

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO NOHOCH: UNA
ALTERNATIVA DE EXPLOTACIÓN BAJO EL CONCEPTO
DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE
HIDROCARBUROS**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

**ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y
MEJORADA DE HIDROCARBUROS**

PRESENTA:

ALFONSO URRIZAGA VERGARA

**DIRECTOR DE PROYECTO :
ING. ALFREDO LEÓN CARGÍA**

NOVIEMBRE DE 2005



m. 340715



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
COORDINACIÓN DE INGENIERIA
PETROLERA

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

A los señores especialistas:

Presidente: Dr. JOSÉ LUIS SÁNCHEZ BUJANOS
Vocal: M.I. ALFREDO LEÓN GARCÍA
Secretario: M.I. AGUSTÍN GALINDO NAVA
1° suplente: M.I. MAXIMINO MEZA MEZA
2° suplente: ING. JORGE HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen de Especialidad del señor **Ing. Alfonso Urriza Vergara**, registrado en esta especialización, quien ha concluido el desarrollo del tema: **Inyección de Nitrógeno al Campo Nohoch; Una Alternativa de Explotación Bajo el Concepto de Recuperación Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos**, que le fue autorizado como proyecto terminal de la Especialización en **Recuperaciones Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos**.

Asimismo, comunico a ustedes que el día 27 de junio de 2001 a las 16:00 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 21 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 e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Urriza Vergara Alfonso

FECHA: 2-02-2005

SIGNA: p.a. José Luis Arco



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

INSTANCIA DE
EXAMEN

Ing. Alfonso Urriza Vergara

(Nombre del sustentante)

P R E S E N T E.

En el examen profesional que sustento 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
*Inyección de Nitrogeno al campo Nohoch, Una alternativa
de explotación bajo el concepto de Recuperación Secun-
daria y Mejorada de Hidrocarburos.*

CD. Universitaria, D.F., a 27 de Junio del año 2001

Dr. José Luis Sánchez Bujanos

PRESIDENTE

(Nombre y Firma)

Ing. Alfredo León García

VOCAL
(Nombre y Firma)

Ing. Jorge H. Jiménez Bernal

SECRETARIO

(Nombre y Firma)

AGRADECIMIENTOS

A mi madre

Sra. Cecilia S. Vergara Hernández.

A mis hermanas

Sra. Socorro Hernández Vergara.

Sra. Julia Hernández Vergara.

Sra. Cecilia Hernández Vergara.

Que gracias a su confianza y el buen ejemplo de disciplina que me inculcaron, permitieron, la culminación del presente trabajo; un agradecimiento especial a mi madre que gracias a su sacrificio y esfuerzo logró que fuera lo que soy.

A mi querida esposa:

Gabriela Trejo Galván.

gracias por tu amor, paciencia y comprensión, gracias por tu ayuda y apoyo incondicional, que consiguió la culminación del presente trabajo.

Con todo mi amor y cariño a mis pequeños hijos.

José Alfonso Urriza Trejo

Sergio Alberto Urriza Trejo.

Por su tolerancia y su apoyo desinteresado.

A mis sobrinos.

Salvador Trejo Hernández

Luis Ramón Ramírez Hernández

Ana Laura Ramírez Hernández

Gracias por su apoyo moral, que permitió el impulso necesario para lograr llegar al fin del presente trabajo.

A mis suegros y cuñados:

Sra Herminia Galván P.

Sr. Luciano Trejo T.

Patricia Trejo Galván.

Graciela Trejo Galván.

Dolores Trejo Galván.

Armando Godínez Ríos.

Y aquellos que me faltaron ...

Gracias por el ánimo y el échale ganas, que nunca faltó en el desarrollo de mi formación como especialista.

*A **Petróleos Mexicanos**, que como una de las instituciones más importantes de México, me brindó la oportunidad de realizar la especialización.*

A la Universidad Autónoma de México, por la educación que me brindo y porque orgullosamente formo parte de ella.

A la STDP, gracias por todo el apoyo recibido y en especial a mis asesores:

Dr. José Luis Sánchez Bujanos.

M.I. Alfredo León garcía.

M.I. Agustín Galindo Nava.

M.I. Maximino Meza Meza

Ing. Jorge Huescani Jiménez B.

por su apoyo incondicional, de antemano muchas gracias.

Mi agradecimiento mas sinceros a todas aquellas personas que permitieron la realización de la especialidad:

Ing. Guillermo Ortega González.

Ing. Oscar Jiménez Bueno.

Ing. Raúl Carmona Díaz.

Ing. Mateo Amador Hernández.

Ing. Marcos Torres Fuentes

PROYECTO TERMINAL

INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO NOHOCH; UNA ALTERNATIVA DE EXPLOTACIÓN BAJO EL CONCEPTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS.

INDICE

I.-	OBJETIVO	04
II.-	INTRODUCCIÓN	05
III.-	ANTECEDENTES DEL CAMPO NOHOCH	07
	III.1 LOCALIZACIÓN	07
	III.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	08
	III.3 ESTADO DE POZOS	18
	FIGURAS DEL CAPITULO III	
IV.-	INGENIERÍA BÁSICA	21
	IV.1 VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN DEL CAMPO NOHOCH	21
	IV.1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	21
	IV.1.2 HISTORIA DE PRESIÓN	22
	IV.1.3 HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN POR PLATAFORMA	24
	IV.1.4 MECANISMOS DE EMPUJE	25
	IV.1.4 AVANCES DE LOS CONTACTOS GAS-ACEITE Y AGUA-ACEITE	26
	FIGURAS DEL CAPÍTULO IV	
V.-	BALANCE DE MATERIA DEL CAMPO NOHOCH	29
	V.1. MEYVO	30
	FIGURAS DEL CAPÍTULO V.	

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

VI.- SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO NOHOCH	36
VI.1 GENERALIDADES	36
VI.2 CONSIDERACIONES EN EL ESTUDIO	37
VI.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE ACEITE NEGRO	40
VI.4 AJUSTE DEL MODELO	42
VI.5 PREDICCIÓN POR AGOTAMIENTO NATURAL	43
VI.6 PREDICCIÓN CON REPARACIÓN DE POZOS	44
VI.7 PREDICCIÓN CON LA INYECCIÓN DE UN GAS	44
 FIGURAS DEL CAPÍTULO VI.	
VII.- INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO	47
VII.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS	47
VII.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA COMPOSICIONAL	57
VII.3 AJUSTE DEL MODELO	65
VII.4 PREDICCIÓN POR AGOTAMIENTO NATURAL	66
VII.5 PREDICCIÓN CON REPARACIÓN DE POZOS	67
VII.6 PREDICCIÓN CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO: EFECTOS DE LA DIFUSIÓN MOLECULAR	68
 FIGURAS DEL CAPITULO VII.	
VIII.- EVALUACIÓN ECONÓMICA	73
IX.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	81

I. OBJETIVO

El objetivo de este trabajo, es estudiar mediante el uso del simulador numérico de yacimientos Eclipse tanto de aceite negro como composicional, la inyección de gas hidrocarburo y nitrógeno respectivamente, al campo Nohoch, bajo el concepto de un proceso de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.

II. INTRODUCCIÓN

En ingeniería de yacimientos se consideran varias especialidades, una de las más importantes es sin duda, la de recuperación secundaria y mejorada de los hidrocarburos. Esta especialidad surge como una necesidad, ya que como es sabido, los yacimientos tanto en México como en todo el mundo, actualmente se encuentran en etapas avanzadas de explotación y es aquí donde se requiere de personal técnico altamente capacitado en esta materia, así como de tecnología de punta, para establecer el escenario óptimo de explotación de los yacimientos que permita incrementar las reservas de hidrocarburos.

La incorporación de reservas en la industria petrolera internacional durante la última década, se ha visto enfocada a la mejora de los factores de recuperación en yacimientos existentes mediante la reingeniería y la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.

En México existen yacimientos petroleros de gran importancia constituidos por rocas carbonatadas fracturadas, de estos se extrae mas del 90 % del aceite que actualmente se produce en nuestro país.

La diversidad de estudios que se les realiza a los yacimientos petroleros implica un análisis exhaustivo de la información, tal como la obtenida de núcleos, muestras de fluidos, registros geofísicos, registros de producción, simulación numérica, etc.

Con los resultados de la simulación numérica, una vez obtenido un ajuste de historia satisfactorio se predice el comportamiento de los yacimientos, de tal manera que sea factible obtener un programa de explotación óptimo. El grado de confianza de estos resultados dependerá en gran medida de la calidad de la información utilizada y de la precisión con la que el modelo reproduce el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, (avance de los contactos: gas-aceite y agua-aceite).

La simulación numérica es una herramienta que permite analizar diferentes esquemas de explotación incluyendo la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Cuando los yacimientos son homogéneos, los modelos de simulación numérica son relativamente sencillos. Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, en los que se considera un sistema compuesto por bloques matriz fractura, la simulación resulta ser muy compleja, ya que se requiere de mayor cantidad y mejor calidad de la información, especialmente cuando se analizan distintos procesos de recuperación secundaria y mejorada.

En este trabajo se presenta un análisis de inyección de nitrógeno como esquema posible de explotación, para el campo Nohoch de la Región Marina Noreste, mediante la simulación numérica de aceite negro y composicional, además de discutir los criterios técnico-económicos que deben ser considerados para implantar procesos de recuperación secundaria y mejorada (conceptos que serán discutidos ampliamente en el tema VII.1) y su vinculación con el diseño de una estrategia de explotación para incrementar la recuperación de las reservas existentes, maximizando el valor económico del campo.

III. ANTECEDENTES

III.1 LOCALIZACIÓN.

Geográficamente el campo petrolero Nohoch, se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a 85 Km. al NNW de Ciudad del Carmen, Campeche, este campo es parte integral del complejo Cantarell, perteneciente a la Región Marina Noreste, la que se clasifica como una de las áreas de mayor potencial del sistema petrolero mexicano (figuras 1 y 2).

El campo Nohoch tiene un área aproximada de 20 km², que en comparación con otros yacimientos, puede afirmarse que es un campo importante por su localización, formación y producción. (figura 2).

El campo fue descubierto por el Pozo Cantarell 2095 perforado de Enero a Julio de 1979 a la profundidad de 3757 m., el cual resultó productor de aceite de 22° API en el intervalo 3585-3635 m. correspondiendo a la Formación Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Inferior, incorporando su producción de 6,000 BPD, a la del complejo Cantarell, en ese año.

Es importante mencionar que se tiene un tirante de agua de aproximadamente 50 metros y básicamente el yacimiento se explota con pozos que parten de tres plataformas petroleras, una de las cuales es un complejo que maneja adicionalmente producción de otras plataformas del complejo Cantarell. (figura 3)

III.1.1. PLANO ESTRUCTURAL.

El campo Nohoch se encuentra al sureste del bloque Akal y se encuentra delimitado por un domo salino, y una serie de fallas hacia el este que lo separan del campo Chac. Su plano estructural es mostrado en la figura 2 como parte integral del complejo Cantarell de la región marina noreste.

III.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.

III.2.1. Aspectos estructurales.

En esta sección se describen los aspectos geológicos relacionados con el origen de la estructura y con la descripción del modelo estructural, a partir de la información sísmica, geológica y de registros geofísicos de pozos.

III.2.2. Consideraciones tectónicas regionales.

El patrón de deformación que se manifiesta en la Región Marina, especialmente el que afecta a las rocas mesozoicas, presenta dos componentes principales. La más notable es la deformación de esfuerzos de tendencia vertical (gravedad), asociados a tectónica salina y subsidencia relacionada con la distribución de los espesores de sedimentos terciarios suprayacentes. La otra tendencia de deformación, es la que se manifiesta con la presencia de fallas inversas de ángulos altos, asociadas preferentemente con los flancos nororientales de las estructuras salinas.

Especialmente las estructuras que forman el complejo Cantarell, manifiestan rasgos dominantes de tectónica salina, que por supuesto, no está exenta de la presencia de efectos por esfuerzos compresionales

En el sector Nohoch-Chac, la columna mesozoica se encuentra desplazada verticalmente hacia arriba, del orden de 1000 a 1300 metros por efecto de la intrusión salina y la magnitud de esta deformación causa en las zonas críticas, la escasez de información, tanto geológica como sísmica. El apoyo de información geológica de pozos perforados en las zonas críticas de rompimiento, como en los pozos Cantarell 2011 y 2095, se reduce a entender la magnitud de la deformación, pero no es posible efectuar una reconstrucción estructural detallada. No obstante, el conjunto de información sísmica y geológica aunada al comportamiento de presiones del área, permiten entender el modelo estructural y definir satisfactoriamente los límites del yacimiento del bloque Nohoch.

111.2.3 Modelo estructural del bloque Nohoch.

El bloque Nohoch forma parte del flanco y del buzamiento sureste de la gran estructura diápirica que constituye el complejo Cantarell. Está limitado en su porción suroeste por la zona de falla causada por el desplazamiento de un cuerpo de sal diapírica, cuya cresta presenta una orientación general NW-SE. La zona de falla en este sector tiene una orientación NW-SE. Su límite noreste lo constituye otra zona de falla que lo separa del bloque Chac. Esta falla tiene también una orientación NW-SE. En este último sector la falla fue igualmente causada por la deformación de la intrusión salina, en combinación con la subsidencia del paquete sedimentario. La falla se manifiesta como normal hacia el SE y la inversa al NW, conforme se encuentra más próxima al intrusivo salino. El plano de falla coincide con la formación de un pliegue sinclinal secundario, entre la parte alta del flanco-buzamiento, que constituye el bloque Nohoch y la parte baja del mismo flanco-buzamiento, que conforma el bloque Chac. La estructura del bloque Nohoch tiene una longitud del orden de 6 kilómetros y un ancho de 3. El límite superior de la estructura es la cima de la brecha BTPKS, que subyace en contacto discordante a los sedimentos terrígenos que actúan como roca sello. El límite inferior es prácticamente el contacto agua-aceite. El relieve estructural que tienen los carbonatos dolomitizados del Cretácico, entre la cima de la estructura y el nivel agua aceite original, es del orden de 700 metros. Las inclinaciones que presenta el flanco-buzamiento del bloque Nohoch, varían entre 20° a 30°, tanto en el sector NE como en el sector del buzamiento SE.

La información con que se cuenta para definir el contacto agua-aceite original en el bloque Nohoch, proviene básicamente del pozo exploratorio (Cantarell - 2095) perforado desde la plataforma Nohoch A. Se encuentra en una posición estructuralmente baja en el extremo noroeste del bloque Nohoch, alcanzando una profundidad de 3731 mbnm. Tiene un intervalo probado invadido por agua salada del orden de 150,000 ppm. a la profundidad de 3560 mbnm en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Otro intervalo originalmente productor y taponado por presencia de agua salada, está definido a la profundidad de 2730 mbnm. En fecha reciente, el intervalo productor ubicado a 2579 mbnm, fue reportado como invadido.

Con esta información, el contacto original agua-aceite fue definido por evidencia física, de acuerdo con la historia del comportamiento del pozo, a una profundidad de 2900 mbnm.

En la figura No. 4, se muestra un plano de cimas descendentes en el que puede observarse la posición estructural relativa de los pozos del bloque Nohoch y al contacto original agua aceite. La construcción de secciones estructurales está basada en las configuraciones de horizontes geológicos guiados por las señales sísmicas. El horizonte sísmico guía es la cima de la brecha BTPKS, amarrada al horizonte geológico respectivo.

III.2.3.1 Aspectos petrográficos y sedimentológicos.

Las descripciones litológicas de las formaciones productoras se integran a partir de toda la información disponible en los informes geológicos finales de pozos y descripción de núcleos.

En la tabla No. 1 se presentan las cimas de las formaciones atravesadas, por cada uno de los pozos, agrupados por plataformas.

Tabla No 1 Bloque Nohoch: cima de las formaciones geológicas atravesadas en mvbnm, por plataforma.

PLATAFORMA NOHOCH-A

POZO	FORMACIONES PRODUCTORAS													
	E.M.		BTPKS		K.M.		K.I.		J.S.T.		J.S.K.		P.T.	
	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.
87D	1954	1853	2339	2241	2503	2602	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2585	2674
2075	1674	1604	2064	1963	2344	2223	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2381	2257
2077A	2164	1838	2644	2151	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2839	2365
* 2095	2244	2244	2489	2489	2648	2648	AXF	AXF	3309	3309	3553	3553	3731	3731
2097	1919	1816	2487	2334	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2061	2436

* Pozo vertical

NP: No se presenta la formación especificada

PLATAFORMA NOHOCH-B

POZO	FORMACIONES PRODUCTORAS													
	E.M.		BTPKS		K.M.		K.I.		J.S.T.		J.S.K.		P.T.	
	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.
2003	2694	2184	3366	2677	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	3434	2733
2013	2454	2139	2840	2432	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2958	2560
2035	2294	1990	2692	2321	2869	2471	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2974	2559
2055	2384	1996	2882	2338	3100	2492	NP	NP	NP	NP	NP	NP	3649	2877

* Pozo vertical

NP: No se presenta la formación especificada

PLATAFORMA NOHOCH-C

POZO	FORMACIONES PRODUCTORAS													
	E.M.		BTPKS		K.M.		K.I.		J.S.T.		J.S.K.		P.T.	
	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.	mD.	mV.
2059	2231	2116	2605	2435	2861	2641	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2962	2720
* 2079	2001	2001	2406	2406	2671	2671	2996	2996	3471	3471	3691	3691	4021	4021
2099D	2151	2098	2529	2461	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	2686	2610 *

* Pozo vertical

NP: No se presenta la formación especificada

Debido a la complejidad estructural reportada en los informes finales de los pozos Cantarell 2011 y 2095, se revisaron los núcleos recuperados de éstos y se tomaron fragmentos de ellos para complementar los estudios petrográficos existentes. De dicha revisión, se llegó a la conclusión de que tales pozos se encuentran perforados en sitios críticos de las zonas de falla, por lo que la información estratigráfica no se usó en una reconstrucción estructural. Sin embargo, dicha información contribuye a entender y definir el modelo geológico. El estudio petrográfico sedimentológico de fragmentos de núcleos fue realizado en el laboratorio de petrografía de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Las determinaciones corroboran tanto la clasificación petrográfica de las muestras como las características de los medios de ambientes de depósito y procesos diagenéticos que presentan las rocas productoras, enriqueciendo la información previamente obtenida a través de los informes finales y columnas geológicas de los pozos exploratorios.

III 2.3.2. Petrografía y sedimentología de la Brecha Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS).

El origen de esta brecha no es el típico del depósito de talud de un banco carbonatado desarrollado sobre un basamento fijo. La placa de Yucatán ha sido, desde el Mesozoico hasta el Reciente, un elemento móvil (Winker y Bluffer, 1988) y la formación de brechas de talud coincide con el inicio de los movimientos tectónicos a finales del Cretácico y principios del Terciario, que motivaron probablemente una reactivación del fallamiento de la margen poniente de la placa de Yucatán, con la consiguiente etapa de intensa erosión del escarpe formado.

La brecha BTPKS es una brecha sedimentaria, mal clasificada, proveniente de la destrucción del escarpe del banco de Campeche, intensamente dolomitizada, con intercalación de bentonitas. Las brechas en este sector se encuentran más o menos próximas a la fuente de aporte y relativamente cercanas a la línea de costa, lo cual propició, hacia principios del Terciario y probablemente acentuado por la intrusión de masas salinas, la invasión de aguas meteóricas ricas que contribuyeron a la dolomitización masiva de las rocas cretácicas, especialmente de las brechas.

Petrográficamente se identifican en el área micro, meso y macrodolomías, que forman rocas con abundantes cavidades, lo que constituye un medio de altas porosidades y permeabilidades. La porosidad en la brecha se considera porosidad secundaria; sin embargo, tiene un carácter de doble porosidad, en parte por cavidades y fracturas a diferentes escalas y en parte por porosidad intercrystalina de la matriz.

III.2.3.3 Petrografía y sedimentología del Cretácico Medio (KM).

Los depósitos originales del Cretácico Medio provienen de medios ambientes marinos carbonatados de cuenca, como lo evidencia la litología formada por mudstones a wackstones con contenido de fósiles de organismos pelágicos intercalados con cuerpos arcillosos. Estas rocas se encuentran también intensamente dolomitizadas y fracturadas, especialmente en las proximidades de la intrusión salina.

Petrográficamente las muestras reportan micro a mesodolomías y tanto las muestras de canal como los registros geofísicos de pozos, muestran la existencia de algunas intercalaciones arcillosas.

La porosidad en esta unidad es también secundaria, intercrystalina y por fracturamiento preferentemente hacia el contacto con el intrusivo salino.

III.2.4. Aspectos estratigráficos

La estratigrafía de la Región Marina Noreste incluye unidades que van desde el Jurásico Oxfordiano hasta el Reciente. El establecimiento de las unidades estratigráficas fue realizado por la Gerencia de Exploración de la región Marina e integrado en el trabajo del Prospecto Tunich-Puerto Ceiba, para el Cretácico (Ángeles, Aquino, F.J., 1990-91).

la construcción de la sección de correlación estratigráfica entre los pozos del bloque Nohoch, están realizados en base a los pozos perforados y donde se obtuvieron núcleos representativos de las formaciones atravesadas, el único pozo que tiene una columna estratigráfica completa y confiable desde la cima de la brecha BTPKS hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano, es el pozo Cantarell 2079. El resto de los pozos, penetran algunos parcialmente la brecha BTPKS, el Cretácico Medio (KM) y el Cretácico Inferior (KI).

III.2.5. División de componentes

Las condiciones originales de depósitos masivos y altamente dolomitizados que presenta principalmente la brecha BTPKS, no permiten identificar continuidad y correlación en los registros geofísicos de pozos entre cuerpos con algún contenido arcilloso, por lo que no es posible realizar una subdivisión geológica-estratigráfica de las unidades BTPKS y KM que defina un patrón útil en cuanto a preferencia del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Más aún, la afectación de estas unidades hacia la proximidad del intrusivo salino en el poniente de la estructura, no permite esperar una continuidad que corresponda estrictamente a las características originales de dichas unidades. Ante la necesidad de subdividir el yacimiento, para fines de simulación numérica y considerando las características de alta permeabilidad observadas, se decidió hacer una subdivisión arbitraria, estableciendo horizontes geológicos a través de sus correspondientes marcadores geológicos en los pozos, a cada 25 metros, en el cuerpo de la Brecha (BTPKS), y a cada 50 metros, en el Cretácico Medio (KM).

III.2.6. Análisis petrofísico a partir del estudio de registros geofísicos de pozos.

III 2. 6.1. Procesamiento de la información.

El estudio petrofísico a detalle, del área en discusión (denominada bloque Nohoch), comprende la interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos de 12 pozos: 87D, 2003, 2013, 2035, 2055, 2059, 2075, 2077A, 2079, 2095, 2097 y 2099D. La cuantificación de propiedades petrofísicas se efectuó desde la formación de interés hasta la profundidad total de cada pozo o hasta donde se dispuso de información de registros. En la tabla No 2, se presentan los tipos de registros empleados, así como el intervalo procesado para cada uno de los pozos del campo Nohoch.

La interpretación cuantitativa consistió en la determinación de:

A) Porosidad

Los cálculos de porosidad se efectuaron empleando el Software especializado de la compañía Schlumberger (nombre comercial "Elan"); por medio de la metodología Elan se obtienen valores más precisos y contables que a través de un solo registro de índice de porosidad debido fundamentalmente a que los registros que (sónico, neutrón y densidad) responden en forma diferente a diversos factores como son: las distintas propiedades de la roca, composición de la matriz y presencia de hidrocarburos. La técnica consiste en considerar el efecto de los factores arriba mencionados en la lectura de los registros de porosidad como si ellos estuvieran en serie dentro de la formación.

B) Porosidad Secundaria.

No existe un método directo para la determinación de porosidad secundaria (atribuible a cavidades de disolución, cavernas y/o fracturas) a partir del análisis de registros geofísicos, sin embargo, las anomalías observadas en las mediciones efectuadas por los registros permiten hacer Cuantificaciones de la porosidad secundaria cuando ésta es de dimensiones mucho mayores a las de los poros encontrados en las rocas.

Existen diversas formas de conocer en forma cualitativa y cuantitativa la presencia de porosidad secundaria dentro de los procedimientos cualitativos: 1) recuperaciones pobres de núcleos, 2) descripciones de núcleos donde se indique presencia de fracturas y cavidades de disolución, 3) problemas observados durante la perforación, 4) derrumbes del agujero (por medio del registro de calibración de agujero) y 5) cambios en los valores de resistividad del registro indicador de fracturas (FIL, marca comercial de Schlumberger), sin embargo, el uso aislado de estos indicadores de porosidad secundaria no es determinante.

Dentro de los métodos cuantitativos se aplicó el de la diferencia de la porosidad total (obtenida del "ELAN") y de la porosidad primaria (registro sónico de porosidad); sin embargo, la principal limitación de la técnica es la de enmascarar el valor verdadero de la porosidad secundaria por errores de calibración en las lecturas de la herramienta ya que el valor de porosidad secundaria es muy pequeño (generalmente menor a 5 unidades de porosidad).

C) Litología.

Se utilizó el registro de la curva de factor fotoeléctrico (PEF) la cual es una curva litológica y se observó en los pozos que contaban con esta información que el valor de "PEF" variaba aproximadamente de 3.0 a 3.2, valor que corresponde a una dolomía. Por lo anterior se escogieron como composición litológica los minerales: dolomía y arcilla. Es importante señalar que un error en la selección del par de matrices (es decir, no haber incluido caliza) no implica un error de importancia en el valor de porosidad que se encontró. Así, aunque las fracciones volumétricas de roca calculadas pudieran tener un margen de error considerable, el valor de porosidad será en gran medida correcta si sólo hay presencia de dolomía, arcilla y probablemente caliza, ya que las porosidades calculadas con el modelo litológico: dolomía y arcilla, y el modelo dolomía, caliza y arcilla resultan muy similares.

D) Distribución Inicial de Fluidos.

Para la determinación de la distribución de fluidos en los yacimientos del campo se utilizaron los registros de resistividad (curvas de investigación profunda: LLD y/o ILD) y los valores de porosidad obtenidos del procesamiento "Elan". El método utilizado para el cálculo de saturaciones de agua es el modelo de dos aguas.

Tabla No 2 Registros geofísicos utilizados y análisis petrofísicos del Campo Nohoch.

Pozo	TIPO DE REGISTRO	INTERVALO PROCESADO	Pozo	TIPO DE REGISTRO	INTERVALO PROCESADO
87D	CNL-GR	2390 - 2680	2077A	CNL-GR	2680 - 2850
	LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2390 - 2680		LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2680 - 2850
	BHC	2390 - 2680		BHC	2680 - 2850
	DLL (Curva: LLS)	2390 - 2680		DIL (Curva: ILD)	2680 - 2710
	MSFL	2390 - 2680			
2003	CNL-GR	3350 - 3445	2079	CNL-GR	2445 - 4050
	FDC	3350 - 3445		LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2445 - 4050
	BHC	3350 - 3445		BHC	2445 - 3250 3365 - 4050
	DLL (Curva: LLD y LLS)	3350 - 3445		DLL (Curva: LLD y LLS)	2445 - 4050
	MSFL	3350 - 3445		MSFL	2445 - 3260 3445 - 4050
2013	CNL-GR	2850 - 2980	2095	NGS	2374 - 3271 3850 - 4052
	FDC	2850 - 2980		CNL-GR	2520 - 3670
	BHC	2850 - 2900		FDC	2520 - 3470
	DLL (Curva: LLD y LLS)	2850 - 2980		BHC	2520 - 2580 3075 - 3470
2035	MSFL	2850 - 2980	2097	DIL (Curva: ILD)	2520 - 3470
	CNL-GR	2718 - 2890		CNL-GR	2513 - 2565
	FDC	2718 - 2890		FDC	2513 - 2565
	BHC	2718 - 2890		BHC	2513 - 2565
	DLL (Curva: LLD y LLS)	2718 - 2890		DLL (Curva: LLD y LLS)	2513 - 2565
2055	MSFL	2718 - 2890	2099D	MSFL	2513 - 2565
	CNL-GR	2915 - 3590		CNL-GR	2568 - 2725
	LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2915 - 3590		LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2568 - 2725
	DLL (Curva: LLD y LLS)	2915 - 3590		BHC	2568 - 2725
2059	MSFL	2915 - 3590	2075	DLL (Curva: LLD y LLS)	2568 - 2725
	CNL-GR	2615 - 2995		MSFL	2568 - 2725
	LDL (Curvas: Pe y RHOB)	2615 - 2995		NGT	2515 - 2725
	DLL (Curva: LLD y LLS)	2615 - 2995			
2075	MSFL	2615 - 2995			
	CNL-GR	2090 - 2400			
	FDC	2090 - 2400			
	BHC	2220 - 2400			
	DLL (Curva: LLD y LLS)	2230 - 2400			
	MSFL	2230 - 2400			
	DIL (Curva: ILD)	2090 - 2230			

III.3 ESTADO DE POZOS.

Durante la vida productiva del campo Nohoch la explotación primaria se caracterizo por la producción de pozos de forma natural, es decir como pozos fluyentes operando solamente con energía propia del yacimiento, hasta que dejaban de fluir por abatimiento de presión o bien por alcanzar gastos tan pobres que dejaban de ser costeables, hechos que dieron pauta a considerar estudios referentes al flujo de fluidos en el yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, con lo que se logro desarrollar técnicas especializadas de análisis nodal que permitiera alargar la vida productiva de los pozos.

La primera etapa de optimización del sistema de manejo de producción, la constituye aquella que permita disminuir las caídas de presión desde los intervalos disparados en el pozo, hasta la batería de separación, estas modificaciones pueden considerarse desde un tamaño específico de estrangulador hasta un rediseño de instalaciones superficiales, que permitan disminuir al máximo las caídas de presión, que se traduce en incrementos significativos de producción.

Otra de las etapas de optimización la constituye aquellos sistemas artificiales de producción que permitan vencer las caídas de presión y levantar las columnas de crudo para llevarlas a la superficie. Actualmente en el campo Nohoch el 90% de los pozos productores operan bajo el sistema artificial de bombeo neumático continuo, que opera básicamente con gas natural.

Los pozos productores del campo Nohoch operaron en años pasados con aparejos de producción de 3 ½", 4 ½" y 7" no así los pozos perforados en el año de 1998 (2037, 2075D, 2067, 2067D), los cuales operan con combinaciones de 7" y 9 5/8" en las tuberías de producción, prolongando así aun más la vida productiva de estos.

El campo Nohoch, a sido explotado con pozos que se encuentran en tres plataformas petroleras marinas, Nohoch-A, Nohoch-B y Nohoch-C, en la tabla No. 3 se muestra el estado de pozos actualizado al mes de diciembre del año 2000.

Tabla No. 3 Estado de pozos que integran el campo Nohoch.

PLATAFORMA	POZOS	COMENTARIOS
NOHOCH-A	2075	OPERANDO
NOHOCH-A	87D	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-A	2077A	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-A	2097	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-A	2095	CDO. EN ESPERA DE REPARACION
NOHOCH-A	87	POZO TAPONADO
NOHOCH-A	2077	POZO TAPONADO

PLATAFORMA	POZOS	COMENTARIOS
NOHOCH-B	2055	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-B	2035	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-B	2013	PRODUCIENDO EN E.M.
NOHOCH-B	2003	PRODUCIENDO EN E.M.
NOHOCH-B	2033	POZO TAPONADO

PLATAFORMA	POZOS	COMENTARIOS
NOHOCH-C	2037	OPERANDO
NOHOCH-C	2075D	OPERANDO
NOHOCH-C	2067	OPERANDO
NOHOCH-C	2067D	OPERANDO
NOHOCH-C	2099D	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-C	2059	CDO. POR ALTO % DE AGUA
NOHOCH-C	2079	INYECTOR DE RECORTES
NOHOCH-C	188	POZO TAPONADO

Debe notarse que actualmente se tienen produciendo solamente 5 pozos, los cuales estructuralmente son los más altos del bloque.

Es importante mencionar que debido a que no se tiene la infraestructura necesaria para el manejo del agua producida por pozos, de las diferentes plataformas que actualmente explotan el campo Nohoch, éstos son cerrados cuando alcanzan un 10% de corte de agua, determinación drástica que se fundamenta, principalmente por ser un crudo principalmente de exportación que debe cumplir con las normas más estrictas de calidad.

Definitivamente se requiere analizar la posibilidad de instalar separadores trifásicos con eficiencias de trabajo óptimas, para poder incorporar una producción adicional, el agua separada por esta tecnología, podría ser tratada y arrojada al mar o bien inyectada nuevamente al yacimiento, obviamente todo esto debe estar soportado por un estudio de factibilidad, tanto técnico como económico, que garantice una inversión rentable.

En el año de 1999 - 2000 se determinó profundizar un pozo, el C-2079, de la plataforma Nohoch-C, con el objeto de poder utilizarlo como pozo letrina, es decir, inyectando recortes procesados provenientes de las operaciones de perforación, de limpiezas de pozos.

Actualmente el pozo se encuentra en observación y evaluación técnica, de resultar favorable podría solucionar a corto plazo el manejo del agua producida por los pozos localizados en la parte baja de la estructura del campo Nohoch.

Como respuesta a la preocupación del Activo en poder reparar pozos invadidos por agua en la formación Brecha Paleoceno del campo Nohoch y dictaminar bajo las condiciones actuales su taponamiento o, bien, su incorporación a la vida productiva, se realizó un reanálisis de registros y condiciones mecánicas de los pozos con problemas de agua, se encontró como resultado tres pozos con posibilidades de reparación, no en la formación productora del campo Nohoch, pero si en una estructura arriba de Nohoch, definida por la formación Eoceno Medio.

En julio de 1996 se determinó probar la formación Eoceno Medio con el pozo vertical C-2095 de la plataforma Nohoch-A, pero la operación quedó inconclusa por problemas mecánicos, al presentarse en la tubería de revestimiento de 7" roturas a la profundidad de 1301 m, quedando el pozo en espera de una nueva programación para reparación mayor.

En el año de 1997 los pozos C-2013 y C-2003, productores del campo Nohoch, fueron reparados en la formación Eoceno Medio, perteneciente a la estructura Eoceno Medio, permitiendo incorporarlos nuevamente a producción.

Finalmente, los pozos C-87, C-2077 de Nohoch-A, el C- 2033 de Nohoch-B y el C-188 de la plataforma Nohoch-C, actualmente se encuentran taponados por accidentes mecánicos, sin posibilidad de reparación.

**FIGURAS DEL
CAPITULO
III**

LOCALIZACIÓN DEL CAMPO NOHOCH

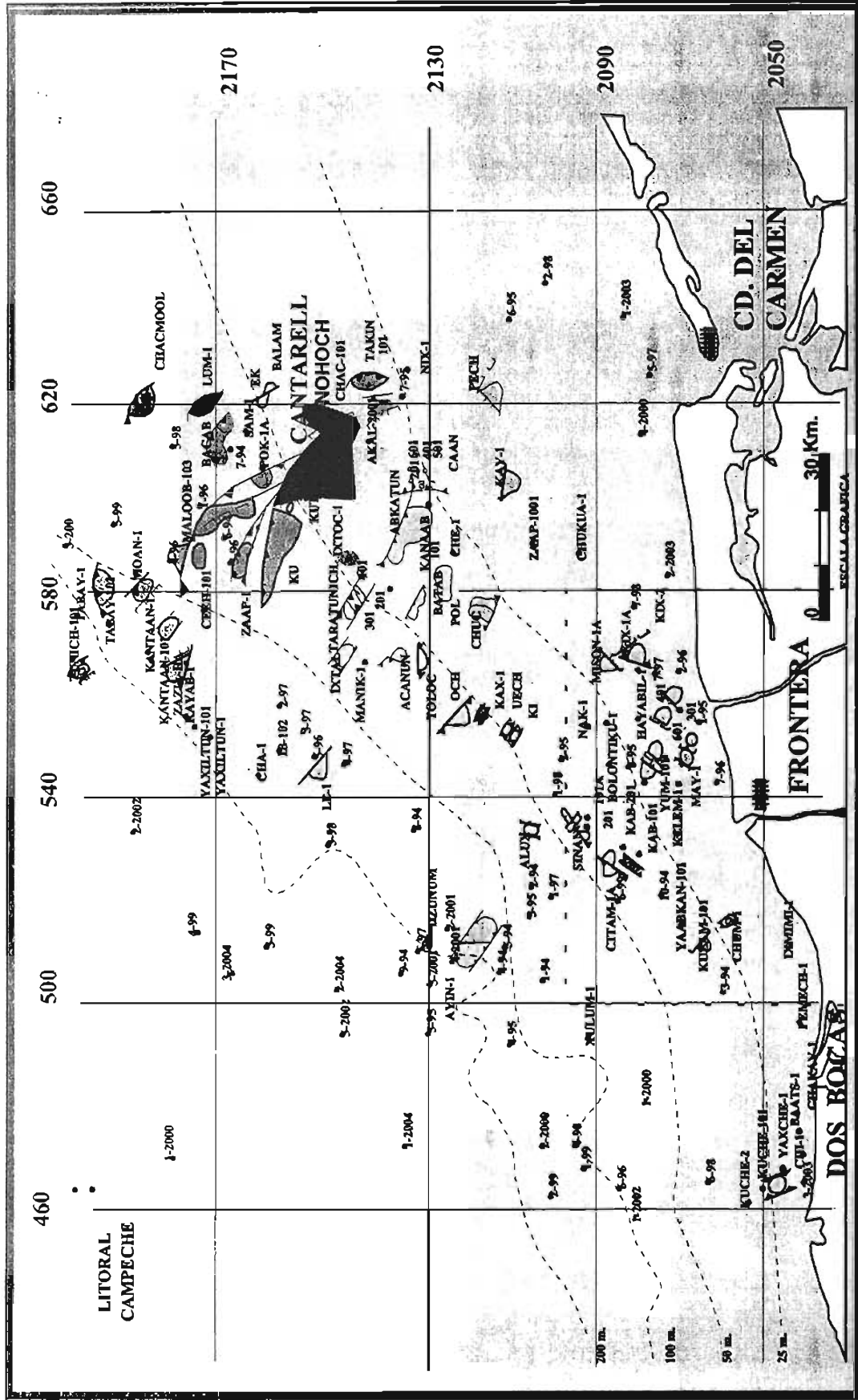


Figura No. 1 Localización

PLANO ESTRUCTURAL DEL CAMPO NOHOCH

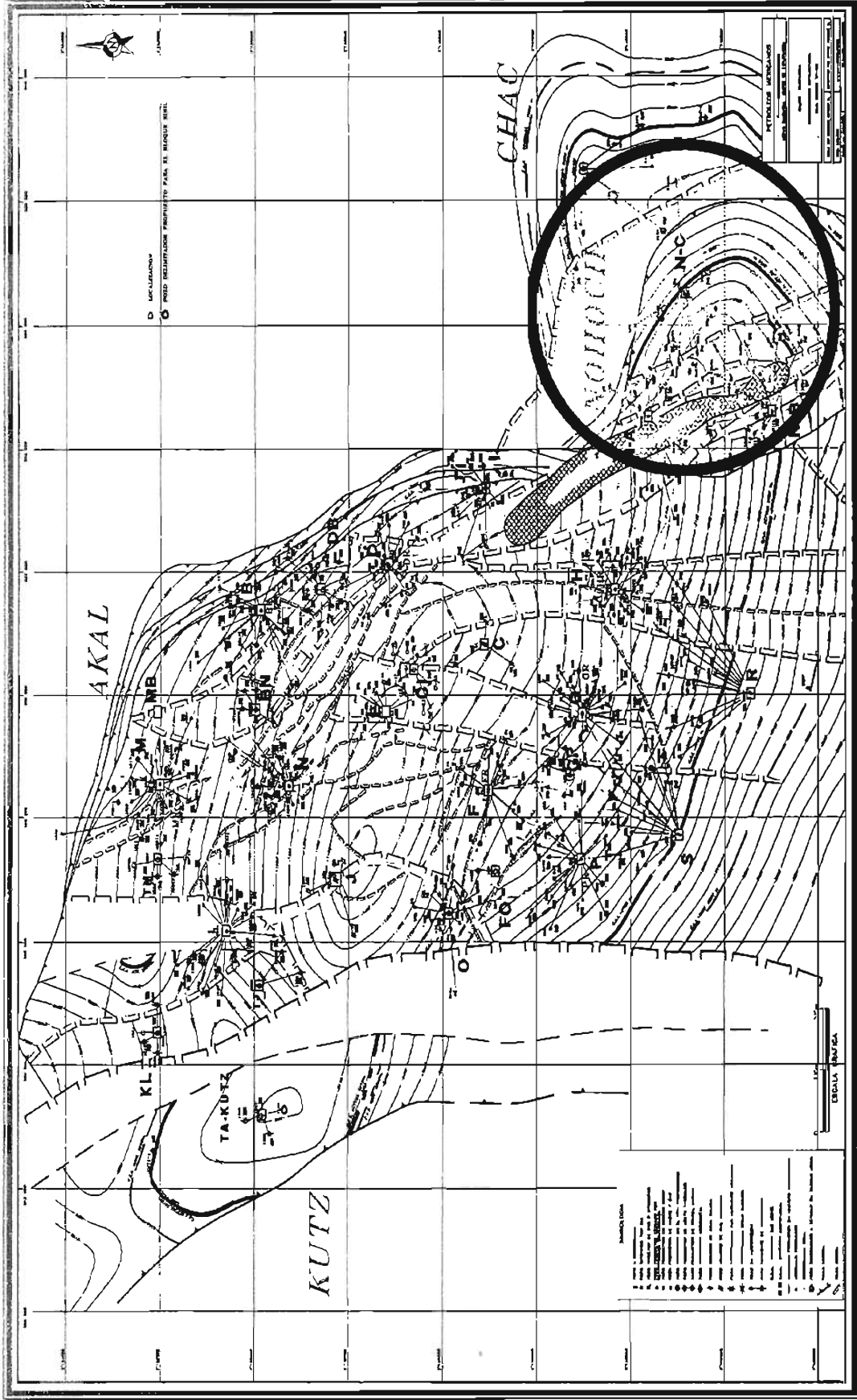


Figura No. 2 Plano estructural

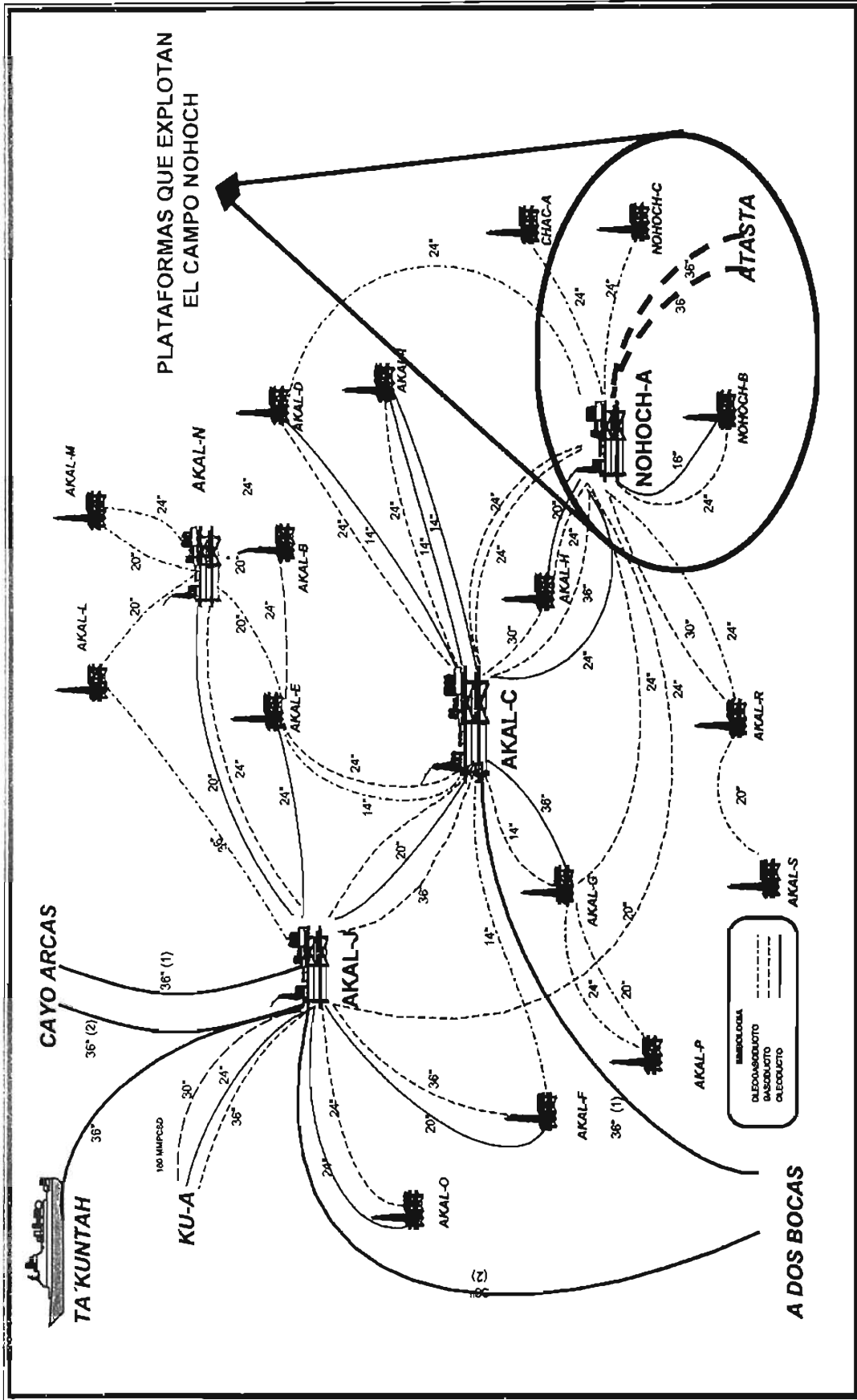


Figura No. 3 Manejo de produccion del campo Nohoch.

