



7  
01174 2ep.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE GELACIÓN  
IN SITU EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA.

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN INGENIERÍA (PETROLERA)

PRESENTA:  
ING. ANDRÉS RIVERO LUNA

DIRIGIDA POR:  
ING. EUSEBIO CAPITANACHI GONZÁLEZ

México, D.F.

1998.

258303

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



## **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 está 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.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA**

**TESIS : “ APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE GELACIÓN  
IN SITU EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA”**

**PRESENTADA POR: ANDRÉS RIVERO LUNA**

**DIRECTOR : ING. EUSEBIO CAPITANACHI GONZÁLEZ**

**A PEMEX EXPLORACIÓN - PRODUCCIÓN:**

Depto. de Servicio a Pozos, Distrito Cárdenas por haberme brindado la oportunidad de continuar mi desarrollo profesional. Que cuyas actividades permitió la propuesta del tema de tesis.

**AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO:**

División de Recuperación Secundaria y mejorada, cuyo personal con su experiencia y profesionalismo, hizo posible la realización de las pruebas de laboratorio. Parte importante del presente trabajo

**A todos mis profesores de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, por haber compartido parte de sus conocimientos.**

**A MI ESPOSA MARÍA ELENA E HIJOS  
DIANA JAZMÍN Y EDER ANDRÉS**

Por su gran sacrificio que representó permanecer a mi lado, durante todo el período de estudios.

**A todos mis compañeros de trabajo, tanto de Pemex Exploración- Producción como de compañías de servicio, con los que sostuve pláticas técnicas encaminadas a mejorar el presente trabajo y también aquellos, que gentilmente hicieron posible la obtención de los materiales, productos y fluidos utilizados durante las pruebas de laboratorio.**

**A todos mis familiares y amigos, que siempre me motivaron a seguir adelante, y que de alguna manera ayudaron a obtener esta meta.**

## CONTENIDO:

Resumen

**Página.**

1. Introducción .....	1
2. Revisión de la literatura .....	4
3. Criterios para selección de pozos a tratamiento .....	11
3.1 Capacidad de producción de aceite del pozo .....	13
3.2 Identificación del origen y mecanismo de la producción del agua..	13
3.2.1 Determinación de la presencia del agua .....	13
3.2.2 Determinación del mecanismo de la producción del agua .....	15
3.2.3 Determinación del origen de la producción del agua.....	19
3.3 Características del yacimiento .....	20
3.3.1 Posición estructural .....	20
3.3.2 Estudio de fracturas .....	20
3.4 Evitar daños zonas de aceite .....	26
4. Pruebas de laboratorio .....	31
4.1 Experimentos en tubos de vidrio .....	33
4.1.1 Determinación de porcentajes de polímero -encadenador y tiempo de gelación .....	35
4.1.2 Estabilidad de los sistemas .....	42
4.1.3 Comportamiento del sistema PTRO con la salinidad .....	45
4.1.4 Determinación del tiempo de gelación en consistómetro .....	47
4.2 Experimentos en celdas de desplazamiento .....	52
4.2.1 Experimentación en el núcleo 1 .....	59
4.2.2 Experimentación en el núcleo 2 .....	67

4.2.3 Experimentación en el núcleo 3 .....	73
4.3 Pruebas de compatibilidad .....	79
5. Resultados y Discusión .....	81
6. Procedimiento operativo .....	84
6.1 Métodos de colocación de geles .....	84
6.1.1 Inyección sencilla .....	87
6.1.2 Inyección dual .....	87
6.2 Volumen de tratamiento .....	89
6.3 Técnica operativa .....	91
6.3.1 Monitoreo de parámetros .....	91
6.3.2 Evaluación del tratamiento .....	97
6.4. Ejemplos de aplicación .....	98
7. Análisis económico .....	105
8. Conclusiones y recomendaciones .....	111
Nomenclatura .....	113
Referencias.....	116

**Lista de Tablas ..... pág.**

1. Análisis e interpretación de la información requerida para la selección de un pozo candidato .....	12
2. Tipos de pruebas, parámetros y sistemas utilizados .....	33
3. Formulaciones probadas con el sistema PURI .....	37
4. Formulaciones probadas con el sistema PDRI .....	39
5. Formulaciones probadas con el sistema PTRO .....	41
6. Formulaciones probadas con el sistema PTRO salado .....	46
7. Cédula de bombeo caso I .....	50
8. Cédula de bombeo caso II .....	51
9. Propiedades físicas de los núcleos .....	57
10. Propiedades físicas de los fluidos .....	57
11. Caídas de presión en las pruebas del núcleo 2 .....	68
12. Caídas de presión en las pruebas del núcleo 3 .....	74
13. Pruebas de compatibilidad .....	80
14. Casos posibles para la colocación de geles .....	85
15. Renglones de gasto principales en un tratamiento de gelación in situ .....	110

**Lista de figuras ..... pag.**

1. Comparación de Rwa para conificación y canalización .....	17
2. Ejemplo de un pozo con canalización de agua .....	18
3. Ejemplo de un pozo con conificación de agua .....	18
4. Canalización de agua desde un acuífero en fracturas naturales .....	21
5. Análisis cualitativo para detección de fracturas .....	24



6. Registro FMI indicando posibles fracturas .....	25
7. Determinación de rutas de inyección y volúmenes mediante trazadores .....	29
8. Aplicación de trazadores radioactivos identificando problemas mecánicos .....	30
9. Comportamiento del tiempo de gelación sistema PURI al 6% .....	38
10. Comportamiento del tiempo de gelación sistema PURI al 7% .....	38
11. Comportamiento del tiempo de gelación sistema PDRI .....	40
12. Comparación del tiempo de gelación sistema PURI y PDRI .....	40
13. Comportamiento del tiempo de gelación sistema PTRO .....	42
14. Comportamiento del tiempo de gelación sistema PTRO salado .....	46
15. Estados mecánicos en operaciones típicas .....	48
16. Gráficas del consistómetro para los casos I y II de la Fig.15 .....	49
17. Esquema del núcleo fracturado .....	53
18. Diagrama esquemático de la celda de desplazamiento .....	54
19. Comportamiento de la presión de inyección a 15 días .....	62
20. Comportamiento de la presión de inyección a 20 días .....	62
21. Tomografía al núcleo 1 utilizando el sistema PTRO .....	63
22. Perfiles del número Ct en núcleo 1 caso a) y b) .....	64
23. Perfiles del número Ct en núcleo 1 caso c) y d) .....	65
24. Reconstrucción bidimensional del núcleo 1 utilizando el sistema PTRO .....	66
25. Tomografía al núcleo 2 utilizando el sistema PTRO salado .....	70
26. Perfiles del número Ct en el núcleo 2 .....	71
27. Reconstrucción bidimensional del núcleo 2 utilizando el sistema PTRO salado .....	72
28. Tomografía al núcleo 3 utilizando el sistema PDRI .....	76

29. Perfiles del número Ct en el núcleo 3 .....	77
30. Reconstrucción bidimensional del núcleo 3 utilizando el sistema PDRI .....	78
31a. Colocación de gel por método de inyección sencilla .....	86
31b. Colocación del gel por método de inyección dual .....	86
32. Diagrama esquemático del procedimiento operativo .....	92
33. Registro continuo de gasto y presión de tratamiento .....	95
34. Gráfica de Hall correspondiente a la gráfica de Fig.33 .....	95
35. Gráfica de Hall especializada .....	96
36. Curva DIF de la respuesta de tratamiento descrito en la gráfica de la fig.33 .....	96
37. Condiciones antes y después del gel Pozo Paredón 334 .....	101
38. Historia de producción pozo Paredón 334 .....	101
39. Condiciones antes y después del gel Pozo Muspac 81 .....	104
40. Historia de producción pozo Muspac 81 .....	104
41. Costos por aditivos y sistemas para $T > 132\text{ }^{\circ}\text{C}$ .....	107
42. Costo del equipo en función de profundidad y tiempo .....	108

## RESUMEN

El auge sobre aplicación de tratamientos de gelación in situ a pozos productores es reciente y el criterio principal para seleccionar pozos era el incremento de la relación agua-aceite y posición estructural. En el presente trabajo se analizan otros criterios y todas las herramientas existentes para la evaluación completa del pozo. De esta manera se puede llegar a hacer una buena selección del pozo candidato al tratamiento.

Las pruebas de laboratorio en tubos de vidrio nos permite conocer el comportamiento del tiempo de gelación al variar las concentraciones de aditivos con los diferentes sistemas. También se analiza el comportamiento de estos sistemas al ser inyectados a través de núcleos simulando una fractura y se auxilia con imágenes del tomógrafo de rayos x y finalmente se prueba la compatibilidad de los sistemas poliméricos con las rocas y los fluidos del yacimiento. Se recomienda que para la aplicación de geles en el campo tres características sean requeridos para asegurar su éxito. Estas características son: tiempos de gelación programables, buena inyectabilidad y que la reducción de la permeabilidad al agua persista.

Este trabajo describe los métodos de colocación de geles y los casos en que es preciso utilizar la inyección dual, la determinación de volúmenes, así como las técnicas operativas posibles, para poder cumplir el objetivo principal, que es el de colocar el gel correctamente tanto en profundidad como en penetración, ejemplificando con dos casos de aplicación en pozos de la Región Sur.

## 1.- INTRODUCCIÓN

El agua salada está siempre presente en los yacimientos petrolíferos, ya sea congénitamente o proveniente de otra fuente, como un acuífero o a través de su inyección como un proceso de recuperación secundaria. El agua tiende a fluir en forma preferencial por las capas de mayor permeabilidad y su aparición se presenta en forma natural por el ritmo de explotación como conificación y algunas veces en etapas tempranas de la vida productiva a través de fracturas y/o canales preferenciales de alta permeabilidad. Cuando el yacimiento es naturalmente fracturado con una red de fracturas interconectadas, generalmente estas son verticales y el agua tiende a canalizarse a través del escaso volumen de la fractura, pero que es de alta permeabilidad. En los sistemas de recuperación secundaria se obtienen deficientes barridos del aceite de la matriz y en el caso de pozos productores, cuando el yacimiento tiene porosidad eminentemente primaria y produce por empuje hidráulico, existe la posibilidad de que se presente el efecto de conificación de agua.

Una vez que un pozo productor empieza a manifestar agua, se presentan problemas tales como: desgaste de la tubería de revestimiento, tubería de producción, conexiones y líneas superficiales por corrosión; obstrucciones por depositación de sales y sedimentos; costos adicionales por manejo de agua; incertidumbre respecto a la profundidad del contacto agua-aceite; abandono de intervalos con volúmenes considerables de aceite remanente y el más importante que es el de la reducción de la producción, debido al incremento de carga hidrostática y como consecuencia el acortamiento de la vida económica de los pozos.

Debido a la disminución de las actividades de la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, por parte de Pemex Producción y Exploración, se le ha dado mayor importancia a proyectos de reparaciones de pozos, estimulaciones, redisparos y diversos trabajos encaminados al mantenimiento de la producción, dentro de los cuales se encuentra la aplicación de tratamientos de gelación in situ para prolongar la vida fluyente.

Los tratamientos de gelación in-situ, son usados en aplicaciones en diferentes tipos de yacimientos. Los problemas a resolver por los geles, pueden ser agrupados como:

- a) Problemas debido a fracturas.
- b) Problemas en tuberías de explotación.
- c) Problemas debido a conificaciones.
- d) Reducción del contraste de heterogeneidades.

Estos tratamientos poliméricos deben ser capaces de reducir la permeabilidad relativa del agua, sin alterar la permeabilidad relativa al aceite, requiriendo que el fluido bombeado tenga propiedades reológicas similares que el agua producida. La gelación in situ pueden ser obtenida de dos maneras: la solución gelante bombeada antes de la inyección al yacimiento o el bombeo de los fluidos reactivos como baches alternados..

La duración del tratamiento depende de los siguientes factores: la profundidad de penetración, la habilidad de la formación para aceptar fluidos, el volumen de tratamiento, resistencia mecánica del gel, la distribución de porosidad y permeabilidad de la formación, la presencia de fracturas, la temperatura del yacimiento, la profundidad, etc.

Debido a todos estos factores no se puede generalizar un diseño de un sistema polimérico, por lo tanto, el conocimiento o determinación de ellos es la base principal para la selección de los componentes del sistema y constituye la guía para facilitar el trabajo de laboratorio.

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología para la aplicación de tratamientos de gelación in situ en pozos productores, a las condiciones existentes de los campos de la región Sur, los cuales presentan temperaturas de 154 °C en promedio y profundidades mayores de 6000 m., donde se requiere analizar y cuidar diferentes parámetros críticos para estas condiciones, entre los más importantes se encuentran la cinética de gelación, donde el gelante debe ser transportado a cierta posición o distancia del pozo con un tiempo de gelación controlado, la retención del gel que es regulado por factores tales como el intercambio iónico, adsorción y precipitación, la técnica de colocación así como la identificación plena del origen y aparición del agua.

De esta manera intervienen diferentes disciplinas de la ingeniería petrolera, como son yacimientos, producción y servicio a pozos, todas son de importancia y constituyen un estudio multidisciplinario, que permitirá generar beneficios, principalmente el de obtener una mayor producción del pozo durante la etapa de explotación primaria; además de obtener ahorros substanciales en los costos por manejo de agua al reducirse los volúmenes, minimizar los daños por desgaste y corrosión a instalaciones subsuperficiales y superficiales, así como una mayor seguridad para cambios de intervalos.

## **2.- REVISIÓN DE LA LITERATURA**

Uno de los problemas que se presentan asociados con la explotación de los campos petroleros es la producción de agua salada. Su forma de control ha venido evolucionando desde hace muchos años, empezando con los diferentes tipos de cementos y posteriormente sistemas a base de geles silícicos utilizados en consolidar arenas y/o taponar zonas de pérdidas, han sido utilizados en conjunto con cementos para el mismo fin. Por otra parte, también desde la década de los años cincuenta los sistemas poliméricos se han utilizado en sistemas de recuperación secundaria, donde la solución polimérica orgánica o sintética sencilla (agua más polímero), es inyectada tan profundo como sea posible dentro de zonas pobremente barridas o algunas veces a través de fracturas, las cuales al ser selladas, tiene efecto sobre la dirección de los fluidos inyectados, mejorando así la relación adversa de movilidad y obtener mayor eficiencia de recuperación. Esta tecnología fue aplicable a yacimientos someros con baja temperatura y salinidad, usando principalmente geles silícicos, polímeros naturales y sintéticos como la xantana y las poliacrilamidas respectivamente, los cuales trabajan en forma estable hasta una temperatura de 82°C, teniendo la mayor aplicación en pozos inyectoros.

De estos antecedentes, en los últimos treinta años a nivel mundial los esfuerzos tecnológicos para controlar o reducir el agua producida, se han centrado en el desarrollo e implementación de tratamientos poliméricos reticulados, en los cuales, dos componentes son usados, un polímero y un aditivo reticulador o encadenador, donde el polímero puede ser de origen orgánico o sintético y los encadenadores metálicos trivalentes, de cromo y aluminio, que pueden ser agregados como simples iones inorgánicos en

solución dentro del complejo y asociados con ligadores inorgánicos u orgánicos. A medida que se ha incrementado la profundidad de los pozos, estos sistemas han sido modificados para resistir condiciones más severas, pero en este trabajo, únicamente se hará mención de los más importantes.

En la década de los años setenta, la compañía Phillips Co. introdujo el primer sistema polimérico reticulado para control de agua salada en pozos productores. Needham y Threlked<sup>1</sup>(1974), utilizaron sulfato de aluminio y poliacrilamidas, la efectividad de este sistema es dependiente del pH y la gelación ocurre cerca del pozo, por lo que su control es deficiente.

Para la década de los años ochenta surgen los sistemas poliméricos reticulados con complejos de cromo; el primero de ellos estuvo basado en el uso de dicromato de sodio. Debido a que el cromo hexavalente del dicromato no puede encadenarse con el polímero, es necesario emplear un agente reductor generando el cromo trivalente. La química de esta reacción fue analizada por Southard y colab.<sup>2</sup>(1984). Tres factores limitaron su uso, tiempos de gelación corto a 90 °C, sensibilidad al H<sub>2</sub>S y a que el ion cromo hexavalente es tóxico con efectos cancerígenos sobre el cuerpo humano.

G.P. Willhite y D.Green<sup>3</sup>(1985), en un esfuerzo para obtener una mayor penetración del gel dentro de la formación, utilizaron un sistema de citrato de aluminio y poliacrilamida; donde el aluminio se hidroliza formando un hidróxido que al precipitar forma el gel con el polímero, su método consistió en bombeos alternados de polímero y solución de citrato, pero este sistema fue muy sensible a la reacción de los cationes divalentes contenidos en el agua de formación, los cuales causan precipitación del sistema,



aunque ellos reportan aplicaciones en que la temperatura de la formación era de hasta 85 °C.

Krumrine P.H.<sup>4</sup>(1986), presenta un estudio sobre geles inorgánicos como alternativa para control de agua salada en pozos con alta temperatura, donde los geles poliméricos están limitados por degradación térmica y sinérgica. Este autor analizó sus propiedades de los geles tales como tiempo de gelación, resistencia y encogimiento, así como sus limitaciones en ambientes de alta salinidad, alta temperatura y saturación de aceite. Utilizó aditivos de tipo orgánico, los cuales se hidrolizan más lento formando un proceso de gelación más gradual.

H.T.Dovan y R.D.Hutchins<sup>5</sup>(1987), continuaron con la tecnología de geles con complejos de aluminio trivalente, aplicados para conformación de fracturas, utilizaron un método en el cual un compuesto de aluminio en forma no reactiva y soluble en alto pH, es mezclado directamente con el polímero. La gelación ocurre en el yacimiento, cuando el aluminio reactivo es generado por consumo de iones hidróxilos. Este sistema es costoso y está limitado por temperatura. La mayor parte de los problemas anteriores, fueron resueltos por R.D.Sydansk<sup>6,7</sup>(1988), al desarrollar un sistema no tóxico a base de acetato de cromo y poliacrilamidas, mejorando el control sobre el tiempo de gelación hasta una temperatura de 124 °C. Su principal aporte fue en determinar que el acetato tiene una estructura similar al grupo carboxilato del polímero, así el ion cromo es atraído a ambos grupos y de esta manera el proceso de reticulación es retrasado. También verificó la compatibilidad del sistema con todos los fluidos producidos y las diferentes rocas productoras de hidrocarburos. Este mismo autor<sup>8</sup>(1990), mejoró el control sobre el ritmo de gelación adicionando aditivos para así obtener

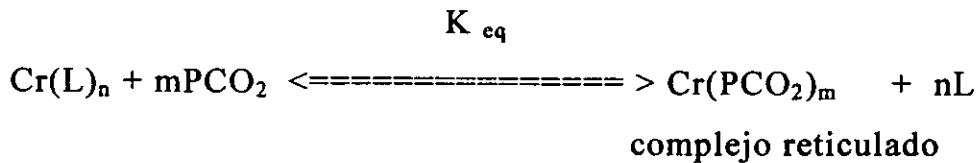
geles apropiados para diferentes problemas de conformación, utilizando polímeros de bajo peso molecular para tratamientos a la matriz cercanos al pozo y de alto peso molecular para conformar fracturas.

J.Kolnes y A.Stavland<sup>9</sup>(1991), trabajaron con sistemas xantana-cromo tri-valente, estudiando el efecto de la temperatura sobre el tiempo de gelación, mostrando que existe una relación lineal entre el logaritmo del tiempo y el recíproco de la temperatura absoluta.

N.Kohler y A. Zaitoun<sup>10</sup>(1991), trabajaron con sistemas a base de polisacáridos de alto peso molecular y formaldehído. Con la adición de aditivos, los sistemas mostraron estabilidad hasta una temperatura de 130 °C, otras características son: no ser sensibles a cambios de salinidad y pueden ser bombeados a alto gasto, teniendo adsorción razonable en el medio poroso, con altos factores de resistencia.

R.S.Serigth<sup>11</sup>(1991), estudió el efecto del pH, permeabilidad y litología en sistemas de resorcinol-formaldehído en calizas y arenas, encontrando que a valores de pH=9 se obtienen geles fuertes y altos factores de resistencia.

T.P.Lockhart y P.Albonico<sup>12</sup> (1992), estudiaron una forma de retrasar la gelación y así obtener mayor penetración en los yacimientos de alta temperatura, sin la necesidad de enfriar previamente la formación, optimizar el pH o reducir el nivel de hidrólisis del polímero. El mecanismo químico para la formación del gel está representado por la reacción:



donde el ligador L, es H<sub>2</sub>O o OH y PCO<sub>2</sub> es el polímero del grupo carboxilato o acrilato, Cr es el complejo de cromo. La inclusión adicional de un ion por ejemplo acetato, glicolato, malonato, etc. en la formulación, proporciona un medio de extender el tiempo de gelación en forma controlada resistiendo hasta 135°C de temperatura. Como una extensión de su investigación estos mismos autores<sup>13,14</sup> (1993), introdujeron una nueva estrategia para mejorar la estabilidad y sinérisis de los geles poliméricos en pozos de alta temperatura, en donde el reticulador malonato de cromo a temperaturas mayores de 60 °C se descompone irreversiblemente en acetato y bióxido de carbono, al tenerse ahora dos grupos carboxilatos similares al del polímero, es posible retrasar mas el tiempo de gelación, la adición de iones malonato refuerza la estabilidad e inhibe la acción de los cationes divalentes que atacan a los geles poliméricos.

S.Seright, J.Liang y H.Sun<sup>15,16</sup> (1993-1994), trabajaron con diferentes sistemas de geles en núcleos de arena de alta permeabilidad para analizar la propagación de geles en el medio poroso y factores como la gravedad, mojabilidad, rutas de segregación gravitacional y sinérisis, para explicar la razón de que los geles reduzcan más la permeabilidad al agua, que la permeabilidad al aceite. Analizan también la técnica de colocación en sistemas heterogéneos, yacimientos estratificados y fracturados principalmente, donde la habilidad del gel para propagarse a través de la fractura, depende de la composición, tiempo de gelación, gradiente, ancho y longitud de fractura, concluyendo que es mejor inyectar geles preformadas que

gelantes. R. Seright<sup>17</sup> (1994), trabajó en núcleos de arenas con fracturas de baja conductividad (0.33 a 64 darcy-pie) y temperatura de 41 °C, analizando la transferencia del gel de la fractura a la matriz.

S. Seright y J. Liang<sup>18</sup> (1994), efectuaron un estudio en 600 publicaciones relacionadas con aplicaciones de geles, encontrando 274 aplicaciones de campo durante los años setenta y ochenta en pozos productores. Concluyendo que para mejorar el éxito, es necesario identificar plenamente la fuente y naturaleza del agua de formación, utilizar registros de producción y aplicar programas de trazadores radioactivos. Encontraron que el mayor éxito ha ocurrido en formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas con empuje hidráulico.

J. Kolnes y A. Staland<sup>19</sup> (1995), estudiaron sistemas polímero/complejo de cromo trivalente en yacimientos heterogéneos a 90 °C de temperatura, determinando que son factores críticos, para estos tratamientos: la cinética de gelación en el medio poroso, la retención del polímero y la técnica de colocación, referente a éste último, describen la técnica de doble inyección haciendo uso de la tubería flexible y el empleo de preflujos y postflujos de alta viscosidad, para colocar el gel en la zona deseada.

K.S. Chan<sup>20</sup> (1995), desarrolló una técnica para el monitoreo de agua salada, mediante la graficación de datos de producción contra tiempo, la tendencia de la derivada de la relación agua-aceite es capaz de establecer la diferencia entre canalización o conificación; el resultado es utilizado en combinación con registros de producción para seleccionar el pozo candidato a un tratamiento polimérico. Mediante el empleo de esta técnica así

como lo descrito en la referencia 18 F.Fragachan y F.Cázares<sup>21</sup>(1995), proponen geles inorgánicos como alternativa para el control del agua salada en yacimientos fracturados con alta temperatura, tomando en cuenta las limitaciones de estos sistemas, se trabaja selectivamente y se monitorea el comportamiento de la presión de inyección para identificar cambios de flujo lineal a radial que indiquen la probable penetración del gel a la matriz.

R.S.Seright<sup>22</sup>(1996), continuó con estudios de geles en sistemas fracturados a 41°C, comparando resultados con geometrías redondas (tubos) como función del tiempo de añejamiento, velocidad y conductividad de fractura; determinando que para diámetros pequeños, los geles se deshidratan reduciéndose así el ritmo de propagación.

R.Hutchins y H.T.Dovan<sup>23</sup>(1996), mejoraron los geles reticulados con nuevos reticuladores de tipo orgánico, reportando estabilidad de sus propiedades hasta una temperatura de 177°C, manteniéndose aún, cuando existen pequeñas variaciones en las concentraciones de los aditivos, permitiendo que el gel sea mezclado y almacenado por semanas antes de su uso.

### **3. CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE POZOS A TRATAMIENTO**

Actualmente, diferentes aplicaciones exitosas reportadas de tratamientos de geles poliméricos inorgánicos o reticulados en pozos productores, han hecho resurgir el interés, el resultado favorable de reducir el porcentaje de agua salada, se ha fincado en estudiar de manera integral el problema, a diferencia de años atrás donde el único criterio de selección era sólomente el incremento de la relación agua-aceite, es decir se debe estudiar el pozo candidato tomando en cuenta los siguientes criterios<sup>18</sup>:

- \* Capacidad de producción de aceite del pozo.
- \* Identificación del origen y mecanismo del aporte de agua.
- \* Características físicas del yacimiento.
- \* Evitar daños a zonas de aceite.

En general para poder identificar el pozo candidato, es necesario efectuar el estudio y análisis integral de las diferentes áreas con la operación involucradas. Actualmente se cuenta en México con la tecnología para poder evaluar los criterios adecuadamente. En la Tabla.1 se describen las herramientas con que se cuenta para determinar los siguientes parámetros: presencia y mecanismo de la irrupción del agua, movimiento y cantidad de agua salada así como diversos registros para detección de fracturas, las cuales son la principal causa de irrupción temprana de agua en yacimientos naturalmente fracturados.

Tabla 1.

Análisis e interpretación de la información requerida para la selección de un pozo candidato.

Herramientas		Determinaciones y/o Aplicaciones
Línea de acero		Presencia de agua. Gradiente de los fluidos.
Gráficas de diagnóstico log Rwa v.s. log t		Definir el mecanismo de invasión del agua.
Instrumentos de medición en línea de descarga		Monitoreo continuo de fluidos presiones y densidades
Registros de producción	PLT WFL Ruidos Temperatura	Densidad de fluidos Perfiles de producción, Dirección de flujo Canalizaciones
Programa de trazadores radioactivos		Localizar canales e intervalos tomando fluidos, perfiles de inyección (volumen y prof.).
Registros eléctricos	Resistivos Ultrasónicos Neutrónicos	Detección de fracturas, zonas de debilidad, orientación de fracturas
Pruebas de variación de presión		Detección de heterogeneidades. Características de fracturas. Condiciones de entrada de agua

### **3.1 Capacidad de producción de aceite del pozo**

El criterio principal para seleccionar el pozo candidato a recibir un tratamiento de gel es que cuente con capacidad para producir, es decir que el intervalo en prueba produzca cierto porcentaje de aceite o en el caso que el pozo esté abandonado temporalmente por alto corte de agua, cálculos realísticos de reservas deben indicar la factibilidad de que aceite adicional pueda ser recuperado económicamente.

### **3.2 Identificación del origen y mecanismo de la producción de agua.**

#### **3.2.1 Determinación de la presencia del agua.**

Como se mencionó en la parte introductoria, uno de los puntos más importantes, es la determinación oportuna de la presencia de agua; es decir tratar de identificar las primeras gotas producidas en superficie o su presencia en el fondo del pozo y de ahí en adelante darle seguimiento, aplicando los diferentes métodos de monitoreo, que permita determinar a detalle todos sus movimientos. Para tratar este problema se requiere que se efectúen una serie de operaciones que deben llevarse a cabo desde el inicio de la explotación del pozo o yacimiento. Las operaciones a efectuar son:

#### **a) Monitoreo mediante recuperación de muestras de fondo.**

Este estudio es de gran utilidad puesto que una vez que el agua se presenta en el pozo, su nivel se encuentra fluctuando hasta que el flujo empieza a arrastrarla para incorporarse a la corriente y de esta manera se inicia su presencia en la superficie.



b) Registros de presión de fondo.

Este tipo de operaciones se pueden efectuar tanto con pozo fluyendo como pozo cerrado, el primero es más común dado que no afecta la producción diferida, mientras que el segundo se toma en pozos donde por alguna razón han dejado de ser fluyentes o si por estudios de yacimientos se requiera tomar este registro, en ambos casos se obtiene un perfil de densidad dando como resultado un registro de gradiente del fluido y presiones. El análisis de esta información nos auxilia en la determinación de la presencia oportuna del agua.

c) Monitoreo en superficie

Actualmente en los pozos terrestres, el monitoreo de fluidos producidos y presiones se viene efectuando de la misma manera desde hace muchos años, en la cual el ayudante de producción recupera muestras de los fluidos producidos en la línea de descarga y toma presiones antes del estrangulador y línea de descarga, posteriormente envía las muestras de diferentes pozos y campos al laboratorio para su análisis. Como es de esperarse la detección oportuna de la presencia del agua, no es posible tanto en tiempo como por la forma del muestreo.

Para solucionar este problema se requieren modernizar tales prácticas, implementando un sistema de monitoreo de presiones y propiedades en los pozos productores, que sea parte integral de las instalaciones superficiales de producción. Este monitoreo consiste en el registro continuo de presiones de flujo y de línea de descarga, la densidad y temperatura de los fluidos producidos y de ser posible su composición; esta alternativa permite detectar oportunamente la presencia de agua, lo que permitirá iniciar los estudios posteriores con anticipación.

### 3.2.2 Determinación del mecanismo de producción del agua.

Una vez que el agua ha sido detectada, las operaciones siguientes son encomendadas para determinar su origen, es decir tanto la fuente como el mecanismo de surgencia y llevar a mayor detalle la historia de producción, tomando en cuenta cambios debido a varios factores como: declinación de la presión del yacimiento, ampliaciones o reducciones del estrangulador, cambios de presiones en las línea de descarga, redisparos o ampliaciones del intervalo productor, estimulaciones efectuadas, implementación de sistemas artificiales, etc.

Una técnica utilizada para determinar el mecanismo de surgencia es la descrita por K.S.Chan<sup>20</sup>, en la cual se construyen gráficas de logaritmo de relación agua-aceite ( $\log R_{wa}$ ) v.s.logaritmo del tiempo ( $\log t$ ), donde se muestran diferentes tendencias características para diferentes mecanismos, el comportamiento de la primera derivada de  $R_{wa}$  con respecto al tiempo es capaz de diferenciar si el pozo esta experimentando conificación, surgencia a través de capas de alta permeabilidad o canalizaciones cerca del pozo.

La metodología que permite diagnosticar y evaluar el mecanismo, se basa principalmente en gráficas generadas a partir de datos de producción y son las siguientes:

- \* Historia completa de producción del pozo.
- \*  $R_{wa}$  y sus derivadas.
- \* Producción acumulativa de aceite.
- \*Declinación del campo.

