

01153



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

"APLICACIÓN DEL MODELO FRONTSIM EN LA
EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN PILOTO DEL
CAMPO POZA RICA ÁREA MECATEPEC"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y
MEJORADA DE HIDROCARBUROS

PRESENTA:

RUFINO A. HERNÁNDEZ FIGUEROA

DIRECTOR DE PROYECTO :

M. EN C. MARIO A. VÁZQUEZ CRUZ

NOVIEMBRE DE 2004



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2005

m346425



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.

CONTENIDO

Resumen

Agradecimientos

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO II: ANTECEDENTES.

II.1 Estudio técnico

II.2 Características Generales del yacimiento.

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL PROYECTO

III.1. Evaluación del volumen original de aceite del campo Poza Rica mediante balance de materia.

III.2. Construcción de simulación numérica de yacimientos al área Mecatepec

III.2.1. Definición del modelo geológico.

III.2.2. Definición del modelo de simulación.

III.2.3. Construcción de la malla de simulación

III.2.4. Propiedades PVT y Petrofísicas.

III.2.5. Historia de Producción y Eventos por cada pozo.

III.3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA SIMULACIÓN DE LÍNEA DE CORRIENTE

III.4. FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE ESCENARIOS.

III.4.1 Simulación por agotamiento natural.

III.4.2 Simulación de inyección de agua.

III.4.3 Definición de la mejor alternativa de explotación.

III.4.4. Evaluación económica

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

NOMENCLATURA.

REFERENCIAS.

Dedico :

A Dios por permitirme escalar peldaños.

A la memoria de mi padre.

A mi madre en quién siempre me inspiro para hacer las cosas.

A Xóchitl, mi esposa con respeto y cariño por la confianza depositada en mí y por haberme dado su apoyo y comprensión.

A Jocy y Betsy, mis hijas, por su apoyo, debido a que tienen un significado muy especial para mí.

A mis hermanos:

Florencia

Ubalda

Teodarda

Roberto

Antonieta

Rufa

Josefa

Patricia

Rosalía

Miguel

Agradezco de manera especial al M. en C. Mario Vásquez Cruz, por sus atenciones y el tiempo prestado en la dirección de esta tesis.

De manera muy especial deseo agradecer al Ing. Abelardo Cordova Hernández, Gerente del activo Poza Rica y al M. en I. Rubén Luján Salazar, Coordinador de Diseño de explotación del activo Poza Rica, por haberme permitido cursar la especialidad en Recuperación Secundaria y Mejorada.

Mis más sinceras gracias a los profesores involucrados en mi formación, por compartir conmigo conocimientos técnicos y científicos y sus experiencias, y por preocuparse de mi formación como profesionista sin dejar de lado mi formación como ser humano.

También quiero agradecer a los Ings. Jorge Huescani Jiménez Bernal, Salvador Flores Cortés y Alfredo León García por permitir acercarme a ellos en el momento que lo necesité y también por haberme orientado.

Agradezco también a todos y cada uno de las personas que me brindaron su confianza y apoyo, contribuyendo al desarrollo y realización de este trabajo, haciendo posible culminar una etapa más de mi formación.

TITULO

Aplicación del modelo FrontSim en la evaluación del sistema de inyección
Piloto del campo Poza Rica "Área Mecatepec".

Objetivo

Este trabajo tiene los siguientes objetivos:

En primera instancia la estimación del volumen original de hidrocarburos así como de los índices de empuje mediante métodos de Balance de Materia, utilizando el modelo analítico de simulación Meyvo8.

En segundo lugar se pretende , aplicando el simulador numérico de línea de corriente FrontSim y el simulador en diferencias finitas eclipse 100, estimar la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos, por agotamiento natural del yacimiento y por inyección de agua, con el propósito de sugerir acciones que conduzcan a incrementar la recuperación final de los hidrocarburos.

RESUMEN

En base al estudio integral realizado al Área Mecatepec del campo Poza Rica en el año de 1999 por diseño de explotación Poza Rica de Pemex Exploración y Producción, se seleccionó un bloque comprendido por 9 pozos, proponiendo convertir tres pozos productores a inyectores y realizar seis reparaciones mayores de explotación. Con este escenario se aplicó el modelo de simulación numérica FrontSim de Eclipse Office, con la finalidad de evaluar el sistema de inyección piloto en el área de estudio. La aplicación de simulación de línea de corriente en tres dimensiones en el Área Mecatepec representa un primer trabajo en su tipo en nuestro país, lo cual nos obliga a expandir su utilidad en campos bajo procesos de recuperación secundaria y mejorada, como una referencia, la situación anterior se modeló con el simulador en diferencias finitas Eclipse 100.

El desarrollo de este trabajo se realizó en una computadora personal, generando primero la sección SCHEDULE en Eclipse Office donde se generó una malla de 34 x 30 x 5 con sus cimas y espesores de capas productoras, intervalos disparados, esquemas de terminación de pozos, obturación y aislamiento de intervalos invadidos, historias de producción de aceite, agua y gas, trayectorias de los pozos y propiedades como NTG, porosidad, permeabilidad en las direcciones X, Y y Z. La información anterior se exportó a FrontSim con la finalidad de evaluar el desarrollo de desplazamiento a partir de simular líneas de corriente por inyección de agua, monitoreando el flujo de los pozos inyectores a los productores. También se obtuvo una visualización tridimensional en dos fases, utilizando una geometría de puntos de esquina.

Se presenta también un nuevo método analítico para el cálculo original de hidrocarburos así como de los índices de empuje mediante métodos de balance de materia implementados en el modelo Meyvo8, aplicables a casos de yacimientos inicialmente saturados. Las propiedades de los fluidos y petrofísicos fueron tomados de pozos que pertenecen a la formación Tamabra (Kta).

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Tomando como base el estudio integral realizado al área Mecatepec del campo Poza Rica por diseño de explotación Poza Rica de Pemex Exploración y Producción, se seleccionó un bloque comprendido por 9 pozos, proponiendo convertir tres pozos productores cerrados a inyectores (MEC-68,69 Y 70) y realizar seis reparaciones mayores de explotación (MEC-15, 45, 66, 86 y PR-221 y 223).

Los pozos antes mencionados pertenecen a la formación cretácico Tamabra (Kta), la cual está dividida la parte inferior (cuerpo A) de la parte superior (cuerpos BC, D y ab) por el horizonte comprendido por lutitas (cuerpo F).

La simulación de línea de corriente es una tecnología reciente que refleja un nuevo desarrollo en simulación de yacimientos mejorado en los últimos cinco años para resolver problemas reales de campo. En este trabajo se presenta la aplicación del simulador FrontSim en su versión para computadora personal y apoyado por una visualización tridimensional en dos fases, actualizando periódicamente las líneas de corriente por efectos de flujo no lineales debidos a los desplazamientos de razón de movilidad, de cambios en las condiciones mecánicas de los pozos y efectos gravitacionales. Sin embargo el potencial real de FrontSim radica en la precisión con la que predice los frentes de inyección del pozo inyector al productor.

Se presenta también un nuevo método para el cálculo del volumen original de hidrocarburos así, como de los índices de empujes mediante el método de balance de materia, utilizando el modelo de simulación analítica Meyvo8, aplicables a casos de yacimientos inicialmente saturados, obteniéndose un volumen original de aceite y gas a condiciones de yacimiento de 5264 MMBIs y 162.955 MMMPCS, respectivamente, mientras que el índice de empuje original del sistema roca-fluidos (IEO) resultó de 0.843, y los Índices de empuje por gas (IEG) e índice de empuje por agua (IEW) iguales a 0.157 y 0.0, respectivamente.

Debido a la diversidad de hidrocarburos existentes en la naturaleza, los yacimientos petrolíferos se les ha clasificado bajo diferentes puntos de vista, ya sea por el tipo de hidrocarburos que estos producen, o bien, por el estado físico en que se encuentran dentro de la estructura almacenadora. En el primer caso se habla de yacimientos de: aceite pesado, aceite ligero, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

Tomando como base el criterio anterior, las condiciones de temperatura y de presión, además de la composición, son las que rigen el estado físico en que se encuentran inicialmente los hidrocarburos en el yacimiento. Esto puede visualizarse en forma muy objetiva mediante su diagrama de fases (Fig. 1.1). Por ejemplo, el yacimiento "A", tal como se presentan en la Fig. 1.1, por encontrarse arriba de la presión de saturación, ambos son bajosaturados. Si la presión inicial de estos yacimientos estuviese por debajo de la curva de la presión de saturación, ambos serían saturados, yacimiento "D".

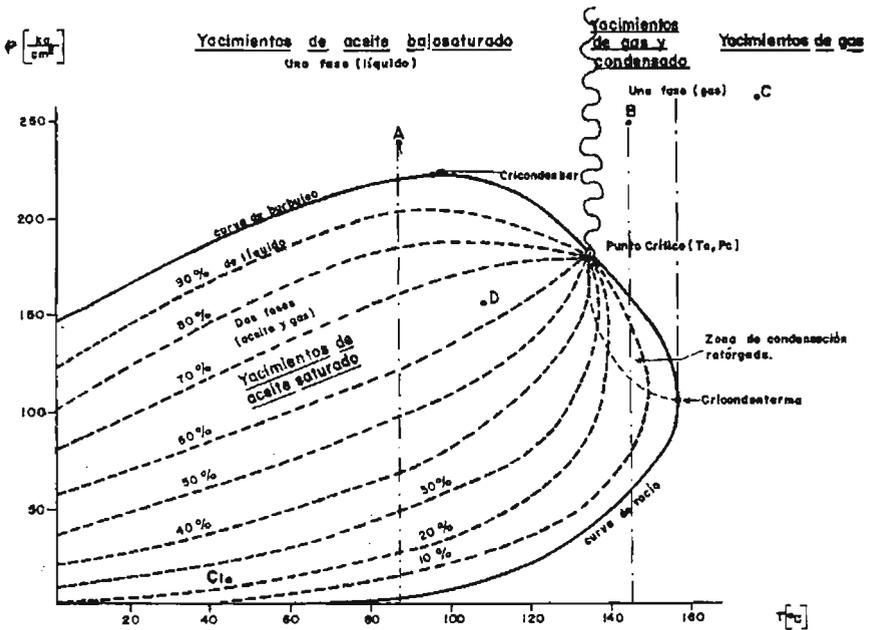


Fig. 1.1 Diagrama de Fases.

Cuando los fluidos de un yacimiento estarán en una sola fase gaseosa, la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma se denomina yacimiento de gas, yacimiento "C".

Es importante recalcar, que es básico conocer el estado físico en que se encuentran inicialmente los hidrocarburos dentro del yacimiento, a fin de establecer el proceso de cálculo o la herramienta adecuada para determinar el volumen original de hidrocarburos, así como para detectar los diferentes mecanismos de empuje y la predicción de su comportamiento durante el tiempo de explotación.

El método al que aquí se hace referencia, se basa en el comportamiento semilogarítmico de la presión en función de la producción acumulada de los hidrocarburos, mediante este método ya se tiene resuelto el caso de yacimientos de aceite inicialmente bajosaturados, tanto para aceites ligeros como pesados. Además en este estudio se presentan una implementación adicional para cuando éstos son inicialmente saturados.

CAPITULO II: ANTECEDENTES

El campo Poza Rica, Fig. II.1.1 se encuentra localizado al norte del estado de Veracruz aproximadamente a 35 Km de la costa del Golfo de México, entre los municipios de Poza Rica, Coatzintla y Papantla. Fue descubierto en mayo de 1930 con la terminación del pozo Poza Rica No. 2, la explotación se inició dos años después a través del pozo Poza Rica No. 3, siendo la presión original del yacimiento denominado Tamabra de 245 Kg/cm² con una profundidad media de 2200 mBNM.

La explotación del yacimiento Tamabra trajo consigo una rápida disminución de la presión y en consecuencia la declinación de la producción. Así en el año de 1951, se implantó un sistema de inyección de agua con 28 pozos dispersos en el campo, los cuales no se reflejaron en las condiciones del yacimiento, por lo que se estableció una segunda etapa, iniciada en 1962, con un sistema frontal de inyección, el cual prevalece actualmente con algunos pozos localizados en las áreas de mayor extracción.

El campo Poza Rica está dividido superficialmente en siete áreas, Mecatepec, Poza Rica, Manuel A. Camacho, Escolín, Petronac, Talaxca y Presidente Alemán. Es el campo más importante del Activo Poza Rica y de la Región Norte con una producción a octubre del 2000 de 15000 BPD, a través de 200 pozos productores de la formación Tamabra, cretácico medio.

Debido a la gran extensión y complejidad del campo Poza Rica se decidió subdividir el estudio integral en cinco áreas(fases) estableciendo como premisa fundamental la de aprovechar básicamente la infraestructura existente.

La primera fase del estudio mencionado comprende el denominado campo Mecatepec. El proyecto consiste en incrementar los volúmenes de inyección para energizar el yacimiento en el área Mecatepec, a través de convertir 3 pozos productores a inyectores. Para incrementar la producción, se propone realizar 6 reparaciones mayores de explotación que permitirán además incrementar la

reserva por extensión areal y vertical. Lo anterior serviría de modelo para la optimización de la explotación de todas las áreas del campo Poza Rica, y así recuperar su reserva total de 715 MMBIs en el menor tiempo posible. Esto es trascendente debido a que el crecimiento urbano de la ciudad de Poza Rica restringe progresivamente las actividades futuras del campo.

II.1 Estudio Técnico

Es importante mencionar, que actualmente el campo Poza Rica, Fig. II.1.1, continua sujeto a un estudio integral, iniciando como primera fase el análisis estático en el área Mecatepec, revisando el comportamiento estructural, distribución de isopropiedades, volúmenes de isohidrocarburos y reservas actuales evaluadas por métodos de Balance de Materia.



Fig. No. II.1.1 Localización del Campo Poza Rica.

En el análisis dinámico se consideraron los comportamientos históricos de inyección, presión, producción (Fig. II.1.2) de aceite, agua y gas, salinidades y densidades de los fluidos. Posteriormente, con la información disponible, se

realizó un análisis de simulación para validar los volúmenes actuales de hidrocarburos recuperables y el comportamiento de la entrada de agua en el flanco suroeste del área en estudio.



Fig. No. II.1.2 Historia de Presión-Producción-Inyección del Campo Poza Rica.

II.2-Características Generales del Yacimiento

El yacimiento Tamabra del campo Poza Rica, ubicado en un alto estructural detectado por gravimetría realizada con balanza de torsión en 1923, se descubrió en 1930 con el pozo Poza Rica-2, perforado en el casquete de gas. Posteriormente, la explotación en la zona de aceite inició en 1932 con el pozo Poza Rica-3.

La trampa geológica predominante es de tipo estratigráfico, combinada con características estructurales y controlada por variaciones de permeabilidad y porosidad originadas por cambios de facies. Los estudios geoquímicos realizados en el área han identificado que los hidrocarburos provienen del Jurásico superior,

principalmente de las calizas arcillosas y lutitas de la Formación Pimienta. Y en menor grado, de las formaciones Santiago y Tamán. La Tabla II.2.1 muestra las principales características del yacimiento

Tabla II.2.1: Características principales del yacimiento Tamabra:

Formación:	Cretácico Tamabra(Kta)
Profundidad Media	2200 mBNM
Área:	126.866 Km ²
Espesor Promedio	89.1 m
Porosidad	13 %
Permeabilidad	6.3 mD
Saturación de Agua Inicial(Swi)	18 %
Saturación Res. de Aceite(Sor)	30 %
Presión Inicial:	245 Kg/cm ²
Temperatura del Yacimiento(Ty)	90 °C
Presión de Saturación(Pb)	245 Kg/cm ²
Contacto Agua/Aceite(Pal):	2515 mBNM
Contacto Agua/Aceite(Escolín):	2400 mBNM
Contacto Agua/Aceite(Mec.):	2250 mBNM
Contacto Gas/Aceite:	2030 mBNM
Densidad del Aceite:	32 °API
Viscosidad del Aceite(@ c.s.)	13.1 cp
Viscosidad del Aceite(@ Pb y Ty)	0.89 cp
Factor de Vol. Del aceite Inicial:	1.48 $\frac{m^3}{cy/m^3@cs}$
Factor de Vol. Del Gas Inicial:	0.00426 $\frac{m^3}{cy/m^3@cs}$
Producción Acumulada:	1362. MMBIs(1/ene/00)
Pozos Productores Operando:	205 pozos
Total de Pozos Perforados:	835 pozos
Acumulada Agua Inyectada:	2760 MMBIs
Pozos Inyectores Operando:	24 pozos
Factor de Recuperación Actual	28.2 %
Factor de Recuperación Total	43 %

Con estricto apego a las normas internacionales se certificaron los volúmenes originales y reservas del campo Poza Rica con los siguientes resultados.

Volumen Original:	4804.890 MMBIs
Reserva Original:	2068.53 MMBIs@c.s.
Reserva Total Actual:	714.881 MMBIs (1/ene/99)
Probada(1P):	105.986 MMBIs
Probada+Probable(2P):	350.325 MMBIs
Probada+Probable+Posible(3P):	714.881 MMBIs

Geología Estructural

Geológicamente el campo se ubica en la provincia Tampico-Misantla, en la porción media distal del talud de la plataforma de Tuxpan. Las rocas del yacimiento principal son flujos de escombros y granos de carbonatos de la caliza Tamabra, para la interpretación la formación productora (Kta) se dividió en 5 estratos denominados A, F, BC, D y ab, el primero corresponde al Tamabra Inferior, el segundo al Horizonte "F" dividiendo al yacimiento en dos partes, los últimos 3 al Tamabra superior (Fig. II.2.1).

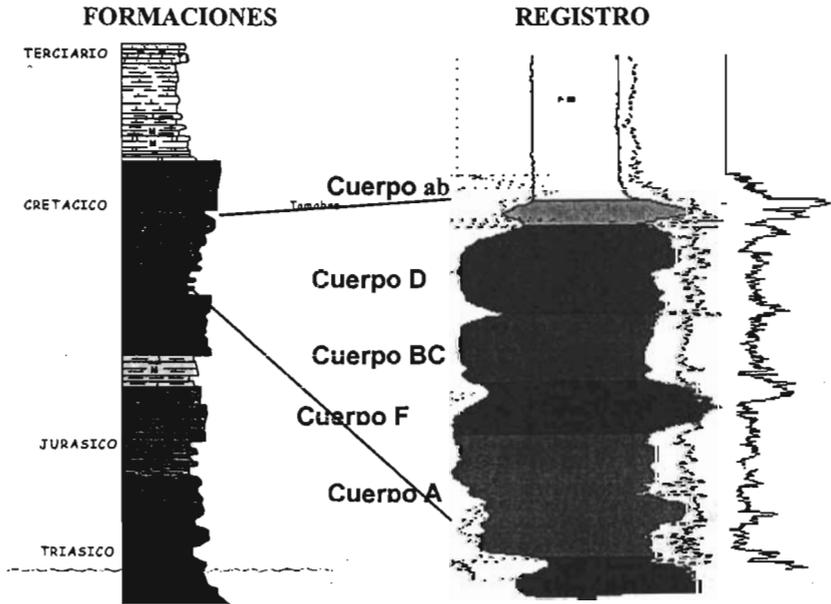


Fig. II.2.1 Columna Geológica y Registro Tipo, Formación Kta.

