

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

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

PROYECTO TERMINAL

"ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE  
NITRÓGENO AL CAMPO JUJO TECOMINOACAN"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE  
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y  
MEJORADA DE HIDROCARBUROS

PRESENTA:

ING. FEDERICO RODRÍGUEZ VIDAL

DIRECTOR DE PROYECTO :

ING. JORGE HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL

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.

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**  
**AL CAMPO**  
**JUJO-TECOMINOACAN**

**AGRADECIMIENTOS**

CAPITULO	PAGINA
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>II. OBJETIVOS Y ALCANCES .....</b>	<b>3</b>
<b>III. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTUDIOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS REALIZADOS.....</b>	<b>5</b>
III.1. Aspectos Geológicos .....	6
III.2. Condiciones de Explotación del Campo .. ..	8
III.3. Estudios de Ingenieria de Yacimientos.....	11
<b>IV. RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN MISCIBLE DE GAS .....</b>	<b>17</b>
IV.1 Descripción del proceso .....	18
IV.2 Mecanismos .....	18
IV.3 Parametros de selección.....	19
IV.4 Limitaciones y problemas .....	20
IV.5 Tipos de desplazamiento miscible .....	20
IV.5.1 Desplazamiento miscible vertical .....	20
IV.5.2 Desplazamiento miscible horizontal .....	22
IV.6 Procesos para lograr la miscibilidad .....	23

---

IV.6.1	Procesos de miscibilidad al primer contacto .....	23
IV.6.2	Proceso de miscibilidad por contacto múltiple .....	24
IV.6.3	Proceso de miscibilidad por contacto múltiple(vaporización)...	25
IV.7	Metodos experimentales para determinación de la miscibilidad .....	26
IV.7.1	Diagrama P-X .....	27
IV.7.2	Diagrama ternario de contacto múltiple .....	27
IV.7.3	Prueba de tubo delgado (Slim Tube Test) .....	28
IV.7.4	Prueba RBA (Rising Bubble Aparatus) .....	29
IV.8	Etapas de un proceso .....	29
IV.8.1	Evaluacion volumétrica .....	30
IV.8.2	Determinacion de la cantidad del solvente y gas a inyectar en un desplazamiento miscible .....	33
IV.8.3	Comportamiento de yacimientos con desplazamiento miscible .....	33
<b>V.</b>	<b>RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO O COMBINACIÓN DE GASES (FLUE GAS).....</b>	<b>35</b>
V.1	Descripcion del proceso .....	36
V.2	Mecanismos .....	36
V.3	Parametros de selección .....	37
V.4	Limitaciones y problemas .....	38
<b>VI.</b>	<b>RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO JUJO TECOMINOACAN.....</b>	<b>39</b>
V.1	Introduccion .....	40

V.I.2 Selección del proceso .....	40
<b>VII. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA .....</b>	<b>48</b>
VII.1. Descripción del Modelo. ....	49
VII.2 Ajuste de Historia .....	53
VII.3 Predicciones de la Inyección de Nitrogeno . ....	57
VII.4 Analisis de los Resultados . ....	60
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>73</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>77</b>

## AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Magali y a mis hijos Federico, Lupita y Estefanía, por su cariño y comprensión

A mis Profesores : Dr. Necmetin Mungan, Dr. Farouq Ali, Dr. Ali M. Saidi, Dr. David Schechter, Dra. Jetzabeth Ramirez S., Ing. Maximino Meza, M. en I. Alfredo León G., Ing. Salvador Flores C., e Ing. Jorge Huescani Jiménez B. Por su esfuerzo y dedicación en la transmisión de sus conocimientos y experiencia en el campo de la Recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.

Al M. en I. Miguel A. Méndez García por su apoyo y amistad, como Jefe de Diseño de Explotación del Activo Jujo – Tecominoacan de la Region Sur.

A mis compañeros en la Especialidad:

Ramiro Ávila Mejía

Isabel Báez Marín

Jaime Castañeda Andrade

Felipe Gómez Balanzar

Rufino A. Hernández F.

Donaldo Leyva Morga

Norma B. Morales Luna

Luis A. Pavón Chable

Alfonso Urriza Vergara

Amando Vargas del Campo

Por su gran amistad y ayuda en todo momento.

---

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

## I. INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Jujo-Tecominoacan esta clasificado como un yacimiento de Aceite Volátil, es naturalmente fracturado, ubicado a 73 Km. De la ciudad de Villahermosa, Tabasco, fue descubierto con la perforación de los pozos Exploratorios Jujo-2A en octubre de 1980 y Tecominoacan 101-B en marzo de 1983.

Después de veinte años de explotación el factor de recuperación actual del aceite es del 18 % y se tienen ya condiciones criticas de depresionamiento del Yacimiento, Invasión de agua en pozos estructuralmente altos y de alta productividad y precipitación de asfáltenos en las vecindades de los pozos, con la consecuente declinación de la producción debida a todos esos factores. Por estas razones es que urge sea implantado un Proceso de recuperación Mejorada para ayudar a mejorar las condiciones de explotación del campo e incrementar la recuperación de las reservas de hidrocarburos.

De los estudios de preseleccion se determino que las características del campo Jujo-Tecominoacan son adecuadas para la implantación de procesos de Inyección de Gas (gas natural, CO<sub>2</sub> , o N<sub>2</sub>). De los estudios de laboratorio (pruebas de Titilación) con el fluido del yacimiento adicionándole diferentes gases a las condiciones del yacimiento de presión y temperatura, se determino que el CO<sub>2</sub> y el gas natural pueden agravar los problemas de precipitación de asfáltenos al entrar en contacto con los hidrocarburos, en cambio el nitrógeno fue el que menos riesgo de precipitación presenta. Con estos resultados es evidente que el gas con mejores posibilidades técnicas y económicas presenta es el Nitrógeno

En este trabajo se presentan los análisis del escenario de Inyección de Nitrógeno en un sector del yacimiento (área Jujo), sus ventajas y desventajas, así como recomendaciones necesarias para llevar a cabo el proyecto.

## CAPITULO II

### OBJETIVOS Y ALCANCES

## II. OBJETIVOS Y ALCANCES

### **ANÁLIZAR LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITROGENO AL YACIMIENTO JUJO-TECOMINOACAN:**

- Determinar sí el desplazamiento por inyección de Nitrógeno será inmisible, miscible o parcialmente miscible
- Determinar sí la aplicación de este Proceso de Recuperación tendrá efecto en la recuperación de Hidrocarburos o solo servirá para mantenimiento de la Presión del Yacimiento
- Estimar el tiempo de surgencia del Nitrógeno y los porcentajes molares en los fluidos producidos por campo y por pozo.
- Determinar cuales serian las expectativas del campo de no aplicarse el proceso de recuperación Mejorada por Inyección de Nitrógeno.
- Obtener experiencia en el diseño, aplicación y análisis de un proyecto de Recuperación Mejorada

## CAPITULO III

### **CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTUDIOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS REALIZADOS.**

### III. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTUDIOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS REALIZADOS

#### III.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS

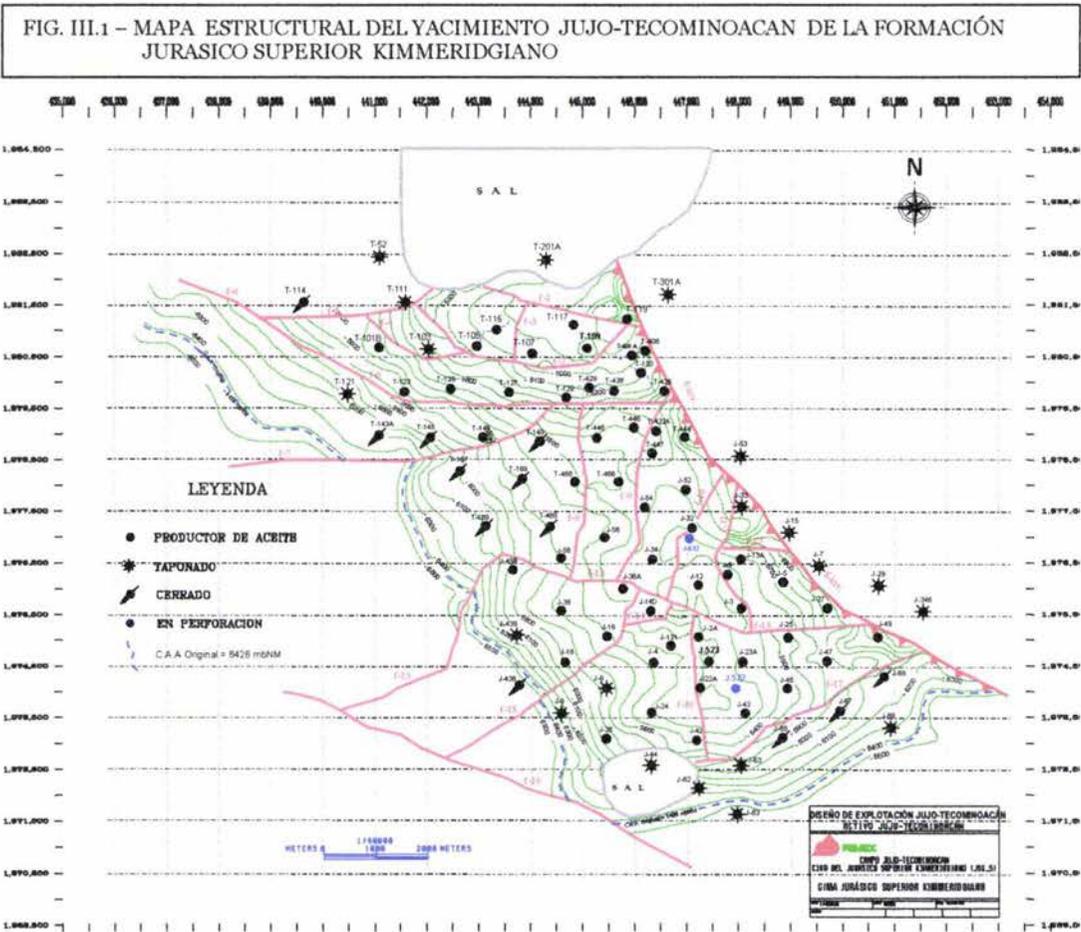
El yacimiento Jujo-Tecominoacán es una combinación de trampas estructurales-estratigráficas. Estructuralmente, Jujo-Tecominoacán es un anticlinal de orientación elongada noroeste-sureste. El anticlinal despliega características relacionadas con domos salinos, fallas transcurrentes y fallas de extensión. Los límites norte y noreste del campo están definidos por fallas inversas de orientación noroeste-sureste. Dichas fallas tienen más de 100 m. de desplazamiento vertical. Las fallas internas y de límite no están selladas y permiten la comunicación a través de la mayor parte del campo. El echado estructural es de aproximadamente 19°. El cierre estructural sobrepasa los 2000 m. (6560 ft.) y la columna de aceite es de aproximadamente 800 m. (2624 ft.) de espesor. Las variaciones en la dolomitización favorecen a la formación de un entrapamiento estratigráfico. La caliza tiene bajas porosidades y permeabilidades. Los intervalos extensamente dolomitizados tienen porosidades y permeabilidades más altas y contienen extensas fracturas y microfracturas.

El campo Jujo-Tecominoacán produce en yacimientos de carbonatos del Cretácico Inferior (KI), Jurásico Superior Tithoniano (JST) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) a profundidades que van desde los 5100 hasta 6400 m. (16728 a 20992 ft. bajo nivel del mar). En la Fig. No. III.1. se muestra un mapa estructural del JSK. La calidad de matriz de roca de estos yacimientos es generalmente con bajas porosidades (promedio de 3% o menos) y permeabilidades. Los intervalos dolomitizados están extensamente fracturados y exhiben buenas porosidades y permeabilidades. La porosidad y permeabilidad secundaria contribuyen significativamente al yacimiento en su totalidad. Los altos gastos de producción observados en los pozos serían imposibles de lograr en un sistema dominado por matriz de roca y se confirma que un extenso sistema de

fractura y microfractura existe en el yacimiento. Los cambios de facies existen dentro del yacimiento y esos límites crean diferencias localizadas en las propiedades del yacimiento, lo cual puede alterar significativamente la transmisibilidad del yacimiento.

La producción más prolífica del yacimiento está en el JSK. Ha sido muy desarrollado y contribuye a la mayor parte de los datos de transmisibilidad efectiva del yacimiento. El JST ha contribuido también a la producción del campo, pero es generalmente mezclado con intervalos de JSK. La información definitiva sobre las características del yacimiento en JST es limitada. El yacimiento en KI ha sido probado solo en el área Jujo (Jujo 16, Jujo 22-A) por lo que los parámetros de producción son limitados.

El volumen original de aceite obtenido por el método volumétrico reporta un valor de 4554.063 MMBLS @ C.S.



El Yacimiento Jujo-Tecominoacan esta clasificado como un yacimiento de Aceite Volátil, es naturalmente fracturado, ubicado a 73 Km. De la ciudad de Villahermosa, Tabasco, fue descubierto con la perforación de los pozos Exploratorios Jujo-2A en octubre de 1980 y Tecominoacan 101-B en marzo de 1983.

La extensión del área productora es de 73.2 Km<sup>2</sup> con un espesor promedio de 800 m., la profundidad media es de 5700 m.b.N.M., la porosidad promedio de 3 %, saturación de agua del 15 %; El fluido producido es de excelente calidad, aceite volátil de 38 ° API, viscosidad de 0.15 cp, originalmente bajosaturado, la temperatura es de 153 ° C, y una presión de Saturación de 262.4 kg/cm<sup>2</sup>.

Los mecanismos principales para la producción son : Expansión del sistema roca-fluidos, empuje moderado del acuífero y la expansión del gas en solución. La producción del campo Jujo-Tecominoacan ha causado que la presión del Yacimiento halla declinado de su presión inicial de 707 kg/cm<sup>2</sup> (10004 psia) a 270 kg/cm<sup>2</sup> (3839 psia) muy cercana a la presión de saturación de 262.4 kg/cm<sup>2</sup> (3732 psia) , la formación de un casquete en las partes superiores de la estructura se manifiestan por el incremento en la relación gas-aceite de algunos pozos con terminaciones en la parte culminante de la estructura como son los pozos Jujo-22A, y Tecominoacan-109.

Los datos históricos de la presión de fondo de los pozos proporcionan una información muy valiosa respecto a la continuidad del yacimiento; Estos datos muestran tres regiones productivas distintas existentes en el campo: La primer Región es la parte principal del Área Jujo (Formación Jurasico Superior Kimmeridgiano), la armonía de los datos de presión de esta región es buena, lo cual indica una excelente comunicación de presión entre los pozos de esta área, la declinación de la presión a medida que incrementa la producción acumulada indica que el empuje del acuífero en esta zona no es suficiente y predomina el empuje por gas disuelto liberado.

## **III.2 CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO**

La segunda región productiva esta compuesta en su mayoría por el área Tecominoacan (Formación Jurasico Superior Kimmeridgiano). Los pozos de esta región también tienen una presión consistente, lo cual indica buena comunicación entre ellos, se ha notado que en los pozos ubicados en los flancos la presión ha incrementado manifestando la presencia del acuífero; en el área central de esta región se tiene un comportamiento de la presión similar a la primer región en donde predomina el empuje por gas disuelto liberado.

Ha existido una diferencia de presión entre estas dos regiones productivas, en el área Tecominoacan tiene una presión ligeramente mayor que el área Jujo debido a que en esa región se encuentra la entrada principal del acuífero.

La tercer región productiva es la del área Jujo en las Formaciones Cretácico Inferior y Jurasico superior Tithoniano. Esta región se caracteriza por una menor productividad, debido a que las propiedades de las rocas están mas restringidas en cuanto al grado de fracturamiento y porosidad, y se nota un depresionamiento mucho mayor que el de las otras dos regiones.

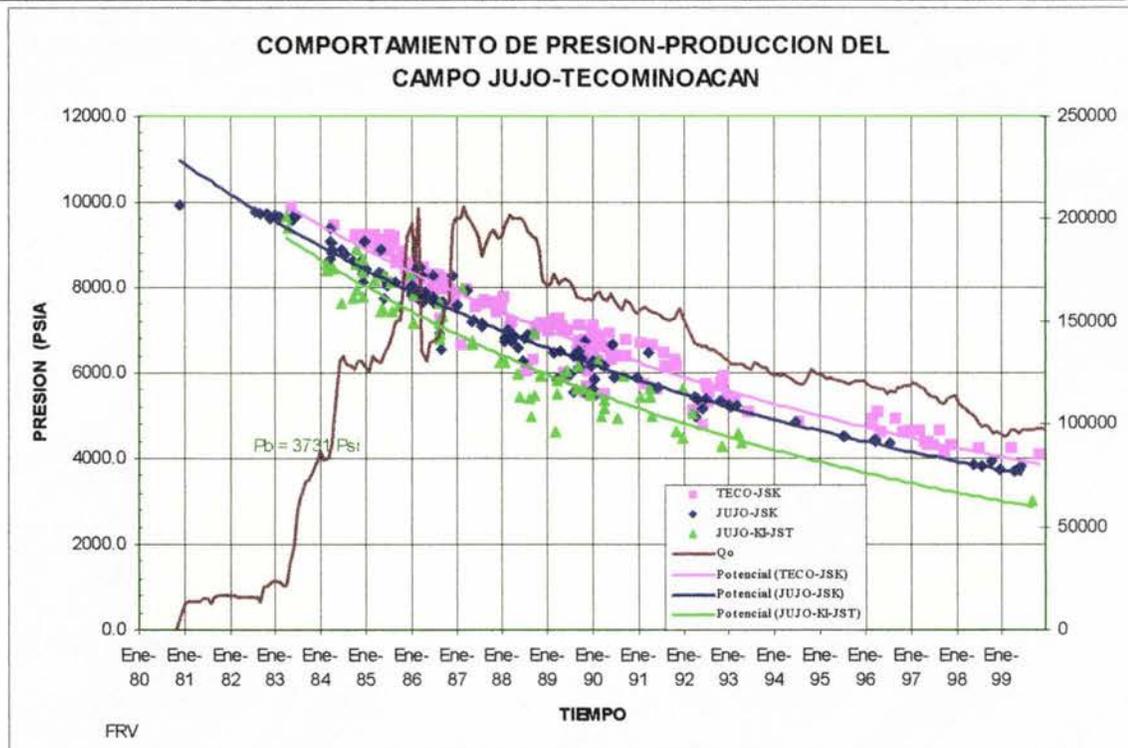
A la fecha se han perforado 100 pozos, obteniéndose producción comercial en 72 de ellos, que permitió obtener en febrero de 1987, su máxima producción comercial de 206 000 BPD.

El volumen original de aceite es de 4897 MMBLS y 6003 MMMPC de gas, cifras auditadas por la compañía Netherland and Sewell Inc..

Después de veinte años de explotación el factor de recuperación actual del aceite es del 18 % y se tienen ya condiciones críticas de depresionamiento del Yacimiento, Invasión de agua en pozos estructuralmente altos y de alta productividad y precipitación de asfaltenos en las vecindades de los pozos, con la consecuente declinación de la producción debida a todos esos factores. Por estas razones es que urge sea implantado un Proceso de recuperación Mejorada para

ayudar a mejorar las condiciones de explotación del campo e incrementar la recuperación de las reservas de hidrocarburos.

