



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

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

PROYECTO TERMINAL

"MANTENIMIENTO DE PRESIÓN AL CAMPO JACINTO"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE  
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y  
MEJORADA DE HIDROCARBUROS

PRESENTA:

ISABEL BAEZ MARÍN

DIRECTOR DE PROYECTO :

M. EN I. TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

NOVIEMBRE DE 2004





Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

**“MANTENIMIENTO DE PRESIÓN AL CAMPO JACINTO”****INDICE**

|  | Página |
|--|--------|
| <b>RESUMEN</b>                                       | 1      |
| <b>OBJETIVO</b>                                      | 2      |
| <b>I INTRODUCCIÓN</b>                                | 3      |
| <b>II ANTECEDENTES</b>                               | 6      |
| <b>III LOCALIZACIÓN</b>                              | 8      |
| <b>IV GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA LOCAL</b>             | 9      |
| <b>V INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO</b>                  | 15     |
| <b>VI DESARROLLO DEL PROYECTO</b>                    | 16     |
| VI.1. BALANCE DE MATERIA                             | 17     |
| VI.2. HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN               | 19     |
| VI.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN           | 21     |
| VI.4. AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN            | 23     |
| VI.5. ANÁLISIS DE L PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA | 39     |
| VI.6. PREDICCIONES                                   | 41     |
| VI.7. ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE EXPLOTACIÓN      | 44     |
| <b>VII INSTALACIONES SUPERFICIALES</b>               | 45     |
| <b>VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>           | 48     |
| <b>ANEXO 1</b>                                       | 50     |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>                                  | 55     |

## **OBJETIVO**

El objetivo de este proyecto, es lograr un mantenimiento de presión en el campo Jacinto mediante la inyección de gas seco, con el propósito de optimizar la producción de aceite, al recuperar hidrocarburos intermedios por difusión y revaporización, así como minimizar la precipitación de condensados y atenuar la surgencia de agua en los pozos productores.

## I. INTRODUCCIÓN

México hace frente al reto de incrementar las reservas de hidrocarburos a través de las actividades de exploración y explotación, el descubrimiento y desarrollo de nuevos yacimientos, y con la aplicación de tecnologías que permiten aumentar la recuperación de hidrocarburos en los ya descubiertos. No obstante, debe tomarse en cuenta que los descubrimientos de nuevos yacimientos tienden a ser menos frecuentes, debido a que las profundidades y los costos de producción son cada vez mayores.

La recuperación primaria es la etapa de explotación de los yacimientos durante la cual su energía propia les hace producir hidrocarburos, incluso ayudados por la aplicación de sistemas artificiales de producción. Estos últimos agregan energía sólo a nivel de pozo y pueden ser de diferentes tipos, pero todos ellos permiten llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, sin interactuar con el yacimiento.

Cuando la explotación bajo este sistema deja de ser rentable, es posible la implantación de procesos de recuperación secundaria. Estos métodos proporcionan energía a nivel yacimiento, y puede llevarse a cabo mediante la inyección de un gas o de agua, siendo este último el método más común para obtener una recuperación adicional de aceite de un yacimiento, al realizar un desplazamiento volumétrico, de aceite por agua.

Conforme avanza la explotación de los yacimientos, se realizan estudios que permiten ver la factibilidad técnica y económica de implantar procesos de recuperación mejorada. Estos métodos también proporcionan energía al yacimiento y modifican las condiciones de interacción de la roca y de los fluidos. El aceite remanente en los poros de la roca, requiere de la aplicación de técnicas complejas y costosas, así como de estudios más profundos para ser extraído, las cuales reciben el nombre genérico de métodos de recuperación mejorada; la recuperación de aceite es más difícil, debido a que el yacimiento se encuentra invadido de agua o de gas, por lo cual es necesario determinar la saturación residual de aceite y de ésta, que cantidad podría hacerse desplazable.

Existen varias clasificaciones de los procesos de recuperación de hidrocarburos que involucra a la recuperación mejorada. Una de ellas simplificada y referente a los tipos básicos de los procesos de recuperación mejorada, que pueden ser aplicados bajo ciertas condiciones a un yacimiento, sería la de: procesos miscibles, procesos químicos, procesos térmicos y procesos no convencionales. El objetivo de estos procesos es el de movilizar y desplazar el aceite remanente en los espacios porosos hacia los pozos productores, obteniéndose así una mayor recuperación del volumen original de hidrocarburos, bajo diferentes principios físicos y químicos.

Los requerimientos cada vez mayores de hidrocarburos en las diferentes actividades del ser humano y ante el todavía reducido desarrollo comercial de la aplicación de varias fuentes alternas de energía, ha llevado a los países productores de petróleo a la búsqueda de nuevas alternativas para fortalecer sus reservas y esto incide en la importancia que tiene, sobre todo a futuro, la recuperación mejorada, independientemente de que la actividad exploratoria siempre deberá estar vigente en la industria petrolera.

Por experiencias mundiales al respecto, se ha comprobado que el mejoramiento de las eficiencias de recuperación durante la producción primaria y secundaria de un yacimiento, así como de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, da como resultado la mayor recuperación de hidrocarburos contenidos originalmente en el yacimiento, reflejándose esto en el incremento de las reservas.

En los procesos de inyección con fluidos miscibles, la eficiencia de desplazamiento es prácticamente del 100 % en el laboratorio, es decir, el aceite es casi totalmente desplazado de los poros invadidos. En la práctica el rango sería del orden del 60 al 70% esto puede sugerir la idea de que con los procesos citados se tiene una alta eficiencia de recuperación, pero la cantidad de aceite producido depende de la porción del yacimiento que es barrida, la cual es función principalmente de la relación de movilidades de los fluidos involucrados en el sistema de las heterogeneidades del yacimiento.

## II. ANTECEDENTES

El campo Jacinto pertenece al activo Jujo-Tecominoacán, de la Región Sur. Fue descubierto en 1985 con la perforación del pozo Jacinto-1 y se compone de un yacimiento que está comunicado desde el Jurásico Superior Tithoniano hasta el Cretácico Medio. Es un yacimiento de gas y condensado con una alta condensación retrógrada del orden de 40%, y al alcanzar la presión de rocío ( $372 \text{ kg/c}^2$ ), la densidad del hidrocarburo es de 44 grados °API.

Tiene un área de 14.3 kilómetros cuadrados, con diecisiete pozos perforados, de los cuales actualmente ocho se encuentran activos, con una producción de 7762 barriles de aceite por día y 22.00 millones de pies cúbicos de gas por día; la producción acumulada es de 53.096 millones de barriles de aceite y 185.436 miles de millones de pies cúbicos de gas.

El desarrollo del campo se realizó en tres etapas: en la primera, de 1985 a 1992, se explotó con cuatro pozos (1, 2, 21 y 24), a un promedio de producción del campo de 5000 barriles de aceite por día y 20 millones de pies cúbicos de gas por día. lo que originó una caída de presión estática de  $12.5 \text{ Kg/cm}^2$  por año. En 1992 entraron a producción dos pozos más (3-A y 11), con lo que la producción se incrementó a 10000 barriles de aceite por día y 35 millones de pies cúbicos de gas por día y la caída de presión estática se incrementó a  $25 \text{ Kg/cm}^2$  por año, en el periodo Septiembre de 1993 a Julio de 1994, se realizaron dos reparaciones mayores (pozos 1 y 2) y una estimulación (J21), incrementando la producción de aceite a 15000 barriles de aceite por día y 50 millones de pies cúbicos de gas por día; para entonces el pozo Jacinto 1 inició a producir agua de formación. A mediados de 1995 se terminaron dos pozos más (13 y 12) con lo que se llegó al nivel máximo de producción de 22632 barriles de aceite por día y 77.73 millones de pies cúbicos de gas por día, pero el Jacinto 2 inició a producir agua de formación. El desarrollo del campo finalizó con la terminación de los últimos dos pozos (5R y 15R), a mediados de 1996; para entonces, la caída de presión alcanzaba alrededor de  $40 \text{ Kg/cm}^2$  por año e iniciaron a cerrarse pozos por producir agua: el J-12 en noviembre de 1997, el J-2 en noviembre de 1998 y el J-11 en febrero

de 1999, de los cuales, el pozo J-2 se reparó incorporándose a producción en julio de 1999.

Por lo anterior, se hizo necesario implementar la inyección de gas al campo para incrementar la recuperación de aceite manteniendo la presión, recuperando intermedios por difusión y revaporización, así como provocando la inhibición de la entrada natural de agua, para evitar la invasión de pozos.

### III. LOCALIZACIÓN

El campo Jacinto se localiza en el sureste de la República Mexicana, en la parte oeste del área productora Chiapas-Tabasco, aproximadamente a 60 kilómetros al oeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco y a 11.2 kilómetros al suroeste de la Ciudad de Cárdenas, Tabasco, como se observa en la **Figura 1**.

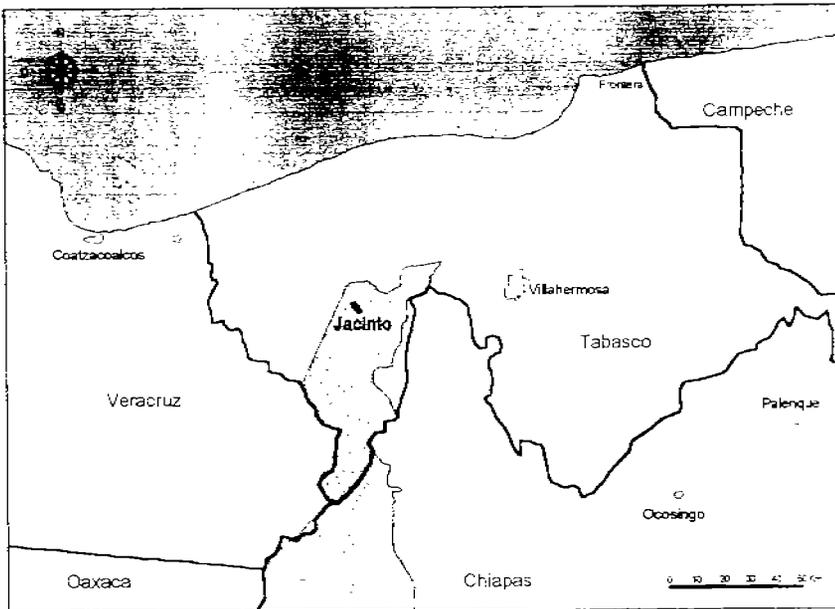


Figura 1. Localización del Campo Jacinto.

#### IV. GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA LOCAL

El yacimiento Jacinto se ubica geológicamente en la parte central de la Cuenca Mesozoica Chiapas-Tabasco, **Figura 2**. Las rocas del yacimiento son dolomías, centro de una trampa de tipo estructural. El área Chiapas-Tabasco está limitada al oeste por el basamento Comalcalco, al este por el basamento Macuspana, al sur por la sierra de Chiapas, y al norte por el Golfo de México. El yacimiento Jacinto se define como un anticlinal orientado al NW-SE limitado en sus flancos Oriente, Poniente y Norte, por fallas inversas y al sur por un cambio de facie. La estructura está dividida en bloques por cuatro fallas normales, **Figura 3**. Éste es un yacimiento complejo en términos de litología, contenido de fluidos y tipo de trampa. Los núcleos muestras de canal y análisis de registros, indican que el yacimiento está compuesto por carbonatos con diferentes grados de dolomitización y las pruebas de presión muestran un sistema de doble porosidad.

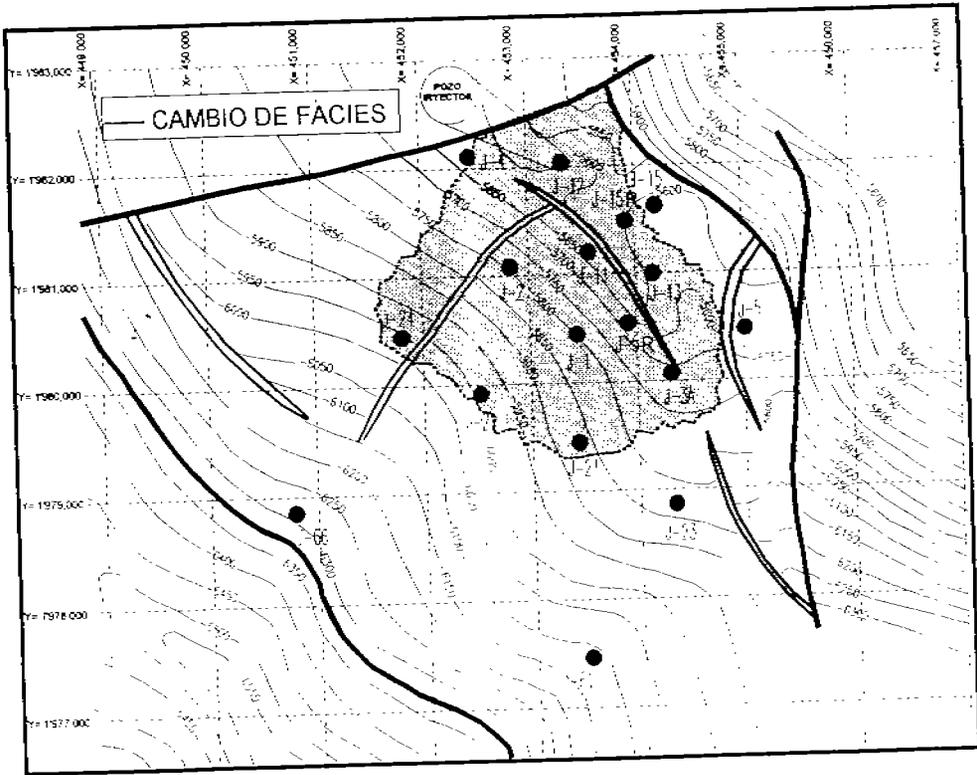
El Campo Jacinto comprende una columna que va del Jurásico Superior Kimmeriograno hasta el Terciario ver **Figura 4**. Los Jurásicos Superior Kimmeriograno y Tithoniano se componen de dolomías de color crema y gris, con presencia de cavidades de disolución y fracturamiento. El Cretácico Inferior y Medio se conforman de dolomías color crema, con fracturamiento y cavidades de disolución, producto de los procesos diagenéticos. El Cretácico Superior, Agua Nueva, San Felipe y Méndez están constituidos por calizas ocasionalmente arcillosas.

El Terciario se encuentra representado en el Campo desde el Paleoceno al Mioceno Superior por un potente espesor de lutitas, con intercalación de arenas y areniscas de granos finos a medios y en ocasiones de granos gruesos, hacia la porción superior.

En la **Figura 5** se muestra una sección estructural N-S y en la **Figura 6** se tiene una sección estructural NE-SW.

El Campo produce en rocas de Jurásico Superior Tithoniano, Cretácico Inferior y Medio, se caracteriza por estar constituido de dolomías que han incrementado su porosidad y





—Figura 3. Configuración estructural de la cima del Cretácico Medio.