El comportamiento estructural para el Jurásico en la cuenca, muestra medios "grabens" que forman parte de un sistema de cizalla entre dos fallas maestras regionales. Las estructuras jurásicas son más visibles debido a plegamiento e inversiones, mientras que las estructuras cretácicas son tenues y no siguen un patrón, por su asociación con fenómenos estratigráficos. El terciario se involucra en el estilo estructural del Cretácico a partir de los paquetes del Eoceno superior, su deformación es por compactación.

Utilizando el sistema LandMark se efectuó un estudio sísmico 3D al campo Poza Rica, integrado por 1200 líneas y 600 trazas considerando la mayoría de los pozos productores(Fig. No. II.2.2).

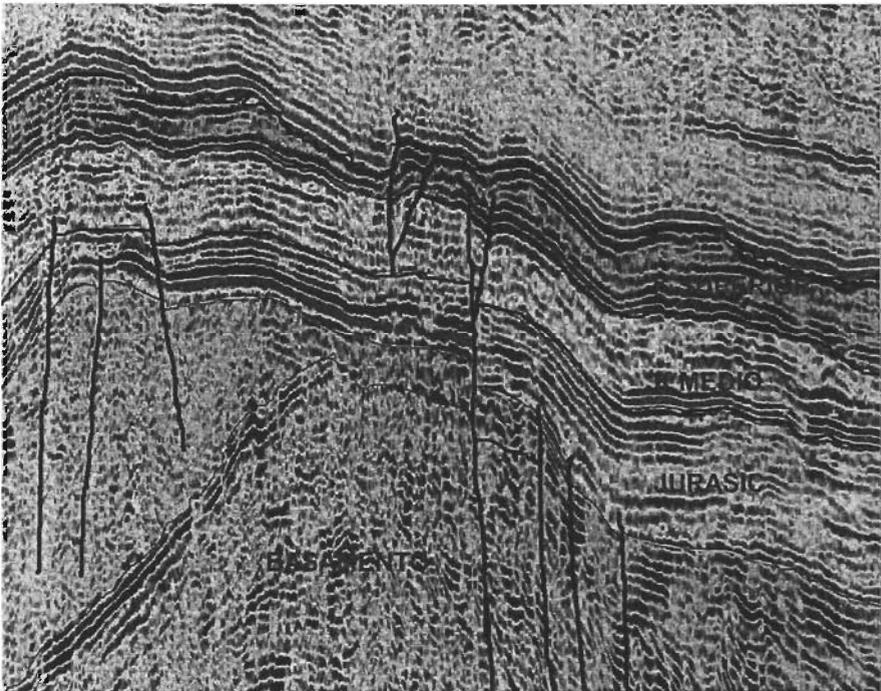


Fig. No. II.2.2 Sección Estructural Sísmica.

El estudio anterior geográficamente está bien orientado, pero el límite sureste no se extendió suficientemente para evaluar la futura extensión del campo.

La primera fase del proyecto integral consiste en incrementar los volúmenes de inyección para incrementar la presión y energizar el yacimiento en el área Mecatepec, a base de convertir 3 pozos a inyectores: Para incrementar la producción, se proponen realizar 6 reparaciones mayores de explotación y 3 perforaciones de desarrollo intermedio que nos permitan además incrementar la reserva por extensión areal y vertical (Fig. No. II.2.3).

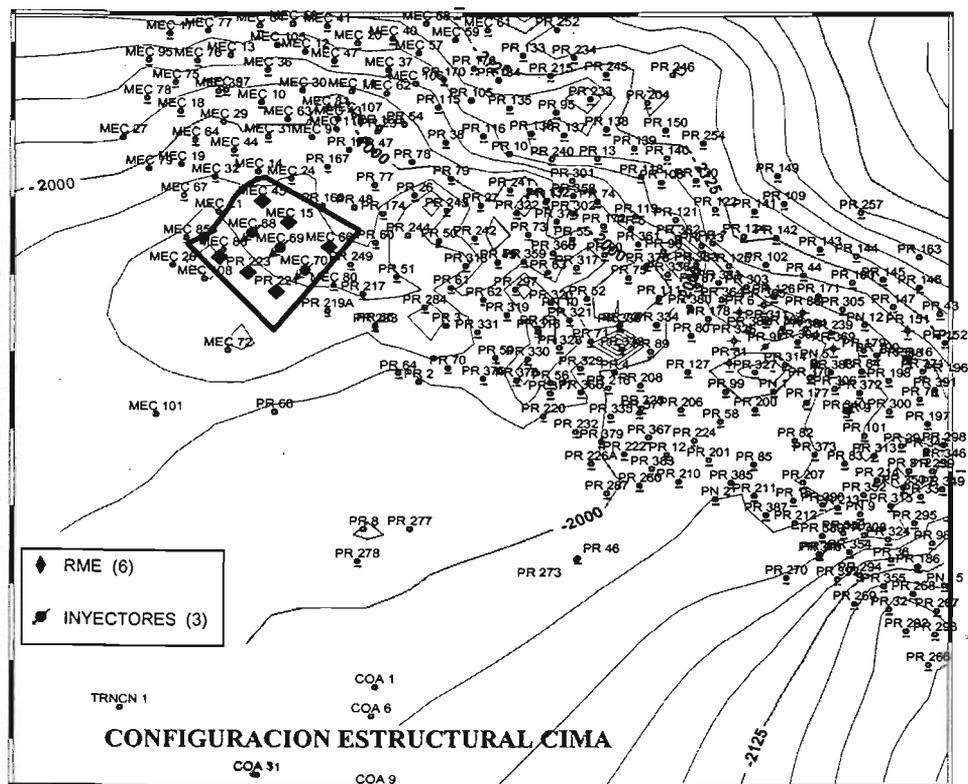


Fig. No. II.2.3 Localización Área Mecatepec, Campo Poza Rica.

Lo anterior servirá también para acelerar la recuperación de hidrocarburos debido a que el campo se encuentra ubicado en la zona urbana y es conveniente aprovechar la vida útil de las tuberías.

Con la finalidad de mejorar la explotación del campo Poza Rica, se propone como prueba piloto en el área Mecatepec, Fig. II.2.4, readecuar el sistema de

inyección a través de convertir 3 pozos a inyectoros y de realizar 6 reparaciones mayores de explotación. Lo anterior se apoyo en los planos estructurales, de isohidrocarburos y radios de drene, elaborados para cada uno de los pozos de los estratos productores, Fig. No II.2.5.

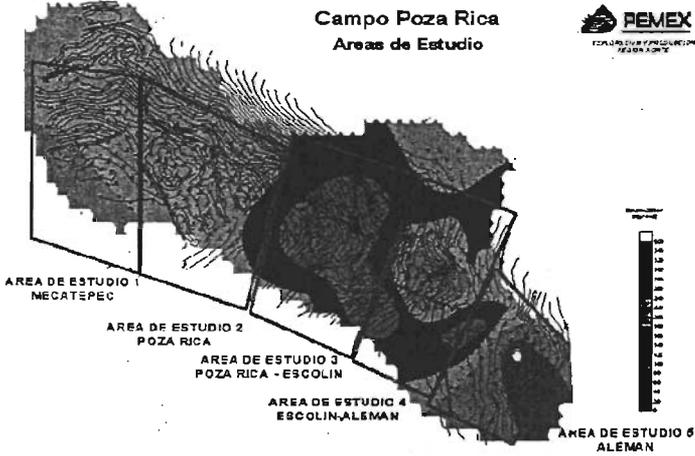


Fig. II.2.4 Localización Área Mecatepec.

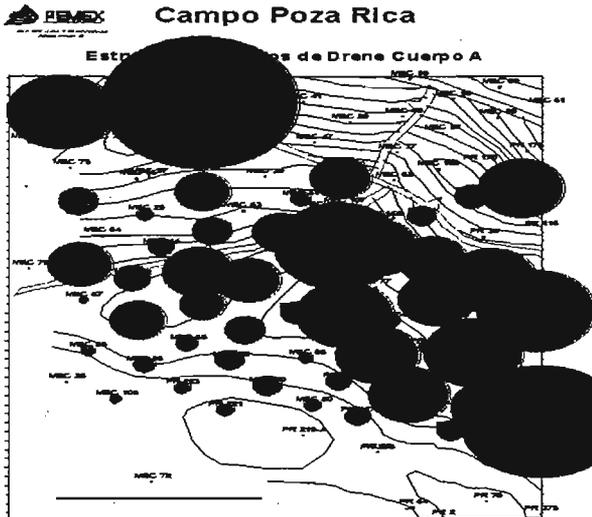


Fig. II.2.5 Radios de drene, Área Mecatepec.

Este estudio se apoyó en mapas de reservas probadas, Fig. II.2.6, e historias de presiones del Área Mecatepec, Fig. II.2.7.

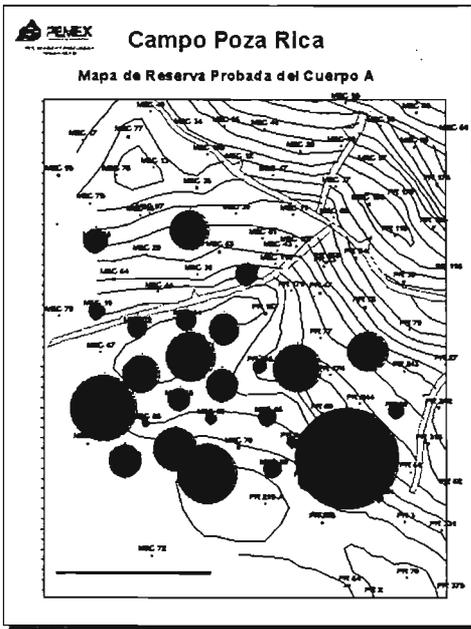


Fig. II.2.6 Mapa de reservas Probadas del cuerpo "A".

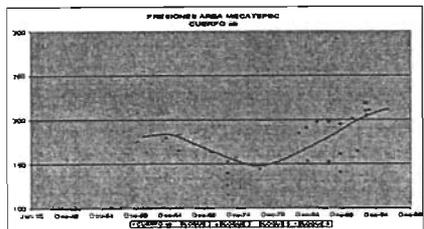
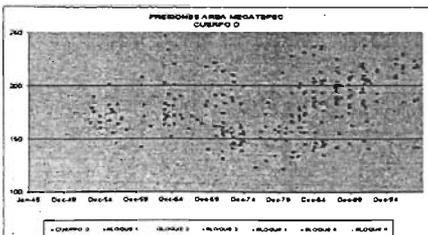
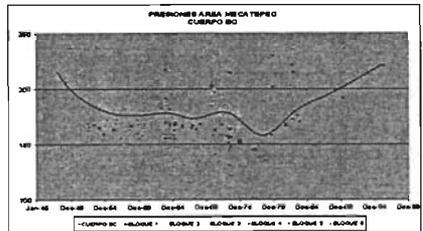
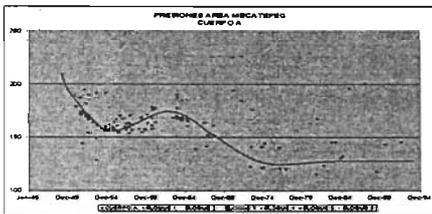


Fig. II.2.7 Historia de presiones del Área Mecatepec.

CAPITULO III: DESARROLLO DEL PROYECTO

En este trabajo se extendió el análisis para el caso de yacimientos inicialmente saturados, los cuales se ubican dentro de la envolvente del diagrama de fases, yacimiento "D" de la Fig. 1.1 hacia la izquierda de la temperatura crítica, pudiendo clasificarse como aceites pesados o ligeros.

Debido a que este método es fundamental en el comportamiento exponencial que adopta todo el mecanismo natural de empuje, las ecuaciones que en este caso intervienen son básicamente las mismas, excepto que ahora inicia con un mecanismo de expansión adicional, que es el del gas libre inicial.

Este hecho complica la determinación del volumen original de hidrocarburos, ya que en este caso, además del aceite original, es necesario evaluar el gas del casquete inicial. La Fig. III.1.1 ilustra el comportamiento semilogarítmico de la presión en función de la producción acumulada de aceite en donde la presión en cualquiera de los mecanismos de empuje ($\beta_0, \beta_1, \beta_2$) está regida por la ecuación general:

$$P_j = P_i \exp\left(\frac{-\Delta NP_i}{\beta_j}\right) \dots \dots \dots (III.1)$$

En la que:

$$\beta_j = \frac{\Delta NP_j}{\ln \frac{P_i}{P_j}} \dots \dots \dots (III.2)$$

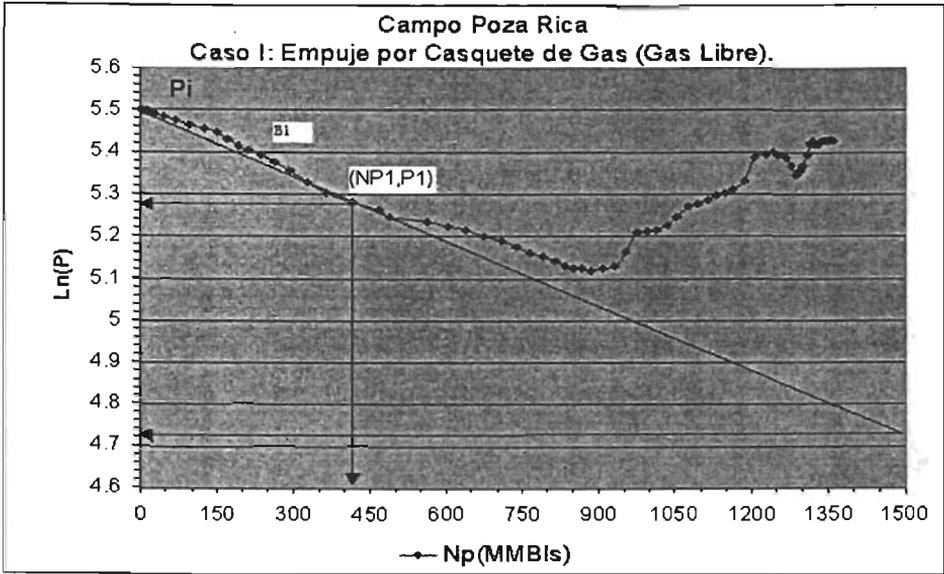


Fig. III.1.1 Pendiente Natural, N_p vs $\ln(P)$.

Después de efectuar múltiples ensayos sobre el manejo de la compresibilidad del gas dentro de la compresibilidad total del sistema, efectiva a la fase aceite, se encontró que la saturación de gas que reproducía las mejores correlaciones dentro de la ecuación III.4 era la saturación de gas crítica, como se confirma mas adelante.

Estos ensayos pudieron realizarse gracias a que se dispuso de un gran número de aplicaciones del método para el caso de yacimientos inicialmente bajo saturados y que actualmente su presión ya se encuentra muy por debajo de su presión de burbuja.

En estos yacimientos se había determinado su volumen original con la ecuación III.3 establecida para yacimientos bajosaturados.

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{\beta_1}{P_1} \right) \dots \dots \dots (III.3)$$

Después de un tiempo de explotación se había acumulado una producción N_p , su pendiente es ahora β_2 y su presión actual P_2 . Considerando, además el aceite remanente en lugar del original al aplicar la ecuación III.4 a la situación actual de estos yacimientos, se obtuvo:

$$N-NP = \frac{1}{C_e} \left(\frac{\beta_2}{P_2} \right) \dots\dots\dots(III.4)$$

Esta ecuación se aproximó más cuando se utilizó la saturación de gas crítica en el cálculo de la compresibilidad efectiva (C_e) por lo que se concluyó que también podría aplicarse al caso de yacimientos inicialmente saturados.

Por otra parte la definición de compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos, que para el caso de yacimientos inicialmente saturados se encontró como más representativa, es aquella que hace intervenir la saturación de gas crítica, como un factor multiplicativo de la compresibilidad del gas, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$C_e = C_o + \frac{C_g(S_{gc}) + C_w(S_w) + C_f}{S_o} \dots\dots\dots(III.5)$$

En donde las compresibilidades del aceite y del gas se obtienen de los análisis PVT correspondientes:

$$C_o = \frac{Ln\left(\frac{B_{oi}}{B_{ol}}\right)}{P_i - P_l} \dots\dots\dots(III.6)$$

$$C_g = \frac{Ln\left(\frac{B_{g1}}{B_{gi}}\right)}{P_i - P_l} \dots\dots\dots(III.7)$$

Las compresibilidades del agua y de la formación, por correlaciones (Hall, Van der Naap, etc.) y las saturaciones de agua y de gas crítica, de pruebas petrofísicas y/o de registros geofísicos, calculándose la saturación de aceite con la siguiente expresión:

$$S_o = 1 - S_w - S_{gc} \dots \dots \dots (III.8)$$

Una vez establecido el cálculo de la compresibilidad efectiva al sistema, en presencia de gas libre, el volumen original vuelve a adoptar la misma forma de la ecuación III.3:

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{\beta_1}{P_1} \right) \dots \dots \dots (III.9)$$

Expresado en millones de barriles de aceite (MMBIs).

Por lo que respecta al volumen de gas del casquete, la diferencia de presión entre la inicial del yacimiento y la mínima requerida para disolver el gas libre permite inferir el volumen de gas libre asociado inicial (G), en función del comportamiento exponencial de la primera pendiente (Fig. III.1.1).

Para entender el algoritmo, imaginemos que a las condiciones iniciales del yacimiento se inyectara aceite de la misma composición al del yacimiento (con su gas disuelto, hasta reducir el casquete gaseoso al tamaño de una burbuja, para lo cual se requeriría incrementar la presión, de la inicial, P_i a un valor $P_i + \Delta P_i$ lo que implicaría inyectar un volumen igual a $\Delta N P_1$ (Fig. III.1.1).

Puesto que la gráfica de la (Fig. III.1.1) exhibe el comportamiento del algoritmo natural de la presión en función de la producción acumulada de aceite a condiciones estándar, el volumen inyectado $\Delta N P_1$, al llevarse a las condiciones del yacimiento, su vaciamiento es igual al volumen del gas del casquete a las condiciones iniciales del yacimiento, lo cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$G_{Bgi} = \Delta NP1 * Boi \dots \dots \dots (III.10)$$

Conservando las unidades en MMBIs.

El valor de $\Delta NP1$ se calcula analíticamente por la expresión:

$$\Delta NP1 = \beta_1 * \ln\left(\frac{Pi + \Delta Pi}{Pi}\right) \dots \dots \dots (III.11)$$

De las ecuaciones III.10 y III.11 se obtiene que el volumen de gas del casquete, expresado a condiciones estándar en MMM PC, es:

$$G = 0.005615 * \beta_1 * \ln\left(\frac{Pi + \Delta Pi}{Pi}\right) \left(\frac{Boi}{Bgi}\right) \dots \dots \dots (III.12)$$

A fin de calcular los índices de empuje debidos al aceite y al gas del casquete, se usó el artificio de considerar una pendiente, β_o , lo cual ocurría arriba de la presión de saturación si el yacimiento se represionara aún más. En tal caso se cumpliría la ecuación III.3, para β_o , p_b y C_e en un sistema bajosaturado:

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{\beta_o}{p_b}\right) \dots \dots \dots (III.13)$$

En donde

$$\beta_o = N * p_b * C_e \dots \dots \dots (III.14)$$

Una vez establecida la expresión III.14, es posible definir todas las ecuaciones que intervienen en el método.

A partir de la Fig. III.2 se ilustran los diferentes mecanismos de empuje que pueden ocurrir en yacimientos inicialmente saturados, los cuales se contemplan en la nueva versión del modelo analítico denominado Meyvo-8.

