

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

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

PROYECTO TERMINAL

"ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON LA INYECCIÓN DE  
NITRÓGENO EN EL CAMPO JUJO"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE  
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y  
MEJORADA DE HIDROCARBUROS

PRESENTA:

ENRIQUE CHÁVEZ YÁÑEZ

DIRECTOR DE PROYECTO :

ING. OSCAR OSORIO PERALTA



NOVIEMBRE DE 2005

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

m. 340705



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 SENSIBILIDAD CON LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO JUJO”**

<b>RESUMEN.....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>2</b>
<b>OBJETIVO Y ALCANCES.....</b>	<b>3</b>
<b>I. ANTECEDENTES DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN</b>	
<b>I.1 LOCALIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA.....</b>	<b>5</b>
<b>I.2 HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN.....</b>	<b>7</b>
<b>I.3 PRUEBAS DE PRESIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>I.4 ASPECTOS DEL ESTUDIO INTEGRAL.....</b>	<b>15</b>
<b>I.5 BALANCE DE MATERIA.....</b>	<b>16</b>
<b>II. CARACTERÍSTICAS DEL DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO</b>	
<b>II.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL NITRÓGENO.....</b>	<b>22</b>
<b>II.2 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO.....</b>	<b>24</b>
<b>II.3 DETERMINACIÓN DE LA MISCIBILIDAD.....</b>	<b>26</b>
<b>II.4 RESTRICCIONES EN JUJO.....</b>	<b>28</b>
<b>II.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....</b>	<b>28</b>

### **III. EFECTOS DE CONVECCIÓN, DIFUSIÓN Y GRAVEDAD DURANTE EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

<b>III.1</b>	<b>CONCEPTOS.....</b>	<b>31</b>
<b>III.2</b>	<b>DIFUSIÓN EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....</b>	<b>33</b>
<b>III.3</b>	<b>PARÁMETROS TEÓRICOS DE COEFICIENTES DE DIFUSIÓN ...</b>	<b>34</b>
<b>III.4</b>	<b>CONDICIONES GENERALES DEL DRENE POR GRAVEDAD.....</b>	<b>36</b>

### **IV. SENSIBILIDAD DE EFECTOS Y ESCENARIOS DE PREDICCIÓN MEDIANTE EL SIMULADOR ECLIPSE 300**

<b>IV.1</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL MODELO Y SUS VARIANTES.....</b>	<b>40</b>
<b>IV.2</b>	<b>AJUSTE DE HISTORIA (DICIEMBRE DE 2001).....</b>	<b>42</b>
<b>IV.3</b>	<b>PREDICCIÓN CON EFECTO DE GRAVEDAD.....</b>	<b>48</b>
<b>IV.4</b>	<b>PREDICCIÓN CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y EFECTO DE DIFUSIÓN.....</b>	<b>49</b>
<b>IV.5</b>	<b>PREDICCIÓN COMPARATIVA.....</b>	<b>60</b>
<b>IV.6</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>62</b>

### **V. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....**

**65**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....**

**69**

### **REFERENCIAS.....**

**72**

**AGRADECIMIENTOS ESPECIALES PARA:**

**ING. FEDERICO RODRÍGUEZ VIDAL (PEMEX)**

**ING. OSCAR OSORIO PERALTA (SCHLUMBERGER)**

**ING. ULISES NERI (SCHLUMBERGER)**

**POR SU VALIOSA COOPERACIÓN EN LA REALIZACIÓN DE ESTE  
PROYECTO...**

**A MI ESPOSA:**

**POR SU ENTREGA Y SACRIFICIO DEDICADOS AL APOYO INCONDICIONAL  
DE MI SUPERACIÓN PROFESIONAL...**

**POR SU RECIENTE LOGRO DE UN TÍTULO OTORGADO POR UNANIMIDAD...**

**POR SU AMOR Y CONFIANZA ABSOLUTOS...**

***“Feliz quien pudo conocer las causas de las cosas”***

***Virgilio***

## RESUMEN

El presente proyecto aborda la inyección de N<sub>2</sub> en el campo Jujo, analizando los efectos de difusión y gravedad a través de un modelo de simulación composicional (Eclipse 300).

Se establece un panorama general del modelo geológico, así como la historia de presión-producción del campo, como puntos de partida.

Se analizan los efectos bajo las condiciones óptimas de inyección, así como las características de miscibilidad y no miscibilidad (bajo la cual se inyectará realmente), destacando puntos importantes por los cuáles este proceso será inmisible.

También, se efectua un análisis de la literatura correspondiente a cada uno de los efectos, lo cual es indispensable para elaborar corridas de simulación tomando en cuenta el rango de valores correspondiente a cada uno de ellos.

Las corridas en el simulador Eclipse se realizan con valores comunes, altos y bajos para el caso de difusión, mientras que para el drene por gravedad únicamente se activa y se desactiva dicho efecto, lo cual permite comparaciones predictivas y porcentajes de recuperación en cada escenario.

Finalmente, se realiza una evaluación económica del proyecto, de acuerdo a los parámetros mejor ajustados para definir la rentabilidad del mismo.



## INTRODUCCIÓN

El objetivo de PEP, en materia de ingeniería de yacimientos, es la formación de especialistas en Recuperaciones Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos, con el fin de administrar adecuadamente los recursos energéticos que pueden obtenerse mediante la implatación de determinado proceso.

La finalidad de este proyecto es la de aportar algunos elementos importantes para el comportamiento del yacimiento, bajo el proceso de recuperación mejorada, en su modalidad de inyección de nitrógeno.

El proyecto, como tal, nace a partir de la urgente necesidad de mantener la vida productiva de Jujo-Tecominoacán, a la vez de recuperar el importante potencial de aceite que aún posee.

La herramienta de simulación numérica se ha convertido en parte esencial de el análisis y la predicción del comportamiento del yacimiento, por lo que cabe la posibilidad de plantear, diseñar, ejecutar, ajustar y predecir diferentes escenarios durante toda su vida productiva.

Por lo tanto, con ayuda de un simulador composicional, este proyecto pretende establecer determinados parámetros que rigen bajo la inyección de nitrógeno en la parte correspondiente a Jujo, a través de una sección del yacimiento donde actualmente se planea establecer un proceso de recuperación.

El modelo, desarrollado en un principio mediante otro simulador (SSI) y migrado posteriormente a Eclipse, es el que finalmente será objeto de evaluación a través de la variantes que para cada efecto se establecen.

## **OBJETIVO Y ALCANCES**

El objetivo del proyecto es la determinación de la recuperación de hidrocarburos en el campo Jujo, mediante la inyección de nitrógeno y bajo los efectos de difusión y segregación gravitacional, estableciendo los rangos de variación para cada efecto y su correspondiente repercusión en la producción.

Los alcances se limitan a la obtención de los rangos de variabilidad correspondientes al comportamiento de la recuperación y la producción, así como de la relación gas-aceite y el corte de agua, principalmente, en el campo Jujo, a través de una sección del mismo y considerando el área de inyección de manera preferencial.

**I. ANTECEDENTES DEL CAMPO  
JUJO-TECOMINOACÁN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## **I.1 LOCALIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA**

El campo Jujo-Tecominoacán está localizado aproximadamente a 73 km. al suroeste de Villahermosa. Produce de un yacimiento fracturado de carbonatos de edades Cretácica y Jurásica. Jujo-Tecominoacán tiene la segunda capacidad de producción más grande en la Región Sur y produjo 95 MBPD de aceite y 127 MMPCD a través de 53 pozos en octubre de 1998. El aceite producido está considerado como crudo ligero con una gravedad API de aproximadamente 38°.

El yacimiento 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 2,000 m. y la columna de aceite es de aproximadamente 1,550 m. de espesor. Las variaciones en la dolomitización contribuyen a las características de 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 Tithoniano (JST) y Jurásico Kimmeridgiano (JSK) a profundidades que van desde los 5,100 hasta 6,400 m. bajo nivel del mar. La calidad de matriz de roca de esos yacimientos es generalmente baja con bajas porosidades (3% o menos) y permeabilidades. Los intervalos dolomitizados están extensamente fracturados y exhiben porosidades y permeabilidades mejoradas. 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

El campo Jujo-Tecominoacán se mapeó utilizando datos de registros de más de 50 pozos. Muchos de estos pozos no penetraron la columna total del yacimiento. La sísmica 2-D del campo se utilizó para mapear los espesores del Jurásico. La cima estructural del yacimiento se definió mediante las cimas del KI tomadas de datos de registros. Se generó igualmente para JSK. Se creó un mapa base del JSK de los datos de sísmica 2-D. Se elaboraron mapas de isoespesor KI/JST y JSK. Nuestro análisis petrofísico previo se utilizó para determinar la porosidad total inicial para cada intervalo.

A continuación, la Fig. No. 1 ilustra un mapa estructural del JSK.

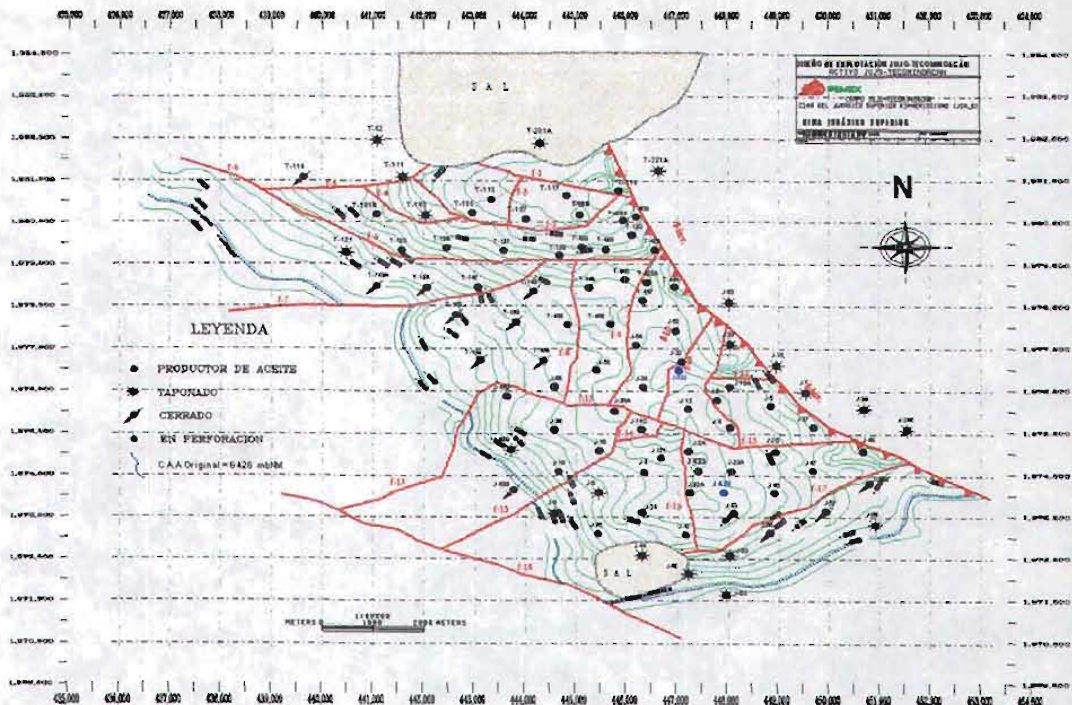


Fig. No. 1 Mapa estructural de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano

## **I.2 HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN**

Jujo-Tecominoacán fue descubierto en 1980 con la perforación del pozo Jujo 2-A. La producción del campo se inició en Octubre de 1980. El incipiente desarrollo estuvo concentrado en Jujo hasta que se perforó el primer pozo de Tecominoacán en 1983. La producción de aceite se incrementó a medida que pozos adicionales se incorporaban a producción hasta alcanzar 205 MBPD en 1987. Una declinación constante de la producción y el depresionamiento de los pozos ocurrió durante los 11 años siguientes.

La porción que pertenece a Jujo está en el área sur del campo. Produjo 64 MBPD de aceite y 78 MMPCD en Mayo de 1998 a través de 28 pozos. La producción acumulada de Jujo a Mayo 30 de 1998 fue de 526.7 MMBLS de aceite y 617.3 MMPC. La producción diaria de Jujo alcanzó aproximadamente 132.5 MBPD en 1987. La producción ha disminuido a medida que declinan los gastos de los pozos debido a bajas presiones de fondo e invasión de agua del acuífero.

La porción que pertenece a Tecominoacán está en el área norte del campo. Su desarrollo inició 3 años después de Jujo. La producción de Tecominoacán alcanzó aproximadamente 69.8 MBPD en 1987. La producción declinó a medida que los gastos bajaron debido a la reducción en la BHP y la invasión de agua del acuífero. Tecominoacán produjo 39 MBPD de aceite y 48 MMPCD de gas en Mayo de 1998, a través de 23 pozos. La producción acumulada de Tecominoacán a Mayo 30 de 1998 fue de 262.8 MMBLS de aceite y 320.3 BPC de gas.

La producción del campo Jujo-Tecominoacán ha causado que la presión promedio del yacimiento decremente de su presión inicial de 703 kg/cm<sup>2</sup> (10,004 psia) a aproximadamente 284 kg/cm<sup>2</sup> (4,050 psia) en 1998. La presión de saturación es de 262 kg/cm<sup>2</sup> (3,732 psia) y la formación del casquete de gas ha comenzado en la cima de la estructura. Los datos históricos de presión de fondo de los pozos

#### **ANTECEDENTES DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN**

proveen una información ilustrativa respecto a la continuidad del yacimiento y el empuje de agua. Los datos de presión de fondo muestran 3 regiones productivas distintas que existen en el campo. La parte principal del área de Jujo comprende la primer región. La armonía de los datos históricos de presión de fondo de los pozos en esta región es buena, lo cual indica una excelente comunicación de presión entre los pozos. La declinación dramática en BHP a medida que incrementa la producción indica también que existe un pequeño empuje por el acuífero en esta región productiva; por lo tanto, un mecanismo de empuje por depresionamiento domina el comportamiento.

La segunda región productiva está compuesta en su mayoría por el área de Tecominoacán. Los pozos de esta región también tienen una BHP consistente, lo cual indica una excelente comunicación de presión entre ellos. Esta región ha experimentado también una declinación dramática en BHP a medida que la producción incrementa, lo cual indica un mínimo empuje del acuífero. Un mecanismo de empuje por depresionamiento domina el comportamiento. Ha habido una diferencia de presión entre los empujes por depresionamiento en esas dos regiones productivas. La diferencia fue inicialmente creada por la más alta producción de Jujo durante los primeros 5 años, pero la diferencia ha disminuido durante los últimos 3 años. La diferencia de presión ha sido mantenida por una aparente restricción de transmisibilidad entre las 2 regiones.

La tercera región abarca los pozos de Jujo y Tecominoacán en el flanco suroeste del campo. Mientras las presiones en esta región relacionaron originalmente las presiones de Tecominoacán, las presiones empezaron a desviarse significativamente de las presiones de Tecominoacán en 1988. Han sido estabilizadas a aproximadamente  $376 \text{ kg/cm}^2$  (5,350 psi),  $91 \text{ kg/cm}^2$  más que las presiones de Jujo. Esto es un indicador de que la región está experimentando un empuje de presión por el acuífero. Las BHP indican también que una restricción significativa de transmisibilidad separa esta región de las regiones de depresión de Jujo y Tecominoacán dada una diferencia de aproximadamente  $70 \text{ kg/cm}^2$  (1,000

psi) que ha sido mantenida por más de 6 años. Las diferencias regionales en BHP son generalmente parámetros de relación histórica.

La producción de agua del campo, en general, ha sido relativamente menor comparado a la producción de aceite. La invasión de agua dentro de las regiones de depresionamiento ha sido mínima y ha afectado significativamente sólo a algunos pozos. La región de empuje por agua de Tecominoacán ha tenido invasión de agua en los productores. La producción de agua es generalmente mínima a medida que los pozos se cierran o cesa el flujo dentro de los meses de significante producción de agua. El rompimiento de agua en los productores no es enteramente consistente con la profundidad, por lo que es razonablemente cierto que el sistema de fractura acelere la migración de agua hacia pozos productores. La Fig. No. 2 muestra el comportamiento histórico de la producción del campo.

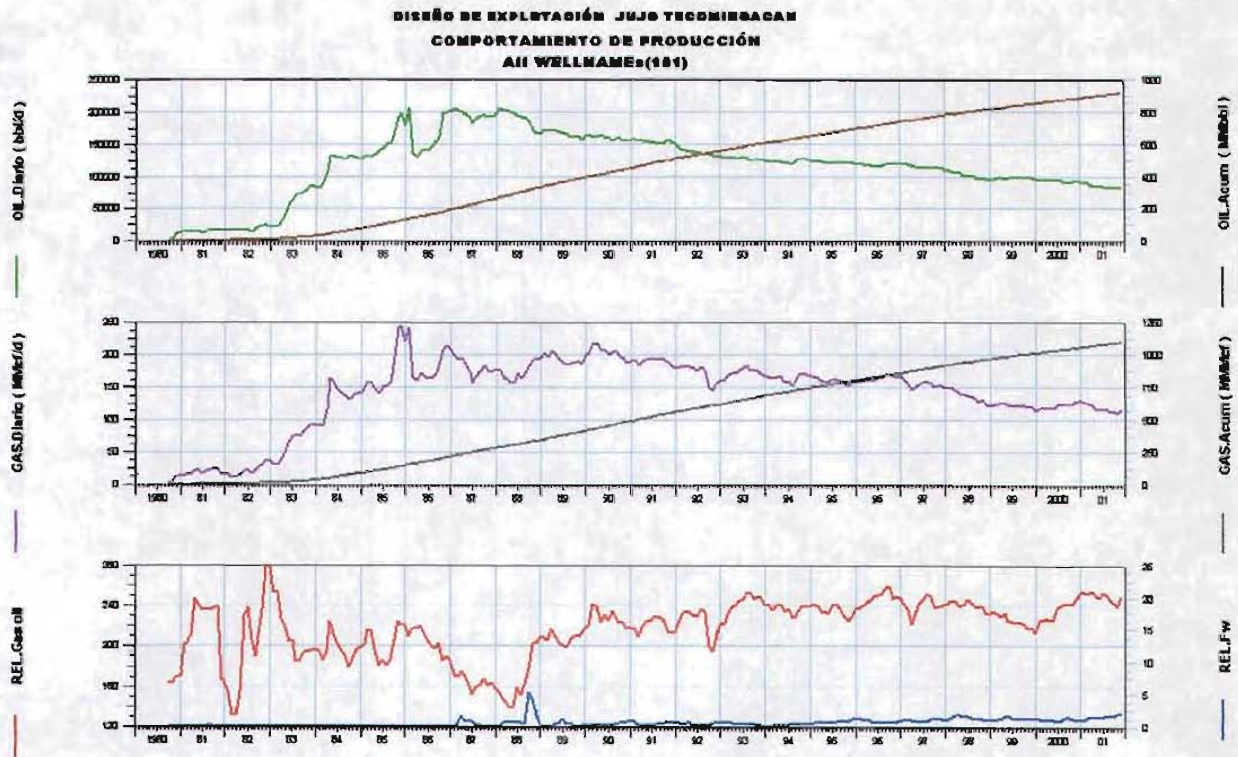


Fig. No. 2 Historia de producción del campo



A más de veintiún años de explotación, se ha recuperado un 18% de aceite con presencia de un casquete de gas en la parte de la cima. Además, se observan condiciones críticas de depresionamiento, invasión de agua en pozos estructuralmente altos y, sobre todo, en algunos que se encuentran rodeando corazón del yacimiento. Aunado a lo anterior, la precipitación de asfaltenos en la vecindad de los pozos con su consecuente declinación de producción ha sido otro de los grandes problemas.