Estas gráficas en su conjunto, proporcionan una visión general del comportamiento tanto pasado como actual de producción, así como el potencial remanente del pozo. En el primer período de explotación,  $R_{wa}$  generalmente permanece constante o plana dependiendo de la saturación de agua inicial y su distribución en las capas así como funciones de la permeabilidad relativa; la duración de este período depende del mecanismo de empuje que presenta el yacimiento y su término es marcado por el inicio del incremento de  $R_{wa}$ . En el segundo período existe un incremento de  $R_{wa}$  con el tiempo, este ritmo difiere para diferentes mecanismos; para el caso de conificación, el incremento de  $R_{wa}$  es relativamente lento y gradual, mientras que en el caso de canalizaciones, la irrupción se incrementa rápidamente y sus pendientes en ambos casos dependen de la saturación de agua inicial y permeabilidades relativas. Para el caso de conificación, existe un tercer período, en el cual se ha desarrollado un cono pseudoestacionario, éste se comporta como un canal de alta conductividad, pareciéndose a una canalización, como se observa en la fig.1.

El mecanismo de invasión se determina derivando  $R_{wa}$  a partir del segundo período, existiendo canalización si la pendiente de esta derivada es positiva y conificación para cuando la pendiente es negativa (ver Fig. 2 y 3). Existen muchos factores que pueden modificar los datos de producción, lo que implica un diferente mecanismo para un período de tiempo diferente, por lo tanto es recomendable graficar la expanderlo, graficar otras variaciones como son la relación gas-aceite, historia completa, seleccionarse algún período de interés y relación gas-agua con sus derivadas respecto al tiempo, para poder identificar el mecanismo de producción excesiva de agua.

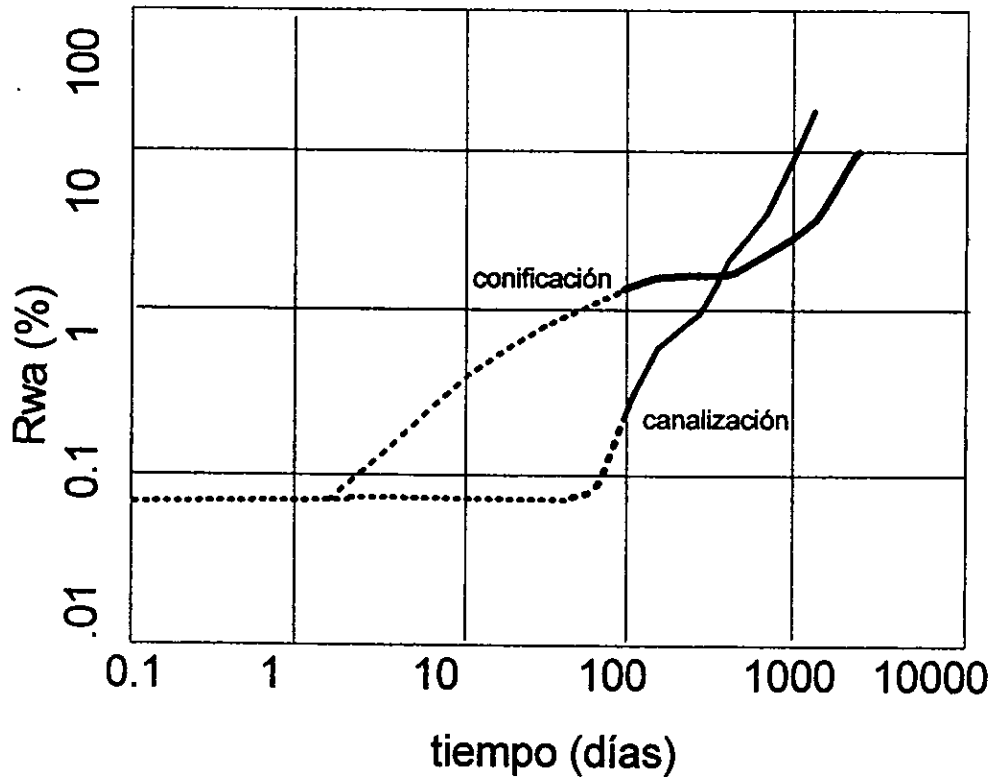


Fig.1 Comparación de Rwa para conificación y canalización<sup>20</sup>

Esta información debe ser analizada no solamente para pozos con problemas de agua, sino también para pozos que todavía no presentan problemas de agua, que produzcan en la misma formación. Esta técnica ofrece ciertas ventajas principalmente porque:

- \* Utiliza datos de producción disponibles en todo momento.
- \* Su análisis es relativamente rápido para un gran número de pozos.
- \* Arroja resultados para formar la base de datos y poder llevar a cabo un estudio del mecanismo de producción, comparando mecanismos entre pozos productores “sanos” contra pozos con producción problemática.

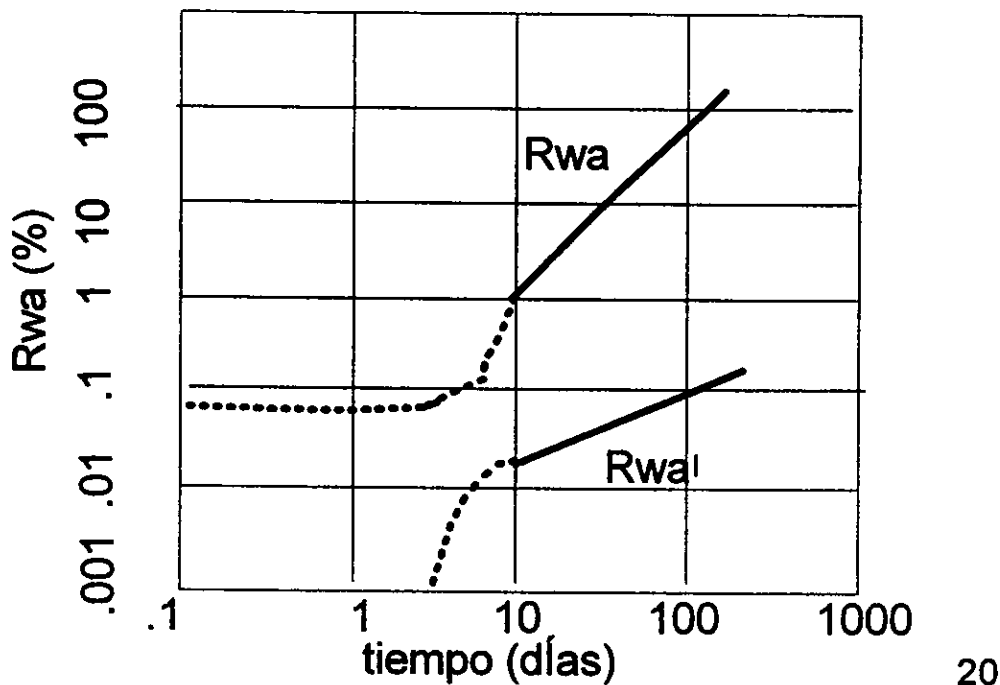


Fig.2 Ejemplo de un pozo con canalización de agua

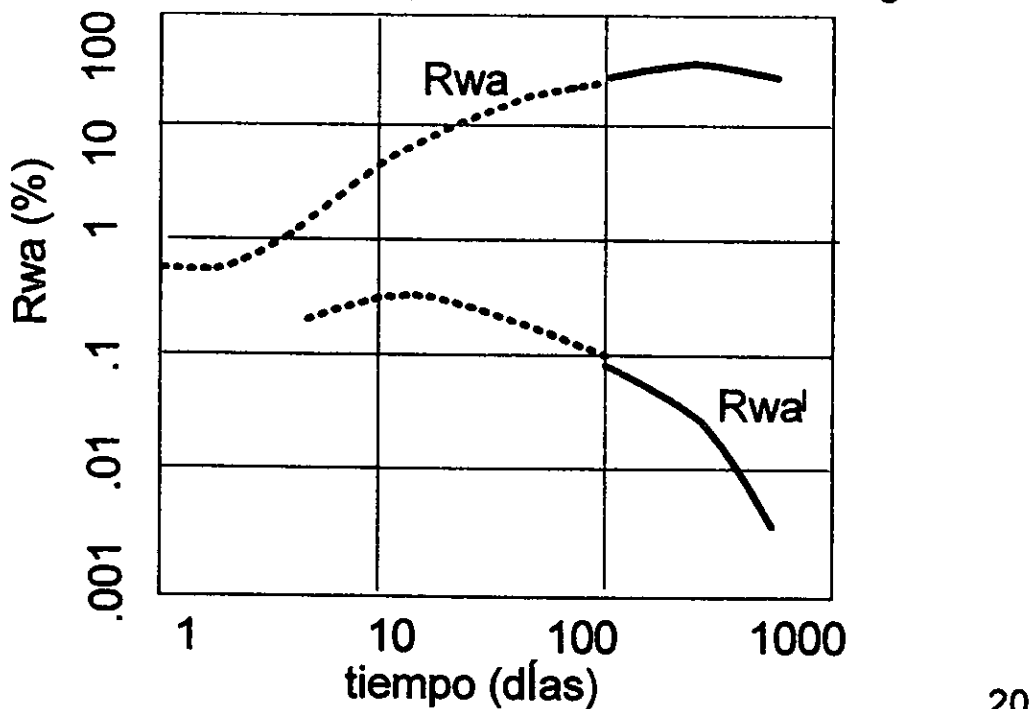


Fig.3 Ejemplo de un pozo con conificación de agua

### **3.2.3 Determinación del origen de la producción del agua**

Los registros de producción son utilizados para determinar la proveniencia del exceso de producción de agua es decir, su origen, porcentaje, dirección y localización, donde sus sensores proporcionan mediciones de flujos, presiones, densidades y temperaturas en condiciones de fondo, generalmente se corren con un registro de rayos gama para correlacionar con registros en agujero descubierto y un registro de coples para afinar con registros de agujero entubado, pueden ser usados individualmente o en combinación para definir el problema, la interpretación de esta información llega a ser un arte, más que una ciencia, donde el conocimiento o experiencia de condiciones particulares del área llega a ser factor determinante para evaluar los problemas.

Desde hace mas de diez años el registro PLT (production log tool) y el registro de ruidos han sido aplicados ampliamente para estudiar movimiento de fluidos, donde sus ventajas y limitaciones son conocidas. Actualmente el registro WFL (water flow log ) basado en el tiempo de decaimiento termal de neutrones(TDT), los cuales son capturados por un núcleo, emitiéndose rayos gama que son detectados por la herramienta, los tiempos de tránsito entre aceite y agua salada son muy diferentes, por lo tanto, permite analizar el movimiento relativo del agua exclusivamente, proporcionando información valiosa para la mejor selección del pozo candidato y de la técnica de colocación de tratamientos de geles poliméricos.

### **3.3 Características del yacimiento**

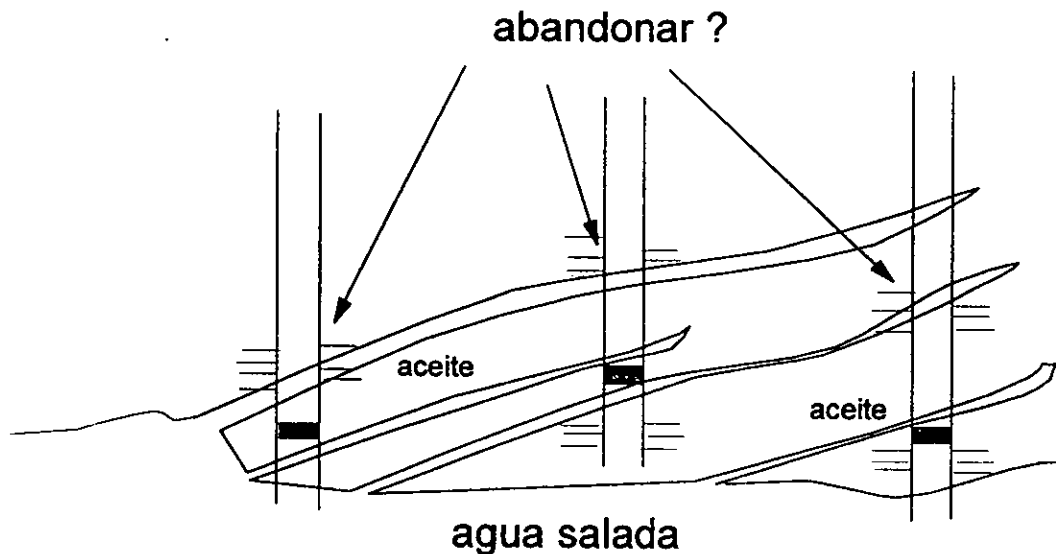
#### **3.3.1 Posición estructural**

Aunque la mayoría de autores, hacen poca mención acerca de la posición estructural de los pozos productores en la selección del pozo candidato al tratamiento de gel, es evidente que pozos estructuralmente altos no deben producir agua antes que los estructuralmente bajos, a menos que estén presentes heterogeneidades, en este caso es necesario hacer una investigación de la producción excesiva del agua, revisando la historia de producción de los fluidos del yacimiento.

Por otra parte, la posición estructural de los pozos candidatos a tratamiento de gel debe tomarse en cuenta con respecto a la profundidad del contacto agua-aceite, una vez que se ha determinado el mecanismo de exceso de agua, puesto que conocer la distancia puede ser útil para la determinación de volúmenes de gel a utilizar.

#### **3.3.2 Estudio de fracturas.**

El estudio de la fracturas constituye un aspecto primordial en la evaluación de yacimientos carbonatados, ya que no representan un volumen importante en términos de fracción de porosidad, pero contribuyen a incrementar en forma considerable la permeabilidad. El conocimiento de la orientación preferencial del sistema de fracturas, puede revelar las trayectorias potenciales de migración de fluidos. Para nuestro caso, cuando se presenta producción de agua en formaciones comunicadas hidráulicamente, su control representa el gran reto a resolver, ya que afecta la eficiencia de barrido del empuje natural del agua al perderse energía del yacimiento y es consecuencia directa del agotamiento de muchos yacimientos.



**Fig.4 Canalización de agua desde un acuífero en fracturas naturales**

Además frecuentemente crea confusiones con respecto a la profundidad del contacto agua-aceite y erróneamente se trata como invasión del intervalo productor, el cual es abandonado prematuramente dejando considerables cantidades de hidrocarburos en el yacimiento, como puede observarse claramente en la Fig. 4. Existen muchas técnicas para detectar y determinar la orientación de las fracturas, como son los métodos a partir de datos sísmicos, de registros eléctricos y de núcleos. Esta última técnica corresponde a los métodos directos y aun cuando proporcionan buenos resultados, son influenciados por heterogeneidades locales, fallas o características estructurales. También existen las pruebas mini-frac, que se efectúan en agujero descubierto con sarta de perforación utilizadas para verificar y obtener esfuerzos in-situ. Tanto la obtención de núcleos y pruebas mini-frac resultan excesivamente costosas, por tal motivo la interpretación



de los registros eléctricos tomados durante la perforación son la base principal para analizar el efecto de fracturas en problemas de producción de agua y su solución. Existen varios tipos diseñados para responder a diferentes características de la formación, algunos responden a litología, otros a porosidad y otros a saturaciones, pero ninguno responde directamente a fracturas<sup>24</sup>.

Esto nos indica que ningún registro puede proporcionar por si mismo la prueba inequívoca de la presencia de fracturas, por lo que su detección es más segura cuando varios registros o técnicas lo confirman. Los más usuales se describen a continuación:

#### Registros de resistividad

Este tipo de registros se basan en el hecho que las rocas carbonatadas se caracterizan por niveles elevados de resistividad. Cuando la barrena perforara un intervalo con fracturas abiertas, el filtrado o lodo penetra rápidamente de manera que no hay casi invasión hacia la matriz, por lo que existe un contraste de resistividad entre bloque de matriz y las fisuras. La curva LLd (laterolog depth ) que investiga más adentro de la formación lee valores más altos que la curva LLs (laterolog short) que detecta mas cerca y que está más influenciada por el filtrado del lodo, causando una separación entre las dos curvas, por otra parte, si el registro de microresistividad (MSFL) lee valores más bajos, que no correspondan a los que leen las dos curvas anteriores, entonces estas anomalías de lecturas es el medio de detección de probables fracturas, se puede decir que si:

LLd > LLs >> MSFL       $\longrightarrow$       posible fractura

Este análisis es cualitativo puesto que la respuesta del registro de rayos gama y el calibrador, confirman o descartan la fractura, ver Fig.5 <sup>33</sup>.

Otros registros importantes son los microbarredores de formaciones (FMS y FMI ), los cuales proporcionan una imagen computarizada de la fractura, debido a su alta resolución vertical puede detectar ancho de fracturas, en la Fig.6 se observa que los oscuros indican cavernas, vugulos o fracturas. Mediante el uso de otros registros se verifica si está abierta o cerrada así como el descartarla. Su uso no se ha generalizado por su alto costo.

Registros sínicos.

Se basan en la propagación del sonido a través de la matriz, es decir se mide su tiempo de tránsito, este registro tiende a ignorar la porosidad vulgar. Arcillas, gas y fracturas complican su respuesta, por lo que a menudo se utiliza en conjunto con el registro neutrónico y su diferencia en porosidad de la roca puede ser atribuible a porosidad secundaria. Por otro lado, la amplitud sínica es aplicable para localizar fracturas, donde el indicador es la reverberación de las ondas, basado en que la propagación de las ondas sínicas responden a las propiedades mecánicas de la roca. En una zona fracturada las ondas compresionales y transversales se atenúan, teniéndose diferentes velocidades, las cuales forman un patrón o tren de ondas característico. Esta interpretación es cualitativa y empírica, basada con datos de perforación y núcleos. Existe el registro sínico digitalizado, el cual proporciona una imagen, pero también los registros de rayos gama y calibrador, pueden confirmar la presencia de la fractura.

3. METODOS DE EVALUACION DE FORMACIONES

3.5 ANALISIS DE FRACTURAMIENTO

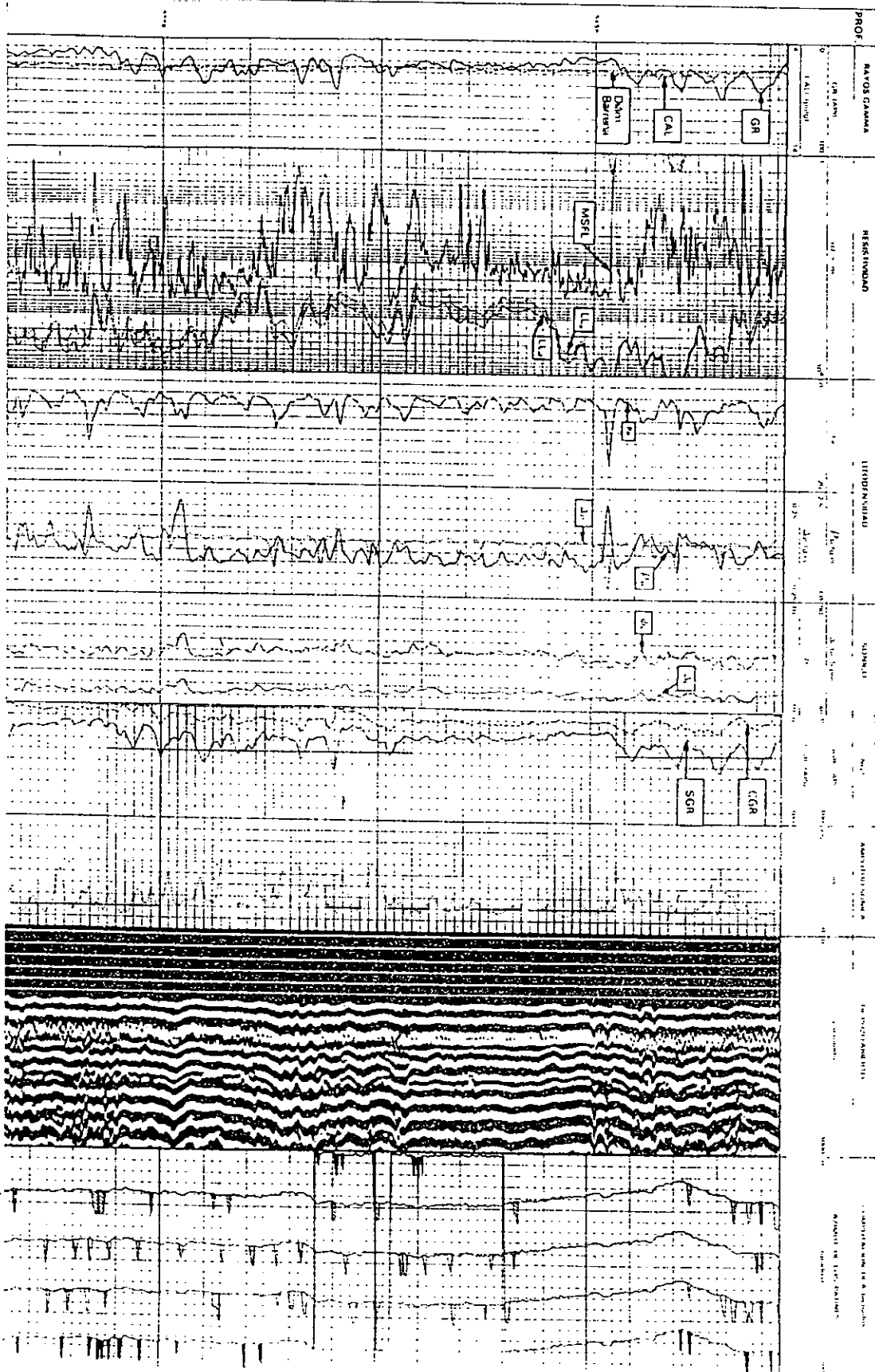


Fig. 5 Análisis cualitativo para detección de fracturas.

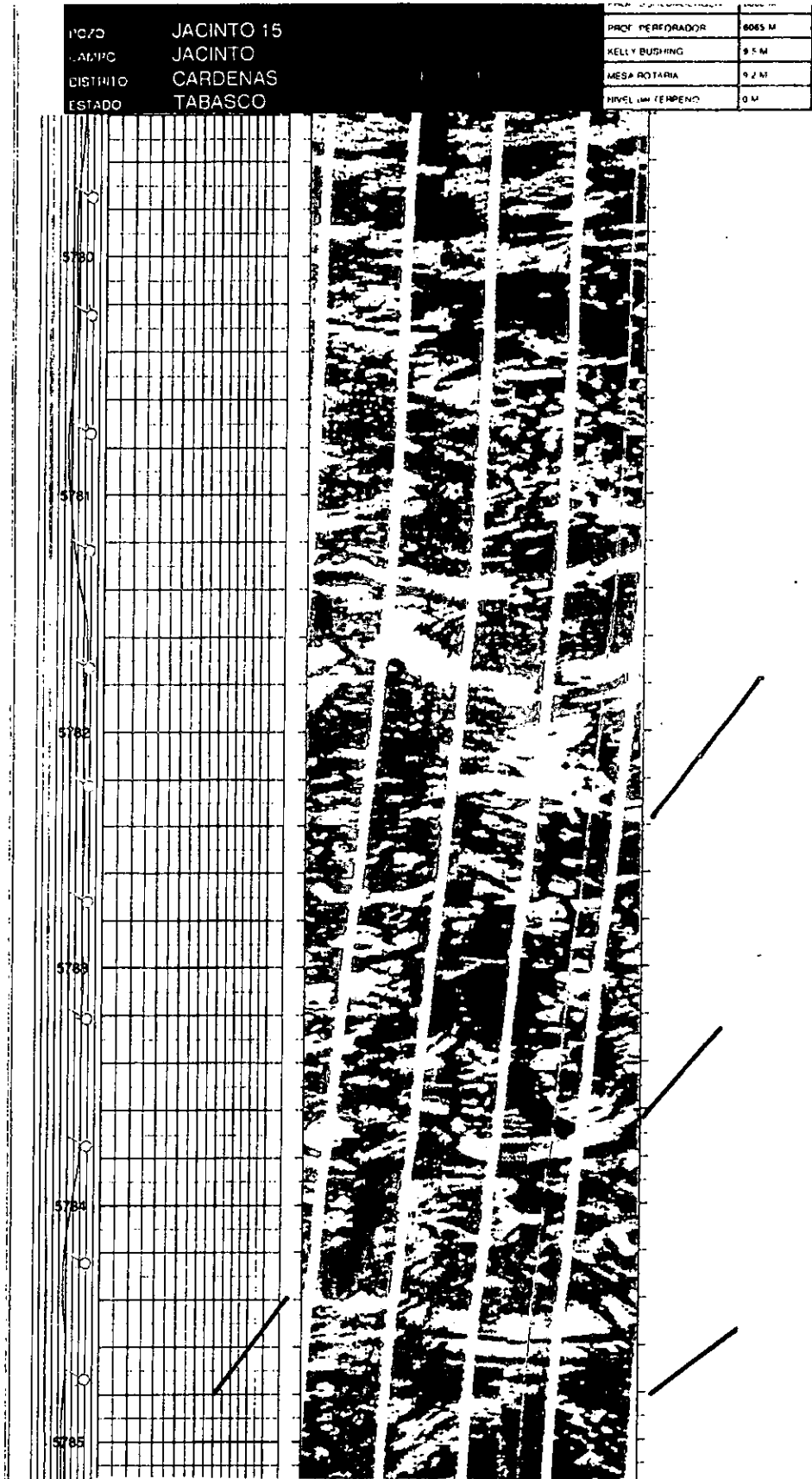


Fig.6 Registro FMI indicando posibles fracturas.

### Registros radioactivos

Basados en una emisión de rayos gama para el registro de densidad (FDC), o de neutrones para el registro neutrónico (CNL), en la cual se producen choques con partículas similares en peso atómico, causando pérdida de energía. En el registro de densidad el número de colisiones esta relacionado al número de electrones del material de la formación, donde esta densidad es proporcional a la densidad real de la formación que a su vez depende de la densidad de la matriz, fluidos y porosidad. En el caso del registro neutrónico las colisiones ocurren con los átomos de hidrógeno y si el espacio poral esta lleno de líquido, la respuesta es básicamente una medida de la porosidad. Estos registros detectan cualitativamente la presencia de fracturas, porque su respuesta es, incrementar los valores de porosidad, presentándose generalmente en forma de picos. Otro elemento que se analiza en los registros de densidad, es la absorción fotoeléctrica (Pe), la cual es conocida para las calizas, entonces una fractura sellada por sólidos de la perforación puede ser identificada, ver Fig.5, aunque como en todos los casos se requiere recurrir a los demás registros para confirmarla o descartarla.

### **3.4 Evitar daños a zonas de aceite.**

Idealmente, los tratamientos de gel deben reducir el flujo de fluidos por canales de alta permeabilidad, invadiendo rutas de flujo de agua sin dañar zonas productoras, pero en la mayoría de aplicaciones, el gelante penetra cierta extensión dentro de la zona productora, la cual tiene menor permeabilidad, formando una capa delgada de gel en la matriz, sin embargo el daño puede ser minimizado si el gel reduce más la permeabilidad al agua que al aceite. Por lo tanto, un tratamiento de gel puede mejorar o dañar la

producción de aceite dependiendo de la comparación del comportamiento del gel en las zonas de alta y baja permeabilidad.

De acuerdo a las condiciones de los campos de la región Sur de Petróleos Mexicanos, resulta importante lograr en estos tratamientos, que el material gelante deba ser colocado en el lugar correcto dentro del yacimiento, tanto en profundidad como en penetración. Esto puede ser logrado mediante la aplicación de programas de trazadores radioactivos, que aportarán información para determinar perfiles de inyectividad de fluidos en los intervalos o canales y la aplicación de registros de producción que aportarán información acerca de condiciones del estado mecánico del pozo, direcciones de flujo, perfiles de producción y sus respectivas anomalías.

#### Estudios de trazadores radioactivos

Los programas de aplicación de trazadores radioactivos a base de Iridio, Escandio, Tritio, Antimonio, etc., son utilizados para diferentes objetivos. La evaluación de la información proporcionada define problemas tales como: intervalos parcialmente obturados, canalización de fluidos, roturas en la tubería de explotación y producción y flujo de agua de formación. Desde el punto de vista de aplicación de geles a pozos productores, los trazadores han sido desarrollados con el propósito de monitorear y evaluar los tratamientos poliméricos, siendo necesario que se efectúen en las diversas etapas.

Los resultados obtenidos de los programas de trazadores antes de los tratamientos, son necesarios para el diseño y desarrollo del sistema polimérico más adecuado, así como para determinar la ruta real de inyección de fluidos, el lugar en que entran y su profundidad de penetración en la for-

mación. De esta manera los trazadores pueden identificar el punto exacto de los fluidos inyectados en cada etapa, definiendo realmente el programa operativo a seguir. Por ejemplo en la Fig. 7, con auxilio del registro de porosidad, se ha definido claramente las fracturas, como canales altamente conductivos y el intervalo disparado parcialmente obturado. En la Fig.8, se ha definido un problema mecánico 50 m arriba del intervalo productor, observándose también las zonas preferenciales en producción. Otro resultado muy importante, es que se puede determinar el volumen de gelante a utilizar, el cual repercute directamente en el costo del tratamiento.

Durante la ejecución del tratamiento, los trazadores pueden ser utilizados para monitorear el avance de la solución polimérica y el desarrollo del gel en la formación, aunque lo más importante es su evaluación después del tratamiento, proporcionando información para definir exactamente la posición del gel en la formación así como su estabilidad, pero es recomendable monitorear en un período de tiempo definido para obtener información confiable sobre la longevidad del gel utilizado y así mejorar los diseños en tratamientos futuros.

Es importante señalar que las condiciones mecánicas del pozo y la determinación de información mencionada en este punto, nos permite elaborar un correcto programa operativo definiendo la técnica de colocación, y de esta manera manejar controladamente los fluidos para cumplir con el criterio de selección en cuestión.

CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE POZOS A TRATAMIENTO

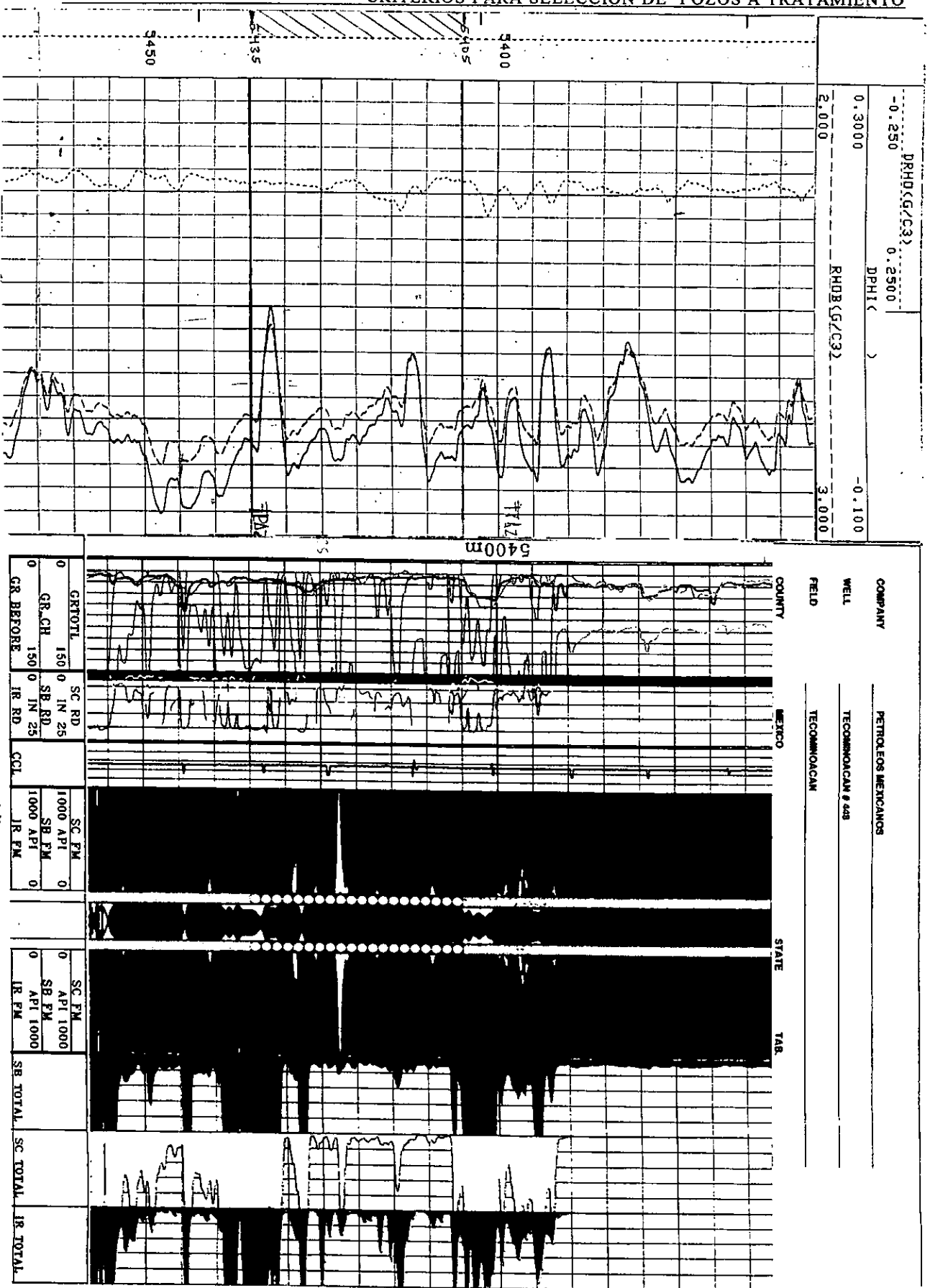


Fig.7 Determinación de rutas de inyección y volúmenes mediante trazadores.



CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE POZOS A TRATAMIENTO

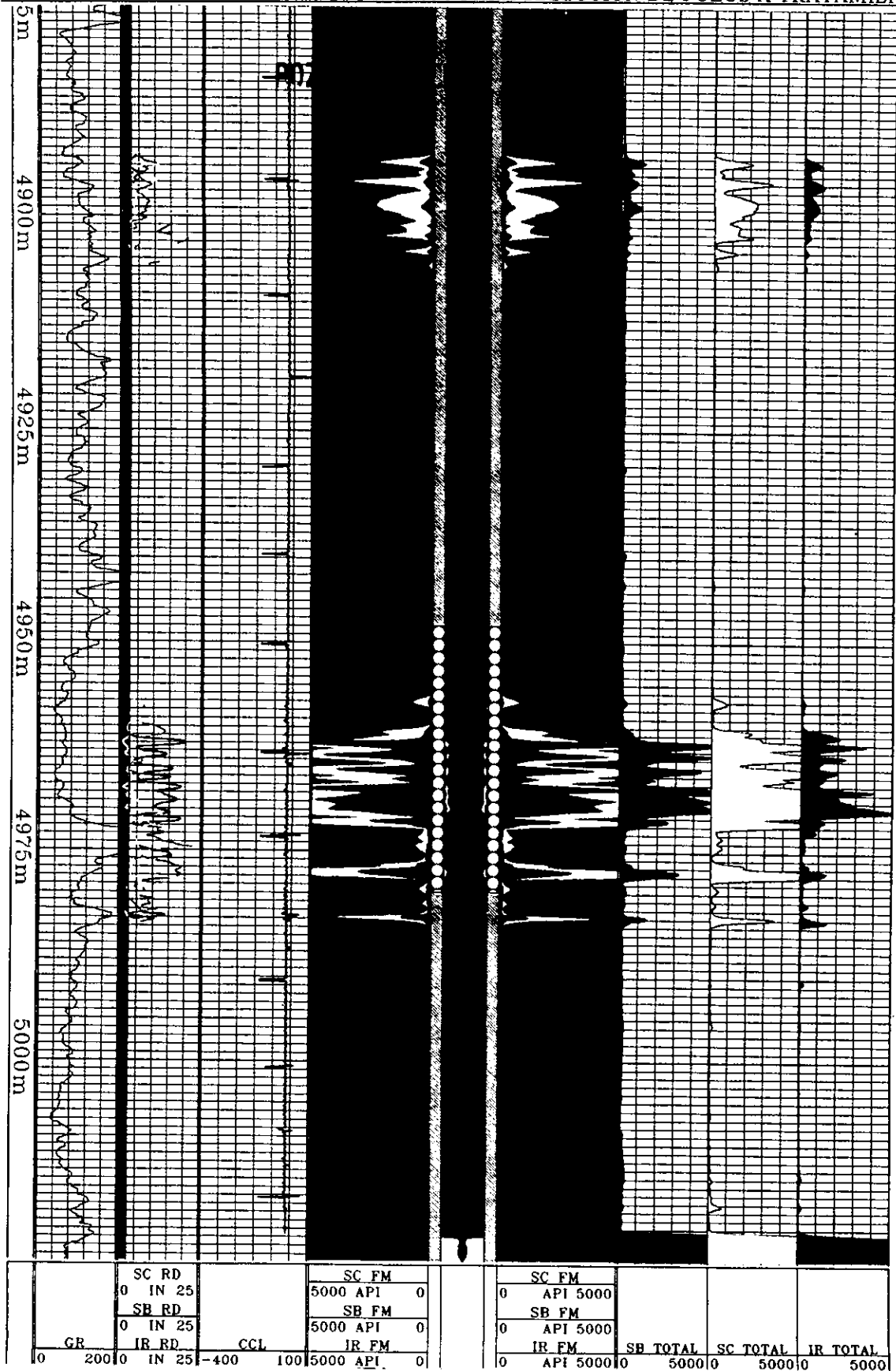


Fig.8 Aplicación de trazadores radioactivos identificando problemas mecánicos.

#### 4.- PRUEBAS DE LABORATORIO

El objetivo principal de las pruebas de laboratorio, es para que nos permita evaluar los sistemas poliméricos y de esta manera, proporcionar un diseño óptimo del sistema polímero-reticulador, determinando principalmente el tiempo, resistencia y estabilidad del gel. Estos parámetros están relacionados a la colocación, magnitud de la reducción de la permeabilidad y la longevidad del tratamiento. Por otra parte, la experimentación a nivel laboratorio es el mejor indicador del comportamiento del gel en el yacimiento, de tal forma que la simulación a las condiciones de temperatura, presión y salinidad del yacimiento conducen hacia la selección final del sistema más compatible para probarse en el campo.

Respecto al diseño de experimentos, se persigue que éstos se apeguen lo más posible a la realidad. En base a lo anterior se han seleccionado las condiciones promedio de campo de los pozos Jujo y Tecominoacan, donde los estratos productores de Mesozoico se encuentran a una profundidad de 5800 m con 150 °C de temperatura, la presión de fondo promedio es de 260 Kg/cm<sup>2</sup> y del análisis del agua de formación, se determinó una salinidad promedio de 170 000 ppm, conteniendo 3120 ppm de magnesio y 7200 ppm de calcio.

El parámetro fundamental para elegir la formulación adecuada es el tiempo de gelación (Tg), el cual se puede definir como el tiempo que tarda la mezcla polímero-reticulador en pasar de un estado fluyente a un estado rígido, indicando además el tiempo límite de que se dispone para colocar la mezcla en el lugar deseado. El Tg involucra tres diferentes grupos de variables como son :

- \*sistema polimérico ( % de polímero y % de reticulador)
- \* yacimiento ( salinidad y Ph del agua, temperatura, litología)
- \*diseño (volumen de tratamiento y gasto de inyección).

Como puede observarse es difícil establecer un valor específico dentro de una gran cantidad de formulaciones producto de las combinaciones de estos grupos de variables. En el presente trabajo se fijaron las condiciones de yacimiento y se variaron las concentraciones del sistema, en cuanto al volumen de tratamiento, su magnitud determina directamente en mayor medida, la necesidad de un tiempo de gelación corto o largo, por ejemplo G.P.Southwell y S.M. Posey<sup>25</sup> utilizaron entre 1500 y 2500 barriles, Robert D.Sydansk y P.E. Moore<sup>26</sup> utilizaron en promedio 1000 barriles. En el capítulo 6 se analiza con mayor detalle como determinar el volumen.

El tiempo de gelación ( Tg ), se estima de la siguiente manera:

$$Tg = F.S. * (\text{tiempo de operación} + \text{tiempo de mezcla} - \text{vol. del pozo} / Q_{iny.})$$

donde  $Q_{iny.}$  es el gasto de gel, F.S. es un factor de seguridad que depende, de la experiencia que se tenga en trabajos de éste tipo en el área y el tiempo de operación, es básicamente el desplazamiento del gel. Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados o canalizaciones, debido a su permeabilidad casi infinita, se requieren tiempos cortos mientras que para tratamientos en matriz se requieren más grandes.

Los experimentos diseñados son de tres tipos, considerando los parámetros y sistemas mostrados en la Tabla 2, con excepción de las pruebas de compatibilidad que se efectuaron a temperatura ambiente.

Tabla 2

Tipos de pruebas, parámetros y sistemas utilizados.

Experimentos	Condiciones	Sistema
En tubos de vidrio	Temperatura = 150 °C.	Polímero sintético + reticulador inorgánico
De compatibilidad.	Salinidad = 170,000 ppm Presión = 3500 psi	
En celdas de desplazamiento.	Tg. = 8 - 10 hr.	Polímero sintético + reticulador orgánico.

#### 4.1 Experimentos en tubos de vidrio.

Los experimentos en tubos de vidrio se realizaron utilizando un horno a la temperatura de 150 °C, y son un medio de preseleccionar rápidamente las concentraciones de polímero y reticulador que produzcan geles rígidos obteniéndose un tiempo de gelado visual; este tiempo debe ser comparado al obtenido con un viscosímetro, consistómetro o pruebas de desplazamiento en núcleos. La medición visual del tiempo de gel es la desarrollada por Sydansk<sup>8</sup>, esta técnica es no destructiva por lo que el gel también puede ser utilizado para cuantificar el efecto de sinérisis (cambio de volumen con respecto al tiempo). Consiste en un código basado en asignar letras consecutivas de la A a la J, a la solución gelante conforme se observen cambios en la consistencia, la descripción del código es la siguiente:

- A No se detecta formación de gel, presenta misma viscosidad original.
- B Gel altamente fluyente, solución más viscosa que la original.
- C Gel fluyente, la mayor parte fluye hacia la tapa en una inversión.

- D** Gel moderadamente fluyente: Una porción del 5 al 15% del gel no fluye hacia la tapa con la inversión. Se observa una especie de lengua.
- E** Gel fluye escasamente: El gel puede fluir escasamente y/o una porción > 15% del gel no fluye con la inversión.
- F** Gel no fluyente altamente deformable: El gel no fluye con la inversión, su deformación llega casi a la tapa del tubo.
- G** Gel no fluyente moderadamente deformable: El gel no fluye con la inversión, su deformación llega a la mitad del tubo.
- H** Gel no fluyente ligeramente deformable: La superficie del gel se deforma ligeramente con la inversión.
- I** Gel rígido: No existe deformación de la superficie del gel con la inversión.
- J** Gel rígido vibrante: Se siente vibración mecánica del gel cuando se golpea el tubo que lo contiene.

El procedimiento para determinar concentraciones de polímero, reticulador y retardador así como para evaluar su estabilidad se describe a continuación:

- 1.-En un vaso de precipitados, se prepara 100 ml de agua destilada o agua sintética de mar con una salinidad equivalente a 170 000 ppm.
- 2.-Con el agua de mezcla se prepara el gel, agregando lentamente el polímero en todos los sistemas, permitiendo su buena hidratación y evitando grumos. Continuar 15 o 30 min. hasta observar la mezcla homogénea.
- 3.-Agregar el reticulador y retardador ( en el caso que el sistema requiera), los últimos 10 min. se reduce la velocidad para eliminar el aire.

- 4.-A esta solución se le determina su viscosidad en un viscosímetro Brookfield con diferentes tiempos y temperatura programada. Al graficar tiempo contra viscosidad se determina su tiempo de gelación.
- 5.-Otra parte de la solución se envasa en tubos de ensaye (3) con tapa rosca (se puede extraer el aire con una bomba de vacío), se sellan herméticamente con silicón y se introducen en un tubo de cobre.
- 6.-Se colocan los tubos en una gradilla (cuatro formulaciones), se introduce al horno a 150 °C protegidos con una malla metálica.
- 7.-Se revisa cada 15 ó 30 minutos anotando el tiempo de gelación y se continua hasta encontrar la formulación que se ajuste a las condiciones deseadas.
- 8.- Se monitorea el gel rígido formado para diferentes tiempos, una semana, 15 días, 1 mes, etc., siendo recomendable tiempos largos. Se grafica el cambio de volumen con respecto al tiempo para observar su estabilidad.

#### **4.1.1 Determinación de porcentajes polímero- reticulador y tiempo de gelación**

Para estas pruebas se utilizaron tres diferentes sistemas, los cuales de acuerdo a la literatura consultada, son los que soportan las condiciones de campo mencionadas en la Tabla 2.

##### **Polímero uno-reticulador inorgánico más retardador ( PURI).**

Este sistema utiliza una poliacrilamida de bajo peso molecular hidrolizada al 3 % y el encadenador que es un complejo de cromo trivalente. Al superar la temperatura de 76 °C se requiere la adición de un retardador, el cual es una solución al 60 % en peso de lactato de sodio. En total se efectuaron

veintisiete pruebas variando los porcentajes de polímero así como el reticulador y retardador, siguiendo el método descrito y se determinó sus tiempos de gelación que se muestran en la Tabla 3. El comportamiento de éstas variaciones se muestran en las Figs.9 y 10, para una concentración de polímero del 6% y 7% respectivamente.

De los resultados obtenidos, se observa que conforme aumenta los porcentajes de polímero y reticulador se reducen los tiempos de gelación, comportamiento similar reportado por R.D.Sydansk<sup>8</sup>, para experimentos a 124°C. El retardador, como su nombre lo indica, al aumentar su porcentaje se alargan los tiempos de gelación, para las diferentes concentraciones de reticulador y polímero. Solamente para concentraciones mayores de 59 l/m<sup>3</sup> su efecto es mínimo.

#### **Polímero dos-reticulador inorgánico más retardador (PDRI).**

Este sistema es similar al anterior, solo que el polímero es diferente y su grado de hidrólisis es menor de 0.1%, permitiendo de esta manera retrasar la reacción de gelación. Tomando como base los resultados del sistema anterior, solamente se efectuaron 11 pruebas con porcentajes del 6% y 7% de polímero con una concentración de reticulador de 17.2 l/m<sup>3</sup> y 14.7 l/m<sup>3</sup> respectivamente, los cuales mostraron mejor estabilidad. Los tiempos de gelación se muestran en la Tabla 4 y el comportamiento de porcentajes de reticulador y retardador se muestran en la Fig.11, para el 6 % y 7 % . En la Fig.12, se graficó el comportamiento con las mismas formulaciones con el sistema anterior, a manera de comparación y en general fue similar, excepto que se observó menos cantidad de retardador requerida para alcanzar

Tabla 3  
Formulaciones probadas con el sistema PURI.

Clave	Polímero	Reticul.		Retard.		Tiempo gel
	(Kg/m <sup>3</sup> )	(gal/bl)	(lt/m <sup>3</sup> )	(gal/bl)	(lt/m <sup>3</sup> )	(hr)
PURI-9	42.1	0.32	7.6	2.5	59	4.0
PURI-10	42.1	0.32	7.6	3.0	71	4.0
PURI-17	42.1	0.2	4.7	3.0	71	no geló
PURI-5	52.6	0.39	9.27	2.5	59	3.5
PURI-11	52.6	0.39	9.27	3.0	71	4
PURI-18	52.6	0.31	7.4	3.0	71	4.5
PURI-27	63.2	0.52	12.3	1.5	23.7	1.05
PURI-6	63.2	0.52	12.3	2.5	59	2.75
PURI-12	63.2	0.52	12.3	3.0	71	3.0
PURI-1	63.2	0.62	14.7	1.5	35.7	1.0
PURI-2	63.2	0.62	14.7	2.0	47.5	2.0
PURI-7	63.2	0.62	14.7	2.5	59	3.5
PURI-3	63.2	0.72	17.2	1.5	23.7	0.6
PURI-4	63.2	0.72	17.2	2.0	47.5	0.75
PURI-19	63.2	0.72	17.2	2.5	59	2.0
PURI-20	63.2	0.72	17.2	3.0	71	4.0
PURI-25	73.7	0.52	12.3	1.5	23.7	1.10
PURI-13	73.7	0.52	12.3	2.5	59	2.5
PURI-14	73.7	0.52	12.3	3.0	71	3.0
PURI-23	73.7	0.62	14.7	1.5	23.7	0.75
PURI-22	73.7	0.62	14.7	2.0	47.5	1.0
PURI-8	73.7	0.62	14.7	2.5	59	1.25
PURI-26	73.7	0.62	14.7	3.0	71	2.25
PURI-24	73.7	0.72	17.2	1.5	23.7	0.5
PURI-15	73.7	0.72	17.2	2.5	59	1.5
PURI-16	73.7	0.72	17.2	3.0	71	2.75



Fig. 9 Comportamiento del tiempo de gelación sistema PURI al 6 %

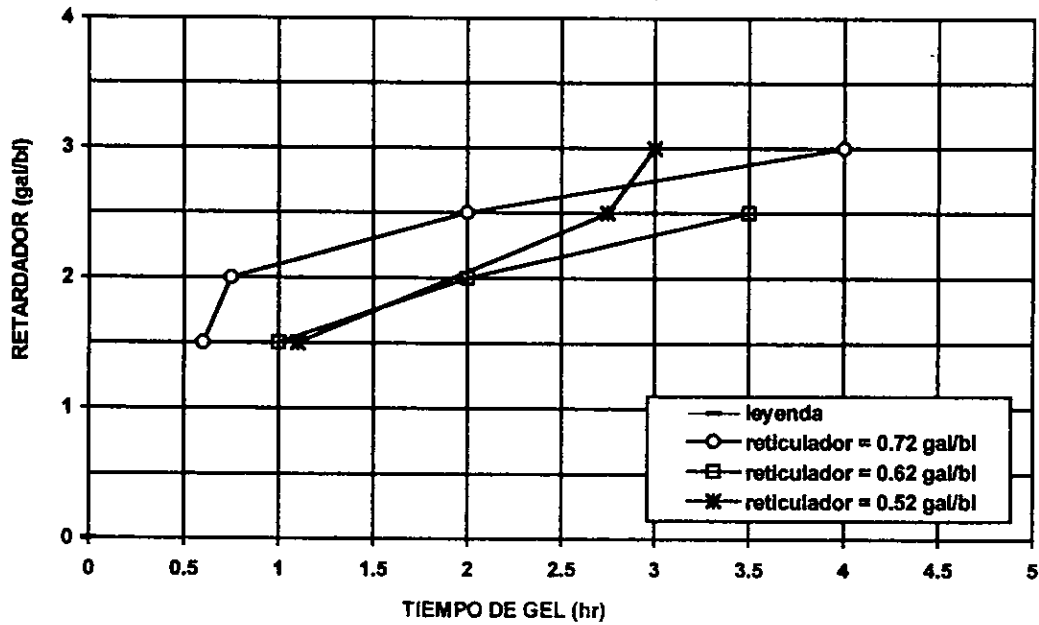


Fig. 10 Comportamiento del tiempo de gelación sistema PURI al 7 %

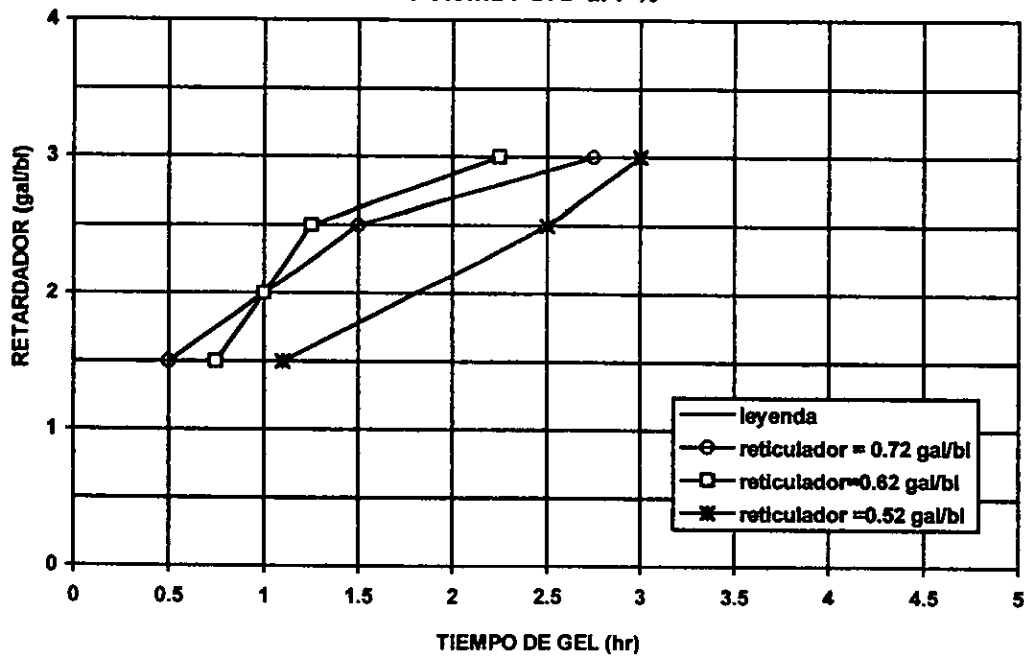


Tabla 4  
Formulaciones preparadas con el sistema PDRI.

Clave	Polímero Kg/m <sup>3</sup>	Reticulador		Retardador		Tiempo gel hr.
		gal/bl	lt/m <sup>3</sup>	gal/bl	lt/m <sup>3</sup>	
PDRI-5	63.2	0.72	17.2	1.0	23.76	2.75
PDRI-1	63.2	0.72	17.2	1.5	35.65	3.5
PDRI-2	63.2	0.72	17.2	2.0	47.5	3.75
PDRI-3	63.2	0.72	17.2	2.5	59	4.0
PDRI-4	63.2	0.72	17.2	3.0	71.2	4.2
PDRI-11	73.7	0.62	14.7	1.0	23.76	2.5
PDRI-6	73.7	0.62	14.7	1.5	35.65	3.45
PDRI-7	73.7	0.62	14.7	2.0	47.5	4.0
PDRI-8	73.7	0.62	14.7	2.5	59	4.25
PDRI-9	73.7	0.62	14.7	3.0	71.2	4.5

los mismos tiempos de gelación; además también se observó que en las dos últimas horas ocurrió la gelación, es decir el rango del tiempo de gelación se redujo notablemente.

#### **Polímero tres-reticulador orgánico (PTRO).**

Este sistema utiliza un copolímero, que es una mezcla de diferentes polímeros, el reticulador también está compuesto de dos tipos diferentes, siendo el orgánico el que le da mayor resistencia a la temperatura, en la literatura se menciona que ha sido probado a 150°C, con estabilidad de seis meses<sup>23</sup>.

Se efectuaron 12 pruebas, variando el polímero de 1% al 2% y el reticulador del 0.4 % hasta 1%. Los tiempos de gelación obtenidos se muestran en

Fig.11 Comportamiento del tiempo de gelación sistema PDRI

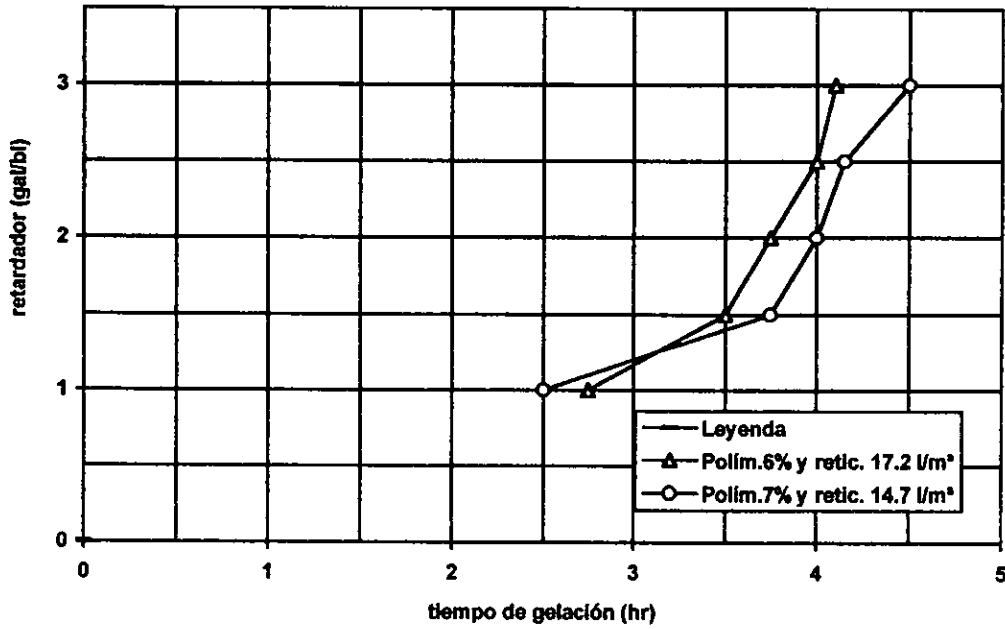


Fig.12 Comparación del tiempo de gelación sistema PURI y PDRI

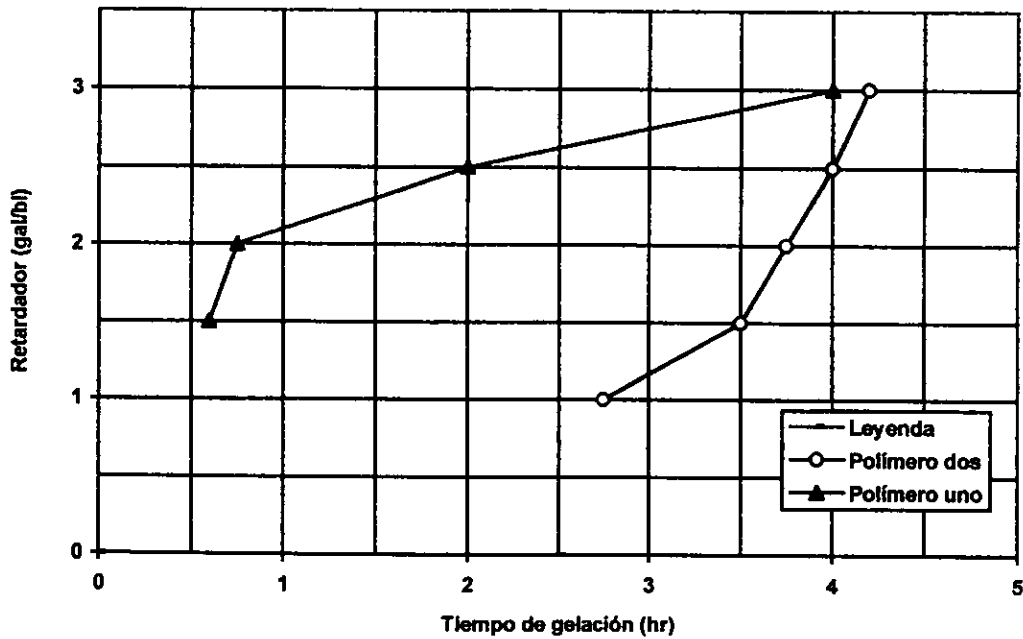
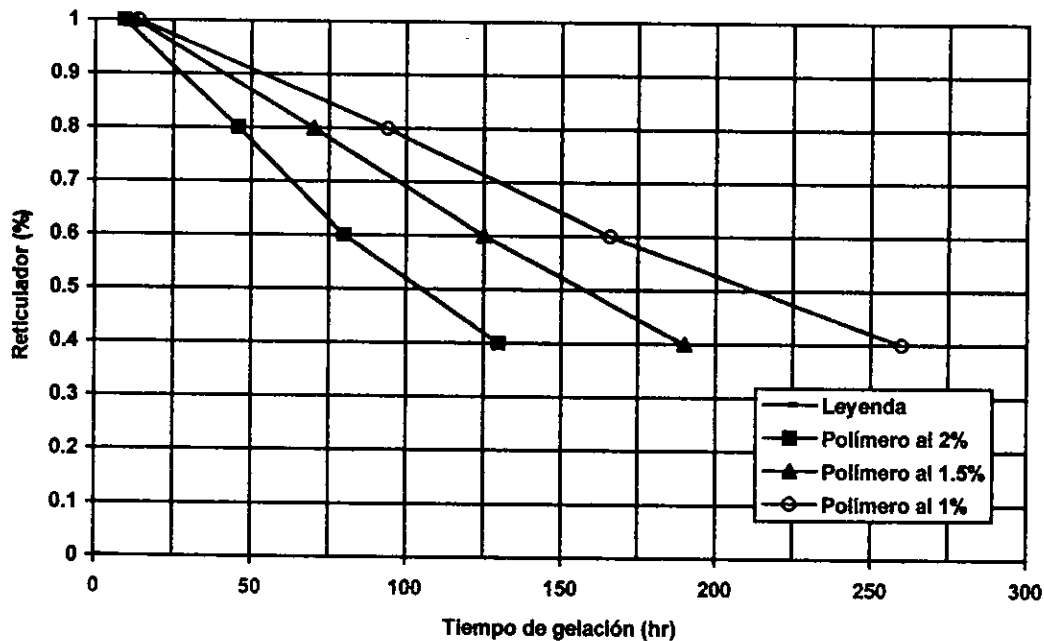


Tabla 5.  
Formulaciones probadas con el sistema PTRO.

Clave	Polímero		Reticulador		Tiempo de gel
	lt./m <sup>3</sup>	%	lt./m <sup>3</sup>	%	hr
PTRO-2	20	1.0	4	0.4	260
PTRO-10	20	1.0	6	0.6	166
PTRO-11	20	1.0	8	0.8	94
PTRO-12	20	1.0	10	1.0	14
PTRO-6	30	1.5	4	0.4	190
PTRO-1	30	1.5	6	0.6	125
PTRO-5	30	1.5	8	0.8	70
PTRO-8	30	1.5	10	1.0	13
PTRO-15	40	2.0	4	0.4	130
PTRO-9	40	2.0	6	0.6	80
PTRO-3	40	2.0	8	0.8	46
PTRO-7	40	2.0	10	1.0	9.5

la Tabla 5 y el comportamiento de las concentraciones en la Fig.13. De los resultados obtenidos se observa el mismo comportamiento del incremento del polímero y reticulador, que los dos sistemas anteriores aunque los porcentajes utilizados son mucho menores. Se presentan grandes variaciones del tiempo de gelación para el rango corto de reticulador que varió desde el 0.4% al 1%, encontrando tiempos de alrededor de 20 horas para 1% hasta superiores de 200 hr para concentraciones del 0.4%, los cuales resultan inadecuados para tratamientos en los pozos productores.

Fig.13 Comportamiento del tiempo de gelación sistema PTRO



#### 4.1.2 Estabilidad de los sistemas

La evaluación de la estabilidad mediante este procedimiento, consiste en observar visualmente si existen cambios de volumen, ya sea incremento o disminución con respecto al tiempo, manteniendo la muestra en el horno a la temperatura de 150 °C.