Desde el inicio de la explotación hasta el momento en que se manifieste el efecto de la entrada de agua natural, la tendencia exponencial (β_1) esta regida por los mecanismos de expansión de la roca y de los fluidos que esta contiene.

A partir de los efectos del empuje hidráulico éste se incorpora a los ya existentes, generando una nueva tendencia exponencial (β_2), la cual termina al inicio de una inyección artificial (β_3).

En cada una de las tres tendencias exponenciales, es necesario evaluar cuatro parámetros básicos, tal coma se describen a continuación:

En una forma generalizada, la pendiente de la exponencial es

$$\beta_j = \frac{\Delta N_{pj}}{\ln\left(\frac{P_i}{P_f}\right)} \dots\dots\dots(III.15)$$

Donde "j" indica el número de tendencia "i" denota el inicio de la tendencia y "f" el final de la misma.

Tanto en la fase de historia como en la predicción, el programa calcula la presión en función de la producción, mediante la expresión:

$$P_j = P_i \text{Exp.}\left(\frac{-\Delta N_{pj}}{\beta_j}\right) \dots\dots\dots(III.16)$$

Teniendo P_j y ΔN_{pj} cualquier valor dentro de la tendencia "j".

Cabe mencionar que dentro de la fase de historia la producción está dada en forma explícita, mientras que durante la predicción esta se calcula en función de los gastos, de acuerdo con el número de pozos y su capacidad de producción esperada.

Los índices de empuje instantáneos, que se manifiestan como una disminución en la declinación de la presión, son evaluados en función de la diferencial de sus pendientes, respecto a la pendiente total.

De una manera general, los índices de empuje instantáneos, en cada tendencia exponencial, " j ", pueden expresarse con la ecuación:

$$IE_j = \frac{\beta_j - \beta_{j-1}}{\beta_j} \dots\dots\dots(III.17)$$

Cabe destacar que en el caso que nos ocupa, la primera pendiente, β_1 . lleva implícitos los mecanismos de empuje del gas del casquete y del sistema roca-fluidos de la zona de aceite.

Para evaluar separadamente tales índices de empuje, es necesario considerar la ecuación III.14 , con la que se calcula la pendiente " β_0 ".

El índice de empuje correspondiente al gas del casquete, durante la primera pendiente, se expresa como:

$$IEG = \frac{\beta_1 - \beta_0}{\beta_1} \dots\dots\dots(III.18)$$

Y para el sistema roca-aceite-agua se tendría:

$$IEO = \frac{\beta_0}{\beta_1} \dots\dots\dots(III.19)$$

Cabe destacar que durante la etapa de cada pendiente la suma de los índices de empuje que actúa debe ser unitaria esta es

$$IEG+IEO = \frac{\beta_1 - \beta_0 + \beta_0}{\beta_1} = \frac{\beta_1}{\beta_1} = 1 \dots\dots\dots(III.20)$$

En las etapas subsecuentes el número de índices de empuje se incrementa en la medida en que ocurre uno de nuevo , cumpliéndose la ecuación 3.17 en cada uno de ellos.

Los volúmenes a condiciones de yacimiento que en cada etapa se generan para cada uno de los mecanismos de empuje que van ocurriendo se calculan con la expresión general:

$$\Delta V_j = \Delta NP * B_o * IE_j \dots\dots\dots(III.21)$$

en donde el índice "j" denota la tendencia exponencial en la cual se encuentre.

En el caso de que halla inyección β_3 el índice de empuje se obtiene a partir del concepto de la ecuación III.21 expresando los incrementos ΔV_j y ΔNP en términos de gastos esto es:

$$IE_{in} = \frac{\Delta v_j}{\Delta N_p * B_o} = \frac{\Delta v_j / \Delta t}{\Delta N_p / \Delta t * B_o} = \frac{q_{in} * B_{in}}{q_o * B_o} \dots\dots\dots(III.22)$$

Al combinar la ecuación III.17 con la III.22 se determina la expresión de la pendiente artificial β_{in} como :

$$\beta_{in} = \frac{\beta_{in-1}}{1 - IE_{in}} \dots\dots\dots(III.23)$$

donde β_{in} es la pendiente ocasionada por la inyección y β_{in-1} es la pendiente que le antecede.

Para llevar a cabo su explotación se plantearon cuatro opciones consistentes en hacer variar el proceso de explotación: agotamiento natural, inyección de agua, inyección de gas y simultáneamente inyectando agua-gas.

III.1.- EVALUACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE DEL CAMPO POZA RICA MEDIANTE BALANCE DE MATERIA.

Del análisis realizado al campo Poza Rica, se determinaron tres pendientes las cuales se evaluaron individualmente. Es importante mencionar que el yacimiento presentó condiciones iniciales de saturación. A continuación se describe el análisis de cada una de las pendientes identificadas sobre la historia de presión. Para la determinación del volumen original e índices de empuje se utilizó el simulador analítico Meyvo8.

Caso uno (primer pendiente)

Al graficar el comportamiento histórico del logaritmo de la presión vs producción acumulada de aceite del campo Poza Rica para la formación Tamabra, que en el período comprendido de 1930-1950 se definió la primer tendencia del campo, reflejando principalmente el empuje natural del casquete de gas y posteriormente los empujes por expansión del sistema roca-fluidos, en conjunto ambos integraban un índice de empuje unitario. (Fig. III.1.1).

Tabla III.1.1 Información requerida por Meyvo8.

PROGRAMA "MEZA"

(EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS INICIALMENTE BAJOSATURADOS)

GUÍA PARA INTEGRAR EL ARCHIVO DE DATOS

GRUPO DE VARIABNLES	FORMATO	VARIABLES	DESCRIPCIÓN
(I) TÍTULO DEL ESTUDIO	(ALFANUMÉRICO)	TÍTULO DEL PROYECTO	ESCRITO EN CUATRO RENGLONES
(II) INFORMACIÓN CLAVE PARA EL DISEÑO DEL ARCHIVO DE DATOS	(LIBRE)	NMP MI..... IA NPH..... NIT..... NEC..... NPACT NPA	Magnitud de los periodos(en meses) Mes anterior al primer periodo Año correspondiente al (MI) Número de periodos de la historia Número de periodos deseados a imprimir Período de referencia para la Ev. Eco. Número de pozos actuales Número de pozos adicionales
(III) HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES	(LIBRE)	NP(1)..... NP(2)..... NP(3)..... . . NP(NPH)..... WP.....	Prod. acum. del primer periodo(MMB) Prod. acum. del segundo periodo "....." Prod. acum. del tercer periodo "....." Prod. acum. del último periodo "....." Wp (último per. de la historia) "....."
(IV) DATOS DEL AJUSTE DE LA HISTORIA (Gráfica semilog)	(LIBRE)	PI..... PW NPW..... PG NPG..... PF NPF.....	Presión inicial del yac. (Kg/cm ²) Presión al inic.de la entr de agua(") Np correspondiente a PW (MM B) Presión al inic. de la liberac.del gas Np correspondiente a PG. (Kg/cm ²) Presión final(extrap c/ últ tend. Exp("). Np correspondiente a la PF(MM B)

Tabla III.1.1 Información (Continuación).

(V) VOLÚMENES DE ROCA CONTRA PROFUNDIDAD	(LIBRE)	NPVR.....	Número de puntos de la curva: Vol. roca Vs Profun (Vr VsProf)
		XVR(1),YH(1)	Primer par ordenado (*)
		XVR(2),YH(2)	Segundo par ordenado (*)
		XVR(3),YH(3)	Tercer par ordenado (*)
		XVR(NPC2),YH(NPC2)	Último par ordenado (*)
(VI) DATOS ESTRUCTURALES Y VOLÚMENES DE ROCA INVADIDOS (contactos actuales)	(LIBRE)	CIMA.....	Cima más alta del yacimiento(mbnm)
		BASE	Base del yacimiento(o C-O/W) (*)
		PRY	Plano de referencia del yacimiento(m)
		VRT.....	Volumen de roca total (MM m ³)
		VRWI	Vol. de roca inv. por el agua(MM m ³)
		VRGI.....	Vol. de roca invad. por el gas (*)
		OW1	Np correspondiente a VRIW (MM B)
		OG1.....	Np correspondiente a VRIG (MM B)
(VII) INFORMACIÓN P.V.T.	(LIBRE)	BOI	Factor de volumen del aceite a Pi (v/v)
		BO1.....	Factor de volumen del aceite a P1(v/v)
		BOB	Factor de volumen del aceite a PB (*)
		BG	Factor de volumen del gas a Py (v/v)
		RSI.....	Relación gas disuelto-aceite (m ³ /m ³)
		ROY	Densidad del aceite a C.Y. (gr/cm ³)
		PB	Presión de burbuja (Kg/cm ²)
		Vo.....	Viscosidad del aceite (cp)
		Vw	Viscosidad del agua (cp)
(VIII) INFORMACIÓN PETROFÍSICA (propiedades volumétricas)	(LIBRE)	POR.....	Porosidad promedio (fracción)
		SW	Saturación de agua promedio (frac.)
		SOR.....	Saturación de aceite residual (frac.)
		CW	Compresibilidad del agua (cm ² /Kg)
		CF.....	Compresibilidad de la roca(")
INFORMACIÓN PETROFÍSICA (permeabilidades relativas)	(LIBRE)	SW1.....	Sw del punto inic.de la cur. Kro Vs Sw
		RK1	Kro/Krw del punto inic.de la curva
		SW2.....	Sw del punto final.de la cur. Kro Vs Sw
		RK2	Kro/Krw del punto final.de la curva

Tabla III.1.1 Información (Continuación).

CURVAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	ICAP.....	Activación curva adic. de cap. de prod. (a) Si sólo una curva: ICAP=0 (b) Si hay 2 curvas.: ICAP=Per. de inicio
SI ICAP=0	(LIBRE) NPC1.....	Número de puntos de la curva de prod.
(curva 1)	XP(1),YQO(1)	Primer par ordenado(pres, gasto)cur. 1
	XP(2),YQO(2)	Segundo par ordenado(pres, gasto) ""
	XP(3),YQO(3)	Tercer par ordenado(pres, gasto) ""

	XP(NPC1),YQO(NPC1)	Último par ordenado(pres, gasto) ""
SI ICAP > 0		
(curva 2)	(LIBRE) XP2(1),YQO2(1)	Primer par ordenado(pres,gasto)cur. 2
	XP2(2),YQO2(2)	Segundo par ordenado(pres, gasto) ""
	XP2(3),YQO2(3)	Tercer par ordenado(pres, gasto) ""

	XP2(NCP1),YQO2(NPC1)	Último par ordenado(pres, gasto) ""
(X)		
OPCIONES DE INYECCIÓN DE FLUIDOS	(LIBRE) IIW.....	Índice para la opc de iny. Agua(1 ó 0)
	IW.....	Gasto de iny de agua inicial (MBPD)
	IIG.....	Índice para la opc de iny. Gas (1 ó 0)
	IG.....	Gasto de iny. de gas inicial(MMPCD)
(XI)		
RESTRICIONES DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN	(LIBRE) PL.....	Presión límite(o de abandono) (Kg/cm2)
	QL	Gasto límite (económico) MBD
	QO1.....	Plataforma de producción (") (o producción máxima)
(XII)		
NOMBRE DEL POZO E	(A10) POZO(1),CID:S(1),BADIS(1)	Nombre del poz-1.Int.Prod.(cima,base)
	POZO(2),CID:S(2),BADIS(2)	Nombre del poz-2.Int.Prod.(cima,base)
	POZO(3),CID:S(3),BADIS(3)	Nombre del poz-3.Int.Prod.(cima,base)
INTERVALO PRODUCTOR DE LOS POZOS ACTIVOS	(2F10.0) POZO(n),CIDIS(NPH),BADIS(.)	Nombre del poz-n.Int.Prod.(cima,base)

Tabla III.1.1 Información (Continuación).

(XIII)			
NÚMERO DE POZOS ACTIVOS EN CADA PERÍODO DE LA HISTORIA	(LIBRE)	NPACTG(1)	Número de poz activ de la hist(per.1)
		NPACTG(2).....	Número de poz activ de la hist(per.2)
		NPACTG(3)	Número de poz activ de la hist(per.3)
		.	.
		NPACTG(NP:H).....	Número de poz activ de la hist(per n)
(XIV)			
PROGRAMA DE ENTRADA DE POZOS NUEVOS	(LIBRE)	NPERP	Número de periodos.(c/perfor. futura)
		NPSP(1),NPCP(1)	Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)1
		NPSP(2),NPCP(2).....	Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)2
		NPSP(3),NPCP(3)	Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)3
		.	.
	NPSP(NPERP),NPCP(NPERP)	Núm de pozos (plat. viejas, plat. nvas)n	
(XV)			
INFORMACIÓN ECONÓMICA PARA EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN (Opcional)	(LIBRE)	NPLA.....	Número de plataformas c/ perforación
		COPLA	Costo de una plataforma (MM\$USD)
		COST.....	Costo de perforación por pozo (MM\$USD)
		PREC.....	Precio del aceite (\$ USD)
		.	.

Tabla III.1.2 Datos del campo Poza Rica requeridos por el simulador Meyvo8.

PREDICCIÓN DE SU COMPORTAMIENTO***POZOS ACT.: 172, ADIC.: 0,

PWH=20 KG/CM2), C/BM(0.0 MMFCD), IW= 00 MBPD,IG=00.

MMPCD,QMAX:199 MBPD

PR2 (para yacimientos inicialmente saturados).

12 12 1929 70 172 0 100 100 33 150 150

245. 196.0 415.0 245. 0.0 250.0 1500.

989.0 6786. 50.0 90.0 0.06 16.0 2030. 146.0

1.48 1.41 .0062 .0044 150.0 1.32 199. 120.0 0.0

0.003 .0170 .195 1.000 5.000 14.0 28.0 47.0 69.0 96.0 124.0

Tabla III.1.2 (Continuación).

149.	172.	192.	213.	236.	262.	294.	328.	364.	415.	466.	489.	561.						
603.	639.	674.	709.	740.	766.	791.	814.	834.	851.	868.	886.							
907.	931.	954.	975.	994.	1014.	1034.	1054.	1074.	1094.									
1112.	1129.	1146.	1164.	1184.	1206.	1227.	1244.	1256.	1268.									
1279.	1288.	1295.	1302.	1309.	1316.	1321.	1327.	1333.	1338.									
1344.	1351.	1357.	1362.															
8	8																	
150.	0.05	154.	0.10	182.	0.2	210.	.6	224.	1.0	233.	1.5							
243.	2.5	250.	3.5															
100.	0.35	170.	0.90	201.	1.1	225.	1.80	228.2	2.0	234.5	2.7							
237.	3.2	239.	3.7															
0.001	2000.	4200.	2100.	8300.	2200.	10600.	2250.	11800.	2300.									
15000.	2350.	19100.	2400.	22000.0	2450.													
2000.	2450.	22000.0	13300.0	14500.0	1300.	1300.	0.130	0.31	0.30									
0.18	245.0	0.70	0.01925	0.89	0.50	0.0												
1	0	0.	0.	18.0														
00	00	10	10	20	10	10	20	10	20	10	10	10						
1	1	2	3	6	12	14	17	18	24	31	33	32	34	36	47	59	63	67
102	130	162	195	234	270	308	339	376	409	433	289	281	246					
187	209	212	264	322	362	380	359	386	328	354	314	385	354					
376	348	342	324	353	340	327	314	284	291	273	245	236	245					
229	208	229	235	231	236	261	247	172										
1950.	1960.	PR25																
2440.	2450.	PR30																
2300.	2320.	PR35																
2250.	2260.	PR42																

Empuje del casquete de gas.

Cuando el yacimiento inicialmente es saturado, contiene una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido. El casquete de gas se expande

tan rápido como se extraiga el aceite del yacimiento. La expansión del casquete de gas se encuentra limitada por la presión de operación, el yacimiento, y por la producción de gas después de su confiscación en los pozos productores. Sin embargo los yacimientos con grandes casquetes, generalmente no son considerados como buenos candidatos para el desplazamiento con agua. La presión en estos yacimientos puede ser mantenida mediante la inyección de gas en el casquete. Los yacimientos con casquete de gas que tienen un acuífero en la parte inferior, pueden tener un programa combinado de inyección de agua y gas.

Mediante la aplicación de balance de materia (Meyvo8) en este campo, se obtuvo un volumen original de aceite de 5264 MMBIs y un volumen original de gas de 162.955 MMMPCS, el factor de intercalaciones densas (FID) para el campo en estudio es de 30 %.

Se presenta el comportamiento de la producción, presión y flujo fraccional para diferentes escenarios Fig. III.1.2 – 4, respectivamente.

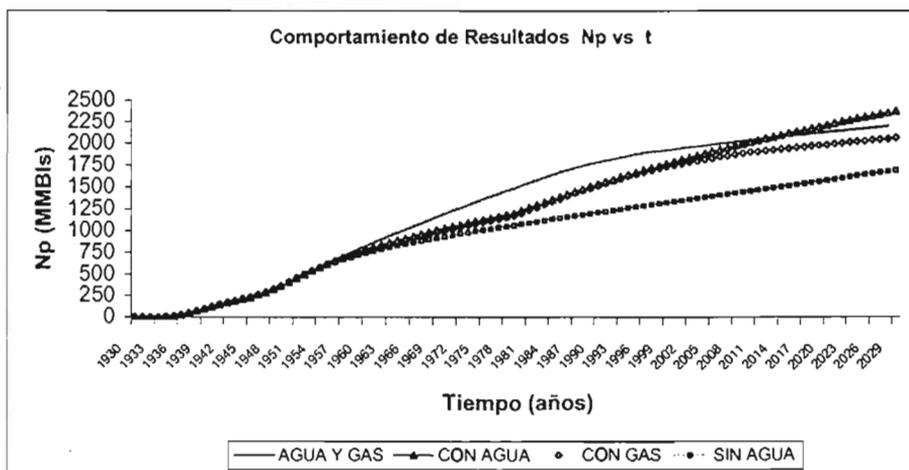


Fig. III.1.2 Predicciones para diferentes opciones de explotación.

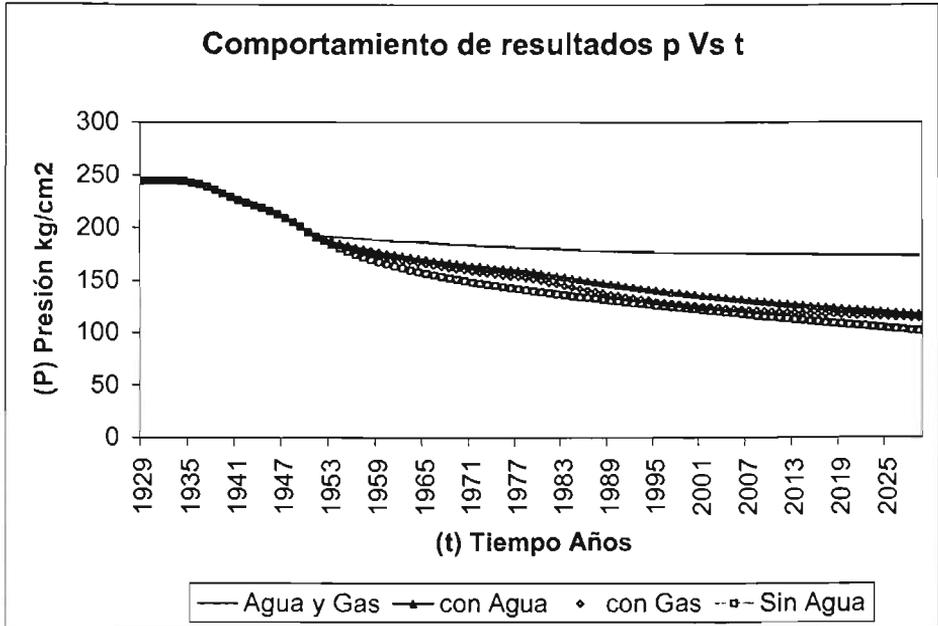


Fig. III.1.3 Comportamiento de la presión para diferentes opciones de explotación.