La Fig. No. 3 muestra el comportamiento histórico de la presión:

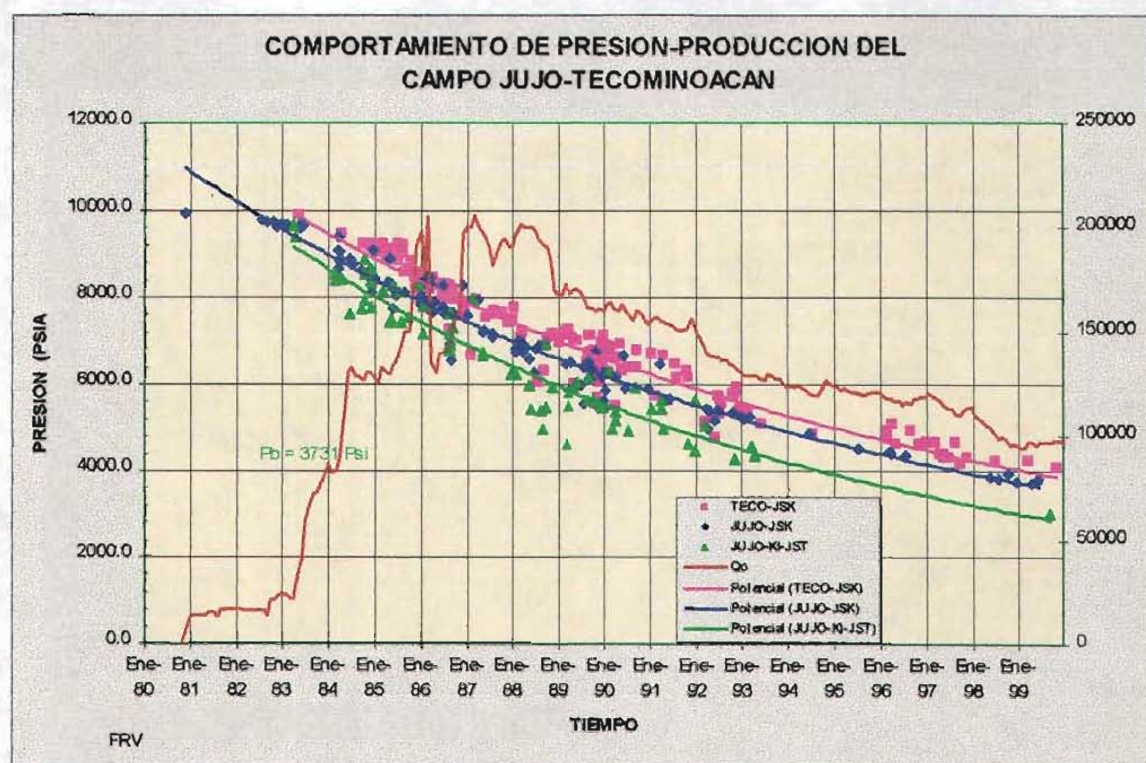


Fig. No. 3 Gráfica histórica de presión-producción

La Fig. 4 muestra una gráfica de burbuja, a través de OFM, de la producción acumulada de Jujo-Tecominoacán:

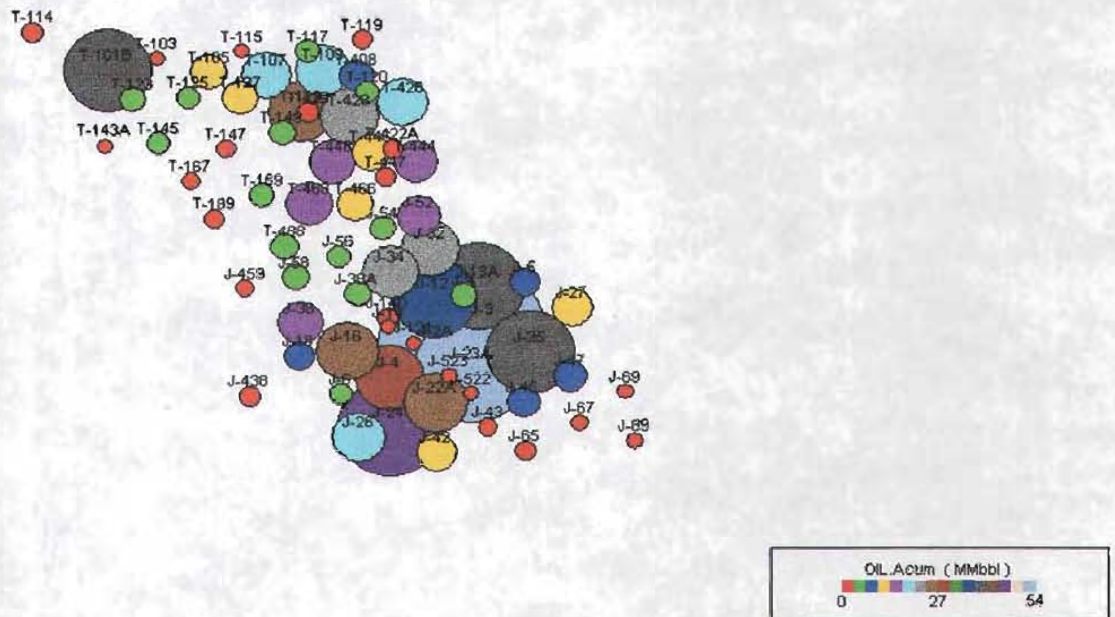


Fig. No. 4 Gráfica de burbuja de la producción acumulada de aceite

### I.3 PRUEBAS DE PRESIÓN

Desde su inicio de explotación, se han llevado a cabo diversas pruebas de incremento, decremento e interferencia de presión en casi todos los pozos, resultando un rango de permeabilidades  $< 1$  mD hasta  $> 260$  mD para Jujo. El daño, que puede variar con el tiempo, está en un rango de  $-5$  (pozo estimulado) a  $160$  (pozo severamente dañado).

La tabla No. 1 muestra algunos resultados<sup>1</sup> de dichas pruebas para esta parte del campo:

**ANTECEDENTES DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN**

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA CAMPO JUJO (SECCIÓN DE INTERÉS)**

POZO	INTERVALO DISPARADO m.b.M.R.	FORMACIÓN	MODELO DE AJUSTE	NÚMERO DE PRUEBAS	K MD	S	$\omega$	$\lambda$
JUJO 3	5675-5705	JSK	DOBLE POROSIDAD	4 C.I. (sólo 2 disp.)	58.072	116.7	0.1	$6 \times 10^{-8}$
JUJO 4	5194-5200 5620-5655	JST JSK	RADIAL HOMOGÉNEO	5 C.I. (sólo 4 disp.)	20	3.18	-	-
JUJO 9	5810-5885	JSK	RADIAL HOMOGÉNEO	0	30	-4	-	-
JUJO 12	5400-5453	JSK	RADIAL HOMOGÉNEO	1 C.I. (No disp.)	40	0	-	-
JUJO 13-A	5655-5673	JSK	PENETRACIÓN PARCIAL	2 C.I.	268.8	5.2	-	-
JUJO 14	5509-5553 5600-5650 5114-5160 5160-5181 5110-5140	JSK JSK KI-JST JST KI	RADIAL HOMOGÉNEO CONDUCTIVIDAD INFINITA	1 C.I.	0.43	67	-	-
JUJO 14-D	5605-5648 5736-5780	JSK	RADIAL HOMOGÉNEO	3 C.I. (una analizable.)	0.19	-4.2	-	-
JUJO 22-A	4950-4980 5280-5350	KI JSK	RADIAL HOMOGÉNEO	5 C.I. (sólo 3 disp.)	109.75	160	-	-
JUJO 23-A	5170-5215 5505-5535	JST JSK	PENETRACIÓN PARCIAL	4 C.I. (sólo 3 disp.)	150	-5	-	-
JUJO 25	5820-5870	JSK	DOBLE POROSIDAD	4 C.I.	27	5.6	0.08	$1 \times 10^{-6}$
JUJO 32	5425-5470	JSK	PENETRACIÓN PARCIAL	6 C.I.	26	-3.65	-	-
JUJO 34	5440-5550 5550-5590	JSK	PENETRACIÓN PARCIAL CON FALLAS INTERSECTANTES A 60° Y 90°	7 C.I. (sólo 6 disp.)	1	4.3	-	-
JUJO 36-A	5490-5520 5575-5595 5682-5700 5925-5952	JSK JSK JSK JSK	PENETRACIÓN PARCIAL CERCANO A FALLA IMPERMEABLE	2 C.I.	75	78.1	-	-
JUJO 43	5565-5584 5485-5525 5428-5444 5335-5360	JSK JSK JSK JSK	RADIAL HOMOGÉNEO CONDUCTIVIDAD INFINITA	4 C.I.	1	5	-	-
JUJO 45	5475-5524	JST	FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD FINITA	2 C.I.	0.88	0	-	-
JUJO 47	5973-6001 5670-5700	JSK JST	PENETRACIÓN PARCIAL	2 C.I., 2 G.V.	220	5	-	-
JUJO 121	5745-5765 5885-5905 5455-5479	JSK JSK JST	RADIAL HOMOGÉNEO	0	1	35	-	-
JUJO 523	5210-5220	JST	RADIAL COMPUESTO	1	12	2.25	-	-

Tabla No. 1 Pruebas de presión de algunos pozos del campo Jujo

Las pruebas muestran simple porosidad para los modelos homogéneos, sobre todo en el tithoniano, mientras que muchos de los pozos terminados en el kimmeridgiano contienen doble porosidad (fracturas), además de vórgulos, de acuerdo a algunos núcleos.

De acuerdo a una prueba de inyectividad-interferencia<sup>1</sup> realizada en el pozo Jujo 523, se obtuvo la siguiente gráfica (Fig. 5):

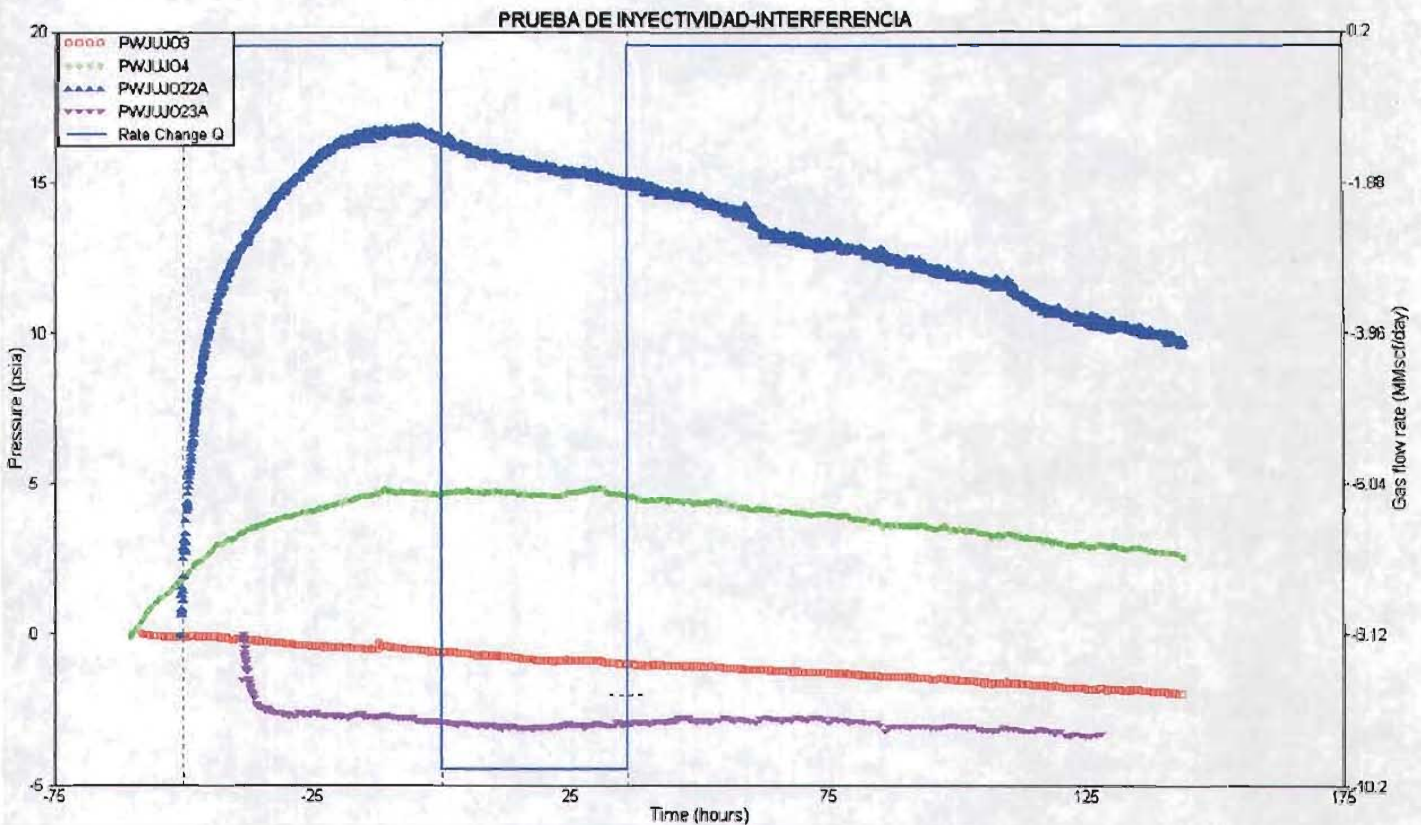


Fig. No. 5 Prueba de inyectividad-interferencia con nitrógeno en el pozo Jujo 523

Las Figs. 6 y 7 ilustran curvas de presión con sus correspondientes derivadas características de doble porosidad, así como el modelo físico, respectivamente:

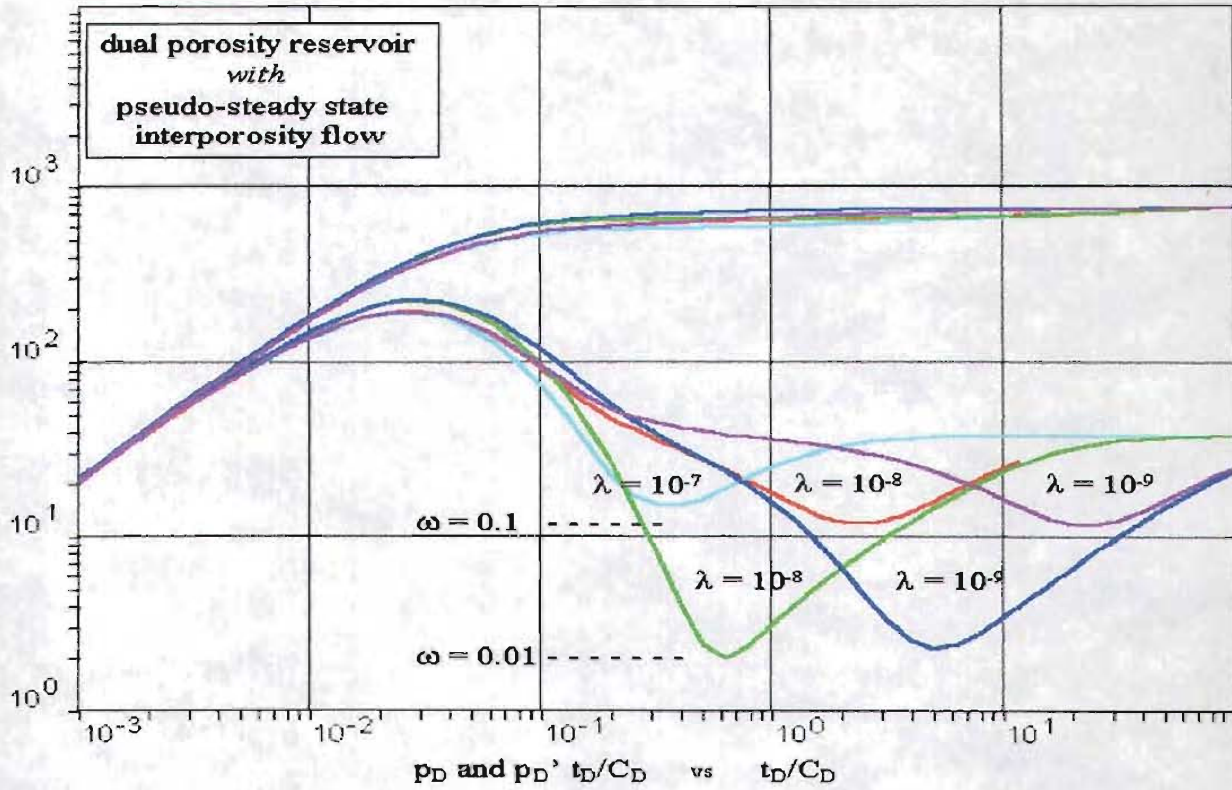


Fig. No. 6 Curvas de pruebas de presión típicas de doble porosidad

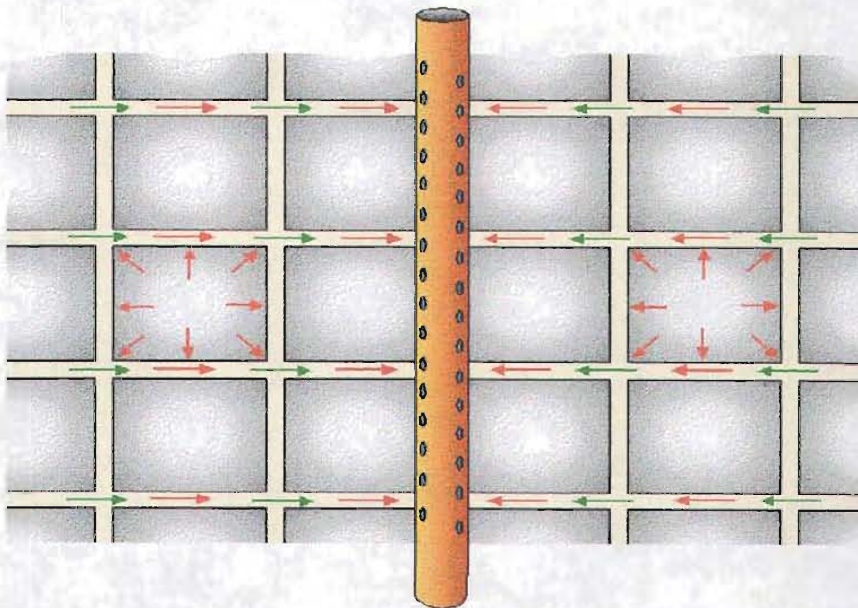


Fig. No. 7 Modelo de doble porosidad

## **I.4 ASPECTOS DEL ESTUDIO INTEGRAL**

En 1996 se construyó un modelo de simulación<sup>2</sup> que utilizó simple porosidad, basado en valores de porosidad total determinados para la mayor parte del intervalo en las áreas de Jujo y Tecominoacán. La porosidad inicial varió de 2 a 2.6 %. Los valores de espesor neto se asignaron por intervalo para cada área. Los valores de espesor neto variaron de 35 a 60%. Se asignó un valor de permeabilidad de 500 mD a todos los bloques en el modelo para la corrida inicial de simulación. Esto es razonable para un campo en el cual una baja permeabilidad de matriz está en comunicación con un amplio sistema de fracturas. Se utilizó un valor de 15% en las tablas de saturación para el modelo. Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en las tablas de saturación se generaron mediante la ecuación de Corey, ya que no existía ningún análisis especial representativo de núcleo. Las curvas son similares a aquellas desarrolladas para el análisis del Complejo Cantarell y sugieren que el sistema poroso es mojado por aceite.

El yacimiento tiene, de acuerdo a análisis petrofísicos disponibles, una permeabilidad baja de matriz, menor de 1 mD. Mientras que la permeabilidad de las fracturas en la dirección preferencial (NW-SE) está en el rango de 1000 a 2000 mD, no así para la dirección no preferencial que varía de 0 a 1000 mD.

Los núcleos sin porosidad vugular muestran alta saturación de agua, mientras que, por el contrario, los núcleos con porosidad vugular muestran muy poca saturación de agua.

La temperatura de los fluidos en el yacimiento es de 152 °C. Once muestras fueron utilizadas en el análisis, nueve de las cuales fueron muestras de fondo y en seis de ellas se determinó la composición de los fluidos del yacimiento.

Las saturaciones residual de aceite y de agua irreductible fueron inferidas a partir de mediciones de presión capilar mercurio-aire.

## 1.5 BALANCE DE MATERIA

En el 2001 se realizó un ajuste por balance de materia del yacimiento, utilizando el software MBAL, utilizando toda la información disponible de presión-producción, así como el estudio PVT del pozo Jujo 42, obteniéndose los siguientes resultados:

La Fig. No. 8 identifica los tipos de empuje existentes en el yacimiento, los cuales son expansión del fluido, expansión de la roca y entrada de agua, siendo la combinación de los dos primeros la más importante.