#### Sistema PURI.

Las formulaciones con un porcentaje del 4% y 5% de polímero, aunque mostraron los tiempos de gelación más grandes, también mostraron poca o nula estabilidad. Las de 4% se degradaron a las 16 horas mientras que las del 5% tardaron en promedio 45 horas para degradarse, tiempo contabili-

zado después del tiempo de gelación. Por otra parte no se observó una disminución de volumen por pérdida de agua, la degradación sufrida por los geles consistió en volverse nuevamente solución polimérica. Debido a que el fenómeno de gelación no es un proceso reversible, se decidió incrementar el porcentaje del polímero .

En general, el comportamiento de estas formulaciones con polímero al 6 % y 7% fue similar, las muestras conteniendo la mínima concentración de reticulador  $12.3 \text{ lt/m}^3$ , también se degradaron en un rango de tiempo promedio entre 40 a 90 horas, para porcentajes de retardador desde  $47.5 \text{ lt/m}^3$  (2.0 gal/bl) a  $71.2 \text{ lt/m}^3$  a (3.0 gal/bl). Para el caso de las muestras conteniendo la mínima concentración de retardador  $23.7 \text{ lt/m}^3$ , no sufrieron degradación pues solo pasaron del código I al H, en un rango de tiempo entre 100 a 250 horas, para porcentajes de reticulador desde  $12.3 \text{ lt/m}^3$  a  $17.2 \text{ lt/m}^3$  respectivamente. Las formulaciones conteniendo una concentración de reticulador de  $14.7 \text{ lt/m}^3$  (0.62 gal/bl), pasaron del código I al H en un rango de tiempo entre 100 a 180 horas, para concentraciones de polímero de 6 % y 7 % respectivamente y manteniéndose 24 días, mientras que las formulaciones con  $17.2 \text{ lt/m}^3$  (0.72 gal/bl) se mantuvieron 35 días.

De manera general se observa que al utilizar porcentajes menores de retardador, la estabilidad se mejora notablemente.

### **Sistema PDRI.**

Este sistema que solo difiere en el tipo de polímero con respecto al sistema PURI, se encontró que debido a la reducción del grado de hidrólisis, la

estabilidad mejora notablemente, aunque como en el sistema PURI con porcentajes de retardador mayores de  $59 \text{ lt/m}^3$  (2.5 gal/bl), se presentó degradación entre 96 hr a 168 hr, al pasar del código I al H en la formulación de polímero 6% con  $17.2 \text{ lt/m}^3$ . Para las formulaciones con polímero al 7% y  $14.7 \text{ lt/m}^3$  de reticulador, la degradación se presentó con porcentajes de retardador de  $47.5 \text{ lt/m}^3$  (2.0 gal/bl) al pasar el gel del código I al H en 72 hr. y a G en 120 hr. Las muestras conteniendo los porcentajes mínimos de retardador  $23.76 \text{ lt/m}^3$  y  $35.65 \text{ lt/m}^3$ , muestran buena estabilidad ya que el gel se mantiene en el código I, por período de 10 días.

Se observa también que este sistema es más sensible a cambios de estabilidad en mayor medida, si se reduce la cantidad de reticulador en vez de incrementar el porcentaje de polímero.

### **Sistema PTRO.**

En este sistema, donde se obtuvieron tiempos de gelación en un amplio rango, se observó perfectamente los diferentes tipos de geles de acuerdo a la variación del porcentaje de reticulador, comportándose de manera similar para los tres porcentajes de polímero utilizado (1 %, 1.5 % y 2 %).

Las formulaciones conteniendo reticulador entre 0.4 % y 0.6 % ( $4 \text{ lt/m}^3$  y  $6 \text{ lt/m}^3$ ), dieron geles elásticas comprendidas entre los códigos G y H, las cuales se mantuvieron sin perder líquido durante 30 días. Las formulaciones conteniendo reticulador al 0.8 % ( $8 \text{ lt/m}^3$ ), formaron geles semi-rígidas pero bastante elásticas del código H, las cuales se pueden mover formando un solo cuerpo. Por último las formulaciones conteniendo reti-

culador al 1 % (10 lt/m<sup>3</sup>), formaron geles casi rígidas, pertenecientes al código intermedio entre H e I, manteniéndose durante 30 días. En forma general todas las formulaciones no presentaron degradación ni se observó pérdida de líquido durante el tiempo de observación en el horno.

#### **4.1.3. Comportamiento del sistema PTRO con la salinidad.**

Este sistema PTRO, utilizado para analizar el comportamiento de la salinidad, es el que mostró mejor estabilidad y un amplio rango de tiempos de gelación. Las formulaciones fueron preparadas con el 1.5 % de polímero, una variación de reticulador desde 0.4 % al 1.0 % para salinidades de 100,000 ppm y 170,000 ppm (equivalente en NaCl) respectivamente. Las ocho formulaciones se muestran en la Tabla 6 y el comportamiento del tiempo de gelación en la Fig.14. En ésta gráfica se incluyen las mismas formulaciones pero con agua dulce a manera de comparación, notando que los tiempos se reducen drásticamente en un 86 % y 90 % para las formulaciones de 100,000 ppm y 170,000 ppm respectivamente, comportamiento similar reportado en la literatura para menor temperatura, y que se observó desde el mezclado de los productos al reducirse la viscosidad y la solución tornarse color café tenue, a diferencia de las preparadas con agua dulce que son color blanco.

La estabilidad se comportó similar a las pruebas realizadas en formulaciones conteniendo agua dulce, observándose que al utilizar 1 % de reticulador forman geles rígidas H-I, y con 0.6 % al 0.8 %, geles semirígidas G-H. Se monitorearon 30 días manteniéndose estables, sin pérdida de líquido o degradación.

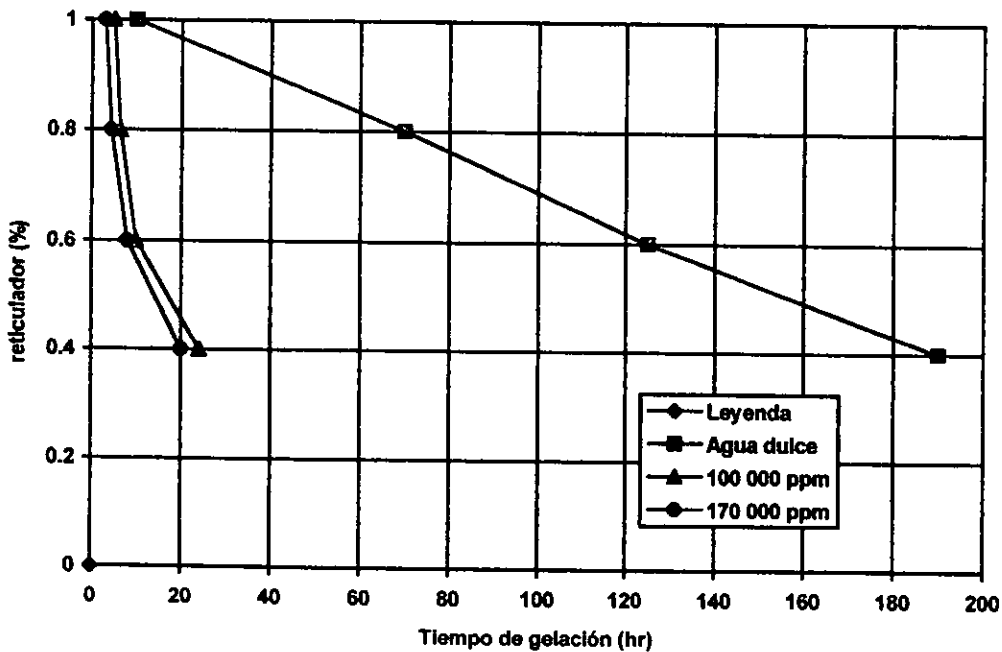


Tabla 6

Formulaciones preparadas con el sistema PTRO salado

Clave	Salinidad	Reticulador		Polímero		T. de gel
	(PPM)	%	lt/m <sup>3</sup>	%	lt/m <sup>3</sup>	hr.
PTSAL-1	100,000	0.4	4	1.5	30	24
PTSAL-2	100,000	0.6	6	1.5	30	9
PTSAL-3	100,000	0.8	8	1.5	30	6.5
PTSAL-4	100,000	1.0	10	1.5	30	5
PTSAL-5	170,000	0.4	4	1.5	30	20
PTSAL-6	170,000	0.6	6	1.5	30	8.5
PTSAL-7	170,000	0.8	8	1.5	30	4.5
PTSAL-8	170,000	1.0	10	1.5	30	3

Fig.14 Comportamiento del tiempo de gelación sistema PTRO salado



#### 4.1.4 Determinación del tiempo de gelado en el consistómetro.

Una vez que se ha determinado el tiempo de gelación en los tubos de vidrio en condiciones estáticas a la temperatura de yacimiento, se propone compararlo con otro obtenido mediante el empleo del consistómetro, en el cuál la muestra de gel se someta a temperatura y a presión. Actualmente este aparato no se usa en geles, pero en un futuro puede rediseñarse. Aplicando lo publicado en Sección 8 y del Apéndice E del API Espec.10 para cementos, el aparato requiere una muestra de gel con 600 ml, la cual es colocada en una cámara cilíndrica rotando a 150 rpm, simulando las condiciones de operación del tratamiento, tanto en tiempo de desplazamiento para alcanzar el fondo, como su respectivo incremento en presión y temperatura. La consistencia del gel esta definido en términos del torque ejercido sobre la paleta por el gel, la relación entre torque y consistencia esta dado por<sup>27</sup>:

$$Bc = (T_o - 78.2) / 20.02 \quad \dots\dots\dots (1)$$

donde :  $T_o$  = torsión sobre la paleta, en gr-cm

$Bc$  = consistencia del gel , en unidades de consistencia API.

El AP.I. no ha publicado cédulas de bombeo, por lo que se requiere crear estas cédulas especificando la presión y temperatura final y sus incrementos, las cuales deben ser mantenidas hasta finalizar la prueba dentro de un rango de  $\pm 100$  psi y  $\pm 1$  °C respectivamente. Cada cédula se elabora de acuerdo a datos de campo con gradientes para cada pozo en particular y con la técnica operativa definida. De esta manera es posible simular mas exactamente las condiciones a las cuales el gel deba estar expuesto.

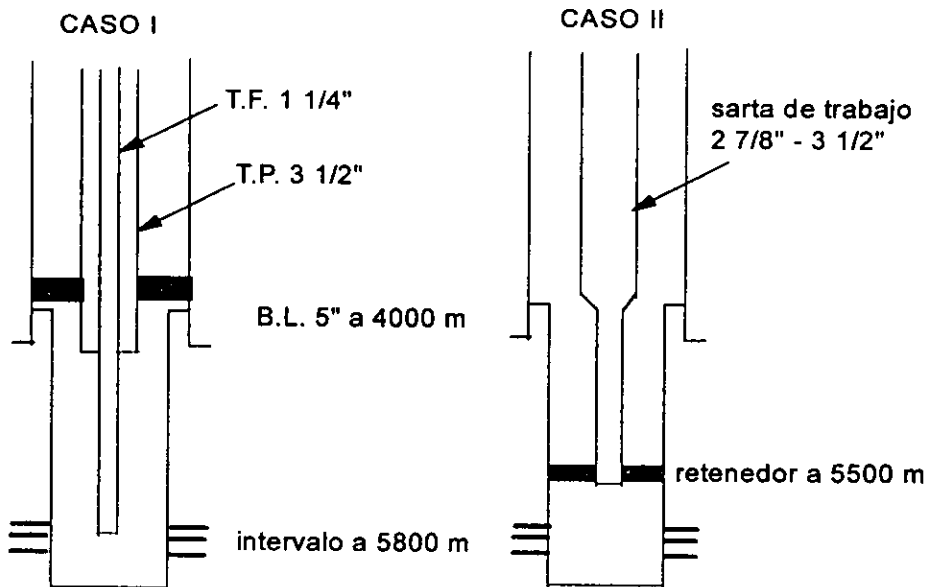


Fig. 15 Estados mecánicos en operaciones típicas

Para las dos únicas pruebas en el consistómetro se utilizó el sistema PDRI, por ser un gel fuerte y sus cédulas de bombeo se muestran en las Tablas 7 y 8. En el caso I de la Fig.15, se probó la formulación de 7 % de polímero,  $12.87 \text{ lt/m}^3$  de reticulador y  $36 \text{ lt/m}^3$  de retardador. La simulación fue hecha a un gasto  $Q= 0.25 \text{ bpm}$  a través de la tubería flexible  $1 \frac{1}{4}$ ", obteniéndose un Tg. de 2:20 hr, manteniéndose en condiciones de cédula desde 1:45 hr, como se muestra en el caso a) de la Fig.16. Para el caso II de la Fig. 15, se probó la formulación de 7 % de polímero,  $12.87 \text{ lt/m}^3$  de reticulador y  $16.7 \text{ lt/m}^3$  de retardador. La simulación fue hecha a un gasto  $Q= 1.5 \text{ bpm}$  a través de retenedor con sarta de trabajo, obteniéndose un Tg. de 1:20 hr y manteniéndose en condiciones de cédula desde 0:55 hr.

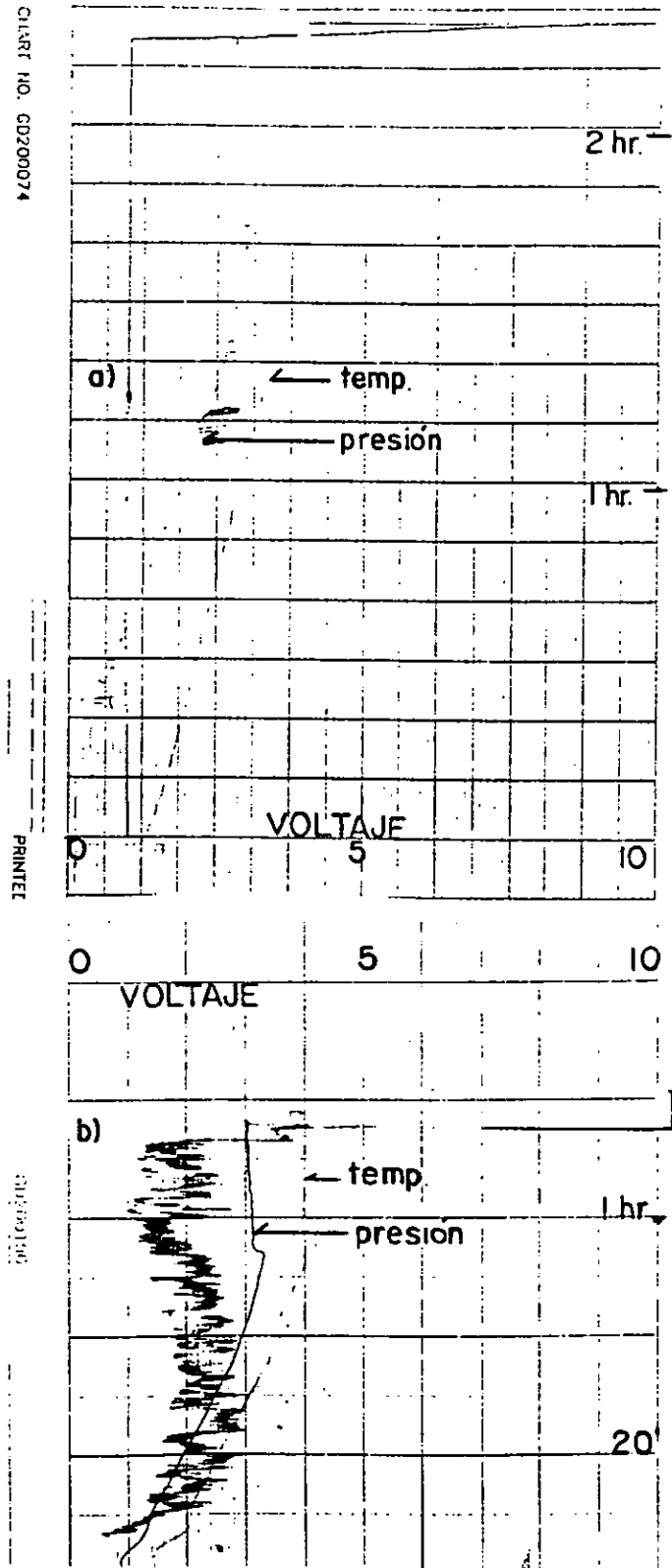


Fig.16 Gráficas del consistómetro para los casos I y II de la Fig.15.

Tabla 7.

## CÉDULA DE BOMBEO CASO I

( Profundidad 5800 m)

Temperatura superficial	25 °C
Temperatura de fondo	150 °C
Presión superficial	0 psi
Densidad del fluido de desplazamiento	1.0 gr/cm <sup>3</sup>
Tiempo en alcanzar el fondo	96 min

Tiempo (min)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Presión (psia)
1	0	25	14.7
4	0	25	14.7
10	0	25	14.7
20	677	39.55	962.9
30	1354	54.11	1925.31
40	2031	68.66	2888
50	27686	83.22	3850.77
60	3385	97.77	4813.47
70	4062	111.04	5776.16
80	4739	126.88	6738.85
90	5416	141.44	7701.55
92	5551	144.34	7893.52
94	5686	147.24	8085.49
96	5821	150.15	8277.46

Tabla 8.

CÉDULA DE BOMBEO CASO II (profundidad 5800 m)

Temperatura superficial 25 °C  
 Temperatura de fondo 150 °C  
 Presión superficial 0 psi  
 Densidad del fluido de desplazamiento 1.0 gr/ cm<sup>3</sup>  
 Tiempo en alcanzar el fondo 69 min

Tiempo(min)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Presión(psia)
1	41.4	25.89	7 73.57
2	124.21	27.67	191.32
4	289.21	31.21	425.95
6	455.45	34.79	662.34
8	621.07	38.35	897.86
10	786.69	41.91	1133.37
15	1200.75	50.81	1722.16
20	1614.81	59.71	2310.95
25	2028.87	68.62	2899.75
30	2442.93	77.52	3488.54
35	2856.99	86.42	4077.33
40	3271.05	95.32	4666.13
45	3685.11	104.22	5254.92
50	4164	114.52	5935.9
60	5508.6	143.43	7847.92
64	5645.96	146.38	8043.25
68	5783.36	149.34	8238.63
70	5852.04	150.81	8336.3

## 4.2 Experimentos en celdas de desplazamiento.

En esta fase de pruebas sobre la evaluación del comportamiento de geles, se simulan las condiciones de flujo en el yacimiento, partiendo de la premisa que el tratamiento debe reducir o eliminar el agua canalizada a través de fracturas como se muestra en la Fig.4, donde el gel debe ser colocado lo mas profundo posible y soportar los gradientes de presión en las cercanías del pozo. Los sistemas empleados en esta etapa fueron PDRI, PTRO y PTRO (salado), con esto se logró tener tres sistemas diferentes para cada uno de los núcleos, permitiendo evaluar las características de cada uno de ellos, de acuerdo a los experimentos en tubos de vidrio.

El agua de mezcla utilizada para estas pruebas, fue: la que se utiliza normalmente en las operaciones de campo con salinidad  $< 5000$  ppm y la preparada sintéticamente conteniendo una salinidad de  $100\ 000$  y  $170\ 000$  ppm, este contraste en las salinidades fue para observar el comportamiento en la distancia de penetración del gel de la fractura hacia la matriz, así como la efectividad del sellado de la fractura, observado en las pruebas con el tomógrafo de rayos x.

Los núcleos son otro elemento importante en pruebas de desplazamiento, de preferencia deben ser obtenidos de la roca productora, pero generalmente es difícil conseguirlos, por tal motivo y para acercarnos a las condiciones prevalecientes en los yacimientos naturalmente fracturados, se construyó un modelo fracturado de roca caliza, utilizando dos bloques de  $3\text{ pg.} \times 3\text{ pg.} \times 12\text{ cm.}$  de largo, perfectamente cortados a escuadra y con una cara bien pulida. Estos bloques se flejaron para unirse por las caras pulidas, posteriormente se introdujeron en un cubo de madera ajustable

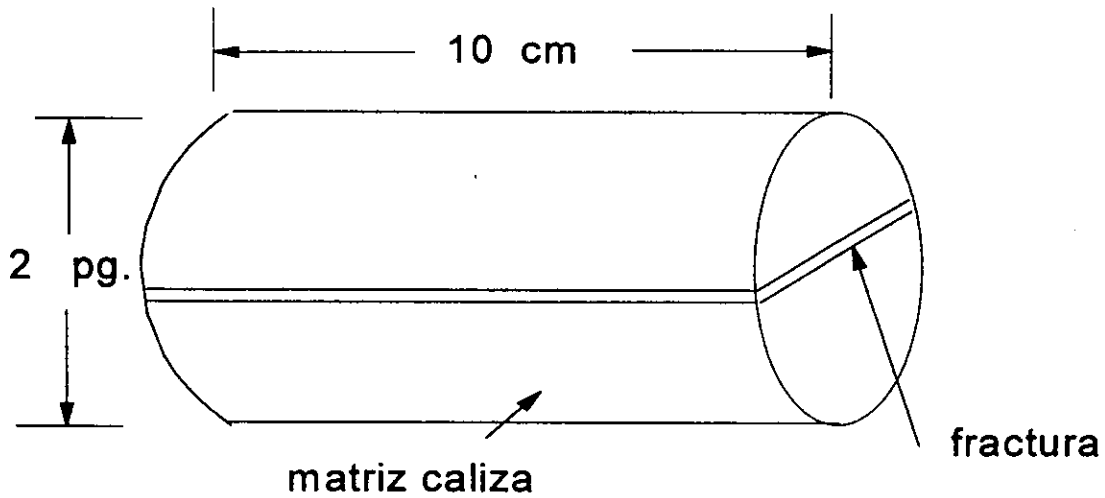


Fig.17 Esquema del núcleo fracturado

con paredes de espesor de 1.5 pg., una vez fijo, este cubo con los sujetadores del taladro, se procedió a cortar longitudinalmente con broca de 2". Debido a que el equipo de corte fue acondicionado para este trabajo, sólo se logró obtener una longitud de 10 cm., de esta manera se generó la fractura como se muestra en la Fig.17. El ancho de fractura ( $w_f$ ), se eligió en 0.005 pg., valor cercano al utilizado en el artículo de Abbas Firoozabadi<sup>28</sup>. También es posible determinarlo para el caso en que se conociera algún valor de la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ), aplicando la siguiente fórmula.

$$w_f = 5.03 \times 10^{-4} (w_f * k_f)^{0.33} \dots\dots\dots (2)$$



El equipo utilizado para la experimentación fue diseñado y armado en conjunto con el personal del Instituto Mexicano del Petróleo, de acuerdo con las necesidades y características que se han mencionado anteriormente, consta básicamente de dos cilindros de transferencia, donde se alojan los fluidos utilizados como son la salmuera, aceite y gel, bombas para inyectar los fluidos y para mantener presión de confinamiento, la celda de desplazamiento con difusores en las caras del núcleo, la cual se forró con tres cintas de calentamiento conectadas a un control. Durante el desarrollo de la prueba se forraron las líneas de inyección para mantener estable la temperatura, adaptación hecha por no contar con un horno disponible para alojar la celda. Finalmente un recolector de efluentes donde monitorear las concentraciones, todo el equipo completo se muestra en la Fig.18.

El procedimiento desarrollado en este trabajo para evaluar la estabilidad, la resistencia y el comportamiento del flujo de geles poliméricos en sistemas fracturados, es el siguiente:

- 1.- Pesar el núcleo limpio y seco
- 2.- Colocar la muestra con fractura y obtener su imagen en el tomógrafo de rayos x.
- 3.-Sellar la fractura, instalando una lámina de plástico, colocar la muestra en la celda de desplazamiento y saturar con salmuera de 170 000 ppm. Medir a diferentes gastos las caídas de presión y obtener la permeabilidad absoluta.
- 4.-Recuperar muestra saturada, eliminar lámina de plástico, pesar nuevamente la muestra y tomar imagen con fractura en el tomógrafo, medir la saturación al agua y la porosidad.

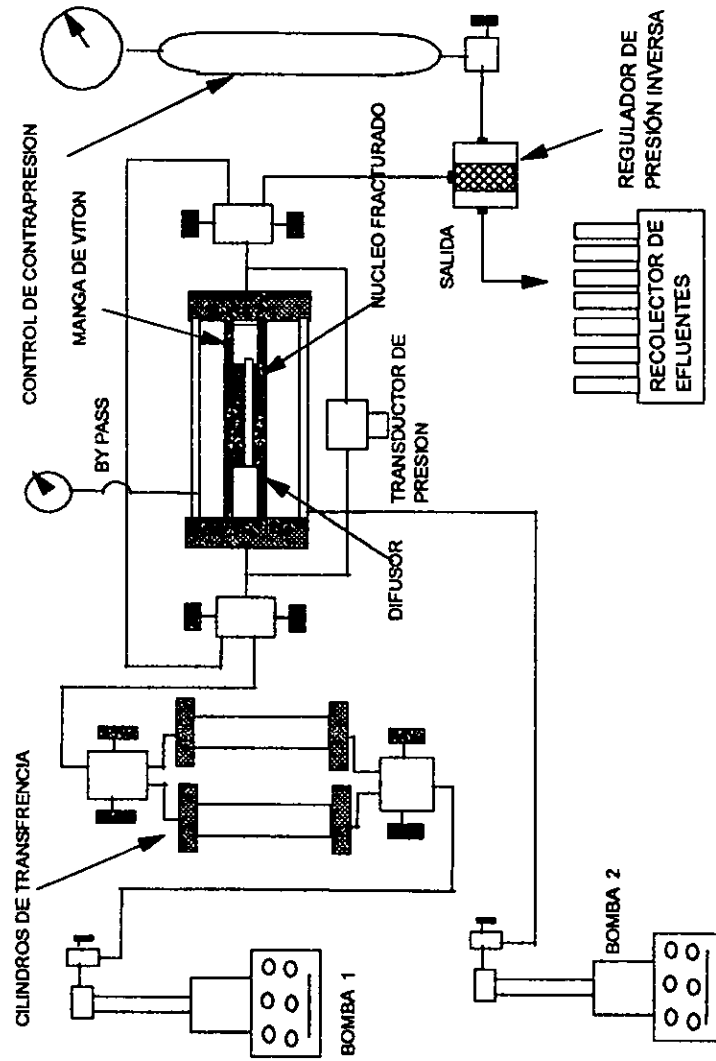


Fig. 18 Diagrama esquemático de la celda de desplazamiento

- 5.-Sellar nuevamente la fractura, instalando lámina de plástico y saturar muestra con aceite.
- 6.- Recuperar muestra saturada de aceite, eliminar lámina de plástico y tomar imagen con fractura en el tomógrafo, medir la distribución de saturaciones.
- 7.- Colocar muestra en la celda de desplazamiento, ajustar la presión de prueba. Inyectar salmuera con 170,000 ppm con diferentes gastos a través del sistema matriz-fractura.
- 8.-Incrementar temperatura a 150 °C. Inyectar nuevamente salmuera con diferentes gastos.
- 9.- Inyectar el gel con gasto bajo hasta observar la presión estabilizada.
- 10.- Continuar la inyección a diferentes gastos y cerrar la celda por un día.
- 11.-Con una solución de hipoclorito de sodio limpiar las líneas de circulación de gel y difusor, en caso necesario desarmar líneas y sopletear con aire para asegurar el paso libre de fluidos.
- 12.-Inyectar salmuera de 170 000 ppm al 1.75 % de yoduro de sodio y desplazar aceite, obtener medidas de caídas de presión a diferentes gastos y obtener la permeabilidad efectiva cada semana durante un mes.
- 13.- Tomar imagen en el tomógrafo de rayos x , después de la última inyección de salmuera con yoduro.
- 14.- Inyectar salmuera con yoduro de sodio hasta fracturar o romper el gel, midiendo la presión.

**Caracterización de fluidos y núcleos utilizados.**

La Tabla 9, muestra las características físicas de los núcleos así como las determinaciones de propiedades físicas de cada uno de ellos, el cálculo de la porosidad y permeabilidad de la matriz se hizo con los métodos tradicionales y la permeabilidad de la fractura se determinó a partir del cálculo de la permeabilidad promedio del sistema matriz-fractura. La Tabla 10, muestra las propiedades físicas de los fluidos utilizados en el desarrollo de las pruebas, la viscosidad a 150 °C fue extrapolada gráficamente.

Tabla 9 Propiedades físicas de los núcleos

núcleo	$w_f$ (pg.)	L (cm)	$\phi$ (%)	$S_w$ (%)	$k_m$ darcy	$k_{prom.}$ darcy	$k_f$ darcy	$k_f w_f$ md-pie
1	.005	10.3	20.1	64	.0127	-	-	-
2	.005	10.1	16	43	.0165	1.21	375	156.25
3	.005	9.9	19.4	36	.01454	0.89	276	115

Tabla 10 Propiedades físicas de los fluidos

fluido	$\rho$ (gr/cc)	$\mu_{22^\circ C}$ (cp)	$\mu_{42^\circ C}$ (cp)	$\mu_{93^\circ C}$ (cp)	$\mu_{150^\circ C}$ (cp)
aceite	0.8472	5.79	3.18	1.08	0.95
salmuera	1.1018	1.19	0.78	0.56	0.54
PTRO	1.003	406	290.38	97.07	80
PTRO(sal.)	1.1143	291.23	124.01	38.54	33
PDRI	1.03	186.79	130.87	78.14	35

**Determinación de parámetros de flujo.**

**Factor de resistencia**

Es definido como una reducción en la relación de la movilidad del agua ( $\lambda_w$ ) entre la del polímero ( $\lambda_p$ ), ambas bajo condiciones de saturación residual de aceite y la cual esta en función del peso molecular del polímero, naturaleza del agua y estructura del yacimiento, esta resistencia se observa cuando el fluido es forzado a fluir y matemáticamente se expresa como :

$$Fr = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w / \mu_w}{k_p / \mu_p} = \frac{k_w \mu_p}{k_p \mu_w} \dots\dots\dots (3)$$

En la práctica Fr, es determinado experimentalmente mediante mediciones de caídas de presión, manteniéndose constante la longitud y el gasto de inyección, mediante la siguiente expresión.

$$Fr = \frac{(\Delta P)_p}{(\Delta P)_w} \dots\dots\dots (4)$$

**Factor de resistencia residual**

Esta definido como una reducción de la permeabilidad, causado principalmente por la adsorción y entrapamiento del gel, matemáticamente se expresa como:

$$Frr = \frac{\lambda_w \text{ ( antes del polímero )}}{\lambda_w \text{ ( después del polímero )}} = \frac{k_w \text{ (inicial)}}{k_w \text{ (final)}} \dots\dots\dots (5)$$

En la práctica es determinado experimentalmente igual que  $F_r$ , mediante la siguiente expresión.

$$F_{rr} = \frac{(\Delta P)_w \text{ ( después del flujo del gel )}}{(\Delta P)_w \text{ ( antes del flujo de gel )}} \dots\dots\dots ( 6 )$$

#### 4.2.1 Experimentación en el núcleo 1.

En este núcleo se utilizó el sistema PTRO, preparado con agua de salinidad < 5000 ppm al 1.5 % de polímero y 1% de reticulador. Durante la inyección de salmuera y gel a través de la fractura , no fue posible medir las caídas de presión debido a que el transductor resultó de alto rango, por tal razón no fue posible determinar permeabilidad promedio matriz-fractura ni tampoco los factores de resistencia. Se observó la presión de bombeo inestable con los gastos de 20 a 60 ml/hr así como también la temperatura al descender hasta 135 °C , ésta a su vez ocasionó cambios en la presión de confinamiento, se analizó el efluente detectando gel y se suspendió bombeo, para esperar 36 horas de tiempo de gelación. Se instalaron manómetros a la entrada y salida del núcleo, para tener doble sistema en la medición de la caída de presión y se instalaron cintas de calentamiento a las líneas de inyección para disminuir la variación por temperatura.