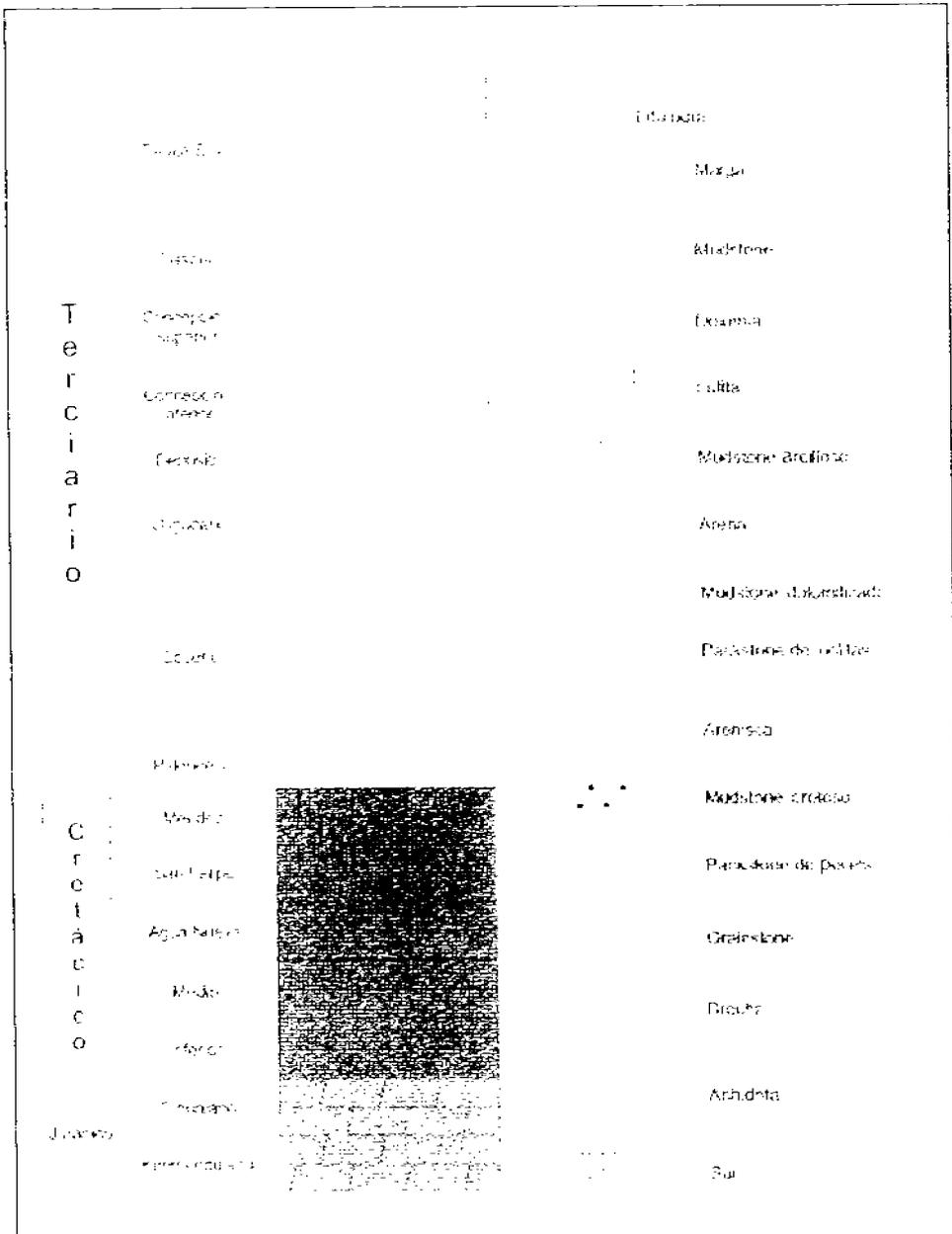


Figura 4. Columna geológica tipo del campo Jacinto

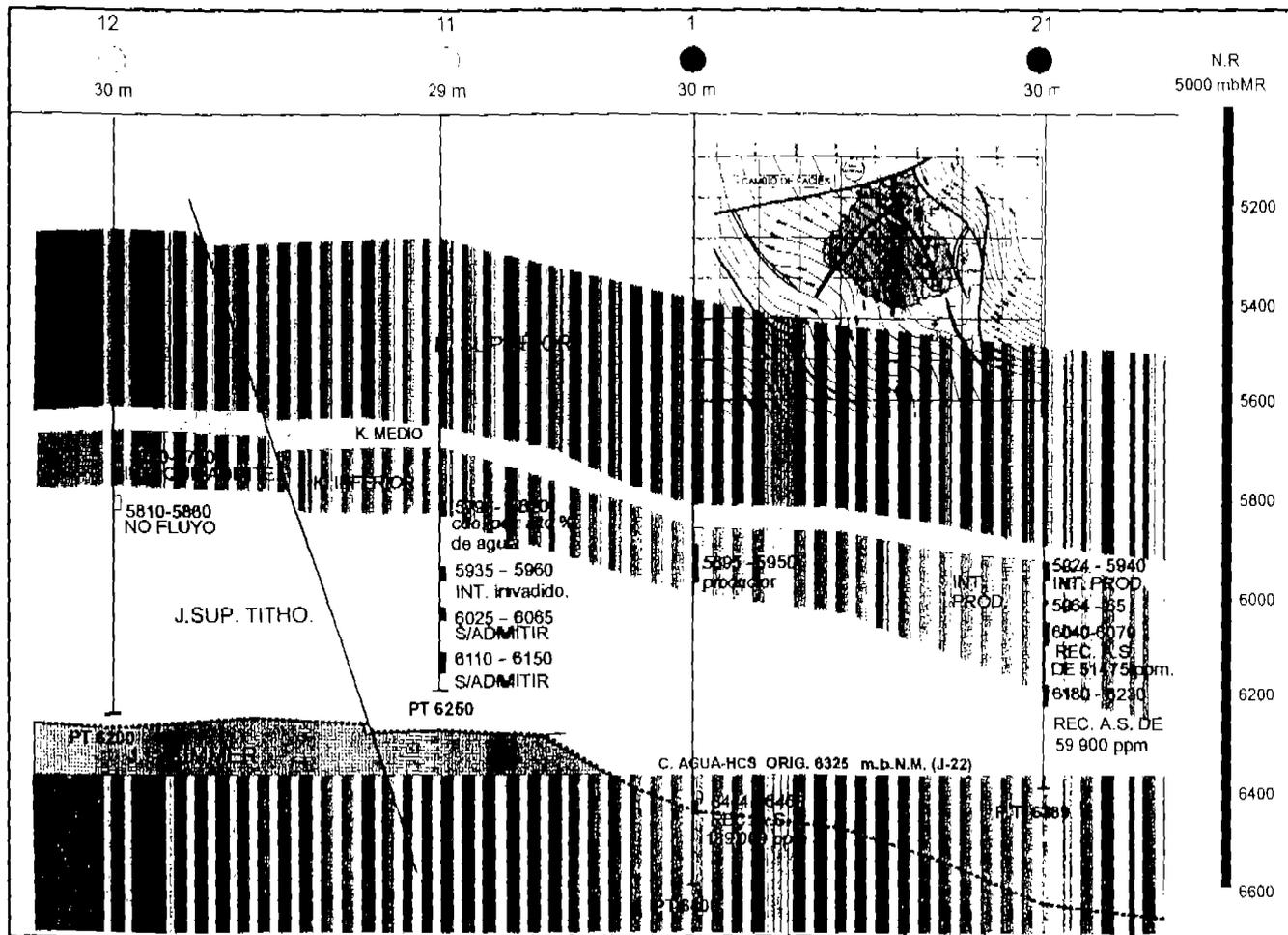
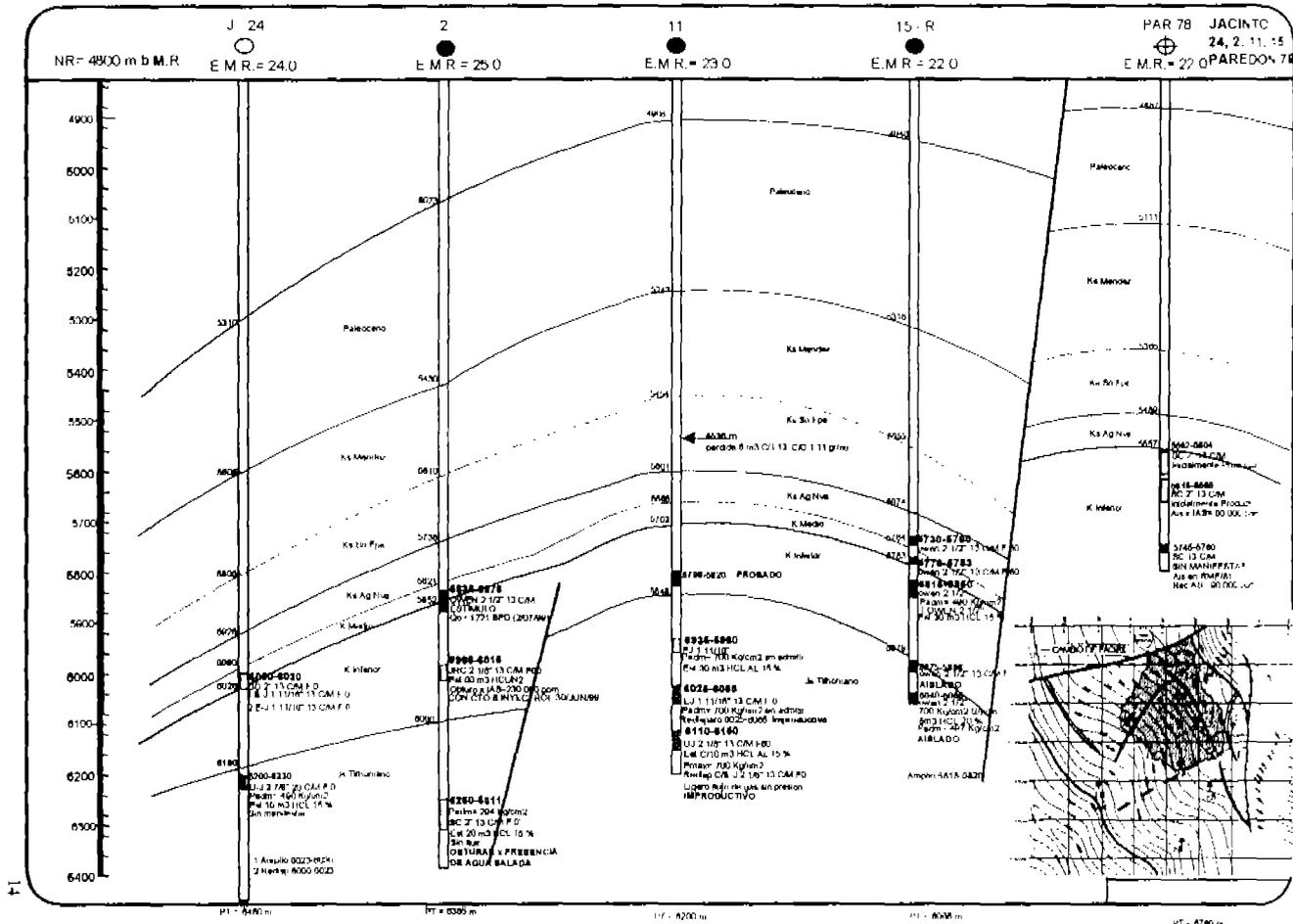


Figura 5. Sección estructural N-S



permeabilidad debido al fracturamiento y cavidades de disolución, producto de los procesos diagenéticos a los que han estado sujetas las rocas. El espesor neto del yacimiento es de 180 metros, con una porosidad que varía del 3 al 4 por ciento y una permeabilidad que varía de 6 a 35 milidarcies. La saturación de agua, promedio, es del 15 por ciento y el yacimiento se encuentra sujeto a empuje de un acuífero activo.

## V. INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO.

### Condiciones iniciales del yacimiento:

|                                 |                                    |
|---------------------------------|------------------------------------|
| Área                            | 14.3 Km. <sup>2</sup>              |
| Espesor neto                    | 180 m.                             |
| Volumen original de aceite      | 144.00 MMSTB                       |
| Volumen original de gas         | 499.99 MMMPC                       |
|                                 | 278.27 MMBPCE                      |
| Tipo de roca                    | Dolomía naturalmente fracturada    |
| Tipo de fluido                  | Gas y condensado                   |
| Densidad del condensado         | 44 ° API                           |
| Densidad del gas                | 0.719 gr/cc (aire=1)               |
| Relación gas aceite inicial     | 600 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> |
| Presión inicial del yacimiento  | 631 Kg/cm <sup>2</sup>             |
| Presión de rocío                | 372 Kg/cm <sup>2</sup>             |
| Profundidad máxima de los pozos | 6350 m.M.R.                        |
| Saturación de gas               | 85%                                |
| Saturación de agua              | 15%                                |
| Permeabilidad                   | 6-35 mD                            |
| Porosidad                       | 3-4%                               |

## VI. DESARROLLO DEL PROYECTO

La presión del yacimiento actual está ligeramente por debajo de la presión del punto de rocío. Uno de los problemas principales en el campo es el incremento del corte de agua. Actualmente el campo está produciendo por ocho pozos. La producción del campo a enero de 2001 es de 22 MMscf/día de gas y 7762 bbl/día de condensado.

Para reducir las pérdidas de la recuperación por el condensado, se está inyectando el gas seco a partir del 3 de diciembre de 2000. El volumen de gas proyectado para la inyección será de 30 MMscf/d para un periodo total de 5 años. El gas se está inyectando a través del pozo J12, localizado en la cima de la estructura, obteniendo el gas del ducto de 48 pulgadas, Cactus-Reynosa, a una distancia de 1.5 Kilómetros del pozo Jacinto 12, para lo cual se requiere de un ducto de 8" y la renta por 5 años de un compresor que se ubicará en la pera del pozo Jacinto 12, con una capacidad de 380 kg/cm<sup>2</sup> y 30 MMscf/día, por lo que ya se aseguró el abastecimiento del gas por el periodo antes citado. Para el seguimiento del proceso se plantea un programa de medición de presiones y muestreo de fluidos producidos e inyectados.

El riesgo que se tiene en este proyecto es que el modelo de simulación numérico no represente con buena aproximación las condiciones reales, sobre todo en la parte de heterogeneidades del yacimiento que determinan la tendencia preferencial al flujo y la comunicación entre los pozos. Para minimizar este riesgo se diseñaron, efectuaron e interpretaron pruebas de interferencia. Un resumen de estas pruebas se presenta en el **Anexo 1**. Los resultados más relevantes son los siguientes:

- 1) La información de interferencia adquirida durante la prueba, aunque en una forma no convencional, fue suficiente como para permitir su interpretación.
- 2) Los modelos de doble porosidad confirman el comportamiento de un yacimiento fracturado de doble porosidad.

- 3) La dirección de flujo está controlada por el rumbo del fracturamiento NNW-SSE. Únicamente hacia el bloque SE del campo, la comunicación es favorecida por el rumbo de las capas.
- 4) Todos los pozos productores están comunicados.

Estos resultados de las pruebas de interferencia, así como los datos de presión y producción de fluidos, se incorporaron al simulador numérico de yacimientos para su calibración y se logró un ajuste aceptable con respecto a la historia de producción. Estos resultados proporcionan confianza en cuanto a minimizar los riesgos en las predicciones

### VI.1. BALANCE DE MATERIA.

Con el fin de determinar el volumen original de hidrocarburos y el efecto de un posible acuífero, se construyó la gráfica de  $p/z$  vs  $G_p$ , cuya interpretación constituye un método de balance de materia, para yacimientos de gas (Figura 7).

Por este método se obtiene un volumen original de 600 mil millones de pies cúbicos de gas a condiciones de superficie, como puede apreciarse en la figura 7, en la cual también se observa que tenemos un acuífero activo, por la desviación hacia arriba del comportamiento de la presión. Por otro lado, al realizar el ajuste de la historia en el simulador composicional Eclipse300, se definió un volumen de **616.34** mil millones de pies cúbicos de gas a condiciones de superficie, lo que equivale a **151.9** millones de barriles de aceite y **499.3** mil millones de pies cúbicos de gas a condiciones de superficie.