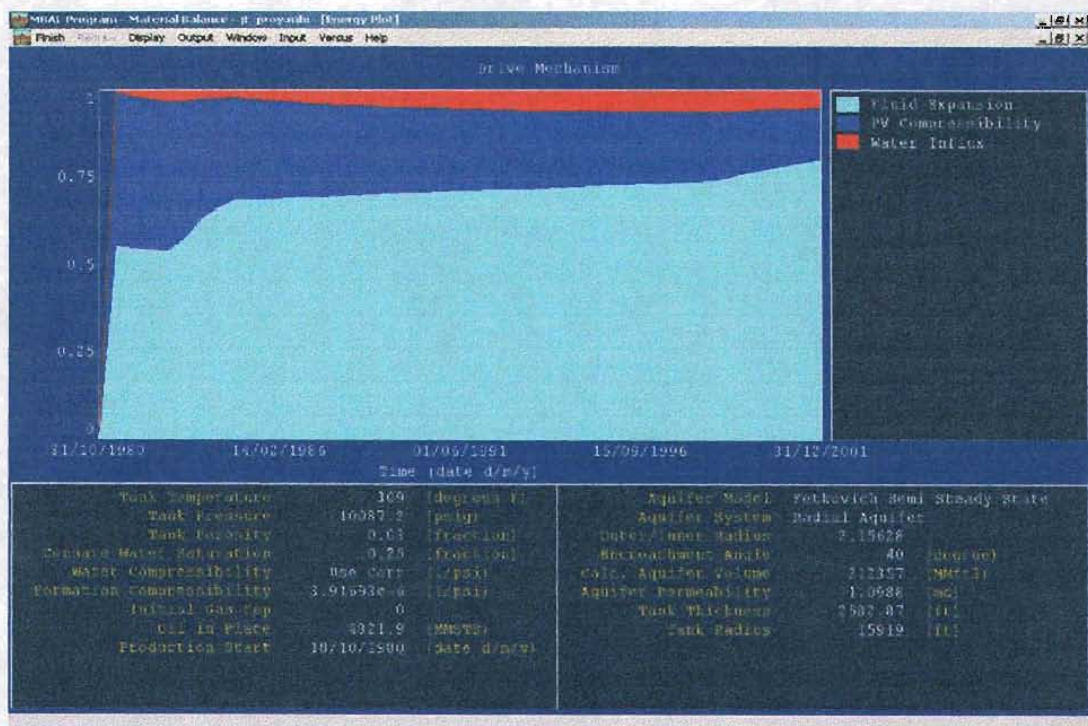


Fig. No. 8 Gráfica de energía del yacimiento mostrando los mecanismos de empuje

La Fig. No. 9 presenta una gráfica de presión contra producción y su correspondiente ajuste por el método analítico, resultando un volumen original de aceite de 4821.9 MMBLS

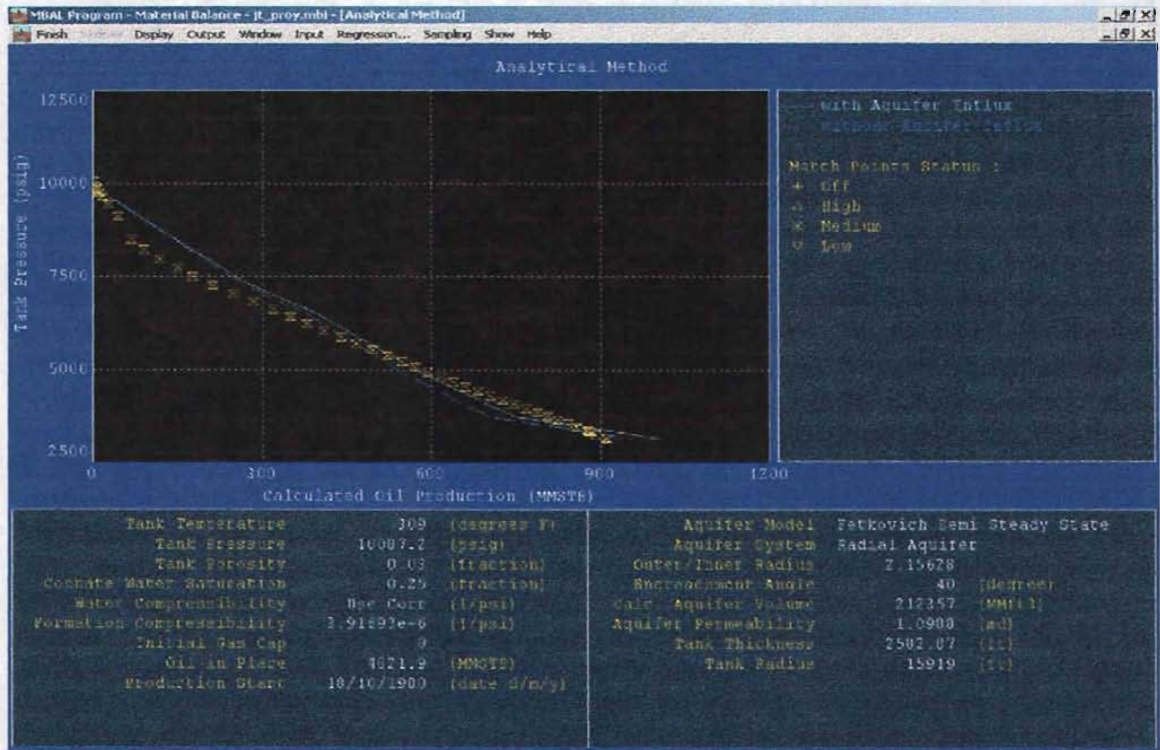


Fig. No. 9 Gráfica de ajuste por método analítico

La Fig. No. 10 muestra la gráfica del método F-We vs. Et, la cual arroja un valor de volumen original de aceite (4707.74 MMBLS) aproximado al método analítico.



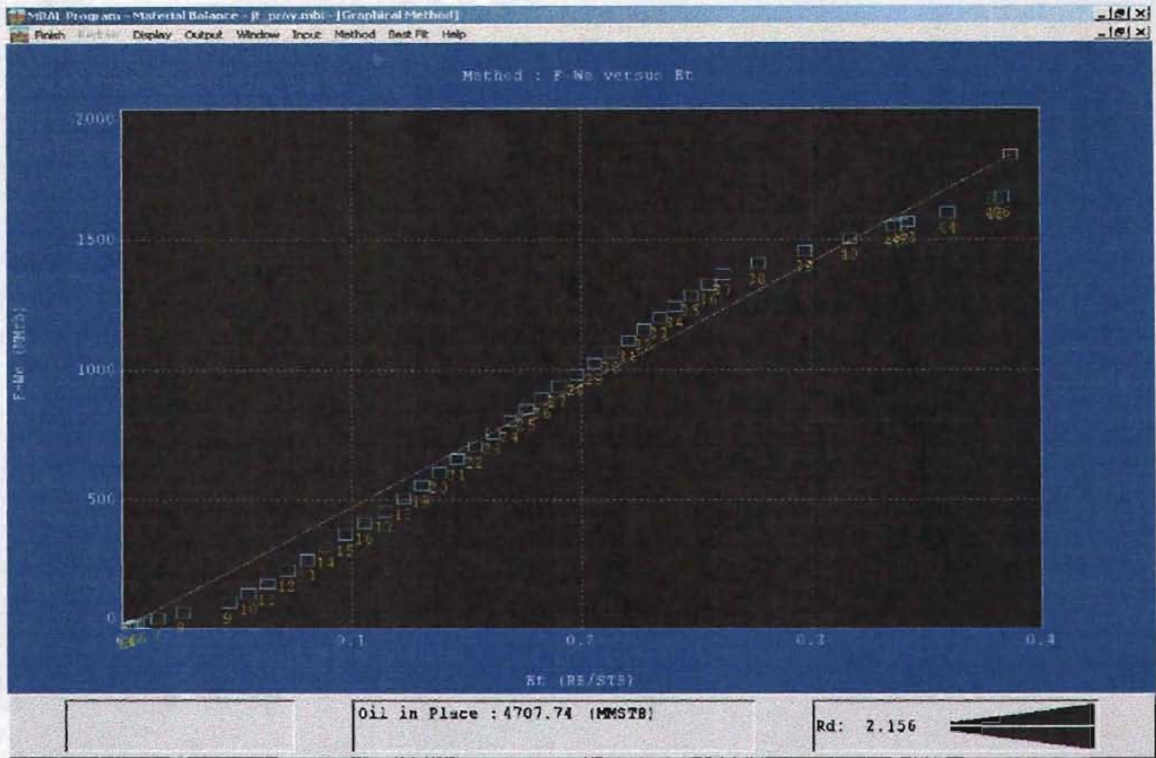


Fig No. 10 Método F-We vs. Et

La Fig. No. 11 se refiere a la gráfica de los datos de presión y producción acumulada del campo contra tiempo.

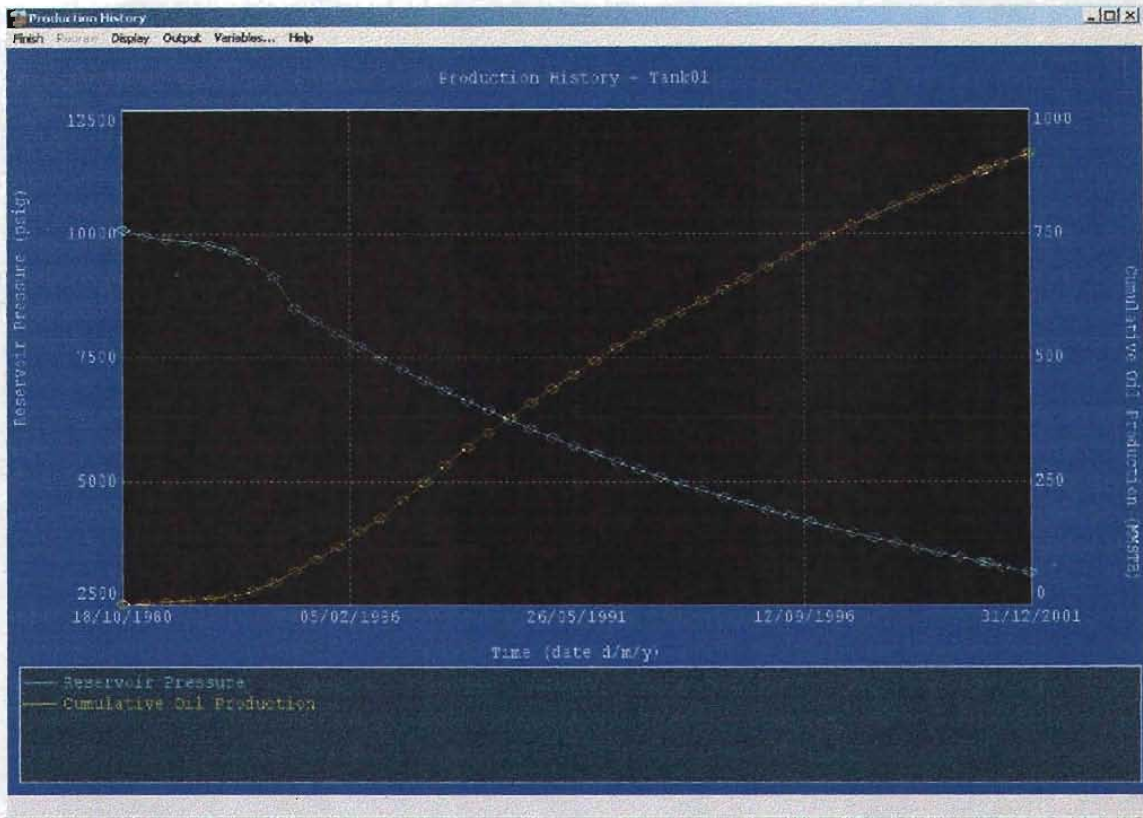


Fig. No. 11 Gráfica de presión y producción acumulada vs. tiempo

Del estudio de balance de materia se obtuvo un volumen original de 4821.9 MMBLS @ c.s. (Fig. 9), donde los mecanismos presentes en el comportamiento de presión-producción del campo son, en orden de importancia: empuje por gas disuelto liberado, expansión del sistema roca-fluidos, empuje moderado del acuífero.

La Fig. No. 12 muestra una gráfica de  $\ln$  (presión) contra producción acumulada, donde se observan los tres índices de empuje actuantes en Jujo-Tecominoacán.

Del estudio de balance de materia se obtuvo un volumen original de 4821.9 MMBLS @ c.s. (Fig. 9), donde los mecanismos presentes en el comportamiento de presión-producción del campo son, en orden de importancia: empuje por gas disuelto liberado, expansión del sistema roca-fluidos, empuje moderado del acuífero.

La Fig. No. 12 muestra una gráfica de ln (presión) contra producción acumulada, donde se observan los tres índices de empuje actuantes en Jujo-Tecominoacán.

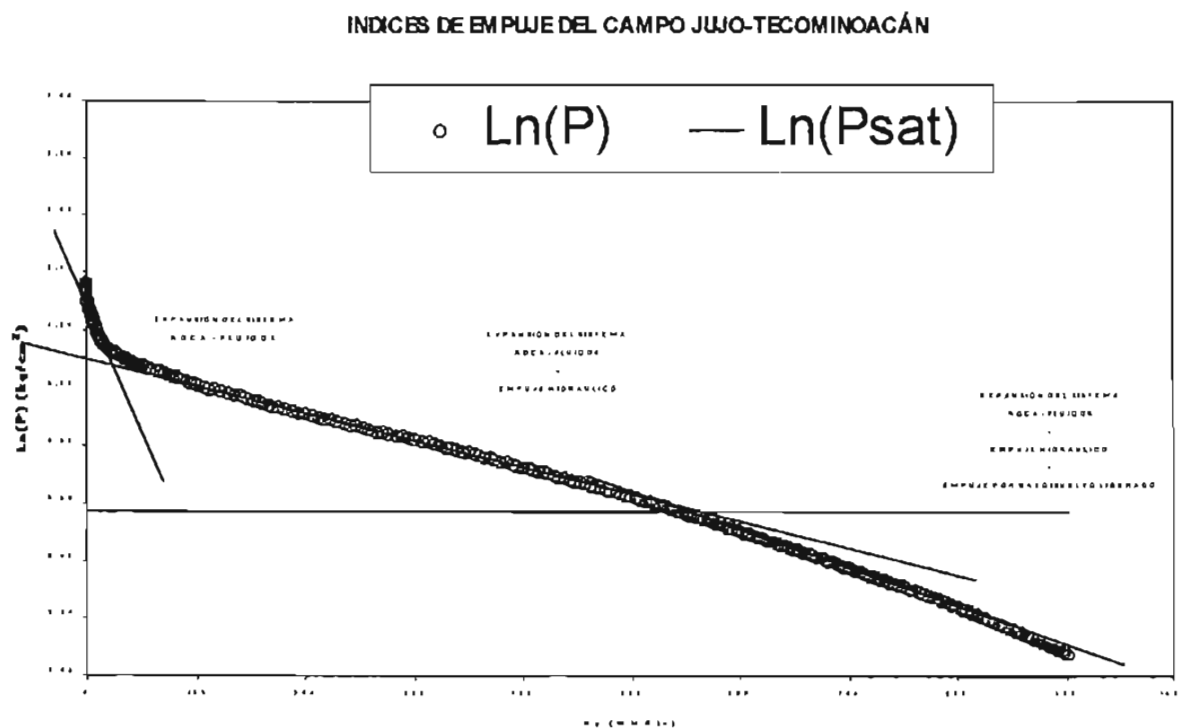


Fig. No. 12 Gráfica de índices de empuje

## **II. CARACTERÍSTICAS DEL DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

## II.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL NITRÓGENO

El nitrógeno, como gas de inyección, tiene diferentes aplicaciones tales como mantenimiento de presión, desplazamiento inmisible, desplazamiento miscible, entre otras.

Entre las ventajas que ofrece el nitrógeno sobre otros gases como el CO<sub>2</sub> y el gas natural, es su abundancia. Esta ventaja se debe al hecho de que el nitrógeno existe en el aire y puede convertirse en recurso económico mediante el uso de tecnología apropiada para extraerlo. El operador tiene dos opciones: (1) comprar la planta de generación de N<sub>2</sub> para que forme parte de las instalaciones del campo, o (2) comprar N<sub>2</sub> directamente al proveedor. Históricamente, la segunda opción ha resultado más económica debido a que no requiere de una inversión inicial de capital, y los proveedores tienen personal para operar sus plantas. Sin embargo, el operador debe evaluar ambas alternativas.

La tabla No. 2 menciona la aplicación del N<sub>2</sub> en recuperación mejorada de aceite<sup>3</sup>:

<b>APLICACIÓN</b>	<b>°API</b>	<b>P<sub>ROCÍO</sub></b>	<b>P<sub>BURBUJA</sub></b>	<b>P (psi)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>PROF. (ft)</b>
Inyección en el casquete	>= 30	Mayor que	Mayor que	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción
Empuje inmisible	>= 30	Mayor que	Mayor que	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción
Drene gravitacional	>= 25	Mayor que	Mayor que	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción
Rec. de aceite entrampado	>= 25	Mayor que	Mayor que	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción
Inyección miscible	>= 41	Mayor que	Mayor que	> 4500	Sin restricción	> 7000
CO <sub>2</sub> / N <sub>2</sub>	>= 27	Mayor que	Mayor que	> 1300	< 250	> 2300

La producción de N<sub>2</sub> mediante separación criogénica de los componentes del aire ha sido utilizada como uno de los métodos más económicos para obtener N<sub>2</sub> puro. Los pioneros en esta tecnología fueron las industrias petroquímicas del acero, en el cual el producto deseado era oxígeno. El concepto fundamental en la generación criogénica es enfriar el aire hasta su licuefacción para posteriormente destilarlo. Con el fin de alcanzar bajas temperaturas, se utiliza un ciclo de refrigeración que consiste en un compresor de aire, una columna de destilación y una sección de compresión.

A continuación se resumen sus constantes físicas:

- » FÓRMULA: N<sub>2</sub>
- » PESO MOLECULAR: 28.016
- » PUNTO DE EBULLICIÓN (°F) @ 14.696 PSI: -320.4
- » PUNTO DE CONGELAMIENTO (°F) @ 14.696 PSI: -345.6
- » PRESIÓN CRÍTICA (PSI ABS.): 492
- » TEMPERATURA CRÍTICA (°F): -232.8
- » VOLUMEN CRÍTICO (PIE<sup>3</sup>/LB): 0.0515
- » GRAVEDAD ESPECÍFICA @ 60 °F Y 14.696 PSI (LÍQUIDO): 0.808
- » GRAVEDAD ESPECÍFICA, AIRE=1 (GAS): 0.9672
- » CALOR ESPECÍFICO A PRESIÓN CTE. @ 60 °F Y 14.696 PSI: 0.2482
- » CALOR ESPECÍFICO A VOLUMEN CTE. @ 60 °F Y 14.696 PSI: 0.177
- » CALOR DE VAPORIZACIÓN @ 14.696 PSI A PTO. DE EB. (BTU/LB): 86

La Fig. No. 13 muestra el principio del sistema de obtención de N<sub>2</sub> a través de membrana:



**MEMBRANE DIAGRAM**

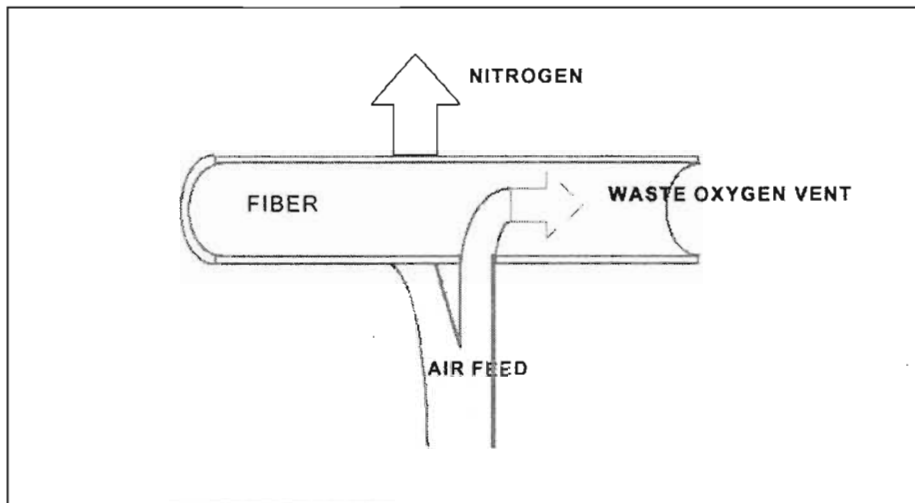


Fig. No. 13 Principio de obtención de N<sub>2</sub> a mediante membrana

## II. 2 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO

Dependiendo de la presión, volumen y localización, el nitrógeno puede obtenerse a un costo de  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  del precio que se paga por el gas natural.

