

2
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SIMULACION NUMERICA DE LA ZONA NORTE
DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

JOSE GUADALUPE ALCANTARA SUAREZ



CIUDAD UNIVERSITARIA.

FEBRERO DE 1997.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 INGENIERIA
DIRECCION
60-1-085

SR. JOSE GUADALUPE ALCANTARA JUAREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Jesús Rivera Rodríguez, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

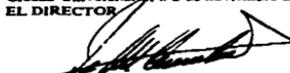
**SIMULACION NUMERICA DE LA ZONA NORTE DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS
AZUFRES**

- I RESUMEN
- II INTRODUCCION
- III ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS
- IV MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO
- V EVALUACION VOLUMETRICA
- VI CODIGO DE SIMULACION TETRAD
- VII SIMULACION NUMERICA
- VIII CONCLUSIONES
- IX BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 6 de noviembre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS:RER/gib



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional.

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

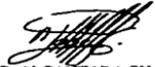
El señor **JOSE GUADALUPE ALCANTARA SUAREZ** registrado con número de cuenta 8432662-9 de la carrera de Ingeniero Petrolero, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le ruega atentamente autorizarle el siguiente jurado:

PRESIDENTE:	M. L. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA
VOCAL	DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ
SECRETARIO:	ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO
1ER. SPTE.:	M.L. RAFAEL HERRERA GOMEZ
2DO. SPTE.:	ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 24 de febrero de 1997
EL JEFE DE LA DIVISION

M. en C.  ROLANDO DE LA LLATA ROMERO

ENTERADO


JOSE G. ALCANTARA SUAREZ

DEDICATORIA

**A mi madre:
Guadalupe suárez**

Quien me dió todo, desde la tranquilidad de sus sueños, hasta el eterno impulso de superación, Por todos los sacrificios que tuvo que pasar para permitirme llegar a la meta.

**A mi padre:
Alejo Alcántara**

Por enseñarme a salvar obstáculos y por encauzarme a seguir hasta el final.

**A mis hermanos:
Gabriel
José Juan
Alejo
Jacobo
Marlen**

Por el apoyo que me han brindado, les dedico este trabajo

AGRADECIMIENTOS

Mi reconocimiento y gratitud al Dr. Jesús Rivera Rodríguez, quien como mi director de tesis me apoyó en todo momento y quien además tuvo la paciencia de dirigirme este trabajo.

Quiero agradecer muy especialmente a la Universidad Nacional Autónoma de México, y particularmente a la Facultad de Ingeniería, por haberme dado la oportunidad de estudiar y simplemente por permitirme tener el orgullo y privilegio de ser universitario.

Mi gratitud muy particular al Ing. J. Guadalupe Gómez López, quien realizó, siempre con una gran calidad, una parte considerable de las figuras que aparecen a lo largo del trabajo.

Agradezco a la Residencia de Estudios de la Residencia General de Los Azufres (C.F.E), las facilidades para la realización de este trabajo.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS: SIMULACION NUMERICA DE LA ZONA NORTE DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES

DIRECTOR: DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ

REALIZADA POR: JOSE GUADALUPE ALCANTARA SUAREZ

No. DE CUENTA: 8432662-9

**JURADO
PARA EXAMEN PROFESIONAL**

PRESIDENTE: M. I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA

VOCAL: DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ

SECRETARIO: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

1ER. SUPLENTE: M. I. RAFAEL HERRERA GOMEZ

2DO. SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Teodulo Gutierrez Acosta, Jesus Rivera Rodriguez, Nestor Martinez Romero, Rafael Herrera Gomez, and Salvador Macias Herrera.

Cd. Universitaria, Febrero de 1997.

CONTENIDO

	PAG.
RESUMEN	1
CAPITULO I INTRODUCCION	4
CAPITULO II ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS GEOTERMICOS	9
II.1 DEFINICIONES	9
II.2 BENEFICIOS DE UNA SIMULACION NUMERICA	9
II.3 INFORMACION RELEVANTE PARA LA SIMULACION DE UN CAMPO GEOTERMICO	10
II.4 MODELO GEOHIDROLOGICO CONCEPTUAL	11
II.5 DEFINICION DE LOS LIMITES FISICOS DE UN MODELO NUMERICO	11
II.6 ORIENTACION DEL MODELO NUMERICO SOBRE EL AREA A SIMULAR	12
II.7 DISCRETIZACION VERTICAL (NUMERO DE CAPAS) Y HORIZONTAL (NUMERO DE ELEMENTOS POR CAPA) DEL MODELO	12
II.8 ASIGNACION DE TIPO DE ROCA A CADA ELEMENTO DE LA MALLA	13
II.9 LOCALIZACION DE FUENTES DE RECARGA DE MASA Y CALOR	13
II.10 CONDICIONES INICIALES Y DE FRONTERA	14
II.11 CALIBRACION DEL MODELO NUMERICO	15
II.12 ETAPA DE PRONOSTICO	18
CAPITULO III MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO	20
III.1 GEOLOGIA	20
III.1.1 ESTRUCTURAS GEOLOGICAS	20
III.1.2 ZONAS DE MAXIMA PERMEABILIDAD	21

III.1.3	MINERALOGIA HIDROTERMAL	21
III.1.4	UNIDADES GEOHIDROLOGICAS	21
III.2	DELIMITACION DEL YACIMIENTO POR GEOFISICA	22
III.3	GEOQUIMICA	23
III.3.1	COMPORTAMIENTO DE LOS GASES	23
III.3.2	DISTRIBUCION ESPACIAL DE PARAMETROS GEOQUIMICOS	24
III.3.2.1	CONFIGURACION DE ISOVALORES DE CLORUROS	24
III.3.2.2	CONFIGURACION DE ISOVALORES POR TEMPERATURA DE Na/K	25
III.3.3	FENOMENOS QUE OCURREN EN EL YACIMIENTO	27
III.3.3.1	GRAFICAS DE ENTALPIA CONTRA CLORUROS	27
III.4	DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS Y REGIMEN DE FLUJO	28
III.5	DISTRIBUCION DE PRESIONES	28
III.6	DISTRIBUCION DE ZONAS PERMEABLES	28
III.7	RESUMEN DEL MODELO CONCEPTUAL	29
CAPITULO IV		
EVALUACION VOLUMETRICA		31
IV.1	METODOLOGIAS	31
IV.1.1	ANALISIS VOLUMERICO	31
IV.1.2	EXPANSION ADIABATICA	31
IV.1.3	EXPANSION CON TRANSFERENCIA DE CALOR ROCA-FLUIDO	31
IV.1.4	EXPANSION CON RECARGA	32
IV.1.5	COMBINACION DE VARIOS PROCEDIMIENTOS	32
IV.2	MODELO BASICO	32
IV.2.1	CASO 1: ANALISIS VOLUMETRICO	34
IV.2.2	CASO 2: SOLUCION MATEMATICA COMPLETA	35
CAPITULO V		
CODIGO DE SIMULACION TETRAD		42
V.1	PARTES DISTINTIVAS DE TETRAD	42
V.2	FORMULACION DEL MODELO	43
V.2.1	ECUACIONES FUNDAMENTALES	43
V.2.2	VARIABLES PRIMARIAS	44
V.2.3	EL JACOBIANO	45

V.3	ECUACIONES DE ESTADO Y PROPIEDADES DE LAS FASES	45
V.4	OPCIONES PARTICULARES DEL SIMULADOR	46
V.4.1	METODOS SEMI-ANALITICOS	46
V.4.2	MODELO DE DOBLE POROSIDAD	47
V.5	BREVE DESCRIPCION DEL PROCESO DE SIMULACION	47
V.5.1	INICIALIZACION DE PROPIEDADES TERMODINAMICAS	47
V.5.2	EMPEZANDO LA SIMULACION	48
V.5.3	ANALISIS DE LA SALIDA DE RESULTADOS	48
CAPITULO VI		
SIMULACION NUMERICA		50
VI.1	CONSTRUCCION DE LA MALLA	50
VI.1.1	ASIGNACION DE VALORES A LA MALLA	50
VI.1.1.1	TEMPERATURA DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA	50
VI.1.1.2	PRESION DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA	51
VI.1.1.3	PERMEABILIDADES DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA	51
VI.1.2	PROPIEDADES FISICAS DE LAS ROCAS	51
VI.2	ESTADO INICIAL O ESTACIONARIO	54
VI.3	DISCUSION DE RESULTADOS	54
VI.3.1	AJUSTE DE HISTORIA	55
VI.3.2	ESCENARIOS DE EXPLOTACION	65
VI.3.2.1	RESULTADOS CON 80 MW ADICIONALES	68
VI.3.2.2	RESULTADOS CON 120 MW ADICIONALES	68
CAPITULO VII		
CONCLUSIONES		70
APENDICE		72
BIBLIOGRAFIA		75

SIMULACION NUMERICA DE LA ZONA NORTE DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es la simulación de la respuesta de la parte del yacimiento ubicado en la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, al extraerse la masa necesaria para generar 80 MW o 120 MW adicionales a los 25 MW ya instalados.

Como base de la simulación, se partió de un modelo conceptual basado en los diferentes estudios de geología, mineralogía, geofísica, geoquímica e ingeniería de yacimientos del campo, con los cuales se llegó a las siguientes conclusiones:

- Desde el punto de vista geológico se obtuvo un modelo que funciona con zonas permeables a través de estructuras y en el cual se define una capa sello superior (Unidad Riollita Agua Fría) y otra que contiene al yacimiento (Unidad Andesita Mil Cumbres), por mineralogía se definió la cima y la base del yacimiento con un espesor promedio de 1750 m; también se definió una zona de recarga al SSE de la zona y se determinó que el flujo subterráneo se mueve del SSE al NNW, y que las regiones de mayor permeabilidad se asocian a las zonas de influencia de las fallas.
- Con información de geoquímica se infiere un flujo probable de sur a norte encontrándose abierto hacia el NW.
- De acuerdo a los datos de ingeniería de yacimientos se confirma el funcionamiento del modelo estructural, en donde se determinó que las fallas funcionan como medios de conducción de los fluidos. Observando el comportamiento de las temperaturas estabilizadas se definió la dirección del flujo de fluidos del Este al Oeste.
- El yacimiento de la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres se delimita por el bajo resistivo de 15 ohm-m.
- En el lado Este de la envolvente se encuentra la fuente de calor como lo demuestra la presencia de anfíbol y las mayores temperaturas medidas.
- Por el lado Este se encuentra el ascenso vertical de fluido caliente como lo demuestran las configuraciones de temperatura estabilizada presentadas en las secciones x-z.
- El fluido asciende verticalmente desde el acuitardo alimentador y se distribuye en el yacimiento hacia el Oeste a través de las fallas.
- Por el perfil de presión de fondo estático inicial se observa que el yacimiento originalmente se encontraba únicamente en fase líquida.

Se presenta un análisis de la historia de producción de los pozos de la zona norte; los pozos que han sido perforados, sus características de producción a 8 bar de separación; la historia del gasto de vapor y agua, la presión de cabezal y entalpía; perfil de presión estática de fondo inicial, la cual es muy cercana a la presión del yacimiento. Además se presentan las mediciones periódicas de presión estática para los diferentes sectores en que se dividió el yacimiento, como son el sector El Chino, La Cumbre, La Cumbre Bis, Laguna Verde y Marfataro.

La evaluación volumétrica de la zona norte se realizó como una etapa preliminar a la simulación, considerando valores medios de los parámetros termodinámicos y petrofísicos del yacimiento, el cual se idealizó como un sistema de roca saturada de agua, de límites adiabáticos e impermeables. El potencial calculado en la zona es de 330 MW durante un período de 20 años.

El modelo numérico es la representación del modelo conceptual del yacimiento, por medio de la división de un espacio finito en 6 estratos con 99 bloques cada uno. A cada bloque de la malla de simulación se le asignaron valores de temperatura, presión, porosidad, permeabilidad, conductividad, etc. El yacimiento se considera abierto, es decir, existe transferencia de masa y energía, a través de las fronteras del sistema, logrando reproducir la probable localización de la fuente de calor, la dirección de movimiento de los fluidos en el sistema y la descarga de calor a través de las manifestaciones superficiales.

La calibración del modelo numérico se llevo a cabo por medio del ajuste del estado inicial o estacionario del yacimiento. El ajuste consiste en reproducir con el modelo numérico las distribuciones medidas de presión y temperatura. Después de numerosas corridas del simulador comercial Tetrad, se obtuvo un buen ajuste de la presión y temperatura para el modelo numérico.

La calibración del modelo resultante del estado inicial o estacionario fue refinado por medio del ajuste de la historia de producción de los diferentes sectores y la entalpía por geotermómetros del yacimiento. Después de varias corridas para lograr este ajuste se llegó a las siguientes conclusiones:

- Se obtuvo el estado estacionario después de 100,000 años. El ajuste es razonable entre los valores simulados y los reales medidos de temperatura y presión.
- En el ajuste de historia de la producción se obtuvieron resultados satisfactorios entre el decremento de presión real (el cual es de 1 a 6 bar) y el decremento de presión promedio simulado, el cual es de 1.5 a 7.5 bar
- Los resultados encontrados en el ajuste del modelo con la historia de producción, comprueban que el modelo conceptual planteado es razonable. Se puede decir que el yacimiento de la zona norte de Los Azufres es abierto. Además que el acuitador alimentador proporciona fluidos calientes por el lado Este del campo, los cuales ascienden desde una profundidad de 3000 a 4000 m.

- Se obtuvo un buen ajuste entre la entalpía calculada mediante el geotermómetro de sodio-potasio y la simulada con Tetrad (Cuatro diferentes opciones de simulación: Petróleo, Composicional (isotérmico), Térmico y Geotérmico).

La calibración del modelo numérico con los datos de presión y entalpía, la cual se considera adecuada, da validez al modelo numérico para que sea usado en conocer la respuesta del yacimiento a la extracción de masa futura para generar energía eléctrica.

Se simularon dos escenarios, uno con la extracción de masa necesaria para generar 80 MW, y otro para generar 120 MW adicionales a los 25 MW ya existentes. Los resultados obtenidos en las corridas de predicción del modelo proporcionan los siguientes resultados.

- Para el primer escenario, el de 80 MW adicionales, el yacimiento presenta una caída de presión promedio en los 5 sectores de 9 a 14 bar después de 20 años de explotación. Lo que da una declinación de 0.4 a 0.7 bar/año.
- Con la extracción de masa, el yacimiento pasa de en estado de líquido comprimido a dos fases en la zona donde se encuentran ubicados los pozos productores. Este cambio se aprecia en las tres primeras capas del modelo.
- Observando los resultados anteriores, se puede concluir que el yacimiento soportó sin problemas la extracción de masa que tal aumento de generación representa. Solamente se tiene que tener cuidado que los nuevos pozos se perforen más allá del segundo nivel del yacimiento.

En las corridas para 120 MW adicionales, el modelo numérico proporciona los siguientes resultados:

- El yacimiento presenta una caída de presión promedio para los cinco sectores de 12 a 16 bar después de 20 años de explotación, lo que da una declinación de 0.6 a 0.8 bar/año.
- También se observa un cambio de fase en este escenario, principalmente en las tres primeras capas.
- Por los resultados obtenidos para este escenario se considera que el yacimiento soporta sin problemas la extracción de masa que el aumento de 120 MW de generación representan. Aquí también se debe tener en consideración que los nuevos pozos se deben perforar mas allá del segundo nivel del yacimiento.

Para ambos escenarios se concluye que el yacimiento soporta sin problemas la extracción de masa para generar 80 o 120 MW adicionales.

CAPITULO I

INTRODUCCION

El Campo Geotérmico de Los Azufres se localiza al oeste de la Ciudad de Morelia, y a 24 km al Norte de Cd. Hidalgo, Mich., en la porción centro-sur del eje Neovolcánico Mexicano (Figura I.1)*. El campo se ubica sobre un complejo hidrotermal volcánico a una elevación sobre el nivel del mar que varía entre 2500 y 3000m. Se encuentra comunicado por las carreteras Federales 15 (Vía Ciudad Hidalgo) y 12 (Vía Morelia-Maravatío).

El campo se ubica en una zona montañosa rodeada por valles. Es el primer campo geotérmico mexicano en explotación asociado a rocas volcánicas fracturadas. Se divide en dos sectores, para su estudio y aprovechamiento:

- El Sector Marítaro, ubicado en la zona norte.
- El Sector Tejamaniles, localizado al sur.

La perforación de los pozos de la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres se inició en 1977 con el pozo AZ-3, desde esa fecha se han perforado 32 pozos en esa área. En la Tabla I.1 se presentan los nombres de los pozos perforados, así como la altitud de la plataforma en msnm, la profundidad de inicio y fin del liner ranurado o del agujero descubierto, y el estado actual del pozo; si es productor, inyector o fallido.

En la Tabla I.2 se muestran las características de producción a 8 bar de los pozos de la zona norte del Campo Geotérmico de Los Azufres, así como su fecha de desarrollo.

Actualmente se tienen instaladas 5 Unidades turbogeneradoras portátiles de descarga atmosférica de 5 MW cada una. Las Unidades 3, 4 y 5 entraron en operación comercial en agosto de 1982. La Unidad-3 esta alimentada por el pozo AZ-5; la Unidad-4 por los pozos AZ-13 y AZ-32 y la Unidad-5 por los pozos AZ-9, AZ-45 y AZ-41. En diciembre de 1989 inició a generar la Unidad 8, alimentada por los pozos AZ-4 y AZ-28. Por último en abril de 1990, la Unidad 9 principia su generación eléctrica comercial, teniendo los pozos integrados AZ-43 y AZ-32.

La Unidad-5 se instaló originalmente en el pozo AZ-19, pero debido al decremento en la producción del pozo la unidad se trasladó al AZ-9.

* Las figuras aparecen al final del trabajo

La Figura 1.2 muestra la localización de los pozos en este sector. La terminación de los pozos ha sido a distintas profundidades, desde someros como el pozo AZ-41 de 1100 m de profundidad hasta profundos como el pozo exploratorio AZ-44, terminado a 600 metros bajo el nivel del mar.

Actualmente la capacidad total instalada en todo el campo es de 88 MWe, con 10 Unidades turbogeneradoras. De la capacidad indicada, 63 MWe corresponden al sector Tejamaniles (zona sur), con 5 Unidades que consumen un total de 722 t/h de vapor. La diferencia (25 MW), se genera en el sector Marítaro con 5 Unidades turbogeneradoras a boca de pozo.

La producción constante de los pozos integrados a las Unidades de generación ha permitido conocer la respuesta del yacimiento frente a la explotación. Las Figuras 1.3 a 1.13 presentan la evolución de la producción de mezcla, agua, vapor, presión de cabezal y entalpía respecto al tiempo de los pozos integrados a las Unidades.

Se observa que la mayoría de los pozos integrados a las Unidades de generación no presentan declinaciones muy fuertes en su producción. Las entalpías promedio de producción son las siguientes: AZ-4 (1400 kJ/kg), AZ-5 (2000 kJ/kg), AZ-9 (1700 kJ/kg), AZ-13 (2500 kJ/kg), AZ-28 (1600 kJ/kg), AZ-32 (2750 kJ/kg), AZ-41 (2750 kJ/kg), AZ-43 (1950 kJ/kg) y AZ-56 (1750 kJ/kg).

Se calcularon las temperaturas del yacimiento por medio de la aplicación de los geotermómetros de Na/K y SiO₂, con ellos se determinaron las entalpías a esas temperaturas. Se graficaron estas variables respecto al tiempo (Figuras 1.14 a 1.23). Como se puede apreciar en las gráficas estas entalpías son menores a las de producción debido a que se trata de entalpías medidas a condiciones de yacimiento.

Con el propósito de conocer el decremento de presión que ha tenido el yacimiento durante su explotación comercial, se ha medido la presión estática de fondo de algunos pozos (la cual es muy cercana a la presión del yacimiento). En la Figura 1.24 se muestra el perfil de presión de fondo estática inicial por sectores del yacimiento de Los Azufres, zona norte, contra profundidad. La presión se determinó promediando las condiciones de diferentes pozos agrupados en 5 sectores, de acuerdo a las fallas donde se encuentran localizados. Los pozos de los diferentes sectores son los siguientes:

Sector "El Chino".	pozos AZ-3, AZ-9 y AZ-56.
Sector "La Cumbre".	pozos AZ-13 y AZ-32.
Sector "La Cumbre Bis".	pozos AZ-4, AZ-28 y AZ-30.
Sector "Laguna Verde".	pozos AZ-5, AZ-43, AZ-51 y AZ-49.
Sector "Marítaro".	pozos AZ-19, AZ-21, AZ-57, AZ-42 y AZ-52.

De la forma del perfil mostrado en la Figura I.24 se deduce que se trata de un yacimiento en fase líquida.