FIG III.2 – COMPORTAMIENTO DE PRESION-PRODUCCION



### III.3 ESTUDIOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

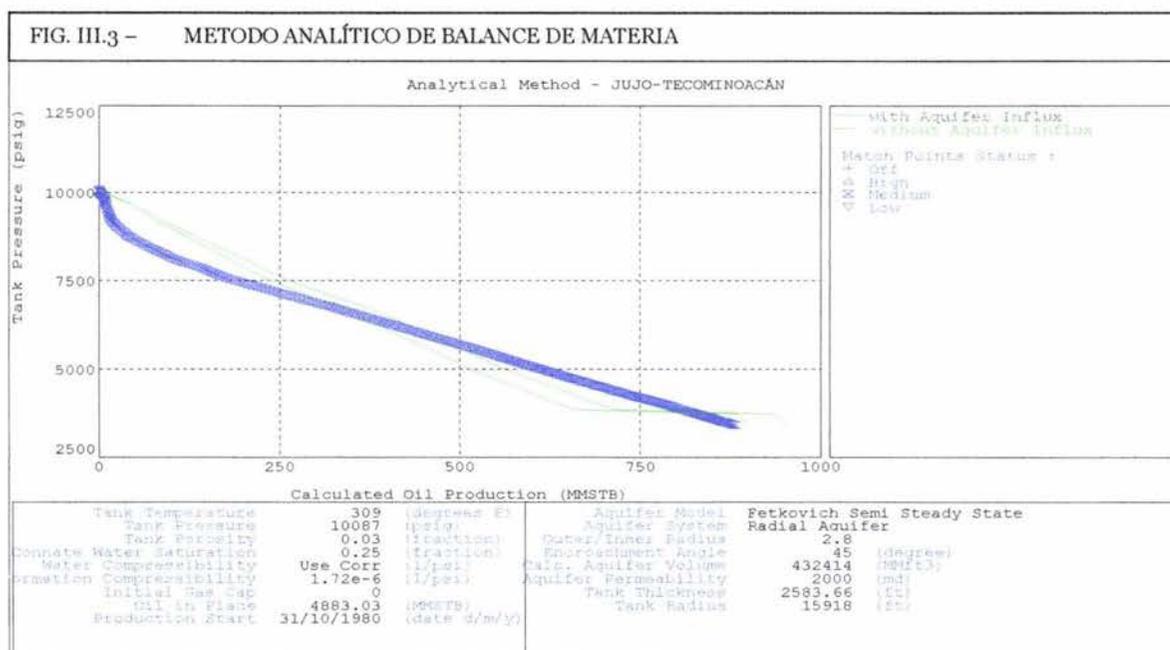
#### BALANCE DE MATERIA

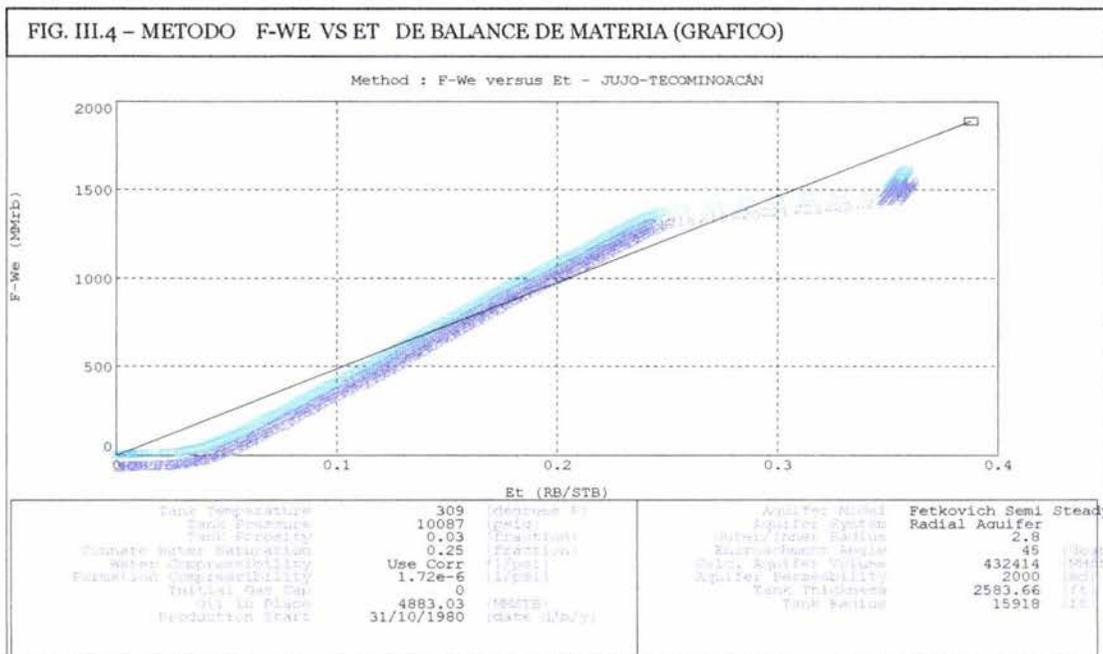
Se realizó un estudio de Balance de materia para la determinación del Volumen Original de hidrocarburos y los mecanismos de empuje presentes en el Yacimiento jujo-tecominoacan, este estudio es de gran utilidad antes de iniciar cualquier Estudio de Simulación numérica.

Para el desarrollo de este estudio se utilizo la información disponible de Presiones estáticas y datos de Producción de Aceite, Gas y Agua así como la información de los fluidos para la cual se utilizo el estudio PVT del Pozo Jujo-42 de Energy Laboratories.

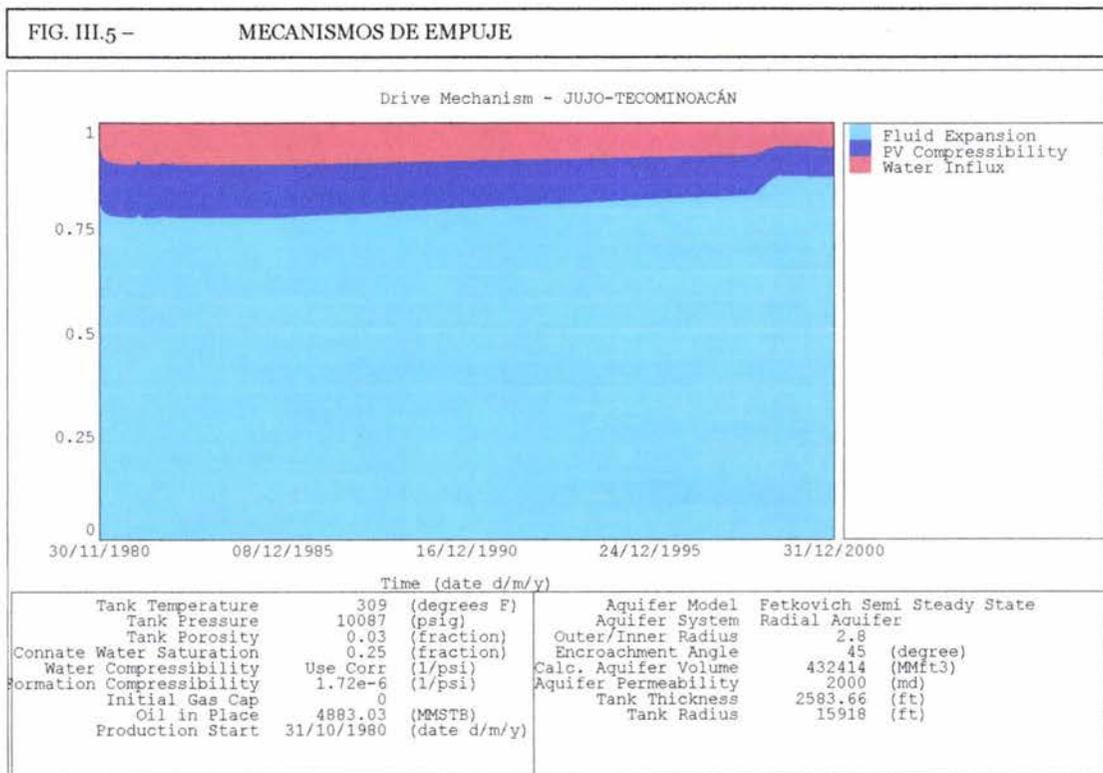
La información en forma digital fue introducida al Software MBAL para su validación y análisis.

En la figura III.3, se presenta la grafica presión contra producción de aceite del método analítico y en la figura III.4 el Método grafico (F-We contra Et ) de donde se obtuvo un Volumen original de Aceite de 4883 MMbLS considerando la presencia de un acuífero tipo Fetkovich Semiestacionario.

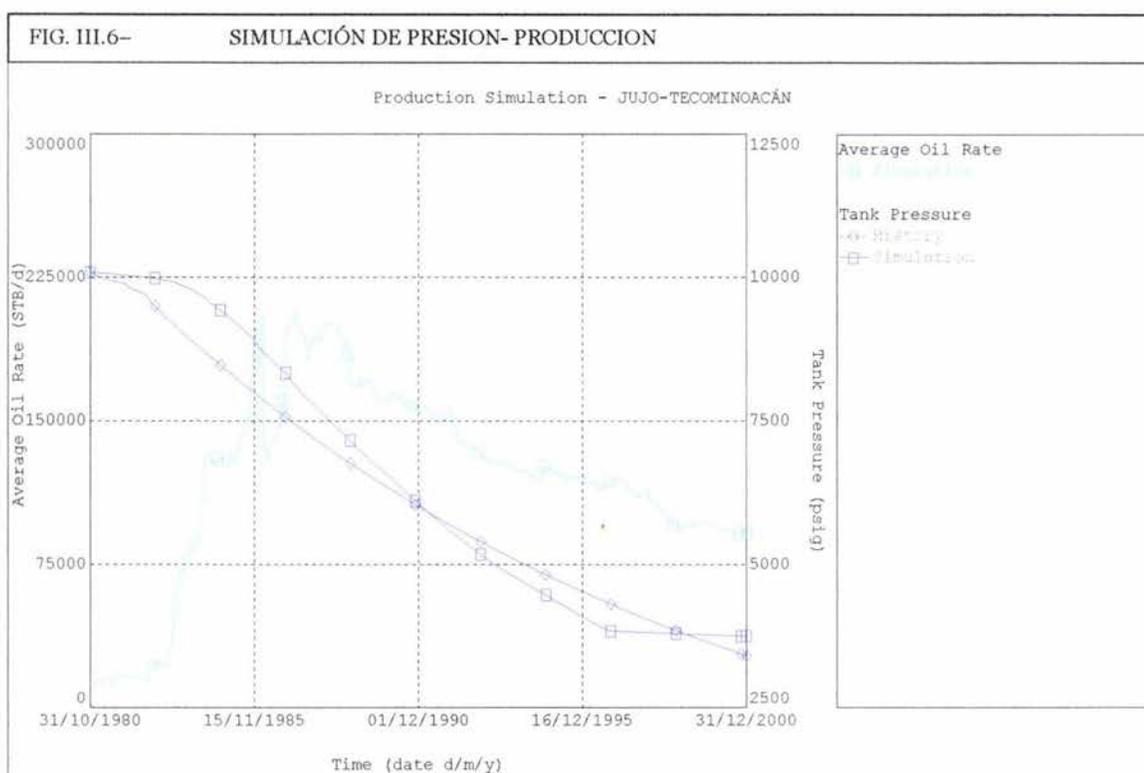




En la figura III.5 se presentan los mecanismos de Empuje presentes en la Explotación del campo Jujo-Tecominoacan, de los cuales el más importante es la expansión de los fluidos



Teniendo los ajustes con los métodos anteriores se procedió a efectuar una simulación del comportamiento de presión y producción. En la figura III.6 se muestra la simulación del comportamiento de presión – producción.



Es importante mencionar que en este estudio se utilizó una compresibilidad de la formación de  $1.72 \times 10^{-6}$  (1/psi), pero se recomienda hacer un análisis de sensibilidad a este parámetro para conocer el rango de compresibilidades que se pueden tener en la evaluación del volumen original de hidrocarburos. Ya que con una compresibilidad baja obtenemos un volumen mayor, pero podría darse el caso

que no todo ese volumen de hidrocarburos obtenido sea móvil y se tenga un factor de recuperación bajo.

## SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En 1996 durante el estudio integral del campo Jujo-Tecominoacán se construyó un modelo de simulación numérica, que se ha venido actualizando y ajustando de acuerdo al comportamiento de la producción y de la presión. El modelo de simulación del campo está constituido de 100 celdas en la dirección X, de 13 en la dirección Y y 10 capas (dirección Z) para un total de 13 000 celdas de las cuales aproximadamente 10 000 son activas.

La primer capa del modelo corresponde a la formación Cretácico Inferior, las siguientes cuatro capas corresponden a la formación Jurásico Superior Tithoniano y las cinco restantes a la formación jurásico superior Kimmeridgiano. La malla de simulación fue alineada en forma paralela a la dirección principal del sistema de fracturas, las dimensiones de los bloques de la malla son de 600 x 150 m reflejando la fuerte anisotropía que se observa en el campo. En la dirección X se tienen 100 celdas y 13 celdas fueron usadas en la dirección de mayor anisotropía. Durante las corridas se utilizó el simulador composicional Comp-5 y una ecuación con 3 y 4 componentes en la ecuación de estado para representar el comportamiento PVT de los fluidos del yacimiento. Se utilizaron 3 componentes en la etapa de ajuste de historia y 4 componentes en las predicciones que involucran la inyección de Nitrógeno en donde el cuarto componente es el Nitrógeno y utilizando un modelo de doble porosidad (matriz - fractura).

La estrategia seguida para este ajuste fue modificar algunos parámetros del modelo original del yacimiento que no estaban de acuerdo con el comportamiento real, tales como la compresibilidad del sistema de fracturas, este cambio de un valor original de  $2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  a  $16 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ , otro cambio importante fueron el número y tamaño de los acuíferos, se redujeron de 5

acuíferos a dos acuíferos uno ubicado en el flanco suroeste que es donde se ha manifestado con mayor fuerza y otro en la parte sureste en donde la manifestación ha sido mas limitada debido a que esa parte del yacimiento tiene algunos limites físicos (domo salino, fallas inversas) que restringen la influencia del acuífero.

El yacimiento Jujo-Tecominoacán tiene de acuerdo a los análisis petrofísicos disponibles una permeabilidad de matriz baja menor de 1 mD.

La permeabilidad de las fracturas en la dirección preferencial se encontró en un orden de 1000 a 2000 mD y en la dirección de menor preferencia varia de 0 a 1000 mD esta relacionada con la distribución de facies en cada formación (Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano).

En general las formaciones Cretácico Inferior y Jurásico Superior Tithoniano tienen una baja permeabilidad y menor densidad de fracturas y esto explica su baja productividad.

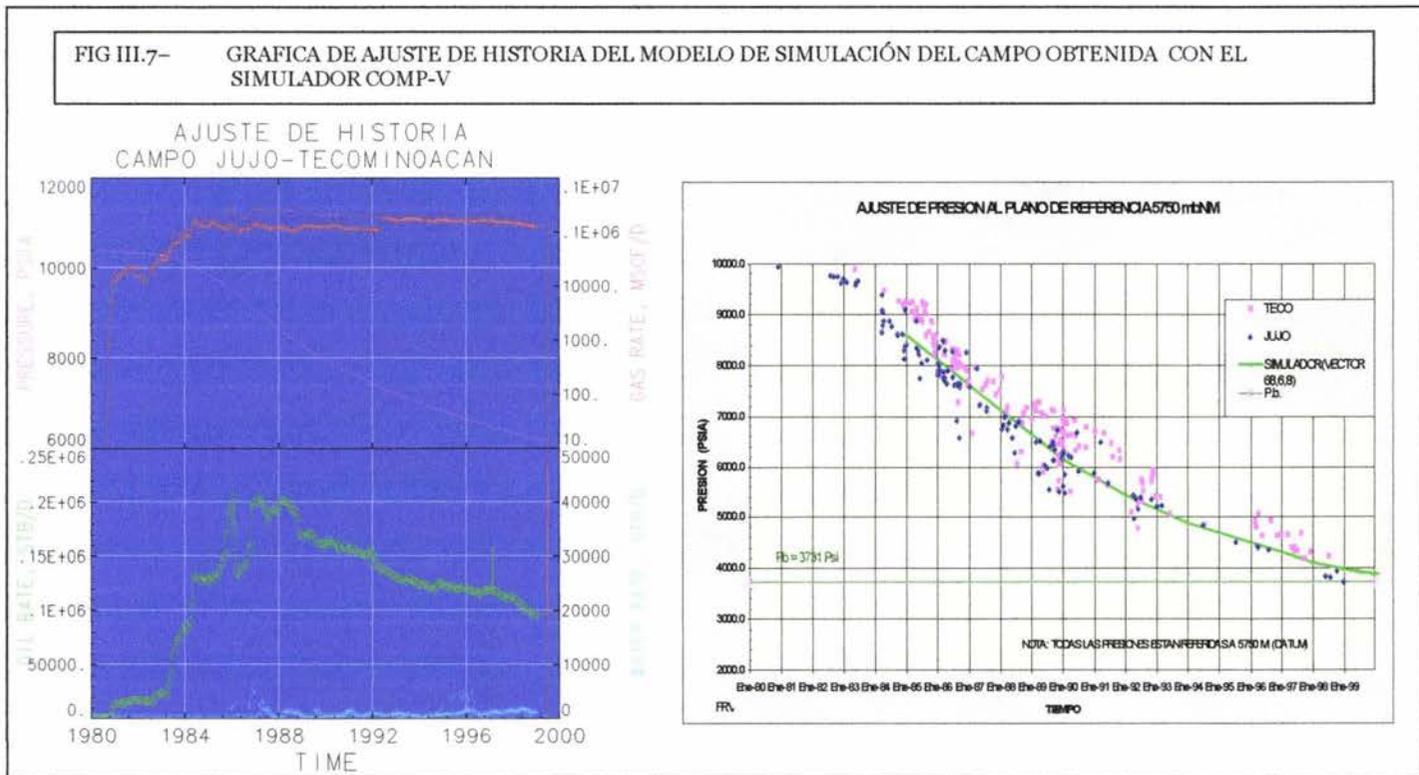
El ajuste de historia se efectuó a 71 pozos, se puede considerar que se logro un buen ajuste de producciones de aceite, gas y de agua. Cabe comentar que en el periodo 1982-1991 se presentaron algunos problemas con las mediciones de gas por lo que el simulador reporta una mayor producción en este periodo.

El avance del contacto agua-aceite ha sido en forma irregular, esto se debe a que el agua se desplaza más rápido por las fallas y fracturas que le sirven como canales de alta permeabilidad.

Con respecto al gas originalmente estaba en solución en el aceite, pero como consecuencia de la explotación y el depresionamiento del yacimiento, actualmente ya se tiene gas libre en las partes altas de la estructura, el modelo reproduce esta capa de gas que sé esta formando. Con este modelo, el volumen original de aceite obtenido al final del ajuste de historia de producción y presión es de 4674 mmbbls@c.s. La producción acumulada de aceite al final del ajuste de

historia es 829 MMBLS, lo cual representa un factor de recuperación del 17.75 % del volumen original.

En la figura III.7 se muestran las graficas del ajuste de historia de presión y Producción del campo Realizadas con el simulador COMP-V.



Del análisis de los volúmenes originales obtenidos de los métodos: Volumétrico, Balance de materia, y de Simulación, se puede concluir que los tres métodos nos dan volúmenes muy aproximados por lo que existe certeza que la evaluación del volumen original obtenido del modelo de simulación es correcto ya que este considera el comportamiento dinámico de los fluidos.

Método de Cálculo	Volumen original de aceite @ c.s.
Volumétrico	4554
Balance de Materia	4883
Simulación	4674

## CAPITULO IV

### **RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN MISCIBLE DE GAS**

## IV. RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN MISCIBLE DE GAS

### IV.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La inyección miscible de gas consiste en la inyección de hidrocarburos ligeros al yacimiento para formar un desplazamiento miscible. Existen tres métodos diferentes que se han aplicado: El método de Miscibilidad al primer contacto, en este se inyecta el 5% del volumen poroso de un bache de condensados del gas hidrocarburo (LPG) por ejemplo propano, seguido de gas natural u otro gas y agua. El segundo método se llama desplazamiento por gas enriquecido, que consiste en la inyección de un bache de 10 a 20% del volumen poroso de gas natural enriquecido con etano a hexano (C2-C6), seguido de gas seco (generalmente metano), o agua. Los componentes enriquecidos son transferidos del gas al aceite. El tercer y más común método, llamado desplazamiento de gas a alta presión (vaporización) consiste en la inyección de gas seco a alta presión para vaporizar los componentes intermedios (C2-C6) del aceite crudo que ha sido desplazado.

### IV.2 MECANISMOS

El desplazamiento miscible recupera aceite crudo por:

- Generando miscibilidad ( por condensación o por vaporización)
- Incrementando el volumen del aceite (Inchamiento)
- Reduciendo la viscosidad del aceite
- Por desplazamiento no miscible, especialmente por drene gravitacional

### IV.3 PARAMETROS DE SELECCION

TABLA IV.1 PARAMETROS DE SELECCION INYECCION MISCIBLE

#### ACEITE CRUDO

PROPIEDADES	RECOMENDADAS	RANGO USADO EN ALGUNOS PROYECTOS
DENSIDAD	> 23 ° API	24 – 54 ° API (MISCIBLE)
VISCOSIDAD	< 3 CP	0.04 - 2.3 CP
COMPOSICION	ALTO PORCENTAJE DE HIDROCARBUROS LIGEROS	

#### YACIMIENTO

PROPIEDADES	RECOMENDADAS	RANGO USADO EN ALGUNOS PROYECTOS
SATURACIÓN DE ACEITE	> 30 %	30 – 98 % VP
TIPO DE FORMACION	ARENAS O CARBONATOS CON UN MINIMO DE FRACTURAS O CONDUCTOS DE ALTA PERMEABILIDAD	
ESPESOR NETO	RELATIVAMENTE DELGADO A MENOS QUE SE TENGA UN ECHADO PRONUNCIADO	
PERMEABILIDAD PROMEDIO	NO ES CRITICO SI ES UNIFORME	
PROFUNDIDAD	> 4000 FT.	4040 – 15900 FT
TEMPERATURA	NO ES CRITICA	

## **IV.4 LIMITACIONES Y PROBLEMAS**

### **LIMITACIONES**

Se requieren rangos de presión cercanos a de 1200 psi para el proceso LPG y de 4000 o 5000 psi para el desplazamiento por alta presión, dependiendo de las propiedades del aceite.

Una formación con alto relieve estructural es ideal para lograr un desplazamiento estable por gravedad, el cual normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.

### **PROBLEMAS**

- Digitización viscosa cuando se tiene una baja eficiencia de barrido vertical o horizontal.
- El solvente puede quedar atrapado y no recuperado aplicando el método LPG.
- Se requieren grandes cantidades de productos muy caros.