Existen dos tipos de desplazamiento fundamentales:

- » Miscible
- » Inmiscible

El objetivo principal del proceso miscible es recuperar el mayor volumen de hidrocarburos por intercambio molecular entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento, los cuales están limitados en su efectividad por la influencia de las fuerzas capilares e interfaciales.

La miscibilidad<sup>4</sup> puede explicarse como la condición física bajo la cual dos fluidos se mezclan entre sí en todas sus proporciones sin una interfase entre ellos. Si dos fluidos no son mezclados en todas sus proporciones, no son miscibles.

El desplazamiento miscible se aplica generalmente a yacimientos de:

- » Aceite medio a ligero
- » Considerable profundidad con altas presiones

Los procesos de recuperación mejorada por desplazamiento miscible son del orden de 20 a 30 % en el mundo.

Existen pocos proyectos de desplazamiento miscible en los cuales se inyectan componentes ligeros tales como  $C_2 - C_5$ . Este proceso es considerado miscible, ya que los componentes ligeros son completamente mezclados en todas sus proporciones con el aceite del yacimiento.

El término miscible se refiere a desplazamiento con efectos despreciables de capilaridad ( $P_C = 0$ ). Cuando las fuerzas capilares son despreciables, las fuerzas viscosas y gravitacionales contribuyen al flujo. Los mecanismos de transferencia de masa tales como dispersión y difusión influyen, dado que afectan la mezcla y las diferencias de viscosidad y densidad.

Existen tres métodos distintos en el proceso miscible, los cuales son:

- » Primer contacto
- » Gas enriquecido
- » Vaporización

En el primero de ellos se inyecta aproximadamente un 5 % del volumen poroso de un bache de condensados del gas hidrocarburo (LPG), seguido del gas o agua.



El segundo método consiste en la inyección de alrededor de 10 a 20 % del volumen poroso de un bache de  $C_2 - C_6$  seguido de gas seco (metano) o agua.

El tercero y más común, consiste en la inyección de gas seco (metano) a alta presión para vaporizar los componentes intermedios ( $C_2 - C_6$ ) del aceite desplazado.

En un proceso inmisible, el gas inyectado desplaza con menor eficiencia al aceite en comparación con el proceso miscible, e incluso, que la inyección de agua, y generalmente este gas permanece inmisible bajo las condiciones de presión-temperatura prevalecientes. Sin embargo, se logran recuperaciones adicionales de aceites ligeros e intermedios a través de la transferencia de masa entre la fase móvil de aceite seco y la fase líquida in-situ.

### **II.3 DETERMINACIÓN DE LA MISCIBILIDAD**

El concepto de Mínima Presión de Miscibilidad<sup>4</sup> (MMP) es un parámetro que determina la presión mínima, a una temperatura dada de yacimiento, requerida por el aceite y el gas inyectado para lograr composiciones idénticas mediante múltiple contacto.

En laboratorio, se utilizan varios métodos para la determinación de la miscibilidad, tales como:

- » Prueba de tubo delgado
- » Prueba con el aparato de burbujas
- » Diagramas ternarios

Para el yacimiento Jujo-Tecominoacán, se evaluó la PMM con  $CO_2$  y  $N_2$ , respectivamente; la experimentación con  $CO_2$  fue realizada a una muestra de

**CARACTERÍSTICAS DEL DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

fondo del pozo Jujo 26, obteniéndose una PMM de 228 kg/cm<sup>2</sup>; en el caso del N<sub>2</sub> se utilizó una muestra de fondo del pozo Jujo 25, obteniéndose una PMM de 337.1 kg/cm<sup>2</sup>. La Fig. 14 presenta los puntos experimentales obtenidos:

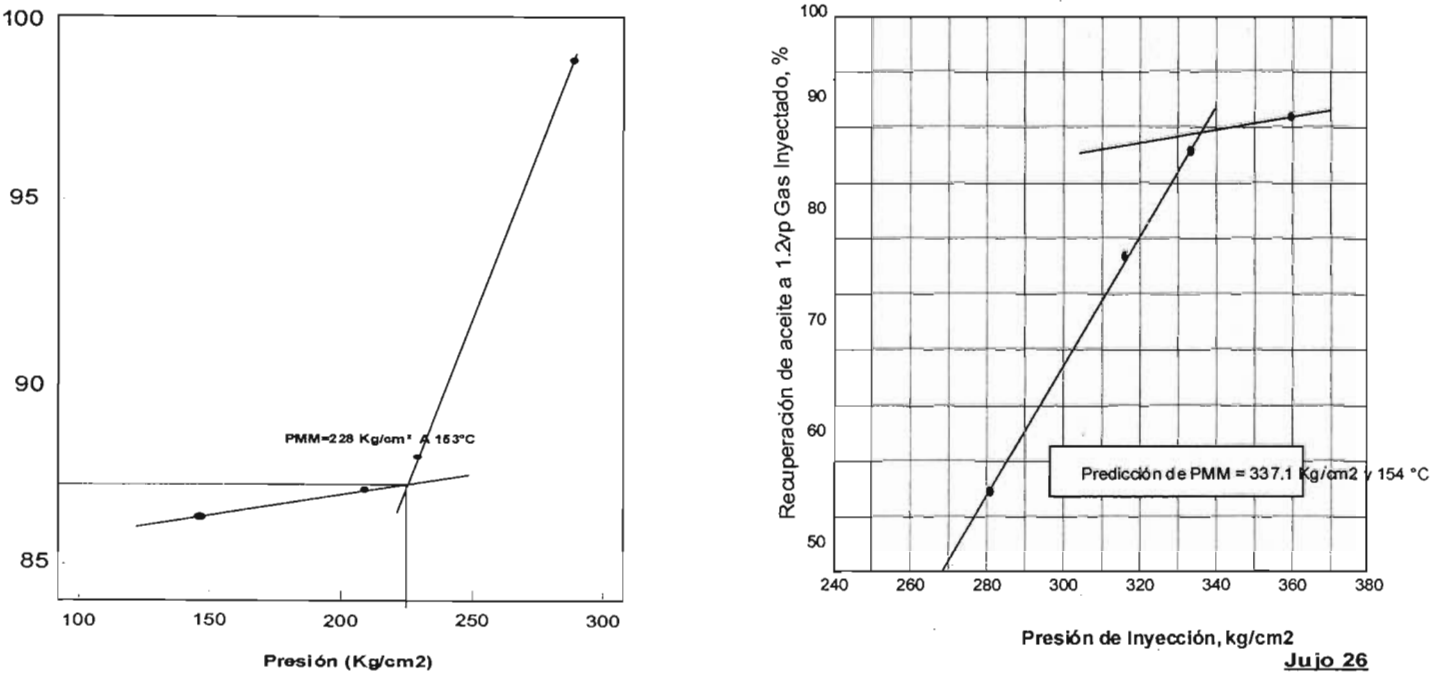


Fig. No. 14 Presión mínima de miscibilidad para CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, respectivamente

La presión actual del yacimiento es de 250 kg/cm<sup>2</sup>, lo cual implica que el aceite de Jujo-Tecominoacán es totalmente miscible con CO<sub>2</sub> e inmisible con N<sub>2</sub>.

## **II.4 RESTRICCIONES EN JUJO**

La mínima presión de miscibilidad para Jujo oscila alrededor de 5000 psi, según estimaciones realizadas de estudios de laboratorio, sin embargo existen teorías que afirman que para lograr la miscibilidad con N<sub>2</sub> se necesitan presiones mayores de 7000 psi, además de la complejidad petrofísica del campo, lo cual asegura que bajo las condiciones en las que se establecerá el proyecto, éste será inminentemente inmisible.

Para lograr la miscibilidad, se tendría que escalar forzosamente el tamaño y la capacidad de la planta de abastecimiento de N<sub>2</sub>, con el consecuente gasto de operación.

## **II.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

Entre las ventajas más notables se encuentran las siguientes:

- » Gas inerte
- » Costo relativamente bajo
- » Disponibilidad
- » Manejo seguro
- » Obtención de oxígeno durante su separación

Pero, entre las desventajas surgen las siguientes:

- » Evapora C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub> principalmente, encogiéndose al aceite
- » Incrementa la viscosidad del aceite
- » Reduce los °API del aceite con el tiempo

## **CARACTERÍSTICAS DEL DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

- 8 Incrementa la tensión interfacial gas-aceite
- 8 Aunque en menor grado comparado con el CO<sub>2</sub>, precipita asfaltenos.

A pesar de las desventajas, se tomó la determinación de inyectar nitrógeno debido a que no se cuenta con recursos disponibles de gas natural o condensados, los cuales, dadas las condiciones del campo, serían ideales para efectuar el proceso de recuperación, reduciendo la mínima presión de miscibilidad (en el caso de los condensados).

La Fig. No. 15 ilustra un diagrama sencillo de inyección de N<sub>2</sub> en el campo:

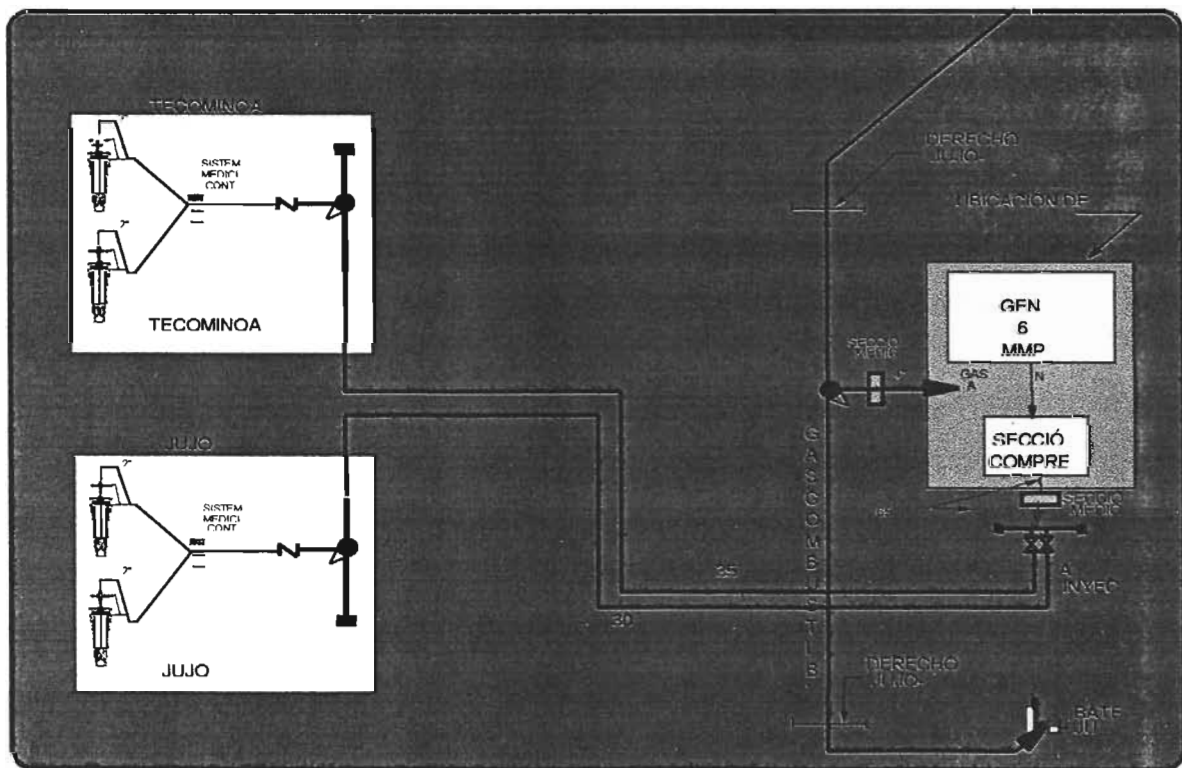


Fig. No. 15 Diagrama de inyección de N<sub>2</sub> en el campo

### **III. EFECTOS DE CONVECCIÓN, DIFUSIÓN Y GRAVEDAD DURANTE EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

### **III.1 CONCEPTOS**

La convección natural<sup>5</sup> de los hidrocarburos en el yacimiento es la circulación convectiva debida al gradiente de densidad, el cual se establece de acuerdo a los gradientes de temperatura y concentración. En yacimientos homogéneos se puede tener un efecto pronunciado de la convección sobre la variación composicional. Por lo tanto, dicha variación es un indicador de que ésta sucede. Sin embargo, el simulador no toma en cuenta este efecto.

El fenómeno de difusión<sup>6</sup> se refiere al movimiento de una especie química desde una región de concentración elevada hacia otra de baja concentración.

Este fenómeno se denomina difusión ordinaria para distinguirla de la difusión de presión (el movimiento de la especie se debe a un gradiente de presión), de la difusión térmica (el movimiento de la especie se debe a un gradiente térmico) y de la difusión forzada (el movimiento de la especie se debe a una desigualdad de las fuerzas externas actuantes).

El proceso de movimiento de las moléculas (o masa) debido a la diferencia de concentración, en un medio isotrópico, es análogo a la conducción de calor debida a la diferencia de temperatura.

Para mostrar este efecto, se designa un plano RR' en la Fig. No. 16, suponiendo que se tiene una mezcla binaria de A y B, donde A difunde a la izquierda y B a la derecha. Si los ritmos de difusión de esas especies no son idénticos, habrá una acumulación de moléculas en ambos lados del plano RR'. Para mantener los requerimientos de un sistema isotérmico e isobárico, debe ocurrir un movimiento de masa. El movimiento neto de A (a medida que cruza el plano RR') resulta entonces debido tanto a la difusión como al flujo de masa.

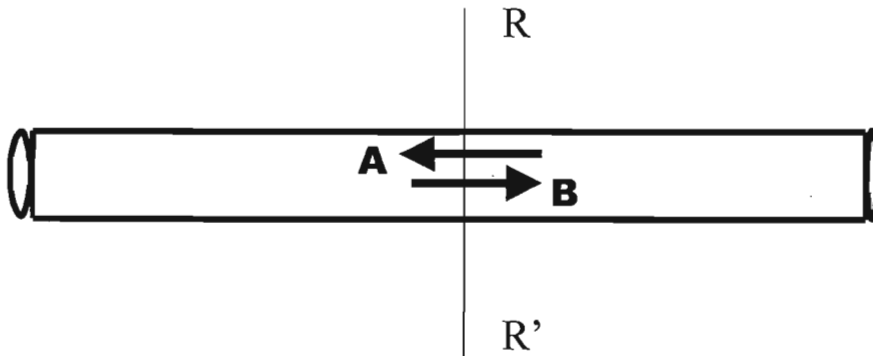


Fig. No. 16 Difusión a través del plano RR'

La primera Ley de Fick de la difusión<sup>6</sup> determina que:

$$f = -D \frac{dc}{dx}$$

donde  $f$  es el flux,  $c$  es la concentración,  $D$  es el coeficiente de difusión y  $x$  la dirección. El signo menos significa que la difusión se establece en la dirección decreciente de la concentración.

La segregación gravitacional<sup>7</sup> es la tendencia de los fluidos en el yacimiento a acomodarse de acuerdo a sus respectivas densidades.

El equilibrio vertical es la suposición del equilibrio de los fluidos en una celda en un tiempo más corto, comparado al flujo horizontal característico. Esto implica que el potencial hidrostático de fase es independiente de la profundidad. En la ausencia de efectos capilares, la distribución de saturación es una función escalón, la cual depende de las profundidades de contacto del fluido. Esta distribución se toma en cuenta por el simulador para calcular las permeabilidades relativas de las caras de todas las celdas.

## **III.2 DIFUSIÓN EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

En yacimientos fracturados, donde el aceite tiene un efecto de convección en debido al gradiente de temperatura, el proceso de difusión<sup>7</sup> juega un papel importante. Puede transportar grandes volúmenes de gas desde el bloque de matriz dentro de la zona de aceite hasta el casquete de gas, a medida que declina la presión. Contrariamente, puede tomar gas del casquete y dejarlo en los bloques de matriz, a medida que incrementa la presión.

En el primer caso, la presión de saturación del aceite en los bloques localizados en la zona de aceite se reduce, a medida que la presión del yacimiento declina. Mientras, en el segundo caso, la presión de saturación del aceite en los bloques de matriz se incrementa, a medida que la presión del yacimiento incrementa.

El principal requisito para que tome lugar el efecto de difusión, es que el aceite tenga una baja relación gas disuelto-aceite ( $R_s$ ) en la región de las fracturas, por lo que los bloques quedan rodeados por un aceite con menos gas en solución en comparación al aceite con que están saturados.

Cuando la difusión toma lugar en un yacimiento fracturado, se transfiere un gran volumen de gas desde la columna de aceite hasta el casquete cuando cae la presión, y viceversa. Esto causa que la presión de saturación original del aceite en la matriz sea reducida, por lo que la zona de gas llega a ser más corta.

El ritmo de transferencia de gas entre matriz y fractura, depende del número de lados de los bloques de matriz que están abiertos a la fractura, y de la forma de los bloques de matriz<sup>5</sup>. Si los bloques de matriz están abiertos a las fracturas por todos lados, entonces el estudio de difusión llega a ser tridimensional. Si los bloques tienen lados iguales, entonces pueden aproximarse por esferas, las



cuales son matemáticamente menos complicadas. Si cuatro lados opuestos de la matriz están abiertos a las fracturas y la tercer dimensión es pequeña en comparación con los otros dos lados, entonces la aproximación puede ser por cilindros. Si los bloques de matriz tienen contacto desde dos lados opuestos, se pueden considerar como capas de un espesor determinado.

De acuerdo a estudios sobre la difusión en yacimientos fracturados<sup>5</sup>, se han presentado resultados que revelan que con el incremento en la apertura de fractura, la composición se mantiene constante hasta una amplitud de aproximadamente 0.25 mm.

### **III.3 PARÁMETROS TEÓRICOS DE COEFICIENTES DE DIFUSIÓN**

El coeficiente de difusión  $D$  es una medición, la cual proporciona la velocidad a la cual las moléculas de un componente A pueden penetrar al componente B cuando estos dos se ponen en contacto bajo condiciones externas o internas<sup>8</sup>.

En un sistema hidrocarburo, el coeficiente de difusión es función de la diferencia de concentración, temperatura, presión y tensión interfacial entre los componentes y el medio. El último efecto se aplica cuando la difusión toma lugar entre un gas y un líquido.

En general, el coeficiente de difusión incrementa con la temperatura debido a una mayor actividad de las moléculas y a la reducción de la tensión interfacial entre las fases.

La presión tiene dos efectos contradictorios en el coeficiente de difusión en un sistema hidrocarburo. El coeficiente de difusión declina a medida que incrementa la presión, debido a la reducida actividad de las moléculas. Mientras que  $D$

incrementa debido al efecto de reducción en la tensión interfacial entre el componente de difusión (gas) y la fase difusiva (líquido). Así, tal reducción en la tensión interfacial entre las dos fases permite que el gas penetre dentro de la fase líquida a un gasto mayor.

La presencia de componentes intermedios en el sistema, los cuales reducen la tensión interfacial o incrementan la solubilidad del  $C_1$ , causa un alto coeficiente de difusión.

La presencia del medio poroso reduce el coeficiente de difusión, debido a el área variable de contacto entre líquido y gas. Esto es porque las moléculas tienen que viajar a través de una trayectoria más larga así como a través de las gargantas y áreas más amplias de los poros. Por lo tanto, cuando las moléculas alcanzan el área más amplia del poro, se reduce la probabilidad de que avancen en la dirección de la diferencia de concentración.

De acuerdo a estimaciones de coeficientes de difusión para algunas mezclas con nitrógeno<sup>8</sup>, la tabla No. 3 muestra las siguientes:

<b>SISTEMA</b>	<b>TEMPERATURA [K]</b>	<b><math>D_{AB} (p)</math> [ft<sup>2</sup>/día]</b>
N <sub>2</sub> -amonio	298	21.39
N <sub>2</sub> -benceno	311.3	9.48
N <sub>2</sub> -ciclohexano	288.6	6.80
N <sub>2</sub> -piperidina	315	8.86
N <sub>2</sub> -dióxido de azufre	263	9.67
N <sub>2</sub> -agua	307.5	23.81

### **III.4 CONDICIONES GENERALES DEL DRENE POR GRAVEDAD**

El drene por gravedad es un importante mecanismo de recuperación en yacimientos de aceite. En yacimientos fracturados, este mecanismo juega el mayor papel en la recuperación de hidrocarburos de bloques de matriz de baja permeabilidad, cuando tienen un considerable espesor<sup>7</sup>.

