

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA UTILIZACIÓN DE  
UN FLUIDO DE ALTA VISCOCIDAD EN ESTIMULACIÓN DEL  
POZO 7512 - ZAPOTAL- FORMACION ECHINO**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**César Augusto Contreras Rázuri**

**Lima - Perú - 1991**

## SUMARIO

Las principales formaciones productivas en el noroeste peruano y, en especial, en el área del Proyecto Laguna Zapotal son Amotape, Mogollón y Echino; siendo Amotape y Mogollón las que tuvieron mayor desarrollo en los primeros años del proyecto. En los últimos dos años se incidió más en el desarrollo de la Formación Echinocyamus debido a los buenos resultados obtenidos en los trabajos de reacondicionamiento realizados en el área, y es por este motivo que se incrementaron los trabajos de fracturamiento en esta formación, con crudo como fluido fracturante. Debido a la poca disponibilidad del crudo y a las dificultades de contar con este fluido con la celeridad con que se requiere, es que se decidió hacer los estudios necesarios para reemplazarlo por otro de mayor disponibilidad en el área.

Con la finalidad de realizar pruebas especiales que permitan definir algunos parámetros de diseño a usarse en trabajos de estimulación, durante el Programa de Perforación 1989 del Proyecto Laguna Zapotal, se consideró la extracción de núcleos convencionales y laterales de la Formación Echino en el Pozo 7511 - Zapotal.

En la perforación del pozo 7511 - Zapotal, se extrajeron y preservaron diecinueve pies de núcleos convencionales del miembro Somatito y diez pies del miembro Cabo Blanco, ambos pertenecientes a la formación Echino. Además, luego de perforado el pozo y de correr los registros eléctricos correspondientes, se tomaron núcleos de pared en los puntos más representativos de esta formación.

Los núcleos fueron sometidos a diferentes pruebas de laboratorio, así como una serie de simulaciones que sirvieron para confirmar algunos datos de diseño. Las simulaciones se basaron en información obtenida a partir de los trabajos de fracturamiento realizados en el pozo 7511 - Zapotal. Esta información fue analizada y comparada con diferentes modelos, para poder emplear posteriormente todos estos resultados en la preparación de un nuevo proyecto que signifique una mejor productividad en los pozos a fracturarse en el futuro.

Comparando los resultados del fracturamiento del Pozo 7511, realizado con petróleo crudo, y los que se obtuvieron con un nuevo diseño usando fluidos base agua, se llegó a conclusiones que posteriormente se usaron en el Pozo 7512 - Zapotal y que son presentados en este trabajo.

EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA UTILIZACION DE UN  
FLUIDO DE ALTA VISCOSIDAD EN ESTIMULACION DEL POZO 7512 -  
ZAPOTAL FORMACION ECHINO

1. INTRODUCCION.
  - 1.1. UBICACION.
  - 1.2. OBJETIVOS.
  
2. ANTECEDENTES.
  
3. ASPECTOS TEORICOS.
  - 3.1. PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS.
  - 3.2. FRACTURAMIENTO.
  - 3.3. MINIFRAC.
  - 3.4. TEORIAS DE FRACTURA.
  - 3.5. ANALISIS DE LA PRESION DE FRACTURA.
  
4. DESARROLLO DEL TRABAJO.
  - 4.1. ESTUDIOS PREVIOS.

4.1.1. OBTENCION DE NUCLEOS DE FORMACION.

4.1.2. PRUEBAS REALIZADAS EN LOS NUCLEOS.

4.1.3. PROGRAMAS DE FRACTURA Y OPTIMIZACION DE PRODUCCION.

4.2. APLICACION.

4.2.1. BOMBEO A CAUDALES ESCALONADOS.

4.2.2. MINIFRAC.

4.2.3. REVISION DEL DISEÑO DE FRACTURA.

4.2.4. FRACTURAMIENTO.

4.2.5. PRUEBAS DE PRESION.

5. EVALUACION ECONOMICA.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7. BIBLIOGRAFIA.

8. TABLAS Y FIGURAS.

## 1. INTRODUCCION-

En el Yacimiento Zapotal del Noroeste del Perú, las operaciones de fracturamiento de la Formación Echinocyamus normalmente se programan utilizando crudo como fluido de transporte. Desde hace algún tiempo se viene estudiando la factibilidad de fracturar con fluidos del tipo de transporte "perfecto", que permitan controlar la distribución del agente de sostén dentro de la fractura, para mejorar la productividad de los pozos.

### 1.1. UBICACION.

El Yacimiento Zapotal se encuentra localizado aproximadamente a 14 Km. al este de la ciudad de El Alto, dentro del área Lima (Ex-Concesiones Lima) y tiene una extensión de 26 Km<sup>2</sup>, comprendiendo las cuadrículas Norte del 24 al 28 y Este de la "S" a la "K", del Sistema de Coordenadas internas de Petróleos del Perú (Fig1).

### 1.2. OBJETIVOS.

El principal objetivo del presente trabajo es evaluar la factibilidad de realizar los fracturamientos hidráulicos con un fluido alternativo, de transporte adecuado, que permita controlar la distribución del agente de sostén en la fractura creada, tratando de optimizar de esta forma la productividad de los pozos. En este trabajo se presentan los estudios y trabajos realizados en los núcleos del pozo 7511 Zapotal, cuyos resultados permitieron ejecutar el trabajo de fracturamiento con un fluido base agua en el segundo pozo de la campaña del año 1989.

(pozo 7512 Zapotal). La metodología aquí mostrada podrá servir como pauta para futuras trabajos tendientes a investigar la compatibilidad de las diferentes formaciones del Noroeste peruano con el fluido de fracturamiento a utilizar on los trabajos de estimulación.

## ASPECTOS TEORICOS

### 2.1. PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS

Mecánica de rocas se define como la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de la roca; esto es, la rama de la mecánica relacionada con la respuesta de la roca a las fuerzas existentes en el del yacimiento.

La importancia de un buen conocimiento de la mecánica de las rocas estriba en que con ello se puede explicar, cualitativa y cuantitativamente la orientación de las fracturas (Hubbert y Willis, 1957), respuestas inesperadas del reservorio tales como una menor producción luego de una estimulación, declinación de presión en pozos alrededor de un pozo inyector (Murphy, 1982), colapso de la matriz de la roca durante la producción (Risnes, 1982) y problemas de estabilidad en las paredes del pozo.

A medida que las completaciones se fueron haciendo cada vez mas profundas, los colapsos de las paredes del pozo y las inestabilidades se hicieron cada vez más comunes, teniendo que realizarse trabajos de remedio que resultaban sumamente caros. Las causas de estos problemas son inestabilidades debidas a grandes fuerzas tectónicas. Un trabajo realizado por ingenieros de minas indicaba que las rocas, lejos de ser inertes, tienen un comportamiento definido, el cual es completamente receptivo a las disturbancias creadas por el hombre. Es por esto que las investigaciones actualmente están dirigidas a la definición de parámetros que caractericen adecuadamente a las formaciones

objetivo. Se toman muestras de núcleos no solo para la determinación de porosidad, permeabilidad y litología, sino que también se realizan pruebas de mecánica de rocas bajo condiciones simuladas de subsuelo.