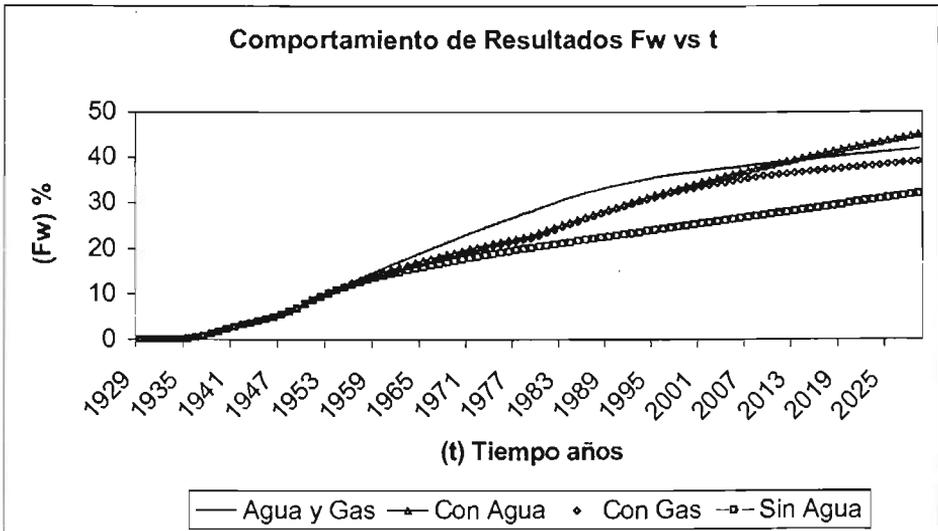


Fig. III.1.4 Comportamiento del flujo fraccional para diferentes escenarios de explotación.

Caso dos (2da Pendiente)

En la siguiente gráfica de N_p vs $\ln P$ se agrega el período comprendido de 1951-1962, mostrando la segunda pendiente la cual representa la inyección de agua en su etapa inicial (Prueba Piloto de inyección con 28 pozos inyectoras en arreglos no uniformes), aquí queda enmascarados el posible efecto de un empuje hidráulico, participando además los mecanismos de empuje por el efecto de la inyección de agua y la expansión del sistema roca-fluidos. (Fig. III.1.5).

Se presenta el comportamiento de la producción acumulada y presión para diferentes escenarios Fig. III.1.6 – 8, respectivamente.

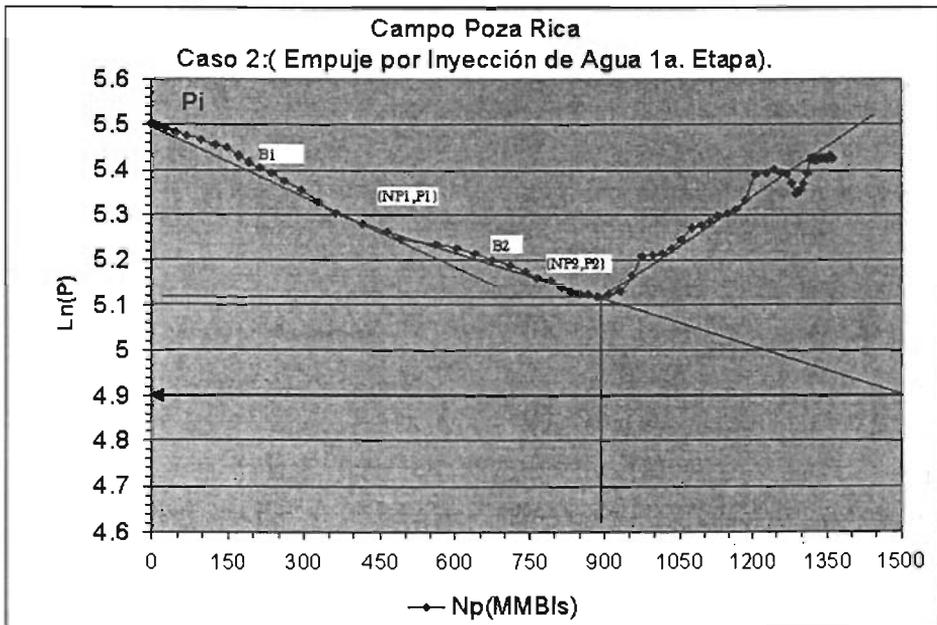


Fig. III.1.5 Empuje por inyección de agua 1ª Etapa.

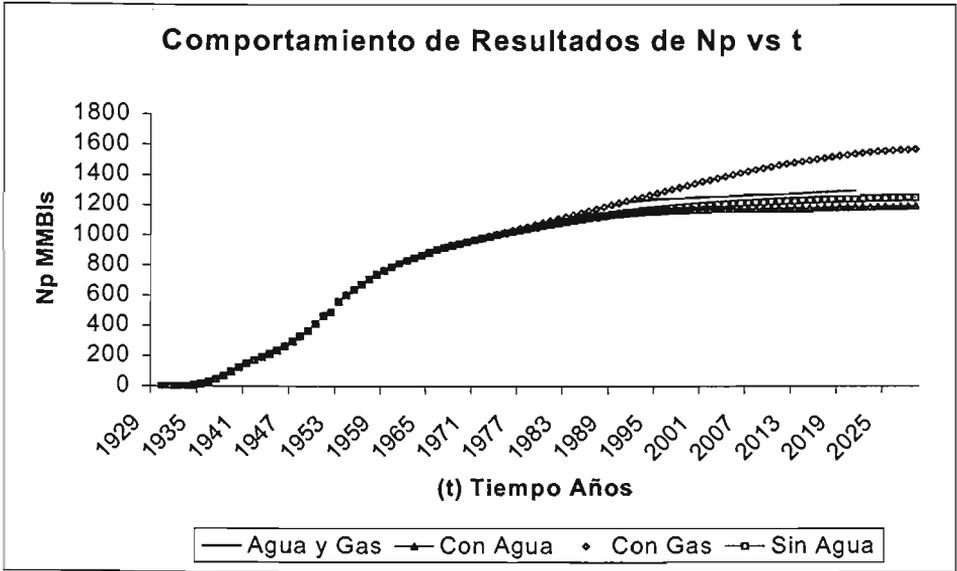


Fig. III.1.6 Análisis de Np vs t para diferentes escenarios.

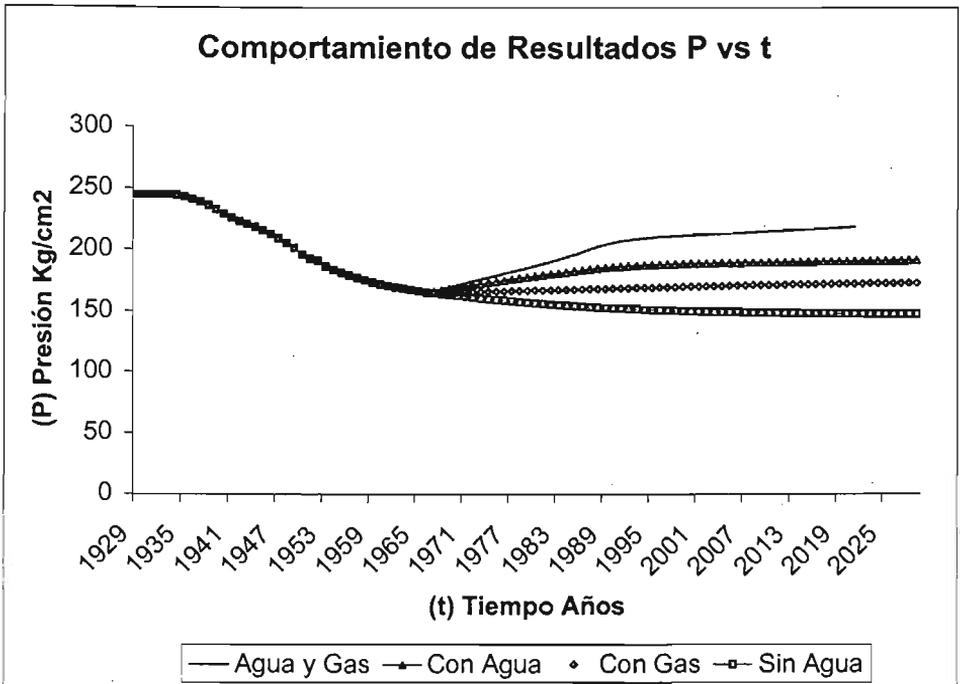


Fig. III.1.7 Análisis de P vs t para diferentes escenarios.

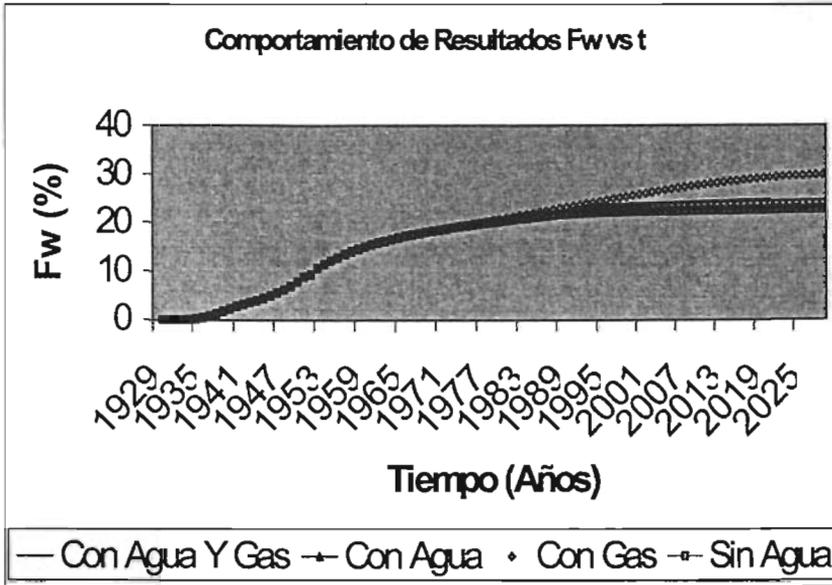


Fig. III.1.8 Análisis de Fw vs t para diferentes escenarios.

Caso tres (3er Pendiente)

En el caso de la tercer pendiente se agrega el período comprendido de 1962-1999, donde se observa una pendiente negativa indicando un efecto agresivo debido principalmente al sistema integral de inyección vigente, cabe mencionar que el sistema actual de inyección es de arreglos no uniformes, aquí podemos observar que el principal mecanismo de expansión es debido al efecto de la inyección de agua y en menor porcentaje se debe al empuje por expansión del sistema roca fluidos. Es importante mencionar que de la información obtenida de aforos actualmente la salinidad promedio para los pozos productores cercanos a los pozos inyectores es de 10 000 PPM.

De acuerdo a la revisión realizada al campo Poza Rica por los profesores Mungan y Schechter recomendaron que antes de implantar algún método de recuperación mejorada diferente a la inyección de agua es preferible optimizar la globalización de este sistema de inyección en áreas no drenadas.

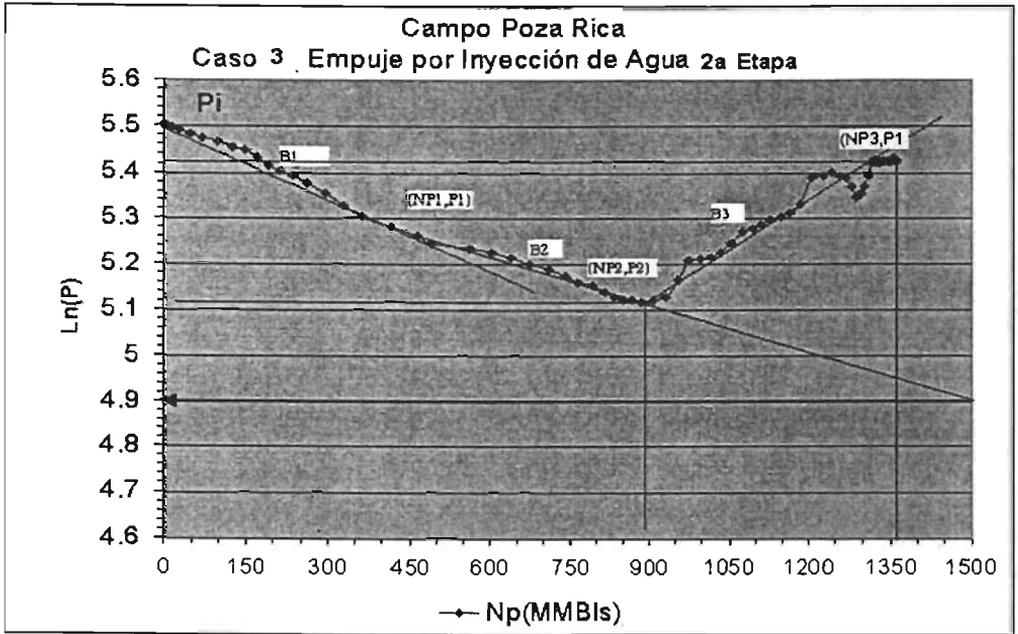


Fig. III.1.9 Empuje por Inyección de Agua 2ª etapa, campo Poza Rica.

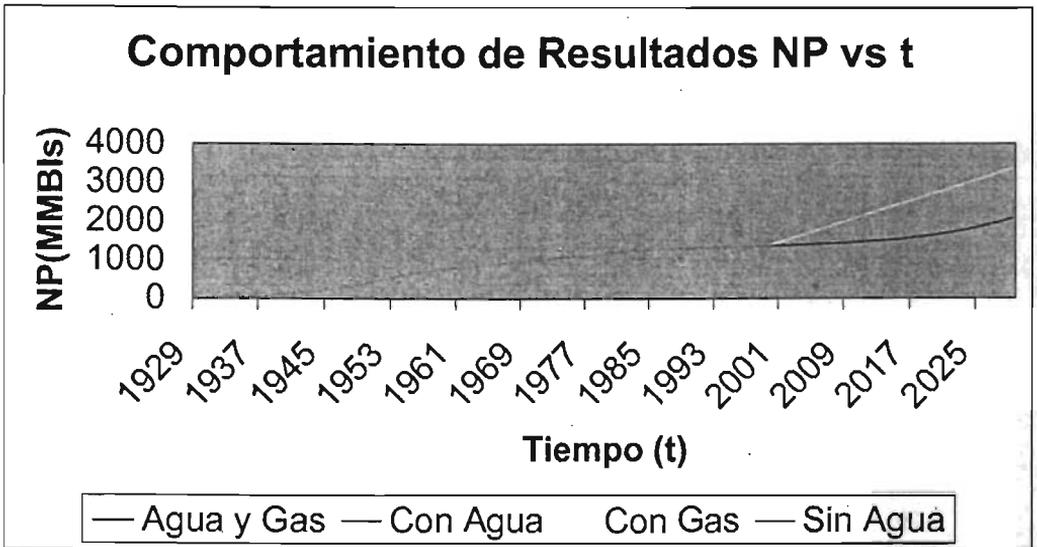


Fig. III.1.10 Análisis de N_p vs t para diferentes escenarios.

III.2 Construcción de Simulación Numérica de Yacimientos al Área Mecatepec.

El modelo de simulación numérica FrontSim, que aquí se presenta se basa en los trabajos de Higgins y Leighton, Buckley y Leverett, puede considerarse como la transición entre los modelos matemáticos altamente idealizados y simplificados , de uso extensivo en el pasado y los modelos matemáticos sofisticados cuyo uso práctico actualmente es posible visualizarlo en dos fases y en tres dimensiones con la aplicación numérica de yacimientos. La aplicación de FrontSim se puede realizar en computadoras personales ó en estaciones de trabajo. Aquí se presenta un arreglo no uniforme de nueve pozos del área Mecatepec, proponiendo convertir tres pozos a inyectores: Mec – 68, 69 y 70, y continuar su explotación a través de los pozos Mec – 15, 45, 66, 86, PR – 221 y 223. El análisis se realizó para dos escenarios, el primero por agotamiento natural y el segundo por inyección de agua a través de los pozos antes mencionados.

Del uso de FrontSim se obtiene el comportamiento de cada pozo, tanto productor como inyector, el ajuste histórico y prediciendo el comportamiento de un arreglo de pozos, además permite conocer y controlar los frentes de inyección con precisión del pozo inyector al pozo productor.

Es muy importante señalar que el desarrollo de este trabajo se efectuó con base en un buen detalle de la información real, lo cual nos conducirá a efectuar evaluaciones con un buen grado de confiabilidad y por lo tanto nos permitirá fundamentar adecuadamente las decisiones sobre la explotación de los yacimientos.

III.2.1. Definición del Modelo Geológico.

Geológicamente , el campo Poza Rica se ubica en la provincia Tampico – Misantla, en la porción media distal del talud de la plataforma de Tuxpan, las rocas del yacimiento principal son flujos de escombros y granos de carbonatos de la

caliza Tamabra, provenientes de la denudación del borde occidental de la plataforma carbonatada de tuxpan, para su interpretación la formación productora (Kta) se dividió en 5 estratos denominados A, F, BC, D y ab, el primero corresponde al Tamabra Inferior , el segundo al horizonte "F" dividiendo al yacimiento en dos partes, los últimos tres al Tamabra Superior (Fig. II.2.1).

Para generar la malla de simulación se usaron los datos reales de porosidad, permeabilidad en las tres direcciones X, Y y Z, relación de espesores brutos con espesores netos(NTG), cima de la capa superior (cuerpo ab) y espesores para todos los cuerpos productores. En este caso se generó una malla de 34x30x5 (Fig. III.2.1.1) disponiendo de información real para cada celda en particular. El bloque seleccionado en el área Mecatepec del campo Poza Rica es un área homogénea donde no se presentan fallas estructurales.

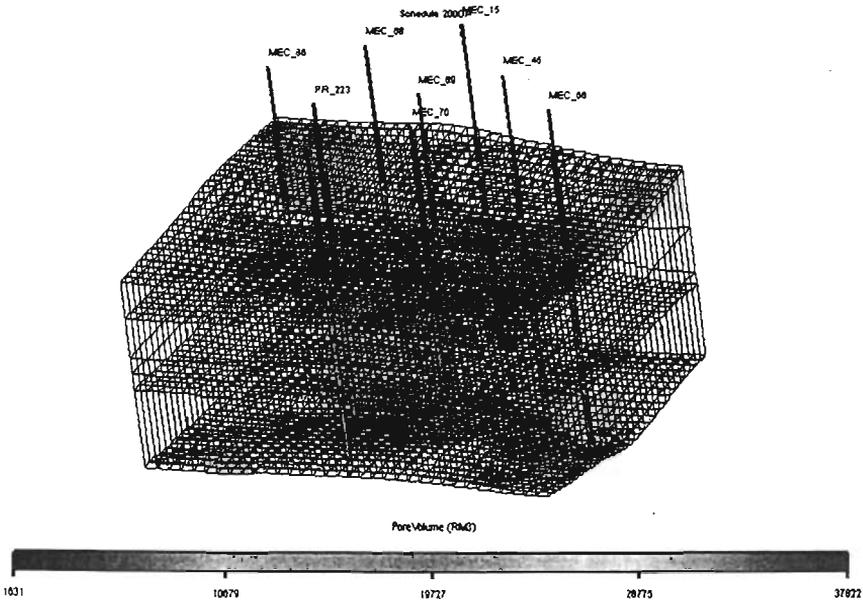


Fig. III.2.1.1 Vista tridimensional del modelo de simulación, Area Mecatepec.