La presencia de fracturas verticales hace que el contacto gas-aceite o agua-aceite avance adelante del correspondiente contacto en los bloques de matriz. Es la diferencia de densidades entre los fluidos, así como la elevación de los dos contactos, lo que causa que el fluido en el bloque llegue a ser inestable y, por lo tanto, los hidrocarburos sean producidos de los bloques de matriz.

En el drene por gravedad forzado<sup>7</sup>, el gasto de inyección del fluido desplazante es determinado por la diferencia de densidades, permeabilidad de la roca y la diferencia entre el contacto del fluido en matriz y fractura. En este caso, el desplazamiento está relacionado a la diferencia de presión actuando en cada fluido en el bloque de matriz. Mientras que en el drene por gravedad natural el desplazamiento está relacionado al peso del fluido desplazado, el cual, por su naturaleza, deberá moverse hacia abajo. Desde este sencillo punto de vista, puede considerarse que producir un yacimiento de 1 mD de permeabilidad, bajo drene por gravedad natural, tomaría aproximadamente 1000 veces más que el mismo yacimiento si tuviera 1 Darcy de permeabilidad, si sus permeabilidades relativas fueran las mismas. Esto muestra claramente el papel de las fracturas en yacimientos con baja permeabilidad de matriz, las cuales proveen la diferencia de presión y, por lo tanto, facilitan el proceso de drene.

La diferencia de densidades de los fluidos es la causa del movimiento del aceite, mientras que en yacimientos de doble permeabilidad, la diferencia de densidades, así como el espesor, son las causas principales del desplazamiento del aceite.

La Fig. No. 17 ilustra el modelo de doble permeabilidad:

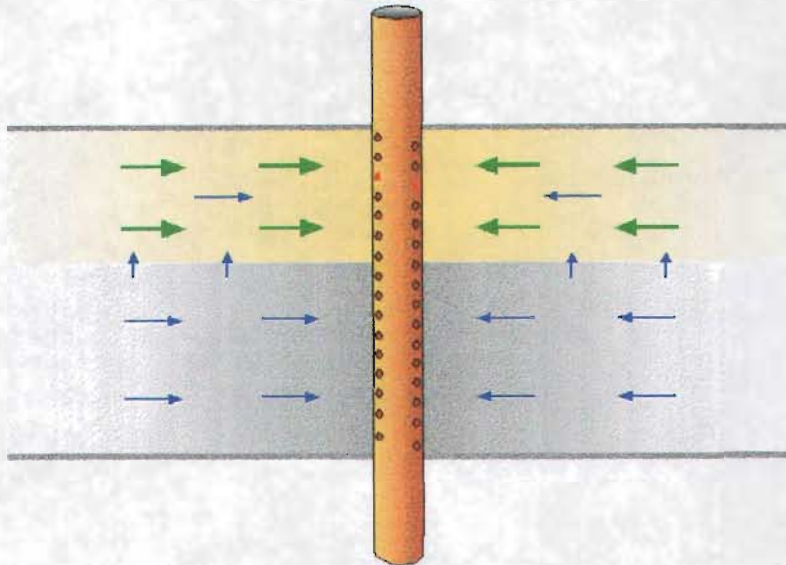


Fig. No. 17 Modelo de doble permeabilidad

En modelos de laboratorio, cuando el gas es inyectado lentamente en la cima de un bloque orientado verticalmente, el aceite es producido del fondo, siguiendo el concepto de drene por gravedad natural. Mientras que cuando entre la cima y el fondo del bloque se conecta un tubo by-pass, lleno con gas desplazante, el aceite se produce bajo drene por gravedad forzado. Sin embargo en este último, cuando el frente desplazante alcanza el equilibrio vertical, determinado por las propiedades de la roca y el fluido, el frente ya no avanza, por lo que el fluido desplazante ya no puede ir más allá del equilibrio capilar.

En la práctica, si los gastos de extracción son más altos que el ritmo de aceite abastecido por los bloques de matriz debido al drene por gravedad, entonces el empuje por gas en solución será el mecanismo actuante.

**IV. SENSIBILIDAD DE EFECTOS Y  
ESCENARIOS DE PREDICCIÓN MEDIANTE EL  
SIMULADOR ECLIPSE 300**

## **IV.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO Y SUS VARIANTES**

El modelo de simulación composicional, estructurado en Eclipse 300 por el IMP desde su base original en COMP-IV, lo constituyen 100X13X10 celdas (XYZ), lo cual resulta en un total de 13,000 celdas.

La primer capa del modelo corresponde a la formación Cretácico Inferior (KI), seguida de cuatro capas de la formación Jurásico Superior Tithoniano (JST) más cinco capas de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

La malla se alineó en forma paralela a la dirección preferencial de las fracturas del yacimiento para una mejor concordancia numérica. Las dimensiones de los bloques de malla son de 600 X 150 m. La mayor anisotropía se encuentra en la dirección Y.

Durante las predicciones con el simulador COMP-IV, se utilizó una ecuación de estado hasta con 4 componentes para la representación del análisis PVT, a diferencia del presente modelo que utiliza 6 componentes, siendo el nitrógeno el primero de ellos<sup>9</sup>. Además, el modelo considera doble porosidad.

Se utilizan parámetros ajustados tales como la compresibilidad del sistema de fracturas ( $16 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ) y dos acuíferos, uno de ellos actuando en el flanco suroeste, área donde se ha manifestado con mayor potencia, mientras que el otro se encuentra en la parte sureste, donde existen algunos límites físicos tales como domos salinos y fallas inversas, que aunque restringen su fuerza, ha creado los mayores problemas de invasión de agua alrededor del corazón del yacimiento.

El avance del contacto agua-aceite se ha manifestado de forma irregular, debido a que el agua se despalza de forma preferencial a través de las fallas y fracturas que le sirven de canales de alta permeabilidad.

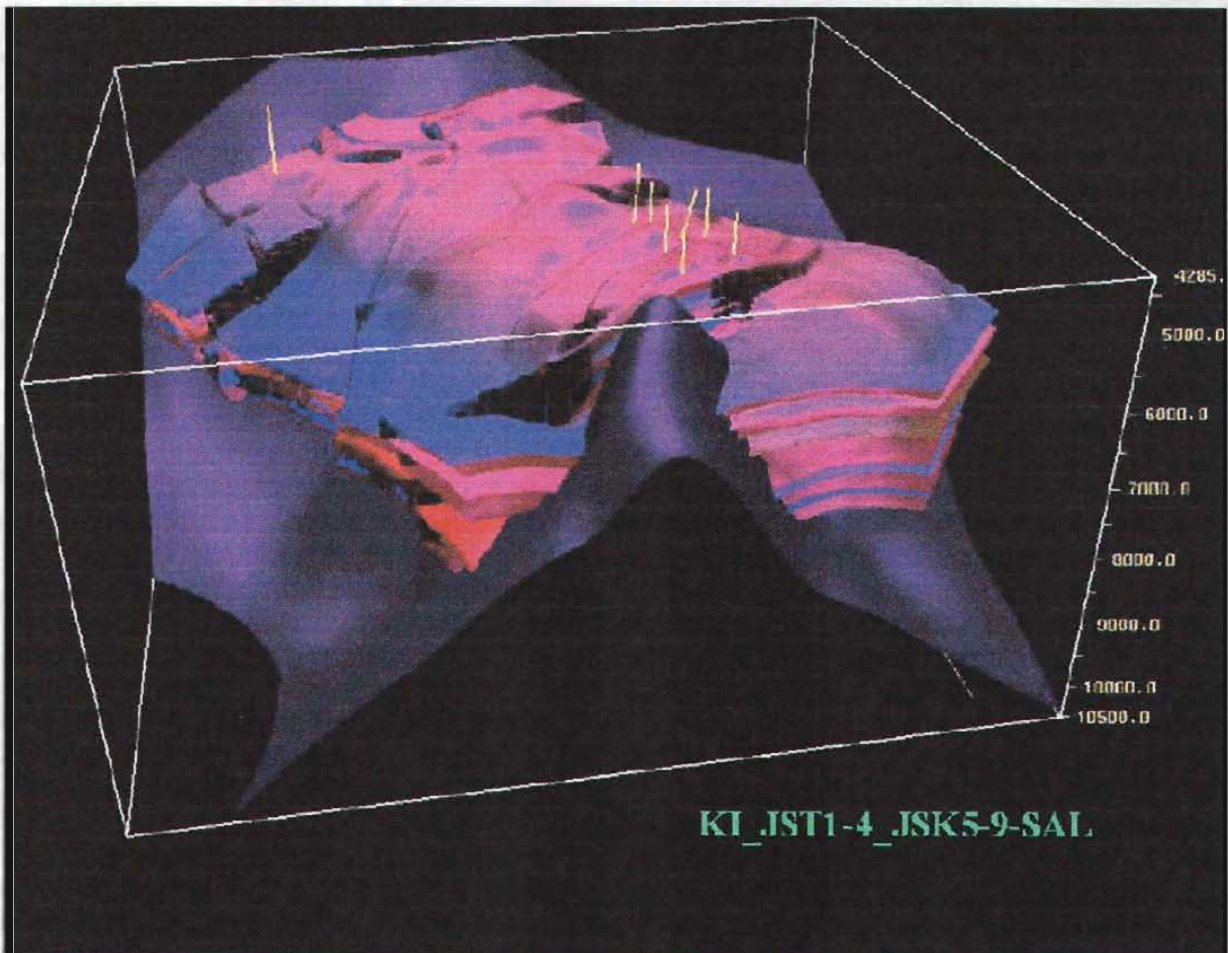
Se consideran permeabilidades de matriz de 0.7 mD, para la formación JSK, mientras que para KI y JST es de 0.07 mD, notándose una baja permeabilidad en estas dos últimas, dada su menor densidad de fracturas.

El ajuste de historia se efectuó a 19 pozos considerados dentro de la sección de interés, perteneciente a Jujo.

Asimismo, el modelo reproduce el gas del casquete que se ha formado en la cima del yacimiento.

La Fig. No. 18 muestra el mapa estructural del yacimiento:

## **CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN**



**Fig. No. 18 Mapa estructural del campo Jujo-Tecominoacán**



## IV.2 AJUSTE DE HISTORIA (DICIEMBRE DE 2001)

El modelo completo de simulación composicional del campo Jujo-Tecominoacán, fue actualizado con datos de producción a diciembre de 2001, a partir de donde se llevaron a cabo los diferentes escenarios de predicción.

Se delimitaron dos secciones del campo Jujo para llevar a cabo el ajuste de historia, aunque sólo en una de ellas se realizaron los subsecuentes análisis de sensibilidad con inyección de nitrógeno. La selección de cada una de ellas se realizó en base al criterio de pertenecer al área donde se pretende implantar el proceso de recuperación mejorada.

La primer sección consta de 28 celdas en dirección X, 4 celdas en dirección Y, y 10 capas en dirección Z. Las dimensiones de la celda son de 150 m. X 600 m. A continuación, la Fig. No. 19 muestra, en color azul, la primer sección elegida del modelo total:

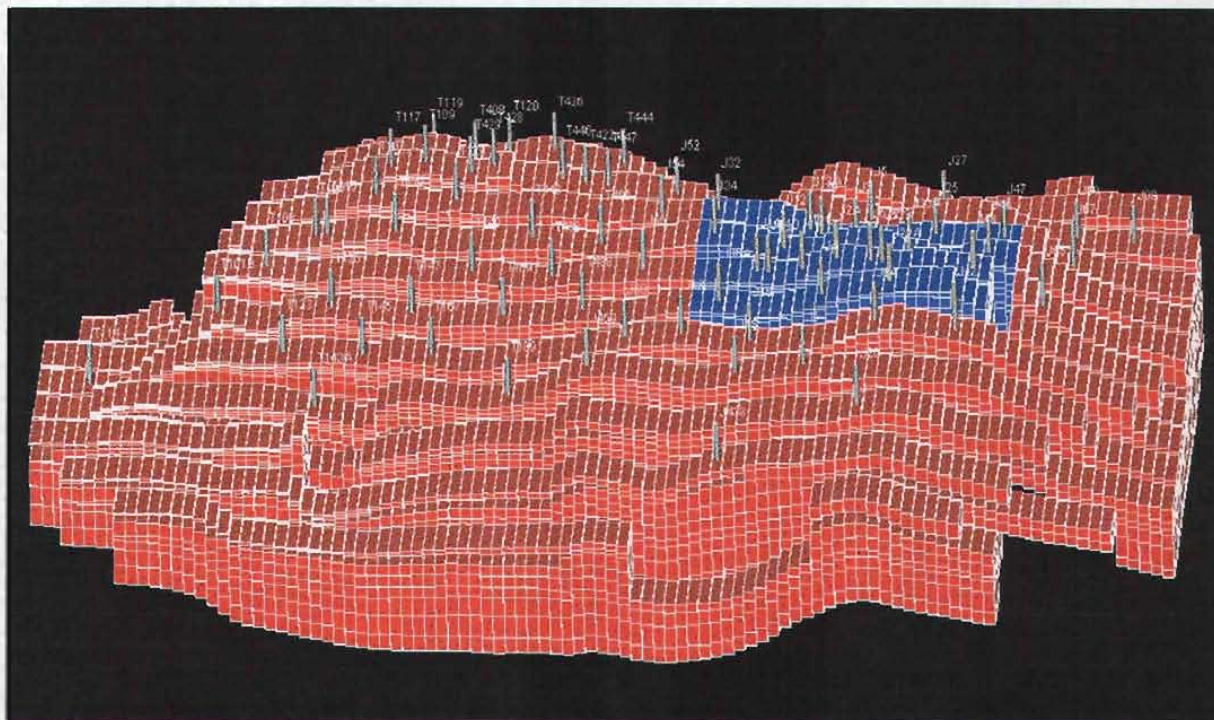


Fig. No. 19 Primer sección elegida de la malla de simulación

En el PVT se utilizaron 6 componentes, siendo el nitrógeno uno de los componentes independientes, ya que es el gas a inyectar en la etapa de predicción. La ecuación de estado empleada fue la de Peng Robinson de 6 componentes. Los componentes y pseudocomponentes son (N<sub>2</sub>), (C<sub>1</sub>), (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, C<sub>2</sub>), (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>), (C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>) y (C<sub>7</sub><sup>+</sup>).

De acuerdo a las pruebas de presión, el modelo tiene 70% de volumen poroso para la matriz y 30% para la fractura<sup>9</sup>. La permeabilidad de matriz mantiene un valor constante de 0.07 mD y , para la fractura, 500 mD en dirección X, 1000 mD en dirección Y, y 2000 mD en dirección Z.

Para la etapa de ajuste de historia, se hicieron intervenir 3 regiones del yacimiento, siendo la primer sección elegida una de ellas. Esto propició que el tiempo de corrida del simulador se elevara a 36 hr. Los datos están en un rango de 21 años (del 1 de enero de 1980 al 1 de enero de 2002).

El volumen original obtenido @ c.s., para todo el yacimiento y considerando condiciones de separación es:

	<u>Surface volume</u>		<u>Moles</u>	
Oil	4919.057261	M M stb	7840.760602	M M lb-M
Gas	5241.101463	M M Mscf	13810.533167	M M lb-M

La Fig. No. 20 muestra la producción de aceite y la presión de todo el campo con datos ajustados hasta enero de 2002, a partir de donde se muestra un escenario de inyección de 120 MMPCD de nitrógeno hasta el año 2008, observando un mantenimiento de la plataforma de producción de 72,000 BPD aproximadamente, sin embargo, la presión continua declinando.



Fig. No. 20 Ajuste de historia presión-producción y predicción con 120 MMPCD de N<sub>2</sub>

Enseguida y de manera gráfica, se presentan las condiciones originales de los parámetros actuantes en esta primera sección del yacimiento.

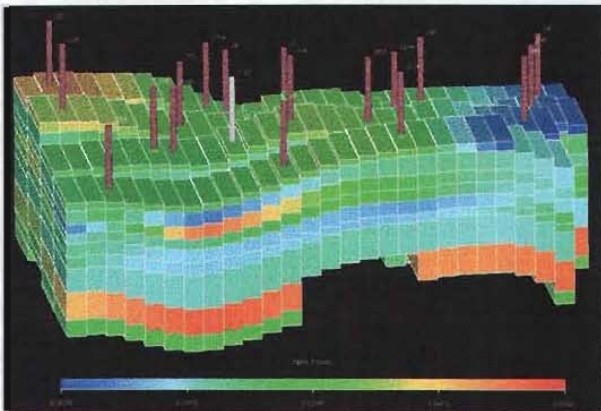


Fig. No. 21 Porosidad de la matriz

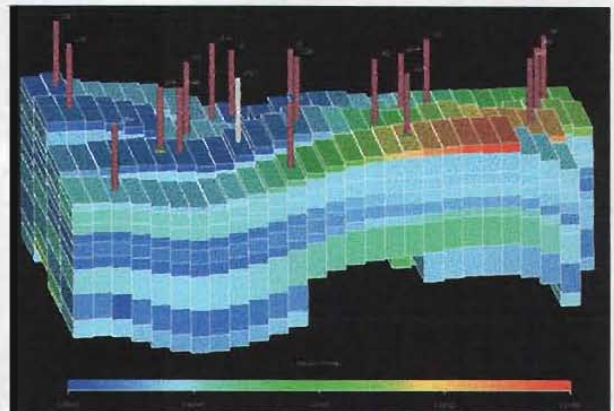


Fig. No. 22 Porosidad de la fractura

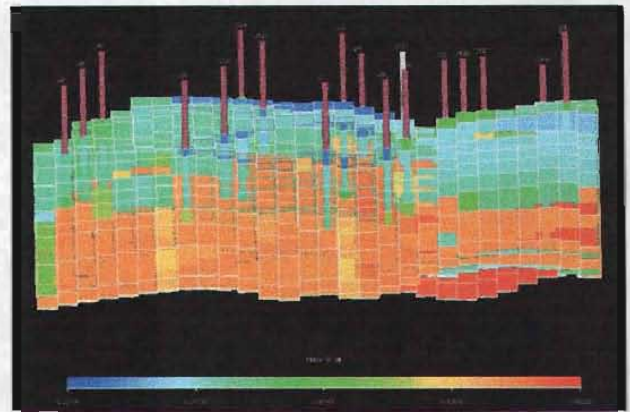
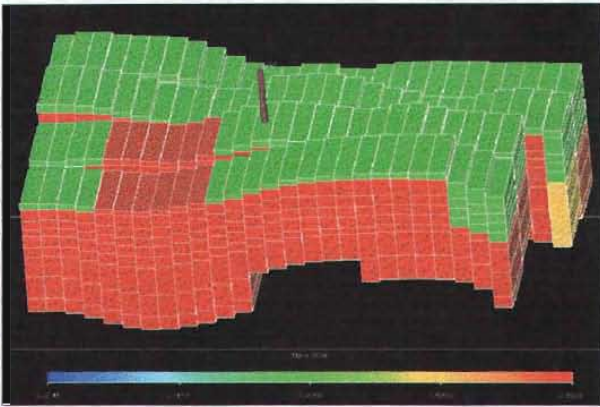


Fig. No. 23 Saturación inicial de aceite en matriz    Fig. No. 24 Saturación actual de aceite en matriz

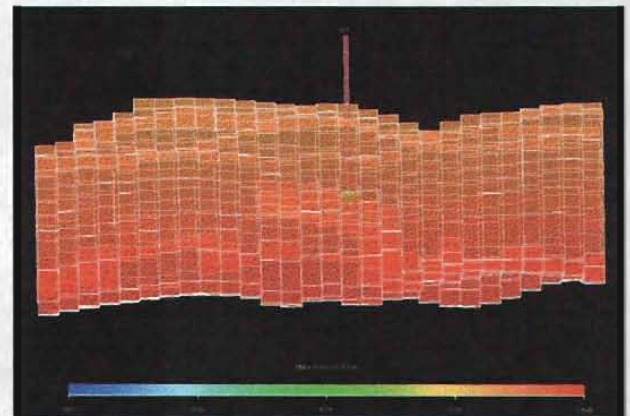
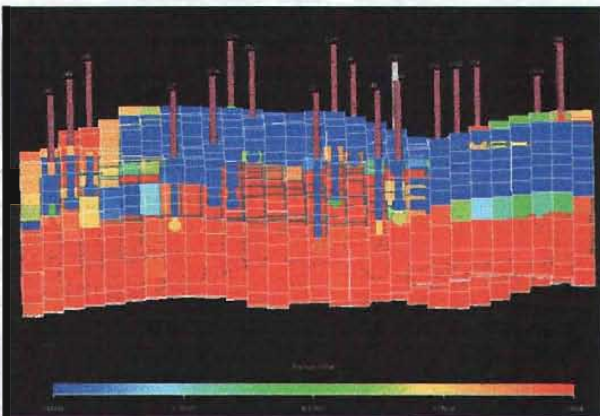


Fig. No. 25 Saturación actual de aceite en fractura    Fig. No. 26 Presión inicial del yacimiento

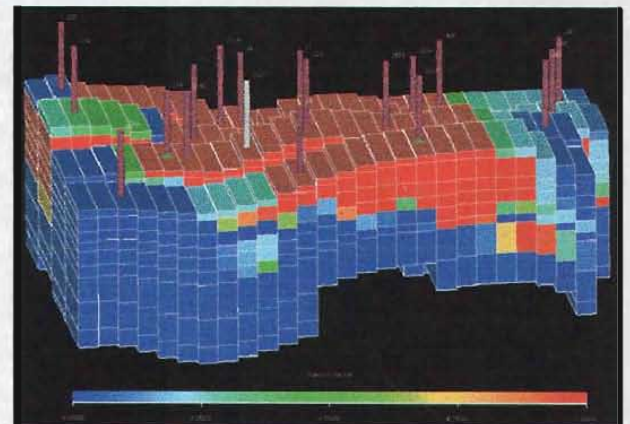
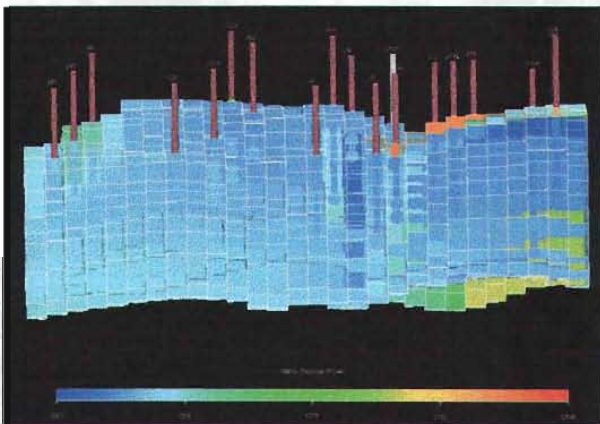


Fig. No. 27 Presión actual del yacimiento    Fig. No. 28 Saturación actual de gas

De las gráficas anteriores se derivan los siguientes valores promedio para cada parámetro reportado:

- $\phi$  matriz: 0.03
- $\phi$  fractura: 0.007
- $S_{oi}$  en matriz: 0.6
- $S_o$  actual en matriz: 0.55
- $S_o$  actual en fractura: 0.9
- $P_i$  del yacimiento: 10181 psia.
- $P_{actual}$  del yacimiento: 3500 psia.
- $S_g$  actual: 1.0 (en la cima).

