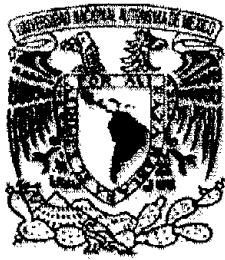


01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

PROYECTO TERMINAL

**"FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS  
HORIZONTALES DEL PALEOCANAL CHICONTEPEC  
DISTRITO POZA RICA"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE  
ESPECIALISTA EN PERFORACIÓN DE POZOS  
PETROLEROS

PRESENTA:

VICTOR MANUEL LÓPEZ SOLÍS

DIRECTOR DE PROYECTO :

M. EN I. TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

ENERO DE 2005



m. 340704



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Acuerdo de Transmisión de Derechos de la  
UNAF a favor de los señores VICTOR MANUEL  
CONDICIÓN de un dominio convencional.

NOMBRE LOPEZ SOLIS

VICTOR MANUEL

FECHA 2-02-2005

D.A.



HUGO BECERRA TARJEBUE



**A Dios**  
**Por darme salud para poder**  
**terminar este trabajo**

**A mi padres y hermanos**  
**Por nunca ceder en su apoyo hacia mi superación**

**A UPMP**  
**Por brindarme la oportunidad de estudiar la especialidad**

**Al Ing. Hector Hernández Muñoz**  
**Jefe de la Unidad Operativa**  
**Por su apoyo para la realización de este proyecto**

**Al Ing. José G. López Hernández**  
**Por sus consejos para el mejor termino del proyecto**

**A todos mis compañeros de la Unidad Operativa Poza Rica**  
**Por su valiosa cooperación para la elaboración de este trabajo**

## CONTENIDO

I.- Introducción.....	09
II.- Descripción de la formación.....	11
II.1.- Ubicación geográfica.....	12
II.2.- Historia de explotación del campo.....	12
II.3.- Propiedades de la roca.....	15
III.- Historia del fracturamiento hidráulico en el área.....	17
IV.- Fluidos fracturantes.....	25
IV.1.- Fluidos base agua.....	26
IV.2.- Fluidos base aceite.....	30
IV.3.- Fluidos multifásicos.....	31
V.- Propuesta de fracturamiento hidráulico en la formación Paleocanal Chicontepec.....	33
V.1.- Pozos horizontales existentes.....	33
V.2.- Estudio del fracturamiento del pozo Agua Fría 867-D.....	34
V.3.- Propuesta y características del pozo para fracturar.....	36
V.4.- Selección de fluido fracturante.....	38
V.5.- Selección de apuntalante optimo.....	39
V.6.- Diseño de gasto optimo.....	40
V.7.- Longitud optima de fractura.....	42
V.8.- Valor presente neto.....	45
Recomendaciones.....	49
Conclusiones.....	51
Bibliografía.....	53

## RESUMEN

El campo Agua Fría se desarrolla en la formación del Paleocanal Chicontepcc. En este campo se han perforado 73 pozos, estos son verticales, direccionales y cuatro pozos horizontales, en los cuales se ha obtenido valiosa información para optimizar la explotación del campo.

Una de las características de este campo es la baja permeabilidad, para lo cual ha sido necesario crear canales de flujo a través de la formación por medio de la técnica del fracturamiento hidráulico, la cual, en los últimos años ha venido evolucionando en cuanto a tecnología, teniendo una gran expectativa para su aplicación en los pozos horizontales existentes en el campo.

En este trabajo se analizó la factibilidad de fracturar hidráulicamente los pozos agua fría 801-H1, 801-H2, 807-H, 817-H y determinar el diseño óptimo de estos tratamientos, considerando los efectos de la longitud y la conductividad sobre el valor presente neto.

El procedimiento para este estudio fue analizar registros tomados tanto en los pozos verticales como en los horizontales y correlacionar los intervalos abiertos en cada pozo, con el fin de generar un modelo de yacimiento. Teniendo en cuenta que la terminación original fue con liner ranurado y sin fracturamiento hidráulico, se hizo la simulación hasta ajustar los datos de producción históricos, obteniéndose una permeabilidad estimada, la cual se utilizó para determinar la longitud óptima de fractura simulando diferentes diseños de fracturamiento, aplicando las dimensiones de fractura para predecir la producción post-fractura y con los costos vigentes de fracturamiento aplicados en cada diseño de fractura, se determinó el valor presente neto, de lo cual resultó que el pozo Agua Fría 817-H es el que presenta mejores posibilidades para realizar el fracturamiento hidráulico.

## INTRODUCCION

El campo Agua Fria se desarrolla en la formación del Paleocanal Chicontepec. En este campo se han perforado 73 pozos, estos son verticales, direccionales y cuatro pozos horizontales, en los cuales se ha obtenido valiosa información para optimizar la explotación del campo.

Una de las características de este campo es la baja permeabilidad, para lo cual ha sido necesario crear canales de flujo a través de la formación por medio de la técnica del fracturamiento hidráulico, la cual, en los últimos años ha venido evolucionando en cuanto a tecnología, teniendo una gran expectativa para su aplicación en los pozos horizontales existentes en el campo.

En este trabajo se analizó la factibilidad de fracturar hidráulicamente los pozos agua fría 801-H1, 801-H2, 807-H, 817-H y determinar el diseño óptimo de estos tratamientos, considerando los efectos de la longitud y la conductividad sobre el valor presente neto.

El procedimiento para este estudio fue analizar registros tomados tanto en los pozos verticales como en los horizontales y correlacionar los intervalos abiertos en cada pozo, con el fin de generar un modelo de yacimiento. Teniendo en cuenta que la terminación original fue con liner ranurado y sin fracturamiento hidráulico, se hizo la simulación hasta ajustar los datos de producción históricos, obteniéndose una permeabilidad estimada, la cual se utilizó para determinar la longitud óptima de fractura simulando diferentes diseños de fracturamiento, aplicando las dimensiones de fractura para predecir la producción post-fractura y con los costos vigentes de fracturamiento aplicados en cada diseño de fractura, se determinó el valor presente neto, de lo cual resultó que el pozo Agua Fria 817-H es el que presenta mejores posibilidades para realizar el fracturamiento hidráulico.

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCION DE LA FORMACION**

Las areniscas del terciario (Eoceno inferior), rocas almacenadoras de la importante acumulación de hidrocarburos confinados dentro del Paleocanal Chicontepec, durante mucho tiempo no tuvieron importancia económica, debido principalmente a que la producción de gas y aceite ha estado básicamente sobre rocas cretácicas y jurásicas.

Aun cuando ya se tenía conocimiento de este yacimiento, desde el principio de los años treinta, no se consideraba a la formación Chicontepec como productora comercial, ya que la naturaleza altamente arcillosa, origen de la baja permeabilidad de la formación, no permitía su explotación comercial con la tecnología utilizada en ese tiempo.

#### **II.1.- Ubicación geográfica**

El Paleocanal Chicontepec se localiza en la porción central – este de la República Mexicana, con una superficie aproximada de 3033 km cuadrados, una longitud de 123 km y un ancho promedio de 25 km. Aproximadamente un 75% de su área esta ubicada en el estado de Veracruz y el 25% restante en el estado de Puebla (fig. II.1). Para su estudio se dividió en 37 campos de los cuales uno esta totalmente desarrollado (Soledad Norte), 10 parcialmente y 26 sin desarrollar.



## Ubicación Geográfica del Paleocanal Chicontepec

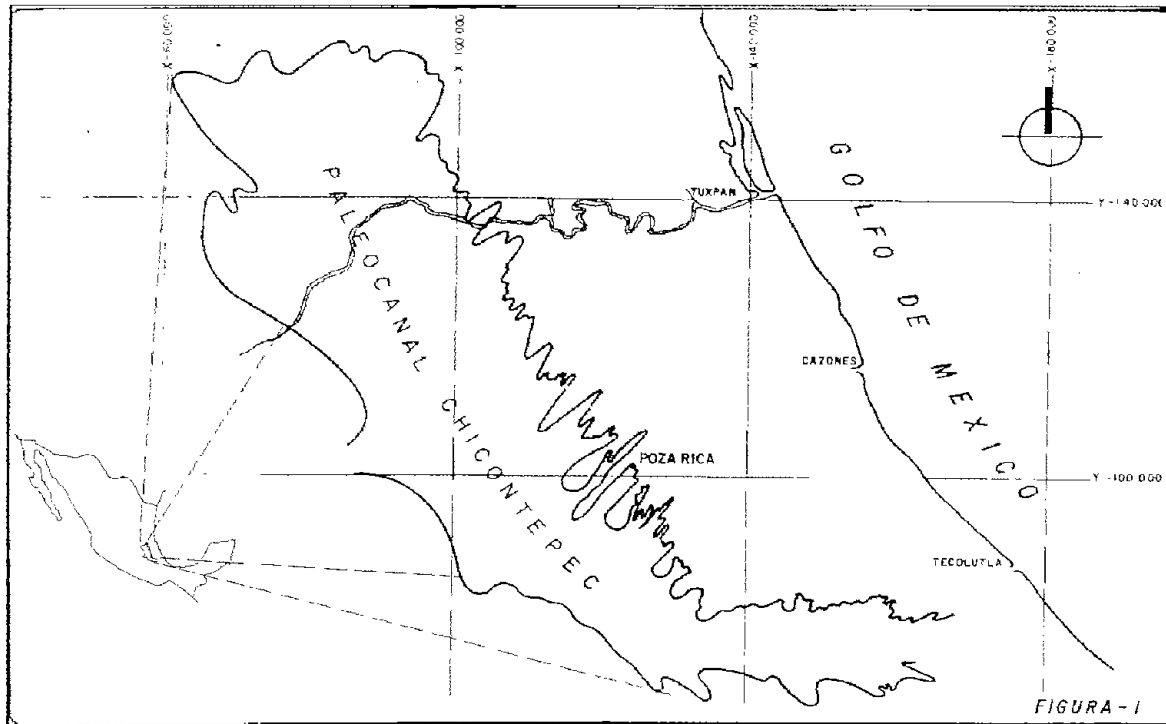


Fig. II.1

### II.2.- Historia de explotación del campo

En las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, existen afloramientos de una formación arcillo – arenosa del período terciario, denominado Chicontepec, por estar en las cercanías del poblado del mismo nombre en el estado de Veracruz.

Esta formación tiene estudios que datan de 1918, aunque fue hasta 1926 cuando al perforar las compañías El Aguila y Stanford, pozos con objetivo cretácico, se detectaron las areniscas del Chicontepec con manifestaciones de hidrocarburos, pero no se explotaron por ser incosteables en aquel tiempo.

En Julio de 1935, se probó la formación Chicontepec en el pozo Poza Rica No.8, fluyendo en forma intermitente. Al perforarse pozos con objetivo Cretácico y Jurásico en los antiguos Distritos de Poza Rica y Sur de la Zona Norte, se tuvo conocimiento de la existencia de hidrocarburos en formaciones arcillo – arenosas del terciario pero, debido a la baja permeabilidad de estas rocas, no fue rentable su explotación.

Entre los años 1952 y 1970 se intervinieron pozos que habían dejado de producir de la formación Tamabra del Cretácico medio (Campos Presidente Alemán y Soledad). Del resultado de estas

intervenciones, así como de la perforación de pozos que con objetivo Eoceno inferior, que se llevó a cabo en diferentes áreas del Paleocanal, se concluyó que gracias al alto porcentaje de éxito obtenido, se hacía atractivo el desarrollo de los campos, ya que si bien no eran pozos de alta productividad, eran someros, de bajo costo en la perforación y cercanos a las instalaciones de recolección y transporte de la producción, factores que indicaron en su tiempo su costeabilidad.

La explotación del Paleocanal se inició en el campo Presidente Alemán con la perforación de seis pozos en el año de 1970.

En 1971 se aplica por primera vez la técnica de fracturamiento hidráulico, siendo el Pozo Presidente Alemán No. 126 el primero en ser fracturado, obteniéndose un incremento en la producción de 13 a 70 barriles por día.

Con base en este resultado, se fracturaron prácticamente todos los pozos en explotación, con lo que se logró un incremento substancial de la producción, quedando incluida ésta técnica dentro del programa de terminación y reparaciones mayores.

En 1972 se incrementa la explotación del paleocanal con el inicio del desarrollo de los campos Soledad y Miquetla (apoyado en sistemas artificiales) del Distrito Poza Rica. Posteriormente, (1973) se desarrollan los campos Soledad Norte y Coyotes del área del Distrito Sur de la Zona Norte, el Campo Tajin (1978) y Agua Fria (1978) del Distrito Poza Rica.