III.2.2. Definición del modelo de simulación

FrontSim : Modelo de línea de corriente (streamline).

El software FrontSim es parte del Staff de Eclipse, el conjunto de datos es generado usando palabras claves propias del programa y a partir de la Versión 2000a, el formato es similar a las palabras claves del programa Eclipse de la compañía Schlumberger. Un yacimiento localizado en la bahía de Prudhoe en Alaska, es un caso específico de aplicación de simulación de línea de corriente , en este estudio se aplicarán los conceptos de la referencia citada al área en estudio. Debido al tamaño y complejidad de la inyección madura de agua en el campo Poza Rica, se propone utilizar el software de simulación FrontSim lo que significaría grandes ventajas en velocidad comparado con métodos convencionales de diferencias finitas porque los pasos de tiempo requeridos son mínimos. Sin embargo la habilidad real de FrontSim es la precisión con la que predice los frentes de inyección. Por lo anterior se propone cuantificar el movimiento actual de los fluidos, y con precisión definir el comportamiento futuro del área en estudio, para esto FrontSim requiere utilizar en conjunto con otras técnicas tradicionales de ingeniería de yacimientos. De otra forma la evaluación obtenida para el Area en Estudio servirá para hacerla extensiva a todo el campo Poza Rica.

III.2.3. Construcción de la malla de Simulación.

Se presenta en este trabajo un procedimiento para predecir el comportamiento con ó sin estratificación, sometidos a inyección de agua por medio de arreglos de pozos dispersos. La base del modelo FrontSim es un modelo propuesto por Higgins y Leighton, Buckley y Leverett, que al aplicarse no se hace ninguna suposición exigiendo un máximo de información real, requiriendo también el empleo de un modelo potenciométrico con líneas de corriente. La finalidad del modelo potenciométrico es la obtención de las curvas equipotenciales y las líneas de flujo correspondientes al arreglo de pozos inyectoros y productores, que operen

en el área de estudio, tomando en cuenta los gastos reales de inyección y la producción que manejen en dichos pozos

Las líneas de flujo proporcionadas por el modelo potenciométrico definen los canales de flujo a través de los cuales se efectúa el desplazamiento del aceite hacia el pozo productor y también predicen con precisión el frente del avance del agua del pozo inyector al pozo productor.

Los canales de flujo resultantes entre cada pozo inyector y pozo productor se zonifican verticalmente por medio de sus parámetros petrofísicos, estableciéndose estratos diferenciados. Si la formación es suficientemente homogénea el problema se puede simplificar hasta considerar solo una capa, pero en este caso en particular se consideraron para su estudio dos regiones, la región uno comprende los cuerpos superiores BC, D y ab, y la región dos comprende los cuerpos inferiores A y F.

Cada canal se divide en pequeños elementos de formación, denominados celdas, de tal manera que todas ellas sea de igual volumen, esto utilizando la metodología de puntos de esquina Fig. III.2.3.1. Esta división permite considerar que el desplazamiento sea del tipo lineal a los que se aplican las ecuaciones de Buckley y Leverett, durante la fase inicial y de transición de los fluidos.

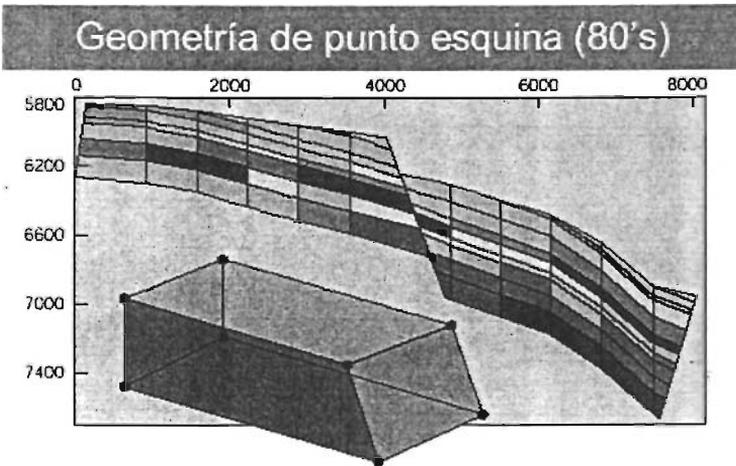


Fig. III 2.3.1 Representación gráfica de Simulación de Puntos de Esquina.

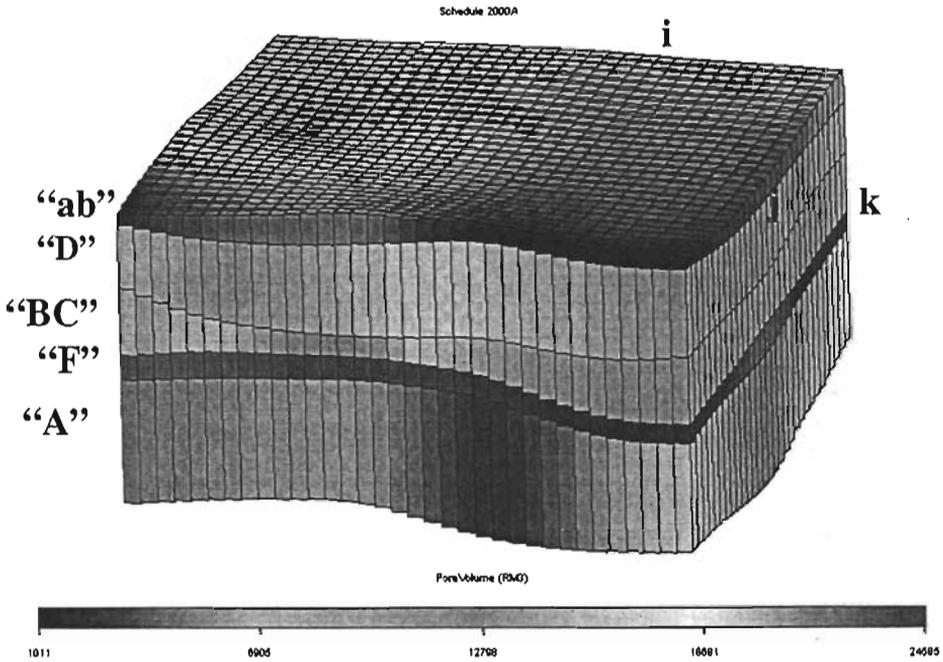


Fig. III.2.3.2 Malla de simulación, Vista tridimensional, Área Mecatepec.

Como se mencionó anteriormente se generó una malla de simulación de 34x30x5, considerando la información real que describen las características de los fluidos y del yacimiento en cada uno de los cuerpos productores, así como datos relativos a cada uno de los eventos sucedidos en el pozo Fig. III.2.3.2.

III.2.4. Propiedades Petrofísicas y PVT.

Propiedades Petrofísicas:

La información aquí utilizada se tomó del análisis petrofísico realizado al pozo MEC – 80, obteniéndose curvas de permeabilidades relativas promedio para las regiones uno (cuerpo BC, D y ab), y dos (cuerpos A y F), como se observa en la Fig. III.2.4.1,

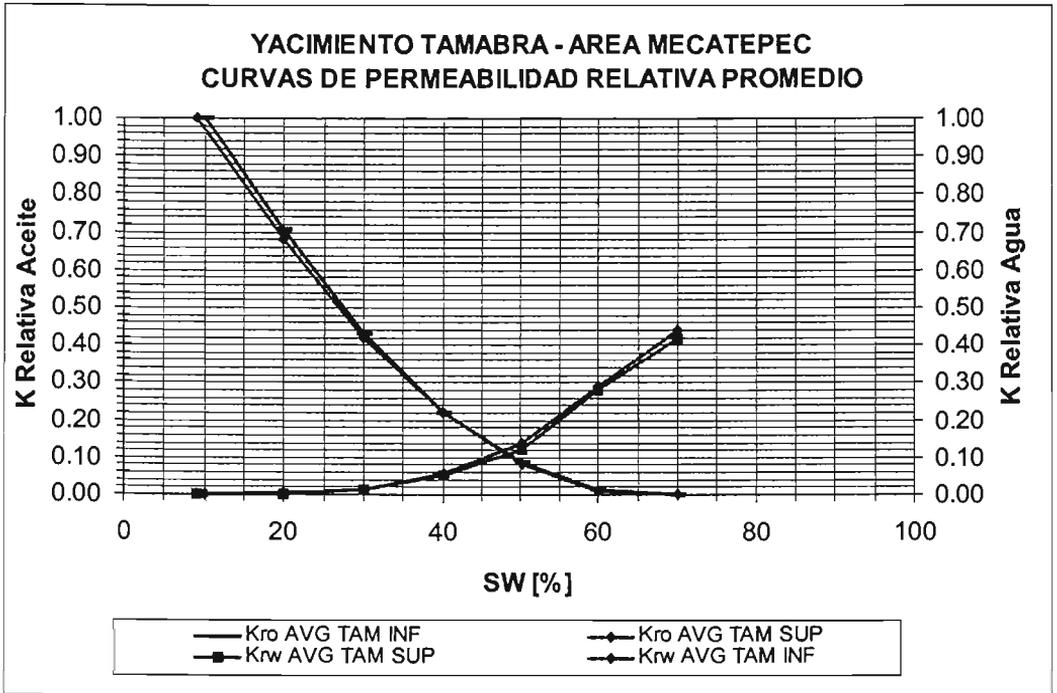


Fig. III.2.4.1 Permeabilidades Relativas Promedio, Área Mecatepec.

Es importante mencionar que todas las propiedades petrofísicas utilizadas en el proyecto son datos reales, aclarando que el pozo MEC – 80 es un pozo muy cercano al área en estudio.

Los datos de entrada en el simulador FrontSim, se cargaron en la sección SCAL (Special Core Analysis of Laboratory) la cual está compuesta por SWFN SOF2, la parte de SWFN contiene los datos referentes al agua como la saturación de agua (Sw), permeabilidad relativa al agua (Krw) y presión capilar (Pc), y la parte de

SOF2 contiene los datos relativos al aceite como saturación de aceite (S_o) y permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) como se muestra en la Fig. III.2.4.2.

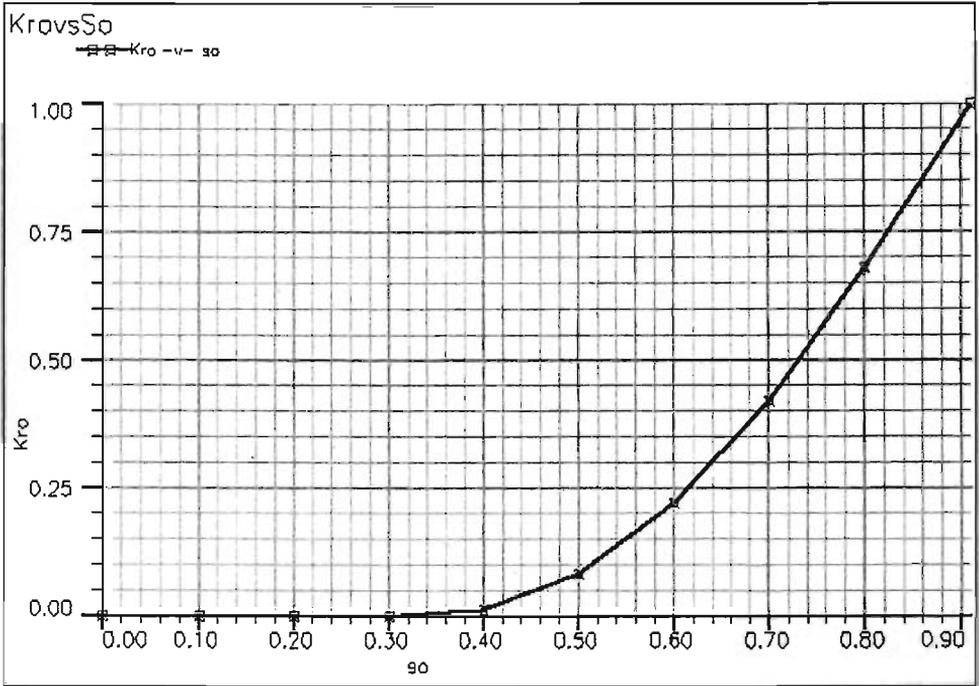


Fig. III.2.4.2 Curva de Permeabilidad Relativa al Aceite contra la Saturación de Aceite.

Propiedades de los fluidos (PVT).

La información de los fluidos fue cargada en FrontSim en la sección PVT la que a su vez está dividida en PVTW, DENSITY, PVDO, ROCK, RCONSTT, la parte PVTW la constituyen la presión de referencia (Pref), compresibilidad del agua (C_w), viscosidad del agua (V_w) y Factor de volumen del agua (F_w), la sección DENSITY está integrada por la densidad del aceite, agua y gas, la sección PVDO contiene la presión y viscosidad del aceite, la sección ROCK está integrada por la presión de referencia (Pref) y compresibilidad de la roca (C_r), la sección RCONSTT la constituye solo la relación de solubilidad (R_s), como parte de la información integrada en la sección PVT se muestra en la Fig. III.2.4.3.

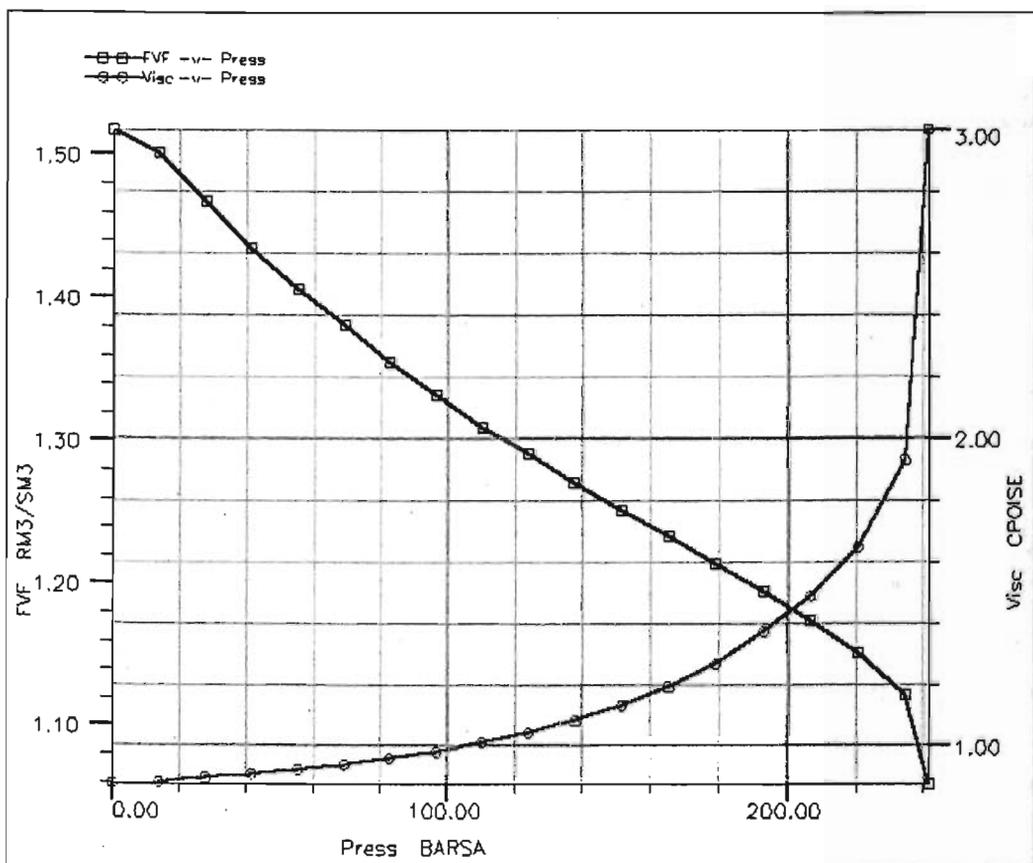


Fig III.2.4.3 Factor de Volumen y Viscosidad de aceite contra Presión.

III.2.5 Historia de Producción y eventos por pozo.

Para generar el archivo de historias de producción y eventos sucedidos en cada intervalo por cada pozo del área Mecatepec, se utilizó el simulador SCHEDULE de Eclipse Office, lo anterior para agilizar la carga de la información mencionada. Los archivos pueden provenir de otros softwares como, Estaciones Land Mark, Oil Field Manager ó inclusive de Tablas realizadas en excel.

Cuando se inicia un proyecto en SCHEDULE primero debe importarse toda la información referente a producción, disparos, terminación, obturación de

intervalos, la malla con sus propiedades estructurales y petrofísicas, a continuación se presentan los diferentes tipos de extensiones de archivos generados en SCHEDULE.

- *.vol Se refiere a los archivos de producción de aceite, agua y gas.
- *.ev Se refiere a los eventos ocurridos en el pozo.
- *.trj Se refieren a las trayectorias de los pozos.
- *.cnt Se refiere al control de los pozos desviados.
- *.dev Se refiere a las desviaciones de los pozos.
- *.lyr Se refiere al control geológico de los cuerpos productores.
- *.net Se refiere a los grupos de pozos y campos.
- *.FGRID Se refiere al archivo de la malla.
- *.FINIT Se refiere al archivo de propiedades.
- *.SCH Se refiere al archivo generado en SCHEDULE.
- *.FSMRY Se refiere a los archivos de resúmenes.
- *.FUNRST Se refiere a los archivos de salida Restart.
- *.DATA Se refiere a los archivos de datos Eclipse.

Con el archivo generado en SCHEDULE con extensión *.SCH, este puede ser exportado directamente a Eclipse y también puede ser exportado a FrontSim, solo que es riguroso encontrar sus equivalencias, debido a que actualmente FrontSim no es totalmente equivalente con Eclipse 2000a, gran parte del tiempo invertido en este proyecto se utilizó en encontrar sus equivalencias entre ambos simuladores.

Posteriormente se presentan algunas salidas de SCHEDULE, por ejemplo las producciones acumuladas del área Mecatepec Fig. III.2.5.1, la ubicación de los pozos del área en estudio Fig. III.2.5.2 y una hoja de salidas del archivo *.SCH Fig. III.2.5.3.

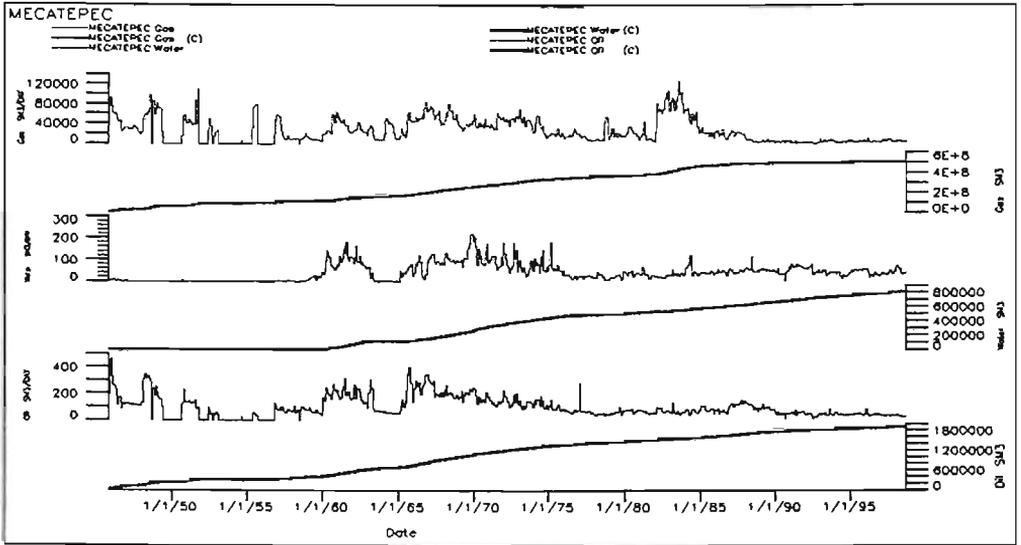


Fig. III.2.5.1 Producciones Acumuladas del área Mecatepec.