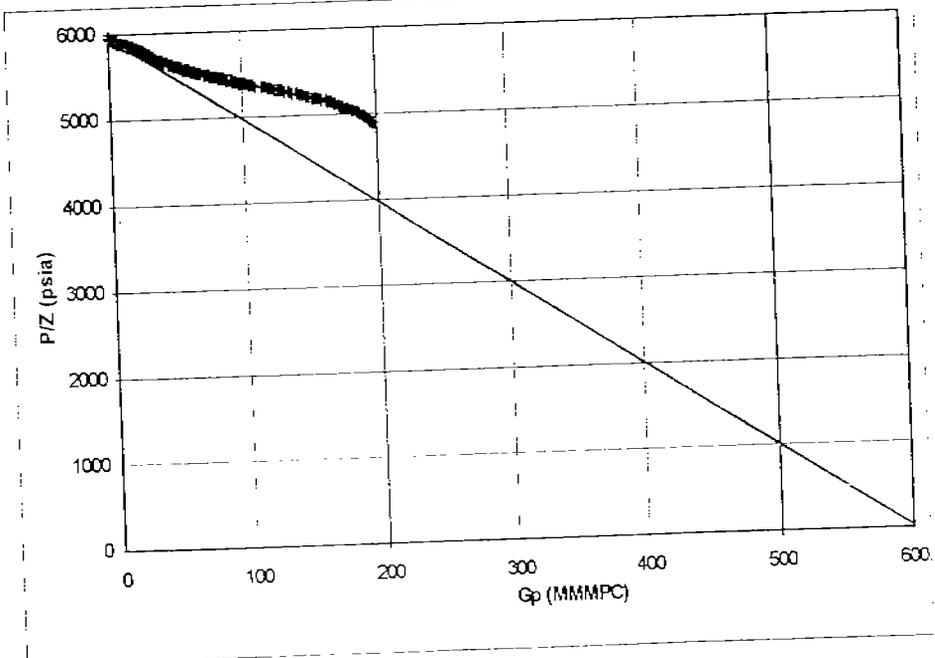
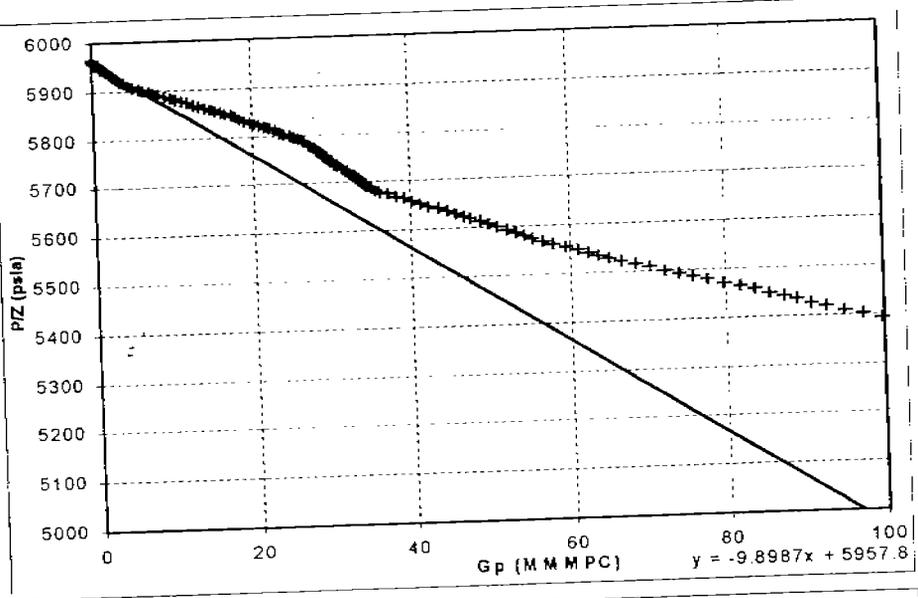


Figura 7. Gráfica de Balance de Materia del campo Jacinto.

## VI.2. HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN

En la Figura 8. Se puede observar cómo la presión estática actualmente en algunos pozos ya está por debajo de la presión de rocío, que es  $372 \text{ kg/cm}^2$ .

En la Figura 9 observamos la historia de producción del campo Jacinto.

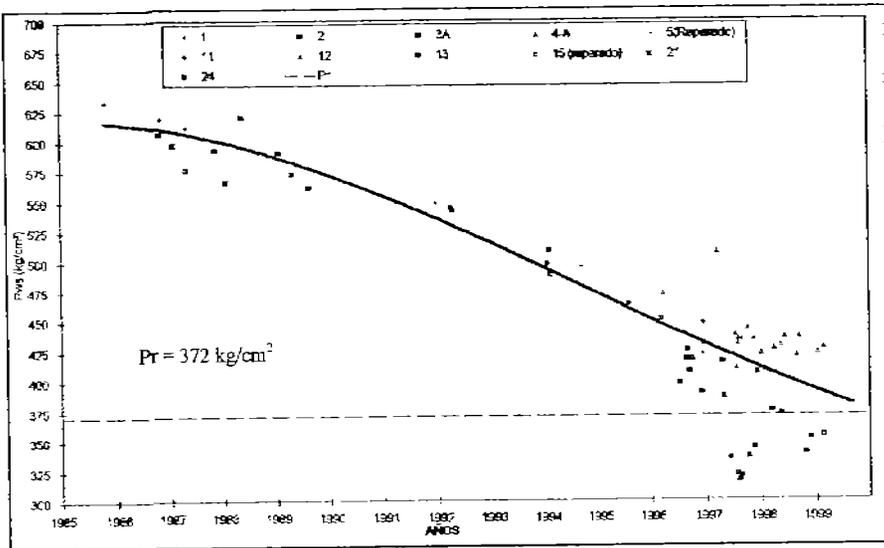


Figura 8. Historia de presiones estáticas del campo Jacinto.

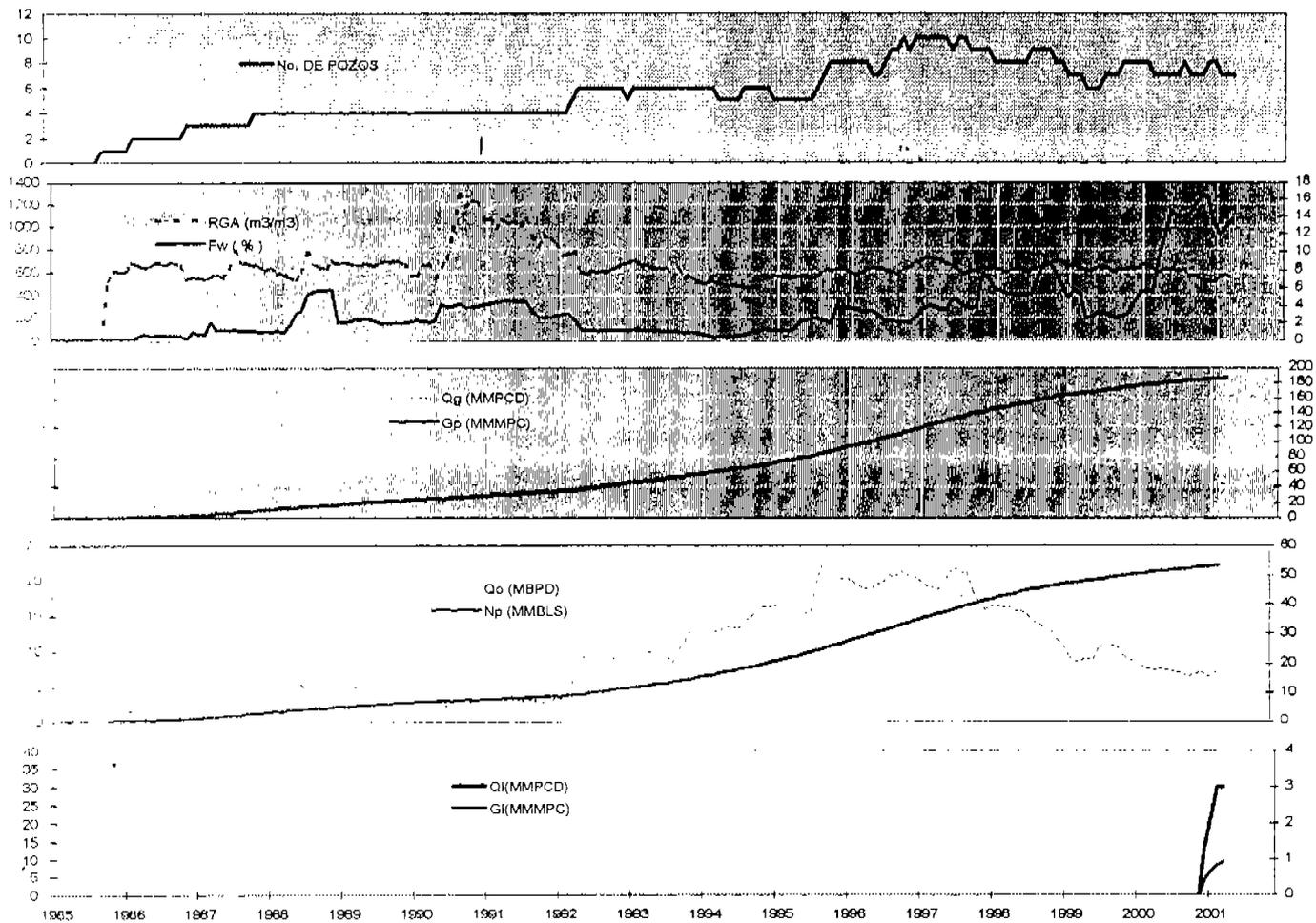


Figura 9. Historia de producción.

### V.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Básicamente el proceso de simulación consiste en dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas (discretizado), asignándoles a cada una de ellas propiedades promedio y aplicar un balance de materia para cada bloque, junto con la ecuación de Darcy, para tomar en cuenta la interacción entre los bloques y una ecuación de estado.

En otras palabras, es como si se realizara la predicción para una serie de pequeños yacimientos homogéneos, sólo que en este caso hay comunicación entre ellos; es decir, hay flujo de una celda a otra. Como ya se habrá notado, este nuevo enfoque involucra una gran cantidad de cálculos, pues hay que utilizar balance de materia para cada bloque, lo que implica resolver sistemas de "n" ecuaciones no lineales con "n" incógnitas, por lo que es indispensable el auxilio de una computadora para llevarlos a cabo.

El objetivo primordial al hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Para ello se requiere de la experiencia y un buen juicio del ingeniero para decidir qué tipo de modelo es el más conveniente en cada caso, así como evaluar de una manera apropiada, tanto los datos que se van a utilizar en la simulación, como interpretar los resultados que se obtengan.

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de simulación en los que no son válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro. En ellos se incluye los yacimientos de gas y condensado y los de aceite volátil, cuya composición varía continuamente con pequeños cambios de presión y temperatura. Al usar este tipo de simulador, se supone que los fluidos obtenidos son una mezcla formada por n-componentes. Las propiedades de la fase gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y la composición, y más recientemente por medio de ecuaciones de estado, como la de Peng Robinson, Giorgio Soave o Redlich y Kuong, entre otras.

Además de utilizarse en la predicción del comportamiento de los yacimientos indicados, este tipo de simuladores es muy útil en procesos de inyección de gas seco o enriquecido a un yacimiento que produzca aceite negro, para lograr su miscibilidad, parcial o total y en procesos de inyección de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) o nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) a un yacimiento de aceite.

Algunos ejemplos de procesos en los cuales se utiliza este modelo, son los siguientes:

- Agotamiento de un yacimiento de aceite volátil o de gas y condensado.
- Inyección de gas (seco o enriquecido).
- Inyección de  $\text{CO}_2$ .

El simulador empleado es Eclipse300, desarrollado por la compañía SCHLUMBERGER. este modelo es composicional, de doble porosidad y en este caso se emplearon 6 pseudocomponentes. El número de celdas es de 28 en X, 28 en Y y de 11 en Z, y de bloques centrados.

Se empleó el PVT del pozo Jacinto 3-A y dos regiones petrofísicas (curvas de presión capilar y permeabilidades relativas) distribuidas en forma areal de acuerdo al grado de dolomitización presente en el yacimiento.

Con base en estudios PVT se ha determinado que para este campo el fenómeno de condensación retrógrada alcanza valores del orden del 40%, como se ilustra en la **Figura 10**, lo cual, aunado a la surgencia de agua, por el acuífero activo presente, provocará una pobre recuperación final de hidrocarburos líquidos.

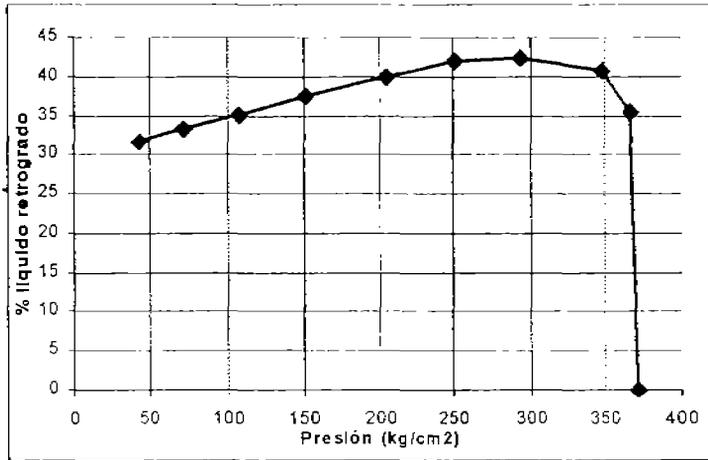


Figura 10. Comportamiento del líquido retrogrado con respecto a la presión.

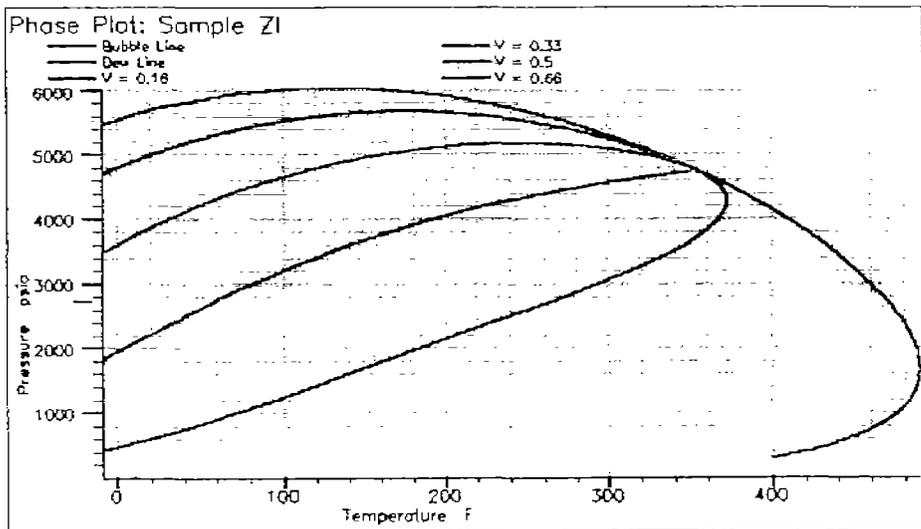
#### VI.4. AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El deck de datos del yacimiento Jacinto, proporcionado en Eclipse300, originalmente estaba en el simulador COMP5, desarrollado por la compañía SSI, este simulador es composicional y de doble porosidad, donde se empleaban 5 pseudocomponentes con un número de celdas de 28 en X, 28 en Y y de 11 en Z; se realizó una conversión del simulador COMP5 al simulador Eclipse300 de la compañía Schlumberger por personal de Pemex.

El deck de datos del yacimiento Jacinto en el simulador Eclipse300 no se encontraba ajustado y el schedule tenía datos a diciembre de 1998, por lo que se actualizó el schedule a enero de 2001 y se ajustó la historia de producción incrementando los índices de productividad de los pozos. El PVT proporcionado tenía agrupado 5 pseudocomponentes, se tomó el PVT del pozo Jacinto 3-a agrupándose en 6 pseudocomponentes, como podemos ver el diagrama de fase del Jacinto 3-a en la

**Figura 11.** El ajuste de la ecuación de estado se ensayó con 4, 5 y 6 componentes, observándose que con 5 tenía un buen ajuste, casi igual que con 6 por lo que se definió que fueran 6 con el propósito de que cuando se hicieran los pronósticos con inyección de gas, estuvieran solos el N<sub>2</sub> y el C<sub>1</sub>, para darle mejor definición a la composición del gas inyectado.

Para el ajuste de historia, se simuló el acuífero con el modelo analítico del tipo de Cárter y Tracy y se modificaron los índices de productividad. La distribución de permeabilidad efectiva, porosidad de fractura y tamaño de bloque, se definieron con las pruebas de presión, y se modificaron ligeramente para lograr el ajuste de presión, producción de aceite y agua en el periodo de octubre de 1985 a enero de 2001.