En los pozos de cada sector se han realizado mediciones periódicas de presión estática de fondo, las cuales se han graficado contra tiempo para conocer el decremento que ha tenido el yacimiento. En las Figuras I.25 a I.29 se muestran los resultados de estas mediciones.

En la Figura I.25 en el sector "El Chino" se ha tenido un decremento de presión de 2.43 kg/cm² (2.38 bar). En el sector "La Cumbre", Figura I.26, la presión ha bajado 7 kg/cm² (6.8 bar). En "La Cumbre bis", Figura I.27, el decremento de presión ha sido de 6.0 kg/cm² (5.8 bar). En el sector "Laguna Verde", Figura I.28, la presión ha bajado 8.25 kg/cm² (8.1 bar) y en el sector Marítaro, Figura I.29, la presión ha disminuido 5.5 kg/cm² (5.4 bar).

Como se especificó con anterioridad el objetivo principal de este trabajo es conocer la respuesta del yacimiento de la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, al extraerse masa para generar 80 MW o 120 MW adicionales a los 25 MW ya existentes, sin considerar los efectos de la inyección.

Para realizar el presente estudio se desarrollaron las siguientes actividades:

- 1° Se revisó la información de geología, mineralogía, geofísica, geoquímica e ingeniería de yacimientos.
- 2° En base a la información anterior se elaboró el modelo conceptual del yacimiento.
- 3° Se desarrolló el modelo numérico del yacimiento, considerándolo abierto.
- 4° Para el modelo se obtuvo el estado inicial o estacionario del sistema, se realizó el ajuste de historia y se pronosticó el comportamiento del yacimiento al extraerle masa para generar 80 o 120 MW adicionales a los 25 MW ya existentes.

Tabla I.1.- Nombre de los pozos perforados, altitud sobre el nivel del mar, profundidad del inicio y fin del liner, y estado actual de los pozos.

NO.	POZO	ALTITUD mnm	INICIO LINER (m)	FIN LINER (m)	PROFUNDIDAD (m)	ESTADO
1	AZ-3	2778	2202	2440	2450	INYECTOR
2	AZ-4	2885	1539	1948	1950	PRODUCTOR
3	AZ-5	2900	1071	1489	1493	PRODUCTOR
4	AZ-8	2441	1543	2445	2447	PRODUCTOR
5	AZ-13	2929	1021	1215	1219	PRODUCTOR
6	AZ-14	2827	650	755	755	ESTUDIO
7	AZ-15	2785	561	845	847	INYECTOR
8	AZ-19	2839	991	1683	1186	PRODUCTOR
9	AZ-21	2813	997	1798	1820	OBSERVACION
10	AZ-27	2782	740	2000	2000	OBSERVACION
11	AZ-28	2844	713	1689	1680	PRODUCTOR
12	AZ-29	2904	1085	2900	2900	NO PRODUCTOR
13	AZ-30	2858	1506	2000	2000	ESTUDIO
14	AZ-32	2937	1005	1559	1559	PRODUCTOR
15	AZ-40	2714	1057	2081	2081	SUST. AZ- 61
16	AZ-41	3004	355	451	551	PRODUCTOR
17	AZ-42	2722	1769	1806	1814	PRODUCTOR
18	AZ-43	2892	816	1503	1503	PRODUCTOR
19	AZ-44	2797	2048	3544	3544	OBSERVACION
20	AZ-45	2985	1541	1987	1694	PRODUCTOR
21	AZ-48	2900	2275	2685	2993	PRODUCTOR
22	AZ-49	2896	1807	2400	2502	ESTUDIO
23	AZ-51	2916	1250	1835	1835	PRODUCTOR
24	AZ-52	2834	1000	1604	1936	INYECTOR
25	AZ-53	2916	1202	1995	2005	ESTUDIO
26	AZ-56	2929	1656	2539	2550	PRODUCTOR
27	AZ-57	2842	1493	1796	1800	OBSERVACION
28	AZ-59	2415	663	900	905	PRODUCTOR
29	AZ-60	2415	2202	2440	2450	PRODUCTOR
30	AZ-52D	2634	300	725	730	INYECTOR
31	EAZ-1	2390			2000	EXPLORATIVO
33	AZ-61	2714	1081	2000	2000	INYECTOR

TABLA I.2.- Características de la producción de los pozos de la zona norte de Los Azufres.

PRODUCCION PROMEDIO DE LOS POZOS A 8 BAR DE SEPARACIÓN				
POZO	PRESION EN CABEZAL (BARA)	VAPOR (TON/H)	AGUA (TON/H)	GAS (% PESO)
AZ-05	10	83	56	1.4
AZ-13	11	64	15	1.9
AZ-32	10	52	2	2.0
AZ-43	12	50	35	1.0
AZ-48	10	52	2	2.0
AZ-51	10	47	105	0.4
AZ-09	7	31	36	0.5
AZ-56	9	20	15	0.5
AZ-41	10	36		
AZ-28	10	24	37	0.3
AZ-04	12	50	89	0.1
AZ-42	10	126	203	0.5

CAPITULO II

ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS GEOTERMICOS

II.1 DEFINICIONES

Simulación Numérica: Es la representación de procesos físicos por medio de ecuaciones matemáticas:

- Solución analítica: Es la solución exacta de una ecuación (también llamada solución cerrada).
- Solución numérica: Es la solución que se obtiene de la discretización de una ecuación y el uso de métodos numéricos.

Modelo numérico: Es la subdivisión de un espacio finito (yacimiento) en bloques. Las ecuaciones que rigen el proceso se aplican a cada uno de estos bloques, dando lugar a un sistema de ecuaciones que simulan lo que pasa en el yacimiento (flujo de masa y transferencia de calor roca-fluido). Este sistema de ecuaciones constituyen un modelo numérico.

Simulador numérico: Es un programa de cómputo o conjunto de programas de cómputo que sirve (n) para resolver las ecuaciones que resultan del modelo matemático, usando métodos numéricos.

Debido a la complejidad de los procesos que ocurren en un sistema geotérmico, las ecuaciones que representan la transferencia de masa y calor en el sistema, no tienen solución analítica y para su solución se necesitan usar métodos numéricos y por consiguiente un simulador numérico.

Una simulación numérica se utiliza cuando una solución analítica simplificada no nos da la respuesta que requerimos. En una solución numérica se puede incluir la información relevante y disponible de un campo, y analizar los efectos de cada una de las variables que afectan el sistema.

II.2 BENEFICIOS DE UNA SIMULACION NUMERICA

Una vez que un modelo numérico está debidamente calibrado con datos de campo, es una magnífica herramienta de predicción, con él se pueden llevar a cabo los siguientes estudios:

1. Analizar estrategias de explotación y desarrollo de un campo (tendencias de producción vs tiempo, localización de pozos de producción e inyección, definir zonas de inyección, ayudar a determinar posibles extensiones de zonas de producción, etc.)

2. Definir grado de conectividad entre pozos.
3. Efectos de interferencia entre pozos de producción y entre pozos de producción e inyección.

II.3 INFORMACION RELEVANTE PARA LA SIMULACION DE UN CAMPO GEOTERMICO

En el caso específico de un yacimiento geotérmico la siguiente información es relevante para incluirse en un modelo numérico:

1. Localización y terminación de pozos. Si los pozos son direccionales, se requiere tener datos de la desviación vs profundidad medida y profundidad vertical real.
2. Mapas geológicos, columnas y secciones transversales mostrando la estratigrafía y características geológicas del área geotérmica y sus vecindades (fallas, unidades litológicas, discontinuidades en las formaciones, cambio de facies, etc.)
3. Perfiles de presión y temperatura en los pozos. Mapas regionales mostrando contornos de presión y temperatura.
4. Si hay asentamientos del terreno en el campo, datos históricos y mapas de deformación de la superficie.
5. Datos de historia de: (a) presión (presión de fondo, de cabezal o ambas), (b) temperatura de producción e inyección, (c) entalpia de producción e inyección, (d) gastos de producción e inyección, (f) presiones de inyección, (g) aperturas de válvulas de flujo, etc.
6. Datos de pruebas de pozo

Estáticas:

- a) pruebas de pérdida de agua en zonas permeables,
- b) pruebas de recuperación de temperatura (estabilización),
- c) gradientes de presión,
- d) niveles de espejo de agua (niveles piezométricos)

Dinámicas:

- a) índice de productividad,
- b) inyectividad,
- c) incremento de presión (build-up),
- d) decremento de presión (drawdown),
- e) pruebas de interferencia,
- f) molinete (spinner),

- g) pruebas de cortes de productividad de los pozos,
 - h) química de producción, etc.
7. Datos de manifestaciones superficiales como manantiales, fumarolas, zonas de alteración (gastos y química de fluidos).
 8. Datos de estudios geofísicos: sísmicos, gravimétricos, magnetotelúricos.
 9. Datos geoquímicos (gases no-condensables, cloruros, salinidad, inclusiones de fluidos, geotermómetros, gases nobles, etc.)
 10. Parámetros petrofísicos de las formaciones: densidad, porosidad, permeabilidad, conductividad térmica saturada con líquido, calor específico, compresibilidad, expansión térmica.
 11. Condiciones de operación de las plantas: presión de separador, presión de admisión, consumo específico de flujo.
 12. Posibles escenarios para el desarrollo futuro del campo, incluyendo pozos de expansión del área a explotar, de sustitución e inyección. Definir las fechas tentativas de disponibilidad de cada pozo, expansión proyectada de capacidad instalada. Areas adicionales con reservas probables.

En condiciones ideales, esta sería la información necesaria para llevar a cabo una simulación a conciencia de un campo geotérmico. En la realidad, en muchas ocasiones parte de esta información no está disponible o no existe. Si es el caso, se usan valores reportados en la literatura o bien valores basados en la experiencia del modelador.

II.4 MODELO GEOHIDROLOGICO CONCEPTUAL

El análisis e interpretación de los datos de los nueve primeros puntos de la sección anterior permiten la conceptualización de la dirección de flujo de los fluidos en el sistema, la posible localización de la fuente de calor y las zonas de recarga y descarga de masa al sistema geotérmico. Esta interpretación constituye el modelo geohidrológico conceptual y éste es el modelo que se trata de reproducir con el modelo numérico del campo.

II.5 DEFINICION DE LOS LIMITES FISICOS DE UN MODELO NUMERICO

Para poder definir los límites del área a simular es necesario obtener toda la información disponible del campo geotérmico, interpretarla y construir un modelo conceptual. Con este modelo conceptual se trata de definir, tan bien como sea posible, los límites areal y vertical de la anomalía geotérmica. Los límites físicos de un modelo numérico se definen en función de los límites de la anomalía geotérmica. La pregunta que se nos ocurriría de inmediato es ¿que

tan alejados de la anomalía deben colocarse los límites del modelo numérico?. La respuesta es que no existe una receta para localizar estos límites. La distancia de los límites de la anomalía a los límites del modelo numérico dependerá de muchos factores. Por mencionar algunos, la presencia de fallas sellantes, presencia de zonas impermeables, topografía del lugar, etc. En las áreas donde el límite de la anomalía no está definido o se tiene duda es aconsejable dejar al menos cinco kilómetros a partir del límite de la anomalía. Si durante el ajuste de historia se requiere dar más volumen al sistema, se pueden extender los límites físicos del sistema (Figura II.1).

II.6 ORIENTACION DEL MODELO NUMERICO SOBRE EL AREA A SIMULAR

Del modelo conceptual se puede definir la dirección preferencial de flujo y en esa dirección por lo general se orienta el área a simular. Esto se hace para evitar efectos de dispersión numérica causados por la forma en que se orienta la malla del simulador. Lo que es especialmente importante si se usan mallas cartesianas (Figura II.2).

II.7 DISCRETIZACION VERTICAL (NUMERO DE CAPAS) Y HORIZONTAL (NUMERO DE ELEMENTOS POR CAPA) DEL MODELO

La discretización vertical del modelo por lo general se hace considerando la litología y las estructuras geológicas del sistema geotérmico. Cabe hacer notar que la discretización vertical no tiene que seguir estrictamente todos los cambios litológicos. La subdivisión se hace tomando en cuenta únicamente las formaciones que afectan la dinámica del sistema.

Hay que recordar que cada capa que se le agregue al sistema debe de estar justificada ya que representará mayor número de elementos en la malla y consecuentemente requerirá mayor tiempo de cálculo.

La capa más profunda del modelo (capa del fondo) se usa por lo general para proporcionar masa y calor al modelo. La localización de las fuentes de calor y masa se definen en base al modelo conceptual y la interpretación de los contornos de temperatura.

Finalmente es recomendable agregar una capa colchón entre la capa más profunda y las capas que representen el sistema geotérmico. Esto se hace con el objeto de tener mejor control en el suministro de masa y calor al modelo (Figura II.3).

La generación se hace de la siguiente manera:

1. Localizar dentro del área a simular, los intervalos de producción, inyección u observación de cada pozo. En el caso de pozos verticales, las coordenadas (x,y) de estos intervalos coinciden con las coordenadas de localización en la superficie. en el caso de pozos desviados, las coordenadas de localización en la superficie serán diferentes a las de los intervalos de comunicación con el yacimiento. en el caso de

pozos desviados produciendo de varias capas a diferente profundidad se debe seleccionar un punto por cada intervalo de producción.

2. Basándose en el modelo conceptual del campo y los contornos de temperatura, localizar estructuras importantes que puedan afectar el flujo en el sistema. Si se va a usar un generador de mallas regulares o una malla cartesiana con refinamiento local, usando puntos (nodos) colocados estratégicamente, se puede reproducir cualquier tipo de estructura que se desee; por ejemplo, para simular una falla, se pueden usar tres grupos de nodos alineados.

II.8 ASIGNACION DE TIPO DE ROCA A CADA ELEMENTO DE LA MALLA

Usando la información litológica observada en cada pozo, se construyen mapas litológicos areales a la profundidad media de cada capa, la malla areal del modelo se superpone en cada uno de estos mapas para definir el tipo de roca correspondiente a cada elemento.

II.9 LOCALIZACION DE FUENTES DE RECARGA DE MASA Y CALOR

La localización de las fuentes de recarga de masa y de calor se hace basándose en el análisis del modelo geohidrológico conceptual; en especial en la química de fluidos y en las isotermas a diferentes profundidades. En la Figura II.4 se muestra un ejemplo del modelo conceptual del campo geotermico de Los Geysers, California.

Las fuentes de recarga de masa pueden ser:

- a) Infinita; también conocida como de estado estacionario o de presión y temperatura constantes.
- b) De tipo tanque o de volumen finito. Este tipo se puede representar por la adición al modelo numérico de bloques de volumen finito que suministrará masa al sistema y van a tender a declinar con el tiempo. A esta declinación se le puede ajustar una ecuación, y ésta puede usarse en vez de los bloques de volumen finito.

La correcta ubicación de la fuente de calor es importante para la adecuada calibración del modelo numérico de un campo. De la localización de la fuente de calor y de su potencia, dependerá en buena parte la distribución inicial de temperatura en el sistema. Otra variable que juega un papel muy importante en la distribución de temperaturas es la distribución de permeabilidades en el sistema, la cual se discutirá más adelante.

La fuente de calor puede ser:

- a) Fuente de calor infinita o en estado estacionario.

- b) **Fuente de calor finita.** La fuente de calor finita se puede representar en forma más adecuada por medio de una ecuación.

La calibración de las fuentes de masa y de calor, forma parte del proceso de calibración del modelo numérico, la cual se discutirá más adelante.

II.10 CONDICIONES INICIALES Y DE FRONTERA

Las condiciones iniciales pueden ser hasta cierto punto arbitrarias, siempre y cuando los valores que se den sean razonables. Por lo general, como condición inicial, se asigna una sola presión y temperatura a todos los elementos de una misma capa. Las temperaturas para cada capa se dan de acuerdo a los perfiles estáticos medidos. Las presiones se recomienda calcularlas usando una columna hidrostática de fluido.

Las condiciones de frontera pueden ser de tres tipos,

1. Presión y temperatura constantes

La condición de presión constante asignada a un elemento o elementos puede (n) hacer que éste o estos actúen como fuente o sumidero, dependiendo de las condiciones de presión calculadas por el modelo numérico para los bloques vecinos. Se recomienda tener precaución con esta condición de frontera porque puede conducir a resultados demasiado optimistas (cuando el elemento opera como fuente de masa) o pesimista (en el caso de sumidero).

2. Frontera abierta.- La condición de frontera abierta puede a su vez ser de tres tipos:

- a) **Un bloque externo agregado al modelo numérico con condiciones de presión y temperatura constantes.**
- b) **De masa constante o variable;** en este caso se especifica el elemento de la malla donde se requiere agregar una cantidad de masa constante y la entalpía de ésta. Si se desea alcanzar régimen permanente, es necesario compensar lo que se agrega al sistema por medio de un sumidero de masa, del cual se extrae la misma cantidad de masa que se agregó. La masa producida tendrá una entalpía calculada por el simulador de acuerdo a las condiciones de presión, temperatura y saturación en el bloque que se extrae.
- c) **De calor constante o variable,** como en el caso anterior, se especifica la cantidad de calor que se requiere agregar al sistema y el elemento de malla conteniendo esta fuente de calor. Para poder alcanzar un régimen estacionario, este calor debe de disiparse de alguna manera en el sistema. Es común agregar un bloque atmosférico en contacto con la parte superior del modelo numérico. Este sirve como sumidero de calor. para tener una idea de la cantidad de calor a agregar, en Los Geysers en California la densidad de flujo de calor es del orden de 0.5 w/m^2 .

3. Frontera cerrada.- Este tipo de frontera también conocida como frontera sin flujo, puede ser de dos tipos:

- a) Completamente cerrada, es decir sin flujo de fluidos y sin flujo de calor; en este caso no se especifica conexión con ningún otro elemento. Esta condición de frontera es común en los límites del modelo numérico y tiende a dar resultados conservadores. Esta es la condición más recomendable para los límites del modelo, a menos que exista alguna evidencia de que la frontera este abierta al flujo de calor y/o fluidos.
- b) Frontera cerrada al paso de fluido y abierta al flujo de calor. Esta condición se obtiene reduciendo la permeabilidad en la dirección de la conexión a un valor de $1 \times 10^{-18} \text{ m}^2$ (0.001 md) o menor. de esta manera la transferencia de masa entre bloques es muy pequeña o cero, pero sí existe transferencia de calor entre los bloques (elementos) que comparten la conexión.

II.11 CALIBRACION DEL MODELO NUMERICO

El modelo numérico se calibra en dos etapas. La primera etapa es el ajuste del estado inicial; También se hace referencia a él como ajuste del estado natural del sistema. en esta etapa se trata de reproducir las temperaturas (estabilizadas) medidas en los pozos antes de empezar la producción.

Es conveniente construir mapas areales de isotermas para todos los elementos del modelo. Estos mapas deben construirse a la profundidad de los nodos de cada capa (generalmente el punto medio de la capa). Esto se hace con dos objetivos : a) ayudar en el desarrollo del modelo geohidrológico conceptual y b) usar estos mapas de isotermas como base para el ajuste del estado inicial. Por lo general, la cantidad de mediciones de temperatura y presión en los pozos disminuye con la profundidad, en estos casos es válido y conveniente extrapolar la información disponible hasta la profundidad que sea necesaria.

La reproducción de la distribución de temperaturas en cada capa del modelo se hace por medio de un proceso de ensaye y error. El parámetro de ajuste más importante es la permeabilidad en las tres direcciones (x,y,z) y a continuación en orden de importancia se usan la distribución inicial de presiones, la localización y potencia de la fuente de calor, la localización y magnitud de las zonas de recarga y descarga de masa.

El análisis de los resultados de una corrida de simulación nos da la información requerida para hacer los ajustes necesarios a los parámetros anteriores. En preparación para la siguiente corrida, se procede de la siguiente manera:

1. Dependiendo de si se quiere aumentar o disminuir la cantidad de calor transportado por convección hacia determinadas zonas del modelo, modificar las permeabilidades de cada nodo, aumentándola o disminuyéndola, según se requiera. La convección es el proceso de transporte de calor más importante en un sistema geotérmico. De ser necesario, se subdividen los tipos de roca, para poder crear zonas de diferentes

permeabilidades con la misma litología.

2. Si se juzga que los cambios de permeabilidad no producen los cambios de temperatura y/o presión que se buscan obtener, se procede a modificar alguno de los otros parámetros (presión, localización y potencia de la fuente de calor o la localización y magnitud de las fuentes y/o sumideros de masa). Es necesario tomar en cuenta que el calor que se agrega en el modelo se debe disipar, y la masa que se agregue en una fuente se tiene que compensar agregando un sumidero de masa del que se debe extraer la masa necesaria para balancear el sistema. Esto se hace para poder alcanzar un régimen permanente o casi-permanente.
3. Cabe hacer notar que en esta etapa los cambios en la porosidad no son muy relevantes, ya que no se tiene producción, y por consiguiente no se esté modificando la cantidad de masa del sistema.