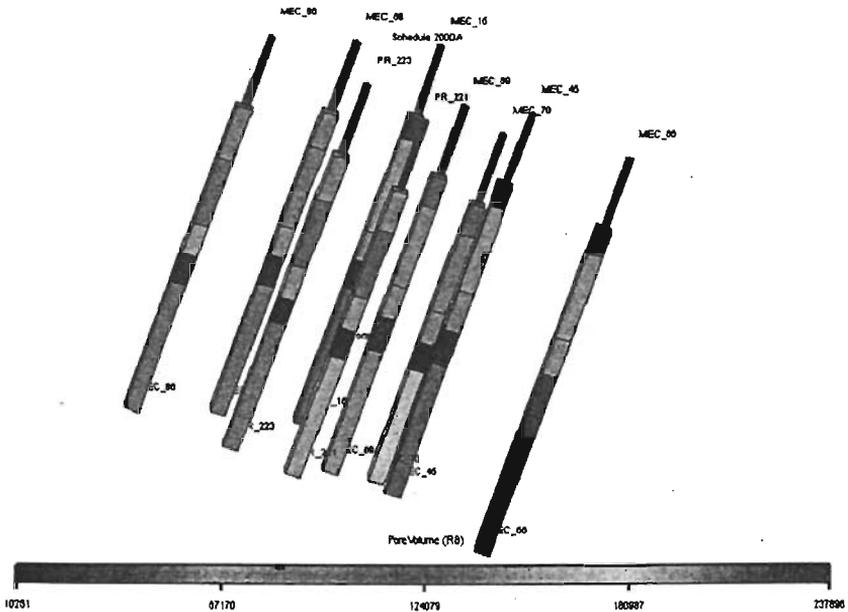


Fig. III.2.5.2 Ubicación de los pozos del área en estudio.

```

WELSPCLS
'HEC_86' 'GRUPO001' 7 14 1* 'OIL' 7* /
/

CORPDAT
-- WELL I J K1 K2 Sat. CF DIAM KE SKEN ND DIR Ro
'HEC_86' 7 14 5 5 'OPEN' 1* 0.041 0.240 32.365 2* 'Z' 32.479 /
/

WCONHIST
'HEC_15' 'OPEN' 'ORAT' 30.840 18.504 61.990 5* /
'HEC_45' 'OPEN' 'ORAT' 80.185 160.370 83.357 5* /
'HEC_66' 'OPEN' 'ORAT' 98.689 18.504 179.528 5* /
'HEC_68' 'OPEN' 'ORAT' 92.521 104.858 807.460 5* /
'HEC_69' 'OPEN' 'ORAT' 117.194 18.504 242.868 5* /
'HEC_70' 'OPEN' 'ORAT' 67.849 24.672 74.007 5* /
'HEC_86' 'OPEN' 'ORAT' 234.387 6.168 742.492 5* /
'PR_223' 'OPEN' 'ORAT' 37.009 0.000 88.379 5* /
/

-- 9404.000000 days from start of simulation ( 1 'NOV' 1945 )
DATES
1 'AUG' 1971 /
/

WCONHIST
'HEC_15' 'OPEN' 'ORAT' 24.672 12.336 48.934 5* /
'HEC_45' 'OPEN' 'ORAT' 283.732 283.732 141.745 5* /
'HEC_66' 'OPEN' 'ORAT' 111.026 18.504 281.517 5* /
'HEC_68' 'OPEN' 'ORAT' 67.849 80.185 578.172 5* /
'HEC_69' 'OPEN' 'ORAT' 117.194 12.336 219.388 5* /
'HEC_70' 'OPEN' 'ORAT' 55.513 18.504 58.527 5* /
'HEC_86' 'OPEN' 'ORAT' 222.051 6.168 602.374 5* /
'PR_223' 'OPEN' 'ORAT' 37.009 0.000 78.543 5* /
/

-- 9435.000000 days from start of simulation ( 1 'NOV' 1945 )
DATES
1 'SEP' 1971 /
/

```

Fig. III.2.5.3 Archivo de salida de SCHEDULE.

III.3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA SIMULACION DE LÍNEA DE CORRIENTE.

Las líneas de corriente son las trayectorias de los campos de velocidad, donde ésta es siempre tangente a las líneas de corriente para flujo en estado estacionario. El tiempo de residencia(Time of Flight (TOF)), es el tiempo que tarda una partícula en viajar a lo largo de una línea de corriente desde la entrada de la línea de corriente hasta la posición actual.

La simulación de línea de corriente es una tecnología que refleja un nuevo desarrollo potencial en simulación de yacimientos, la resurgencia de ésta permite ahora resolver de manera rápida y eficiente problemas reales de campo.

Conservación de masa, momentum y energía gobiernan el comportamiento de los fluidos en medios porosos, estas leyes físicas son representadas matemáticamente por ecuaciones diferenciales parciales, la solución de estas ecuaciones se realiza por la aplicación de Métodos Numéricos. Los métodos de discretización provee un grupo de ecuaciones por variables nodales de interés. Así en la década pasada se tuvo un significativo avance utilizando la generalidad y flexibilidad de métodos de elementos finitos en simulación de yacimientos. El Refinamiento Local de Malla, fallas y el uso mallas híbridas son manejadas más naturalmente con un método de discretización que incorpora la flexibilidad geométrica normalmente asociada con elementos finitos. La ecuación de saturación describe la velocidad de cada frente de saturación como desarrollo en el tiempo, los frentes de saturación son líneas de corriente a lo largo del monitoreo. Con lo anterior se obtiene un perfil típico de saturación de Buckley-Leverett y las soluciones son totalmente estables y rápidas Figs. III.3.1 – 14.

Algunos factores que contribuyen a la resurgencia de ésta tecnología son: La extensión del método a sistemas tridimensionales (3D) permite visualizar la actualización periódica de las presiones y líneas de corriente con efectos de flujo no lineales debidos a los desplazamientos de razón de movilidad y cambios de las condiciones del pozo, permitiendo además incluir efectos gravitacionales a través de la desintegración de operadores.

FrontSim se puede correr en UNIX ó en una PC y esto lo hace de una forma muy rápida, además logra el requerimiento de la simulación de detalle y presenta respuestas rápidas en yacimientos maduros con inyección de agua.

CONSERVACIÓN DE MASA

$$-\frac{\partial(\text{masa_en_volumen})}{\partial t} + \frac{\partial(\text{flujo_en_volumen})}{\partial x}$$

=fuentes/sumideros en volumen

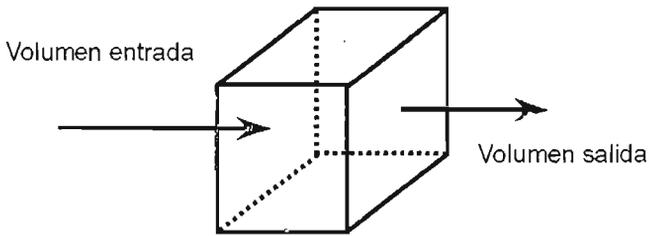


Fig. III.3.1 Esquema de volúmenes de entrada y salida

MÉTODO ESTANDAR

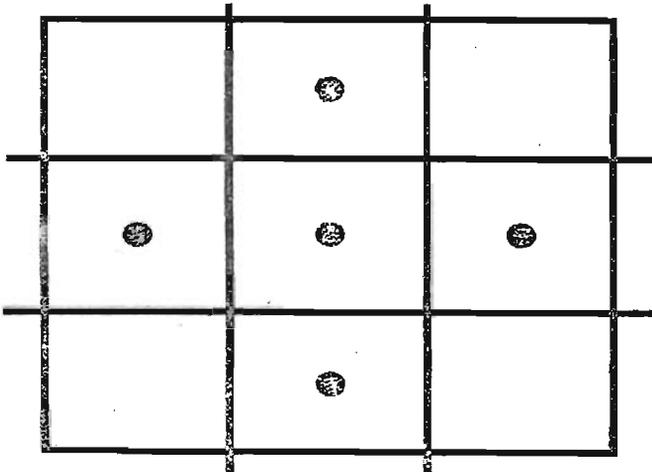


Fig. III.3.2. Conexión de 5 puntos en 2D

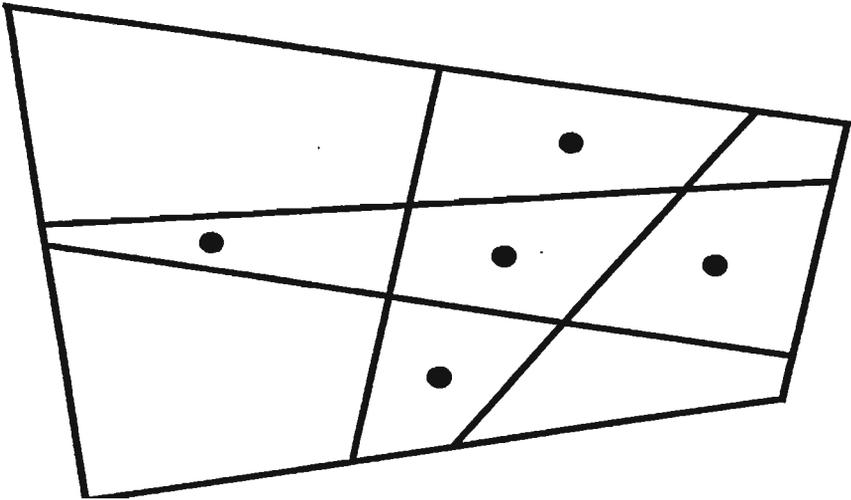


Fig. III.3.3 Conexión de 5 puntos en 2D, en forma heterogénea.

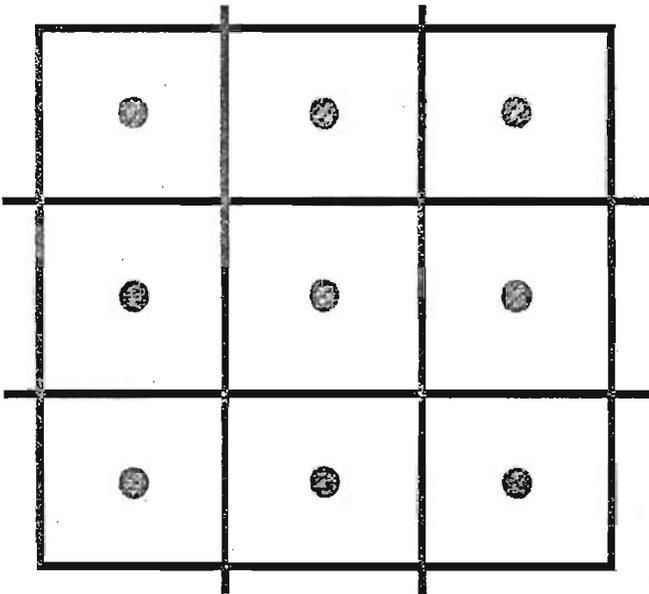


Fig. III.3.4 Conexión de 9 puntos en 2D y Conexión de 27 puntos en 3D

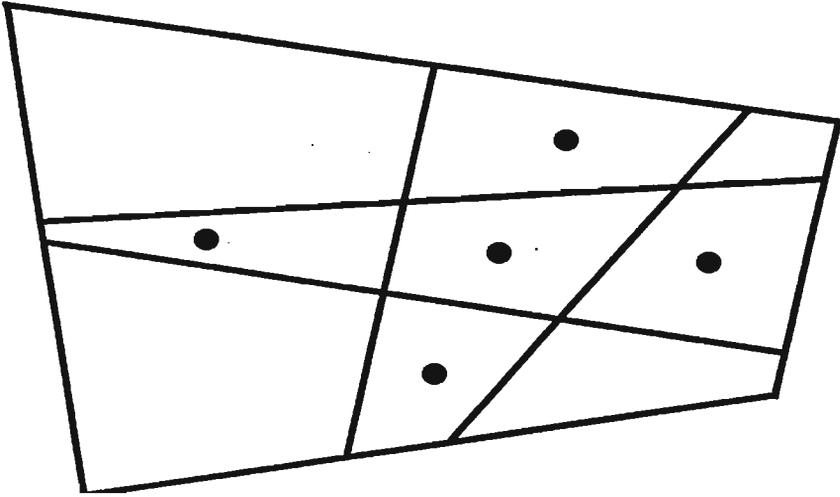


FIG. III.3.5 La forma heterogénea, resulta excelente para el método generalizado

METODO GENERALIZADO

- VENTAJAS

PUEDE TOMAR MALLAS GENERALIZADAS

CONSIDERA TENSORES DE PERMEABILIDAD TOTALES

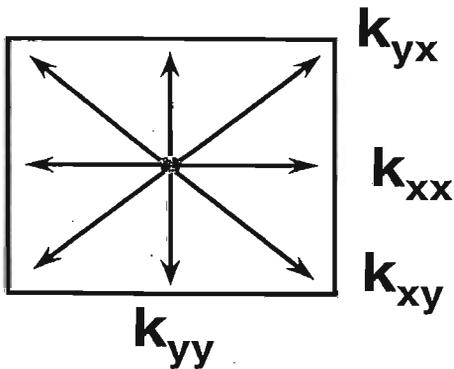


Fig. III.3.6 Tensores de Permeabilidad

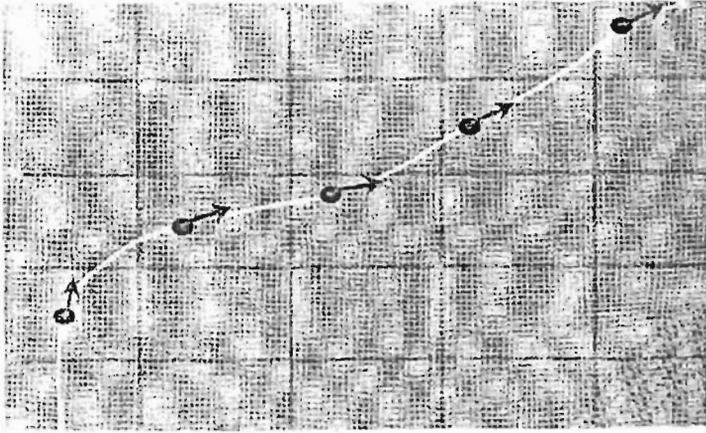


Fig. III.3.7 Trayectorias de las líneas de corriente

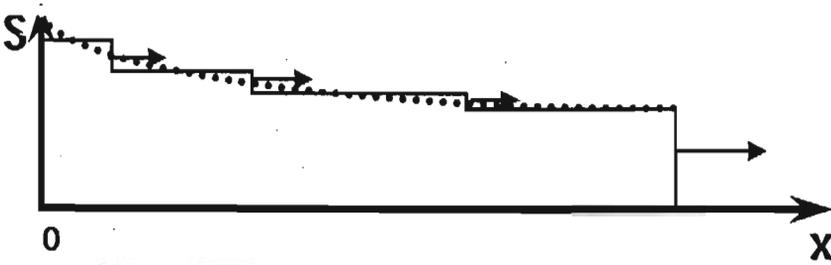


Fig. III.3.8 Se aproxima a un perfil de saturación a condiciones constantes.

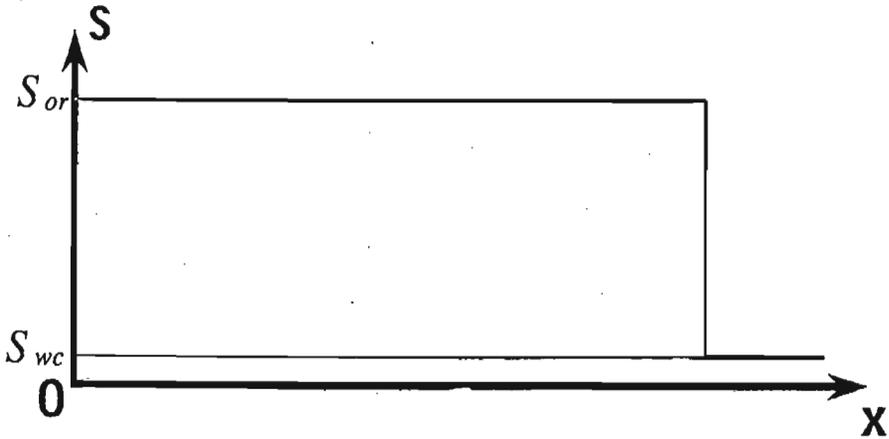


Fig. III.3.9 Monitoreo Frontal

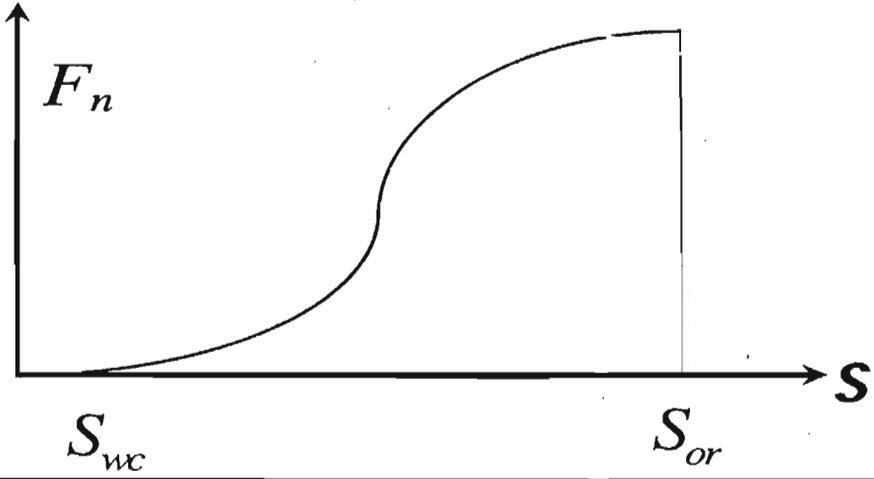


Fig. III.3.10 También representa un monitoreo frontal.

$$F_n = f_n$$

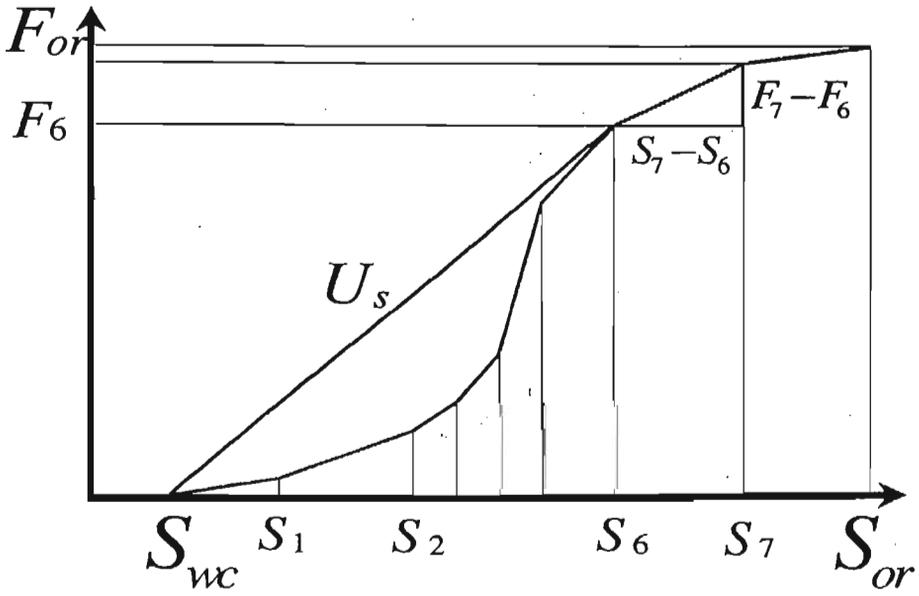


Fig. III.3.11 Monitoreo frontal de velocidad de izquierda a derecha.