**Figura 11.** Diagrama de fases del Campo Jacinto.

Las siguientes figuras muestran el modelo de simulación a condiciones originales

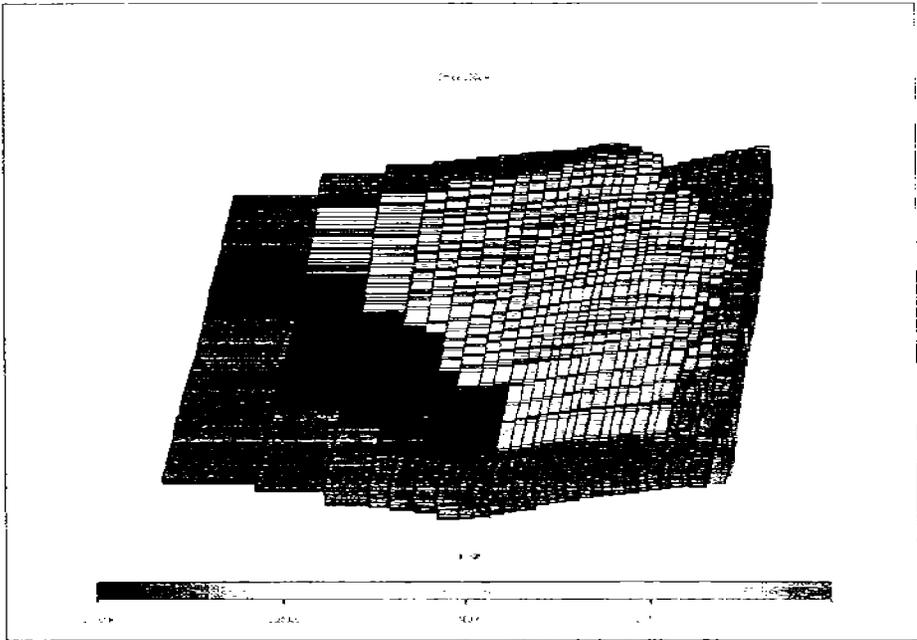


Figura 12. Modelo de simulación.

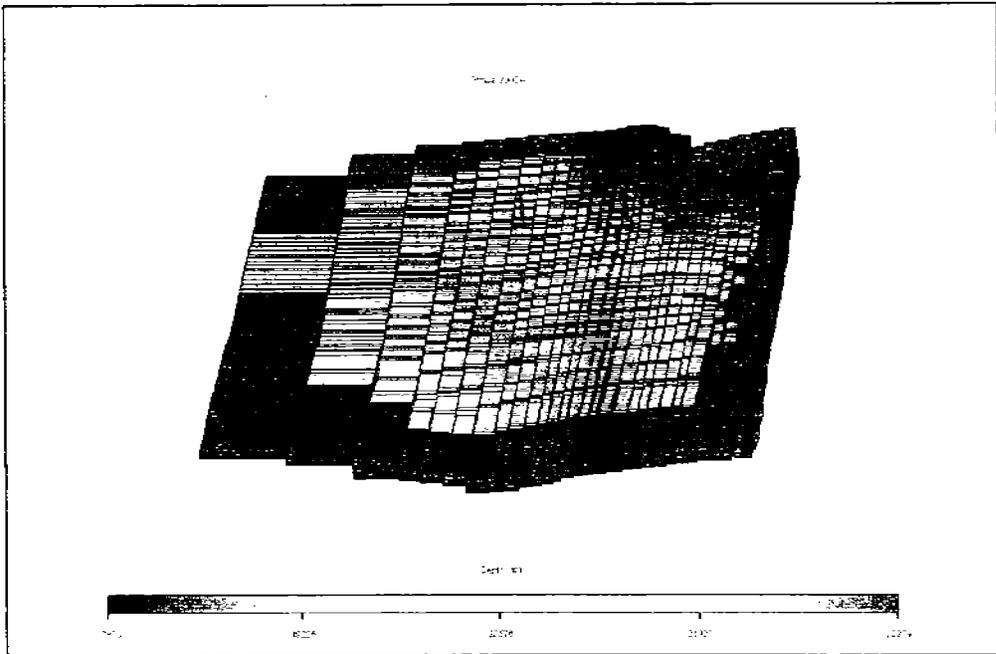


Figura 13. Modelo de simulación con los pozos productores.

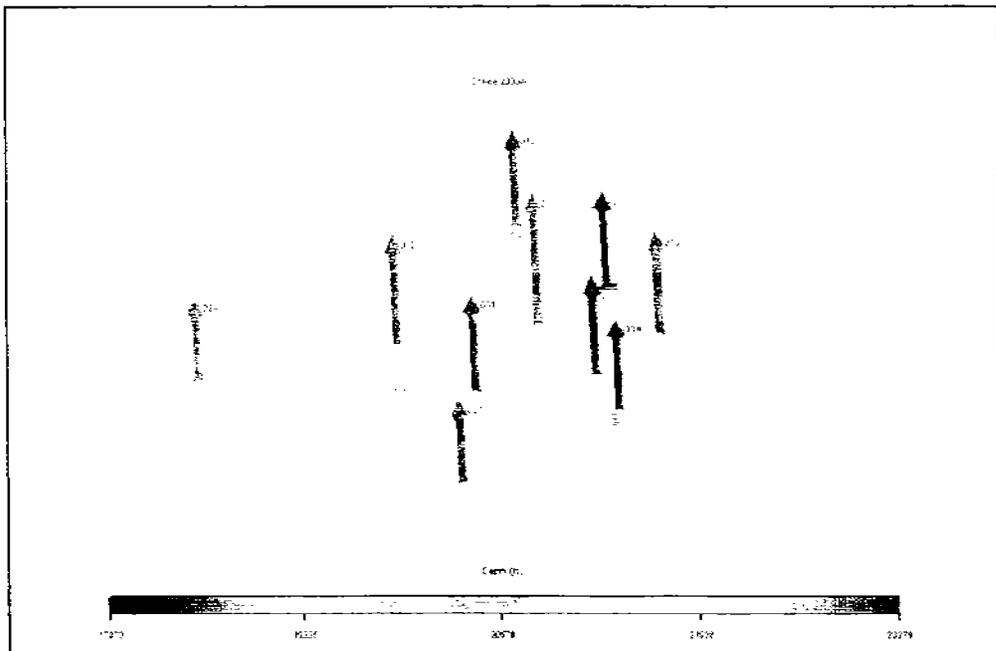


Figura 14. Terminaciones de los pozos productores.

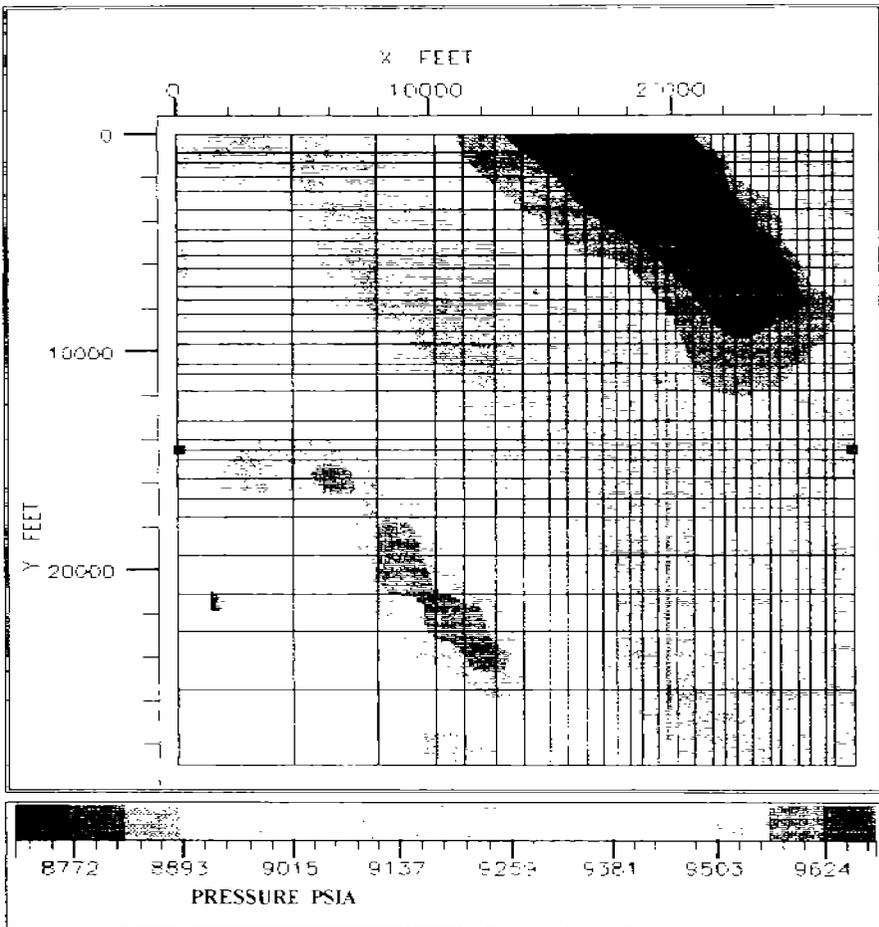


Figura 15. Presión a octubre de 1985.

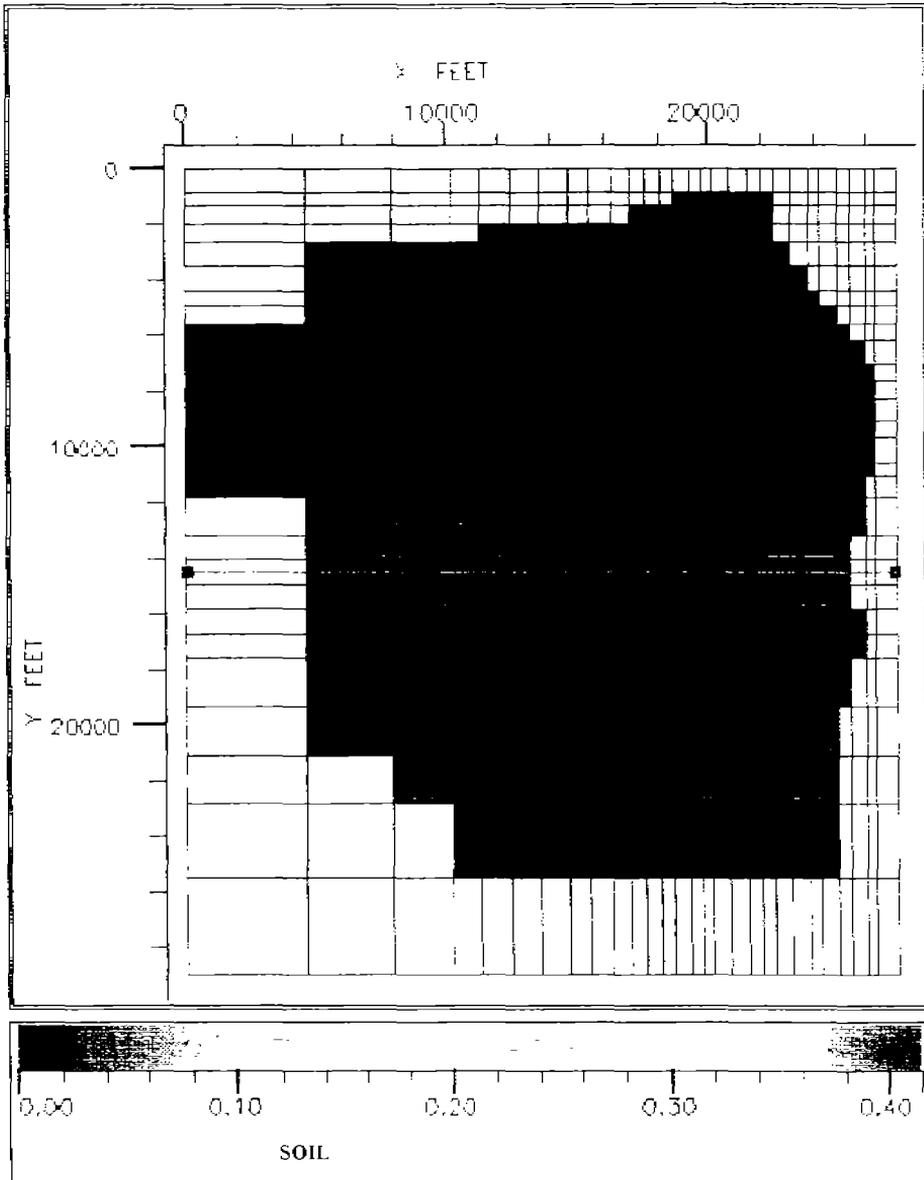


Figura 16. Saturación de aceite a octubre de 1985.

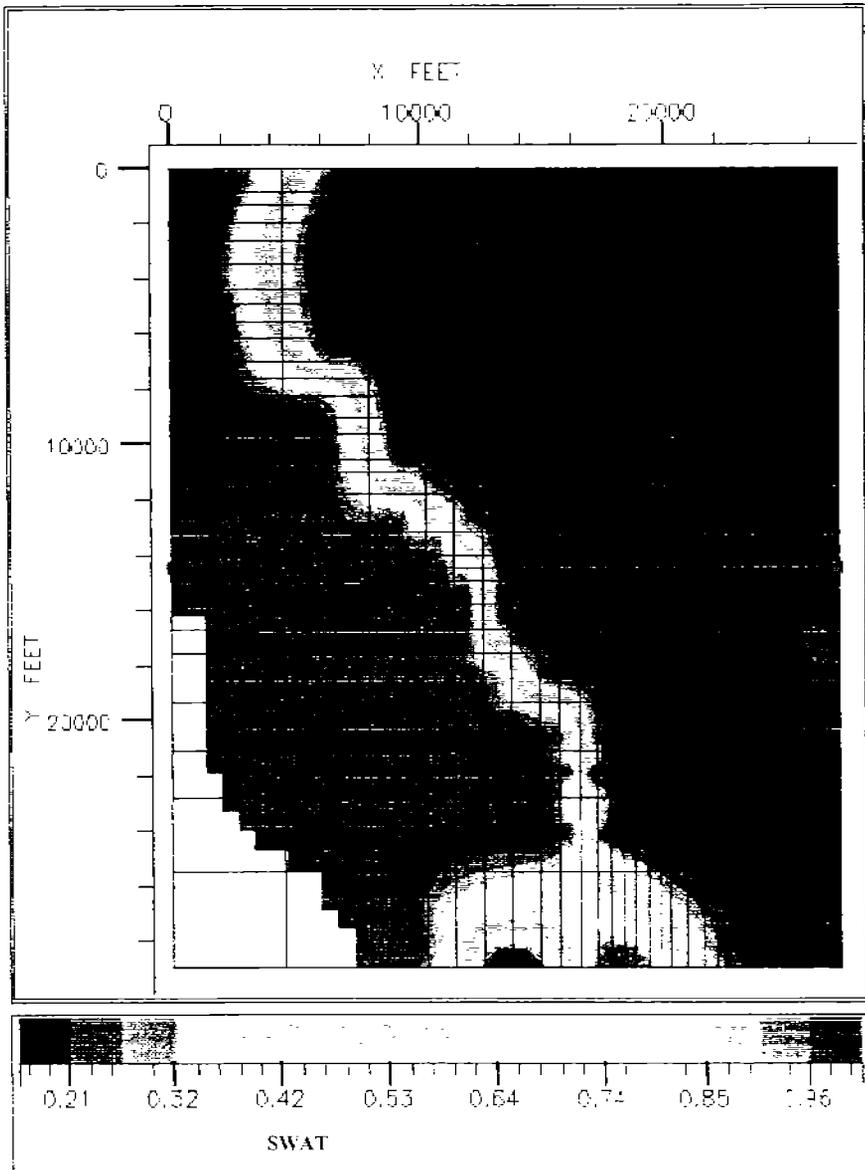


Figura 17. Saturación de agua a octubre de 1985.