Durante esta etapa se refina el modelo geohidrológico conceptual, modificando, de ser necesario, la localización de la fuente de calor, la localización de fuentes y sumideros, agregando o quitando conductos de alta permeabilidad, modificando barreras de flujo, etc. El objetivo final es reproducir con el modelo numérico, dentro de cierta tolerancia, la distribución de temperaturas iniciales medidas.

Es recomendable que en cuanto se empiece a notar que se está logrando un ajuste burdo del estado inicial, inmediatamente se empiecen a hacer corridas simultáneas de ajuste de historia. La razón es que al empezar el ajuste de historia de producción se tendrían que modificar las permeabilidades y porosidades alrededor de las zonas de producción e inyección. Estas modificaciones en algunos casos son drásticas y van a cambiar el ajuste buscado del estado inicial, en algunos casos esto implica una pérdida de tiempo considerable. La calibración del modelo termina cuando se logra ajustar simultáneamente, dentro de cierta tolerancia, el estado inicial y la historia de producción del campo. El ajuste del estado inicial nos proporciona una idea de la distribución de permeabilidades en el sistema. Esta distribución de permeabilidades se refina durante la segunda etapa de la calibración del modelo numérico que consiste en el ajuste de la historia de producción.

Para el ajuste de historia es conveniente que todos los tiempos especificados para cada fuente y sumideros coincidan con el tiempo máximo de producción. Si este tiempo es menor que el tiempo máximo de producción, los cálculos se detendrán antes de completar el tiempo de historia de producción, lo cual no causa ningún problema. En algunos simuladores, si el tiempo de cálculo es mayor que el tiempo máximo de producción, la simulación se detiene y el simulador marca error. Para evitar problemas, es conveniente que los datos de producción e inyección para todos los pozos declarados, empiecen y terminen al mismo tiempo. Esto se hace posible dando valor de gasto cero durante el tiempo que el pozo este inactivo. Por ejemplo en la Figura II.5 se muestran dos pozos que entran en línea a diferentes tiempos y uno de ellos se abandona después de producir por cinco años.

La calibración del modelo durante la etapa de ajuste de historia consiste en reproducir con el

modelo numérico una o más de las siguientes curvas:

- presión vs tiempo (presión promedio del yacimiento, presión medida en un pozo, pruebas de presión),
- entalpía vs tiempo,
- gasto vs tiempo, o
- niveles de espejo de agua (piezométricos) vs tiempo.

Si se provee la historia de gastos vs tiempo como datos de entrada, entonces dependiendo de las condiciones de flujo en el yacimiento (una o dos fases) se trata de ajustar el modelo de la siguiente manera:

- Flujo monofásico, calcular el índice de productividad de cada pozo y ajustar hasta reproducir la tendencia de la historia de gastos vs tiempo. De contar con datos, reproducir la historia de presión.
- Flujo bifásico, reproducir la historia de entalpía, la historia de presión, o ambas.

Cuando se está tratando de reproducir entalpía en dos fases, es necesario considerar si el yacimiento es de matriz porosa (yacimiento fracturado). En yacimientos fracturados, los cambios de presión entre los bloques de matriz y las fracturas son más contrastantes. En los casos de recarga limitada, éstos conducen más fácilmente a la aparición de zonas en dos fases. Esto se debe a que las fracturas se vacían rápidamente debido a su pequeña capacidad de almacenamiento y alta permeabilidad, creando gradientes de presión entre la matriz y la fractura. En el caso de una buena recarga, los pozos terminados en estas zonas se mantienen en una sola fase ya que las fracturas oponen poca resistencia al flujo de fluidos. Estas condiciones, aunque triviales, es conveniente considerarlas, porque en algunos casos no es posible reproducir la historia de entalpías con modelos porosos, en cambio si se pueden reproducir con relativa facilidad utilizando modelos de doble porosidad.

El tipo de curvas de permeabilidad relativas (Corey o Grant) que se usen, también influyen en el ajuste de la entalpía y pueden cambiarse o modificarse para obtener un mejor ajuste. Por ejemplo si consideramos una saturación de líquido de 60 % en las curvas de Corey y en las de Grant, se puede observar que usando las curvas de Grant se hace fluir un 72% más vapor que usando las curvas de Corey. Esto implica que las curvas de Grant conducen a una vaporización más rápida y por consiguiente a un incremento más rápido de la entalpía de producción (Figura II.6).

Durante la etapa de ajuste de historia, el parámetro de ajuste más importante continúa siendo la permeabilidad. Pequeños cambios de permeabilidad pueden producir cambios bruscos en las presiones, entalpías y gastos si se están calculando, también éstos pueden ser afectados. La porosidad de cada roca también juega un papel importante como parámetro de ajuste. Esto se debe a que las dimensiones asignadas al modelo numérico y la porosidad controlan el volumen de almacenamiento de fluidos en el modelo y por consiguiente el del modelo simulado. Una

vez que la permeabilidad no nos permite acercarnos más a la curva a ajustar, la porosidad sirve para afinar el ajuste, como lo muestra la Figura II.7.

Durante esta etapa de ajuste de historia de producción, si se hacen modificaciones considerables de permeabilidad a las rocas, estos cambios van a afectar el ajuste del estado inicial. Por este motivo, después de analizar una corrida de ajuste de historia,

- 1) se deben definir los cambios de permeabilidad necesarios,
- 2) hacer primero estos cambios de permeabilidad en el archivo de datos del estado inicial,
- 3) llevar a cabo una corrida de estabilización del estado inicial,
- 4) analizar como afectaron los cambios el ajuste del estado inicial . Si los resultados no son aceptables, se pueden tomar dos caminos: (a) correr el estado inicial por más tiempo, o (b) de ser necesario hacer ajustes a los parámetros del estado inicial. En caso de ser aceptables los resultados obtenidos,
- 5) proceder a hacer los cambios de permeabilidad en el archivo de datos del ajuste de historia,
- 6) analizar la corrida de ajuste de historia. Si los resultados no son aceptables, repetir el proceso nuevamente con el inciso 1. De ser aceptables los resultados dentro de cierta tolerancia, el proceso de ajuste de historia se da por concluido.

El resultado final de esta segunda etapa de calibración es una distribución de permeabilidades más refinada, una distribución de porosidad y un modelo calibrado y listo para usarse como herramienta de pronóstico.

Es importante mencionar nuevamente que entre mayor sea la historia de producción de un campo mayor será la confiabilidad de los resultados pronosticados. Cuando se tengan más datos de historia de producción, es conveniente recalibrar el modelo. Esto puede hacerse cada seis meses o al menos cada año.

II.12 ETAPA DE PRONOSTICO

Para llevar a cabo corridas del pronóstico del comportamiento de un campo, se necesita hacer modificaciones al archivo de datos de entrada del ajuste de historia. También se debe cambiar el tiempo máximo que se le dio a la simulación del ajuste de historia por el correspondiente al tiempo de pronóstico que se desee. Al igual que en el ajuste de historia este tiempo se tiene que hacer coincidir con el tiempo máximo de producción, lo que implica que se tiene que tomar una decisión acerca del gasto que se va a usar para cada pozo al término de los datos de historia de producción. En este caso hay dos opciones:

- a) Continuar produciendo los pozos a gasto constante por el tiempo del pronóstico, usando el último dato de gasto medido en cada pozo.

b) Usar índices de productividad para cada pozo.

Esta última opción es más realista y requiere de un par de corridas para encontrar el índice de productividad que sigue la tendencia de los datos de gastos contra tiempo; nuevamente, para

evitar problemas, se recomienda que los datos de producción e inyección para todos los pozos empiecen y terminen al mismo tiempo (Figura II.8)

Es necesario definir los diferentes escenarios de inyección-producción que se desea probar, especialmente el número de pozos de producción e inyección que se planea perforar en el futuro, así como su localización dentro del campo.

Localizar en cada uno de los pozos (adicionales o de sustitución) los elementos de la malla correspondientes.

Al completar estos cambios, se pueden empezar a hacer corridas de pronóstico. De las corridas de pronóstico se pueden determinar:

- 1) El tiempo que el sistema geotérmico puede seguir produciendo con los pozos existentes.
- 2) El tiempo que el sistema geotérmico podría seguir produciendo si se agregan pozos nuevos de sustitución, de producción y de inyección.
- 3) Si la localización propuesta de los pozos nuevos no afecta la productividad o temperatura de los pozos existentes, por interferencia o en el caso de nuevos inyectores por invasión de un fluido de menor temperatura.
- 4) Número de pozos necesarios para mantener cierta plataforma de producción y la localización óptima de pozos nuevos.
- 5) Curvas de tendencia de presión para determinar cuando un pozo deja de ser económicamente productivo.

En el caso del cuarto inciso, la corrida de pronóstico se lleva a cabo por etapas, por ejemplo, se hace una corrida de pronóstico por cinco años. Se comprueba el gasto producido de todos los pozos, si éste es suficiente para generar la energía requerida, se continúa la corrida (con el mismo número de pozos) por el tiempo que se considere conveniente de acuerdo a los resultados hasta ese punto. Por otra parte, si la producción está por abajo de la requerida, se agrega otro pozo (o pozos) y se prosigue la corrida por otros tres años. Se vuelve a checar el gasto total producido y se vuelve a tomar una decisión de acuerdo a los resultados, si se continúa con los mismos pozos o se agregan más. Este procedimiento se sigue hasta concluir la etapa de pronóstico deseada (Figura II.9).

CAPITULO III

MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO

El modelo conceptual del yacimiento en la zona norte del campo describe las características principales que definen y controlan el sistema geotérmico en su estado natural, entre ellas están:

- Determinar la fuente de fluido geotérmico.
- Determinar la fuente de calor.
- Determinar la trayectoria del movimiento de los fluidos.
- Conocer la distribución de presión, temperatura y fase del fluido en el sistema.
- Determinar regiones de alta, mediana y baja permeabilidad.
- Localización de zonas de entrada y salida de calor.

Para lograr lo anterior la ingeniería de yacimientos se apoya en la geología, mineralogía, geofísica y geoquímica.

III.1 GEOLOGIA

III.1.1 ESTRUCTURAS GEOLOGICAS

Desde el punto de vista tectónico el campo geotérmico de Los Azufres se ubica en la intersección de dos sistemas: el cinturón de fallas con dirección E-W y ENE-WSW que corresponden a la depresión central Chapala-Cuitzeo, (Pasquaré, 1986).

Localmente existen tres sistemas de fracturamiento, el principal de ellos tiene una dirección E-W y el segundo en importancia es NE-SW, ambos coinciden con las orientaciones regionales. El tercero de ellos (N-S) solo se observa en el norte del campo y se considera una reactivación de un sistema antiguo, (López, 1991).

En la zona norte las fallas principales E-W son El Chino, La Cumbre y Marítaro. Con orientación NE-SW se encuentra la falla Dorada y con N-S la falla Laguna Verde, (Figura III.1). Gran parte de las manifestaciones termales están controladas por estas fallas, (López, 1991).

En resumen existen en Los Azufres dos tipos de regiones fracturadas, una de origen tectónico y de geometría tabular ligada a las zonas de influencia de las fallas más importantes de dirección E-W y otra se liga a los sitios afectados por levantamientos locales asociados a procesos de tipo volcánico, (López, 1991).

La depositación de minerales hidrotermales ha restringido la permeabilidad en los huecos producidos por fracturamiento y es posible que existan sectores dentro de las zonas fracturadas, que estén total o parcialmente selladas, por lo que las zonas de mayor fracturamiento no necesariamente equivalen a zonas productoras, (López, 1991).

III.1.2 ZONAS DE MÁXIMA PERMEABILIDAD

Tomando como base la información superficial y del subsuelo generada por los pozos perforados, se construyó un mapa donde se delimitaron las zonas de máxima permeabilidad, Figura III.2. (López, 1991).

En la parte norte, como se observa en la Figura III.2, las regiones de mayor permeabilidad se asocian a las zonas de influencia de las fallas más importantes, se presentan corredores fracturados en los bloques bajos de las fallas: El Chino, Dorada, La Cumbre, Marítaro y Laguna verde. Las áreas comprendidas entre las estructuras son potencialmente permeables, (López, 1991).

Las fronteras de las zonas de máxima permeabilidad no deben considerarse como límites del yacimiento, pues éstas sólo abarcan las áreas en las cuales se ha confirmado la posibilidad de extraer el mayor volumen del fluido. Las zonas aledañas también pueden presentar condiciones de yacimiento, o son áreas potenciales que igualmente tienen alta temperatura pero su permeabilidad se reduce al alejarse de las zonas permeables, (López, 1991).

Los resultados de los pozos localizados en la periferia del yacimiento sugieren que en sus extremos la mayoría de las estructuras se encuentran selladas por minerales hidrotermales como los pozos AZ-29 y AZ-59, (López, 1991).

III.1.3 MINERALOGÍA HIDROTÉRMAL

Los estudios petrográficos efectuados en muestras de canal y en núcleos de pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. han sido interpretados con el objeto de conocer el régimen de flujo de fluido geotérmico, los cambios de gradiente y la geometría del yacimiento, (Viggiano, 1992).

Las zonas de mineralogía autigenética en andesitas como roca huésped han sido identificadas las cuales son perfectamente correlacionables y revelan una intensa interacción agua-roca. La primera zona se caracteriza por la presencia de minerales autigenéticos sin epidota, la segunda zona se caracteriza por la presencia de epidota autigenética (250 °C) asociada con otros minerales y se supone que es la zona productora, y la tercer zona se caracteriza por la presencia de anfíbol autigenético (315 °C) y se considera como base del yacimiento, no sólo por la presencia de fases autigenéticas anhidras, sino también debido a que los pozos que penetraron esta zona son improductivos, (Viggiano, 1992).

III.1.4 UNIDADES HIDROGEOLOGICAS

El funcionamiento hidrogeológico en la zona norte de Los Azufres se fundamenta en el comportamiento zonal de la mineralogía, lo que a su vez está relacionado con los cambios en las propiedades petrofísicas y termodinámicas del sistema. En la zona norte se presentan tres unidades hidrogeológicas.

Fuente de calor: el mineral más cercano a la fuente de calor es el anfíbol, de su configuración se observa que el área más caliente se encuentra del lado este de la zona norte, (Viggiano, 1990).

Acuitardo Alimentador: se ubica después de la primera ocurrencia de anfíbol. Es la unidad más cercana a la fuente de calor, su porosidad es muy baja (1%). El fluido entra en esta unidad y luego asciende al acuífero, desde luego, esto no implica que sea productivo pero si ha permitido a través del tiempo la recarga del acuífero actualmente productor, (Viggiano, 1990).

Acuífero productor: se ubica después de la primera ocurrencia de epidota y antes de la de anfíbol. Esta es la unidad con mayor porosidad (9-12%), sin embargo no todo este acuífero es productor porque hay zonas que han sido autoselladas, (Viggiano, 1990).

Capa sello: se ubica antes de la primera ocurrencia de epidota. Sin embargo, ahí mismo hay dos zonas muy permeables ubicadas antes de la isograda de la epidota, antes de los 220 °C. El fluido se percola en esta zona, desciende y se recalienta para integrarse al acuífero productor. La capa sello, en la zona norte, no la constituye una unidad litológica bien definida sino una franja andesítica impermeable que originalmente fue permeable, (Viggiano, 1990).

En resumen se puede decir que, el acuífero productor se ubica entre la primera ocurrencia de anfíbol y la primera ocurrencia de epidota, de modo que una vez que el fluido ha ascendido verticalmente, proveniente del acuitardo, hacia el acuífero productor, el flujo vertical continúa hasta la base de la capa sello. Los flujos horizontales en este acuífero existen, a expensas de rasgos geológicos horizontales, pero de manera local, o sea constreñidos al acuífero mismo pero nunca como parte de una recarga lateral regional. Por lo que la recarga principal viene del fondo y es vertical, (Viggiano, 1990).

III.2 DELIMITACION DEL YACIMIENTO POR GEOFISICA

Los estudios eléctricos han arrojado mayor detalle en la definición de la geometría del sistema geotérmico. Con los Sondeos Eléctricos Verticales (SEV) han sido identificadas dos zonas de baja resistividad: la zona Marfaro-Laguna Verde al norte y zona Agua Fría-Tejamaniles al sur. Ambas zonas están separadas por un alto resistivo relativo, asociado a las estructuras de Laguna Verde y San Alejo y al paquete de las riolitas de agua fría que en esa zona tiene su máximo espesor. La perforación de pozos profundos ha permitido comprobar que los mínimos resistivos, tanto en la zona norte como en la sur, están asociados con el ascenso de fluidos geotérmicos, (Guerrero y Arellano, 1991).

Un análisis detallado de los valores de resistividad como de las variaciones laterales de éstos, ha permitido establecer una correlación entre tres valores característicos de resistividad y las condiciones de permeabilidad y temperatura del subsuelo.

El primer grupo de valores son los mayores de 50 ohm-metro, los cuales corresponden con la zona resistiva que divide las zonas norte y sur; localizados entre las fallas de Laguna Larga y San Alejo. Estos valores al presentarse superficialmente se asocian directamente con las rocas riolíticas. El alto gradiente eléctrico que acompaña a este cambio litológico, así como su resistividad, indican condiciones de baja permeabilidad, (Guerrero y Arellano, 1991).

El segundo valor, 15 ohm-metro, es característico del inicio de gradientes laterales de resistividad que definen una envolvente que encierra a los pozos productores del campo, (Guerrero y Arellano, 1991).

El tercer grupo de valores, menos de 10 ohm-metro, está correlacionado directamente con la actividad hidrotermal, existiendo dos tipos de zonas andmalas en este grupo, unas someras y otras profundas. Las primeras están asociadas con la actividad termal superficial activa (manantiales calientes, vaporeras, etc.), y la segunda es asociada con las zonas productoras del yacimiento, en ambos casos existe un control geológico-estructural, (Guerrero y Arellano, 1991).

Conjuntando los datos proporcionados por la resistividad y comprobados por los pozos perforados se elaboró el modelo geométrico de la forma del yacimiento, el cual se presenta en la Figura III.3.

III.3 GEOQUIMICA

Es muy importante considerar inicialmente un panorama general de todo el campo con la finalidad de comprender los procesos que pueden ocurrir en el yacimiento. Las partes norte y sur del campo representan actualmente dos zonas en explotación.

Los pozos localizados en ambas zonas producen fluidos de alta entalpía, manifestándose los valores mayores en el centro de cada una de ellas (Figuras III.4 y III.5), siendo esto un fenómeno ocasionado por la acumulación de vapor que se forman principalmente por los aspectos estructurales geológicos característicos del campo.

Las manifestaciones termales mas frecuentes en el campo son manantiales con temperaturas cercanas al punto de ebullición, pH ácido (menor a 4.0), alto contenido de sulfatos (1500 ppm) y baja concentración de cloruros (20 ppm), estas manifestaciones son producto de la absorción de vapor dentro del agua subterránea somera que emerge a la superficie y representan la descarga natural local. (Figura III.6)

III.3.1 COMPORTAMIENTO DE LOS GASES.

RELACION CO₂/H₂S.

Debido a que el CO₂ (bióxido de carbono) y H₂S (ácido sulfhídrico) son los principales

componentes gaseosos del fluido geotérmico, se calculó la razón $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ configurándose los resultados en las Figuras III.7 y III.8, en ellas se observa que en la zona sur existe una relación mayor (de 80 a 200) comparada con los datos calculados para la zona norte (de 60 A 80). Este comportamiento se debe a que el proceso de ebullición es más significativo en la zona sur, la diferencia de solubilidades entre ambos gases origina que la razón $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ se incremente, debido a que el H_2S es más soluble que el CO_2 , en la fase vapor aumenta el porcentaje de éste y disminuye el de aquel, (J.L Quijano et al., 1987).

Relacionando el comportamiento de estos gases con las altas entalpías de los pozos de la zona sur, indica que hacia éstos fluye preferentemente vapor segregado en el yacimiento. Es probable que el H_2S sea consumido más rápidamente que el CO_2 debido a la interacción del fluido geotérmico con la roca, al ascender y desplazarse lateralmente. La pirita es uno de los minerales que primero precipitan al interaccionar agua-roca a temperaturas del orden de 300°C . En el domo de vapor de la zona sur del campo, existe un enriquecimiento de CO_2 por las causas antes mencionadas.

El hecho de que se hayan detectado hidrocarburos no saturados, principalmente benceno, en el vapor producido por los pozos AZ-06 y AZ-17 de la zona sur (Tabla III.1), indica que la fuente de calor se encuentra relativamente mas cercana a la superficie en esta parte del campo, ya que la temperatura de formación de este hidrocarburo es de 600°C . En las Figuras III.7 y III.8 se observa que ocurre una desgasificación (o un decremento de la razón $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$) en dirección S-N, indicando un desplazamiento de fluidos en este sentido.

