

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"INYECCIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO AL
CAMPO SITIO GRANDE"**
(SECCIÓN TRANSVERSAL)

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:

ING. JAIME CASTAÑEDA ANDRADE

DIRECTOR DEL PROYECTO :

M. EN I. MAXIMINO MEZA MEZA



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

DICIEMBRE DE 2005

m. 340714



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.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA
PETROLERA

ASUNTO: Designación de sinodales y fecha de examen de especialidad.

A los señores especialistas:

Presidente: M.I TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

Vocal: M.I MAXIMINO MEZA MEZA

Secretario: M.I. SERGIO DE JESÚS RUTEAGA TORRES

1º suplente: M.I. SANTOS REYES GONZÁLEZ

2º suplente: M.I AGUSTÍN GALINDO NAVA

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen de Especialidad del señor **Ing. Jaime Castañeda Andrade**, registrado en esta especialización, quien ha concluido el desarrollo del tema: **Inyección de bióxido de carbono al Campo Sitio Grande**, que le fue autorizado como proyecto terminal de la Especialización en **Recuperaciones Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos**.

Asimismo, comunico a ustedes que el día 26 de junio de 2001 a las 20:30 hrs., se llevará a cabo en esta Facultad, dicho examen (informes en el aula L-5).

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Coordinación, si es el caso, la aceptación del mismo.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero mi consideración más distinguida.

Atentamente,

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D.F. a 19 de junio de 2001.

EL COORDINADOR

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico a internet el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: CASTAÑEDA
SUPLENTE JUNIO
FECHA: 2-02-2005
FIRMA: D.A.

HUETO BECEPADL
TAVJBAUE



Ing. Jaime Castañeda Andrade

(Nombre del sustentante)

UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

CONSTANCIA DE
EXAMEN

PRESENTE.

En el examen profesional que sustentó el día
de hoy para obtener el Diploma de:

Especialista en Ingeniería Petrolera.

el jurado ha tenido a bien otorgarle la calificación de:

aprobado

con el trabajo titulado INYECCION DE BLOXIDO DE
CARBONO AL CAMPO SITIO GRANDE

CD. Universitaria, D.F., a 26 de junio de 2001

PRESIDENTE

M.I. Tecótilo Becerra Acosta
(Nombre y Firma)

VOCAL

M.I. Maximino Moza Moza
(Nombre y Firma)

SECRETARIO

M.I. Sergio J. Ruteaga
(Nombre y Firma)
Torres

C O N T E N I D O

página

RESUMEN	2
INTRODUCCIÓN	3
ANTECEDENTES	4
<input type="checkbox"/> Localización	4
<input type="checkbox"/> Formación productora	4
<input type="checkbox"/> Comportamiento histórico presión – producción	5
<input type="checkbox"/> Respuesta de la inyección de agua	7
<input type="checkbox"/> Perforación de pozos de relleno	9
CAPÍTULO 1: APLICACIÓN DE BALANCE DE MATERIA	10
1.1 Modelo MEYVO 7	10
1.2 Modelo MBAL (Material Balance)	12
CAPÍTULO 2: MÉTODOS DE RECUPERACIÓN	13
2.1 Recuperación secundaria	13
2.2 Recuperación mejorada	16
2.3 Definición del método a usar	17
CAPÍTULO 3: EL PROCESO DE INYECCIÓN Y LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	25
3.1 Proceso de inyección de bióxido de carbono (CO ₂)	25
3.2 Variantes básicas en los procesos de inyección de CO ₂	25
3.3 Suministro de CO ₂ para el proyecto	31
3.4 Construcción del modelo de simulación numérica	32
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
4.1 Resultados por campo	35
4.2 Resultados por Pozo	39
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
<input type="checkbox"/> Conclusiones	41
<input type="checkbox"/> Recomendaciones	42
REFERENCIAS	42

R E S U M E N

En el presente trabajo se realizó un análisis de aplicación de un sistema de recuperación mejorada por inyección de gas en el campo Sitio Grande para determinar los efectos en el comportamiento del yacimiento y en la recuperación de hidrocarburos del mismo.

Al integrar la información disponible del campo, se realizaron diferentes análisis que contemplaron un estudio de balance de materia para determinar el volumen original de hidrocarburos, la identificación de los diferentes mecanismos de empuje que han actuado sobre el yacimiento, así como la elaboración de un modelo de simulación de una sección del yacimiento para analizar los efectos, ventajas, limitaciones y características que tendría un sistema de inyección de gas en un yacimiento del tipo carbonatado naturalmente fracturado.

Así mismo, se realizó una comparación de los diferentes métodos de recuperación mejorada existentes para seleccionar el más factible de aplicación técnica y económica en el campo Sitio Grande, de acuerdo con sus características petrofísicas y condiciones de explotación.

Se analizó el comportamiento del campo, tanto por agotamiento natural, como bajo el proceso de inyección de agua, que desde una etapa muy temprana tuvo el campo.

Como punto inicial se llevaron a cabo cálculos de balance de materia tendientes a validar la información disponible y que será usada en el estudio de simulación numérica de yacimientos, como paso siguiente y principal, se buscó mostrar las posibles ventajas o desventajas del método de recuperación mejorada por inyección de CO₂, el cual ha sido definido como el más apto a ser aplicado al campo, aprovechando las ventajas que implica el tener la fuente de abastecimiento cercana al campo, el gozar de los privilegios que implica el haber aplicado un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua con el éxito obtenido en este campo, y las características de los fluidos producidos.

Con base en lo anterior, se construyó el modelo de simulación numérica del yacimiento, considerando una sección bidimensional del campo, la cual cubre una de las regiones más importantes en cuanto a la productividad de sus pozos.

Finalmente, se efectuó un análisis de los resultados por campo y pozo, al efectuar corridas de predicción bajo diferentes escenarios de explotación, básicamente considerando el proceso de inyección de bióxido de carbono.

I N T R O D U C C I O Ñ

Con el objetivo de mantener la producción e incrementar la recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos petroleros del país, Pemex Exploración y Producción ha realizado trabajos importantes en la implantación de procesos de inyección de agua como sistemas de recuperación secundaria y/o de mantenimiento de presión, tanto en yacimientos carbonatados como en arenas.

La recuperación de hidrocarburos de un gran número de yacimientos se ha basado en la producción primaria, la cual está asociada a los mecanismos naturales de empuje como la liberación del gas disuelto, la presencia de un acuífero activo, un casquete de gas natural o drene gravitacional.

Actualmente, la fuerte declinación en la producción de los principales campos petroleros de México, ha obligado a que se consideren nuevos esquemas de explotación en los mismos, que permitan mantener e incluso incrementar la plataforma de producción actual, maximizando la recuperación final de hidrocarburos, con propuestas que permitan alcanzar el máximo beneficio técnico - económico.

El Campo Sitio Grande fue descubierto en 1972, dando inicio a la explotación de la formación Cretácico Chiapas Tabasco. Es un yacimiento profundo (4300 m.) con una alta temperatura (110 °C) y está provisto de un conjunto de fracturas múltiples, lo que

Con base en lo anterior, se construyó el modelo de simulación numérica del yacimiento, considerando una sección bidimensional del campo, la cual cubre una de las regiones más importantes en cuanto a la productividad de sus pozos.

Finalmente, se efectuó un análisis de los resultados por campo y pozo, al efectuar corridas de predicción bajo diferentes escenarios de explotación, básicamente considerando el proceso de inyección de bióxido de carbono.

I N T R O D U C C I Ò N

Con el objetivo de mantener la producción e incrementar la recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos petroleros del país, Pemex Exploración y Producción ha realizado trabajos importantes en la implantación de procesos de inyección de agua como sistemas de recuperación secundaria y/o de mantenimiento de presión, tanto en yacimientos carbonatados como en arenas.

La recuperación de hidrocarburos de un gran número de yacimientos se ha basado en la producción primaria, la cual está asociada a los mecanismos naturales de empuje como la liberación del gas disuelto, la presencia de un acuífero activo, un casquete de gas natural o drene gravitacional.

Actualmente, la fuerte declinación en la producción de los principales campos petroleros de México, ha obligado a que se consideren nuevos esquemas de explotación en los mismos, que permitan mantener e incluso incrementar la plataforma de producción actual, maximizando la recuperación final de hidrocarburos, con propuestas que permitan alcanzar el máximo beneficio técnico - económico.

El Campo Sitio Grande fue descubierto en 1972, dando inicio a la explotación de la formación Cretácico Chiapas Tabasco. Es un yacimiento profundo (4300 m.) con una alta temperatura (110 °C) y está provisto de un conjunto de fracturas múltiples, lo que

ocasiona el comportamiento complejo del yacimiento. El empuje debido a la entrada de agua proveniente del acuífero, es de poca consideración, debido a que el yacimiento mostró la tendencia a exhibir una rápida declinación de su presión a gastos de producción altos. Esto se confirma con los resultados obtenidos con el análisis de los mecanismos de empuje dentro del estudio de balance de materia efectuado al campo.

El CO₂ fue considerado en el pasado un método pobre de inyección en yacimientos naturalmente fracturados debido a la rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos productores, vía la red de fracturas. Sin embargo, algunos estudios de laboratorio, así como el análisis de resultados de proyectos a nivel mundial en los cuales se muestran exitosas aplicaciones en este tipo de yacimientos; debido a esto, consideramos que la inyección de CO₂ podría ser un método de recuperación mejorada efectivo en un amplio rango de yacimientos y su aplicación al Campo Sitio Grande, sería promisoría.

A N T E C E D E N T E S

□ Localización

El campo Sitio Grande se encuentra situado a cincuenta y dos kilómetros al SW de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, es un yacimiento naturalmente fracturado, productor en rocas carbonatadas de la formación Cretácico. Ver **figura 1**

□ Formación productora

La producción del campo, principalmente proviene de la formación Cretácico Medio (KM); sin embargo, su reserva se ha ido movilizandando desde la formación Cretácico Inferior (KI) al tiempo que el contacto agua aceite ha avanzado en forma ascendente, debido principalmente a la inyección de agua a la parte baja del yacimiento.

Los pozos típicamente están terminados en la formación (KM), el espesor bruto de esta formación asciende a aproximadamente 600 metros, desde la base del (KI) a la cima del Cretácico Superior (KS). Un intenso fracturamiento natural con múltiples orientaciones es observado en muestras de núcleos⁽¹⁾, mostrando una significativa

(1) Referencias al final

ocasiona el comportamiento complejo del yacimiento. El empuje debido a la entrada de agua proveniente del acuífero, es de poca consideración, debido a que el yacimiento mostró la tendencia a exhibir una rápida declinación de su presión a gastos de producción altos. Esto se confirma con los resultados obtenidos con el análisis de los mecanismos de empuje dentro del estudio de balance de materia efectuado al campo.

El CO₂ fue considerado en el pasado un método pobre de inyección en yacimientos naturalmente fracturados debido a la rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos productores, vía la red de fracturas. Sin embargo, algunos estudios de laboratorio, así como el análisis de resultados de proyectos a nivel mundial en los cuales se muestran exitosas aplicaciones en este tipo de yacimientos; debido a esto, consideramos que la inyección de CO₂ podría ser un método de recuperación mejorada efectivo en un amplio rango de yacimientos y su aplicación al Campo Sitio Grande, sería promisoría.

A N T E C E D E N T E S

□ Localización

El campo Sitio Grande se encuentra situado a cincuenta y dos kilómetros al SW de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, es un yacimiento naturalmente fracturado, productor en rocas carbonatadas de la formación Cretácico. Ver **figura 1**

□ Formación productora

La producción del campo, principalmente proviene de la formación Cretácico Medio (KM); sin embargo, su reserva se ha ido movilizando desde la formación Cretácico Inferior (KI) al tiempo que el contacto agua aceite ha avanzado en forma ascendente, debido principalmente a la inyección de agua a la parte baja del yacimiento.

Los pozos típicamente están terminados en la formación (KM), el espesor bruto de esta formación asciende a aproximadamente 600 metros, desde la base del (KI) a la cima del Cretácico Superior (KS). Un intenso fracturamiento natural con múltiples orientaciones es observado en muestras de núcleos⁽¹⁾, mostrando una significativa

(1) Referencias al final

variedad en cuanto a la distribución de los tamaños de apertura de fractura. Ver **figura 2**. La porosidad secundaria ocurre en forma de intervalos con un alto grado de porosidad vugular, como resultado de la disolución.

El comportamiento del yacimiento indica la presencia de permeabilidad de fractura muy dominante, esto es evidente al observar el desempeño del sistema de inyección de agua implementado en el campo, el cual refleja una marcada anisotropía, con dirección preferencial de la permeabilidad NE-SW.

□ **Comportamiento histórico presión - producción**

El Campo Sitio Grande inició su producción en junio de 1972 a través del pozo descubridor del yacimiento, Sitio Grande no. 1, con un gasto de aceite de 173 bpd y 328 000 pies cúbicos por día de gas, con una presión inicial de 447 kg/cm².

Alcanzó su máxima producción en noviembre de 1974, con un gasto de aceite de aproximadamente 128 000 bpd y 216 millones de pies cúbicos por día de gas, con un total de 24 pozos productores. Ver **figura 3**

Debido al alto ritmo de explotación, se provocó una fuerte caída de la presión, alcanzando ésta, al plano de referencia, un valor cercano a la presión de saturación (318 kg/cm²).

En mayo de 1975 se pone en práctica una reducción gradual en el gasto de extracción hasta alcanzar el orden de 30 000 bpd de aceite en abril de 1976, manteniéndose hasta septiembre del mismo año, lográndose mantener la presión ligeramente arriba de la presión de saturación.

Manteniendo una estrecha vigilancia del comportamiento de los pozos (toma de información presión - producción), se decide incrementar gradualmente el gasto de aceite hasta 50 000 bpd, antes de iniciar el proceso de recuperación por inyección de agua.

Figura 2

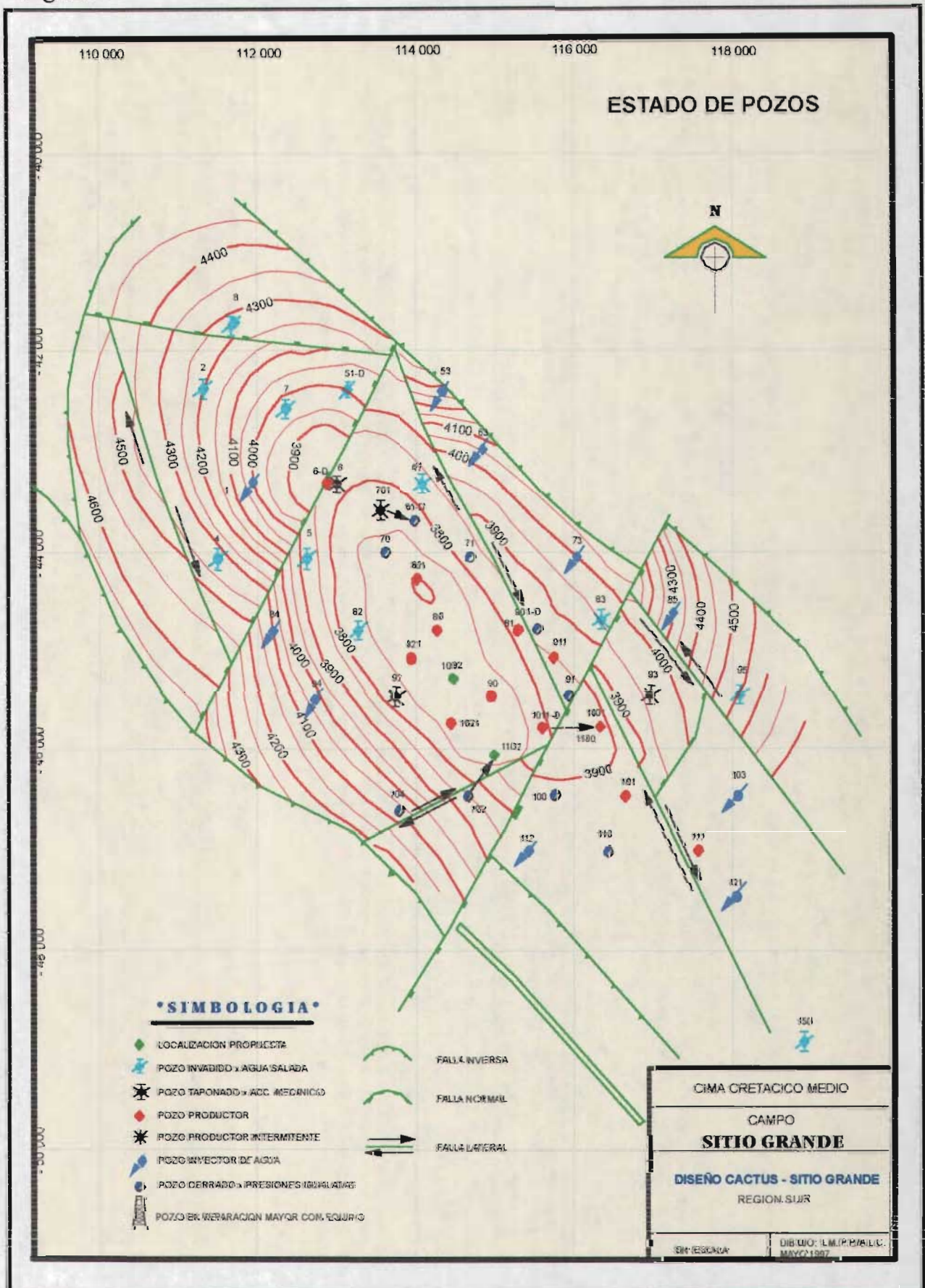
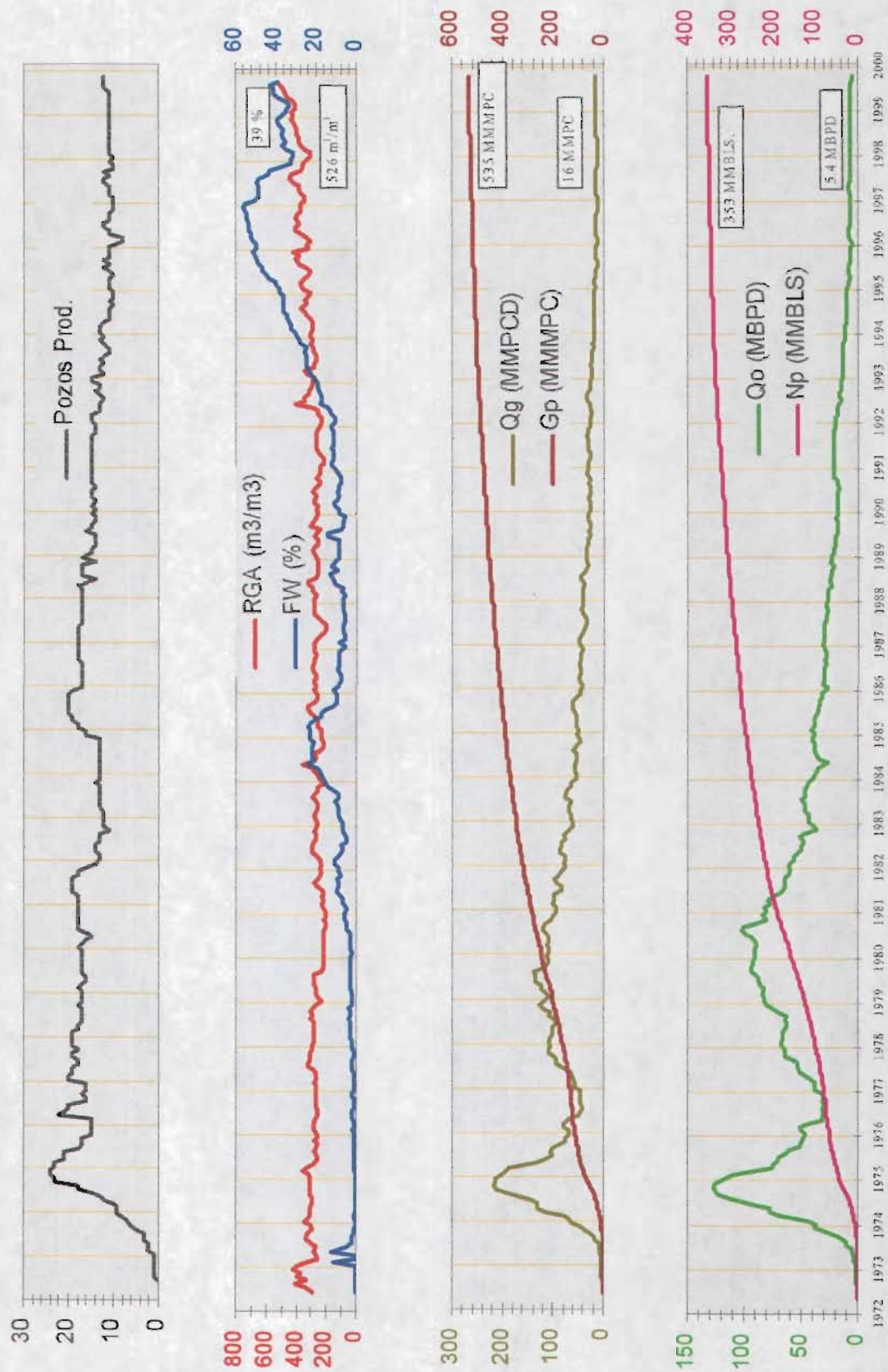


Figura 3

Historia de producción del campo Sitio Grande



El volumen de aceite recuperado durante esta primera etapa, hasta antes del inicio de la inyección de agua, fue del orden de 84.6 millones de barriles y 139 100 millones de pies cúbicos.

Actualmente Sitio Grande ha producido aproximadamente 360 millones de barriles de aceite², que tomando en cuenta el valor del volumen original calculado de **1 100 MMbbls**, representarían una recuperación actual de aproximadamente 32 %.

Se ha inyectado un total de 365 millones de barriles de agua, éstos distribuidos en tres periodos diferentes, actualmente la inyección de agua se encuentra suspendida desde el año 1996.

La presión inicial del yacimiento es de 447 kg/cm² y ha declinado hasta situarse en la actualidad ligeramente por debajo de la presión de saturación que es de 318 Kg/cm². Ver **figura 4**.

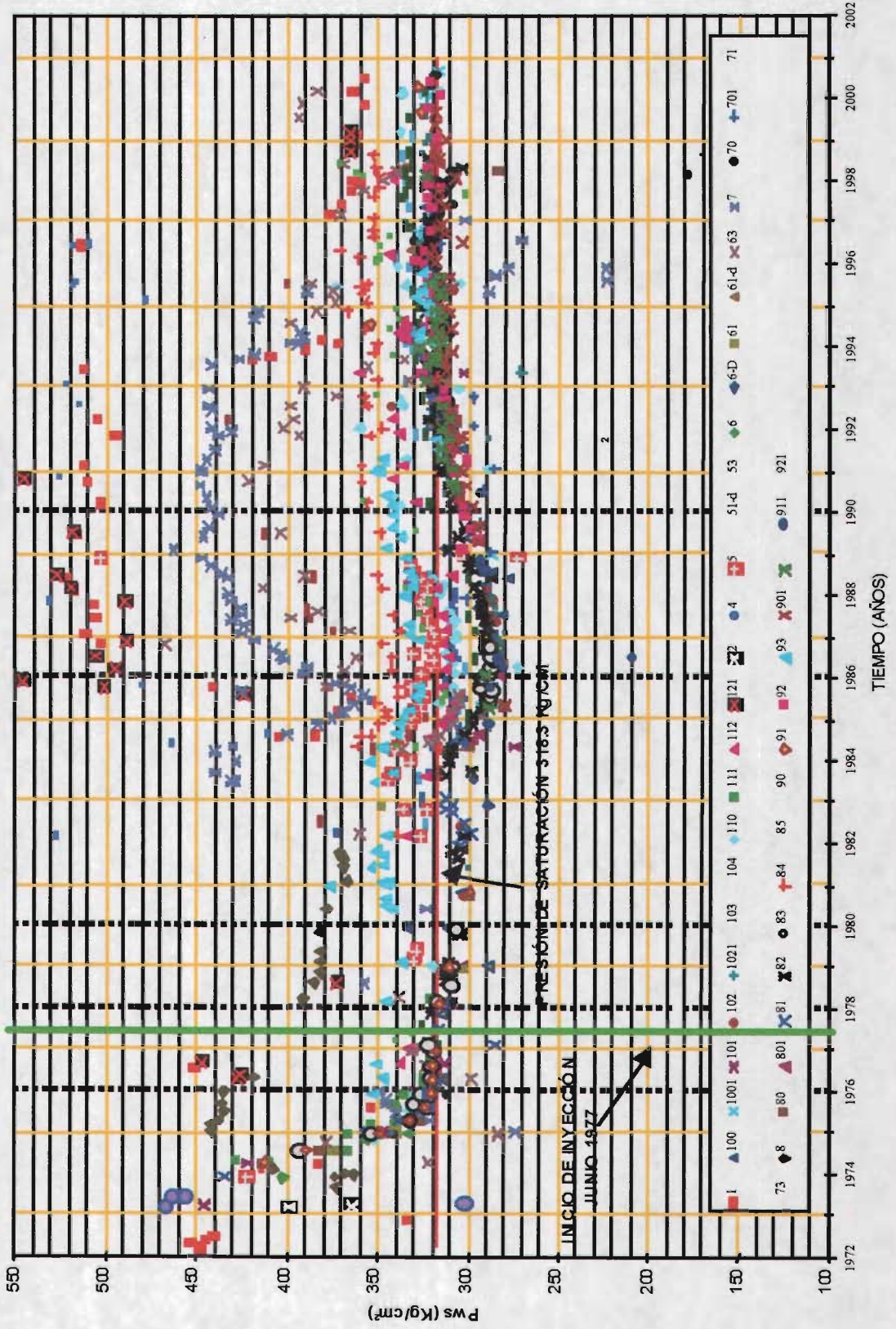
Aunque el yacimiento se encontraba por arriba de la presión de saturación antes de iniciar la inyección de agua en el año 1977, las partes altas de la estructura ya habían alcanzado esta presión, dando como resultado un comportamiento errático en la relación gas aceite observada en el campo.

El campo se caracteriza por su buena permeabilidad vertical, y la mayoría de la producción de hidrocarburos proviene de la parte central del campo, ya que más del 50% de la producción ha sido aportada por los pozos situados en esta zona, cuyo análisis indica que estos pozos han sido grandemente favorecidos por su posición estructural en la cima del yacimiento; entre éstos, se pueden mencionar los pozos SG-70, 80 y 90. Este último, uno de los mejores pozos del campo.

Los pozos ubicados en la zona media del yacimiento se han beneficiado de la inyección de agua a la zona del flanco de la estructura, éstos son los pozos SG-71, 81, 91, 92 y 102.

Figura 4

Historia de presión del campo Sitio Grande



□ **Respuesta de la inyección de agua**

El comportamiento de la producción al inicio de la historia es difícil de analizar debido a los constantes cambios de estrangulador que sufrieron los pozos durante los dos primeros años de producción, de igual manera fue práctica común el efectuar estos cambios durante los años 1977-1978, en los que se puso en marcha el proyecto de inyección de agua al campo.

Un incremento en la producción de aceite en estos años es a menudo confundida con la respuesta casi inmediata de la inyección de agua, esto debe ser analizado cuidadosamente, pues en muchos casos se deberá a los cambios en los tamaños de estrangulador manejados por el personal de campo²; sin embargo, una inspección detallada de los datos, nos revela que ciertos pozos respondieron con una impresionante rapidez a la inyección de agua independientemente de los cambios de estranguladores; otros pozos no mostraron ese repentino incremento, pero sí observaron una declinación moderada en su producción después de varios años de vida.

Se obtiene una respuesta inmediata a la inyección de agua, tanto en producción como en presión, alcanzándose un gasto de producción promedio de aceite de 90 000 bpd durante los años 1979 y 1980.

Inicia la inyección de agua en junio de 1977 a través de cinco pozos inyectoros, en un arreglo periférico abajo del contacto agua aceite, con un gasto de inyección de aproximadamente 30 000 bpd, hasta alcanzar un máximo de 147 000 bpd en noviembre de 1979, a través de 12 pozos inyectoros, manteniéndose hasta finales de 1981.