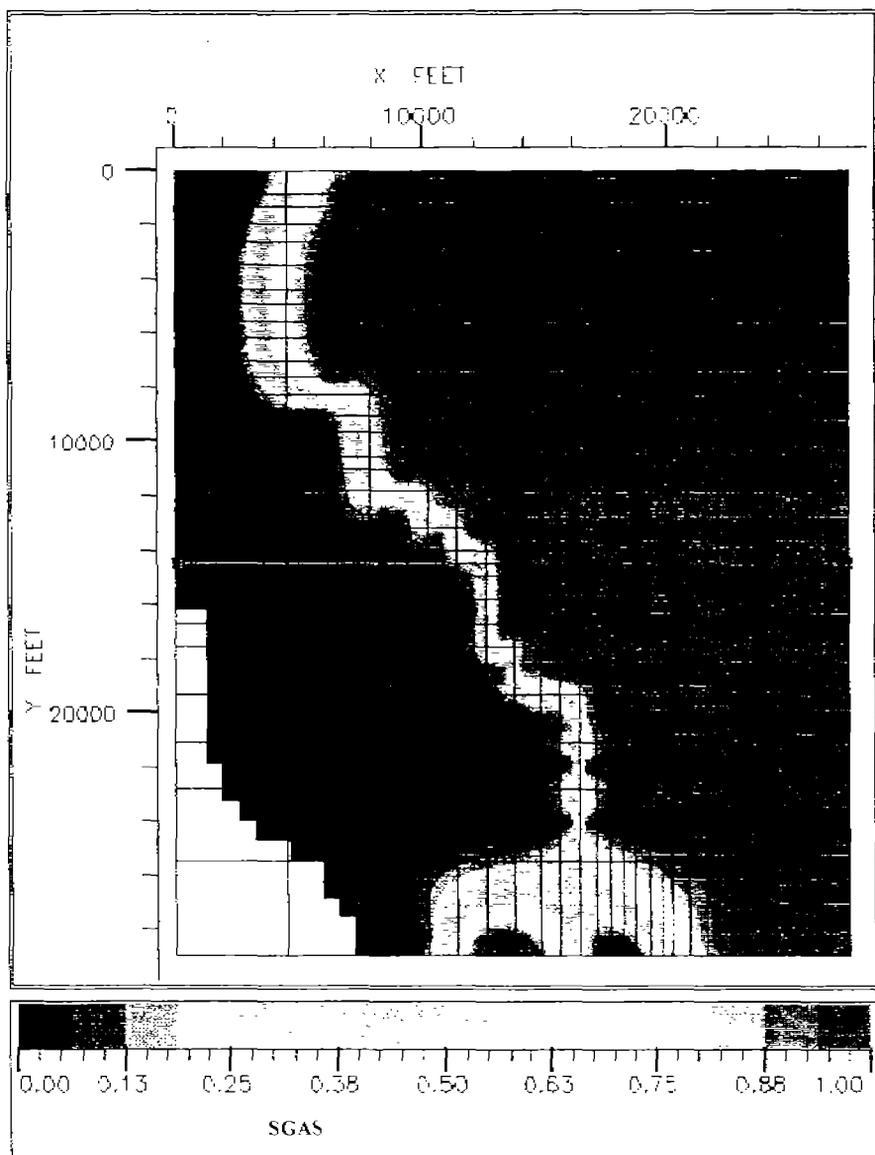


Figura 18. Saturación de gas a octubre de 1985.

En las siguientes figuras observamos el modelo de simulación a enero de 2001 donde se observa que el pozo Jacinto 12 es actualmente el pozo inyector (IJ12A)

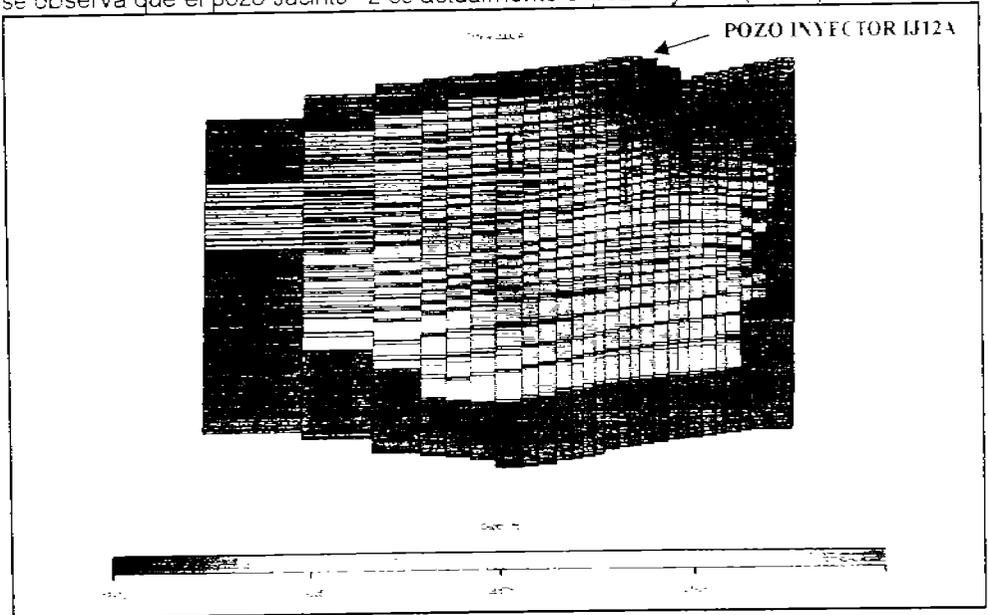


Figura 19. Modelo de simulación con los pozos productores y el pozo inyector.

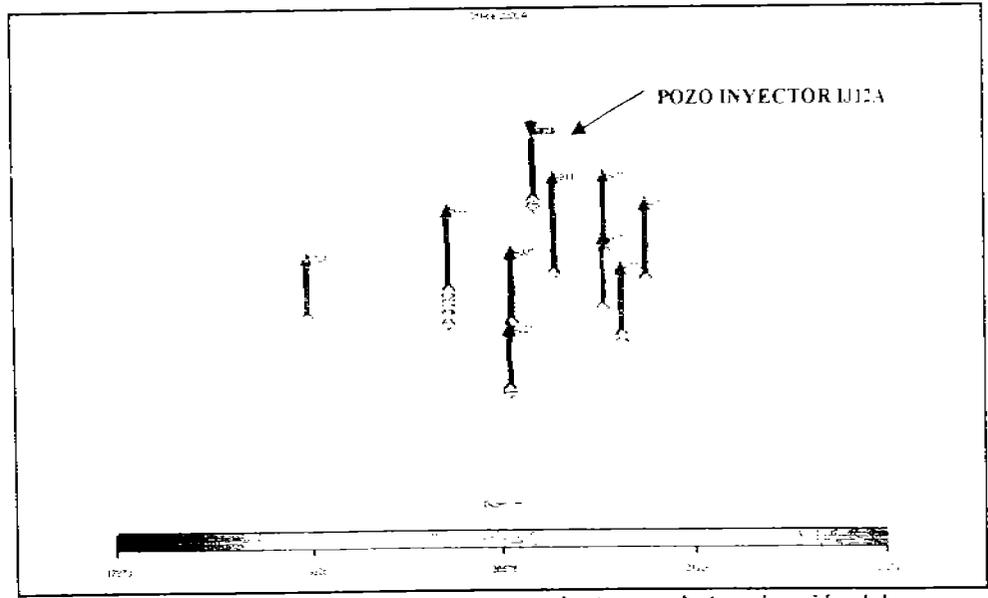


Figura 20. Terminaciones de los pozos productores y la terminación del pozo inyector.

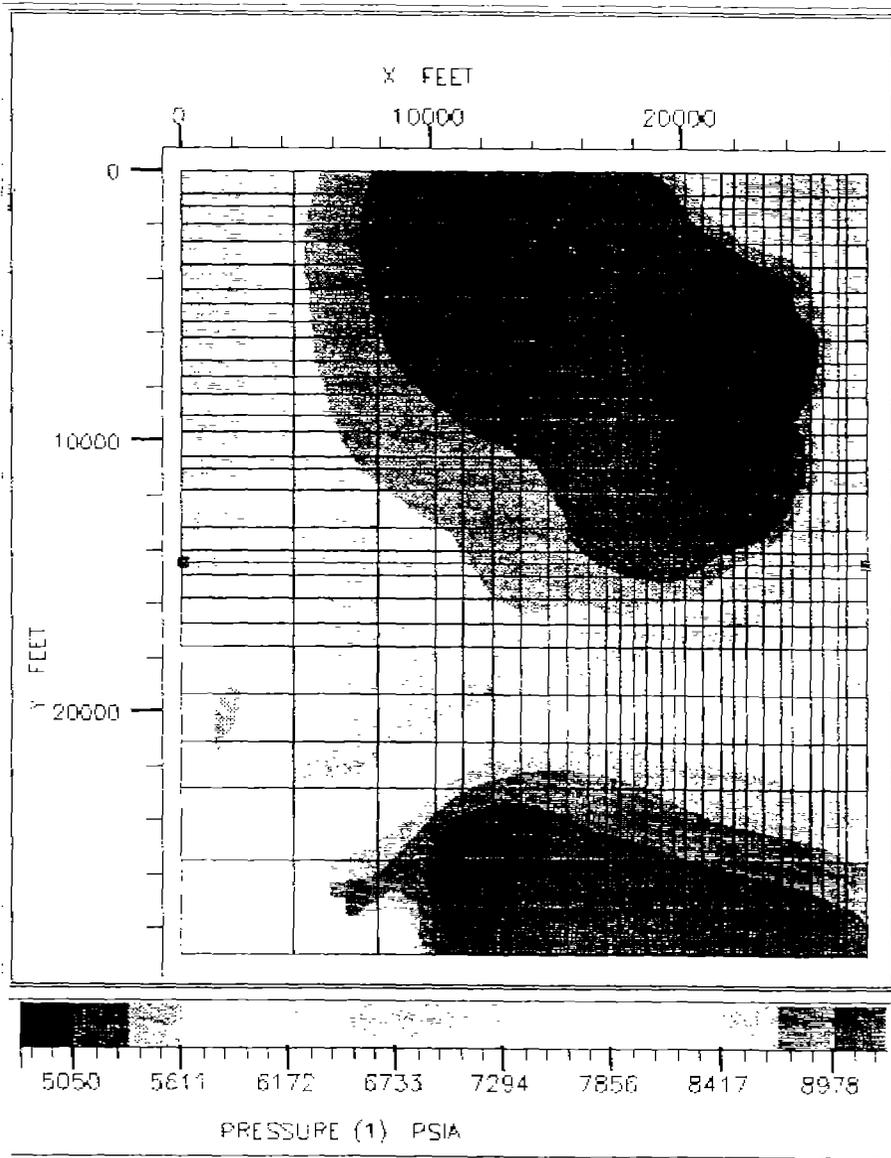


Figura 21. Presión a enero de 20001.

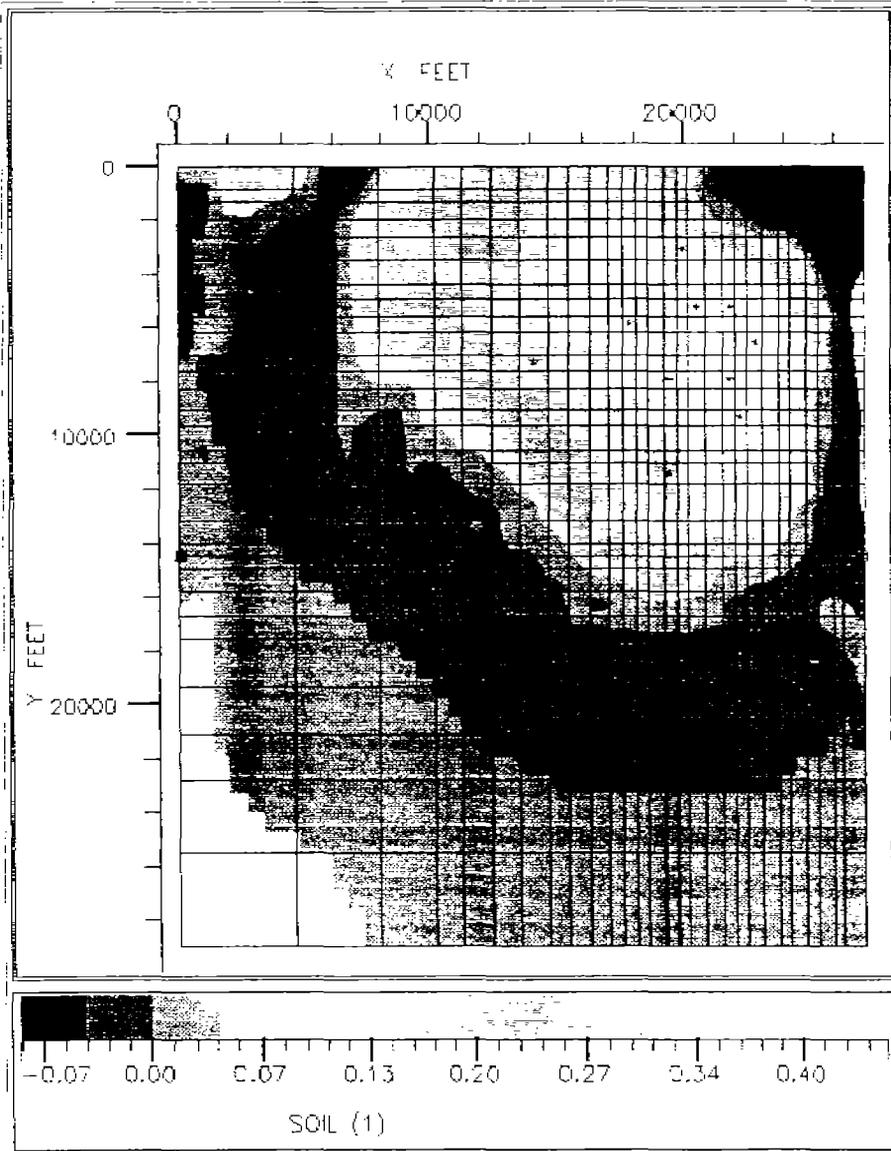


Figura 22. Saturación de aceite a enero de 2001.

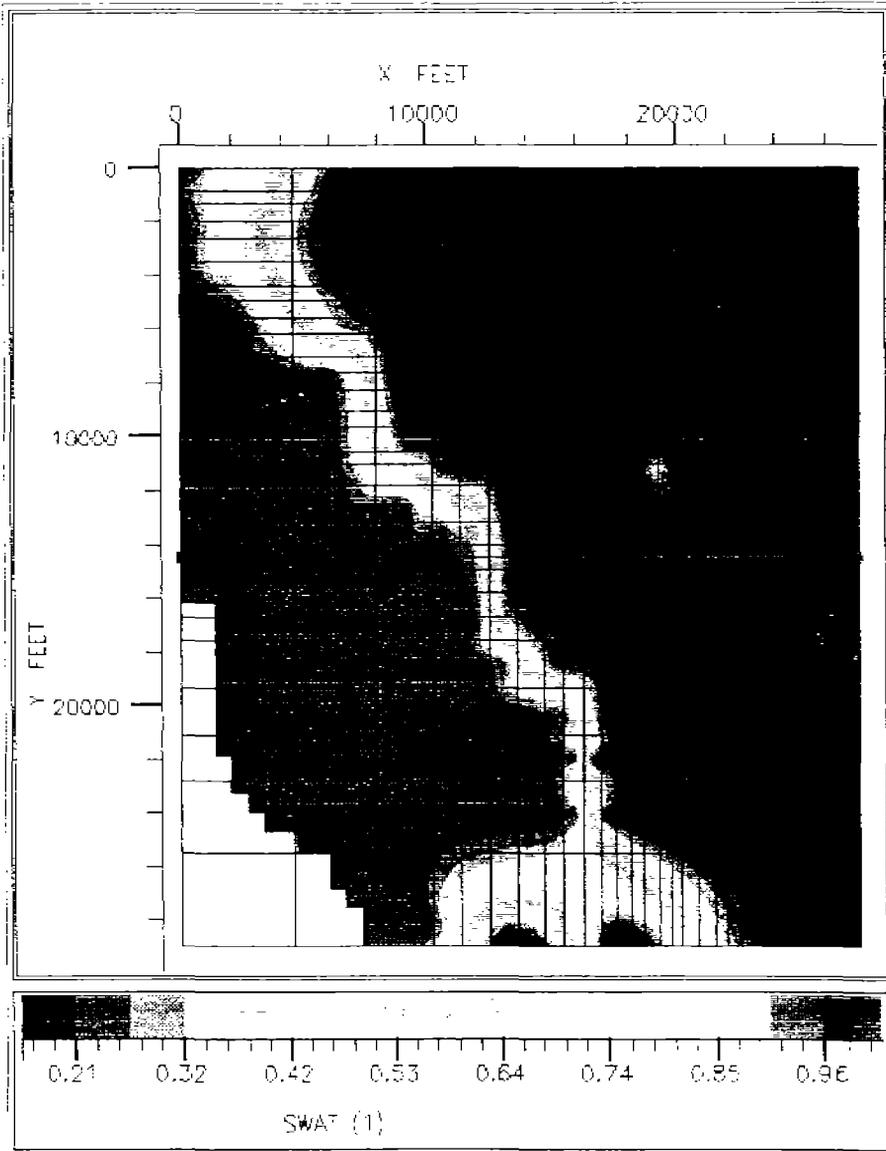


Figura 23. Saturación de agua a enero de 2001.