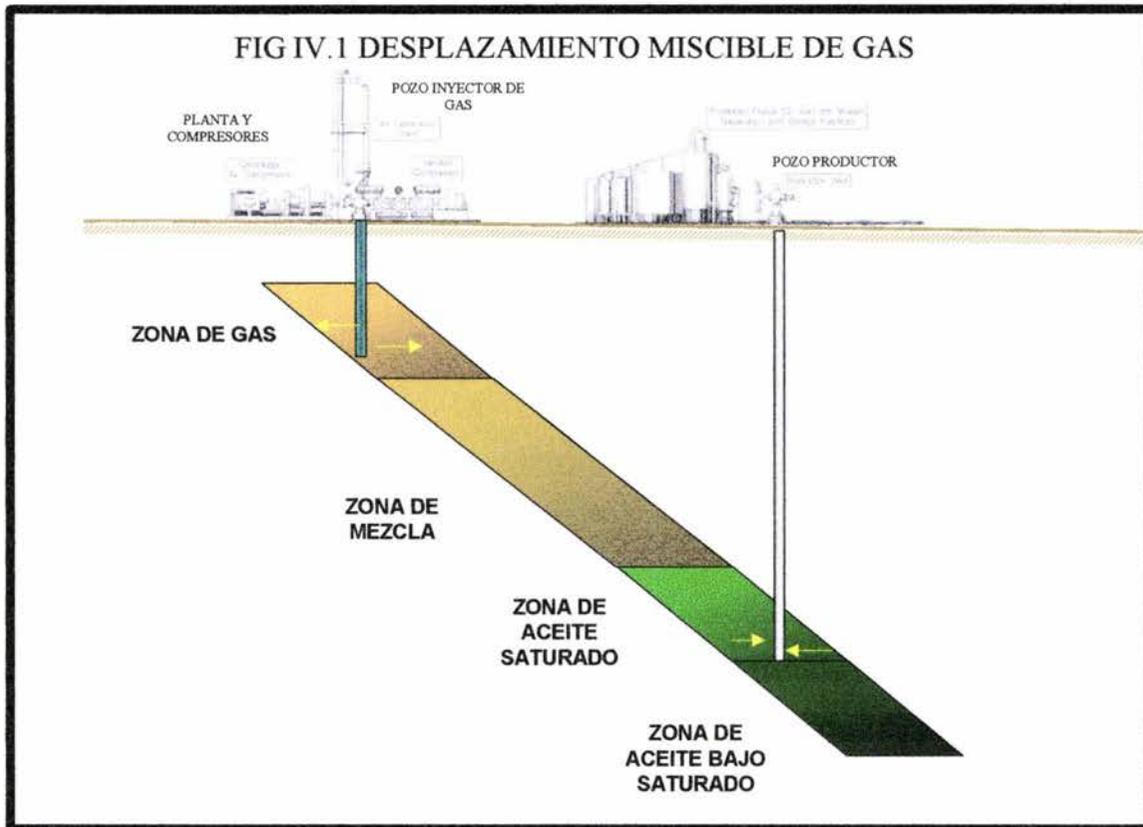
## **IV.5 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**

Los desplazamientos miscibles son los más comunes en los esquemas de Recuperación Terciaria en el oeste de Canadá. Estos pueden ser subdivididos en desplazamientos verticales o horizontales.

### **IV.5.1 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE VERTICAL**

Los desplazamientos miscibles verticales son usualmente implementados en yacimientos con alto relieve estructural. En Alberta se encuentra una gran cantidad de proyectos de este tipo por ejemplo en Rainbow Lake, Brazeau

River, Pembina West Pembina y Wizard Lake. El solvente es inyectado en la cima del yacimiento para aprovechar los efectos gravitacionales subsecuentemente se inyecta atrás de ese banco de solvente el gas que lo desplazara hacia abajo.



Los pozos estructuralmente mas altos son elegidos como inyectores para maximizar el desplazamiento del aceite, y los pozos productores son terminados en intervalos o capas inferiores arriba del contacto agua-aceite. Los gastos de producción son controlados para restringir la producción del solvente. Los pozos horizontales se han hecho muy populares para este tipo de desplazamiento; Esos pozos se terminan cerca del contacto agua-aceite para reducir la conificación del agua y del gas y mejora la recuperación del aceite.

La recuperación incremental esperada comparada con la inyección de agua esta en un rango de 15 a 40 %. El alto factor de recuperación incremental

en un desplazamiento vertical se debe a la alta eficiencia volumétrica de barrido como resultado de un desplazamiento estable con efectos gravitacionales. El desplazamiento miscible Vertical es idóneo para yacimientos homogéneos. En Yacimientos heterogéneos con barreras horizontales en la permeabilidad se reduce substancialmente el factor de recuperación incremental , porque se tiene una baja eficiencia en el barrido vertical ( Yacimiento Golden Spike D-3, Alberta)

#### **IV.5.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE HORIZONTAL**

En los desplazamientos miscibles horizontales, solvente y agua son inyectados alternadamente para movilizar el aceite residual y empujar a este hacia los pozos productores. Después de la inyección del solvente y el agua se inyecta el gas ( miscible con el solvente) y agua para extender el banco de solvente y completar el proceso de desplazamiento. En el inicio del desplazamiento, el aceite es reemplazado por el solvente y desplazado hacia los pozos productores, después de inyectar de un 20 a 40 % del volumen poroso saturado por hidrocarburos del solvente y del gas desplazante, el solvente residual es desplazado por el gas que vienen detrás para hacer contacto con mas aceite residual. A través de este proceso el aceite que es una materia de alto valor comercial es reemplazado por una materia de menor valor comercial (gas desplazante).

Algunos de este tipo de proyectos se han implementado en Swan Hills (Swan Hills A y B, South Swan Hills, Virginia Hills, Judy Creek A y B), Kaybob( Kaybob BHLA y Kaybob South Triassic), Goose River en Alberta.

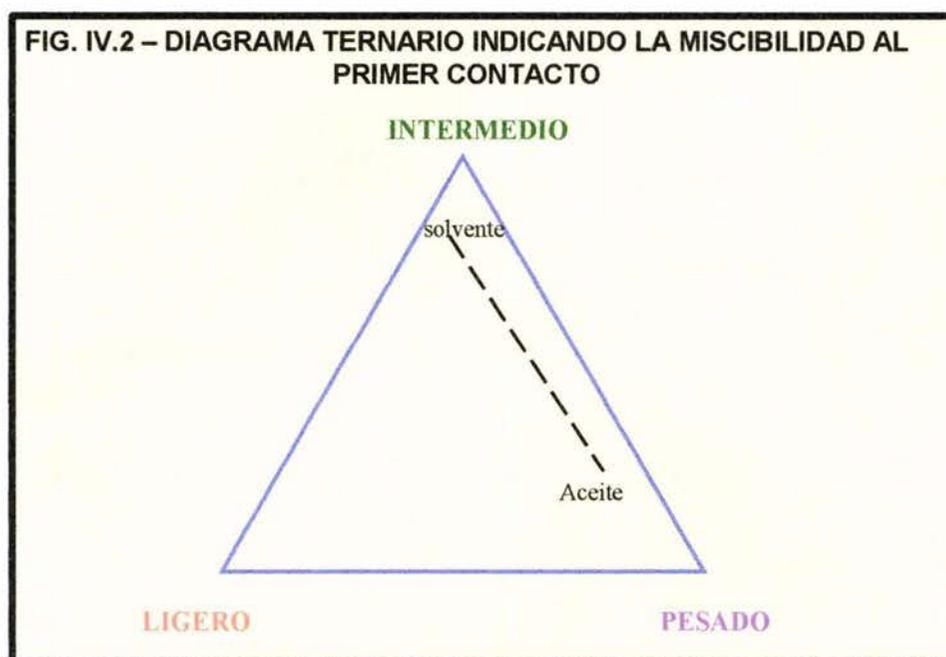
El factor de recuperación incremental esperado esta en un rango de 5 a 15% como resultado de la Digitizacion viscosa y en la incapacidad para controlar los gastos de inyección requeridos.

## IV.6 PROCESOS PARA LOGRAR LA MISCIBILIDAD

### IV.6.1 PROCESOS DE MISCIBILIDAD AL PRIMER CONTACTO

El proceso más simple y más directo para lograr la miscibilidad es inyectar un solvente que es completamente soluble en todas proporciones en el aceite del yacimiento. Estos solventes son llamados "Miscibles al Primer contacto" (FCM) y son los mas caros. Como se observa en el diagrama ternario de la figura IV.2 la combinación del solvente y al aceite del yacimiento da como resultado una sola fase, no se desarrolla una región de dos fases.

Si se quiere tener un ahorro en los costos del solvente a utilizar, se pueden aplicar otro tipo de fluidos, menos caros estos se denominan como solventes del tipo "Miscible por contacto Múltiple " (MCM), los cuales se aplican en procesos de condensación y vaporización.



#### IV.6.2 PROCESO DE MISCIBILIDAD POR CONTACTO MÚLTIPLE

En un proceso de condensación, los hidrocarburos intermedios (C2-C6) del solvente se condensan dentro del aceite del yacimiento creando una zona de mezcla. Inicialmente, un volumen dado del solvente hace contacto con el aceite, dando como resultado una mezcla denominada M1, la cual tiene un gas en equilibrio G1, y un líquido L1 (figura IV.3). Una inyección adicional del solvente empuja al gas en equilibrio hacia el líquido para hacer contacto con el líquido L1, resultando en una mezcla M2. La mezcla M2 aun tiene una fase gaseosa y una líquida (G2 y L2 respectivamente). Este proceso se repite hasta formar una envolvente de fases en el diagrama ternario. La composición del líquido en equilibrio va cambiando en cada contacto enriqueciéndose en componentes de peso molecular intermedio que son condensados del solvente dentro del aceite. Sin embargo, como el líquido en equilibrio se enriquece, la cantidad de componentes intermedios que se transfiere del solvente al aceite en cada contacto es menor, y el vapor liberado en cada contacto y empujado adelante dentro del yacimiento también se enriquece.



En la figura anterior se puede observar una “zona de transición” entre las composiciones del aceite del yacimiento (L1, L2, L3... Ln) sobre la curva de puntos de burbuja hacia la composición del gas inyectado”. El solvente tiene un primer contacto miscible con el líquido en equilibrio LM-1, el cual hace su primer contacto miscible con el líquido en equilibrio LM-2, y así sucesivamente. Este proceso domina el lado principal de la zona de transición.

#### **IV.6.3 PROCESO DE MISCIBILIDAD POR CONTACTO MÚLTIPLE DEBIDA A VAPORIZACION**

En un proceso de vaporización, los componentes hidrocarburos intermedios del aceite del yacimiento se vaporizan dentro del solvente creando una zona de mezcla. En este proceso la miscibilidad puede ser alcanzada con gas natural, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, o combinación de dos de estos gases (flue gas), considerando que la presión del yacimiento esta arriba de la presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

El desarrollo de la miscibilidad en este proceso puede ser explicado con la ayuda de un diagrama ternario (Fig. IV.4). Inicialmente un volumen dado de solvente hace contacto con el aceite del yacimiento generando una mezcla M1, la cual tiene un gas en equilibrio G1, y un líquido L1 (figura IV.2). Una inyección adicional del solvente empuja al gas en equilibrio hacia el líquido para hacer contacto con aceite fresco del yacimiento, resultando en una mezcla M2. La mezcla M2 aun tiene una fase gaseosa y una liquida (G2 y L2 respectivamente). La inyección adicional causa que el gas G2 hacia delante contactando aceite fresco del yacimiento. En este proceso la composición del gas en el frente de desplazamiento se enriquece y se desplaza progresivamente a lo largo hasta el punto de rocío hasta que alcanza la composición que la hace completamente miscible con el aceite del yacimiento.



Si la presión del yacimiento es cercana a la presión de burbujeo, pequeñas cantidades de gas se forman en las partes estructuralmente más altas del yacimiento. Esas pequeñas cantidades de gas pueden diluir el gas en equilibrio hasta el punto que se pierda la miscibilidad.

#### IV.7 METODOS EXPERIMENTALES PARA DETERMINACIÓN DE LA MISCIBILIDAD

Cuatro métodos han sido ampliamente usados en la industria petrolera para determinar la miscibilidad y diseñar la composición del solvente y del gas de desplazamiento:

- Diagrama presión contra composición ( P-X)
- Diagrama ternario de contacto Múltiple
- Prueba de tubo delgado (Slim Tube Test)
- Prueba con el aparato RBA (Rising Bubble Apparatus ).

#### **IV.7.1 DIAGRAMA P-X**

El diagrama P-X típico es llevado a cabo como una prueba de investigación, combinando el fluido del yacimiento con diferentes fracciones molares del solvente inyectado, y midiendo la presión de saturación de cada mezcla. Se determinan la Cricondenbar, el punto crítico, el nivel de solubilidad a la temperatura del yacimiento. La mezcla de hidrocarburos es aceptable para la inyección si la cricondenbar se encuentra debajo de la presión del yacimiento. En esta prueba se definen los solventes del tipo "Miscible al primer Contacto" (FCM).

#### **IV.7.2 DIAGRAMA TERNARIO DE CONTACTO MÚLTIPLE**

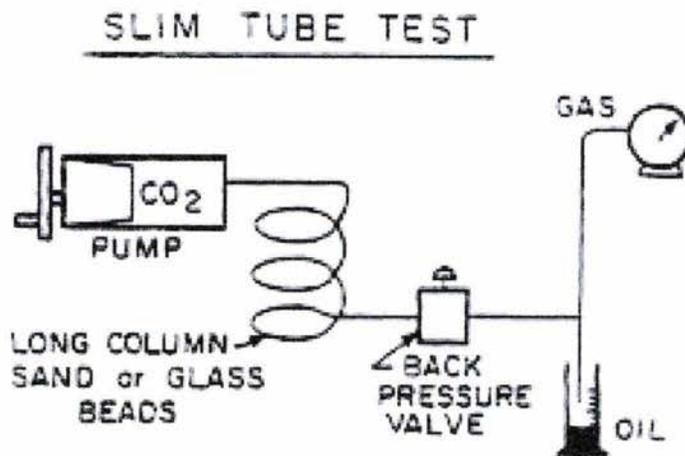
La prueba es conducida a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, combinando aceite del yacimiento con el solvente. Las composiciones del vapor en equilibrio resultante y del líquido son determinadas y vienen a ser los primeros puntos de la envolvente de fases. Del próximo paso dependerá si el proceso de miscibilidad por contacto múltiple (MCM) sea bien simulado. Para un proceso de condensación, el gas en equilibrio es extraído y más solvente es adicionado la líquido en equilibrio.

Para un proceso de vaporización, el líquido en equilibrio es extraído y nuevo aceite es adicionado al gas en equilibrio. El procedimiento se repite varias veces; Se genera la envolvente de fases. La mezcla de hidrocarburos es definida como inmisible si el solvente se encuentra sobre la extensión de una de las líneas de unión.

### IV.7.3 PRUEBA DE TUBO DELGADO (SLIM TUBE TEST)

El equipo donde se realiza una prueba de tubo delgado consiste de una columna larga (generalmente mas de 20 m.) de tubo de acero inoxidable empacado con cuentas de vidrio o de silica. El medio poroso es inicialmente saturado con aceite del yacimiento a la presión y temperatura de prueba requeridas. El solvente es inyectado y la miscibilidad determinada a través de observación visual de la zona de transición. El factor de recuperación del aceite y el comportamiento de la surgencia de los componentes del solvente (C1, C2, y C3). La prueba de tubo delgado representa el proceso dinámico donde el grado de dispersión del yacimiento es reproducido de alguna forma en el laboratorio (columna empacada). Con esta prueba se determina la presión Mínima de Miscibilidad.

FIG. IV.5 – PRUEBA DE TUBO DELGADO (PMM)



"Slim tube" is often a 40-foot, ¼-inch I.D. stainless steel tube filled with very small glass beads or fine-mesh sand. Tube is saturated with the crude oil at the start of the test.

#### **IV.7.4 PRUEBA RBA (RISING BUBBLE APPARATUS)**

El aparato RBA consiste de un tubo vertical de diámetro pequeño montado en una celda de alta presión. Una burbuja de solvente es inyectada en el fondo del tubo; La miscibilidad es determinada por observación visual del decaimiento o del incremento de la burbuja a través del aceite del yacimiento. Este aparato combina el tamaño pequeño y compacto de la celda visual con la naturaleza dinámica del aparato de la prueba de tubo delgado. Por lo tanto este método puede realizar la determinación de la miscibilidad en forma más eficiente que por los otros tres métodos.

#### **IV.8 ETAPAS DE UN PROCESO**

Las etapas que se requieren para diseñar, implantar y ejecutar un proceso de recuperación mejorada son:

- Estimación de las reservas incrementales de aceite basadas en el método volumétrico
- Generación de un Modelo geológico detallado en cuanto a las características del yacimiento; de este modelo saldrán los datos para el estudio de simulación.
- Ajuste de Historia del comportamiento del yacimiento con un modelo de simulación de aceite negro, bajo los mecanismos de recuperación primaria y secundaria (sí es que ya se ha aplicado). Este modelo proporcionará la distribución de saturación y de presión requerida para posteriores modelos Pseudo-composicionales o Composicionales.

- Utilización de un modelo pseudo composicional o composicional para generar los pronósticos de producción, y evaluar el comportamiento del yacimiento bajo el desplazamiento miscible y el diseño del proyecto.
- Realizar estudios con modelos experimentales o numéricos para determinar el volumen a inyectar de solvente y gas y diseñar la composición requerida del fluido a inyectar.
- Realizar una evaluación de factibilidad económica del proyecto.
- Aprobación del Proyecto
- Diseño de las instalaciones y la implementación.
- Desarrollo del sistema de adquisición de datos, y preparación de programas detallados de monitoreo y detalladas guías operativas de control.
- Monitoreo del comportamiento y administración del yacimiento para mejorar el comportamiento del yacimiento bajo el desplazamiento miscible.

#### IV.8.1 EVALUACION VOLUMÉTRICA

La ecuación volumétrica para la estimación de las reservas incrementales de aceite (RE), es:

$$RE = E_h \times E_v \times E_d \times OOIP$$

Donde :

$E_h$  = eficiencia areal de desplazamiento

$E_v$  = eficiencia vertical

$E_d$  = eficiencia de desplazamiento

OOIP = volumen original de aceite

La reserva esperada en un desplazamiento miscible es la saturación residual de aceite después de la explotación primaria o secundaria (inyección de agua), por lo tanto la eficiencia de desplazamiento  $E_d$ , esta definida como:

$$E_d = (S_{orw} - S_{ors}) / (1 - S_w)$$

Donde :

$S_{orw}$  = Saturación de aceite residual después del comportamiento primario o de una recuperación secundaria (fracción).

$S_{ors}$  = Saturación de aceite residual después del desplazamiento miscible (fracción)

$S_w$  = Saturación de agua conata.

La saturación de agua conata es la saturación de agua, al descubrimiento del yacimiento, la cual es determinada de los registros de resistividad.

## **ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE**

La saturación residual de aceite es la cantidad de aceite que se encuentra detrás de una zona barrida por el agua cuando la permeabilidad relativa es cercana a cero. La saturación residual es una función de la mojabilidad, y propiedades de la roca. Para determinar la saturación residual de aceite existen cuatro métodos: pruebas de desplazamiento en núcleos, núcleos presurizados, registros y estudios con trazadores.

Los núcleos presurizados son un medio preciso para obtención de medidas volumétricas de saturación de aceite remanente. Sin embargo, este método es caro y requiere que se perforen pozos nuevos en áreas barridas por el agua.

Las técnicas de registro que pueden ser usadas para obtener una medición de la saturación de aceite remanente son: Registros tipo Inject Log (Neutron, Gamma, Resistividad) y el registro de Carbón-oxígeno. Cada método tiene sus propias ventajas y limitaciones. Los registros de Resistividad pueden ser tomados en agujero abierto.

El método de trazado de un solo pozo (Deans y Majoros 1980) mide la saturación de aceite residual promedio que es promediada en función del espesor y la permeabilidad efectiva de los estratos muestreados en donde se inyecta el trazador. En yacimientos carbonatados, debido al efecto de la baja porosidad, este método requiere de un muy cuidadoso análisis de los datos obtenidos.

Para una formación dada o intervalo de muestreo, la saturación de aceite remanente obtenida por los diferentes métodos puede ser diferente porque tienen diferentes grados de precisión, profundidad de investigación y resolución vertical, por ejemplo la técnica de trazado de un solo pozo representa una capacidad promedio ponderada mientras que del método de núcleos presurizados o el de Registros da un promedio volumétrico.

## **ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE DESPUÉS DE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**

Teóricamente hablando, la saturación de aceite residual después de un desplazamiento miscible debería ser cero debido a la ausencia de la tensión interfacial entre el aceite y el solvente, sin embargo, en la realidad esto no ocurre ya que no todo el aceite residual es desplazado debido a que es atrapado por el agua móvil o por el cierre de los poros. La saturación de aceite residual promedio que queda después de un desplazamiento miscible es generalmente mayor que la estimada por los estudios de desplazamiento en núcleos.

#### **IV.8.2 DETERMINACION DE LA CANTIDAD DEL SOLVENTE Y GAS A INYECTAR EN UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**

En un desplazamiento miscible, la cantidad de solvente a usar debería ser suficiente para mantener las condiciones de miscibilidad en el frente de desplazamiento dentro del yacimiento. Las heterogeneidades y la estratificación tienen un efecto directo en el incremento de la pérdida del solvente y consecuentemente en los requerimientos del mismo, las consideraciones económicas regirán estas cantidades. Los principales parámetros que determinan la pérdida de solvente son la dispersión y el coeficiente de mezclado. Desgraciadamente, no se disponen de métodos simples para la determinación de esos coeficientes. La complejidad del proceso de desplazamiento hace extremadamente difícil la interpretación de los datos. Esas complejidades vienen a ser las heterogeneidades y la estratificación, la geometría de la propagación (Asgarpour 1989), cierre del espacio poroso (Asgarpour 1987), la naturaleza del desplazamiento (Chen 1986), la presencia de agua móvil o gas entrampado (Asgarpour 1986, Tiffin 1982), y la mojabilidad. Además la dispersión observada en un núcleo es diferente de la observada a pocos metros alrededor de un pozo.

El método más común para determinar el volumen de solvente y del gas a inyectar esta basado en los cálculos de difusión-dispersión de la zona de mezcla entre el solvente y el aceite (Asgarpour 1987).