#### **2.1.1. ESFUERZOS.**

La aproximación que frecuentemente se hace al problema de los esfuerzos en el subsuelo, es asumir que la fuerza que actúa en el yacimiento es hidrostática o cercana a la hidrostática, con los tres esfuerzos principales aproximadamente iguales unos a otros e igual a la presión de sobrecarga. Esto, que generalmente no es cierto, es aparente por el hecho de que por largos periodos de tiempo, las rocas han sido repetidamente deformadas hasta el límite de debilitamiento por fallamiento y plegamiento. Para que esto ocurra, se requieren diferencias sustanciales entre los principales esfuerzos.

Las condiciones generales de esfuerzos en el subsuelo son entonces aquellas en que los tres esfuerzos principales mutuamente perpendiculares son diferentes. Si la presión del fluido se aplica localmente sobre una roca en esta condición, y la presión aumenta hasta llegar a la ruptura o partición de la roca, el primer plano a lo largo del cual la fractura o partición es posible, es aquel perpendicular al menor esfuerzo principal.

Si se considera un plano orientado aleatoriamente de área  $A$  y que contenga un punto a través del cual actúe una fuerza  $AF$ , el esfuerzo,  $\sigma$ , en ese punto, estará definido por :

$$\sigma = \lim_{A \rightarrow 0} \left( \frac{AF}{A} \right)$$

Es decir, que el esfuerzo viene a ser una cantidad expresada como una fuerza por unidad de área. Este esfuerzo resultante puede ser descompuesto en una componente normal ( $\sigma$ ) y un esfuerzo de corte ( $\tau$ ).

Se debe tener en cuenta que a través de un punto, se pueden trazar una infinidad de planos y, aunque la fuerza resultante que actúa sobre estos planos es la misma, los esfuerzos que actúan sobre ellos son diferentes, debido a sus distintas inclinaciones. Entonces, para describir completamente un esfuerzo, se debe especificar no solo la magnitud, dirección y sentido, sino también la superficie sobre la cual actúa. En consecuencia, los esfuerzos están descritos por tensores.

### 2.1.2. TENSIONES.

Cuando un cuerpo está sujeto a esfuerzos del campo y la posición relativa de un punto sobre él está siendo alterada, significa que el cuerpo se está deformando. Si esta nueva posición de los puntos es tal que su posición inicial y final no se puede lograr mediante una traslación y/o rotación (movimientos de un cuerpo rígido), se dice que este cuerpo está tensionado. Esta tensión se puede descomponer en dos:

- Cambio de longitud ( $\epsilon$ )
- Cambio en ángulo ( $\gamma$ )

En consecuencia, la tensión es adimensional. Debido a que los esfuerzos pueden ser considerados como positivos en compresión, un esfuerzo longitudinal positivo, corresponderá a una disminución en longitud y una tensión de corte positiva,  $\gamma$ , reflejará un incremento en el ángulo.

### 2.1.3. MODULO DE YOUNG.

Cuando un cuerpo está sometido a un esfuerzo de tracción, la deformación producida será proporcional al esfuerzo dentro de ciertos, límites. Si  $L$  es la longitud de un cuerpo,  $\Delta L$  su variación de longitud al aplicar una fuerza  $F$  sobre una superficie  $A$ , se define como Módulo de Young ( $E$ ) a:

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L} = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Para determinar el Módulo de Young se efectúan mediciones sónicas con equipos de cable. A continuación se muestran algunos valores promedios encontrados para diferentes tipos de roca:

Tipo de roca	Módulo de Young E (psi)
-----	-----
Muy dura	13 x 10 <sup>6</sup>
Dura	9.5 x 10 <sup>6</sup>
Mediana	6.5 x 10 <sup>6</sup>
Blanda	2.3 x 10 <sup>6</sup>

La rigidez de una roca puede representarse por la pendiente en un diagrama tensión vs estiramiento. Las rocas más duras y rígidas presentarán pendientes más empinadas y, consecuentemente, altos valores de E.

#### 2.1.4. RELACION DE POISSON

Cuando se aplica una carga de una determinada dirección, los cuerpos se alargan o acortan proporcionalmente, pero también se produce una deformación lateral. Esta deformación es conocida como efecto de Poisson y es el cociente entre la deformación lateral y la axial.

$$\nu = \frac{\Delta d/d}{\Delta L/L} = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x}$$

En la tabla siguiente se muestran algunos valores de la relación de Poisson para tener una idea de sus posibles variaciones:

## Relación de Poisson

Tipo de roca	Dura	Mediana	Blanda
-----	-----	-----	-----
Arenisca	0.15	0.17	0.20
Caliza	0.25	0.27	0.30

Tanto el Módulo de Young (E) como la Relación de Poisson ( $\nu$ ) son funciones de la dureza y elasticidad de la roca y son empleados en las ecuaciones de cálculo de fracturas.

## 2.2. **FRACTURAMIENTO**

La fractura hidráulica, como procedimiento para incrementar la producción de pozos petrolíferos, fue patentada por R. F. Farios en Estados Unidos de América.

La primera operación de campo se efectuó en el Yacimiento de gas HUGOTON, en el oeste de Kansas (pozo Klepper No. 1), en el año 1947. El pozo intervenido tenía cuatro capas de calizas productivas entre 23 40 y 258 0 pies de profundidad y la presión de fondo era de aproximadamente 420 psi.

El pozo había sido originalmente acidificado y el objetivo era obtener resultados comparativos de fractura versus acidificación. Los resultados fueron positivos, pero la primera conclusión fue que el método no podía competir económicamente con la acidificación.

Anteriormente a esta operación ya se tenía conciencia de la existencia del fenómeno de fractura en la formación y se reconocía que se presentaba en operaciones de acidificación, cementaciones a presión y de inyección de agua. Se observaba que, cuando la presión alcanzaba determinados valores, se incrementaba la admisión con solo pequeñas elevaciones en los valores de presión.

La fractura no significa necesariamente una ruptura o partición definida en forma tal que la sobrecarga de las capas superiores del terreno floten sobre láminas de agua. La fractura se define como una partición de la roca o matriz que se produce en cualquier plano de sedimentación o de debilidad estructural, para la cual se requiere un esfuerzo superior a aquel que tiende a mantener unida a la formación.