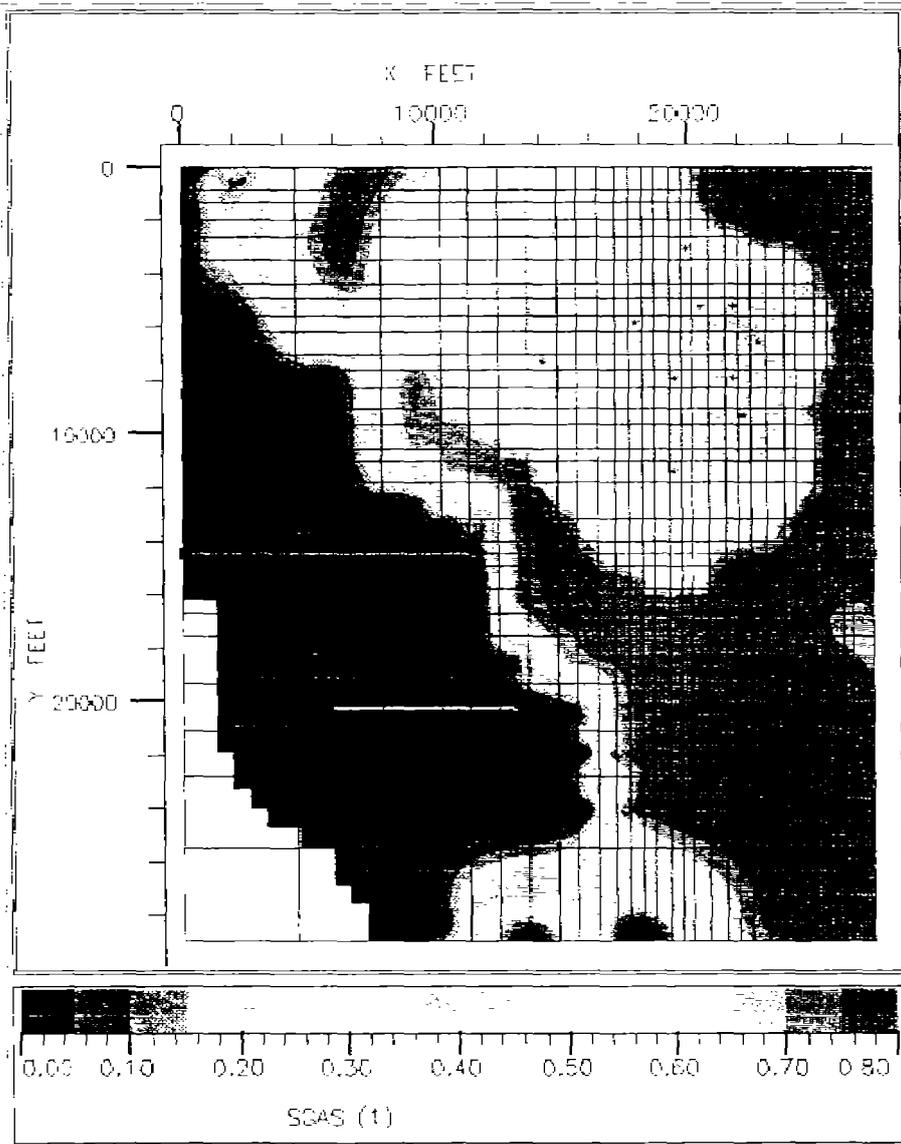


Figura 24. Saturación de gas a enero de 2001.

En las siguientes figuras podemos observar el ajuste de la historia de producción del campo Jacinto

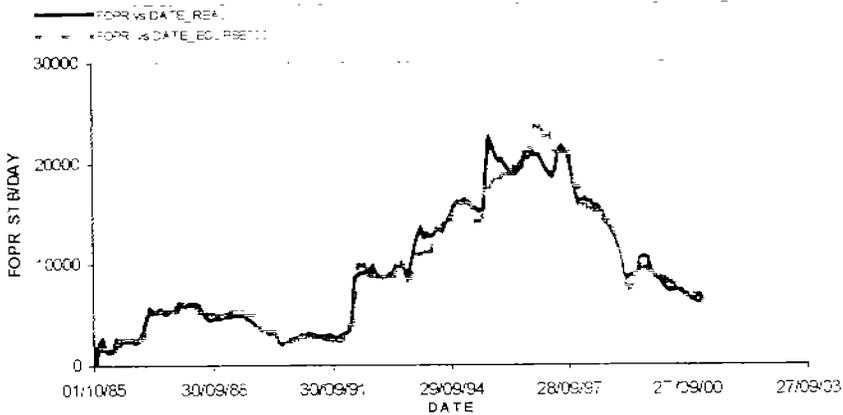


Figura 25. Ajuste de la historia de producción de aceite a enero de 2001.

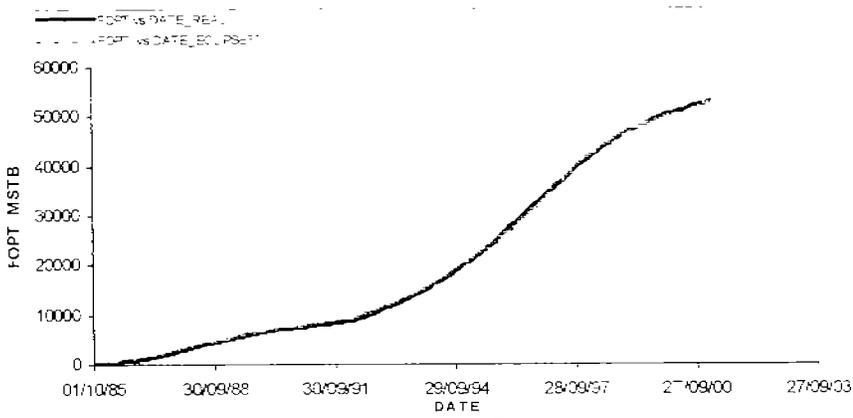


Figura 26. Ajuste de la producción de aceite acumulada a enero de 2001.

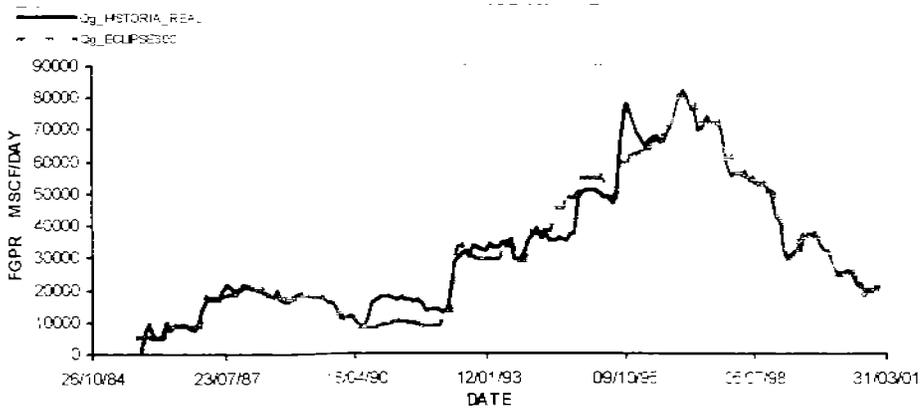


Figura 27. Ajuste de la producción de gas a enero de 2001.

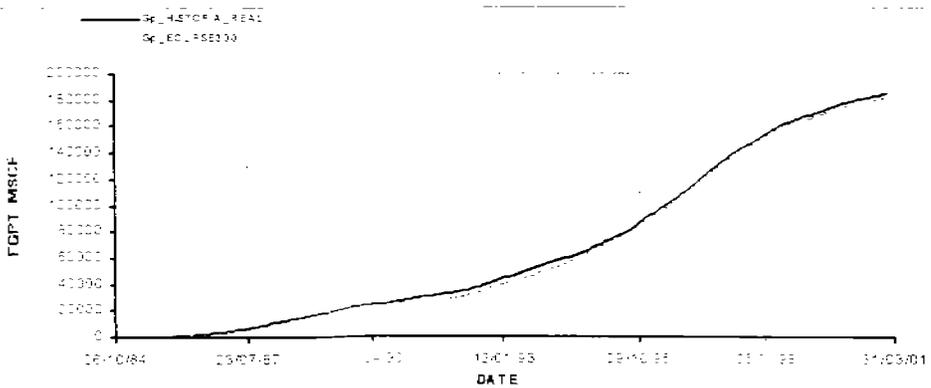


Figura 28. Ajuste de la producción acumulada de gas a enero de 2001.

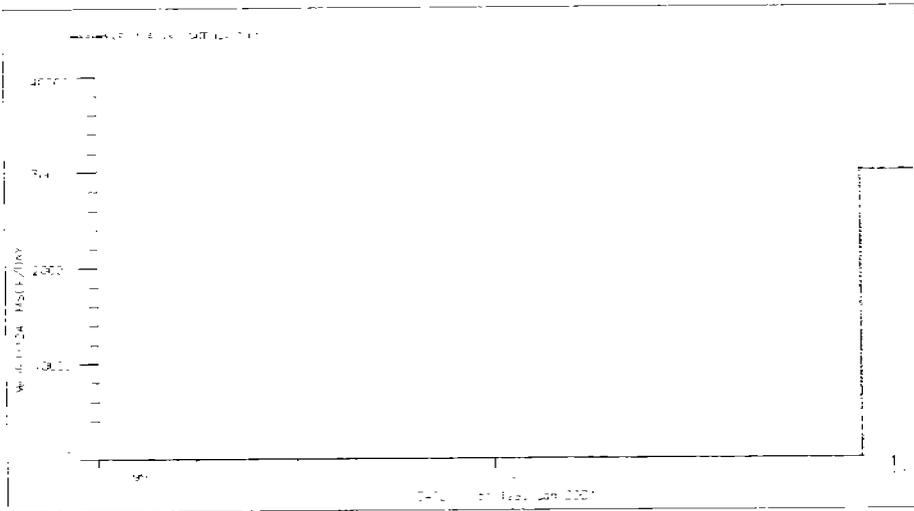


Figura 29. Gasto de inyección del pozo IJ12A a enero de 2001.

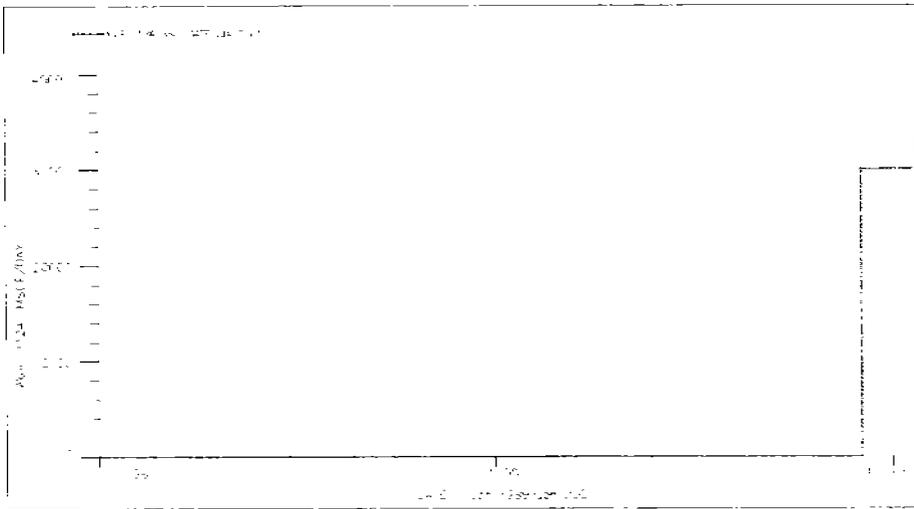


Figura 29. Gasto de inyección del pozo IJ12A a enero de 2001.

## VI.5. ANÁLISIS DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La disminución de la presión en yacimientos de aceite de alto encogimiento (aceite muy volátil), o de gas que contienen una alta riqueza en componentes licuables (alto contenido de condensados), representa un problema importante, cuando ésta disminuye por abajo de la presión de burbuja o de rocío.

En los yacimientos de gas y condensado, cuando la presión disminuye a valores menores que la de rocío, se forma una fase líquida de componentes intermedios ( $C_2-C_6$ ) en el medio poroso debida a la condensación retrógrada de gas, lo cual sucede en yacimientos a presiones ligeramente menores a la de rocío. Esta condensación retrógrada trae como consecuencia un empobrecimiento de componente licuables en el gas que se produce, aumentando la RGA.

Los fenómenos perjudiciales descritos en los yacimientos de gas y condensado, han sido disminuidos, o bien, eliminados por la inyección de agua o gases para el mantenimiento de la presión, como el gas seco,  $CO_2$  y  $N_2$ , al inicio de la explotación, o bien, para un periodo posterior de agotamiento o antes de llegar a la presión de rocío.

La presión mínima de miscibilidad es la presión mínima de inyección necesaria que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica.

El desplazamiento miscible puede darse por condensación, o bien, por evaporación, dependiendo de las composiciones de los fluidos, tanto del fluido desplazante como del fluido del yacimiento, así como de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y de la presión de inyección.

En este proyecto tendremos un desplazamiento miscible por evaporación donde a diferencia de la miscibilidad por condensación, requiere tener una composición con un mínimo de componentes de peso molecular intermedio, mientras que el gas de

inyección debe inyectarse a una presión más alta para poder evaporar dichos componentes en el porcentaje requerido.

A mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio, contenido en el aceite, los requerimientos de la presión de inyección disminuyen.

En este tipo de proceso, cuando se inyecta gas natural, la presión para alcanzar la miscibilidad, se incrementa al aumentar la temperatura, debido a que el metano disminuye su solubilidad en hidrocarburos a temperaturas altas, a diferencia del nitrógeno que su solubilidad aumenta para temperaturas mayores de 100°F, lo que hace disminuir la presión de miscibilidad.

Este comportamiento del metano de tener una presión mínima de miscibilidad menor que la del nitrógeno, es debido a que actúa como lo haría un hidrocarburo intermedio.

Se puede concluir que la presión óptima de inyección de gas seco para este proyecto es de 370 kg/cm<sup>2</sup>, dada que es la presión mínima de miscibilidad que garantiza el desarrollo de la miscibilidad dinámica.

El efecto de inyección de gas seco es doble. Primero, mantiene la presión del yacimiento y segundo, desplazará el gas seco a través del yacimiento. Se distinguen dos mecanismos de desplazamiento: uno en el sistema de la fractura y otro en la matriz.