Respecto al comportamiento de la relación agua inyectada - agua producida, en el campo Sitio Grande existe una clara evidencia de que el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua aplicado al campo, ha sido de resultados favorables, debido principalmente a que la mayor parte del total del agua inyectada, hoy en día

permanece en el campo, beneficiando al proceso de producción, básicamente por medio del fenómeno de imbibición y el represionamiento del yacimiento. Ver **figura 5**.

Esto ha ayudado en buena medida al mantenimiento de la presión del campo, y por lo tanto a prolongar su vida productiva, sin dejar de tomar en cuenta que debido a los serios problemas de producción de agua por los que atraviesa el campo, los pozos han tenido que ser controlados en superficie, en muchos casos esta agua es de salinidad baja, lo cual nos indica que se trata en su mayoría de agua de inyección.

A partir de 1981 se manifiesta una clara declinación en la producción de aceite, como consecuencia del incremento en la producción de agua, por lo que se decide disminuir gradualmente la cuota de inyección de agua hasta suspenderse totalmente en marzo de 1984, con una producción de aceite del orden de 35 000 bpd, con 32% de agua.

Durante esta etapa se recuperaron 166.8 millones de barriles de aceite, 235 400 millones de pies cúbicos de gas y 9.3 millones de barriles de agua.

Con la finalidad de mantener el ritmo de producción de aceite en el orden de 11 000 bpd en marzo de 1994 se decidió reiniciar la inyección de agua, controlada a 20 000 bpd al área norte del campo, por presentar una disminución substancial en el volumen de agua producida por los pozos productores ahí situados (90, 801, 1001 y 1011). Ver **figura 6**. Con esta medida sólo se logró mantener la presión media del yacimiento, ya que de inmediato se incrementó nuevamente el volumen del agua producida, en julio de 1996.

En esta etapa se produjeron 9.9 millones de barriles de aceite, 18 100 millones de pies cúbicos de gas y un volumen de 6.4 millones de barriles de agua.

El volumen de agua inyectado durante esta etapa, fue de 18.9 millones de barriles.

Como una alternativa para manejar el agua producida obtenida en superficie, se decidió inyectarla al acuífero a partir de agosto de 1997, a través de los pozos 63, 73 y 85, ubicados areal y verticalmente alejados de la zona de los pozos productores en operación. Durante esta etapa se reparan los pozos 1001 (de enero a febrero de 1997)

Figura 5

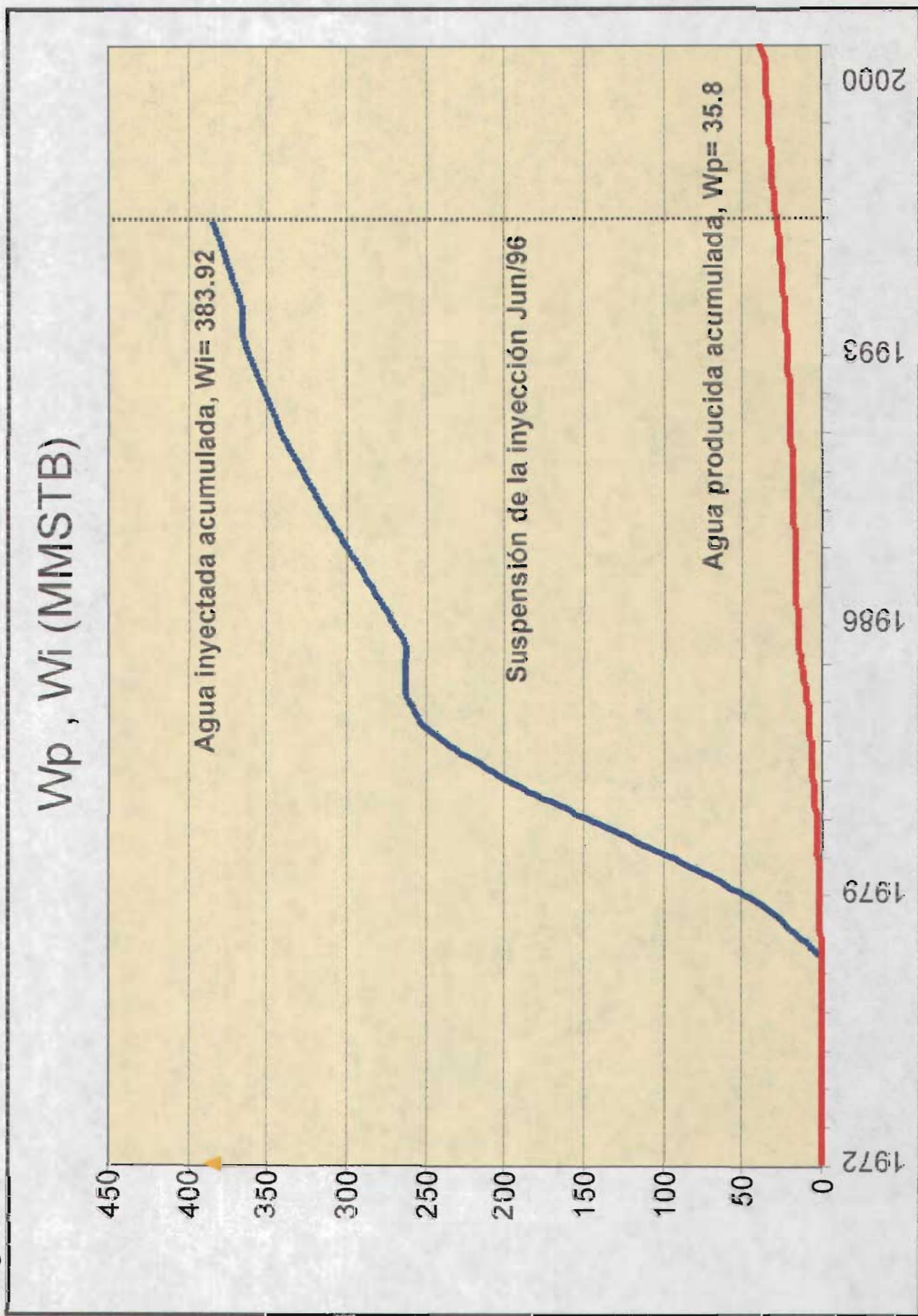
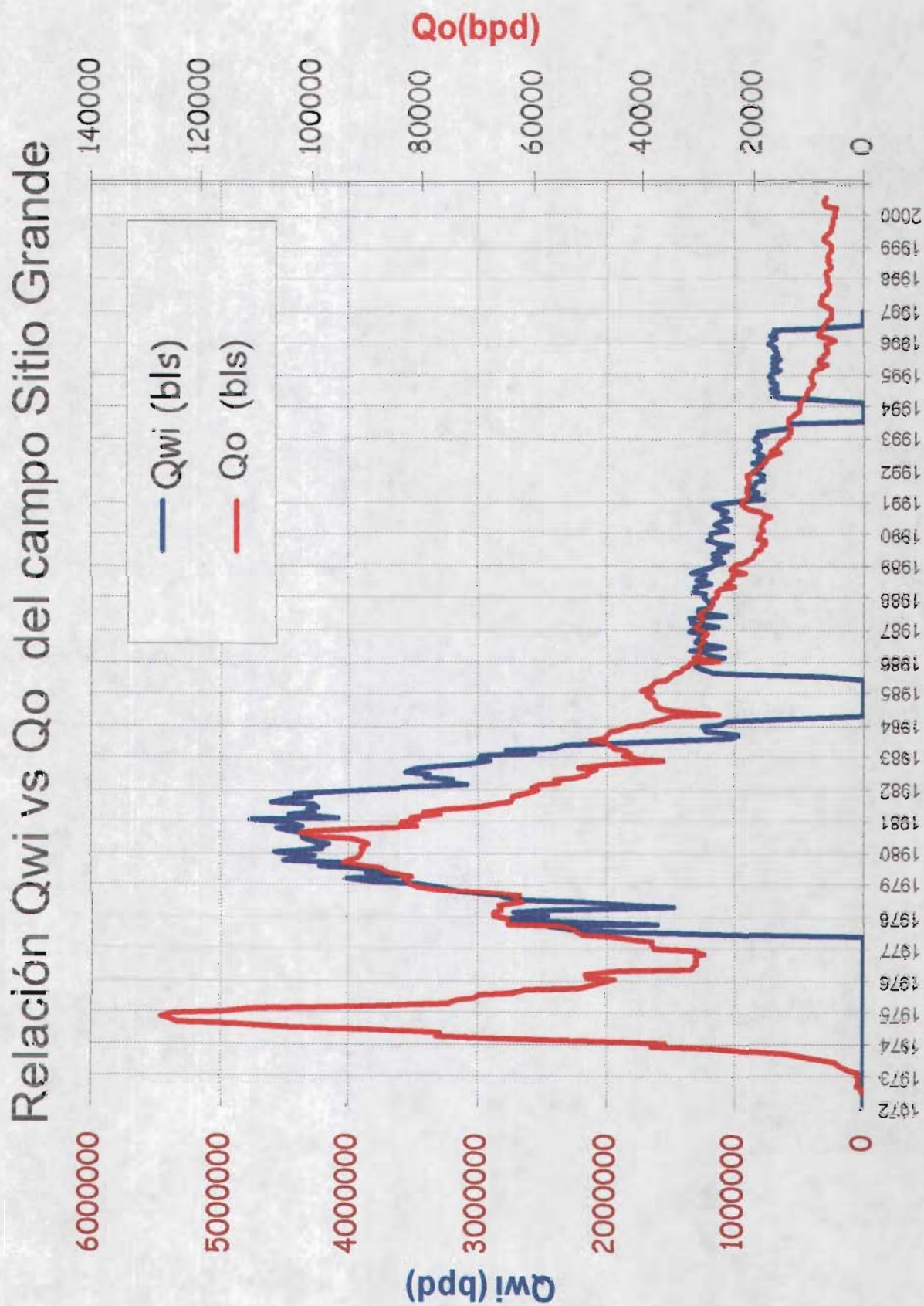


Figura 6



y el 90 (de septiembre a noviembre de 1997), resultando exitosas ambas intervenciones, al producir aceite limpio.

Se inicia la reparación del pozo 80 (22 de noviembre de 1997) en el cual, aprovechando su profundización, se cortaron 3 núcleos dentro del Cretácico inferior y con la finalidad de investigar el contenido de fluidos de esta zona, se probaron dos cuerpos, resultando el primero compacto y en el segundo se recuperaron muestras de agua salada, actualmente produce del Cretácico Medio.

En esta etapa y hasta el 28 de febrero de 1998 se produjeron 3.8 millones de barriles de aceite, 7400 millones de pies cúbicos de gas y 3.6 millones de barriles de agua.

□ **Perforación de pozos de relleno**

Para explotar las áreas no invadidas del yacimiento, detectadas con datos de medición de la presión de pozos productores, se perforaron ocho pozos de relleno, cuyos registros geofísicos corroboraron las zonas invadidas por el avance del acuífero y por la canalización del agua inyectada hacia los pozos productores.

Con la entrada a producción de los pozos de relleno, de septiembre de 1984 a marzo de 1985, la presión media del yacimiento cayó por debajo de la presión de saturación², por lo que se decidió reanudar la inyección de agua en junio de 1985 a un gasto constante de 45 000 bpd, y establecer una plataforma de producción del orden de 32 000 bpd, estrangulando los pozos con alto flujo fraccional de agua. Con esta medida se logró levantar la presión media del yacimiento hasta alcanzar el valor de la presión de saturación (318 kg/cm²) en julio de 1993, donde es suspendida nuevamente la inyección de agua debido al incremento de agua en los pozos productores.

Durante esta etapa se produjeron 84.1 millones de barriles de aceite, 126 700 millones de pies cúbicos de gas y 12.7 millones de barriles de agua y se inyectaron 102.5 millones de barriles de agua.

CAPÍTULO 1

APLICACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

1.1 Modelo MEYVO 7

El objetivo principal de este estudio de balance de materia fue el de conocer y comparar los valores del volumen original de hidrocarburos (OOIP) obtenidos por medio del uso de diferentes herramientas, con la finalidad de validar la información del campo, para finalmente usarla en la construcción de un modelo de simulación numérica que nos permitiera conocer los diferentes escenarios de producción a que el campo pudiera ser sometido, del mismo modo obtener un valor confiable del OOIP, que nos reafirmara el valor ya conocido de **1 100 MMbbls @ C.S** ; obtenido por el método volumétrico² de Cimas y Bases, el cual sigue actualmente vigente para las diferentes estimaciones del campo.

Dichos resultados nos ayudan a calibrar el modelo de simulación original del campo .

El yacimiento del campo Sitio Grande es del tipo inicialmente bajosaturado.

Mediante la aplicación de balance de materia por medio del uso del modelo MEYVO 7 a este campo³, se obtuvo un volumen original de hidrocarburos de **1 149 MMbbls.**

Se inició con la aplicación del modelo MEYVO 7, para lo cual se efectuó la gráfica de apoyo del tipo $\ln P$ vs N_p ; la cual nos muestra los diferentes mecanismos de empuje que han actuado en el campo durante su historia, tomando en cuenta los cambios de pendientes en la misma. Ver **figura 7**

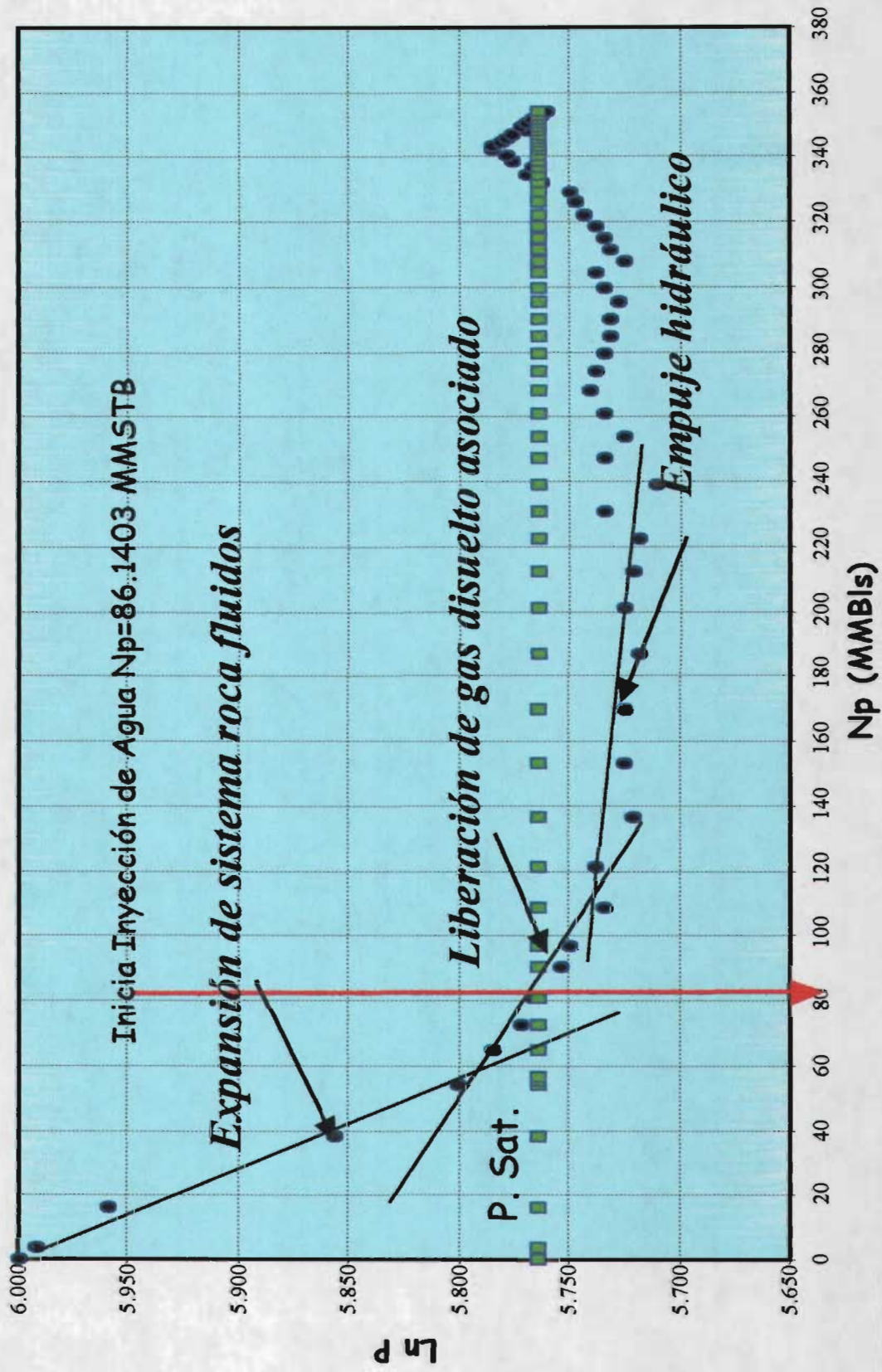
Al aplicar este modelo, se confirmó que se presentan en el campo los siguientes mecanismos de empuje:

Expansión del sistema roca – fluidos.

En la primera parte de la historia, este mecanismo tuvo gran influencia en el campo y fue perdiendo importancia en la medida que operaban otros mecanismos de explotación

Figura 7

Ln P vs Np Campo Sitio Grande



a que se sometió el campo en los años iniciales, sin dejar de tener impacto a lo largo de la vida del campo.

Desde el inicio de su explotación hasta junio de 1975, el índice de empuje debido a la expansión del sistema roca – líquido, fue de 1.0, ya que durante este período aún no se presentaban la liberación del gas ni empuje hidráulico.

Expansión del gas disuelto liberado.

Este importante mecanismo de producción se observaría casi de manera simultánea al inicio de la inyección, debido a que la presión del campo cae por debajo de la presión de saturación a un tiempo corto después de haber iniciado la inyección de agua en el acuífero asociado al yacimiento, por lo que actualmente se tienen algunas evidencias de la formación de un casquete secundario de gas.

De julio de 1975 a diciembre de 1976, se manifestó un empuje por liberación de gas, con un índice debido a este mecanismo, de $IEg = 0.369$

Entrada de agua.

Este mecanismo se conoce por estudios anteriores, que tuvo una leve influencia en el campo, debido a que al parecer, el acuífero asociado al campo sería de mediana a ligera actividad, lo cual desgraciadamente se vería confundido, ya que a tiempos tempranos se comenzó con la inyección de agua de manera masiva al campo, enmascarando la influencia del acuífero en la presión del campo.

Fue hasta junio de 1977 cuando aparece una leve actividad de un empuje hidráulico, la cual se confunde o enmascara con el efecto de la inyección de agua. De esta manera, el efecto combinado de ambos mecanismos (IEo e $IEiw$) adquiere un valor de 0.798 a partir de esta fecha. Para entonces, los índices naturales de empuje (IEo e IEg) se atenúan, quedando de la siguiente manera:

$$IEg = 0.074$$

$$IEo = 0.128$$

El siguiente paso, después de definir los mecanismos de empuje, será construir la base de datos que el modelo MEYVO 7 requiere.

Dicha base de datos involucra aspectos tales como: historias de producción e inyección del campo, características de los fluidos y de la roca, presiones, datos estructurales, curvas de capacidad de transporte, así como las posiciones de los pozos en el yacimiento.

Dentro de las tareas definidas antes de iniciar este trabajo, se estableció la necesidad de realizar cálculos de balance de materia con el auxilio de dos herramientas diferentes, por tal motivo, a continuación se presentan los resultados obtenidos por medio del modelo MBAL, en el cual se muestra la similitud con los resultados obtenidos con el modelo MEYVO 7.

1.2 Modelo MBAL (Material Balance)

Uno de los objetivos primordiales al llevar estos trabajos de balance de materia, es el de definir mayor con exactitud los parámetros que servirán de base a nuestro trabajo de simulación numérica de yacimientos, así es que como punto inicial y basados en los requerimientos de este modelo, iniciaremos definiendo los parámetros referentes a los fluidos existentes en el campo Sitio Grande.

Como se muestra en las siguientes gráficas, el volumen original calculado por medio de este modelo, es de 1 104 MMbbls, lo cual confirma y valida los valores antes mencionados, obtenidos por métodos volumétricos 1 100 MMbbls y con la ayuda del modelo MEYVO 7, el cual fue de 1 149 MMbbls. Ver **figura 8**

De igual manera, gráficamente se muestran los diferentes mecanismos de empuje que han actuado en el campo, encontrando semejanzas importantes con los resultados obtenidos con la ayuda del modelo MEYVO 7. Ver **figura 9**

Figura 8

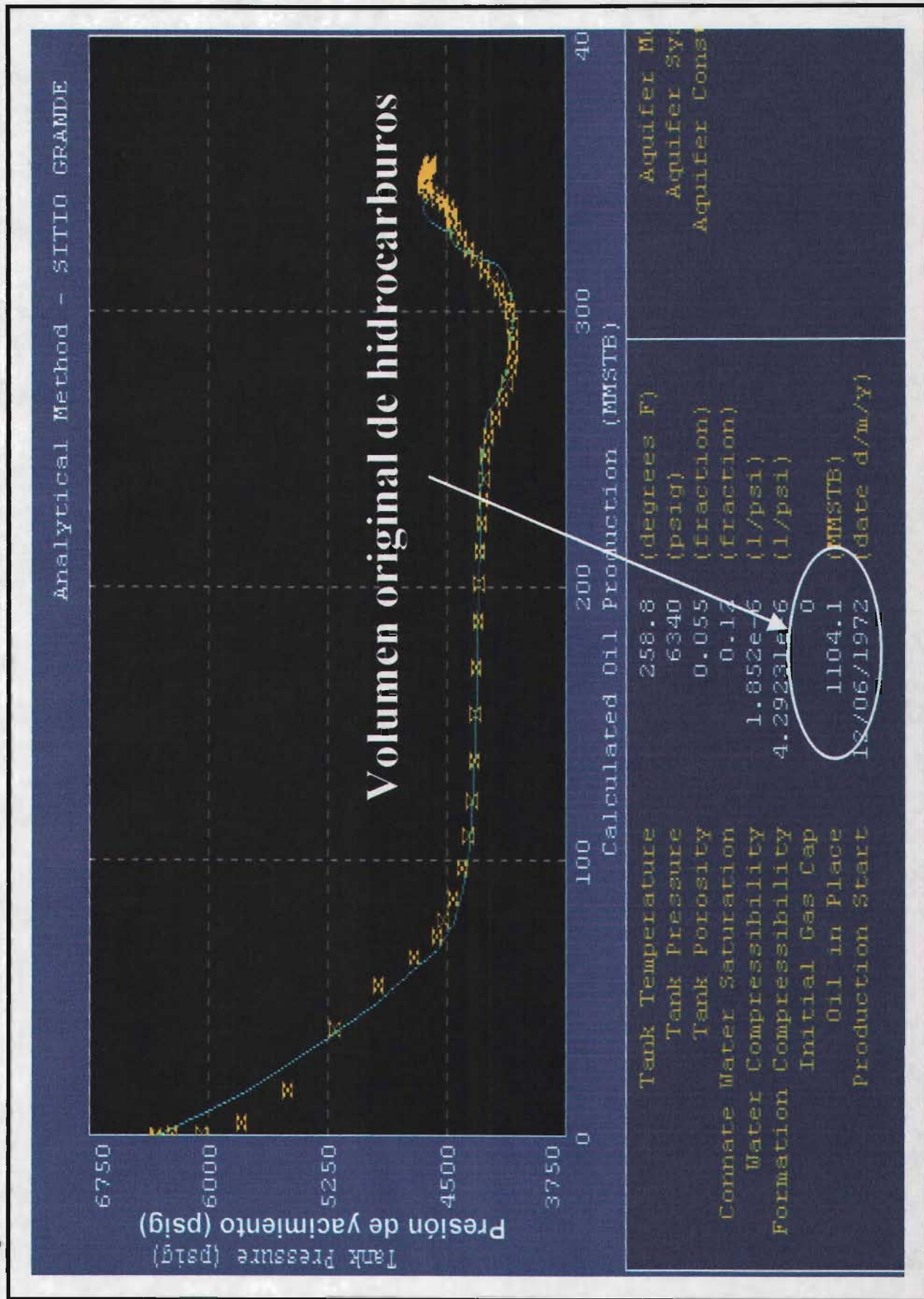
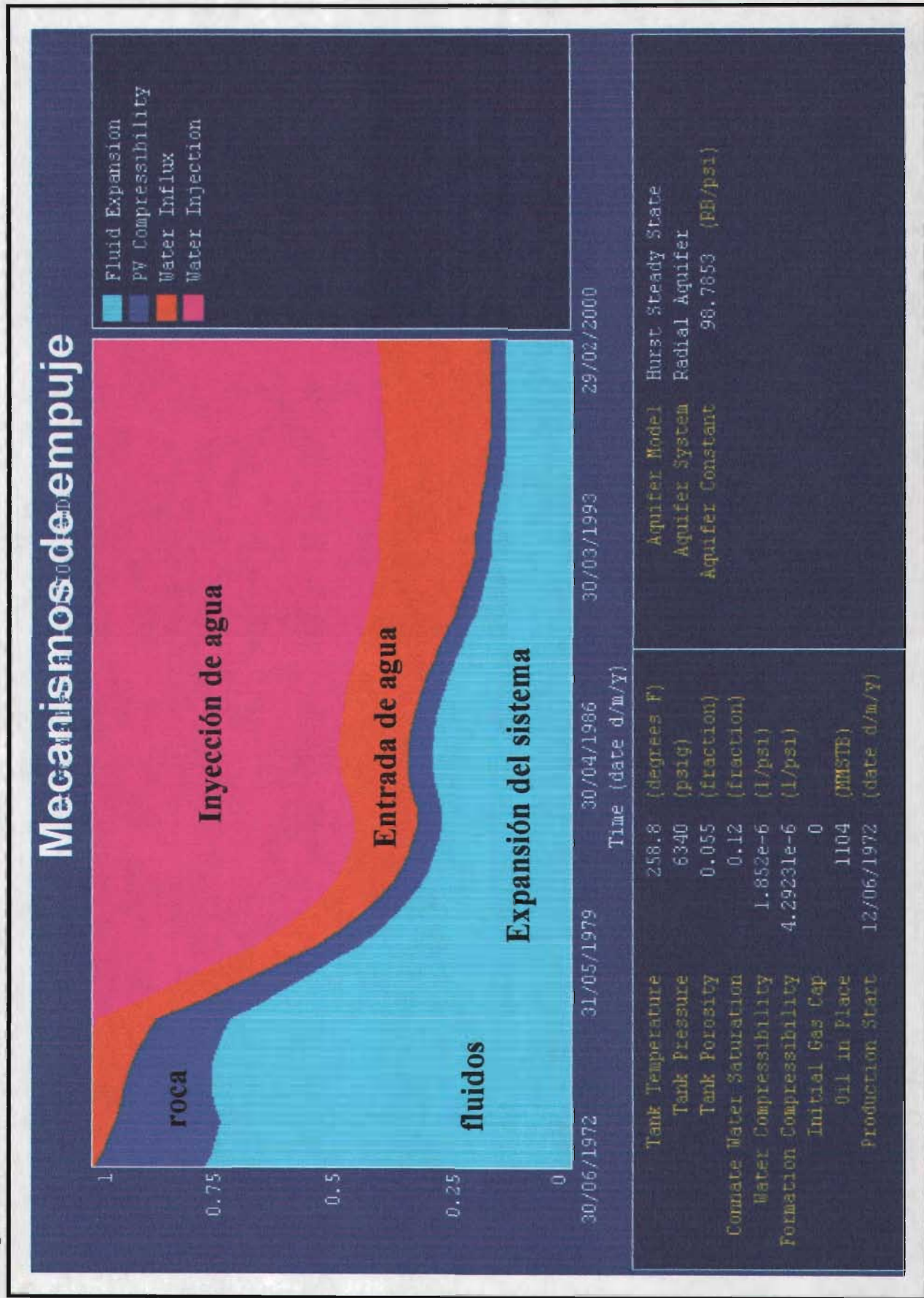


Figura 9



CAPÍTULO 2

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN

La producción primaria se define como la recuperación de petróleo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como son: gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o drene gravitacional, cuando se agota esta energía natural, es necesario suministrar al yacimiento energía de una fuente externa para poder incrementar su vida productiva.

2.1 Recuperación secundaria

Al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se les aplica una energía adicional mediante la inyección de un gas o agua para represarlos y, con ello, aumentar la producción, así como la recuperación final de hidrocarburos. El proporcionar al yacimiento esta energía adicional después del agotamiento de la propia, es lo que se entiende como recuperación secundaria.