El esfuerzo que hay, que vencer no es necesariamente el peso de la sobrecarga de rocas, sino que depende de las condiciones físicas de los sedimentos y es controlado por factores tales como la plasticidad, compresibilidad, elasticidad, etc. Es decir, si la formación tiene características de compresibilidad, plasticidad y elasticidad adecuadas, es posible producir fracturas en la misma por esfuerzos de compresión absorbidas por dichas capas, sin necesidad de vencer la sobrecarga, que es función del peso de las capas de roca.

En operaciones de cementación a presión también se observa la aparición de fracturas, producidas generalmente según planos de sedimentación o líneas de debilidad sedimentaria. Este fenómeno fue confirmado por testigos

extraídos en perforaciones adyacentes al pozo cementado, los cuales revelaron que la lechada se alojaba y fraguaba en láminas relativamente pequeñas entre capas sedimentarias.

Estudios analíticos de las fuerzas involucradas en una operación de cementación a presión indican que pueden esperarse fracturas verticales, y en más de la mitad de los casos estudiados en que se produjeron fracturas, las presiones utilizadas fueron considerablemente menores que las correspondientes al peso teórico de la sobrecarga. Se comprobó que es completamente posible fracturar una formación verticalmente a presiones inferiores a las teóricas e inyectar grandes cantidades de cemento.

Actualmente el método de fracturación hidráulica se utiliza para lo siguiente:

- Como solución a problemas de daño de formación.
- Para crear fracturas de gran área y mejorar de esta forma la productividad.
- Como auxiliar en operaciones de recuperación secundaria.
- Para posibilitar la inyección de aguas residuales en el subsuelo.

Para tener un buen control de la operación de fracturamiento, normalmente se registran las presiones, caudales y dosificaciones del agente de sostén. En la figura 2, se muestra un gráfico idealizado de las presiones desarrolladas en superficie, donde se identifican algunos valores notables, como son:

- Presión de ruptura: Al iniciar el bombeo, se incrementa la presión en el pozo hasta un punto en que la formación falla y se rompe.
- Presión de bombeo: Una vez rota la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce, aun manteniendo el caudal constante.
- Presión instantánea de cierre: Al cesar el bombeo, desaparecen todas las presiones de fricción y quedan solo la presión dentro de la fractura y la presión hidrostática.
- Declinación post-fractura: En ciertas condiciones es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión de la presión desde la fractura hacia la formación.

Además de considerar la presión, se registra también el caudal, siendo normal que en el diseño se imponga un cierto caudal constante. Este caudal, relacionado con el tiempo de bombeo, es representativo del volumen total de fluido. Este volumen incide directamente en el tamaño de la grieta o fractura creada.

#### 2.2.1. AGENTE DE SOSTEN

Estudios posteriores a las primeras observaciones revelaron que el efecto de incremento de producción decrecía rápidamente, lo que indujo a pensar que, con el tiempo, la fractura volvía a cerrarse, quedando el pozo casi en las condiciones iniciales. Para evitar el cierre de la fractura, se introdujo la técnica de inyectar el fluido fracturante con arena, que actuaría como "agente de

sostén" de las paredes abiertas de la fractura.

Con esto último, los bombeos simples de fluido se transformaron en bombeos secuenciales con un volumen de fluido inicial (PAD o colchón) para producir la fractura y abrirla lo suficiente para que pueda ingresar el agente de sostén, seguido del tratamiento propiamente dicho, que es el fluido cargado con agente de sosten, que sirve para agrandar la fractura y llenarla de dicho agente.

La productividad de un pozo luego de la fractura crece con la relación de la conductividad de fractura a la conductividad de la formación. Como la permeabilidad y el espesor de la formación pueden considerarse como fijos, la conductividad de la misma también lo será, lo que implica que la productividad del pozo dependerá básicamente de la conductividad de fractura.

La conductividad de la fractura puede controlarse con el ancho de fractura, la distribución del agente de sostén y la concentración del mismo. El ancho es controlado por el tamaño del agente de sostén que se coloca en la operación de fracturamiento, por las características de la operación, el fluido empleado y la profundidad del pozo.

La distribución del agente de sostén no es fácil de controlar, sin embargo, su

concentración puede ser controlada con el uso de materiales similares en tamaño, forma y densidad al agente de sostén, pero que son solubles en los fluidos del pozo. Cuando estos son colocados ocupan espacios que impiden que el agente de sostén se deposite como una ranocapa llena, luego del fracturamiento se disuelven y dejan canales que permitirán la conducción de hidrocarburos hacia el pozo.

En fracturas verticales se ha comprobado que el agente de sostén tiende a depositarse en el fondo de la fractura en multicapas, mientras que la parte superior contiene poco o casi nada de agente de sostén. El número de capas de partículas dependerá del tamaño, forma y concentración de las partículas en el fluido, del ancho de la fractura durante la deposición y la velocidad del fluido de fracturamiento.

Los resultados de laboratorio han demostrado que fracturas empaquetadas con multicapas en las cercanías del pozo son efectivas no solo para incrementar la producción, sino también para prevenir el flujo de agente de sostén hacia el pozo durante la post producción.

Un agente de sostén adecuado debe reunir las características siguientes :

- Resistencia a la compresión y maleabilidad suficientes para resistir los esfuerzos de la formación.

- Esfericidad uniforme de partículas.

- Ser inerte en las reacciones químicas con los fluidos de formación.
- Disponibilidad en grandes cantidades y a un costo razonable.

#### 2.2.2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fracturamiento es el componente crítico de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Su función principal es la de abrir la fractura y transportar el agente de sostén a lo largo de la misma. En consecuencia, las propiedades de viscosidad del fluido son consideradas como las más importantes, a pesar que, para un tratamiento adecuado de fracturamiento hidráulico, haya otras propiedades importantes que se deben tomar en cuenta. Los fluidos de fracturamiento deben tener bajas presiones de fricción durante el bombeo, proveer un buen control de pérdida de filtrado, romperse y lavarse rápidamente una vez terminado el tratamiento y por último, ser económico y práctico.

Los reservorios a ser estimulados varían marcadamente en términos de temperatura, permeabilidad, composición de roca y presión poral, razón por la cual se han desarrollado muchos tipos de fluidos diferentes para satisfacer la amplia gama de propiedades descritas anteriormente.

La naturaleza química de la formación determinará básicamente el tipo de fluido, en cuanto a si debe ser o no ácido. En

limolitas, dolomitas y formaciones con altas solubilidades es más efectivo el uso de fluidos de base ácidos. En areniscas o formaciones de baja solubilidad, normalmente es más económico el uso de fluidos base agua o base petróleo.

La elección entre base petróleo o agua dependerá del contenido de arcillas y la sensibilidad de la formación al agua. Actualmente, el fracturamiento con fluidos base agua puede hacerse compatible con las formaciones de alta sensibilidad al agua, así como también compatible desde el punto de vista de riesgo de emulsiones.