Durante la década de los años setentas, se efectuaron diversos estudios, por grupos multidisciplinarios, lográndose conjuntar toda la información y llegando a complementar el análisis económico de lo realizado en el Paleocanal Chicontepec entre los años de 1970 a 1976, para posteriormente evaluar y optimizar su desarrollo del mismo.

Dentro de los estudios encomendados por Petróleos Mexicanos, se encuentra el que presentó en 1978 el bufete de asesores Degolyer and MacNaughton, cuyo objetivo fue validar las reservas de hidrocarburos del paleocanal para visualizar la explotación del campo

Así mismo, Petróleos Mexicanos en 1979 elaboró el "Proyecto Chicontepec", en el cual se proponen diversas opciones de desarrollo petrolero, incluyendo además de la actividad productiva, participación de los sectores público y privado. Este mismo año se inició la explotación de los

campos marinos de la Sonda de Campeche, donde la producción de aceite por pozo alcanzó niveles muy altos, por lo que los recursos económicos se destinaron prioritariamente al desarrollo de dicha área.

En los años subsiguientes, los recursos financieros disponibles para desarrollo de campos, se han aplicado mayormente en las áreas Marinas y Sureste, destinando una mínima cantidad para el Paleocanal Chicontepec.

Para su estudio, el Paleocanal Chicontepec se dividió en 37 campos de los cuales uno está totalmente desarrollado (Soledad Norte), dos actualmente en desarrollo (Agua Fría y Tajín ), ocho parcialmente desarrollados y veintiseis sin desarrollar ( fig. II.2).

Esta condición creó la necesidad de integrar y coordinar un grupo de especialistas en diferentes disciplinas, dedicados a la elaboración de diversos esquemas para la extracción de los hidrocarburos para dimensionar los requerimientos y beneficios resultantes de las alternativas de explotación estudiadas.

### Campos del Paleocanal Chicontepec

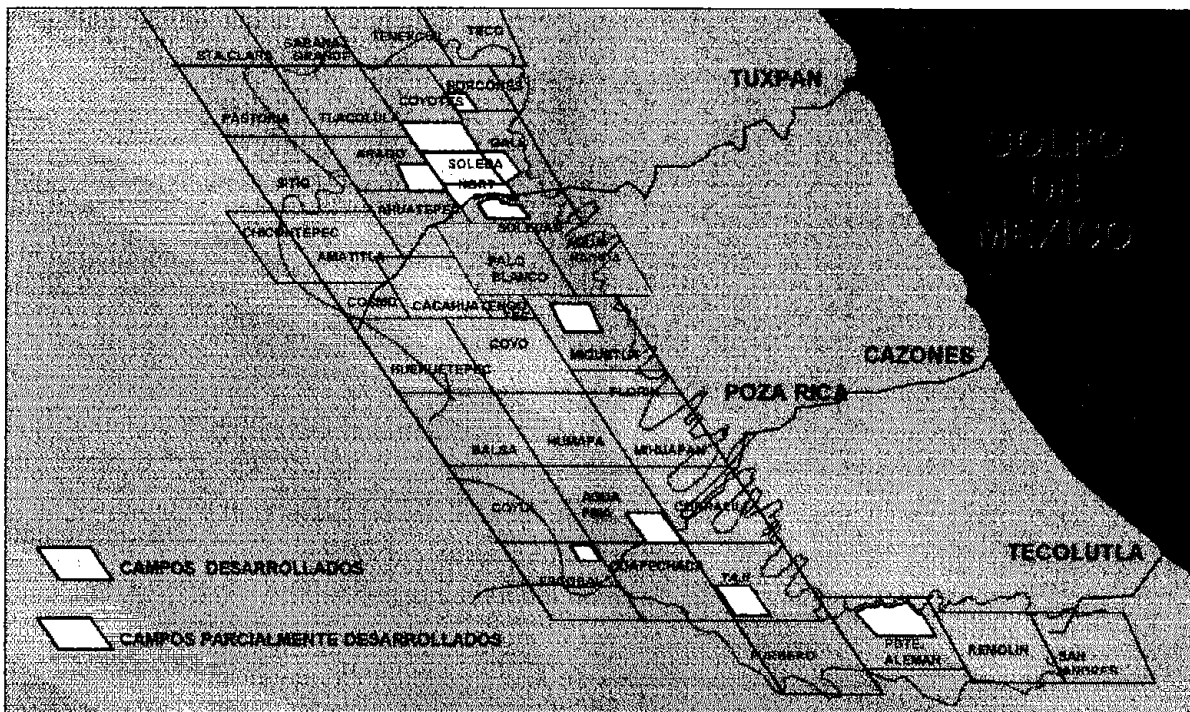


Fig. II.2

### **II.3.- Propiedades de la roca.**

Considerando el origen y tipo de sedimentos que rellenaron el Paleocanal, se ha observado en los núcleos y los registros geofísicos, que la formación contiene un alto porcentaje de arcilla, tanto en forma dispersa en la arenisca como estratificada, razón por la cual disminuyen substancialmente tanto la porosidad como la permeabilidad.

Por estudios efectuados en núcleos y análisis cuantitativos de registros geofísicos, se considera que las areniscas contienen cerca del 30 % de arcilla, aunque aquéllas de grano grueso son las que probablemente aportan los hidrocarburos que produce esta formación.

Para la caracterización del yacimiento en la parte correspondiente a la Región I, se dispuso de la información aportada por los pozos exploratorios: Bomita 1, Coyutla 1, Chorlo 1, Escobal 103-D, Humapa 1D, Huitzilac 1, Monteria 1D, Silvita 1, Tablón 1D y Turquesa 1.

Porosidad.- La porosidad de la arenisca es predominante de tipo primario intergranular y varía de 1 a 12%, determinándose un valor promedio de 8%.

Permeabilidad.- La permeabilidad es baja y varía entre 0.01 y 10 md. Esta particularidad origina, que para obtener las máximas recuperaciones de hidrocarburos, sea necesario el fracturamiento hidráulico. Del éxito de este tipo de operaciones dependerá que los pozos aporten hidrocarburos en forma comercial, condicionando la vida fluyente de éstos, a las dimensiones geométricas de la fractura.

Saturación de agua.- Otro factor importante en la recuperación, es la saturación de agua congénita. Para la región I se encontró un valor promedio de 44 % aunque este porcentaje es relativamente elevado, el agua no se ha manifestado significativamente durante la vida de los pozos productores, salvo en ciertas áreas.

Para disponer de una adecuada información de la roca del yacimiento, es necesario implantar un programa para cortar núcleos, considerando como mínimo, a la quinta parte del total de los 25 pozos de cada macropera, (1 vertical, 6 pozos con 400 m, 6 con 800 m y 6 con 1058 m de desplazamiento).

### Propiedades de los Fluidos.-

Se recuperaron muestras de fondo en el pozo Tablón 1D, localizado en la parte central de la Región 1, a las cuales se les efectuó análisis PVT, obteniéndose los siguientes resultados:

Presión de burbujeo a $t_y$ ( $P_b$ )	149 kg/cm <sup>2</sup>
Relación gas disuelto – aceite a $P_b$	64 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Factor de volumen del aceite a $P_b$	1.292 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Viscosidad del aceite saturado a $P_b$	7 cp
Temperatura del yacimiento ( $t_y$ )	68° c
Presión estática al nivel medio disparos	160 kg/cm <sup>2</sup> .

De acuerdo con los datos anteriores, los fluidos del yacimiento se encuentran próximos a su punto de burbujeo y por tanto, es previsible un incremento en su relación gas – aceite en un tiempo corto de iniciada su explotación.

El crudo que producen los pozos de la Región 1 tiene densidades que varían entre 0.86 y 0.91 gr/cm<sup>3</sup> (33 y 24° API respectivamente).

Para un mayor conocimiento de los parámetros necesarios en la evaluación y estudios de comportamiento de los paquetes arenosos del Paleocanal, se requerirá un mínimo de muestreos de fondo para análisis PVT, que cubra tanto areal como verticalmente al yacimiento.

## **CAPITULO III**

### **HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN EL ÁREA**

La formación Chicontepepec está compuesta por secuencias graduadas de 5 a 30 cm de espesor. Cada secuencia tiene en la base un intervalo de arenisca graduada a otro de limolita y termina con una intercalación de lutita. La relación entre el espesor de arenisca con respecto al de lutita dentro de las secuencias varía desde las secuencias compuestas de mayor cantidad de areniscas hasta secuencias compuestas de mayor cantidad de lutita, como consecuencia de esta alta anisotropía vertical, el yacimiento esta compuesto de miles de capas finas de yacimiento, aisladas por un igual número de barreras impermeables. Debido a esto, el yacimiento no produce sin la inducción de fracturas hidráulicas, a pesar de la existencia de porosidad intergranular del orden del 10% y de fracturas naturales subverticales en las areniscas con permeabilidad de 1.5 a 2 md.

Con la finalidad de caracterizar los campos y mejorar la recuperación de hidrocarburos, en Octubre de 1994, se inició la reinterpretación del área del Paleocanal Chicontepepec, para lo cual se formó un grupo multidisciplinario para el estudio integral de los campos Agua Fría, Tajín, Escobal, Corralillo, Coapechaca y Coyutla para definir la distribución espacial de los cuerpos arenosos del eoceno inferior, con posibilidades de almacenar hidrocarburos y proponer una estrategia de optimización para su explotación. Como un resultado de éste estudio se definieron 36 secciones estratigráficas para el campo Tajín de cuatro unidades principales que se tenían anteriormente denominadas A, B, C, y D., y 24 secciones para el campo Agua Fría también dentro de cuatro secciones que se tenían anteriormente.

Dentro de las conclusiones principales de éste estudio y debido a la baja permeabilidad presente en el área, se recomendó efectuar fracturamientos hidráulicos altamente conductivos que únicamente se pueden obtener con concentraciones altas de apuntalante, de 1.5 a 2 lb/pie<sup>2</sup>.

Los fracturamientos hidráulicos en la formación Chicontepec dieron inicio en 1971 en el Pozo Pte. Alemán No. 126 utilizando el sistema Sand Oil. Posteriormente se probaron diferentes sistemas como las espumas, gelatinas base aceite (kerosina o diesel) y gelatinas base agua, predominando el sistema de gelatinas base aceite (diesel o kerosina) debido al alto contenido de arcillas en la composición litológica de esta formación.

Debido a la dependencia que existía de Pemex hacia las compañías de Servicio para llevar a cabo los fracturamientos hidráulicos, este realizó un cambio tecnológico en 1995, en el cual se realizaron pruebas de núcleos con diferentes fluidos fracturantes para observar sus cambios litológicos, alteración en sus propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad, mojabilidad, etc.) y principalmente la magnitud del daño creado a la formación, por la presencia de estos fluidos.

Adicional a esto, se realizaron pruebas de compatibilidad de los fluidos fracturantes con los fluidos de la formación, para evitar un daño mayor por formación de emulsiones, bloqueos de agua o cambios de mojabilidad.

En forma paralela se seleccionaron los apuntalantes de buena calidad, el equipo y la tecnología de punta para llevar a cabo estas operaciones.

Los diferentes fluidos fracturantes y agentes apuntalantes utilizados en la formación Chicontepec de 1971 a 1994 se enumeran a continuación.

Fluidos Fracturantes			Apuntalantes	
Tipo	Composición	Concentracion Máxima (lb/gl)	Arena	Malla
Sand-Oil	Aceite estabilizado	3.5	Ottawa	10-20, 12-20
ESBA	Espuma base agua	4.0 (en sup.)		20-40
My-T-Oil-I	Kerosina gelificada	5.0 (máx)	Brady	10-40, 12-20
My-T-Oil-II	Kerosina gelificada	5.0 (máx)		20-40

Versa-Gel	Gelatina base agua	5.0	Budger	12-20
Water Frac	Gelatina lineal b.a.	5.0 (máx)	Unimin	12-20, 20-40
YF-GO-II	Kerosina gelificada	5.0 (máx)	Super Sand	12-20
*YF-GO-III	Kerosina gelificada	5.0 (máx)	Acfrac Blak	12-20
YF-GO-IV	Kerosina gelificada	5.0 (máx)	Carbolite	12-18

### Cambio tecnológico en los fracturamientos hidráulicos

#### Situación anterior

- ◆ Dependencia de PEMEX hacia las Compañías de Servicio para realizar los fracturamientos.
- ◆ Empleo de simuladores y modelos bidimensionales utilizados por las Compañías de servicio, basados principalmente en parámetros petrofísicos (en su mayoría supuestos) y en el comportamiento estadístico de producción de los pozos del Distrito en general.