Esta energía adicional puede ser mecánica o calorífica. La energía mecánica se suministra al yacimiento cuando se le inyectan fluidos líquidos o gaseosos, que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento, la energía calorífica se suministra cuando se inyecta vapor o se desarrolla una combustión in-situ ; se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite e incrementar su movilidad.

Un caso particular es cuando se aplica energía adicional, antes de llegar al agotamiento del yacimiento, y es lo que conocemos como mantenimiento de presión. En el inicio de la industria del petróleo, los yacimientos únicamente se explotaban hasta que la energía natural de expulsión de los mismos alcanzaba un nivel de agotamiento tal que, los gastos de producción ya no resultaban económicos, procediéndose al cierre y al abandono de los pozos. Los factores de recuperación obtenidos en esta fase inicial, en general fueron bajos y se trataba de lo que se ha llamado la producción o recuperación primaria de los yacimientos.

Por eso, nuestra industria hace frente al reto de incrementar en forma sustancial las reservas de hidrocarburos a través del descubrimiento desarrollo de nuevos campos petroleros y, mediante la aplicación de tecnologías que permiten aumentar la recuperación de hidrocarburos en los ya descubiertos, incluso en aquéllos ya maduros y depresionados.

La exploración en busca de nuevos campos petroleros ha sido hasta ahora el medio que ha recibido mayor atención para incrementar las reservas de hidrocarburos; sin embargo, debe tomarse en cuenta que el descubrimiento de nuevos campos se torna cada vez más difícil y costoso, y a profundidades cada vez mayores y en áreas inhóspitas.

En cuanto al aspecto de aumentar la recuperación del volumen de hidrocarburos en los yacimientos ya descubiertos, después de que éstos han agotado su energía natural, ha tenido mayor importancia debido a las razones mencionadas anteriormente.

Los métodos de recuperación⁴ que permiten obtener este aumento, se pueden clasificar en:

a).- Métodos artificiales de producción.

Éstos imparten energía sólo a nivel pozo, se adapta a cualquier tipo de bombeo para llevar los fluidos del fondo a la superficie, sin afectar propiamente al yacimiento. Se trata de medios para asegurar e incrementar los ritmos de producción programados.

b).- Métodos de recuperación secundaria.

Estos métodos adicionan energía a nivel yacimiento. Puede ser mediante la inyección de gas natural o de agua, siendo este último, el método más usual para obtener una recuperación adicional de aceite de un yacimiento. Sin embargo, aún cuando las inyecciones de agua o gas se hayan realizado en forma eficiente y bajo las condiciones más favorables, la mayor parte del aceite contenido inicialmente en la roca

almacenadora, aún permanece en el yacimiento cuando el proyecto de desplazamiento con alguno de estos fluidos ha concluido.

Existen varias clasificaciones de los procesos de recuperación de hidrocarburos, una de ellas simplificada y referente a los tipos básicos de los procesos de recuperación mejorada, que pueden ser aplicados bajo ciertas condiciones a un yacimiento, sería la de: procesos inmiscibles, procesos químicos, procesos térmicos y procesos no convencionales.

El objetivo de estos procesos es el de movilizar y desplazar el aceite remanente en los espacios porosos hacia los pozos productores, obteniéndose así una mayor recuperación del volumen original de hidrocarburos, bajo diferentes principios físicos y químicos.

Tomando en cuenta su importancia, así como la amplia experiencia obtenida a través de los años en su aplicación, el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, será tratado en este capítulo, esto sin reducir la importancia del resto de los métodos existentes, más debido a la estrecha relación del campo Sitio Grande con éste, se tratará de manera única.

La inyección de agua siempre tendrá dos limitaciones que afectarán directamente el proceso de recuperación de aceite: no importa cuánta agua pueda ser inyectada en el yacimiento, siempre quedará una cantidad de aceite residual en los poros que han sido barridos por el agua inyectada.

Este aceite residual está rodeado por agua y ésta restringe su movimiento a través de las fuerzas capilares.

Debido a esto, las consideraciones económicas exigen que el proceso sea terminado cuando la relación agua-aceite producida exceda su límite crítico, aun cuando una porción del yacimiento no haya sido barrida.

El objetivo común en cualquier tipo de desplazamiento miscible será el de eliminar el efecto de las fuerzas capilares y así minimizar el aceite residual.

2.2 Recuperación Mejorada

Con el advenimiento de nuevas técnicas, sofisticadas en su operación, costosas algunas de ellas, pero efectivas en muchas ocasiones, se ha venido manejando el término de recuperación mejorada, donde la aplicación de la energía adicional se realiza mediante la inyección de fluidos que normalmente no se encuentran en el yacimiento, con el objeto de mejorar alguna propiedad o característica en el frente de desplazamiento. Entre las acciones que resultan al aplicar las técnicas de recuperación mejorada está el eliminar efectos de presión capilar, aumentar fuerzas viscosas de arrastre y en general, aumentar las eficiencias de desplazamiento microscópico⁴ E_d , y de barrido E_a y E_v .

Estas técnicas también suministran energía al yacimiento y modifican las condiciones del sistema roca – fluidos. El aceite remanente en los poros de la roca, requiere de la aplicación de técnicas complejas y costosas, así como de estudios más profundos para ser extraído, las cuales reciben el nombre genérico de métodos de recuperación mejorada; aunque no debe omitirse que ahora, la recuperación de aceite es más difícil, debido a que el yacimiento se encuentra invadido de agua y/o gas, por lo cual es necesario determinar la saturación residual de aceite aún desplazable.

Dentro de la amplia gama de métodos de recuperación mejorada con que la industria petrolera cuenta en la actualidad, haremos especial énfasis en los métodos miscibles, y nos enfocaremos especialmente al método miscible por inyección de gas.

La recuperación mejorada de hidrocarburos se define como el conjunto de técnicas conocidas para incrementar la recuperación de aceite de un yacimiento después de aplicar métodos convencionales de recuperación primaria y secundaria. Entre ellos se encuentran los procesos miscibles, los cuales consisten en inyectar a un yacimiento un

compuesto que sea miscible o potencialmente miscible con el aceite a condiciones de yacimiento.

La miscibilidad⁵ se define como la condición de equilibrio que se alcanza después de mezclar dos o más fluidos, no existiendo interfaces entre ellos, entre este tipo de procesos se encuentra la inyección de bióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), gases hidrocarburos, gas de combustión o ciertas mezclas de ellos.

El campo Sitio Grande se encuentra considerado entre los candidatos más fuertes a implantar un sistema de recuperación mejorada por inyección de gas, esto tomando en cuenta los resultados obtenidos a lo largo del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, aunado esto a su privilegiada cercanía con el campo Carmito, el cual se considera una fuente rica para el abasto de gas bióxido de carbono; dicho campo pertenece al Activo de Producción Muspac, perteneciente a la misma Región Sur.

Este trabajo está encaminado a reunir las bases necesarias para considerar dentro de las posibilidades futuras de producción del campo Sitio Grande, el proceso de inyección de CO₂.

2.3 Definición del método a usar

El objetivo primario del ingeniero de yacimientos es el de maximizar la recuperación final de hidrocarburos del yacimiento.

Los factores de recuperación⁶ para yacimientos bajo métodos primarios de recuperación, pueden variar de entre 5 %, para yacimientos con muy pobres características o para aceites viscosos, hasta de 55 a 60 % para aceites ligeros con buenas características de productividad. Normalmente, una recuperación del orden de 30 % es considerada bastante satisfactoria.

Los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos, están encaminados a incrementar la recuperación final que pudiera haber sido alcanzada por métodos primarios (empuje por gas disuelto, expansión del líquido, etc.) o por técnicas de producción secundarias, tales como la inyección de agua. El objetivo es alcanzar una recuperación adicional de aceite, del orden de 10 a 15

Por ejemplo, para yacimientos de aceite producidos por métodos convencionales, donde el factor de recuperación final varía entre 25 y 40 % del volumen original de hidrocarburos.

Sin embargo, la selección de ciertos procesos encaminados a mejorar la recuperación de aceite, debe ser hecha sólo después de realizar una investigación detallada de los datos del aceite del yacimiento, pruebas de laboratorio y pruebas piloto.

Hoy, cientos de proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos son implementados, los cuales producen un volumen adicional muy considerable de aceite por año.

Recuperación primaria

Cuando un yacimiento es producido usando solamente la energía natural inherente en él, esta energía decrece rápidamente a medida que la presión declina e inevitablemente el gasto de producción se reduce. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de saturación, la alta movilidad del gas liberado puede inducir a una reducción en la producción de aceite.

Por lo tanto, durante la producción primaria de hidrocarburos del yacimiento, sólo una fracción de las reservas totales de hidrocarburos son recuperadas por declinación de la presión. La energía de empuje debe ser derivada a partir de la liberación y expansión del gas disuelto; de la expansión del casquete de gas; de un acuífero activo; del drenaje gravitacional, o bien, de la combinación de estos mecanismos.

Recuperación secundaria

Los métodos de recuperación secundaria incluyen los métodos de mantenimiento de presión, los cuales involucran la inyección de agua o gas.

Inyección de agua.

La recuperación se puede incrementar con la inyección de agua, la cual, mientras fluye en los poros del yacimiento, desplaza el aceite hacia los pozos productores. En la práctica, este desplazamiento nunca actúa como un pistón perfecto, y la eficiencia de barrido alcanzada depende de las propiedades físicas de los fluidos, así como de la geometría y características del medio poroso.

Después que las gotas de aceite han sido saltadas por el agua, ellas se encontrarán atrapadas en el lugar por las fuerzas capilares. Los volúmenes de agua inyectados reemplazan en los poros los volúmenes de hidrocarburos producidos, reduciendo consecuentemente la tasa de declinación de presión (mantenimiento de presión) y extienden el periodo durante el cual el yacimiento producirá por arriba de la presión de saturación.

Desplazamiento inmiscible por gas

El gas inyectado puede desplazar el aceite admitido menos eficientemente que el agua y aunque ésta usualmente se mantiene inmiscible con el aceite bajo las condiciones de operación prevalecientes, alguna recuperación adicional de fracciones de ligeras e intermedias puede ser esperada a través de los procesos de transferencia de masa entre la fase de gas móvil y la fase líquida in situ.

Recuperación mejorada de aceite (recuperación terciaria).

Métodos más eficientes y costosos a través de los cuales aceite adicional puede ser recuperado, son llamados métodos terciarios de recuperación o métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos. Muchos métodos de EOR son conocidos como: inyección de vapor, combustión in situ, inundación de surfactante, inundación micelar, inundación de polímeros, desplazamiento miscible, etc.

La selección del método apropiado de recuperación adicional de aceite depende de las propiedades del aceite (composición molecular), o de si el yacimiento es saturado o no, la historia de producción pasada y de las propiedades del yacimiento.

Es necesario investigar el comportamiento de fase de los fluidos en cuestión buscando conocer el potencial de estos procesos para una aplicación particular.

Métodos EOR

Los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos pueden ser divididos en los siguientes grupos:

Métodos termales

Métodos químicos

Métodos miscibles

Las principales características de cada uno de estos métodos se discuten a continuación:

Métodos termales.

Los métodos termales tienen como objetivo calentar el aceite del yacimiento buscando principalmente reducir su viscosidad.

Estos métodos son generalmente aplicados a aceites pesados y bitúmenes, los cuales a menudo se encuentran en yacimientos someros y a bajas presiones.

Los métodos termales son usados en 55 % de los proyectos en desarrollo y contabilizan un 70 % de la producción de los métodos de EOR.

Métodos químicos

Los métodos químicos consisten en mezclar varios químicos (surfactantes, polímeros, etc.) con el agua de inyección y su objetivo principal es mejorar la producción por :

Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua (surfactantes).

Incrementar la viscosidad del agua de inyección (polímero) o una combinación de ambos.

Estos métodos, en teoría, pueden aplicarse a un gran número de yacimientos de variables condiciones y composiciones moleculares, pero han fallado en la contribución de significativos incrementos en la recuperación final.

Limitaciones técnicas

Aguas con altas salinidades (los surfactantes son eficientes sólo a bajas temperaturas).
Yacimientos de altas temperaturas.

Limitaciones económicas

Los productos químicos son caros y el requerimiento de ellos puede ser excesivo (para tratar 1000 m³ de roca se requiere tanto como 1.0 ton. de surfactante).

La selección del surfactante depende de la temperatura del yacimiento, la composición del aceite, las propiedades de la roca, así como las propiedades del agua de la formación y el agua de inyección.

Los surfactantes son inyectados antes del inicio de producción, lo cual requiere de una inversión inicial de capital.

El yacimiento puede ser puesto en producción sólo algunos años después.

Actualmente, alrededor de 27 % de los proyectos pilotos en el ámbito mundial son basados en procesos químicos.

Métodos miscibles

El objetivo de este tipo de métodos es el de mejorar la recuperación debida al intercambio de moléculas entre las fases del gas inyectado y el aceite del yacimiento. Esta transferencia de masa, si las condiciones son favorables, puede arrojar composiciones idénticas para ambas fases.

La eliminación de los límites de la fase elimina la mayoría de los efectos capilares y por lo tanto todo el aceite del yacimiento contenido en el medio poroso, puede teóricamente ser desplazado. De otro modo, la relación de viscosidad entre las fases gas y aceite, es reducida, disminuyendo por lo tanto la relación de movilidades y mejorando la eficiencia de barrido. La saturación de aceite residual (Sor) se reduce, comparado con la

saturación de aceite residual inicial (Sori) y esta reducción es definida como **eficiencia de desplazamiento**. También, una cantidad adicional de aceite es recuperada debido al hinchamiento del aceite del yacimiento por el gas disuelto.

Las técnicas de desplazamiento miscible son usadas generalmente para:

Aceites de ligeros a medios

Yacimientos profundos con presión promedio alta

La inyección miscible de gas es comúnmente usado en 20 o 30 % de los proyectos de EOR. La inyección de CO₂ miscible es ahora ampliamente aplicada, especialmente en los Estados Unidos. Desde 1980, los proyectos de inyección de CO₂ han aumentado en un 65 % .

Proceso de gas pobre a alta presión

Este proceso puede ser aplicado a yacimientos bajosaturados que son ricos en componentes ligeros, C1-C6, y a altas presiones.

Cuando el gas inyectado es pobre en componentes intermedios, éste vaporiza algunos componentes entre C2 y C6 de la fase aceite (**mecanismo de vaporización**). El frente de gas enriquecido se mueve dentro del yacimiento, donde éste contacta más aceite fresco que ha sido enriquecido. Este proceso es, de hecho, un **proceso de contacto múltiple**. Después de varios contactos múltiples, el frente de gas enriquecido se puede volver miscible con el aceite del yacimiento.

El gas de inyección, el cual se enriquece gradualmente con el aceite del yacimiento, se disuelve en el aceite e incrementa su volumen. Esto es llamado **hinchamiento** y es cuantificado por el factor de hinchamiento.

Para lograr alcanzar una exitosa miscibilidad se requiere que :

La presión del yacimiento sea suficientemente alta (arriba de 3000 psia)

El aceite del yacimiento tenga una adecuada cantidad de componentes intermedios (C2-C6).

El aceite del yacimiento debe ser ligero ($>35^\circ$ API)

Desplazamiento miscible por gas enriquecido

Este proceso es similar al proceso miscible por gas pobre a alta presión, aunque esta vez la transferencia de componentes intermedios (C2-C6) toma lugar del gas de inyección al aceite del yacimiento (**mecanismo de condensación**). Después de sucesivos contactos múltiples, los componentes intermedios son liberados del gas enriquecido y absorbidos por el aceite del yacimiento, la forma de la interface desaparece y la miscibilidad es alcanzada entre la fases aceite y gas.

La inyección de gas enriquecido tiene las siguientes peculiaridades:

Puede ser usada para yacimientos con más bajas presiones que la inyección de gas pobre (1500 a 8000 psia).

Las presiones de inyección requeridas dependen de los componentes del gas enriquecido y del aceite del yacimiento, así como de su temperatura.

Para un aceite a una temperatura de yacimiento dada, cambiando la composición del gas enriquecido inyectado, la miscibilidad puede ser alcanzada. Ésta es claramente una ventaja, comparada con la inyección de gas pobre.

La heterogeneidad de las arenas, así como la interdigitización viscosa, puede también dispersar el frente miscible.

La principal desventaja es, sin embargo, el alto costo de la inyección de gas enriquecido.

Desplazamiento miscible con bióxido de carbono

El bióxido de carbono tiene la habilidad de extraer o evaporar componentes de la fase aceite y es, por lo tanto, ampliamente usado para procesos de inyección miscible, los cuales son similares a los procesos miscibles con gas pobre.

La principal diferencia entre los dos procesos, es que, en el de gas pobre y enriquecido, sólo los componentes C2-C6 son extraídos, mientras que en los procesos miscibles con CO₂, los componentes hidrocarburos, tan pesados como C30, pueden ser vaporizados.

El proceso miscible con CO₂ tiene las siguientes peculiaridades:

El CO₂ es soluble tanto en aceite como en agua, y exhibe un factor de hinchamiento más alto que el metano.

El CO₂ puede extraer componentes mucho más pesados del aceite que otros gases.

El CO₂ causa una gran reducción en la viscosidad del aceite del yacimiento.

El bióxido de carbono, cuando se disuelve con la fase aceite, incrementa su densidad: por otra parte, cuando se disuelve en agua, muestra un efecto inverso, reduciendo por lo tanto, la posibilidad de segregación gravitacional durante la inyección.

El CO₂ se disuelve en ambas fases, aceite y agua, reduciendo con esto la tensión interfacial entre ambas.

La presión mínima, a la temperatura del yacimiento dada, requerida por el aceite del yacimiento y el gas de inyección para alcanzar idénticas composiciones a través de un proceso a contacto múltiple, es llamada " Presión mínima de miscibilidad " (MMP).

Esta MMP, para el CO₂, depende del peso molecular del aceite del yacimiento y principalmente en su contenido de C5 – C30. Las altas concentraciones de metano en el aceite del yacimiento reducen la eficiencia de la inyección de CO₂.

CAPÍTULO 3

EL PROCESO DE INYECCIÓN Y LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

3.1 Proceso de inyección de bióxido de carbono (CO₂)

Dentro de los procesos de recuperación mejorada existentes, en este trabajo se evaluará la inyección de bióxido de carbono (CO₂). Desde los años cincuentas la industria petrolera ha llevado a cabo considerables investigaciones de laboratorio, así como en campo, acerca del uso del CO₂, con el fin de incrementar la recuperación de los yacimientos de aceite.

Existen básicamente dos variantes en el proceso de inyección⁷ de CO₂ : los procesos miscibles, han demostrado ser mejores en la aplicación a yacimientos de crudos ligeros y medios, y los procesos inmiscibles, los cuales podrán ser aplicados a crudos pesados.

Respecto al fluido de empuje, el proceso involucraría la inyección de gas o agua de manera alternada o simultánea con el CO₂ inyectado. La reducción de la viscosidad del crudo, el hinchamiento del aceite crudo, la miscibilidad, así como el empuje de gas en solución, son los mecanismos que permitirán incrementar la recuperación de aceite.

3.2 Variantes básicas en los procesos de inyección de CO₂

La inyección de CO₂ puede ser aplicada en el campo como un proceso de recuperación secundaria o terciaria⁵ y puede ser llevada a cabo de las siguientes formas:

Inyección continua de CO₂ - En esta variante, el CO₂ es inyectado de manera constante hasta el fin de la recuperación.

CO₂ seguido por gas – Este proceso inicia con la inyección de CO₂ hasta que un volumen predeterminado de éste ha sido inyectado dentro del yacimiento y entonces un gas menos caro que el CO₂ es usado como el fluido de empuje principal.

CO₂ seguido por agua – Después de haber inyectado un volumen de CO₂ en el yacimiento, es usada agua para desplazar el CO₂ a través del yacimiento.

Inyección simultánea o alternada de CO₂ y agua – Esta variante de los procesos de inyección de CO₂ comenzaría generalmente con la inyección de un bache pequeño de CO₂, el cual es entonces seguido por la inyección simultánea o alternada de CO₂ y agua, hasta inyectar un volumen predeterminado de CO₂ en el yacimiento.

Combinación de inyección de CO₂ y solvente - Los procesos de inyección de CO₂ pueden también incluir la inyección de solventes, tales como gas natural líquido, H₂S, SO₂, sólo por nombrar algunos. Hablando en general, la principal razón para utilizar solventes es la de disminuir la presión mínima de miscibilidad entre el CO₂ y el crudo del yacimiento y auxiliar a mantener esta miscibilidad a lo largo del yacimiento. Otras razones tendrían que ver con el mezclado, la interdigitización viscosa y la dispersión.

Lo anterior nos muestra que los procesos de inyección con CO₂ normalmente pueden involucrar la inyección de éste con algunos otros fluidos; ya sea de manera alternada o simultánea.

Sin importar cómo el CO₂ sea aplicado en el campo, los siguientes mecanismos pueden contribuir a incrementar la recuperación de aceite:

Reducción de la viscosidad del crudo.

Hinchamiento del aceite.

Efectos de miscibilidad a contacto múltiple si la presión es suficiente.

Incremento en la inyectividad.

Empuje por gas en solución.

Generalmente, el CO₂ no es miscible con la mayoría de los aceites pero puede desarrollar miscibilidad a través de contactos múltiples. Incluso si la miscibilidad no es alcanzada, muy bajas tensiones interfaciales pueden resultar debido a los efectos de vaporización y solubilidad a ciertas presiones.

Requerimientos de información

En la evaluación de un campo, como posible candidato a inyección de CO₂, cierta información es requerida, la cual puede ser medida en laboratorio o, en ausencia de mediciones, ser estimada por medio de consideraciones teóricas.

Los datos requeridos son los siguientes:

Presión mínima de miscibilidad.

Hinchamiento del crudo.

Reducción de la viscosidad del crudo.

Precipitación de asfaltenos.

Datos PVT.

Propiedades del agua carbonatada.

Propiedades del CO₂.

Cada yacimiento tiene muchas características y la suma de ellas determina la caracterización del mismo y su respuesta a diferentes métodos de explotación. El problema es determinar, evaluar dichas características y predecir el comportamiento del yacimiento. Cada característica aislada, no es determinante, por ejemplo, una densidad de aceite menor a 25° API es usualmente considerada como desfavorable para un proyecto de inyección de CO₂. Esto no excluye automáticamente a todos los yacimientos que tengan aceite con menos de 25° API para considerarlos como proyectos. Puede haber unas características favorables que cubran a otras desfavorables. En el caso de que la inyección del CO₂ se hiciera en un casquete de gas, sería desfavorable si la presión del yacimiento estuviera por debajo de la presión de miscibilidad y grandes cantidades de CO₂ se necesitarían para obtener el represionamiento.

Presión mínima de miscibilidad

La mínima presión a la cual el CO₂ contenido en el fluido de inyección puede desarrollar miscibilidad con el crudo del yacimiento, a temperatura de yacimiento, es definida como presión mínima de miscibilidad y se abreviará con la siglas MMP. Las mediciones se pueden realizar en celdas PVT convencionales o mediante pruebas de desplazamiento del tipo Slim Tube.

Cuando la miscibilidad ocurre las fuerzas de presión capilar disminuyen o desaparecen y entonces el aceite puede fluir más libremente hacia los pozos productores.

Hinchamiento del crudo

Cuando el CO₂ es disuelto en el aceite crudo, el volumen de éste se incrementa. La cantidad de hinchamiento depende de la presión, temperatura, composición del crudo y la fracción mol del CO₂ en el crudo.

Reducción de la viscosidad del crudo

Cuando el CO₂ se disuelve en el crudo, la viscosidad del mismo se reduce significativamente dependiendo de la presión, temperatura y la viscosidad del aceite no carbonatado, resultando en un considerable mejoramiento en la movilidad del aceite en el yacimiento. La reducción de viscosidad es mayor y más significativa con aceites medios y pesados, y no muy grande en el caso de aceites ligeros.

Precipitación de asfaltenos

Uno de los mayores problemas que se pueden presentar en un proceso de inyección de CO₂, es la precipitación de asfaltenos del aceite crudo al contacto con el CO₂. Diversas pruebas de laboratorio pueden ser llevadas a cabo con la finalidad de conocer si este fenómeno ocurrirá, así como los efectos de éste, en caso de presentarse, en la reducción de la permeabilidad.

Datos PVT

Los datos que normalmente se deben obtener son, relación gas aceite, densidad, compresibilidad y la composición de las fases líquido y vapor

Propiedades del agua carbonatada

La solubilidad del CO₂ en agua depende de la salinidad, la temperatura y la presión.

Propiedades del CO₂

Ciertas propiedades termodinámicas, y de transporte del CO₂ son requeridas para realizar los cálculos de ingeniería para su directa aplicación en el campo. Éstas incluirían a la viscosidad, densidad y factor de compresibilidad.

Comportamiento de fase y miscibilidad

El CO₂ alcanza un frente miscible después de varios contactos a una presión menor que para el caso del gas natural. Después de alcanzada una composición de miscibilidad, el frente de desplazamiento empieza a alterarse y finalmente es destruido, principalmente por fenómenos de dispersión, continuándose el desplazamiento en forma inmisible hasta que la reanudación de la extracción de componentes haya generado nuevas condiciones de miscibilidad.¹¹

El desarrollo de la miscibilidad para el fenómeno de inyección de CO₂ se puede representar conceptualmente con un diagrama ternario, utilizando pseudocomponentes.

Las cuatro fuentes principales de suministro de gas⁵ para este tipo de proyectos, son los siguientes:

- 1.-Obtención del CO₂ a partir del gas de síntesis en la producción de amoníaco.
- 2.-Obtención como subproducto en la producción del gas natural sintético (GNS).
- 3.-Obtención de la producción de gases de plantas industriales.
- 4.-Obtención en su estado natural mediante pozos.

Las propiedades del CO₂ que se inyecta para remover eficazmente al aceite crudo del yacimiento, deben ser similares a las características del CO₂ puro.

La tabla 1 muestra algunas de las características más representativas del bióxido de carbono.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Tabla 1

Peso molecular	44.01	Lb/lb mol
Densidad relativa	1.52	Adim.
Temperatura crítica	31.1	° C
Presión crítica	1.071	PSIA
Densidad	0.467	Gr/cm ³
Viscosidad	0.33	Cp
Volumen específico	0.00214	Lt /gr
Factor de compresibilidad	0.275	PSIA

Para las condiciones de presión y temperatura encontradas en los yacimientos, el CO₂ existirá solamente como líquido y/o vapor. Cuando el CO₂ se disuelve en el aceite, el volumen de la mezcla aceite-CO₂ crece. La cantidad del incremento depende de la presión, temperatura, composición de aceite y fracción molar de CO₂ en el aceite.

Además el aceite crudo al entrar en contacto con el CO₂ experimenta una reducción considerable en su viscosidad⁸. Esta reducción depende de la presión, temperatura y viscosidad del aceite.

En términos generales se puede decir que cuanto más alta es la viscosidad del aceite, mayor será el porcentaje de reducción de su viscosidad al saturarse con CO₂. Esta propiedad mejora la relación de movilidades durante un desplazamiento, aumentando la eficiencia de éste y por consiguiente, el factor de recuperación, aún para el caso en que el desplazamiento se efectúe en forma inmisible.

Cuando el CO₂ entra en contacto con el aceite y a medida que aumenta la presión, el aceite disuelve más CO₂, por lo que se incrementa la densidad. Este resultado es debido a que el CO₂ a presiones altas y temperaturas de 100 ° F o menores, alcanza valores de densidad cercanos o mayores que el correspondiente para el aceite a condiciones de presión y temperatura; el CO₂ al disolverse en el agua, produce una

expansión disminuyéndole su densidad, esta reducción depende de la presión, temperatura y salinidad, si fuese el caso del agua congénita o de la inyección.

Se ha demostrado experimentalmente que el CO₂, tanto en forma líquida como gaseosa, es capaz de extraer componentes hidrocarburos del rango de C₅ a C₃₀, cuando se pone en contacto con el aceite^{9,10}. Es también conocido que este proceso de extracción se lleva a cabo en forma efectiva solamente arriba de cierta presión, la cual depende de la composición del aceite y de la temperatura del yacimiento.