La presencia de minerales tales como compuestos férricos, anhidritas, hacen necesario el uso de ciertos aditivos, pues la reacción de dichos minerales con los fluidos de fracturamiento pueden originar un taponamiento de la formación.

Los parámetros físicos del reservorio (porosidad, permeabilidad) no son determinantes en la elección del fluido base, pero sí influyen en la selección de las propiedades del fluido. Por ejemplo, en formaciones altamente permeables, se deberán usar fluidos viscosos o fluidos con reductores de filtrado.

La compatibilidad del fluido fracturante con los fluidos de la formación también debe ser considerada, evitando de esta manera problemas de emulsión y formación de depósitos.

Debe tenerse en cuenta también la presión y temperatura del reservorio, siendo aconsejable fluidos de elevado peso específico para casos de altas presiones, con el objeto de tener una mayor presión hidrostática. Las elevadas temperaturas pueden restringir el uso de fluidos gelificados.

### 2.3. MINIFRACTURAMIENTO

Son trabajos de bombeo a regímenes de fractura de un fluido sin agente de sostén, cuyo fin específico es el de determinar in situ valores relacionados con los fluidos de fracturamiento a través de un análisis de presiones. Sirven también como un sistema de calibración de algunos parámetros de la fractura creada, que permiten determinar su geometría básica. Los volúmenes pueden oscilar entre los 5,000 y 40,000 galones y el tipo de fluido utilizado deberá ser necesariamente el mismo que se planea usar durante el trabajo de fracturación.

Los resultados del análisis de presiones tanto en la etapa de bombeo como de la posterior declinación de presión darán como resultado los parámetros siguientes:

- La contención o no de la fractura dentro del tramo de interés.
- El coeficiente total de pérdida por filtrado.
- La eficiencia del fluido de fractura seleccionado.

## 2.4. TEORIAS DE FRACTURA

La forma y dimensiones de una fractura creada en condiciones dinámicas es un problema sumamente complejo, puesto que intervienen factores de diversa naturaleza, como son las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido de tratamiento y parámetros hidráulicos de la operación.

Para poder acercarse con criterios técnicos a esa compleja realidad, es necesario elaborar modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones.

### 2.4.1. MODELOS BIDIMENSIONALES

El primer modelo para simular la propagación de fracturas fue desarrollado por KRISTIANOVIC y SUELTOV (195b). Esta formulación bidimensional se basa en la asunción de planos de tensión horizontales y/o verticales.

#### 2.4.1.1. MODELO KRISTIANOVIC - GEERTSMA - DE KLERK (KGD)

Este modelo plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura, es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares y hay deslizamiento entre estratos en los planos horizontales que confinan la fractura.

El ancho de fractura es proporcional a la longitud antes

que a su altura, como se puede observar en la ecuación siguiente :

$$w = \frac{4(1-\nu^2) P_c (L)}{E}$$

Donde :

w = Máximo ancho de fractura en la pared del pozo

$\nu$  = Relación de Poisson.

$P_c$  = Presión neta de fractura.

L = Longitud de fractura.

E = Módulo de Young.

#### 2.4.1.2. MODELO PEJRKINS - KERN - NORDGREN (PKN)

El segundo tipo de modelo usado para simular la propagación de una fractura hidráulica vertical fue presentado por PERKINS y KERN (1961) y mejorado posteriormente por NORDGREN (1972) mediante la inclusión de variaciones en el rate de flujo a través de la fractura. La primera asunción de este modelo es que la longitud de fractura es mayor que el alto de la misma. Asumiendo que no hay flujo en la dirección vertical, la presión en un corte vertical de la fractura es constante y la fractura tiene una forma elíptica.

El ancho de fractura se define como:

$$W = \frac{4(1-\nu^2) P_c (h)}{E}$$

h = altura de fractura.

Examinando esta ecuación, se puede ver que, dado que el Módulo de Young (E) y la Relación de Poisson ( $\nu$ ) son constantes de la formación y que h se asume como altura constante, la única forma de que aumente el ancho de fractura es mediante un incremento de la presión neta de fractura durante el tratamiento.

#### 2.4.2. MODELO RADIAL

En este modelo, la fractura tiene la forma de una moneda y se presenta en aquellos casos donde no exista una barrera que contenga el crecimiento vertical de la fractura. La longitud de fractura es aproximadamente igual al radio de la misma y su perfil de ancho variable es similar al del modelo de PERKINS y KERN.

#### 2.5. ANALISIS DE LA PRESION DE FRACTURA

El análisis de las presiones durante y después del fracturamiento, permite contar con una herramienta poderosa para determinar la manera como se va a propagar la fractura, así como parámetros

importantes para el diseño de futuros tratamientos.

NOLTE y SMITH del Departamento de Producción de AMOCO publicaron en 1979 un método para la interpretación de las presiones de fractura durante el bombeo. En dicho método hacen referencia a cuatro modelos que representan cuatro diferentes comportamientos típicos de las presiones de fractura durante la etapa de bombeo, cuando se gráfica el logaritmo de la presión neta contra el logaritmo del tiempo (fig- 3)

- a) Pendiente positiva-pequeña (Modelo I).- Es el caso básico de crecimiento de la longitud de fractura según el modelo de PERKINS y KERN, manteniéndose todas las otras variables constantes.
- b) Pendiente nula (presión constante), (Modelo II).- Se ha calculado que en este caso la presión no varía debido a que se produce mayor pérdida de fluido, mayor altura o un cambio en la elasticidad de la fractura mientras que la longitud de la misma permanece constante. Posiblemente sea el modelo más importante de todos, puesto que se debe a alguna causa de futuras complicaciones. En casi todos los casos esta situación ha procedido a arenamientos o a crecimientos indeseables de la altura de fractura en detrimento del largo de la misma.
- c) Pendiente unitaria (Modelo III).-- La velocidad de extensión de la fractura decrece rápidamente por alguna restricción del flujo. El fluido bombeado a la fractura no llega al vértice de

la misma, sino que se almacena aumentando el ancho o la presión.

d) Pendiente negativa (Modelo IV).- Se interpreta como un crecimiento rápido de la altura de la fractura. Al comienzo, la fractura puede seguir aproximándose al modelo I.

Eventualmente se puede producir un periodo inestable en que la fractura comienza a invadir las barreras (modelo II) y luego, si la fractura alcanza una capa cuyo estado de tensiones es más aliviado, se puede producir el modelo IV, donde la fractura crece rápidamente en sentido vertical. Este cambio de dirección del flujo promueve el asentamiento de la arena y posible arenamiento.

La tabla I permite una identificación rápida de los diferentes modelos.

También en el año 1979, NOLTE publicó un método para la determinación de ciertos parámetros relacionados con los fluidos de fracturación, a través de la caída de presión post fractura en función del tiempo.