#### Situación actual

- ✓ Recopilación de datos, elaboración del diseño (simulador propiedad de PEMEX) y coordinación de la Logística por PEMEX para realizar las operaciones de fracturamiento.
- ✓ Empleo de simuladores Pseudotridimensionales, basados en mecánica de rocas (esfuerzos del yacimiento in situ), parámetros petrofísicos y reológicos del yacimiento (datos puntuales de núcleos) y comportamiento de producción por yacimiento y campo.



- ◆ La utilización de fluidos fracturantes con viscosidades bajas alcanzando concentraciones de arena de 4 lb/gl en promedio.
- ◆ Empleo de fluidos fracturantes base aceite (kerosina o diesel) altamente contaminantes, costo elevado, poca disponibilidad y de alto riesgo en su manejo.
- ◆ Uso de apuntalantes naturales de baja resistencia y conductividad. Los cuales generan alta producción de finos durante el período de producción del pozo.
- ◆ La geometría de fractura se limita a longitudes cortas (30 -50% del radio de drene), ancho promedio de 0.1 pg, conductividad promedio de 1000 md-p y alturas supuestas constantes.
- ◆ Determinación de las alturas de fractura en forma gráfica con registros de temperatura tomado por estaciones.
- ✓ La reología del fluido base agua (boratos) estable, permite alcanzar altas concentraciones de arena 10-14 lb/gl garantizando con esto la multicapa en la fractura.
- ✓ Empleo de fluidos fracturantes base agua (boratos) no contaminantes, de bajo costo, con disponibilidad y que ofrecen seguridad en su manejo.
- ✓ Uso de apuntalantes con resina precurada y de cerámica que ofrecen altas resistencias y conductividades con escasa producción de finos.
- ✓ La geometría diseñada para el sistema base agua es para alcanzar una longitud de 200 m (radio de drene), ancho promedio de 0.4 pg, conductividad promedio de 10,000 md-p y alturas controladas utilizando mecánica de rocas.
- ✓ Se determina la altura de fractura en forma gráfica y analítica, mediante la toma del registro de temperatura continuo y el uso de trazadores radioactivos con su respectivo registro espectral de rayos gamma.

- ◆ Excesivo tiempo de cierre posterior a la fractura (hasta de 72 hr), para el rompimiento de la gelatina.
- ◆ Preparación de la gelatina para fractura un día antes, en grandes cantidades sin poder optimizar esta y generando cantidades considerables de remanentes.
- ◆ Durante la etapa de producción de los pozos presentaban excesivos problemas de producción de arena sin poder elevar el estrangulador (máximo 4 mm ) por incrementar el aporte del apuntalante.
- ◆ Evaluación del fracturamiento únicamente con datos de producción.
- ✓ El pozo se fluye al término de la fractura induciendo el cierre forzado (cuando se trata de un intervalo fracturado y con presión de yacimiento original).
- ✓ Preparación de la gelatina en el momento de la fractura al vuelo con mezclador continuo optimizando materiales y disminuyendo al máximo los remanentes.
- ✓ Con altas concentraciones de arena en la cara de la fractura de 2 a 4 lb/p2, la producción de arena se eliminó, utilizando ahora el estrangulador óptimo.
- ✓ Evaluación de las operaciones con datos de producción, macheo de la operación con el diseño y análisis de los resultados del registro espectral de rayos gamma, para calibrar los datos de mecánica de rocas para cada yacimiento, además del empleo de pruebas de variación de presión.

### **Cambio de los fluidos fracturantes**

El cambio del fluido fracturante base aceite (diesel o kerosina gelificada), por el fluido base agua (salmuera potásica) se realizó considerando las ventajas y desventajas de cada uno, siendo las de mayor impacto las que a continuación se mencionan:

## FLUIDO BASE AGUA

### *Ventajas:*

- ◆ Seguridad en su manejo
- ◆ Mayor poder de sustentación del apuntalante (hasta de 14 lb/gal) sin problema.
- ◆ Estabilidad reológica buena
- ◆ No contaminante
- ◆ Bajo costo
- ◆ Disponibilidad
- ◆ Al inducir el cierre de la fractura, el pozo no requiere tiempo de cierre.

### *Desventajas:*

- ◆ Daño del 50 – 80 % (temporal)

## FLUIDO BASE ACEITE

### *Ventajas:*

- ◆ Daño del 50 – 60 % en promedio (permanente)
- ◆ Compatibilidad con el fluido del yacimiento

### *Desventajas:*

- ◆ Inseguridad en su manejo
- ◆ Bajo poder de sustentación del apuntalante (menor de 5 lb/gal)
- ◆ Estabilidad reológica de regular a mala
- ◆ Altamente contaminante
- ◆ Alto costo
- ◆ Tiempo de cierre del pozo de hasta 72 hrs para su rompimiento.

## **Cambio de los agentes sustentantes (arenas)**

El cambio del agente apuntalante (natural) a otro de mayor calidad (natural con resina precurada y sintéticos), se dio principalmente al observar el comportamiento de la producción de los pozos, cayendo bruscamente y en ocasiones dejando de fluir sin mantener una declinación paulatina, esto aún contando con el sistema artificial, ocurriendo en un período muy corto, de 4 a 6 meses después de ser fracturado.

Debido a lo anterior se estudiaron las posibles causas que originaban este comportamiento, encontrando que durante la intervención con equipo de T.R.P. o tubería flexible, se recuperaron cantidades considerables de apuntalante triturado, por lo que se verificó la presión original del yacimiento encontrando en algunos casos una disminución hasta de un 60%, por lo que los esfuerzos del yacimiento se encontraban por encima de la resistencia soportada por el apuntalante triturándolo y perdiéndose la fractura creada.

### **Aplicación del cambio tecnológico**

El cambio tecnológico se aplicó a partir de febrero de 1995 con el fracturamiento del pozo Tajín No. 318 utilizando arena Carbolite malla 12-18 y fluido fracturante base agua con boratos.

A la fecha se han realizado un promedio de 63 fracturamientos en los cuales se probaron y calibraron los diferentes parámetros petrofísicos y de mecánica de rocas, así como reológicos del fluido fracturante, optimizando el empleo de materiales y respetando en todo momento el entorno ecológico. También se probaron técnicas de fracturamientos múltiples, masivos, combinaciones de arenas y mallas entre otras cosas, logrando a la fecha optimizar considerablemente los fracturamientos, obteniendo altas producciones durante periodos grandes de tiempo.

La evolución de los fracturamientos hidráulicos se ha complementado con la aplicación de diversas técnicas y metodologías, esto con la finalidad de obtener y verificar los parámetros necesarios para realizar el diseño adecuado que requiere cada yacimiento, obteniéndose un resultado para utilizarlo en diseños futuros, para así continuar mejorando estas operaciones.

Algunas de las técnicas y metodologías empleadas son:

- Minifracturamiento
- Divertafrac
- Trazadores radiactivos
- Prop Net
- Fracturamiento masivo
- Gelatinas con baja concentración polimérica (low guar)
- Frac Pac
- Invertafrac
- Registro espectral de rayos gamma
- Fracturamiento múltiple

## CAPITULO IV

### FLUIDOS FRACTURANTES

Los fluidos de fractura son requeridos para abrir eficientemente, propagar una fractura y transportar apuntalante a través del largo de la fractura.

Durante el fracturamiento hidráulico de formaciones con permeabilidad, una gran parte del fluido bombeando se propaga permanentemente a través de la fractura dentro de la matriz de la roca por medio de las paredes de la misma

La baja eficiencia del fluido provoca posteriormente un daño potencial en la producción, una gran cantidad del fluido se pierde en la punta de la fractura cuando la nueva superficie se pone en contacto con el fluido perdido, al inicio se le llama "SPURROT LOST" y esto es definido como el fluido perdido durante la invasión inicial del fluido fracturante dentro de la matriz.

Este período se caracteriza por altos rangos de pérdida, mismos que ocasionan pérdida de fluidos con aditivos y polímeros en las paredes de la fractura, que eventualmente disminuyen los rangos de goteo de manera significativa, pero a la vez crean una zona de puente interno y eventualmente un enjarre externo.

El fluido en la fractura ejerce un esfuerzo de corte en la superficie de la roca, en las cuales tienden a formar el enjarre en la cara de la fractura, esta acción impide la formación de un enjarre interno u ocasionar la formación de un enjarre muy delgado. La magnitud del efecto de la formación de éste, es una función del rango de corte del fluido, el cual es máximo en la punta.

- Características deseadas de los fluidos fracturantes:

Compatibilidad con la roca.

Compatibilidad con los fluidos de formación.

Baja fricción en la tubería.

Quiebre y limpieza rápidos.

Capacidad de transporte del apuntalante.

Menor costo

Impacto ecológico

Un solo fluido fracturante no tiene todas estas características, por lo que es necesario elegir el fluido que tenga la mayor cantidad de características para cada caso en especial. Es por eso que existen los diferentes tipos de fluidos fracturantes como son:

a.- Fluidos base agua

b.- Fluidos base aceite

c.- Fluidos multifásicos (espuma, emulsiones, energizados).

#### IV.1.- Fluidos base agua

Los fluidos base agua, son usados aproximadamente en un 70% de todos los tratamientos de fracturamiento de los cuales se tiene una clasificación:

BASE AGUA { Lineales  
Reticulares

**Lineales.-** Son constituidos principalmente por polímeros que son solubles en agua, moléculas de alto peso molecular, que pueden ser adicionadas para hacer una solución viscosa, entre las cuales tenemos las siguientes:

Goma de guar (PSG)

Hidroxipropil guar (HDG)

Goma de Xanthan

Goma de Carboximetil hidroxipropil.

## Goma de guar

Es una larga cadena de polímero compuesto de manosa y azúcares galactosa llamados polisacáridos, cuando los polímeros son adicionados al agua, las partículas de guar, se expanden y se hidratan. Guar es un producto natural en el cual puede sostener residuos insolubles cerca del 10% del peso del agua. Fig. IV.1

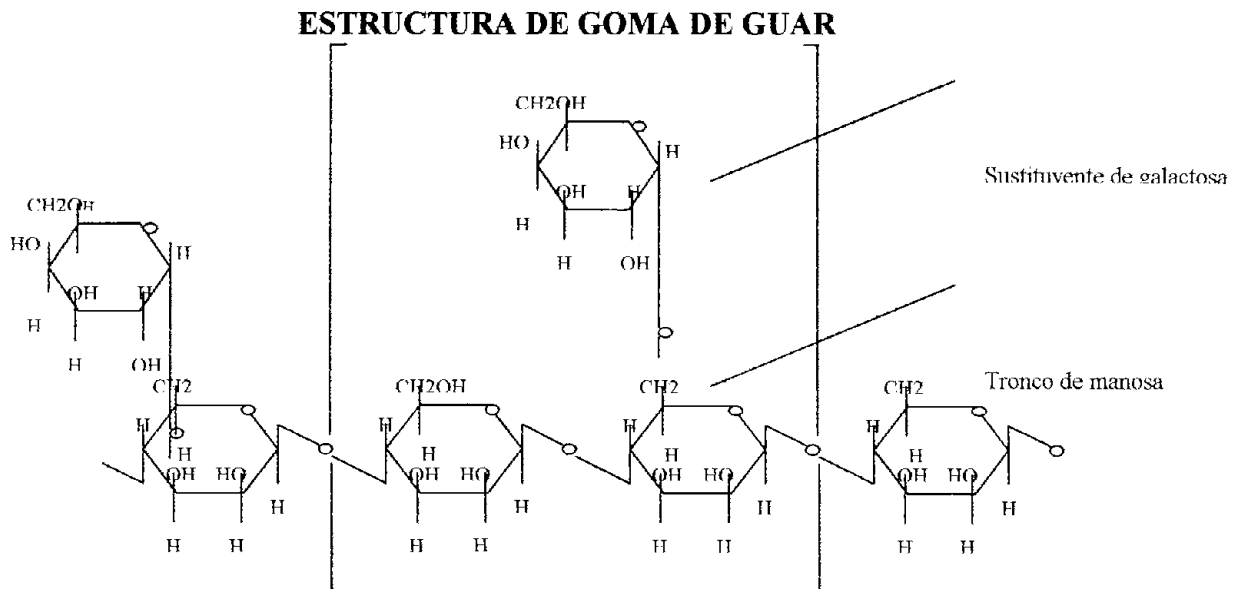


Fig. IV.1

## Hidroxipropil guar (Goma de hidroxipropil guar)

Guar puede ser derivada del oxido propileno para producir HPG, el proceso adicional y el lavado remueve mucho el material del polímero residuo del HPG contiene del 2 al 4% de residuos insolubles. (Fig. IV.1.1)

## ESTRUCTURA DE HIDROXIPROPIL GUAR

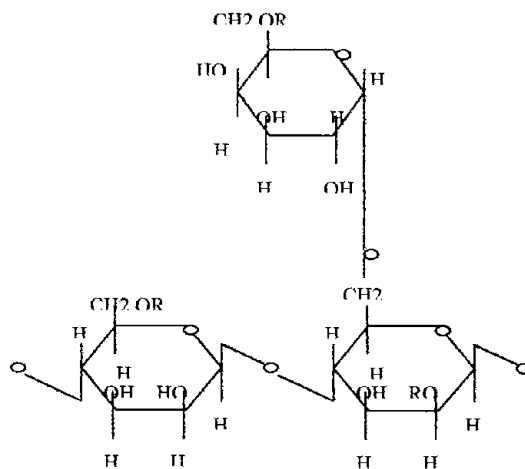


Fig. IV.1.1

## Goma Xanthan

La goma Xanthan es un bpolímero producido metabólicamente por un microorganismo.