3.3 Suministro de CO₂ para el proyecto

El campo Carmito constituye una fuente natural y muy importante de CO₂, el volumen de CO₂ venteado a la atmósfera⁷, desde el inicio de operación de la planta de separación de CO₂ de Artesa, es de aproximadamente 58 BCF. Como una comparación, el volumen de CO₂ requerido en el proceso de inyección en el campo West Texas (USA), es de 42 BCF durante 15 años. Lo anterior significa que durante 2 años en el campo Carmito, se liberó a la atmósfera una suficiente cantidad de CO₂, como para ser usado en un proceso completo de inyección, dicha liberación, implica una disminución en las reservas del campo de entre un 3 y un 5% por año.

Si no se toman medidas oportunas, se liberaría a la atmósfera hasta un 20 % de las reservas de CO₂ del campo Carmito, antes de iniciar el proceso de inyección.

El CO₂ es más eficiente que el N₂. Para los yacimientos de aceite, la PMM con el CO₂ es menor que con el N₂. Debido a las características de los yacimientos naturalmente fracturados en la Región Sur, se tiene que:

$$PMM (CO_2) < P_y < PMM (N_2)$$

Una ventaja más es que el CO₂ es más fácil de separar de la corriente de gas producida que en el caso del N₂, dando como resultado un menor costo en el proceso de separación.

Con base en procesos de este tipo, a nivel mundial, el costo de CO₂ representa entre el 50-60 % del costo total del proyecto.

La inyección de CO₂ es una tecnología suficientemente probada; aproximadamente 80 % de los procesos de inyección de gas en el mundo, son de CO₂. Esto no sucede con el N₂.

3.4 Construcción del modelo de simulación numérica

Para la etapa de simulación se tomó como base el modelo de caracterización estática del yacimiento realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo en el año 1997, y el modelo de simulación numérica llevado a cabo por el mismo I.M.P. en el año 2000.

Cabe mencionar que este modelo tuvo como objetivo principal, el conocer el comportamiento de la presión del campo al implantar un proceso de inyección de CO₂ y a su vez, conocer la recuperación final de hidrocarburos bajo este proceso.

El modelo original del campo contempla las siguientes dimensiones de 34 x 36 x 8 en las direcciones X, Y y Z, respectivamente, las cuales y por su condición de modelo de doble porosidad, se convierten en 34 x 36 x 16, las ocho capas superiores para la matriz y las ocho inferiores para la fractura, éste es un modelo de aceite negro que contempla la totalidad de los pozos existentes en el campo.

Cabe mencionar que por razones prácticas y por no competir a este trabajo, se omiten más detalles del mismo.

Debido a las limitaciones técnicas, así como a la naturaleza práctica de este trabajo, se optó por desarrollar un modelo de sección transversal con la finalidad de conocer el comportamiento de esta, al inyectarle de CO₂.

Esta sección transversal tiene como dimensiones : 17 x 1 x 16 , por tratarse de un modelo de doble porosidad, el trabajar con un modelo de sección nos permitirá realizar un número considerable de corridas de simulación, sin tener que esperar largos tiempos para observar los resultados, situación que no se podría evitar al trabajar con el modelo original. Ver **figuras 10 a 13**

Para tal propósito, se uso el preprocesador de la familia ECLIPSE, GRID , con el cual se copia y edita la malla de simulación del modelo original hasta obtener la sección deseada, esto es eliminando columnas y renglones hasta quedar con la nueva malla de la zona deseada, finalmente se obteniendo el archivo de salida GRDECL, el cual contiene información tal como la geometría de la nueva malla, sus coordenadas tanto areales (COORN), como verticales (ZCOORN), la totalidad de celdas activas (ACTNUM), así como las propiedades petrofísicas contenidas en el modelo, tales como porosidad (PORO), permeabilidad (PERM), etc , este archivo se suministra al archivo DATA .

Se editó este archivo de datos para adecuarlo a las nuevas necesidades, esto es básicamente el redimensionamiento del nuevo modelo, igualmente se adecuó el archivo de datos históricos, SCHEDULE, con el fin de involucrar sólo a los pozos que al nuevo modelo interesan, cabe mencionar que este modelo de simulación se trataba originalmente de un modelo de aceite negro (ECLIPSE 100), por lo que fue necesario convertirlo a uno de tipo composicional (ECLIPSE 300), el cual nos permitiera alcanzar el objetivo inicialmente trazado; inyectar CO₂ a la sección. Dicha conversión se haría después de haber logrado correr el modelo de aceite negro y buscar un aceptable ajuste de presión por pozo. Ver **figuras 14 y 15**

Tomando en cuenta que la etapa de ajuste podría tomar más del tiempo inicialmente predeterminado para finalizar este trabajo, se procedió a enfocar los resultados a los fenómenos que en el yacimiento tuvieran lugar, así como a su documentación.

Figura 10

Construcción de la sección transversal

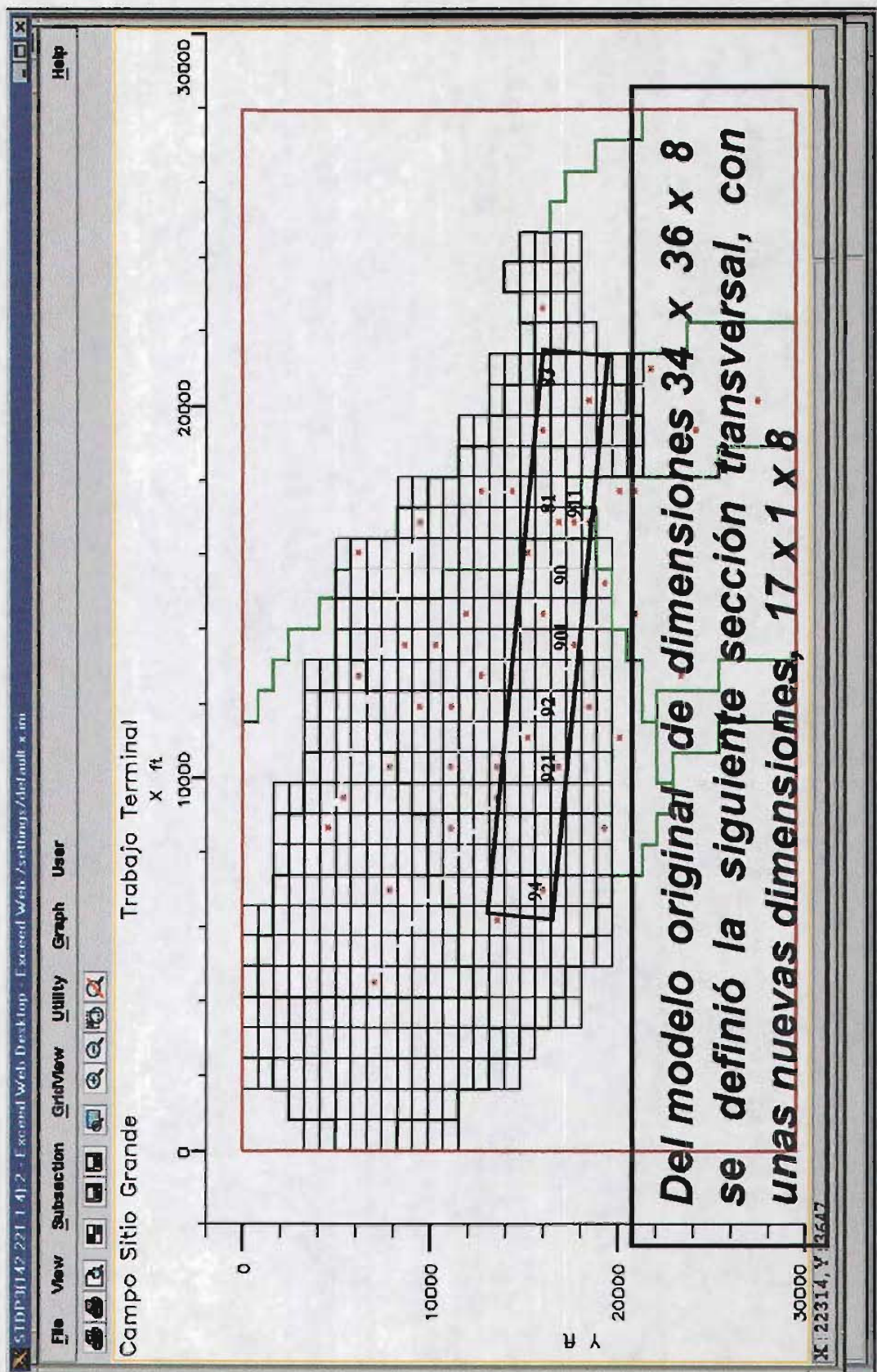


Figura 11

Dimensionamiento de la sección

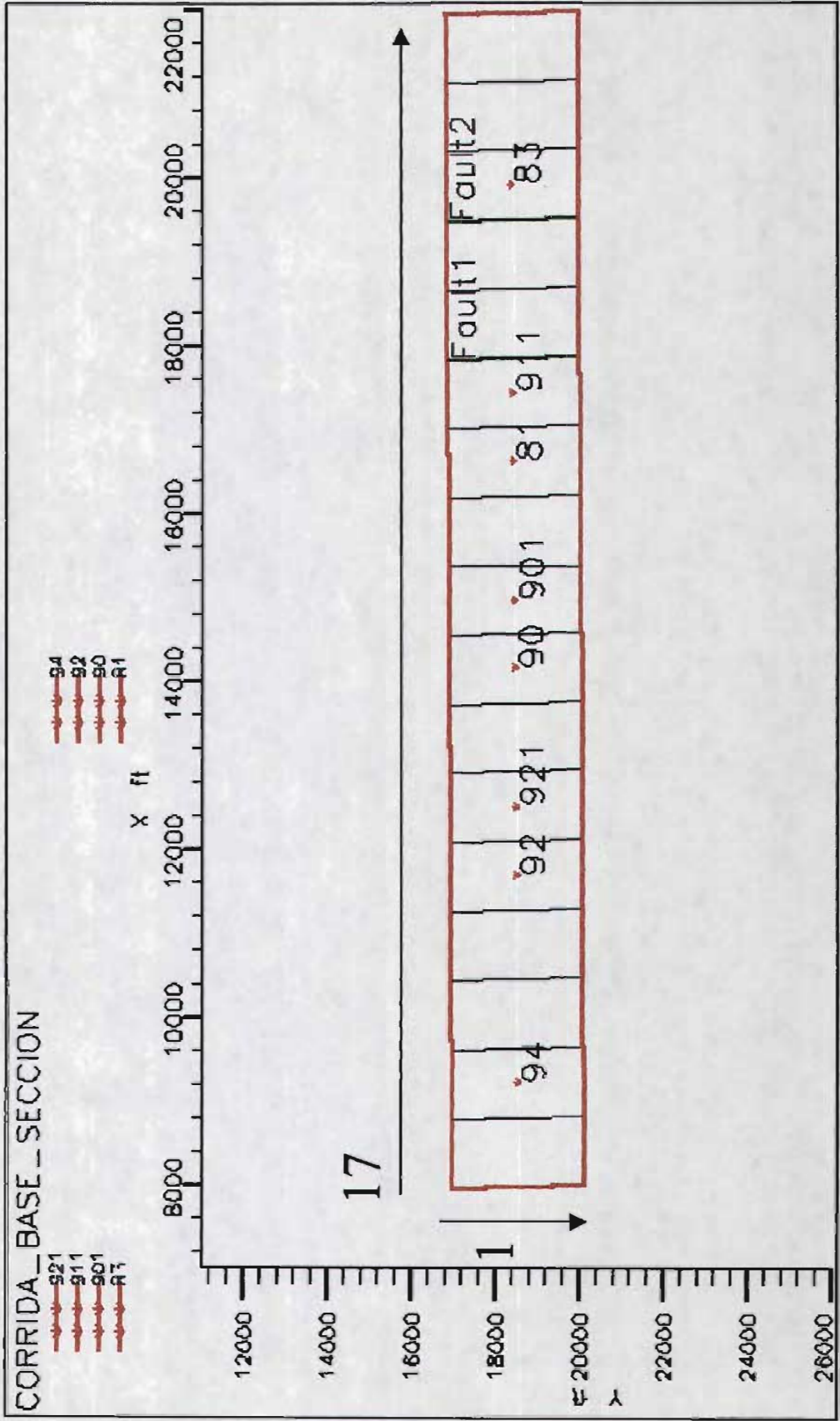
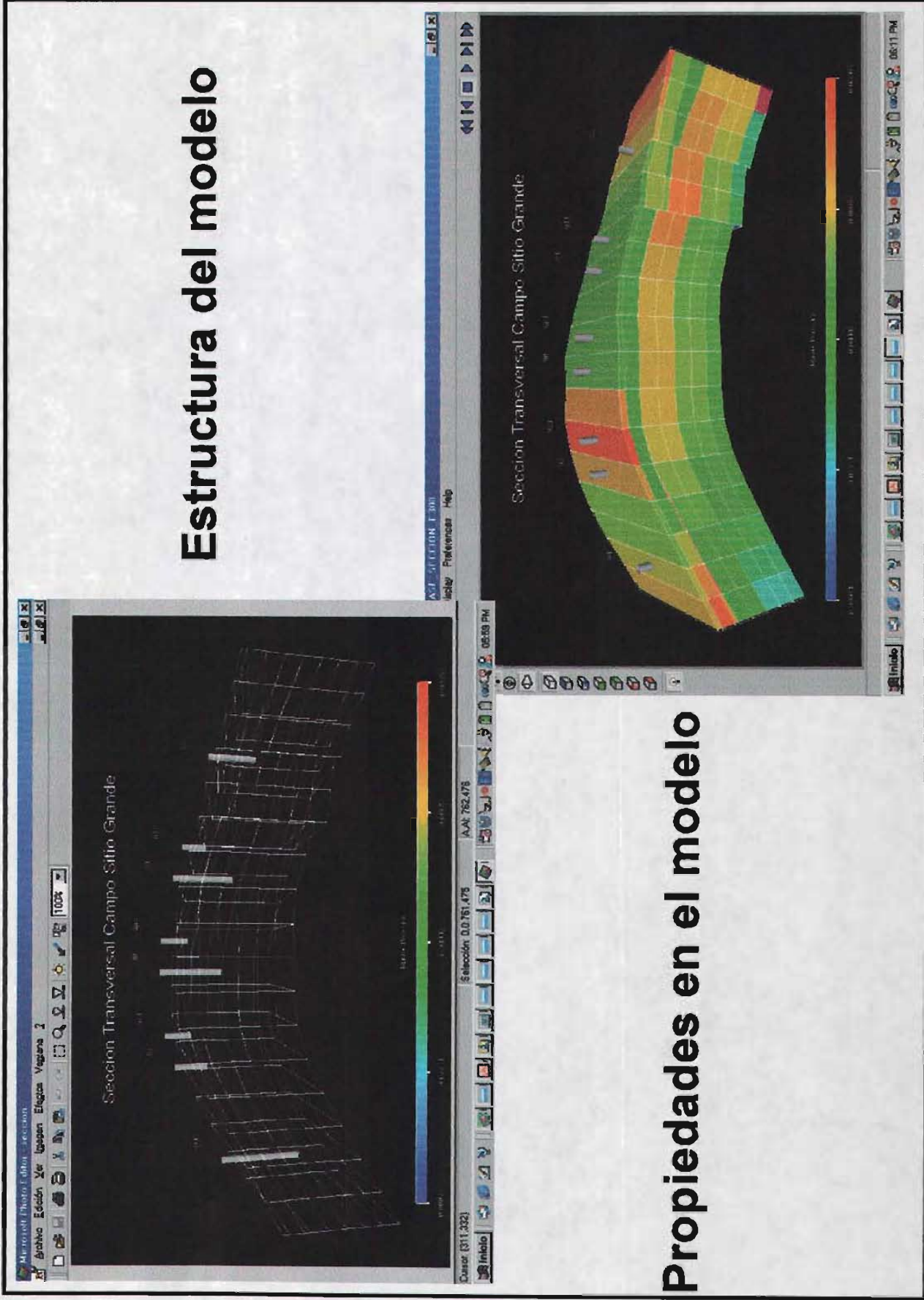