El objetivo del análisis de la declinación de presión post fractura, es llegar a estimar valores para el coeficiente total de la pérdida por filtrado, la eficiencia del fluido de fractura y la geometría desarrollada, con el fin de optimizar ciertos parámetros de diseño.

### 3. DESARROLLO DEL TRABAJO.

#### 3.1. ESTUDIOS PREVIOS.

Al iniciarse el programa de Perforación 1909 del Proyecto Laguna Zapotal, se coordinó la obtención de núcleos convencionales y laterales de la formación Echino en el primer pozo de la campaña (7511), para efectuar estudios que permitieran definir algunos parámetros de diseño a fin de optimizar las estimulaciones mediante el uso de un fluido base agua.

##### 3.1.1. OBTENCION DE NUCLEOS DE FORMACION.

En el Pozo 7511 - Zapotal, se extrajeron y preservaron diecinueve pies (19') de núcleos convencionales del miembro Somatito (2471' - 2490') y diez pies (10') del miembro Cabo Blanco (2700' - 2710') pertenecientes a la formación Echinocyamus (Fig.4). Además, luego de perforado el pozo y de correr los Registros Eléctricos, se tomaron núcleos de pared en los puntos más representativos de esta Formación.

##### 3.1.2. PRUEBAS REALIZADAS EN LOS NUCLEOS.

Los estudios de laboratorio fueron principalmente orientados a identificar la composición, contenido de minerales y su posición en la roca reservorio, así como su sensibilidad al agua.

Se analizaron también dos muestras que podrían servir como fluido base de fractura

(Agua de Formación - Batería 951 de Zapotal y Agua de Inyección de OXY).

El análisis de los reportes de laboratorio permitió llegar a las conclusiones siguientes:

3.1.2.1. PERMEABILIDAD, POROSIDAD Y DENSIDAD DE GRANO.

La formación Echino, según los núcleos estudiados, se muestra como una arenisca de grano fino a medio, con una densidad promedio de .2.61 y con permeabilidades relativamente bajas en la parte superior o inferior del intervalo (2470' - 2740'), siendo los núcleos de pared los que presentan la mejor permeabilidad, lo que concuerda con las características mostradas por los Registros Eléctricos. Los valores de porosidad son también variables, desde 2.8 % a 2700' hasta 16.4 % a 2477'. (Tabla II)

3.1.2.2. SOLUBILIDAD AL ACIDO Y CONTENIDO DE HIERRO.

La solubilidad a la mezcla de ácidos (HCL + HF) es alta en todas las muestras debido al alto contenido de sílice presente en las mismas. El contenido de hierro se determinó

mediante adsorción atómica, estando este presente en cantidades no muy alarmantes. (Tabla III).

#### 3.1.2.3. ANALISIS DE AGUA.

Se analizaron las dos muestras de agua, encontrándose que el agua de formación (Batería 951) contiene una cantidad apreciable de hierro en solución y que, en contacto con el aire, se forma el hidróxido de hierro (precipitado), pudiendo originar esto un taponamiento en la formación o una reducción de su capacidad de flujo (permeabilidad). (Tablas IV y IV-A)

#### 3.1.2.4. PRUEBAS DE INHERSION Y PERMEABILIDAD A LOS LIQUIDOS.

Los resultados de las pruebas de inmersión indican que el agua de formación de OXY, con o sin aditivos químicos adicionales, no causa ningún daño visual en las muestras ensayadas. La exposición de los cores a esta misma agua tampoco altera las características de permeabilidad.

#### 3.1.2.5. SENSIBILIDAD AL AGUA.

Estas pruebas mostraron que los testigos tienen alguna sensibilidad a fluidos acuosos de baja salinidad. Los fluidos que contienen cloruro tuvieron aproximadamente el mismo grado de estabilización de arcillas. (Tabla V).

#### 3.1.2.6. PROPIEDADES MECANICAS.

De acuerdo al módulo de Young encontrado, se podría clasificar a la roca como proveniente de una formación blanda; pero esto podría estar influenciado por la presencia de fracturas naturales, que permiten una mayor expansión de la roca, enmascarando la dureza real de la misma. (Tabla VI).

#### 3.1.2.7. PETROGRAFIA.

Se realizaron análisis utilizando el microscopio electrónico, encontrándose una textura en la roca silícea de grano fino a medio y porciones de la matriz y espacios porales cubiertos y parcialmente obstruidos con minerales arcillosos de la familia illita/smectita y clorita.

Mediante la difracción de Rayos X, se determinó que el cuarzo es el mineral dominante y que existe la presencia de otros minerales como carbonatos, minerales arcillosos y feldespatos. Mediante el microscopio electrónico y el estudio de secciones delgadas, se encontró la presencia de fracturas naturales parcialmente rellenas con hidrocarburos y otros minerales sólidos, lo que implica que el sistema se comportaría como un reservorio de doble porosidad. (Tabla VII)

#### 3.1.2.a. CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA.

Las pruebas de conductividad se realizaron empacando arena malla 10/20 en bloques labrados del core No 1, sometiéndolos a una presión de confinamiento de 2000 psi y haciendo pasar a través de ellos al fluido fracturante en una celda de conductividad, con lo que se obtuvo un valor de 21,000 md.ft., lo que garantiza una buena conductividad de este tipo de arena en la formación.

### 3.1.3. PROGRAMAS DE FRACTURA Y OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION.

La información obtenida de los núcleos y la proveniente del frncturnmient doL pozo 7511 - Zapotal se usó en la simulación y ajuste de parámetros con la utilización de diferentes modelos de fractura, para determinar la extensión de fractura y conductividad adimensional.

Finalmente, con los resultados obtenidos, se programó un nuevo sistema de fractura que permita mejorar los resultados obtenidos hasta la fecha.

Los pasos seguidos para el ajuste de parámetros, la simulación de fractura y el diseño final son los que se detallan a continuación:

- Verificación de parámetros simulando el comportamiento del sistema para reproducir los resultados de producción, distribuyendo está en forma proporcional al factor  $Kh$  de los tres intervalos estimulados.

- En base a los programas de fracturamiento hidráulico realizados en el pozo 7511 - Zapotal se corrió un programa de fractura que usa un modelo bidimensional, a fin de simular la propagación de la fractura (XF) y la deposición del agente de sostén, así como la conductividad adimensional de cada fractura. (Tabla VIII).

- Se analizaron las presiones netas de bombeo para tratar de reconocer la geometría aproximada de las fracturas creadas en el pozo 7511 - Zapotal, para lo cual se utilizó un modelo de simulación en tiempo real.

- Se realizó un análisis nodal del sistema utilizando un PROGRAMA PARA OPTIMIZACION DE PRODUCCION (POP) con una fractura vertical de conductividad infinita. Con los resultados de este análisis se redimensionaron las fracturas y con las características de espaciamiento y formación de la zona, se escogió una combinación óptima de FCD y XF (Tabla IX), volviéndose a correr el POP, con lo que se encontró una mejora en la productividad de los tres tramos. (Tabla X).