Inyección de salmuera al 1.75 % de yoduro de sodio.

La primera prueba se efectuó a los 15 días, manteniéndose en todo momento la temperatura y presión de prueba, de acuerdo a la poca información obtenida durante la colocación del gel, se monitoreó la presión de

inyección, observando grandes variaciones en la presión y trazas de gel en la salida casi en forma continua, la Fig. 19 muestra comportamiento. Se efectuó una segunda prueba de inyección de salmuera con yoduro de sodio una semana después (20 días después de la gelación). El comportamiento fue más estable sin recuperar gel en la salida y su comportamiento se muestra en la Fig. 20.

**Imágenes con el tomógrafo de rayos x.**

Se realizaron tomografías en cuatro condiciones, la primera en núcleo seco solo para referencias posteriores y las siguientes fueron núcleo saturado, núcleo con fractura sellada con gel y núcleo en condiciones finales después de inyección de salmuera con yoduro.

El tomógrafo responde a la densidad del fluido, le asigna un valor llamado número Ct asociándole una banda de color, al utilizar los diferentes productos que ofrece, resulta ser una herramienta complementaria en las mediciones u observaciones de las pruebas de desplazamiento. La Fig. 21 es un producto que permite hacer el análisis cualitativo de la distribución de fluidos mediante el espectro de colores, cada disco de los nueve representa un cm. de la longitud total del núcleo, en ésta figura se presenta tres tomografías correspondientes a las condiciones del núcleo saturado con fractura libre, con fractura sellada con gel y condiciones finales, el espacio de la fractura en cada caso tiene un color distinto y mayor en número Ct, significando que el caso b) efectivamente la fractura está sellada con gel y en el caso c), al aumentar el número Ct indica que otro fluido la invadió, en este caso la salmuera con yoduro de sodio hace parecer una salmuera de aproximadamente  $1.80 \text{ gr/cm}^3$ , correspondiéndole el color rojo.

El producto que se presenta en las Fig. 22 y 23, puede ser analizado cuantitativamente, se presenta un perfil del número Ct en la dirección de la línea punteada en la parte central del núcleo ( aunque se puede hacer en cualquier distancia y dirección ), las gráficas de los casos a), b) y c) corroboran el análisis de la respuesta de la presión de inyección y las imágenes de la Fig.21, pero en el caso d) se observa en la fractura un pico con número Ct de 850, indicando posiblemente trazas de gel adsorbido en la cara de la fractura.

Otro producto presentado en la Fig. 24, es una reconstrucción bidimensional que se genera a base de los discos de la Fig.21, consiste básicamente en integrar disco a disco en las direcciones y,x , con esto se logra obtener su imagen en otra perspectiva, estas reconstrucciones también pueden hacerse en cualquier dirección, si se requiere hacer una exploración mas completa del núcleo. En ésta tomografía sólo se incluyó en la parte central. En el caso c) de la Fig.24 se complementa las deducciones hechas sobre la Fig. 23 caso d), donde se observa que existen trazas de gel.

Con toda la información generada de los tres productos del tomógrafo de rayos x, se comprobó todo el proceso físico, es decir desde la saturación del núcleo, colocación del gel en la fractura, su expulsión y las condiciones finales, ya que al recuperar la muestra de la celda, efectivamente se encontró gel adsorbido en la parte central y las marcas de flujo a través de la fractura.



Fig. 19 comportamiento de presión de inyección a 15 días

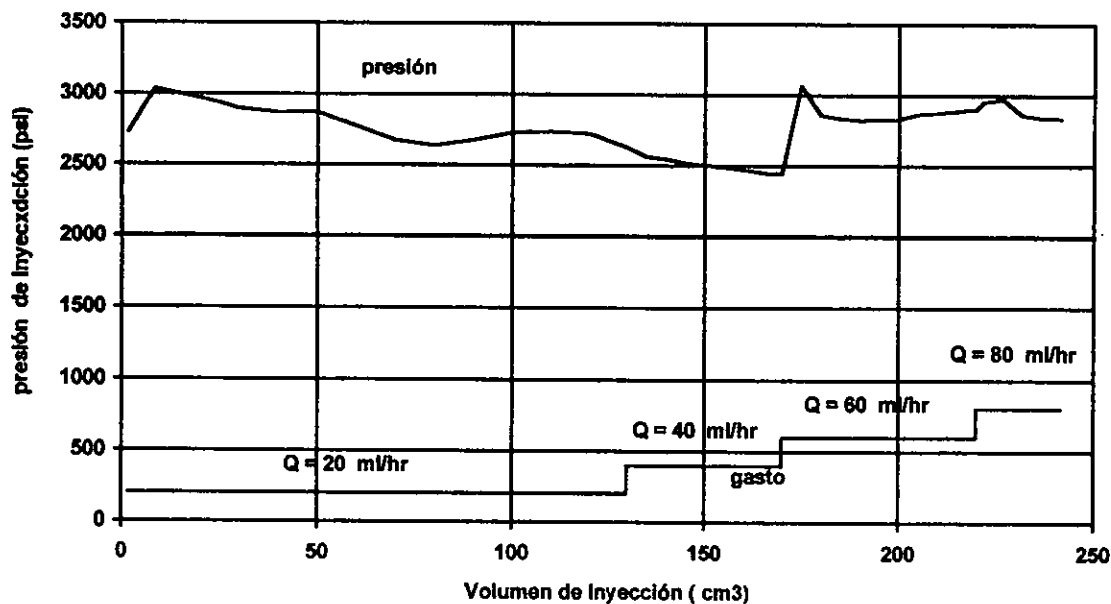
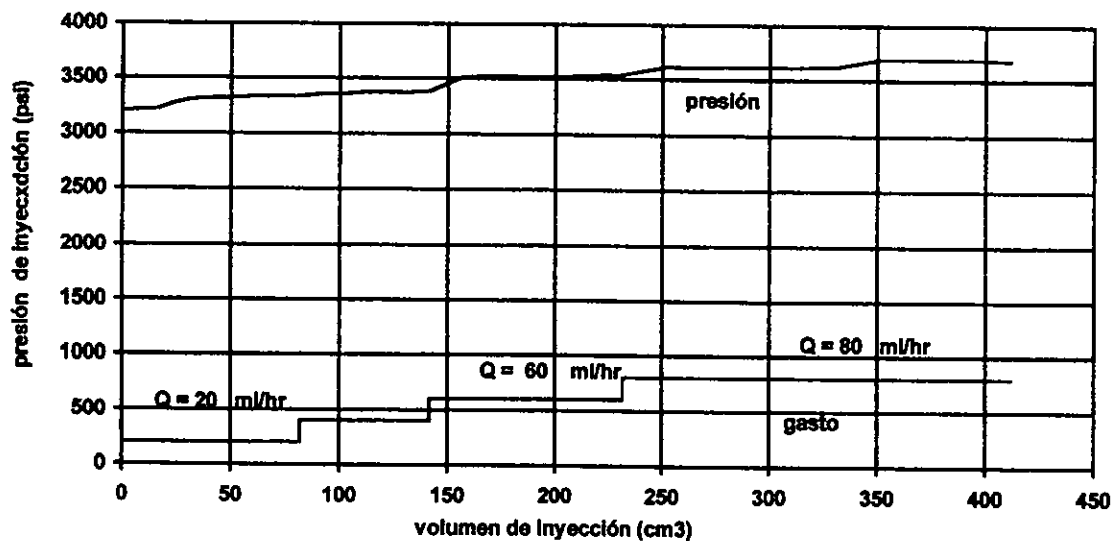
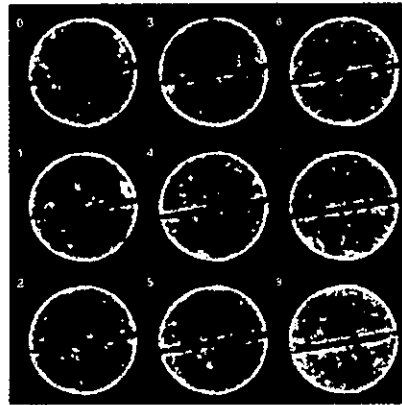
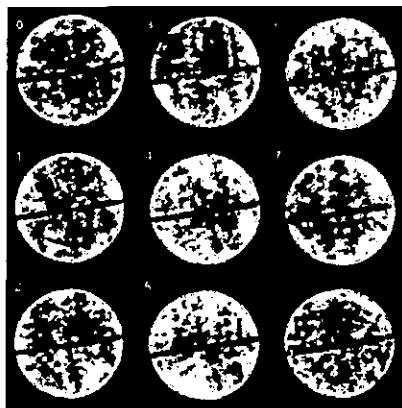


Fig. 20 comportamiento de presión de inyección a 20 días

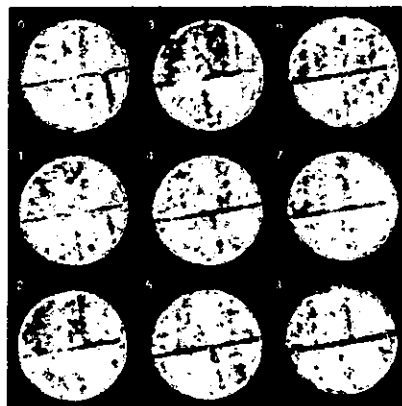




a) FRACTURA LIBRE



b) FRACTURA SELLADA CON GEL



c) CONDICIONES FINALES  
DESPUÉS DE INYECCIÓN

NÚMERO CT

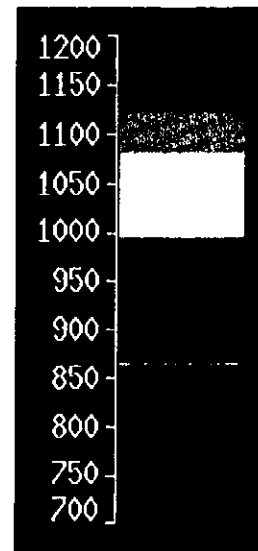
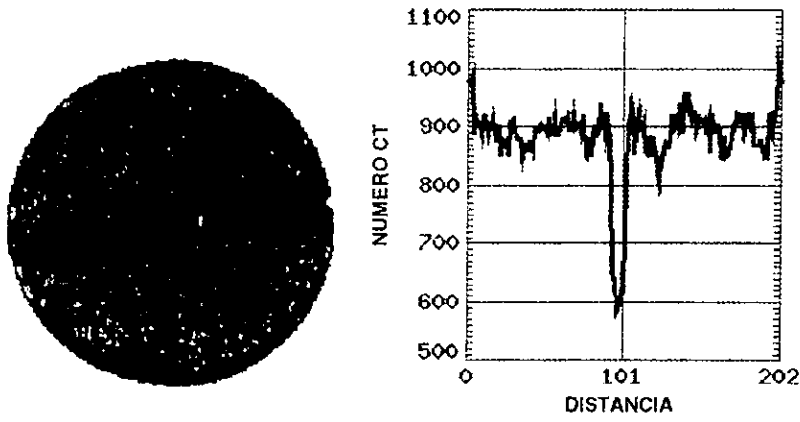
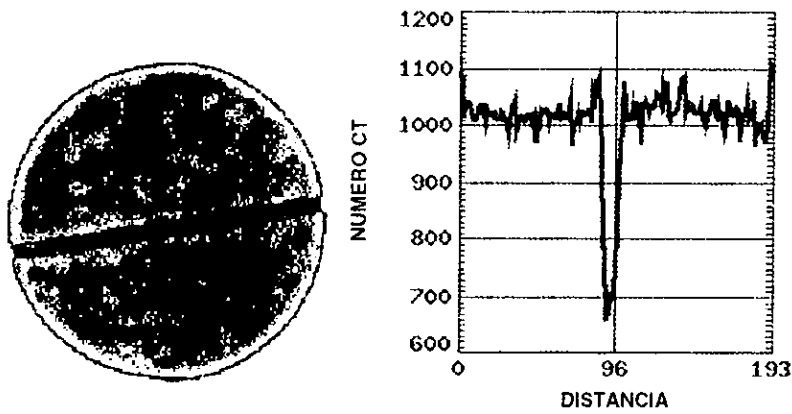
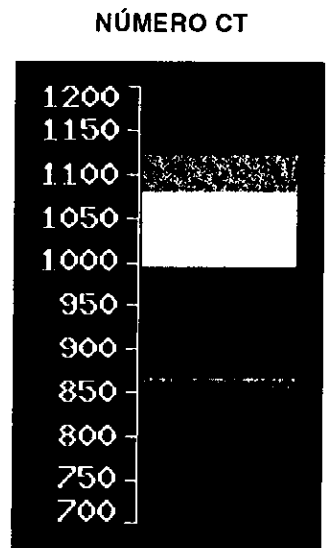


Fig. 21 Tomografía al núcleo 1 utilizando el sistema PTRO.

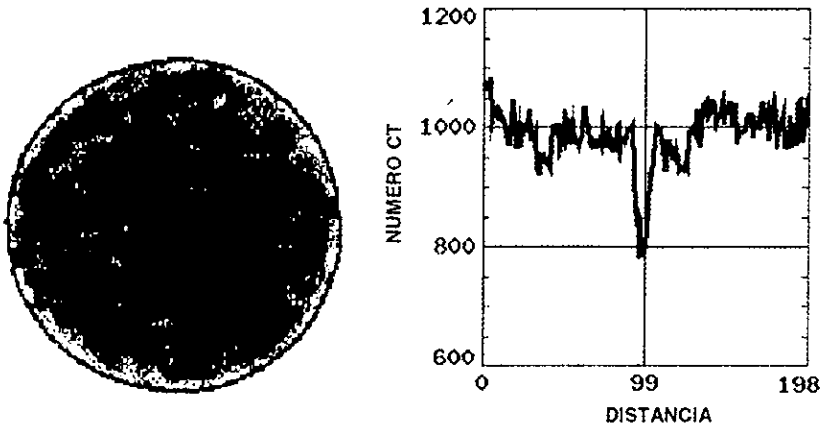


a) FRACTURA LIBRE EN NÚCLEO SECO

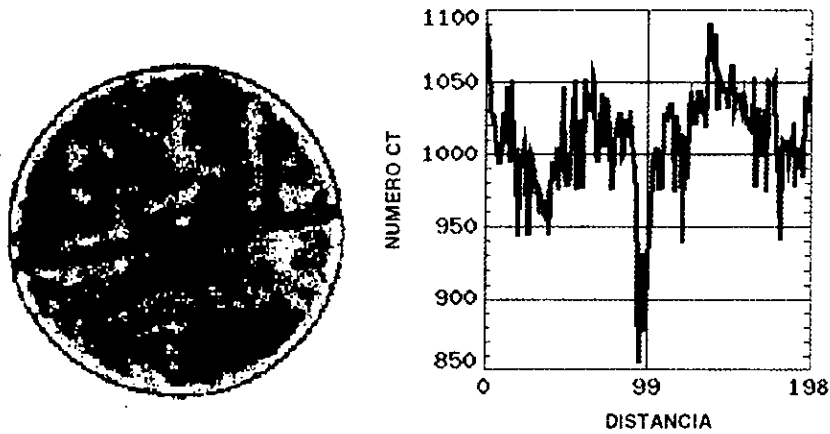


b) FRACTURA LIBRE EN NÚCLEO SATURADO

Fig. 22 Perfiles del número Ct en el núcleo 1.



c) FRACTURA SELLADA CON GEL



d) CONDICIONES FINALES DESPUÉS DE INYECCIÓN

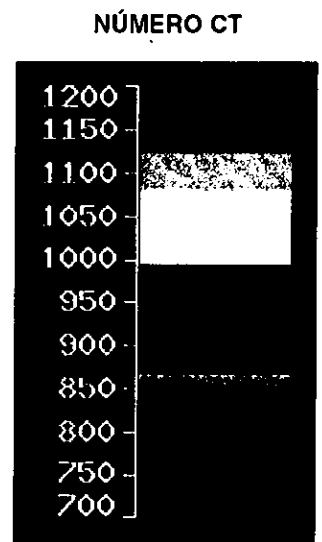


Fig. 23 Perfiles del número Ct en el núcleo 1.

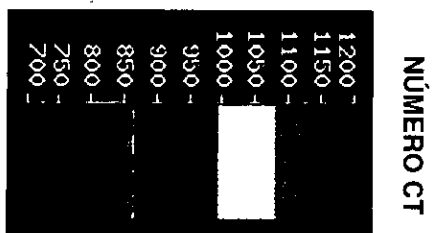
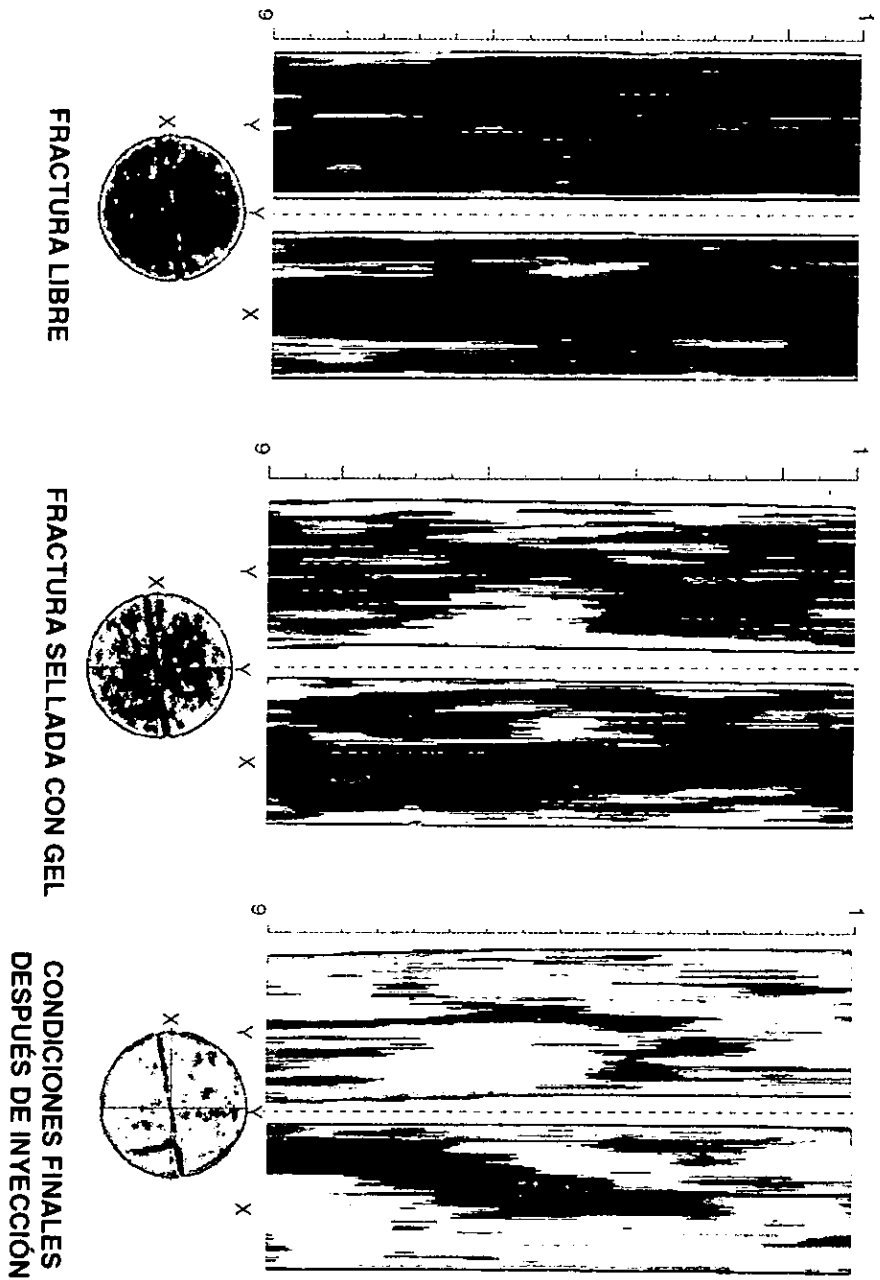


Fig. 24 Reconstrucción bidimensional del núcleo I utilizando sistema PTRO

#### 4.2.2 Experimentación en el núcleo 2.

En este núcleo se utilizó el sistema PTRO, preparado con salmuera de 170,000 ppm con el 1.5 % de polímero y 1 % de reticulador. Para esta prueba se superaron la mayoría de problemas técnicos encontrados en la prueba anterior al instalar válvulas para aislar el traductor y una línea de desviación de flujo para poder cambiar su rango de acuerdo a la magnitud de la caída de presión.

En la Tabla 11, se muestran los datos de caídas de presión en el sistema matriz-fractura, se manejaron gastos de inyección menores, permitiendo efectuar mediciones en las inyecciones de salmuera con yoduro después de la colocación del gel y poder definir mejor la presión de ruptura del gel en la prueba final. En general las caídas de presión durante la inyección salmuera antes de la colocación del gel fueron menores que durante la inyección del gel, resulta lógico por el aumento de viscosidad, pero al analizar el factor de resistencia,  $Fr$ , que involucra estas dos condiciones observamos primero incremento hasta 16 para después descender a 8, indicando primero una reducción de movilidad o tendencia a gelar hasta un gasto de 60 ml/hr, pero cuando se aumentó a 80 ml/hr rompió esa inercia, posiblemente pudiera seguir aumentando el  $Fr$  a un gasto constante, pero no se contempló en estas pruebas, la determinación de tiempos de gelación además que el sistema PTRO presenta tiempos grandes.

Inyección de salmuera al 1.75 % de yoduro de sodio.

Se efectuaron dos pruebas, una a los siete días y la segunda a los veinte días, manteniéndose la presión y temperatura de prueba. Con esta informa-

Tabla 11

Caídas de presión en las pruebas del núcleo 2

gasto (ml/hr)	$(\Delta P)_w$ (psi)	$(\Delta P)_p$ (psi)	$(\Delta P)_{w1}$ (psi)	$(\Delta P)_{w2}$ (psi)	Fr adim.	Frr adim.	Frr adim.
1	.018	.03	.687	.562	1.66	38.16	31.22
10	.015	.13	.68	.651	8.66	45.33	43.4
20	.020	.16	.805	.745	8	40.25	37.95
40	.017	.28	.94	.93	16.47	55.29	54.7
60	.025	.40	1.2	1.078	16	48	43.12
80	.067	.52	-	-	7.76	-	-
100	.081	.64	-	-	7.9	-	-

ción se calcularon los factores de resistencia residual, Frr, el cual disminuyó en la segunda inyección de salmuera con yoduro indicando indirectamente la estabilidad del gel en función del tiempo. De la Tabla 9 en el renglón del núcleo dos se calculó una permeabilidad promedio original  $k_{prom} = 1.21$  darcy, en la primera inyección después de colocado el gel, se calculó en un valor de 0.227 darcy es decir una reducción del 80 % y en la segunda inyección a veinte días aumentó a 0.27 darcy, indicando un flujo mayor.

#### Imágenes en el tomógrafo de rayos x

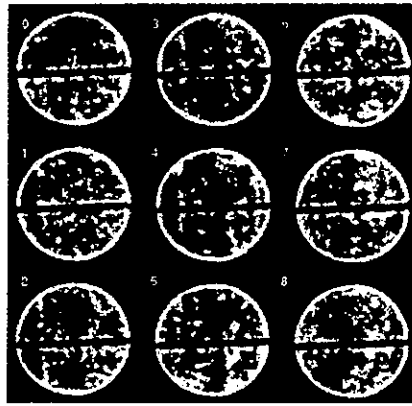
Se realizaron tres tomografías en tres condiciones, la primera con núcleo saturado, después núcleo con fractura sellada por gel y la última en condiciones finales después de la inyección de salmuera con yoduro. La Fig. 25 muestra todos los discos, el caso b) correspondiente a núcleo sellado se

observa que la fractura tiene un color correspondiente a un número Ct mayor que en el caso a), por lo tanto la fractura está sellada parcialmente, posiblemente el gel formó una ruta de flujo el color azul así lo indica, dejando algunas fisuras y el color del gel es similar al de los fluidos del núcleo, debido a que en este caso existe poca diferencia entre sus densidades. El caso c), muestra otro color de mayor número Ct en las partes azules y algunos puntos en color rojo tanto en la parte de la fractura y continuo alrededor del núcleo, este contraste es debido a la salmuera con yoduro de sodio.

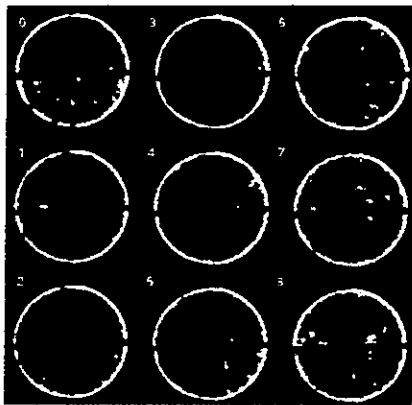
La Fig.26 muestra los perfiles del número Ct, el caso a) registra en la fractura un valor de 800 superior al de 600 del núcleo 1, posiblemente se invadió parcialmente con salmuera puesto que la matriz del núcleo 2 es más permeable que el núcleo 1, en el caso b) registra un valor de 900, indicando relleno por gel aunque aparentemente se confunde con salmuera. no olvidar que este perfil es lineal, por lo que es necesario combinar más información para hacer un mejor diagnóstico, por otro lado en el caso c) correspondiente a inyecciones de salmuera posterior a la colocación del gel, se observa un incremento general del número Ct, inclusive en la fractura, pero durante las dos inyecciones se monitoreó la salida sin detectar presencia de gel .

La Fig.27 que es la reconstrucción bidimensional detectó las fisuras, que en la Fig.25 no se observó, tanto en el caso b) y c) persiste pequeñas partes de color azul en la fractura, lo que hace suponer que trazas microscópicas de gel se arrastraron y no pudieron ser vistas, esto se comprueba por el comportamiento del factor de resistencia residual.

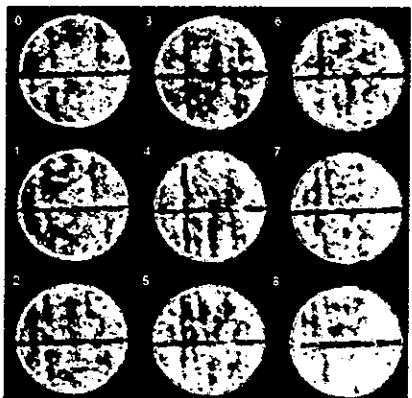




a) FRACTURA LIBRE



b) FRACTURA SELLADA CON GEL



c) CONDICIONES FINALES  
DESPUÉS DE INYECCIÓN

NÚMERO CT

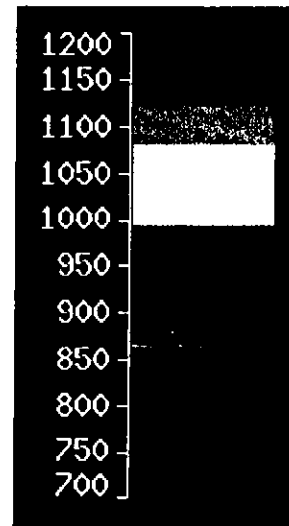
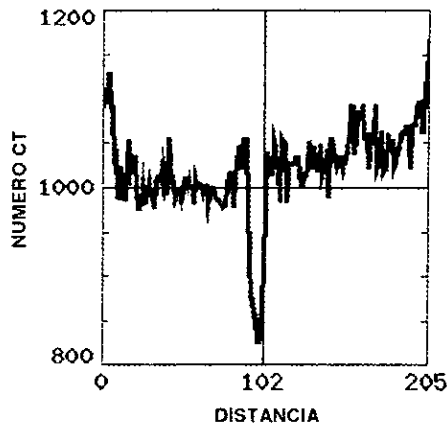
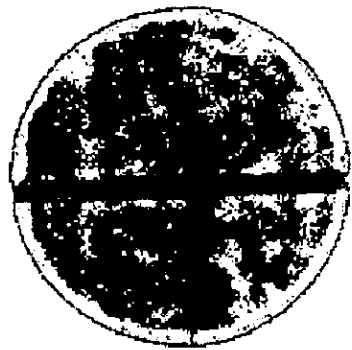
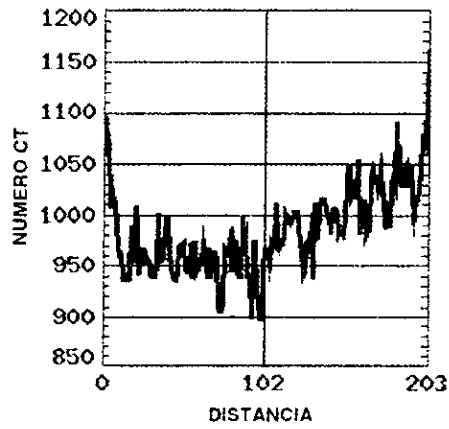
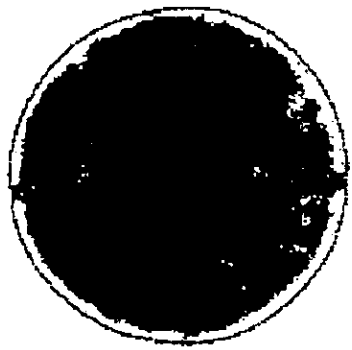


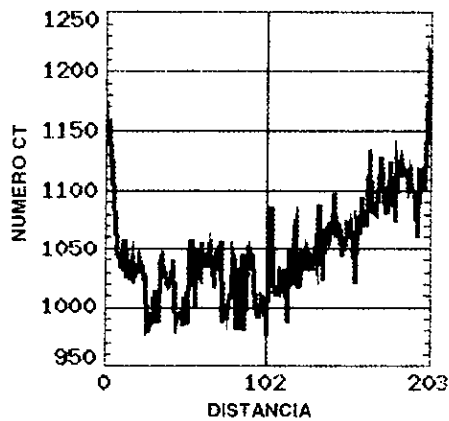
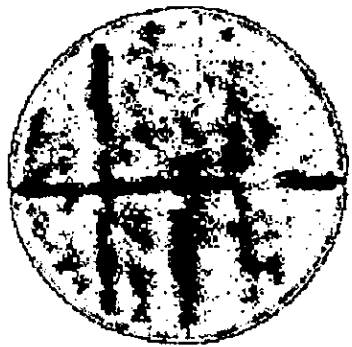
Fig. 25 Tomografía al núcleo 2 utilizando sistema PTRO salado.



a) FRACTURA LIBRE



b) FRACTURA SELLADA CON GEL



c) CONDICIONES FINALES DESPUÉS DE INYECCIÓN

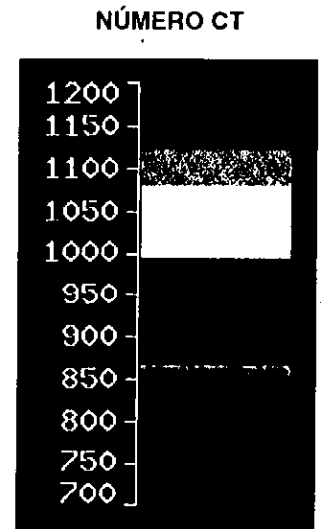


Fig. 26 Perfiles del número Ct en el núcleo 2.