Figura 12



Estructura del modelo

Propiedades en el modelo

Figura 13

Distribución de presiones

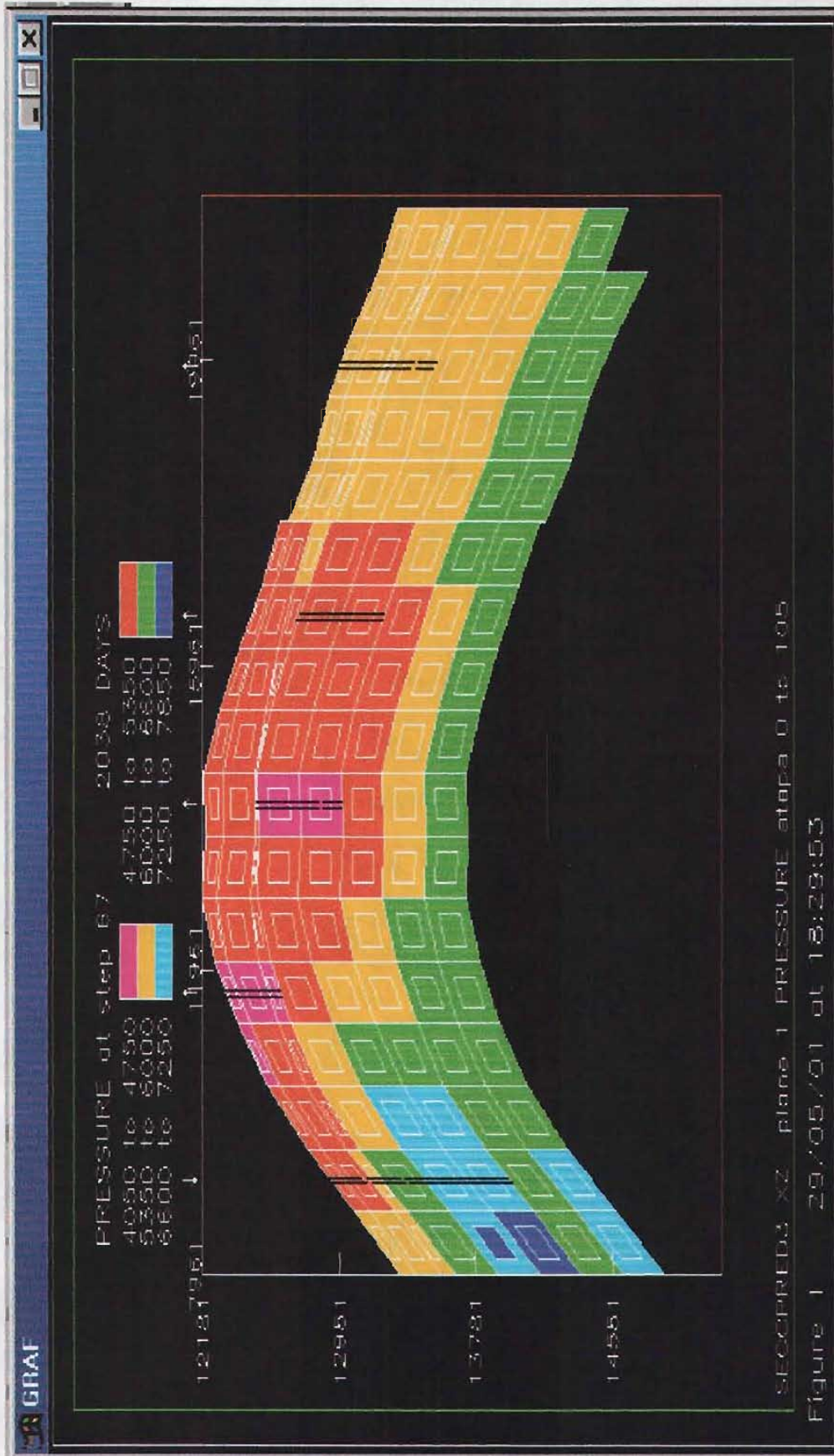


Figure 1 29/05/01 at 18:29:53

0: End 1: Fwd 2: Bwd 3: Squ 4: Jmp 5: Vpt 6: Val

Figure 14

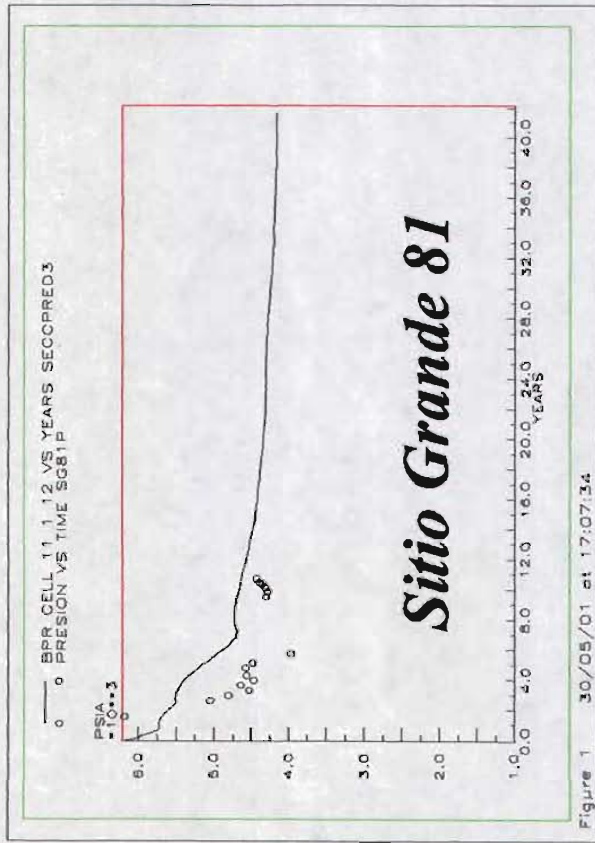


Figure 1 30/05/01 at 17:07:34

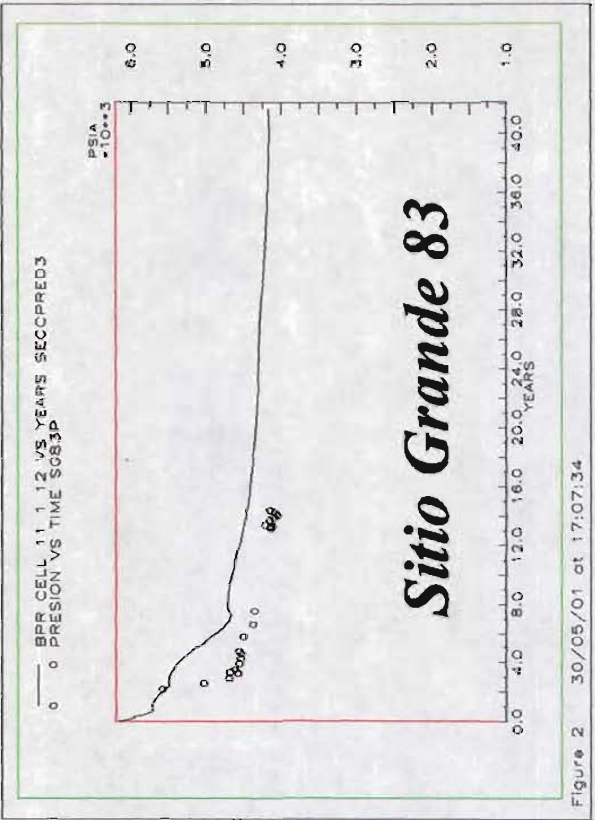


Figure 2 30/05/01 at 17:07:34

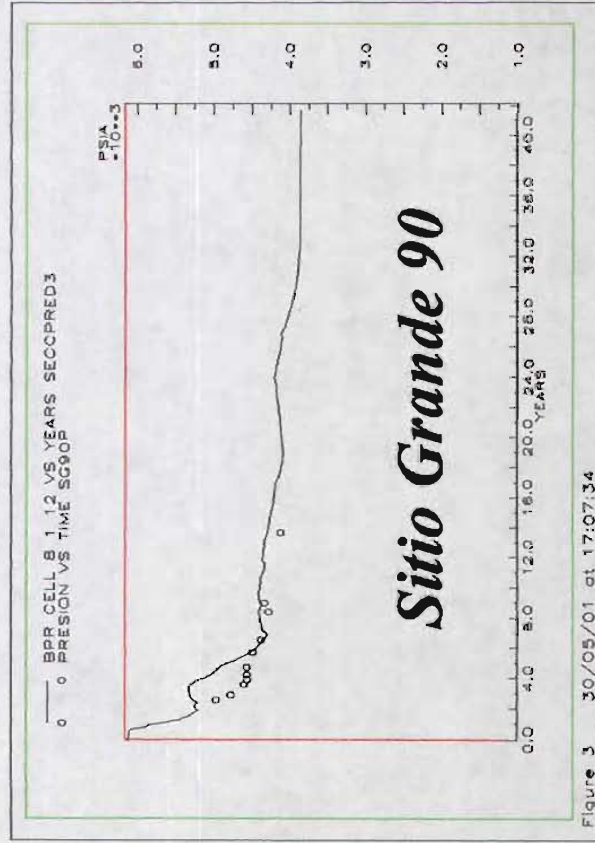


Figure 3 30/05/01 at 17:07:34

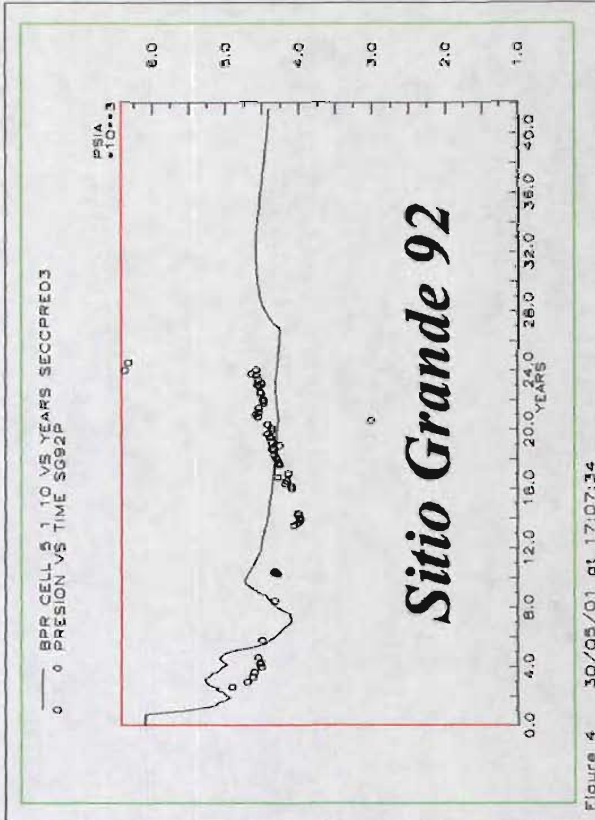
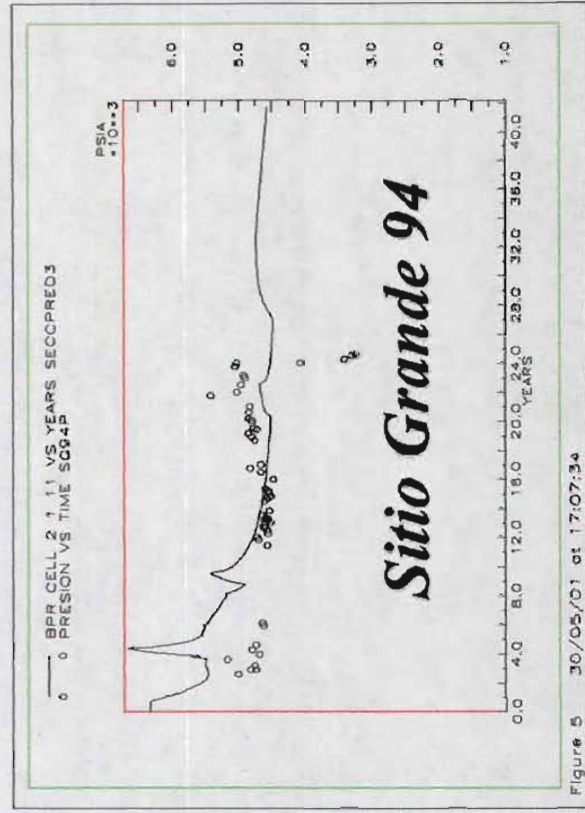
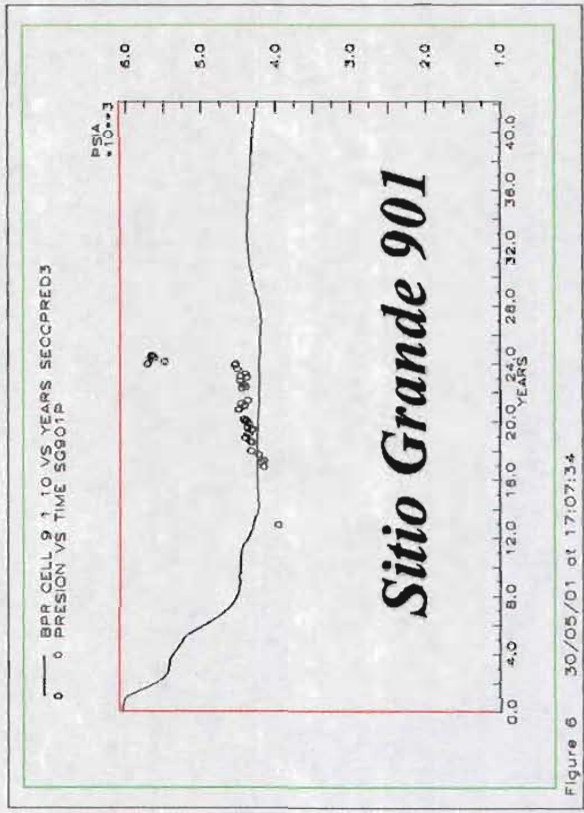
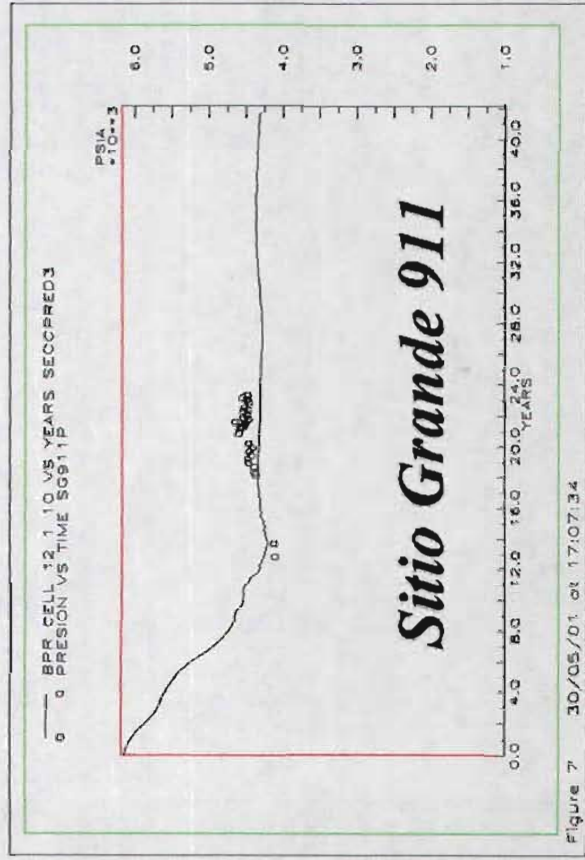
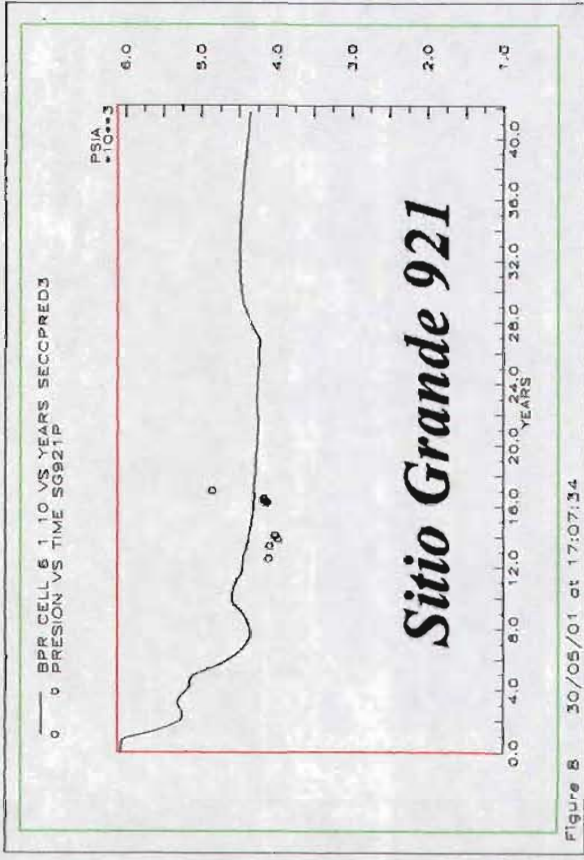


Figure 4 30/05/01 at 17:07:34

Figura 15



Al tener ajustada la presión, se procedió a realizar la conversión del modelo de aceite negro a uno de tipo composicional, esto básicamente al introducir una ecuación de estado procedente del estudio inicial del yacimiento. Dicha ecuación de estado comprende un total de ocho componentes, entre los cuales se encuentra el CO₂ como elemento puro, condición indispensable al momento de trabajar con procesos de inyección de gas. Los archivos DATA y SCHEDULE también sufrieron modificaciones simples al momento de la conversión, esto como consecuencia de la misma conversión.

Este modelo tuvo un tiempo de ajuste durante el cual se ensayó con diversos parámetros, entre los que destacan el volumen poroso, la transmisibilidad en sus tres direcciones, las dimensiones y propiedades del acuífero definido, etc.

Se debe recalcar que el ajuste obtenido se tomó como bueno, sin dejar de considerar que el modelo se basa sólo en una sección del campo, por lo tanto la influencia del resto del campo en el comportamiento de la sección es de suma importancia.

Se anexó una tabla hidráulica que se realizó expresamente para este trabajo con la ayuda del preprocesador VFPI, debido a que el campo no cuenta con dicha información, se calibró la tabla con la información de producción y presión por pozo, logrando una buena respuesta de la sección al extrapolar la información de producción medida al último paso de tiempo de historia, logrando una buena respuesta en presión y producción, lo cual permitió estimar la producción final de la corrida base, a un tiempo final de quince años, los resultados obtenidos en este primer escenario, así como los obtenidos para los dos escenarios restantes, se muestran en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Resultados por campo

A continuación se presentan los resultados obtenidos después de finalizar con las corridas de simulación que representan los escenarios definidos.

□ Escenario 1

La tabla 2, muestra los resultados obtenidos durante la corrida base, la cual contempla el comportamiento de los cuatro pozos que prevalecen en producción después de finalizar la historia de producción de la sección. Este escenario contempla dicha condición durante un tiempo predeterminado de quince años a partir del último dato medido de producción. Ver **figuras 16 y 17**

Tabla 2

ESCENARIO BASE	
	Np (MMstb)
Inicial	103.6
Final	116.4
Volumen Acumulado al inicio	12.8
Volumen Original (MMstb)	340.8
Volumen Remanente (MMstb)	224.4
Fr (%)	
Inicial	30.40
Final	34.15
Incremento %	3.76

Figura 16

Presión promedio por bloque de la sección Escenario 1 Corrida base

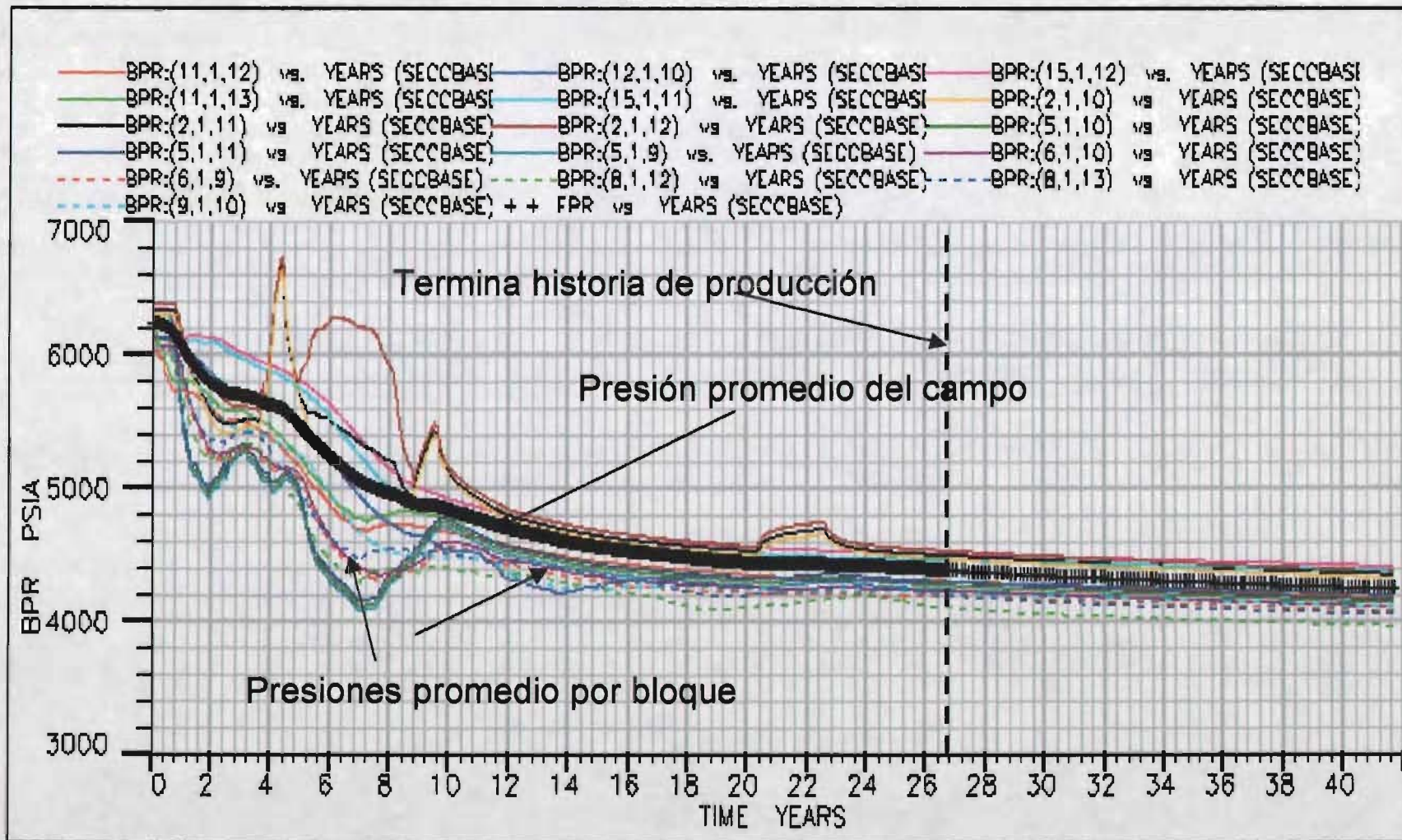
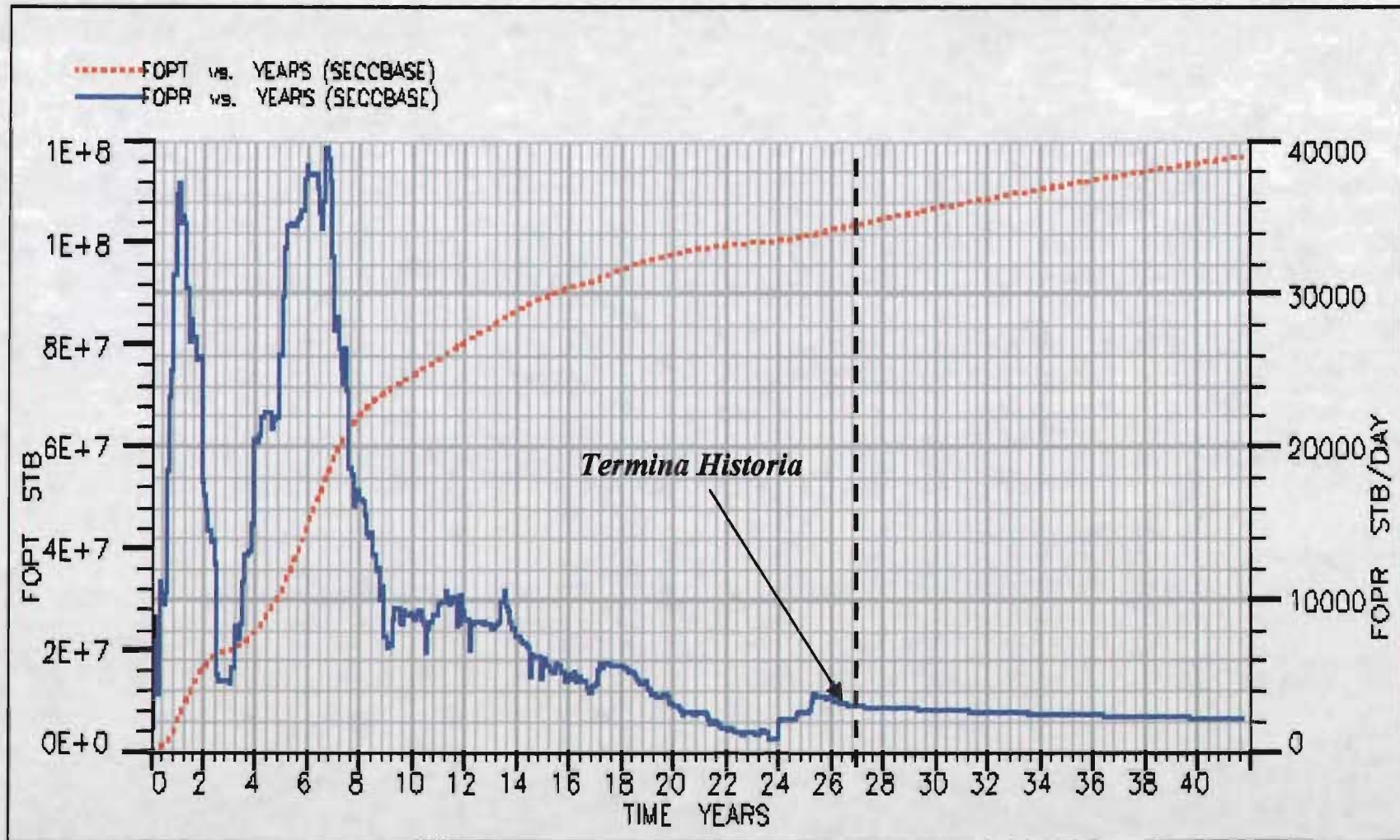


Figura 17

FOPR (Qo por campo) - Escenario 1 (Corrida base) -



□ Escenario 2

Se procedió al acondicionamiento de la base de datos original (corrida base), con la finalidad de establecer un escenario en el cual se contemplara la inyección de bióxido de carbono a través de un pozo. Cabe mencionar que dicho pozo se tomó en las condiciones físicas actuales, esto es, sin haber considerado su adecuación especial para tal fin, por lo tanto y buscando mostrar un panorama más real en los resultados finales, deberá considerarse dicho costo. Ver **figura 18**

Este escenario contempla la inyección de CO₂ durante un periodo de quince años a partir del final de la historia de producción, para tal propósito se realizaron diversas corridas buscando un gasto óptimo de inyección de gas, para tal fin se usó el simulador composicional ECLIPSE 300 y entre los cambios efectuados al modelo original se pueden mencionar los siguientes:

- 1.-Declarar la posición tanto areal como vertical del pozo inyector, asentando que dichas coordenadas corresponden a las del pozo **Sitio Grande 92**, ya que la posición estructural de dicho pozo se consideró favorable para los fines de este trabajo, el cambio más significativo en este aspecto fue el de su posición vertical, pasando de la base, a la cima de la estructura.
- 2.- Asentar dentro de la sección SCHEDULE la opción en la que se declara el tipo de gas a inyectar, así como su posición dentro de los componentes de la ecuación de estado usada, en el caso de nuestro modelo el CO₂ ocupa la segunda posición entre los componentes que conforman nuestra mezcla.
- 3.- Asignar un gasto de inyección óptimo de gas, el cual fue definido a través de múltiples corridas con diferentes gastos de inyección (5, 10, 15, 25, 30 Y 35 MMPCD) y evaluando sus resultados en cuanto a incrementos de producción y tiempos de irrupción de gas en los pozos productores. Para este escenario se definió un gasto de inyección óptimo de 10 MMPCD de gas, el cual se mantendrá constante durante la duración de la predicción. Ver **figuras 19 a 24**

Figura 18

LOCALIZACIÓN DEL POZO INYECTOR DE GAS

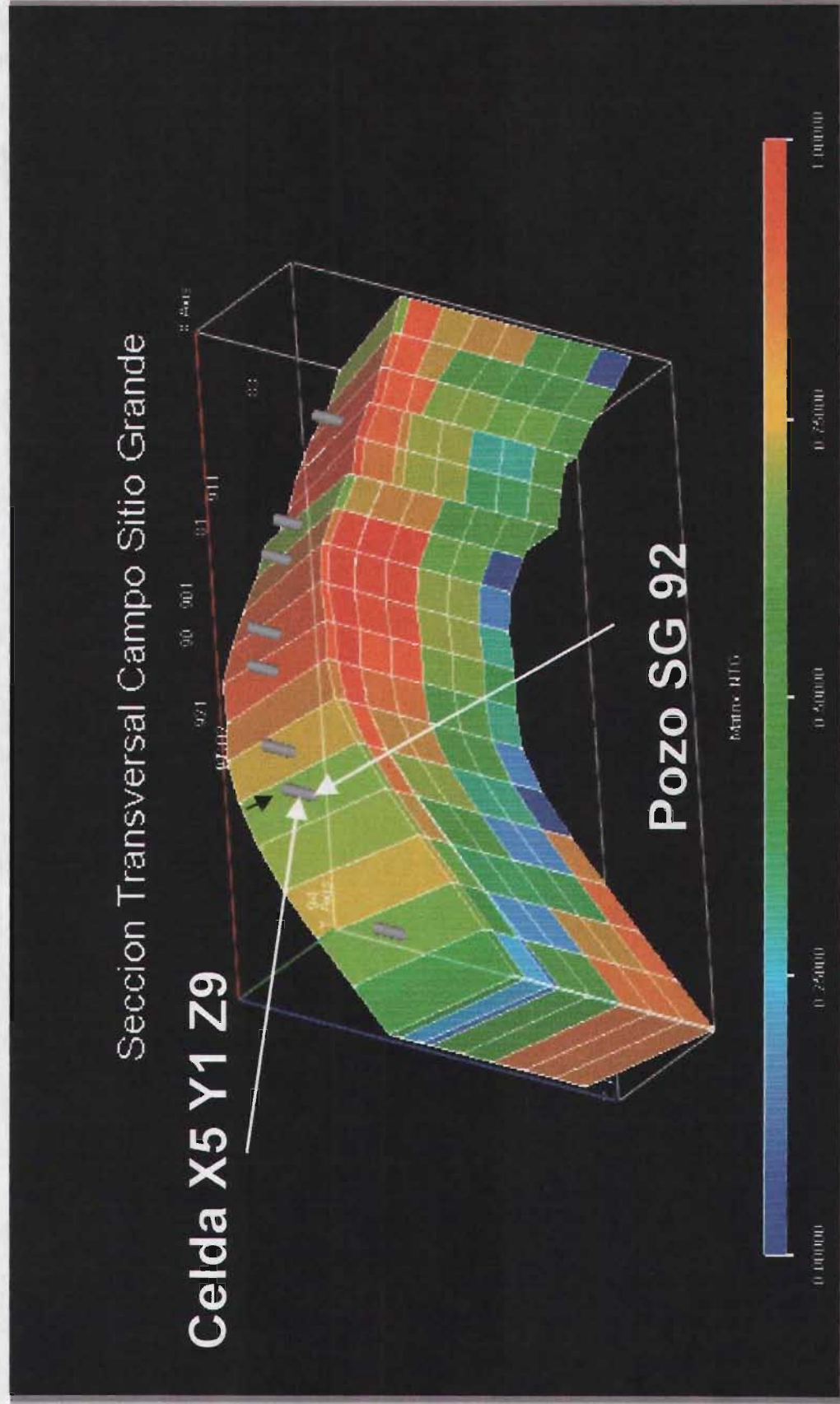


Figura 19

Definición del gasto de inyección de gas

FOPR Comparativo

- | | | |
|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| — FOPR vs. YEARS (SECCBASE) | — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-30) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-5) | — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-35) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-25) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-10) | FOPT vs. YEARS (SECCBASE) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-30) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-5) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-35) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-25) | FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-10) | |

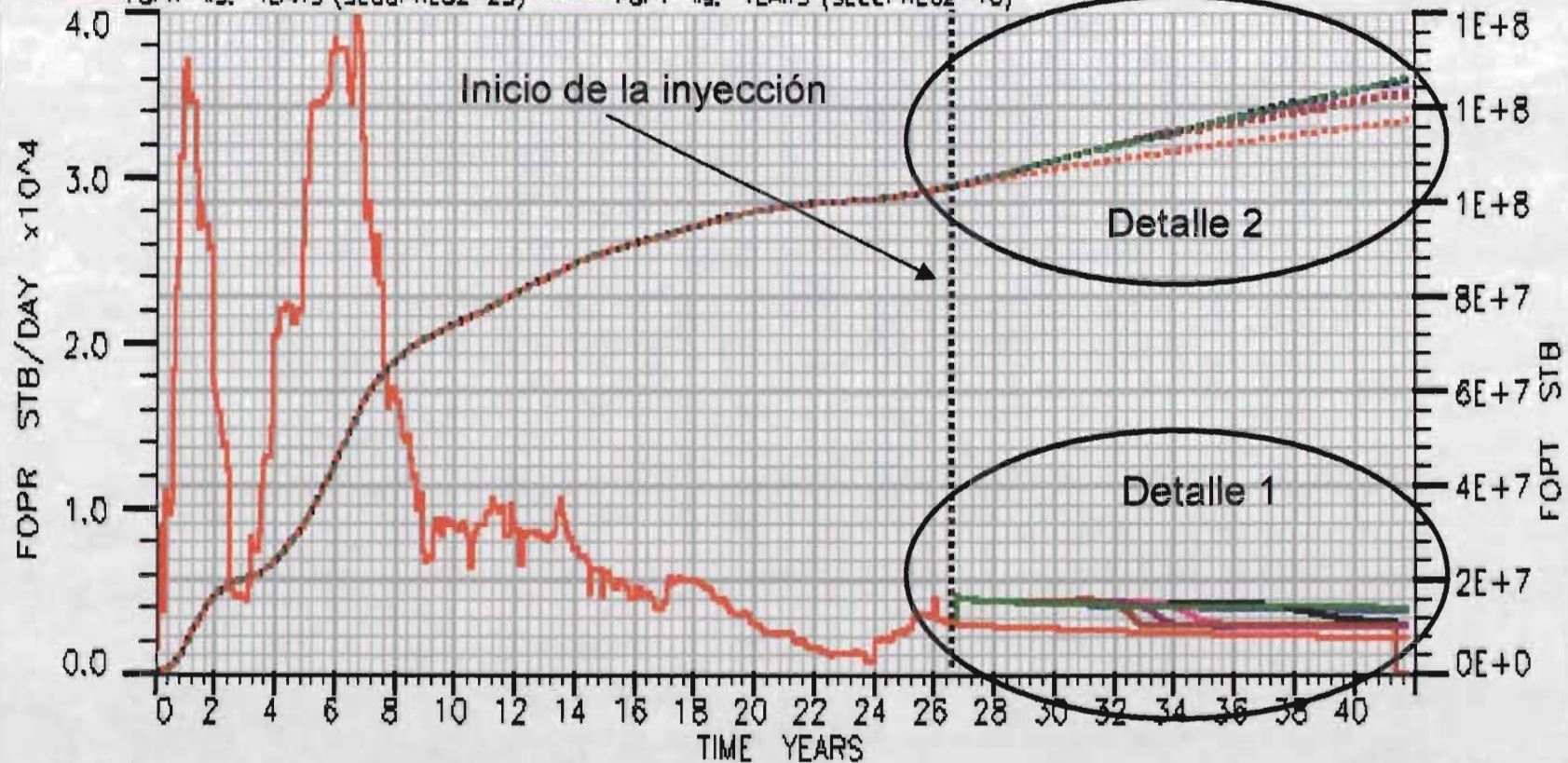


Figura 20 (detalle 1)

Definición del gasto óptimo de inyección de gas parámetro evaluado, FOPR (Qo por campo)

FOPR Comparativo

- | | | |
|---------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| — FOPR vs. YEARS (SECCBASE) | — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-30) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-5) | — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-35) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-25) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-10) |FOPT vs. YEARS (SECCBASE) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-30) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-5) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-35) |
| — FOPR vs. YEARS (SECCPRED2-25) |FOPT vs. YEARS (SECCPRED2-10) | |

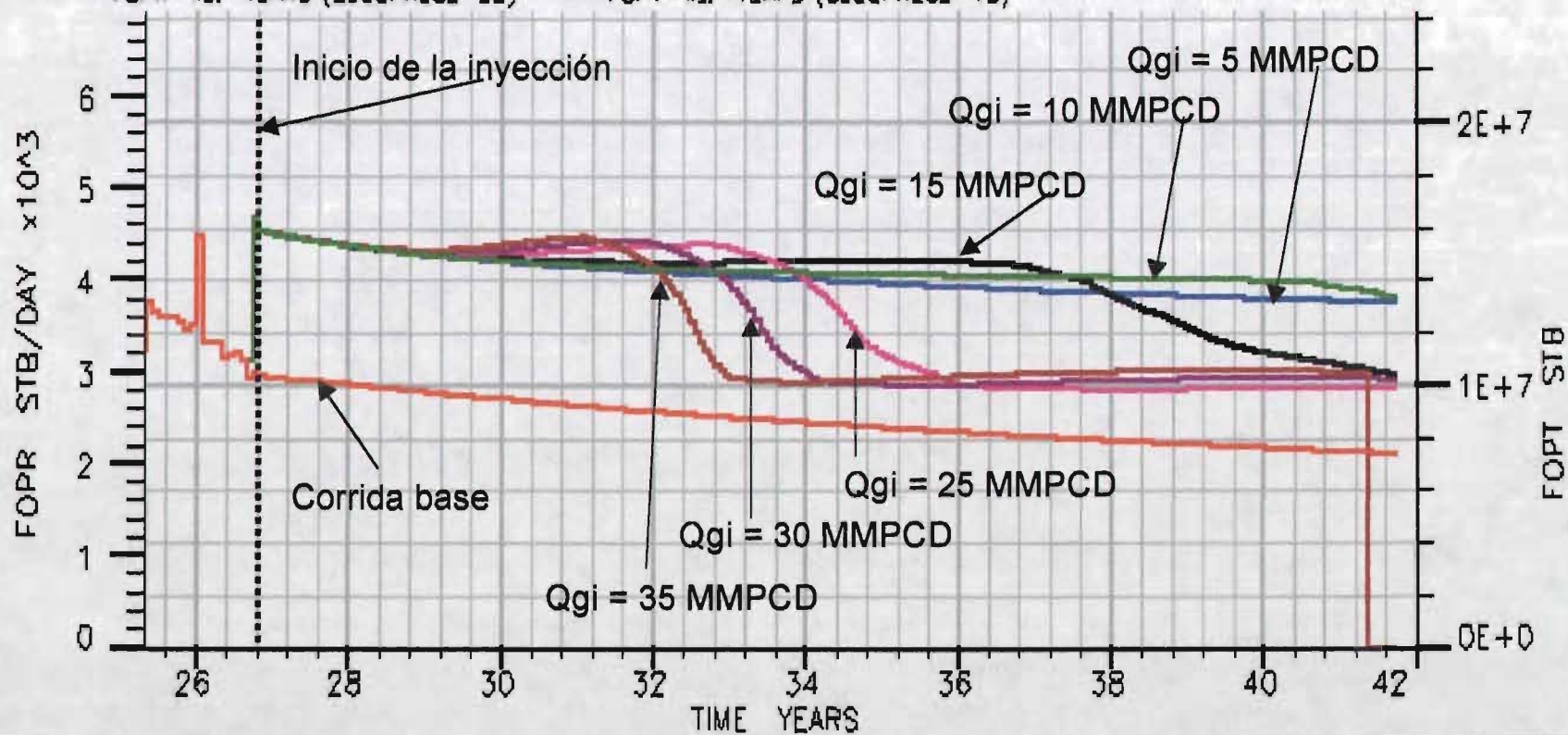


Figura 22

Definición del gasto óptimo de inyección de gas parámetro evaluado, FGPR (Qg por campo)