III.3.2 DISTRIBUCION ESPACIAL DE PARAMETROS GEOQUIMICOS

III.3.2.1 CONFIGURACION DE ISOVALORES DE CLORUROS.

Los cloruros, junto con el sodio y la sílice, son los elementos más abundantes en el agua de los pozos de Los Azufres, es el caso de la mayoría de las salmueras geotérmicas.

El comportamiento de los cloruros en el yacimiento refleja en cierta medida los procesos que se llevan a cabo en la fase líquida, en la Figura III.9 se graficaron en planta los isovalores de cloruros calculados a condiciones de yacimiento. Se observa un flujo de agua de la zona sur hacia la zona norte del campo, en base al decremento gradual de concentraciones que ocurre en este sentido, dado que las concentraciones mayores (3300-3100 ppm) obtenidas en el margen sur del campo decrecen a medida que avanza hacia al norte, en donde se localizan las concentraciones menores (1500-1100 ppm).

En la zona de los pozos AZ-13 y AZ-32 se observa una marcada disminución de cloruros, debido probablemente a que el pozo AZ-13 está captando en un intervalo de dos fases con vapor dominante provocando un aumento en la entalpía de la descarga (Figura III.9), ocasionando una ebullición y por consecuencia una condensación en sus alrededores. Esta condensación ocasiona una dilución en el agua que produce el pozo AZ-32. Se puede apreciar en la Tabla III.2 que, en forma general, los pozos AZ-13 y AZ-32 son los que actualmente

tienen las concentraciones menores de los componentes analizados.

III.3.2.2 CONFIGURACION DE ISOVALORES POR TEMPERATURA DE Na/K

Con el propósito de observar la temperatura probable del yacimiento se calculó el geotermómetro de Na/K mediante la siguiente fórmula:

$$T^{\circ}\text{C} = (1217/\log(\text{Na}/\text{K}) + 1.483) - 273.2$$

Tabla III.1.- Composición de los hidrocarburos expresada como mmol/mol, Los Azufres, Mich.

POZO	FECHA	METANO	ETENO	ETANO	PROPENO	PROPANO	i-BUTANO	n-BUTANO	BENCENO
AZ-16	20-3-82	963	0.4	20.2	<0.1	9.6	0.7	4.7	1.4
AZ-17	20-3-82	986	0.6	7.1	<0.1	3.7	0.3	2.3	0.9

Tabla III.2.- Composición química de agua separada de los pozos localizados en la zona norte del Campo Geotérmico Los Azufres, Mich.

POZO	pH	C.E.	CL	B	HCO ₃	SiO ₂	SO ₄	Na	K	Li	Rb	Cs	Ca	Mg	As
AZ-4	6.8	6900	2920	244	84.3	747	42	1598	395	25	4.7	7.3	5.4	0.02	27
AZ-5	6.9	8000	3300	252	40.4	890	33	1833	455	24	4.3	5.9	7.0	0.02	28
AZ-9	7.0	7000	3568	266	26.0	857	22	1858	527	27	6.0	8.4	8.0	0.02	30
AZ-13	7.3	1950	772	420	38.0	320	28	368	87	5	0.9	3.4	5.0	0.03	18
AZ-19	7.0	8000	4185	369	5.0	885	48	2266	578	32	7.1	9.9	10.	0.04	34
AZ-28	6.7	7000	2855	240	84.3	802	39	1558	410	25	4.6	7.0	5.0	0.02	31
AZ-32	8.3	1600	421	114	21.5	182	88	313	66	5	0.9	1.1	1.0	0.02	7
AZ-43	7.4	6500	2822	228	5.10	691	44	1537	384	20	4.0	7.0	12.	0.02	26
AZ-48	6.8	7500	3049	280	53.0	879	29	1557	416	23	5.0	7.0	3.0	0.02	28
AZ-51	7.6	7000	2212	160	12.0	999	33	1300	335	20	3.0	2.4	2.0	0.02	17
AZ-53	7.2	7000	2938	202	45.0	999	30	1570	439	23	N.D	N.D	5.0	0.03	24
AZ-56	7.0	7800	4027	298	40.2	999	20	2085	618	32	5.6	6.5	10.	0.03	32

Nota: La concentración está expresada en (mg/l).
C.E.- Conductividad eléctrica ($\mu\text{mhos}/\text{cm}^2$)

Los datos obtenidos se reportan en la Tabla III.3, únicamente se configuraron en planta los valores obtenidos por la relación Na/K (Figura III.10). En sistemas bifásicos, como es el caso de Los Azufres, las temperaturas estimadas mediante esta relación tiene la ventaja de no verse alteradas por los procesos de separación de vapor en el yacimiento. Puede considerarse que el geotermómetro de Na/K refleja las temperaturas no perturbadas del yacimiento.

Tabla III.3.- Geometría de la fase líquida

POZO	T Na/K(°C)	T SiO ₂ (°C)
AZ-04	311	257
AZ-05	323	270
AZ-09	340	262
AZ-13	304	190
AZ-19	318	260
AZ-21	299	199
AZ-28	322	262
AZ-32	291	255
AZ-42	312	287
AZ-43	317	262
AZ-45	332	266
AZ-48	330	314
AZ-51	320	289
AZ-53	333	281
AZ-56	336	327

Si se toman como referencia los pozos AZ-09 y AZ-56 (Figura III.10) y en dirección NE, se observa que las temperaturas decrecen hacia los pozos AZ-45, AZ-32, AZ-13 y AZ-43, en cambio, se incrementan alrededor de los pozos AZ-48, AZ-5, AZ-51 y AZ-53. La isoterma de 322°C aparentemente tiende a extenderse hacia el NE, pero esto se debe a la falta de datos ya que el pozo AZ-29 resultó ser impermeable, pudiendo considerarse que la delimitación del yacimiento en esta dirección es la falla Laguna Verde.

Tomando nuevamente como referencia los pozos AZ-09 y AZ-56 en dirección NW, la temperatura decrece marcadamente hasta el pozo AZ-21, presentándose una delimitación de temperaturas desde 322°C a 316°C en los pozos AZ-04, AZ-28 AZ-19 y AZ-42. Esto nos indica que posiblemente existe un flujo profundo con dirección de sur a norte que asciende en la zona de los pozos AZ-56, AZ-09, AZ-04 y AZ-28, se profundiza hacia los pozos AZ-21 y AZ-42 con dirección NNW.

Otro ascenso de fluido profundo ocurre en la zona delimitada por los pozos AZ-05, AZ-19, AZ-48 y AZ-53. Esta zona está muy localizada debido a la escasa permeabilidad que existe hacia el NE del campo (falla Laguna Verde). Por lo que el flujo tiene una dirección preferencial de S al NW.

III.3.3 FENOMENOS QUE OCURREN EN EL YACIMIENTO

La producción de exceso de vapor debida a la ebullición en la descarga de sistemas geotérmicos de alta temperatura, es una consecuencia casi inevitable de la explotación del recurso, (Truesdell, 1979). El vapor del yacimiento se produce en estos sistemas cuando el abatimiento de presión debido a la explotación provoca la ebullición "in situ" del líquido, ya sea con transferencia de calor de la roca o sin ella, (Lippman et al., 1985, 1989).

III.3.3.1 GRAFICAS DE ENTALPIA CONTRA CLORUROS

De acuerdo con Giggenbach (1981), la distribución de los puntos en una gráfica de entalpia contra cloruros representa varias mezclas de la fase líquida con el vapor, tomando en cuenta que el proceso de mezcla se lleva a cabo a una temperatura de 300°C y que el contenido de cloruros en el agua es alrededor de 1800 ppm a condiciones no perturbadas. En la Figura III.11 (pendiente = 0.78) se muestra la entalpia de mezcla vs cloruros calculados a descarga total para los pozos AZ-04, AZ-05, AZ-06, AZ-07, AZ-08, AZ-13 y AZ-19. En la gráfica se define una línea líquido-vapor que describe el comportamiento de los pozos mencionados; para los pozos AZ-05 y AZ-04 indica que captan de una zona de líquido dominante, los pozos AZ-06 y AZ-19 de una zona de vapor dominante. Por otro parte la posición de los pozos AZ-07 y AZ-13 en la gráfica anterior indican una dilución. Se observa un mismo comportamiento si graficamos los datos obtenidos en el modelo C. Rodríguez et al (1984). (Figura III.12 pendiente = 0.621).

En el caso particular del pozo AZ-13 durante el período de 1981 a 1994 se observa una tendencia hacia el crecimiento de la fase de vapor. En el período de 1981 a 1987 se mantuvo en la fase de líquido dominante, mientras que de 1991 a la fecha la evolución tiende a la fase de vapor dominante (Figura III.13).

Sin embargo las temperaturas calculadas con el geotermómetro de Na/K, durante este mismo período se mantienen estables (promedio de temperatura 309°C) (Tabla III.3).

En base a todo lo expuesto en los párrafos anteriores se propone el modelo geoquímico conceptual que establece las siguientes condiciones :

1. La fuente de calor se encuentra relativamente más cercana a la superficie en la zona sur del campo.

2. Considerando los resultados de las relaciones de CO₂/H₂S, concentraciones de cloruros, distribución de temperaturas de Na/K y entalpías, puede inferirse un probable flujo de sur a norte con descarga hacia el NW.
3. Por el aumento en las entalpías de descarga, la disminución de la relación CO₂/H₂S y por la relación entalpía vs cloruros, los pozos de la zona norte del campo tienden a evolucionar hacia la fase de vapor dominante.

III.4 DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS Y REGIMEN DE FLUJO

El modelo de distribución de temperaturas fue construido con las temperaturas estabilizadas de los pozos. Este modelo proporciona una descripción de la temperatura del fluido a través del yacimiento geotérmico, además permite una interpretación del movimiento de los fluidos y la localización de las zonas permeables.

Para el campo geotérmico Los Azufres, se construyeron contornos de temperatura a diferentes profundidades: a 2000 msnm (Figura III.14), a 1800 msnm (Figura III.15), 1600 msnm (Figura III.16), 1300 msnm (Figura III.17), 850 msnm (Figura III.18) y 350 msnm (Figura III.19).

En estas configuraciones se observa que las mayores temperaturas se localizan en el lado este del campo; también se aprecia el ascenso vertical del fluido en esa misma zona. En la parte oeste las temperaturas son menores y la información es escasa debido a la poca cantidad de pozos perforados.

El agua circula al norte de la falla Marítaro, y en paralelo a ésta. Cuando existe una barrera hidráulica, como Laguna Verde, el agua tiende a circular hacia el norte. En el momento en que el fluido se encuentra con zonas altamente fracturadas, el flujo sigue un ascenso vertical a través de éstas, como en los pozos AZ-32 y AZ-13. En algunos pozos, como el AZ-15 no existe ascenso vertical, debido a la presencia de sellos que obligan al fluido a migrar hacia el sureste. La Figura III.20 muestra la dirección de los fluidos.

III.5 DISTRIBUCION DE PRESIONES

En la Figura I.24, se muestra el perfil de presiones de fondo estático del yacimiento de la zona norte. En esta figura se observa claramente que el fluido en el yacimiento se encuentra termodinámicamente en la zona de líquido comprimido.

III.6 DISTRIBUCION DE ZONAS PERMEABLES

Las zonas permeables se determinaron a partir del análisis de los registros de presión y temperatura, en conjunto con las pérdidas de circulación obtenidas durante la perforación de los pozos. Con estas zonas se delimitó el yacimiento, en cuanto al espesor de éste. Cabe

mencionar que para facilitar el manejo de datos, se consideró un yacimiento de forma geométrica regular con las siguientes características:

Cima del yacimiento	2100 msnm
Base del yacimiento	100 msnm
Espesor del yacimiento	2000 m
Volumen total del yacimiento	49.00 km ³

Los resultados de los pozos localizados en la periferia del yacimiento sugieren que en sus extremos la mayoría de las estructuras se encuentran selladas por minerales hidrotermales como el pozo AZ-29.

RESUMEN DEL MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO

El área total del yacimiento en explotación es de 24.5 Km². En la Figura III.21 se muestra la vista en planta del área, siendo sus límites los siguientes:

NORTE (2,194,000 U.T.M.)

Limitado por los pozos AZ-59, AZ-60, AZ-52, AZ-42, AZ-27 y AZ-51, para limitar la frontera se utilizaron solamente los parámetros geofísicos (resistividad) puesto que todos los pozos considerados presentan buena permeabilidad y producción.

SUR (2,190,500 U.T.M.)

Limitada por los pozos AZ-03, AZ-09 y AZ-56 localizados en el sector la cumbre. La frontera también se limitó con parámetros geofísicos ya que los pozos presentan permeabilidad y producción.

ESTE (327,000 U.T.M.)

La frontera se limitó en base a parámetros geofísicos y a las características que presenta el pozo AZ-29 el cual es totalmente impermeable. Además la falla Laguna Verde se considera como una barrera geohidrológica, al éste del campo.

OESTE (320,000 U.T.M.)

Se limitó con parámetros geofísicos, debido a que en esta zona no se han perforado pozos que proporcione los datos necesarios para descartarla como parte del yacimiento.

La distribución de presiones a lo largo del eje Z (elevación) varía de acuerdo al perfil mostrado en la Figura I.24 En relación a dicho perfil y por temperaturas, el yacimiento se encuentra en la zona de líquido comprimido.

El yacimiento de la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, se considera delimitado por el bajo resistivo de 15 ohm-m como se muestra en la Figura III.3. En el lado este de la envolvente se ubica la fuente de calor como lo demuestra la presencia de anfíbol. Por el lado este también se encuentra el ascenso vertical de fluido caliente desde el acuitardo, el cual esta

a una profundidad de 3000 a 4000 m. El fluido asciende verticalmente y se distribuye a través de las fallas hacia el oeste.

La Figura III.20 muestra el resumen de la conceptualización del yacimiento de la zona norte.

CAPITULO IV

EVALUACION VOLUMETRICA

La evaluación del potencial de generación eléctrica de un yacimiento geotérmico, es una labor complicada que requiere de un conocimiento profundo de la distribución de los parámetros físicos del campo, tales como porosidad, permeabilidad, temperatura, saturación y propiedades termodinámicas del fluido, entre otros. Sin embargo, se pueden realizar estimaciones que indiquen desde un inicio la potencia aproximada aprovechable.

IV.1 METODOLOGIAS

En estos procesos de evaluación rápida se involucran diferentes fenómenos tales como transferencia de calor roca-fluido y recarga, principalmente, lo que ha dado parte al desarrollo de diferentes metodologías como las que se presentan a continuación.

IV.1.1 ANALISIS VOLUMETRICO

Se calcula la masa de líquido caliente de un yacimiento y la cantidad total de energía almacenada en él.

Ya que todo el calor almacenado en el yacimiento no puede ser recuperado, el calor estimado recuperable se reduce por un factor de recuperación. Tal factor normalmente está en el rango del 10 al 50 % (Grant et al., 1982). Por otra parte, es necesario considerar que no todo el calor producido puede ser convertido en electricidad con 100 % de eficiencia. El calor almacenado que se encuentra por encima de 150 °C, puede ser convertido a energía eléctrica con una eficiencia del 10 % al 20% (Grant et al., 1982).

IV.1.2 EXPANSION ADIABATICA

Primero se calcula la masa del líquido caliente de un yacimiento para luego, aplicando la primera ley de la termodinámica se procede a simular un proceso de expansión adiabática del fluido hasta una presión de abandono. El vapor obtenido se transforma en potencia eléctrica usando un consumo específico determinado de 9 T/(MWh), que es un valor típico para centrales geotérmicas de condensación.

IV.1.3 EXPANSION CON TRANSFERENCIA DE CALOR ROCA-FLUIDO

Se expande el fluido en el yacimiento en una forma similar al caso de expansión adiabática, pero en esta ocasión permitiendo que exista transferencia de calor de la roca al fluido.

IV.1.4 EXPANSION CON RECARGA

En esta opción se compensa el decaimiento en la presión del fluido en expansión permitiendo la recarga de agua de diferentes temperaturas, con una tasa de recarga que guarde alguna proporción predeterminada con la caída de presión.

IV.1.5 COMBINACION DE VARIOS PROCEDIMIENTOS

En el yacimiento se presenta una combinación de los cuatro últimos fenómenos descritos. Se combina la recarga a diferentes tasas proporcionales a la caída de presión, y diversas fracciones de transferencia de calor, además de permitir la extracción definidos ya sea de la parte superior del yacimiento (vapor puro), de la inferior (agua pura), o mezcla agua-vapor del yacimiento.

Todos los casos anteriores que fueron resueltos en forma sencilla, por métodos discretos se replantean en forma de ecuaciones diferenciales parciales, de cuya solución se obtiene una mayor precisión (Hiriart et al., 1985). La solución de dichas ecuaciones se realiza estableciendo el estado termodinámico inicial del sistema, se fija una caída de presión y se calcula el nuevo estado en el yacimiento, repitiendo el proceso sucesivamente hasta alcanzar el tiempo máximo de simulación o las condiciones de abandono.

IV.2 MODELO BASICO

Con la finalidad de ilustrar el procedimiento de cálculo y aplicación de la metodología en los casos a y f, que corresponden a los procedimientos comunes en Ingeniería de Yacimientos para la evaluación de la capacidad energética del mismo, y que en lo sucesivo se denominarán casos 1 y 2, se presenta como ejemplo la zona Norte del campo geotérmico de Los Azufres. Se evalúa la capacidad máxima que tiene el yacimiento para generar electricidad suponiendo un yacimiento geotérmico básico como el mostrado en la Figura IV.1.

En la parte (a), se muestra el yacimiento geotérmico básico, en el cual la roca se encuentra totalmente saturada de fluido. En la parte (b), se considera el mismo yacimiento pero como líquido y roca seca en la fase segregada. En (c), el flujo de recarga se considera que puede controlarse en función a la diferencia de presión con respecto a la del yacimiento, por medio de un factor β , y que la extracción del fluido puede realizarse de la parte superior o inferior del yacimiento. Además, la roca, separada del fluido, transfiere una cantidad del calor proporcional a un factor α .

El yacimiento se conceptualizó como un volumen de roca saturada de agua, con parámetros termodinámicos y petrofísicos homogéneos y constantes. Las características iniciales del sistema corresponden a los datos medidos del campo geotérmico de Los Azufres.

Para poder obtener los parámetros promedio representativos de la zona, se utilizó la malla empleada en la simulación, de tal forma que se puntualizó en cada elemento de cada capa, la

temperatura y propiedades físicas de las rocas, obteniéndose valores promediados para la zona. En el caso de la presión, ésta se asignó de acuerdo al promedio aritmético de las presiones estáticas reportadas en la Tabla IV.1.

Tabla IV.1.- Condiciones iniciales del yacimiento

PROFUNDIDAD msnm*	PRESION MPa	TEMPERATURA °C
2000	4	195
1800	5.5	212
1600	7.1	217
1300	9.3	240
850	12	250
300	16	270
PROMEDIO	8.9	235

*msnm = metros sobre el nivel del mar

Las características del sistema estudiado son:

Porosidad = 0.15

Capacidad calorífica de la roca (C_{pr}) = 2.5 kJ/(kg/°C)

Capacidad calorífica del fluido (C_{pf}) = 4.2 kJ/(kg/°C)

Area del yacimiento = 26 km²

Espesor del yacimiento = 2 km

Volumen total del yacimiento = 52 km³

Las condiciones termodinámicas iniciales del yacimiento son:

Temperatura: 235 °C
 Presión: 8.9 MPa
 Entalpía inicial promedio: 1018 kJ/kg
 Tiempo de simulación: 20 años

IV.2.1 CASO 1: ANÁLISIS VOLUMETRICO

a) Consideraciones generales

La energía térmica disponible, en este primer caso, es aquella que se obtiene al restar la energía existente en las condiciones iniciales del yacimiento, y la energía remanente al llegar a las condiciones de abandono del mismo (20 bar).