DIAGRAMAS DE CIMAS DESCENDENTES DEL CAMPO NOHOCH

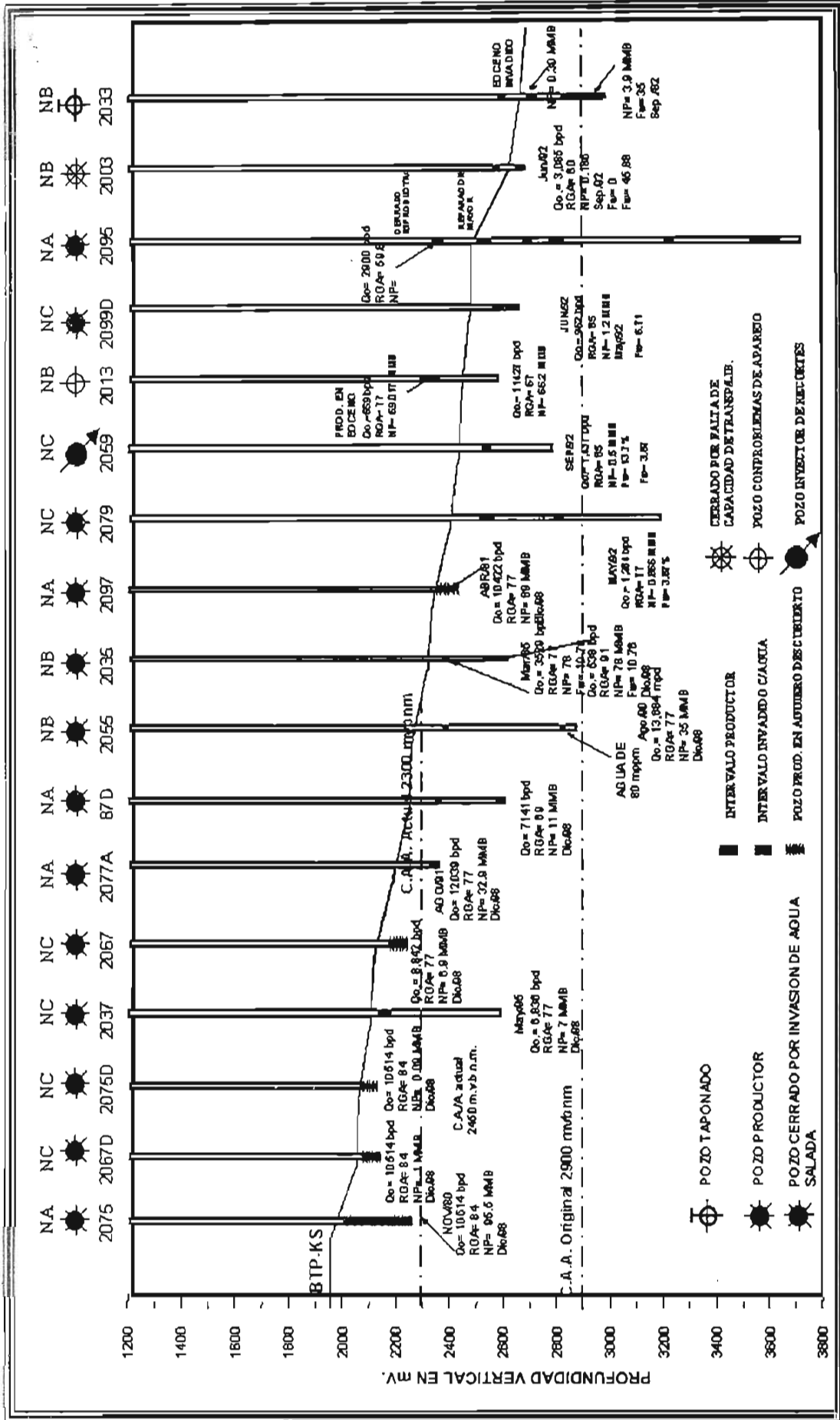


Figura No. 4 POSICION DE POZOS EN LA ESTRUCTURA DEL CAMPO NOHOCH

IV. INGENIERÍA BÁSICA

IV.1 VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN

Uno de los principales retos a los que se enfrenta todo ingeniero de yacimientos al iniciar el estudio de un campo petrolero, es la búsqueda, recopilación, evaluación, selección y validación de la información obtenida en el transcurso de su vida productiva. La validación no es tarea fácil, ya que involucra además de la capacidad profesional del ingeniero, para el manejo adecuado de tecnología especializada, la calidad de la información; es decir la buena aplicación de tecnología y veracidad de la información nos dará pauta a lograr un estudio con alto grado de confiabilidad.

Esta tarea es una de las más importantes para cualquier estudio, y requiere de periodos prolongados de tiempo, sobre todo considerando que la mayor parte de la información es antigua, dispersa y en ocasiones limitada.

IV.1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

Básicamente, para efectuar la actualización de la historia de producción del campo Nohoch, se utiliza como fuente principal de información los reportes de los volúmenes de hidrocarburos producidos, emitidos de forma mecanizada por el área de Operación de Pozos del Activo Cantarell. Que se encarga de aforar, medir y asignar la producción de cada uno de los pozos de los campos que administra este Activo.

La información ingresada al Departamento de Ingeniería de Yacimientos es revisada, e integrada en archivos electrónicos, lo que permite la disponibilidad de ésta, para cualquier requerimiento que sea solicitado.

Esta información, es revisada, graficada y analizada con el fin de determinar el comportamiento de producción del campo. En la figura 5 se muestra el comportamiento histórico de la producción del campo Nohoch.

En la figura citada, se observa la producción diaria promedio mensual de hidrocarburos que tiene el campo hasta diciembre del 2000; fecha en la que se alcanza una producción acumulada de 523.074 MMBLS y se tiene una producción promedio diaria de 60127 BPD con tan sólo 5 pozos productores; es decir que en promedio la producción por pozo es del orden de 12050 BPD, la producción de Nohoch representa un 6% de la producción total del complejo Cantarell.

Podemos observar en la gráfica, que a lo largo de la vida productiva del campo, la producción es una función del número de pozos en operación. Para diciembre del 2000 el factor de recuperación es del orden del 25%, lo que quiere decir que tan solo falta extraer un 5% adicional de acuerdo con la reserva probada oficial, el tener idea de la cantidad de hidrocarburos que aun se encuentra en el yacimiento nos da pauta a poder realizar estudios adicionales con el fin incrementar la recuperación de hidrocarburos, aplicando técnicas especializadas, tales como procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

IV.1.2 HISTORIA DE PRESIÓN.

Es tarea del Departamento de Ingeniería de Yacimientos, el programar, solicitar, supervisar, y validar la información de registros de presión de fondo cerrado, que se realiza a los pozos productores del campo Nohoch. La información es adquirida de forma puntual utilizando línea de acero con ameradas o bien con sensores de alta resolución.

Es de suma importancia para cualquier campo petrolero en explotación, tener mediciones frecuentes de presión en los pozos, a pesar de la gran variedad de obstáculos para que se lleve con éxito esta actividad; algunos de estos problemas enfocados en la adquisición de la información en Nohoch son: grúas en mal estado que impiden subir los equipos de registros a bordo de las plataformas; requerimientos de altas cuotas de producción, por lo que no es posible cerrar pozos, mal estado de pozos; e indisponibilidad de equipos de medición y libranzas.

AÑO	PRESIÓN ESTÁTICA P.R Kg/cm ²	DECLINACIÓN CAMPO NOHOCH Kg/cm ²
79	277.9	
80	267.4	10.5
81	252.4	15.0
82	238.8	13.6
83	229.9	8.9
84	223.1	6.8
85	218.8	4.3
86	214.6	4.2
87	210.5	4.1
88	206.3	4.2
89	202.1	4.2
90	198.1	4.0
91	193.1	5.0
92	187.8	5.3
93	183.3	4.5
94	181.8	1.5
95	180.9	0.9
96	179.4	1.5
97	177.3	2.1
98	174.1	3.2
99	170.7	3.4
00	169.5	1.2

TABLA : Declinación Por año de la presión
No 4 Estática del campo

En la figura 5 podemos observar una presión inicial a julio de 1979 de 278 Kg/cm² a la profundidad del plano de referencia (2530 mvbmr). Para diciembre del 2000 la presión fue de 169.5 Kg/cm², lo que significa una pérdida de energía del yacimiento en 21 años de explotación de 39%. En la tabla No. 4 se muestran las declinaciones en presión.

Al inicio de la explotación del campo la caída de presión fue abrupta y fue reduciéndose paulatinamente hasta alcanzar una declinación anual promedio de 3.0 Kg/cm² por año, lo que corresponde al comportamiento típico de un yacimiento con un acuífero activo

En la figura 6, se muestra que para el año 94 la presión al plano de referencia era de 181.8 Kg/cm² que al extrapolarla a la profundidad de la cima del yacimiento se obtienen 146 Kg/cm², lo que significa que para esa fecha se inicio la liberación de gas en la parte superior del yacimiento. Sin embargo por la posición vertical de los intervalos disparados de la zona productora, no se tienen evidencias físicas de la formación del casquete de gas y del movimiento del contacto gas aceite.

Es por ello la importancia de realizar un programa intensivo de aforos a los pozos en las tres diferentes plataformas que explotan el campo Nohoch, con el objetivo de dar un estricto monitoreo a los fluidos producidos.

IV.1.3 HISTORIA DE PRESIÓN – PRODUCCIÓN POR PLATAFORMA.

El campo Nohoch, como ya se mencionó anteriormente, forma parte integral del complejo Cantarell. De las tres plataformas petroleras que explotan al campo Nohoch, algunos conductores están asignados a pozos alojados en el campo Akal.

La plataforma Nohoch-A es de uno de los complejos de producción del activo Cantarell, a ella llegan los hidrocarburos producidos de diferentes plataformas y simultáneamente maneja la producción de pozos que fluyen de ella misma (ver figura 3), es por ello que las actividades en Nohoch-A se tornan limitadas, tanto para la toma de información, como para realización de operaciones que puedan dejar fuera de operación la plataforma.

En cuanto a las plataformas Nohoch-B y Nohoch-C, éstas se encuentran como satélites y sin infraestructura suficiente para realizar la toma de información o alguna otra operación necesaria a los pozos.

Es imprescindible llevar a cabo análisis detallados de presión y de producción por campo y por plataforma, para poder interpretar el comportamiento que sufre el campo debido a la extracción de hidrocarburos, para poder realizar esto, se realizan una serie de gráficos que permitan visualizar estos fenómenos. En las figuras 7,8 y 9 se muestran dichos gráficos que detallan las historias de presión-producción por plataforma del campo Nohoch.

Para el caso de la plataforma Nohoch-A, el gráfico muestra cómo ha caído la producción a partir de los primeros meses de 1999, esto debido al cierre de pozos productores con alto porcentaje de agua (aproximadamente un 10%). En cuanto a la presión de esta zona, no es posible tener un valor confiable, debido a que no se tienen registros de presión recientes, hecho que no permite realizar un buen análisis, sobre todo confiable.

Para el caso de la plataforma Nohoch-B, la producción asignada actualmente a este campo es nula, debido a que hasta antes de 1998 se explotaba el campo con 2 pozos; al invadirse de agua éstos fueron cerrados en ese año. En cuanto a la presión, se puede mencionar que no se tiene información reciente y esto imposibilita el realizar un análisis real de estos parámetros, tan importantes del campo.

La plataforma Nohoch-C, es la única que cuenta con varios pozos productores que aportan la mayor parte de la producción del campo, son pozos relativamente jóvenes y se encuentran terminados en la parte más alta de la estructura, esto permite mantener una plataforma de producción tal que el campo se mantenga activo, como se muestra en la figura 8. En cuanto al comportamiento de la presión, la situación es similar que en las otras plataformas, en las que no se tienen registros de presión de fondo cerrado recientes, lo cual limita, de igual forma, a realizar un análisis de presión real del campo.

IV.1.4 MECANISMOS DE EMPUJE.

Para el campo Nohoch es evidente que ya se alcanzó la presión de saturación en la parte alta de la estructura del yacimiento, lo cual está fundamentado principalmente por análisis de registros de presión de fondo cerrado, tomados en el campo y extrapolados a una tendencia de presión mensual, como se ilustra en la figura 6; el gráfico muestra claramente cómo a finales del año de 1994, las presiones tomadas en pozos del campo, llevadas a las cima del yacimiento, muestran una presión de 146 Kg/cm^2 , indicativo que desde esa fecha se alcanzó la presión de saturación. Hasta la fecha no se ha tenido evidencia física de incrementos de las relaciones gas aceite en pozos productores de esa zona, lo cual nos da pauta a monitorear más de cerca estos pozos.

En la figura 10, se muestra un gráfico de \ln de la presión Vs N_p (producción acumulada de aceite), en ella se visualizan los mecanismos de empuje predominantes en el yacimiento, inicialmente se tiene la expansión del sistema roca fluido, posteriormente observamos cómo actúa el empuje debido al acuífero que se tiene de forma activa y por último, el cambio dependiente permite observar un empuje por gas, posiblemente debido a la liberación de éste como respuesta de haber alcanzado la presión de burbuja.

IV.1.5 AVANCES DE LOS CONTACTOS GAS-ACEITE Y AGUA-ACEITE DEL CAMPO NOHOCH.

IV.1.5.1 Avance del contacto gas - aceite .

Una vez iniciada la explotación del campo Nohoch , y conforme ésta fue incrementándose, se alcanzó la presión de saturación (146 Kg/cm^2) en tan sólo 15 años, dándose la formación de un pequeño casquete de gas en la porción más alta de la estructura, el valor de presión inicial era de 278 Kg/cm^2 , al plano de referencia; al compararse con la presión de 187 Kg/cm^2 , al mismo plano para 1993 y llevado este valor a la cima del yacimiento, ver figura 6, el valor de presión de burbujeo fue alcanzada para esa fecha.

El monitorear el avance del casquete resulta de mucha trascendencia para el desarrollo del campo, ya que con su frecuente detección y su reproducción en el modelo de simulación, es factible pronosticar su avance, lo cual permite programar los pozos para que éstos queden terminados en una ventana óptima de profundidad, a fin de evitar la explotación de pozos con excesivas relaciones gas-aceite, que redundan en la pérdida de energía que el casquete suministra al yacimiento.

Las técnicas comunes utilizadas, con las que se monitorea el avance del contacto gas-aceite, son variadas, entre ellas se tiene la observación de la presión en cabeza a pozo cerrado, el comportamiento de la RGA y los registros geofísicos, los cuales se corren tanto en pozos con agujeros entubados, como pozos con agujeros descubiertos, siendo estos últimos aplicados a aquéllos que durante su perforación han atravesado el casquete de gas. Las herramientas que comúnmente se utilizan para agujeros entubados, son las de decaimiento térmico (TDT y TMD) y las de neutrón compensado (CNL), tanto para agujeros abiertos como entubados.

De todas la técnicas descritas anteriormente, solo algunas se aplican en pozos del campo Nohoch, principalmente las cualitativas que dan idea de la profundidad del contacto, y esto comúnmente es puesto en tela de juicio, ya que hasta el momento no se tiene evidencia alguna de manifestación de gas en los pozos más altos de la estructura.

esto puede ser debido principalmente a dos razones: la primera es que realmente la cima del yacimiento ésta más arriba de lo que se tiene caracterizado y la segunda, es debido a que se tiene un acuífero potente, éste ha logrado mantener ahí al contacto o bien no ha permitido un avance significativo que origine la invasión de pozos, lo que es cierto , es que el análisis analítico nos afirma que ya se tiene un casquete de gas en el campo Nohoch, tal como lo ilustra la figura 6.

El avance del contacto gas aceite no es ajeno a los cambios en los esquemas de producción que se presentan en el campo, si comparáramos el comportamiento histórico del avance del contacto gas - aceite con la historia de producción, se podría observar que dicho avance es sensible a la extracción, debido a que en las partes donde se presenta un incremento en la producción, se observa una tendencia también a incrementar el avance del contacto gas-aceite. Y por otro lado, cuando se presente una reducción en la producción en el campo, se presentará también una disminución en el avance del contacto gas-aceite, esto sin duda, se podría mostrar fácilmente en el campo Nohoch, si se contara con la información mínima requerida que permitiera realizar un análisis a detalle y determinar una profundidad real, tanto del contacto gas-aceite como del contacto agua-aceite en el yacimiento.

IV.1.5 .2 AVANCE DEL CONTACTO AGUA - ACEITE .

La información con la que se cuenta para determinar el contacto agua aceite del campo Nohoch, es únicamente la obtenida por contados registros especializados y por evidencia física, para este último se tiene el caso del pozo C-2095, vertical perforado desde la plataforma Nohoch-A, el pozo quedó estructuralmente en una posición baja al noroeste del campo, alcanzándose la profundidad de 3731 mvmr, y fue probado en el intervalo 3560 m en rocas del JSK. Otros intervalos productores y taponados por arribo de agua, fue a las profundidades de 2730 mvbnm y 2579 mvbnm, con esta información se pudo determinar el contacto agua-aceite para las primeras etapas de explotación del campo a 2900 mvmr, actualmente el contacto se ubica aproximadamente a 2450 mvmr, por lo que el avance del contacto agua – aceite ha sido aproximadamente a razón de 20 metros por año, este avance da idea de la magnitud del potencial del acuífero del campo Nohoch.

Es evidente que este acuífero activo ha permitido en cierta manera mantener una presión promedio adecuada para la explotación del campo, fungiendo así como un proceso de inyección natural de agua al campo, pero esto también ha originado la invasión de pozos que han tenido que ser cerrados por producción de altos porcentajes de agua, este hecho ha condenado a la gran parte de pozos de este campo.

Recientemente se ha tornado casi imposible el poder realizar tomas de información en este campo, las situaciones son variadas, desde una precaria infraestructura, hasta condiciones de pozos, por ello no se tienen medidas con exactitud las profundidades reales de los contactos agua aceite y gas aceite.

A continuación, se presentan en la tabla No. 5 los registros especializados para la detección del agua en algunos de los pozos en lo que fue posible tomarlos; en esta tabla podemos observar datos aislados de la profundidad del contacto agua aceite, dichos valores fueron vaciados a una gráfica la cual muestra una posible ventana de producción que debe ser considerada para posibles reparaciones futuras. Ver figura 11.

Tabla No. 5 POZOS REGISTRADOS PARA MONITOREO DEL CONTACTO AGUA-ACEITE.

PLATAFORMA	POZO	BLOQUE	FECHA	TIPO DE REGISTRO	COMPAÑÍA	PROFUNDIDAD CONTACTO	
						MDBMR	MVBMR
NOHOCH-B	2035	AKAL	20/Abr/97	RST	SCHL.	2867	2471
NOHOCH-A	87D	NOHOCH	24/May/96	RST	SCHL.	2825	2536
NOHOCH-C	2059	NOHOCH	18/Sep/96	PSGT	HALLIB.	2650	2482
NOHOCH-C	2079	NOHOCH	24/Nov/96	RST	SCHL.	2472	2472

**FIGURAS DEL
CAPITULO
IV**

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE PRESIÓN PRODUCCIÓN DEL CAMPO NOHOCH

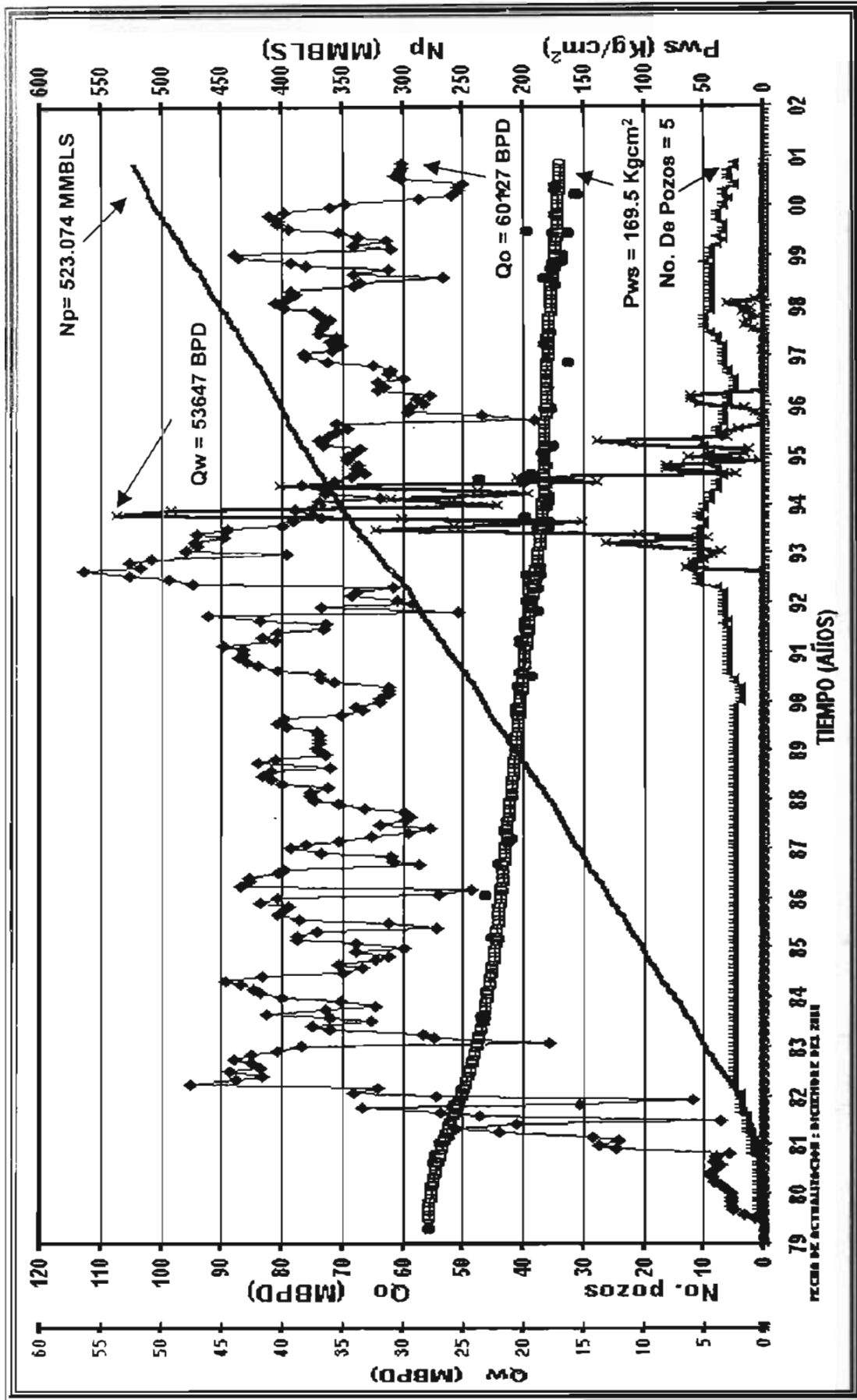


Figura No.5 Presión - Producción

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL CAMPO NOHOCH

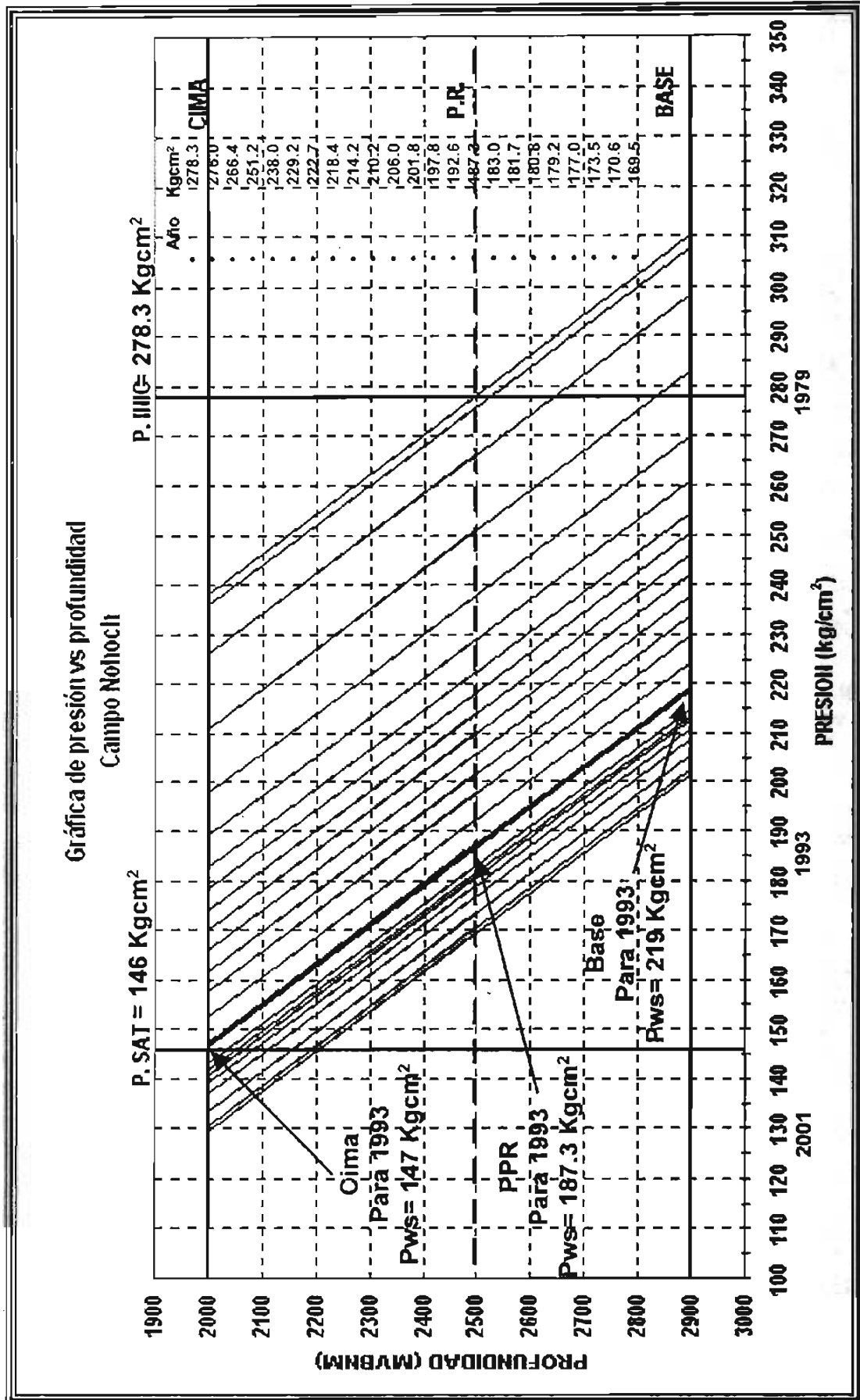


Figura No. 6 Presión de saturación en el campo Nohoch

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA NOHOCH-A

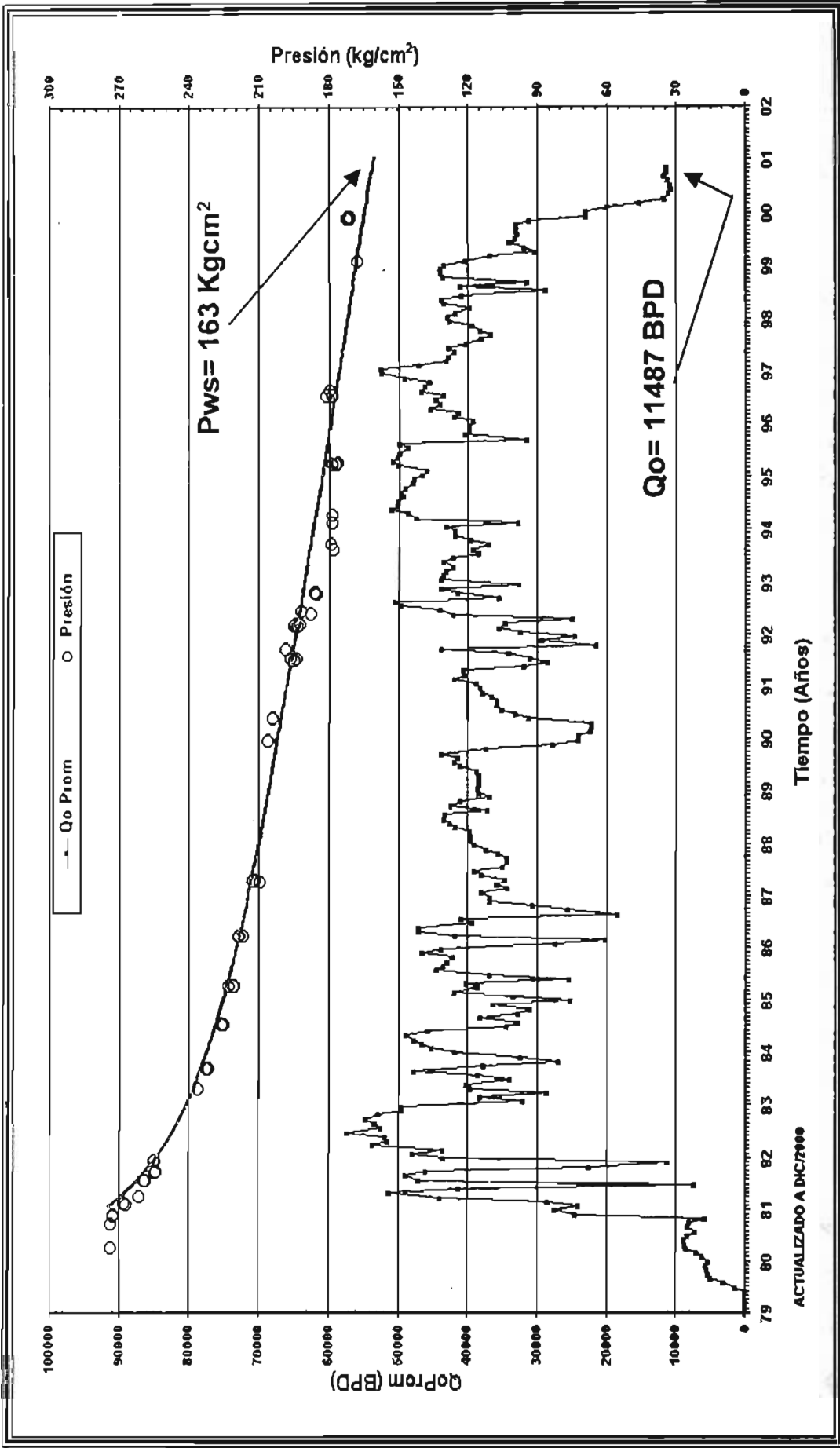


Figura No. 7 Presión - Producción de Nohoch -A

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA NOHOCH-B

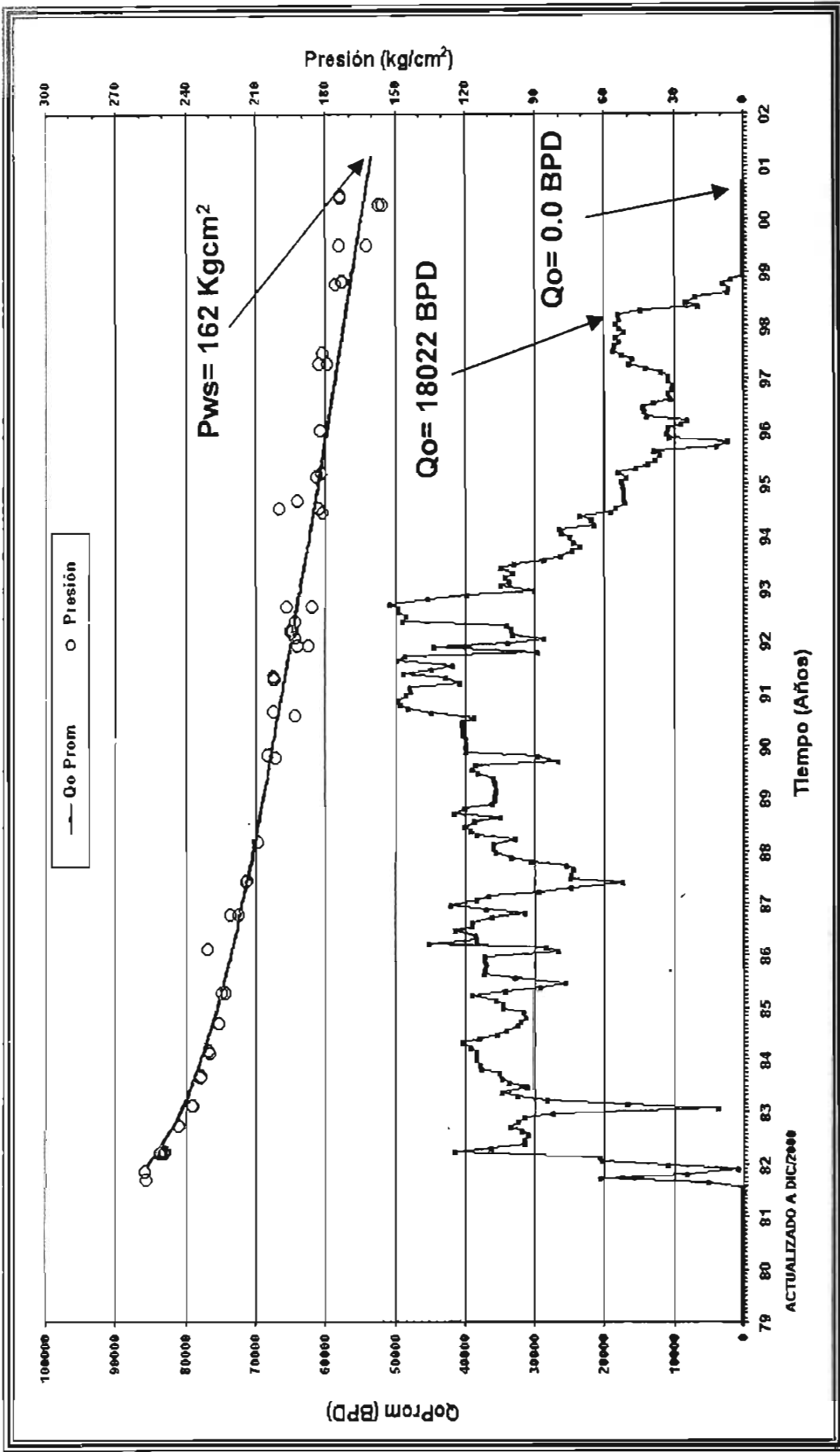


Figura No. 8 Presión – Producción de Nohoch -B

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE PRESIÓN PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA NOHOCH-C