Con una velocidad de corte  $< 10 \text{ sec}^{-1}$ , la solución Xanthan suspende mejor los agentes sustentantes que el HPG, la Xanthana es más goma que el Guar y derivados de la celulosa, se utiliza con menos frecuencia. (Fig. IV.1.3)

### ESTRUCTURA DE LA GOMA DE XANTHAN

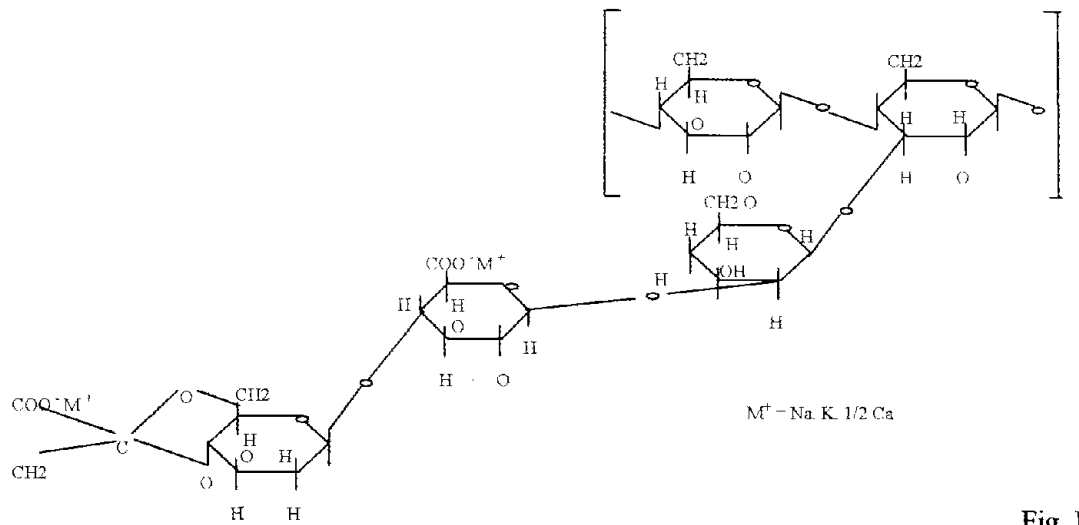


Fig. IV.1.3

**Los reticuladores.**- son utilizados para incrementar dramáticamente el peso molecular efectivo del polímero, por la construcción de cadenas poliméricas resultando una alta viscosidad del fluido con respecto a la baja concentración de polímeros.

BORATOS	}	Titanio
ORGANOMETALICOS		Zirconio
		Complejo de Antimonio
		Complejo de Aluminio

**BORATOS:**- Un fluido de borato se adelgazará por el esfuerzo de corte ó temperatura, pero regresará a su estado original después de que el esfuerzo de corte y la temperatura sean removidos, algunas de la características de los Ion Borato  $B(OH)^{-4}$        $H_3BO_3 + OH = B(OH)^{-4}$



Reticulación rápida

Estable hasta 350°F

Control de viscosidad

- Ajuste de la concentración del polímero o del reticulador

Estabilidad

Requiere un PH en el rango  $\approx 9$  a 12

Estabilidad Térmica

Control del PH y del retardador

Reticulación con boratos es reversible

**ORGANOMETALICOS.-** Los altos esfuerzos de corte degradan irreversiblemente a los fluidos reticulados. Una de las bondades entre los reticuladores y los polímeros es que se quiebran ó se rompen y no regresan a su estado original, algunas de las características de estos son (Fig. IV.1.4.):

Desarrollado para altas temperaturas 350° F

Uso para BHST > 400° F con refrigeración

Sensibilidad

Pérdida irreversible

Estabilidad térmica

### ESTRUCTURA DE RETICULACION GUAR

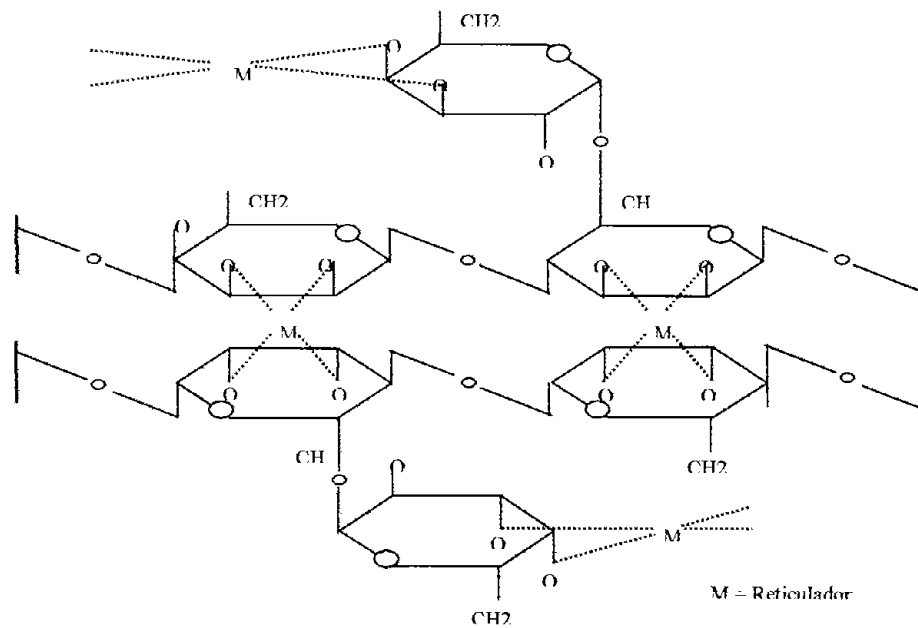


Fig. IV.1.4

## IV.2.- Fluidos base aceite

Los fluidos fracturantes base aceite, son utilizados por la compatibilidad con los fluidos de la formación, la kerosina y los hidrocarburos se mezclan con aditivos para darle las características deseadas al fluido fracturante.

Los grupos R, son cadenas de hidrocarburos las cuales deben ser solubles en aceite para ser gelados. Algunas de los componentes de alto peso molecular especialmente las parafinas y asfáltenos no son compatibles con los sistemas aluminio fosfato éster gelados. Fig. IV.2

### FLUIDOS BASE ACEITE

Ester de fosfato de Aluminio para viscosificar el aceite

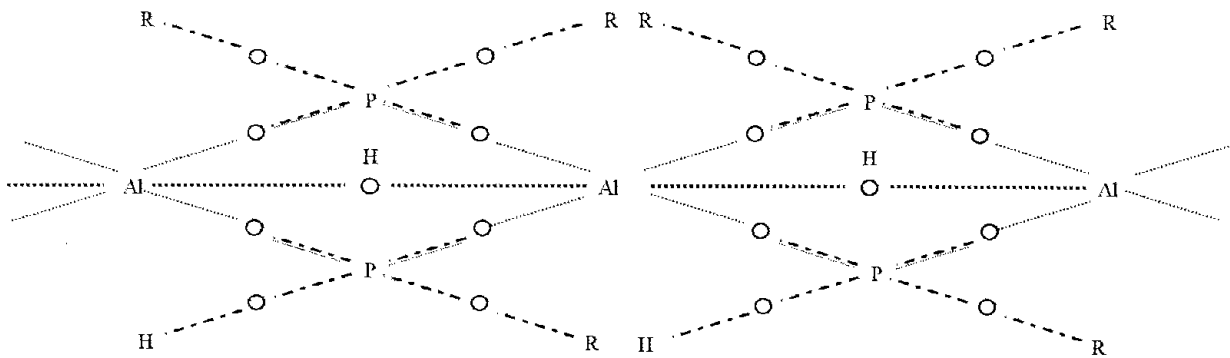


Fig. IV.2

### IV.3.- Fluidos multifásicos

Los fluidos fracturantes multifásicos son utilizados para situaciones de pozos con características especiales como son:

pozos con baja presión de fondo fluente.

En formaciones que son sensibles al agua u otros fluidos.

En formaciones de caliza y/o dolomita.

Debido a la gran variedad de situaciones que existen en cada pozo, es necesario tener una variedad de fluidos que nos ayuden a minimizar los problemas que nos podrían causar, los fluidos más comunes son:

- Espuma

Una emulsión estable de gas con líquido

Fase de gas = 52 a 96%

- Fluido energizado

Fase de gas < 52%

Gas: CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>

- Emulsiones

Dispersión de 2 fases inmiscibles

Super - Sandtrack K-1

- Ácidos

Para calizas

## **CAPITULO V**

### **Propuesta de Fracturamiento Hidráulico en la formación Paleocanal Chicontepec**

El campo Agua Fría es uno de los 10 campos que se están desarrollando en el Paleocanal Chicontepec, se han perforado 73 pozos entre verticales, direccionales y cuatro pozos horizontales. En la perforación de los pozos verticales y direccionales se ha tomado la mayor cantidad de información (cortes de núcleos, toma de diversos tipos de registros, muestras de canal, etc. ) para poder tener un mejor conocimiento del campo y poder explotarlo en forma óptima.

#### **V.1. Pozos horizontales existentes**

En el campo Agua Fría existen 4 pozos horizontales (fig. V.1), los cuales se realizaron con el propósito de tener una mayor producción (3 a 4 veces mas que un pozo vertical o un direccional), sin embargo por la terminación con la que se dejaron los pozos (liner ranurado) esta no se obtuvo, ya que se ha observado que la permeabilidad horizontal y la casi nula permeabilidad vertical de la formación Chicontepec no es suficiente para que los pozos fluyan continuamente, por lo que la mayoría de los pozos tienen que ser fracturados hidráulicamente.