Para nuestros fines, tratando de realizar una evaluación conservadora, se considera que el 10% del fluido es aprovechable en superficie, y sólo el 12% de su energía se transforma en energía eléctrica.

b) Formulación matemática

Para evaluar la energía total disponible del recurso hasta sus condiciones de abandono, con las consideraciones mencionadas anteriormente, se utilizan las siguientes ecuaciones de balance de masa y energía, para el estado inicial (E_1) y el de abandono (E_2):

$$E_1 = \rho_R(1-\Phi)V_v C_{pR} T_{R1} + \rho_{f1} \Phi V_v C_{p2} T_{f1} \quad (IV.1)$$

$$E_2 = \rho_R(1-\Phi)V_v C_{pR} T_{R2} + \rho_{f2} \Phi V_v C_{p2} T_{f2} \quad (IV.2)$$

Donde:

- E_1 , es la energía en el estado 1, kJ
- E_2 , es la energía en el estado 2, kJ
- ρ_{R1} , es la densidad de la roca, kg/m^3
- ρ_{f1} , es la densidad del fluido, kg/m^3
- Φ , es la porosidad efectiva, adimensional
- V_v , es el volumen total del yacimiento, m^3
- T_{R1} , es la temperatura de la roca, $^{\circ}\text{C}$
- T_{f1} , es la temperatura del fluido, $^{\circ}\text{C}$

$$\text{Energía térmica Disponible} = E_1 - E_2 \quad (IV.3)$$

$$\text{Energía Recuperable} = 0.1 \text{ Energía térmica Disponible} \quad (IV.4)$$

$$\text{Energía Eléctrica Util} = 0.12 \text{ Energía Recuperable} \quad (IV.5)$$

$$\text{Potencia (MW)} = \text{Energía Eléctrica Util} / (3.1236 \text{ E } 7 \cdot 1000 \cdot t) \quad (IV.6)$$

Al utilizar esta metodología se pueden considerar dos opciones: que el fluido en el yacimiento permanezca como líquido durante todo el tiempo de extracción, o como vapor.

c) Resultados

Calculando la potencia que puede ser generada, se llega a los resultados mostrados en la Tabla IV.2.

Tabla IV.2.- Potencia generada por el análisis volumétrico.

Fase del fluido	Potencia (MW)
Líquido	289 MW
Vapor	262 MW

IV.2.2 CASO 2: SOLUCION MATEMATICA COMPLETA

Este tipo de modelos matemáticos son los más simples, y se conocen como simuladores de dimensión cero. En este caso se asignan propiedades promediadas al yacimiento y los cambios se monitorean o predicen, (Olsen, 1984).

El modelo presentado resuelve las ecuaciones de conservación de la masa y de la energía en término de las variables termodinámicas del fluido: temperatura, presión y entalpía, y las propiedades petrofísicas del sistema.

Las propiedades termodinámicas (entalpía, volumen específico), se calculan utilizando las tablas de vapor para el agua pura en forma de ecuaciones de alta precisión, de acuerdo a la región en la que se encuentre el fluido (tablas de vapor ASME o las tablas de vapor y gas de Tomas y Irvine).

a) Modelo matemático

Las ecuaciones diferenciales que representan el comportamiento termodinámico de un yacimiento geotérmico simplificado, aquí presentadas, fueron derivadas, partiendo de las leyes básicas de conservación de masa y energía, (Hiriart et al., 1985).

A continuación se describen las ecuaciones finales y la forma en que son utilizadas para el presente trabajo:

Si se considera un sistema cerrado, en el que no existe transferencia de calor de los alrededores ni recarga al sistema, se obtiene que:

$$dh = vdp \quad (IV.7)$$

También debe considerarse la transferencia de calor de la roca al fluido durante el cambio de fase. La condición impuesta es que la roca y el fluido permanezcan en equilibrio durante el proceso, es decir, ambas están siempre a la misma temperatura. Cuando se alcanzan las condiciones de saturación, por efectos de la despresurización, la temperatura del fluido comienza a decaer. En este caso la ecuación deducida por Hiriart et al. (1985) es la Ec. (IV.8). Considerando recarga la ecuación es la Ec. (IV.9).

Para resolver los casos mencionados puede utilizarse una ecuación general (ecuación IV.10) que incluya transferencia de calor de la roca al fluido y recarga en el yacimiento (la cual puede ser función de la diferencia de presión dentro del yacimiento y los alrededores), etc.

Con una selección de la extracción de masa, se puede producir energía eléctrica constante en la superficie, a una presión de separación dada. Las variables independientes pueden cambiarse a presión y entalpía. Además, se supone que la alta permeabilidad en el yacimiento permite utilizar un modelo de dimensión cero.

$$dh = \left(1 + \frac{Mr}{M} C_r \frac{\partial T}{\partial P_{sm}}\right) v dP \quad (\text{IV.8})$$

$$dh = v dP + \left(\frac{hr}{M} q\right) dt \quad (\text{IV.9})$$

$$dh = \frac{q}{M} h r dt + \left(1 + \frac{Mr}{M} C_r \frac{\partial T}{\partial P}\right) v dP \quad (\text{IV.10})$$

b) Consideraciones generales

Para construir el modelo volumétrico del yacimiento se hicieron las siguientes consideraciones:

1. El yacimiento es un volumen de control de paredes adiabáticas e impermeables, es decir, no considera flujos de inyección, recargas ni fuentes de calor externas.
2. El consumo específico de la turbina se considera constante igual a 9 T/(MWh), que surge del siguiente análisis:

La presión de admisión en la turbina es de 1 MPa, y la presión de escape de la misma es de 0,0135 MPa (4" Hg). Considerando el proceso como isoentrópico e introduciendo una eficiencia interna del turbogenerador (η_{is}) del 80%, se tendrá una potencia en la turbina generada igual a:

$$Pot_t = m_v (h_{1MPa} - h_{0.0135MPa}) \eta_{is}$$

y una potencia eléctrica de:

$$\text{pot}_e = \text{Pot}_t \cdot \eta_g \cdot \eta_m$$

donde:

Pot_t , es la potencia térmica generada en MW

m_v , es el flujo másico

$h_{1\text{MPa}}$, es la entalpía del fluido a 1 MPa

$h_{0,0135\text{MPa}}$, es la entalpía del fluido a condiciones isoentrópicas a 0,0135 MPa

η_{ta} , es la eficiencia interna del turbogenerador

pot_e , es la potencia eléctrica generada en MWe

η_g , es la eficiencia del generador (98%)

η_m , es la eficiencia mecánica (96 %)

3. Una vez que se ha establecido el estado termodinámico inicial del sistema, se fija una declinación en su presión, y se calcula su nuevo estado, la masa de vapor extraída en superficie, la potencia eléctrica disponible y el tiempo necesario para llevar a cabo la extracción. Este proceso se repite sucesivamente considerando el último estado calculado como el inicial, hasta alcanzar las condiciones de presión de abandono o el tiempo máximo de simulación (20 años), según se estipule.
4. Cuando se alcanza la presión y temperatura de saturación, el sistema sigue la curva de saturación, al transferirse energía en el proceso de evaporación y al existir calor transferido entre la roca y el fluido, es necesario realizar los balances de energía correspondientes, (Whiting et al., 1969).

c) Datos del sistema

Los datos del sistema son:

- a) Volumen del yacimiento, en m^3
- b) Porosidad del sistema (%)
- c) Capacidad calorífica promedio del fluido y de la roca, $\text{kg}/(\text{kg}^\circ\text{C})$
- d) Temperatura inicial del sistema, en $^\circ\text{C}$
- e) Presión inicial del sistema, en Bar
- f) Entalpía media inicial del fluido, en kJ/kg
- g) Potencia a generar, MW

- h) Coeficiente de recarga, beta, kg/(bar.h)
 i) Temperatura de la recarga, °C
 j) Presión de la recarga, Bar

d) Método de solución

Partiendo de un estado termodinámico dado, en el que se conocen las propiedades del fluido, la presión se disminuye en un valor ΔP , con la finalidad de encontrar los valores correspondientes en las tablas o por medio de ecuaciones termodinámicas de alta precisión.

I. Con los datos iniciales se calculan las propiedades termodinámicas del fluido y de la mezcla:

$$X_i = \frac{h_i - h_L}{h_{LV}} \quad (\text{IV.11})$$

donde:

X_i , es la calidad del vapor en el yacimiento
 h_i , es la entalpía del fluido en el yacimiento, en kJ/kg
 h_L , es la entalpía del líquido a las condiciones termodinámicas dadas, en kJ/kg
 h_{LV} , es la entalpía de evaporación del fluido a las condiciones termodinámicas dadas, en kJ/kg

El volumen específico de la mezcla es:

$$V_m = V_L + X_i (V_v - V_L) \quad (\text{IV.12})$$

donde:

V_m , es el volumen específico del fluido, en m³/kg
 V_L , es el volumen específico del vapor, en m³/kg
 V_v , es el volumen específico del líquido, en m³/kg

La masa de fluido en cualquier estado se calcula por medio de:

$$M_f = \frac{V_f \phi}{V_m} \quad (\text{IV.13})$$

donde:

M_f , es la masa del fluido, kg
 V_f , es el volumen total del yacimiento, en m³
 ϕ , es la porosidad del sistema

II. Se fija una ΔP y se calcula la nueva presión de yacimiento.

$$P_2 = P_1 - \Delta P \quad (\text{IV.14})$$

III. Si existe recarga, se calcula la masa que llega al yacimiento por efectos de la misma, y la temperatura a la que queda el sistema después de que la masa de recarga se mezcla con la masa del yacimiento.

$$M_{rec} = \beta(P_{rec} - P) \quad (\text{IV.15})$$

La temperatura final en el espacio de tiempo considerado, disminuida por efectos de la recarga, puede calcularse por medio de un balance de energía, considerando que el calor específico es constante para todos los intervalos.

Con esta presión y la temperatura de yacimiento calculada, se define el nuevo estado termodinámico del fluido y se calculan sus propiedades.

IV. Cálculo de las nuevas condiciones del fluido

a) Calor cedido por la roca al fluido.

$$Q_e = C_{PR}(T_2 - T_1)\alpha \quad (\text{IV.16})$$

donde:

Q_e , es el calor específico total cedido de la roca al fluido, en kJ/kg

C_{PR} , es la capacidad calorífica promedio de la roca, en kJ/(Kg°C)

T_2 , es la temperatura del sistema en el estado dos, en °C

T_1 , es la temperatura del sistema en el estado uno, en °C

α , es la fracción de cedencia de calor de la roca al sistema.

b) Entalpía de la mezcla.

$$h_2 = h_1 + Q_e \quad (\text{IV.17})$$

donde:

h_2 , es la entalpía del fluido en el estado dos

h_1 , es la entalpía del fluido en el estado uno

c) Calidad de la mezcla.

$$X_2 = (h_2 - h_1)/h_w \quad (\text{IV.18})$$

d) Volumen específico de la mezcla.

$$v_{12} = v_L + X_2 (v_v - v_L) \quad (\text{IV.19})$$

e) La masa remanente con la nueva condición es:

$$M_2 = (V_v \Phi) / v_{12} \quad (\text{IV.20})$$

f) Entonces la masa extraída es:

$$M_e = M_1 - M_2 \quad (\text{IV.21})$$

donde:

M_e , es la masa total extraída, en kg.

g) La calidad en superficie se calcula suponiendo una expansión isoentálpica, hasta 1 MPa, de tal manera que las condiciones termodinámicas en la superficie son constantes, por lo tanto:

$$X_e = (h_2 - 762,62) / 2013,6 \quad (\text{IV.22})$$

h) la masa de vapor que se obtiene en la superficie es el resultado del producto de la calidad en superficie por la masa total extraída:

$$M_v = X_e M_e \quad (\text{IV.23})$$

i) Por último, el tiempo necesario para lograr la extracción de la masa M_e es:

$$t = (M_e) / (1000 \cdot 24 \cdot 365(G)) \quad (\text{IV.25})$$

donde:

t, es el tiempo de extracción en años

G, es el gasto en t/h, requerido en la central, definido por:

$$G = CE \cdot \text{POTENCIA}$$

CE, es el consumo específico en la central en t/MWh

Potencia, es la potencia a generar, en MW

V. Si la presión de yacimiento después de la expansión (P_2) es menor o igual a la presión de abandono, se termina el cálculo. Si es mayor, se repite el procedimiento de cálculo considerando las nuevas condiciones como las iniciales, hasta llegar a la presión de abandono o el tiempo máximo de simulación.

e) Resultados

Para la evaluación volumétrica, siguiendo este método se consideraron los valores medios de los parámetros petrofísicos y termodinámicos del yacimiento, así como los de la unidad turbogeneradora a condensación. En la Tabla IV.3 se presentan dichos parámetros. El yacimiento se idealizó como un sistema de roca saturada de líquido con fronteras adiabáticas e impermeables, de tal forma que no hay transferencia de masa ni de energía hacia o de los alrededores del sistema.

En las Figuras IV.2, IV.3, IV.4 y IV.5, se presentan los resultados del análisis volumétrico, el cual arroja una capacidad de generación de la zona Norte del campo de 350 MWe. La Figura IV.2 muestra la evolución de la presión media del yacimiento para el período de explotación de 20 años. En esta figura se observa que el fluido pasa de un estado termodinámico de líquido subenfriado a la saturación. En la Figura IV.3, se muestra que la temperatura media del fluido declina hasta 1.5 °C/año, hasta llegar a 210 °C. La Figura IV.4 proporciona la evolución de la entalpía específica de los fluidos en el yacimiento, la cual exhibe un incremento a partir del año 2008, el 12 en la explotación. La evolución de la calidad del vapor (Figura IV.5) en el yacimiento, es poca, ya que de líquido subenfriado pasa a una saturación de menos de 0.2, conceptualizando el yacimiento como de líquido dominante, aún después del régimen de explotación propuesto.

Tabla IV.3.- Parámetros utilizados en la evaluación volumétrica.

PARAMETRO	VALOR MEDIO
Presión inicial [Bar]	70
Temperatura inicial [°C]	250
Volumen del yacimiento [km ³]	40.0
Calor específico de la roca [kJ/kg°C]	1.16
Densidad de la roca [kg/m ³]	2680.0
Porosidad efectiva [%]	15.0
Presión de admisión a la unidad Turbogeneradora [Bar]	10.0
Consumo de Vapor Específico [t/hMW]	9.0
Tiempo de generación [Años]	20.0
Capacidad de Generación [MWe]	350.0

CAPITULO V

CODIGO DE SIMULACION TETRAD

V.1 PARTES DISTINTIVAS DE TETRAD

TETRAD es un simulador multifásico, multicomponente. La palabra "TETRAD" significa "un grupo de cuatro", y TETRAD tiene cuatro diferentes opciones de simulación: Petróleo, Composicional (isotérmico), Térmico y Geotérmico. Además, cualquiera de las opciones puede correrse para los casos de doble porosidad y doble permeabilidad, y puede usarse con acuíferos semi-analíticos y pérdidas de calor. TETRAD fue desarrollado por Kaz Vinsome, de Dyad Engineering en Calgary Canada, está escrito en FORTRAN 77 estándar. Este lenguaje puede correrse virtualmente en cualquier máquina con un compilador FORTRAN, desde una PC hasta una supercomputadora Cray, requiriéndose de por lo menos 2 MB de RAM, y 8 son sugeridos. El tamaño de la tarea solamente esta limitada por la memoria.

La entrada de información al TETRAD se realiza a través de un archivo de datos, el cual contiene una serie de comandos especiales definidos por variables de tipo carácter (charter variables). Este archivo de datos se divide en tres secciones siempre requeridas, llamadas: RESERVOIR (yacimiento), PROPERTY (propiedad) y RECUR (recurrente). Los datos concernientes a la sección RESERVOIR, se refieren a las propiedades del yacimiento (permeabilidad, porosidad, estructura, espesores, etc.), tamaño y dimensiones de la malla, controles numéricos, tipo y frecuencia requeridos en los archivos de salida. Los datos correspondientes a PROPERTY, incluyen permeabilidades relativas y presión capilar, condiciones iniciales (presión, temperatura, saturaciones, fracciones molares), datos de las ecuaciones de estado y propiedades térmicas de la formación. Los datos de RECUR son datos que cambian con el tiempo, tales como los gastos máxicos y presiones en pozos. Muchos de los datos de entrada tienen valores por omisión (default values), y no es necesario introducirlos a menos que los valores por omisión no sean apropiados. Datos que no tienen valores por omisión son aquellos que describen el sistema a simular (tamaño de la malla y dimensiones, permeabilidades absolutas y relativas, porosidades, etc.). Algunos datos pueden también aparecer en secciones posteriores, por ejemplo, los datos de RESERVOIR y PROPERTY, pueden aparecer en la sección de RECUR bajo muchas condiciones. Esto es útil para cambiar la frecuencia de escritura (salida) a diferentes tiempos, durante una corrida. En general, cualquier opción de entrada puede modificarse en secciones posteriores solamente cuidando que el balance de materia no sea destruido. Así, mientras la permeabilidad (o transmisividad) podrían intercambiarse durante una corrida, pero no la porosidad.

TETRAD puede acoplarse con otros programas que faciliten las entradas y salidas de información. El programa de entrada de información INTERSIM actúa como un procesador y es útil para preparar datos de mapas de contornos (mapas estructurales, mapas de isovalores, contornos de presiones y temperaturas, etc.), y para desarrollar una malla. El grupo de datos generados por INTERSIM, se lee en la sección de RESERVOIR, y puede reemplazar una larga porción de las secciones de RESERVOIR y PROPERTY. INTERSIM también puede leer los

archivos de salida de GRIDVIEW, y puede ser útil en posteriores refinamientos durante una corrida.

Los dos programas que pueden interpretar las salidas (resultados) del TETRAD en forma grafica son GRIDVIEW y FLOT. GRIDVIEW es útil para examinar las propiedades dentro del yacimiento (presiones, temperaturas, etc.). A partir de estos datos pueden construirse perfiles, los cuales pueden animarse con respecto al tiempo. Por tanto, un usuario puede ver el efecto de un proceso dado a través del tiempo (por ejemplo, observar el enfriamiento que sufre cierta parte del yacimiento cuando se inyecta agua fría). Como se hizo notar anteriormente, los archivos de GRIDVIEW también pueden ser importados por INTERSIM para realizar modificaciones durante la corrida. FLOT se usa para observar la historia de la evolución de algunos parámetros con respecto al tiempo, por ejemplo gastos máscicos, presiones, temperaturas, saturaciones y calidades. Los archivos de GRIDVIEW y FLOT (frecuencia de salida, variable de salida) se controlan con comandos de TETRAD.

El tamaño de la simulación se controla en el archivo SPECS.INC, en el cual, todas las variables de la simulación son dimensionadas. TETRAD correrá para los casos donde los dimensionamientos sean menores o iguales a aquellos especificados en el archivo SPECS.INC. Si no se requiere ampliar la precisión o el dimensionamiento, se deberán efectuar las modificaciones correspondientes en los archivos SPECS.INC y PREC.INC, y volverse a compilar el programa fuente del TETRAD (TETRAD.FOR).

V.2 FORMULACION DEL MODELO

V.2.1 ECUACIONES FUNDAMENTALES

En una simulación geotérmica, el comportamiento de un número arbitrario de componentes pueden ser simulados. Estos N_c componentes pueden incluir agua pura, trazadores en agua, gases no condensables, sales, etc. Un total de $N_c + 1$ ecuaciones se resuelven en cada elemento: las N_c ecuaciones de conservación de la masa y la ecuación de conservación de energía. Las ecuaciones de conservación son de la forma:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi (\rho_1 s_1 u_1 + \rho_2 s_2 u_2)] + \nabla \cdot [\rho_1 u_1 u_1 + \rho_1 u_1 u_2] = Q \quad (V.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi (\rho_1 s_1 u_1 + \rho_2 s_2 u_2) \cdot (1 - \Phi) u_h] + \nabla \cdot [\rho_1 u_1 h_1 + \rho_1 u_2 h_1] - \nabla \cdot (k_T \nabla T) - E_L + E_G \quad (V.2)$$

donde el subíndice i denota los componentes 1 ó 2. La ecuación 1 engloba la conservación de la masa para cada uno de los componentes. Para resolver las ecuaciones de conservación se requieren otras ecuaciones llamadas auxiliares y obligatorias. Un resumen de las ecuaciones que se requieren para resolver este problema se muestra en el Apéndice A

V.2.2 VARIABLES PRIMARIAS

Las $N_c + 1$ ecuaciones de conservación permiten la solución de las $N_c + 1$ variables primarias de cada uno de los elementos (bloques). La selección de variables primarias depende de las condiciones durante la corrida, y los cambios que pueden surgir con respecto al tiempo. Las variables primarias para el caso de un sistema geotérmico bicomponente, se dan a continuación:

FASE	VARIABLES PRIMARIAS
Una sola fase en estado Líquido	P, T, Fracción molar del segundo componente
Una sola fase en estado de Vapor	P, T, Fracción molar del segundo componente
Dos fases	P, Sg, Fracción molar del segundo componente

Dando estas variables primarias, las ecuaciones auxiliares y las constantes de equilibrio, todas las demás variables fundamentales pueden ser determinadas. Entre más componentes se incluyen, el número de variables primarias se incrementa.