- Luego de los análisis efectuados, se encontró que el fluido adecuado para fracturamiento por Echino en esta zona sería el Terra Frac 40, cuya composición para 1000 galones de fluido es la siguiente:

Agua de inyección de OXY 2 % KCL

Inhibidor de arcilla.

40 lbs	GW-8	Agente gelificante.
1 gal	Clatrol 4	Estabiliz. de arcilla
1 Gal	BF-4	Buffer.
2 Lbs	KLW-1	Reticulante.
6 lbs	KLW-2	Reticulante.
2 lbs	GBW-5	Ruptor.

Finalmente se prepararon los programas de fractura para cada intervalo del pozo 7511 - Zapotal usando el fluido recomendado.

(Tablas XI, XI-A y XI-D).

### 3.2 APLICACION.

De acuerdo a los resultados de los estudios previos, se realizaron las operaciones de fracturamiento de la formación Echino en el Pozo 7512 - Zapotal. Los pasos que se siguieron para estos trabajos son los siguientes :

#### 3.2.1» BOMBEO A CAUDALES ESCALONADOS. (Step Rate Test)

Previo a estos trabajos, se abrió Echino (2780'- 2606') con 62 jets de 1/2", tomando luego un BMP modificado, cuyos resultados se muestran más adelante; seguidamente, se efectuó un bombeo a caudal escalonado a través de los punzados inyectando 6 2 Bbl do agua de OXY + 2 % KCL + gelificante + inhibidor de arcilla + surfactante (Aqua Frac 20) a cinco diferentes caudales.

Del gráfico de caudal registrado vs. presión de fondo de bombeo, se determinó un caudal mínimo de fractura de 5.2 BPM con una presión Odo extensión de la misma de 2680 psi. (Fig 5).

Con los datos de declinación de presiones (fall off) luego del bombeo, se hicieron gráficos en función de la raíz cuadrada del

tiempo de cierre post bombeo y a una función diferencial de la raíz cuadrada del tiempo de bombeo y el tiempo de cierre post bombeo, determinándose una presión de cierre de la fractura de 2240 psi. , asociada a un tiempo de cierre de la fractura creada de 6.3 minutos. (Fig. 6). Al efectuar el análisis de eficiencia (según Nolte y Smith), se encontró un valor promedio de 32%.

### 3.2.2 MINIFRAC

Esta operación consistió en el bombeo de 185 I3bl de Terra Frac 40 con 20 lbs/1000 gal de Adomite Aqua como reductor de pérdida por filtrado a un caudal de aproximadamente 20 BPM. A los últimos 55 Bbl se añadieron 11 sacos de ZIRPROP 126 como trazador radioactivo. (Tabla XII).

La presión de extensión de la fractura a un caudal de 20 BPM osciló entre 2450 psi y 2300 psi en el fondo, con una tendencia a disminuir con el tiempo.

Tomando en cuenta los registros de presión del fracómetro y utilizando la presión de cierre determinada luego del Step Rate Test, se preparó un gráfico log - log de presión neta de bombeo vs. tiempo (Fig. 7), para analizar el comportamiento de la fractura según los modelos de Nolte y Smith. En este gráfico, las variaciones de la presión neta hacen suponer que la fractura se fue abriendo por tramos, debido

a que el espesor tratado tiene "paquetes" de características diferentes entre sí.

La interpretación general puede considerar que se tuvo un crecimiento vertical por etapas, dentro de los primeros 10 minutos, hasta alcanzar su desarrollo total cuando llega a cubrir el espesor de la formación, momento en que la presión debería tender a estabilizarse.

De los gráficos de declinación de presión, se obtiene que la presión de cierre de la fractura es de 2280 psi., con un tiempo asociado de cierre de 9.3 minutos. (fig. 8)

La eficiencia promedio para el fluido utilizado fue del 42 %.

Se tomaron registros de temperatura y Rayos Gamma, de los cuales, comparando con los registros base, se determinó que el tope de la fractura estaba en 2605 pies y el fondo de la misma en 2850 pies, es decir, un desarrollo vertical de 245 pies que cubre los tramos baleados y que se extiende aproximadamente 70 pies hacia abajo del intervalo.

Con este valor como extensión total de la fractura y con 98 pies como espesor permeable dentro de ella, se determinó que para una geometría de Perkins y Kern, el coeficiente total de pérdida por filtrado es de  $4.28 \times 10^{-3}$  pie/min<sup>1/2</sup>.

### 3.2.2. REVISION DEL DISEÑO DE FRACTURA.

Con los valores obtenidos del minifrac, se simuló nuevamente la fractura con los nuevos parámetros, usando un programa de fractura bidimensional según el modelo de geometría de Perkins y Kern.

Una primera corrida dio valores de eficiencia diferentes a los determinados en el minifrac (42 %), por lo que se procedió a ajustar la pérdida instantánea (spurt loss) y el coeficiente de revoque (C-III) hasta obtener el valor de eficiencia requerido para un volumen similar al bombeado en el minifrac. También se encontró que era necesario elevar el caudal a 30 BPM e incrementar el volumen de colchón, para de esta manera contrarrestar la pérdida de fluido y obtener una longitud de fractura empaquetada de aproximadamente 260 pies, que cubra la altura determinada con los registros Gamma Ray y temperatura (245 pies).

El programa de tratamiento propuesto consideró el uso de 44,000 galones de fluido y 1380 sacos de arena con una concentración máxima de 8.23 lbs/gal. líquido y sus resultados se resumen en los parámetros siguientes :

Longitud creada	=300.85 pies
Longitud empaquetada (XF)	=260.49 pies
Conductividad adimensional(FCD)	=23.57
Concentración areal promedio	=1.073 lb/pie <sup>2</sup>

## 3.2.3. FRACTURAMIENTO.

Los trabajos de fracturamiento se realizaron a través de tubería de 2 7/8" con fluido de fractura base agua (Terra Frac 40) siguiendo el tratamiento recomendado, con una ligera modificación efectuada en el campo, al variar los volúmenes programados inicialmente para las dos últimas dosificaciones de arena; esto se hizo considerando la baja reticulación obtenida durante el bombeo de estas dosificaciones, por la disminución en el rendimiento de la bomba proporcionadora del fluido reticulante (Complex).

Tomando en cuenta el cambio realizado, se efectuó nuevamente una simulación post fractura para los volúmenes de campo, comprobándose que las diferencias con el diseño inicial no son grandes.