Debido a que este modelo presentaba tiempos excesivos de corrida (más de 36 hr.) en cada escenario, se decidió trabajar con una segunda sección más pequeña del mismo campo Jujo, la cual consta de 10 celdas en dirección X, 7 celdas en dirección Y, y 10 capas en dirección Z. Las demás propiedades mencionadas para la sección anterior se conservan aquí. Las Figs. Nos. 29 y 30 indican la segunda sección seleccionada del campo Jujo:

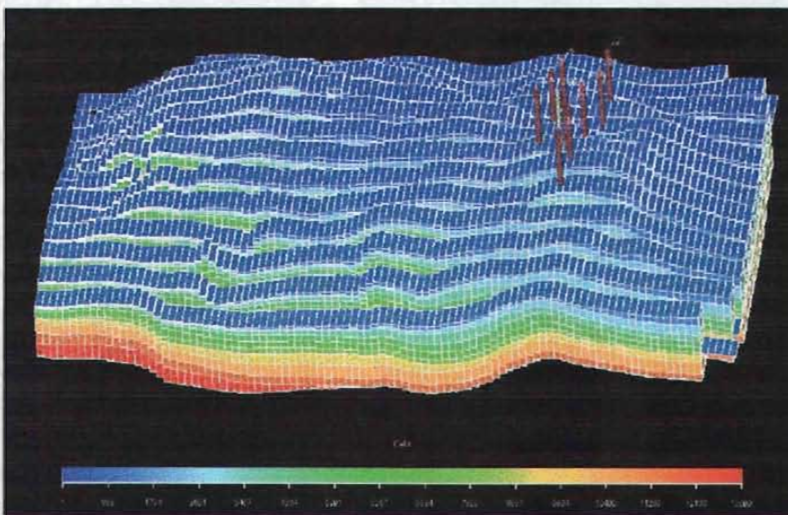


Fig. No. 29 Pozos de la sección No. 2

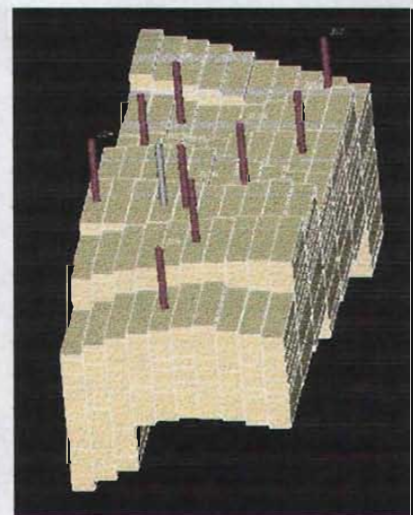


Fig. No. 30 Sección No. 2

Por lo tanto, ésta será la sección a utilizar en las siguientes predicciones.

El volumen original obtenido @ c.s., para esta sección únicamente y considerando condiciones de separación es:

	Surface volume		Moles	
Oil	1172.010443	M M stb	1868.061336	M M lb-M
Gas	1244.409082	M M Mscf	3279.072735	M M lb-M

La Fig. No. 31 muestra la gráfica de ajuste de presión-producción para esta sección del campo:

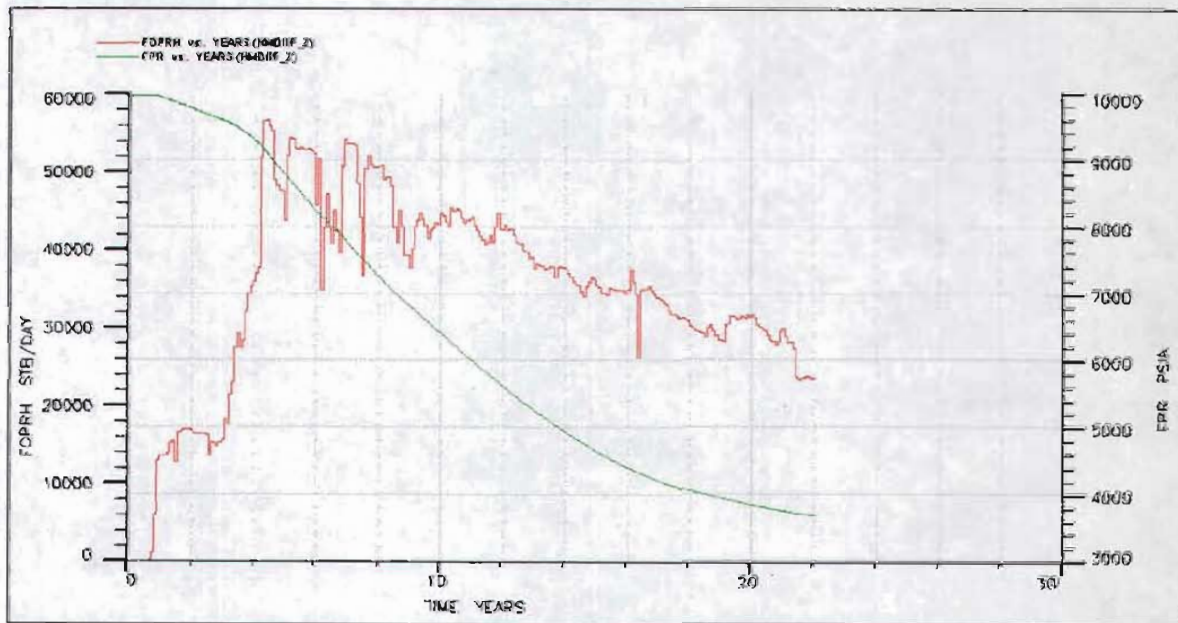
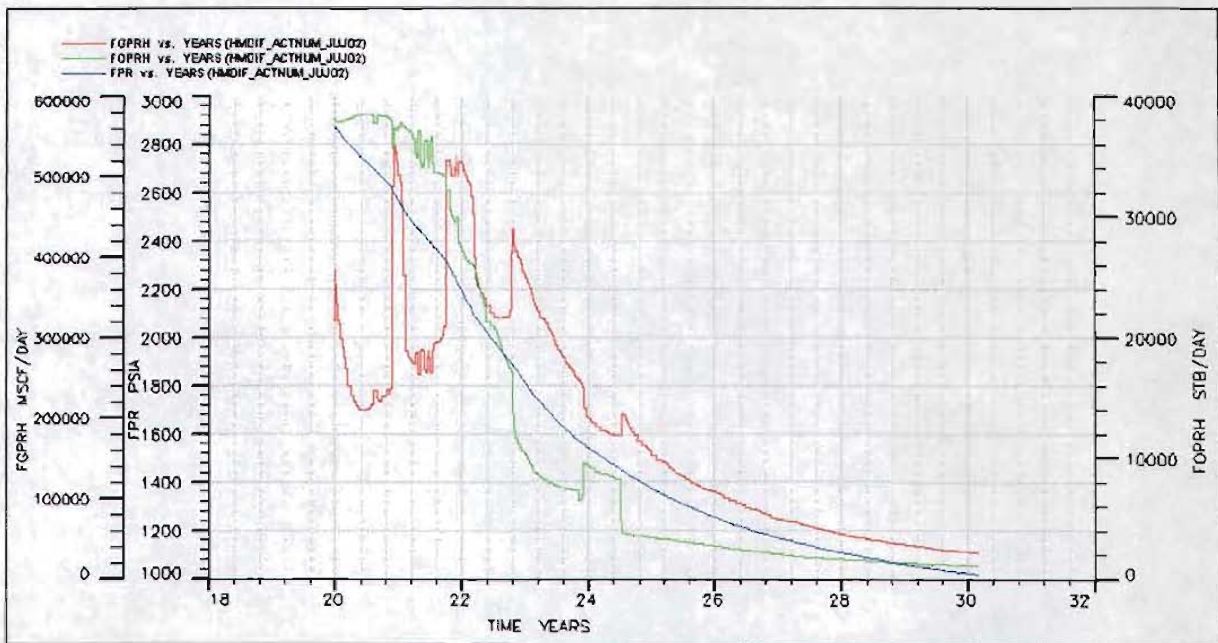


Fig. No. 31 Ajuste de historia de presión-producción

### **IV.3 PREDICCIÓN CON EFECTO DE GRAVEDAD**

Como parte de la predicción sin inyección de ningún fluido al yacimiento, únicamente declinación natural de presión-producción, se planteó este escenario que toma en cuenta la segregación gravitacional o drene alternativo por gravedad (según el manual de referencia de Schlumberger<sup>10</sup>), ya que permite la reinfiltración de aceite entre los bloques inferiores de matriz.

Esta predicción se tomó a partir del 2002 y se permitió correrla hasta el 2010, advirtiendo los siguientes resultados, según la Fig. No. 32:



**Fig. No. 32 Resultados de la predicción con segregación gravitacional del 2002 al 2010**

La producción de aceite (curva color verde) cae abruptamente al igual que la presión (curva color azul), en un rango de 38,000 a 100 BPD y de 2880 a casi 0 psia, respectivamente. Mientras, la producción de gas (curva color rojo) oscila a

medida que se libera más gas y parte de éste se produce en los pozos localizados estructuralmente más altos.

Por supuesto que en este escenario no existen más pozos por perforar ni reparaciones mayores, solamente se deja tal cual el yacimiento con su declinación natural.

#### **IV.4 PREDICCIÓN CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y EFECTO DE DIFUSIÓN**

Para determinar la sensibilidad que el modelo presenta ante la inyección de nitrógeno, se plantearon los siguientes escenarios:

- CASO 1) Inyección de 120 MMPCD de nitrógeno en dos pozos (60 MMPCD cada uno), iniciando el primero de ellos en junio del 2003 y el segundo en noviembre del mismo año.
- CASO 2) Inyección de 120 MMPCD de nitrógeno en dos pozos (60 MMPCD cada uno), iniciando el primero de ellos en marzo de 1998 y el segundo en junio del mismo año.
- CASO 3) Inyección de 240 MMPCD de nitrógeno en dos pozos (120 MMPCD cada uno), con fechas de inicio similares al primer escenario.
- CASO 4) Inyección de 240 MMPCD de nitrógeno en dos pozos (120 MMPCD cada uno), con fechas de inicio similares al primer escenario y coeficientes altos de difusión.
- CASO 5) Inyección de 240 MMPCD de nitrógeno en dos pozos (120 MMPCD cada uno), con fechas de inicio similares al primer escenario y coeficientes bajos de difusión.



**CASO 1**

De acuerdo a los resultados mostrados en la gráfica de la Fig. No. 33, se observa una ligera reducción en la producción de 23,800 BPD a 20,000 BPD en un lapso de 1.5 años (de enero 2002 a junio de 2003), precisamente cuando se inicia la inyección, manteniendo esta plataforma hasta septiembre de 2011, después de lo cual la producción declina drásticamente. Mientras, la presión tiende a incrementar ligeramente de 3600 a 3650 psia en un lapso de dos años únicamente (del año 2004 al año 2006), después de lo cual declina gradualmente hasta 1800 psia en el año 2017.

El principal parámetro que afecta este comportamiento es la etapa de saturación del yacimiento, la cual se acrecenta junto con la fracción del nitrógeno a partir del año 2003, alcanzando una producción máxima de gas de 420 MMPCD en el año 2014.

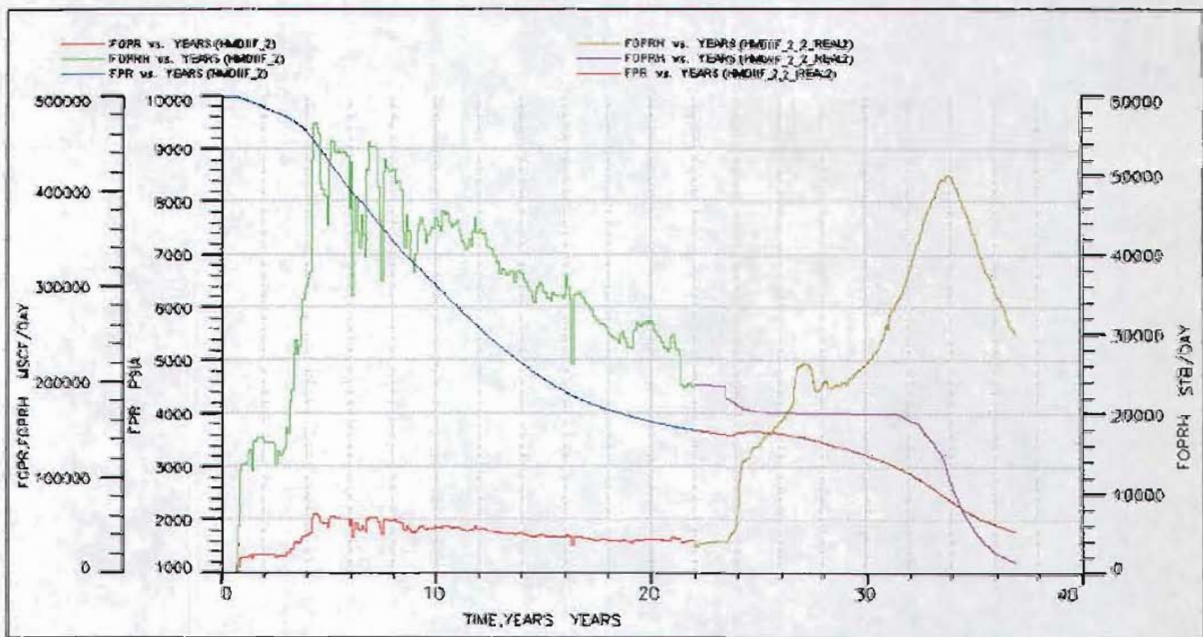


Fig. No. 33 Resultados de la predicción con inyección de 120 MMPCD de N<sub>2</sub> a partir del 2003

La fracción mol de nitrógeno se empieza a manifestar en los pozos Jujo 22-A y Jujo 24 en agosto de 2003, al siguiente mes de la inyección en el primer pozo. Esta manifestación se presenta más tarde en los pozos Jujo 23-A y Jujo 2-A, en enero del 2004 y septiembre del mismo año, respectivamente. No se observa manifestación de nitrógeno en los pozos Jujo 3, 5 y 25.

La Fig. No. 34 muestra la gráfica de la fracción mol de nitrógeno en los pozos de la sección:

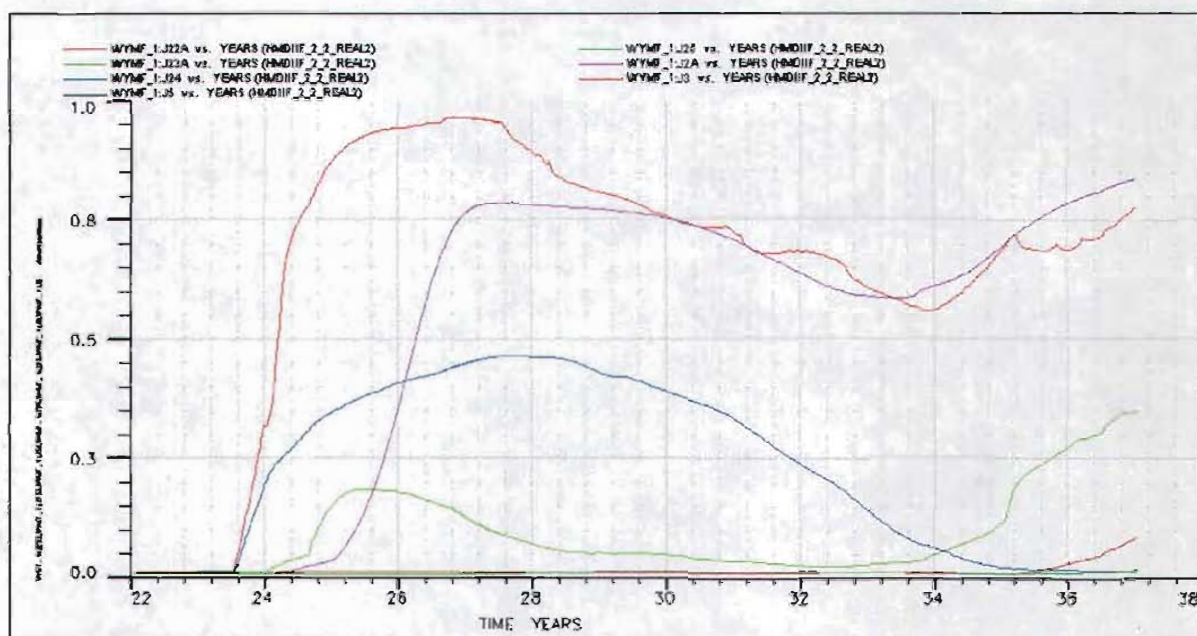
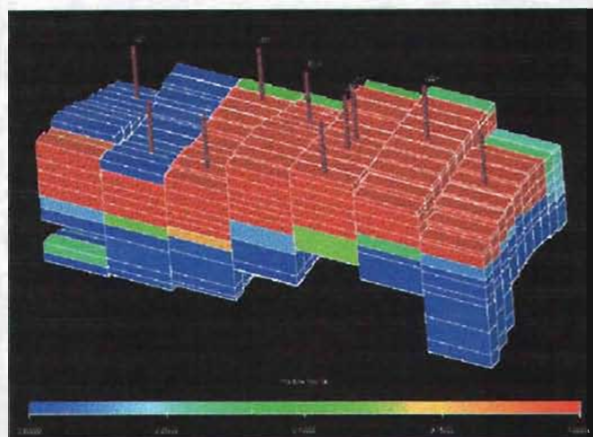
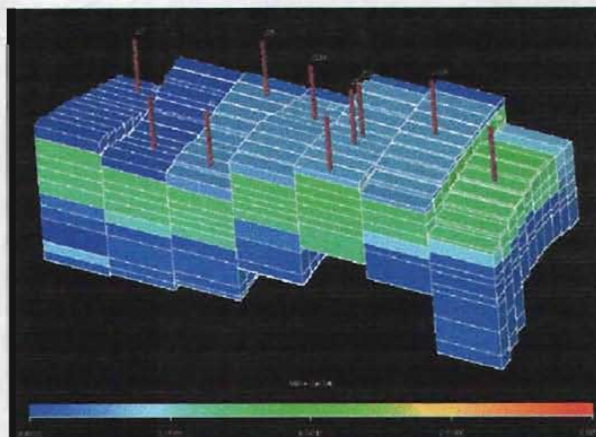