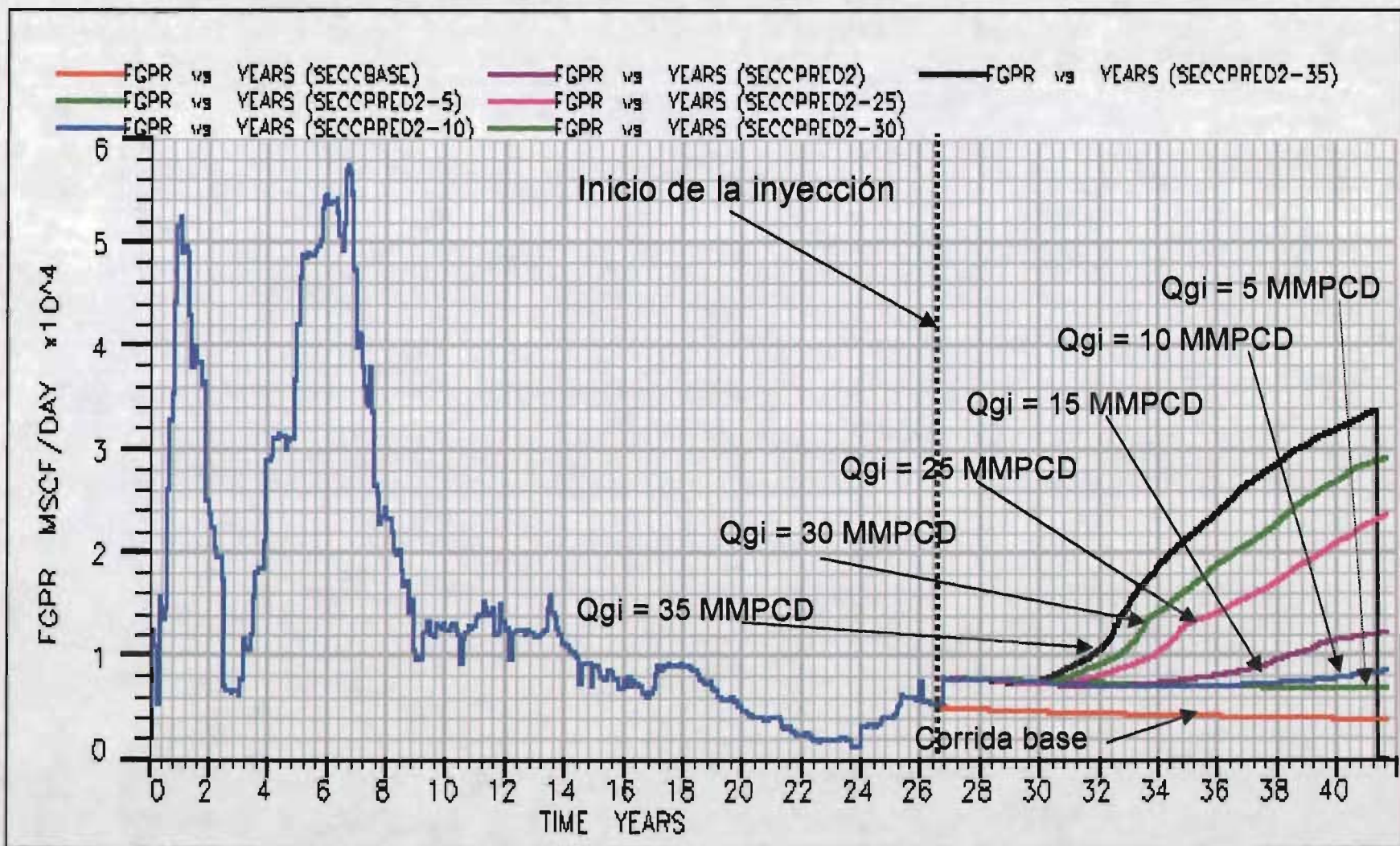


Figura 23

Definición del gasto óptimo de inyección de gas parámetro evaluado, FPR (Presión promedio del campo)

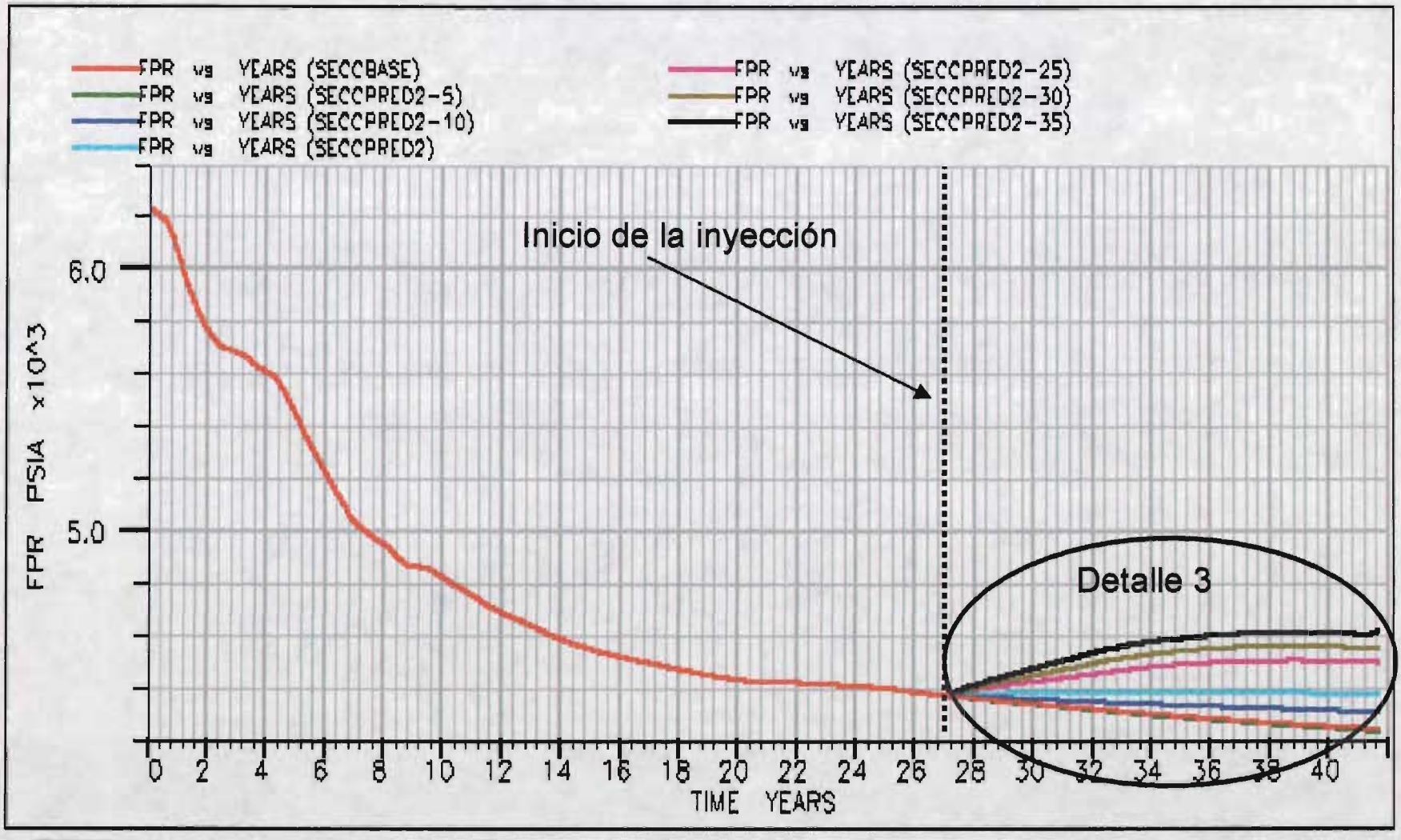
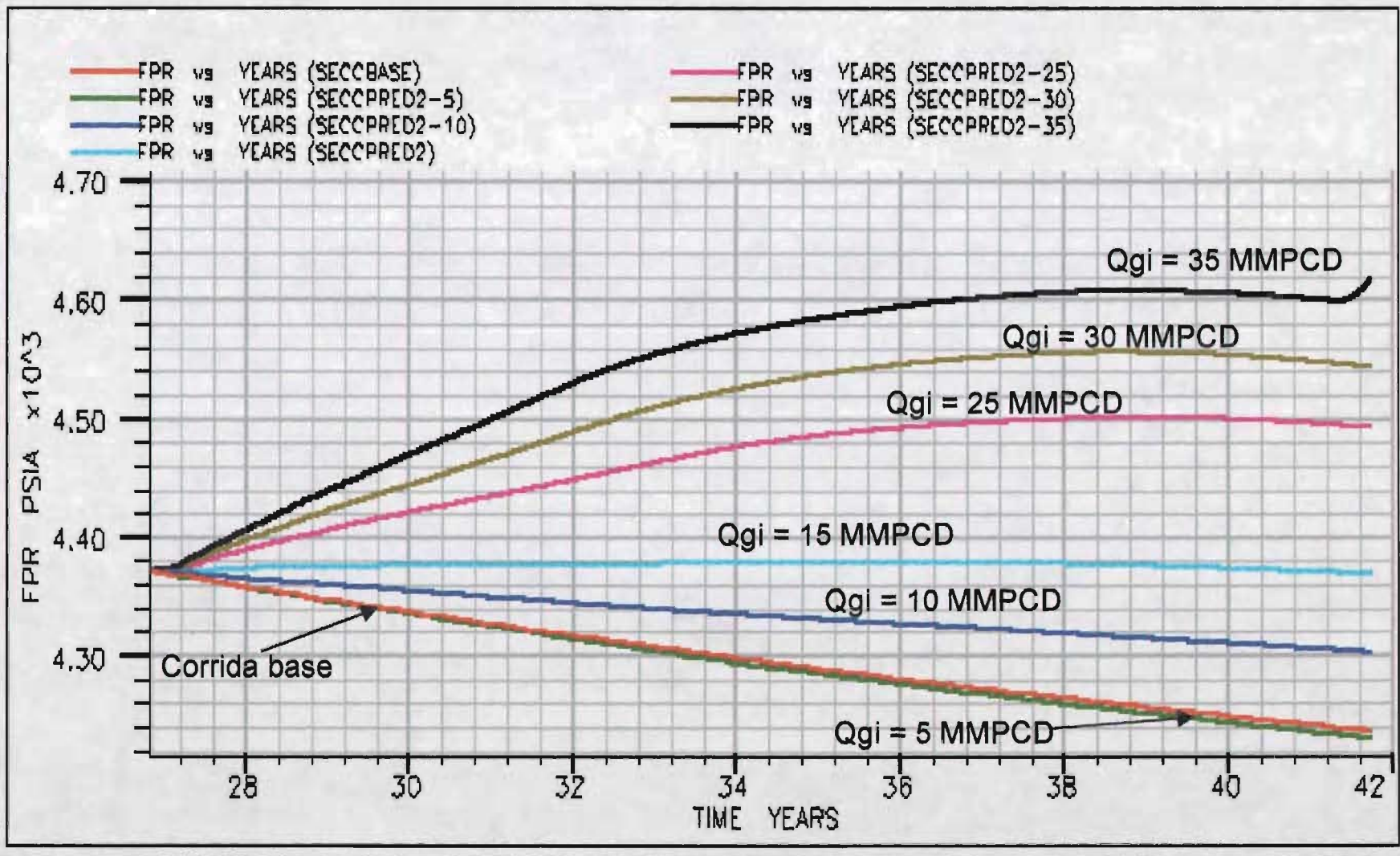


Figura 24 (detalle 3)

Definición del gasto óptimo de inyección de gas parámetro evaluado, FPR (Presión promedio del campo)



Tomando en cuenta la duración del escenario, y el gasto de gas a inyectar de manera continua, se definió un volumen de gas inyectado al final del año quince de 56 BCF.

Ver **figura 25**

La tabla 3 muestra los resultados obtenidos al final del escenario 2, en el cual se aprecia la considerable influencia del gas sobre la presión de la sección, así como el incremento en producción, el cual se muestra en la siguiente tabla.

Ver **figuras 26 y 27**

Tabla 3

ESCENARIO 2	
	Np (MMstb)
Inicial	103.6
Final	125.8
Volumen Acumulado	22.2
Volumen Original (MMstb)	340.8
Volumen Remanente (MMstb)	215.0
Fr (%)	
Inicial	30.40
Final	36.91
Incremento %	6.51

Posteriormente se analizaron los resultados de la corrida anterior, encontrando que varios pozos productores mostraban un aumento considerable en su producción de gas, básicamente propiciado por la canalización del gas de inyección hacia ellos, esto es más que evidente al analizar las gráficas por pozo, en las cuales podemos ver una alteración considerable en lo que respecta a la viscosidad, densidad tanto del líquido como del gas, la tensión interfacial entre las dos fases, así como también se pudieron observar los cambios en las saturaciones con respecto al tiempo para las dos fases.

Figura 25

FGIR y FGIT (Qgi y Gi por campo) -Escenarios 2 y 3 -

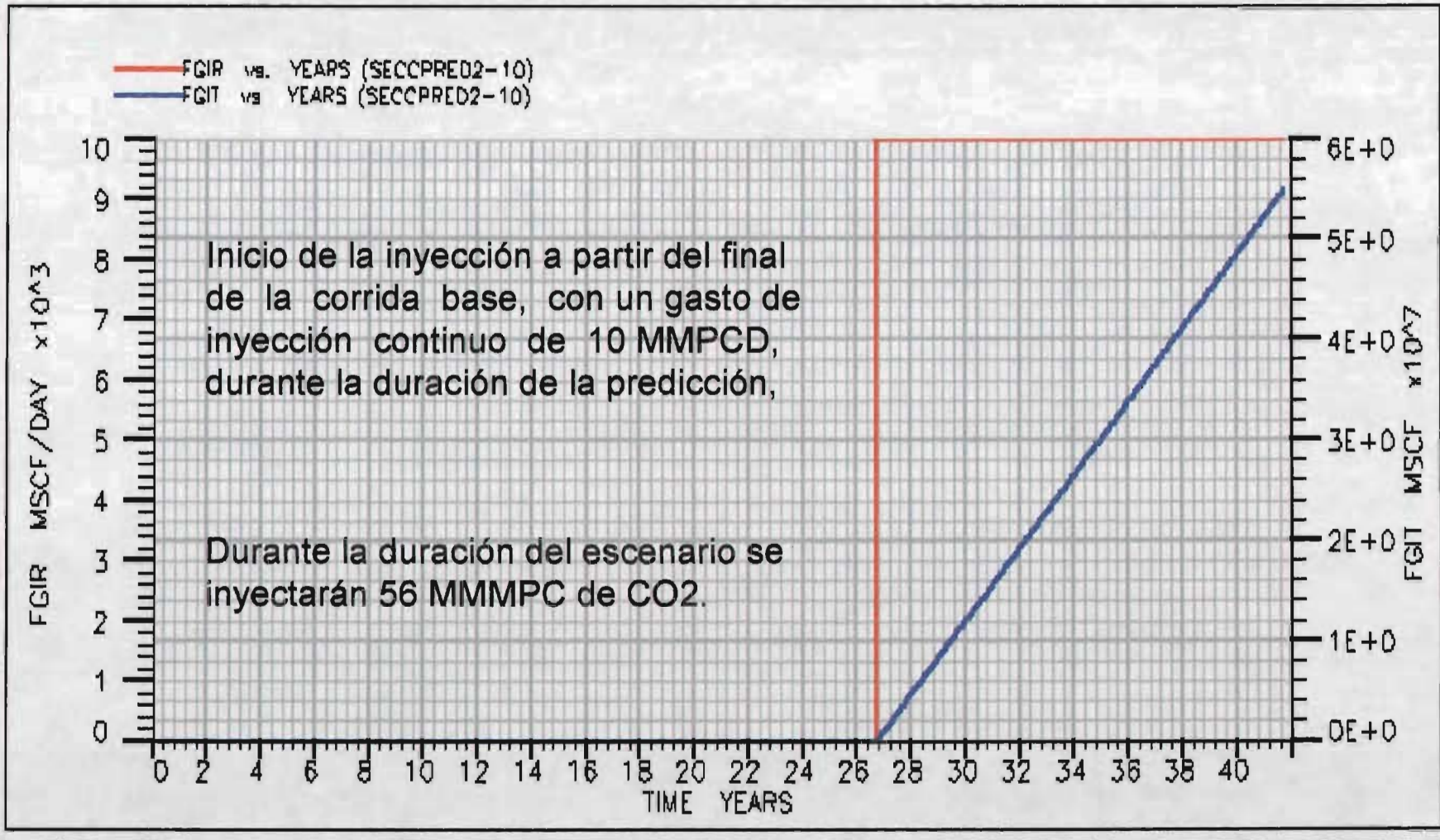


Figura 26

Presión promedio por bloque de la sección Escenario 2 Inyección de CO2

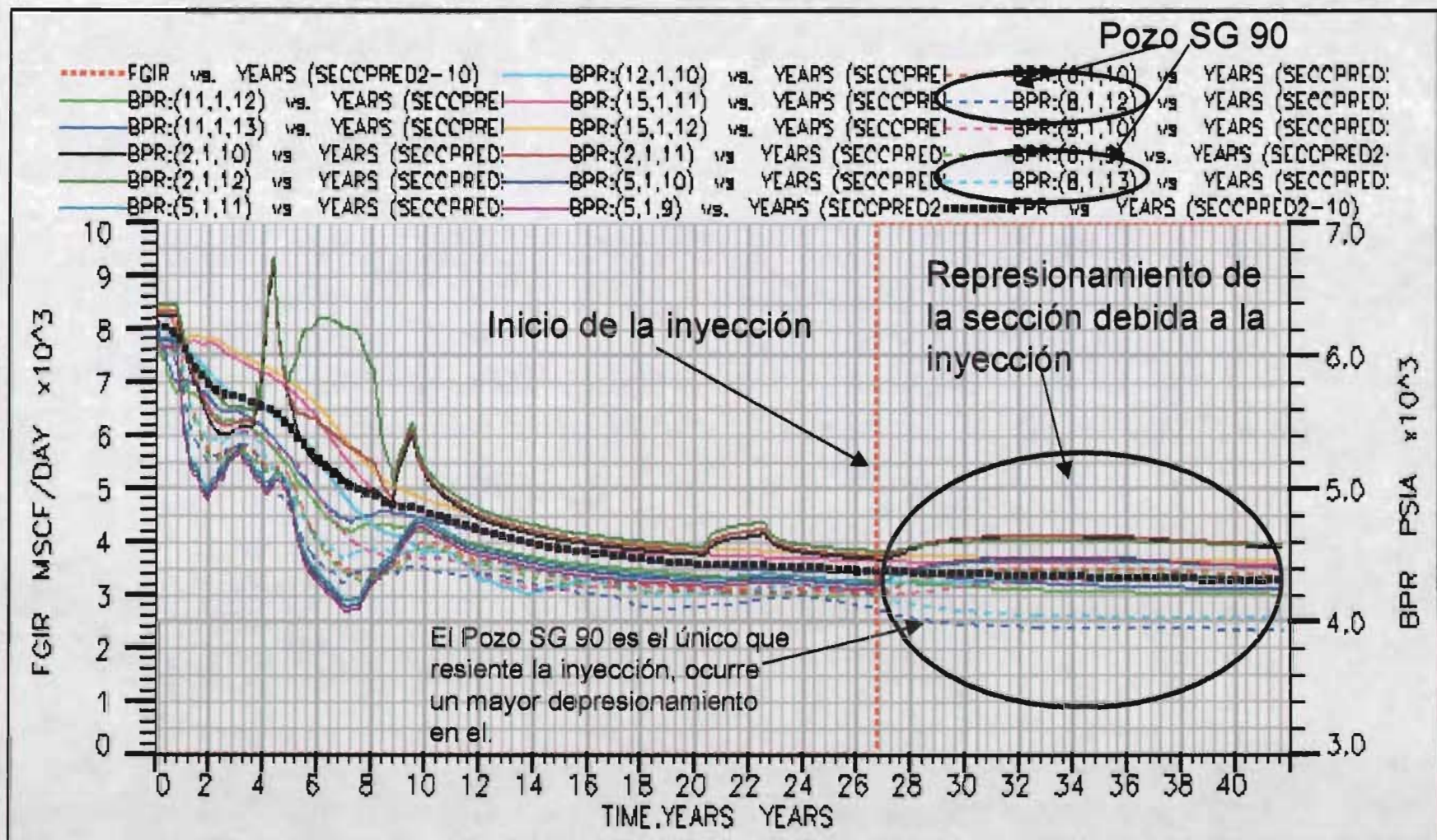
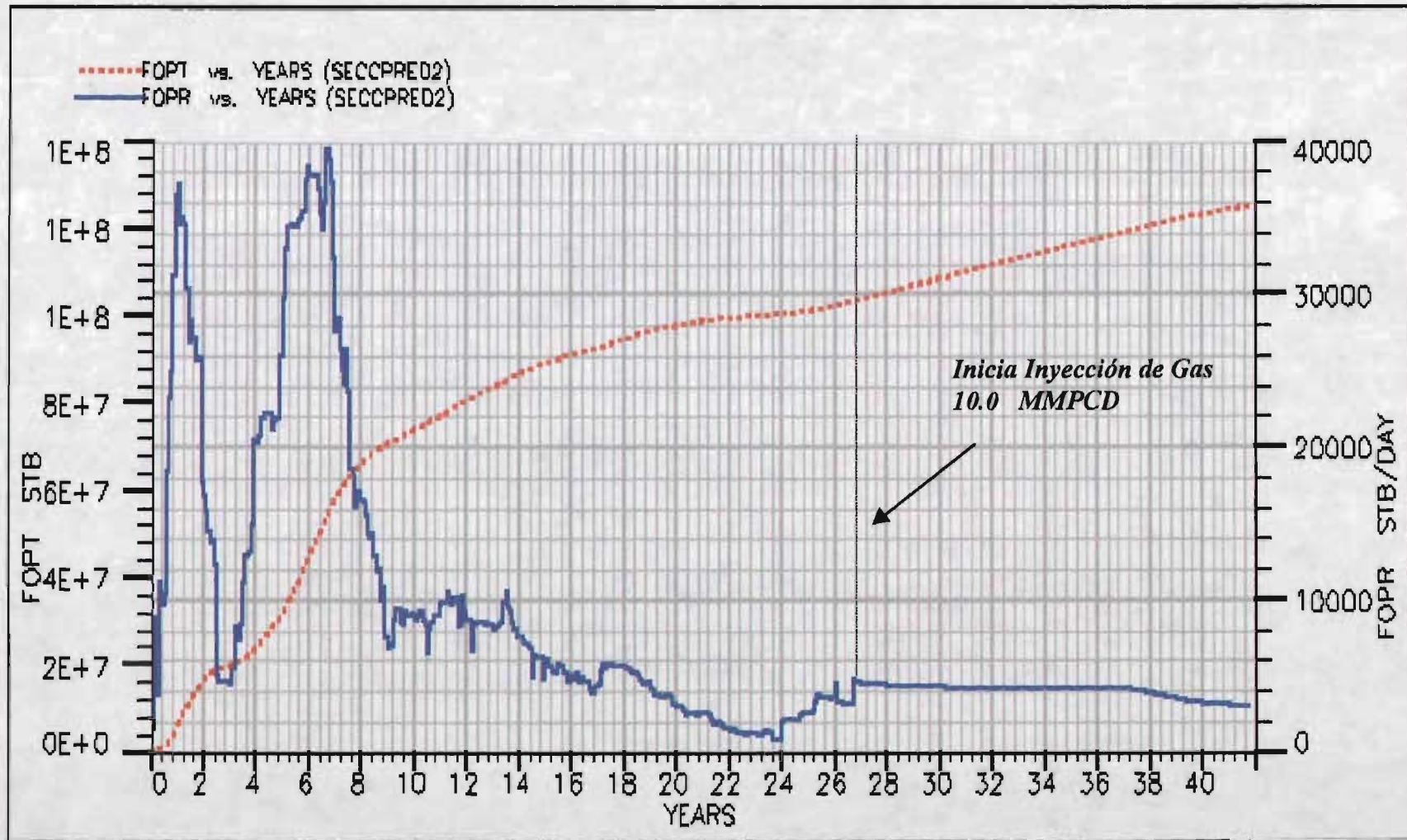


Figura 27

FOPR (Qo por campo)

- Escenario 2 (Corrida con inyección de CO2) -



□ Escenario 3

Tomando en cuenta el análisis anterior se definió la necesidad de elaborar un tercer escenario de producción en el cual se consideró la necesidad de reparar pozos con la finalidad de maximizar las ganancias obtenidas durante el escenario dos, para esto se analizaron los comportamientos por pozo, tomando en cuenta la producción de aceite que se obtendría por concepto de la inyección de gas, así como los costos que dicho proceso implica, por lo tanto y después de esto, se definió que el pozo con mayores posibilidades de obtener ganancias atribuibles a la inyección de gas y después de haber sido reparado, sería el pozo Sitio Grande 90. Dicha reparación consistiría en cambiar su terminación, profundizando el intervalo productor a una posición de dos capas más profundo a su posición actual.

La tabla 4 muestra los resultados obtenidos en este tercer escenario, referidos a su producción incremental de aceite por concepto de la inyección de gas, aunado al aporte extra debido a la reparación del pozo.