El desplazamiento de gas húmedo por gas seco en la matriz es un proceso de difusión. El gas seco del sistema de la fractura se difundirá en la matriz y por eso desplazará el gas húmedo de la matriz.

La inyección provocará un cambio en la presión en el yacimiento, que se propagará a los pozos productores. El cambio de presión en los pozos productores puede llegar a detectarse por un cambio en la pendiente de la presión contra tiempo de inyección.

## VI.6. PREDICCIONES

Con la historia de producción ajustada, a enero de 2001, se calculó con el simulador composicional Eclipse300, los siguientes escenarios:

- Se realizó una corrida de simulación por declinación natural hasta el año 2015 reparando dos pozos: el Jacinto 11 y el Jacinto 24.
- Se realizó una corrida de simulación hasta el año 2015, donde se inyectó gas seco los primeros 5 años (Dic-2000 a Dic-2005) con un gasto de inyección de 30 millones de pies cúbicos de gas por día, reparando dos pozos: el Jacinto 11 y el Jacinto 24.

En esta figura podemos observar la predicción de la producción de aceite por declinación natural y la producción acumulada, comparada contra la predicción de la producción de aceite con inyección de gas seco y su producción acumulada a diciembre de 2015.

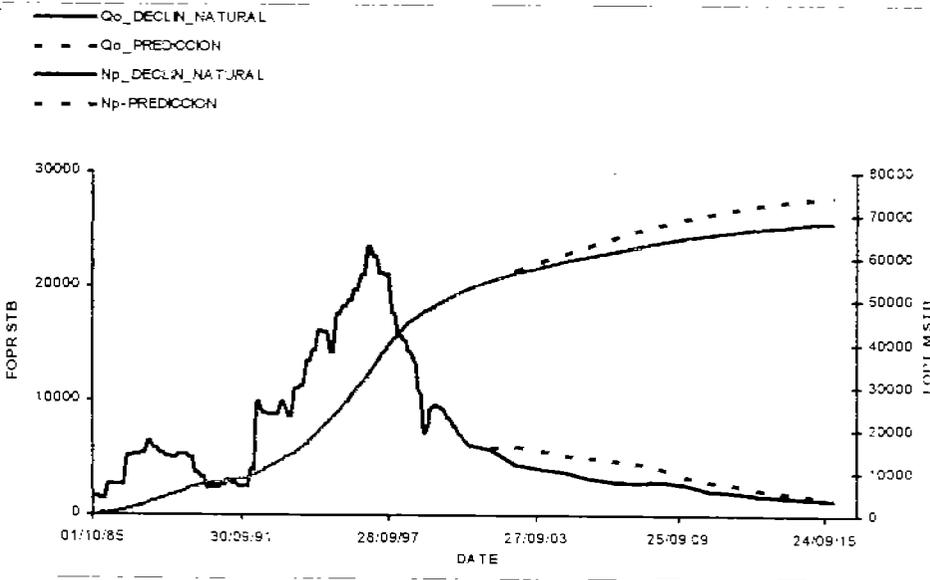


Figura 30. Predicción de la producción con declinación natural y con inyección de gas seco a diciembre de 2015.

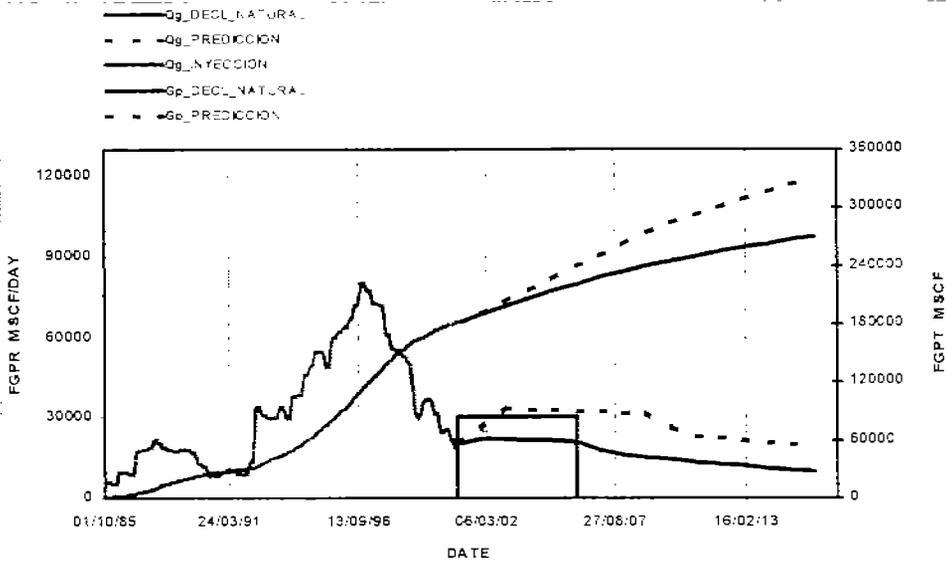


Figura 31. Declinación natural de producción de gas y producción acumulada comparada contra la predicción con inyección de gas seco a diciembre de 2015.

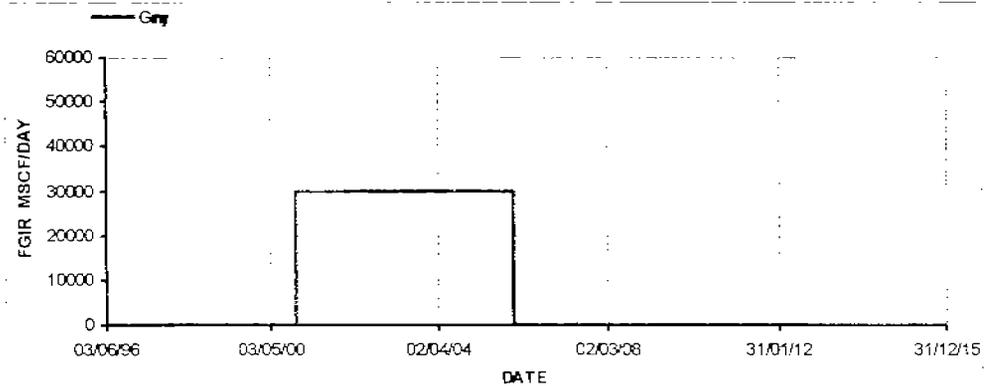


Figura 32. Gasto de inyección de gas seco vs. tiempo.

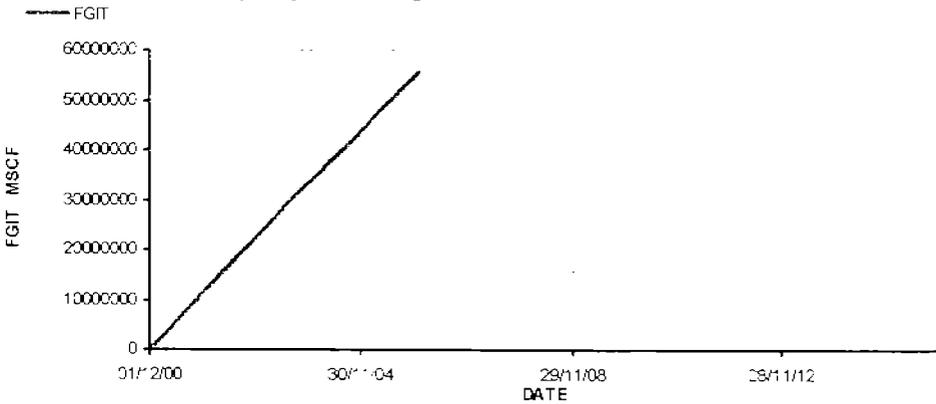


Figura 33. Inyección de gas acumulado vs. tiempo.

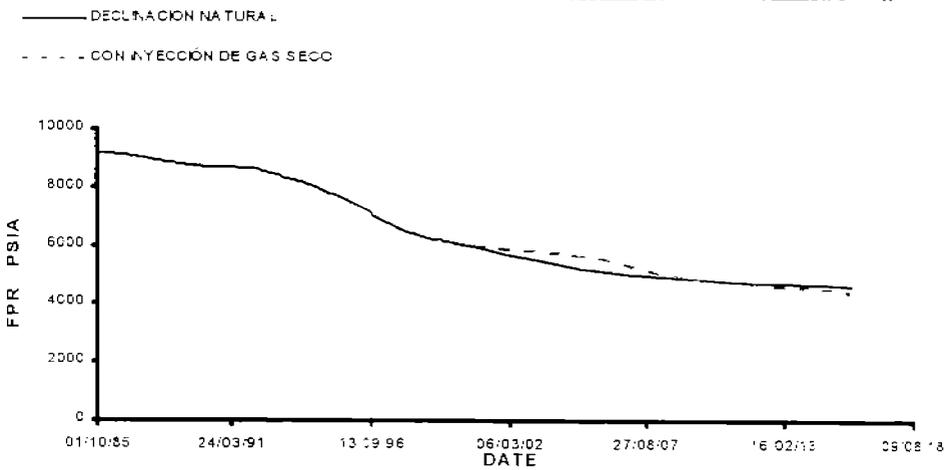


Figura 34. Comportamiento de la presión estática por declinación natural y con inyección de gas seco.

## VI.7. ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE EXPLOTACIÓN

Como podemos observar en la tabla 1, se puede concluir que la recuperación con la inyección de gas seco, comparada con la opción por declinación natural a diciembre de 2015, hace factible este proyecto, debido a que se obtiene una producción adicional de 6 millones de barriles de aceite y 61 mil millones de pies cúbicos de gas, al inyectar 55.65 mil millones de gas seco durante 5 años a un ritmo de 30 millones de gas seco por día.

| CASO                      | CARACTERÍSTICAS DE INYECCIÓN | NP MMBIs  | Gp MMMPC    | FACTOR DE RECUPERACIÓN DE ACEITE | FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS |
|---------------------------|------------------------------|-----------|-------------|----------------------------------|--------------------------------|
| DECLINACIÓN NATURAL       | SIN INYECCIÓN                | 68.300344 | 270.03911   | 44.96%                           | 54.08%                         |
| CON INYECCIÓN DE GAS SECO | 30 MMPCD por 5 años          | 74.36302  | 331.3281879 | 48.9%                            | 66.35%                         |

Tabla 1. Comparación de recuperaciones de aceite y gas por declinación natural y con inyección de gas seco a diciembre de 2015.

## VII. INSTALACIONES SUPERFICIALES

La producción total de gas y aceite de este campo es recibida en un cabezal de recolección aledaño al pozo productor Jacinto 21, siendo enviada por un ducto de 16" y 14 kilómetros de longitud, a la batería Paredón, donde se separa a presión intermedia de 34 a 37 kg/cm<sup>2</sup>. Esta instalación tiene capacidad suficiente para manejar la producción esperada con este proyecto, por lo que no requiere incrementar su capacidad. Ya se instaló el gasoducto de 8 pulgadas que transporta los 30 MMPCD de gas, del gasoducto Cactus-Reynosa al pozo inyector Jacinto 12.

En las Figuras 35 y 36 se puede observar la infraestructura y la instalación de compresores que fueron requeridos para este proyecto.

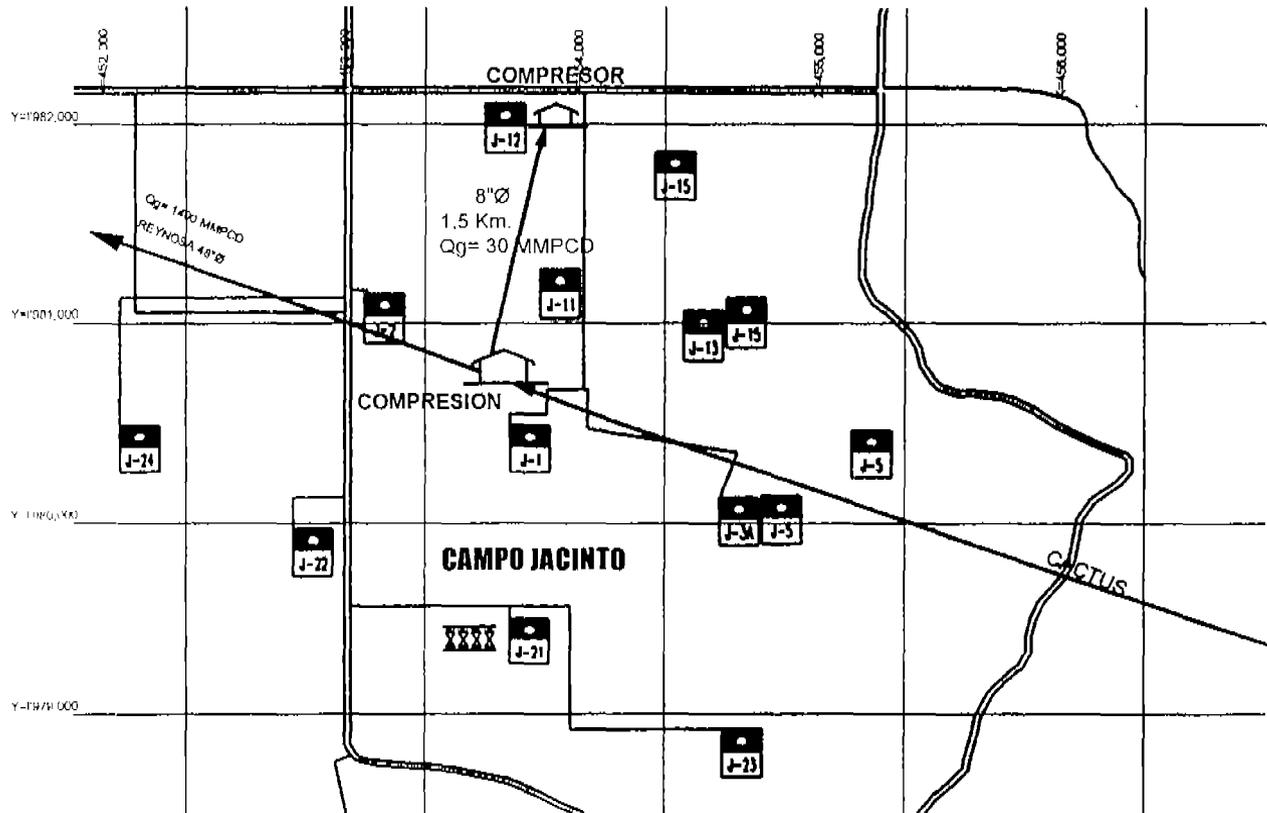


Figura 35. Infraestructura instalada para la inyección del gas seco en el pozo Jacinto 12