## PARAMETROS DISEÑO CAMPO

Longitud creada (pies)	300.B5	306.80
Longitud empaquetada (pies)	60.49	271.26
Conductividad adimensional	23.57	22.33
Concentración areal promedia	1.073	1.059

## 3.2.4. PRUEBAS DE PRESION.

Se realizaron pruebas de presión (BHP modificado) antes y después de los trabajos de fracturamiento de Echino en el pozo 7512 - Zapotal, con los resultados siguientes:

- PRUEBA PREVIA AL FRACTURAMIENTO: La finalidad de esta primera prueba, efectuada el 22 de Setiembre de 1989, fue la de conocer el nivel de energía del reservorio y ver la factibilidad de realizar el fracturamiento con un fluido base agua.

De esta prueba se obtuvo lo siguiente:

Presión estática	=	1122 psi
Permeabilidad	=	5 md
Factor Skin	=	3.7
Ind. de productividad	=	0.038Bbl/día/psi Radio
de investigación	=	50 ft.
Prof. de medición	=	2586 ft.

En la figura 9, se muestra el gráfico log - log de esta prueba, donde se puede apreciar irregularidades en la curva de la primera derivada y la curva de presión (periodo de afterflow),

- PRUEBA POST FRACTURA: Se efectuó el 26 de Octubre de 1989 y tuvo por finalidad verificar la eficiencia del fracturamiento con el fluido recomendado; obteniéndose los resultados siguientes :

Presión estática	=	802 psi
Permeabilidad	=	5.4 md
Factor Skin	=	-3.9
Ind. de productividad	=	0.216Bbl/día/psi Radio
de investigación	=	549 ft.
Prof. de medición	=	2558 ft.

La graficación de la raíz cuarta del tiempo versus la diferencial de presiones permite trazar una línea recta por los puntos que se encuentran en flujo bilineal. Esta línea no interseca el origen de las coordenadas, lo que significa que existe un estrangulamiento de la fractura cerca al borde del pozo, con el consecuente efecto de pérdida de conductividad. (fig 10 y 11).

La pérdida de conductividad puede ser simplemente un resultado del flujo de arena al pozo, ocasionado por las operaciones de limpieza posteriores al trabajo de fracturamiento hidráulico. En todo caso el A P (40 psi) no es crítico.

#### 4. EVALUACION ECONOMICA.

Con la información obtenida del Sistema de Costos del Proyecto Laguna Zapotal, se tiene que el costo total de la perforación y completación del pozo 7512 - Zapotal (incluyendo 335.07 MUS \$ correspondientes a cargos por pago de Stand By y desmovilización del equipo de perforación de GMB) asciende a 781.19 MUS \$ y, de acuerdo al comportamiento productivo del pozo, se espera obtener una recuperación final del orden de los 38,000 Bbl en 12 años de vida productiva.

Para la evaluación económica se han considerado las pautas y lineamientos generales consignados en las "Normas para Elaborar y Evaluar Proyectos de Inversión", establecidas por la Unidad de Planeamiento Corporativo de Petróleos del Perú S.A.

Los parámetros utilizados para la evaluación económica son los siguientes :

Precio del crudo	:	21.94	US\$/Bbl
Impuesto a la renta	:	30	%
Tasa de descuento	:	20	%
Gastos Operativos			
- Variables		0.07	US\$/Bbl
- Fijos		4.95	MUS\$/Pozo/año

Además, para la elaboración del flujo de caja, se han tenido en cuenta los criterios siguientes:

- Se consideran dos tipos de depreciación :
  - a) Intangibles: cargados 100 % en el periodo de ejecución.
  - b) Tangibles variables : depreciados en función (proporcional) de la producción. Dentro de este tipo de inversión se encuentran los forros de

superficie, forros de producción cabezal, unidad de bombeo y tubería de producción.

No se considera lo referente a regalías y tributos (11 % sobre las ventas), debido a que en el precio del crudo ya se ha descontado el porcentaje correspondiente a regalías, canon y derechos de importación - exportación, de acuerdo a las normas mencionadas anteriormente.

La fórmula de actualización es la correspondiente a ingresos y egresos que se producen al final del periodo.

Con las consideraciones enunciadas, se realizó el flujo de caja (Tabla XIII), alcanzándose los parámetros económicos siguientes :

V.A.N. (20 %)	-199.24 MUS \$
T.I.R.	< 1 %
PAY OUT	Irrecuperable.

Como se puede observar de los resultados obtenidos, el pozo 7511 - Zapotal resulta no ser rentable, debido al bajo nivel de reservas que se espera recuperar y al alto costo final del pozo.

El alto costo alcanzado se debe básicamente a los cargos por Stand By y desmovilización del equipo de perforación, que ascienden aproximadamente al 43 % del costo total del pozo.

Las reservas mínimas que se necesitarían para que el pozo sea rentable (VAN = 0), considerando el costo total y el mismo comportamiento productivo (declinación en 12 años), son de 64.6 M Bbl de petróleo.

Por otro lado, si no se consideran los cargos por Stand By y desmovilización del equipo de perforación, se alcanzaría un valor actual neto de -3.78 MUS \$, siendo el pozo aún no rentable. Las reservas mínimas que hubieran justificado la inversión serían, para este caso, 38.5 M Bbl de petróleo.

Los ejercicios antes mencionados, indican que, lejos de desechar el fracturamiento de pozos con fluido base agua, se deberá, en lo futuro, escoger más cuidadosamente los candidatos para la realización de este tipo de trabajos, toda vez que las características de reservorio encontradas en el pozo 7512-Zapotal resultaron ser inferiores a las del pozo en que se hicieron los estudios de núcleos.

## 5. CONCLUSIONES.

- El Yacimiento Zapotal se encuentra localizado aproximadamente a 14 Kms. al este de la Ciudad de El Alto, dentro del Area Lima (Ex- Concesiones Lima), y tiene una extensión de 26 Km<sup>2</sup>, comprendiendo las cuadrículas Norte del 24 al 28 y Este de la S a la K, del sistema de coordenadas internas de Petróleos del Perú.

En este trabajo se presentan los estudios y trabajos realizados en los núcleos del pozo 7511 - Zapotal, cuyos resultados permitieron ejecutar el trabajo de fracturamiento con un fluido base agua en el segundo pozo de la campaña del año 1989 (pozo 7512 - Zapotal). La metodología aquí mostrada podrá servir como pauta para futuros trabajos tendientes a investigar la compatibilidad de las diferentes formaciones del Noroeste peruano con el fluido de fracturamiento a utilizar en los trabajos de estimulación

Los análisis convencionales de los núcleos de la formación Echino extraídos del pozo 7511 - Zapotal, indican que se trata de una arenisca de grano fino a medio con permeabilidades relativamente bajas en los tramos superior e inferior, mostrando el tramo intermedio una mejor permeabilidad. Laporosidad de esta formación varía desde un valor de 2.8 a 2700 pies hasta 16.4 % a 2478 pies. La densidad de grano promedio es de 2.61.

Del análisis por difracción de Rayos X se obtuvo que el cuarzo es el mineral predominante, estando también presentes otros minerales como los carbonatos (calcita), arcillas (illita/smectita y clorita) y feldespatos potásicos entre otros.