Ver **figuras 28 y 29**

Tabla 4

ESCENARIO 3	
	Np (MMstb)
Inicial	103.6
Final	135.7
Volumen Acumulado	32.1
Volumen Original (MMstb)	340.8
Volumen Remanente (MMstb)	205.1
Fr (%)	
Inicial	30.40
Final	39.82
Incremento %	9.42

Figura 28

Presión promedio por bloque de la sección Escenario 3 Inyección de CO2 + Reparación pozo SG 90

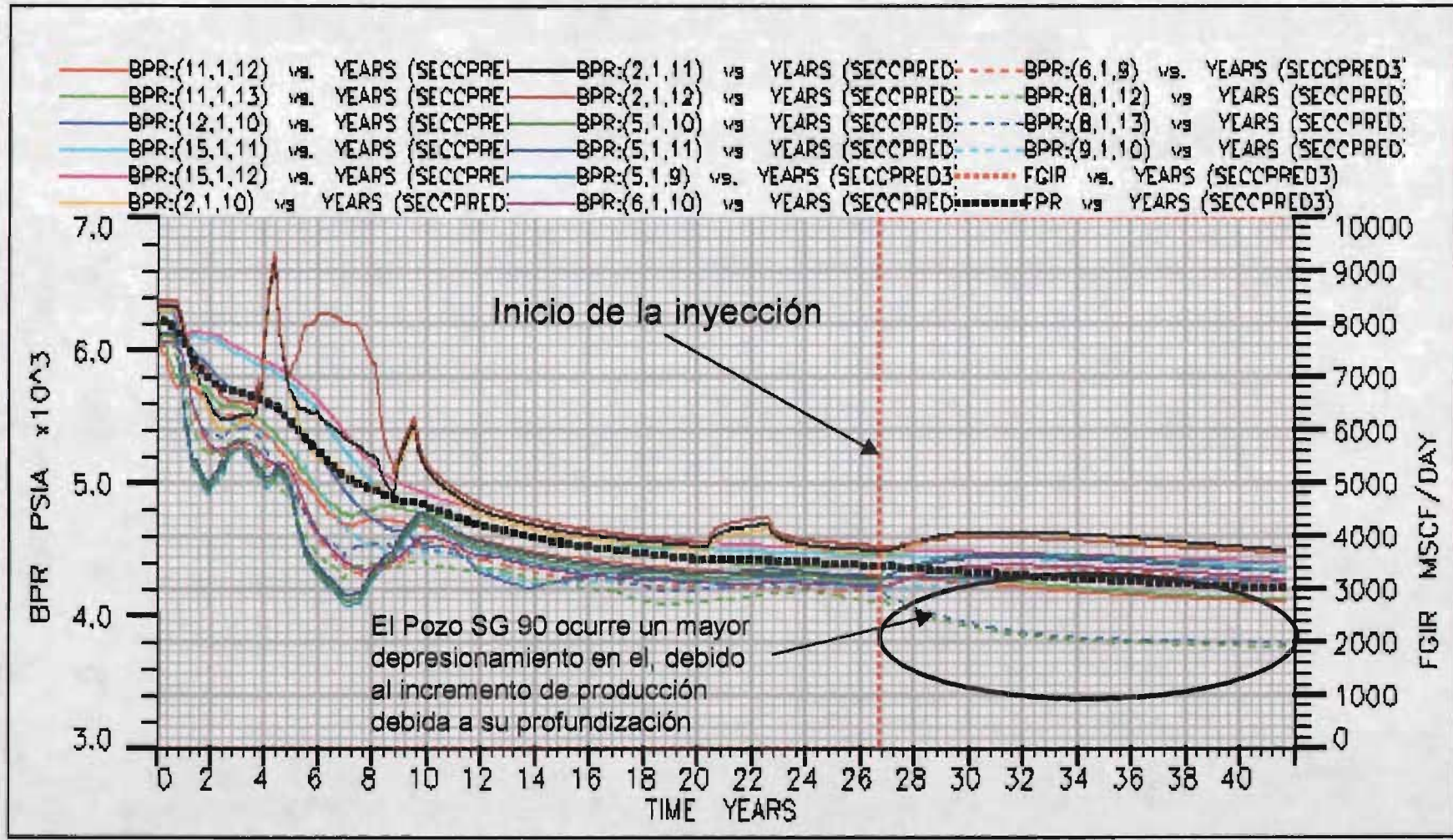
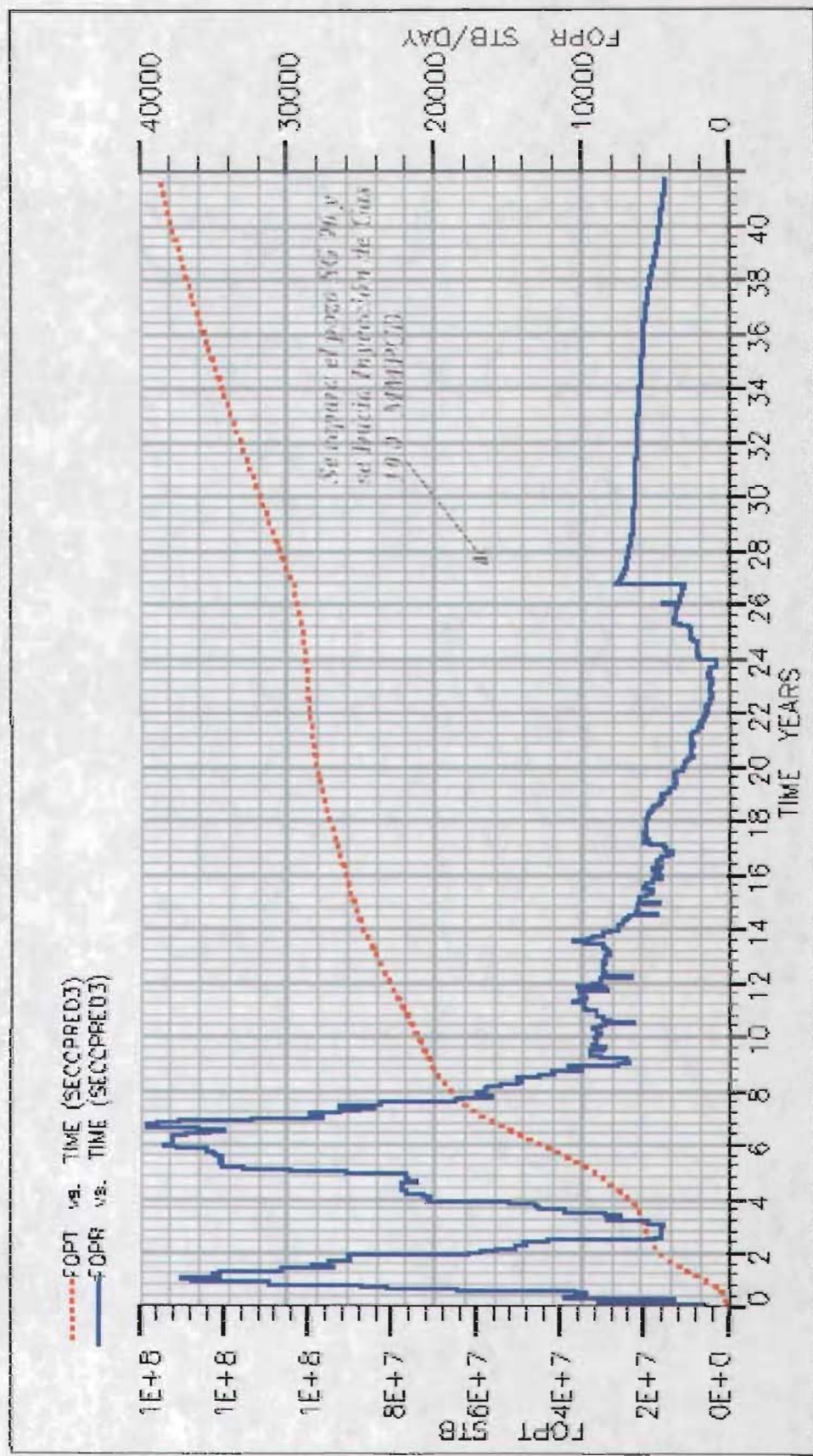


Figure 29

FOPR (Qo por campo)

-- Escenario 3 Inyección de CO2 + Reparación pozo SG 90 -



ESTA TESIS NO SALE DE LA BIBLIOTECA

Las diferencias de los escenarios dos y tres, sobre la corrida base, muestran una magnífica respuesta del yacimiento al inyectar el bióxido de carbono, así como el profundizar el pozo Sitio Grande 90, es claro el incremento en presión a la inyección de gas, manteniéndola en un buen nivel hasta el final de la predicción, dicho comportamiento en presión, no se refleja en la producción de aceite en la mayoría de los pozos, no así con el pozo Sitio Grande 90, dichos resultados se verán en el capítulo siguiente. Ver **figuras 30 a 32**

En cuanto al comportamiento de la producción de gas y la relación gas aceite, se muestra que durante el escenario dos, la producción de gas se incrementa considerablemente al inicio de la predicción atenuando este comportamiento en los siguientes diez años, continuando con un considerable aumento en este parámetro durante los últimos años de producción. En cuanto al escenario tres, se observa una disminución notable en la producción de gas al inicio de la predicción, esto debido a la profundización del pozo SG-90, observando un incremento sustancial en la parte media y final de la predicción. Dicho comportamiento sería adverso en caso de que el incremento en la producción de aceite no fuera considerable, como lo es en este caso. Ver **figuras 33 y 34**

En lo inherente a la producción de agua, los pozos considerados en el modelo, no representaron un problema considerable, pues éstos no reportaron una producción de agua que fuera causa de un análisis detallado. Ver **figura 35**

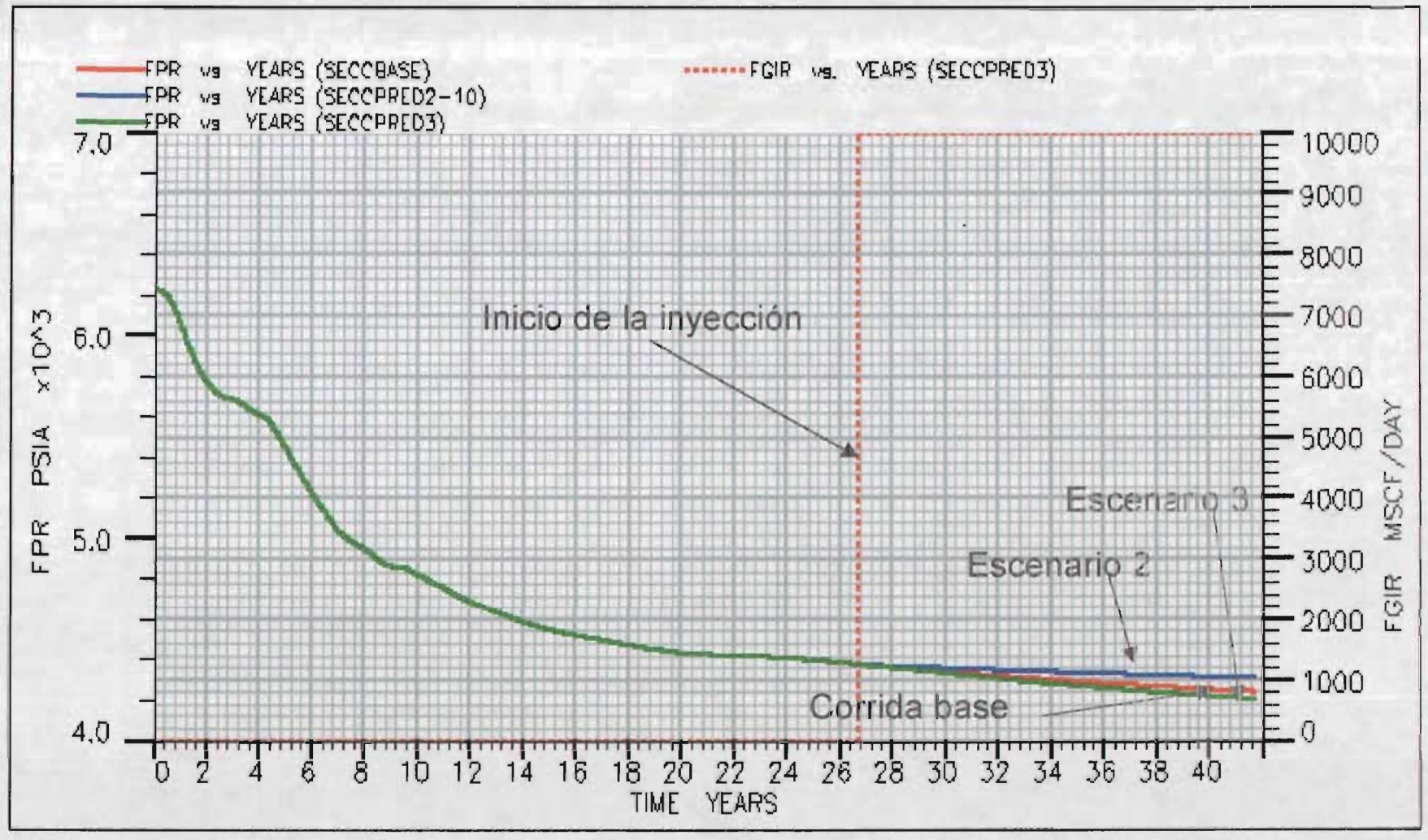
4.2 Resultados por pozo

Debido a que el pozo Sitio Grande 90 es el que sufre una mayor influencia debida a la inyección de gas; el análisis a nivel pozo se concentrará en este, enfatizando que dicho pozo, ha sido en los últimos años, uno de los mejores productores del campo y a la fecha, aporta aproximadamente el 40% (3 000 bpd) de la producción total del campo (7 500 bpd). Ver **figuras 36 y 37**

Se obtuvieron los gastos de aceite al inicio y final de cada uno de los escenarios, con la finalidad de estimar de manera cualitativa, los beneficios de los procesos. Ver **figura 38**

Figura 30

Presión promedio por bloque de la sección - Todos los escenarios -



FOPR (Qo por campo) - Todos los escenarios -

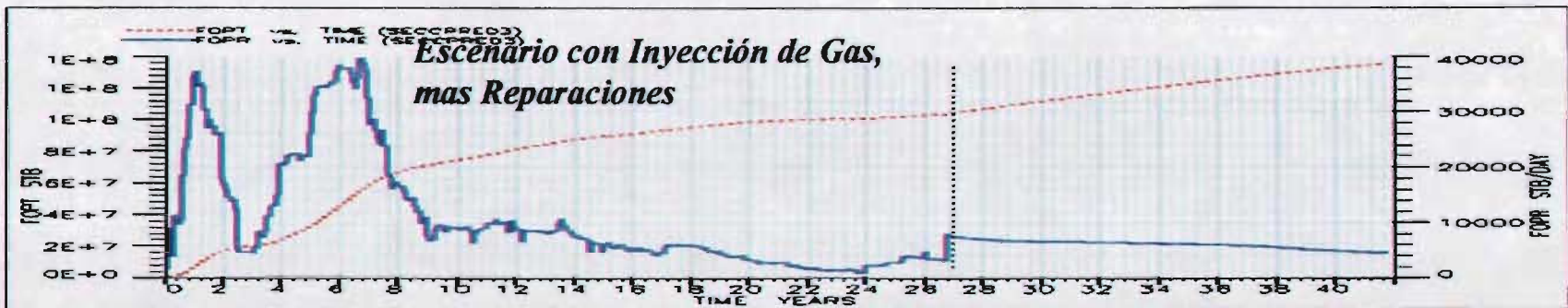
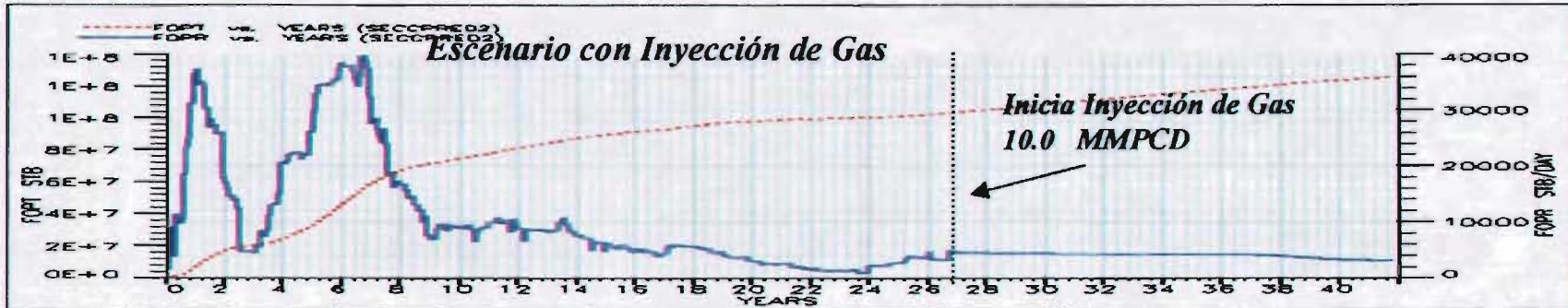
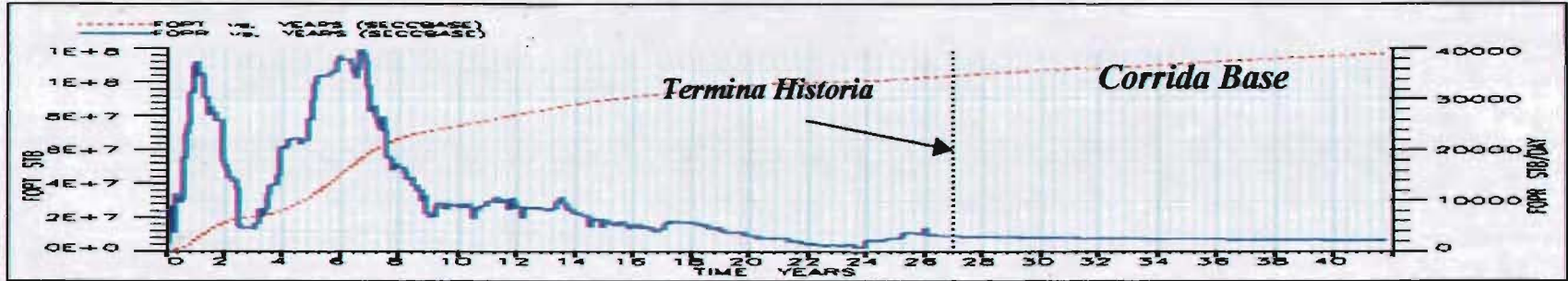


Figura 32

FOPR (Qo por campo) -Todos los escenarios -

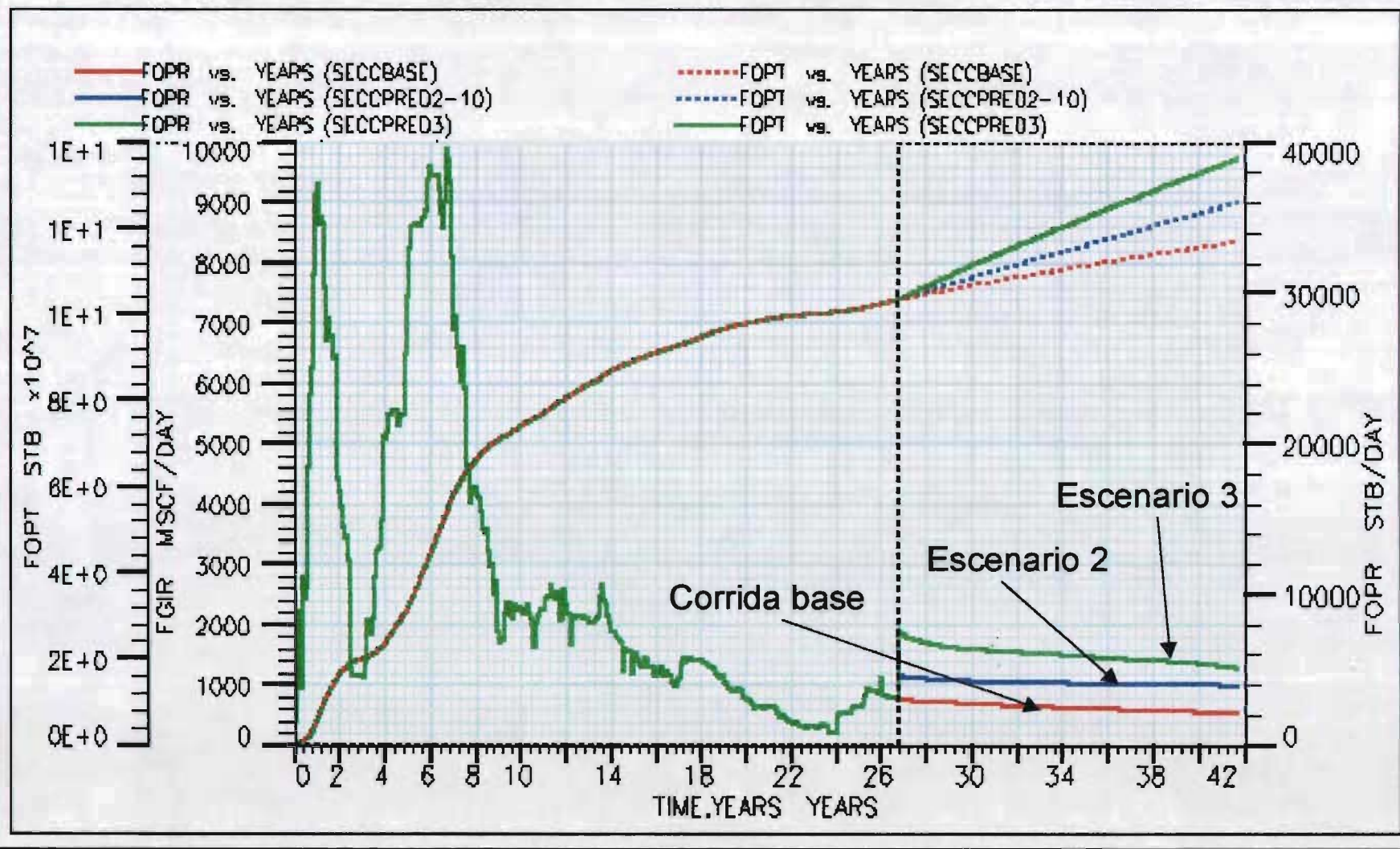


Figura 33

FGPR (Qg por campo) -Todos los escenarios -



Figura 34

FGOR (Relación gas aceite por campo) -Todos los escenarios -

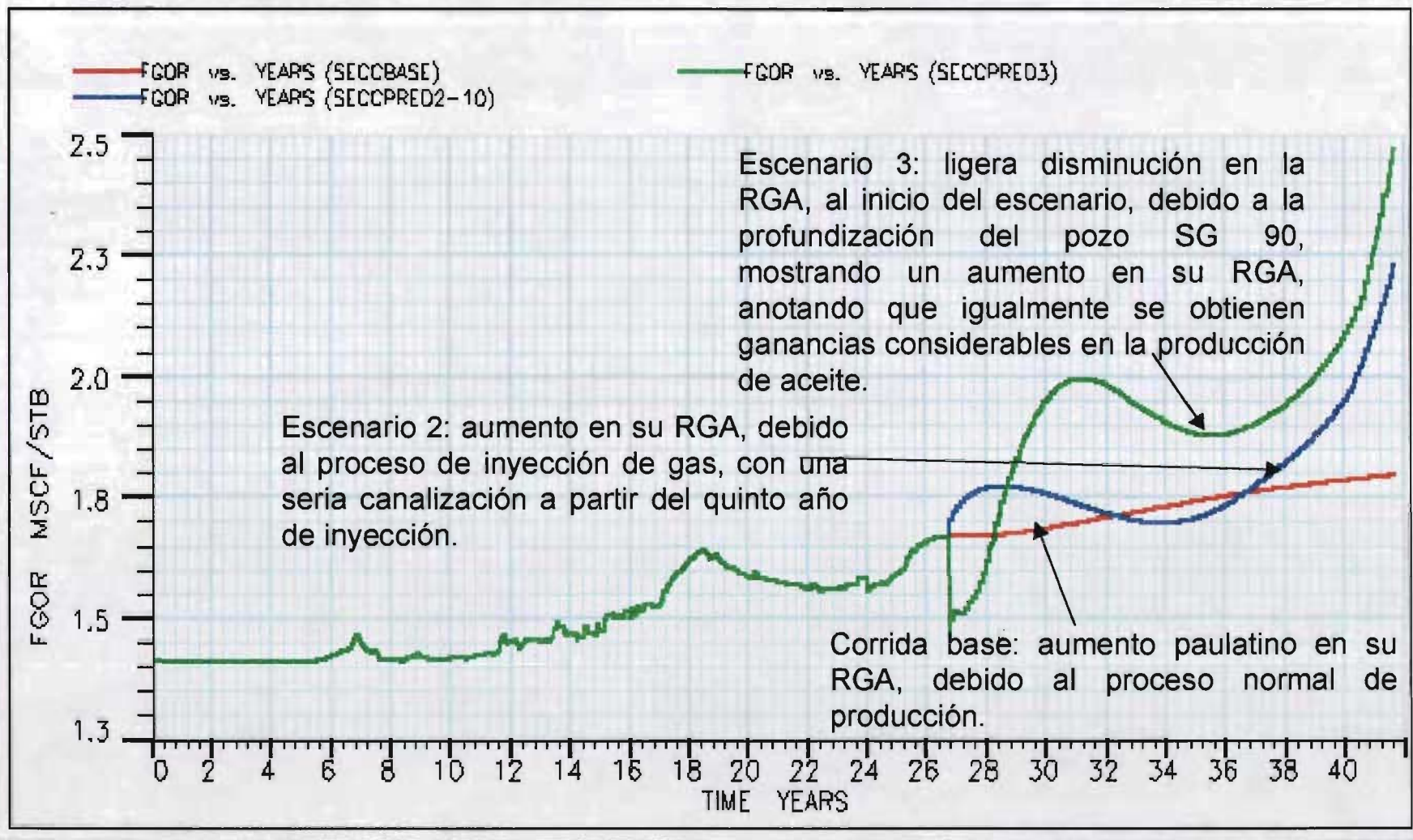
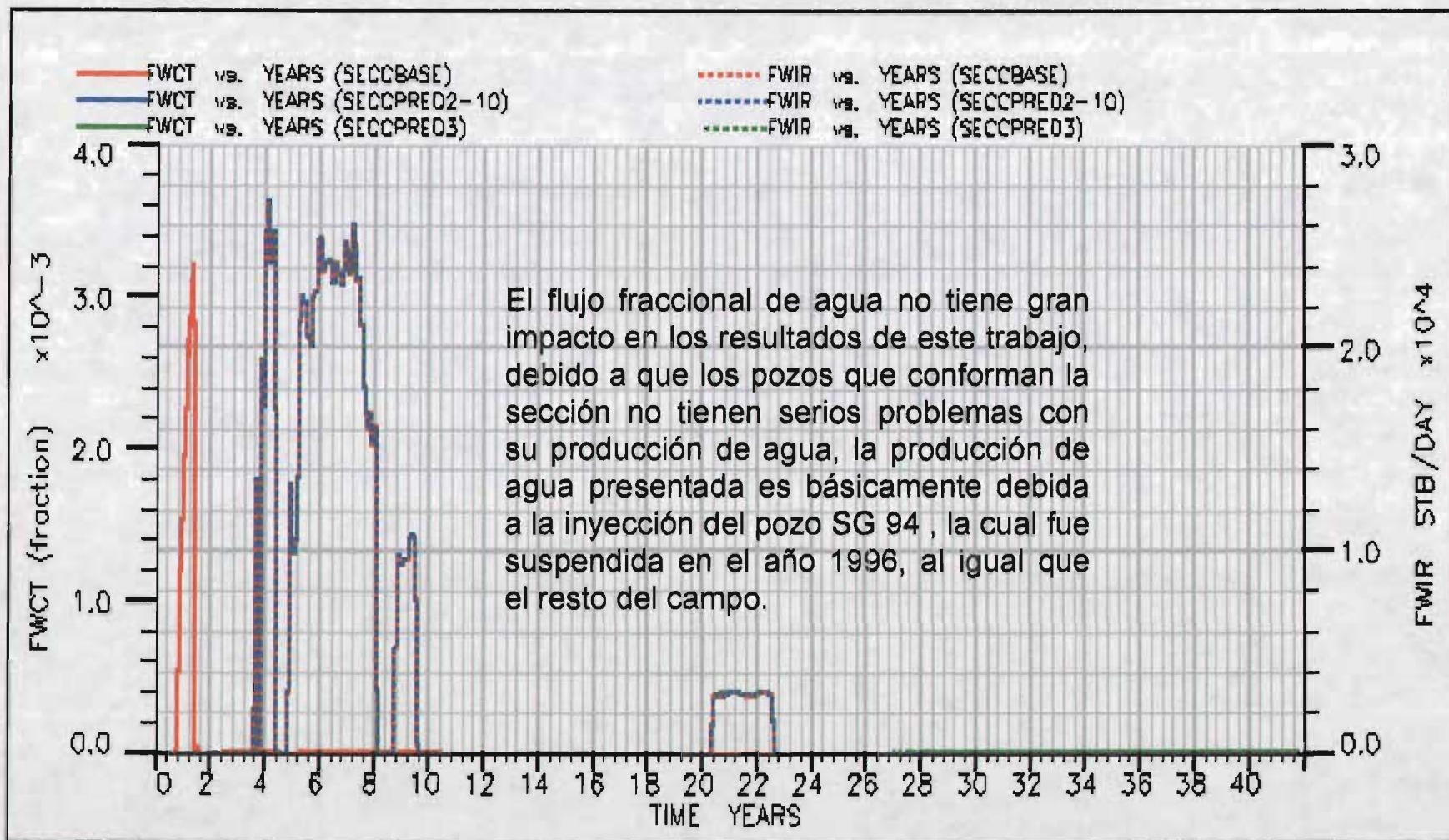


Figura 35

FWCT y FWIR (Fw y Qwi por campo) - Todos los escenarios -



El flujo fraccional de agua no tiene gran impacto en los resultados de este trabajo, debido a que los pozos que conforman la sección no tienen serios problemas con su producción de agua, la producción de agua presentada es básicamente debida a la inyección del pozo SG 94 , la cual fue suspendida en el año 1996, al igual que el resto del campo.