#### **IV.8.3 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**

El comportamiento de los desplazamientos miscibles ha sido estudiado extensamente en la literatura (Griffith y Horne 1975), (Beeler 1977), (Reinhold 1992), (Anderson 1992), (Pritchard y Nieman 1992), (Patel y Broomhall 1992), (Mcintyre 1991), (Adamache 1990), (Fong 1990), (Wood 1990), (Bennet y Geoghegan 1990), (Sorenson y Griffith 1988). En general los desplazamientos

miscibles verticales han sido más eficientes que los horizontales debido al efecto de desplazamiento estable por gravedad. Sin embargo en algunos proyectos de desplazamiento vertical, la deficiente caracterización geológica del yacimiento da como resultado en una baja recuperación de las reservas por no considerar algunas barreras al flujo dando como resultado una eficiencia volumétrica baja.

En desplazamiento miscible vertical, los pozos horizontales pueden ser usados como productores e inyectores. Los pozos productores horizontales perforados en la interfase agua-aceite pueden reducir los problemas de conificación y mejorar la eficiencia volumétrica de barrido. Los pozos inyectores horizontales en desplazamiento miscible generan una zona de transición estable del solvente, evitando su digitización en el aceite y mejorando la eficiencia volumétrica de barrido.

La miscibilidad representa un papel importante en el éxito o el fracaso de los proyectos. Generalmente los procesos de primer contacto y múltiple contacto por condensación han sido probados como más exitosos que los procesos de vaporización. El pobre éxito de estos procesos se debe a la presencia de pequeños casquetes de gas en yacimientos con presiones cercanas a la presión de burbujeo, este gas diluye el solvente disminuyendo la miscibilidad del mismo con el aceite del yacimiento.

## CAPITULO V

### **RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO O COMBINACIÓN DE GASES (FLUE GAS)**

## V. RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO O COMBINACIÓN DE GASES (FLUE GAS)

### V.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La inyección de nitrógeno y otros gases no hidrocarburos son métodos de recuperación los cuales utilizan gases no hidrocarburos de un costo relativamente bajo comparado con los gases hidrocarburos para el desplazamiento del aceite en forma miscible o no miscible dependiendo de la presión y de la composición del aceite. Por su bajo costo se pueden inyectar grandes cantidades de esos gases. El nitrógeno y el gas compuesto (flue gas) son también considerados para usarse como gases de desplazamiento en desplazamiento miscible de hidrocarburos y CO<sub>2</sub>.

### V.2 MECANISMOS

El desplazamiento miscible recupera aceite crudo por:

- Vaporización de componentes ligeros del crudo y generando miscibilidad si la presión lo suficientemente alta.
- Proporcionando un desplazamiento por gas donde una significativa parte del yacimiento es llenada por gases de bajo costo.
- Mejorando el drenaje gravitacional en yacimientos de alto relieve estructural (miscible o no miscible).

### V.3 PARAMETROS DE SELECCIÓN

TABLA V.1 –PARAMETROS DE SELECCION –INYECCION DE NITROGENO Y FLUE GAS

#### ACEITE CRUDO

PROPIEDADES	RECOMENDADAS	RANGO USADO EN ALGUNOS PROYECTOS
DENSIDAD	> 35 ° API	38 – 54 ° API (MISCIBLE)
VISCOSIDAD	< 0.4 CP	0.07 - 0.3 CP
COMPOSICION	ALTO PORCENTAJE DE HIDROCARBUROS LIGEROS	C1 – C7

#### YACIMIENTO

PROPIEDADES	RECOMENDADAS	RANGO USADO EN ALGUNOS PROYECTOS
SATURACIÓN DE ACEITE	> 40 % PV	59 – 80 % VP
TIPO DE FORMACION	ARENAS O CARBONATOS CON POCAS FRACTURAS O CONDUCTOS DE ALTA PERMEABILIDAD	
ESPESOR NETO	RELATIVAMENTE DELGADO A MENOS QUE SE TENGA UN ECHADO PRONUNCIADO	
PERMEABILIDAD PROMEDIO	NO ES CRITICO	
PROFUNDIDAD	> 6000 FT.	10000 – 18500 FT
TEMPERATURA	NO ES CRITICA	

## V.4 LIMITACIONES Y PROBLEMAS

### LIMITACIONES

El desarrollo de la miscibilidad solo puede ser lograda en aceites ligeros y a muy altas presiones, por lo tanto se requiere de yacimientos muy profundos. Se requiere de yacimientos de alto relieve estructural para lograr un desplazamiento estable por gravedad. Esto es crucial para el éxito del proyecto.

### PROBLEMAS

- Digitización viscosa cuando se tiene una baja eficiencia de barrido vertical o horizontal.
- Los gases no hidrocarburos deben ser separados del gas producido antes de transportarse a las plantas para su distribución y venta.
- En el pasado la inyección del gas combinado (flue gas) ha ocasionado problemas de corrosión, actualmente se usa el nitrógeno para evitar esos problemas.

## CAPITULO VI

# **RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO JUJO TECOMINOACAN**

## **VI. RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO JUJO TECOMINOACAN**

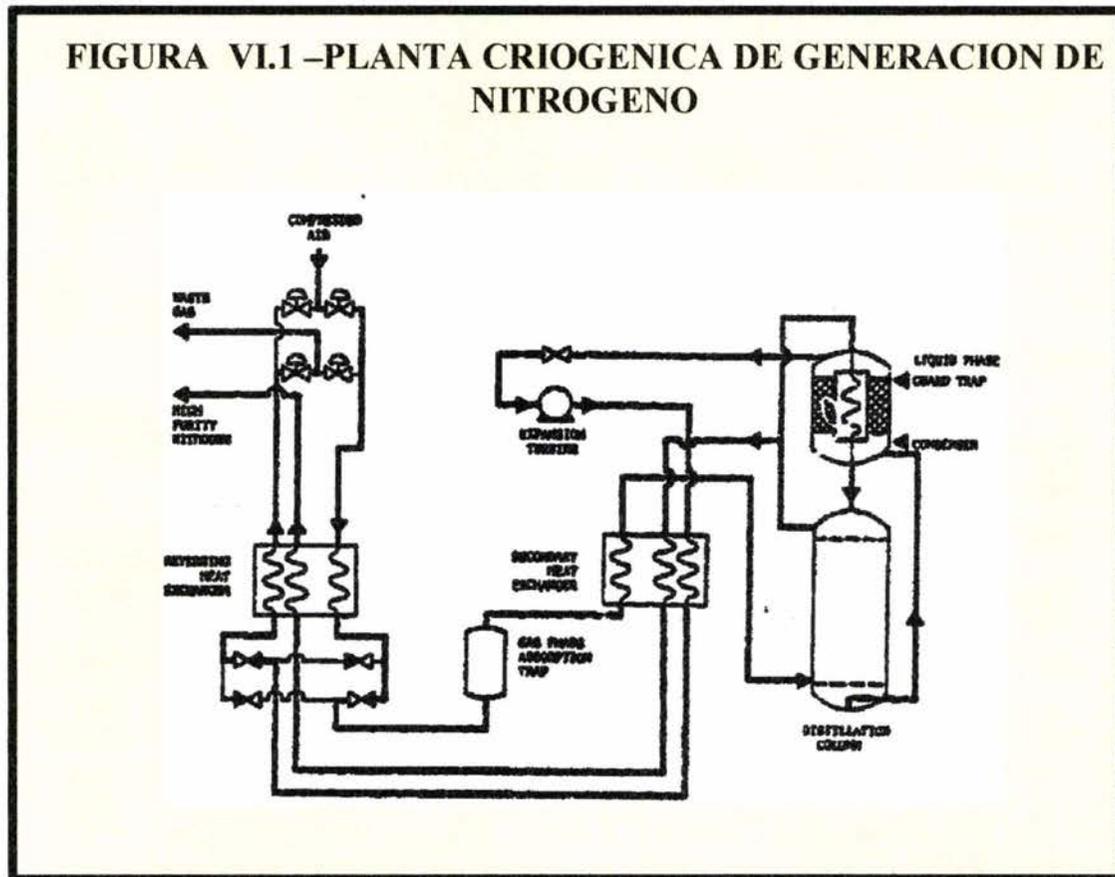
### **VI.1 INTRODUCCION**

La necesidad de mantener la presión del yacimiento y optimizar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de aceite ligero es generalmente reconocida . Cuando el yacimiento es profundo, naturalmente fracturado, con una muy baja permeabilidad en la matriz, y también con un acuífero parcialmente activo que se manifiesta a través de las fallas y fracturas, el mantenimiento de la presión puede ser solo alcanzado por la inyección de un gas. Idealmente, el gas que será inyectado debería ser el metano, para no contaminar los fluidos del yacimiento; o CO<sub>2</sub>, el cual tiene mayores ventajas de lograr miscibilidad a bajas presiones, lo cual no se logra con otros gases. El metano en la actualidad tiene mucha demanda para uso domestico e industrial, y el CO<sub>2</sub> no siempre se dispone en los volúmenes requeridos. El aire es abundante y esta en cualquier parte, pero no debe ser inyectado dentro de los yacimientos que contienen hidrocarburos amargos porque la reacción con el oxígeno podría precipitar sulfuro y causar taponamiento de la matriz de baja permeabilidad. El nitrógeno de 99.99 porciento mol de pureza puede ser separado del aire e inyectado para el mantenimiento de la presión. .

### **VI.2 SELECCIÓN DEL PROCESO**

El equipo que trabaja en los estudios de preselección del proceso de recuperación mejorada a aplicarse, considero inicialmente la inyección de gas natural, CO<sub>2</sub>, aire, o nitrógeno para el mantenimiento de la presión. El gas natural fue eliminado por su gran demanda en la industria y por su baja disponibilidad, el CO<sub>2</sub> fue considerado pero no seleccionado por temor a los problemas de precipitación de asfaltenos que se podrían presentar, el aire fue eliminado porque el oxígeno puede reaccionar con el H<sub>2</sub>S y provocar sulfuros causando problemas de reducción en la permeabilidad de la matriz o su completo taponamiento. Por lo que se selecciono al nitrógeno como único y disponible gas

para la inyección al yacimiento. El nitrógeno está disponible en el aire en cantidades ilimitadas, es un gas inerte, de costo relativamente menor los otros gases considerados, y además en el proceso de separación se puede obtener oxígeno que también tiene un valor comercial. El nitrógeno puede separarse del aire por medio de membranas o de una planta criogénica para obtener un 99.99 por ciento mol de pureza.



Después de seleccionar el fluido a inyectar, en este caso el nitrógeno surgieron varias preguntas obligadas ¿ en que valor deberá ser mantenida la presión?.

A través de los datos petrofísicos disponibles, se llegó a la conclusión que un proceso no miscible de inyección de nitrógeno podría no funcionar adecuadamente. El gas inyectado podría ser no hábil para desplazar el aceite de

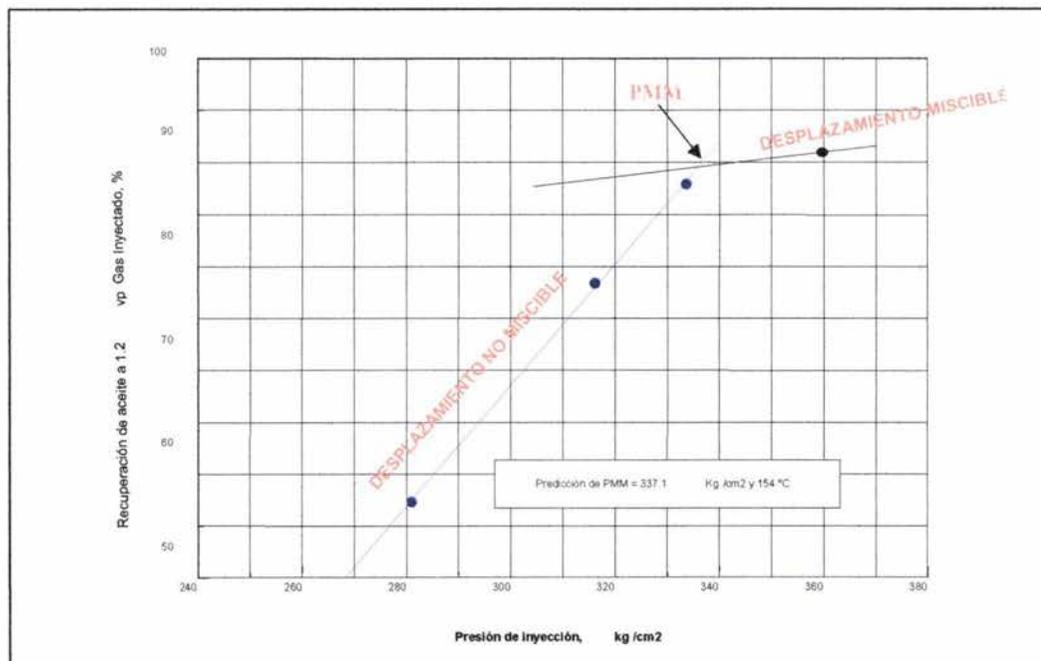
los bloques de matriz ya que tendría en contra las altas fuerzas capilares. El desplazamiento miscible es la única opción para reducir las fuerzas capilares.

La siguiente pregunta que surgió fue ¿ A que presión será el nitrógeno miscible con el aceite a las condiciones del yacimiento ?. Para poder responder a esta pregunta se efectuó una prueba en tubo delgado, para determinar la presión mínima de miscibilidad (MMP). Para esta prueba se utilizaron las muestras de fondo preservado del pozo Jujo 25 .

En la figura VI.2 se muestra la grafica de volumen recuperado de aceite como porcentaje del volumen original contra la presión de inyección del nitrógeno.

La presión Mínima de Miscibilidad se determino en la intersección de las dos líneas rectas de los desplazamientos miscible y no miscible y tiene un valor de 337.1 kg/cm2 ( 4793.5 psia).

FIG. VI.2 -PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD DEL POZO JUJO-25



Considerando un margen de seguridad del 15 %, la presión de inyección del nitrógeno para el yacimiento sera de 5500 Psia . Tomando en cuenta la densidad del nitrógeno y las perdidas por fricción, la presión en la cabeza del pozo inyector sera de 5000 psia.

Para represarizar y mantener el yacimiento en condiciones miscibles, si la planta descarga el nitrógeno a 140 psi , para levantar la presión a 5500 psi se requiere de varias etapas de compresión , las cuales incrementan significativamente los costos de las instalaciones y los de operación.

Mungan<sup>1</sup>, recomendó inyectar un banco de solventes (C2-C6), delante del nitrógeno con el fin de crear condiciones miscibles en el frente de desplazamiento y así reducir la presión mínima de miscibilidad y los requerimientos de compresión. Su recomendación fue tomada en cuenta y se solicito el realizar una prueba en tubo delgado inyectando al fluido del yacimiento ese bache de solventes, pero desafortunadamente esta prueba no fue bien llevada a cabo y no se logro ver las ventajas de este desplazamiento.

Con el fin de conocer como se difunde el nitrógeno en el aceite se realizo un trabajo experimental en el Instituto Mexicano del Petróleo . Para llevar a cabo este estudio se utilizo nitrógeno grado industrial y fluidos tomados en el fondo del pozo Tecominoacan 117, en estado bajo saturado.

El proceso de la difusión del nitrógeno en los fluidos del yacimiento se efectuó en una celda de análisis PVT con ventana larga, para observar visualmente su comportamiento. Las pruebas se decidieron realizar a la presión de 260 kg/cm<sup>2</sup> y a la temperatura de 152 ° C, condiciones a las cuales los fluidos se encuentran aun en estado de bajo saturación.

Una vez definidas las condiciones de prueba, el fluido del yacimiento se traspasa a la celda de análisis PVT, y se estabilizo a las condiciones de prueba, en tanto que el nitrógeno se traspasa del cilindro del fabricante a una celda de recombinado a condiciones criogénicas y después se estabilizo a las condiciones de la prueba. Posteriormente, el nitrógeno se traspasa a la celda PVT. La cantidad de nitrógeno traspasado fue de aproximadamente 10% del volumen de la muestra a condiciones de prueba.

Después del traspaso, la celda se dejo en condiciones estáticas y en posición vertical. De este modo, quedo un casquete de nitrógeno sobre el fluido del yacimiento. Para hacer observaciones del comportamiento de los fluidos, se dirigió la visual del catetómetro a la interfase.

Se observo que a medida que transcurría el tiempo, la presión en la celda aumentaba y el volumen del fluido del yacimiento disminuía. Esto quiere decir que se estaba generando una vaporización importante de componentes ligeros de los fluidos del yacimiento que predomino sobre la condensación del nitrógeno en el aceite.

Los cambios de presión y vaporización con respecto al tiempos se presentan en las figuras figuras VI.3 y VI.4.

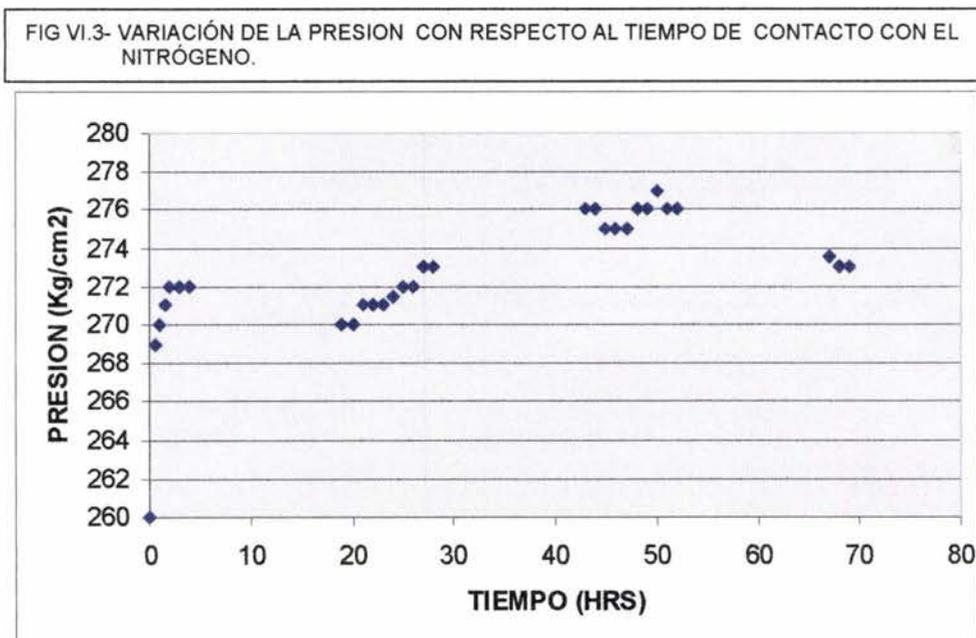
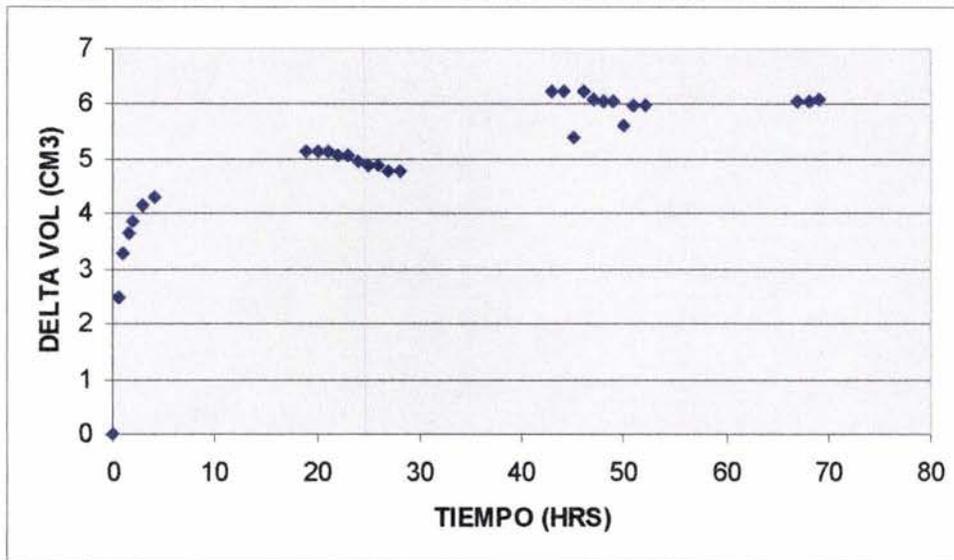
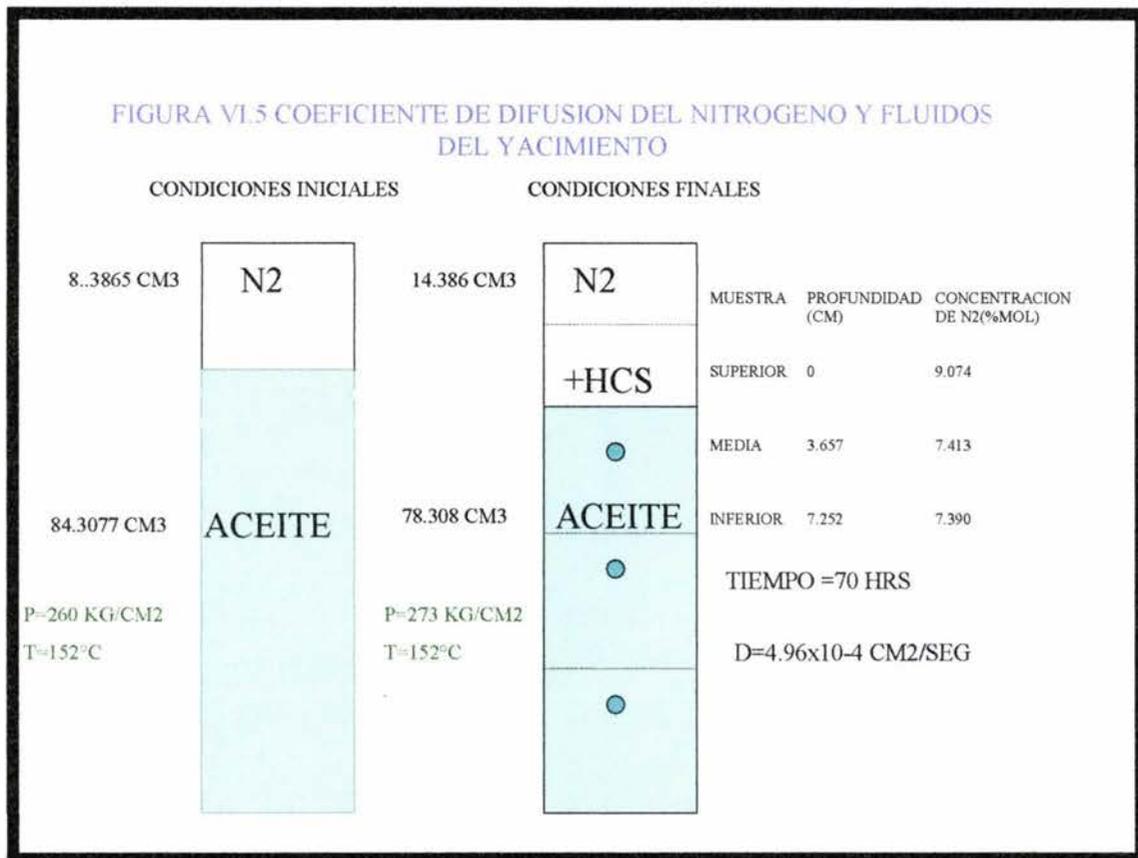


FIG VI.4- VARIACIÓN DEL VOLUMEN CON RESPECTO AL TIEMPO DE CONTACTO CON EL NITRÓGENO.