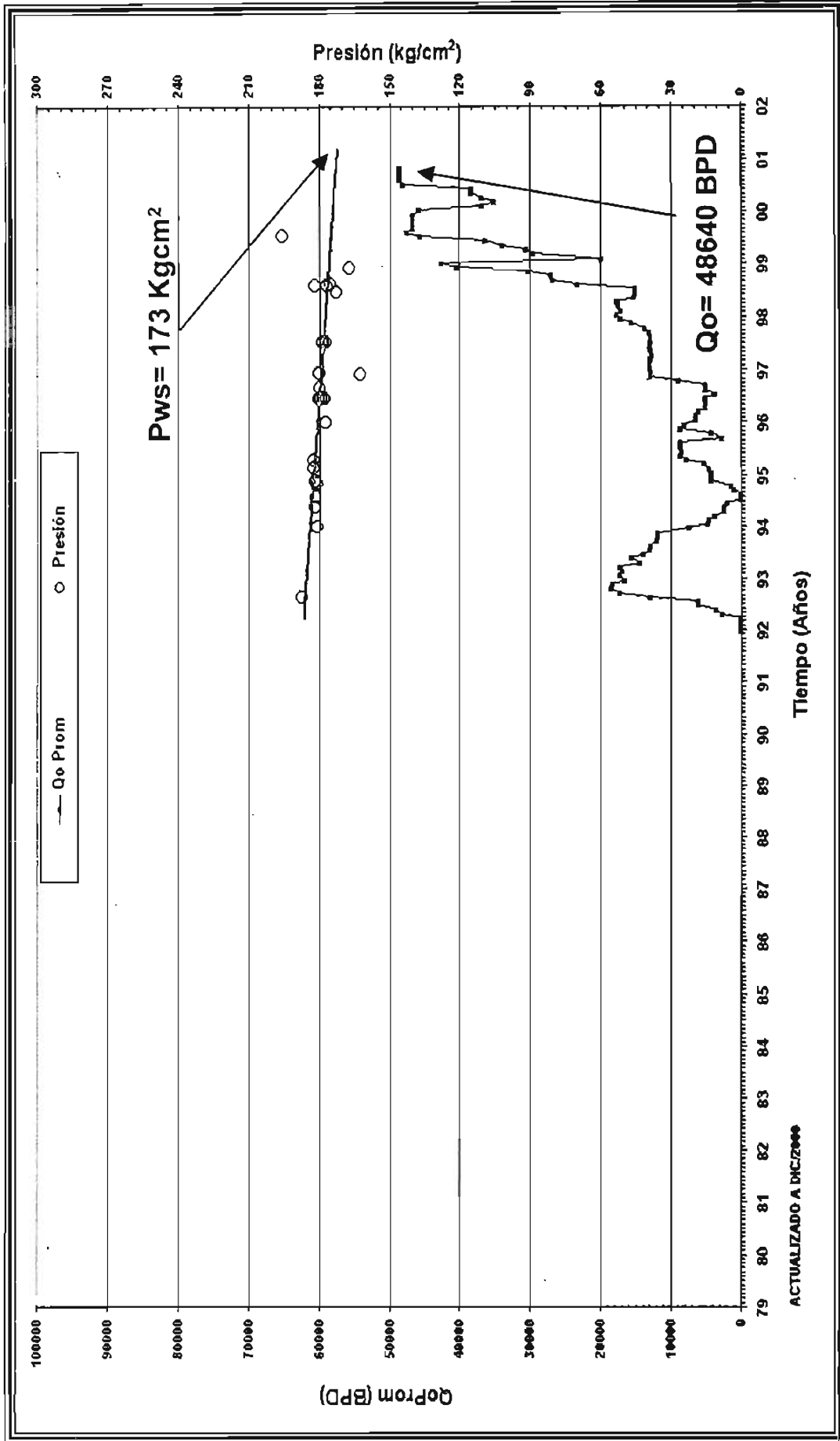


Figura No. 9 Presión - Producción de Nohoch -C

COMPORTAMIENTO DEL Ln DE P Vs Np DEL CAMPO NOHOCH

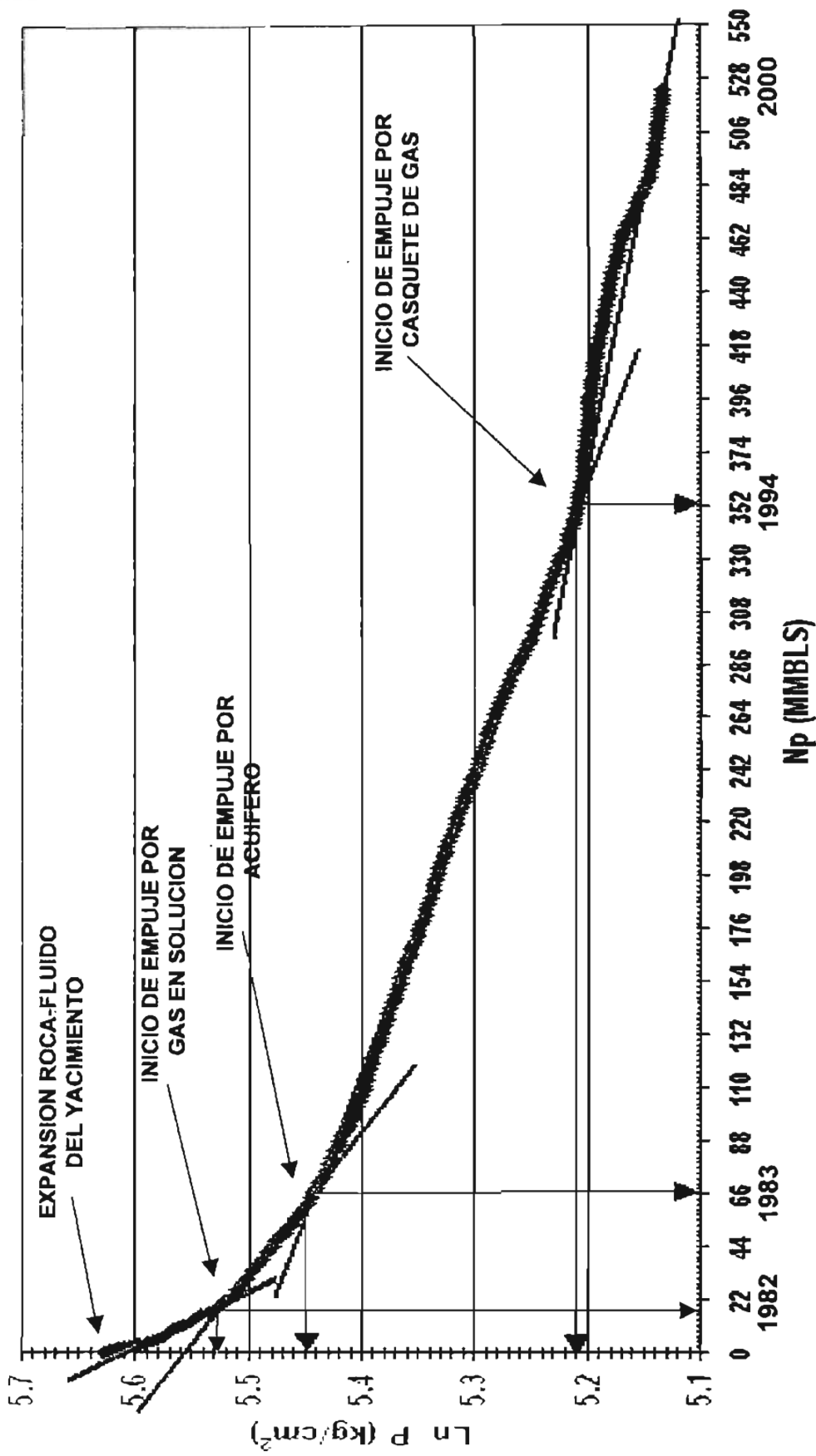


Figura No. 10 Mecanismos de empuje del campo Nohoch

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE, GAS ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

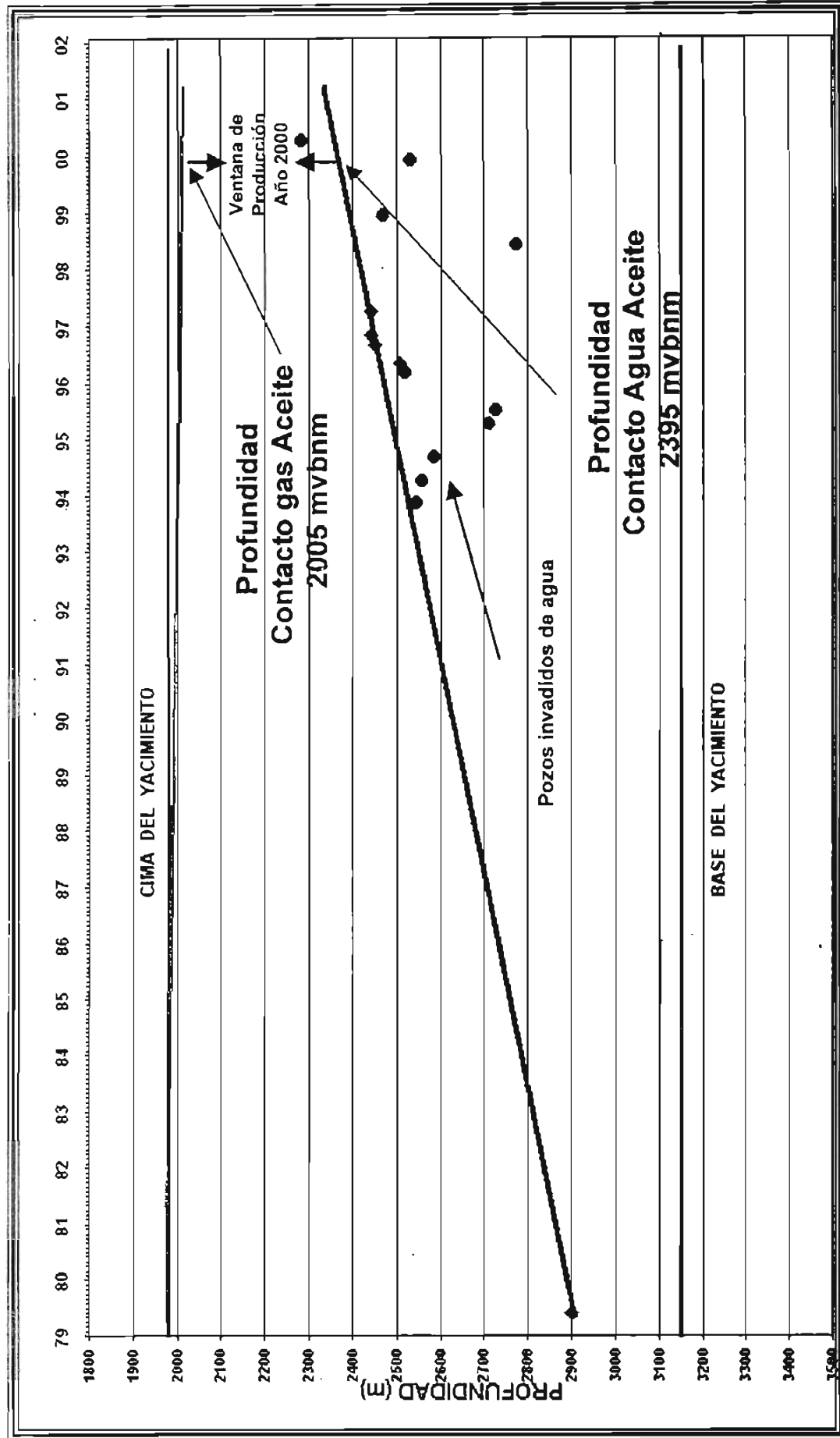


Figura No. 11 Avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite

V. *BALANCE DE MATERIA DEL CAMPO NOHOCH.*

Para determinar el volumen original de los hidrocarburos, existen básicamente cuatro métodos, que a continuación se mencionan.

- a) Métodos volumétricos, éste se realiza a través de las dimensiones del yacimiento; es un método muy burdo que utiliza propiedades petrofísicas y PVT del campo.*
- b) Método de curvas de declinación: básicamente utiliza sólo los gastos de producción.*
- c) Método de balance de materia: este método es más científico que los otros dos y con una base más firme, donde considera el comportamiento termodinámico de los fluidos, no considera el volumen de roca y se fundamenta en la expansión de fluidos y de la roca del yacimiento.*
- d) Simulación de yacimientos: utiliza un modelo numérico computarizado de las ecuaciones de flujo del yacimiento. Integra toda la información disponible para resolver los problemas complejos del comportamiento del campo, además, permite describir cuantitativamente el flujo multifásico de fluidos en un yacimiento heterogéneo.*

De estos cuatro procedimientos, este capítulo se enfoca en el de balance de materia, el método denominado MEYVO (mecanismos de empuje y volumen original de hidrocarburos), que permitirá determinar el volumen original de hidrocarburos del campo Nohoch.

V.1. MODELO MEYVO .

La palabra MEYVO, es definida como: mecanismo de empuje y volumen original de hidrocarburos, modelo utilizado para determinar el volumen original de hidrocarburos y esquemas de predicción.

En la actualidad, para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es de primordial importancia conocer sus reservas de hidrocarburos, así como la evaluación de los mecanismos naturales de empuje prevaletientes. Este conocimiento es fundamental para programar el desarrollo integral del campo, así como para prever la futura necesidad de instalaciones de sistemas de producción, o bien, para analizar la conveniencia de implementar un proyecto de recuperación secundaria y/o mejorada.

El MEYVO (versión siete), se fundamenta principalmente en datos del yacimiento, con cierta historia de presión y producción. Se ha demostrado que el comportamiento gráfico de la producción acumulada de aceite contra el logaritmo natural de la presión media del yacimiento, está regido por expresiones exponenciales, (ver figura 10), en donde las diferentes tendencias representan los diversos mecanismos de empuje que en forma natural se presentan, durante la explotación de los yacimientos.

En la figura 10, la primera tendencia exponencial es originada por la expansión del sistema roca y fluidos, por lo que de su magnitud y ciertos parámetros del yacimiento, se determina el volumen original de hidrocarburos alojados en el medio poroso. Las siguientes pendientes son causadas principalmente por las otras fases de fluidos que se asocian al volumen de poros saturados de hidrocarburos, las cuales son: presencia de acuífero y/o bien liberación de gas al alcanzar la presión de saturación.

La siguiente etapa de análisis para conjuntar la información que deberá incluirse en el archivo de datos para el programa MEYVO, fue la de determinar en qué año se alcanzó la presión de saturación en el campo, (ver figura 12); primeramente se determinó la presión promedio del campo por período y ésta fue llevada a la cima y a la base del yacimiento; esto permitió visualizar que para el año de 1993, cuando se tenía una presión al plano de referencia de 187 Kg/cm^2 , en la cima del yacimiento se alcanzaba la presión de 146 Kg/cm^2 , correspondiente a la presión de saturación.

Esto significa que a partir de esa fecha se inició la formación del casquete de gas en el yacimiento, el cual hasta el momento no se ha tenido manifestación física en los pozos productores más altos de la estructura.

El modelo MEYVO utilizado para ésta sección del estudio, fue realizado por el M.I. Maximino Meza Meza, el cual ha sido aplicado a diversos yacimientos en México con objetivos específicos que ayudan a determinar los volúmenes originales de los hidrocarburos, así como la acción del acuífero y los efectos relativos que se presentan al variar los regímenes de explotación en cada yacimiento.

Con toda la información general recabada se construyó el deck de datos utilizando la siguiente guía de introducción de la información:

GUÍA PARA INTEGRAR EL ARCHIVO DE DATOS PARA EL MODELO MEYVO

GRUPO DE VARIABNLES	FORMATO	VARIABLES	DESCRIPCIÓN
(I) TÍTULO DEL ESTUDIO	(ALFANUMÉRICO)	TÍTULO DEL PROYECTO	ESCRITO EN CUATRO RENGLONES
(II) INFORMACIÓN CLAVE PARA EL DISEÑO DEL ARCHIVO DE DATOS	(LIBRE)	NMP MI..... IA NPH..... NIT..... NEC..... NPACT NPA	Magnitud de los períodos(en meses) Mes anterior al primer período Año correspondiente al (MI) Número de períodos de la historia Número de períodos deseados a imprimir Período de referencia para la Ev. Eco. Número de pozos actuales Número de pozos adicionales
(III) HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES	(LIBRE)	NP(1)..... NP(2)..... NP(3)..... . . NP(NPH)..... WP.....	Prod. acum. del primer período(MMB) Prod. acum. del segundo período """" Prod. acum. del tercer período """" Prod. acum. del último período """" Wp (último per. de la historia)

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

<p>(XIV)</p> <p>PROGRAMA DE ENTRADA DE POZOS NUEVOS</p>	(LIBRE)	<p>NPERP NPSP(1),NPCP(1) NPSP(2),NPCP(2)..... NPSP(3),NPCP(3) . . NPSP(NPERP),NPSP(NPERP)</p>	<p>Número de períodos.(c/perfor. futura) Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)1 Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)2 Núm de poz (plat. viejas, plat. nvas)3 . . Núm de pozos (plat. viejas, plat. nvas)n</p>
<p>(XV)</p> <p>INFORMACIÓN ECONÓMICA PARA EL PROGRAMA DE PERFORACIÓN (Opcional)</p>	(LIBRE)	<p>NPLA..... COPLA COST..... PREC.....</p>	<p>Número de plataformas c/ perforación Costo de una plataforma (MM\$US) Costo de perforación por pozo(MM\$US) Precio del aceite (\$ US)</p>

De acuerdo con el procedimiento anteriormente descrito, el archivo para MEYVO 7, quedó de la siguiente manera:

ING. ALFONSO URRIZA VERGARA; TRABAJO TERMINAL ESP. REC. SEC, Y MEJ.
YACIMIENTO NOHOCH CORRIDA HASTA DIC/2000. REV:ING.MAXIMINO MEZA MEZA
CON CURVA DE PWS Vs Qo; CORRIDA 28 DE MAYO DEL 2001
CORRIDA DEFINITIVA AJUSTADO (MEYVO7)

12 12 1979 22 43 30 5 0
1.0 4.9 18.9 49.00 73.4 100.5 127.7
153.8 177.5 206.0 232.7 259.9 288.8 320.4
351.2 376.8 400.1 423.3 450.1 476.7 503.8
523.8 0.5559085
278.0 232.75 66.0 183.09 353.0 167.33 550.0
10 0.1 1980. 464.8 2100. 1014.0 2200. 1652.9 2300.
2395.0 2400. 3249.9 2500. 4057.8 2600. 4898.6 2700.
5800.0 2800. 6392.0 3150.
1980. 3150. 2500. 6392. 1900. 600.0 523.8 523.8
1.2454 1.29 1.30 .0098 70.0 0.7957 146.0 2.56 0.31473
0.09 0.15 0.35 44.0 1.53
.35 49.402 .65 .01832
0 12 169.5 12.0 173.5 9.7 177.0 8.9 180.8 8.4 183.0 7.4 192.6 8.3
201.8 16.0 210.2 12.9 218.4 15.2 229.2 11.0 251.2 9.6 278.00 5.4
35 250.0 100 0.0
95. .20 1100.
C-2037 2175. 2202.
C-2067 2057. 2215.
C-2067D 2082. 2132.
C-2075 2219. 2283.
C-2075D 2135. 2192.
1 2 4 5 5 5 5 5 5 4 6 7 11 10 9
7 7 9 9 7 5
1 0 0 0 0 6 0 3 0 1 0 0 0 0 0
0 20.0 10.0 19.0

Mediante la aplicación de balance de materia (MEYVO-7) al campo Nohoch, se obtuvo un volumen original de hidrocarburos de 2027 MMBLS, y los índices naturales de empuje prevalecientes se presentaron de la siguiente manera:

- a) desde el inicio de la explotación del campo hasta diciembre de 1982, el empuje predominante fue exclusivamente por la expansión del sistema roca fluido ($IE=1$). En seguida se manifestó un efectivo empuje hidráulico ($IE_o= 0.689$), reduciendo el índice de empuje de expansión del sistema roca-líquido a 0.311
- b) Finalmente, en el año de 1993, se presentó el efecto de la liberación de gas en la parte culminante de la estructura, con un índice de empuje, $IEG= 0.454$, con lo cual se atenúan los otros dos mecanismos (IEO e IEW) a cerca de la mitad.

Donde:

IE : Índice de empuje.

IEO : Índice de empuje por expansión del sistema inicial (fracción).

IEW : Índice de empuje por entrada de agua al yacimiento (fracción).

IEG : Índice de empuje por expansión del casquete (fracción).

Se efectuó la predicción solamente para el caso agotamiento natural. En la figura 12 se ilustra la comparación entre lo real y lo calculado con el programa aludido.

**FIGURAS DEL
CAPITULO
V**

CORRIDA CON MEYVO POR AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO NOHOCH

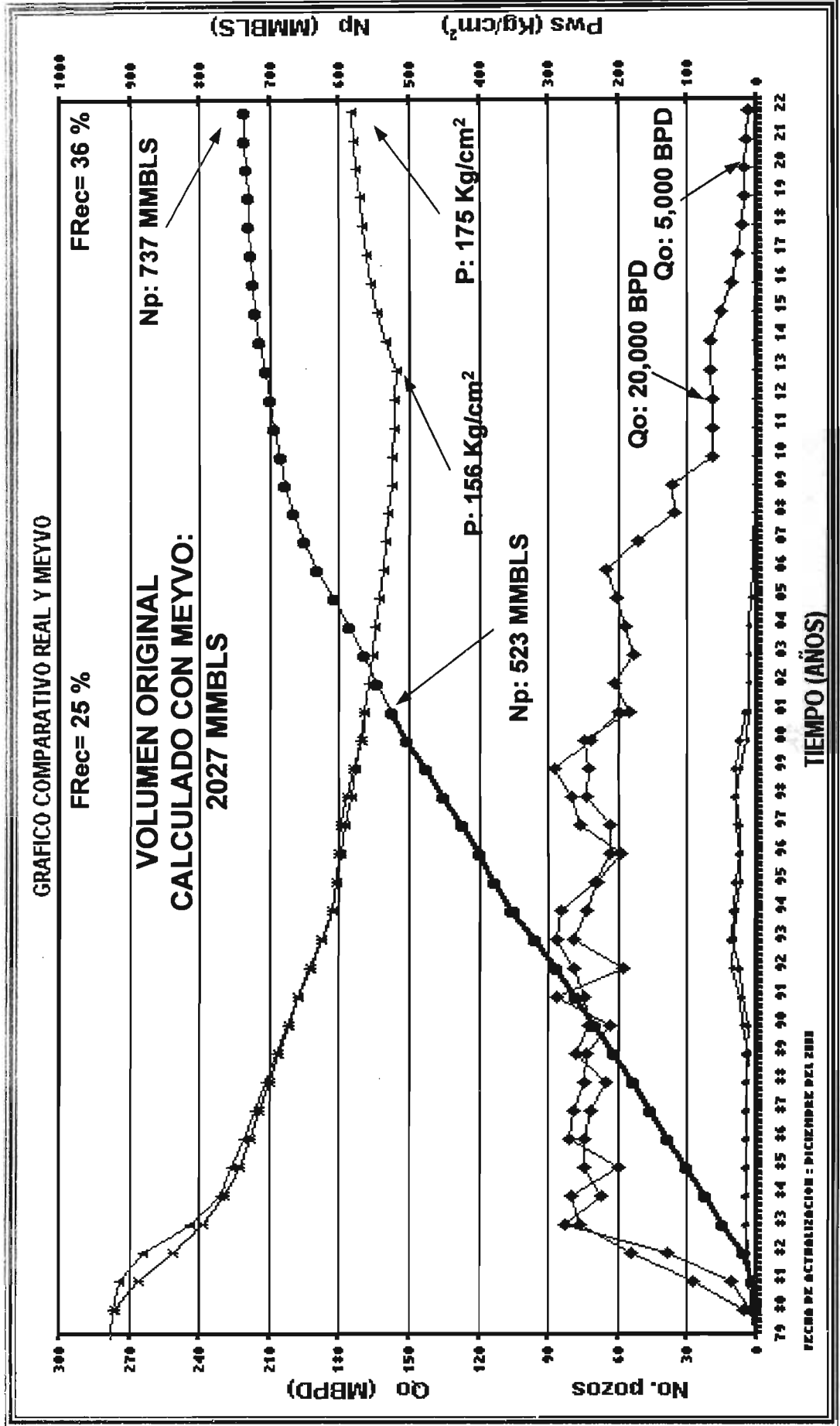


Figura No. 12 Mecanismos de Empuje y Volumen original

VI.- SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO NOHOCH

VI.1 GENERALIDADES

Actualmente existe una gran variedad de simuladores numéricos en el mercado, con capacidad de describir una amplia gama de procesos físicos; la decisión de cuál simulador deberá utilizarse, dependerá básicamente del tipo del yacimiento en cuestión y del estudio o análisis que se desee hacer. Una vez elegido uno de ellos, deberá probarse y, en su caso, calibrarse de manera que reproduzca adecuadamente la historia del comportamiento del campo.

Es indiscutible que una de las herramientas más valiosas que se ha desarrollado para reproducir y predecir el comportamiento futuro de los yacimientos, son los simuladores numéricos de yacimientos. Los resultados de una simulación numérica, son utilizados para fundamentar y determinar la forma en que será explotado racionalmente un yacimiento. Sin embargo, es importante reconocer que cuando no se tiene información precisa, tal como la continuidad de los estratos o cuerpos potencialmente productores y sus propiedades intrínsecas permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos (K , Φ , S_f), las permeabilidades relativas de dichos cuerpos, las condiciones de terminación de los pozos, incluyendo la efectividad de los disparos, las características de las fracturas inducidas al realizar un tratamiento de estimulación y la comunicación de fluidos por una cementación deficiente, así como una adecuada orientación de la permeabilidad, en todos estos casos, si no se tiene la información suficiente y bien tomada, la simulación puede ser poco confiable, adicionalmente si tenemos modelos de yacimientos naturalmente fracturados, donde considera la doble porosidad, debemos tener información adicional confiable, como las propiedades de matriz y de fractura, el tamaño, la forma y la distribución de los bloques, las funciones de transferencia de fluidos, la presencia, orientación y características de las fallas y de las fracturas naturales. Esto hace aún más complejos los modelos matemáticos que se validarán con base en la calidad de la información utilizada, experiencia del ingeniero de yacimientos y desde luego, el tipo de simulador utilizado.

Es importante hacer notar que un modelo ajustado, que ha permitido reproducir la historia de un yacimiento, no garantiza resultados precisos en la predicción de su comportamiento futuro. La razón es que varios conjuntos de parámetros del yacimiento pueden proporcionar ajustes de presión y producción, pero las predicciones pueden ser muy diferentes. Con respecto al ajuste del modelo de simulación numérica para cualquier campo, además de que el simulador reproduzca la historia de presión y producción del yacimiento, adicionalmente será necesario para checar la calidad de dicho ajuste, reproduciendo en su caso los movimientos de los contactos agua-aceite o gas-aceite simulados, con los observados.

Para probar la eficiencia de un proceso de recuperación secundaria y mejorada, debe realizarse una prueba piloto o la operación de un proyecto integral con éxito, para lo cual será necesario efectuar un estudio de simulación numérica que sustente dicho proyecto, lo cual permitirá diseñar el proceso e incorporar reservas probadas para estos procesos.

Es recomendable que los resultados de las predicciones obtenidas por un simulador numérico, sean validados mediante una prueba piloto, antes de la implantación de un proceso de recuperación secundaria.

VI.2. CONSIDERACIONES EN EL ESTUDIO DEL CAMPO NOHOCH

Actualmente la STDP, en conjunto con cada uno de los activos de diseño de explotación, específicamente en el área de Ingeniería de Yacimientos; realiza una serie de estudios específicos de simulación numérica de yacimientos; el Activo Cantarell no es la excepción, un grupo de ingenieros especialistas en este ramo, trabaja en un modelo complejo de simulación en el que se involucran los campos Kutz, Akal, Nohoch y Chac. (M.I. Agustín Galindo Nava, Dr. José Luis Sánchez Bujanos, Ing. Mateo Amador Hernández, Ing. Marcos Torres F.)-

Este modelo aún no calibrado en su totalidad ha sido el punto de partida para realizar el trabajo terminal que permitirá cumplir con los objetivos planteados por la especialidad de recuperación secundaria y mejorada de los hidrocarburos.

El modelo original de simulación numérica, está constituido por una malla de 42X41X46, es decir, 79212 celdas, definido como yacimiento naturalmente fracturado, constituido por cuatro regiones integradas por los campos Kutz, Akal, Nohoch y Chac, modelo actualizado hasta el mes de junio del año 2000.

El modelo original fue reestructurado de tal forma que no se perdiéramos en su totalidad el ajuste realizado hasta la fecha, esto ayudó a definir un primer escenario, el cual contempla como primer etapa, desactivar las celdas del modelo correspondientes a las regiones de Kutz y las celdas de la zona impregnada de aceite del campo Akal, dejando así los campos Nohoch y Chac, y el acuífero asociado a Akal, este último con el fin de poder definir un ajuste más real. La segunda etapa consideró el análisis del modelo y desactivar en su totalidad las celdas de Akal correspondientes al acuífero.

Con base en esto, se decidió realizar la simulación numérica con un modelo constituido por una malla de 6X22X46 para Nohoch, y de 8X22X46, para Chac, es decir un modelo que involucra 14168 celdas para ambos campos, esto representa tan sólo el 17.8% de celdas del modelo original del complejo Cantarell.

El modelo de simulación numérica utilizado para esta etapa, será corrido con el simulador numérico Eclipse 100, para aceite negro (Black Oil), en él se consideraron los siguientes escenarios:

- a) Un ajuste de presión - producción considerando el campo Chac, Nohoch utilizando el acuífero del campo Akal.*
- b) Reproducción de la historia de presión – producción obteniendo un ajuste aceptable de estos parámetros, considerando solamente los campos Nohoch y Chac, es decir, aislar completamente el campo Akal.*
- c) Con base en el mejor ajuste obtenido realizar la corrida correspondiente al agotamiento natural del campo Nohoch, explotando el yacimiento con los cinco pozos existentes hasta enero del 2001.*
- d) Como segunda alternativa, se considera la reparación a los pozos que así lo requieran, basados en la corrida de predicción por agotamiento natural.*
- e) Como una tercera alternativa se considera la reparación de pozos e inyección de un gas hidrocarburo utilizando un solo pozo inyector en el campo Nohoch.*

Debido a los cambios involucrados en la inyección de gas a inyección de nitrógeno, se utiliza el modelo de simulación numérica composicional, Eclipse 300, con el cual se manejan los siguientes escenarios:

- f) Ajuste de la historia de presión – producción para los campos Nohoch y Chac.
- g) Como primera alternativa se realiza el agotamiento natural del campo Nohoch, explotando el yacimiento con los cinco pozos existentes hasta enero del 2001.
- h) Como segunda alternativa, se analiza el agotamiento natural con reparación a pozos que así lo requieran, basados en la corrida de predicción por agotamiento natural.
- i) Como tercera alternativa se efectúa la inyección de nitrógeno con un solo pozo inyector y reparación de pozos, no considerando el fenómeno de difusión.
- j) Como cuarta alternativa se tiene la inyección de nitrógeno con un solo pozo inyector y reparación de pozos, considerando el fenómeno de difusión.

Es importante considerar también, que el PVT utilizado en Eclipse 100 y 300 es de fluidos producidos del campo Akal, la razón de haber tomado tal decisión, es que el análisis PVT del pozo C-2075, al tratar de realizar un ajuste de la ecuación de estado con el fin de que se pudiera manejar para los escenarios descritos, al intentar ajustarla en el PVTi de la familia Eclipse, y al realizar la regresión, ésta mostró mucha inconsistencia, en la R_s , por lo que se determinó, no utilizarla.

Una de las consideraciones mas fuertes del presente trabajo, es el hecho que para todas las corridas se considera el campo Chac, pero solo como parte esencial de equilibrio entre los dos yacimientos, el estudio se enfocará hacia el ajuste y predicción solamente para el campo Nohoch, tema de este trabajo.

VI.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA ACEITE NEGRO DEL CAMPO NOHOCH

- *Modelo: Aceite Negro (Black Oil).*
- *Inicio de explotación del campo: 1 de enero de 1979.*
- *Dimensiones originales de la malla: 42X41X46*
- *Dimensiones modificadas para Nohoch y Chac: 14X22X46*
- *Tipo de yacimiento: Naturalmente fracturado.*
- *Tipo de acuífero: numérico*
- *Fases a manejar: Aceite, gas, agua y gas disuelto.*

Tipo de empuje: Segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad, está clasificado como un mecanismo de empuje, la segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades, por lo que este drene por gravedad, puede participar activamente en la recuperación de aceite. Los yacimientos que poseen espesores muy grandes, alto relieve estructural, alta permeabilidad y los gradientes de presión no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos, presentan generalmente una segregación gravitacional.

- *Histéresis en ambos sistemas bifásicos, considerando P_c .*
- *Tensión superficial.*
- *Número de procesadores: Cuatro procesadores en paralelo.*
- *Número de regiones: Modelo original con cuatro regiones constituidas por los campos Kutz (región 1 y 5), Akal (región 2 y 6), Nohoch (región 3 y 7) y Chac (región 4 y 8), y reestructurado sólo a los campos Nohoch y Chac.*
- *Modelo constituido por un archivo que contiene la malla completa de las cuatro regiones que comprende el campo Nohoch.*
- *El modelo tiene especificado por medio de una palabra clave "ACTNUM" las celdas activas para la simulación del campo Nohoch y Chac.*
- *Para los campos Akal, Nohoch y Chac, el modelo delimita un acuífero para cada campo.*

- El modelo especifica las fallas que delimitan las fronteras entre Akal, Nohoch y Chac.
- En la sección PROPS se incluyen dos archivos, correspondientes a la saturación de líquidos, permeabilidades relativas al aceite y al gas – al agua y al aceite, presiones capilares de las fases aceite-gas, y agua-aceite, y determinando las curvas de drene e imbibición para la matriz y para fracturas.
- El modelo considera una compresibilidad de la roca del orden de $3.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para la matriz y de $6.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para la fractura.
- Se incluye la información referente al PVT de fluidos producidos del bloque Akal, suposición manifestada en temas anteriores, en donde se dice la no existencia de un PVT consistente para el bloque Nohoch.
- Para la caracterización de la ecuación de estado cúbica de Peng Robinson, del bloque Akal, se consideraron las siguientes muestras:
 1. Fluido original de Akal, del pozo Cantarell 8 (1980).
 2. fluidos recientes a 3 profundidades sin nitrógeno (1996).
 3. fluidos recientes a 3 profundidades con nitrógeno (1996).
- Los datos de equilibrio usados en el modelo, son: profundidad del plano de referencia 8202 pies, presión al mismo plano 3972.42 lb/pg^2 , contacto agua aceite a 9750 pies, profundidad del contacto gas aceite 100 pies.
- En la sección SUMMARY se especificó todas las salidas de información requerida para el análisis de las corridas, entre las variables solicitadas, se tienen: presión, producción de agua, gas y aceite por pozo y por campo, saturaciones de fluidos en el yacimiento, fracciones mol de cada componente, entre otros.
- La sección SCHEDULE para el modelo de Nohoch y Chac, fue actualizada a enero del 2001, la actualización comprendió básicamente la asignación de producción para sólo 5 pozos productores del campo Nohoch y 3 pozos para el campo Chac, a la fecha estipulada.

VI.4 AJUSTE DEL MODELO

VI.4.1 Ajuste de la historia de presión – producción de los campos Nohoch y Chac.

Del modelo completo del complejo Cantarell (ver figura 13), se desactivaron inicialmente las celdas impregnadas de hidrocarburos de los campos Kutz y Akal, dejando activas las celdas correspondientes al acuífero de Akal interconectado con el campo Nohoch y Chac (ver figura 14).

En segundo término, se actualizó el modelo con toda la información de presión y producción hasta enero del 2001 para ambos campos, con base en esto, se efectuó la primera corrida en Eclipse 100 con un tiempo aproximado de 10 horas de CPU; los resultados no fueron lo suficientemente satisfactorios, ya que la presión en el bloque Nohoch se incrementó de forma exponencial, alejándose totalmente de la tendencia real del campo.

Posteriormente se desconectaron las celdas del acuífero del campo Akal, considerando que no existe comunicación hidráulica entre Akal y Nohoch (ver figura 14). De esa manera se lanzó nuevamente la corrida con un tiempo aproximado de CPU de 9.5 horas; los resultados mostraron que la presión calculada por el simulador se mantenía por debajo de la presión real del campo y la producción estaba muy alejada a la medida. Un análisis más detallado de los resultados arrojados por el simulador, permitió visualizar la influencia tan grande que tienen los acuíferos de ambos campos, específicamente específicamente en lo que se refiere a volumen y la conectividad entre ellos.

Una vez determinados los parámetros a modificar, se realizaron alrededor de 12 corridas adicionales, con un tiempo de CPU promedio de 9.5 horas cada una, alcanzando en la última corrida, un ajuste aceptable, para el bloque Nohoch.

Cabe señalar que además de comparar el ajuste con los datos medidos, también se realizó la comparación con los datos calculados en la simulación donde se involucran los cuatro yacimientos del complejo Cantarell, ver figura 15 .

El principal objetivo de esta primera etapa, fue ajustar la historia de presión y producción del campo Nohoch con el simulador numérico de aceite negro (Eclipse 100), el ajuste de la historia del modelo, incluye además de los datos de presión y producción, la calibración con la información existente en términos de movimiento y distribución de los fluidos en el yacimiento.

Una vez logrado el ajuste con este modelo de aceite negro, se determinó un volumen original de hidrocarburos para el campo Nohoch de 2216.736 MMBLS.

Para diciembre del año 2000, tan sólo se ha producido 523.0 MMBLS, es decir que existe en el yacimiento un volumen remanente de hidrocarburos de 1694.0 MMBLS, lo que significa que el 76.5% del volumen original se encuentra aún en el yacimiento, y que éste pudiera ser extraído más eficientemente que por el agotamiento natural del campo, si se aplicará algún proceso de recuperación secundaria o mejorada.

VI.5. PREDICCIÓN POR AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO

Con el modelo ajustado, se realizó la predicción por un período de 20 años a partir del 1 de enero del 2001, tal como se ilustra en la figura 15. Este escenario es considerado como la base del estudio ya que muestra el comportamiento natural del campo con los pozos productores existentes a la fecha, de esta manera se pueden determinar, con cierta exactitud, los requerimientos de reparación de pozos y la cantidad de hidrocarburo extraído del yacimiento al final de la predicción, parámetro de gran importancia que permite definir la rentabilidad de las inversiones requeridas para cada escenario de explotación a estudiar.

En la figura 16 se puede observar el avance del contacto agua-aceite en un período de 20 años. Para el agotamiento natural. Para el 1 de enero del 2001, la profundidad del contacto, determinada por el simulador, se encuentra a 2743 mV. Al 1 de enero del 2021 el contacto llegó a una profundidad de 2560mV, esto quiere decir que en un período de 20 años de explotación adicional, el contacto avanzará del orden de 9.5 mV

por año, de igual manera, la producción promedio del campo simulada será aproximadamente, según el simulador, del orden de 35 000 BPD.

VI.6. PREDICCIÓN CON REPARACIÓN DE POZOS DEL CAMPO NOHOCH.

Con base al análisis detallado de la corrida por agotamiento natural figura 15 y 16, se logró determinar la reparación de los pozos 2075, 2037, 2067, 2067D y 2075D para el año 2002, definiendo los intervalos que permitirán alejarse del contacto gas-aceite y agua-aceite, es decir, un intervalo óptimo que permita obtener la mayor vida productiva de los pozos considerando la energía propia del yacimiento.

Para esta corrida se preparó el archivo SCHEDULE, incluyendo las reparaciones. Los resultados de ésta corrida se muestran en la figura 17. Se observa que la presión tiene un comportamiento similar al caso de agotamiento natural, no así la producción, la cual se incrementa considerablemente logrando una mayor recuperación. En cuanto al contacto agua-aceite, en la figura 18 se observa un comportamiento muy similar al del esquema de agotamiento natural.

VI.7. PREDICCIÓN CON LA INYECCIÓN DE UN GAS AL CAMPO NOHOCH.

Uno de los procesos de mayor efectividad para la explotación de yacimientos alrededor del mundo, está basado en la inyección de un gas para mantener la presión del yacimiento. Para el caso de Nohoch, esta aplicación es factible con el propósito de mantener la presión y mantener a una profundidad adecuada el contacto agua-aceite, de tal forma que permita extraer los hidrocarburos de una ventana óptima de producción, aumentando la eficiencia de recuperación.

La predicción del comportamiento de presión – producción del campo, con la inyección de un gas, considera las reparaciones necesarias y la selección del lugar donde se inyectaría el gas mediante un pozo ubicado en la cima de la estructura.

Para esta sección se realizó un análisis en conjunto del comportamiento del campo con los diferentes esquemas de predicción, incluyendo el de inyección de 20 MMPCD de gas al campo. Primeramente, con la información obtenida de los diferentes esquemas de explotación, se construyó una serie de gráficos por pozo para observar el comportamiento del aceite, gas y agua. En las figuras 19 y 20 se observa que la producción, en la mayoría de los pozos, declina después de los primeros 12 años de producción con los tres diferentes esquemas de explotación. Esto permitió diagnosticar y considerar la reubicación del pozo inyector, así mismo se determinó una mejor Posición para el intervalo a producir de cada uno de los pozos. Para el tercer escenario la producción de agua no es significativa ya que el pozo con mayor porcentaje fue el 2037 con un corte de agua 5%. Mientras el gas se mostró en los pozos 2067 y 2067D, con un incremento considerable de la RGA, produciendo así más gas del que es inyectado en la cima de la estructura del campo Nohoch.

Los gráficos del comportamiento del aceite, del agua y del gas por pozo, permitieron definir la ventana óptima para la reparación de los pozos en cada uno de los escenarios.

En cuanto al comportamiento del contacto agua-aceite para el esquema de inyección (ver figura 18), se observa que éste se detiene a la profundidad de 2591 m., originando que el avance de éste fuera de 7 m. por año, en promedio, avance menor comparado con los dos esquemas anteriores. Este efecto se ha originado por la inyección de gas que actúa de forma tal que detiene al acuífero mas no lo desplaza hacia abajo. La inyección de un gas al yacimiento para detener el avance del contacto agua-aceite es benéfico, para la recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados ya que en términos generales el proceso de drene gravitacional es más eficiente imbibición, sin embargo, esto debe ser probado mediante pruebas de laboratorio y/o datos de campo.