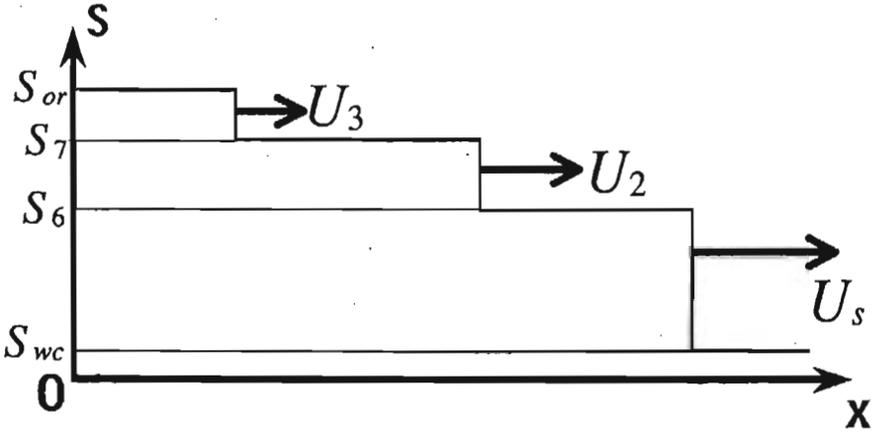


Fig. III.3.12 Monitoreo frontal de velocidad de izquierda a derecha.

MAPEOS

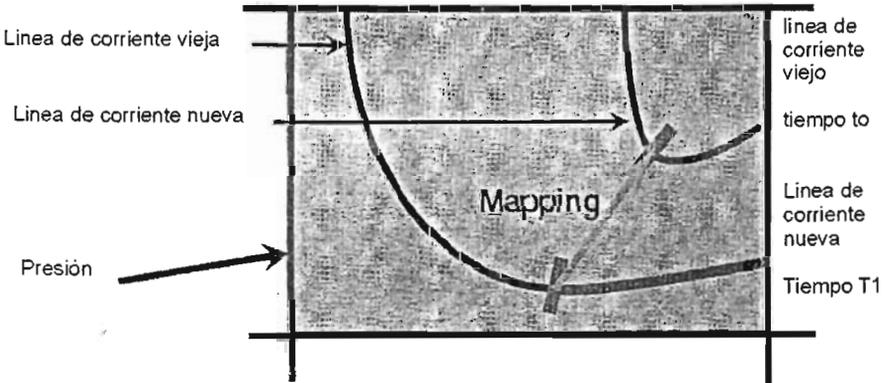


Fig. III.3.13 Representación de mapeo de líneas de corriente viejas y nuevas.

GRAVEDAD

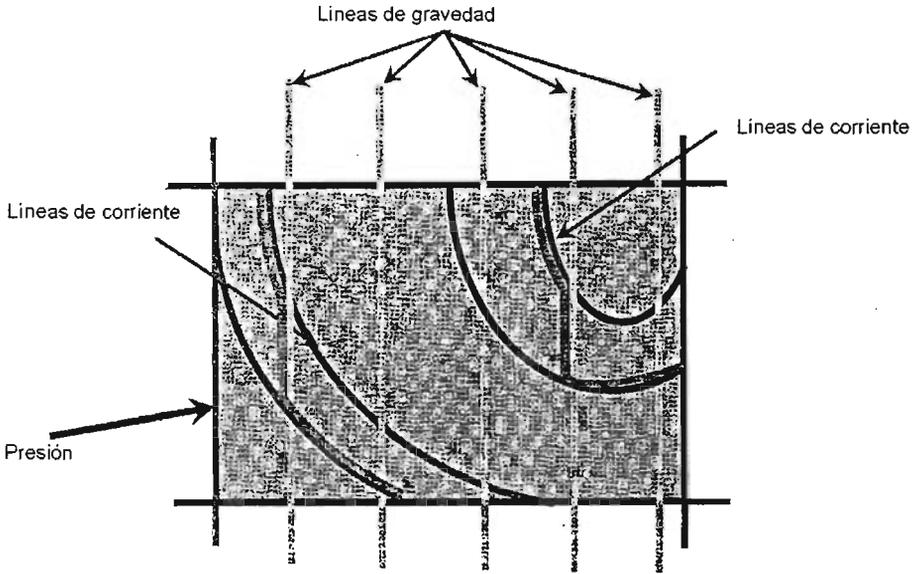


Fig. III.3.14 Representación cuando se usan los operadores de desintegración.

LAS PRINCIPALES VENTAJAS DE FRONTSIM SON:

- Eficiente en los tiempos de cálculo.
- Puede correr grandes modelos mayores a un millón de celdas en una hora.
- La aproximación potencial no daña el frente de los fluidos
- Puede simular flujos de pequeños baches.
- Es fácil su mantenimiento, intercambio de módulos con otros productos.

POR OTRA PARTE LAS LIMITACIONES ACTUALES SON:

- Dos fases, (Aceite y Agua)
- No considera las presiones capilares.
- No existe transferencia de masa entre las fases.
- El método IMPES tiene pobre intercambio con la presión y la saturación puede ser inestable.

DENTRO DE LAS APLICACIONES DE FRONTSIM SE PUEDE MENCIONAR

- Rápidas aplicaciones de simulación
- Habilidad de simular modelos grandes con mas de un millón de celdas en menos de una hora.
- Permite considerar grandes escenarios geológicos
- Optimización de localización de pozos.
- Solución de referencia a escalas finas.
- Estudios de sensibilidad.
- Visualización de flujo en 3D.
- Efectos de caracterización de yacimiento.
- Efectos de configuración del pozo eficiencias de barrido.
- Ajuste histórico.
- Predicción del comportamiento del yacimiento.

UNIDADES UTILIZADAS EN FRONTSIM

UNIDADES	MÉTRICAS	CAMPO
DENSIDAD DEL LIQUIDO	Kg/m ³	Lb/ft ³
COMPRESIBILIDAD	1/bar	1/psi
PRESION	bar	psia
VISCOSIDAD	cp	cp
FACTOR DE VOLUMEN DEL LIQUIDO	Rm ³ /Sm ³	RB/STB
FACTOR DEL VOLUMEN DEL GAS	Rm ³ /Sm ³	Rcf/Scf
RELACION GAS-ACEITE	Rm ³ /Sm ³	Mscf/STB
LONGITUD	m	ft
GASTO DE FLUJO DE LIQUIDO	Sm ³ /d	STB/D
GAS DE FLUJO DE GAS	Sm ³ /d	Mscf/D

III.4 FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE ESCENARIOS.

Se analizará un bloque del área Mecatepec del Campo Poza Rica bajo dos escenarios de explotación, el primero considera solo el agotamiento natural del yacimiento (Kta), el segundo considera la simulación de inyección de agua al mismo yacimiento.

Para realizar lo anterior se utilizará el simulador de línea de corriente FrontSim.

III.4.1 Simulación por agotamiento natural.

En esta sección se tomó como base la historia de producción de los pozos del área en estudio, donde el primer pozo productor MEC – 15 inicia en noviembre de 1945, considerando también todos los eventos sucedidos en los pozos, la historia comprende hasta el mes de septiembre de 1998, en las (Figs. III.4.1.1 - 12), se muestran ejemplos de líneas de corriente.

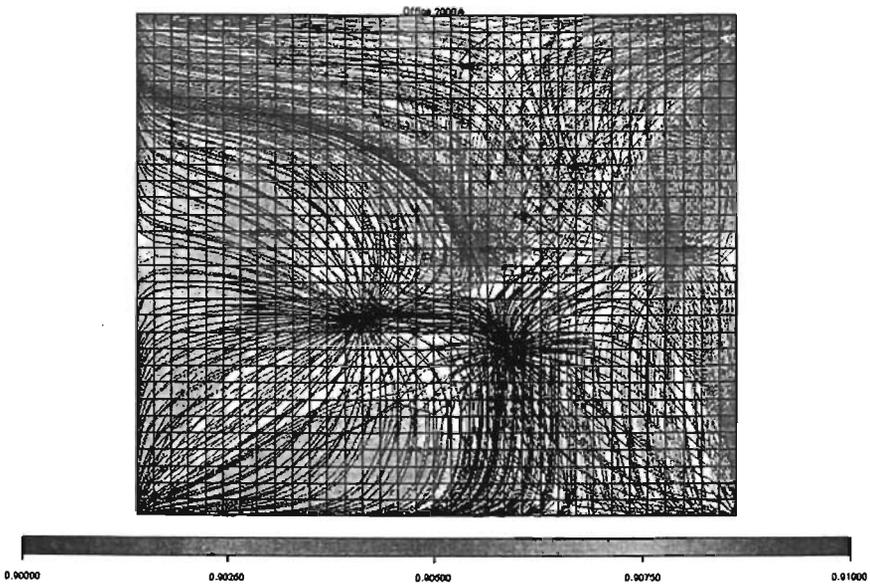


Fig. III.4.1.1 Vista en planta de las líneas de corriente.

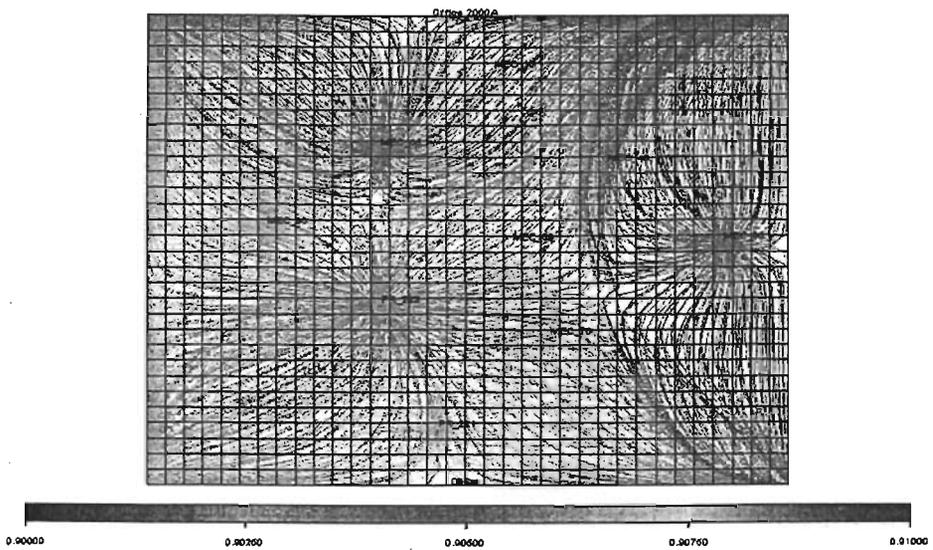


Fig. III.4.1.2 Vista en planta de las líneas de corriente al año 2015.

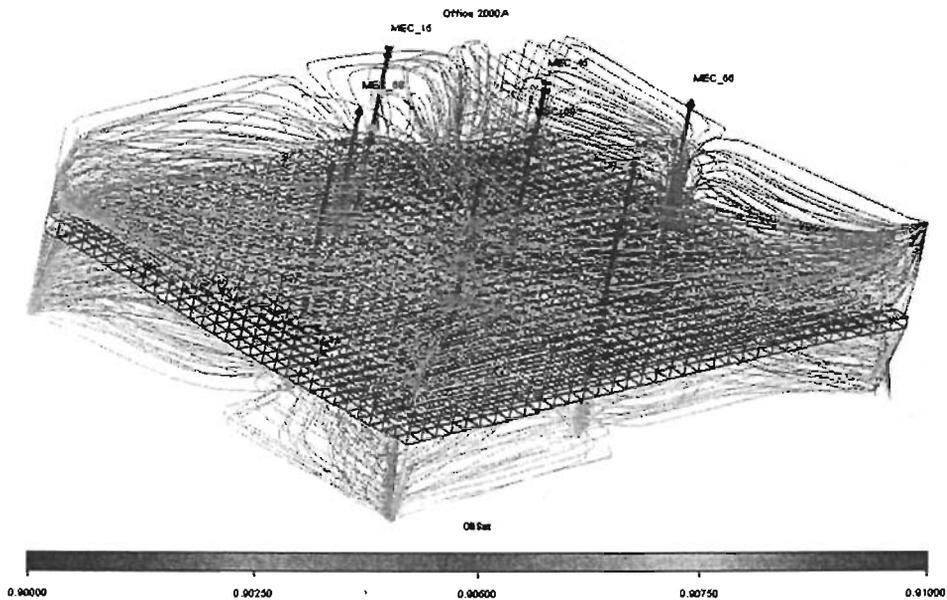


Fig. III.4.1.3 Vista Tridimensional de líneas de corriente con el horizonte "F".

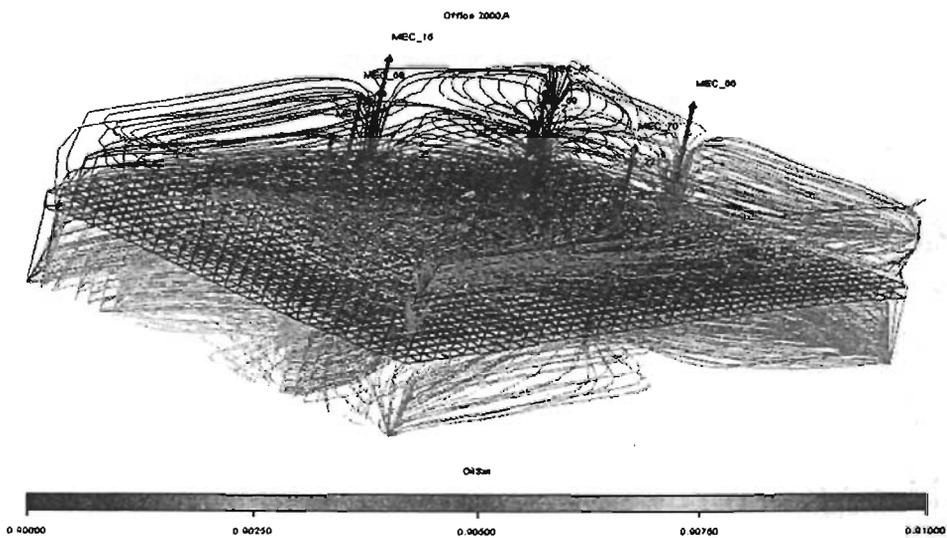


Fig. III.4.1.4 Vista tridimensional de líneas de corriente a 1965.

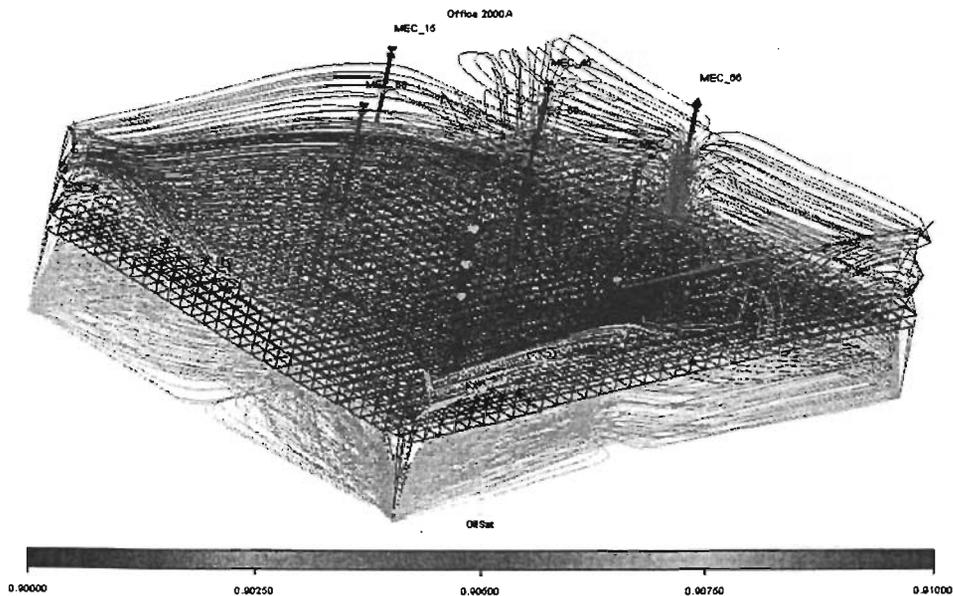


Fig. III.4.1.5 Vista tridimensional de líneas de corriente a1975.

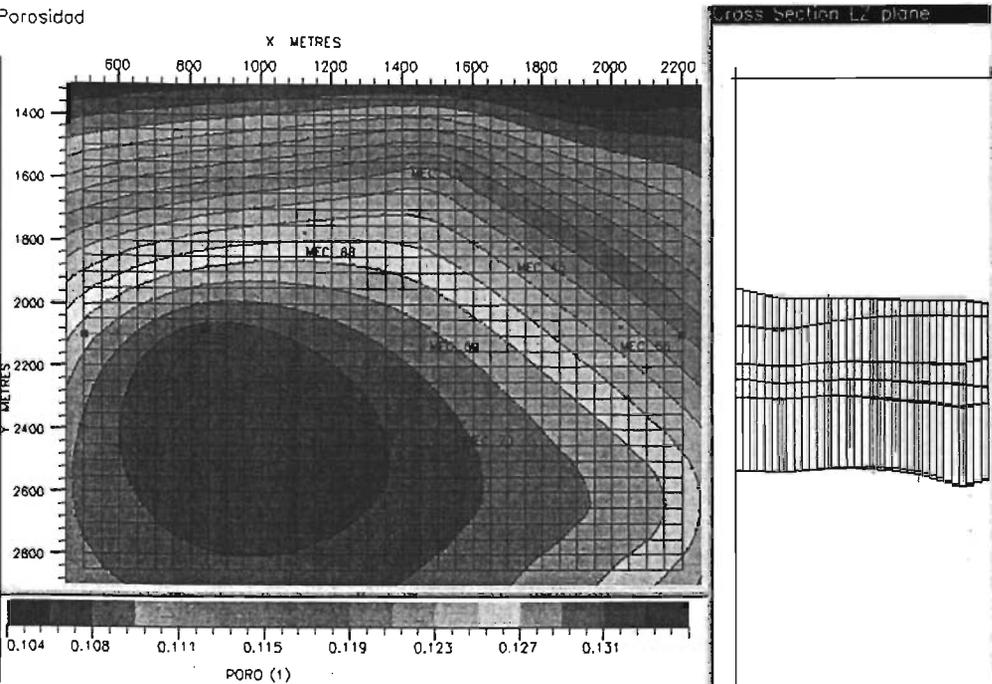


Fig. III.4.1.6 Vista en 2D de la porosidad.