Para determinar la vaporización de los ligeros en la fase gaseosa de nitrógeno y la disolución del nitrógeno en el líquido del yacimiento, se extrajeron de la celda muestras de gas y de líquido a diferentes niveles. Las muestras de gas se analizaron mediante técnicas cromatográficas. Las muestras líquidas se depresionaron para liberar el gas, el cual también se analizó por cromatografía, y el líquido muerto se analizó por separado; Después se integraron las dos composiciones para obtener una composición global del líquido, a las condiciones que se tomaron las muestras.

El aumento en la presión fue de 5.04%, en tanto que la vaporización del aceite fue de 7.12 %. Las condiciones más importantes de la prueba se presentan en la figura VI.5.



Para efectos de comparación, en la tabla VI.1 se presenta la composición del fluido original del yacimiento en etapa de bajo saturación así como de las composiciones del gas liberado del liquido, del liquido residual y del liquido a las condiciones de bajo saturación

TABLA VI.1 - COMPOSICIÓN DEL ACEITE BAJOSATURADO

COMPONENTES	MUESTRA ORIGINAL	MUESTRA ORIGINAL + 10 % DE NITROGENO		
		Gas liberado	Líquido residual	Líquido bajosaturado
	( % mol)	(% mol )	(% mol )	(% mol )
Nitrógeno	1.112	23.406	----	16.362
Bióxido de Carbono	1.57	1.459	----	1.02
Ácido sulfhídrico	0.489	0.352	----	0.246
Metano	42.806	45.498	0.004	31.824
Etano	9.299	10.541	0.035	7.459
Propano	6.681	7.621	0.200	5.680
Isobutano	1.343	1.508	0.134	1.233
Butano normal	3.207	4.096	0.555	3.605
Isopentano	1.504	1.822	0.701	2.028
Pentano normal	1.703	1.894	1.139	2.550
Hexanos y mas pesados	30.284	1.803	97.233	27.992
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

## CAPITULO VII

### **SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

## VII. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

### VII.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

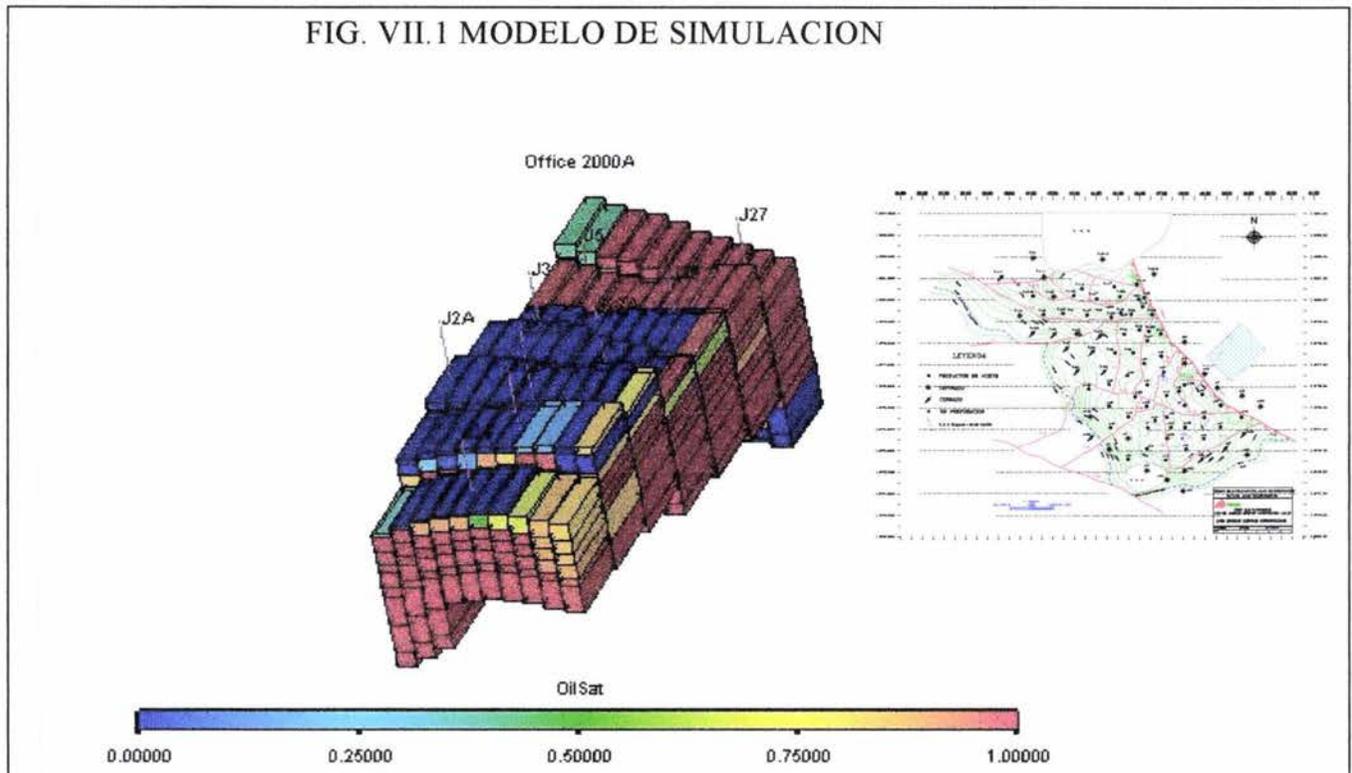
En 1996 durante el Estudio Integral del Campo se construyó un modelo de doble porosidad y composicional para el Yacimiento Jujo-Tecominoacan que está constituido por 100 celdas en la dirección X, 14 celdas en la dirección Y, y 10 capas en la dirección Z, en ese estudio se utilizó el simulador composicional COMP-IV (Scientific Software Intercomp.).

Para el proyecto terminal se seleccionó un sector de dicho modelo (Convertido previamente al Simulador Eclipse) con el fin de optimizar el tiempo de proceso y poder realizar las corridas de ajuste y predicción en tiempos adecuados para efectuar el análisis del proceso de inyección de Nitrógeno.

El área seleccionada corresponde a la zona de mayor productividad del campo, "Área Jujo", en la cual se tienen ubicados 9 pozos productores: Jujo 2-A (primer pozo productor del Yacimiento), Jujo-3, Jujo 5, Jujo-22A., Jujo 23-A, Jujo-24, Jujo-25, Jujo 27 (actualmente cerrado por invasión de agua), y Jujo-523 en donde se realizó una prueba de inyektividad con Nitrógeno en mayo del 2000, y el cual por su alta posición estructural se tiene contemplado acondicionarlo como pozo inyector cuando el proyecto se lleve a cabo.

El modelo de sector seleccionado tiene 10 celdas en la dirección X, 7 celdas en la dirección Y, y 10 capas en la dirección Z; las dimensiones de las celdas son de 150 m. Por 600 m.

FIG. VII.1 MODELO DE SIMULACION



La primer capa del modelo corresponde a la formación Cretácico Inferior, las siguientes 4 capas corresponden a la formación Jurasico Superior Tithoniano y las restantes cinco corresponden a la Formación Jurasico Superior Kimmeridgiano.

En la caracterización de los fluidos se utilizo los datos experimentales (PVT) del pozo Jujo-42 y de una prueba de Hinchamiento con Nitrógeno (Swelling Test) del pozo Tecominoacan 117; se empleo el Software pvti.

En la sección de Propiedades PVT se utilizo la Ecuación de Estado de Peng. Robinson considerando 6 componentes, dejando al Nitrógeno como componente independiente para ser utilizado en la etapa de Predicciones.

Los componentes y Pseudocomponentes de la Ecuación de Estado quedaron de la siguiente manera:

PSEUDOCOMPONENTE	DESCRIPCIÓN
1	N2
2	C1
3	CO2,H2S,C2
4	C3,C4
5	C5,C6
6	C7+

A continuación se muestran los parámetros ajustados en la Ecuación de Estado:

Component Name	Critical Temperature deg R	Critical Pressure Psia	Molecular Weight	Critical Volume Mscf/lbM	Critical Z-factor
N2	227.16	492.3126	28.013	1.441752	0.2911514
C1	353.1535	602.3709	16.043	1.791483	0.2847295
CO2	559.6358	770.6956	31.95248	2.269458	0.2912185
C3C4	702.8889	586.7248	49.82617	3.578247	0.2783156
C5C6	871.7294	466.3255	78.35967	5.254804	0.2619288
C7+	1315.834	271.6245	211.3428	13.9335	0.2680077

Component Name	Acentric Factor	Omega a	Omega b
N2	4.00E-02	0.457236	7.78E-02
C1	1.30E-02	0.552976	8.10E-02
CO2	0.114338	0.457236	7.78E-02
C3C4	0.1704182	0.457236	7.78E-02
C5C6	0.2668164	0.457236	7.78E-02
C7+	0.6125443	0.552976	8.10E-02

Heavy component is C7+

Light component is C1

El modelo consta de una sola región PVT.

En cuanto a las propiedades petrofísicas se asignó el 70% del volumen poroso saturado de hidrocarburos a la matriz y el 30 % restante a la fractura, basándose en los análisis de pruebas de presión.

A la permeabilidad de la matriz se le asignó un valor constante de 0.07 md, y para la permeabilidad de la fractura de 500 mD en la dirección X, 1000 mD en la dirección Y, y para la dirección Z de 2000 mD.

En el modelo de sector seleccionado intervienen en una región de tipo de roca, la saturación residual de hidrocarburos es de 30 %.

La saturación crítica de agua es del 40% y la saturación crítica de gas es de 2 %.

Los datos de inicialización del modelo fueron:

Presión inicial	:	10181 psia
Presión de saturación	:	3732 psia
Plano de referencia	:	5950 m.b.N.M.
Profundidad del contacto agua-aceite	:	6426 m.b.N.M.
Profundidad del contacto gas-aceite	:	0.0 m.b.N.M.

## V.II.2 AJUSTE DE HISTORIA

El periodo de ajuste de historia comprende del 01 de Enero de 1980 al 01 mayo del 2000. El ajuste se realizo a 9 pozos dentro del area de estudio tomándose como referencia las producciones de aceite gas, agua y las presiones estaticas medidas al nivel medio de los intervalos abiertos .

Como el yacimiento Jujo-Tecominoacan es un yacimiento con comunicación areal a lo largo de su extensión, en el modelo de sector seleccionado se tuvo que compensar parte del volumen adyacente a este y esto se realizo incrementando el volumen poroso en las celdas de la periferia del modelo para tener un ajuste adecuado de la presion, no fue necesario modificar otro parámetro del yacimiento para lograr el ajuste.

El volumen original obtenido al final del ajuste de historia considerando las condiciones de separación del Campo es de :

	Volumen a c.s.		Moles	
	-----		-----	
ACEITE	1448.356652	M M stb	2308.638422	M M lb-M
GAS	1544.144643	M M Mscf	4068.889136	M M lb-M

El ajuste historico realizado a los nueve pozos fue satisfactorio, como se puede observar en las siguientes figuras :