Fig. No. 34 Fracción mol de nitrógeno en los pozos de la sección

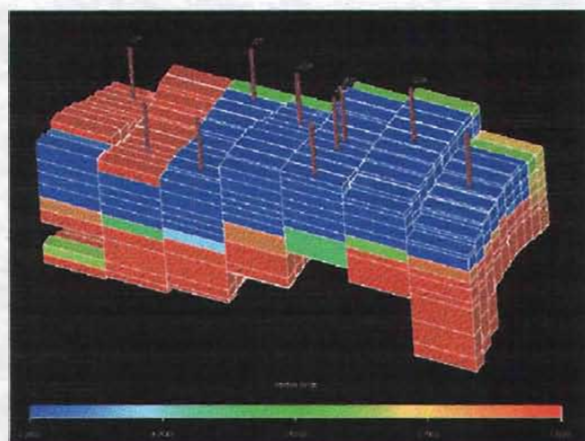
A continuación, se presentan de manera gráfica las variaciones de los parámetros actuantes en esta predicción, al año 2011, que es cuando se mantiene la plataforma estable de producción con inyección:



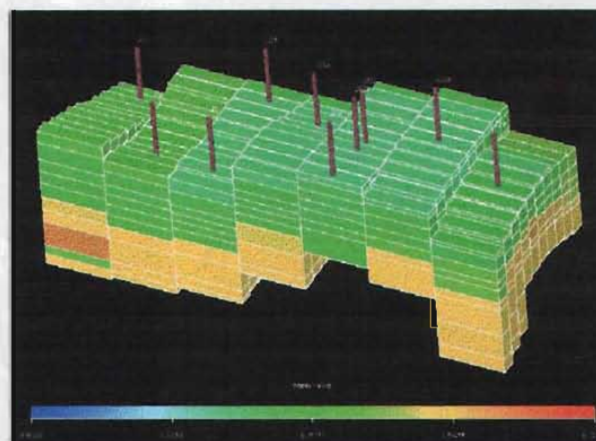
**Fig. No. 35 Saturación de gas en fractura**



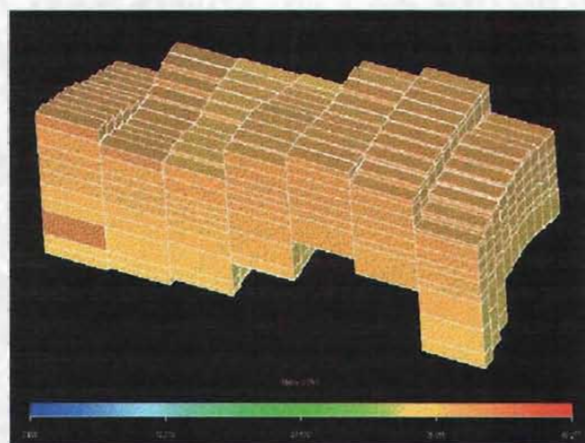
**Fig. No. 36 Saturación de gas en matriz**



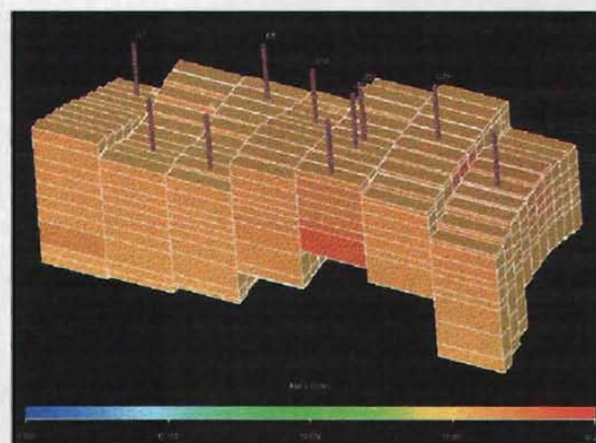
**Fig. No. 37 Saturación de aceite en matriz**



**Fig. No. 38 Saturación de aceite en fractura**



**Fig. No. 39 Densidad del aceite original**



**Fig. No. 40 Densidad del aceite al 2011**

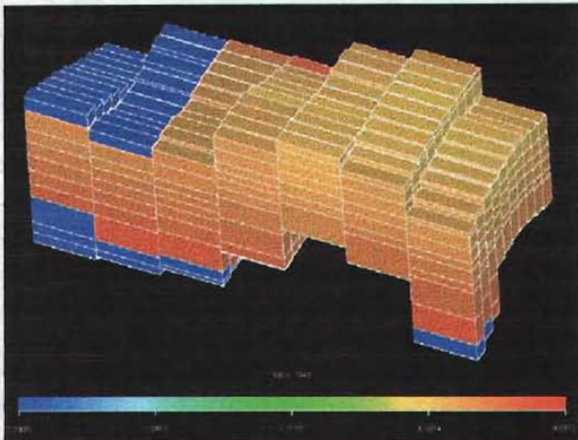


Fig. No. 41 Viscosidad original del aceite

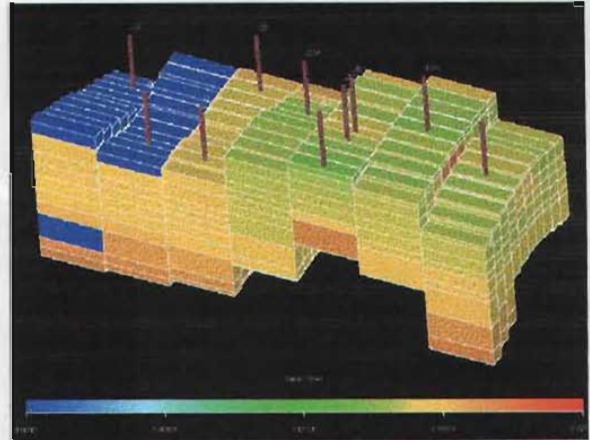


Fig. No. 42 Viscosidad del aceite al 2011

Se realizó un corte de la sección transversal de los pozos inyectoras para visualizar la saturación de gas en esta zona, la cual, al año 2011, se manifiesta fuertemente en la cima de la estructura. La Fig. No. 43 muestra dicha sección:

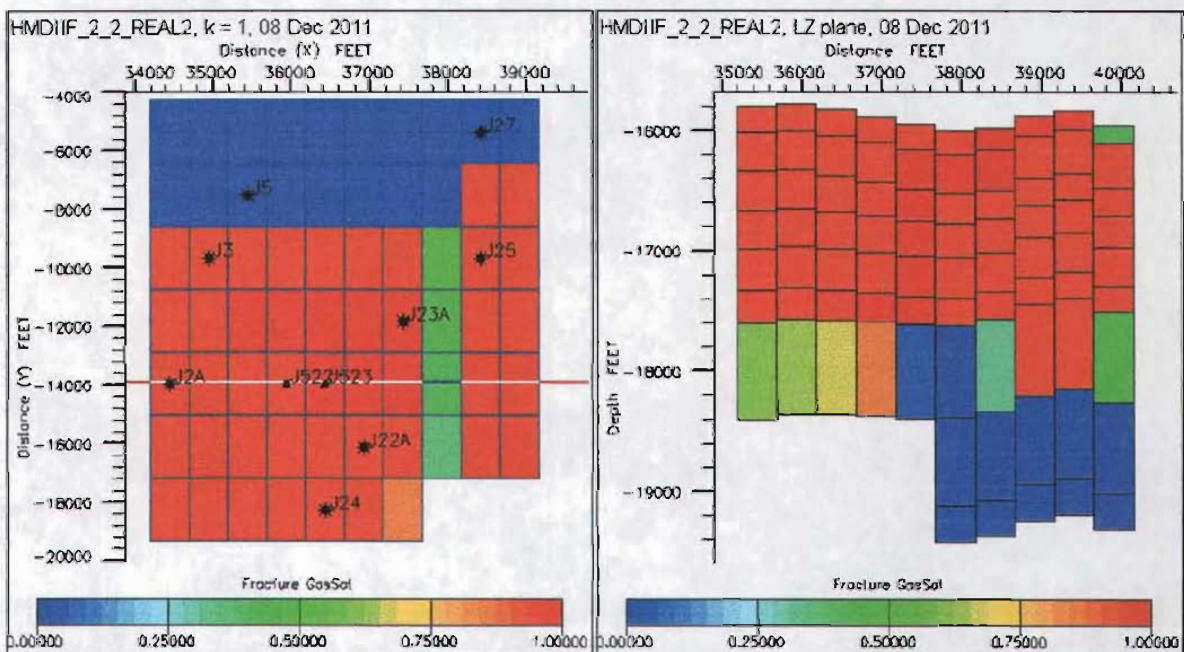


Fig. No. 43 Saturación de gas en la cima de la sección transversal de los pozos inyectoras

## **CASO 2**

Esta predicción se llevó a cabo a partir del año 1998, con la finalidad de aprovechar la presión arriba del punto de saturación, evitando la liberación de gas y la caída de presión más pronunciada después de esta etapa.

La predicción tomó en cuenta la inyección de 120 MMPCD de nitrógeno con dos pozos inyectoros, 60 MMPCD cada uno.

La presión del yacimiento aumenta de 3950 psia a 4200 psia en un lapso de casi 3 años (de marzo de 1998 a abril de 2002), a partir de donde declina gradualmente a 3000 psia hasta enero del 2012, de ahí toma una tendencia más pronunciada hasta el fin de la predicción (año 2017), alcanzando 600 psia.

Sin embargo, respecto a la producción de aceite, ésta sigue declinando de 28,000 BPD a 20,000 BPD desde el inicio de inyección hasta junio de 2007 donde mantiene la plataforma de producción en 20,000 BPD hasta finales del 2012.

La producción de gas se incrementa a los tres meses de iniciada la inyección, se mantiene relativamente estable durante 2.5 años (octubre de 2003 a marzo de 2006), a partir de donde se vuelve a incrementar, alcanzando su valor máximo de 420 MMPCD en el año 2014.

La Fig. No. 44 ilustra el comportamiento de los parámetros antes explicados:

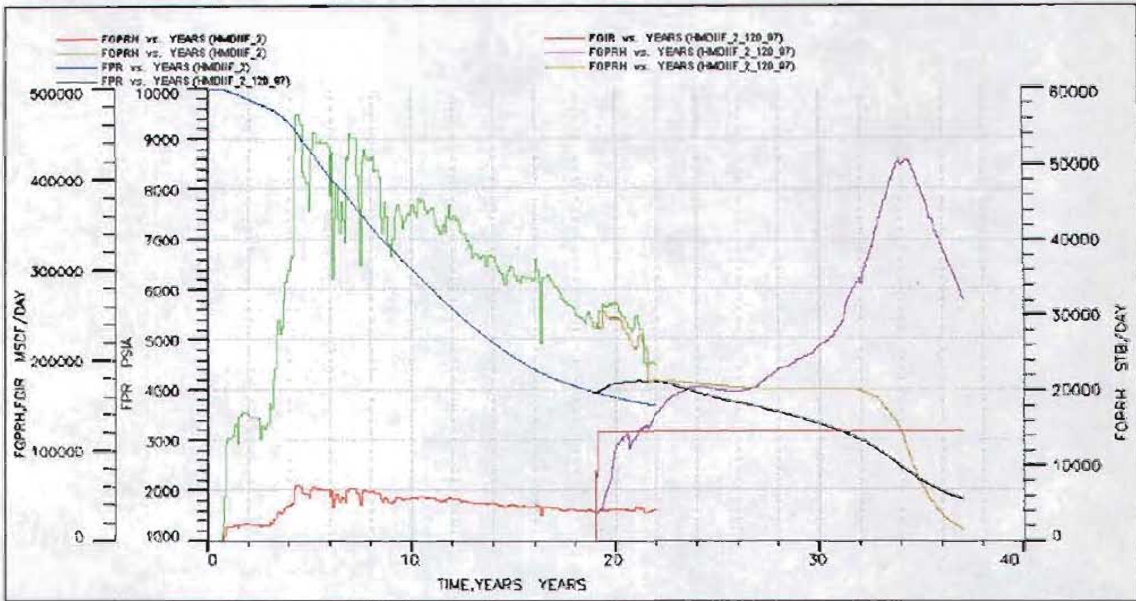


Fig. No. 44 Resultados de la predicción con inyección de 120 MMPCD de N<sub>2</sub> a partir de 1998

De acuerdo a los resultados de la fracción mol de nitrógeno en los pozos, ésta alcanza 0.9 en el pozo Jujo 22-A, asimismo, aunque en menor grado, en los pozos Jujo 2-A, 23-A y 24.

La siguiente figura ilustra la fracción mol por pozo:

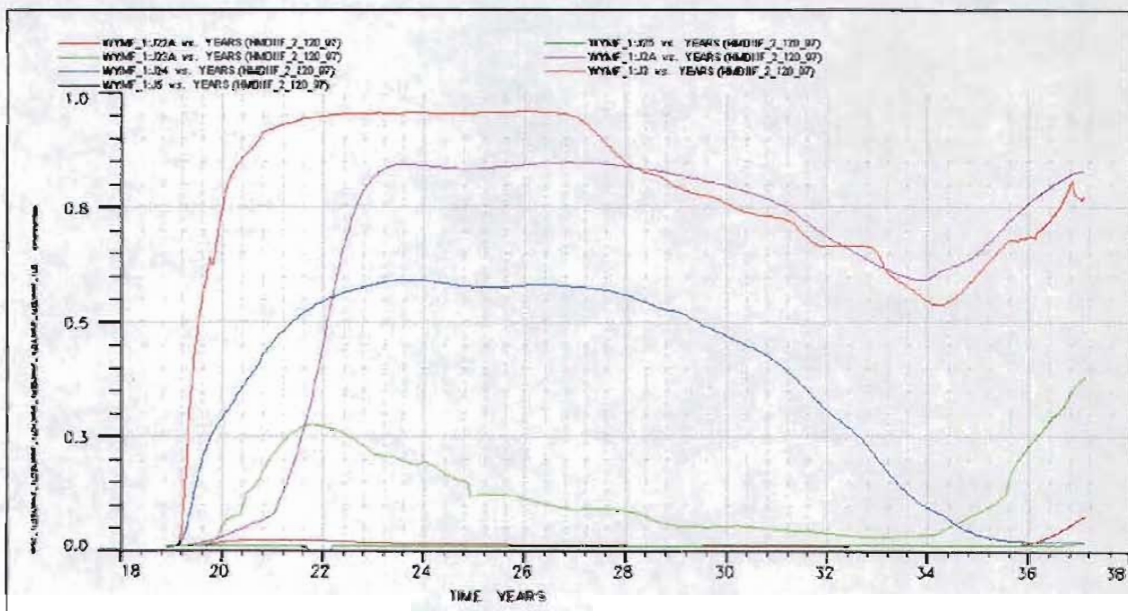


Fig. No. 45 Fracción mol de nitrógeno en los pozos de la sección

Algunos de los parámetros al tiempo crítico (finales del 2012), pueden visualizarse en la malla correspondiente de las siguientes figuras:

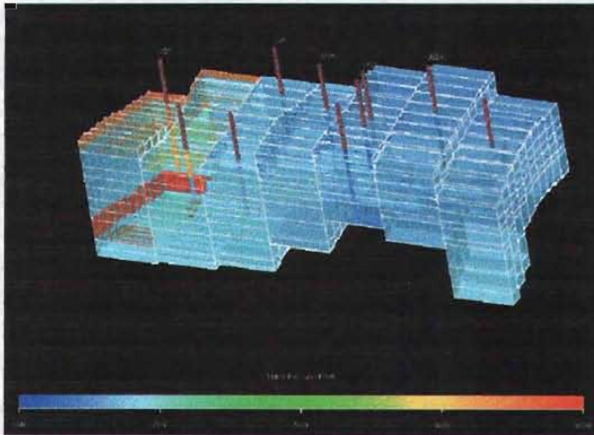


Fig. No. 46 Presión del yacimiento

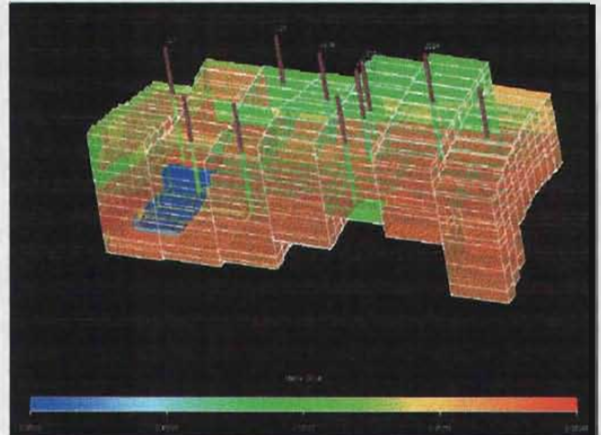


Fig. No. 47 Saturación de aceite en matriz

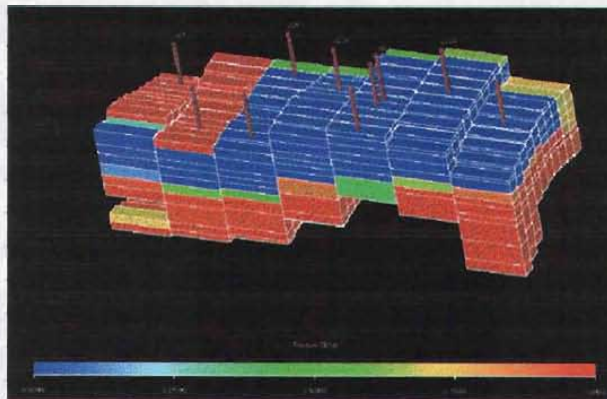


Fig. No. 48 Saturación de aceite en fractura

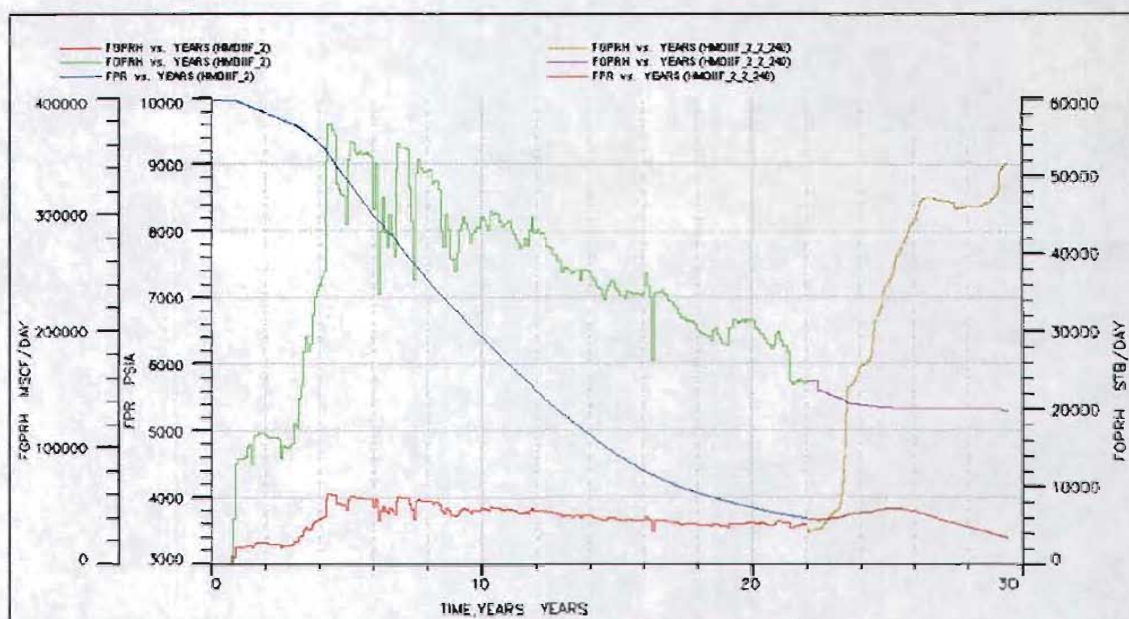
### **CASO 3**

Este escenario se tomó con un gasto de inyección de 240 MMPCD de nitrógeno, es decir, el doble de lo que en realidad se pretende inyectar en el año del 2003.