Las ecuaciones de conservación se pueden arreglar de la siguiente manera:

$$F(u) = 0 \quad (V.3)$$

En esta forma, F es el vector que representa las ecuaciones de conservación y u es el vector de las variables primarias. estas ecuaciones se resuelven utilizando el método de Newton Raphson, en el cual se encuentran los cambios en las variables primarias.

$$F(u, t + \Delta t) = F(u, t) - \frac{\partial F}{\partial u} \delta u \quad (V.4)$$

Donde F indica las ecuaciones de conservación V.1 y V.2, u representa un vector que contiene las variables primarias, $\partial F/\partial u$ es la matriz del Jacobiano de las derivadas parciales, y δu es el vector que representa los cambios de las variables primarias en el paso de tiempo Δt .

V.2.3 EL JACOBIANO

El Jacobiano en realidad es una matriz de tipo bloque, cada elemento conteniendo un bloque de 3 x 3 elementos (3 ecuaciones de conservación por tres variables primarias, por elemento). Las variables primarias están alineadas en la ecuación de conservación apropiada tal que el Jacobiano resultante llegue a ser tan diagonalmente dominante como sea posible. En el ejemplo geotérmico (2 componentes) que hemos usado, el alineamiento es:

δP está alineado en la ecuación de conservación del componente agua pura
 δS_o (o T) se alinea en la ecuación de energía
 δW_2 se alinea en la segunda componente de la ecuación de conservación.

El Jacobiano se escala al dividir cada una de las ecuaciones de conservación por los moles totales o por la energía en cada uno de los bloques de la malla. Las ecuaciones originales se escriben en forma condensada como:

$$\text{Acumulación} + \text{Flujo Neto} = 0 \quad (\text{V.5})$$

Escalando las ecuaciones hacen que aparezcan como:

$$\Delta S_a + \Delta t_a = 0 \quad (\text{V.6})$$

Esto hace que los residuos de cada ecuación tengan el mismo orden de magnitud, por lo que el criterio de convergencia es más fácil de elegir. Un paso final se toma para mejorar el Jacobiano. La eliminación Gaussiana se realiza en cada una de las líneas del Jacobiano, de tal suerte que los bloques diagonales se reducen a submatrices diagonales. El resultado es similar al método de dos fase de IMPES, en el cual las saturaciones son removidas de las ecuaciones de conservación para formar la ecuación de presión. El procedimiento de solución puede decirse que tiene dos componentes, puesto que la presión cambia mucho más rápido que las saturaciones, se resuelven las ecuaciones en dos pasos, primero, la ecuación de presión se desacopla y se obtiene una estimación del campo de presión. Luego, las ecuaciones totalmente acopladas se resuelven, surgiendo nuevas estimaciones de presión, saturación y fracciones molares. Los residuos en la solución del Jacobiano son comparados contra el criterio de convergencia del usuario, la convergencia se obtiene cuando los residuos son menores que la tolerancia.

El Jacobiano se resuelve con una modificación del método COMBINATIVE, desarrollado por Kaz Vinsome.

V.3 ECUACIONES DE ESTADO Y PROPIEDADES DE LAS FASES

Las ecuaciones de estado (EOS) son generalmente usadas para obtener los estados de las fases, saturaciones, composición, densidad y viscosidad. TETRAD usa un valor aproximado

de equilibrio (K-valores) para determinar las composiciones y saturaciones de las fases. Los K-valores son función de la presión y la temperatura, y la entrada requerida refleja esta dependencia. Los datos de entrada para algún componente estándar puro (incluyendo gases no condensables) son dados en el manual y la entrada se requiere para cada componente, dos excepciones a esto involucran al CO_2 y NaCl. TETRAD tiene una palabra clave CO2SALT, y cuando esta palabra se invoca, los K-valores, densidades, viscosidades, entalpías y energías internas se determinan internamente sin ninguna entrada adicional.

Las densidades de las fases pueden determinarse en diferentes formas. Una ecuación de estado de tres parámetros (Redlich-Kwong) y una ecuación de estado de cuatro parámetros (Vinsome) se incluyen en TETRAD. La ecuación de Redlich-Kwong se usa solo para determinar la densidad del vapor, mientras que la ecuación de Vinsome puede ser usada para las densidades de líquido y de vapor. Si no se calculan con las ecuaciones de estado, las densidades de líquido se determinan usando

$$P_i = \frac{P^s}{(1 - C \cdot \Delta P)(1 - C_r \cdot \Delta T)} \quad (V.7)$$

Este modelo además supone un mezclado ideal, en el que la densidad de la fase es la suma de las densidades parciales molares de cada componente.

V.4. OPCIONES PARTICULARES DEL SIMULADOR

De las opciones más importantes y más usadas de TETRAD son los Métodos semi-analíticos y la doble porosidad. Los métodos semianalíticos se usan para simular aportes de presión (acuiferos) y pérdidas de calor en la capa sello. Estas opciones se discuten a detalle más adelante.

V.4.1 METODOS SEMI-ANALITICOS

Existen varios métodos semi-analíticos disponibles para simular acuiferos y pérdidas de calor de la roca circunvecina. Los incorporados en el simulador fueron inicialmente desarrollados por Vinsome y Westerveld para sistemas semi-infinitos, pero han sido modificados por Pruess y Wu para varias geometrías. El uso de estos modelos permiten la simulación de los efectos de las pérdidas de calor en la capa sello sin que explícitamente se represente la capa sello en la malla. Esto conduce a reducciones significantivas en la simulación sin arriesgar precisión, comportamientos en régimen permanente y transitorio pueden modelarse.

V.4.2 MODELO DE DOBLE POROSIDAD

El modelo de doble porosidad en TETRAD es una versión multifásica del modelo de Warren y Root. Se conoce como modelo dual (doble porosidad) continuo y supone que cada uno de los dos sistemas, a saber, matriz rocosa y fractura forman un continuo. La matriz rocosa es el primer continuo de almacenamiento y las fracturas controlan el flujo. Las ecuaciones de conservación se escriben para cada uno de los dominios, y estas ecuaciones se acoplan a través de un término de interacción matriz-fractura, este modelo además considera que el término de interacción esta en estado semi-permanente. El flujo matriz-fractura puede escribirse (despreciando la gravedad) como

$$u_{mf} = k_m V_D \sigma \lambda_i (P_f - P_m) \quad (V.8)$$

En esta ecuación, σ es conocido como el factor de forma y es función del número de grupos paralelos fracturados y la dimensión del tamaño del bloque de la matriz, L . Los números para σ estan en el rango de $12/L^2$ a $60/L^2$.

V.5. BREVE DESCRIPCION DEL PROCESO DE SIMULACION

V.5.1 INICIALIZACION DE LAS PROPIEDADES TERMODINAMICAS

La inicialización de las condiciones para la simulación es bastante sencillo, pero depende de las condiciones que se requieran. Las variables que constituyen una inicialización son presión, temperatura, saturación y fracciones molares iniciales. Sin embargo, únicamente las variables primarias se utilizan para inicializar la simulación. Por ejemplo, en una situación bifásica, la temperatura es leída pero no es usada para inicializar la temperatura; la saturación de gas es la variable primaria bajo esas condiciones y la temperatura se encuentra por medio de un cálculo. Si la saturación de gas se introduce como no nula, la temperatura siempre se calcula internamente. De forma similar, si un segundo (o tercer) componente está presente, la fracción molar acuosa de ese componente deberá introducirse. Si una fracción molar gaseosa se conoce (pero no la fracción molar total, o fracción molar acuosa), esto involucra un proceso de ensaye y error para asignar una fracción molar acuosa, de tal forma que la fracción molar gaseosa este correcta.

Únicamente las variables primarias se usan en la inicialización y las otras variables se determinan internamente.

V.5.2 EMPEZANDO LA SIMULACION

Cuando se inicia un estudio de simulación, varias sugerencias son útiles. Primero, la simulación debe correrse con pocos pasos de tiempo, y la salida debe revisarse cuidadosamente para encontrar posibles mensajes de "errores" y "peligros". La salida únicamente contendrá entradas de RESERVOIR y PROPERTY; sin embargo, en estas secciones son donde muchos de los errores ocurren. Debe tenerse cuidado de suavizar todas las propiedades para evitar discontinuidades. Como el Jacobiano se forma numéricamente, las discontinuidades en las propiedades pueden causar grandes problemas al efectuar derivaciones. Esto es importante cuando se tratan permeabilidades relativas y presiones capilares. TETRAD ejecuta interpolaciones en estas propiedades y envía mensajes de peligro si las curvas no están suavizadas cerca de los extremos. Cuando todos los mensajes de errores y peligros han sido considerados, la simulación debe correrse con un solo paso de tiempo. Esto permite al usuario observar los datos de RECUR en particular, definiciones de pozos, acuíferos, etc. Si esta salida ya no tiene errores ni mensajes de peligro, la simulación puede proseguir. No obstante, debe tenerse especial cuidado al utilizar el archivo de salida, para ver como se lleva a cabo la simulación y que dificultades se presentan en la corrida.

TETRAD tiene una opción (IOVER) la cual permitirá continuar con la simulación a pesar de la ocurrencia de errores. Esto se hace para permitir al usuario definir una propiedad que TETRAD rechazaría normalmente. El valor por default de IOVER es cero, y en general no debe utilizarse. Si IOVER se utiliza, solo el número de errores aceptables deberán pasarse por alto.

V.5.3 ANALISIS DE LA SALIDA DE RESULTADOS

Grandes cantidades de datos se imprimen a cada paso de tiempo. Esta salida de resultados puede y debe usarse para optimizar el estudio de simulación. La salida permite ver al usuario donde ocurren los cambios más grandes y permite que ciertas opciones puedan modificarse para hacer la corrida de simulación más suave. Los cambios en las variables primarias, gastos máximos y los bloques de la malla en los cuales ocurren son impresos. Por lo tanto es fácil determinar en que parte del archivo de datos están ocurriendo los problemas para la corrida, haciendo con esto que la depuración sea más sencilla.

Otro utilidad de la salida concierne al tamaño del paso de tiempo. TETRAD selecciona pasos de tiempo tales que los cambios de presión, temperatura, saturaciones y fracciones molares cambian aproximadamente de acuerdo a la cantidad especificada por el usuario (en la tarjeta NORM). Los cambios máximos en estas variables son impresos cada paso de tiempo y estos datos pueden ser usados para determinar si las entradas a NORM están restringiendo el tamaño del paso de tiempo, o si los pasos de tiempo están restringidos por otros factores. Si NORM esta controlando el tamaño del paso de tiempo, algo puede hacerse para eliminar esta limitación.

Algunos de los datos de salida a cada paso de tiempo se resumen como sigue:

INEWT	Contador de iteraciones para la convergencia por Newton-Raphson.
DPMAX	Para INEWT = 1, este es el cambio máximo de presión para la iteración. Para INEWT > 1, esta es la suma de cambios de presión de todas las iteraciones.
DSMAX	Representa los cambios máximos en las saturaciones.
DXMAX	Representa los cambios máximos en las fracciones molares.
DTMAX	Representa los cambios máximos en la temperatura.
RESID	Máximo residuo de la iteración.
IBUB	Número de bloques de la malla que sufrieron un cambio de fase en la iteración.
IBFW	Número de intervalos de terminación que sufren una entrada de flujo en la iteración.
ITI	Número de iteraciones (de presión) interiores tomadas en la iteración de Newton.
ITO	Número de iteraciones exteriores.
OHMI	Minimización de parámetros usados en la última iteración de presión.
OHMO	Minimización de parámetros usados en la última iteración exterior.
DAMP	Máximo factor de amortiguamiento usado en una variable primaria en la iteración.
IBLK	Número del bloque de la malla para el cual es impresa la información anterior.
PAQ	Presión del acuífero.
PG	Presión del gas.
SG	Saturación de gas.
SW	Saturación de agua.
N	Número de bloques

CAPITULO VI

SIMULACION NUMERICA

VI.1 CONSTRUCCION DE LA MALLA

Tomando como base el modelo conceptual del yacimiento presentado en el capítulo III, se procedió a construir la malla, la cual sirve para discretizar el sistema geotérmico en tres dimensiones.

Para seleccionar el área de la malla, en la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, se consideró la delimitación hecha por geofísica, usando parámetros de resistividad (Figura III.3).

La malla quedó delimitada al norte por la falla Los Coyotes, al sur por la falla Laguna Larga, al este por el pozo AZ-29 y al oeste por los pozos AZ-59 y AZ-60.

Para la discretización de la malla se consideraron las zonas de máxima permeabilidad (Figura III.2), de manera que donde existiera esa propiedad quedaran elementos más pequeños.

Considerando los conceptos antes expuestos se construyó una malla de 6.5 km de largo y 4.0 km de ancho, con una área de 26 km². La malla consta de 9 por 11 elementos, dando un total de 99 elementos por capa. Se trató de tener un pozo por elemento para tener una respuesta más controlada del simulador (Figura VI.1).

En base al modelo conceptual, se determinó la cima del yacimiento a 2100 msnm y la base del yacimiento a 100 msnm. La malla se dividió en sentido vertical en 6 niveles, los 3 primeros de 200 m de espesor, el siguiente de 400 y los dos últimos de 500 m cada uno (Figura VI.2).

VI.1.1 ASIGNACION DE VALORES A LA MALLA DE SIMULACION

A cada uno de los elementos de la malla se les deben de asignar valores de temperatura, presión, permeabilidad, porosidad, conductividad térmica y un coeficiente de transferencia de calor.

VI.1.1.1 TEMPERATURA DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA DE SIMULACION

Para asignar las temperaturas a los elementos de la malla se digitalizaron en DG (herramienta de Tetrad para capturar información de un dibujo) las configuraciones de temperaturas estabilizadas a 2000, 1800, 1600, 1300, 850 y 350 msnm.

Posteriormente con la ayuda de Intersim (herramienta de Tetrad) se asignaron los valores de temperatura a cada uno de los elementos de la malla. Intersim realiza una serie de

interpolaciones y permite observar diferentes secciones (X-Y, X-Z y Y-Z) de las configuraciones que se capturaron. En las Figuras VI.3 a VI.5 se muestran las secciones X-Z de las configuraciones de temperatura, en estas figuras se puede identificar el flujo vertical de fluidos calientes ascendente.

VI.1.1.2 PRESIONES DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA DE SIMULACION

Las presiones para cada uno de los niveles se asignaron de acuerdo con la Figura I.24, donde se muestran las presiones iniciales del yacimiento. Para el Nivel 1 a 2000 m fue de 40 bar; para el Nivel 2 a 1800 m, 55 bar; en el Nivel 3 a 1600 m, 71 bar; para el Nivel 4 a 1300 m, 93 bar; en Nivel 5 a 850 m, 122 bar y para el Nivel 6 a 300 m, de 160 bar. La presión así asignada es la misma para toda la capa.

VI.1.1.3 PERMEABILIDAD DE LOS ELEMENTOS DE LA MALLA DE SIMULACION

La permeabilidad durante una simulación se considera como un parámetro de ajuste, aunque se debe tener algún criterio o rango para la asignación de este valor.

De las pruebas transitorias de presión realizadas en la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, Tabla VI.1, los valores de kh determinados varían de $1.0E-12$ a $5.5E-12$ m²-m. El problema para evaluar la permeabilidad a partir de kh es conocer el espesor (h).

Para resolver este problema se decidió asignar dos valores al espesor, uno de 200 m, que es una longitud de un liner ranurado promedio y otro de 2000 m que es el espesor considerado para la simulación. Bajo el criterio antes expuesto y tomando como valor representativo de kh, el de la prueba de incremento de presión del pozo AZ-5, el cual es igual a $5.44E-12$ m²-m, (Torres, 1991), se calcularon dos valores de permeabilidad para cada uno de los espesores, dando uno igual a 2.72 mD y otro 27.2 mD. por lo que se decidió, tomar como rango de trabajo, durante la simulación, las permeabilidades entre 1.0 y 30 mD.

VI.1.2 PROPIEDADES FISICAS DE LAS ROCAS

Para seleccionar la porosidad, densidad y conductividad térmica de la roca se recurrió a las mediciones hechas en núcleos, los cuales fueron obtenidos de los diferentes pozos. Estas mediciones las efectuó el Instituto de Investigaciones Eléctricas, (Contreras et. al., 1988). Los resultados de ellas se presentan en la Tabla VI.2. Siendo también la porosidad un parámetro de ajuste durante la simulación, se seleccionó un rango de trabajo de 10 a 15 %.

La densidad de la roca seleccionada para la simulación fue de 2700 kg/m³, la conductividad térmica de la roca fue de 1.5 W/m-°C y la capacidad calorífica de la roca fue de 2500 kJ/kg°C. Los datos de los diferentes núcleos se presentan en la Tabla VI.2.

TABLA VI.1.- Valores de "kh" encontrados durante las diferentes pruebas transitorias de presión en pozos de la zona norte de Los Azufres.

VALORES DE KH CALCULADOS EN DIFERENTES PRUEBAS EN LOS POZOS DE LA ZONA NORTE DE LOS AZUFRES			
POZO	PRUEBA	PROFUNDIDAD	KH
AZ-3	INYECTIVIDAD	1500	1.09E-12
AZ-4	INYECTIVIDAD	807	1.53E-12
AZ-5	INCREMENTO	1400	1.82E-12
AZ-5	INCREMENTO	1400	5.44E-12
AZ-9	INYECTIVIDAD		1.47E-12
AZ-13	INYECTIVIDAD	1100	1.38E-12
AZ-19	INYECTIVIDAD	1625	1.49E-12
AZ-21	INYECTIVIDAD	1550	8.90E-13
AZ-28	INYECTIVIDAD	1600	8.50E-13
AZ-40	INYECTIVIDAD	1850	1.87E-12
AZ-43	INYECTIVIDAD	1300	3.38E-12
AZ-48	INYECTIVIDAD	1750	1.47E-12
AZ-49	INYECTIVIDAD	2200	1.62E-12
AZ-51	INYECTIVIDAD	1550	2.15E-12
AZ-52	INYECTIVIDAD		1.41E-12

TABLA VI.2.- Resultados de las mediciones echas en núcleos del campo geotérmico de Los Azufres. (Contreras et a.,1988).

RESULTADOS DE MEDICIONES EN NÚCLEOS EN LOS AZUFRES						
POZO	NUCLEO	ESP.No.	DENSIDAD (gr/cm ³)	POROSIDAD (%)	K (W/m°C)	PERMEABILIDAD (MICRODARCY)
AZ-3	1	1	3.24	14	1.68	1
AZ-3	4	1	2.56	11.6	1.84	22
AZ-3	5	1	2.74	1.2	1.99	1
AZ-4	3	1	2.44	11.1	1.58	2
AZ-4	3	2	2.43	11.7	1.53	2
AZ-5	1	1	2.05	23.4	1.17	1
AZ-8	2	1	2.60	6.4	2.34	106
AZ-19	1	1	2.29	14.9	1.97	4
AZ-20	1	1	2.27	10.3	1.58	1
AZ-22	2	1	2.45	11.2	2.17	1
AZ-25	1	1	2.32	11.4	1.75	2
AZ-26	2	1	2.61	1.6	2.26	2
AZ-26	3	1	2.43	7.7	1.55	401
AZ-29	1	1	2.05	14.9	1.05	41
AZ-41	2	2			16.7	2
AZ-50	3	1	2.49	7.6	1.52	10

VI.2 ESTADO INICIAL O ESTACIONARIO

Los yacimientos geotérmicos involucran tiempos geológicos, durante los cuales las condiciones termodinámicas e hidrodinámicas en el sistema, alcanzan un equilibrio. Es posible que estas condiciones tengan pequeños cambios con el tiempo; sin embargo, en la práctica se considera que un yacimiento geotérmico antes de ser explotado, se encuentra en estado casi-estacionario.

Simular numéricamente el estado inicial del yacimiento tiene la utilidad: de verificar el modelo conceptual del campo y obtener una base cuantitativa para evaluar el modelado del campo bajo explotación y una estabilización de las variables termodinámicas que entran en la simulación.

El modelado del estado natural del yacimiento debe estar basado en un modelo conceptual, y este a su vez, tiene que soportarse con información del campo tanto geológica, hidrológica, geofísica, geoquímica y de ingeniería de yacimientos.

El modelo conceptual que respalda esta simulación numérica de la zona norte del campo geotérmico de Los Azufres, menciona un ascenso vertical de fluidos provenientes de un acuífero más profundo que el acuífero productor. Para obtener el estado estacionario o inicial del yacimiento, se debe correr el simulador a tiempos geológicos razonables y comparar los resultados con los datos observados o inferidos en el campo. Si ambos ajustan, con una tolerancia adecuada, se puede suponer que el modelo es representativo del estado inicial del sistema, de no ser así, se deben revisar los parámetros utilizados y de ser necesario, replantear el modelo conceptual. Para este trabajo en particular, el tiempo utilizado en las corridas del estado estacionario fue de 100 000 años.