FIG. VII.2-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 2-A

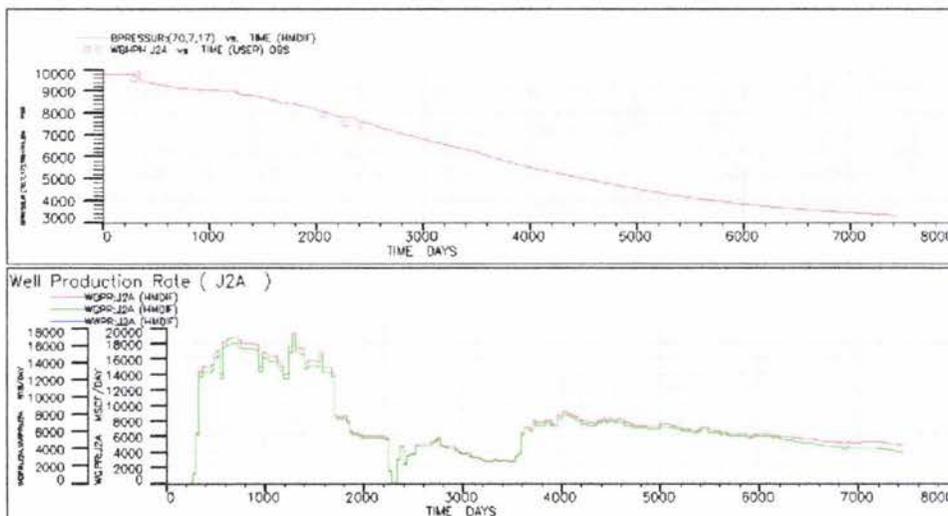


FIG. VII.3-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 3

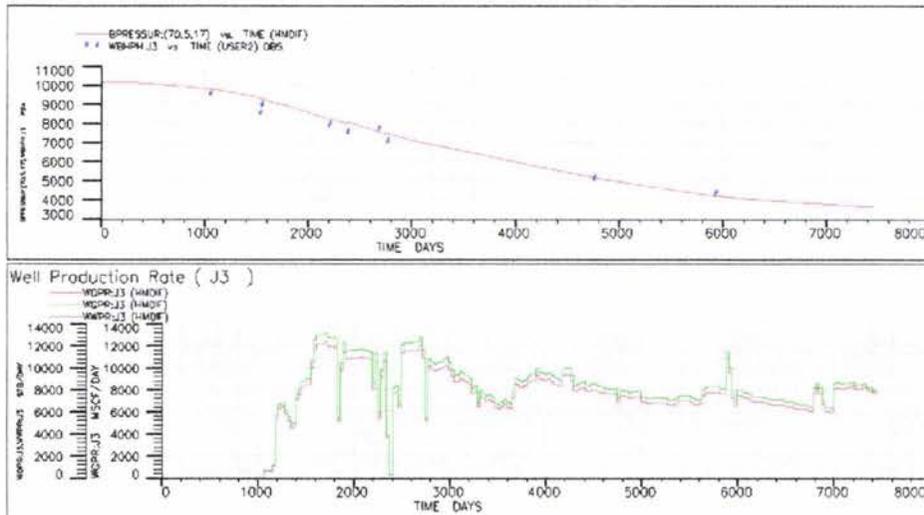


FIG. VII.4-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 5

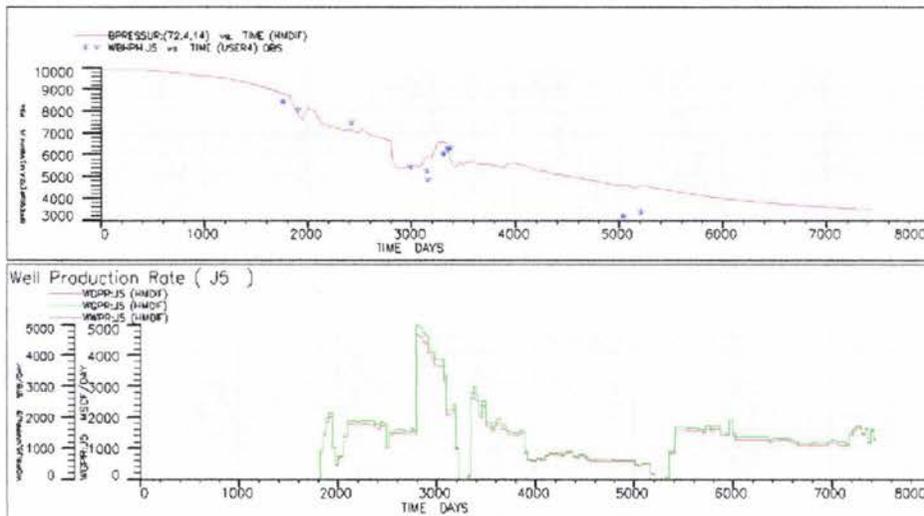


FIG. VII.5- AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 22-A

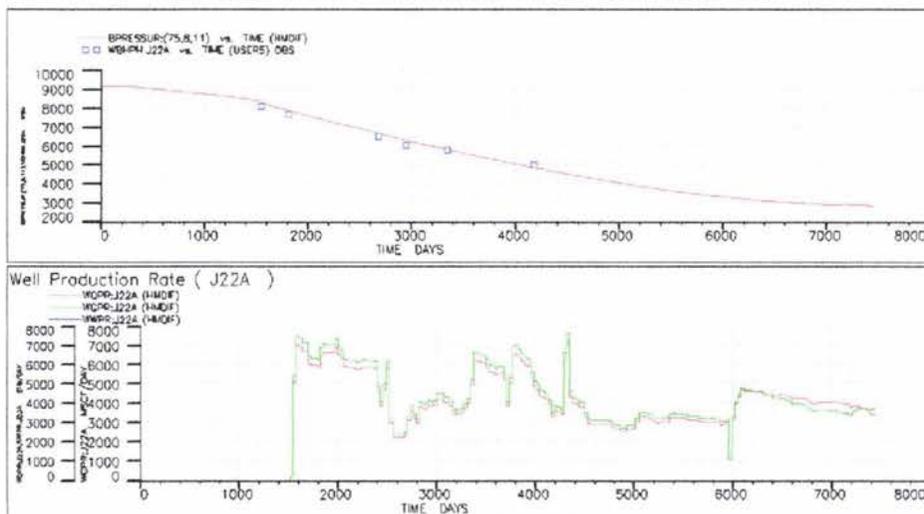


FIG. VII.6-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 23-A

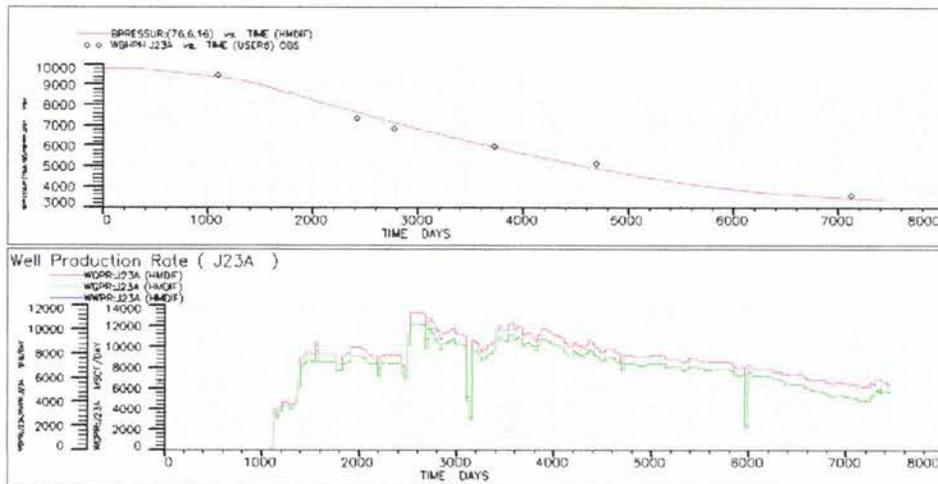


FIG. VII.7-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 24

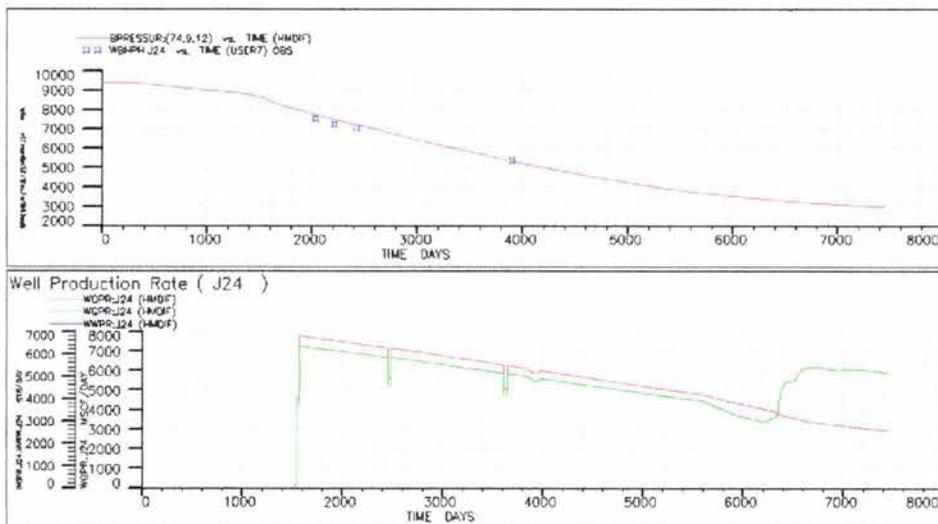


FIG VII.8-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 25

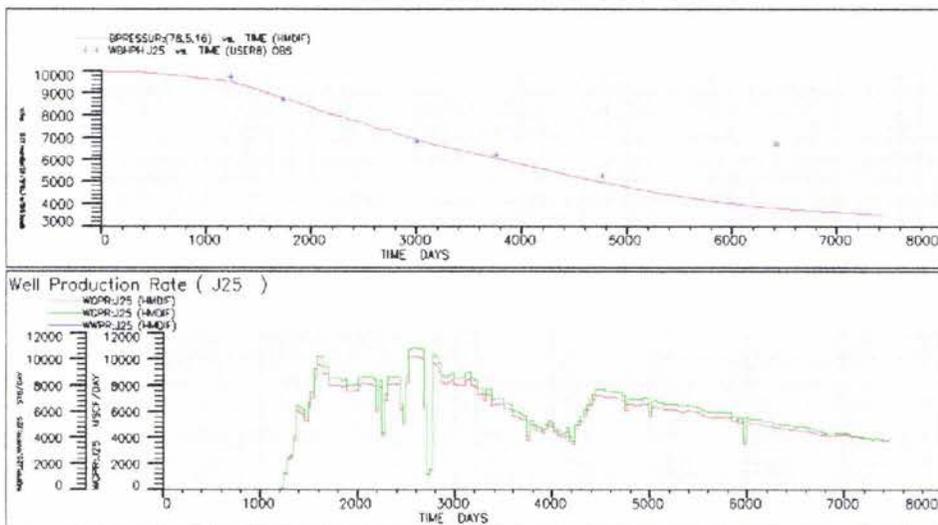


FIG.VII.9-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 27

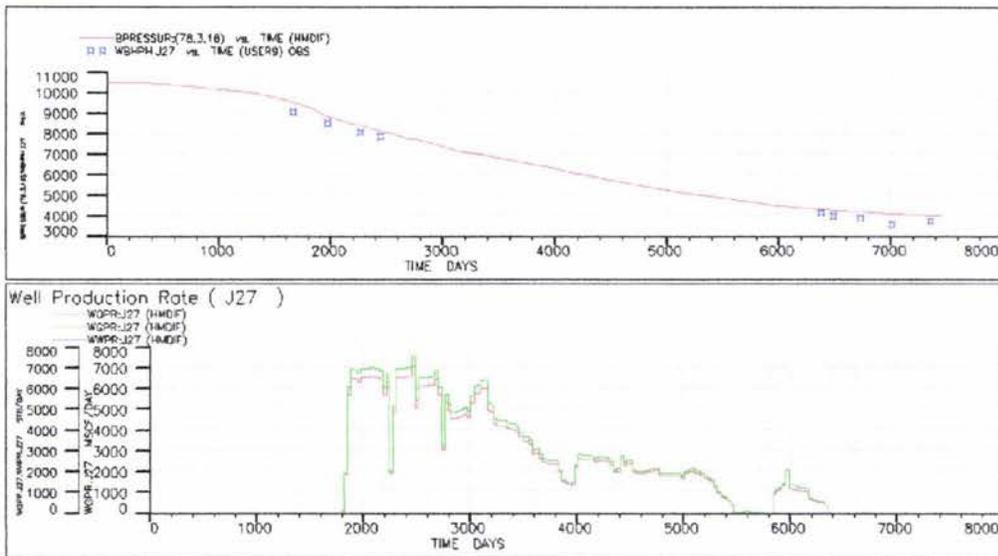
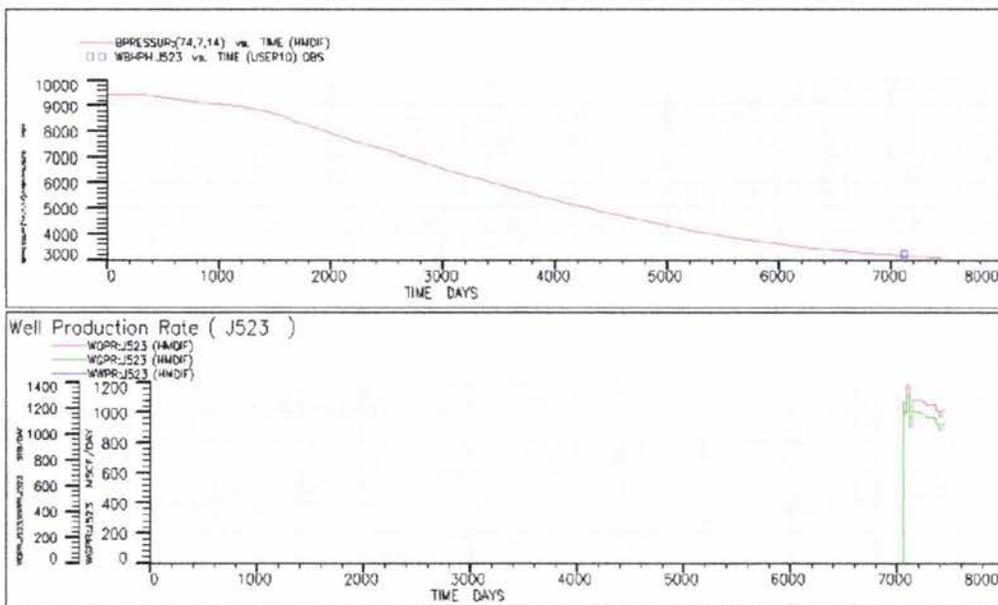


FIG.VII.10-AJUSTE DE HISTORIA POZO: JUJO 523



## VII.3 PREDICCIONES DE LA INYECCIÓN DE NITROGENO

Después de efectuar el ajuste de historia de Presión y producción se tiene el modelo calibrado para iniciar la etapa de predicciones, planteando los escenarios posibles al implantar el proceso de Recuperación Mejorada.

Los periodos de análisis inician del 01-mayo-2000 al 01-enero-2010.

Los escenarios analizados fueron:

- Caso Base – Declinación Natural
- Inyección de Nitrógeno

En el caso de declinación natural se consideraron los ocho pozos productores a la fecha de inicio de la predicción, continuando su operación hasta que por las condiciones de depresionamiento del yacimiento van declinando en su producción o se van cerrando por las condiciones de operación.

En el caso de Inyección de Nitrógeno se considero como pozo inyector el pozo Jujo 523 acondicionándolo para inyectar en la formación Jurásico Superior Tithoniano (capa 4).

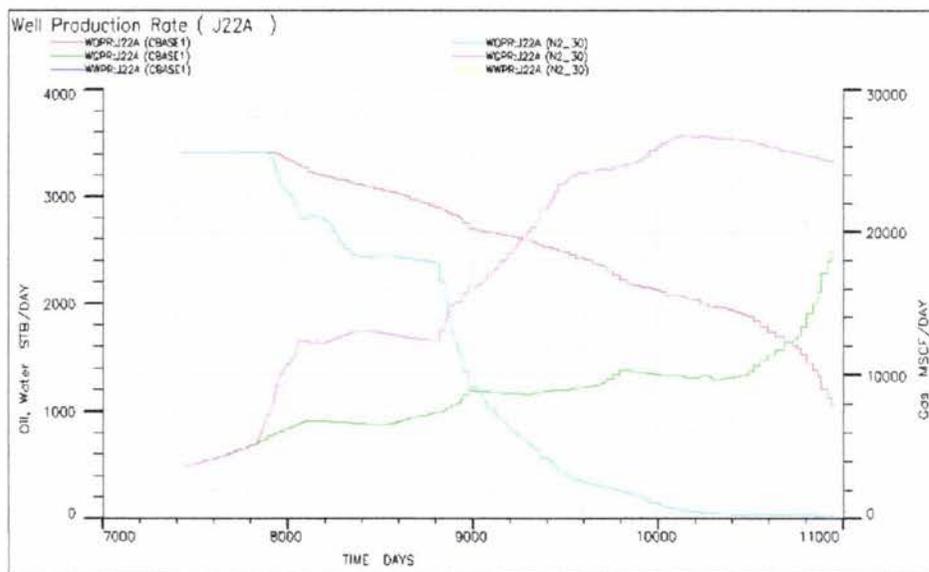
Se realizaron análisis de sensibilidad a parámetros como:

- Gasto de inyección de Nitrógeno (20, 30, 40,60 MMCFD)
- Inyección de Nitrógeno combinado con Reparaciones Mayores

## SENSIBILIDAD AL GASTO DE INYECCIÓN

El análisis se efectuó considerando gastos de inyección de 20, 30, 40 y 60 MMPCD, se observó que por ninguno de los gastos estudiados era posible mantener la presión, debido a la surgencia prematura del Nitrógeno en algunos pozos productores como el pozo Jujo 2-A, Jujo-22-A, y Jujo 24.

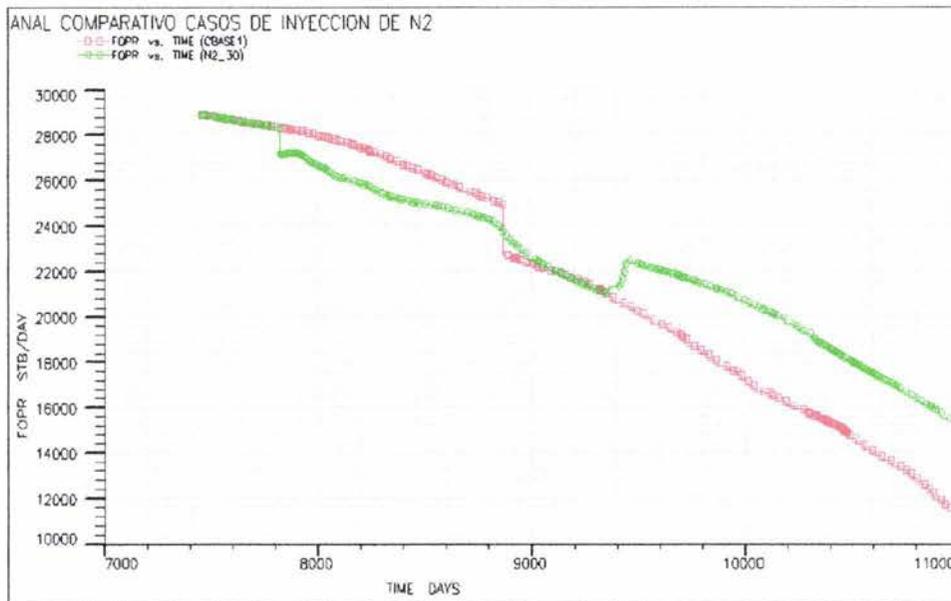
FIG. VII.11- COMPARACION DEL CASO DE INYECCION Y DEL BASE EN EL POZO JUJO 22-A



De efectuarse la Inyección bajo el esquema actual de las terminaciones de los pozos productores el 75% del Nitrógeno inyectado se recirculara debido a la alta transmisibilidad vertical del Yacimiento, no hay que olvidar que Jujo-Tecominoacan es un Yacimiento fracturado.

La recuperación de aceite con los casos de inyección es mas baja que con el caso base.

FIG. VII.12- COMPARACION DEL CASO BASE Y DE INYECCION DE NITROGENO BAJO ESQUEMA ACTUAL DE LAS TERMINACIONES



## CASO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INCLUYENDO REPARACIONES MAYORES PARA EVITAR LA SURGENCIA DEL NITRÓGENO

En este caso se considera un solo pozo de Inyección de Nitrógeno, inyectando a un gasto de 40 MMPCD y para evitar la surgencia prematura del Nitrógeno se simulo el efectuar tres Reparaciones Mayores, esto es bajando los intervalos productores en algunos pozos como el Jujo 22-A y Jujo-24 productores en el Cretácico inferior y Jurásico Superior Tithoniano.

El efectuar las Reparaciones Mayores al Inyectar el Nitrógeno trae efectos positivos en la recuperación de hidrocarburos y en la presión y se disminuye o retarda la surgencia prematura del Nitrógeno.

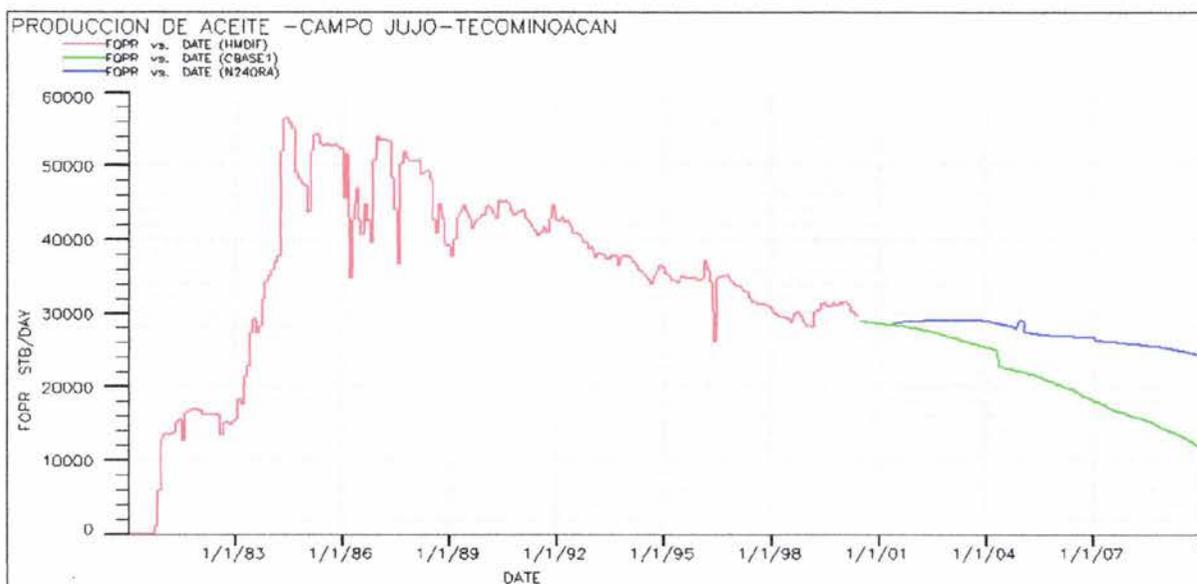
En este escenario analizado se realizó de nuevo sensibilidad al gasto de Inyección observándose que el gasto con el que se mantiene la presión y se obtiene mayor recuperación es el de 40 MMPCD.

## VII.4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En el análisis de los resultados obtenidos en el caso de Inyección de Nitrógeno, Se presentan las graficas de Producción de aceite, de Comportamiento de la Presión, Producción acumulada de Aceite, de las fracciones molares del Nitrógeno por campo y por pozo, los mapas de saturación de Aceite, gas y fracciones Molares de nitrógeno de la capa 7 (J.S.K.6).

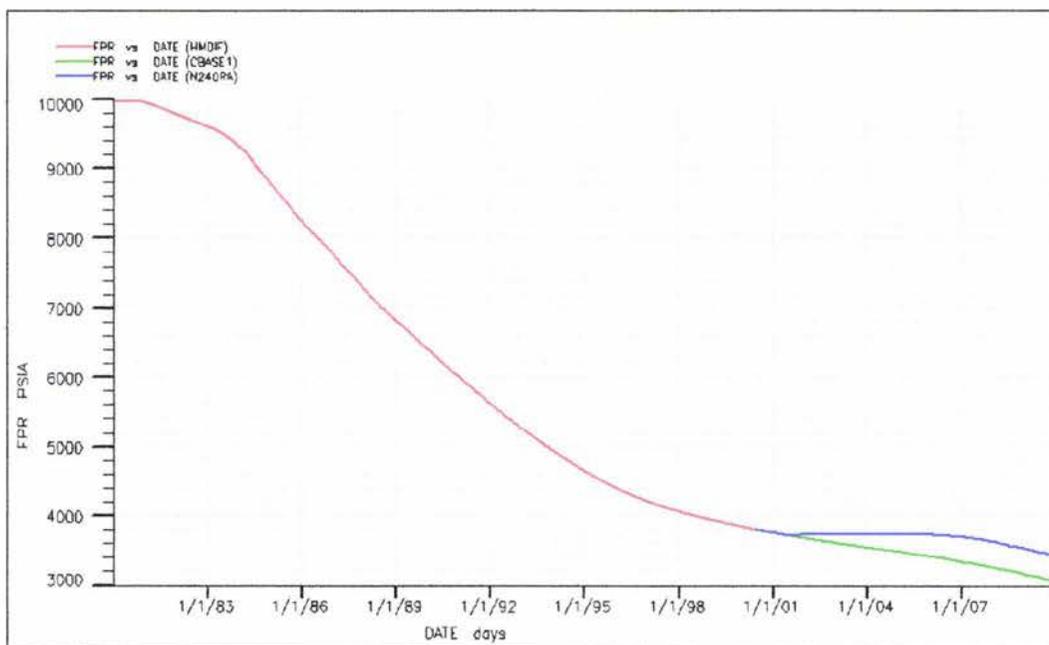
La Inyección de nitrógeno (línea color azul) proporciona un gasto de aceite que se encuentra dentro de un rango de 29025 STB a 24188 STB mayor al que se obtendría con el caso base que (línea color verde) que esta dentro de un rango de 28885 STB al inicio de la predicción y 11562 STB al final de esta, como se puede observar en la siguiente figura:

FIG. VII.13-PRODUCCION DE ACEITE



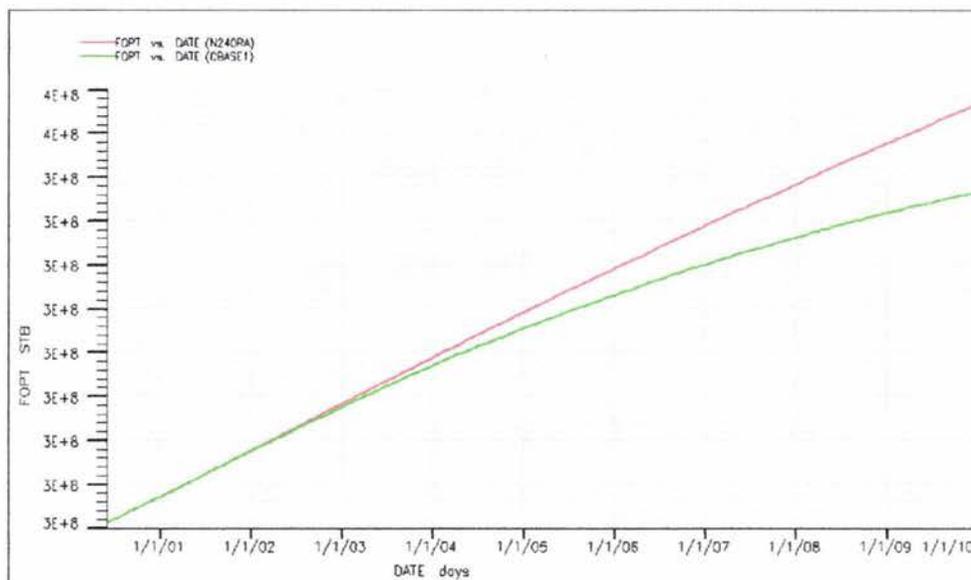
En el comportamiento de la presión de este sector del campo se observa que si se Inyecta el nitrógeno se mantiene la presión arriba de la de saturación (3737 Psia) hasta el año 2007, después declina gradualmente, en cambio si no se inyecta el Nitrógeno la presión declina mas fuerte debido a que se cae por debajo del punto de burbujeo liberándose gran cantidad de gas que estaba en solución en el aceite, el cual es la energía para el levantamiento de los hidrocarburos líquidos

FIG. VII.14-COMPORTAMIENTO DE PRESION



Con el Caso de Inyección se obtiene una Producción Acumulada de Aceite al final de la predicción de 356.707 MM STB y con el Caso base de 336.447 MMSTB, lo cual representa un incremento en la producción acumulativa de 20.26 MMSTB en el periodo analizado.

FIG. VII.15-PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE  
( 2001-2010 )



En la tabla VII.1 se presentan los resultados principales en cuanto a las producciones de aceite, producciones acumuladas y factores de recuperación adicionales en el periodo de análisis, para los casos base y de inyección de nitrógeno.