Después de optimizar la ventana para la reparación de los pozos productores, se reubico el pozo inyector en una zona mas alta de la estructura para retrasar el arribo del gas a los productores (ver figura 21). En las figuras 21 y 22 se presentan los resultados de las corridas con estas modificaciones.

Se observan algunas mejoras tanto en producción como en presión, pero no así en los pozos problema 2067 y 2067 D, los cuales a los 12 años de producción son alcanzados por el contacto gas-aceite, originando un incremento de su RGA.

En la figura 23 podemos observar comparativamente el comportamiento del campo en un período de 20 años, considerando agotamiento natural, una reparación en el año 2002 y un escenario más con reparación de pozos e inyección de un gas, talvez la pregunta sería: ¿por qué no manejar un esquema sólo con la inyección del gas?, este esquema fue manejado y con resultados desalentadores, debido a que tan solo con una inyección de 20 MMPCD, 4 de los pozos productores se invadían en los primeros años, esto nos determinó manejar la reparación antes de inyectar, para así obtener un buen esquema de explotación.

**FIGURAS DEL
CAPITULO
VI**

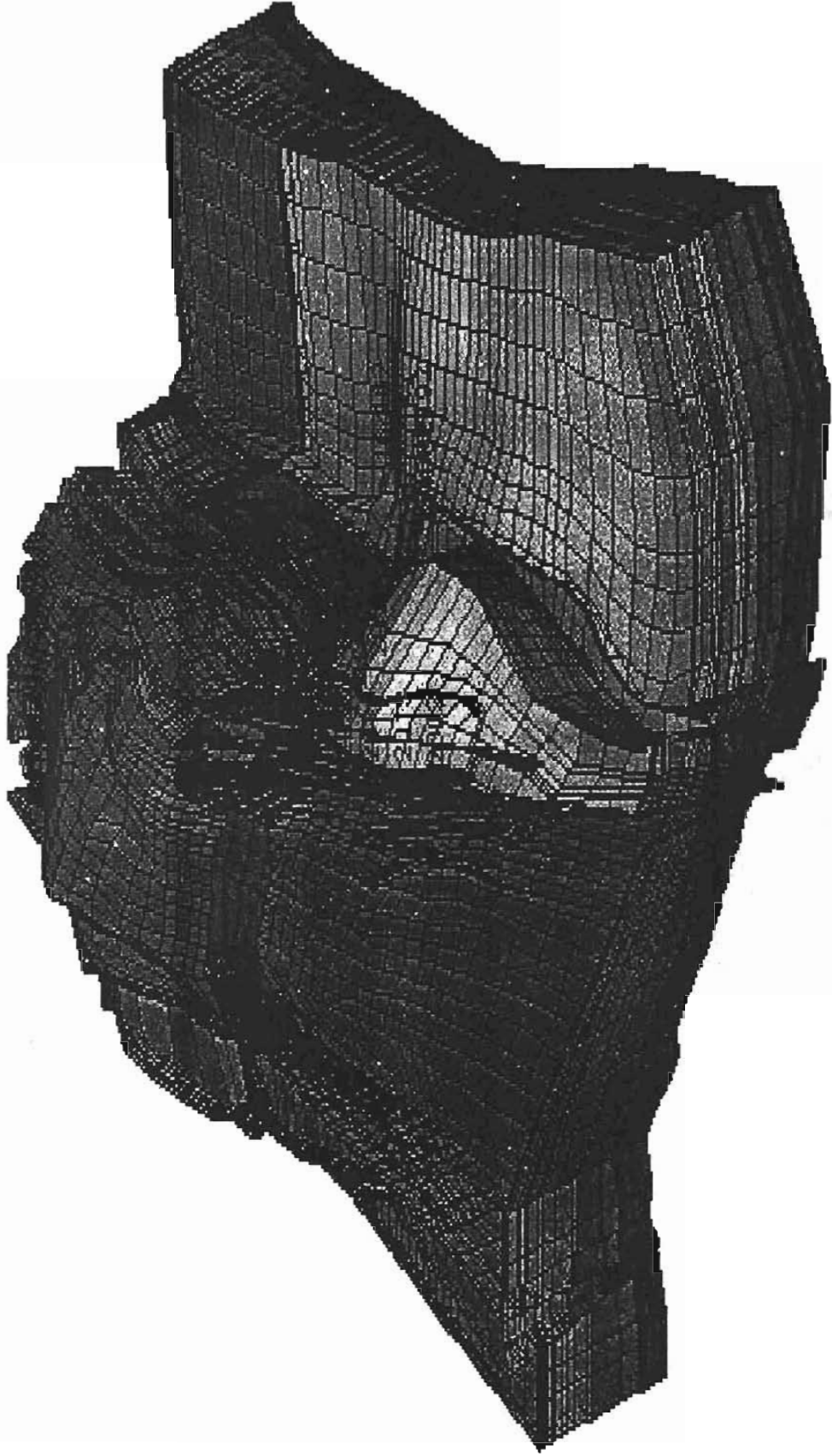








Figura No. 13 Malla de simulacion completa

**MALLAS Y CAPAS UTILIZADAS PARA LA SIMULACION
NUMERICA DEL CAMPO NOHOCH**

CAPA 25		POZO 2059 2037 2067D
CAPA 24		POZO 2099D 2079 2067 2075D
CAPA 26		POZO 2003 2079 2097
CAPA 27		POZO 2075 2013
CAPA 30		POZO 87D 2055 2035
CAPA 35		POZO 2095

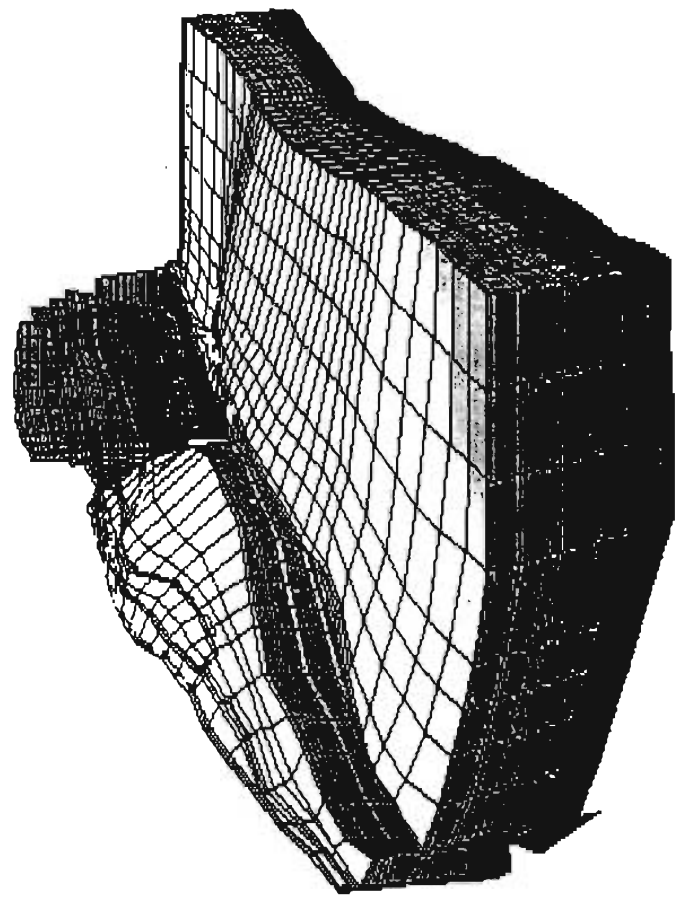
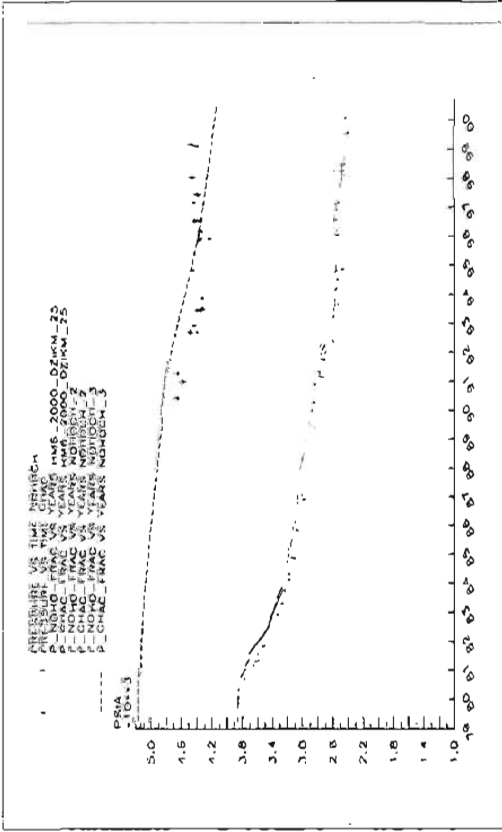


Figura No. 14

CORRIDAS DE AJUSTE Y PREDICCIÓN POR AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO NOHOCH

AJUSTE DE HISTORIA DE PRESION PRODUCCION DEL CAMPO NOHOCH



AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO NOHOCH

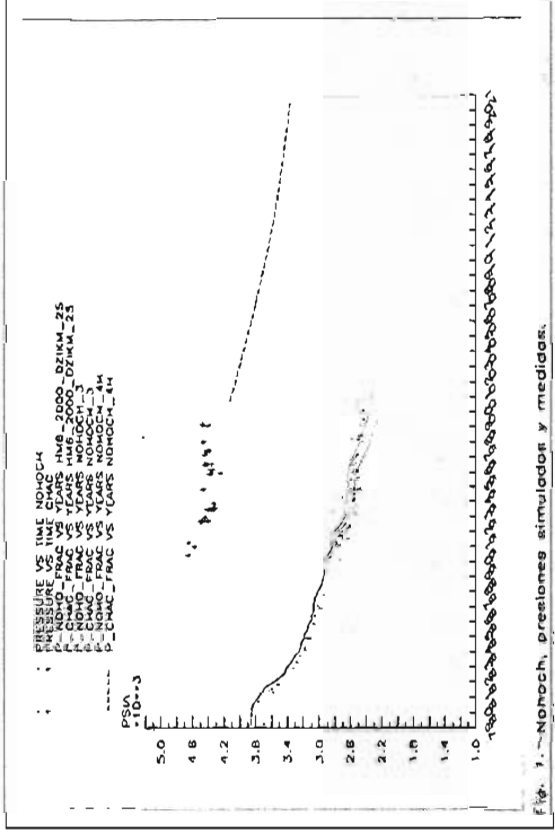


Fig. 1. - Nohoch, presiones simulador y medidas.

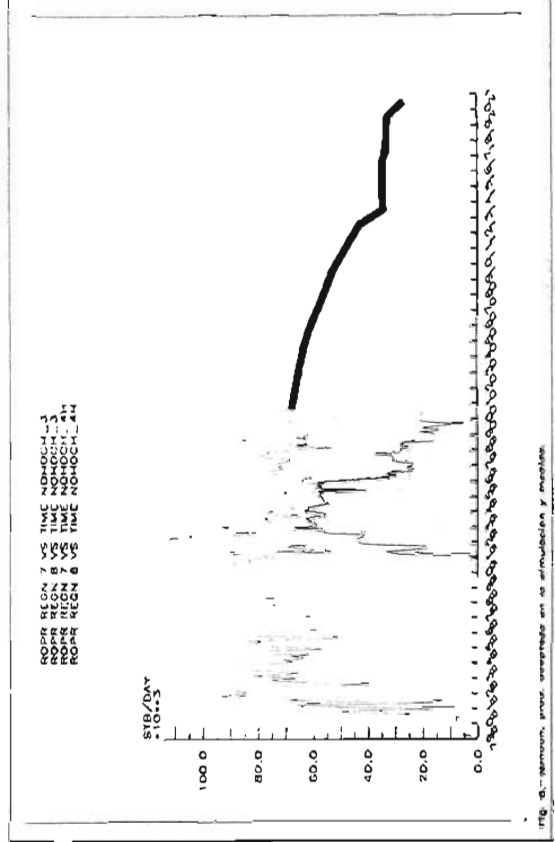
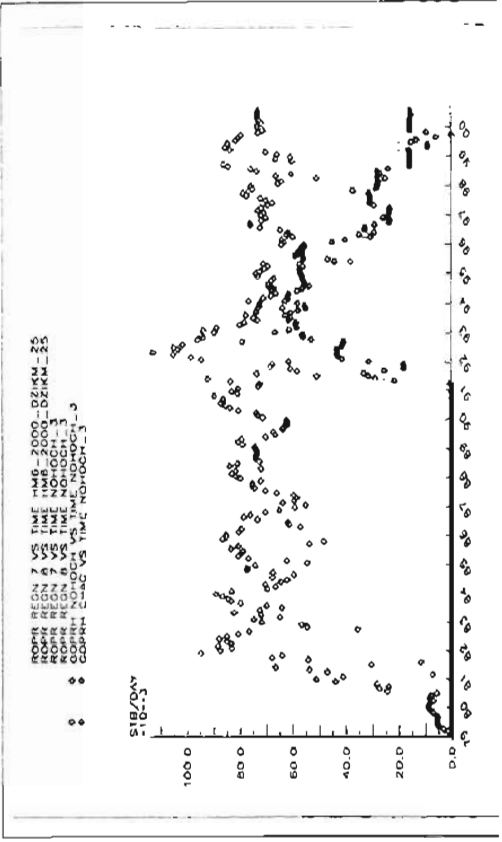


Fig. 5. - Nohoch, pres. simulador en 4 simulacion y medidas.

Figura No. 15

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

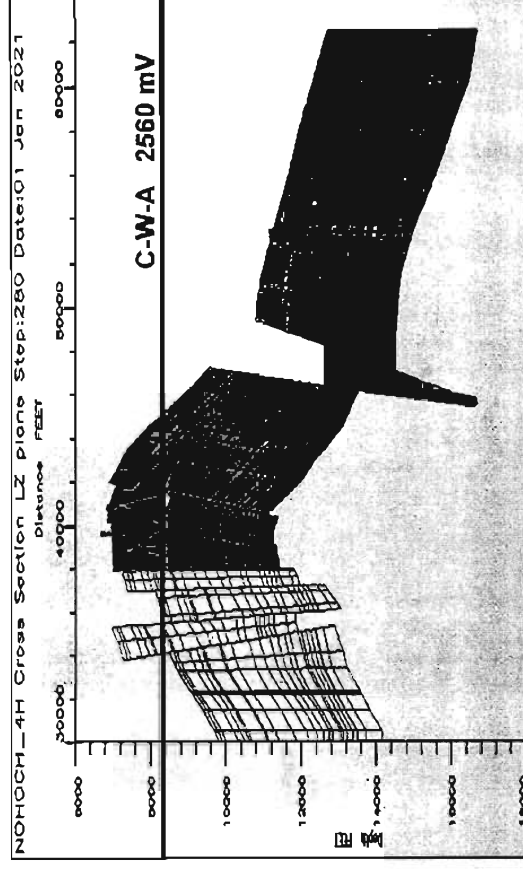
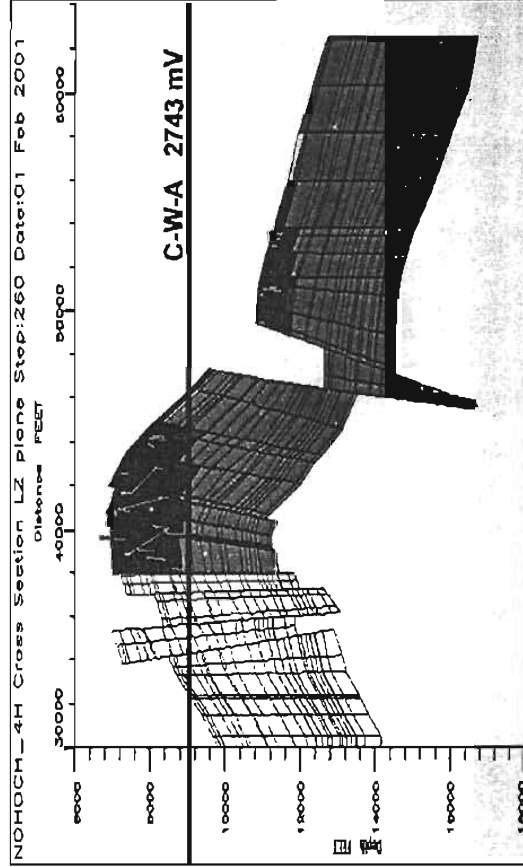
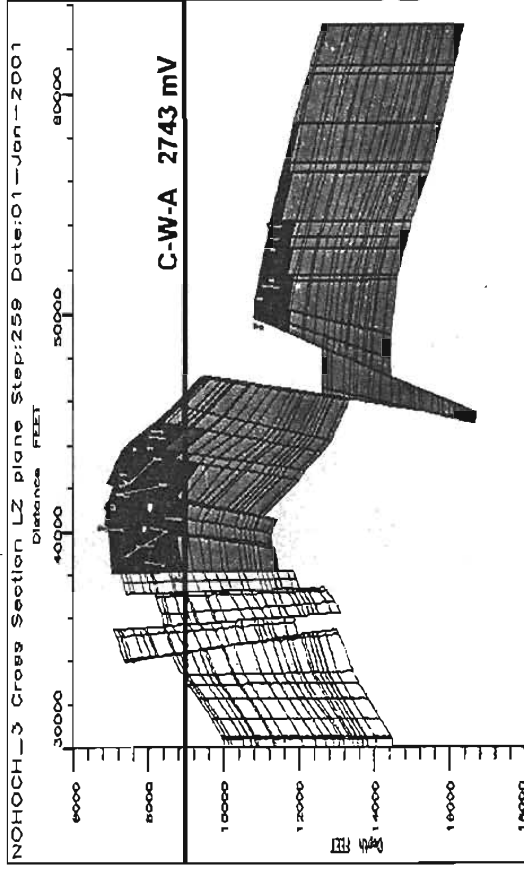
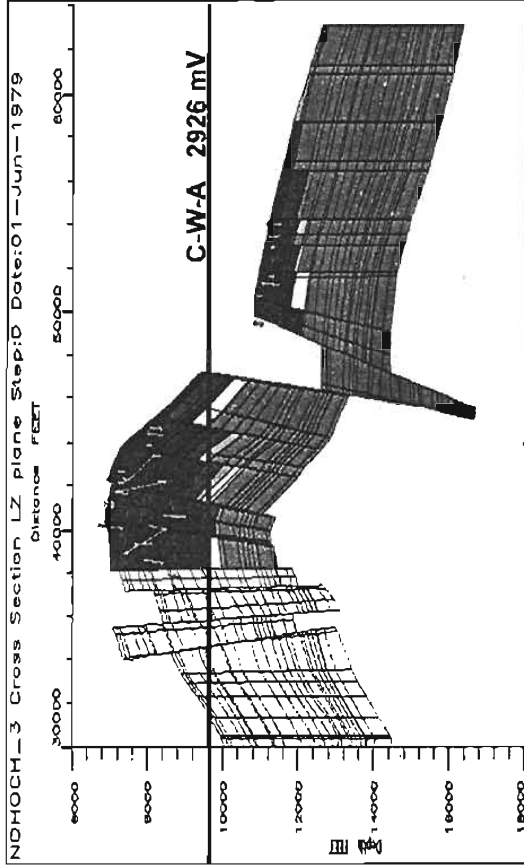
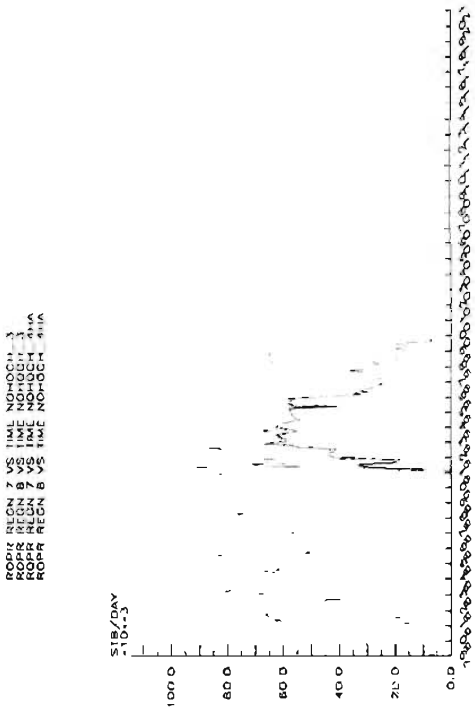
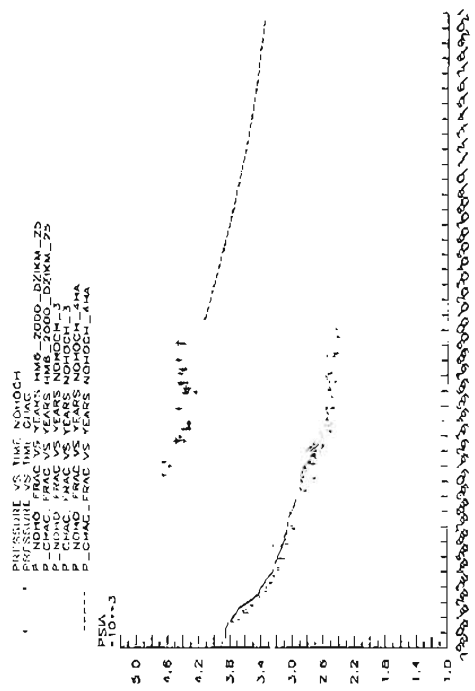


Figura No. 16: CORRIDA DE AJUSTE Y AGOTAMIENTO NATURAL

CORRIDAS CON REPARACION DE POZOS E INYECCION DE UN GAS AL CAMPO NOHOCH

PREDICCION CON REPARACION DE POZOS EN EL AÑO 2002 EN EL CAMPO NOHOCH



INYECCION DE UN GAS Y REPARACION DE POZOS EN EL CAMPO NOHOCH

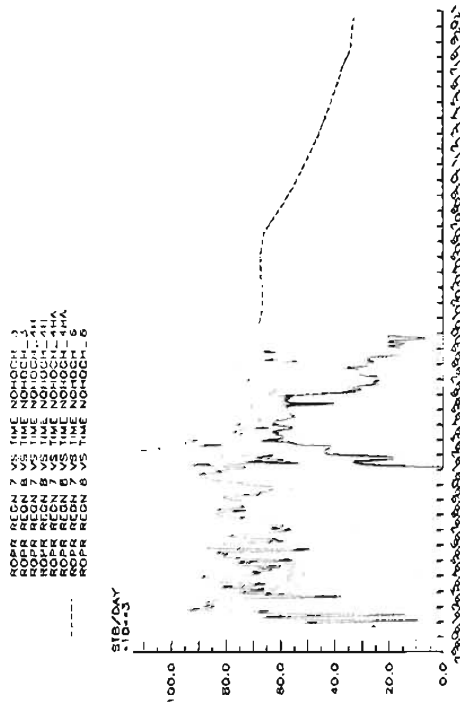
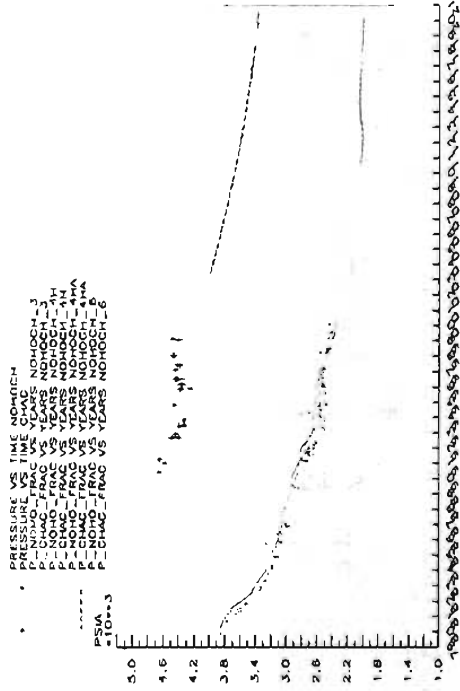


Figura No. 17

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

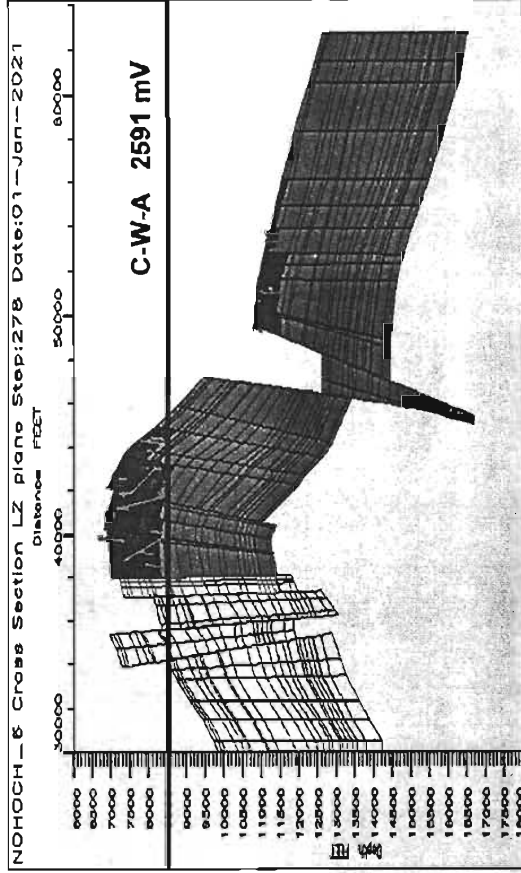
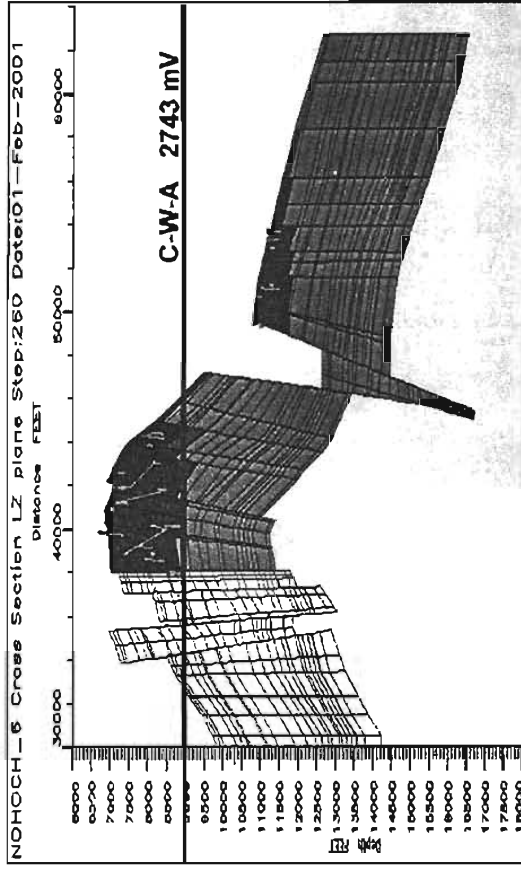
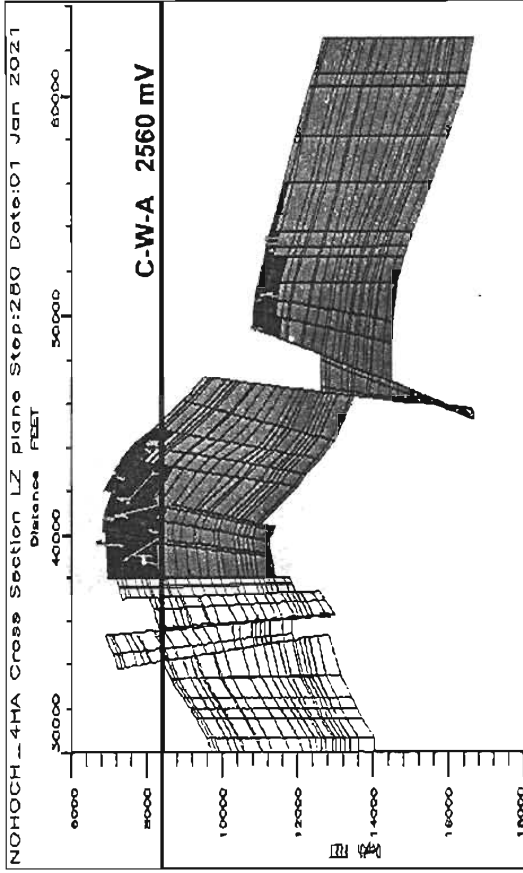
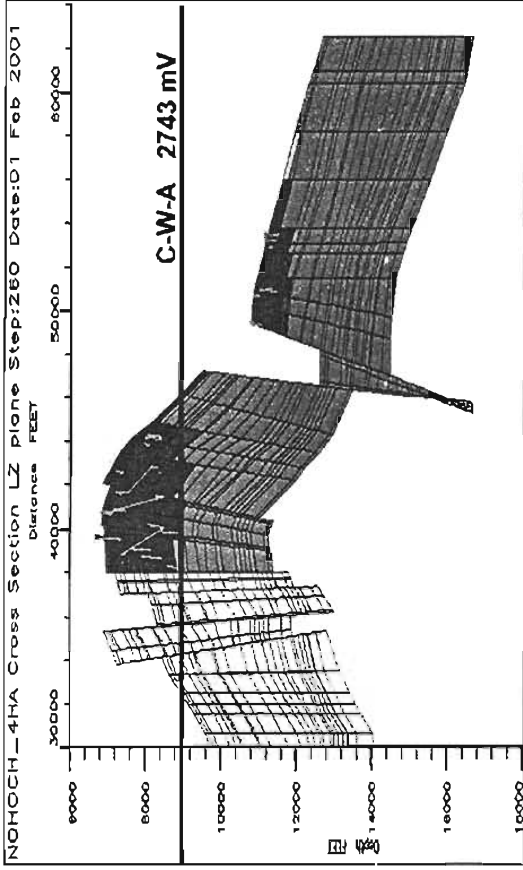
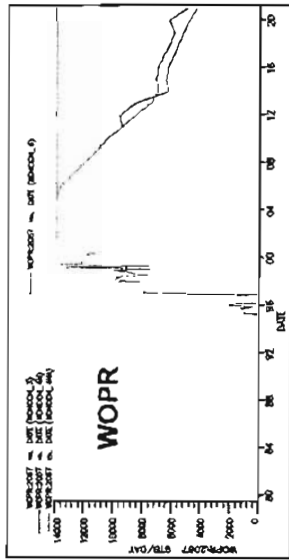


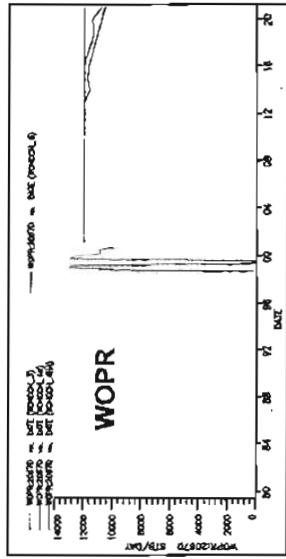
Figura No. 18 : CORRIDAS CON ESQUEMAS DE REPARACION E INYECCION

COMPORTAMIENTO DE POZOS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO NOHOCH

POZO C-2067



POZO C-2067D



POZO C-2037

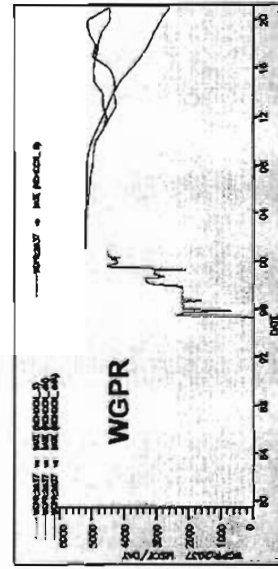
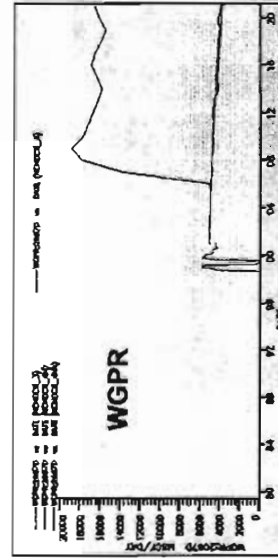
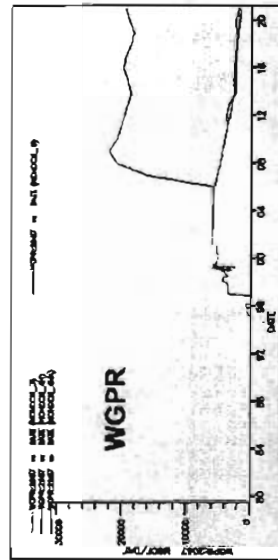
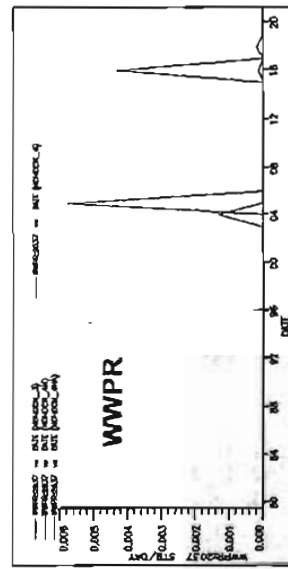
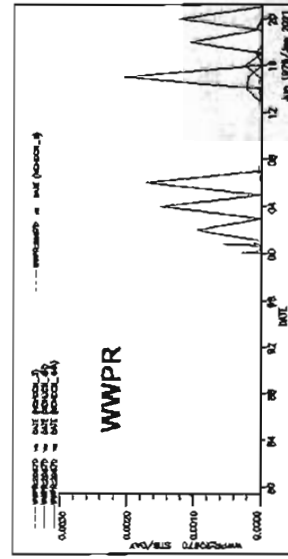
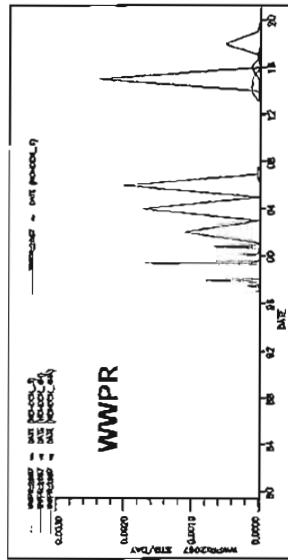
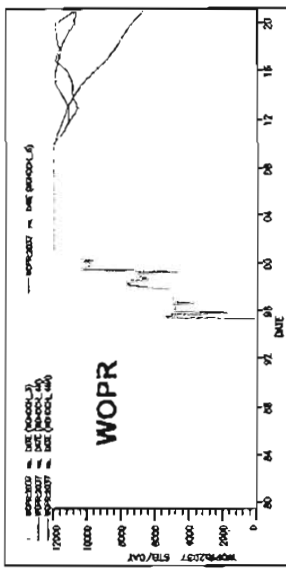
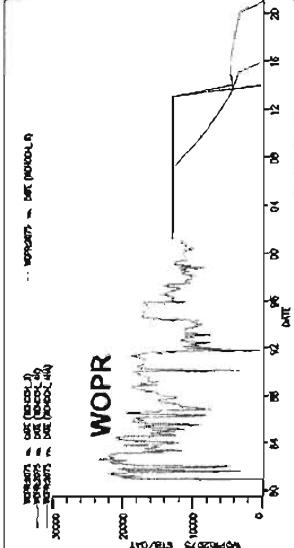


Figura No. 19: CORRIDAS CON ESQUEMAS DE REPARACION E INYECCION

COMPORTAMIENTO DE POZOS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO NOHOCH

POZO C-2075



POZO C-2075D

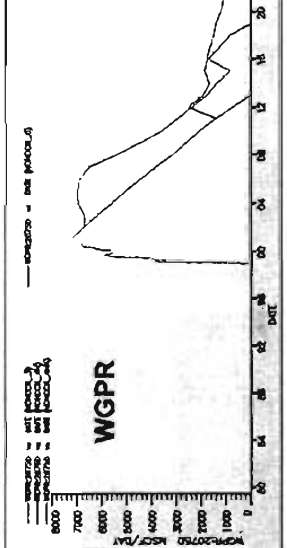
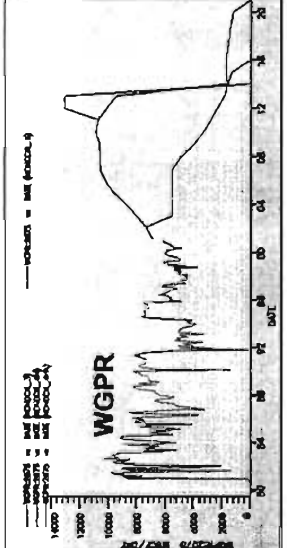
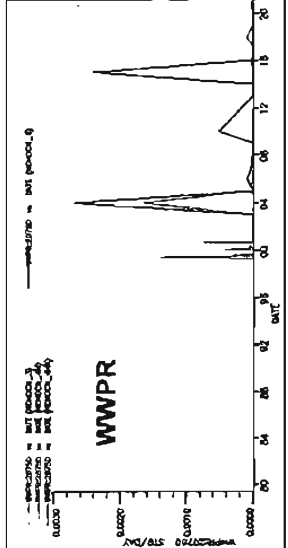
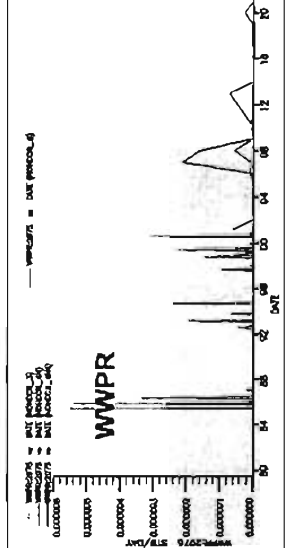
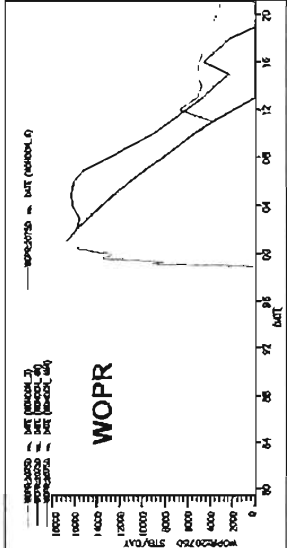
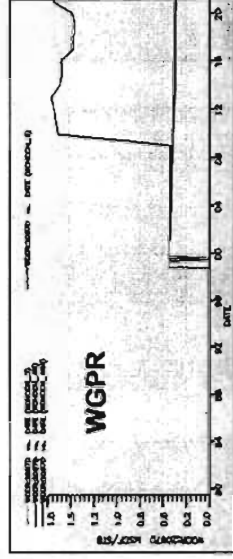
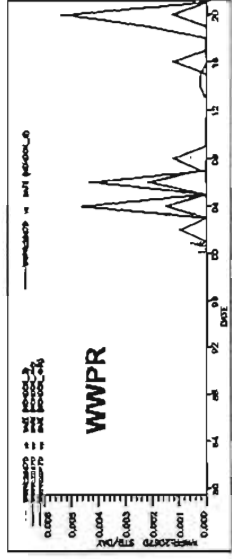
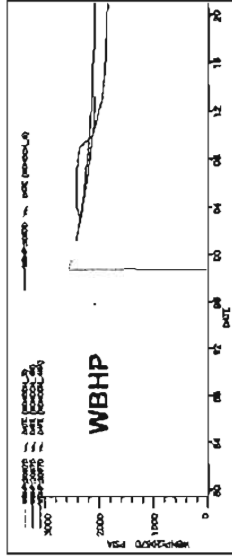
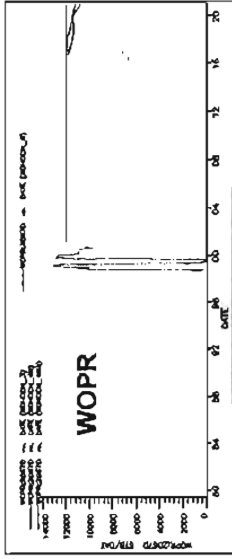