Figura 36

WOPR (Qo) Todos los pozos -Todos los escenarios -

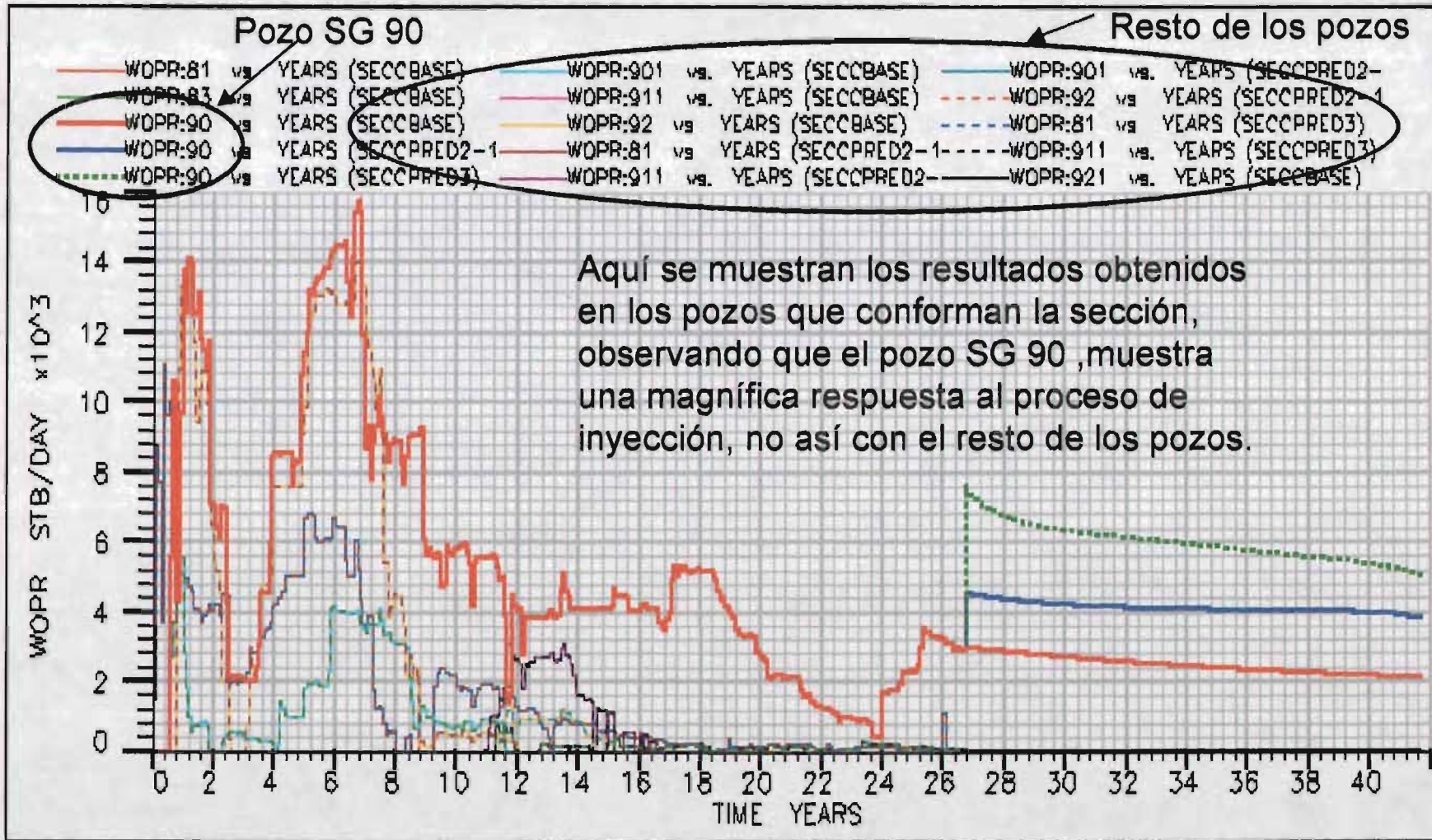
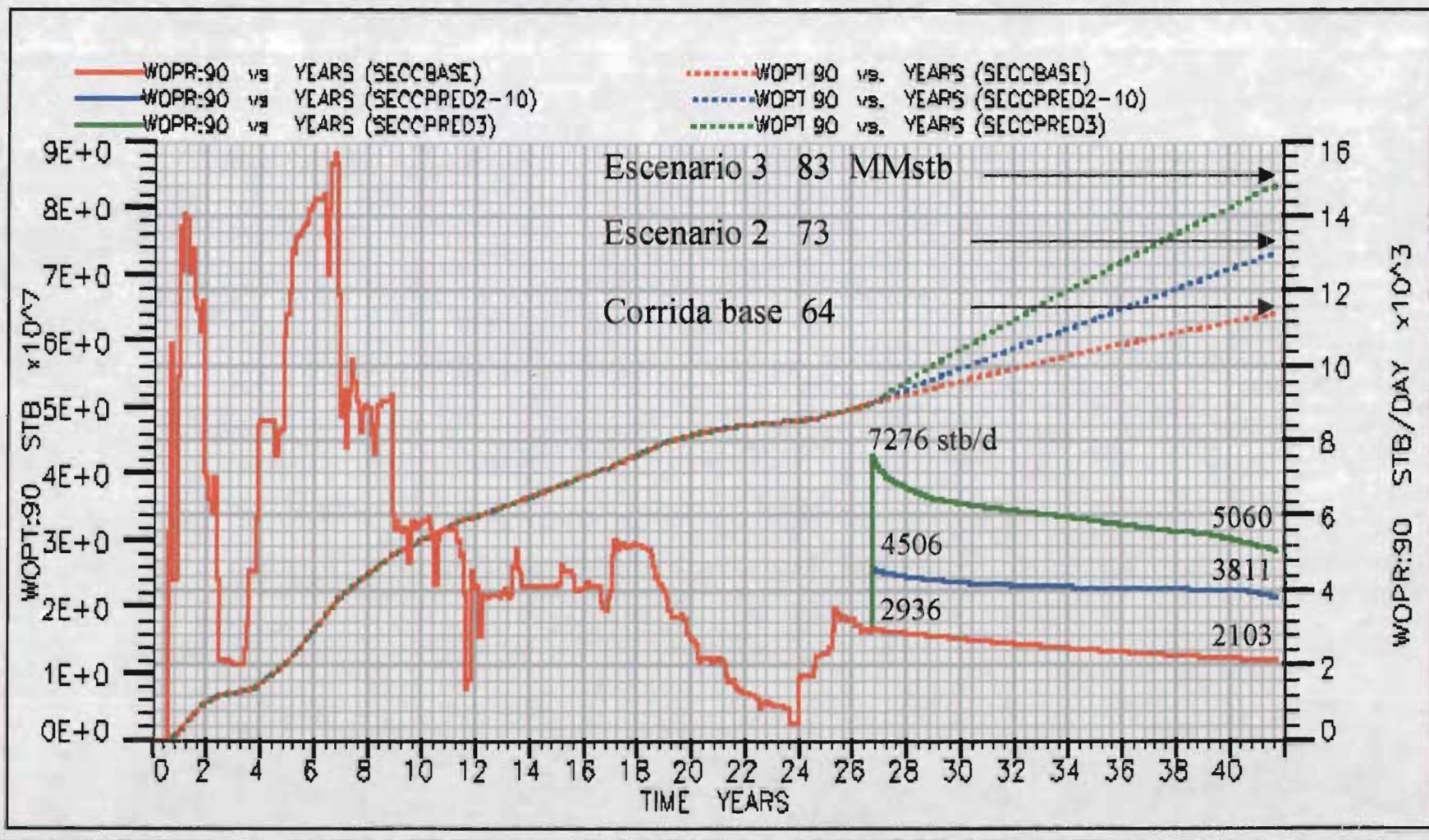


Figura 38

WOPR y WOPT (Qo y Np) SG 90 -Todos los escenarios -



El comportamiento de las saturaciones de aceite y gas para los tres escenarios, muestran los decrementos en la saturación de aceite y sus correspondientes incrementos en su saturación de gas, motivado por los incrementos de producción de aceite debido a la inyección de gas, y la reparación del pozo. Ver **figura 39**

El incremento en la densidad del aceite producido es debido principalmente a la mezcla que se lleva a cabo entre éste y el gas inyectado, esto muestra claramente el proceso de disolución al entrar en contacto.

En el caso de la densidad del gas producido, su comportamiento es idéntico al del aceite, pero de mayores dimensiones, esto debido al intercambio de componentes ligeros del aceite con el gas inyectado. Dicho comportamiento siempre ha estado afectado por los ritmos de inyección y extracción que se le aplican al pozo.

Ver **figura 40**

En lo que respecta a la viscosidad del aceite producido, se nota un ligero incremento al inicio de la inyección, motivado por el enfriamiento que produce el gas de inyección en la formación y por ende, en el aceite producido. A un tiempo posterior se observa una disminución considerable debido al mezclado del gas de inyección con el aceite, con un incremento extra en viscosidad, debido a la extracción mayor de fluidos hidrocarburos del pozo, notando un ligero incremento al final de la predicción, motivado por la disminución de la producción del pozo. Ver **figura 41**

La tensión interfacial muestra un aumento en los primeros años después del inicio de la inyección, esto debido a la probable existencia de un proceso inmisible al inicio de la inyección, cambiando esta condición a miscible, al existir un intercambio de componentes intermedios del gas inyectado al aceite producido. Ver **figura 42**

Figura 39

BSOIL y BSGAS (Saturaciones de aceite y gas) SG 90 -Todos los escenarios -

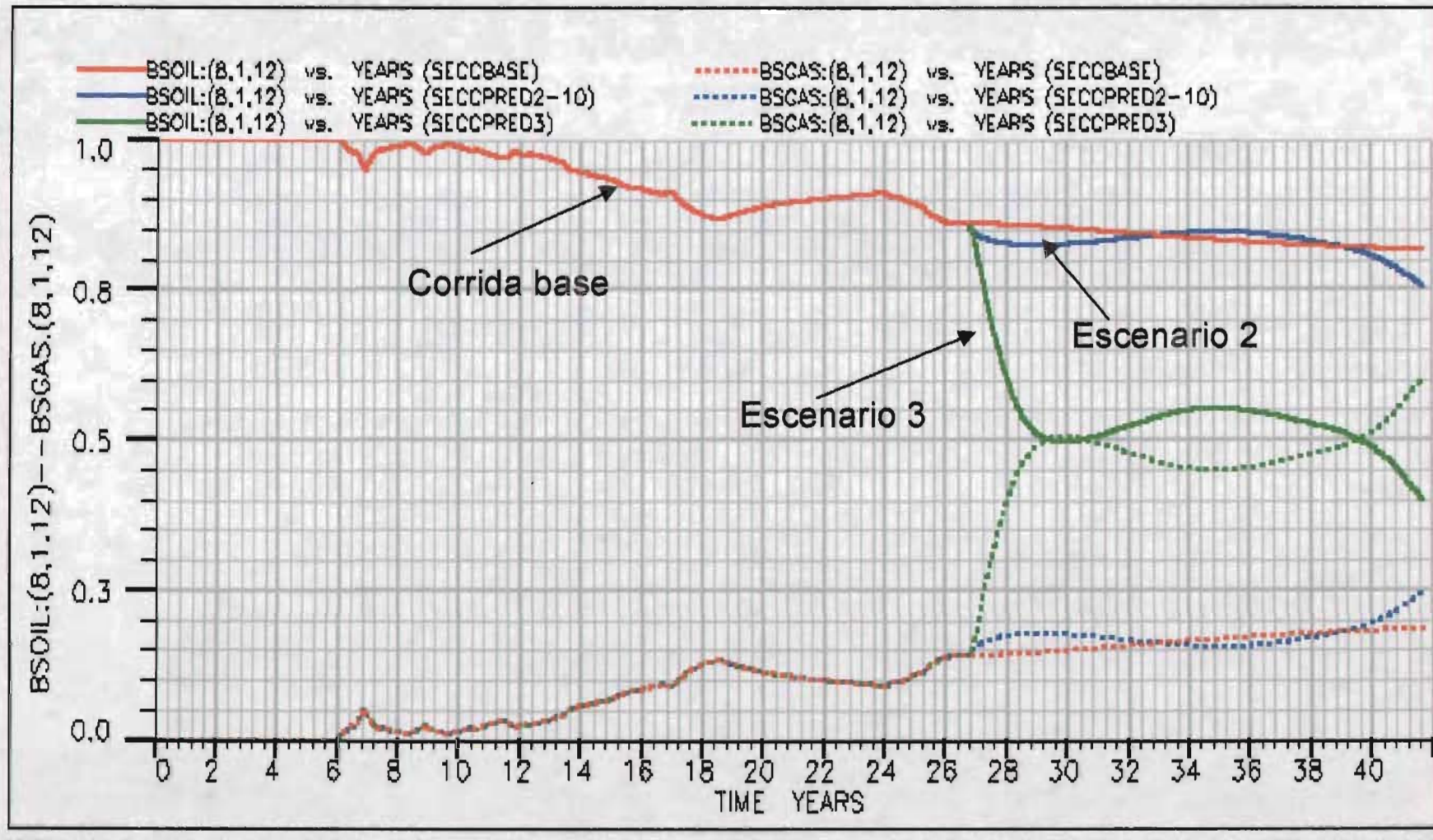


Figura 40

BENO y BDENG (Densidad del aceite y gas) SG 90 -Todos los escenarios -

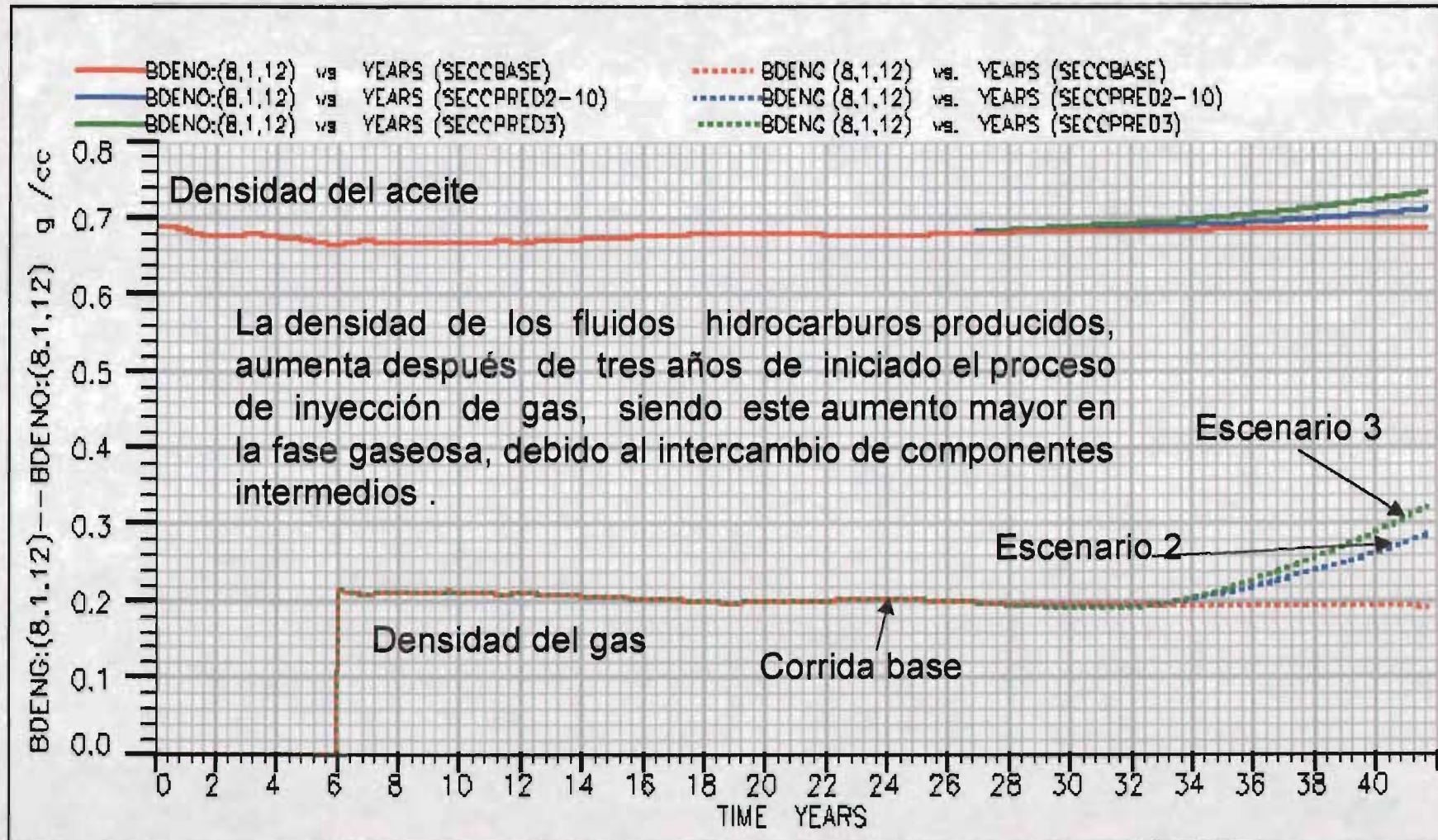


Figura 41

BVOIL (Viscosidad del aceite) SG 90 -Todos los escenarios -

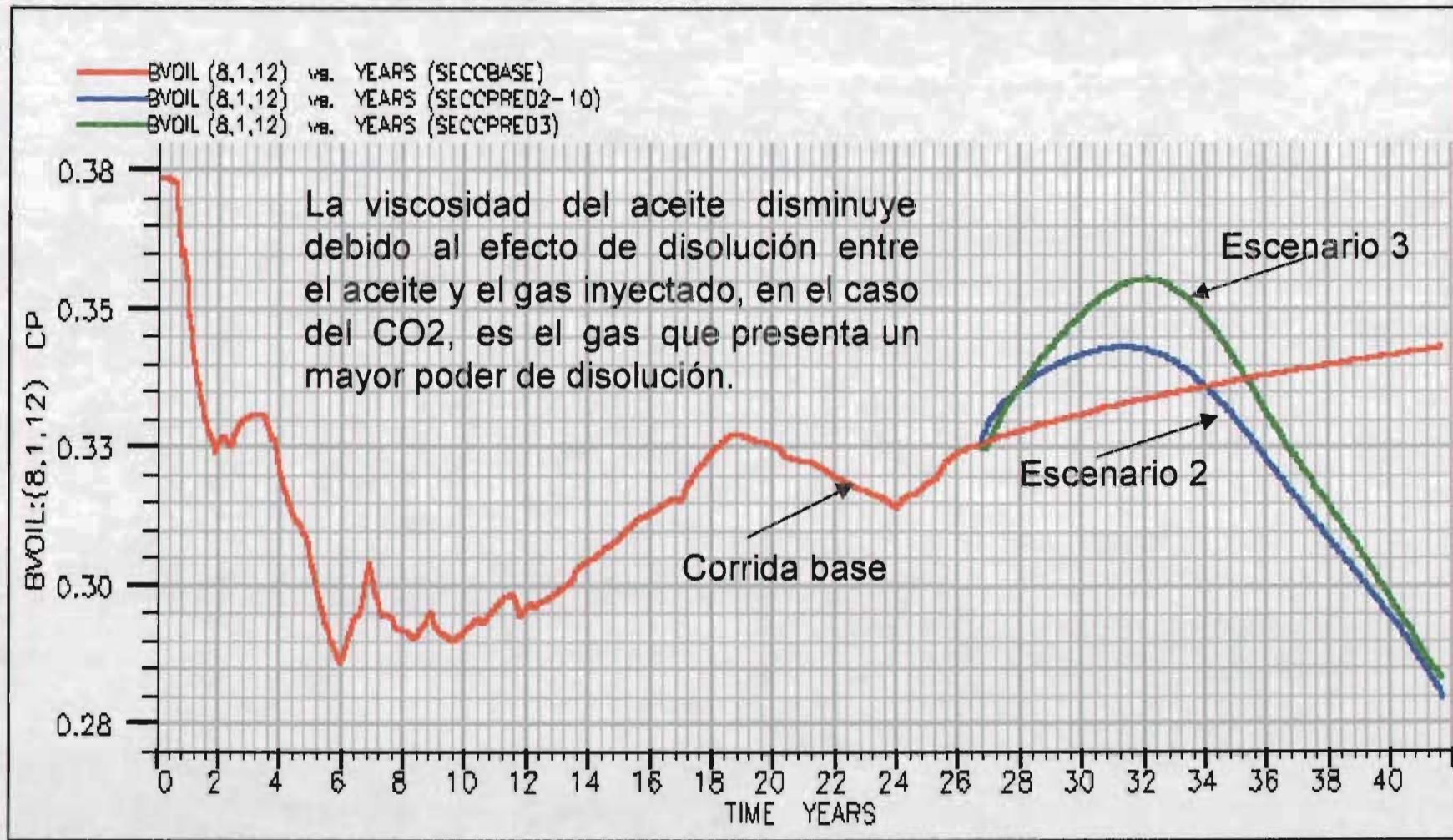
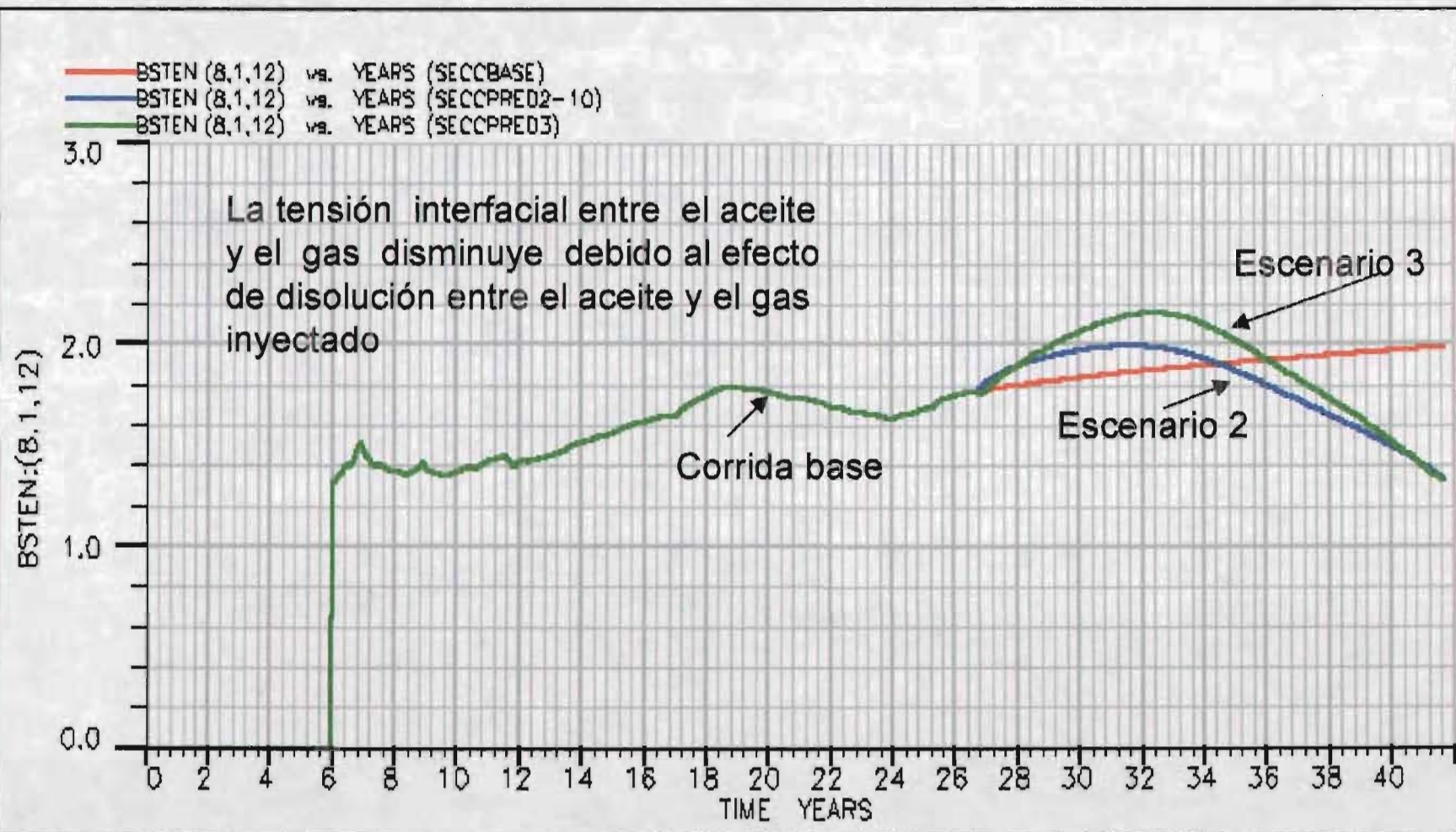


Figura 42

BSTEN (Tensión interfacial) SG 90 -Todos los escenarios -



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Es necesario contar con el respaldo técnico suficiente (pruebas de laboratorio, instalaciones superficiales, estudios de trazadores, etc), antes de implantar un proceso de inyección de gas, independientemente de que se tenga una fuente cercana y abundante del fluido a inyectar, como se presentó en este análisis, debido a que cada caso tiene características particulares.

- En el caso del campo Sitio Grande, se tiene una extensa historia de producción, así como una amplia y exitosa historia de inyección de agua, por lo que se puede considerar como un yacimiento “maduro”. Según referencias existentes, esto le da una buena posibilidad de éxito.

- El Volumen original de aceite de 1 100 MMstb, determinado para este campo se considera confiable, ya que el volumen obtenido con el simulador ECLIPSE para el caso de la sección, resultó de 340.8 MMstb, lo cual muestra una proporción razonable respecto al volumen total.

- En el caso del campo Sitio Grande, que cuenta con un número considerable de pozos, los cuales pueden cubrir las necesidades que exige un proceso de este tipo, se deben de aprovechar las instalaciones existentes, con lo que se reducirían considerablemente los costos del proyecto.

- Una de las mayores limitantes para este tipo de procesos, a nivel mundial, es el alto costo del bióxido de carbono, por lo que, de ser posible, se contaría con un proceso de costo relativamente bajo para su implantación en este campo.

R e c o m e n d a c i o n e s

- Se recomienda analizar a conciencia todos los métodos de recuperación mejorada existentes, ya que existe una gran variedad de técnicas capaces de satisfacer cualquier situación específica.
- Es recomendación obligada el realizar este tipo de estudios, de manera detallada, considerando al yacimiento en su totalidad, y no solamente a una parte del mismo, debido a que el carácter dinámico del proceso de flujo de fluidos en medios porosos, afecta al yacimiento en forma integral, y no solamente a una porción aislada de éste.
- Se recomienda elaborar un análisis económico detallado que permita observar las bondades reales del método. En este trabajo no se realizó este análisis por tratarse de una sección transversal, la cual sólo orientó sus resultados a su factibilidad técnica.

R E F E R E N C I A S

1.- Instituto Mexicano del Petróleo

Estudio de caracterización estática del yacimiento Sitio Grande
1997-1998

2.- Coordinación de diseño de explotación Cactus - Sitio Grande

Información general del campo Sitio Grande.

3.- Meza Meza M.

Fundamentos y Aplicación del Modelo MEYVO 7
(Apuntes, Curso Especialidad)

4.- Mungan N.

Secondary Recovery Processes (Apuntes, Curso Especialidad)

5.- Mungan N.

Miscible Processes in EOR (Apuntes, Curso Especialidad)

6.- Schlumberger-Geoquest

Manuales de Pre y Post-Procesadores ECLIPSE 100 y 300

R e c o m e n d a c i o n e s

- Se recomienda analizar a conciencia todos los métodos de recuperación mejorada existentes, ya que existe una gran variedad de técnicas capaces de satisfacer cualquier situación específica.

- Es recomendación obligada el realizar este tipo de estudios, de manera detallada, considerando al yacimiento en su totalidad, y no solamente a una parte del mismo, debido a que el carácter dinámico del proceso de flujo de fluidos en medios porosos, afecta al yacimiento en forma integral, y no solamente a una porción aislada de éste.

- Se recomienda elaborar un análisis económico detallado que permita observar las bondades reales del método. En este trabajo no se realizó este análisis por tratarse de una sección transversal, la cual sólo orientó sus resultados a su factibilidad técnica.

R E F E R E N C I A S

1.- Instituto Mexicano del Petróleo

Estudio de caracterización estática del yacimiento Sitio Grande
1997-1998

2.- Coordinación de diseño de explotación Cactus - Sitio Grande

Información general del campo Sitio Grande.

3.- Meza Meza M.

Fundamentos y Aplicación del Modelo MEYVO 7
(Apuntes, Curso Especialidad)

4.- Mungan N.

Secondary Recovery Processes (Apuntes, Curso Especialidad)

5.- Mungan N.

Miscible Processes in EOR (Apuntes, Curso Especialidad)

6.- Schlumberger-Geoquest

Manuales de Pre y Post-Procesadores ECLIPSE 100 y 300

7.- Schechter David, Villavicencio Antonio, Cabra Carlos.

Análisis, Inyección de CO₂ del campo Carmito, al campo Sitio Grande

8.- Schechter David

Naturally Fractured Reservoirs (Apuntes, Curso Especialidad)

9.- Ali Farouq S.M.

Practical Oil Recovery (Apuntes, Curso Especialidad)

10.- Coordinación de diseño de explotación Cactus - Sitio Grande

Estudio de factibilidad de inyección de gas al campo Sitio Grande

11.- Saidi Ali

Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs

TOTAL Edition Presse