A continuación se describen los pozos horizontales existentes:

Pozo	Prof. Desarr. (mts)	Prof. Vertical (mts)	Rumbo	Ang.	Separación de la vertical.	Terminacion
A.F. 801-H1	2700	1485	S 88.8° E	87.1°	1297.7	Liner ranurado de 5" N-80, 15- 18 lb/p a 2314 m
A.F. 801-H2	2307	1465	N 54.2° W	90°	778.0	Liner ranurado de 5" N-80, 18 lb/p a 1964 m
A.F. 807-H	2236	1442	N 67° W	99.7°	912	Liner ranurado de 5" N-80, 18 lb/p a 2235 m
A.F. 817-H	2572	1454	N 54.5° W	91.4°	1199	Liner ranurado de 5" N-80, 18 lb/p a 2537 m

### PLANO DE LOCALIZACION DE POZOS CAMPO AGUA FRIA

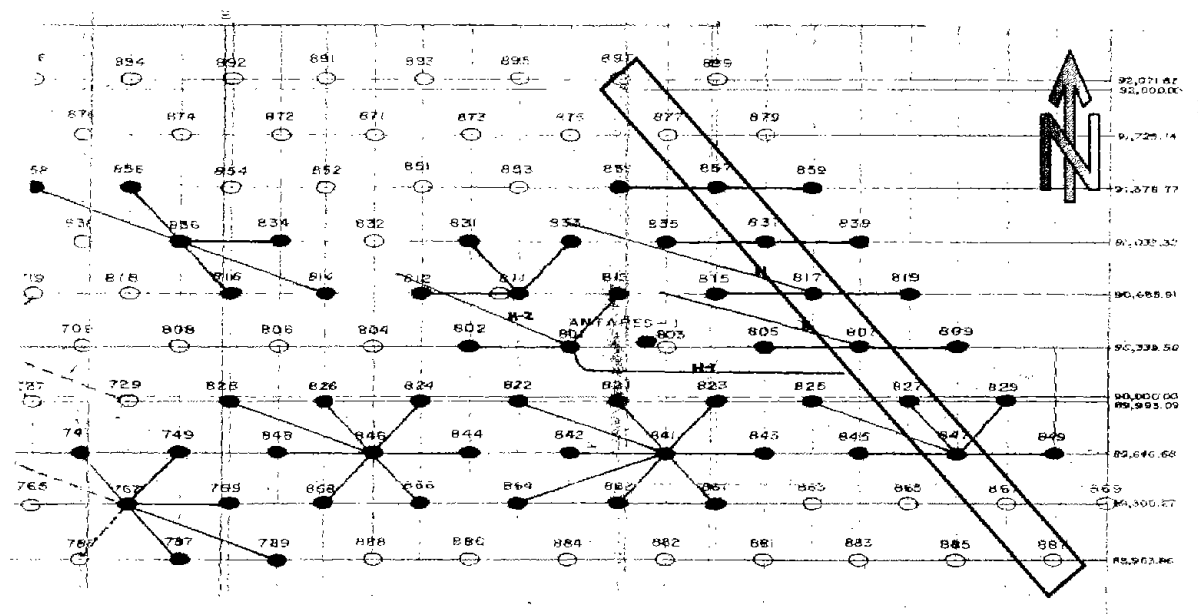


Fig. V.1.

Dentro de los principales objetivos que se pretenden con el fracturamiento de pozos horizontales, esta el de crear una mayor conductividad en todos los sentidos para la comunicación de los cuerpos 10 y 20.

### V.2. Estudio del fracturamiento del pozo Agua Fría 867-D

El objetivo de este estudio, es mostrar los resultados del fracturamiento masivo realizado en el pozo Agua Fría 867-D del Paleocanal Chicontepec, conectando mediante fracturas cuerpos

productores de hasta 175 metros de espesor y su posible futura aplicación en pozos localizados en áreas con buena posibilidad de producción dentro del mismo.

Debido a la baja permeabilidad presente en el área, es necesario efectuar fracturamientos hidráulicos altamente conductivos.

De acuerdo al registro de resonancia magnética, el cuerpo 10 nos indica buena presencia de aceite (característico de este cuerpo). En la parte superior del cuerpo 10 nos indica presencia de un cuerpo con buenas características de impregnación de aceite, el tamaño de grano de formación es más grande y pudiera ser una formación un poco mas desconsolidada, los intervalos seleccionados y fracturados fueron:

1758 - 1773 m

1555 - 1580 m

1497 - 1507 m

En los cuales se utilizaron 4200, 7,700 y 900 sacos de Apuntalante malla 12/18 respectivamente (fig. V.2), alcanzando longitudes efectivas de fractura de entre 200 y 250 metros; colocadose traponos de arena para aislar cada Intervalos fracturados.

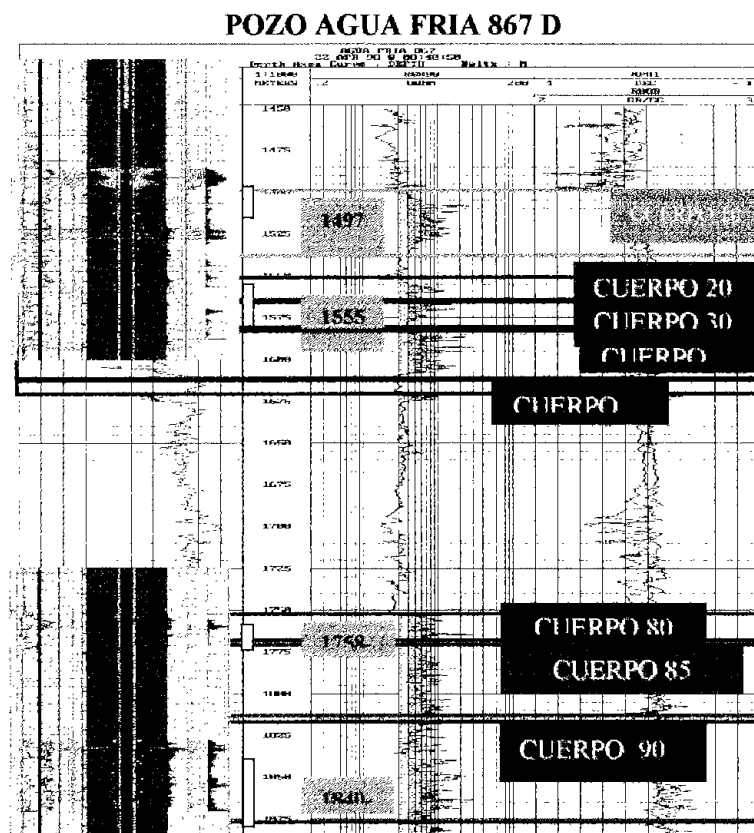


Fig. V.2

Con el fracturamiento hidráulico masivo, fue posible obtener una producción 7 veces mayor que la obtenida con el fracturamiento tradicional. En la historia de explotación del Paleocanal Chicontepec es el primer pozo con este volumen de Producción. La información arrojada por el registro de resonancia magnética no es mala, pero se necesitan calibrar los datos para cada campo.

Con estos resultados, se abre una nueva alternativa para la explotación del Chicontepec y los campos que presenten características similares a las aquí descritas.

### V.3. Propuesta y características del pozo a fracturar.

El pozo que se observa con mayores posibilidades de fracturar, es el pozo Agua Fría 817-H, el que de acuerdo a historia de producción, a drenado menor cantidad de aceite y la cantidad del mismo que se encuentra aportando es mínima (6 bpd). Con revisión de los registros geofísicos (resistividad e inducción, correlacionado con núcleos del pozo agua fría 867-D, microseférico enfocado y densidad neutron), es el que cuenta con mayor cantidad de estratos de arenas limpias y que nos pueden dar mayor producción de aceite

El pozo se encuentra terminado con liner ranurado (fig. V.3.),

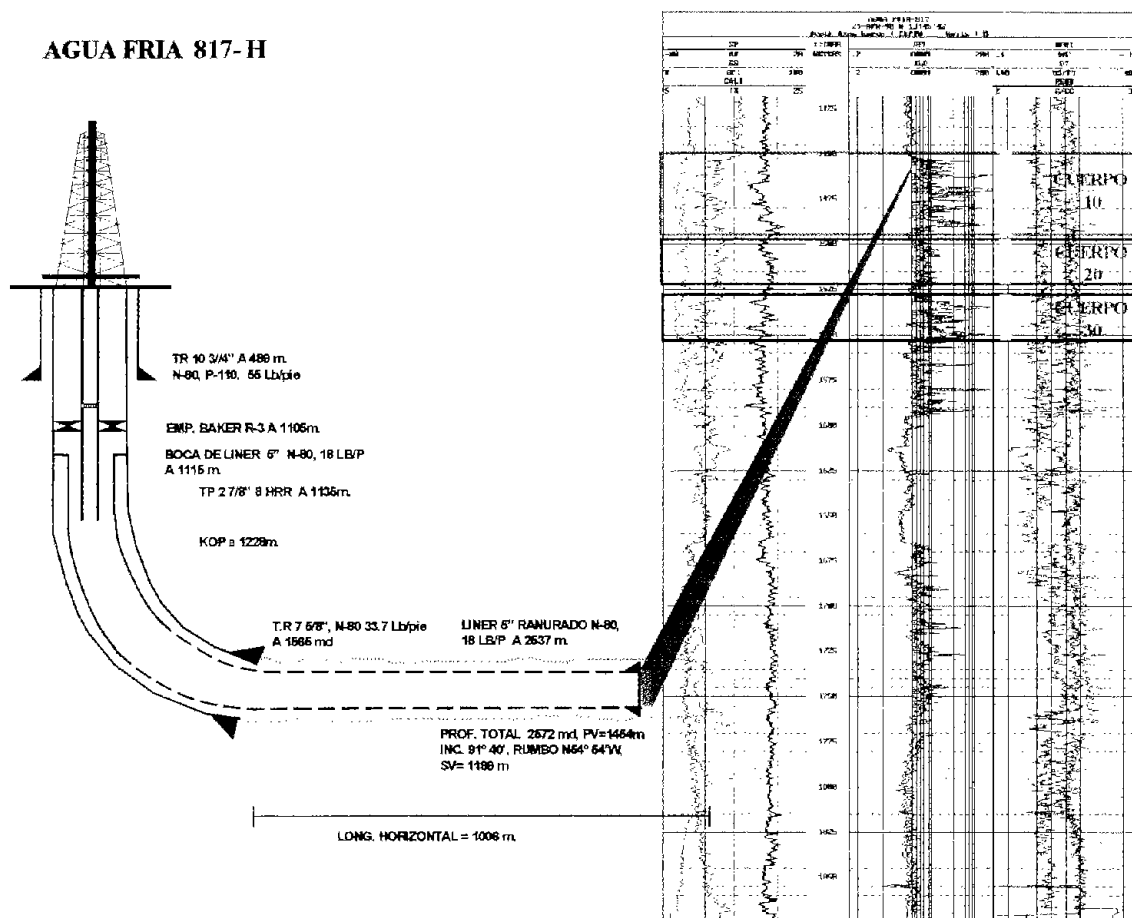


Fig. V.3

El liner debera se extraido y posteriormente cementar una tubería de revestimiento de 5" hasta la parte vertical, fig. V.3.1).

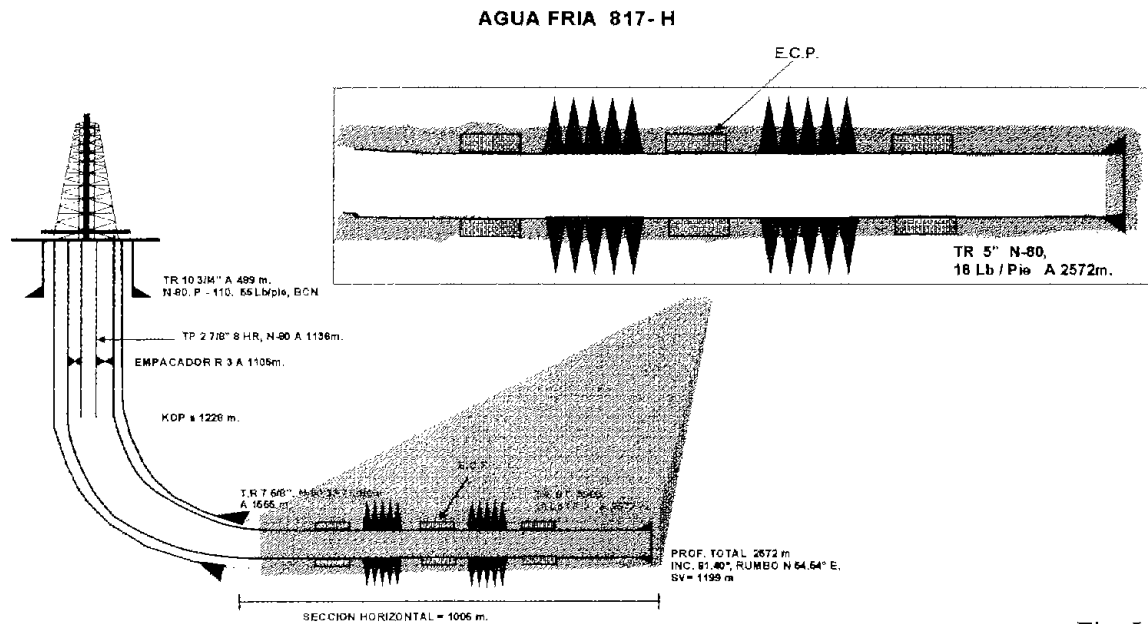


Fig. V.3.1

En el caso que el liner no se pueda extraer, se introducira tubig less de 3 1/2" a través del mismo y cementarlo hasta la parte vertical, todo esto con la finalidad de tener un mejor control de la fractura (fig V.3.2 ).