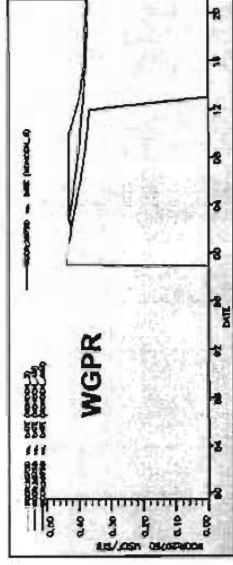
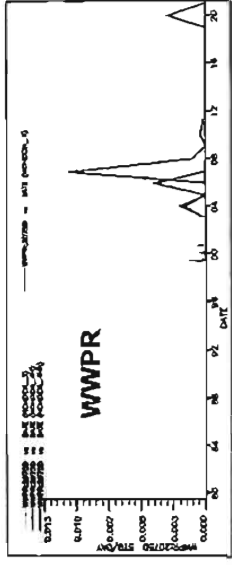
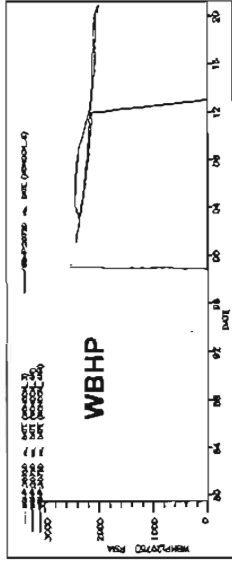
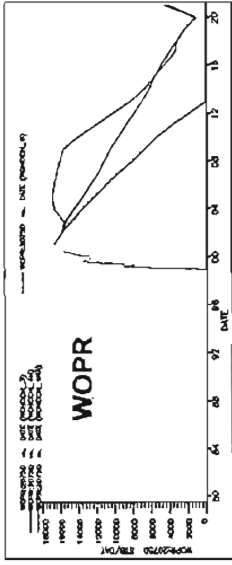
Figura No. 20: CORRIDAS CON ESQUEMAS DE REPARACION E INYECCION

COMPORTAMIENTO DE POZOS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO NOHOCH

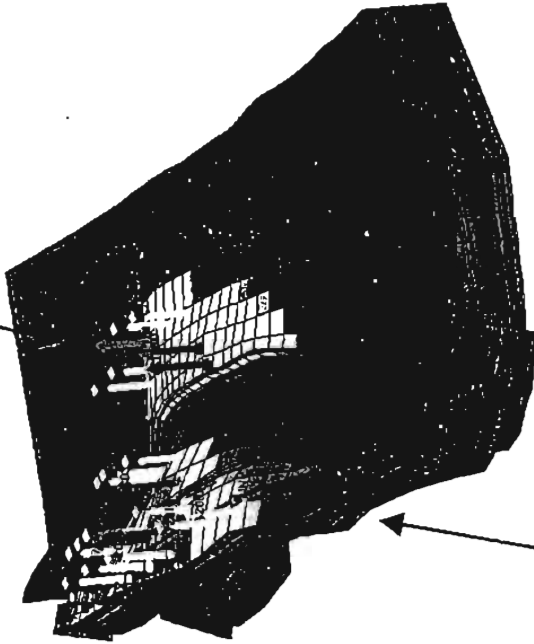
POZO C-2067D



POZO C-2075D



CAMPO CHAC

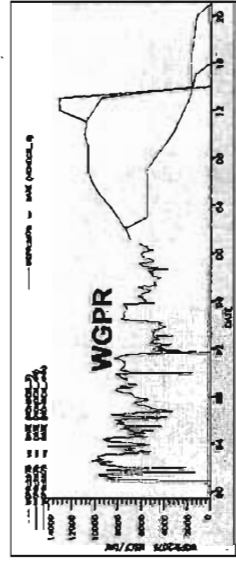
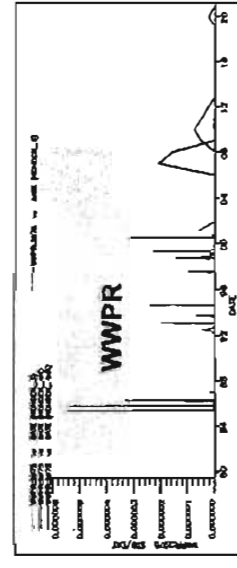
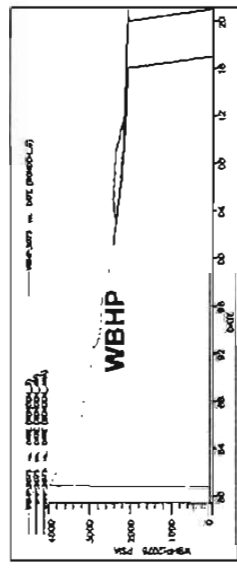
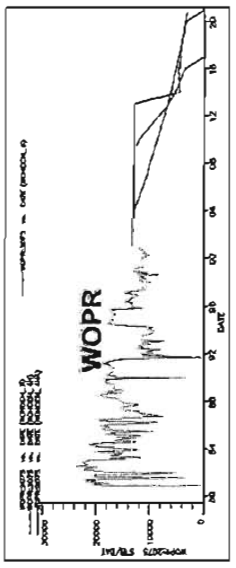


CAMPO NOHOCH

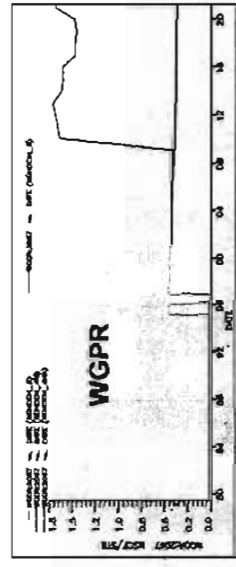
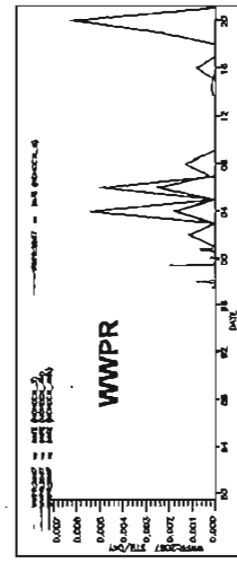
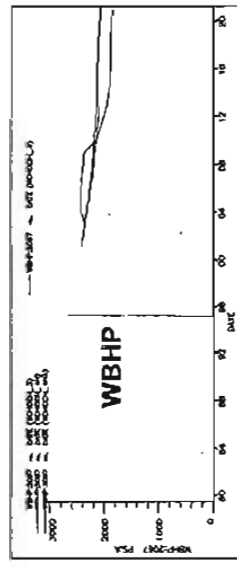
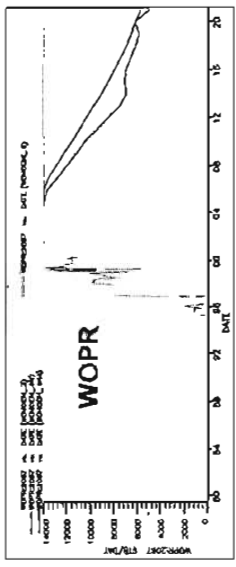
Figura No.21

COMPORTAMIENTO DE POZOS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO NOHOCH

POZO C-2075



POZO C-2067



POZO C-2037

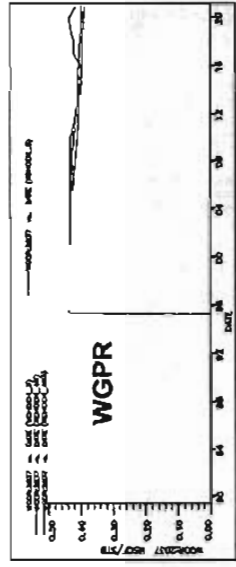
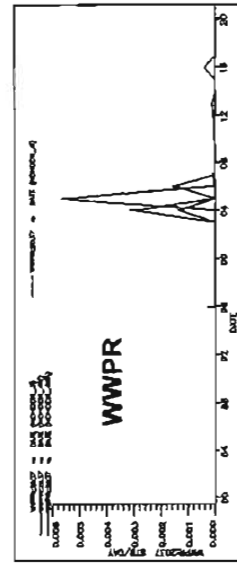
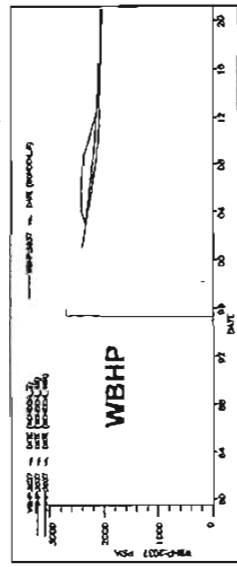
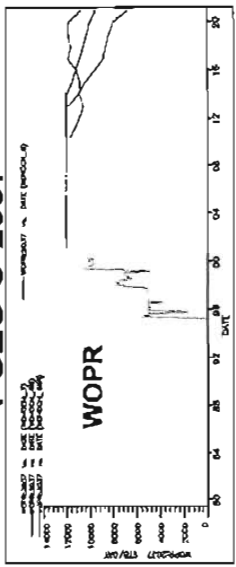


Figura No.22

COMPORTAMIENTO DE POZOS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO NOHOCH

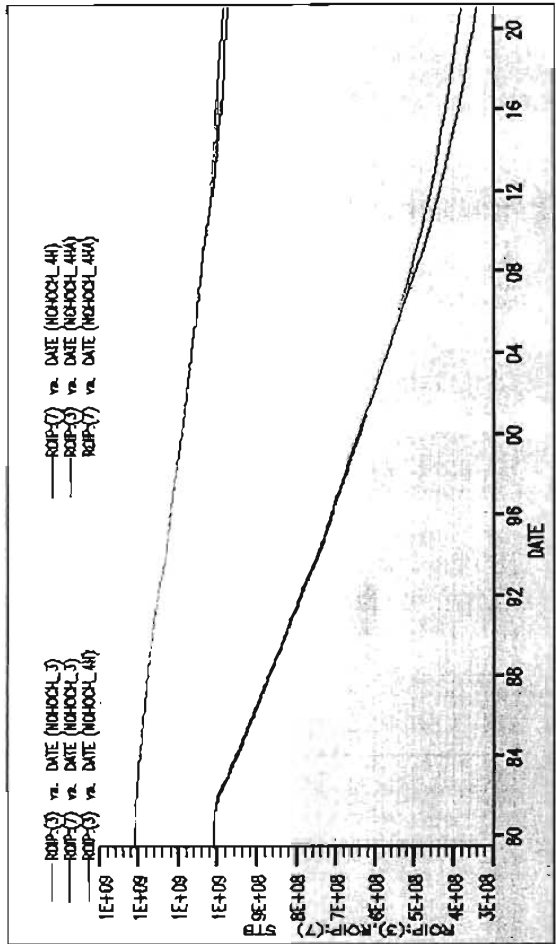
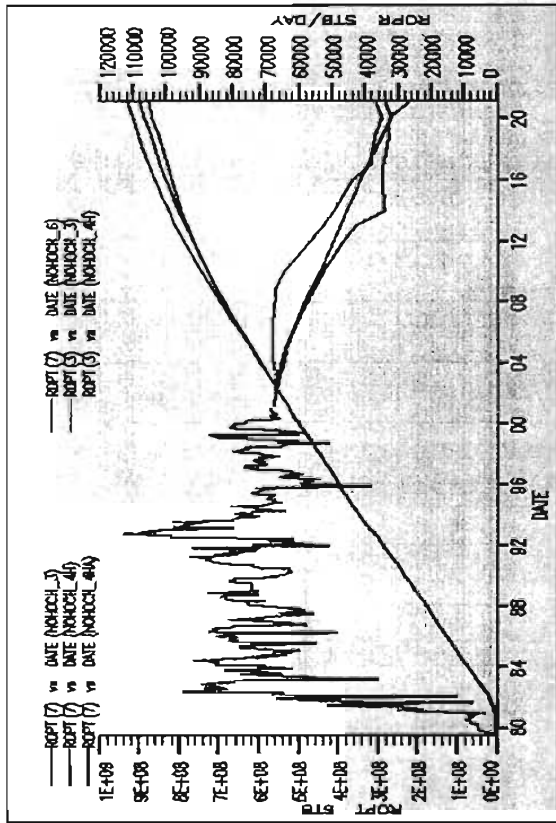
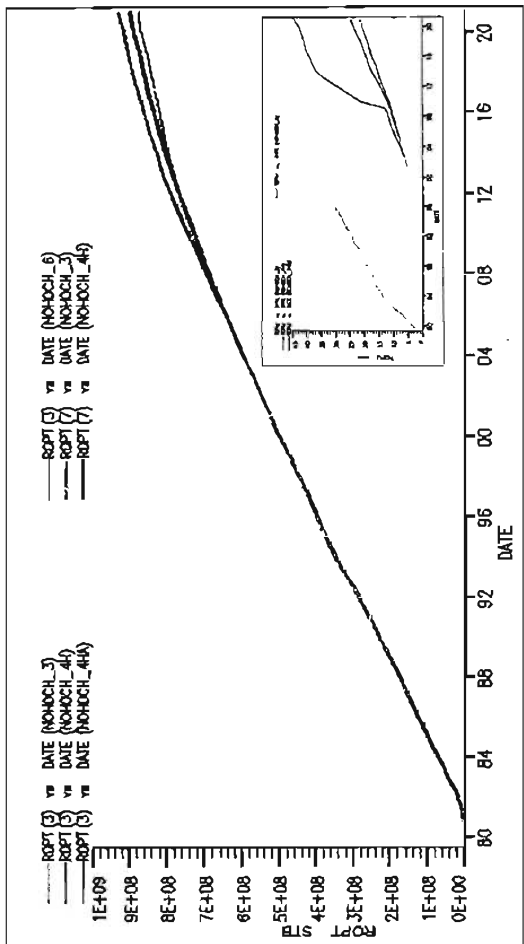
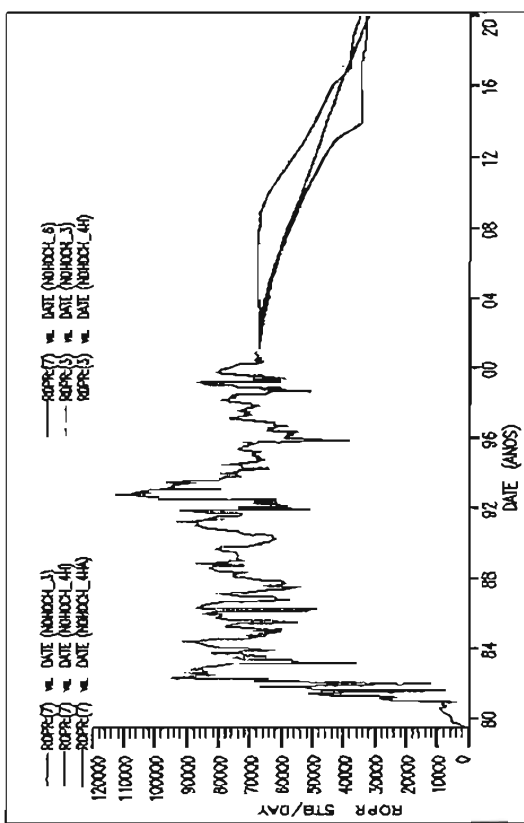


Figura No. 23 2A CORRIDA E-100

VII INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO NOHOCH

VII.1 Conceptos fundamentales de recuperación primaria, secundaria, mantenimiento de presión y recuperación mejorada.

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciada por la anisotropía de la roca, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como el esquema de desarrollo implantado. La explotación convencional, incluye la recuperación primaria, que puede ocurrir con flujo natural o bien con sistemas artificiales de producción; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento. Mientras que para la recuperación mejorada contempla métodos térmicos, químicos y la inyección de gases. (ver figura 24) En este trabajo se presenta un análisis de inyección de nitrógeno como alternativa de explotación bajo un concepto de recuperación mejorada de hidrocarburos para el campo Nohoch, pero antes, se describirán brevemente los conceptos fundamentales de los esquemas de explotación utilizados en la industria petrolera mexicana.

➤ Recuperación primaria:

La producción primaria se define como la resuperación de hidrocarburo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional, en yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento, ocurre por energía propia de él. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural, en variadas ocasiones estas disminuciones de presión pueden ser originadas por daños en los pozos, ocasionados principalmente por la misma operación, generalmente este daño es removido mediante limpiezas y estimulaciones a. Cuando no se tiene daño en la formación y el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, es necesario implantar un sistema artificial de producción, acorde a las características del campo. Es necesario efectuar un estudio en el que involucre los diferentes sistemas artificiales, como son: bombeo mecánico, neumático y electrocentrifugo, los cuales permiten ayudar a vencer las caídas de presión y mantener el pozo fluyendo para así mantener la plataforma de producción comprometida.

Si aún así, ya con un sistema de producción implantado, existe una baja aportación de hidrocarburos del yacimiento al pozo, debe analizarse la posibilidad de aplicar un proceso de mantenimiento de presión o, bien, de desplazamiento.

➤ **Recuperación secundaria:**

Para evitar que la presión del yacimiento caiga por debajo de los niveles requeridos para llevar los fluidos al pozo a través del medio poroso, se requiere implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada, según las características de cada yacimiento.

La recuperación secundaria es toda actividad encaminado a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento (producción primaria), impartiendo al yacimiento la restitución de la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora.

La recuperación secundaria básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas natural en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión o, bien, de desplazar los hidrocarburos de la zona de aceite, mediante arreglos específicos de pozos inyectoros y productores.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento en forma mecánica, la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento.

➤ **Mantenimiento de presión:**

Con base en el análisis de muchos casos particulares de yacimientos ya explotados en etapas avanzadas, se logró determinar que es muy conveniente proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas tempranas de la vida productiva anteriores al agotamiento, esta energía nos permite dar un mantenimiento de presión para los fines económicos y los de recuperación buscados. A éste proceso se le conoce como mantenimiento de presión.

➤ **Recuperación mejorada:**

Los procesos de recuperación mejorada surgen como una alternativa para incrementar la recuperación de hidrocarburos, modificando las características de los fluidos y las fuerzas capilares que actúan sobre ellos.

La recuperación mejorada se fundamenta principalmente en técnicas sofisticadas en la operación; suele ser de alto costo, pero muy efectivas, así pues, la recuperación mejorada de hidrocarburos se define como la producción de aceite, mediante la inyección de un fluido que, además de desplazar el aceite, modifica favorablemente los mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

Las técnicas pueden ser aplicadas en cualquier etapa durante la explotación del yacimiento; de hecho, existen formaciones que por sus características geológicas y pretrofísicas, sólo pueden ser explotadas mediante técnicas de recuperación mejorada.

La recuperación mejorada, llamada también recuperación terciaria, queda descrita por procesos térmicos, inyección de gas miscible e inmisible y los químicos; para cada uno de éstos se tiene una gama amplia de procesos de aplicación, los cuales deben ajustarse y ser acordes a las características del yacimiento en el que se quiera implantar.

Así, por ejemplo, en un desplazamiento inmisible en un medio poroso y permeable, las fuerzas viscosas tienden a movilizar el aceite mientras las fuerzas capilares tienden a atraparlo. Así, la filosofía de la recuperación mejorada se basa precisamente en modificar las características de los fluidos a fin de disminuir efectos capilares e incrementar la movilidad del fluido desplazado, disminuyendo aquélla del fluido desplazante.

En la actualidad la formulación de proyectos integrales de inversión, se inicia desarrollando los estudios integrales de yacimientos y proponiendo la realización de proyectos tendientes a maximizar el valor económico de las reservas a largo plazo, a través de la optimización de esquemas de explotación.

Con base en la integración, selección, procesamiento y análisis de la información disponible de los campos, es posible por medio de tecnología sofisticada, reproducir la historia de presión-producción del campo, así como su comportamiento futuro hasta su abandono, conceptualizar diferentes escenarios para la optimización del esquema de explotación, identificar las opciones de inversión referidas al desarrollo del campo, instalar sistemas artificiales de producción, optimizar la infraestructura existente y prever la implantación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, que permitirá incrementar significativamente los factores de recuperación de los yacimientos petroleros que existen en nuestro país.

En la implantación de los esquemas de explotación, previo estudio hecho al campo, existen, como ya mencionamos anteriormente, variados factores que juegan un papel determinante en la selección de la alternativa económicamente más atractiva, esto incluye factores tales como:

El tipo de roca y las características que tienen mayor influencia sobre el esquema de explotación, es si duda, la porosidad, que en realidad representa la capacidad de almacenamiento de los fluidos y ésta puede ser intergranular o secundaria; la

permeabilidad, propiedad que representa el grado de comunicación de los espacios porosos de la roca; otro factor importante es también el fluido del yacimiento, el cual define qué tipo de yacimiento se tiene y cuál será el mejor esquema a diseñar, exprofeso para él, y el último factor determinante, es el fluido de inyección que será introducido al yacimiento, fluido que será regido por su disponibilidad.

La selección del fluido a inyectar, ya sea para mantener la presión del yacimiento, desplazar o modificar la movilidad de los hidrocarburos, se llevará a cabo con base en el análisis de la interacción molecular entre el fluido inyectado y los hidrocarburos que constituyen la reserva. Este análisis está fundamentado mediante el análisis de laboratorio que se realiza para observar la compatibilidad de fluidos y básicamente este fluido a inyectar debe garantizar que la roca sea mojable preferentemente por este fluido, para obtener mayor eficiencia de desplazamiento; además, el fluido inyectado no provoque al entrar en contacto con los hidrocarburos, rompimiento de estructuras moleculares que den como consecuencia la depositación de sólidos, asfaltenos o parafinas, lo que ocasionaría el bloqueo de los canales naturales de flujo del yacimiento. Adicionalmente el análisis del fluido de inyección en el laboratorio, de preferencia no debe mostrar el fenómeno de difusión con el aceite del yacimiento, ya que esto provocaría su temprana irrupción en los pozos productores.

Uno de los elementos de no menor importancia la constituye la disponibilidad del fluido seleccionado a inyectar, para el caso del presente trabajo, se determinó utilizar la inyección de nitrógeno al campo Nohoch, debido a que actualmente en el activo Cantarell, donde se inyecta este gas al campo Akal y donde para esta actividad se cuenta con una planta de nitrógeno, la disponibilidad del gas no sería problema y se encontraría disponible en las cantidades necesarias, casi al mismo costo por mmpcd, que para el campo Akal.

Las reservas asociadas a proyectos e recuperación mejorada por inyección de un gas, se encuentran principalmente en la región marina.

Tal es el caso del megaproyecto Cantarell, el más grande a nivel nacional, en lo que se refiere a su capacidad de producción, como en su infraestructura para la inyección de nitrógeno; de aquí hemos partido para realizar un estudio general de inyección al campo Nohoch, el cual pueda realizarse como un proceso de mantenimiento de

presión, de similar forma que el campo colindante Akal, que actualmente aplica este esquema, y que posee características similares que permita obtener información adicional clave para que, de una u otra manera, sirva como piloto de un proceso que promete éxito técnico, tecnológico y económico.

La estrategia que se ha establecido en la industria petrolera mexicana es con el único objetivo de recuperar las reservas de los principales yacimientos petroleros mediante la aplicación de sistemas artificiales y procesos de recuperación secundaria y mejorada. Esta estrategia está alineada con los criterios científicos, tecnológicos y de mercado, apoyados principalmente con el personal técnico capacitado para la realización, supervisión y validación de los estudios para el proceso a implantar en un campo. Los análisis requeridos y la aplicación de tecnologías de vanguardia en las principales ramas de esta actividad, constituyen elementos que deben formar parte integral de la estrategia de explotación al campo.

En la figura 24 podemos observar los procesos de recuperación que están considerados como convencionales y de recuperación mejorada, dentro de esta última, también llamada recuperación terciaria, tenemos la de inyección de gas miscible o, bien, inmisible, dentro de los que cabe la inyección de hidrocarburos, CO₂, nitrógeno y gas de combustión; por lo especificado anteriormente para el campo Nohoch, se realizará la simulación inyectando nitrógeno como alternativa de explotación y de predicción, esto es debido al gran consumo de tiempo que implica realizar corridas con este esquema, aunque si bien es cierto que para realizar un análisis más específico podríamos nosotros intentar el realizar corridas inyectando CO₂, gas de combustión y hasta podríamos establecer la factibilidad de realizar y ver la factibilidad de implantar un proceso térmico o un químico, de acuerdo con las características de la roca y del fluido del yacimiento, por el momento sólo enfocaremos nuestro estudio a la inyección de nitrógeno, utilizando el simulador numérico composicional Eclipse 300.

La pregunta, ¿porqué utilizar un simulador composicional y no uno de aceite negro?, es que el composicional representa más fielmente los fenómenos involucrados al inyectar nitrógeno al campo. Este tipo de modelos se utilizan para simular los procesos de simulación en los que no son válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite

negro; al utilizar este tipo de simulador, se supone que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por n -componentes.

Las propiedades de la fase gas aceite y su equilibrio se calcula por medio de correlaciones que están en función de la presión y la composición; en la actualidad se rigen por las ecuaciones de estado, tal como la EOS de Peng y Robinson.

El simulador composicional es una herramienta poderosa, ya que además de utilizarse en la predicción del comportamiento de los yacimientos, es utilizado para simular procesos complejos de recuperación secundaria y mejorada que permitirán reproducir con más exactitud la vida futura de un campo.

➤ **Inyección de nitrógeno al campo Nohoch.**

Entre los puntos más importantes que se consideraron para seleccionar el yacimiento Nohoch como candidato para inyección de nitrógeno, básicamente se debe a la similitud de características con el campo Akal, entre las que se encuentran datos estructurales, geológicos y petrofísicos del yacimiento, de la roca sello, fracturamientos, facies geológicas, heterogeneidades, potenciabilidad del acuífero, espesor considerable y posible casquete de gas, así también el factor determinante viene a ser, que como Akal, Nohoch es un yacimiento naturalmente fracturado, con permeabilidades que varían de 2 a 5 darcys. Por la cercanía con Akal, se tiene una disponibilidad suficiente de nitrógeno a bajos costos, lo cual permite utilizarlo como materia prima para un proceso de mantenimiento de presión que alcance las condiciones de presión óptimas de explotación en el yacimiento.

Los requerimientos para el suministro de nitrógeno al campo Nohoch, está limitada por las infraestructura que debe adicionarse a él, ya que en la actualidad se tiene disponible para el campo Akal, una planta generadora de nitrógeno con capacidad de suministro de 1200 MMPCD, dos ductos de 36 pg. de diámetro para llevar el nitrógeno a las instalaciones del campo y de ahí se derivaría una línea que alimentara nitrógeno a Nohoch, un pozo disparado en la cima de la estructura para inyectar nitrógeno al yacimiento.

Algunas de las características generales del nitrógeno quedan descritas a continuación: Las propiedades químicas y físicas del nitrógeno, juegan un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos, por lo que el conocimiento de éstas es vital para el éxito del estudio, ya que nos permitirán tener un mejor entendimiento de los procesos que se llevan a cabo con la inyección de nitrógeno en el campo.

Para que el nitrógeno reaccione, se requiere aumento en la temperatura y además el empleo de catalizadores. El nitrógeno solamente reacciona a la temperatura ordinaria con el litio (Li), para formar nitruro; a temperaturas elevadas y en circunstancias estipuladas se combina químicamente con el hidrógeno, magnesio y calcio, para formar los correspondientes nitruros, y con el oxígeno, en el arco eléctrico forma el óxido nítrico. Estas propiedades químicas se aprovechan para separar el nitrógeno de otros gases inertes contenidos en el aire, por ejemplo, el argón y el helio.

El nitrógeno como gas inerte, es un gas no tóxico, incoloro, inodoro e insípido. Puede condensarse en forma de un líquido incoloro que, a su vez, puede comprimirse como un sólido cristalino e incoloro, que no obstante puede ser uno de los elementos básicos que forman el aire de la atmósfera, es incapaz por sí solo de sostener la combustión y de ayudar a la respiración de los seres vivos. Como un líquido también es incoloro e inodoro, con una apariencia similar al agua.

La viscosidad del nitrógeno, es una propiedad que se encuentra definida por las condiciones de presión y la temperatura, es decir, al aumentar la temperatura, la viscosidad del nitrógeno aumenta, como sucede con la mayoría de los gases, debido a la transferencia de cantidad de movimiento molecular. En general, a una presión de 1000 psi y 100°F, la viscosidad del nitrógeno es del orden de 0.026 cp.

Cuando se habla de inyección de nitrógeno, es importante considerar la diferencia que existe entre las densidades de los fluidos desplazante (nitrógeno) y desplazado(aceite), la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal, puede ser afectada por los efectos gravitacionales, por la canalización del fluido menos denso a través de las fracturas y zonas de alta permeabilidad.

Las codificaciones en los pozos productores, debido a la diferencia de densidades del aceite y el nitrógeno, es grande; se pueden presentar problemas que deben tomarse en cuenta en el diseño de procesos de desplazamiento de este tipo. Sin embargo, para el caso de un desplazamiento vertical, la baja densidad del nitrógeno y metano puede ser favorable.

Con lo que respecta al factor de compresibilidad del nitrógeno, éste aumenta conforme la densidad disminuye y será siempre mayor que los factores de compresibilidad del metano y del bióxido de carbono, esto nos lleva como resultado a que el nitrógeno es un gas menos compresible que el metano, lo que significa que la cantidad de nitrógeno para desplazar gas natural a condiciones de yacimiento, será menor que el gas natural producido.

En cuanto al factor de volumen del nitrógeno, se puede afirmar que es mayor que el del CO₂, esto implica que se requiere menos nitrógeno a condiciones estándares, para ocupar un volumen de poros en el yacimiento, en comparación con el CO₂, esto quiere decir, que se necesitaría más volumen a condiciones estándares de CO₂ para llenar dicho volumen poroso dado.

Una vez que se ha seleccionado el proceso a implantar y conociendo las características del fluido a inyectar, el siguiente paso es recopilar y analizar todos los estudios geológicos que se tengan del yacimiento, equipos de campo para el manejo de nitrógeno y como ya se mencionó su disponibilidad, pruebas piloto en campos con características similares al que queremos implantar el proceso; adicionalmente debemos integrar las experiencias de laboratorio que se tengan hasta la fecha en donde se tengan pruebas especiales entre el nitrógeno, gas y aceite. Con toda esta información construir un modelo de simulación numérica que permita reproducir y pronosticar el esquema de inyección de nitrógeno en este campo y, por último, realizar un análisis económico.

Sin duda, uno de las etapas más relevantes en la que se sostiene un estudio de factibilidad de inyección de nitrógeno, es una prueba piloto, que tiene como objetivo el recopilar las experiencias vividas en esos campos en donde fue implantada, esa información obtenida nos permitirá realizar un diseño más apegado a la realidad y con el equipo superficial necesario a instalar.

Además de esto, la información obtenida por otros campos similares, nos permiten obtener datos que nos ayudan a alimentar al simulador numérico y de esa manera predecir con mayor certeza el desarrollo del campo. La prueba piloto debe ser representativa del tipo de yacimiento en el que queremos implantar el proceso, por lo que el diseño de una prueba piloto con inyección del nitrógeno, nos dará pauta a determinar o a estimar la cantidad de nitrógeno a inyectar en el campo, marcando así el éxito o el fracaso a pequeña escala, del proceso a implantar.

La necesidad de realizar pruebas piloto para obtener información y experiencia en este tipo de procesos, nos da pauta a seleccionar campos petroleros con características complejas que permitan entender con mayor profundidad el comportamiento de un yacimiento al inyectar un gas, tal como el nitrógeno. El campo Nohoch es un buen candidato para este fin, debido a que es uno de los yacimientos naturalmente fracturados, el cual posee la información mínima requerida par realizar un estudio de simulación numérica que ayude a implantar un proceso de inyección de nitrógeno y así utilizar la información resultante para hacerla extensiva a los yacimientos de este tipo.

VII.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA COMPOSICIONAL.

- **Modelo: composicional.**

Además de los modelos de aceite negro discutidos en el capítulo anterior existen otros, donde no sólo se toma en cuenta la variación de la geometría y el tipo de flujo, sino también la variación de la composición de los fluidos del yacimiento al explotarlos. Consecuentemente, este tipo de simuladores composicionales permite predecir las variaciones en la composición de los fluidos producidos, así como las variaciones en los gastos y presiones del yacimiento.

- **Inicio de Explotación del campo Nohoch.**

Para el caso Nohoch el inicio de la explotación del yacimiento fue, en julio de 1979, iniciando su producción, con el pozo 2095, en esa misma fecha con una producción promedio de 6000 BPD.

- **Dimensiones originales y finales de la maya de simulación**

La integración fidedigna de información geológica, geofísica y de los fluidos para ser utilizada en un diseño del modelo composicional de simulación de Nohoch, es el resultado de todo un proceso de planeación, recopilación, análisis y selección de datos en el que están involucrados, especialistas en perforación, sismología, registros geofísicos, geológicos, de investigación, geoestadística e ingeniería de yacimientos, en donde se involucró análisis con métodos de balance de materia, petrofísica, PVT, prueba de pozos, ingeniería de producción, ingeniería económica, entre otros.

El modelo consta por una serie de bloques que van a construir una malla de simulación constituida de 42X41X46 que viene a ser la malla original, realizada para las regiones de Kutz, Akal, Nohoch y Chac (1-5, 2-6, 3-7, 4-8). El modelo, fue reducido para nuestro estudio, para Nohoch y Chac, el motivo por el cual se determinó dejar ambas regiones (3-7, 4-8 respectivamente), es para no perder totalmente el ajuste, que hasta la fecha se tiene de las cuatro regiones; de esa manera se seleccionó por medio del keyword "ACTNUM" las celdas que se deberían dejarse activas, para la simulación del campo, cuyas dimensiones quedaron reducidas a 14X22X46, es decir, que de 79212 celdas que se tenían originalmente ahora sólo se manejará para el estudio 14168 celdas.

Las fallas geológicas que están consideradas en el modelo de Nohoch, son básicamente las que separan a Nohoch de Akal y de Chac, éstas fallas aparte de estar consideradas como fronteras físicas al flujo de los fluidos en los yacimientos, también son consideradas como límites en los procedimientos de interpolación. La representación correcta de las fallas en este modelo, es esencial para proporcionar resultados acertados a la interpolación.

El acuífero que considera el modelo, es de tipo analítico, y esta definido para cada región, es decir, considera acuífero para Nohoch y Chac.

- **Método de solución FULLIMP (Totalmente implícito)**

Este Keyword se activa en el modelo para que los esquemas de solución a las ecuaciones diferenciales parciales, tengan una mayor estabilidad y precisión de las soluciones a proporcionar. En general se puede afirmar que entre más implícito sea el esquema de solución, se logrará una mayor estabilidad, por lo tanto, se podrán utilizar intervalos de tiempos mayores. Desafortunadamente, entre más implícito sea un esquema, mayor será el grado de dificultad para resolverlo. El esquema implícito es el que involucra mayor esfuerzo de computo, para alcanzar la solución de un nivel a otro.

- **Tipo de yacimiento: Naturalmente fracturado.**

Para el caso del campo Nohoch, las características del yacimiento, definen que es de tipo naturalmente fracturado, por lo que el modelo considera el Keyword DUALPORO.

- **Ecuación de estado utilizada en el modelo composicional de Nohoch.**

Para el campo Nohoch, existe un PVT composicional realizado por la compañía Core Lab, éste PVT corresponde al pozo 2075, inicialmente, para el presente trabajo, se pretendía realizar un ajuste de una ecuación de estado que se pudiera manejar para todos los escenarios en la simulación composicional, pero al intentar ajustarla con una serie de ejercicios en el paquete de Eclipse PVTi, y al realizar la regresión, ésta mostró mucha inconsistencia, principalmente en la R_s , motivo por el cual se determinó no utilizar esta información, tomando la ecuación de estado, resultado del estudio realizado para el campo akal. (M.I. Alfredo León García).

La selección de las muestras representativas como fluidos originales para el campo Akal, fueron de los pozos :

- Cantarell 94 tomada el 15/09/78 a una profundidad de 1246 mvbnm.
- Cantarell 57 tomada el 30/09/78 a una profundidad de 2477 mvbnm.
- Cantarell 82 tomada el 21/04/79 a una profundidad de 2572 mvbnm.
- Cantarell 8 tomada el 15/04/80 a una profundidad de 2062 mvbnm.
- Cantarell 2011 D tomada el 06/05/80 a una profundidad de 2260 mvbnm.

Básicamente, la validación se sustento mediante la comparación de los errores relativos, entre la representatividad de propiedades mediada en el laboratorio y las calculadas del ajuste individual de la ecuación de Peng-Robinson.

De acuerdo a un análisis realizado por personal altamente calificado, se determinó que la mejor muestra que maneja una ecuación de estado que reproduce aceptablemente las propiedades PVT de las otras muestras, fue del pozo Cantarell 8.

Como parte del estudio el IFP (Instituto Francés del Petróleo) realizó una serie de ejercicios con los paquetes PVTi de Eclipse y PVT de Petroleum Experts, donde se concluyó que no es posible, en forma natural, partiendo de una ecuación de estado ajustada, sólo para trazas de N_2 , reproducir el comportamiento de las muestras con alto contenido de N_2 .

A partir de este estudio, se determinó la estrategia para la generación de la ecuación de estado, la cual incluyó considerar una sola ecuación de estado para todo el proceso, es decir, el de agotamiento natural y mantenimiento de presión; se definió el mejor agrupamiento en pseudocomponentes y asignó factores de peso en función de aquellas propiedades de mayor relevancia en el proceso, y de lo obtenido durante la validación de las muestras a utilizar, para minimizar el error relativo promedio. (Dr. José Luis Sánchez

Bujanos).

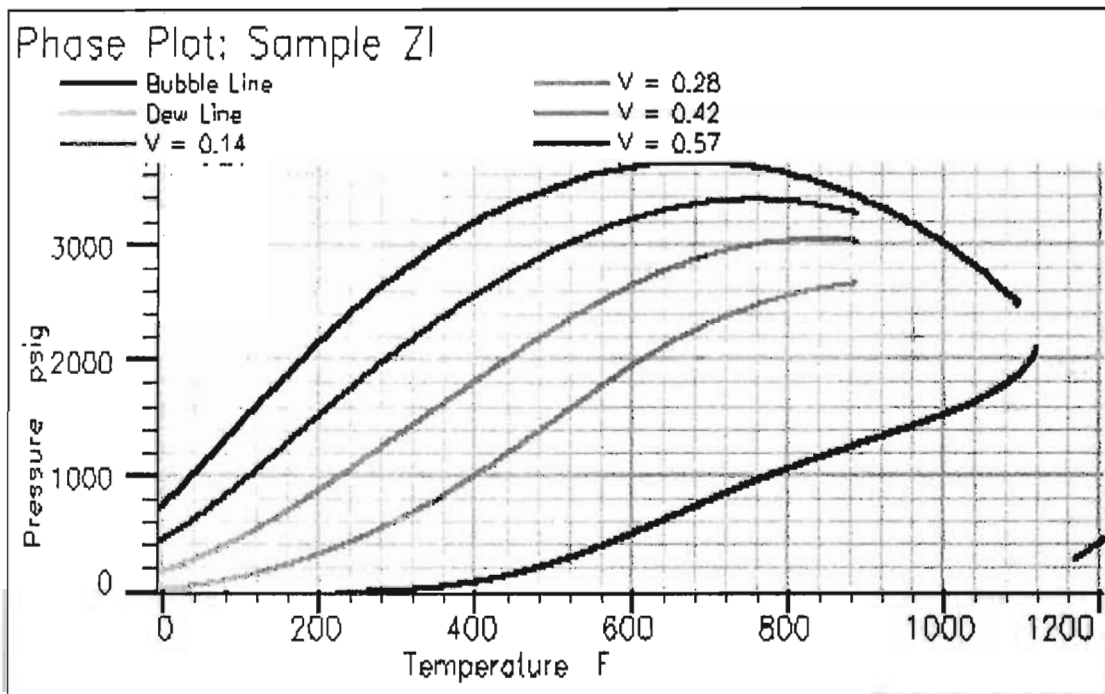
Por consiguiente la validación de resultados obtenidos, se definió con personal experto de Eclipse en caracterización de fluidos.

El número original de componentes de las muestras fue de 24, las cuales se agruparon en 6 pseudocomponentes definidos de la siguiente manera:

- GRP1 = N_2
- GRP2 = C_1
- GRP3 = CO_2, H_2S, C_2 y C_3
- GRP4 = iC_4, nC_4, iC_5, nC_5 y C_6
- GRP5 = $C_7, C_8, C_9, C_{10}, C_{11}, C_{12}, C_{13}, C_{14}, C_{15}, C_{16}, C_{17}$ y C_{18}
- GRP6 = C_{19+}

Para el ajuste de la viscosidad se utilizó la correlación de **Lohrenz-Bray-Clark**.

Figura: Envolvente de fases del pozo C-8 @ 187°F y $P_c = 2534.84$ psia



- **Tipo de desplazamiento**

El siguiente modelo considera al aceite, gas, agua y gas disuelto, así mismo también, el mecanismo de drenaje gravitacional, que es uno de los más eficientes para explotar un yacimiento de aceite, para que éste mecanismo actué en forma sustancial en la recuperación de aceite, es necesario en algunos casos, restringir el ritmo de producción.

Sin embargo, si la permeabilidad vertical es alta, el aceite es de baja viscosidad y el echado es pronunciado o las formaciones de gran espesor, entonces no se debe de esquivar el mecanismo de drene gravitacional; este puede prevalecer aun cuando los gastos sean altos.

Las consideraciones para utilizar este mecanismo están fundamentadas en que el yacimiento está bien comunicado verticalmente, lo que permite que los gradientes de presión, en el casquete de gas (presumiblemente para Nohoch ya generado), y en la zona de aceite, sean prácticamente constantes.