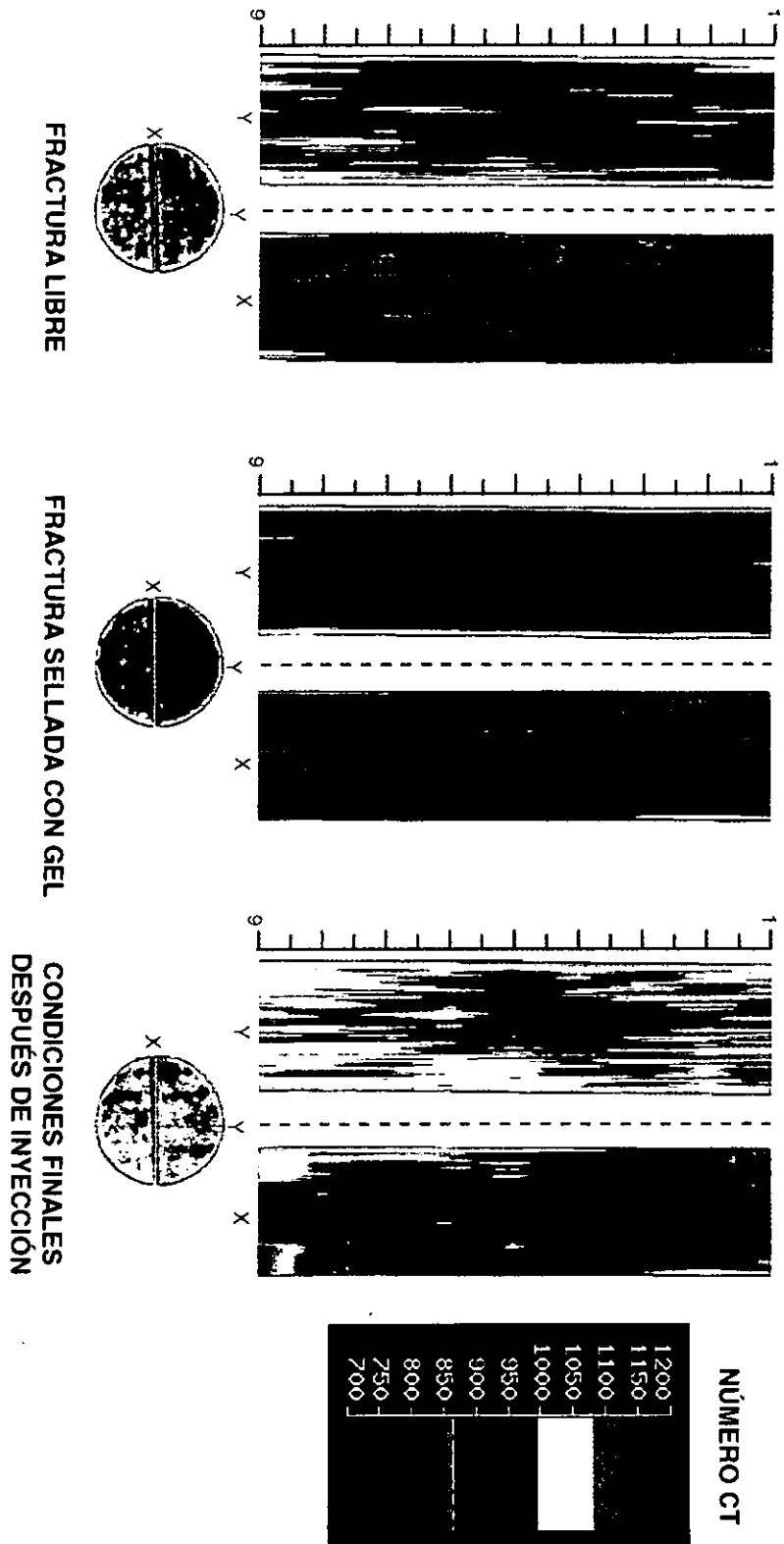


Fig. 27 Reconstrucción bidimensional del núcleo 2 utilizando el sistema PTRO salado.

### 4.2.3 Experimentación en el núcleo 3.

En este núcleo se utilizó el sistema PDRI, preparado con agua de salinidad < 5000 ppm con el 7% de polímero, 14.7 lt/ m<sup>3</sup> de reticulador y 23.76 lt/m<sup>3</sup> de retardador, en este caso la fractura no fue alineada con los orificios de los difusores.

En la Tabla 12, se muestran los datos sobre las caídas de presión a través del sistema matriz-fractura, las cuales resultaron ligeramente mayores que en el núcleo 1 y 2 para el caso de flujo por fractura libre y muy superiores para el caso de inyección del gel incluso se inyectó hasta un gasto de 40 ml/hr para no exceder el rango de 10 psi del transductor. Los factores de resistencia se incrementaron proporcionalmente con el aumento de gasto de inyección indicando tendencia a gelar, puesto que para este gel se obtuvo un tiempo de gelación de 2:30 hr y un gel similar pero con 16.63 lt/m<sup>3</sup> de retardador en la prueba del consistómetro se obtuvo un tiempo de gelación de 1:20 hr.

#### Inyección de salmuera al 1.75 % de yoduro de sodio

Se efectuaron dos pruebas, una a los dos días después de la inyección del gel con resultados negativos por represionarse el sistema hasta 1000 psi sin lograr circular, la segunda prueba se efectuó a los 10 días previa limpieza de líneas y difusores con cambio de transductor, se logró circular con altas caídas de presión, presentándose fuga de aceite por tapa de celda y abatiéndose la presión de confinamiento, por tal motivo se suspendió la prueba para no contaminar la muestra y poder tomar la tomografía. La Tabla 12 muestra altos valores de Frr, los cuales son mayores en aproximada

Tabla 12

Caídas de presión en las pruebas del núcleo 3

Gasto (ml/hr)	$(\Delta P)_w$ (psi)	$(\Delta P)_p$ (psi)	$(\Delta P)_{w2}$ (psi)	Fr adim.	Frr adim.
1	0.05	.06	109	1.2	2180
10	0.045	1.2	129	26.6	2866
20	0.07	4.2	131.6	60	1880
40	0.125	9.1	140.9	72.8	1127
100	0.306	-	-	-	-

mente 20 veces mayores que los obtenidos con el núcleo 2 y nos indican una importante reducción de permeabilidad promedio matriz-fractura de 0.89 a 0.031 Darcy calculado con los datos de esta prueba, representando un 97 % del flujo el cual nos confirma el sellado casi completo de la fractura visto con las imágenes obtenidas con el tomógrafo aunque no es definitivo porque no se puede evaluar su estabilidad completamente debido a la falta de una segunda inyección de salmuera con yoduro.

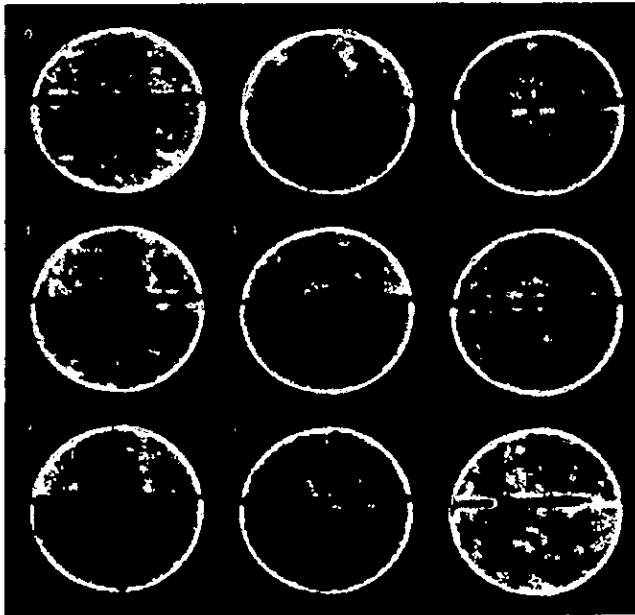
Imágenes en el tomógrafo de rayos x.

Se realizaron dos tomografías, aprovechando el análisis del núcleo 1 y 2 respecto al sellado de gel en la fractura, por lo que se eliminó la tomografía del núcleo con fractura libre, tomándose sólo en las condiciones de fractura sellada y condiciones finales después de inyección. La Fig. 28 muestra todos los discos correspondientes a los dos casos, los cuales representan un cm. de núcleo longitudinalmente, el caso a) se observa el sellado de la fractura aunque en los discos 0, 1, 7 y 8 se detectan manchas

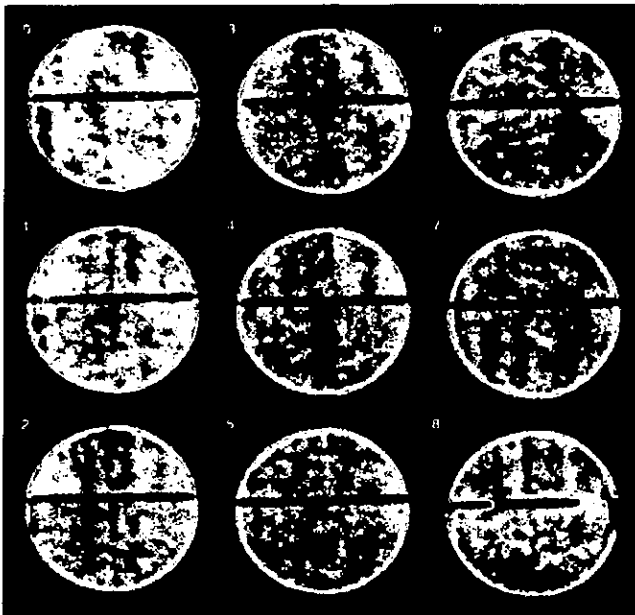
en color azul tanto en la fractura como en la matriz, significando pequeñas regiones no vacías pero sí con un fluido menos denso que la salmuera. En el caso b) la mayor parte de los discos presentan color amarillo de mayor número Ct indicando claramente la presencia de la salmuera con yoduro, las pequeñas regiones en color azul en la fractura persisten indicando que el sistema PDRI, estuvo bien adherido a la cara de la fractura y no permitiendo el llenado de estas regiones.

La Fig.29 presenta el perfil lineal del número Ct, en el caso a) se muestra la línea del perfil con un pico con número Ct de 860 al pasar por la mancha azul posiblemente con aceite, en el caso b) se presentan picos entre 950 y 1050 indica presencia de salmuera con yoduro en la sección inferior y en la sección superior con número Ct mayor indicando que la mayor parte del flujo es por esta sección.

La Fig.30 que es la reconstrucción bidimensional, se observa que en el plano y se mantiene la mayoría del gel, con un relleno de fluido mas denso en una longitud de 2 cm en la fractura, así como también las manchas de la matriz en las condiciones finales, mientras que en el plano x el cual casi coincide con el ancho de la fractura se observa, que parte de la región en azul quedó aislado y en la longitud de 8 y 9 cm. se observa claramente flujo de salmuera con yoduro de sodio en la fractura y en una orilla a lo largo del núcleo. Como en los casos anteriores cada producto del tomógrafo nos aporta información para poder evaluar las condiciones de colocación del gel.



a) FRACTURA SELLADA CON GEL



b) CONDICIONES FINALES  
DESPUÉS DE INYECCIÓN

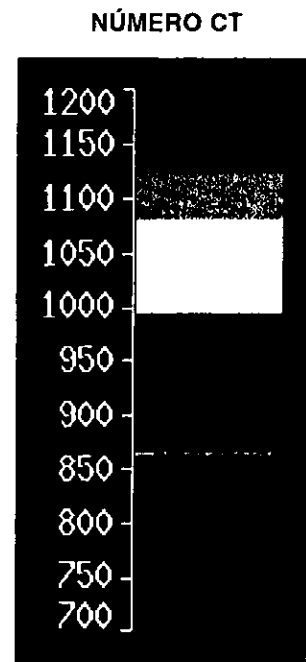
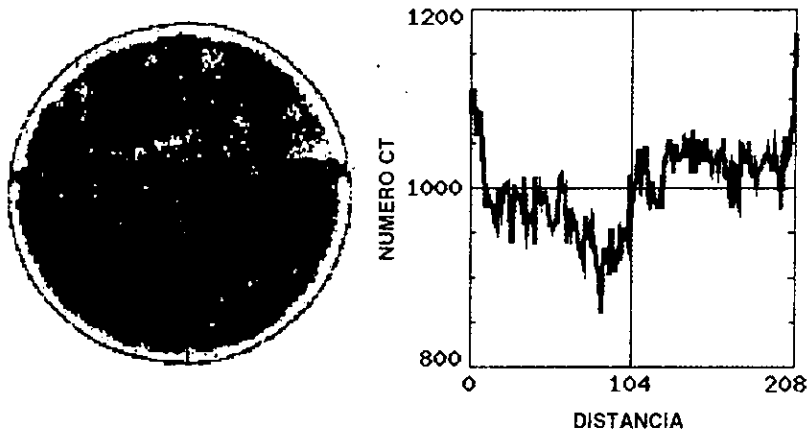
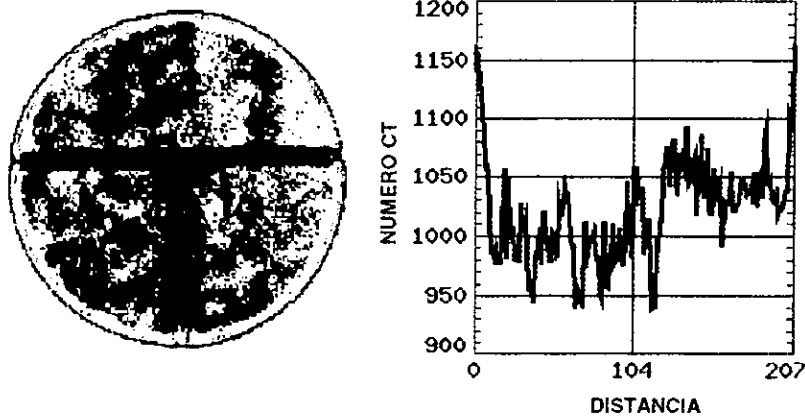


Fig. 28 Tomografía al núcleo 3 utilizando el sistema PDRI.



a) FRACTURA SELLADA CON GEL



b) CONDICIONES FINALES DESPUÉS DE INYECCIÓN

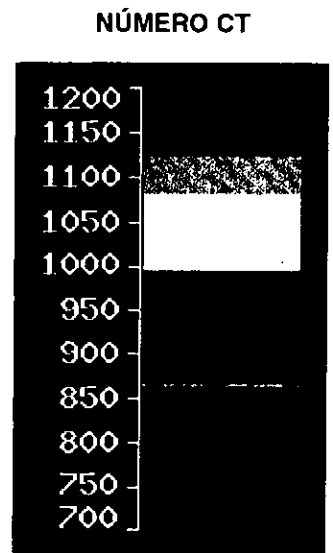


Fig. 29 Perfiles del número Ct en el núcleo 3.



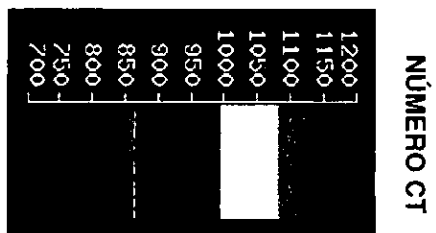
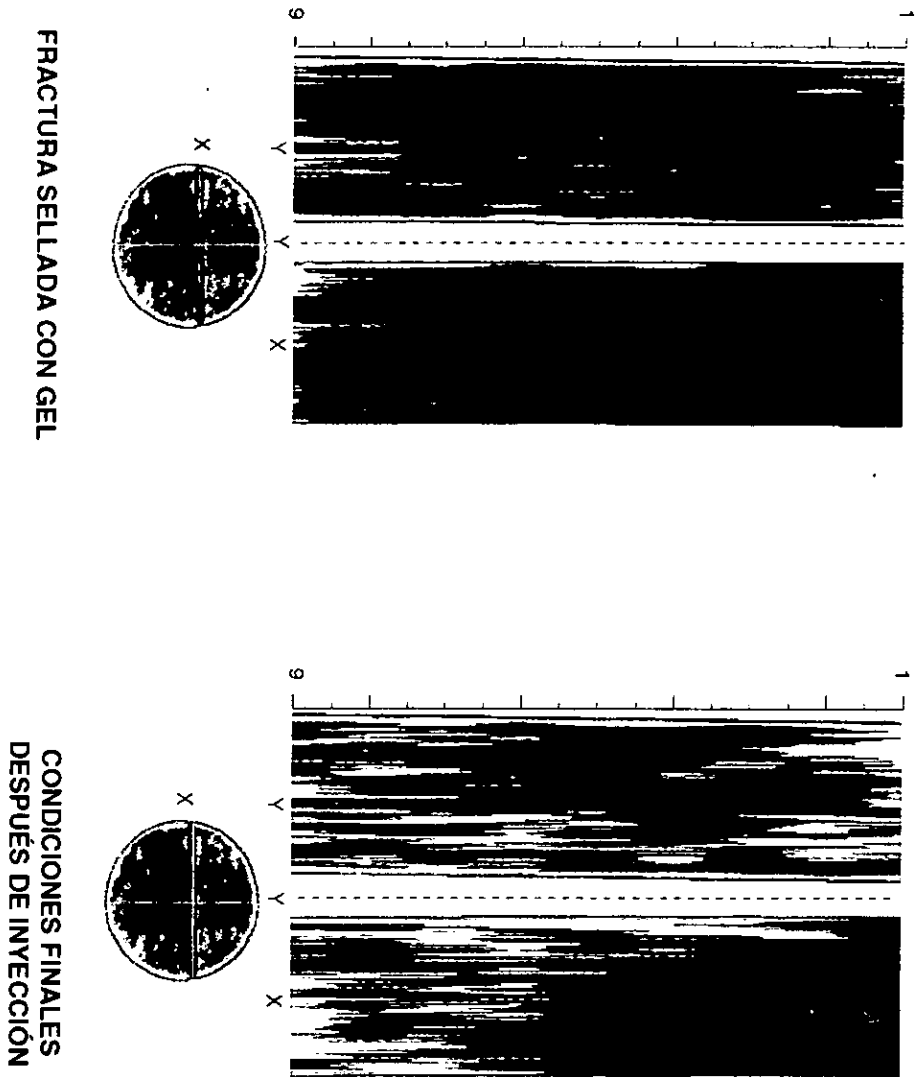


Fig. 30 Reconstrucción bidimensional del núcleo 3 utilizando sistema PDRI

### 4. 3 Pruebas de compatibilidad.

Estas pruebas fueron efectuadas antes que las pruebas de desplazamiento, tienen por objetivo probar si existe reacción, entre los diferentes geles utilizados con la roca y fluidos del yacimiento. Se utilizaron muestras de roca caliza y arenisca y los fluidos fueron ácido al 15 %, aceite y agua de formación del campo Jujo-Tecominoacan. Todas las pruebas se efectuaron a temperatura ambiente.

Las pruebas con las muestras de roca se efectuaron introduciendo éstas, en los sistemas PTRO, PTRO salado y PDRI por un lapso de 7 días, sin observar alguna reacción, posteriormente se sacaron y lavaron, encontrándose en condiciones originales. Las pruebas con fluidos se efectuaron en tubos de ensaye utilizando gel con cada fluidos 50 % cada uno, las observaciones a 1 y 7 días se muestra en la Tabla 13.

#### Agua de formación:

Con PTRO, desplazó el gel del fondo disolviendo parte de el, al agitarse se homogeneiza reduciendo su viscosidad. Con PTRO salado, desplazó el gel del fondo disolviendo solo la interfase, al agitarse el gel mantiene su viscosidad. Con el PDRI, desplaza el gel del fondo observando fases definidas, al agitarse se homogeneiza y el gel reduce su viscosidad.

#### Aceite de formación:

Los tres sistemas no se mezclan con el aceite, al agitarse el PTRO se dispersa, con el PTRO salado el aceite es el que se dispersa y con el PDRI la mayor parte del gel se mantiene unido .

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

## Ácido al 15 %

Con el PTRO se interdigita pasando hacia el fondo, al agitarse se homogeneiza pero el sistema reduce su viscosidad. Con PTRO salado no lo desplaza solo disuelve la interfase, al agitarse se homogeneiza manteniendo su viscosidad. Con el PDRI el ácido disuelve el gel en paso hacia el fondo, al agitarse se homogeneiza reduciendo su viscosidad.

Tabla 13  
Pruebas de compatibilidad

fluido	PTRO		PTRO salado		PDRI	
	1 día	7 días	1 día	7 días	1 día	7 días
Agua de formac.	mezcla homog.	mezcla homog.	mezcla homog.	mezcla homog.	mezcla homog.	mezcla homog.
aceite de formac.	separado 99 %	separado 100 %	separado 100 %	separado 100 %	separado 100 %	separado 100 %
Ácido al 15 %	aumento visc.	geló en 5 días	gelado	gelado	interfase superf.	interfase superf.

## **5.- RESULTADOS Y DISCUSIÓN.**

En las pruebas de laboratorio del Capítulo 4 se trabajó con dos familias de geles, una con reticulador inorgánico y la otra con orgánico. A la primera se modificó el polímero y a la segunda el agua de mezcla, para tener cuatro sistemas diferentes, estos cuatro sistemas (PURI, PDRI, PTRO y PTRO salado ) se probaron en las pruebas de tubos de vidrio, descartándose el PURI para las pruebas de desplazamiento. Dado que el análisis de resultados va encaminado a seleccionar una formulación óptima, que será particular para cada pozo y cualesquiera que sea su aplicación tres características son importantes:

- \* Tiempo de gelación programable.
- \* Buena inyectabilidad.
- \* Persistencia en la reducción de permeabilidad.

La primera característica es para asegurar que la gelación no ocurra antes que el gel llegue al lugar deseado, la segunda que el gel sea colocado sin exceder limitaciones de presión o requerir tiempos de gelación grandes para compensar gastos de inyección bajos y la tercera la durabilidad en la reducción de permeabilidad o estabilidad en función del tiempo.

Tiempo de gelación programable.

En general los geles con reticulador inorgánico, se obtienen tiempos de gelación cortos y los de reticulador orgánico tiempos largos. Los primeros utilizan cromo trivalente, este catión metálico con incremento de temperatura acelera su reacción con los grupo de amidas convertidas en carboxilatos las cuales están cargadas negativamente, por lo tanto en esta familia de geles su tiempo de gelación se ve afectado por la variación del reticulador

y por el grado de hidrólisis ( sustitución de grupos de amidas por carboxilatos, al mezclar poliacrilamida con Hidróxido de sodio ).

En los geles con reticulador orgánico es menor su efecto en el tiempo de gelación, estos sistemas son influenciados mas por el tipo y/o concentración del polímero<sup>31</sup> .

#### Inyectividad del gel.

Se refiere principalmente al gradiente de presión requerido para desplazar el gelante dentro de la formación al gasto deseado. Los geles con reticulador orgánico, producen geles elásticos que durante su inyección en los núcleos, las caídas de presión fueron menores a 1 psi, a diferencia del sistema PDRI que se obtuvieron caídas de presión superiores a 100 psi. La pérdida de inyectividad del PDRI se debe a la retención del reticulador en la roca, la cual tiene generalmente carga negativa. Los geles PTRO y PTRO salado no sufren reacción que reduzca su inyectividad, solamente la viscosidad y filtración contribuyen a una resistencia de flujo<sup>31</sup>.

#### Persistencia en la reducción de la permeabilidad.

El sistema PURI, mostró poca estabilidad, mientras que el sistema PDRI fue más estable a la temperatura de 150 °C, con pérdida de agua menor al 4 % en el lapso de 35 a 40 días. Aunque estas pruebas en tubo de vidrio no pueden correlacionarse directamente con las efectuadas en núcleos, pueden darnos alguna idea. Los sistemas PTRO y PTRO salado, también mostraron buena estabilidad a la temperatura de 150 °C, con pérdida de agua cercana a cero, el núcleo 2 sí fue posible obtener medidas de persistencia de permeabilidad al mantenerse en un 85 %, después de la segunda inyección de salmuera con yoduro de sodio.

El sistema PTRO, aunque estable en las pruebas de tubos de vidrio, mostró menor adsorción al núcleo es decir que soportan menor gradiente de presión a ser expulsados. La familia de geles al que pertenece, presentan enlace químico covalente durante la reticulación, el cual es más resistente a la alta temperatura.

En resumen los tres sistemas probados en núcleos tienen características diferentes que se pueden explotar en aplicaciones de campo, en el siguiente cuadro se resume estas características observadas durante las pruebas.

Parámetro	Reticulador inorgánico	Reticulador orgánico
Temperatura	incide directamente en la gelación, su control por concentración de reticador. Cuidado con la inyectividad al tenerse aumento de presión	Control de gelación por concentración y/o tipo de polímero, tiene efecto en la inyectividad (viscosidad)
Litología	fuerte retención en las rocas carbonatadas	insensibles a carbonatos y areniscas
Aceite y agua de formación	insensible a su presencia	insensible a su presencia
Profundidad de tratamiento	limitado a regiones cercanas del pozo (crítico en matriz), pobre propagación del cromo trivalente	baja pérdida de inyectividad capaz de tener penetración más profunda
Tiempo de gel	cortos, es posible alargar perdiéndose resistencia	grandes, tolerante a ligeros cambios en aditivos
Ambiental	sustancia peligrosa pero se usa en todo el mundo	sustancias tóxicas

## **6. PROCEDIMIENTO OPERATIVO.**

El procedimiento operativo surge del análisis de información y estudios efectuados del pozo seleccionado, consiste en diseñar un método para la aplicación del sistema polimérico en el pozo productor, en el cual se planteen y resuelven las siguientes preguntas ¿ Qué técnica de colocación emplear ?, ¿ Qué cantidad de volumen a utilizar ? y ¿ Cómo efectuar el tratamiento en el pozo ?.

El procedimiento operativo que incluye cálculos de volúmenes de gel, forma de colocación y la técnica operativa, es la culminación de cualquier intervención en el pozo, teniendo como base las etapas de estudio y laboratorio y como finalidad, cumplir con el objetivo que para este caso, es el control de agua salada, significa que el sistema polimérico debe ser colocado en el lugar correcto, tanto en profundidad como en penetración con la menor diferencia tolerable entre el tiempo de gelación y el tiempo de operación al gasto de bombeo programado.

### **6.1 Métodos de colocación de geles.**

Esta parte es fundamental en el éxito del tratamiento polimérico en el pozo candidato, puesto que de acuerdo al análisis de los registros de producción , de cementación, de inspección de tuberías, pruebas de admisión, trazadores radioactivos, etc. es posible definir exactamente el tipo de herramienta a utilizar, ya sea tubería flexible, sarta de trabajo o tubería franca, también definir las condiciones mecánicas y heterogeneidades del yacimiento, que darán la pauta para decidir si utilizar inyección sencilla o en

el caso más crítico aislar zonas para aplicar inyección dual, estos dos casos de inyección se ejemplifican en las Figs. 31a y 31b.

La técnica de colocación de los tratamientos poliméricos que se aplican a pozos productores, dependiendo si tiene o no equipo de reparación y de acuerdo a lo explicado anteriormente, pueden presentarse los siguientes casos mostrados en la Tabla 14.

Tabla 14  
Casos posibles para la colocación de geles.

Pozo	Tipo	Herramienta	Técnica
Sin equipo de Reparación	Productor	Aparejo de producción	Inyecc. sencilla
		Tubería flexible	[ Inyecc.sencilla Inyecc. dual
Con equipo de Reparación	Reparación	Tubería franca	Inyecc. sencilla
		Tubería flexible	[ Inyecc. sencilla Inyecc. dual
		Retenedor	[ Inyecc. sencilla Inyecc. dual



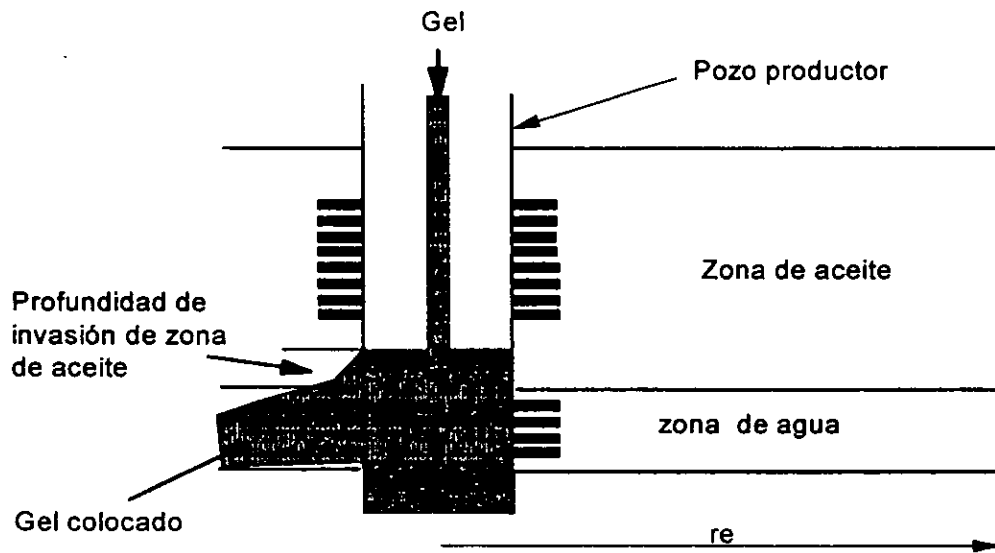


Fig. 31a Colocación de gel por método de inyección sencilla <sup>30</sup>

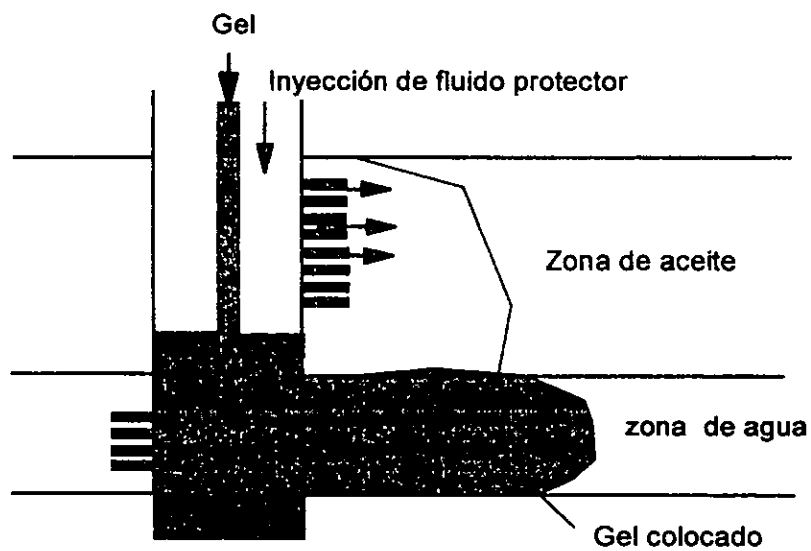


Fig. 31b Colocación del gel por método de inyección dual <sup>30</sup>

### **6.1.1 Inyección sencilla<sup>30</sup>.**

Método en el cuál el sistema polimérico es bombeado a través de aparejo de producción, sarta de trabajo o tubería flexible, éstas dos últimas pueden ser usadas con empacador para aislar zonas donde no se requiera gel. Este tipo de operaciones se aplican a pozos que no presentan zonas que se pudieran comunicar y con buen estado mecánico de tal manera que se tenga toda la seguridad sobre la ruta de inyección.