TABLA VII.1 RESULTADOS PRINCIPALES DE LOS CASOS ANALIZADOS

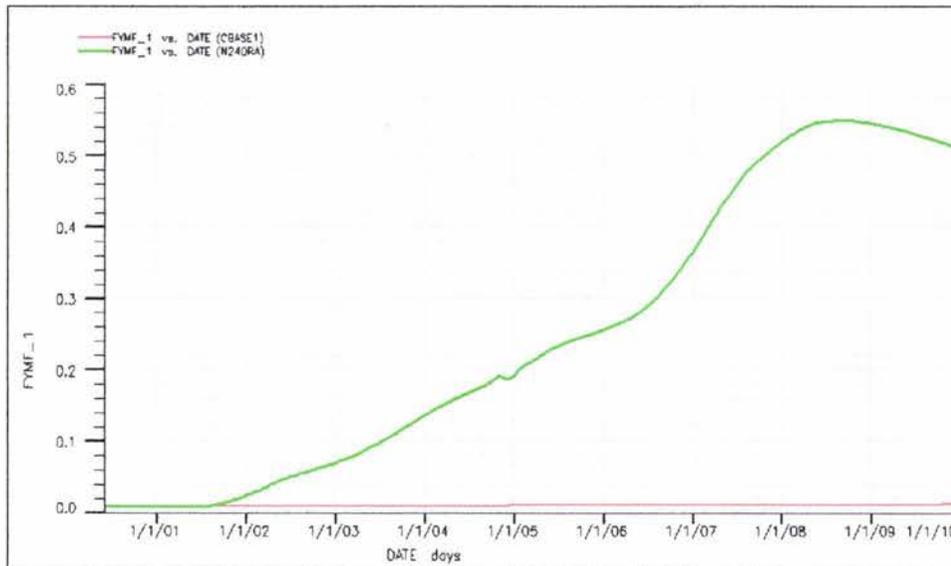
CASO	Qo inicial STB/DAY	Qo final STB/DAY	NP periodo MMSTB	GP periodo MMMCF	FR aceite (%)	FR gas (%)
Base	29025	11562	75.458	172.341	5.209905	11.16094
Iny. de N2	29025	24188	95.713	198.973	6.608386	12.88565
DIFER.		12626	20.255	26.632	1.398482	1.724709

OOIP 1448.357

OGIP 1544.145

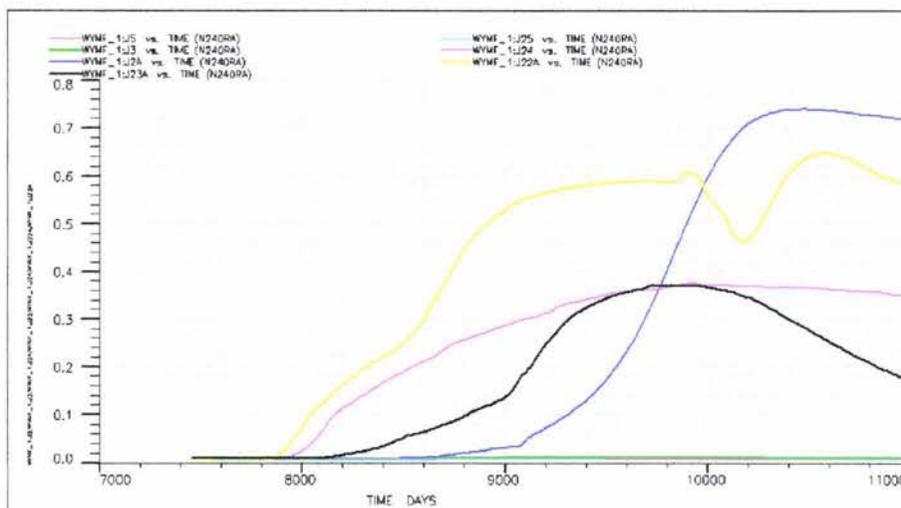
En la figura VII.6 se observa que surgencia del nitrógeno en los fluidos producidos se presenta en septiembre del 2001, cuatro meses después de iniciada la inyección, alcanzando un valor máximo de 0.55 en agosto del 2008

FIG VII.16-FRACCION MOLAR DE NITROGENO EN LA FASE VAPOR POR CAMPO



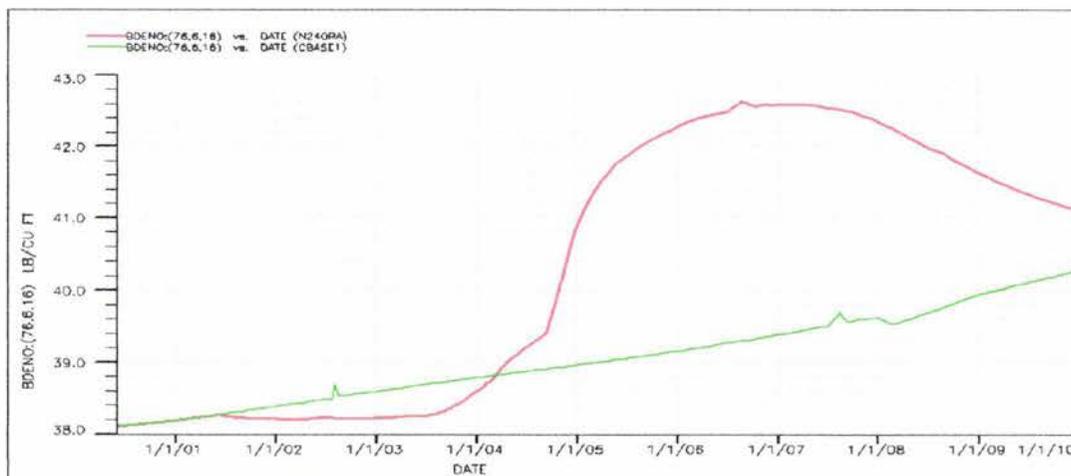
En la figura VII.17 se puede observar el comportamiento de la fracción molar de Nitrógeno producido por cada pozo, notándose que los pozos que presentan mayor presencia de Nitrógeno son: Jujo 2-A ( 0.738), Jujo-22A (0.646), jujo-23A(0.374), y Jujo 24 (0.373), esto se debe a la alta transmisibilidad vertical por el sistema de fallas y fracturas.

FIG-VII.17-FRACCION MOLAR DE NITROGENO EN LA FASE VAPOR POR POZO



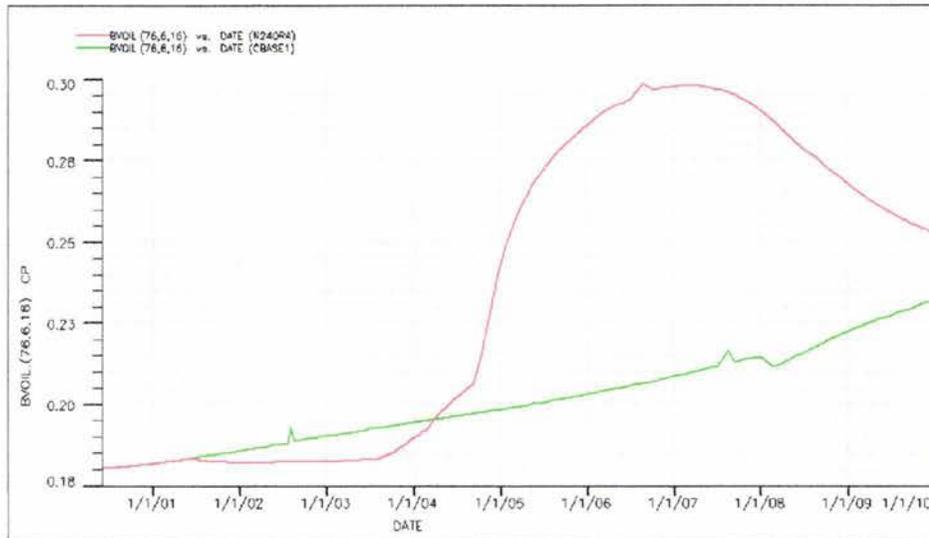
La densidad del aceite en la celda 76,6,16 (fractura) cercana al punto de Inyección se presenta en la figura VII.18 en donde esta propiedad esta en un rango de 38.107 lb/cu ft a 42.614 lb/cu ft, se puede observar el incremento de 2.3 lb/cu ft en la densidad del aceite al inyectar Nitrógeno comparándola con la densidad que se tendría si no se inyecta Nitrógeno ( caso base)

FIG. VII.18-DENSIDAD DEL ACEITE  
(CELDA 76,6,16 )



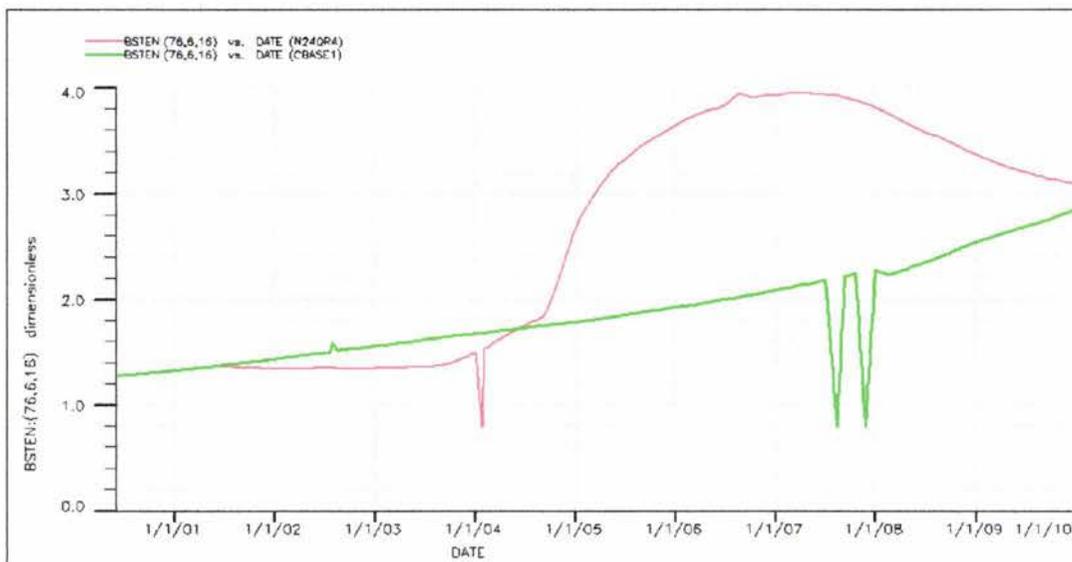
La viscosidad del aceite en la celda 76,6,16 (fractura) cercana al punto de Inyección se presenta en la figura VII.19 en donde esta propiedad esta en un rango de 0.18 cp a 0.298 cp, se puede observar el incremento de 0.066 cp en la viscosidad del aceite al inyectar Nitrógeno comparándola con la viscosidad que se tendría si no se inyecta Nitrógeno ( caso base)

FIG VII.19- VISCOSIDAD DEL ACEITE CELDA 76,6,16



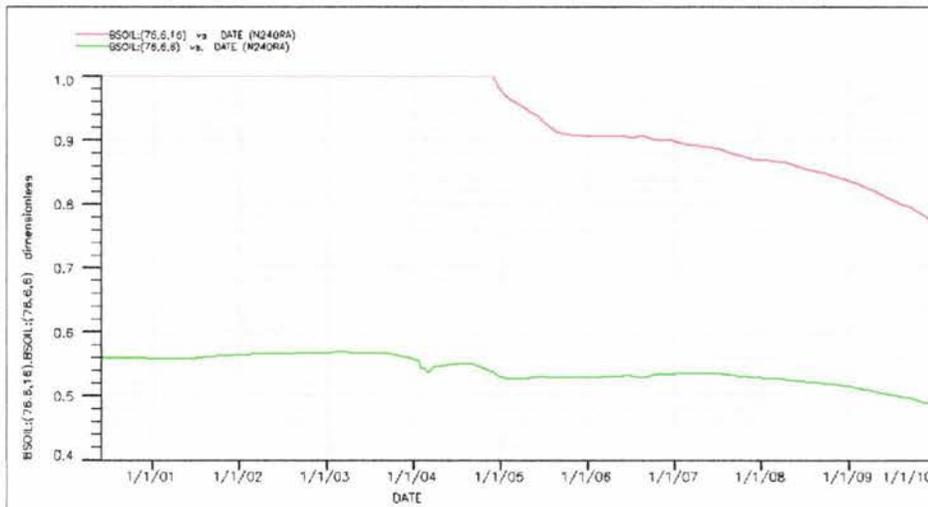
La Tensión Superficial en la celda 76,6,16 (fractura) cercana al punto de Inyección se presenta en la figura VII.20 en donde esta propiedad esta en un rango de 0.791 dinas/cm a 3.94 dinas/cm, se puede observar el incremento de 1.102 dinas/cm en la Tensión Superficial al inyectar Nitrógeno comparándola con la Tensión Superficial que se tendría si no se inyecta Nitrógeno ( caso base)

FIG VII.20- TENSION SUPERFICIAL CELDA 76,6,16



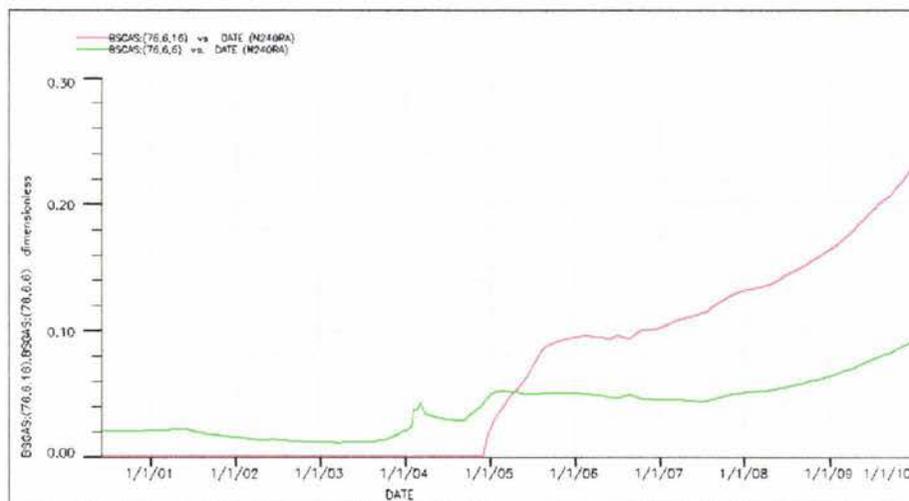
La Saturación de Aceite en la celda 76,6,16 (fractura) y 76,6,6 (Matriz) cercana al punto de Inyección se presenta en la figura VII.21 en donde se observa que esta en un rango de 1 (Fracción) a 0.769 (fracción) para las fracturas y de 0.567 (fracción) a 0.484 (fracción) para la matriz; Entonces el cambio de saturación es de 0.231 (fracción) para las fracturas y de 0.083 para la matriz.

FIG. VII.21- SATURACION DE ACEITE EN MATRIZ Y FRACTURA CELDA 76,6,6 Y 16



La Saturación de Gas en la celda 76,6,16 (fractura) y 76,6,6 (Matriz) cercana al punto de Inyección se presenta en la figura VII.22 en donde se observa que esta

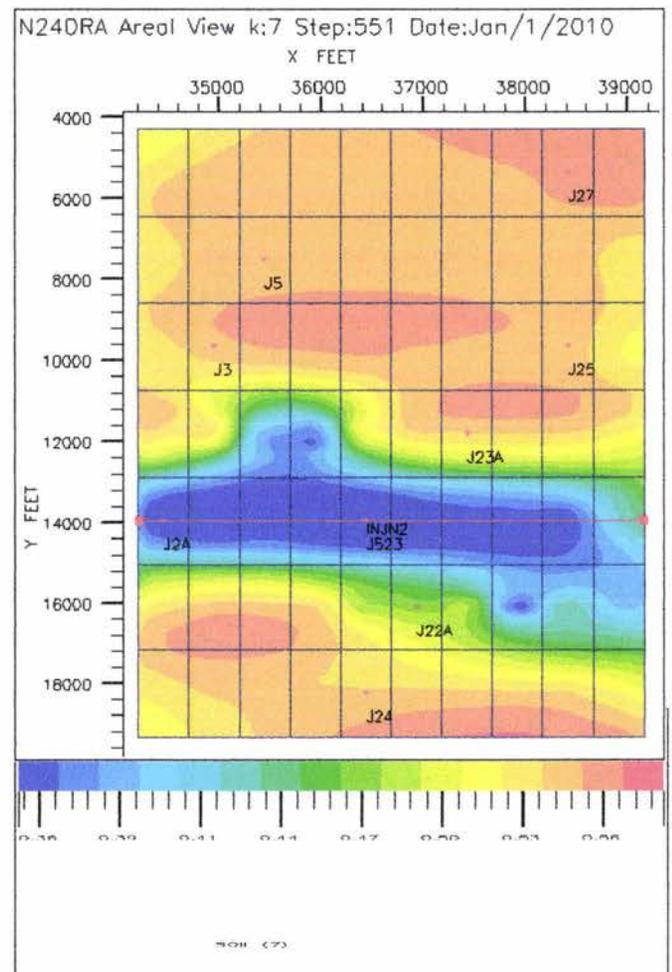
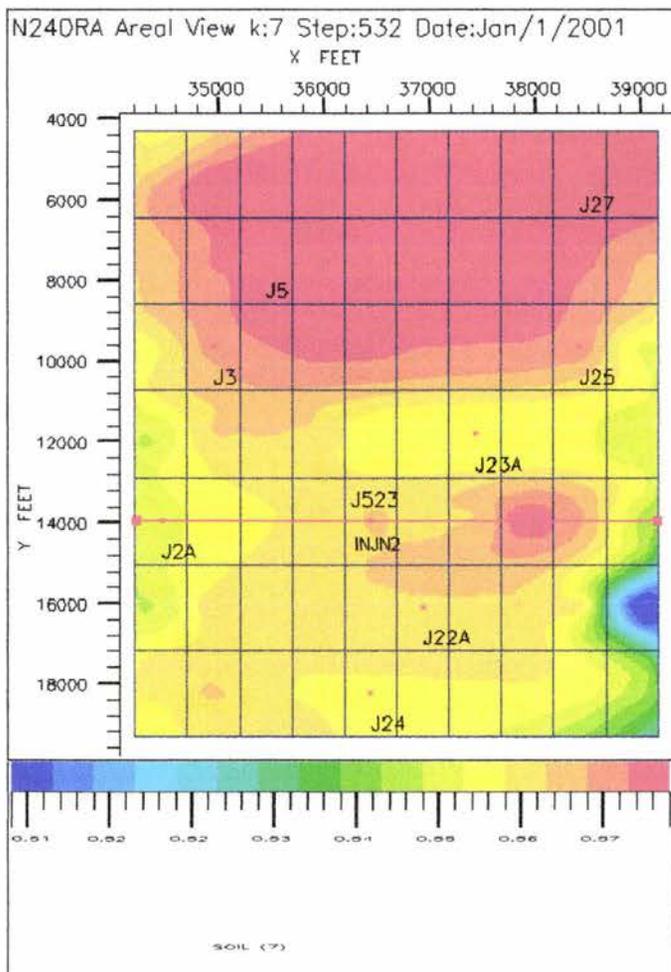
FIG. VII.22- SATURACION DE GAS EN MATRIZ Y FRACTURA CELDA (76,6,6 Y 16)



en un rango de 0 a 0.230 (fracción) para las fracturas y de 0.0108 (fracción) a 0.0921 (fracción) para la matriz; Entonces el cambio de saturación es de 0.230 (fracción) para las fracturas y de 0.081 para la matriz.

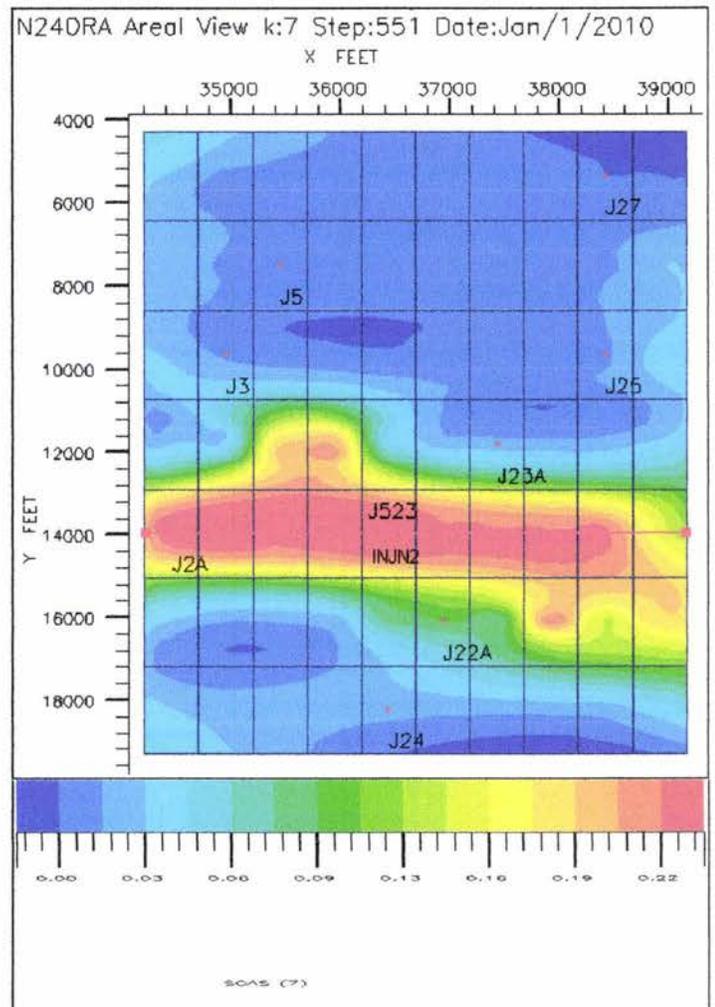
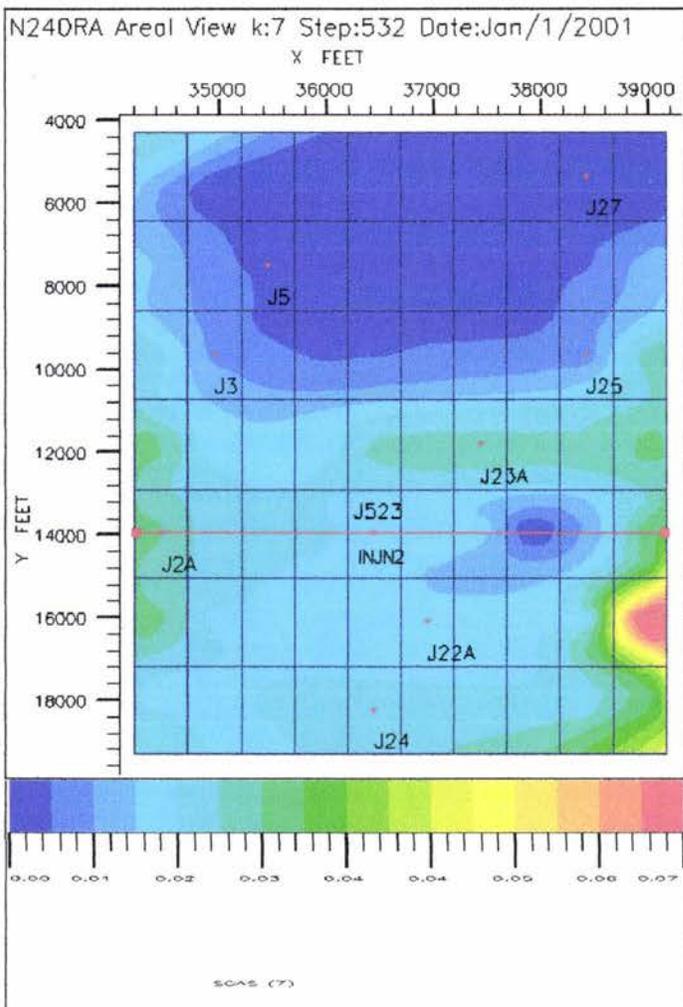
En la figura VII.23 se presenta la saturación de aceite en la Matriz de la capa 7 (J.S.K.6), al inicio y al final de la predicción en donde se observa el cambio de saturación principalmente en las zonas cercanas al punto de inyección