También al explotar el yacimiento, se desarrolla un casquete de gas, este desarrollo obedece esencialmente a la segregación de gas liberado por efecto de la variación de la presión con la profundidad, que ocasiona que la presión de burbuja se alcance primero en la parte superior del yacimiento, por lo general la producción de aceite se obtiene de la parte inferior del yacimiento, en la que se tiene aceite bajo saturado. Por lo tanto la relación gas aceite, producida es igual a la razón de solubilidad.

- **Tensión interfacial.**

En un medio poroso, las características del flujo y distribución de los fluidos residentes, están determinados por las interacciones entre la roca y las diferentes fases presentes. Entre las interacciones más comunes se tienen la tensión interfacial, mojabilidad, presión capilar entre otros.

El carácter multifásico de los fluidos residentes en una formación productora, genera un sin número de interfaces agua aceite y agua gas, estas interfaces actúan como fronteras o superficies de separación entre fases. Físicamente, una interfase es una membrana elástica bajo tensión que resulta de un desequilibrio de las fuerzas de atracción de moléculas de fluido que se encuentran en la interfase, con respecto a las moléculas ubicadas en el fluido principal, esta tensión que es característica de cada fase se denomina tensión interfacial.

La tensión interfacial también es función de la presión y temperatura, en general, experimentalmente se observa que para dos fases fluidas agua aceite la tensión interfacial disminuye al aumentar la tensión o la temperatura. En general se observa que la variación es más fuerte con respecto a la temperatura, la tensión interfacial puede ser interpretada como una medida de solubilidad entre dos fases fluidas.

A medida que la tensión interfacial disminuye con el aumento de presión, la solubilidad mutua entre las fases aumenta, e incluso cuando se alcanza la presión crítica, se obtiene una miscibilidad total es decir desaparece la interfase.

- **Recursos utilizados:**

El equipo de computo utilizado para las corridas correspondientes al modelo composicional, se realizó a través de terminales Silicón Grafic, ubicadas en el piso 11 de la Torre Ejecutiva de Petróleos Mexicanos de la STDP y conectadas a la Región Marina Noreste en la dirección " halach" la cual cuenta con 32 procesadores de los cuales sólo se utilizaron cuatro, en paralelo para las corridas del modelo utilizado para el trabajo terminal.

- **Propiedades de los fluidos:**

En la sección PROPS, se incluyen dos archivos, correspondientes a la saturación de líquidos, permeabilidades relativas al aceite y gas, presiones capilares de las fases aceite-gas, agua-aceite, determinando las curvas de drene e imbibición para la matriz y tablas para fractura.

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos en el modelo van ayudar a llevar a cabo una evaluación de reservas que se tiene en el yacimiento, así mismo, para realizar estudios de predicción del comportamiento del campo Nohoch. Las propiedades petrofísicas consideradas en el modelo, están básicamente marcadas por tres conceptos, el primero es la capacidad de almacenamiento definida por la porosidad, el segundo la capacidad de transmisión de los fluidos definida por la permeabilidad y la tercera por la forma de llenado del almacenamiento, definida por la saturación de fluidos. Básicamente los métodos empleados para la determinación de estos parámetros son los realizados en el laboratorio, que viene a ser los métodos directos, se basan en mediciones efectuadas sobre muestras provenientes de las formaciones productoras del campo Nohoch es decir los núcleos, y los registros geofísicos que viene a ser los métodos indirectos, esto proporciona la información requerida del análisis de los registros tomados en los pozos de éste campo.

En lo que se refiere a la presión capilar, se utiliza como indicadores de la saturación de agua del yacimiento. También proporciona considerable información sobre la geometría porosa de la roca; Permite caracterizar los tipos de roca y defirenciar la formaciones

productoras de las no productoras. En la cuantificación del fenómeno de sudación (en las pruebas de imbibición, los efectos gravitacionales no se cuantifican, debido al tamaño reducido de las muestras. Cuando estos efectos son importantes, el portanúcleos puede colocarse en una centrífuga. En este caso la velocidad de la centrífuga se controla, para reproducir la razón de fuerzas gravitacionales a capilares. El efecto combinado de estas fuerzas se conocen como sudación) es indispensable conocer la presión capilar necesaria para iniciar la penetración de un fluido no mojante en el medio poroso de un elemento matricial. La presión de penetración se emplea también en la determinación del ángulo de contacto.

El modelo considera una compresibilidad de la roca del orden de $3.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para la matriz y de $6.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para la fractura.

- **Información general.**

Los datos de equilibrio usados en el modelo son principalmente la profundidad del plano de referencia determinado a 8202 ft, equivalente a 2,500 mvbnm, la presión promedio del campo Nohoch, al mismo plano de referencia es de 3972.42 psi, equivalente a 279.2 Kg/cm^2 , un contacto agua aceite definido a la profundidad de 9750 ft, equivalente a 2971 mV. y una profundidad del contacto gas aceite de 6889 ft. equivalente a 2100 mV.

- **Salida de resultados.**

En la sección SUMMARY, se especificó al modelo todas las salida de información requerida para el análisis de cada corrida, entre las variables solicitadas se tiene: presión, producción de agua, gas y aceite por pozo y por campo, saturaciones de fluidos en el yacimiento, volúmenes originales, acumuladas de producción, producciones de gas y agua, gastos de inyección, entre otros.

- **Producción y estado de pozos.**

En la sección SCHEDULE del modelo de aceite negro del campo Nohoch y Chac, se acondicionó con los keywords respectivos para el modelo composicional, además fue actualizado, al mes de enero del 2001, la actualización comprendió básicamente la asignación de producción para sólo 5 pozos productores y un inyector de nitrógeno este último ubicado en dos zonas estratégicas del campo con

el objetivo de realizar dos ensayos con diferente posición en el campo Nohoch y 3 pozos productores para el campo Chac.

Lo concerniente a las reparaciones de pozos se consideraron dos archivos SCHEDULE, en la que se determinó para el primer caso, la reparación realizada en el archivo del modelo de aceite negro y el segundo consideró una profundización mayor para los mismos pozos, reparados en ese archivo.

Para los modelos de predicción, se utilizaron tablas hidráulicas que son usadas básicamente para simular el comportamiento de flujo de los fluidos a través de la tubería de producción, esto es requerido con el fin de acoplar las presiones de cabeza y de fondo fluyendo de los pozos, a las cantidades de aceite, agua y gas producido por estos. El análisis del comportamiento hidráulico de los pozos tiene como objetivo ajustar la historia de presión y producción de los yacimientos para llevar a cabo las primeras predicciones y calibrar el comportamiento de afluencia de los fluidos producidos respecto a la capacidad de transporte de las tuberías por donde fluyen, desde la boca del pozo hasta las tuberías del centro de recolección y almacenamiento.

El hecho de incluir tablas hidráulicas en el modelo composicional de Nohoch es que refiere un sistema matricial formado con datos de presión de fondo fluyendo, presión en la cabeza del pozo, corte de agua, relación gas aceite (RGA), gasto de aceite, que al aplicarle un modelo matemático, será capaz de representar el comportamiento de flujo de los fluidos producidos por el yacimiento, a lo largo del sistema de tuberías que comprenden las instalaciones de producción del complejo.

Para los modelo de predicción se construyó un archivo RESTART, el cual tiene como objetivo minimizar los tiempos de procesamiento de computo para así realizar más corridas y de esa manera tener la comparación entre ellas, que determinarán el mejor esquema de explotación para el campo Nohoch.

VII.3 AJUSTE DEL MODELO.

Tomando al ajuste el modelo realizado con el simulador numérico Eclipse 100 aceite negro, se convirtió a un modelo composicional E-300, en el cual se manejarán seis pseudocomponentes, incluyendo el nitrógeno, componente clave para la realización del pronóstico con inyección de este gas.

Las corridas realizadas con el simulador numérico Eclipse 300 composicional, tuvo como finalidad ajustar la presión y producción real del campo Nohoch, para que, con éste ajuste, realizar los diferentes escenarios de predicción para el campo, ver figuras 25 y 26, correspondientes al ajuste de historia, así mismo se realizó una comparación de las corridas hechas con anterioridad para el caso de aceite negro, considerando dos escenarios en los que se incluía Kutz, Akal, Nohoch y Chac, la corrida base de Nohoch y Chac, referentes al capítulo anterior. Las corridas muestran los diferentes ajustes obtenidos para cada escenario, el mejor ajuste obtenido del simulador composicional E-300 que obtiene un ajuste más apegado a la realidad, en comparación con el ajuste realizado por el simulador aceite negro E100, esto es una ventaja de suma importancia, debido a que se obtendrán predicciones con diferentes escenarios de explotación más reales y este servirá para la realización de los pronósticos.

El principal parámetro con el cual se logró el ajuste del modelo composicional a nivel yacimiento, fue el de incrementar la conectividad del acuífero entre los campos de Chac y Nohoch; para ello se realizaron alrededor de diez corridas con un tiempo aproximado de CPU de 10.5 horas cada una.

El ajustar la historia de presión producción, tiene como objetivo principal, el probar y validar el modelo composicional del yacimiento, de tal forma que el simulador reproduzca con extrema exactitud el comportamiento histórico del campo y una vez alcanzado, efectuar un pronóstico con diferentes escenarios de explotación.

El movimiento de los fluidos es un parámetro de ajuste que permite verificar y validar la descripción y mecanismos de desplazamiento de los fluidos del yacimiento.

En las figuras 27 Y 28, se muestran las secciones correspondientes al contacto agua aceite y gas aceite en los períodos de historia del campo Nohoch; en éstas figuras se puede observar que de acuerdo con los cálculos realizados por el simulador, para junio de 1979 el contacto se muestra a la profundidad de 2987 mv y a enero de 2001, a la

profundidad de 2804 mv. Es decir, que en un lapso de 21.5 años, se tiene un avance del contacto agua aceite de 8.5 mv por año; para el caso del contacto gas aceite en la figura 28 se puede apreciar que, para la etapa de predicción no se genera un casquete lo suficientemente grande para ser observado en la sección estructural de Nohoch.

En lo referente al ajuste de la producción, en la figura 26 se puede apreciar un buen cálculo realizado por el simulador, ya que reproduce la historia con muy buena exactitud, los valores de N_p calculados para 1 de enero del 2001 fueron de 540 mmbbls.

VII.4 PREDICCIÓN POR AGOTAMIENTO NATURAL

La predicción es una de las partes esenciales del estudio de simulación numérica, ya que es la única fuente que permite visualizar el comportamiento futuro ya sea del pozo o, bien, del yacimiento bajo diferentes estrategias de operación en un período de tiempo.

Efectuado el ajuste de historia de presión producción, se lanzó la corrida correspondiente a la predicción por agotamiento natural del campo Nohoch, por un período de 20 años, corridas que consideran cinco pozos productores sosteniendo las mismas producciones por pozo que se manejaron en el último período de historia.

En las figuras 29 Y 30 se aprecia un cambio significativo del comportamiento de producción al manejar uno o varios componentes en el fluido producido. En la corrida composicional, específicamente en los años 2005 y 2015, se cierran pozos debido a que para esos años los alcanza el agua, situación que no ocurre en la corrida de aceite negro, situación que define una recuperación diferente al terminó de la predicción.

En la figura 27 Y 28 se muestra el avance del contacto agua aceite para este esquema, para enero del 2001 la profundidad definida por el simulador para este parámetro, es de 2804 mv y para el 1 de enero del 2021, se tiene a una profundidad de 2621 mv; el avance por año es de alrededor de 8.7 mv por año; para el caso del contacto gas aceite, el simulador no muestra indicios de gas en la sección estructural, lo que sí es cierto es que si se formó un casquete de gas éste es pequeño, localizado en algún otro punto alto de la estructura del campo.

VII.5 PREDICCIÓN CON REPARACIÓN DE POZOS

Una de las partes integrales de la vida productiva de los yacimientos es sin duda la reparación y mantenimiento de los pozos productores, el fin de mantenerlos en condiciones óptimas de producción lo cual implica una explotación eficiente del yacimiento.

La corrida en Eclipse 300 se llevó a cabo con las mismas reparaciones en los intervalos de los pozos realizadas con el modelo de aceite negro, comparativamente entre ambas corridas para este último caso, mostró que el manejar más de un componente en los fluidos producidos implica tener una mayor recuperación de hidrocarburos, esto es, para 21 años de predicción el factor de recuperación para el caso de aceite negro es del 43%, mientras que para ese mismo esquema con el modelo composicional este factor se incrementa al 48%, es decir que tan solo por utilizar dos modelos diferentes, existe una variación de un 5% y que representa 80 MMBLS, lo cual impacta significativamente ya que esto implica mayor beneficio económico.

En base al análisis realizado con la corrida anterior, se determinó profundizar aun más los pozos productores, para el caso del modelo composicional con el objeto de poder evaluar el comportamiento de presión producción con objetivos; 1°) el incremento adicional de producción con este esquema, 2°) inyección de nitrógeno al campo, tratando de alejar aun más los pozos productores del contacto gas aceite. Bajo estas consideraciones, se lanzó la corrida, ahora, para este nuevo escenario, el comportamiento de presión y de producción, fue más significativo, debido a que, ahora el factor de recuperación se incremento a un 47%, es decir un 1% por el simple hecho de bajar los intervalos productores. Las figuras 31, 32 y 33 muestra como es posible mantener una declinación más uniforme de presión y producción manejando diferentes esquemas, lo que implica un análisis de sensibilidad mas detallado que permita visualizar los diferentes escenarios de producción y facilite el mejor esquema de explotación del campo.

En cuanto al avance del contacto agua aceite, solo se realizó el análisis al segundo esquema, es decir en el que se profundizaron los disparos y se obtuvo mayor

recuperación, para este caso el avance del contacto agua aceite fue de 244 mv en 20 años, es decir que se tuvo un avance de 12.2 mv por año.

En cuanto al contacto gas aceite, el simulador no muestra indicios de gas para este periodo, lo que si se requiere es realizar un estudio mas minucioso de este parámetro para verificar la existencia de un pequeño casquete que se sospecha existe.

VII.6 PREDICCIÓN CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Definida la conveniencia de utilizar un gas para el mantenimiento de presión al campo Nohoch se analizará la opción de inyectar nitrógeno como alternativa de explotación. Aunque es cierto que es necesario realizar predicciones inyectando gas natural, gas de combustión y bióxido de carbono para estudiar en cada uno de ellos sus efectos en el campo así como la factibilidad de ser candidatos a considerarse y tener aun más parámetros de comparación que permita definir que proceso es mas costoso, disponible, seguro y que efectos tendrá sobre el medio ambiente entre otros para poder seleccionar el mas adecuado para las características del campo.

Por el momento basándonos en la aplicación del proceso de inyección de nitrógeno en el campo Akal de este mismo complejo y considerando que tendremos una disponibilidad ilimitada de nitrógeno, se estableció que este gas es la mejor opción en cuanto a inyección de gas se refiere.

Para el presente trabajo se pretende realizar la inyección de nitrógeno a través de un solo pozo inyector que tendrá que ser perforado en la cima de la estructura del yacimiento ubicado estratégicamente evitando la irrupción prematura de gas a los pozos productores, análisis que se llevará a cabo con simulación numérica utilizando Eclipse 300.

La inyección de nitrógeno se pretende iniciar el segundo semestre del año 2003, y se considera conveniente manejar los esquemas de reparación utilizados anteriormente en Eclipse 100 y tres escenarios de inyección (10, 20 y 60 MMPCD) con el objetivo de poder evaluar el gasto óptimo de inyección para el mejor esquema de explotación.

La primera corrida de predicción con inyección de nitrógeno considera cinco pozos productores y un pozo inyector, con un gasto de inyección constante de 20 MMPCD en todo el período de predicción, así mismo considera también el mejor esquema de

reparación ensayado con el simulador composicional, para este escenario se realizarán dos corridas con y sin el fenómeno de difusión.

VII.6.1 Efectos de la difusión molecular.

Uno de los fenómenos de mayor importancia y considerados en la simulación de yacimientos naturalmente fracturados, es sin duda la difusión molecular del nitrógeno, la difusión es definida básicamente como la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición; es decir no existe movimiento y entonces los dos fluidos se difunden uno a otro pero ninguno se desplaza; es bien sabido que es un fenómeno poco estudiado desde el punto de vista tanto teórico como experimental. Cuando se inicia la inyección de nitrógeno al yacimiento y este entra en contacto con el aceite ocurren una serie de fenómenos de difusión muy complejos por lo que es necesario realizar estudios experimentales para entender su comportamiento en ese tipo de yacimientos; algunos experimentos realizados han mostrado que la difusión es un proceso en el que el nitrógeno se difunde en el aceite o bien los componentes ligeros del aceite tienden a vaporizarse y a difundirse en el nitrógeno, la magnitud y la rapidez de estos fenómenos dependen en gran medida de la presión, temperatura y de la composición del sistema aceite-nitrógeno.

Para la corrida efectuada en Eclipse 300 para el caso de la inyección de 20 MMPCD, se consideró realizar los escenarios con y sin difusión, las figuras 36 y 37 muestran en el comportamiento de presión y la producción el fenómeno de difusión, no muestran cambios significativos, por ello se determinó que para las corridas correspondientes a la inyección de nitrógeno, con 10 y 60 MMPCD, se debería considerar la difusión, que es el caso más crítico en que impactaría un incremento de la producción.

Para las corridas realizadas para el presente trabajo donde se maneja y no el fenómeno de difusión y el cual no muestra ninguna variación aparentemente en las corridas realizadas, se recomienda realizar corridas adicionales en donde se manejen mayores gastos de inyección, en estos casos podríamos observar mejor los efectos del fenómeno, por restricciones de tiempo solo se pudo realizar una corrida en la que se

involucran ambas opciones, desafortunadamente, se manejó un gasto bajo que implicó no poder analizar el efecto que tendría dicho fenómeno.

VII.6.2 Esquema de inyección de 20 MMPCD de N₂ a Nohoch.

Para este escenario, se puede apreciar en las figuras 36 y 37, la comparación con la corrida de agotamiento natural del campo, un incremento sustantivo de producción es fácilmente apreciable el cual es del orden de 110 MMBLS. para el final del periodo de predicción, es decir que el factor de recuperación para el esquema de inyección de 20 MMPCD de N₂ según el simulador es de 49% mientras que para el de agotamiento natural es de tan solo de 44%, esto significa un 5 % mas por el simple hecho de inyectar 20 MMPCD de nitrógeno en la cima de la estructura del yacimiento Nohoch.

En cuanto al avance del contacto agua aceite, este fue de 183 mv en 20 años, es decir que se tuvo un avance de 9.15 mv por año, lo que quiere decir que inyectando N₂ al yacimiento se tiene una disminución del avance del contacto agua aceite del orden de 2.7 mv por año.

En cuanto al contacto gas-aceite, el simulador muestra para el fin del período, un contacto a la profundidad de 2316 mv, indicativo de que es eficiente la inyección del gas.

VII.6.3 Esquema de inyección de 10 MMPCD de N₂ a Nohoch.

Para el escenario en el que se considera inyectar al yacimiento 10 MMPCD, el simulador nos arrojó, un comportamiento de presión y producción mas uniforme tal como se muestra en la figura 38, es evidente que al realizar la comparación con el esquema de agotamiento natural del campo, la inyección de nitrógeno a un gasto de 10 MMPCD es el más atractivo debido que mantiene una plataforma de producción de 80,000 BPD sostenido por 19 años con tan solo cinco pozos, manteniendo una declinación de presión uniforme alcanzando al final del período 140 Kg/cm² un poco menor que la del agotamiento natural pero significativa por su alta productividad.

La figura 38 muestra que en comparación con la corrida de agotamiento natural del campo, el incremento de producción es importante ya que es del orden de 140 MMbbls. para el final del periodo de predicción, es decir que el factor de recuperación para el esquema de inyección de 10 MMPCD de N_2 , es del 51% mientras que para el de agotamiento natural, es de tan solo de 44%, esto significa un 7 % más, por el simple hecho de inyectar 10 MMPCD de nitrógeno en forma continua en la cima de la estructura del yacimiento Nohoch.

En cuanto al avance del contacto agua aceite, este fue de 2560 mv en 20 años, es decir que se tuvo un avance de 12.2 mv por año, lo que quiere decir que inyectando 10 MMPCD de N_2 al yacimiento se tiene una disminución del avance del contacto agua-aceite con respecto al del agotamiento natural de 2.7 mv por año.

En cuanto al contacto gas aceite, el simulador muestra para el fin del periodo una profundidad de 2256 mv, indicativo de que el contacto es detenido por la inyección de nitrógeno.

VII.6.4 Esquema de inyección de 60 MMPCD de N_2 a Nohoch.

Para el escenario en el que se considera inyectar al yacimiento 60 MMPCD, el simulador nos proporcionó como resultado un comportamiento de presión anómalo ya que en el momento que se inicia la inyección se represiona incrementado hasta 210 Kg/cm² la presión del yacimiento, en tanto la producción se mantiene sostenida a razón de 80,000 BPD por un lapso de 9 años, a partir de ahí la producción cae de forma escalonada debido a cierre de pozos por irrupción de gas, tal como se muestra en la figura 41, es evidente que al realizar la comparación con el esquema de agotamiento natural del campo, la inyección de nitrógeno a un gasto de 60 MMPCD no es el más atractivo, debido a que se obtiene una mayor recuperación con agotamiento natural que con la inyección de 60 MMPCD al yacimiento, si bien es cierto que la presión tiende a incrementarse, pero la producción no tiene reflejo significativo.

La figura 41 muestra que en comparación con la corrida de agotamiento natural del campo, no existe incremento de producción ya que se obtiene un acumulado de producción para el periodo de predicción del orden de 900 MMbbls, es decir que el

factor de recuperación para el esquema de inyección de 60 MMPCD de N_2 , es del 43% mientras que el de agotamiento natural es de 44%, esto significa una reducción del factor de recuperación de -1 % por el simple hecho de inyectar 60 MMPCD de nitrógeno en forma continua en la cima de la estructura del yacimiento Nohoch.

En cuanto al avance del contacto agua aceite, este fue determinado a 2682 mv en 20 años, es decir que se tuvo un avance de 6.1 mv por año, lo que quiere decir que inyectando 60 MMPCD de N_2 al yacimiento se tiene una disminución del avance del contacto agua aceite del orden con respecto al del agotamiento natural de 6.4 mv por año.

En cuanto al contacto gas aceite, el simulador muestra para el fin del periodo una profundidad de 2316 mv.

VII.6.5 Comparación de los esquema de inyección de N_2 al campo Nohoch

La figura 42 y 43 muestra la comparación de cada corrida desde el modelo Meyvo hasta el modelo composicional E300, para el ajuste, predicción por agotamiento natural, reparación de pozos (dos escenarios), y cada etapa de inyección, considerando 20 MMPCD de N_2 con y sin difusión, inyección al campo de 10 y 60 MMPCD de N_2 ; de todos ellos, el mejor esquema de producción observado más atractivo, es el de inyectar 10 MMPCD de forma continua, en la cima del yacimiento, por un periodo de 20 años, así pues, el factor de recuperación para éste esquema, será de 51 %, es decir un +/- 7% de producción, que si manejaríamos el esquema de agotamiento natural del campo Nohoch.

Uno de los principales análisis que es conveniente realizar, es el del análisis de los contactos de agua-aceite y de gas-aceite para cada escenario de predicción, tal como se muestra en la figura 44, de aquí se obtiene la ventana óptima de producción para el yacimiento y así perfeccionar la programación de pozos a reparar.

**FIGURAS DEL
CAPITULO
VII**

ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

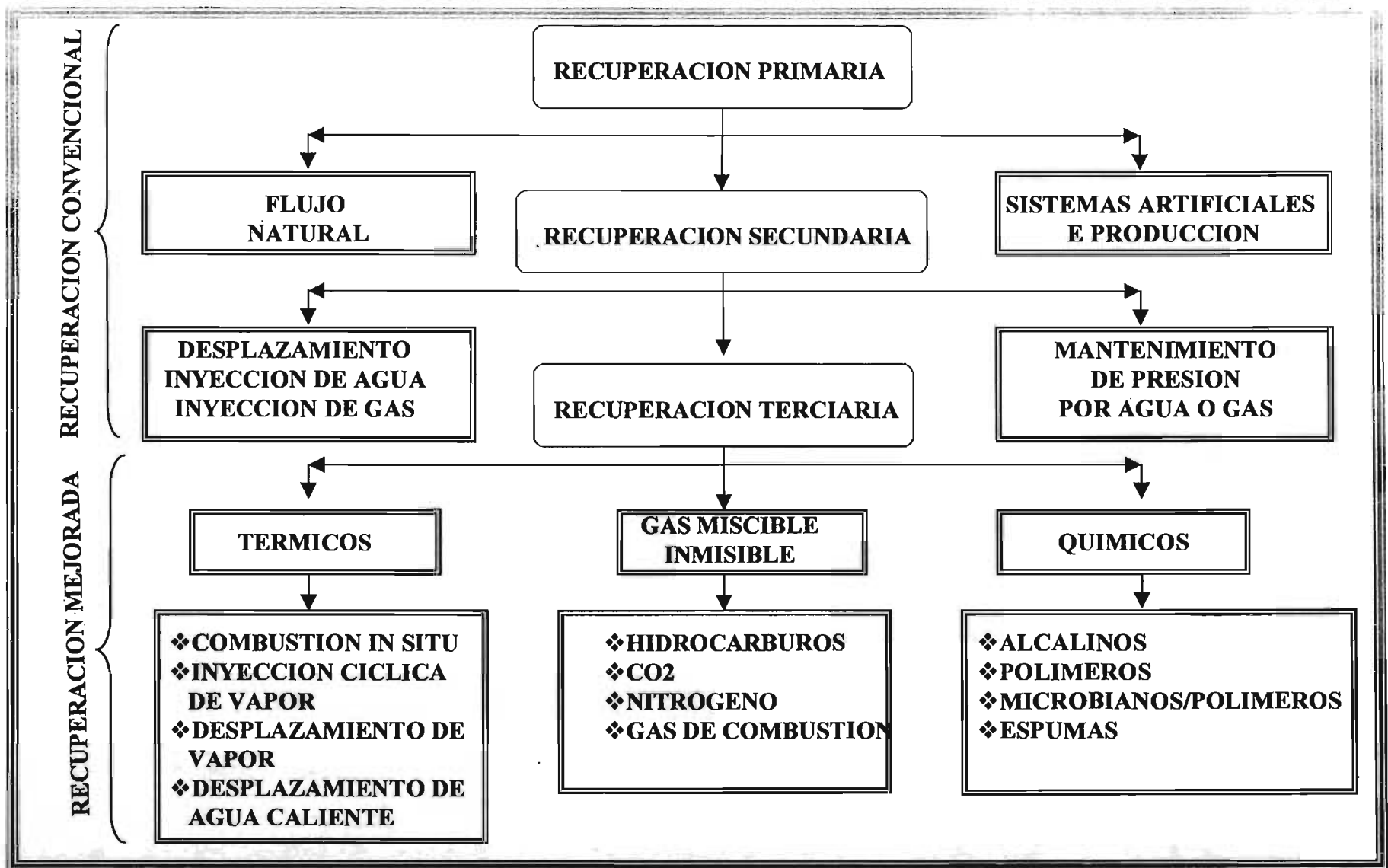


Figura No. 24

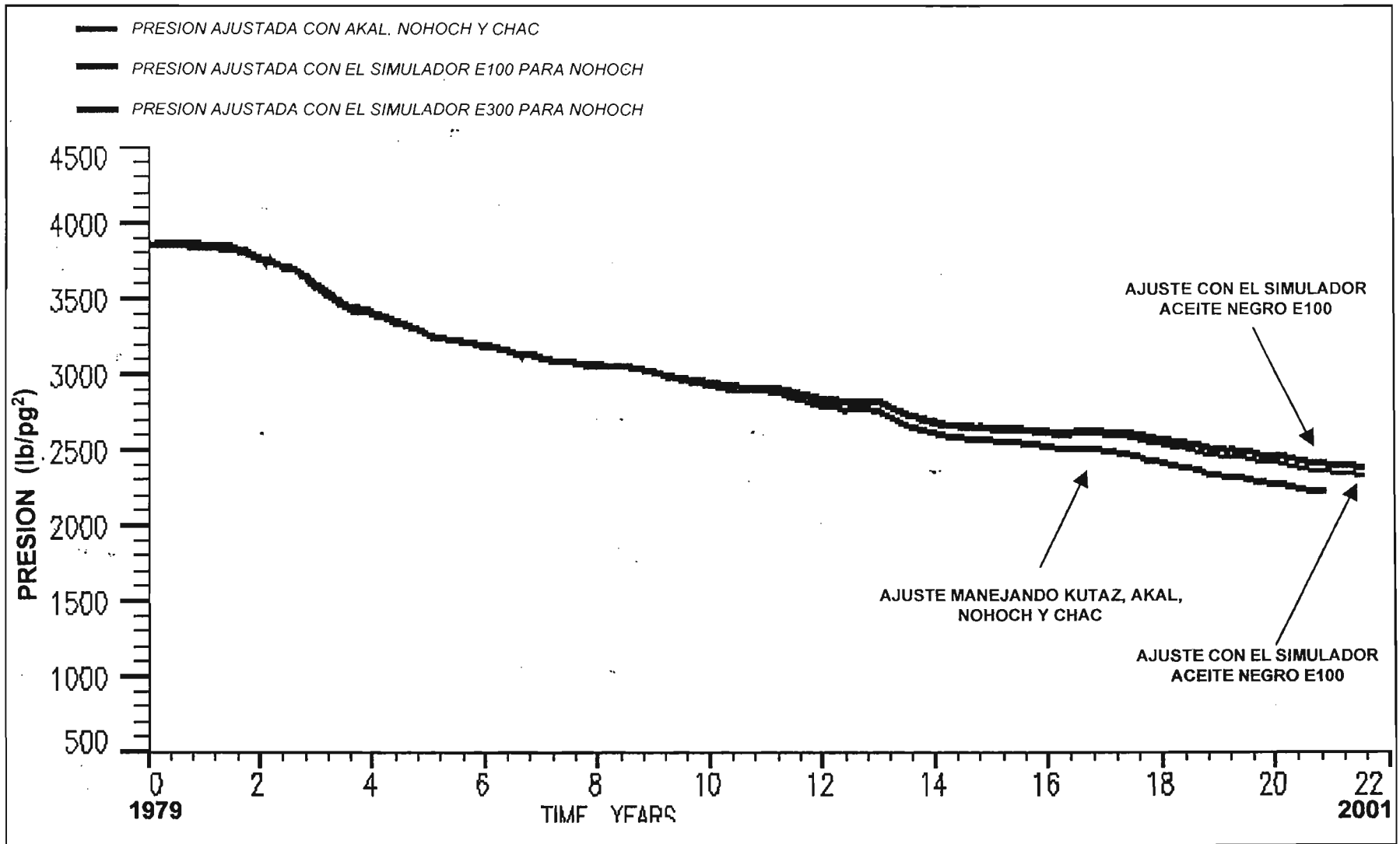


Figura No. 25 AJUSTE DE PRESIÓN DEL CAMPO NOHOCH CON E300

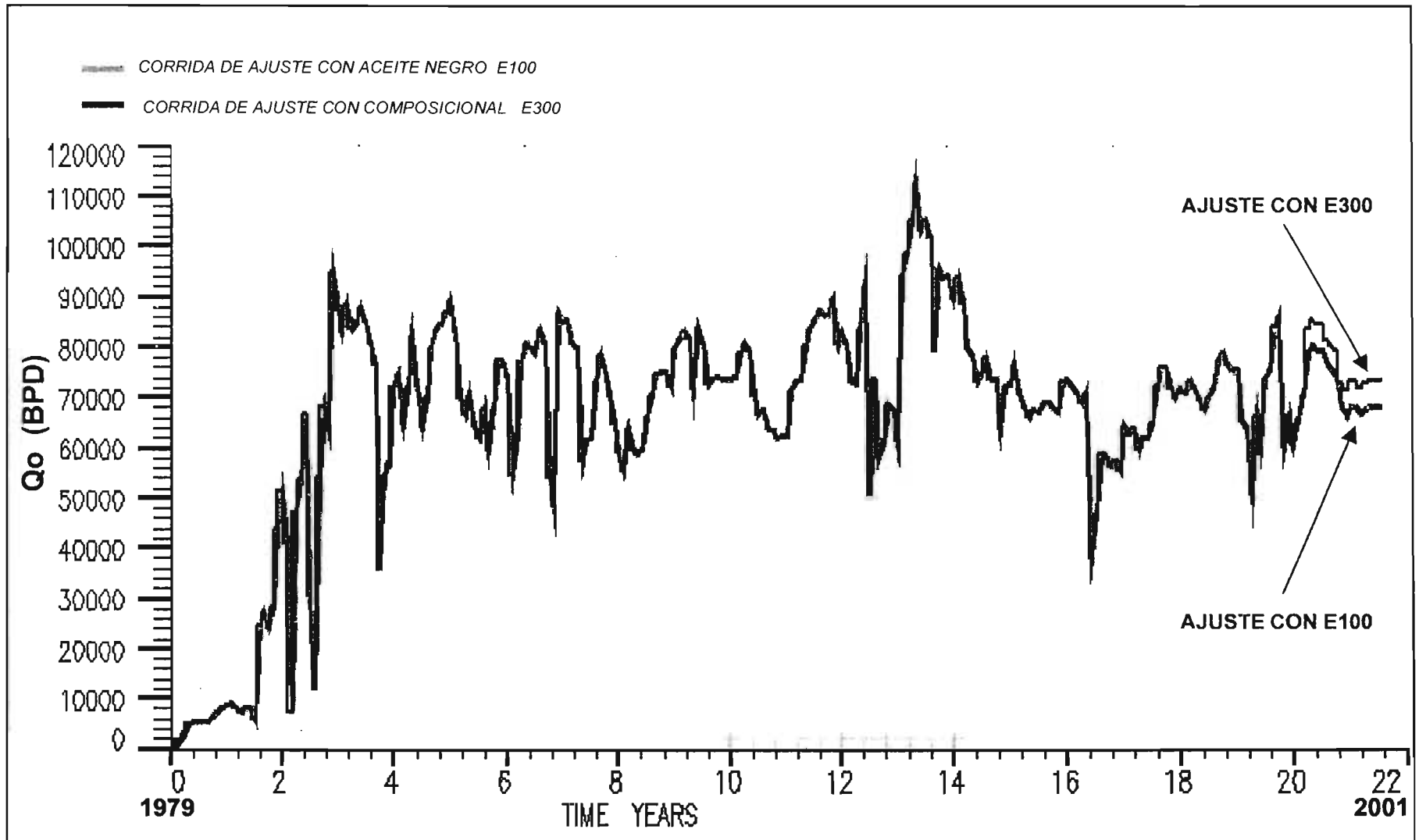


Figura No. 26 AJUSTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO NOHOCH CON E300

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

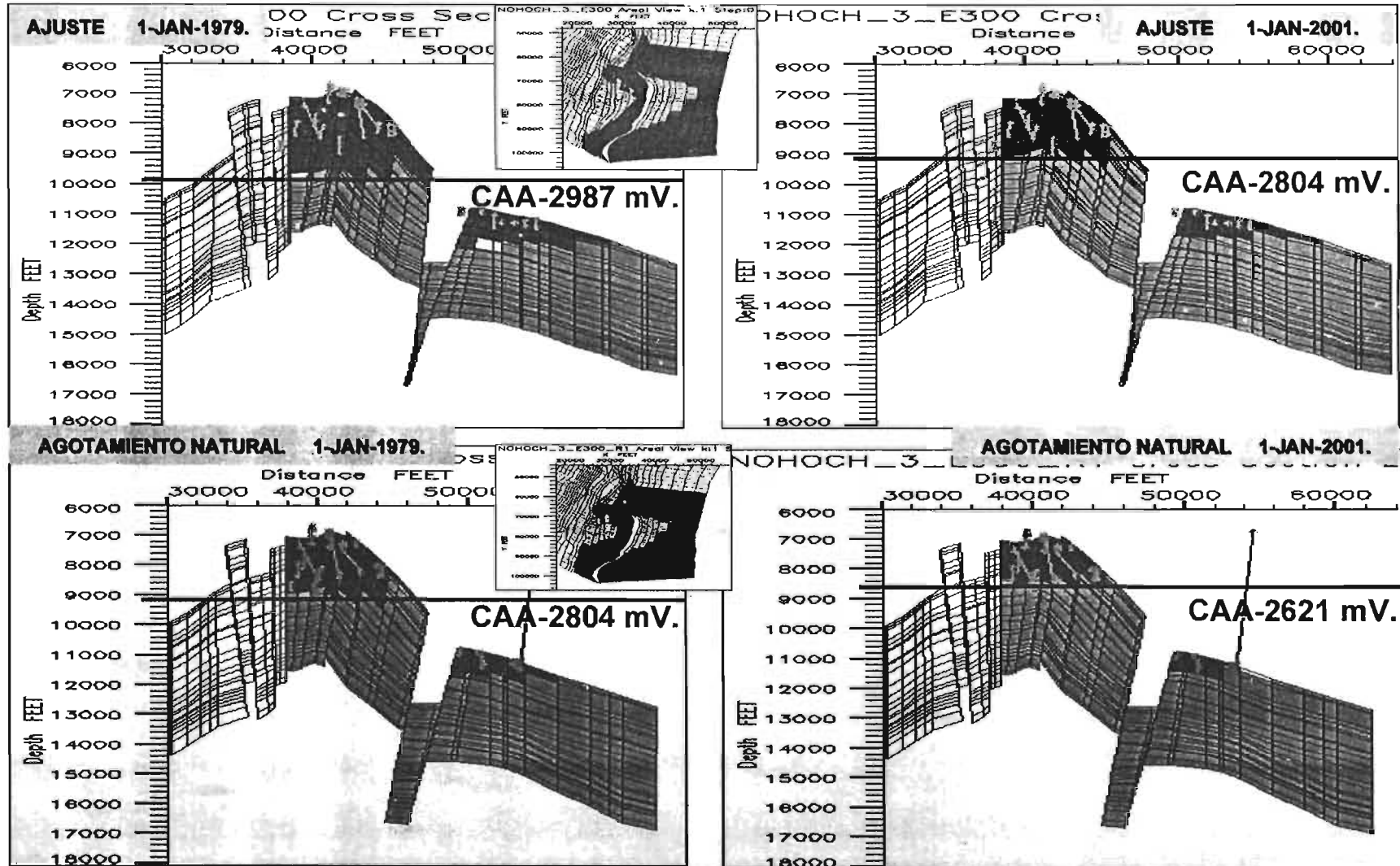


Figura No. 27 : CORRIDA CON ESQUEMA DE AJUSTE Y AGOTAMIENTO NATURAL

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO GAS ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