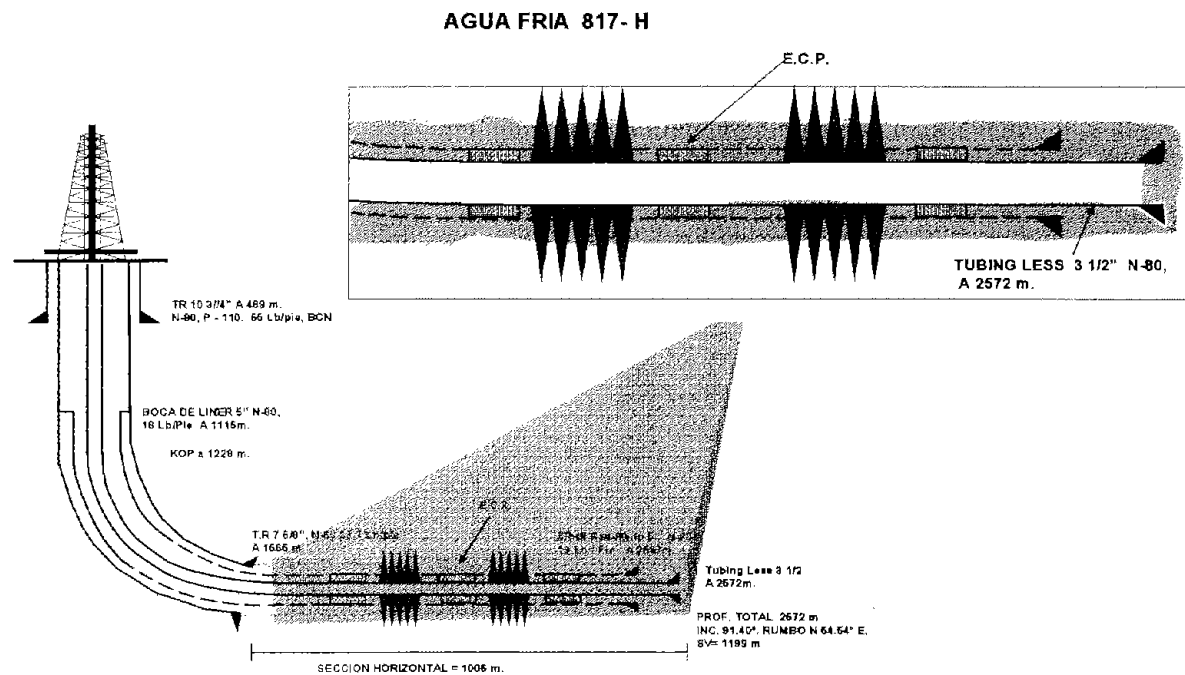


Fig. V.3.2



Se ha considerado también, disparar un intervalo no mayor de 10 metros para seguir teniendo control sobre la fractura y posteriormente ampliar el intervalo hasta donde haya crecido la fractura, estos disparos se realizarían con pistolas TCP de 2 ½", 13 cargas por metro, fase 180, las cuales tienen una penetración de 33 pg.

#### **V.4. Selección del fluido fracturante**

Para superar los problemas del yacimiento (bajas permeabilidades, zonas con fracturas naturales y baja presión), el propósito inicial para el cambio de fluido fracturante fue alcanzar una fractura aproximadamente igual a la longitud del radio de drenaje, la cual no se puede alcanzar con los fluidos base aceite, ya que se presentan las siguientes limitaciones:

- Baja capacidad de transporte del apuntalante.
- Capacidad de transporte de arena hasta un máximo de 4 lbs/gal agregadas (ppa), ésta baja concentración produce efectos de embebimiento sobre el apuntalante, disminuyendo el ancho efectivo de las fracturas.
- Rápida declinación de producción debido a la escasa longitud de fractura apuntalada efectiva.
- Fluido altamente contaminante del medio ambiente.
- Difícil manejo en superficie.

Posteriormente en base al análisis de ingeniería, se mostró que alcanzando longitudes medias de fractura efectiva mínima del 80% del radio de drenaje, son suficientes para crear una fractura suficientemente ancha en la vecindad del pozo asegurando una buena conductividad, superando el daño en la cercanía del pozo y proporcionar una longitud efectiva de fractura bien apuntalada para ayudar a mantener una buena producción de aceite sin declinamiento rápido.

Para lograr lo anteriormente expuesto, la selección del fluido fracturante es importante para asegurar un buen transporte de apuntalante efectivo dentro de la fractura. El fluido seleccionado debe tener alta viscosidad para transportar altas concentraciones de arena sin asentamiento, bajo daño de la permeabilidad de la fractura, de fácil manejo en superficie, estable al corte y sobre todo amigable con el medio ambiente, por lo que se eligió el sistema de boratos ya que es el que cumple con las exigencias anteriores. Actualmente, para reducir aún más el daño causado por polímeros se han utilizado boratos de baja carga polimérica (20 lb/1000 gal).

## V.5. Selección del apuntalante optimo

Desde los inicios de los fracturamientos en la formación Chicontepec en los años 70's, se había utilizando arena unimiin malla 12/20, sin embargo de la evaluación de los fracturamientos hidráulicos en esta formación, se encontró que las presiones de cierre de la formación eran mayores de 3,000 psi indicado la necesidad de seleccionar apropiadamente el apuntalante capaz de soportar los esfuerzos requeridos en zonas de elevadas presiones.

Recientemente se realizó un estudio sobre el cual se trató de obtener el apuntalante óptimo a usarse para el fracturamiento hidráulico en el campo Agua Fria, en donde se analizaron varios pozos con fracturamiento, obteniéndose que el apuntalante que más beneficio aporta es el Super Dc y el Ac-Frac 6000 ó similar. Se observó un mínimo incremento en la conductividad de la fractura si se utiliza un apuntalante de más alta resistencia (costo más elevado). En la tabla V.5. se muestran una lista de apuntalantes

PERMEABILIDADES DE APUNTALANTES				
TIPO DE APUNTALANTE	Mesh	PRESION DE CIERRE SOBRE EL APUNTALANTE		
		2000 psi	3000 psi	4000 psi
AcFrac PR-6000	12/20	871	730	612
AcFrac CR-4000	12/20	876	624	445
Ceramax L	16/20	767	726	687
AcFrac CR-4000	16/30	568	454	363
AcFrac PR-4000	16/30	447	384	330
AcFrac PR-6000	16/30	420	367	321
AcFrac PRB	16/30	367	333	302
AcFrac SBU-6000	16/30	349	329	311
AcFrac SB Ultra	16/30	296	280	265
AcFrac CR	16/30	259	247	236
CarboLite	12/18	1594	1341	1128
CarboLite	16/20	1120	1016	922
CarboProp	16/30	905	758	635
Carbo-HSP	16/30	751	710	672
CarboLite	20/40	540	515	491

EconoProp	20/40	374	353	334
Jordan Sand	12/20	1204	623	322
Brady Sand	12/20	912	416	190
Jordan Sand	16/30	612	447	327
Brady Sand	16/30	561	295	155
Naplite	12/18	1615	1446	1295
Sintered Bauxite	12/20	2315	2036	1790
Naplite	16/20	1110	1011	920
Sintered Bauxite	16/20	1002	900	808
Interprop	16/30	864	760	668
Sintered Bauxite	16/30	772	721	674
Naplite	20/40	535	508	483
Super HS	12/20	1272	904	643
Super DC	12/20	823	676	556
Super LC	12/20	623	512	421
Super HS	16/30	424	387	354
Tempered LC	16/30	401	386	372
Super DC	16/30	380	364	348
Super LC	16/30	340	304	272
Tempered DC	16/30	301	290	280
Tempered HS	16/30	286	275	265
EconoFlex	20/40	310	297	285
OptiProp	20/40	238	227	217

#### V.6. Diseño de gasto optimo.

Los cargos por caballos de potencia pueden ser una parte significativa del costo total del fracturamiento. La cantidad de caballos de potencia requeridos usualmente no dependen del volumen del tratamiento y representan un porcentaje importante en pequeños tratamientos. Los caballos de potencia requeridos se calculan con la siguiente ecuación:

$$HHP = \frac{PQ}{40.8}$$

- Donde:
- HHP es el caballaje hidráulico.
  - P es la presión de bombeo en superficie, en psi.
  - Q es el gasto de bombeo en bbls/min.

Además, un componente de la presión de bombeo en superficie es función del gasto de bombeo el cual puede ser aproximado por la ecuación de fricción de Fanning:

$$\Delta P_{friccion} = \frac{15.13 f L Q^2}{2 g d A^2}$$

- Donde:
- $\Delta P_{friccion}$  caída de la presión de bombeo debido a la fricción en la tubería.
  - f factor de fricción de Fanning.
  - L longitud de la tubería, en ft.
  - Q gasto de bombeo, en bbl/min
  - g aceleración de la gravedad (32.2 ft/seg/seg)
  - d diámetro de la tubería, en pulgadas
  - A área transversal de la tubería, en pulgadas cuadradas

Estas ecuaciones muestran que disminuyendo el gasto de bombeo hay una significativa disminución en los caballos de potencia requeridos para realizar el trabajo.

La simulación con el modelo 3-D del pozo Agua Fría 817-H, muestra que el intervalo puede ser estimulado con un gasto de bombeo menor al asumido inicialmente. Esto se debe, a que en un pozo horizontal terminado en el Cuerpo 10, el espesor vertical total es de solo 40 metros, lo cual es mucho menos que la longitud total del intervalo expuesto en la sección horizontal (aproximadamente 178 metros). La simulación también muestra que la fractura puede crecer dentro del Cuerpo 20, pero probablemente no crezca hacia abajo en el Cuerpo 30. A continuación se presenta una tabla V.6. con las dimensiones calculadas de la fractura vs. el gasto de bombeo.

Q (BPM)	$X_f$ (metros)	H (metros)	Tope de la Fractura (TVD)	Base de la Fractura (TVD)
10	91	40	1453	1493
15	81	42	1452	1494
20	75	43	1451	1494
25	72.5	44	1451	1495
30	72	45	1451	1496
35	71	46	1450	1496
40	70.5	46	1450	1496

Tabla V.6.

### V.7. Longitud optima de fractura.

De los costos actuales para trabajos de estimulación en el Campo Agua Fria, se obtuvo información para el costo del fluido, HHP y equipo. El precio del petróleo se mantuvo constante a USD \$12/bbl sin considerar variaciones en ese precio ni variaciones en la moneda. La suposición de un tipo de cambio constante y de precio del producto constante, probablemente sea correcta teniendo en cuenta que la vida económica de estos calculos es menor a 2 años.

Se analizaron diferentes casos para hacer un gráfico de la longitud de fractura vs. la cantidad de apuntalante y el volumen de fluido inyectado. Este gráfico se utilizo junto a los datos de costos, para derivar una relación entre la longitud de fractura y el costo del tratamiento. Al relacionar esto con la producción estimada del modelo de yacimiento, se calculo el VPN para cada longitud de fractura. El VPN se calcula considerando el incremento de producción esperado, el cual es igual a la producción post-fractura menos la producción considerada como base. Esta producción base fue estimada analizando la curva de declinación, comenzando con el gasto de producción actual extrapolado a un límite económico 18 bbls/dia.

A partir de los parametros obtenidos para el pozo Agua Fria 817, el máximo VPN de USD \$182 000 se da para una longitud de fractura de 126 metros (fig V.7). Es interesante comparar estos valores con el pozo Agua Fria 831 el cual es un pozo vertical.

En este pozo la longitud de fractura óptima, fue de 220 metros con un NPV de USD \$800,000. Esta diferencia se debe a que el comportamiento de un pozo horizontal no fracturado es muy bueno sin conseguirse muchos beneficios al agregar una fractura.

Es importante destacar que estos valores maximos del VPN se basan, en realizar los fracturamientos utilizando arena AcFrac-6000 para todo el tratamiento. También es importante destacar, que los cálculos de los valores de VPN están basados en los costos actuales del contrato para fluidos, caballos de potencia y apuntalantes.