La presión tiende a incrementarse gradualmente hasta julio del 2005, a partir de donde declina de nueva cuenta hasta 400 psia en mayo del 2009.

La producción continua declinando a pesar de la inyección, y sólo se mantiene en un promedio de 20,000 BPD desde principios del 2004 hasta marzo del 2009, a partir de donde comienza a declinar sin control alguno.

La producción de gas se manifiesta 4 meses después del inicio de inyección, continuando su incremento hasta febrero del 2006, donde, debido a la declinación de la presión, la producción de gas disminuye ligeramente y luego reanuda su incremento. Los resultados de este caso se ilustran enseguida:



**Fig. No. 49** Resultados de la predicción con inyección de 240 MMPCD de N<sub>2</sub> a partir del 2003

La fracción mol de nitrógeno en el campo es de 0.78 como se muestra a continuación:





Fig. No. 50 Fracción mol de nitrógeno en los pozos de la sección

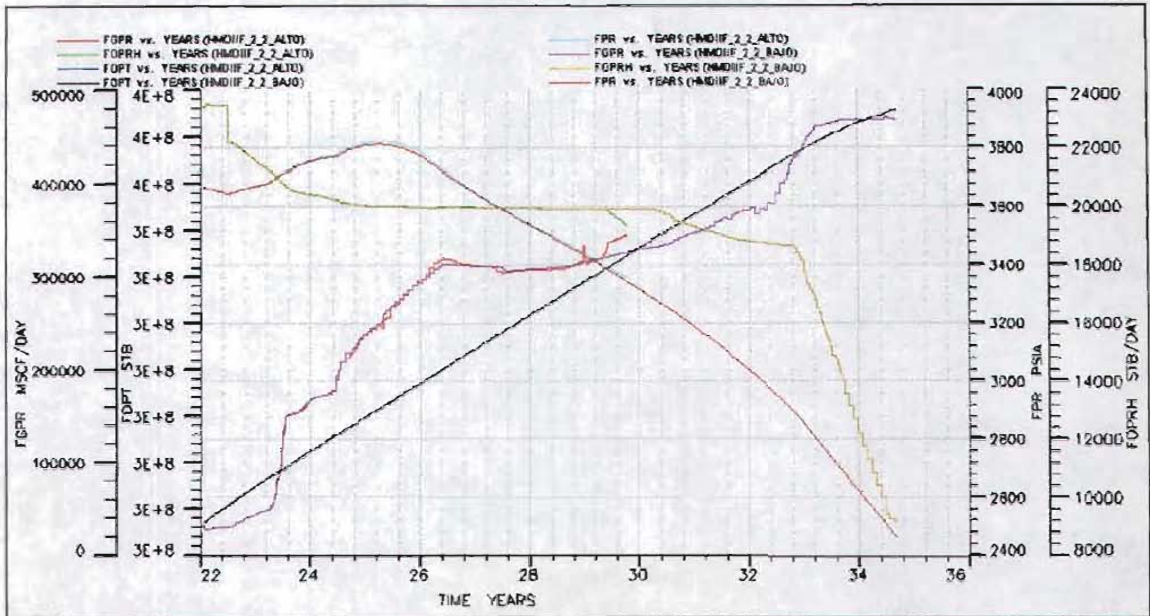
#### CASO 4

Esta predicción se realizó tomando como base el caso 3, con la única diferencia de haber modificado los coeficientes de difusión a valores más altos de los establecidos en el modelo, los cuales se escalaron en 5 unidades.

La sensibilidad se determinó a parámetros anteriormente manejados, tales como producción de aceite y gas, producción acumulada de aceite, presión y fracción mol de nitrógeno en el campo.

#### CASO 5

Es un escenario idéntico al caso 4, sólo que los coeficientes de difusión se disminuyeron en 5 unidades del valor original propuesto en el modelo, haciendo con ello que tuvieran un valor bajo para efectos de cálculo. Los parámetros a sensibilizar fueron los mismos y a continuación se presentan las gráficas comparativas:



**Fig. No. 51 Resultados comparativos para coeficientes de difusión altos y bajos**



**Fig. No. 52 Comparación para coeficientes de difusión altos y bajos en fracción mol de N<sub>2</sub>**

A juzgar por el comportamiento de los resultados, se notan diferencias únicamente con respecto a la producción de aceite y gas, así como en la presión, pero todo esto se refleja a tiempos largos, ya que es en el año 2009 cuando se presentan, precisamente cuando se terminaba la predicción.

Si los coeficientes de difusión son altos, la producción de aceite y gas disminuye e incrementa, respectivamente, mientras que la presión tiende a ser prácticamente la misma. Sin embargo, la producción acumulada en ambos casos, tiende a ser la misma. Desafortunadamente, se presentaron problemas de convergencia en la predicción con coeficientes altos en el año 2009, lo cual no permitió analizar el resto de la solución.

Por el contrario, con coeficientes bajos, la producción de aceite y gas incrementa y disminuye, respectivamente.

En cuanto a la fracción molar de nitrógeno en el campo, prácticamente no existen variaciones, excepto al final, donde para coeficientes altos, la tendencia sugiere ser mayor.

## **IV.5 PREDICCIÓN COMPARATIVA**

Para determinar la ventaja en cuanto a la producción acumulada de aceite que se espera, así como la fracción molar de nitrógeno respectiva por campo, se comparan los escenarios con inyección de 120 MMPCD de nitrógeno, es decir, los casos 1 y 2.

Los resultados obtenidos se presentan en las siguientes gráficas:



Fig. No. 53 Comparación de la producción acumulada de aceite entre casos 1 y 2

La diferencia entre las dos curvas es de únicamente 0.83 % más de producción acumulada para el caso 1, respecto al segundo caso, es decir  $3 \times 10^6$  BLS más de aceite.



Fig. No. 54 Comparación de la fracción molar de N<sub>2</sub> entre casos 1 y 2

Las fracciones molares de nitrógeno para ambos casos alcanzan prácticamente el mismo valor, 0.76, sin embargo, si el inicio del proyecto se hubiera implantado en 1998, dicho valor de fracción se hubiera mantenido por casi 4 años, a diferencia de la implantación en el 2003, donde este valor indica su presencia durante casi un año, únicamente, después del cual se reduce significativamente.

## **IV.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

De acuerdo a la relativa similitud en el comportamiento de cada escenario visto anteriormente, se puede afirmar que el yacimiento reacciona de manera casi idéntica ante el estímulo de la inyección de nitrógeno.

Las variaciones más notables se han encontrado con respecto a la fracción molar de nitrógeno en el campo, debido a que el tiempo de inicio inyección es determinante, ya que la presión de saturación juega un papel importante entre inyectar antes de ésta y después. Sin embargo, el nitrógeno tiende a recircular ,junto con el gas, hacia la cima del yacimiento, coadyuvando al incremento del casquete, mientras que otra parte de este volumen invadirá los pozos localizados en la cima, a menos que éstos sean reparados en formaciones más profundas.

De cualquier forma, la producción acumulada de aceite tiende a ser  $3 \times 10^6$  BLS más que su similar implantado desde 1998.

Se debe poner mayor cuidado al manejo del gas, ya que actualmente el yacimiento se encuentra en etapa de saturación, por lo que al iniciar la inyección de nitrógeno, mucho de éste se recirculará a través de las fracturas junto con el gas liberado.

Por lo tanto, se elige el caso 1 como el escenario óptimo para ser evaluado económicamente en el siguiente capítulo.

## V. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## V. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

La evaluación económica del proyecto se llevó a cabo tomando en cuenta los siguientes casos mencionados a continuación:

CASO	RESERVA RECUPERADA		COSTOS		INVERSIÓN MM\$	PERIODO REC. AÑOS	VPN MM\$	ÍNDICE DE UTILIDAD VP/VP1 \$/
	ACEITE MMBL	GAS MMPC	OPERACIÓN MM\$	MANTTO MM\$				
<b>CASO BASE</b>	<b>319.4</b>	<b>468</b>	<b>1437.6</b>	<b>616.1</b>	<b>3718.3</b>	<b>1</b>	<b>33401.8</b>	<b>15.7</b>
<b>INYECCIÓN N2 120 MMPCD</b>	<b>462.1</b>	<b>737.7</b>	<b>2087.3</b>	<b>894.6</b>	<b>10875.9</b>	<b>1</b>	<b>43768.3</b>	<b>5.9</b>

Tabla No. 4 Casos de predicción económica del proyecto

El costo de 0.9 Dls/MPC de Nitrógeno comprende la entrega del mismo por la compañía generadora a boca de pozo, con una pureza del 99.9 % y un rango de presión máxima de 5000 psi.

### CASO BASE

Este caso considera recuperación de reservas sin considerar perforación de pozos intermedios, reparaciones mayores, sistemas artificiales de explotación ni Inyección de nitrógeno. La recuperación de reservas de 319.4 MMBLS de aceite y 468 MMMPC de gas es atribuible únicamente a los pozos productores actualmente en explotación y al efecto de segregación gravitacional (formación de un casquete de gas en partes superiores de Jujo-Tecominoacán). La inversión total de 3,718.3 MM\$ durante el periodo 2003-2017 comprende principalmente mantenimiento a instalaciones superficiales, ductos, mantenimiento de pozos e instalaciones comunes de producción.

Este escenario genera un valor presente neto (VPN) de 33,401.8 MM\$ y un índice de utilidad de 15.7 \$/\$; La reserva remanente (3P) recuperada de aceite y gas representa el 32.2 % y 38.4 % respectivamente. Como puede observarse en la Fig. No. 55, el periodo de recuperación ocurre en el primer año de inversión, el



rendimiento de la inversión es de 1885%, valor muy superior a la tasa de referencia del 10 %.

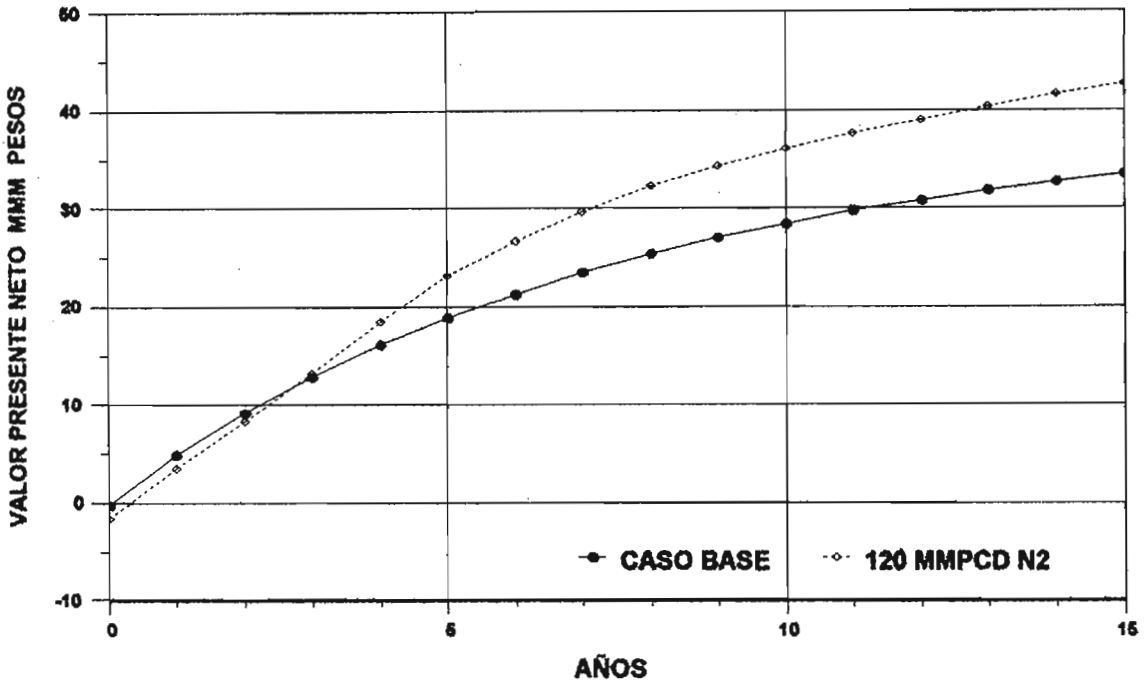


Fig. No. 55 Valor presente neto vs. tiempo para cada caso

### **INYECCIÓN DE 120 MMPCD DE NITRÓGENO**

Este caso considera recuperación de reservas del caso base más el proyecto de mantenimiento de presión con inyección de 120 MMPCD de nitrógeno, perforar 21 pozos intermedios y 18 reparaciones mayores, así como acondicionamiento de pozos productores a inyectoros de nitrógeno.

El proyecto de inyección de N2 es esencialmente mantenimiento de presión, es decir, los gastos de producción de los pozos mejoran y un volumen adicional de aceite es extraído durante el periodo 2003-2017, la inyección de nitrógeno proporciona al yacimiento energía que va perdiendo por la explotación de hidrocarburos.

La inversión total de 10,875.9 MM\$ durante el periodo 2003-2017 comprende principalmente: Inversión del caso base más la perforación de 21 pozos

intermedios con un costo de 110 MM\$ cada uno; 18 reparaciones mayores con un costo de 16 MM\$ cada una; contratación del suministro de nitrógeno a un precio de 0.9 Dólar/MPC; 268 MM\$ para toma de información (pruebas de presión, análisis cromatográficos, trazadores químicos) y perforación de 2 pozos inyectores de nitrógeno, acondicionamiento de pozos productores a inyectores de Nitrógeno.

Este escenario genera un valor presente neto (VPN) de 43,768.3 MM\$ y un índice de utilidad de 5.9 \$/\$; la reserva remanente (3P) recuperada de aceite y gas representa el 45.5% y 60.5% respectivamente. Puede observarse que el valor del índice de utilidad con respecto al caso base disminuye un 62 %; esto es por la inversión adicional que se realiza por el suministro de nitrógeno de 120 MMPCD a 0.9 Dólar/MPC, perforación de pozos, reparaciones mayores, perforación de pozos inyectores y toma de información. Las premisas que se utilizaron para el análisis económico están resumidas en la tabla siguiente:

Tasa de descuento real	10%	Para todos los proyectos de la industria petrolera nacional
Tipo de cambio promedio	10.4383	Pesos / dólar. Para 2000 en adelante

Precios de los hidrocarburos para programas de Explotación

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Crudo Superligero de Exportación (Dls/B)	18.91	17.40	17.89	17.84	17.79	17.73	17.88	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Crudo Superligero Nacional (Dls/B)	16.91	17.40	17.89	17.84	17.79	17.73	17.88	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Condensado Amargo (Dls/B)	10.42	10.66	10.96	11.04	11.11	11.12	11.17	11.21	11.21	11.21	11.21	11.21	11.21	11.21	11.21
Gas Húmedo Amargo (Dls/Mpc)	2.18	2.22	2.29	2.36	2.41	2.45	2.46	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50

Costos de Operación y Mantenimiento	0.583	Dls / B P C E
Costos de Transporte		
Aceite y condensados	0.452	Dls / bl
Gas	0.648	Dls / b p c e
Obligaciones Fiscales	65%	= Ingresos por 65 % de impuestos
Destinos de la Producción		
Aceite	76%	Exportación
	24%	Nacional
Gas y condensados	100%	Nacional

Tabla No. 5 Premisas utilizadas en el análisis económicos del proyecto

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- La selección del nitrógeno como gas de inyección se realizó en base a su bajo costo de producción, disponibilidad y bajo riesgo por ser un gas inerte, además de que, por políticas estratégicas de PEP, el gas natural está restringido para proyectos de mantenimiento de presión.
- La declinación natural de presión del yacimiento, considerando únicamente el drene alternativo por segregación gravitacional, predice una caída drástica, alcanzando casi 1000 psia en el año 2010.
- El mejor de los escenarios analizados es el de inyección de 120 MMPCD de nitrógeno desde el año 2003, en comparación con el escenario de inicio en el año 1998.
- La producción acumulada de aceite comparativo es de 0.83% más, es decir,  $3 \times 10^6$  BLS respecto al segundo caso.
- La fracción molar de nitrógeno alcanza un valor máximo de 0.78 y se mantiene por casi un año, después del cual se reduce significativamente a 0.3.
- La causa principal de alcanzar valores altos de fracción molar de nitrógeno es la alta transmisibilidad vertical del sistema de fallas y fracturas.
- La plataforma de producción se mantiene en un promedio de 20,000 BPD para esta zona del yacimiento durante 6 años (del 2003 al 2009).
- La presión incrementa 200 psia en promedio a partir del año 2004 y se mantiene durante casi un año. Sin embargo, después de este lapso, vuelve a tomar la tendencia de su declinación.
- La producción de gas incrementa, tanto por encontrarse en etapa de saturación como por la recirculación de nitrógeno hacia la cima del yacimiento y hacia algunos pozos localizados estructuralmente altos, tal como el Jujo 22-A.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- Aparentemente, la sensibilidad a los coeficientes altos y bajos de difusión no presenta variaciones importantes, sino hasta el final, donde los primeros incrementan la producción de gas con su consecuente disminución en la producción de aceite.
- La caracterización del modelo estático del yacimiento deberá afinarse, obteniendo con ello propiedades petrofísicas más representativas en la parte de los mapas utilizados en el simulador.
- El modelo deberá alimentarse con los resultados de la caracterización de facies y la subdivisión de capas de las formaciones, aspecto en el cual se trabaja mediante el simulador HERESIM.
- Los datos arrojados por la futura toma de información sísmica 3-D serán imprescindibles en la caracterización.
- El ajuste de historia de la parte del campo Tecominoacán deberá realizarse, a fin de llevar a cabo corridas de simulación composicional con el modelo completo, regionalizando zonas de interés mediante técnicas tales como FIPNUM<sup>10</sup> o FLUX BOUNDARY<sup>10</sup>, debido a que Jujo-Tecominoacán es un solo yacimiento interconectado hidráulicamente.
- Se sugieren pruebas de laboratorio con el objeto de determinar los coeficientes de difusión más representativos del campo, así como el grado de precipitación de asfaltenos con la inyección de nitrógeno.
- Se tienen que considerar diversas pruebas de laboratorio, así como escenarios de simulación con procesos alternos de recuperación mejorada, tales como combustión in-situ o inyección de CO<sub>2</sub>.

## **REFERENCIAS**

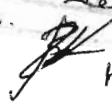
## **REFERENCIAS**

1. Cinco Ley, Heber; "Caracterización Dinámica del Campo Jujo-Tecominoacán", contrato 2001.
2. Netherland, Sewell and Associates, Inc.; "Proyecto Integral del Campo Jujo-Tecominoacán (Engineering Reservoir Report)", 1996.
3. Alí, S.M. Farouq; "EOR Methods for Fractured Reservoirs (Basic Theory and Operational Aspects)", Especialidad RSMH, UNAM, 2002.
4. Rodríguez Nieto, Rafael; "Procesos Miscibles de Recuperación Mejorada", Especialidad RSMH, UNAM, 2002.
5. Ghorayeb, Kassem and Firoozabadi, Abbas; "Numerical Study of Natural Convection and Difusión in Fractured Porous Media", SPE 51347, Aug. 1999.
6. Bird, R.B., Stewart, W.E. and Lightfoot E.N.; "Fenómenos de Transporte"; Ed. Reverté, México, 2001.
7. Saidi, A.M.; "Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamental and Practical Aspects)", Total Edition Press, 1987.
8. Reid, R.C., Prausnitz, J.M., Sherwood, T.K.; "The properties of Liquids and Gases", McGraw-Hill, 3<sup>rd</sup>. Ed.
9. Rodríguez Vidal, Federico; "Análisis de los Efectos de la Inyección de Nitrógeno en el Campo Jujo-Tecominoacán", Proyecto de Especialidad RSMH, UNAM, 2001.
10. Schlumberger; "Manual de Referencia de Eclipse (versión 2001 A\_1)".

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Asesoría y Asesoría General de Bibliotecas de la  
UNAM y de la Biblioteca electrónica e impresa el  
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: CHAUZ YÁNGZ ENRIQUE  
FECHA: 2-02-2005  
FIRMA: P.A.

  
HUGO BECERRA

**ESTA TESIS NO SALI  
DE LA BIBLIOTECA**

20FOHE.m