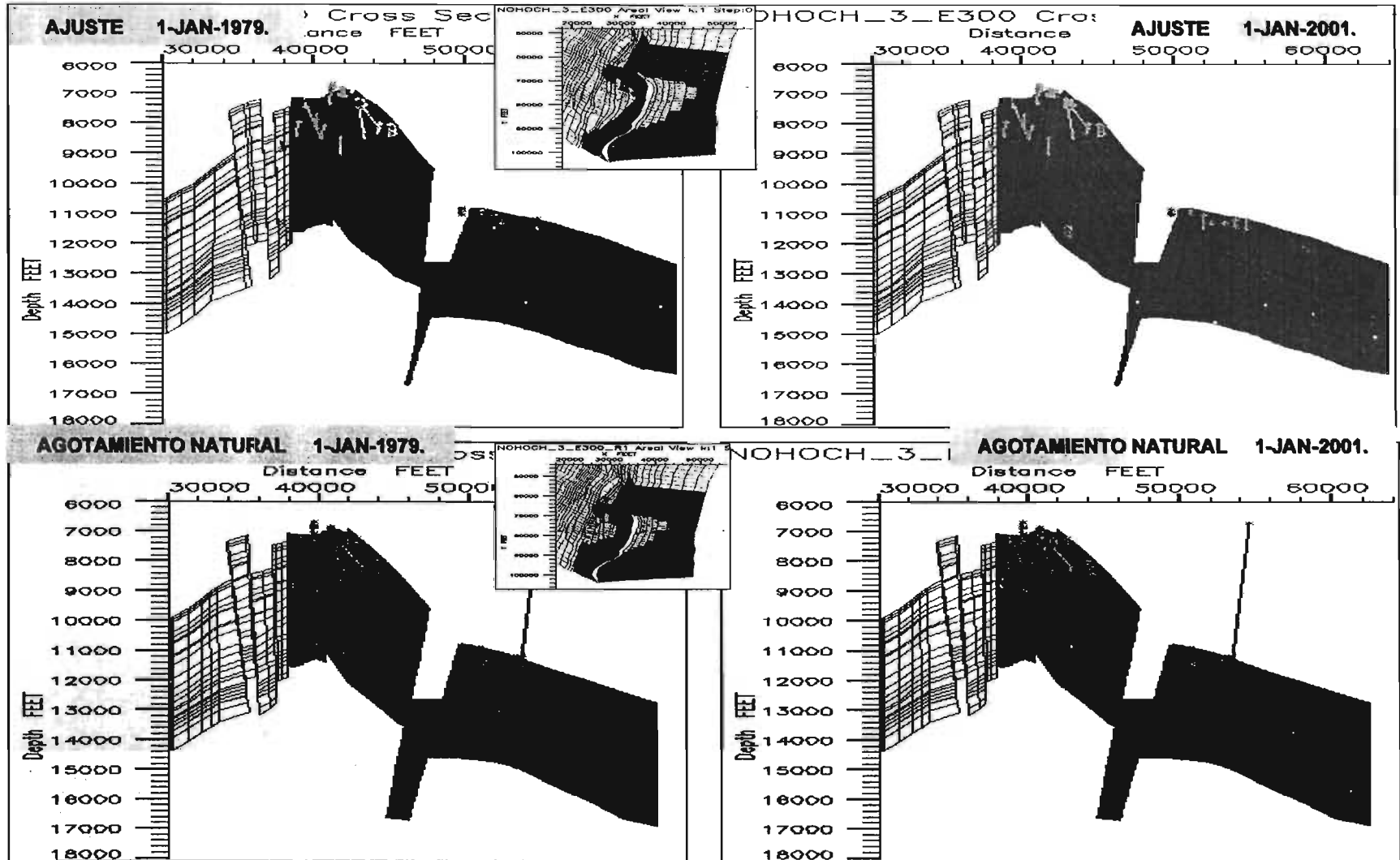


Figura No. 28 : CORRIDA CON ESQUEMA DE AJUSTE Y AGOTAMIENTO NATURAL

CORRIDA REALIZADA CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL PARA EL ESCENARIO AGOTAMIENTO NATURAL

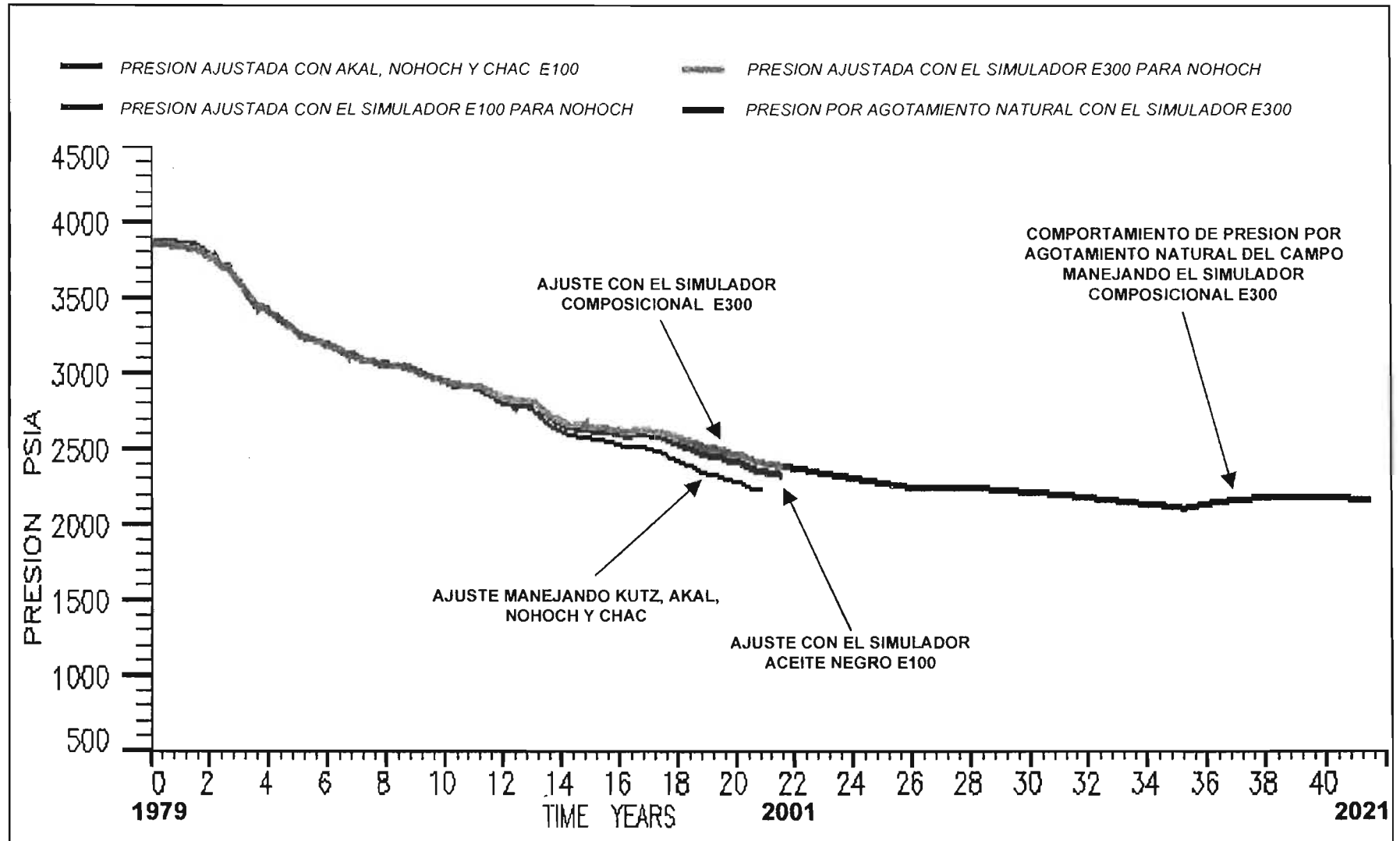


Figura No. 29 CORRIDA PARA AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO NOHOCH

**CORRIDA REALIZADA CON EL SIMULADOR COMPOSICIONAL
PARA EL ESCENARIO AGOTAMIENTO NATURAL**

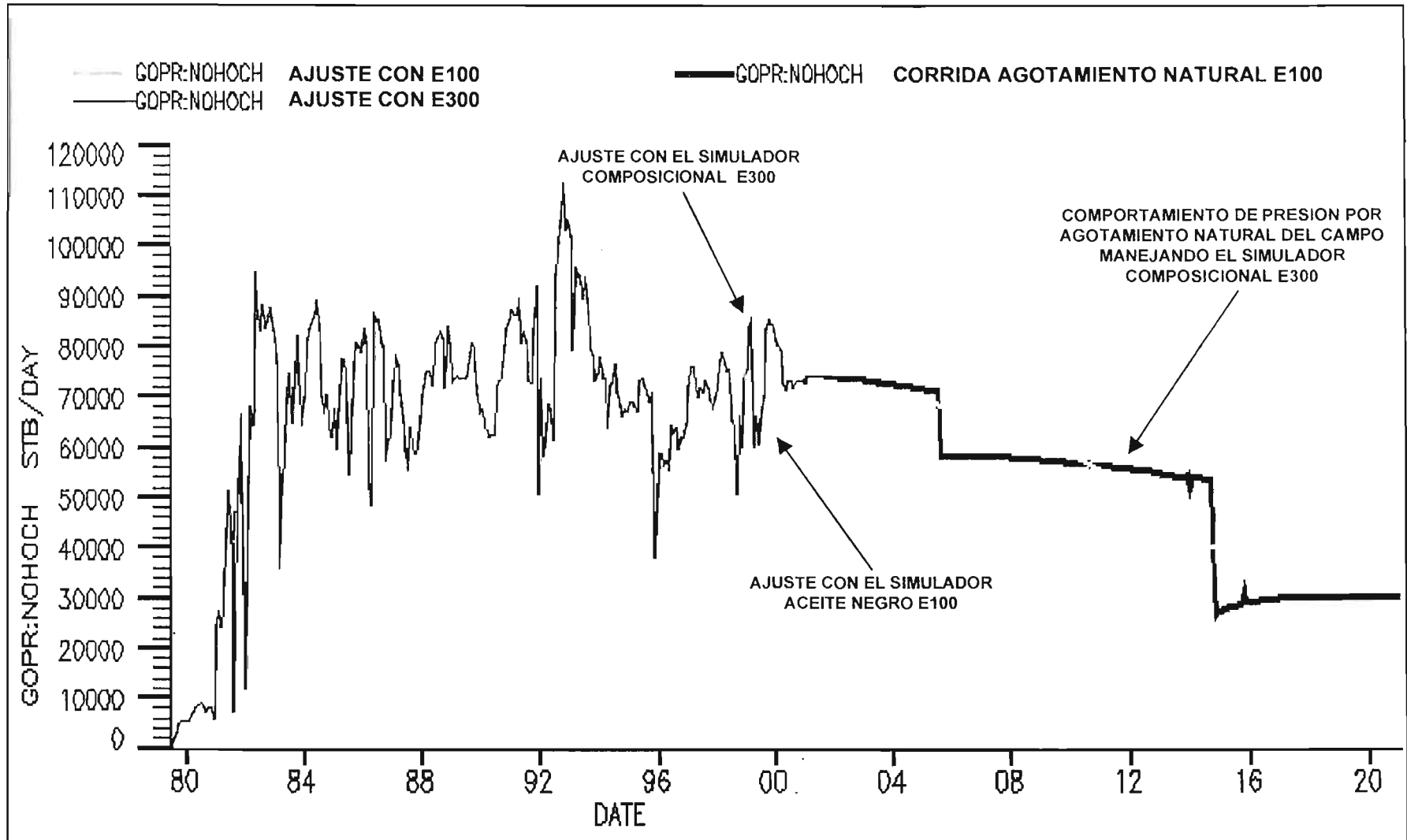


Figura No. 30 CORRIDA PARA AGOTAMIENTO NATURAL DEL CAMPO NOHOCH

CORRIDA REALIZADA CON EL SIMULADOR NUMERICO E300 PARA EL ESCENARIO DE REPARACION DE POZOS

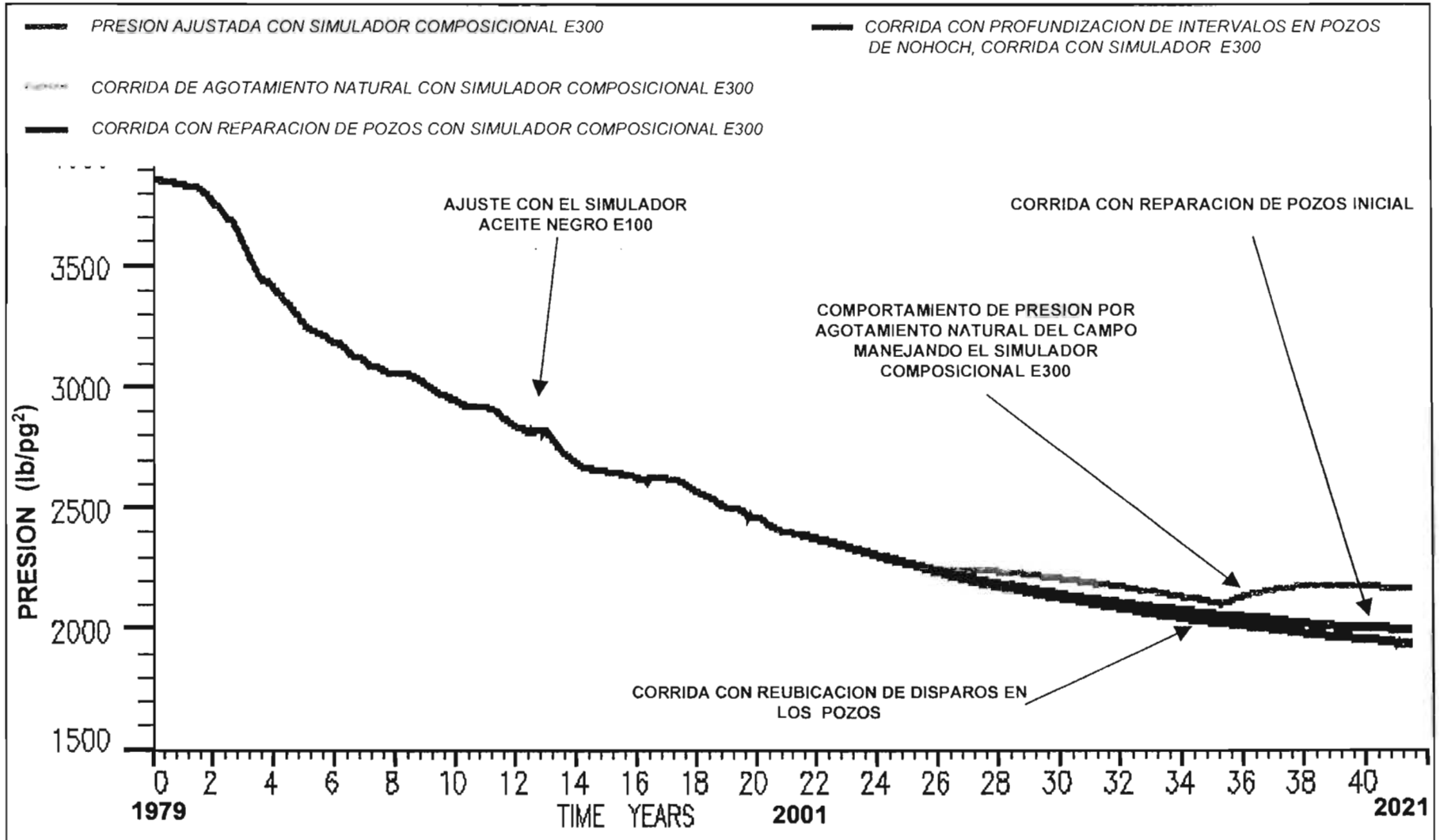


Figura No. 31 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON REPARACION DE POZOS

CORRIDA REALIZADA CON EL SIMULADOR NUMERICO E300 PARA EL ESCENARIO DE REPARACION DE POZOS

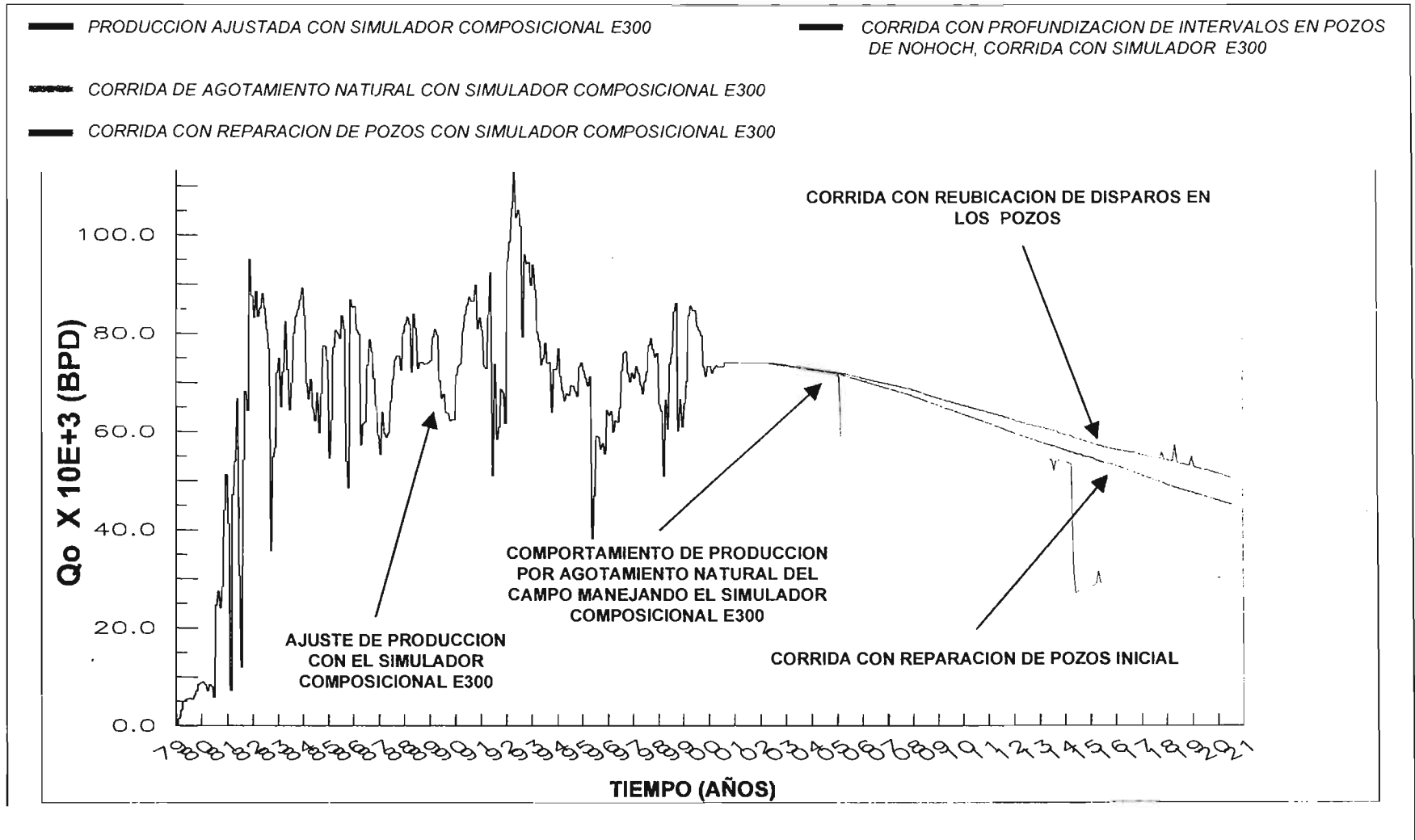


Figura No 32 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION CON REPARACION DE POZOS

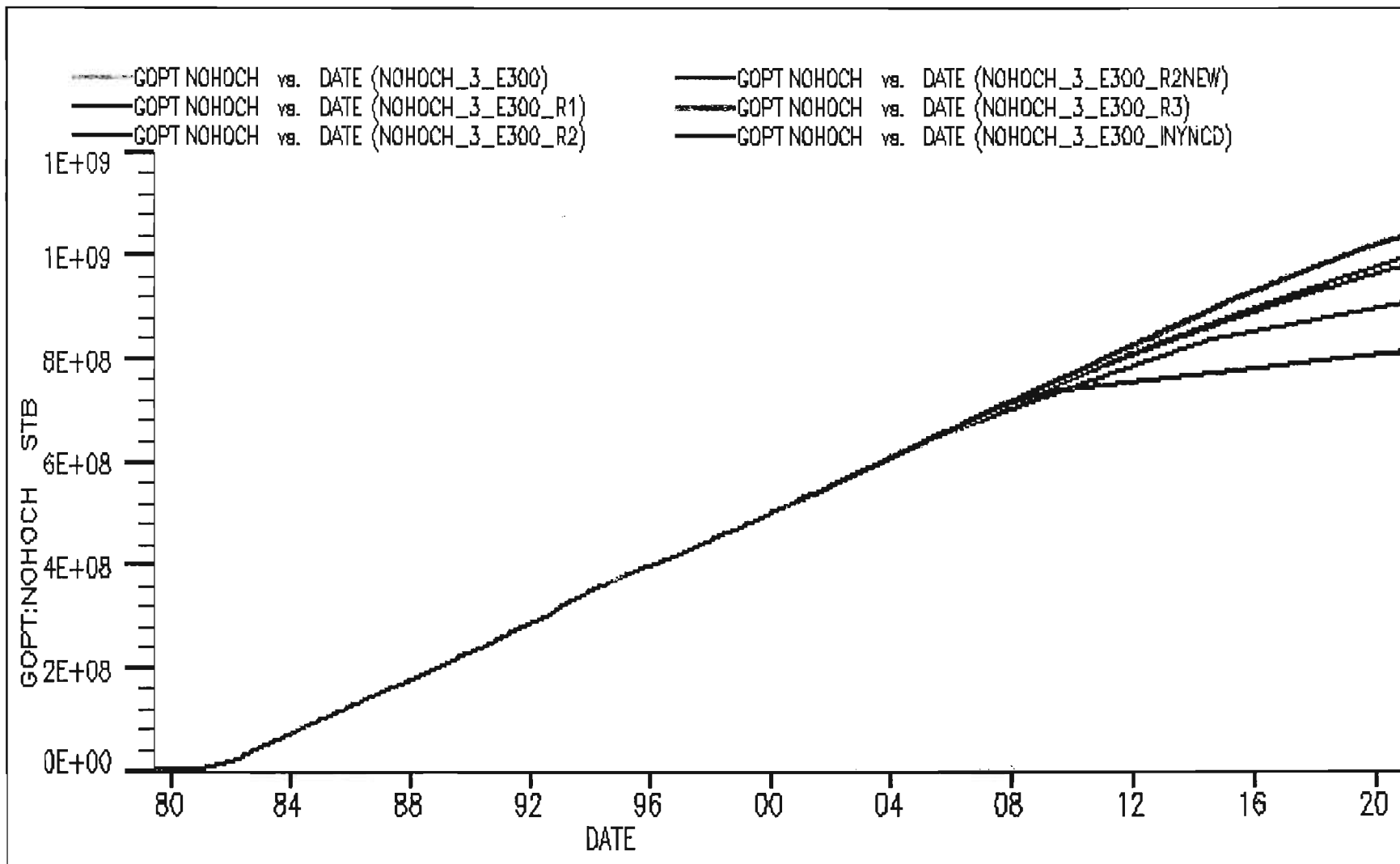


Figura No 33 COMPORTAMIENTO DE LA NP

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

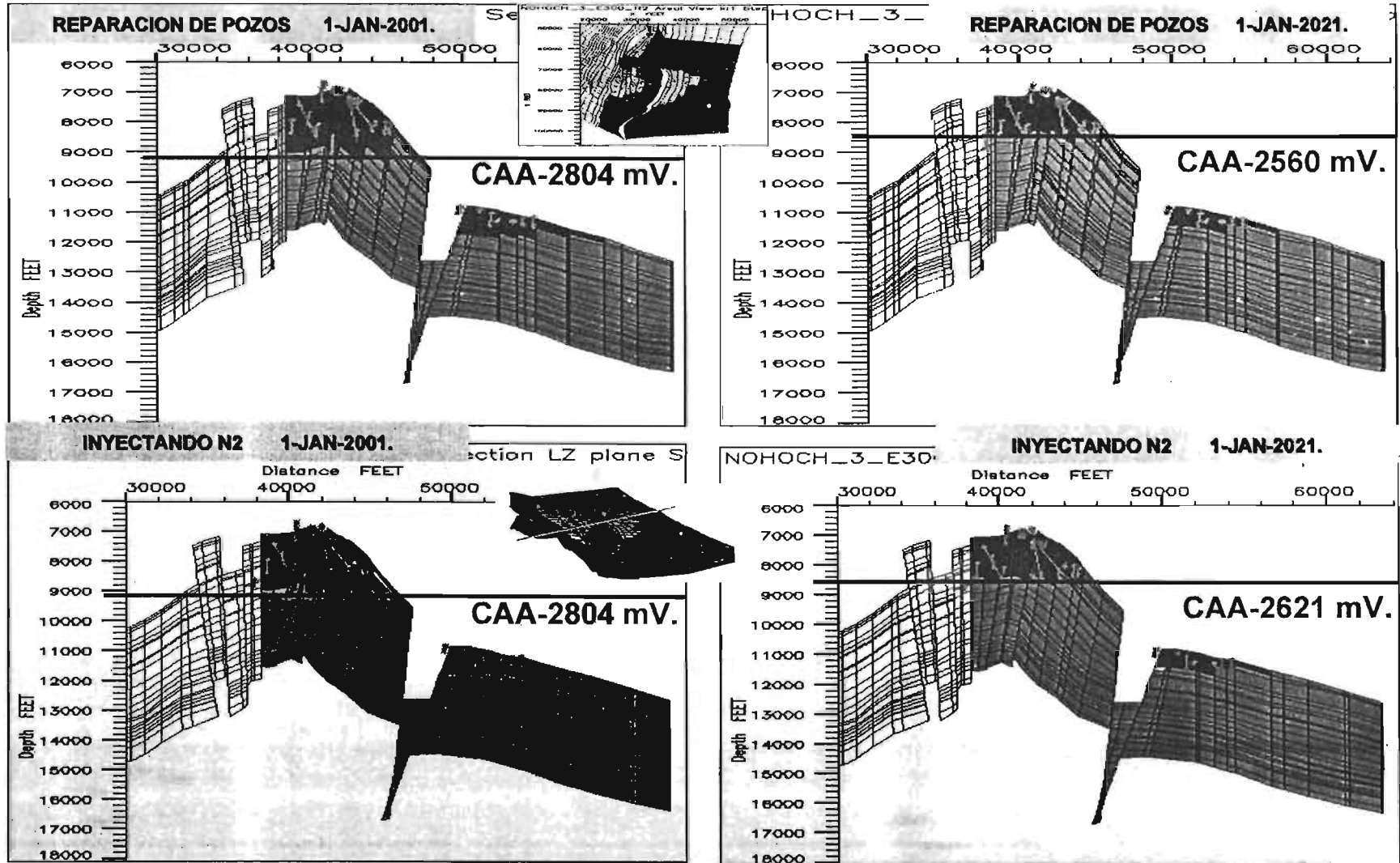


Figura No. 34 : CORRIDA CON REPARACION DE POZOS E INYECCION DE NITROGENO

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO GAS ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

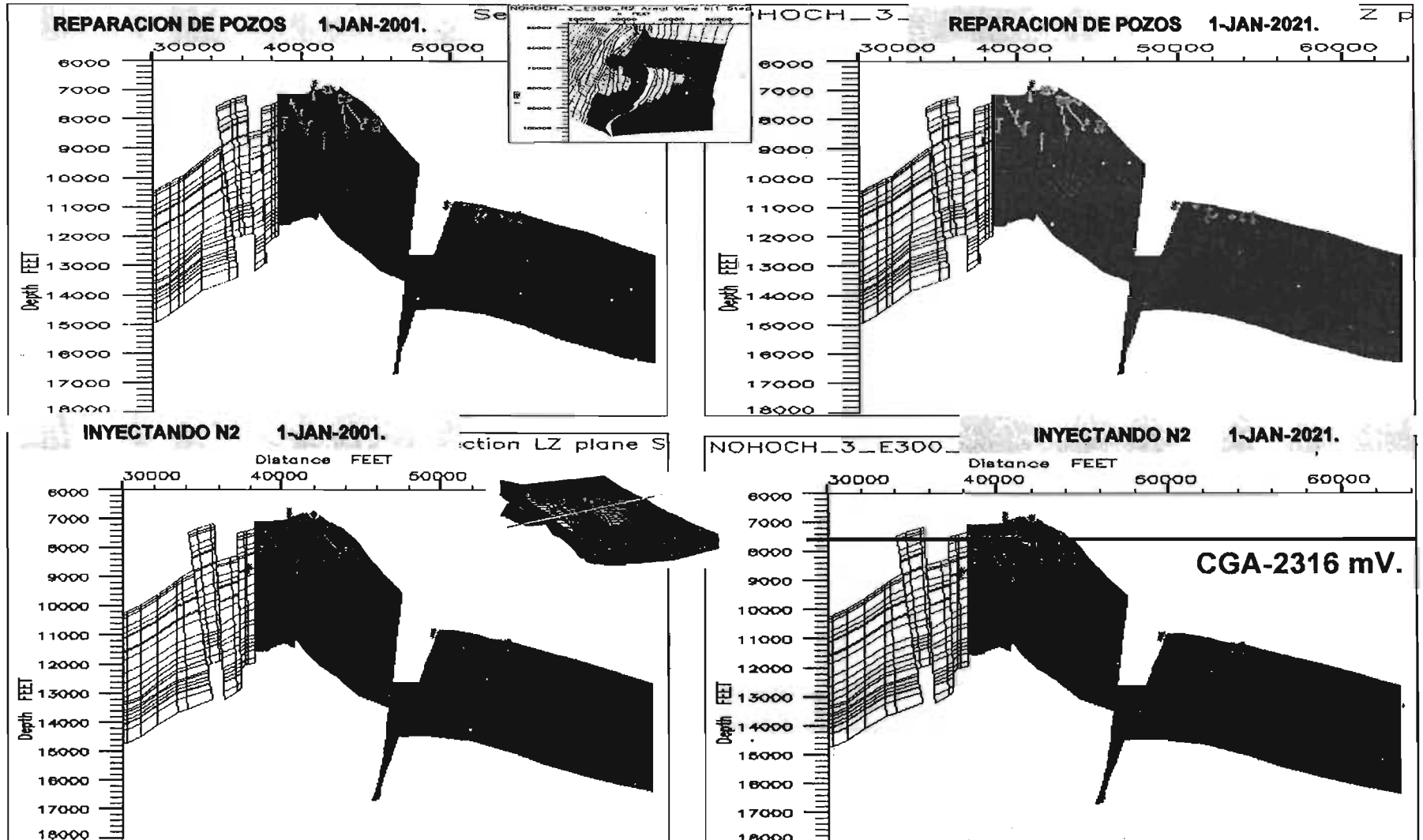


Figura No. 35 : CORRIDA CON REPARACION DE POZOS E INYECCION DE NITROGENO

COMPORTAMIENTO DE PRESION AL INYECTAR N2 AL CAMPO NOHOCH

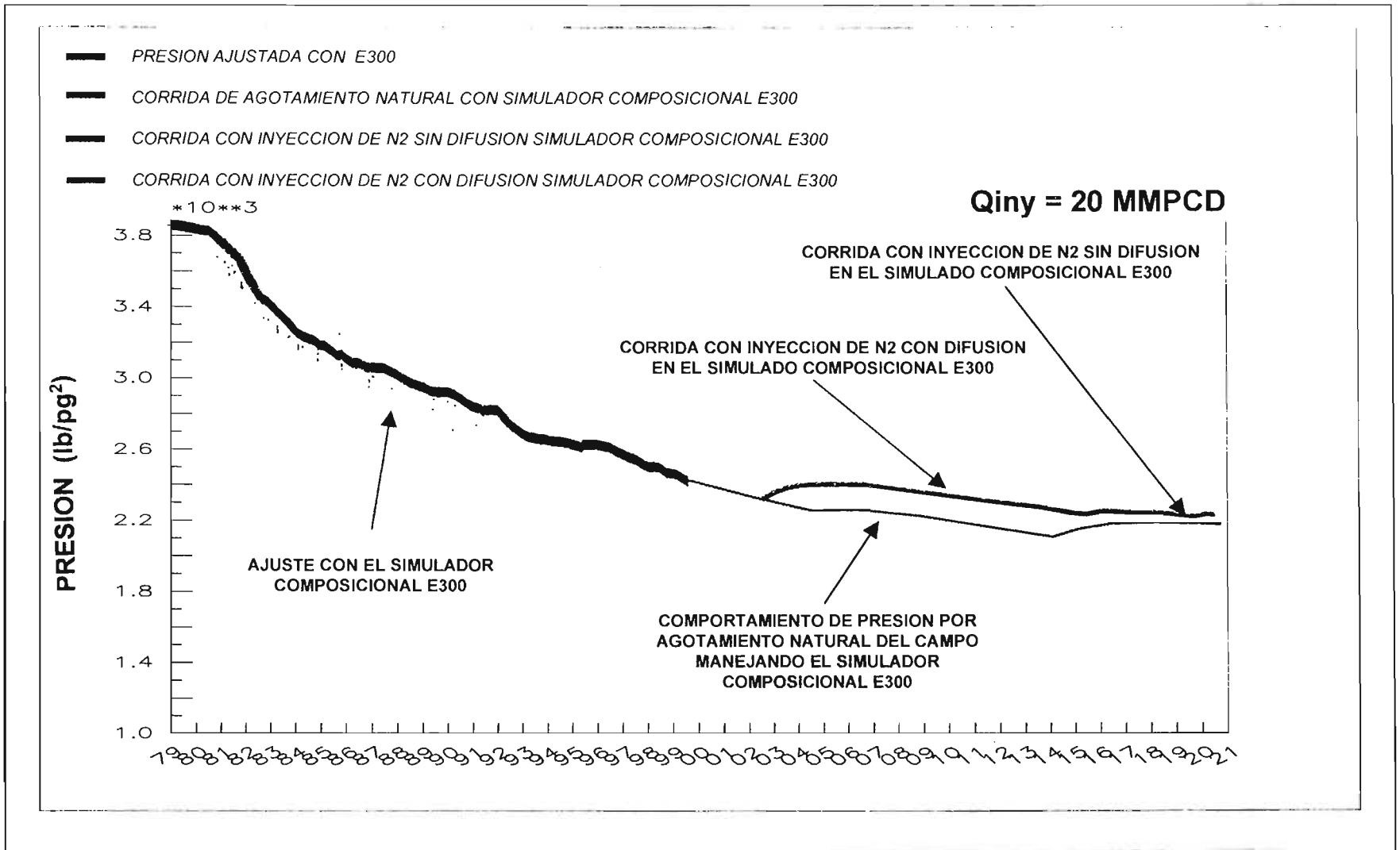


Figura 36 CORRIDA INYECTANDO N2 CAMPO NOHOCH CON DIFUSION Y SIN DIFUSION

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION CON INYECCION DE N2 AL CAMPO NOHOCH

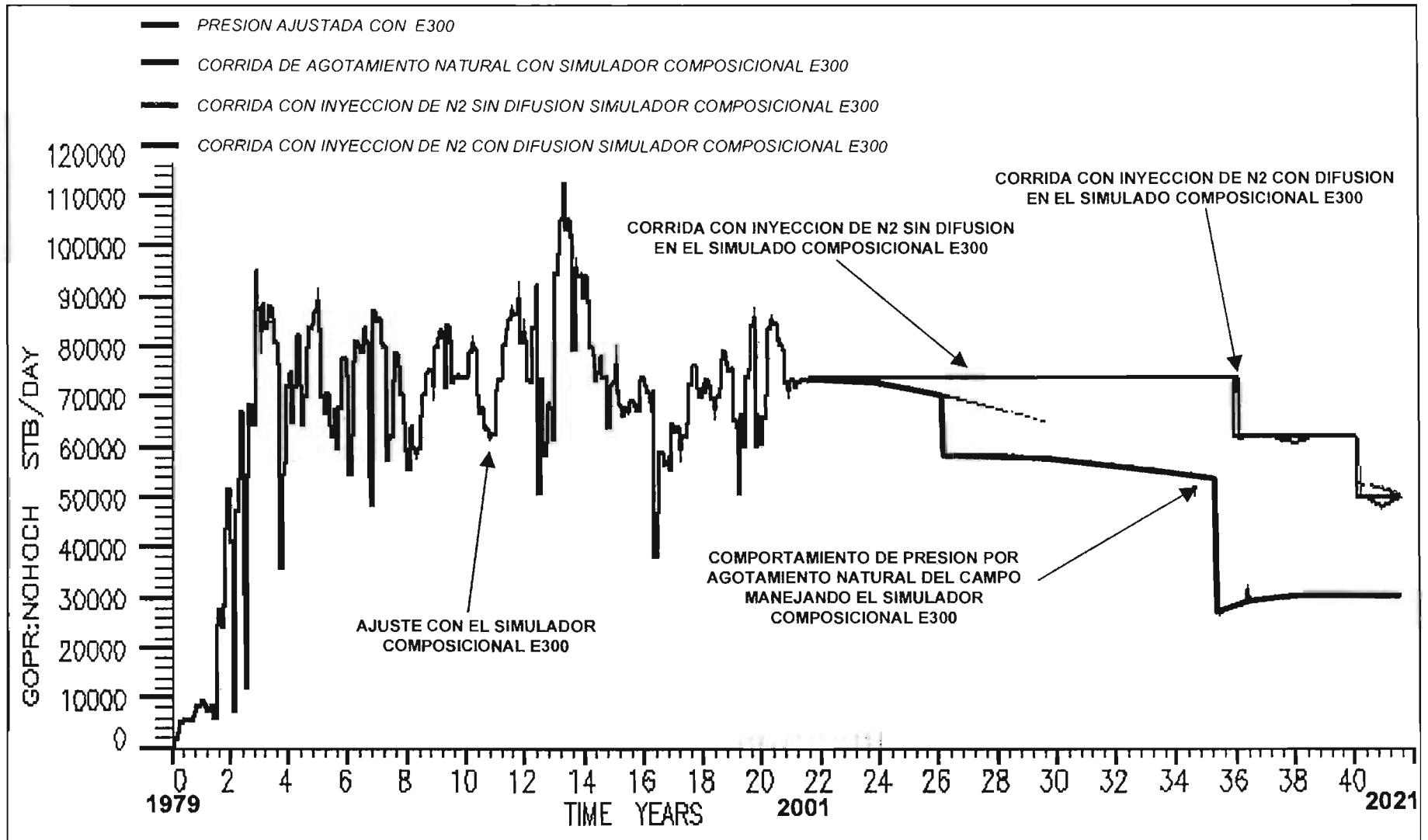


Figura 37 CORRIDA INYECTANDO N2 CAMPO NOHOCH CON DIFUSION Y SIN DIFUSION

COMPORTAMIENTO DE PRESION-PRODUCCION DE 10 MMPCD DE N2 AL CAMPO NOHOCH

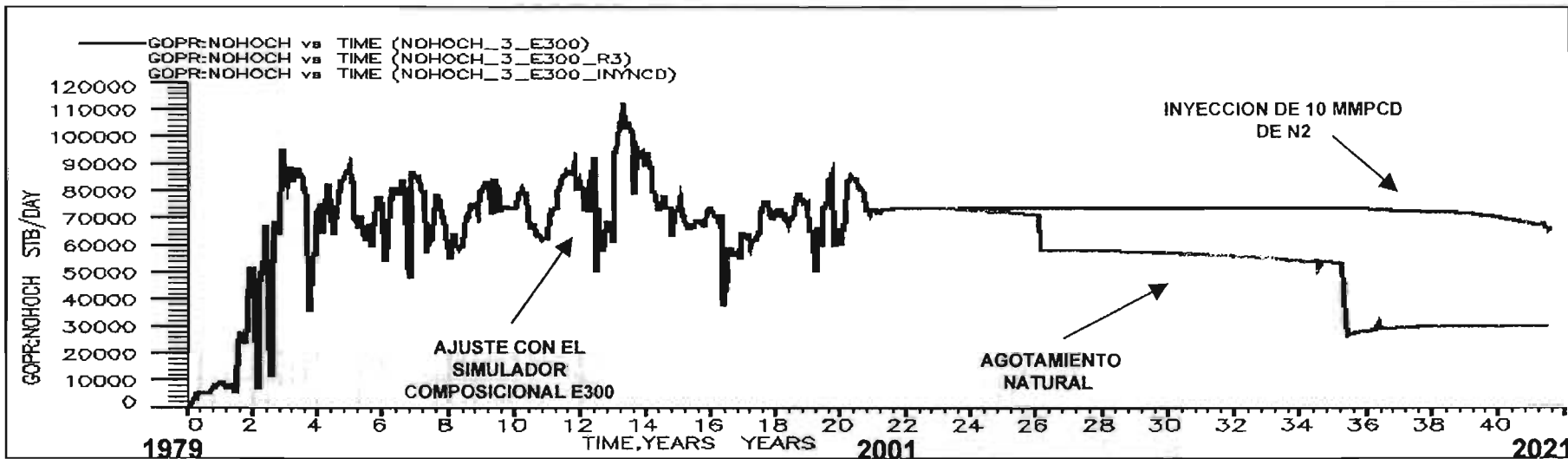
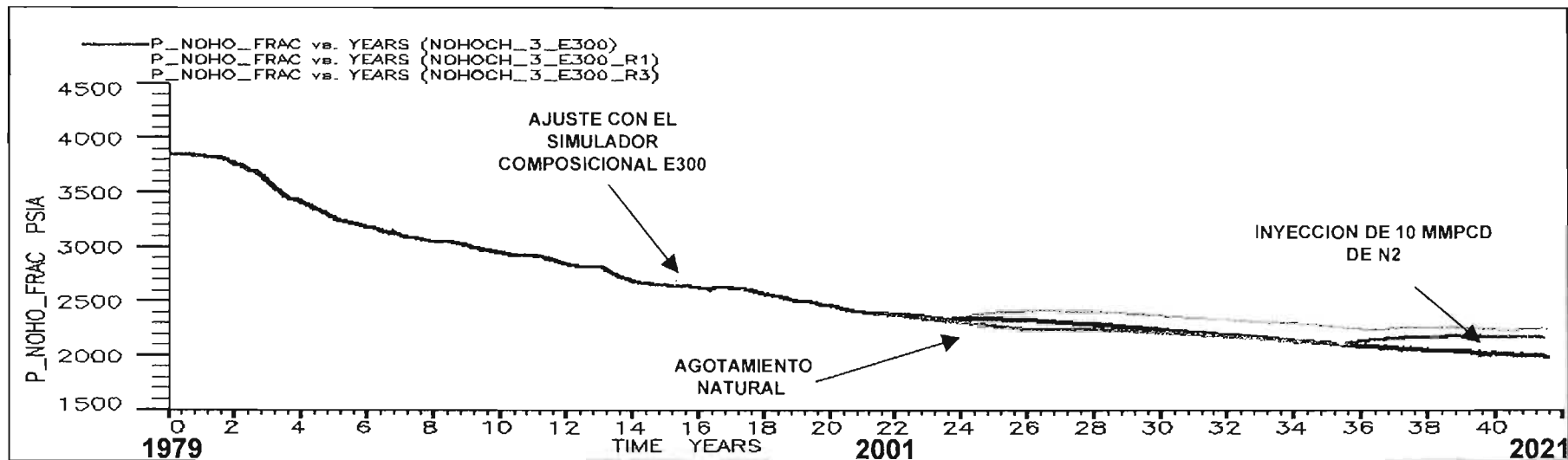