FIG.VII.23- SATURACION DE ACEITE CAPA 7 (JSK6)  
AL 1/01/2001 Y AL 1/01/2010



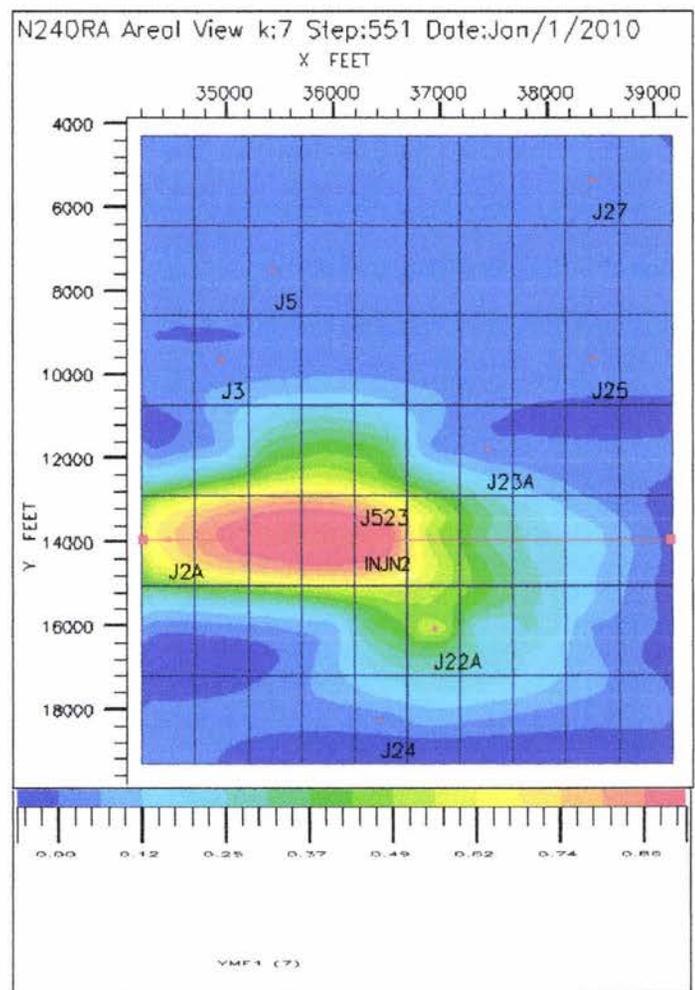
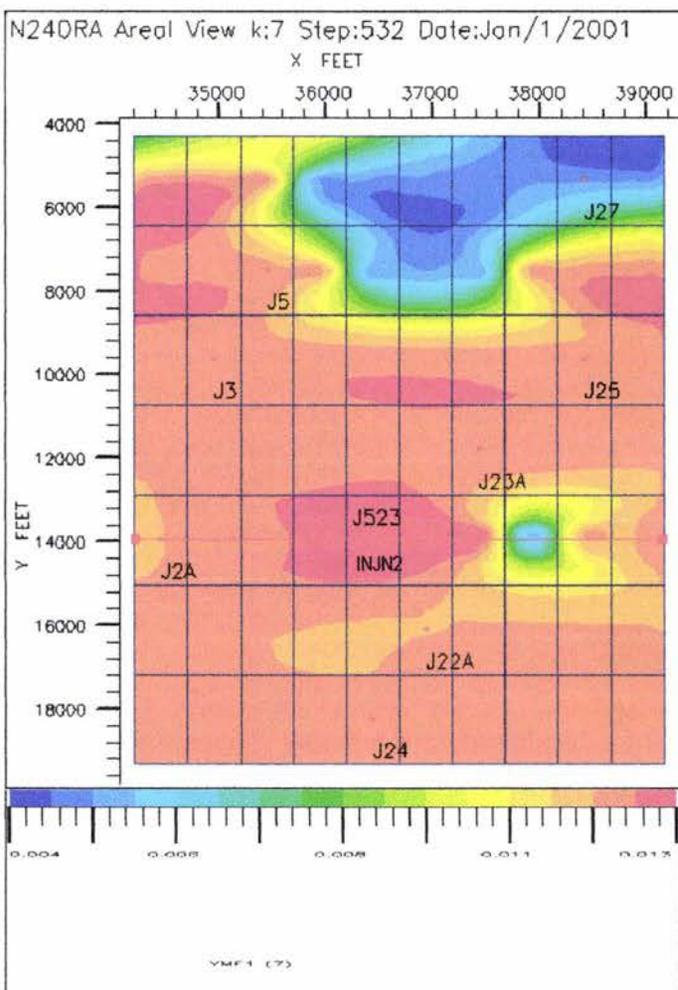
En la figura VII.24 se presenta la saturación de gas en la Matriz de la capa 7 (J.S.K.6), al inicio y al final de la predicción en donde se observa el cambio de saturación de gas principalmente en las zonas cercanas al punto de inyección (Pozo inyector Jujo-523)

FIG VII.24- SATURACION DE GAS AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION



En la figura VII.25 se presenta la fracción molar de Nitrógeno en la Matriz de la capa 7 (J.S.K.6), al inicio y al final de la predicción en donde se observa el cambio en la fracción mol de nitrógeno lo cual indica la presencia del nitrógeno en la fase vapor principalmente en las zonas cercanas al punto de inyección (Pozo inyector Jujo-523)

FIG VII.25- FRACCION MOLAR DE NITROGENO EN LA FASE VAPOR AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION



En las figuras VII.26, VII.27, VII.28, VII.29, VII.30 y VII.31, se presentan las vistas tridimensionales de la presión, Saturación de Aceite, Gas, Fracción molar de Nitrógeno en la fase vapor en vista panorámica del Modelo y en sección transversal donde se encuentra ubicado el Pozo inyector (Jujo – 523).

FIG. VII.26-PRESION AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO

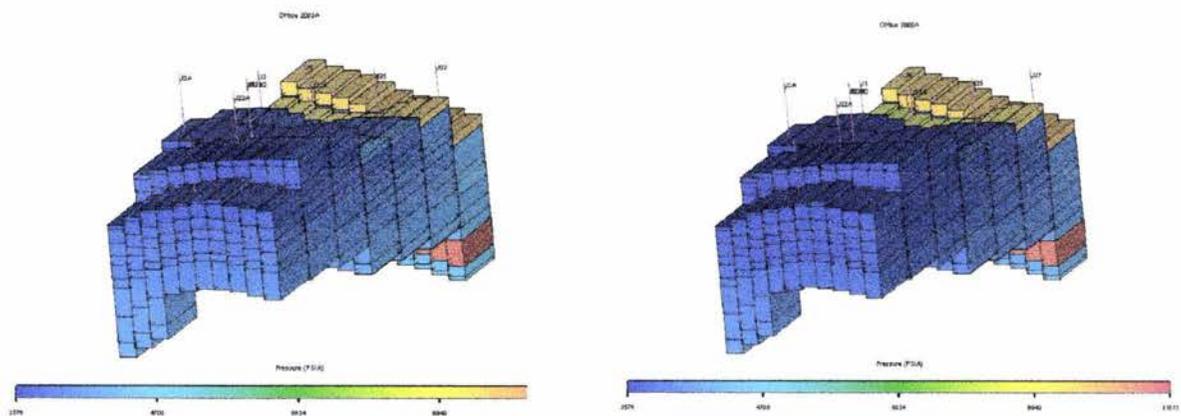


FIG. VII.27- SATURACION DE GAS AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO

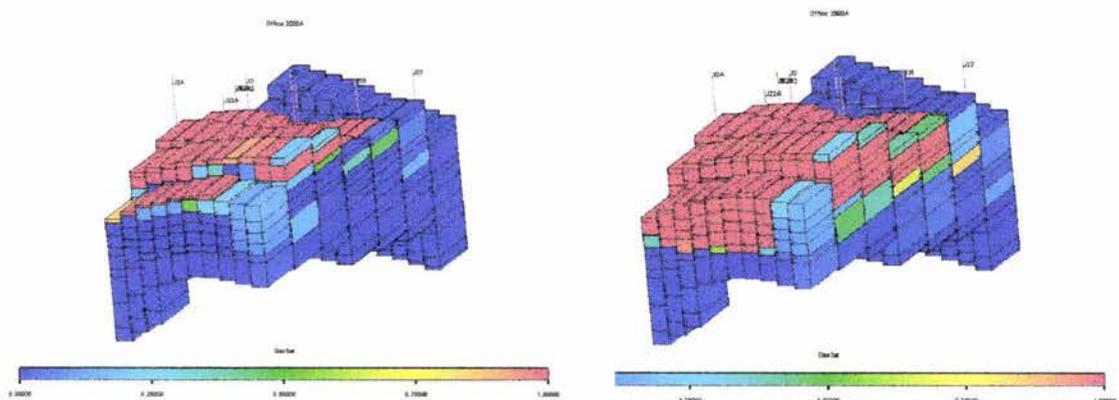


FIG.VII.28- SATURACION DE ACEITE AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO

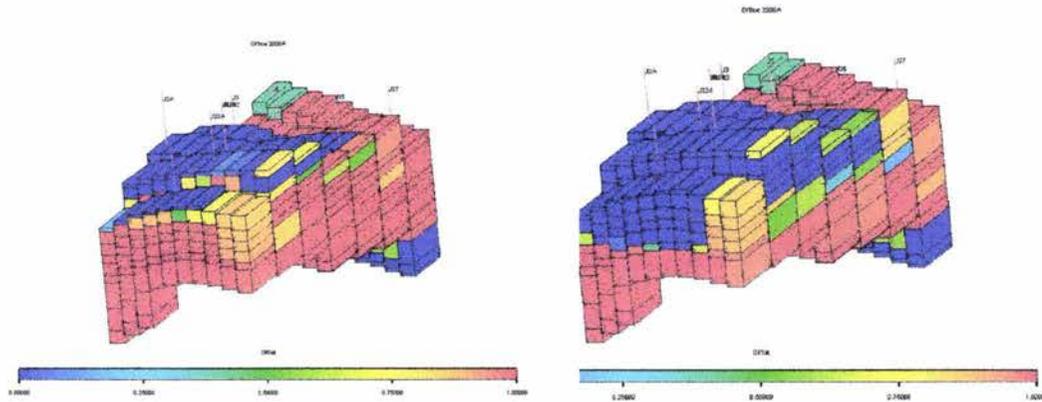


FIG.VII.29- SATURACION DE GAS –SECCION DEL POZO INYECTOR AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO

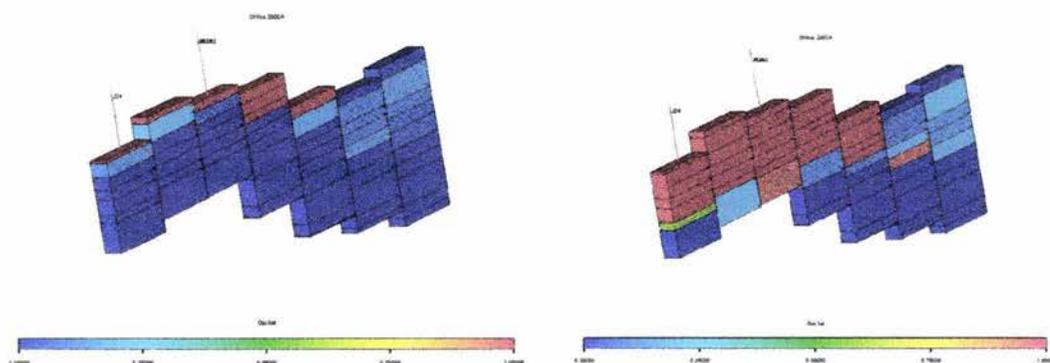


FIG. VII.30- SATURACION DE ACEITE – SECCION DEL POZO INYECTOR  
AL INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO

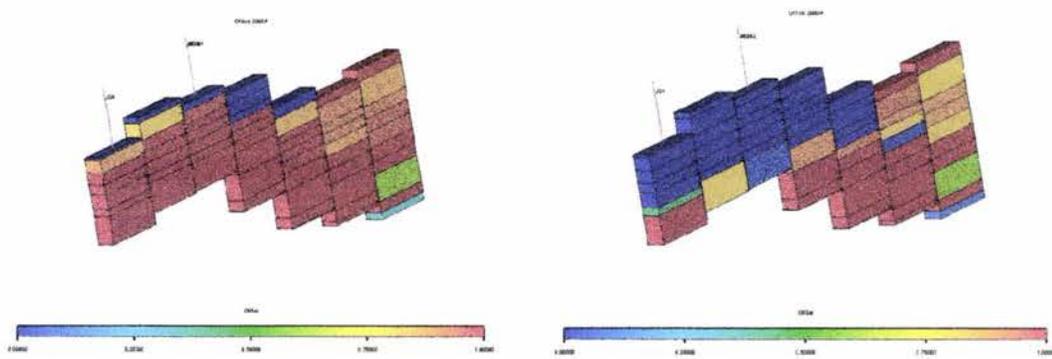
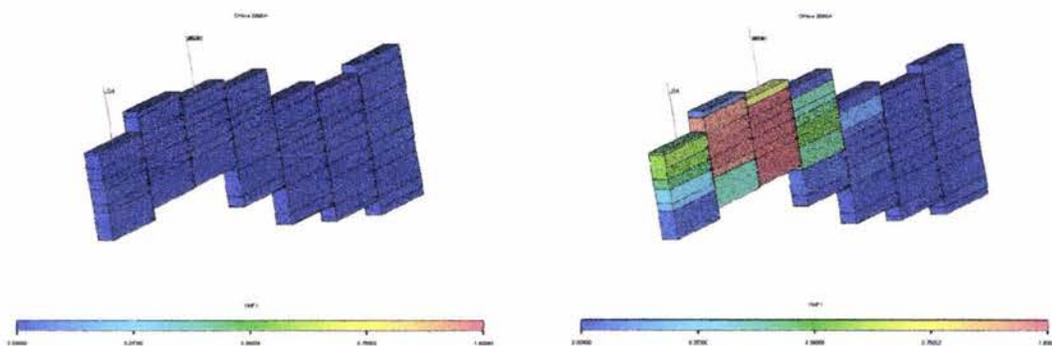


FIG VII.31- FRACCION MOL DE NITROGENO-SECCION POZO INYECTOR AL  
INICIO Y AL FINAL DE LA INYECCION DE NITROGENO



## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Los problemas principales del Yacimiento Jujo-Tecominoacan son: Depresionamiento del Yacimiento, Invasión de agua a través del sistema de fracturas y fallas, y la depositación de Asfáltenos en las vecindades de los pozos; todos estos problemas en conjunto impactan en la producción del campo.
2. Para estudiar la problemática del Yacimiento es necesario disponer de una buena caracterización del Yacimiento sobre todo del sistema de fallas y fracturas, es decir, conocer la posición, orientación y espaciamiento de fallas para lo cual se requiere de Estudios Sísmicos en tres Dimensiones y determinación de las propiedades de las fracturas como porosidad, permeabilidad, tamaño de los bloques de matriz y la distribución areal y vertical de los mismos.
3. Debido a la problemática actual se plantea la aplicación de un Proceso de Recuperación Mejorada al yacimiento.
4. Se selecciono al nitrógeno como agente desplazante debido a que el gas natural es más costoso y su disponibilidad limitada; El nitrógeno producido por la separación criogénica del aire es el sustituto como agente desplazante que mayor atención ha recibido en los últimos años.
5. Para el proyecto se selecciono un sector del campo, El área seleccionada corresponde a la zona de mayor productividad del campo, "Área Jujo ", El modelo de sector seleccionado tiene 10 celdas en la dirección X, 7 celdas en la dirección Y, y 10 capas en la dirección Z

6. En los casos de Inyección de Nitrógeno analizados bajo el esquema actual de las terminaciones de los pozos, se observó que no es posible mantener la presión del yacimiento arriba de la de saturación, debido a que se recircula el 75 % del Nitrógeno por surgencia del mismo en algunos pozos productores.
7. Es necesario efectuar reparaciones mayores en los Jujo 22-A, y Jujo 24, estas reparaciones tienen como objetivo evitar la surgencia prematura del Nitrógeno.
8. Del análisis de sensibilidad al gasto de Inyección se concluye que el gasto con el que se logra mantener la presión arriba de la de saturación en este sector del Yacimiento y disminuir la declinación de la producción es de 40 MMPCD.
9. De no implantarse el proceso de Recuperación Mejorada por Inyección de Nitrógeno se tendrá una declinación muy drástica en la producción de Aceite, alcanzando valores de 11562 BPD al inicio del año 2010.
10. Las propiedades del Aceite sufren cambios, la densidad del aceite observa un incremento de 2.3 lb/cu ft. , la viscosidad se incrementa 0.066 cp al inyectar Nitrógeno
11. La Tensión Superficial esta en un rango de 0.791 dinas/cm a 3.94 dinas/cm y se observa un incremento de 1.102 dinas/cm al inyectar Nitrógeno.
12. El mejor trazador para dar seguimiento al movimiento del Nitrógeno es la Fracción Molar del mismo en los fluidos producidos, por lo que es necesario efectuar el muestreo continuo de los fluidos producidos.

13. Es conveniente incluir en el Equipo Superficial de Separación de gas, membranas para la separación del Nitrógeno de la corriente de gas producida, ya que las plantas petroquímicas tienen restricciones en los porcentajes molares que se manejan.

## REFERENCIAS

## REFERENCIAS

1. **Necmetin Mungan** – Enhanced Oil Recovery with High Pressure Nitrogen injection, SPE 62547, Long Beach California, June 2000.
2. **Francisco Garaicochea P., Rafael Rodríguez N., Jesús Rivera R.** – Recuperación mejorada de aceite por Inyección de Nitrógeno, Revista de Ingeniería Petrolera, septiembre de 1982.
3. **The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum** - Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum society Monograph No. 1, chap. 12 and 13, Calgary, Alberta 1994.
4. **Core Laboratories:** Estudio de desplazamiento de la columna empacada del Pozo Jujo No.25, RFL 980116, 23-feb-99.
5. **F. Rodríguez V., S. Flores C.:** Diseño de la prueba piloto de inyección de nitrógeno para el area Tecominoacan utilizando un modelo de Simulación Numérica de Yacimientos, PEMEX Noviembre 1999.
6. **F. Rodríguez V., S. Flores C.:** Mantenimiento de Presion por inyección de nitrógeno al campo Jujo- Tecominoacan, AIPM – jornadas técnicas 2000
7. **Energy Laboratories:** Reservoir fluid Análisis Jujo Well No.42, March 1984.
8. **Ahmed, T. H.** : An Experimental Study of crude oil recovery by high pressure nitrogen injection, Ph. D. Dissertation, The university of Oklahoma, 1980.
9. **Perkins, T. K. and Johnston, O.C.:** A Review of Difussion and Dispersion in Porous Media, Society of Petroleum Engineers Journal, March 1963.
10. **U.S. Department of Energy:** Laboratory Study of Nitrogen Miscible Displacement of Light Oil- Topical Report. Report No. 89000762, sept. 1989.
11. **Thomas, L. K.:** Ekofisk Nitrogen Injection, SPEFE, June 1991
12. **J.J. Taber, F.D. Martin, and R.S. Seright:** EOR Screening Criteria Revisited, SPE 35385

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

13. **D. Schechter:** Reservoir Characterization, Engineering and Enhanced Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs, Harold Vance Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University.
14. **Guntis Moritis and Farouq Ali:** New Technology, Improved Economics boost EOR hopes, EOR Survey Analysis OGJ SPECIAL, Reprint of Oil and Gas journal, 1998
15. **Stone, H.L. and Crump, J.S.:** The Effect of Gas Composition Upon Oil Recovery by Gas Drive, AIME Transactions, V.206, 1956.
16. **Instituto Mexicano del Petróleo:** Estudio de Difusion de fluidos del Yacimiento – Nitrogeno, Pozo: Tecominoacan –117
17. **J.A. Arévalo, V and F. Samaniego V., F.F. Lopez, C. and E. Urquieta :** On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection, SPE 35319, Villahermosa Mexico March 1996.
18. **Yarborough, L. and Smith L.R.:** Solvent and Driving Gas Compositions for Miscible Slug Displacement, SPEJ, sep 1970.
19. **J. Rivera R.:** Comentarios Relacionados con la Prueba de Inyectividad de Nitrogeno y Trazado efectuado en el Pozo Tecominoacan 428 en la formacion Jurasico superior kimmeridgiano (Capa 5), septiembre 1999.
20. **A. Leon García:** Comunicación Personal
21. **Schlumberger :** Geoquest Simulation Software Manuals 2000A
22. **Protechnics :** Optimización de la Inyección de gas en proyectos de recuperación Secundaria y terciaria, Utilizando Trazadores Radioactivos “ Interwell”