Las pruebas de inmersión y sensibilidad al agua, indican que la formación tiene alguna sensibilidad a fluidos acuosos de baja salinidad, lo que podría ocasionar una disminución de la permeabilidad por daño en caso de exponer la formación a dichos fluidos. Este daño se podría atribuir a la expansión y movimiento de finos (illita/smectita) ocasionado por acción del agua dulce.

Las propiedades mecánicas de la roca indican que esta se podría clasificar como proveniente de una formación blanda (de acuerdo al módulo de Young encontrado), pero debe tenerse en cuenta que la presencia de fisuras naturales podrían estar enmascarando la dureza real de la formación.

Se encontró presencia de fracturas naturales, que fueron estudiados con ayuda del microscopio electrónico y de secciones delgadas, indicando que estas están parcialmente rellenas con hidrocarburos y algunos minerales sólidos.

Los análisis de agua de formación de la batería 951 de Zapotal, muestran la presencia de un alto contenido de hierro en solución (hierro ferroso), que al ponerse al contacto con el aire produce la formación y precipitación de hidróxido férrico, lo que puede ocasionar un daño a la permeabilidad por obstrucción del espacio poroso. Este alto contenido de hierro es, hasta cierto punto, explicable debido a que el agua proveniente de dicha batería es una agua prácticamente estancada, que permanece en contacto con las paredes de los tanques por periodos bastante prolongados.

Del análisis nodal del sistema, se observa que la densidad de baleo utilizada en los pozos del área no es la adecuada, siendo necesario incrementar dicha densidad a fin de obtener mejores resultados de productividad.

La técnica de entrada limitada para las operaciones de fracturamiento podría no ser la adecuada, toda vez que no existirían barreras que garanticen el adecuado confinamiento de la fractura, corriendo el riesgo de crear fracturas de muy poca longitud (radiales) y con posible interferencia entre las diferentes zonas fracturadas.

- En el diseño inicial de fractura se había considerado una longitud de 455 pies, la cual se descartó debido a que, según la información geológica, existe una falla aproximadamente a 300 pies del Pozo 7512 y, de extenderse la fractura hasta esa distancia, podría producirse una pérdida incontrolable de fluido con el consiguiente arenamiento.

Comparando las pruebas de presión realizadas antes y después del fracturamiento, se determinó un incremento en el índice de productividad de aproximadamente 5.6 veces, lo que es un indicativo de estimulación eficiente.

En el pozo 7512- Zapotal, donde se realizó el fracturamiento con fluido base agua, se espera obtener una recuperación final de 38,000 Bbl de petróleo, con una inversión real de 781.19 MUS \$, con lo que se obtiene un valor actual neto de -199.24 MUS \$ y una tasa interna de retorno menor al uno por ciento, lo que implica que el proyecto de perforación y complotación del pozo no fue rentable para la empresa. Los cargos por Stand By y desmovilización del equipo de perforación de Graña y Montero (compañía operadora de perforación para el Proyecto Laguna Zapotal)

corresponden aproximadamente al 43 % del costo total del pozo, lo cual influye fuertemente en la economía de este pozo. Si no se tomaran en cuenta estos cargos, el valor actual neto sería de solo -3.78 MUS \$ y las reservas mínimas que hubieran justificado económicamente el trabajo ascenderían a 38.5 M Bbl de petróleo.

Las características de arena reservorio del pozo 7512 Zapotal son inferiores a las del pozo del cual se obtuvieron los núcleos para los estudios previos (pozo 7511 - Zapotal), lo que explicaría, en parte, la baja recuperación final que se espera obtener, que, junto con la alta inversión realizada en el pozo, hace que éste no sea rentable.

Para implementar un proyecto de estimulación como el que se presenta, es necesario tener en consideración lo siguiente: Estudiar las características del agua de otras baterías donde se tenga un cambio continuo del agua de las mismas (exposición corta a las paredes de los tanques) a fin de determinar la posibilidad de su utilización en los trabajos de fracturamiento. Esto se basa en que el agua de la batería 951 - Zapotal, a pesar de su alto contenido de hierro, muestra una dureza total menor que la del agua de inyección de OXY, por lo que generaría menor cantidad de precipitados indeseables.

De los estudios de laboratorio efectuados, se aprecia que se pueden efectuar trabajos de fracturamiento en la formación Echinocyraus de Zapotal con fluidos reticulados base agua sin inducir daño a la formación? motivo por el cual se podría utilizar Terra Frac 40 o su similar como fluido de fractura en futuros pozos del área.

Ampliar la densidad de baleo a por lo menos 2 tiros por pie dentro de los tramos de interés, para garantizar una mejor productividad.

En vista que, debido a la presencia de fisuras naturales, la formación Echino, en esta zona, se estaría comportando como un reservorio de doble porosidad, es necesario crear fracturas de gran longitud que garanticen la mayor comunicación del sistema de fisuras naturales con la fractura inducida. Es necesario también efectuar pruebas de formación adecuadas para verificar la presencia de estas fisuras naturales y poder dimensionar la incidencia de este sistema de doble porosidad en la productividad de los pozos.

Realizar operaciones de Mini-Frac y Micro-Frac selectivos a fin de determinar los volúmenes, caudales de fractura y esfuerzos de la formación, que permitirán definir la gradiente de fractura y su contraste en los diferentes horizontes productivos, así como la geometría básica.

Programar pruebas de presiones antes y después de fracturar los primeros pozos con fluidos reticulados base agua, a fin de determinar las condiciones iniciales del reservorio y la efectividad de la fractura hidráulica con la utilización de este tipo de fluidos.

## BIBLIOGRAFIA

Mechanics of Hydraulic Fracturing. M. King Hubbert SPE  
Reprint Series Vol. 5 Well Completions (T.P. 4f>97)

Production Operations. Vol. 2                      Thomas O. Allen & Alan  
P. Roberts

Micro y Minifracturamiento para la optimización de diseños de  
fracturación hidráulica. E. Blanco S.

Reservoir Stimulation. Michael J. Economides & Kenneth G.  
Nolte

Guía de Fracturación. BJ Services - Argentina

Hydraulic Fracturing. Monograph Volume 2                      C. G.  
Howard & C. R. Fast

Guía de Estimulación de Pozos. R. Saldaño - L. Floreani

Fracturación Hidráulica. Centro de Capacitación - Hughes  
Services Company

Análisis post fractura Curso de Fracturamiento ESTEPSA

Normas para Evaluar y Elaborar Proyectos de Inversión Unidad  
Planeamiento Corporativo - Petróleos del Perú  
S.A.

Well Testing. John Lee

Well Analysis Manual. Dowell Schlumberger

Utilización de Fluidos Alternativos en Estimulación - Fm.  
Echino Yacimiento Zapotal                      C. Contreras