VI.3 DISCUSION DE RESULTADOS

Como ya se dijo anteriormente, la zona norte de Los Azufres se dividió en cinco sectores, asociados cada uno a las principales fallas de esta zona. Tales sectores son: El Chino, La Cumbre, La Cumbre Bis, Laguna Verde y Marítaro. Los resultados de este trabajo se presentan de acuerdo a esta división.

Los resultados del estado estacionario o inicial, para la presión y temperatura, se muestran en las Figuras VI.6 a VI.15. Se observa en todas ellas la estabilización de la presión y temperatura que se logró después de 100 000 años. Por lo que se considera que el sistema llegó al estado estacionario y se puede usar como estado inicial para ajustar la historia del yacimiento sujeto a extracción.

La Figura VI.6 muestra la presión de yacimiento real y la simulada con Tetrad en los pozos del sector El Chino, se puede apreciar que la mayor diferencia de presión simulada con respecto a la real es de 5 bar (500 KPa) en el pozo AZ-03 y la menor de 4 bar (400 KPa) en el pozo AZ-09. En el sector La Cumbre, el pozo cuya presión de yacimiento simulada difiere más con

respecto a la real es el AZ-32 con 4 bar (400 KPa) y el que tiene menor diferencia es el AZ-13 con 1 bar (100 KPa) (Figura VI.7). La cumbre bis muestra diferencia máxima y mínima de 3 bar (300 KPa) en el pozo AZ-4 y 2 bar (200 KPa) en el AZ-28 (Figura VI.8). En el sector Laguna Verde hay un pozo, AZ-49, que difiere 15 bar (1500 KPa) en la presión simulada con respecto a la real, pero hay otro pozo, AZ-43, en el cual la diferencia es únicamente de 1 bar (100 KPa) (Figura VI.9). Finalmente en Maritaro se observa una diferencia máxima de 13 bar (1300 KPa) en el pozo AZ-52 y una diferencia mínima de 3 bar (300 KPa) en el pozo AZ-57 (Figura VI.10).

Con este análisis de la presión de yacimiento simulada con Tetrad, se puede decir que los valores calculados se aproximan bastante a los medidos en el yacimiento antes de ser explotado. También se puede apreciar en las gráficas que la presión de yacimiento simulada se mantiene estable después de cierto tiempo, esto indica que se alcanzó el estado estacionario.

Comparando ahora las temperaturas de yacimiento simuladas con las medidas, se observa que en el sector El Chino la diferencia máxima es de 22 °C en el pozo AZ-03 y la mínima de 5 °C en el pozo AZ-56 (Figura VI.11). En La Cumbre, el pozo AZ-32 tiene una diferencia de 22 °C y el AZ-13 de 6 °C (Figura VI.12). En el sector La Cumbre Bis el pozo que menos se ajusta es el AZ-30 con una diferencia de 11 °C y el que mas se acerca al valor medido es el AZ-04 con una diferencia de 3 °C (Figura VI.13). En el sector Laguna Verde la variación de temperatura simulada con respecto a la real es en el pozo AZ-5 de 10 °C, en el AZ-43 la diferencia es de 9 °C y el AZ-53 tiene una variación de 10 °C (Figura VI.14); En Maritaro el pozo AZ-57 tiene una diferencia de 20 °C y en el pozo AZ-52 la diferencia es de 10 °C, (Figura VI.15).

Es conveniente aclarar que refinando un poco mas la malla es posible reducir las diferencias entre los valores simulados y los medidos; sin embargo, para este trabajo se considera que el ajuste obtenido es bueno, por lo tanto se alcanza el estado estacionario o inicial del yacimiento.

VI.3.1 AJUSTE DE HISTORIA DE PRODUCCION

El objetivo de simular numéricamente un yacimiento es ajustar el modelo matemático a la historia real del campo geotérmico y de esta manera poder predecir su comportamiento futuro. Hasta aquí, se logró simular el estado inicial del yacimiento antes de ser explotado, ahora es necesario reproducir con el simulador la historia de producción real del campo. La extracción de masa en la zona norte de Los Azufres se inició en 1979. Para efectos de simulación, se calculó un promedio anual de masa extraída en cada uno de los pozos de esta zona desde 1979 hasta 1993, Tabla VI.3.

TABLA VI.3.- Masa promedio anual extraída a los pozos de la zona norte de Los Azufres.

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
AZ-004	1980	70.56
	1981	9.23
	1982	71.34
	1983	3.14
	1984	59.26
	1985	20.96
	1986	0.00
	1987	9.20
	1988	0.00
	1989	104.10
	1990	152.14
	1991	149.25
	1992	138.98
	1993	129.45
	1994	109.25
	1995	95.23
1996	78.4	
AZ-005	1979	76.15
	1980	83.97
	1981	58.74
	1982	78.13
	1983	99.24
	1984	99.53
	1985	98.81
1986	99.00	

POZO	AÑO	PRODUCCION (T/DAY)
	1987	101.00
	1988	105.00
	1989	109.00
	1990	108.00
	1991	103.00
	1992	105.00
	1993	99.00
	1994	84.00
	1995	72.00
	1996	89.00
AZ-009	1982	0.00
	1983	13.00
	1984	21.00
	1985	0.00
	1986	0.00
	1987	46.00
	1988	76.00
	1989	71.00
	1990	63.00
	1991	69.00
1992	67.00	
1993	63.00	
1994	58.00	
1995	54.00	
1996	55.00	

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
AZ-013	1980	55.00
	1981	50.00
	1982	87.00
	1983	104.00
	1984	117.00
	1985	101.00
	1986	109.00
	1987	119.00
	1988	117.00
	1989	64.00
	1990	34.00
	1991	40.00
	1992	74.00
	1993	59.00
	1994	81.00
	1995	83.00
1996	78.00	
AZ-028	1982	0.00
	1983	18.00
	1984	56.00
	1985	76.00
	1986	36.00
	1987	11.00
	1988	0.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/M)
	1989	0.00
	1990	0.00
	1991	36.00
	1992	70.00
	1993	92.00
	1994	86.00
	1995	101.00
	1996	99.00
AZ-030	1989	0.00
	1990	10.00
	1991	15.00
	1992	0.00
	1993	0.00
	1994	0.00
	1995	5.00
	1996	7.00
AZ-032	1983	0.00
	1984	4.1
	1985	16.00
	1986	0.00
	1987	0.00
	1988	17.00
	1989	29.00
	1990	12.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
	1991	8.00
	1992	18.00
	1993	25.00
	1994	27.00
	1995	32.00
	1996	32.00
AZ-041	1983	0.00
	1984	9.00
	1985	0.00
	1986	0.00
	1987	13.00
	1988	0.00
	1989	32.00
	1990	2.00
	1991	0.00
	1992	24.00
	1993	25.00
	1994	24.00
	1995	23.00
	1996	24.00
AZ-042	1983	0.00
	1984	14.00
	1985	22.00
	1986	0.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
	1987	0.00
	1988	0.00
	1989	0.00
	1990	128.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
AZ-043	1984	17.00
	1985	12.00
	1986	0.00
	1987	0.00
	1988	39.00
	1989	68.00
	1990	87.00
	1991	87.00
	1992	88.00
	1993	85.00
	1994	83.00
	1995	85.00
	1996	95.00
AZ-045	1984	15.00
	1985	9.00
	1986	0.50
	1987	0.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/M)
	1988	0.00
	1989	0.00
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	43.00
	1993	0.00
	1994	32.00
	1995	33.00
	1996	33.00
	AZ-048	1986
1987		41.00
1988		34.00
1989		0.00
1990		52.00
1991		0.00
1992		0.00
1993		0.00
1994		65.00
1995		34.00
AZ-051	1986	11.00
	1986	0.00
	1987	7.00
	1988	58.00
	1989	0.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
AZ-052	1987	0.00
	1988	14.00
	1989	0.00
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
AZ-520	1989	4.0
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
AZ-053	1987	2.00
	1988	9.00
	1989	0.00
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
	1994	21.00

POZO	AÑO	PRODUCCION (TON/H)
AZ-056	1988	0.00
	1989	28.00
	1990	33.00
	1991	28.00
	1992	31.00
	1993	26.00
	1994	13.00
	1995	0.00
AZ-057	1989	2.00
	1990	0.00
	1991	0.00
	1992	0.00
	1993	0.00
	1994	0.00
	1995	0.00
	1996	0.00

Los resultados obtenidos con el simulador de yacimientos Tetrad se refieren a condiciones de yacimiento, por lo tanto, se tienen que comparar con datos medidos a las mismas condiciones; sin embargo, obtener estos datos es bastante complicado en la practica y por lo general solo se registra el comportamiento de los fluidos geotérmicos en la superficie.

En la zona norte de los Azufres se han hecho varias mediciones de presión de fondo estática (Figuras I.25 a I.29), las cuales son muy parecidas a la presión de yacimiento y pueden usarse para calibrar la presión reportada por Tetrad. Cabe mencionar que estas mediciones no se hacen periódicamente ni en un mismo pozo, por lo que las comparaciones solo pueden hacerse por sectores.

En el sector El Chino, la caída de presión real en el yacimiento, desde que se inició la explotación de la zona norte del campo de Los Azufres, ha sido 2.40 bar (Figura I.25) y el simulador obtuvo una caída promedio de 2.26 bar (Figura VI.16).

La Cumbre muestra una caída de presión de yacimiento real de 7.20 bar (Figura I.26) y la obtenida con el simulador fue en promedio, de 5.6 bar (Figura VI.17).

Para el sector La Cumbre Bis, las pérdidas de presión de yacimiento fueron: real 5.8 bar (Figura I.27), simulada 3.60 bar en promedio (Figura VI.18).

En Laguna Verde el yacimiento ha perdido 7.9 bar durante el período de explotación (Figura I.28). En este sector Tetrad calculo una caída de presión de yacimiento de 4.16 bar (Figura VI.19). Finalmente, en Maritero el yacimiento ha decaído 5.3 bar (Figura I.29) y la caída promedio simulada fue de 2.66 bar (Figura VI.20).

Como se puede apreciar, la historia de presión de yacimiento simulada es muy parecida a la real.

Otro de los parámetros que es necesario ajustar es la entalpía. En el caso de la zona norte de Los Azufre existe una historia de este parámetro para cada uno de los pozos productores; sin embargo, los datos fueron tomados en la superficie y por ello no pueden compararse directamente con los resultados del simulador, ya que este los reporta a nivel de yacimiento. Para resolver este problema se utilizaron las entalpías equivalentes a las temperaturas de los geotermómetros de sodio-potasio (Na/K) y sílice (SiO₂), con los cuales se transportó la entalpía de superficie a entalpía de yacimiento y esta última se usó para calibrar la obtenida en el simulador.

Las figuras VI.21 a VI.31 muestran la historia de entalpía de algunos pozos de la zona en estudio. En ellas se puede apreciar el valor de la entalpía en la superficie (medida), el valor obtenido con el geotermómetro de Sodio-Potasio, el obtenido con el geotermómetro de sílice y el simulado con Tetrad. También se puede observar que el valor simulado se acerca bastante al valor calculado con el geotermómetro de sílice, lo cual es correcto ya que este geotermómetro hace sus cálculos lejos del fondo del pozo mientras que el de Sodio-Potasio lo hace cerca del fondo del pozo.

VI.3.2 ESCENARIOS DE EXPLOTACION

En un campo geotérmico es deseable conocer con anticipación, la respuesta que tendrá el yacimiento al aumentar la extracción de masa y energía. Una forma de saberlo es haciendo una simulación numérica del yacimiento, con la cual se reproducen las condiciones ya conocidas del campo y a partir de ahí es posible predecir el comportamiento futuro del mismo.

En la zona norte de Los Azufres actualmente se tienen instaladas 5 unidades de 5 MW cada una sumando un total de 25 MW. Se desea conocer como reaccionará el yacimiento si se

instalan 80 MW o 120 MW adicionales.

Para simular estos dos escenarios de explotación (80 MW y 120 MW) hay que determinar la capacidad de las unidades que se pretenden utilizar. Las unidades a contrapresión, por instalarse al lado del pozo que las alimentará y por ser portátiles, presentan varias ventajas, tales como: tiempo de montaje reducido, cimentación simple, requieren vaporductos cortos en caso de necesitar más de un pozo, disminuyen el riesgo de inversión, ya que si un pozo declina en su producción, la unidad puede cambiarse a otro pozo rápida, fácil y económicamente. La desventaja principal de este tipo de unidades es un alto consumo específico de vapor, requieren 12 T/H de vapor para generar 1 MW.

Las unidades a condensación son más eficientes que las de contrapresión; sin embargo, requieren de un sistema de enfriamiento, cimentaciones más complicadas y por lo general son instalaciones permanentes. Este tipo de unidades son de mayor capacidad y se usan en zonas ya probadas del yacimiento.

La tecnología actual tiende a fabricar turbogeneradores geotérmicos de mediana y pequeña capacidad en forma modular. Es decir, la turbina, el generador y el tanque de aceite con su purificador y enfriador son módulos independientes y solo es necesario integrarles los equipos auxiliares complementarios. Estas unidades presentan las mismas ventajas que las de contrapresión en cuanto a su instalación y facilidad de traslado, además son de mayor eficiencia (necesitan 8.5 T/H por MW) ya que vienen equipadas con un condensador al lado de la turbina, reducen hasta en un 20 % el costo por MW en relación a las unidades convencionales y el tiempo de fabricación es tan solo de 14 meses, mientras que una unidad convencional requiere al menos 24 meses, (Del Río, 1994).

Por lo anterior, se determinó que para simular los escenarios de explotación propuestos, se considerarían unidades modulares a condensación de 20 MW cada una. De esta forma, para el escenario con 80 MW adicionales fue necesario agregar 4 unidades y para el escenario de 120 MW adicionales 6 unidades. La distribución de estas plantas y la de los pozos que las alimentarán se muestran en la Figura VI.32. Cabe mencionar que los pozos que alimentarán estas plantas, algunos de ellos ya están perforados y solo requieren reparación, los demás son pozos supuestos o simulados y se tendrían que perforar.

Las producciones que se asignaron a cada uno de los pozos se muestran en la Tabla VI.4. Los pozos supuestos van del AZ-S1 al AZ-S14 y las producciones de estos se determinaron en base a la historia de producción de los pozos cercanos. Para los pozos AZ-S10 al AZ-S14 se consideró que el bloque donde están ubicados tienen la suficiente capacidad de producir las toneladas por hora que se le asignaron. Para el escenario de 80 MW se consideraron 9 pozos simulados. En el escenario de 120 MW se tomaron en cuenta 14 pozos simulados.

TABLA VI.4.- Producción asignada a los pozos integrados a las unidades adicionales.

UNIDAD ADICIONAL	POZO	PRODUCCION (TON/H)
1	AZ-48	58.0
	AZ-51	60.0
	AZ-53	40.0
	AZ-19	50.0
	AZ-S1	75.0
	AZ-S2	75.0
2	AZ-14	30.0
	AZ-30	40.0
	AZ-57	14.0
	AZ-S3	100.0
	AZ-S4	100.0
	AZ-S5	50.0
3	AZ-21	50.0
	AZ-42	240.0
	AZ-S6	100.0
	AZ-S7	100.0
4	AZ-45	45.0
	AZ-S8	200.0
	AZ-S9	100.0
5	AZ-S10	200.0
	AZ-S11	200.0
6	AZ-S12	200.0
	AZ-S13	60.0
	AZ-S14	140.0

VI.3.2.1 RESULTADOS CON 80 MW ADICIONALES

En la simulación numérica de campos geotérmicos, las predicciones sobre el comportamiento del campo, ante ciertos escenarios de explotación, se hace a tiempos relativamente cortos. En este trabajo en particular, se consideraron 20 años suponiendo que los 80 MW, o los 120 MW, se empezarán a generar en 1997.

Para el escenario de 80 MW adicionales se observa en la Figura VI.33, que los pozos del sector El Chino para el año 2017 tendrán una pérdida de presión de 8.7 bar, lo que da una declinación de 0.43 bar/año. En el sector La Cumbre, Figura VI.34, se aprecia una pérdida de presión de 14 bar, o sea 0.7 bar/año. En el sector La Cumbre Bis, Figura VI.35, la disminución de presión después de 20 años será de 9.3 bar, lo que corresponde a una declinación de 0.47 bar/año. En el sector Laguna Verde, Figura VI.36, se observa una pérdida de presión de 11.7 bar, o sea 0.58 bar/año. Por último en el sector Maritaro, Figura VI.37, se tendrá una disminución de la presión de 12.4 bar para el año 2017, con una declinación de la presión de 0.62 bar/año.

Al aumentar la extracción de masa para generar 80 MW adicionales, el yacimiento pasa de líquido comprimido a dos fases en la zona donde se encuentran ubicados los pozos productores. Este cambio se aprecia únicamente en las tres primeras capas del yacimiento, permaneciendo las tres mas profundas en fase líquida. El mayor aumento de saturación se da en la primera capa, este cambio se presenta en la Figura VI.38.

Analizando los resultados anteriores, reportados por Tetrad para el escenario de 80 MW adicionales, se puede decir que el yacimiento soporta, sin problemas, la extracción de masa que tal aumento en la generación representa, solamente se tiene que cuidar que los nuevos pozos se perforen a profundidades mayores del segundo nivel del yacimiento.

VI.3.2.2 RESULTADOS CON 120 MW ADICIONALES

Para el escenario de 120 MW adicionales, los resultados obtenidos con Tetrad fueron los siguientes.

En la Figura VI.39, se observa que los pozos del sector El Chino para el año 2017 tendrán una pérdida de presión de 12 bar, lo que da una declinación de 0.6 bar/año. En el sector La Cumbre, Figura VI.40, se aprecia una pérdida de presión de 14 bar, o sea 0.75 bar/año. En el sector Laguna Verde, Figura VI.41, se observa una pérdida de presión de 14 bar, o sea 0.71 bar/año. En el sector La Cumbre Bis, Figura VI.42, la disminución de presión después de 20 años será de 12 bar, lo que corresponde a una declinación de 0.60 bar/año. En el sector Maritaro, Figura VI.43, se tendrá una disminución de la presión de 15 bar para el año 2017, con una declinación de la presión de 0.75 bar/año. Por último en la Figura VI.44, se presenta la caída de presión del sector Maritaro Bis, llamado así, para considerar los pozos de la sexta planta de 20 MW, aunque se trata del mismo sector Maritaro. Allí se observa una pérdida de presión de 16 bar, con un gradiente de 0.80 bar/año.

Al igual que con 80 MW adicionales, al incrementar la generación en 120 MW , el yacimiento pasa de liquido comprimido a dos fases en los tres primeros niveles. La diferencia es que con 120 MW, el área que cambia a dos fases se extiende hasta la zona de los pozos supuestos AZ-10, AZ-S11, AZ-S12, AZ-S13, AZ-S14. El mayor aumento de saturación se da en la primera capa, este cambio se presenta en la Figura VI.45.

En resumen, los resultados indican que el yacimiento tiene suficiente capacidad para generar los 120 MW adicionales.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

1. El yacimiento de la zona norte del Campo Geotérmico de Los Azufres se encuentra delimitado por el bajo resistivo de 15 ohm-m.
2. En el lado este se encuentra el ascenso vertical del fluido caliente como lo pone en evidencia la presencia de anfíbol y las mayores temperaturas medidas.
3. Por el lado este se encuentra el ascenso vertical del fluido caliente como lo evidencian las configuraciones de temperatura estabilizada presentadas en las secciones x- z.
4. El fluido asciende verticalmente desde el acuitardo alimentador y se distribuye a través de las fallas hacia el oeste.
5. Por el perfil de presión de fondo estático inicial se observa que el yacimiento originalmente se encontraba en fase líquida únicamente.
6. Se realizó el ajuste de historia y se pronosticó el comportamiento del yacimiento al extraerle masa para generar 80 o 120 MW adicionales a los 25 MW ya instalados.
7. Para el modelo numérico se llegaron a las siguientes conclusiones:
 - a) Fue posible obtener un ajuste razonable entre los valores simulados y los reales de temperatura y presión. Para el estado estacionario después de 100 000 años.
 - b) En el ajuste de historia de presión en el período de explotación se obtuvieron resultados satisfactorios entre el decremento de presión real (el cual es de 1 a 6 bar) y el decremento de presión promedio simulado, el cual es de 1.5 a 7.5 bar.
 - c) Se obtuvo un ajuste razonable entre la entalpía calculada con el geotermómetro de sodio-potasio y la simulada con Tetrad.
 - d) Los resultados encontrados en el ajuste de historia, comprueban que el modelo conceptual planteado es razonable, por lo que se puede suponer que el yacimiento de la zona norte de Los Azufres es abierto, y que el acuitardo alimentador proporciona fluidos calientes por el lado Este del campo, los cuales ascienden desde una profundidad mayor a los 3000 m.
 - f) Se simularon dos escenarios, uno con una extracción de masa para generar 80 MW y otro para generar 120 MW, adicionales a los 25 MW ya existentes.