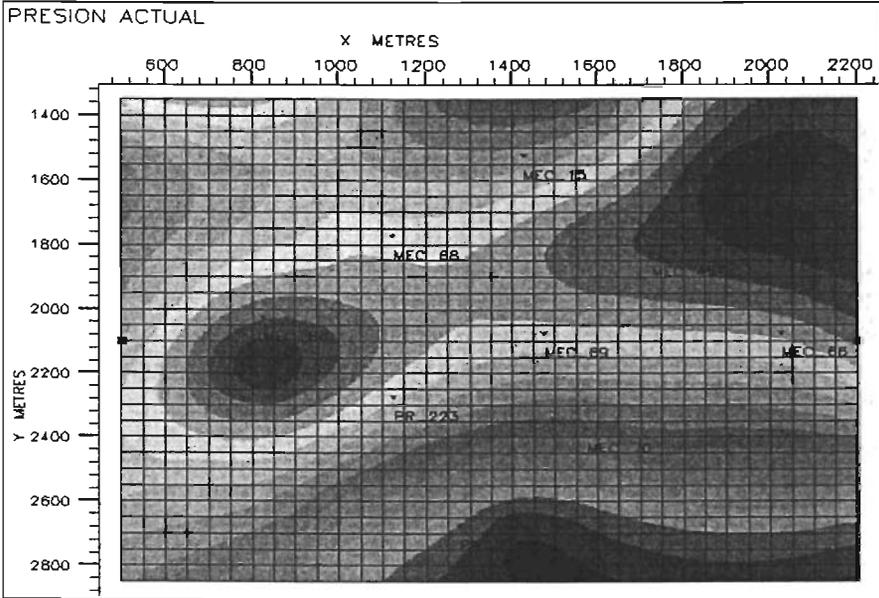


Fig. III.4.1.7 Vista en 2d de la presión .

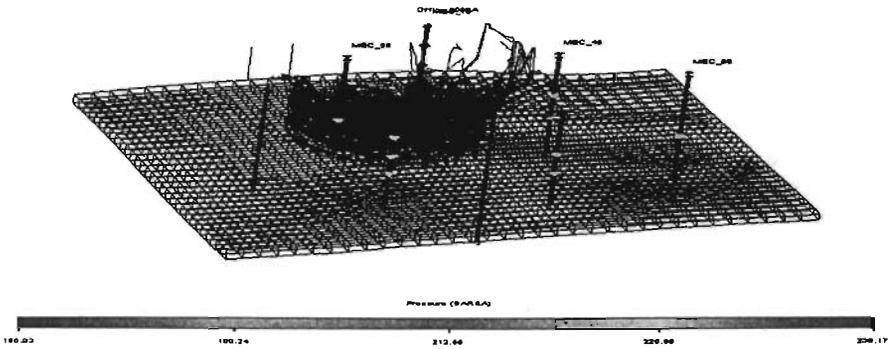


Fig. III.4.1.8 Vista de la presión al inicio de la Simulación (nov. 1945).

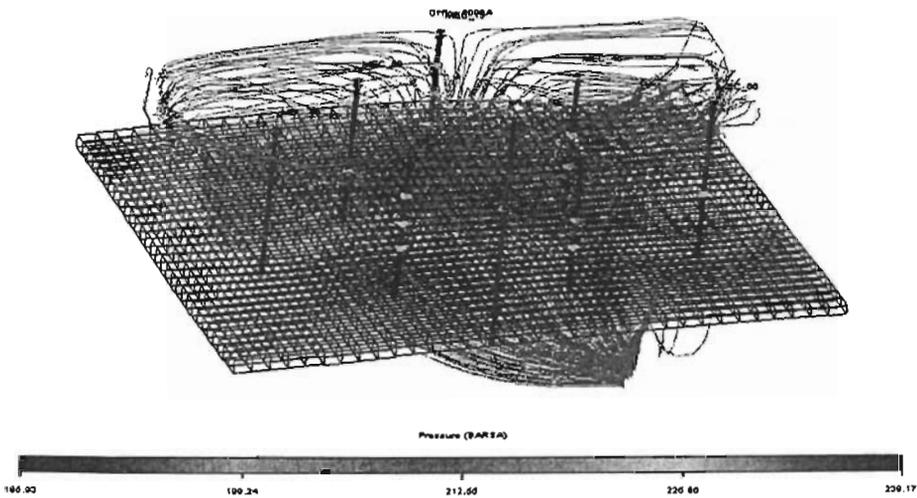


Fig. III .4 1. 9 Vista de la presión a 1965.

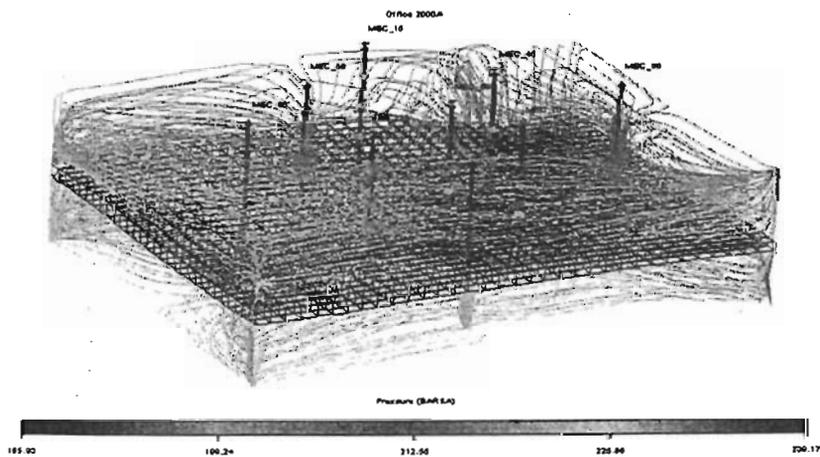


Fig. III.4.1.10 Vista de la presión a 1980.

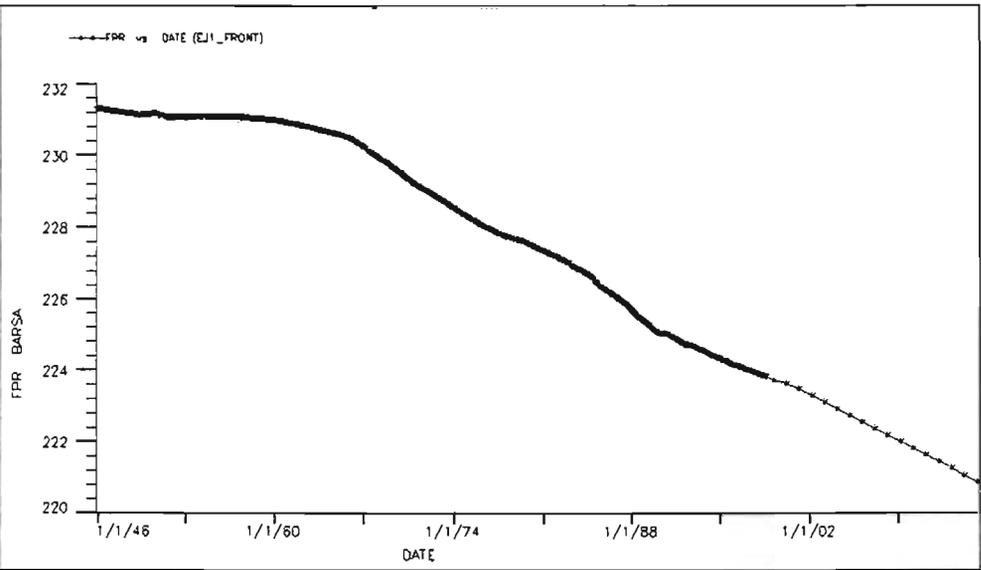


Fig. III.4.1.11 Predicción de la presión por agotamiento natural.

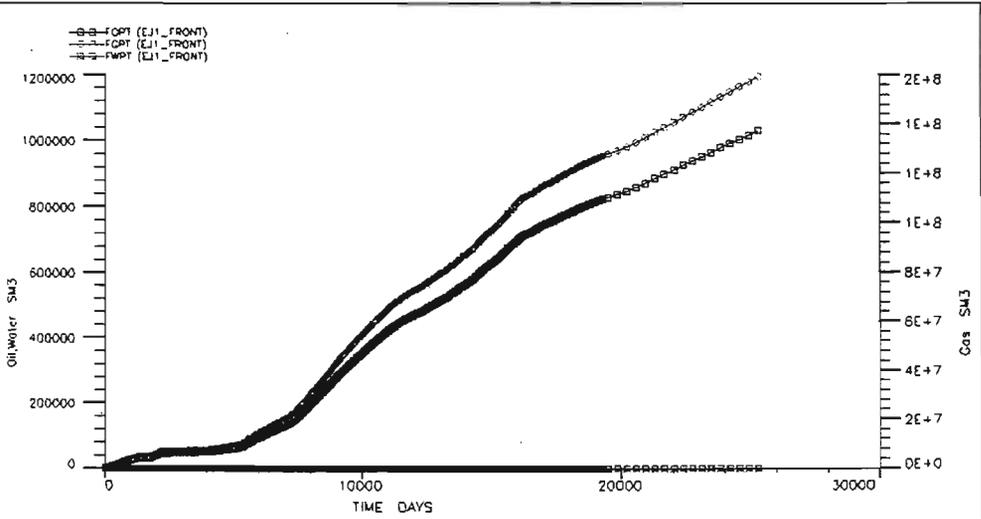


Fig. III.4.1.12 Predicción de la producción del área en estudio.

III.4.2 Simulación por inyección de agua.

En este caso se continuó aplicando el modelo de simulación numérica hasta encontrar los resultados por efecto de extender el sistema de inyección de agua al Área Mecatepec, Ya que el comportamiento histórico nos sugiere continuar con esta estrategia.

III.4.3 Definición de la mejor alternativa de explotación.

También con el comportamiento histórico se comprobó que se puede lograr un buen incremento de la recuperación de hidrocarburos por efecto de la inyección de agua en las zonas no barridas. De lo contrario si el campo solo produjera por agotamiento natural su producción sería inferior a la actual.

III.4.4 Evaluación Económica.

El análisis económico abarca solo el área de interés, correspondientes a 6 productores y 3 inyectores del área Mecatepec. Asimismo se muestra su ubicación en la Fig. III 4.4.1, movimiento de equipos en la Fig. III.4.4.2 también se muestran los fechas probables de las intervenciones Fig III.4.4.3.

Con la propuesta de convertir tres pozos a inyectores y realizar seis reparaciones mayores de explotación en el área mecatepec, tendríamos una inversión aproximada de 18 MM\$ y una producción incremental de 1200 BPD, por lo que su reserva actual de 9.6 MMBIs la recuperaríamos en un período de 22 años aproximadamente.

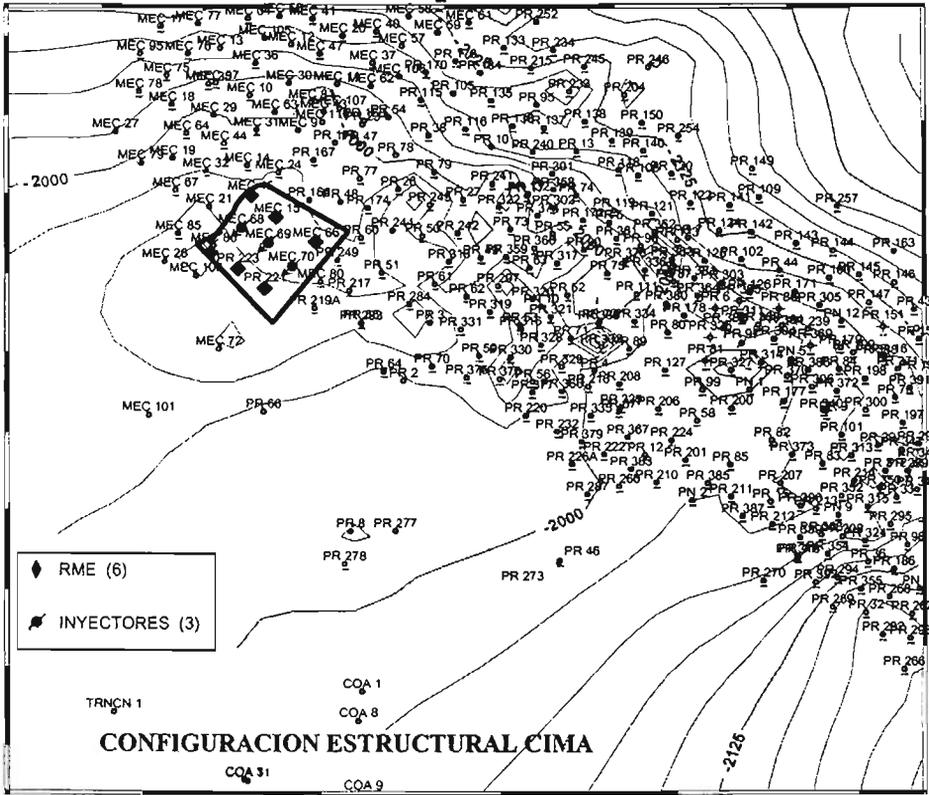


Fig. III.4.4.1 Localización del área en estudio

		2002											
QUIPO		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1				■	■	■	■	■	■	■			

- PRODUCTOR
- INYECTOR

Fig. III.4.4.2 Movimiento de Equipos.

POZO	TIPO DE INTERVENCION	FECHA DE INTERVENCION AÑO 2002	DIAS DE INTERVENCION
MEC-66	PRODUCTOR	20/MAR-06/ABR	18
MEC-70	INYECTOR	7/ABR-01/MAY	25
PR-221	PRODUCTOR	02-19/MAY	18
MEC-15	PRODUCTOR	20/MAY-6/JUN	18
MEC-69	INYECTOR	08/JUN-02/JUL	25
PR-223	PRODUCTOR	03-20/JUL	18
MEC-45	PRODUCTOR	21/JUL-07/AGO	18
MEC-68	INYECTOR	08/AGO-01/SEP	25
MEC-86	PRODUCTOR	02/SEP-19/SEP	18

Fig. III.4.4.3 Programa probable de intervención.

CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. - La principal función de FrontSim es que puede predecir los frentes de inyección a través de las líneas de corriente desde el pozo inyector hasta el pozo productor, lo anterior nos permitirá tomar decisiones reales de campo rápido y eficiente.

2.- FrontSim se puede correr en UNIX ó en una PC, haciendo la corrida mucho más rápido que con Eclipse Office, debido a que tiene la habilidad de simular modelos grandes con más de un millón de celdas en menos de una hora.

3.- La simulación de línea de corriente permite identificar el mejor caso para ajuste de historia y modelo de simulación visualizando los efectos de la caracterización del yacimiento, efectos de la configuración del pozo, eficiencia de barrido, ajuste de historia y predicción del comportamiento de los pozos.

4.-La tecnología mencionada permite además simular grandes escenarios geológicos, optimización de localización de pozos, generando análisis de sensibilidad, permitiendo también una visualización bifásica de flujo en tres dimensiones. Sin embargo algunas de sus limitaciones son: No considera las presiones capilares y no considera transferencia de masa entre las fases.

5.-Es importante mencionar que con el progresivo conocimiento del software se mejorarán los resultados aquí mostrados.

6.- Con la propuesta de convertir tres pozos a inyectores y realizar seis reparaciones mayores de explotación en el área mecatepec, tendríamos una inversión aproximada de 18 MM\$ y una producción incremental de 1200 BPD, por lo que su reserva actual de 9.6 MMBIs la recuperaríamos en un período de 22 años aproximadamente.



NOMENCLATURA

Para Eclipse:

- DENSITY_{o,w,g} =Densidad del aceite , agua y gas.
- D_{x,y,z} =Profundidades en la s direcciones X, Y y Z.
- DEPTH =Espesores de los cuerpo A,F,BC,D y ab.
- FV_{Fo,w,g} =Factores de volumen del aceite, agua y gas.
- MAPAXES =Ejes de las coordenadas de los mapas.
- NTG = Relación de espesores totales y netos.
- PERM_{x,y,z} =Permeabilidad en la dirección X,Y y Z.
- PORO =Porosidad
- PVDO =Propiedades del aceite.
- PVTW =Propiedades del agua.
- PVDG =Propiedades del gas.
- RSCONSTT =Relación de solubilidad.
- SOF2 =Función de saturación de aceite en dos fases.
- SWFN =Funciones de saturación de agua.

TOPS =Cima de la formación.

WELSPECS = Información de los pozos.

WCONINJE = Control de los pozos inyectoros.

Para Meyvo8:

BASE = Nivel inferior del yacimiento (mbnm).

BO = Factor del volumen del aceite (m3)

C = Compresibilidad (1/kg/cm²).

Ce = Compresibilidad efectiva del sistema (1/kg/cm²).

CIMA =Nivel superior del yacimiento (mbnm).

D = Diferencial.

Exp =e = Exponencial.

Fr = Factor de recuperación (%).

H =Profundidad (m)

IE = Indice de empuje (fracción).

L = Logaritmo natural.

- N = Volumen original de hidrocarburos (MMB).
- N_p =Producción acumulada de aceite (MMB).
- NR =Nivel de rererencia del yacimiento (mbnm).
- P = Presión (Kg/cm²).
- P_{gl} = Presión de liberación de gas (Kg/cm²).
- PRG = Productividad por liberación de gas (MMB/kg/cm²).
- PRO = Productividad de la expansión del sistema inicial (MMB/kg/cm²).
- PROT = Productividad total (MMB/kg/cm²).
- PRWE = Productividad por entrada de agua (MMB/kg/cm²).
- q = Gasto(BPD).
- S = Saturación (fracción) .
- W_e = Volumen acumulado de entrada de agua (MMB).

REFERENCIAS:

- 1.- MEZA M., M.: "Un Nuevo Método para la Evaluación de Yacimientos de Aceite y gas", artículo presentado en el Congreso Anual de la AIPM, Veracruz mayo de 1995.
- 2.- CRAFT B.C. y HAWKINS M.F.: Petroleum Reservoir Engineering, PRENTICE HALL, INC. Englewood Cliffs, N.J. -4ª Edición.- Noviembre de 1964.
- 3.- MEZA M., M.: "Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos" Ingeniería Petrolera, Vol. XVII, 12, Diciembre de 1987.
- 4.- EARLOUGHER R.C.: Advanced in well test Analysis; SPE Monograph, Vol. 5, Henry L. Doherty Series, 1977.
- 5.- MEZA M., M.: "Modelo Analítico para la Selección y Evaluación de Proyectos de Inyección" Ingeniería Petrolera, Vol. XXXII, 12, Diciembre de 1992.
- 6.- MEZA M., M.: "Optimización de la Explotación de Yacimientos con Acuífero Común", XVI Congreso Nacional de la AIPM Monterrey, N.L., Abril de 1988.
- 7.- McCAIN, W.D.: The Properties of Petroleum Fluids 2nd Edition, Penwell Books, Tulsa Oklahoma, 1990.
- 8.- Amyx, J. W. et al.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties, 1988.
- 9.- IMPROVED OIL RECOVERY Interstate oil compact commission Oklahoma City Marzo 1983 Impreso en los Estados Unidos de América.
- 10.- WILLHITE, G. P.: Waterflooding SPE. Text book series, 1986
- 11.- AZIZ, K. y SETTARI, A.: Petroleum Reservoir Simulation. London: Applied Science Publishers Ltd. 1979.