Figura 38 CORRIDAS POR AGOTAMIENTO NATURAL E INYECCION DE N2 CAMPO NOHOCH

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO AGUA ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

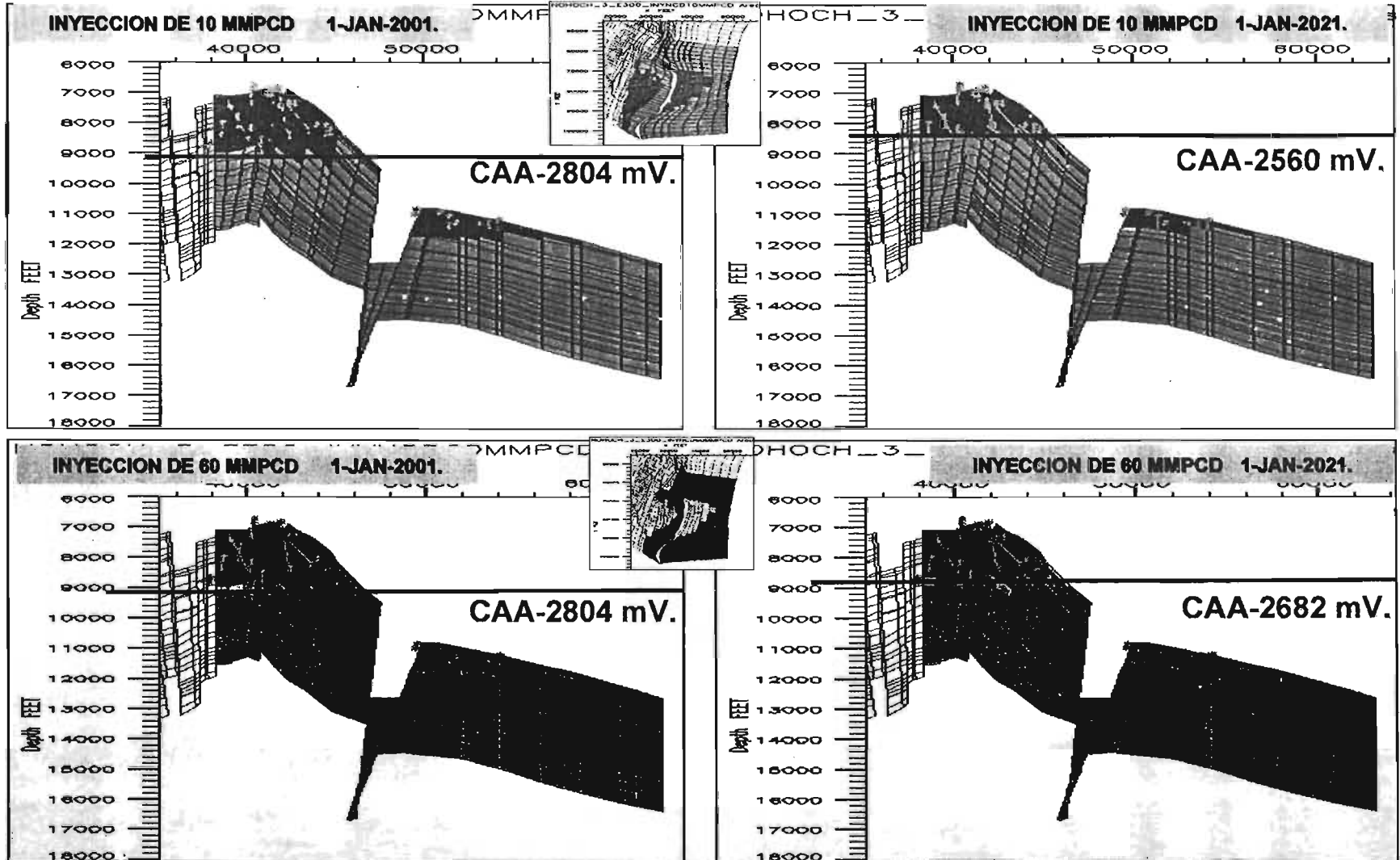


Figura No. 39 : CORRIDA CON INYECCION DE 10 Y 60 MMPCD DE NITROGENO

COMPORTAMIENTO DEL CONTACTO GAS ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

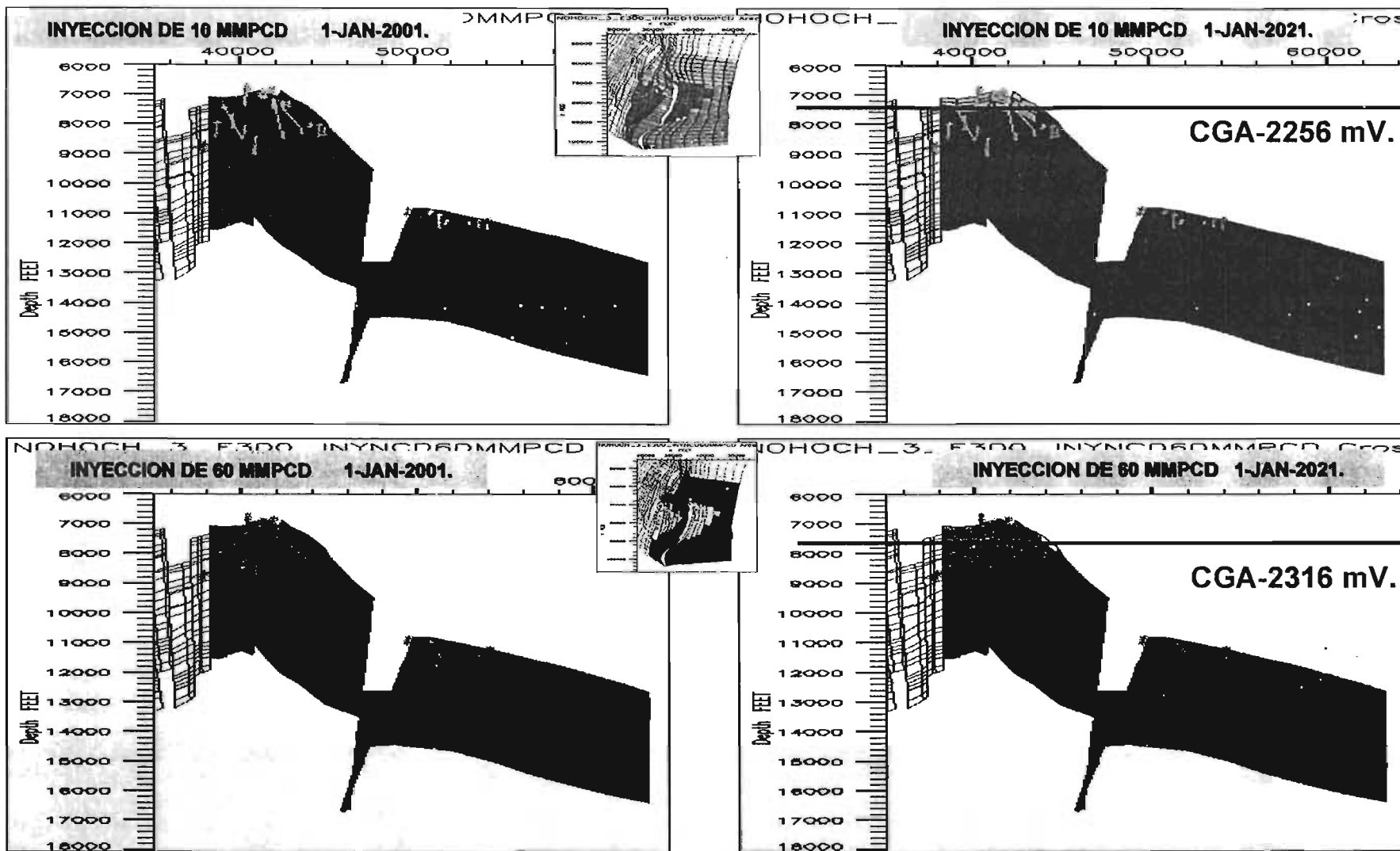


Figura No. 40 : CORRIDA CON INYECCION DE 10 Y 60 MMPCD DE NITROGENO

COMPORTAMIENTO DE PRESION-PRODUCCION CON INYECCION DE 60 MMPCD DE N2 AL CAMPO NOHOCH

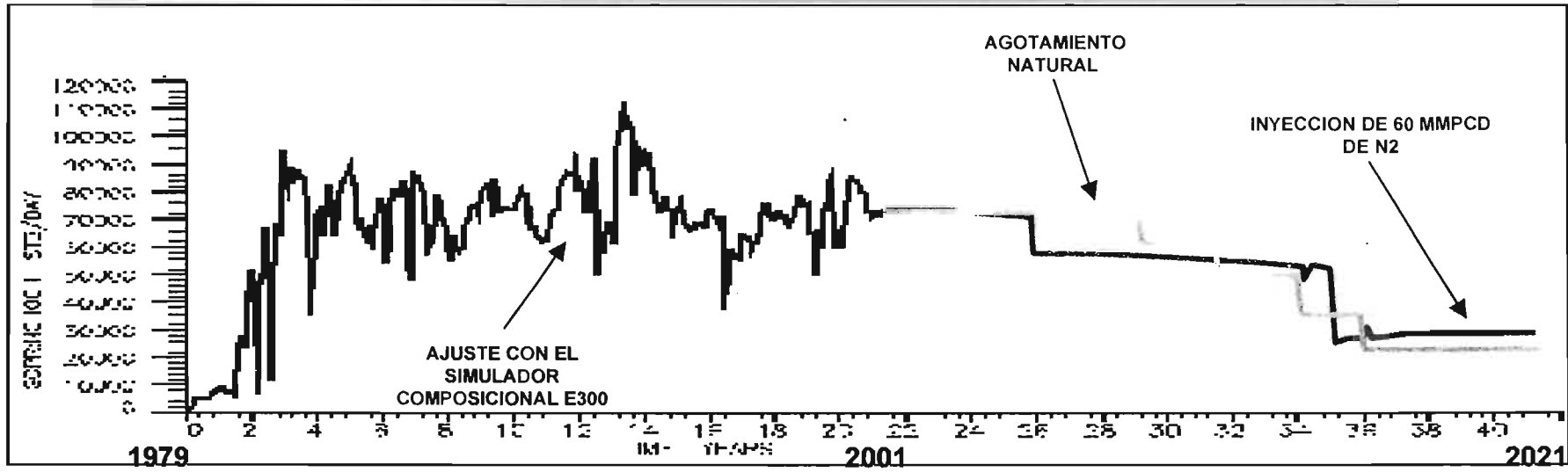
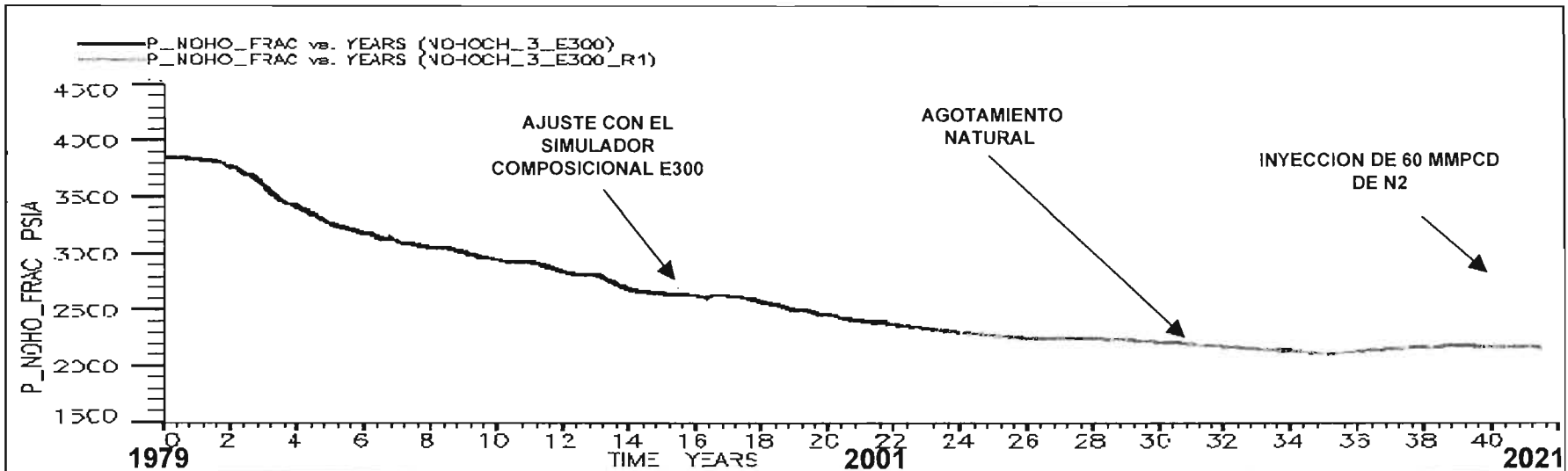


Figura 41 CORRIDAS POR AGOTAMIENTO NATURAL E INYECCION DE N2 CAMPO NOHOCH

ESCUENARIOS DE INYECCION DE N2 AL CAMPO NOHOCH

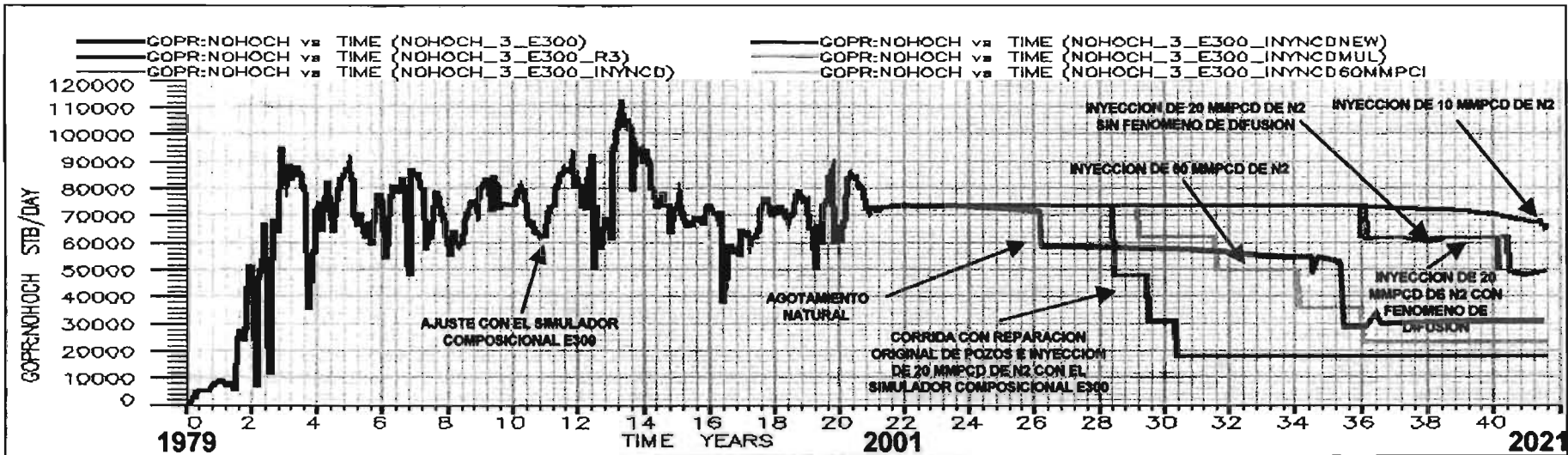
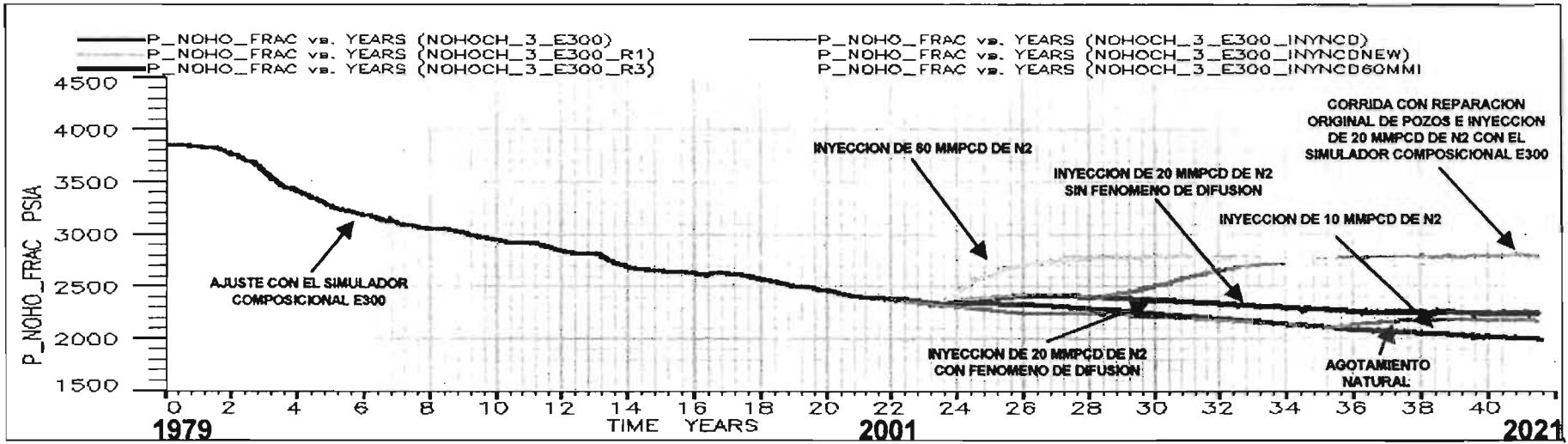
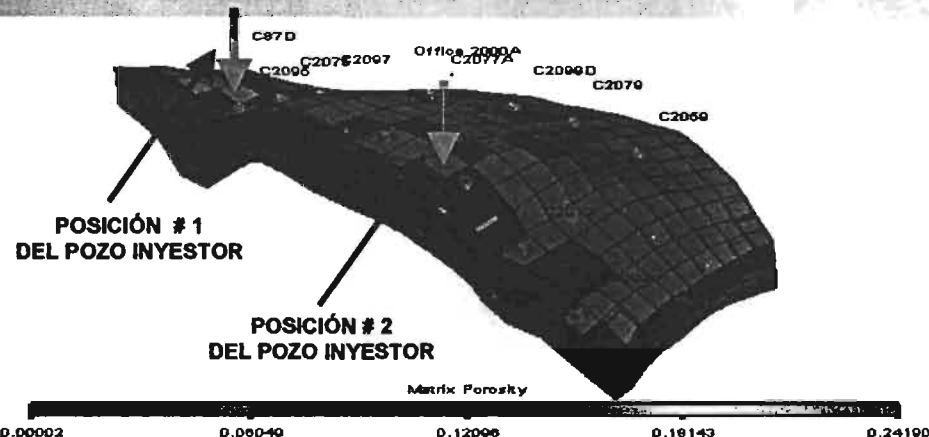


Figura : 42 CORRIDAS CON INYECCION DE N2 CAMPO NOHOCH

SIMULACIÓN NUMERICA DEL CAMPO NOHOCH

FACTORES DE RECUPERACIÓN Y TCPU, OBTENIDOS CON SIMULACIÓN NUMERICA PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO NOHOCH.

CORRIDAS EFECTUADAS	MEYVO			ECLIPSE 100			ECLIPSE 300		
	TCPU HORAS	NP MMBLS	FR %	TCPU HORAS	NP MMBLS	FR %	TCPU HORAS	Np MMBLS	FR %
"N" CALCULADA POR SIMULADOR		2027			2216			2054	
AJUSTE A ENERO DEL 2001	0.1	523	24 %	7.5	558	25 %	11	523	25 %
AGOTAMIENTO NATURAL	0.11	737	33 %	6.5	878	40 %	9.5	910	44 %
REPARACION POZOS I	-----	-----	----- %	8	980	44 %	10	800	39 %
REPARACION POZOS II	-----	-----	----- %	-----	-----	----- %	10	990	48 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 10MMPCD	-----	-----	----- %	-----	-----	----- %	12	1050	51 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 20MMPCD	-----	-----	----- %	-----	-----	----- %	10	1020	50 %
INYECCION GAS / S/DIFF N2 20MMPCD	-----	-----	----- %	9	930	42 %	10	1020	50 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 60MMPCD	-----	-----	----- %	-----	-----	----- %	14	900	44 %



COEFICIENTES DE DIFUSIÓN UTILIZADOS

	N2	C1	GRP3	GRP4	GRP5	GRP6
PARA EL GAS:	0.16	0.15	0.013	0.011	0.009	0.001
PARA EL ACEITE:	0.016	0.015	0.0013	0.0011	0.0009	0.0001

Figura 43 ESCENARIOS DE INYECCION DE N2 AL CAMPO NOHOCH

SIMULACIÓN NUMERICA DEL CAMPO NOHOCH

SIMULACIÓN REALIZADA CON E100 Y E300: AVANCE DEL CONTACTO AGUA-ACEITE Y GAS - ACEITE PARALOS DIFERENTES ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN REALIZADOS AL CAMPO.

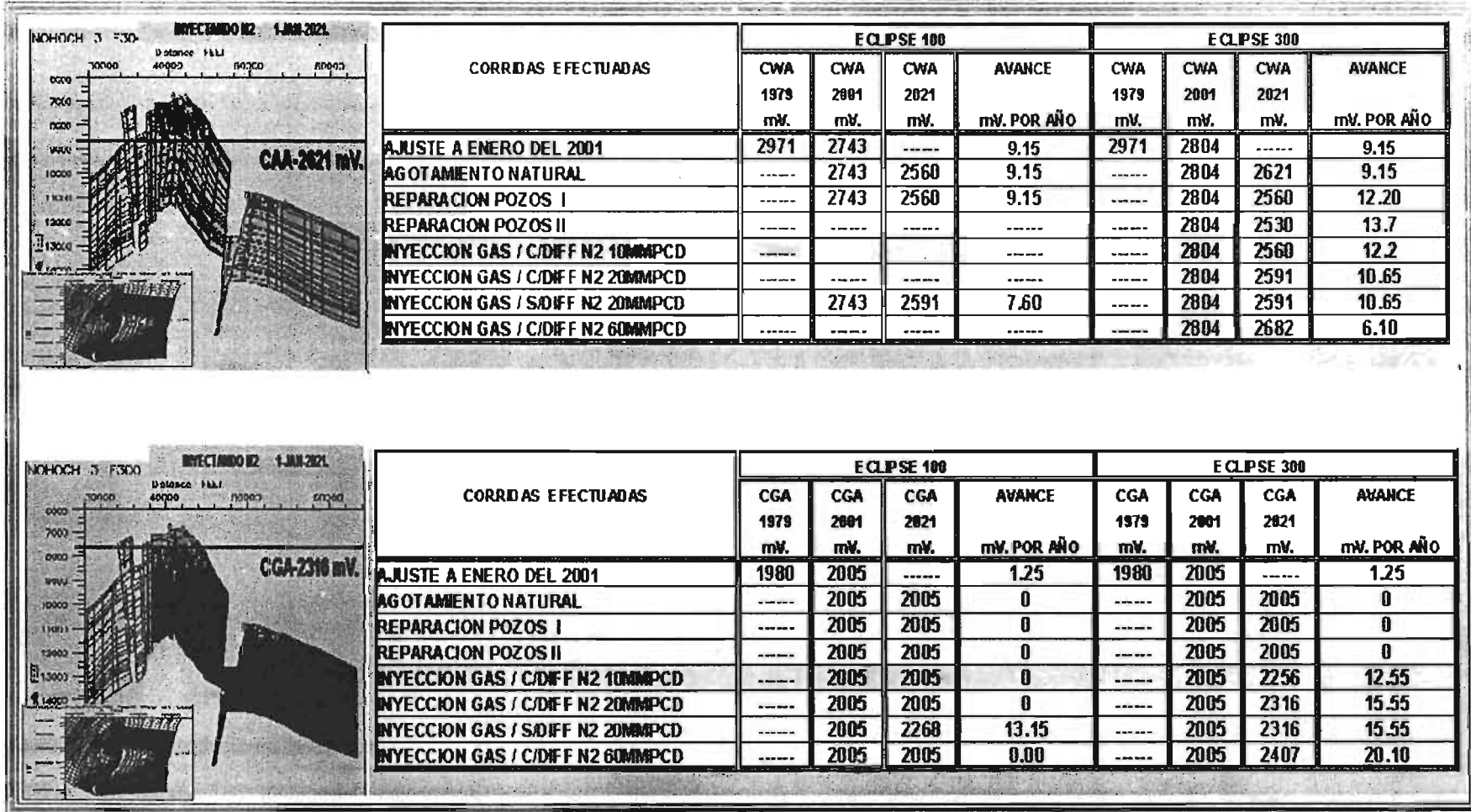


Figura 44 CONTACTOS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE DEL CAMPO NOHOCH

VIII EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Los proyectos de implementación de técnicas de recuperación secundaria y mejorada, se caracterizan por ser muy costosos por la tecnología que se utiliza además de que se requiere tiempo para efectuarlos. Tiempo y dinero están asociados a la caracterización del yacimiento, pruebas de laboratorio, simulación para predecir la recuperación, pruebas piloto y la evaluación del proyecto. En consecuencia no resulta práctico ni económico desarrollar un proyecto de aplicación para cada una de las técnicas de recuperación secundaria y mejorada reconocidas. Como procedimiento general, es más conveniente desarrollar un análisis de preselección corto, basado tanto en las características del yacimiento prospecto, como en particularidades específicas de cada técnica de recuperación secundaria y mejorada. En estas condiciones varios procesos de recuperación mejorada pueden ser rechazados rápidamente, porque las propiedades del yacimiento o del aceite son muy desfavorables y el riesgo de un fracaso técnico o económico es muy elevado.

Los procesos de recuperación secundaria y mejorada son clasificados técnicamente de alto riesgo, además de costosos, por lo que son muy susceptibles a los precios internacionales del crudo.

Para argumentar la conveniencia de aplicar un proyecto es imprescindible considerar aspectos técnicos, económicos, entre otros, sin embargo el principal criterio a considerar es sin duda la rentabilidad de las inversiones. Independientemente de la magnitud y complejidad de las instalaciones involucradas, estas generalmente se realizan al demostrarse su ventaja económica sobre las otras alternativas de inversión.

En cuanto a la inyección de gas en los yacimientos petroleros del mundo, el gas natural viene a ser una de las mejores alternativas de inyección, su alto precio y su disponibilidad limitada, han ocasionado que se busque un sustituto. El nitrógeno viene a ser un candidato idóneo para la sustitución del gas natural, debido a su bajo costo y de su disponibilidad ilimitada.

Es evidente que los factores que en mayor grado afectan la economía de un proyecto de inyección de nitrógeno, son la recuperación adicional que esta inyección proporciona, y el precio de los hidrocarburos.

Una vez que un análisis detallado permitió establecer que el nitrógeno es la mejor alternativa para inyectar al yacimiento es imprescindible considerar la inversión del proyecto y en gran parte le corresponde al costo de la energía necesaria para producir y comprimir dicho gas.

El costo unitario del nitrógeno producido se reduce notablemente al aumentar el tamaño de la planta generadora, logrando así un costo de 0.36 USD/MPC, también la localización de la planta afecta los costos asociados a su instalación, adicionalmente el pago del personal encargado de operación y mantenimiento adiciona un incremento en el costo del proyecto.

El costo de la fuente de producción Criogénica del Nitrógeno, depende principalmente de los siguientes parámetros.

- Costos de la energía para producir y comprimir el Nitrógeno.
- Costo de la planta Criogénica.
- Costo del equipo de compresión.
- Duración del proyecto.
- Costo por millón de pie cúbico de nitrógeno producido.
- Localización de la planta.
- Tiempo de inicio de inyección.

Por la naturaleza del nitrógeno, es decir no corrosiva, las inversiones en equipo superficial, así como los costo de operación y mantenimiento se reducen sustancialmente en comparación por ejemplo del gas de combustión , bióxido de carbono o gas natural.

Es de suma importancia considerar en todo proyecto de inyección el costo del procesamiento del gas producido después de surgencia del nitrógeno en los pozos productores, tal vez convendría realizar un análisis técnico y económico para determinar la factibilidad de la reinyección del gas producido en el mismo yacimiento o bien en campos cercanos y así disminuir los costos del proyecto por el manejo de este concepto.

Es importante definir en base a los estudios realizados del yacimiento, la fecha en la que se pretende dar inicio a la inyección de nitrógeno al campo ya que esta es determinante y significativa en cuanto aspecto económico se refiere. Muchos de los expertos en el ramo concuerdan en que entre más pronto se implante el proceso de recuperación mejorada, este será más eficiente mostrando significativos incrementos en la recuperación final logrando así el éxito total del proyecto.

De acuerdo a las corridas realizadas en los simuladores numéricos Eclipse 100 (aceite negro) y 300 (composicional), los resultados fueron evidentes ya que para todos los esquemas el mejor es el composicional con reparación de pozos e inyección de N₂ a ritmos bajos tal como se muestra en la siguiente tabla:

CORRIDAS EFECTUADAS	ECLIPSE 100		ECLIPSE 300	
	NP MMBLS	FR %	Np MMBLS	FR %
N CALCULADA POR SIMULADOR	2216		2054	
AJUSTE	558	25 %	523	25 %
AGOTAMIENTO NATURAL	878	40 %	910	44 %
REPARACION POZOS I	980	44 %	800	39 %
REPARACION POZOS II	-----	----- %	990	48 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 10MMPCD	-----	----- %	1050	51 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 20MMPCD	-----	----- %	1020	50 %
INYECCION GAS / S/DIFF N2 20MMPCD	930	42 %	1020	50 %
INYECCION GAS / C/DIFF N2 60MMPCD	-----	----- %	900	44 %

Para el presente trabajo se realizó únicamente el análisis de la rentabilidad del proyecto con inyección de nitrógeno y un solo pozo inyector, haciendo suposiciones importantes, tales como la disponibilidad inmediata del gas, experiencia y el uso de instalaciones que actualmente se emplean para Cantarell, a simple vista podemos calcular el gran beneficio que otorga el inyectar 10 mmpcd al yacimiento que bajo todos los procesos ensayados, éste es el más óptimo y el cual generara grandes beneficios económicos a bajo costo.

IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

IX.1 CONCLUSIONES.

La extracción de las reservas de hidrocarburos existentes en el subsuelo de México, requiere la implantación de esquemas de explotación que contemplen en forma masiva, además de los sistemas artificiales de producción, los procesos de recuperación secundaria y mejorada, mediante un análisis sistemático en la selección de procesos y aplicando criterios técnico – económico, que permitan tomar decisiones de manera oportuna.

El realizar un estudio de un yacimiento implica la búsqueda, recopilación, evaluación, selección y validación de la información disponible realizada al campo en el transcurso de su vida productiva, etapa de imprescindible importancia para dicho estudio, ya que ésta es la base para realizar la simulación numérica de yacimientos en donde involucremos un proceso de recuperación secundaria y mejorada.

Uno de los principales parámetros a determinar, ya sea por métodos volumétricos, curvas de declinación, balance de materia o, bien simulación numérica de yacimientos, es el volumen original de hidrocarburos, el cual permitirá definir la cantidad de hidrocarburos existentes en el yacimiento, de esa manera se pueden simular los diferentes escenarios con los cuales podremos explotar al yacimiento y definir cuál es el más rentable.

En la actualidad existe una amplia gama de esquemas de explotación, desde procesos de recuperación secundaria hasta terciaria o mejorada, susceptibles a implantarse en un yacimiento de acuerdo con las características propias de éste: sin embargo, estos procesos deben ser cuidadosamente analizados para poder ser implantados en su oportunidad.

La industria petrolera de Mexicana, cuenta con una estrategia alineada con las características de los yacimientos, sus fluidos y las tecnologías disponibles para lograr la máxima recuperación de las reservas de hidrocarburos.

La aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en México, hasta la fecha ha estado limitada en gran medida a la inyección de agua y a inyección de gases a los campos Jacinto y Cantarell, en el cual se inyecta nitrógeno en grandes proporciones, como medida para el mantenimiento de presión; su experiencia puede hacerse extensiva a la aplicación de otros campos tal como Nohoch, perteneciente a este complejo.

La implantación de proyectos, tales como la inyección de nitrógeno al campo Nohoch, debe considerar las tendencias del mercado de hidrocarburos, sus precios, la disponibilidad y costos de fluido de inyección, la protección al medio ambiente y el factor más importante, la rentabilidad del proyecto.

El realizar reparaciones a los pozos de forma estratégica, basados en el análisis de los resultados de la simulación numérica, nos da pauta a optimizar aún más, la ventana de producción del campo y así, prolongar la vida productiva del yacimiento Nohoch.

El análisis realizado a las corridas correspondientes a los modelos de aceite negro y composicional, nos mostraron que es factible la inyección de gas hidrocarburo o nitrógeno, como una alternativa de un proceso de recuperación secundaria y mejorada; los factores de recuperación para el escenario de aceite negro fueron de 42% y para el composicional de 50%, con una inyección de 20 mmpcd. de gas, es decir que si lo comparamos con el de agotamiento natural que es del 40%, se obtendrá un incremento sustancial del 8% y 10%, respectivamente, por la inyección de gas en los esquemas estudiados.

Talvez el mejor esquema resultado del estudio, es sin duda, la inyección de 10 mmpcd. de nitrógeno al campo Nohoch, para éste escenario se obtuvo un factor de recuperación del 51%, para un pronóstico de 20 años, las comparaciones con los otros esquemas son significativas, debido a que:

- Cuando inyectamos 20 mmpcd. De nitrógeno al yacimiento, el factor de recuperación es tan solo del 50%, un factor similar al esquema de 10 mmpcd, sólo que para llegar a ese valor se deben inyectar 10 mmpcd más, por lo que se tendría una inversión adicional y se obtendría menos ganancia.
- Cuando inyectamos 60 mmpcd. De nitrógeno al yacimiento, el factor de recuperación baja hasta un 44%, esto es debido principalmente al arribo del gas a los pozos y su inevitable cierre.
- Para la simulación numérica del campo Nohoch, en el esquema de inyección de 20 mmpcd, de nitrógeno, se contemplo realizar corridas con el y sin el, fenómeno de difusión, para lo cual no se observo ningún cambio significativo, lo cual pudo ser debido al haber manejado gastos bajos de inyección, que en cierta forma enmascaro la respuesta del fenómeno.

IX.2 RECOMENDACIONES.

La implantación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada en un yacimiento, implica un gran riesgo si no se realizan las etapas básicas de estudio, análisis y pruebas piloto del proceso a implantar, en algunas ocasiones por la magnitud del campo, es difícil cumplir con todas las etapas necesarias, por ello es recomendable que se utilicen campos relativamente más pequeños, con características tanto de fluidos como de roca similares, que permitan realizar las pruebas necesarias del proceso a implantar, obteniendo información clave que podrá ser usada en un simulador, el cual nos podrá proporcionar un esquema de explotación más real. Es importante señalar que muchos de los procesos son tomados en cuenta por la experiencia de implantación en otros campos en el mundo, por lo cual el comportamiento del yacimiento es clave para seleccionar cierto proceso.

Una parte integral del estudio de implantación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada, es sin duda una prueba piloto, por lo cual es recomendable incluirla y ejecutarla en cualquier proyecto de este tipo, ya que sus resultados permitirán obtener la información suficiente para diseñar las instalaciones superficiales, incluyendo la planta para la generación del nitrógeno a utilizar en el proceso que será implantado en el yacimiento.

El realizar el estudio de un campo petrolero, por pequeño que sea, implica una gran inversión de tiempo, ya que es necesario recopilar, revisar, validar, seleccionar e integrar la información para el estudio, para lo cual es recomendable que al realizar un trabajo que implique hacer simulación numérica, que involucre un proceso de recuperación secundaria y mejorada, es necesario se otorgue un tiempo razonable para realizar un buen trabajo.

En todo campo petrolero es importante determinar la presión y el avance de los contactos gas aceite y agua-aceite, para ello es necesario realizar una serie de registros especiales para determinar con exactitud estos parámetros, por ello es recomendable que, a pesar de los requerimientos de producción que se tienen actualmente, se contemple la toma de información del campo para poder así tener la información mínima necesaria para los estudios de simulación numérica.

Es recomendable actualizar y ajustar nuevamente el modelo de simulación, con información disponible a la fecha, con el fin de pronosticar y plantear diferentes alternativas de explotación, además de la inyección de nitrógeno, para aplicar el proceso de recuperación secundaria y mejorada mas adecuado para el campo, de forma tal, que hagan atractivo el proyecto con un aumento significativo de los factores de recuperación de hidrocarburos del bloque Nohoch.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Es recomendable que se realicen corridas adicionales con simuladores comerciales, con gastos variables de inyección de nitrógeno, con el objetivo de evaluar los fenómenos que ocurren en el yacimiento y que, en cierta forma son responsables de la reducción o incremento de productividad.

Se recomienda plantear programas bien definidos de toma de información al campo Nohoch, registros en los que se incluya PVT'S, registros de presión de fondo cerrado, registros de producción, registros especiales, tales como los TDT, CNL, RST y muestreo de fluidos producidos, entre otros, para dar seguimiento estricto a los contactos gas aceite y agua aceite, antes y después implantar un proceso de recuperación secundaria y mejorada al campo.

Para el campo Nohoch las reservas de hidrocarburos se estiman en 2054 MMBLS por ello es necesario llevar acciones que permitan optimizar la explotación del yacimiento basados en los diferentes escenarios realizados en este trabajo con simulación numérica de yacimientos es recomendable profundizarse en el estudio de este campo de tal forma que se analice algunas otras alternativas de recuperación secundaria y mejorada, e inclusive se considere la perforación de un pozo horizontal que permitirá tener una mayor área de comunicación con la formación productora atravesando perpendicularmente al sistema de fracturas naturales, hecho que permitirá visualizar que producción se obtendría con este tipo de pozos.

Es recomendable que cuanto antes se inicien estudios de factibilidad del proyecto, puesto que es mejor implantar el proceso con anticipación, que esperar a que se aplique un proceso de recuperación posterior a la mejorada.

BIBLIOGRAFIA.

1. *M.I. Maximino Meza Meza "Fundamentos y Aplicación del Modelo MEYVO".
Noviembre del 2000.*
2. *M.I. Maximino Meza Meza. "Evaluación de los Mecanismos de Empuje en
Yacimientos naturalmente fracturados", AIPM, 1978.*
3. *M.I. Maximino Meza Meza; "Determinación de Límite Económico para la
Perforación de Pozos de Desarrollo", AIPM Querétaro abril de 1990.*
4. *Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Dr. Jesús Rivera Rodríguez, Ing. Francisco
Garaicochea P. "Recuperación Mejorada de Aceite por Inyección de Nitrógeno"
Revista Ingeniería Petrolera.*
5. *M. en C. Carlos Morales Gil "Los Esquemas de Explotación de Yacimientos de
Hidrocarburos"; Publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
marzo del 2000*
6. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse Office Training Course", México, D.F.,
2000.*
7. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse 100 Training Course", México, D.F.,
2000.*
8. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse 300 Training Course", México, D.F.,
2001.*
9. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse PVTi Training Course", México, D.F.,
2001.*
10. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse GRID Training Course", México, D.F.,
2001.*
11. *Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse GRAF Training Course", México, D.F.,
2001*

12. *División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM; "Apuntes de Recuperación Secundaria", 1979*
13. *González H. S., De La Garza C.N.: "Apuntes de Fisicoquímica y Termodinámica de Hidrocarburos", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1988.*
14. *Garaicochea P.F., Samaniego V. F.: "Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados", C.I.P.M., México 1988.*
15. *Ali, Farouk, S.M.; Group course "Thermal Recovery Processes", January 2-6 2001.*
16. *Mungan, N.; An UNAM/PEMEX Group course "Miscible Processes in EOR", December 4-8 2000.*
17. *Jiménez Bernal J ; "Análisis Integral de Campos Petroleros: Simulación Numérica" Tesis de la Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1997.*
18. *Dr. Alfredo Arreola Torres "Curso de Recuperación Mejorada" Consultaría y Servicios en Ingeniería Petrolera S.A., 1997.*
19. *Dr. José Luis Sánchez Bujanos " Descripción del Procedimiento para determinar la Ecuación de Estado a Utilizarse en el Modelo Composicional de Cantarell y Resultados Obtenidos" mayo del 2001.*
20. *Instituto Mexicano del Petróleo "Estudio de la Difusión y Conversión en Sistemas Nitrógeno-Fluidos de Yacimiento"., diciembre de 1997.*