Por ejemplo, un aumento en el costo del fluido o del apuntalante manteniendo el precio del petróleo constante, causaria una disminución en la longitud de fractura óptima. De igual modo, un aumento en el precio del petróleo tenderia a hacer la longitud óptima de fractura mayor. (Fig. V.7.1)

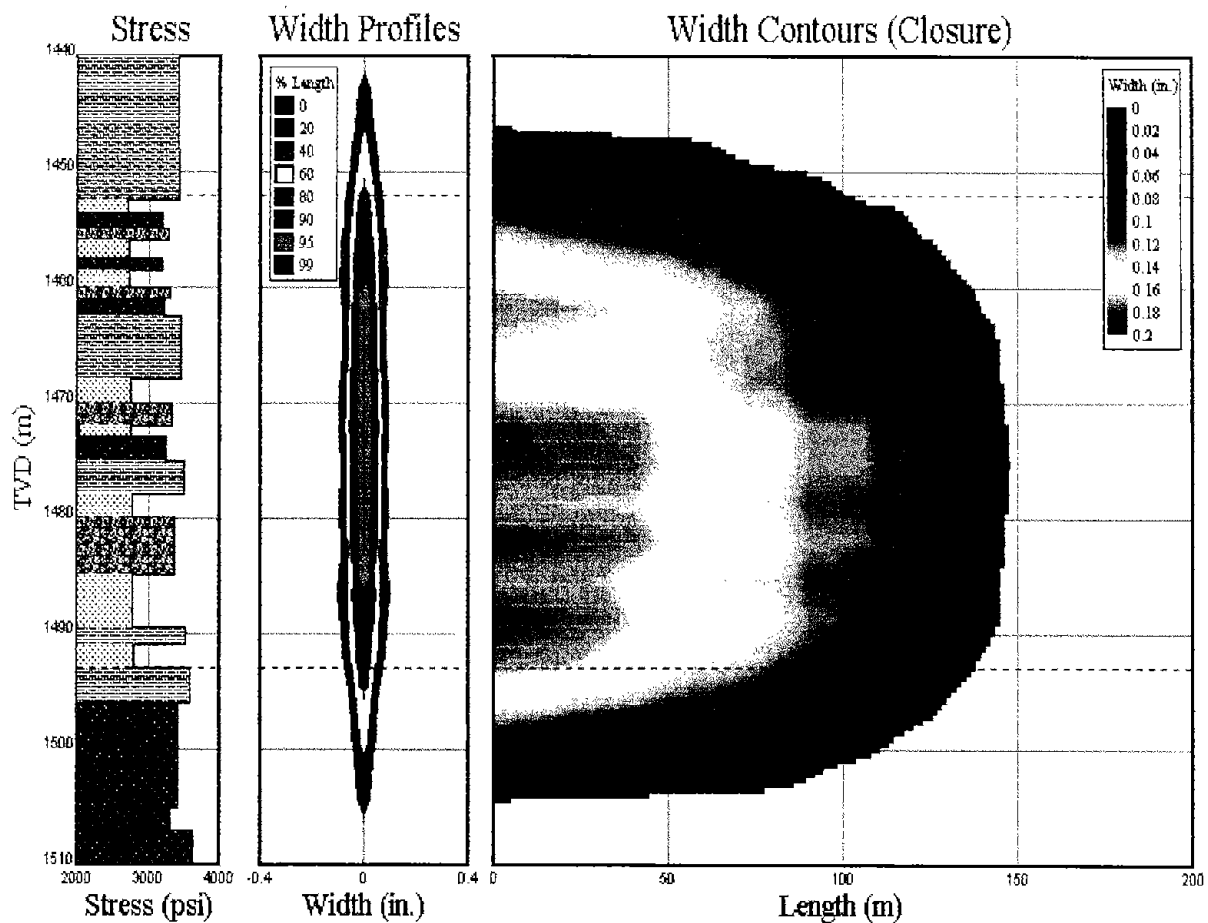


Fig. V.7.

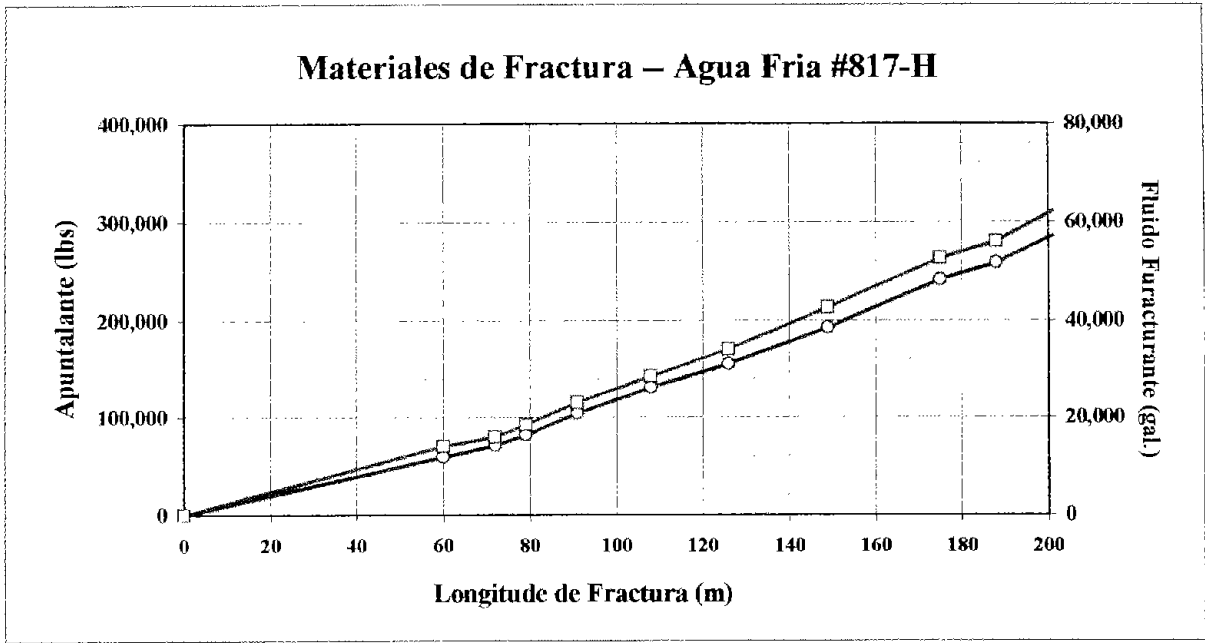


Fig.V7.1

En la fig. V.7.2 se muestra una vista tridimensional de las fracturas del pozo Agua Fria 817-H, el que presento las mejores posibilidades para llevar a cabo el fracturamiento hidraulico.

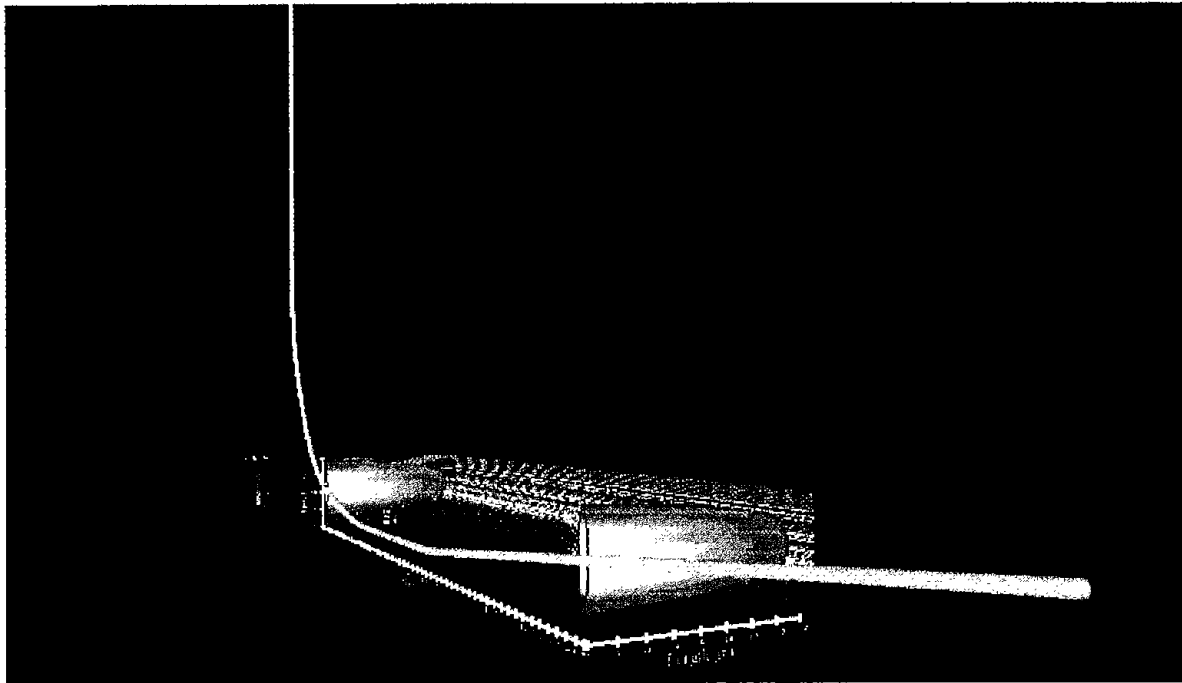


Fig.V7.2

## V.8. Valor presente neto.

Actualmente, los pozos están terminados con un liner ranurado en la sección horizontal, con esta configuración no es posible controlar el punto de inicio de la fractura. En esta situación tal vez se puedan generar muchas fracturas individuales. Normalmente, los fracturamientos se llevan a cabo en tubería de revestimiento, por lo que se recomienda sacar el liner ranurado, introducir y cementar un nuevo liner.

El nuevo liner puede ser perforado en la zona que se desee, para el pozo en estudio se recomienda perforar en medio del Cuerpo 10 (el cual corresponde a la Zona "C"). Esto nos da la mejor oportunidad de crear una sola fractura cubriendo por completo la sección vertical del Cuerpo 10. Sin embargo no se sabe si se pueda sacar el liner ranurado. Aun si se pudiera sacar no hay garantías de que el nuevo liner se pueda cementar correctamente.

El nuevo liner deberá tener una buena cementación en todo el intervalo horizontal, incluyendo la parte alta de la tubería. En resumen, el VPN para el mejor diseño de fracturamiento no permite ser muy optimista. La inversión en una costosa reparación puede hacer el proyecto antieconómico. Considerando el aspecto económico, podría ser más efectivo efectuar el fracturamiento bajo las condiciones existentes, permitiendo que las fracturas crezcan por donde puedan.

En la simulación con el programa Mfrac, se observa que se puede obtener la cobertura de todo el intervalo con tratamientos de pequeños volúmenes. Además, la simulación con el programa MProd nos muestra que la reducción en la longitud de la fractura causada por el fracturamiento múltiple, en este caso tiene un pequeño efecto en la producción post-fractura. Esto tiene mucho menos riesgos comparado con los gastos que se evitarían al sacar y bajar un liner. Es posible fijar un liner de 3 ½" dentro del liner ranurado existente, combinado con External Casing Packers duales (ECPs). Con esta opción se ahorraría dinero, pero nos podríamos enfrentar con el problema de fracturar en el liner ranurado, si no se consigue una buena cementación del liner de 3 ½".

En la fig. V.8. se muestra el comportamiento de producción del pozo y la declinación futura de la misma si no se realiza el fracturamiento, también se muestra el comportamiento de la simulación de la producción post-fractura.



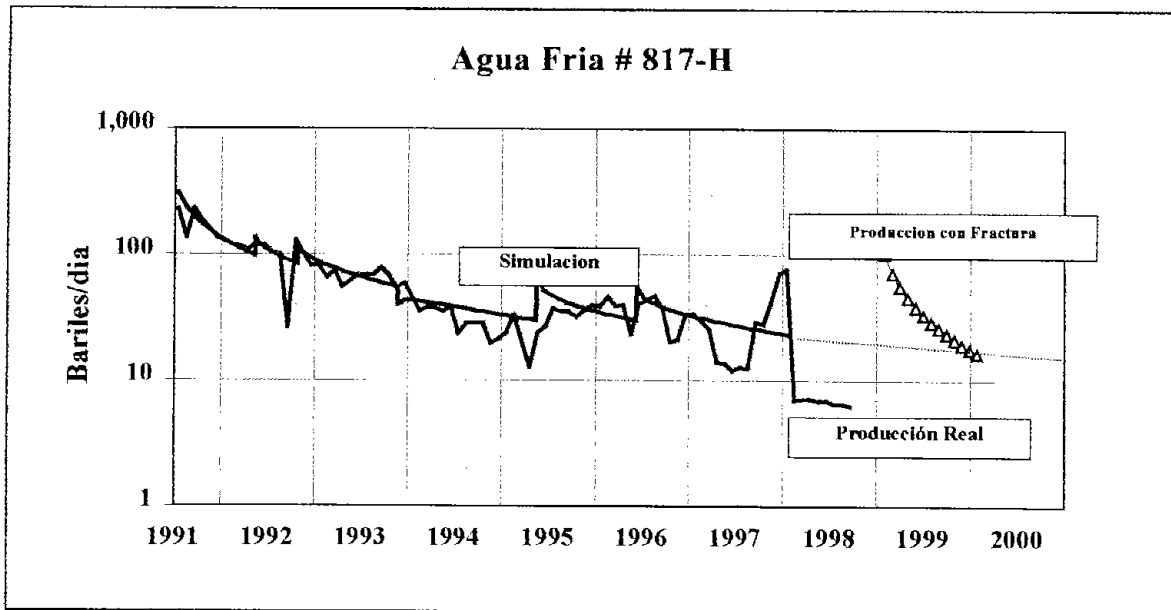


fig. V.8.