Para poder lograr colocar el gel en el lugar correcto, a parte de aislar zonas, se debe de tener control sobre los gastos y la respuesta de presión durante la inyección. En este tipo de tratamientos, la capacidad de mezcla del equipo y los diámetros empleados en las tuberías, influyen directamente en el gasto de operación principalmente cuando se utilizan grandes concentraciones de polímero y en menor grado la capacidad inyectiva del yacimiento. La respuesta en la presión de tratamiento que está en función del gasto, viscosidad y densidad de los fluidos bombeados y el fenómeno de reticulación del gel cuando las moléculas empiezan a unirse y el conglomerado se forma. Más adelante se abundará acerca de esta respuesta.

### **6.1.2 Inyección dual<sup>30</sup>.**

Método utilizado cuando existe comunicación o flujo cruzado entre la capa invadida de aceite y la zona de aceite con menor permeabilidad. El sistema polimérico inyectado en la zona deseada, puede extenderse dentro de la zona de aceite en la vecindad del pozo y reducir de esta manera la productividad del pozo, entonces la técnica de inyección dual es utilizada para reducir o eliminar invasión del gel en la zona de aceite.

Un fluido protector es normalmente bombeado a través del espacio anular T.P.-T.R. o T.P.-T.F. hacia las zonas saturadas de aceite, simultáneamente el gel es bombeado por T.P. o tubería flexible, ver Fig.31b. El fluido protector es típicamente agua, pero puede ser también un fluido base aceite para zonas sensibles al agua. Donde se requiera grandes volúmenes o gastos el fluido protector puede ser viscosificado.

En todo el proceso de la inyección dual, la presión de inyección de fondo del fluido de tratamiento debe ser mantenida igual a la presión de inyección de fondo del fluido protector. Esta presión de fondo puede ser estimada mediante el monitoreo de la presión de superficie, la cual puede ser ajustada al variar el gasto, de tal manera que la diferencia de presión sea cercana a cero.

Para el caso que se trabaje con intervalos de pequeño espesor donde se requiere mas exactitud en la colocación del gel, es recomendable que el anclaje de empacadores sea en base a registros de coples y rayos gama.

La inyección dual es requerida cuando uno o mas de los siguientes factores están presentes, el primer factor por sí sólo determina la necesidad de inyección dual y el efecto de los restantes es multiplicativo y la necesidad es mayor si ocurren.

- \* Un canal de flujo cruzado existe cerca del pozo y conecta la zona invadida de agua y la zona de aceite.
- \* La viscosidad del gel es baja.
- \* La zona de aceite es pequeña.

- \* Un volumen grande de gel es colocado.
- \* El contraste de permeabilidades entre la zona invadida y la zona de aceite es pequeña.

## 6.2 Volumen de tratamiento.

La determinación del volumen de tratamiento, responde a una de las preguntas que surgen en la planeación del programa operativo, es decir ¿ cuánto volumen utilizar ?, la razón es estrictamente económica, algunas veces repercute grandemente incidiendo directamente sobre la viabilidad del tratamiento, en la actualidad se analiza a detalle que la producción adicional del pozo pague en el menor tiempo posible el costo del tratamiento.

Se puede afirmar que no existe un método único utilizado para calcular el volumen del tratamiento, la magnitud varía de compañía a compañía, en algunos casos el volumen del tratamiento<sup>18</sup> es planeado a ser desde la mitad a un día del volumen de producción. Otros<sup>18</sup> asignan un cierto número de barriles por pie de espesor y otros planean inyectar cierto volumen hasta alcanzar un cierto radio del pozo; este último es el más utilizado porque involucra conocer las características físicas de la formación y es en esencia un método volumétrico. En este método la siguiente ecuación se utiliza:

$$\text{Vol.} = \pi * h * ( R_L^2 - R_C^2 ) * \phi * (1 - Sw_i) \dots\dots\dots (7)$$

donde  $R_L$  y  $R_C$  son las penetraciones máxima y mínima del gel,  $h$  el espesor,  $\phi$  la porosidad y  $Sw_i$  la saturación irreductible de agua.

En la actualidad el software existente para el cálculo del volumen del gel, se basa en la ecuación anterior, pero cuando se ha identificado que un pozo existen fracturas como canales conductivos de agua salada, su cálculo resulta más difícil ya que en la fractura la geometría de flujo se describe mejor en base a un modelo lineal en vez de uno radial. Por tal razón, se requiere mejorar las técnicas para cuantificar volúmenes para el caso de canalizaciones por fracturas. Mediante el empleo de trazadores radiactivos es posible acercarnos a esta cuantificación, conociendo el tipo de problema como por ejemplo; una fractura individual, una cadena de fracturas, flujo detrás de la tubería, estratos con flujo cruzado, etc. entonces la magnitud de la inyección durante las pruebas con trazadores puede relacionarse al volumen de gel a utilizar. P.C. Shah<sup>30</sup> reporta volúmenes de gel a utilizar de acuerdo al volumen de trazador inyectado, en cinco casos diferentes de canalización.

Este método es más realista, puesto que la magnitud del volumen y gasto durante la inyectividad del trazador es aplicado específicamente al canal que causa el problema y no para toda la zona abierta al pozo. Sin embargo es preciso reconocer que existe diferencia de viscosidad entre el gel y el trazador, además de los fenómenos químicos de retención y filtración hacia la matriz por parte del gel. Es por eso que el conocimiento de las propiedades del yacimiento, condiciones mecánicas de los pozos, ritmo de explotación y la experiencia en los trabajos anteriores, aunados con la tecnología disponibles darán como resultado un volumen de gel necesario para el tratamiento.

### **6.3 Técnica operativa.**

Esta parte del procedimiento operativo representa la secuencia de ejecución de operaciones en el pozo, incluyendo desde el momento en que el área de producción o yacimientos determinan la presencia de agua salada en el flujo hasta que el sistema polimérico ha sido inyectado en la zona de interés. En este amplio lapso se presentan diferentes etapas como la selección del pozo, evaluación de condiciones técnicas y económicas para la toma de decisiones y finalizando con un programa operativo para un tratamiento de gelación in situ, el cual al relacionar el método de colocación y los volúmenes de tratamiento, se tienen diferentes formas de efectuarlo, de acuerdo a las condiciones del pozo. En forma general se presenta un diagrama esquemático en la Fig.32.

#### **6.3.1 Monitoreo de parámetros.**

Respuesta de la presión de inyección.

El registro continuo del volumen y gasto de inyección así como su respuesta en la presión durante el tratamiento, nos permite detectar cambios en la presión de inyección y el desarrollo de alta viscosidad del sistema polimérico derivado del proceso de gelación in situ, aunque a veces este monitoreo no es posible, debido a que los pozos con problemas de agua de la Región Sur están depresionados y la mayoría fracturados.

El análisis de la información a partir del registro continuo, puede hacerse posterior al tratamiento como se hace actualmente o en forma instantánea como lo describe P.C. Shah<sup>31</sup>, en ambos casos se busca comprobar que la inyección sea por debajo de la presión de fractura y en el segundo caso, se

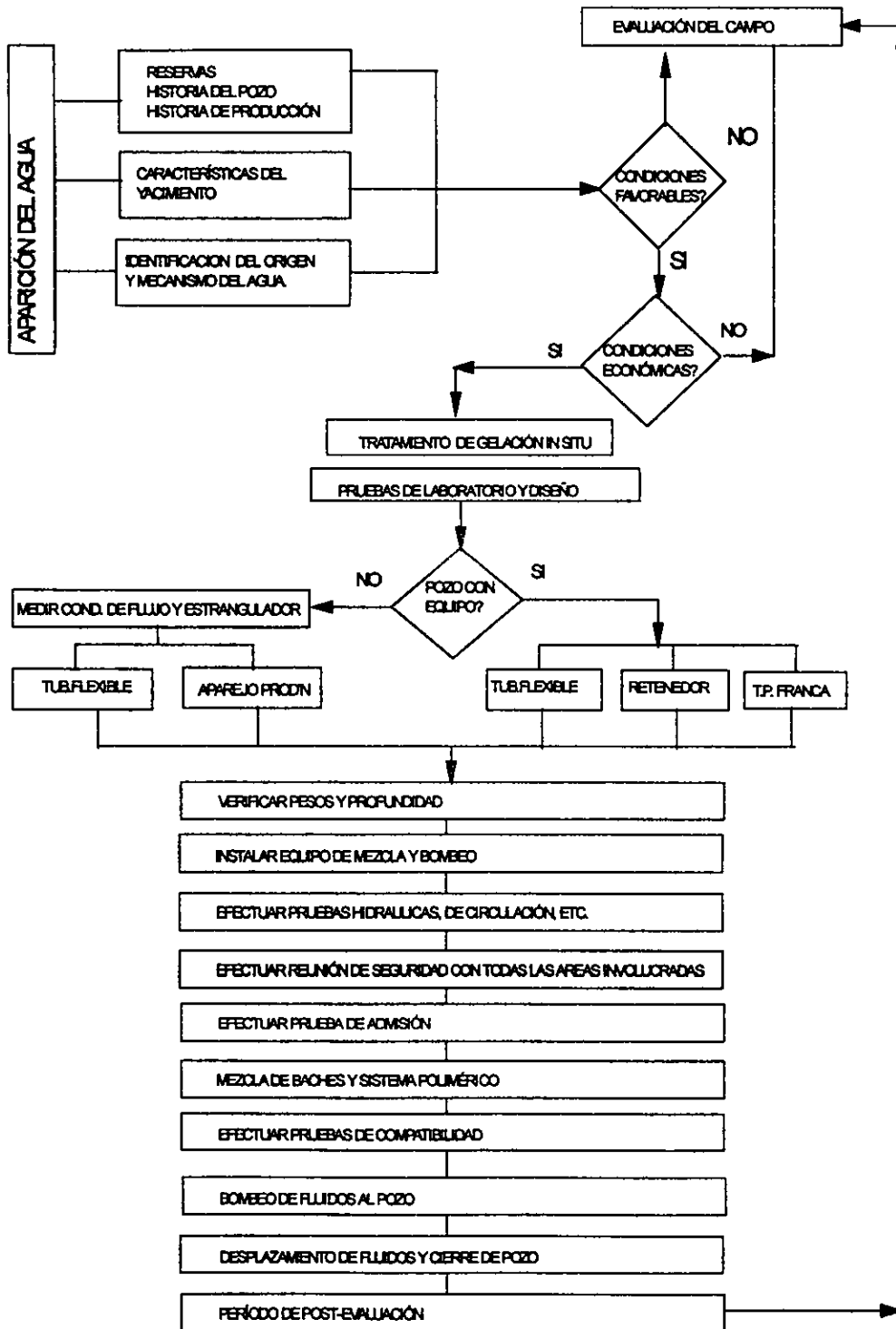


Fig. 32 Diagrama esquemático del procedimiento operativo

busca la forma de determinar el punto óptimo para la finalización del tratamiento. P.C. Shah, se basó en el trabajo de Hall<sup>32</sup>, y a partir de los datos del registro continuo de parámetros, como se muestra en la Fig.33<sup>31</sup>, se generan tres gráficas en tiempo real para diagnosticar si los cambios son atribuibles a condiciones del sistema polimérico o al yacimiento; estas gráficas son las siguientes:

- \* Gráfica de Hall ( integral de presión- tiempo vs. volumen ).
- \* Gráfica de Hall especializada ( derivada de Hall vs. log. de volumen ).
- \* Gráfica de evolución de la diferencia de impedancia al flujo (DIF) ( derivada de gráfica especializada vs tiempo ).

La gráfica de Hall<sup>32</sup>, como la que se muestra en la Fig.34<sup>31</sup>, fue aplicada a los procesos de inyección de agua. Hall utilizó la ley de Darcy, una fase, régimen permanente, fluido newtoniano y yacimiento circular, su estudio lo inició a partir de la ecuación de flujo.

$$q_w = \frac{k_{rw} k h ( P_{wf} - P_e )}{141.2 B_w \mu_w [ \ln (r_e/r_w)]} \dots\dots\dots ( 8 )$$

relacionando la presión superficial con la de fondo a través de la ecuación

$$P_{wf} = P_{tp} - \Delta P_f + \rho g L \dots\dots\dots ( 9 )$$

se llega a la siguiente ecuación.

$$\int P_{tp} dt = \frac{141.2 B_w \mu_w [ \ln (r_e/r_w)+S]*W_i}{k_{rw} k h} + \int ( P_e+\Delta P_f - \rho g L)dt \dots ( 10 )$$



donde:  $k_{rw}$   $k$  es la permeabilidad efectiva;  $B_w$  es el factor de volumen;  $\mu_w$  es la viscosidad al agua;  $P_{wf}$ ,  $P_{tp}$ ,  $P_e$  y  $\rho g L$  es la presión de fondo fluyendo, inyección, estática e hidrostática respectivamente;  $W_i$  es el volumen acumulativo de agua;  $r_e$  y  $r_w$  es el radio de drene y del pozo respectivamente;  $S$  es el daño y  $\Delta P_f$  las caídas de presión por fricción.

Al graficar la integral de presión-tiempo contra  $W_i$ , da como resultado una línea recta con pendiente igual al término que multiplica a  $W_i$ , en éste gráfico diseñado para tiempos largos (meses a años), el radio de interfase entre los fluidos del yacimiento y el inyectado es muy grande, por lo tanto pequeños cambios en el gasto de inyección ocasionando fluctuaciones de presión no afectan la pendiente, por lo que su análisis es fácil. Por otra parte en los tratamientos con geles donde se usan tiempos cortos (menos de un día), el movimiento de la interfase no puede ser despreciado. P.C. Shah a partir de la diferencia de presión entre el pozo y la interfase del gel y la diferencia de presión entre la interfase del gel con la frontera externa, elaboró la Gráfica de Hall especializada, aplicando la ecuación ( 8 ) para los dos casos, sumando las ecuaciones e introduciendo la ecuación del volumen en el radio de la interfase del gel ( $r_i$ ), pudo llegar a la siguiente ecuación .

$$\Delta_H \frac{k h}{141.2} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\mu_1}{k_{rel.1}} - \frac{\mu_2}{k_{rel.2}} \right] \ln (W_i) - \frac{1}{2} \left[ \frac{\mu_1}{k_{rel.1}} - \frac{\mu_2}{k_{rel.2}} \right] \ln \left[ \frac{\Pi h \phi (1 - S_{or})}{5.614} \right]$$

$$+ \frac{\mu_1}{k_{rel.1}} \left[ -\ln(r_w) + S \right] + \frac{\mu_2}{k_{rel.2}} \ln (r_e) \dots\dots\dots ( 11 )$$

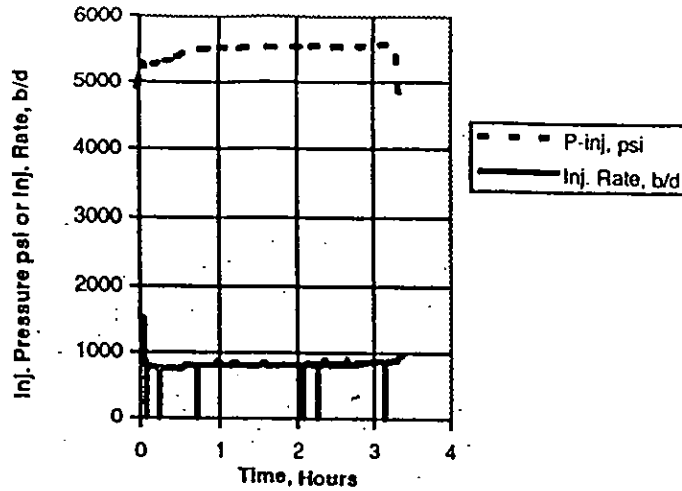


Fig.33 Registro continuo de gasto y presión de tratamiento

31

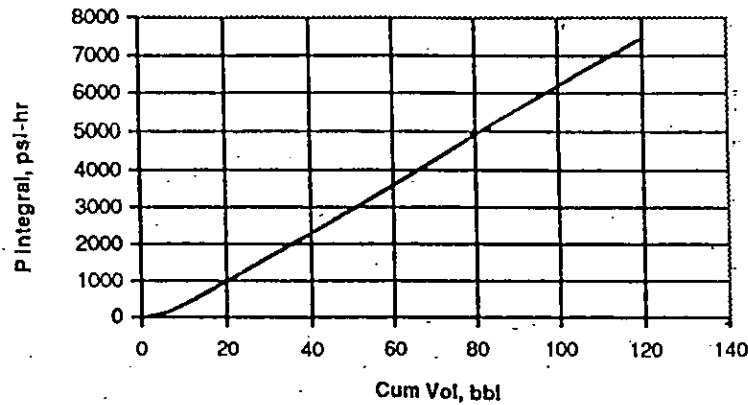


Fig.34 Gráfica de Hall correspondiente al tratamiento de Fig.33

31

donde  $\Delta_H$ , es la pendiente de la gráfica de Hall,  $\mu_1$  y  $k_{rel.1}$  es la viscosidad y permeabilidad relativa del gel del gel,  $\mu_2$  y  $k_{rel.2}$  es la viscosidad y permeabilidad relativa del fluido del yacimiento. El gráfico  $\Delta_H$  contra  $\log W_i$ , como se muestra en la Fig.35, es una línea recta con pendiente igual a:

$$\text{pendiente} = \frac{141.2}{2 k h} \left[ \frac{\mu_1}{k_{rel.1}} - \frac{\mu_2}{k_{rel.2}} \right] \equiv \text{DIF} \dots\dots\dots (12)$$

La interpretación física para esta expresión es una diferencia de impedancia al flujo dentro de dos regiones en el yacimiento, este valor se grafica contra tiempo, como se muestra en la Fig.36, en un rango donde se sospeche algún cambio atribuible al incremento de viscosidad aparente del gel o al cambio del producto kh. De esta manera se pueden detectar anomalías durante el tratamiento como una gelación prematura, flujos a otra zona y cambios de permeabilidad.

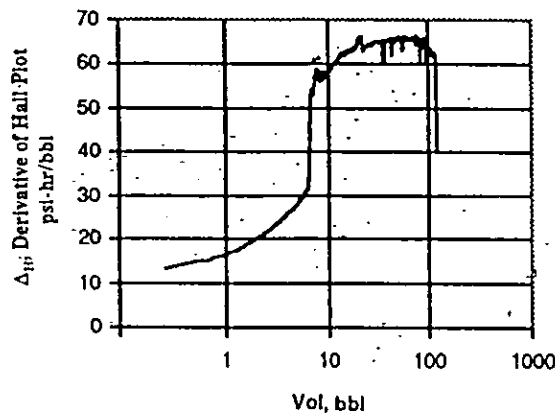


Fig. 35 Gráfica de Hall especializada 31

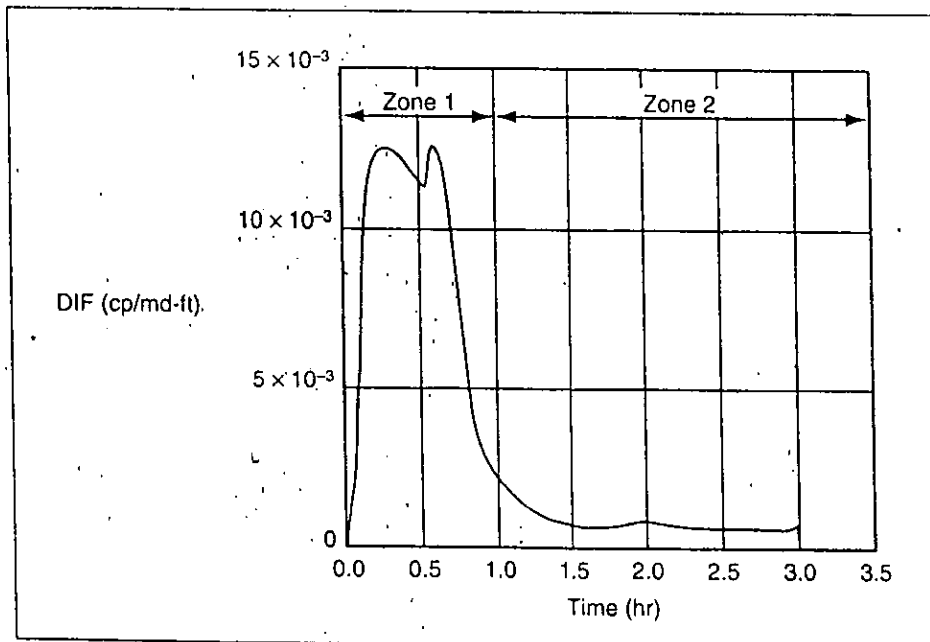


Fig. 36 Curva DIF de la respuesta del tratamiento descrito en Fig.33 31

### 6.3.2 Evaluación del tratamiento.

La evaluación del tratamiento implica conocer la producción del pozo antes y después de la inyección del gel, ya que es conveniente evaluar la reducción de agua salada aumento de producción de aceite, es posible hacer recomendaciones para mejorar los diseños en trabajos futuros. Generalmente tres gráficas de producción se evalúan.

\*Producción total del pozo contra Tiempo.

\*Relación agua aceite (Rwa) contra tiempo.

\*Producción neta de aceite contra tiempo.

Las pruebas de variación de presión también pueden ser utilizadas antes y después del tratamiento, para obtener información sobre cambios en las características del yacimiento, su análisis en un intervalo de tiempo permite conocer datos sobre estabilidad y longevidad del gel.

Los trazadores radioactivos se pueden utilizar después del tratamiento, si el diseño incluyó mezcla de ellos en el gel, entonces es posible hacer corridas de registros en el pozo, durante un período de tiempo, para obtener información acerca de la posición del gel en la formación y directamente conocer datos sobre estabilidad y longevidad del gel. Después del tratamiento un programa de trazadores radioactivos proporciona una útil información sobre la distribución de fluidos.

## 6.4 EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

**Caso de estudio : Canalización por detrás de tubería de explotación.**

Datos generales.

Pozo : Paredón 334	Distrito, Cárdenas
Intervalos en prueba	5605- 5628 y 5529-5545
Formación productora	Cretácico inferior
Tipo de litología	dolomía
Saturación de agua	10 %
Porosidad	2 %
Temperatura @ 5450 m	148 °C
Presión estática ( 23 Nov. 93)	269 Kg/cm <sup>2</sup>
Abierto primera vez a batería	11 Junio 1987
Producción acumulativa (24 Nov.94)	6.8 MMBLS.

### Antecedentes

Pozo productor de aceite y gas en el intervalo 5628 m-5605 m . Durante el mes de Septiembre de 1994, se adicionó el intervalo 5545 m -5529 m sin obtener la producción esperada, en Noviembre de 1994, se tomó curva de incremento y registro de producción (PLT) en condiciones dinámicas y estáticas de 4650 m a 5680 m, determinando lo siguiente:

- \*El intervalo 5605 m- 5628 m produce 100 % agua salada.
- \*El intervalo 5529 m- 5545m produce mínima cantidad de hidrocarburos.
- \*Flujo por detrás de la tubería con anomalías en 5428 m y 5470 m con un aporte del 38 % de agua del estrato 5410 m - 5440 m.
- \*Daño positivo ( S= 10), por convergencia de flujo.

Para evaluar las condiciones mecánicas se tomó un registro de ruidos, verificando flujo cruzado de la anomalía a 5470m al intervalo 5605m -5628 m. El registro CBL muestra un aislamiento muy pobre detrás de la tubería de explotación.

**Programa operativo**

Fecha	Operación
31/01/95	Mantto. a árbol de válvulas y pruebas hidráulicas
2/02/95	Con T.F. reconoció a 5440 m resist. círculo 5 m <sup>3</sup> de HCL, probó admisión Q= ¾ bpm, P= 105 Kg/cm <sup>2</sup>
6/02/95	Con T.F. reconoció a 5550 m con 10 m <sup>3</sup> y 10 m <sup>3</sup> de solventes.
7/02/95	Con T.F. 1 ¼ ", ancló retenedor (Thru- tubing) a 5450 m bombeo 12 bls. de cemento, desplazó e inyectó lechada sin registrar presión.
13/02/95	Con T.F. indujo pozo quedando P= 52 Kg/cm <sup>2</sup> x ½ "
15/02/95	Tomó registro de ruidos y temperatura de 5441m-5300m observando flujo por rotura a 5428 m.
16 /02/95	Efectuó tratamiento de gelación in situ en forma directa con pozo fluyendo, bombeo lo siguiente: 3 m <sup>3</sup> de agua 3 m <sup>3</sup> de surfactante 1 m <sup>3</sup> de agua 5 m <sup>3</sup> de gel inorgánico de base sal 10 m <sup>3</sup> de gel inorgánico base silícico
18/02/95	Con T.F. efectuó inducción, quedando el pozo fluyendo P= 40 kg/cm <sup>2</sup> x ½ "

19/02/95 Medición del pozo (ver Fig. 38 gráfica de producción)  
 23/02/95 Disparó el intervalo 5438m - 5425m.

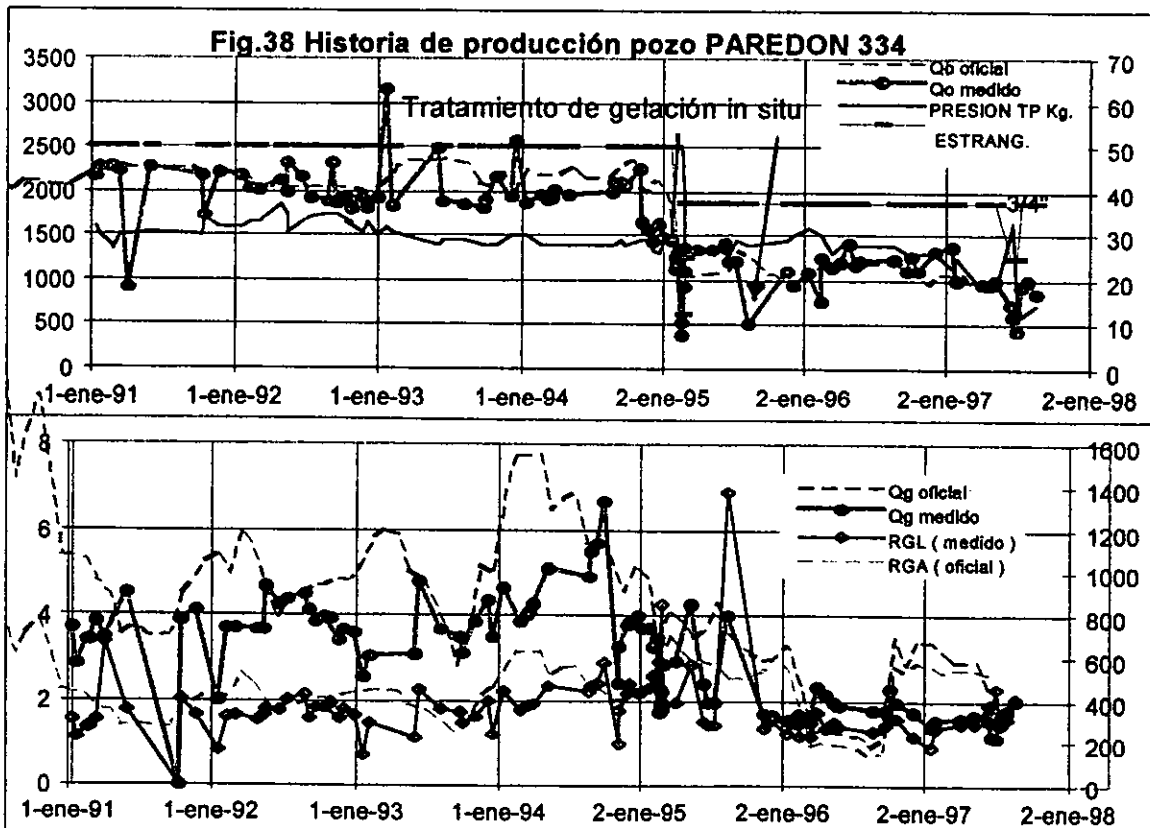
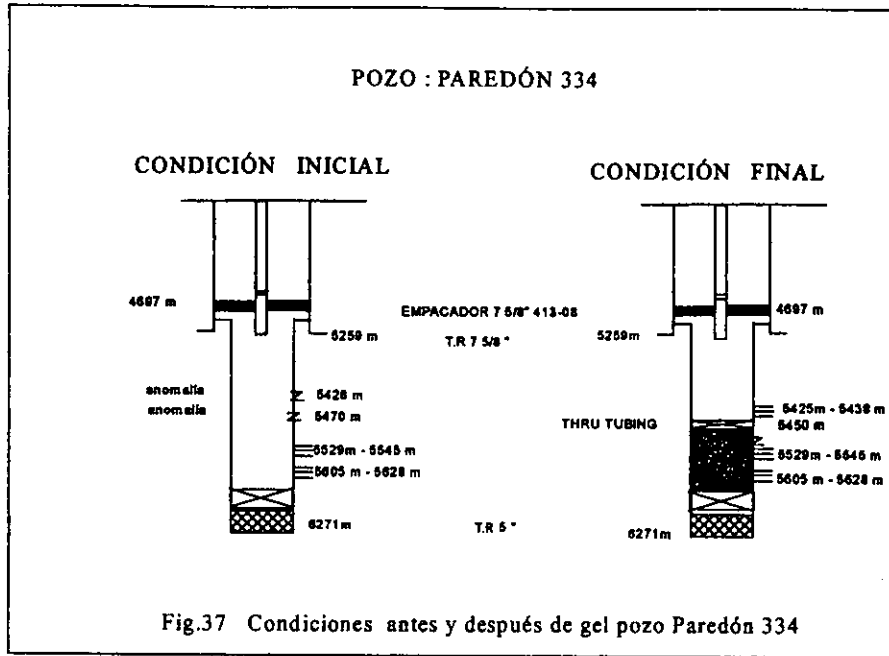
Evaluación con datos de producción.

El reporte de la intervención del pozo Paredón 334, redujo el porcentaje de agua salada del 38 % al 2 % con un incremento de presión de 22 a 40 Kg/cm<sup>2</sup>. En la historia de producción oficial de producción se presenta en la Fig.38, donde se observa el efecto del incremento de aceite y la reducción de la relación gas-aceite, los estados mecánicos correspondientes a las condiciones inicial y final se presenta en la Fig.37. El costo total de las operaciones mencionadas fue de 1 340 000 y el tiempo de amortización fue calculado en 14 días, y no se consideró el ahorro por el manejo de la reducción de la cantidad de agua salada producida.

**Caso de estudio 2 : Reducir influencia del acuífero.**

Datos generales.

Pozo : Muspac 81	Distrito, Reforma
Intervalos en prueba	3055m- 3030 m
Formación productora	Cretácico superior
Tipo de litología	caliza 97% ,arcilla 3%
Saturación de agua	15%
Porosidad	12 %
Temperatura @ 3115 m	110 °C
Presión estática ( 23 Nov. 93)	218 Kg/cm <sup>2</sup>
Abierto primera vez a batería	Febrero de 1987
Producción acumulativa (Enero 1997)	3.2 MMBLS.





Antecedentes.

Este pozo estuvo produciendo con agua desde 1992, se estranguló a 3/8" hasta que el pozo dejó de fluir el 8 de Noviembre de 1996; debido a que el pozo se encuentra descargando a una presión de 80 kg/cm<sup>2</sup>, el porcentaje final de agua fue de 16 %. No se tomó ningún registro de producción o de presión, únicamente de la evaluación del campo, se decidió instalar equipo de reparación de pozos, para cambio de aparejo de producción y abrir una ventana de dos metros a una distancia de 22 m de la base del intervalo productor y por ahí inyectar gel y cemento.