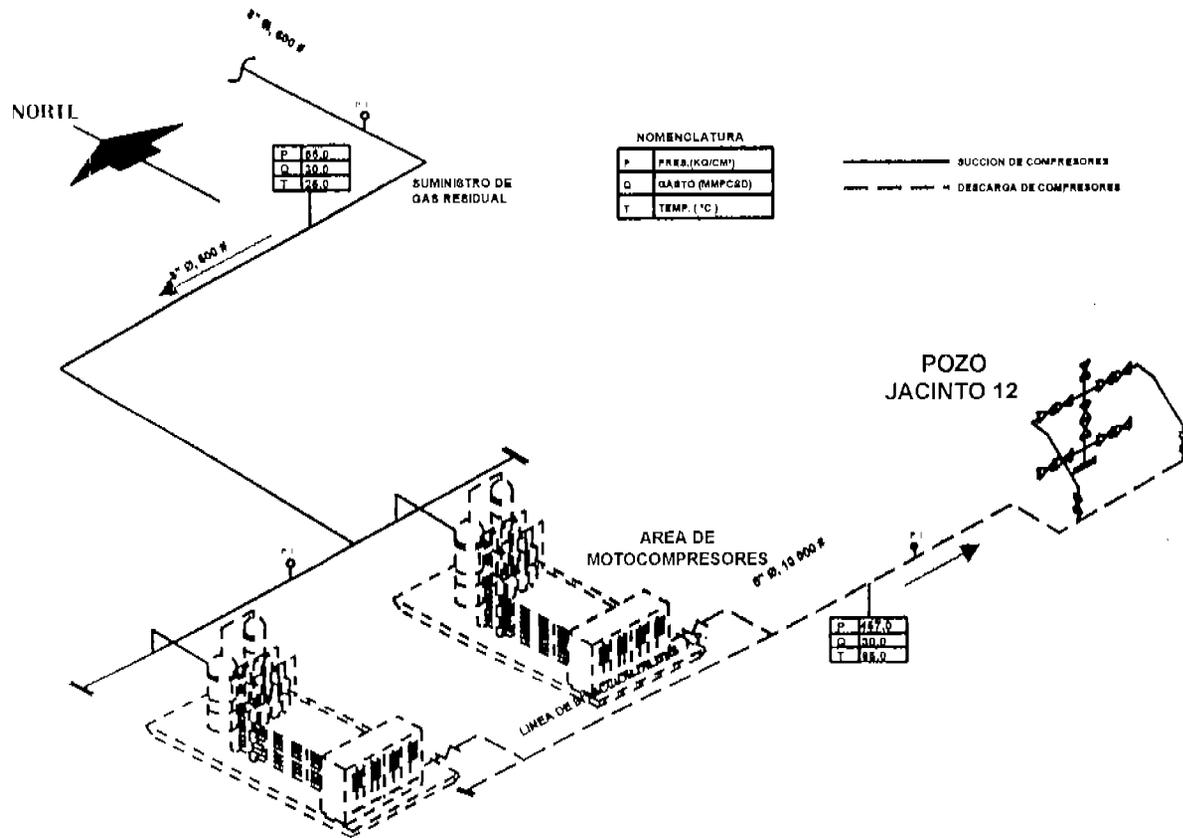


Figura 36. Instalación de compresores

## VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Manejando el proyecto por declinación natural, se recupera 68.3 MMBIs de aceite y 270 MMMPC de gas. lo que representa el 44.96 y 54.08% de factores de recuperación de aceite y gas, respectivamente, de la reserva total.
- Al inyectar se recupera 74.36 MMBIs de aceite y 331.32 MMMPC de gas, lo que representa el 54.08 y 66.35% como factores de recuperación de aceite y gas, respectivamente, de la reserva total.
- La inyección de gas seco, comparada con la opción por declinación natural a diciembre de 2015, hace factible este proyecto, debido a que se obtiene una producción adicional de 6 millones de barriles de aceite y 61 mil millones de pies cúbicos de gas, al inyectar 55.65 mil millones de gas seco durante 5 años a un ritmo de 30 millones de gas seco por día.
- De acuerdo con los resultados de la simulación, se observan los efectos de la inyección por el mantenimiento de presión, debido a que la presión se mantiene ligeramente por arriba de la presión de rocío hasta el año 2007.
- Se determina inyectar a  $370 \text{ kg/cm}^2$  dado que es la presión mínima de miscibilidad que garantiza el desarrollo de la miscibilidad dinámica.
- En este proyecto no se realizó un análisis económico, pero los principales costos que impactarían serían la compra de gas.
- El inyectar en un solo pozo y tener algún problema mecánico alteraría el programa de inyección.
- La implantación del proyecto proporcionará, además de los beneficios económicos, la experiencia necesaria para extrapolar su aplicación a yacimientos de características similares, pero de mayores dimensiones.
- Se recomienda dar seguimiento al comportamiento del yacimiento para compararlo con lo que se tiene en la predicción y así poder tomar acciones enfocadas a incrementar la recuperación de hidrocarburos.

- Se recomienda monitorizar la presión en los pozos de producción para detectar el efecto de la inyección de gas seco.
- Se recomienda monitorear el desplazamiento de gas húmedo por el gas seco mediante la medición de la composición de gas, regularmente en el cabezal de los pozos de producción, empezando inmediatamente después de iniciada la inyección de gas seco.

---

---

## ANEXO 1

### Pruebas de inyectividad efectuadas a los pozos candidatos a inyectoros

En el estudio integral se proponían como posibles pozos inyectoros, el Jacinto 24 y el Jacinto 4, que en ese entonces estaba en perforación, por lo que se efectuó una prueba de inyectividad con nitrógeno en el pozo **Jacinto 24**, en octubre de 1997 de la cual se definió lo siguiente:

1. Se confirmó que del intervalo disparado 6000-6030 m, sólo admite el intervalo de 6005 a 6012 m y no existen anomalías en las tuberías.
2. No se alcanzó un valor de presión de inyección estabilizada para ningún gasto y se manejaron presiones muy altas, lo que provocó la falla del equipo de compresión, esto debido a la baja presión de fondo del pozo al iniciar la inyección y la **baja permeabilidad** en el medio poroso calculada con la prueba de fall-off.

Por lo anterior, y aunado a que el pozo Jacinto 4 resultó improductivo por **baja permeabilidad**, se decidió cambiar de pozo y se seleccionó como posible inyector el pozo **Jacinto 12**, con mejores características petrofísicas y en mejor posición estructural donde se realizó la prueba de inyectividad en abril de 1998, con lo que se definió lo siguiente:

1. Que la zona de admisión corresponde al intervalo disparado (K.I.) y el pozo no presenta anomalías
2. Se obtuvieron presiones estabilizadas para cada uno de los gastos de prueba, los valores se muestran en la Tabla A1, con lo que se ajustó el análisis nodal y se definió que la presión requerida en la cabeza del pozo para la inyección de 30 mmpcd de gas natural, es de 5420 psia
3. Se observó interferencia con los pozos Jacinto 1 y 15.

**Tabla A1. Resultados de la prueba de inyectividad en el pozo J-12**

| Qg Iny (MMPCD) | TIEMPO DE INYECCION (hr) | PRESION DE CABEZA (PSIA) | PRESION DE FONDO A 5770 m (PSIA) | OBSERVACIONES  |
|----------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------------|--|
| 5              | 3                        | 3857                     | 5953                             |  |
| 10             | 8                        | 4032                     | 5999                             | FALLO SONDA DE FONDO A LA S 14:00                    |
| 15             | 10                       | 4260                     | 6060                             | CON NUEVA SONDA DE FONDO LOS ULTIMOS MIN             |
| 20             | 0.25                     | 4560                     | ---                              | INCREMENTO MESPERADO DE GASTO CUANDO LA SONDA BALABA |

**Pruebas de interferencia y análisis de registros de imágenes:**

Para definir estrategias de explotación y entender mejor los mecanismos de producción del campo, es necesario conocer las características de flujo de los fluidos en el yacimiento. Para ello se requiere integrar la información disponible del yacimiento, con la cual se determinaría la dirección preferencial del movimiento de fluidos y su relación con el fracturamiento, así como la comunicación entre pozos y entre las diferentes unidades litológicas del yacimiento.

La interacción de las pruebas de interferencia y las imágenes de pared de pozo, permitieron conocer las relaciones antes mencionadas.

De acuerdo a las condiciones geológicas y estructurales prevalecientes en el campo Jacinto, se planeó y diseñó la toma de información dinámica, que consistió en pruebas de interferencia consecutivas, efectuadas en cuatro etapas e involucrando un total de ocho pozos. La adquisición de datos se realizó utilizando sondas de presión y temperatura de cuarzo de alta resolución y precisión. Cada etapa involucró, cuando menos dos pozos observadores y solamente uno activo.

Las pruebas fueron diseñadas de forma que permitiesen obtener la mayor cantidad posible de información del campo sin reducir drásticamente la producción total del mismo. Para ello las pruebas de interferencia se realizaron con los pozos observadores fluyendo, en lugar de estar cerrados, como en una prueba de interferencia convencional. Los cambios de tendencia en los pozos observadores se analizaron mediante métodos de análisis convencionales, así como también los incrementos de presión de cada pozo activo.

La toma de información se realizó en cuatro etapas e involucró un total de ocho pozos del campo Jacinto. Los pozos involucrados y sus funciones en cada etapa se presentan a continuación:

| PRUEBA | POZO ACTIVO | POZOS OBSERVADORES                      |
|--------|-------------|---|
| 1      | Jacinto-21  | Jacinto-1<br>Jacinto-3A                 |
| 2      | Jacinto-1   | Jacinto-3A<br>Jacinto-5R<br>Jacinto-11  |
| 3      | Jacinto-11  | Jacinto-12<br>Jacinto-13<br>Jacinto-15R |
| 4      | Jacinto-15R | Jacinto-5R<br>Jacinto-12<br>Jacinto-13  |

El análisis de fracturamiento a detalle de los registros de imágenes resistivas en los pozos Jacinto-1, Jacinto-5R, Jacinto-12, Jacinto-15R y el Jacinto 13, permitió conocer la dirección preferencial de fracturamiento, rumbo de capas y distinguir los horizontes con porosidad vugular o cavidades de disolución que también favorecen los canales de permeabilidad, en las diferentes unidades litológicas e intervalos disparados, así como la obtención de los espesores netos que se utilizaron en el análisis de las pruebas de variación de presión.

Las conclusiones de este estudio, son las siguientes:

La información de interferencia adquirida durante la prueba, aunque en una forma no convencional, fue suficientemente representativa como para permitir su interpretación. En la Tabla A2 se presentan los resultados principales de las interpretaciones de interferencia realizadas y en la Tabla A3, lo obtenido del análisis efectuado en los incrementos de los pozos activos.

**Tabla A2. Resultados de la interpretación de las pruebas de interferencia**

| PRUEBA | POZOS        | K <sub>h</sub><br>mD | Daño      | H <sub>h</sub><br>(m) | Comentarios                       |
|--------|--------------|----------------------|-----------|-----------------------|-----------------------------------|
| 1      | J-21 / J-1   | -                    | -         | 119                   | Interfer. SI<br>Datos no estables |
|        | J-21 / J-3A  | -                    | -         | 73                    |                                   |
| 2      | J-1 / J-3A   | 10.1                 | 1.901E-4  | 73                    |                                   |
|        | J-1 / J-5R   | 1.89                 | 1.687E-4  | 73                    |                                   |
|        | J-1 / J-11   | 14.2                 | 3.896E-4  | 90                    |                                   |
| 3      | J-11 / J-12  | 2.66                 | 1.423E-4  | 90                    |                                   |
|        | J-11 / J-13  | 3.67                 | 5.637E-4  | 122                   |                                   |
|        | J-11 / J-15R | 1.45                 | 12.126E-4 | 84                    |                                   |
| 4      | J-15R / J-5R | -                    | -         | 73                    | Interfer. NO                      |
|        | J-15R / J-12 | 2.38                 | 1.422E-4  | 90                    |                                   |
|        | J-15R / J-13 | 2.48                 | 9.356E-4  | 122                   |                                   |

**Tabla A3. Análisis de incremento en los pozos activos**

| POZO  | MODELO                                     | K <sub>h</sub><br>mD | Daño       | Fronteras<br>(m)         | H <sub>h</sub><br>m | P*   | Observaciones   |
|-------|--|----------------------|------------|--------------------------|---------------------|------|---|
| J-21  | Homogéneo                                  | 6.23                 | 153        | Sello, 171<br>Sello, 172 | 45                  | 5964 | 60° entre<br>fronteras<br>en cada<br>modelo                           |
|       | 2-Perosidad                                | 4.08                 | 98         | Sello, 113<br>Sello, 297 |                     |      |   |
| J-1   | Homogéneo<br>con<br>penetración<br>parcial | 2.22                 | 30.9       |                          | 119                 | 5966 |   |
| J-11  | Homogéneo                                  | 0.38                 | 0.43       | P Cte 18.9               | 90                  | 6123 |   |
|       | 2-Perosidad                                | 0.38                 | 0.53       | P Cte 19.3               |                     |      |   |
| J-15R | Homogéneo<br>2-Perosidad                   | 0.08                 | -1.98      | P Cte 21.3               | 84.0                | 6264 | 60° entre<br>fronteras<br>en ambos<br>modelos<br>Radio del<br>circulo |
|       |  | 7                    | -3.24      | P Cte 17.1               |                     |      |   |
|       | 0.04                                       |                      | P Cte 9.33 |                          |                     |      |   |
|       | 6  | -1.79                | P Cte 14.2 |                          |                     |      |   |
|       | Circulo<br>Cerrado                         | 0.09                 |            | P Cte 27.6               |                     |      |   |
|       |  | 4                    |            |                          |                     |      |   |

**Nota:** Los valores de P\* están extrapoladas a una profundidad de referencia de 5900 metros

Los modelos de doble porosidad confirman el comportamiento de un yacimiento fracturado de doble porosidad. La dirección de flujo está controlada por el rumbo del fracturamiento NNW-SSE. Únicamente hacia el bloque SE del campo, la comunicación es favorecida por el rumbo de las capas.

## BIBLIOGRAFÍA

- Lake, L.W., "ENHANCED OIL RECOVERY" , Prentice Hall, New Jersey, U.S.A. (1989).
- Latil, M., "ENHANCED OIL RECOVERY", Institute Francais ou Petrole, Ed. Technip., Paris, France (1980).
- SPE, "EOR FIELD CASE HISTORIES", Reprint series No. 23, Richardson, Tx, U.S.A. (1987).
- Brian Evison ,Niject Services, y R.E. Gilchris, Ralph E. Gilchris: "New developments in Nitrogen in the Oil Industry". SPE (april 13-14,1992).
- Emmons Fred R., Hudspeth Lon D.: Prepared and Presented at: The 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana October 5 - 8, 1986.
- García G.F.J.,Ortiz D. Y Canizal S.J.L.: "Evaluación Preliminar De Fuentes Disponibles De Agentes De Inyección Factibles de Utilizarse Para Mejorar La Recuperación De Hidrocarburos En México", Ingeniería Petrolera (Mar. 1991)
- M. Duckett,R. Banks and D. Limb: "Using nitrogen to enhance oil and gas recovery".
- Oil & Gas Journal, International Petroleum News and Technology. April 20, 1998.
- Oil & Gas Journal, International Petroleum News and Technology. March 20, 2000.
- Van Pollen, H.K. y Asociados, Inc.: Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Pennwell Publishing Co., Tulsa Oklahoma (1980).
- Andresseb K. H., Baker R I, J. Raoofi: " Development of Methods for Analysis of Iranian Asman Reservoirs", Congreso Mundial del Petroleo, Junio 1963.
- Brian Evison ,Niject Services, y R.E. Gilchris, Ralph E. Gilchris: "New Developments in Nitrogen in the Oil Industry". SPE (April 13-14,1992)
- J. Glantschnig y E. Kröell: "Injection of Nitrogen for Improved Oil Recovery: A Successful Case History".

- Jan G. J. Ypma: "Compositional Effects in Gravity Dominated Nitrogen Displacements", SPE, Koninklijke/Shell E&P Laboratorium (Agosto 1998).
  - Katz D.L., Firoozabadi A.: "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients". Journal of Petroleum Technology , Nov 1978, p. 1649-1655.
  - Lars Høier, SPE, Statoil and Curtis H. Whitson: "Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs", SPE, NTNU
  - M. Duckett, R. Banks y D. Limb: "Using Nitrogen to Enhance Oil and Gas Recovery".
  - Moritis Guntis: "EOR Oil Production up Slightly". Oil & Gas Journal, International Petroleum News and Technology. April 20, 1998
  - Moritis Guntis: "EOR Weathers low oil Prices". Oil & Gas Journal, International Petroleum News and Technology. March 20, 2000.
  - Peaceman D. W.: "Convection in Fractured Reservoirs – The Effect of Matrix – Fissure Transfer on the Instability of a Density Inversion in a Vertical Fissure", SPE 5523, Dallas Tx. 1975.
  - Schlumberger: "PVT Reference Manual. Version ", Schlumberger GeoQuest (Septiembre 1995)
  - Securities and Exchange Commission Washington, D.C. 20549. "Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange act of 1934".
  - Slider "Slip" H. C.: "World Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", PennWell Books (1983).
- Van Pollen, H K y Asociados, Inc.: Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Pennwell Publishing Co., Tulsa Oklahoma (1980).