En la fig. V.8.1 se muestra el VPN más crítico con la suma del costo de la extracción del liner y el del fracturamiento, el precio del aceite es de \$12 USD por barril y en la fig. V.8.2 se graficó el VPN con diferentes precios del barril de aceite.

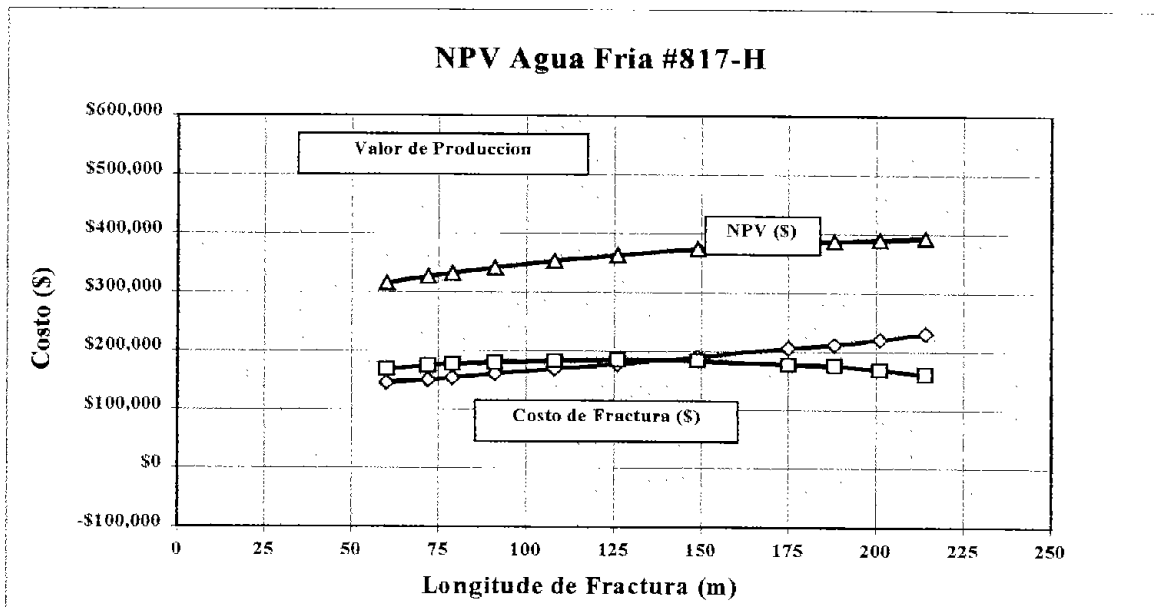


Fig. V.8.1

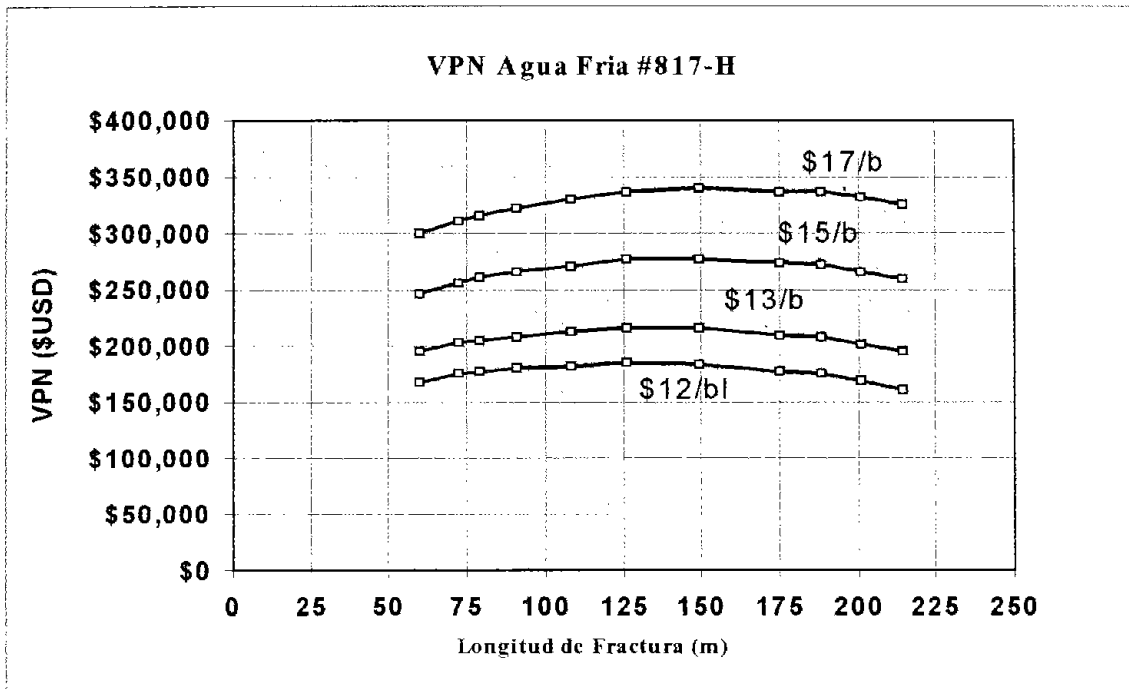


Fig. V.8.2

En la fig. V.8.3. se muestra el tiempo en que se recupera la inversion total del fracturamiento, incluyendo la operación de cementar una tubería de revestimiento nueva o el costo de cementar el tubing less a diferentes precios del barril.

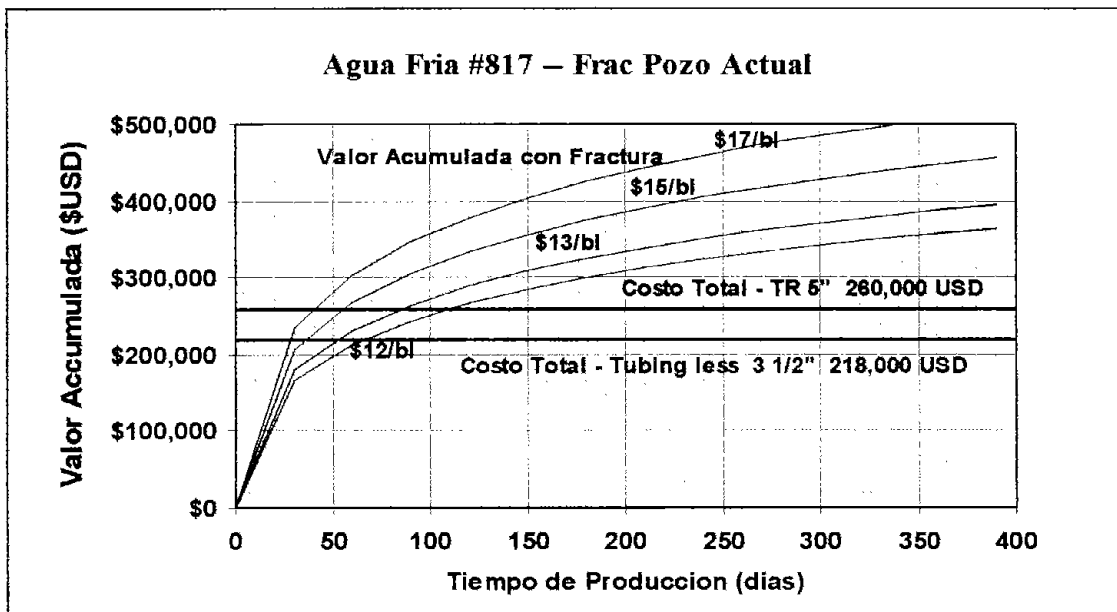


Fig. V.8.3.

## RECOMENDACIONES

Antes de realizar un fracturamiento probar los intervalos y obtener los valores de permeabilidad y factor de daño de la formación ya que ambos factores son prácticamente desconocidos, y la permeabilidad es casi nula.

Se recomienda disparar en un intervalo máximo de 10 m, lo que permitirá tener control de la fractura, con pistolas TCP de 2 1/2" con 13cpm fase 180° las cuales tienen una penetración de 33 pg, del análisis post - fractura será definida la ampliación del intervalo a disparar.

Se recomienda realizar 2 fracturas para comunicar la mayor cantidad de estas arenas con una longitud de 126 metros, de acuerdo a los resultados que se obtuvieron del análisis NPV que se efectuó para diferentes longitudes de fractura.

Si la terminación se logra realizar con TR de 5 1/2" la tubería de producción sería de 2 7/8", si es con tubing less de 3 1/2" se recomienda instalar un desconector, para que cuando la producción empiece a disminuir, se pueda introducir un sistema artificial para continuar con su explotación.

En la gráfica (V.8.2) se observa el comportamiento de NPVs a medida que aumenta el precio del barril aumenta el NPV por lo que el fracturamiento se podría realizar cuando el precio este por arriba de \$12 USD por barril, ya que en la gráfica (V.8.3) también se observa que la inversión se recupera en menor tiempo.

## CONCLUSIONES

Con la aplicación del fracturamiento hidráulico en pozos horizontales, se podrá evaluar la conveniencia de seguir perforando horizontalmente en arenas del Paleocanal Chicontepec.

Los pozos cuya trayectoria esta orientada hacia el plano de mínimo esfuerzo, presentan mejores posibilidades para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico.

La terminación de los pozos horizontales Agua Fría 801-H1, 801-H2, 807-H y 817-H no es la mas apropiada para un fracturamiento, este se podrá llevar a cabo cuando el pozo tenga la terminación mas adecuada (TR 5 1/2" ó Tubing Less 3 1/2" cementada hasta la parte vertical).

De los 4 pozos que se analizaron para ser fracturados, el Agua Fría 817-H es el que reúne las mejores características para fracturarse, ya que cuenta con una sección horizontal de 1006m, de los cuales 350m son los que atraviesan arenas mas limpias, con mejores condiciones para producir y se tiene la factibilidad de conectar los cuerpos arenosos 10 y 20 alcanzando altos gastos en el fracturamiento.

La inversión económica para realizar este proyecto es recuperable en un corto plazo, en comparación si se perforara un pozo nuevo.

Existe un alto porcentaje de éxito en la realización de este proyecto.

## BIBLIOGRAFIA

M. Y. Soliman, James L. Hunt and A.M. El Rabas Fracturing Aspect of Horizontal Wells SPE paper 18540 Agosto 1990 JPT Agosto 1990 page 966-973

Valenzuela M. Ariel, Bradley M. Robinson, Torres Aaron. Análisis, Evolución y Optimización de los Fracturamientos Hidráulicos Campos Culebra-Arcabuz en el Distrito Reynosa. Memorias de trabajos técnicos XXXV Congreso Nacional tomo II Exploración y Yacimientos, Abril de 1997

Rodríguez S. Nicolas, Santillan S. Rolando, Vázquez R. Iza, Elizalde P. José. Fracturamiento Hidráulico base agua en formaciones altamente arcillosas (Formación Chicontepec). Trabajos Técnicos Tomo II X Congreso Latinoamericano de Perforación Quito, Ecuador Octubre de 1996

Degolyer and McNaughton Reporte del Paleocanal Chicontepec, Julio 1978

Proyecto Integral Desarrollo Paleocanal Chicontepec, PEMEX, documento interno, 1991

Cía. Mexicana de Geofísica S.A. de C.V. Estudio Integral para el desarrollo del Paleocanal Chicontepec en los Campos Coyula, Agua Fría, Corralillo, Escobal, Coapechaca y Tajin, Noviembre de 1995

Jorge Dominguez Ruiz . Diseño de pozo para maximizar la explotación del paleocanal Chicontepec ("embudo o pulpo"), Poza Rica, Veracruz 1996

Fracturamiento Hidraulico, Cía. Dowell Schlumberger, 1998