Programa operativo

Fecha	Operación
04/05/97	Con molino 3 5/8" reconoció a 3094.4 m
06/05/97	Ancló retenedor 4 ½" utilizando marca radioactiva .
07/05/97	Efectuó tratamiento de gelación in situ a través del retenedor bombeando lo siguiente: 3 m <sup>3</sup> de agua 3 m <sup>3</sup> de surfactante 28 m <sup>3</sup> de gel con reticulador orgánico, gasto= 2 bpm y Presión = 2100 psi. 6 m <sup>3</sup> de gel con reticulador inorgánico, gasto = 1 bpm y Presión = 1500 psi. 8 barriles de cemento con densidad de 1.87 gr/cc. desplazó con 59 barriles de lodo con densidad 0.87 gr/cc.
10/05/97	Metió aparejo de producción 3 ½ " y redispuso intervalo 3030m -3040m.

- 11/05/97 Efectuó inducción con Tub. Flexible, sin manifestar.
- 12/05/97 Efectuó estimulación ácida con 5 m<sup>3</sup>, presión inicial de 2700 psi, gasto 2 bpm y presión final de cero psi.
- 14/05/97 Efectuó inducción con tubería flexible y nitrógeno, quedando pozo fluyendo con las condiciones siguientes:  
Presión = 128 kg/cm<sup>2</sup> y estrangulador = 1/2"

Evaluación con datos de producción.

El reporte de la intervención fue que el pozo redujo el porcentaje de agua salada del 16 % al 4 %, con un incremento de presión de 90 a 128 Kg/cm<sup>2</sup>. En gráfica de la historia de producción oficial de producción se presenta en la Fig.40, donde se observa el efecto del incremento de aceite y gas, tendiente a las condiciones del año 1996, los estados mecánicos correspondientes a las condiciones inicial y final se presenta en la Fig.39. El costo total de las operaciones mencionadas fue de 34214.22 dl. considerando que varios servicios fueron efectuados por PEP, el tiempo de amortización de alrededor de 6 días, se genera en forma automática en la hoja de cálculo de la Tabla 15, considerando el ahorro por el manejo de la reducción de la cantidad de agua salada producida.

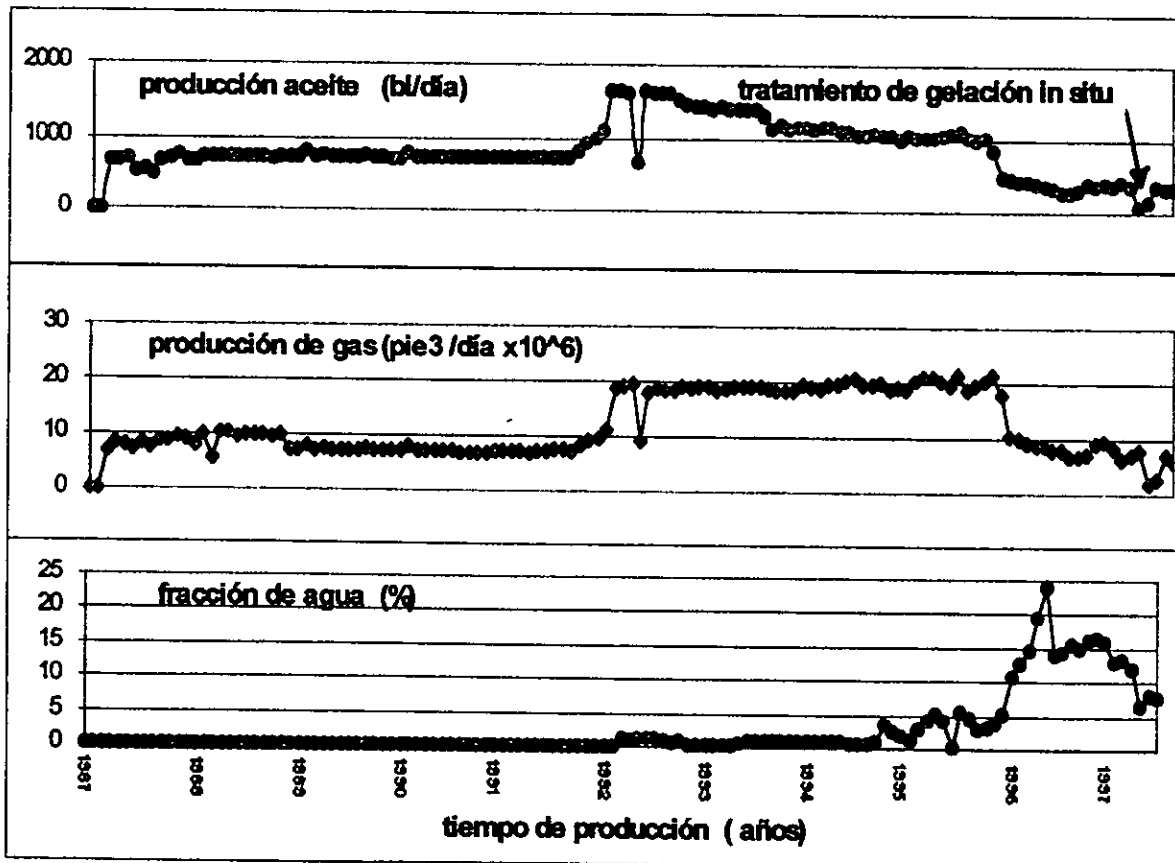
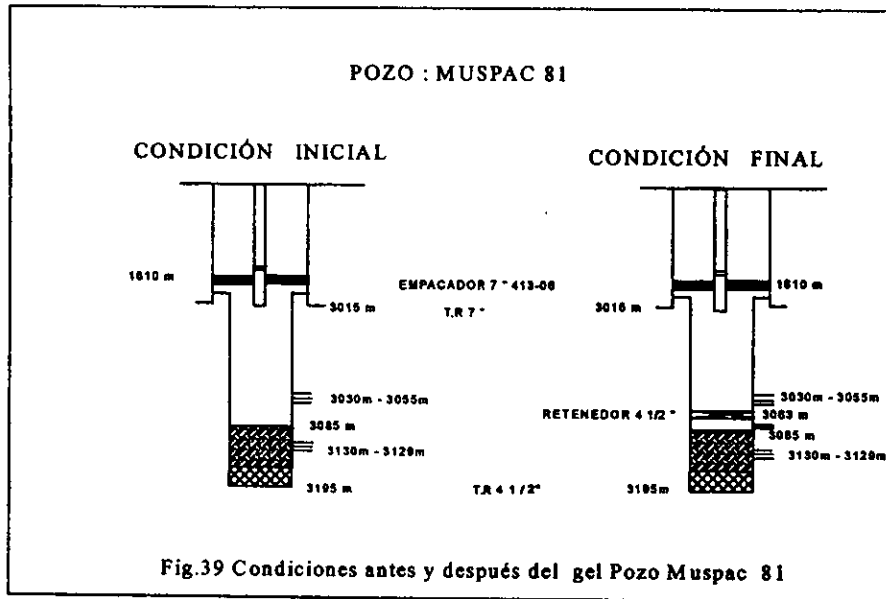


Fig. 40 Historia de producción pozo Muspac 81

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Actualmente hacer el cálculo total de las inversiones hechas en los pozos petroleros es difícil, esto es debido a que muchas operaciones se hacen por administración, otras por contrato y algunas veces combinaciones de ambas, en el caso de trabajos sobre control de agua salada en pozos productores sucede lo mismo, ya que son requeridos toda una serie servicios consecutivos en las diferentes etapas. Si suponemos que todas las operaciones son efectuadas por compañías de servicio en un tiempo corto y pagadas por Pemex Exploración-Producción también en un tiempo corto, entonces por esta razón resulta no práctico determinar indicadores de rentabilidad donde se incluya el costo del capital y que nos indique cual es la ganancia por cada peso invertido, pero sí es factible calcular el tiempo de amortización  $t_c$ , que es el tiempo requerido para que la suma de ingresos sea igual a la inversión hecha. Este tiempo está en función del costo total y los fluidos producidos después del tratamiento, en forma más realista podemos incluir en el costo de tratamiento a todas las erogaciones previas hechas por concepto de operaciones encaminadas a definir movimiento de agua, volumen de tratamiento o técnica operativa y para el caso de los fluidos producidos podemos incluir como ingresos al costo ahorrado correspondiente al manejo del volumen de agua reducida.

Costo inicial,  $C_i$

En este concepto se incluyen todas las erogaciones hechas antes del tratamiento, definidas como  $E_1, E_2, E_3, \dots, E_n$ .

$$C_i = E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n \quad \dots \dots \dots (13)$$

Las operaciones que se incluyen son tales como:

- \*Programas de trazadores radioactivos.
- \*Registros de inspección de tuberías.
- \*Operaciones con tubería flexible.
- \*Operaciones con línea de acero
- \*Operaciones con unidad de alta presión, etc.

Costo de diseño,  $C_d$ .

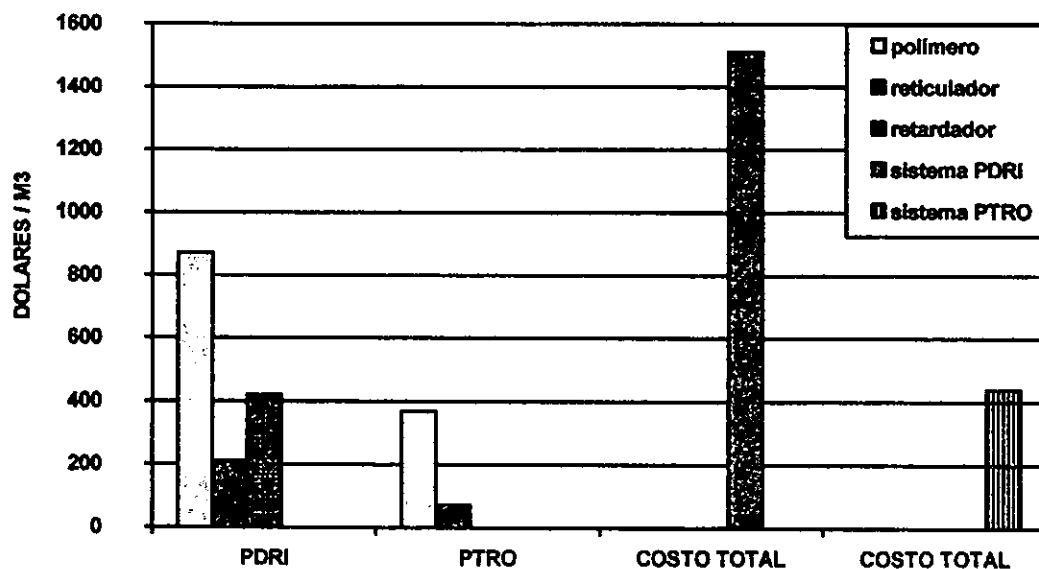
Una vez evaluado el pozo con opción por tratamiento de gelación in situ, las siguientes erogaciones son por el empleo de laboratorio,  $C_{lab.}$ , así las pruebas que se incluyen son el tiempo de gelación, simulación de bombeo y la determinación de la concentración de aditivos. De esta última prueba y conociendo el volumen de tratamiento, determinamos el costo de productos,  $C_p$ . De estos dos costos el más representativo es el referente a la concentración de aditivos, por lo que en la Fig.41, se muestra una gráfica de costos por aditivos en los sistemas PDRI y PTRO así como el costo total de cada uno. Entonces el costo de diseño  $C_d$  es :

$$C_d = C_{lab} + C_p \quad \dots\dots\dots (14)$$

Costo de servicio

En este concepto se consideran los costos del equipo necesario para la operación, el costo por su transporte, el costo del total de personal requerido así como el costo de todo el equipo auxiliar necesario.

$$C_{serv.} = C_{eq.} + C_{pers.} + C_{trans.} + C_{eq. aux.} \quad \dots\dots\dots (15)$$

Fig. 41 Costo por aditivos y sistemas para  $T > 132\text{ }^{\circ}\text{C}$ 

donde:

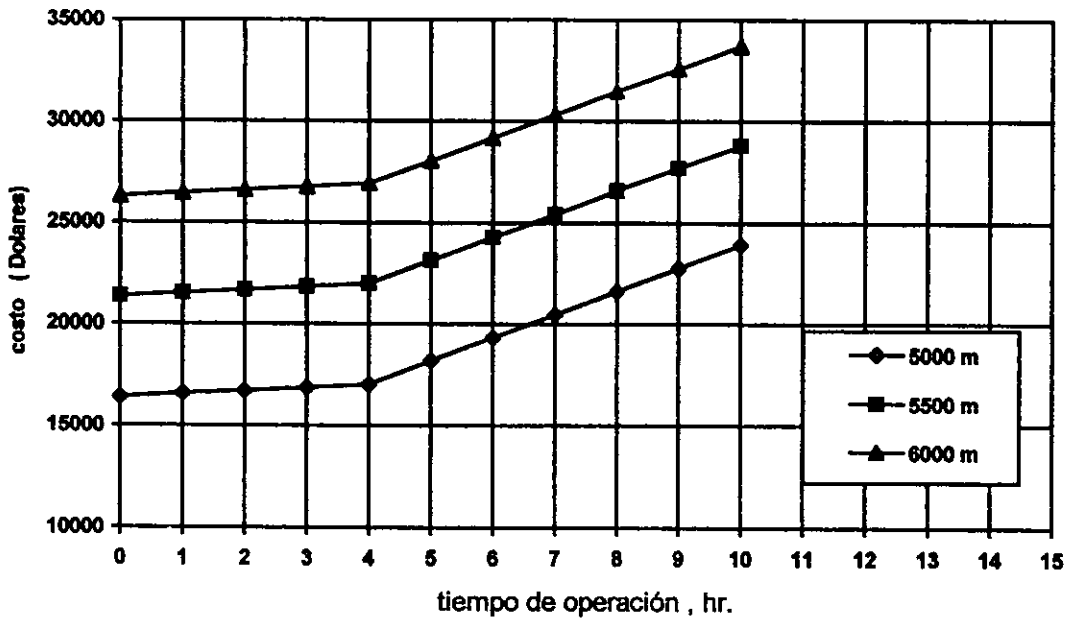
$C_{eq.}$  es el costo del equipo que incluye las unidades de alta presión, mezcladores, tanques de almacenamiento y pipas autotanque.

$C_{pers.}$ , es el costo del personal obrero, operadores e ingeniero de campo.

$C_{eq. aux.}$ , es el costo del equipo auxiliar que incluye los registradores de parámetros ( P, Q y tiempo ) y radiotransmisores.

$C_{transp.}$ , es el costo por transporte de todo el equipo y productos al pozo.

Fig. 42 Costo del equipo en función de profundidad y tiempo



De este grupo de cuatro costos, el que representa mayor gasto es el costo del equipo, de acuerdo a los contratos actuales de Pemex Exploración-Producción, las compañías de servicio cobran un costo fijo del equipo por operación,  $C_{eq.f}$ , al cual ellas, le denominan cargo básico que representa propiamente el pago por la renta del equipo y un costo variable,  $C_{eq.v}$ , que se incrementa de acuerdo al tiempo y profundidad de operación. Actualmente si se rebasan los 5000 m y 4 horas se aplica el costo variable, en la Fig. 42 se analiza el comportamiento de este costo. Entonces el costo del equipo es:

$$C_{eq} = C_{eq.f} + C_{eq.v} \dots\dots\dots (16)$$

El costo de tratamiento  $C_{trat.}$  es por lo tanto la suma del costo de diseño más el costo del servicio.

El costo total,  $C_{tot.}$  se calcula como la suma del costo inicial más el costo del tratamiento así tenemos que :

$$C_{trat.} = C_d + C_{serv.} \dots\dots\dots ( 17 )$$

$$C_{tot.} = C_{trat.} + C_i \dots\dots\dots ( 18 )$$

Tiempo de amortización,  $t_c$

Para calcular el tiempo de recuperación del capital invertido, la producción del pozo es medida después de cada tratamiento, de esta manera se contabiliza la producción de aceite,  $Q_o$  y la reducción de agua salada,  $Q_w$  entonces los ingresos son:

Ingresos =gasto de aceite\*precio + gasto de agua reduc.\*costo por manejo

si consideramos la producción constante, entonces:

$$t_c = \frac{\text{Costo}}{\text{Ingresos}} = \frac{C_t}{U_o Q_o + U_w Q_w}$$

donde :  $U_o$  es el precio del barril de petróleo en dl / bl

$U_w$  es el costo por manejo de agua reducida en, dl /bl

El costo puede ser el de tratamiento o el total. En la Tabla 15 se muestra el costo del tratamiento del ejemplo de aplicación 2, donde algunos renglones pueden ser ejecutados por administración para abatir costos y de esta manera disminuir el tiempo de amortización.



Tabla 15

Renglones de gasto principales en un tratamiento de gelación in situ

POZO: MUSPAC 81							
PROFUNDIDAD (metros)							3050
TEMPERATURA (°C)							110
DISTANCIA AL POZO (Km)							60
VOLUMEN DE AGUA (M3)							20
VOLUMEN DE GEL ( litros)							45
VOLUMEN DE BACHES (M3)							3
TIEMPO DE OPERACIÓN (hr)							5
Renglón	CONCEPTO	CIA	PEP	Cantidad	C. Unit.	Costo Cía.	Costo PEP
<b>1 COSTO INICIAL, Ci</b>							
1.1	Op. trazadores radioactivos					0	0
1.2	Op. U. de cable y/o línea de acero					0	0
1.3	Op. Tub. Flexible					0	0
1.4	Op. con U.A.P.	SI		1	3383.03	3383.03	0
1.5	Op. Muestreo superficial					0	0
<b>2 COSTO DE DISEÑO, Cd.</b>						subtotal 1	3383.03
2.1	Asistencia técnica	SI		1	1100	1100	0
2.2	Laboratorio y simulación	SI		1	1500	1500	0
2.3	Gel 1	SI		42	230	9660	0
2.4	Gel 2	SI		6	1510	9060	0
2.4	Cemento	SI		1	5101.32	5101.32	0
2.5	Agua		SI	1200	0.54	0	648
2.6	Baches		SI	1	3828	0	3828
<b>3 COSTO DE SERVICIO, Cserv.</b>						subtotal 2	26421.32
3.1	U.A.P. cargo básico	SI		1	750	750	0
3.2	U.A.P. cargo por profundidad	SI		0	986	0	0
3.3	U.A.P. cargo por tiempo	SI		1	190	190	0
3.4	Autotanques	SI		5	35	175	0
3.5	Equipo de mezcla		SI	5	180	0	900
3.6	Equipo auxiliar	SI		1	950	950	0
3.7	Personal en localización	SI		1	1050	1050	0
3.8	Transporte de productos	SI		2880	1.5	4320	0
3.9	Transporte equipo de bombeo	SI		120	2.8	336	0
3.1	Dosificación de sistemas		SI	48	85	0	4080
3.11	Transp. eq. almacenamiento	SI		5	4.38	21.9	0
						subtotal 3	7792.9
<b>COSTO DE TRATAMIENTO (dolares)</b>							43670.22
<b>COSTO DE TRATAMIENTO UTILIZANDO PEP (dolares)</b>							34214.22
<b>COSTO TOTAL (dolares)</b>							47053.25
<b>COSTO TOTAL UTILIZANDO PEP (dolares)</b>							37597.25
<b>GASTO DE ACEITE MEDIDO (bl / día )</b>							348
<b>REDUCCIÓN DE AGUA (bl/ día)</b>							26.5
<b>PRECIO DE BARRIL DE ACEITE ( dolar/ barril)</b>							18.7
<b>COSTO POR MANEJO DE BARRIL DE AGUA (dolar/barril)</b>							2
<b>TIEMPO DE AMORTIZACIÓN (Días)</b>							6.6564369

## **8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

- 1.- Se presenta la metodología detallada para seleccionar pozos a tratamiento de gelación in-situ, contando con la plena identificación del origen del agua producida y su mecanismo así como el potencial de producción de aceite.
- 2.- Se diseñó el equipo y las pruebas de laboratorio para estudiar el comportamiento de geles en núcleos fracturados y se modificó la metodología existente para determinar el tiempo de gelación.
- 3.- El parámetro fundamental para determinar un diseño de un tratamiento con gel, es el tiempo de gelación, en el cual se involucra el tipo de gel, condiciones del yacimiento y condiciones de operación.
- 4.- El tiempo de gelación obtenido en condiciones dinámicas a presión y temperatura representativas de las del yacimiento, resulta superior que el obtenido en tubos de vidrio a temperatura en forma visual.
- 5.- Se determinó que los factores de resistencia y de resistencia residual, son indicativos directos, el primero de la reacción interna del gel y éste con la formación y el segundo de su estabilidad.
- 6.- El análisis de las imágenes del tomógrafo de rayos x es una herramienta confiable para explicar el comportamiento de flujo en las pruebas de desplazamiento.

7.- No es posible definir una formulación de gel para un campo o yacimiento, cada pozo se debe tratar en forma particular.

### **RECOMENDACIONES.**

1.- Intensificar el monitoreo de fluidos producidos en el pozos productores, para detectar oportunamente la presencia de agua salada.

2.- Trabajar en forma conjunta las áreas de estudio, diseño y operativa para mejorar la selección del pozo candidato y procedimiento operativo.

3.- Implementar pruebas de laboratorio para determinar tiempos de gelación en condiciones dinámicas a alta temperatura.

4.- Mejorar el equipo experimental, en cuanto a tubos de vidrio, sistema de limpieza de gel después su inyección y registro de información y determinar el tiempo necesario requerido para las pruebas de laboratorio.

5.- Los geles con reticulador inorgánico presentan tiempos de gelación cortos y rápida pérdida de inyectividad, debido a que contienen cationes metálicos, por lo que su aplicación debe ser cercana al pozo, mientras que los geles reticulados orgánicamente presentan tiempos de gelación largos con buena inyectividad capaces de penetrar por fracturas lejanas al pozo.

## NOMENCLATURA.

$B_c$	Consistencia del gel (unidades API).
$B_w$	Factor de volumen del agua (adimensional).
$C_i$	Costo inicial (dl).
$C_{eq.}$	Costo de equipo (dl ).
$C_d$	Costo de diseño (dl).
$C_{lab.}$	Costo de laboratorio (dl).
$C_p$	Costo de productos (dl).
$C_{serv.}$	Costo de servicio (dl).
$C_{trat.}$	Costo de tratamiento (dl).
$C_{tot.}$	Costo total (dl)
$C_t$	Número del tomógrafo.
DIF	Diferencia de impedancia al flujo ( derivada de la gráfica de Hall especializada ) (Ref.31 )
dt	Diferencial de tiempo
$F_r$	Factor de resistencia (adimensional).
$F_{rr}$	Factor de resistencia residual (adimensional).
h	Espesor del intervalo (pie).
$\Delta_H$	Pendiente de la gráfica de Hall.
$k_f$	Permeabilidad de la fractura ( Darcy).
$k_m$	Permeabilidad de la matriz ( Darcy).
$k_{prom.}$	Permeabilidad del sistema matriz-fractura ( Darcy).
$k_{rwk}$	Permeabilidad relativa al agua (Darcy).
$k_{rel1}$	Permeabilidad relativa del gel (Ref.31).
$k_{rel2}$	Permeabilidad relativa del fluido de yacimiento (Ref.31).
kh	Capacidad de flujo de la formación (md-pie).
$k_f w_f$	Conductividad de la fractura ( md-pie).

$k_w$	Permeabilidad al agua (darcy).
L	Longitud del núcleo (cm).
Lld	Curva de resistividad profunda (ohm-m).
Lls	Curva de resistividad somera ( ohm-m).
MSFL	Curva microresistiva ( ohm-m).
$(\Delta P)_p$	Caída de presión del gel (psi)
$(\Delta P)_w$	Caída de presión de la salmuera (psi)
$(\Delta P)_{w1,w2}$	Caída de presión de la salmuera con yoduro de sodio en inyecciones 1 y 2 (psi).
$\Delta P_f$	Caídas de presión por fricción (psi).
$P_e$	Presión estática del yacimiento (psi).
$P_{iny.}$	Presión de inyección en celda de desplazamiento (psi).
P	Presión de inyección de tratamiento (psi).
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo (psi)
q	Gasto de inyección en celda de desplazamiento (ml/hr).
$q_w$	Gasto de agua en la ecuación de darcy ( $cm^3$ / día).
Q	Gasto de bombeo en tratamiento (bl/min).
$Q_o$	Gasto de aceite ( bl/día ).
$Q_w$	Gasto de agua (bl/día ).
$R_c$	Radio mínimo de penetración del gel (pie).
$r_e$	Radio de drene (pie).
$R_L$	Radio máximo de penetración del gel (pie).
$R_{wa}$	Relación agua-aceite ( % ).
S	Daño de la formación (adimensional).
$S_{or}$	Saturación de aceite residual (%).
$S_w$	Saturación de agua ( % ).
$S_{wi}$	Saturación de agua irreductible ( % ).
$U_o$	Precio de barril de aceite (dl).

$U_w$	Precio del manejo de barril de agua (dl).
$t$	Tiempo (días).
$T$	Temperatura ( °C ).
$T_g$	Tiempo de gelación (hr).
$T_o$	Torsión sobre paleta (gr-cm).
$V_{iny}$	Volumen de inyección en celda de desplazamiento (cm <sup>3</sup> ).
Vol.	Volumen de gel ( m <sup>3</sup> ).
$W_i$	Volumen acumulativo de salmuera
$w_f$	Ancho de fractura (pg.).
$x,y$	Planos de corte en la reconstrucción bidimensional.
$\mu_1$	Viscosidad del gel (cp) (Ref.31).
$\mu_2$	Viscosidad del fluido de yacimiento (cp) (Ref.31).
$\phi$	Porosidad (%).
$\rho$	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> ).
$\lambda_w$	Movilidad de la salmuera (darcy/cp).
$\lambda_p$	Movilidad del sistema polimérico (darcy/cp).
$g\rho L$	Presión Hidrostática de un fluido ( psi)

## REFERENCIAS.

1. Needham R.B. y Threlkeld C.B., "Control of water mobility using polymer and multivalent cations".paper SPE 4747.Improved oil recovery Symposium, Tulsa,Oklahoma.1974.
2. M.Z. Southard y D.W. Green., "Kinetics of chromium VI / thiurea reaction in the presence of polyacrylamide", paper SPE /DOE 12715.Tulsa,Oklahoma.1984.
3. G.P. Wilhite y R.Parneswar., "A Study of the Reduction of Permeability in Berea Sandstone Using the Aluminium Citrate",paper SPE 13582.International Symposium on oil and Geothermal Chemistry,Phoenix .1985
4. Krumrine,P.H., "Profile modification and water control with silica gel based system",paper SPE 13578.1986.
5. Dovan, H.T. , " Development of a new aluminum/polymer gel system for permeability adjustment",paper SPE 12641.Tulsa ,Oklahoma.1987
6. Sydansk,R.D. , "A New Conformance-Improvement Treatment Chromium (III) Gel Technology",paper SPE/DOE 17329,Symposium EOR,Tulsa,Oklahoma,1988.
7. Sydansk,R.D. , "Field Testing of a New Conformance-Improvement Treatment Chromium (III) Gel Technology",paper SPE/DOE 17383,Symposium EOR, Tulsa,Oklahoma,1988.
8. Sydansk,R.D. , "A Newly Development Chromium (III) Gel Technology",paper SPERE,August 1990,pp. 346-352.
9. J.Kolnes and A. Stavland , "The Effect of Temperature on the Gelation time of Xanthan/Cr(III) Systems",paper SPE 21001,International Symposium on Oilfield Chemistry,Anaheim,Cal.February,1991.
10. N.Kohler and Zaitoun ., "Polymer Treatment for Water Control in High Temperature Production Wells",paper SPE 2100, International Symposium on Oilfield Chemistry",Anaheim,Cal.February,1991.
11. R.S. Seright and F.D.Martin., "Impact of Gelation pH,Rock Permeability,and Lithology on the Performance of a Monomer-Based Gel",paper 20999. International Symposium on Oilfield Chemistry,Anaheim,Cal.February,1991.

12. T.P. Lockhart and P. Albonico., "A New Gelation Technology for In-Depth Placement of  $Cr^{+3}$ / Polymer Gels in High Temperature Reservoirs", paper 24194. Symposium EOR, Tulsa, Oklahoma, 1992
13. T.P. Lockhart and P. Albonico., "Divalent Ion-Resistent Polymer Gels for High Temperature Applications: Synerisis Inhibiting Additives ", paper 25220. International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, LA. March, 1993.
14. T.P. Lockhart and P. Albonico., "Effective Gelation -Delaying Additives for  $Cr^{+3}$  /Polymer Gels", paper 25221. International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, LA. March, 1993.
15. R.S. Seright ,J.Liang and R.L.Lee., "Gel Placement in Production Wells", SPE Production and Facilities, November, 1993. pp 243-272.
16. R.S. Seright ,J.Liang and H.Sun., " Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability", paper, SPE/DOE 27829, Nineth Symposium Improved Oil Recovery Tulsa, Oklahoma. 1994.
17. R.S. Seright., "Gel Placement in Fractured Systems", paper, SPE/DOE 27740, Nineth Symposium Improved Oil Recovery Tulsa, Oklahoma. 1994.
18. R.S. Seright ,J.Liang., "A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff", paper SPE 26991, Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 1994.
19. J.Kolnes and A. Stavland., "Critical Parameters for Deep Emplacement of Gels", First Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Control Water and Gas Shut off, Houston, Texas, August 1995.
20. K.S. Chan., "Water Control Diagnostic Plots", paper SPE 30775, Annual Conference and Exhibition, Dalla, Texas, October 1995.
21. F.E.Fragachán and F.Cázares Robles., "Controlling Water Production In Naturally Fractured Reservoir With Inorganic Gel", paper SPE 35325, International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, México, March 1996.
22. R.S. Seright., "Use of Preformed Gels for Conformance in Fractured Systems", paper SPE/DOE 35351, Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 1996.



23. R.D. Hutchins and H.T.Dovan., "Field Applications of High Temperature Organic Gels for Water Control", paper SPE/DOE 35444, Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 1996.
24. Schlumberger., "Principios/Aplicaciones de la interpretación de Registros" Schlumberger Educational Services.
25. G.P.Southwell and S.M.Posey., "Applications and Results of Acrylamide Polymer/Chromium(III) Carboxylate Gels", SPE/DOE 27779, ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 1994.
26. R.D. Sydansk and P.E.Moore., "Gel Conformance Treatments increase oil production in Wyoming", Oil and Gas Journal, vol.90, number 3, 1992
27. A.T. Bourgoyne Jr. and M.E. Chenevert , "Applied Drilling Engineering ", SPE TEXTBOOK SERIES, Vol. 2 , 1991
28. A. Firoozabadi and T.Markeset, "Fracture Liquid Transmisibility in Fractured porous media", SPERE, August 1994
29. Steven L. Bryant and T.P. Lockhart, " Polymer Gelants for High Temperature Water Shutoff Applications", SPE 36911, European Petroleum Conference in Milan, Italy, October 1996.
30. P.C.Shah and H.W.Gao, "Necessity of Dual Injection for Gelant Placement in the High Permeability Layer of a Reservoir with Crossflow", SPE/DOE 35302, tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK., April 1996.
31. P.C.Shah, "Real Time Analysis of Dinamic Data Acquired During Gelant Placement for Water Control ", SPE/DOE 35449, tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK., April 1996.
32. H.N. Hall, "How to analyze waterflood injection well performance", Word oil, October 1963.
33. Schlumberger, " Evaluación de formaciones en México " WEC , México 1984.