- g) Para el primer escenario, el de 80 MW adicionales, el yacimiento presenta una caída de presión promedio en los cinco sectores de 9 a 14 bar después de 20 años de explotación, lo que da una declinación de 0.4 a 0.7 bar/año.
- i) Con la extracción de masa, el yacimiento pasa de un estado inicial de líquido comprimido a dos fases en la zona donde se encuentran ubicados los pozos productores. Este cambio se aprecia en las tres primeras capas.
 - ii) Observando los resultados anteriores, se puede decir que el yacimiento soportó sin problemas, la extracción de masa que tal aumento de generación representa. Solamente se tiene que tener cuidado que los nuevos pozos se perforen mas allá del segundo nivel del yacimiento 1700 m.s.n.m).
- h) Para el segundo escenario, el de 120 MW adicionales, el yacimiento presenta una caída de presión promedio para los cinco sectores de 12 a 16 bar después de 20 años de explotación. Lo que da una declinación de 0.6 a 0.8 bar/año.
- i) También se observa cambio de fase en estacionario, principalmente en las tres primeras capas. Esto implica una despurización más rápida del yacimiento.
 - ii) Por los resultados obtenidos para este escenario se considera que el yacimiento soporta sin problemas la extracción de masa que el aumento de 120 MW de generación representa. Aquí también se debe tener en consideración que los nuevos pozos se deben perforar mas allá del segundo nivel del yacimiento (1700 m.s.n.m)

APENDICE A

ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA UN CASO GEOTERMICO CON DOS COMPONENTES

En una simulación geotérmica con dos componentes, tres ecuaciones deben resolverse. Estas ecuaciones describen la conservación de masa para cada uno de los componentes y la conservación de energía para el sistema. Estas pueden expresarse como:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi (\rho_1 s_1 \omega_{i1} + \rho_2 s_2 \omega_{i2})] + \nabla \cdot [\rho_1 u_1 \omega_{i1} + \rho_2 u_2 \omega_{i2}] = Q_{ij} \quad A1$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi (\rho_1 s_1 U_1 + \rho_2 s_2 U_2) + (1-\Phi) U_R] + \nabla \cdot [\rho_1 u_1 H_1 + \rho_2 u_2 H_2] - \nabla \cdot (k_T \nabla T) - E_L = E_J \quad A2$$

Donde el subíndice i denota el componente 1 o 2. Así la Ec. A1 incluye la conservación de masa para cada uno de los componentes.

Las ecuaciones A1 y A2 representan tres ecuaciones con 12 incógnitas ($\rho_1, \rho_2, S_1, S_2, u_1, u_2, w_{11}, w_{12}, w_{21}, w_{22}, U_1, U_2, H_1, H_2$). Para resolver tal sistema de ecuaciones, se necesitan ecuaciones adicionales. Estas nuevas ecuaciones pueden considerarse como ecuaciones auxiliares y ecuaciones obligatorias. Las ecuaciones auxiliares definen las incógnitas en las ecuaciones anteriores, mientras que las ecuaciones obligadas son utilizadas para las fracciones molares y para las saturaciones.

El flujo volumétrico de cada fase se supone que obedece a la ley de Darcy, de la siguiente forma:

$$u_j = -k \frac{k_{rj}}{\mu_j} (\nabla P_j + \rho_j g \nabla D) \quad A3$$

La ecuación A3 el flujo en dos fases en términos de seis incógnitas adicionales: $k_{r1}, k_{r2}, \mu_1, \mu_2, P_1$ y P_2 . Las presiones en las fases (P_1 y P_2) se relacionan a través de la presión capilar, P_c :

$$P_1 = P_2 + P_c \quad A4$$

Donde la fase 1 se supone que es la fase húmeda. Las permeabilidades relativas de las dos fases se suponen funciones conocidas de la saturación, como de la presión capilar, P_c . En una simulación geotérmica, las viscosidades son funciones de la presión, temperatura y de la composición

de las fase. En el caso de dos especies acuosas (tales como agua y un trazador), tales variables pueden incluirse en una tabla de vapor. La tabla de vapor utilizada por TETRAD incluye temperatura, presión (a condiciones de saturación), densidades, viscosidades, energías internas, entalpías y compresibilidades. En el caso de un gas incondensables, por ejemplo, debe utilizarse una ecuación de estado para determinar sus propiedades.

Las energías internas y las entalpías de la fase se obtienen sumando el producto de las fracciones molares y la energía interna del componente (entalpía):

$$U_f = \sum_{i=1}^N w_i U_i \quad A5$$

$$H_f = \sum_{i=1}^N w_i H_i \quad A6$$

Donde las entalpías y energías internas de las especies son funciones conocidas de P y T.

El conjunto final de ecuaciones necesarias para resolver nuestro sistema de ecuaciones son las ecuaciones obligadas. Brevemente, plantean que las saturaciones y las fracciones molares deben sumar la unidad, o:

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad A7$$

$$\sum_{i=1}^N w_i^g = 1 \quad A8$$

$$\sum_{i=1}^N S_i = 1 \quad A9$$

$$w_i = \sum_{j=1}^N S_j w_j \quad A10$$

Esto completa las ecuaciones requeridas para describir completamente el bicomponente, bifásico, y flujo isotermico de fluidos en un medio poroso. Para resolver tal sistema, debe especificarse un conjunto similar de condiciones iniciales y de frontera.

Las ecuaciones e incognitas correspondientes se resumen en la Tabla A1.

TABLA A1.- RESUMEN DE ECUACIONES QUE SE REQUIEREN PARA RESOLVER UNA SIMULACION GEOTERMICA CON 2 COMPONENTES

ECUACION	# ECS	COMENTARIOS	INCOGNITAS	# INCOGNITAS
$\frac{\partial}{\partial t} [\rho (n_1 u_1 + n_2 u_2)] \cdot \nabla \cdot [n_1 u_1 + n_2 u_2] + Q$	2	Conservación de masa, para las especies 1 y 2	$\beta_1, \beta_2, S_1, S_2, w_{11}, w_{12}, w_{21}, w_{22}, \mu_1, \mu_2$	10
$\frac{\partial}{\partial t} [\rho (n_1 u_1 + n_2 u_2) (1 + \phi) U_0] \cdot \nabla \cdot [n_1 u_1 + n_2 u_2] \cdot \nabla \cdot (k_p \nabla T) - \dot{E}_1 - \dot{E}_2$	1	Conservación de energía	U_1, U_2, H_1, H_2	4
$u_j = k \frac{n_j}{\mu_j} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D)$	2	Velocidad de Darcy para cada fase	$K_{a1}, K_{a2}, \mu_1, \mu_2, P_1, P_2$	6
$P_1 = P_2 = P_c$	1	Presión Capilar	P_c	1
$P_c = P_c(S)$	1	P_c es función conocida de saturación		0
$K_{a1} = K_{a1}(S)$	2	Permeabilidades relativas funciones de la saturación		0
$\mu_1 = \mu_1(P, T, w_1)$	2	Se incluyen en las tablas de vapor		0
$U_1 = \sum_{i=1}^N w_i U_i$	2		U_1, U_2	2
$H_1 = \sum_{i=1}^N w_i H_i$	2		H_1, H_2	2
$U_2 = U_2(P, T)$	2	Se incluyen en las tablas de vapor		0
$H_2 = H_2(P, T)$	2	Se incluyen en las tablas de vapor		0
$\rho_2 = \rho_2(P, T, w_2)$	2	Se incluyen en las tablas de vapor		0
$\sum_{i=1}^N w_i = 1$	1	Definición de la fracción molar en conjunto	w_1, w_2	2
$\sum_{i=1}^N w_i = 1$	2	Definición de la fracción molar de la fase		0
$\sum_{i=1}^N S_i = 1$	1	Saturación obligada		0
$w_i = \sum_{j=1}^N S_j w_{ij}$	2	Distribución de fases de las especies i		2

FIGURA 1.2.- LOCALIZACION DE POZOS Y UNIDADES EN LA ZONA NORTE DEL CAMPO GEOTERMICO LOS AZUFRES, MICH..

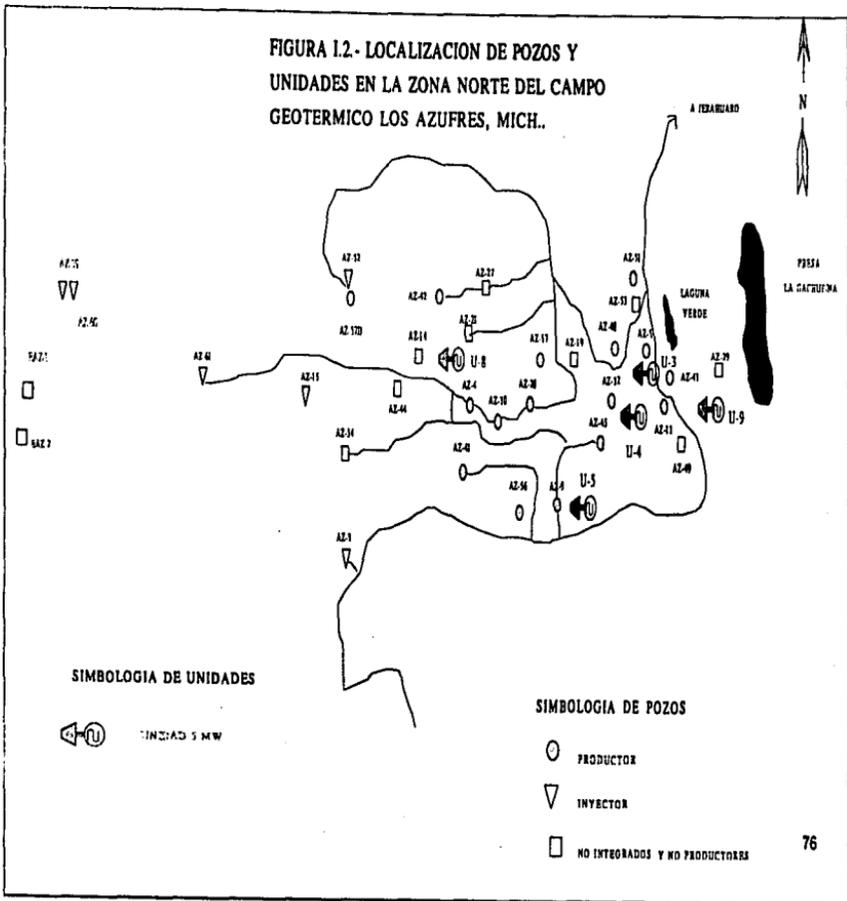


FIGURA 1.3. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-004

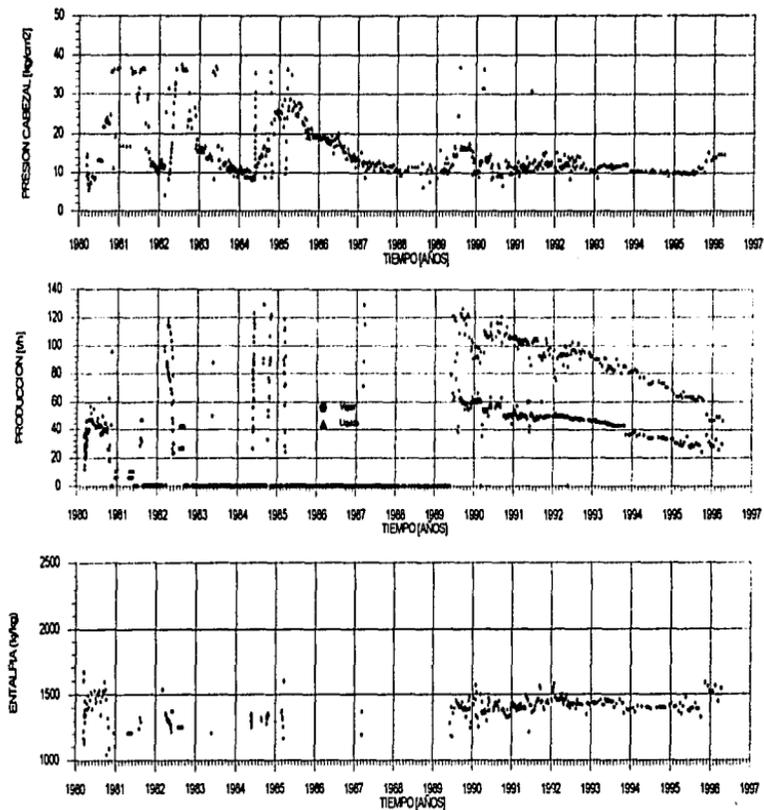


FIGURA 1.4. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-05

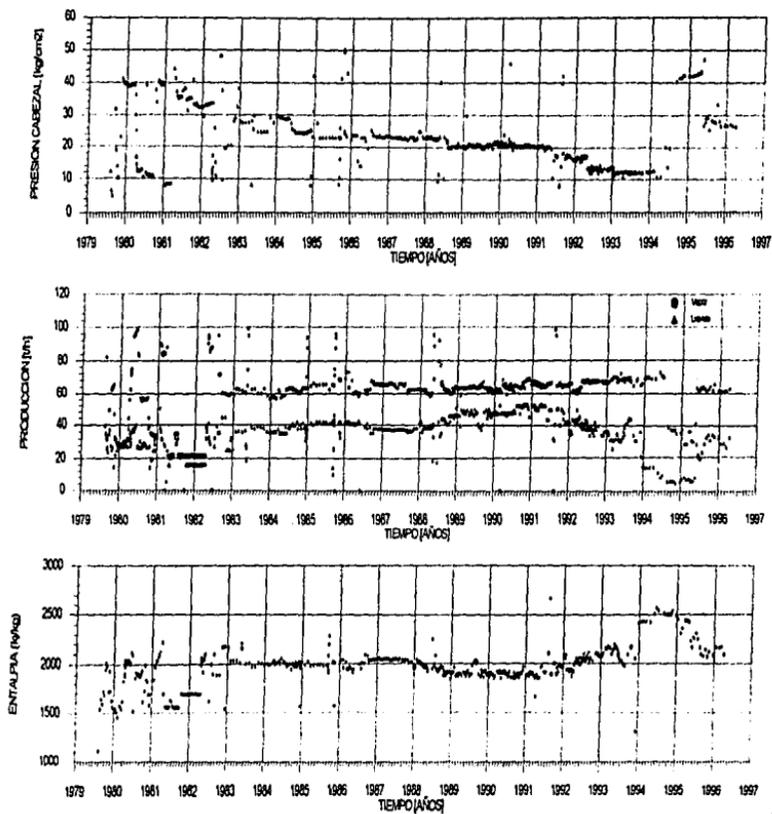
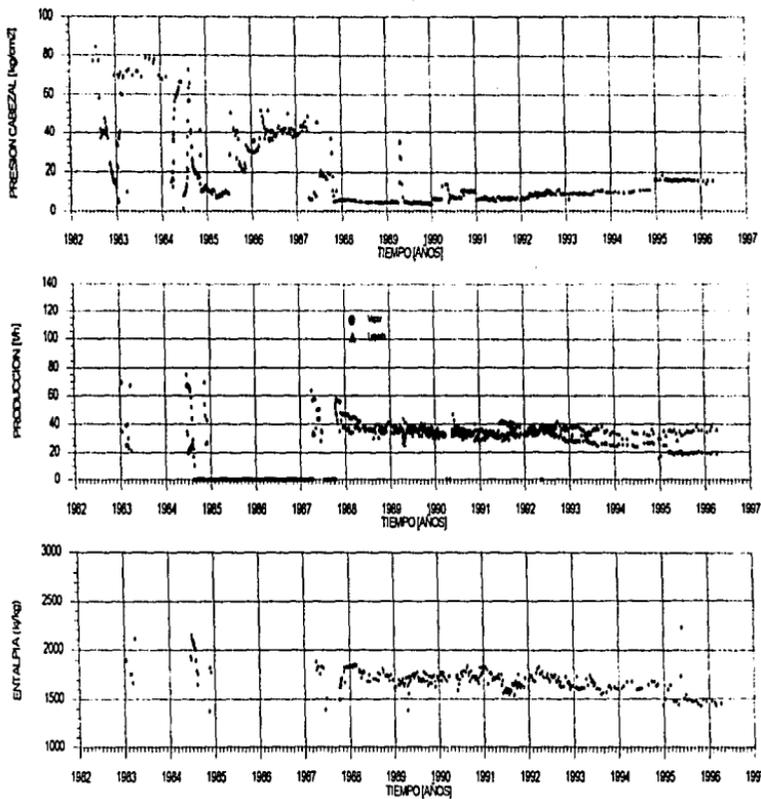


FIGURA 1.5. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-09



ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

FIGURA 1.6. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-13

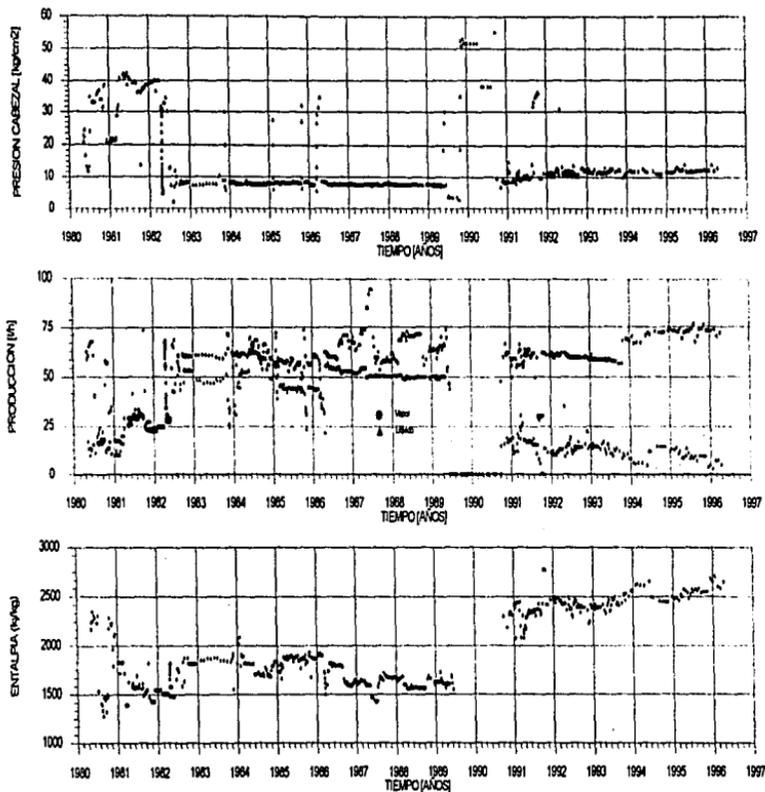


FIGURA 1.7. VOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-28

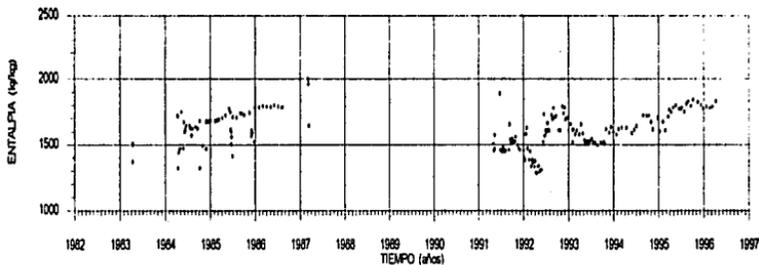
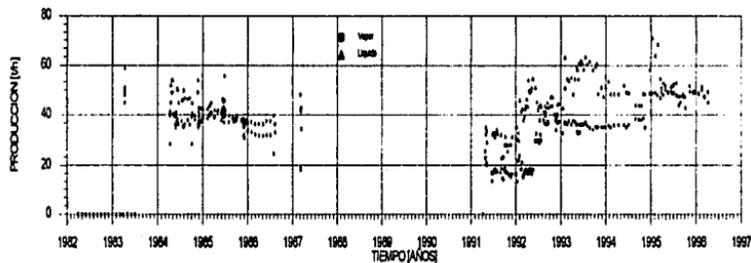
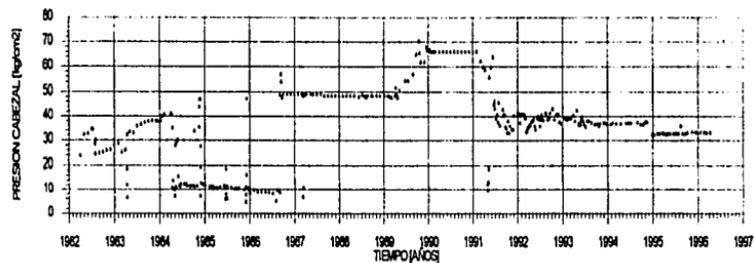


FIGURA 1.8. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-32

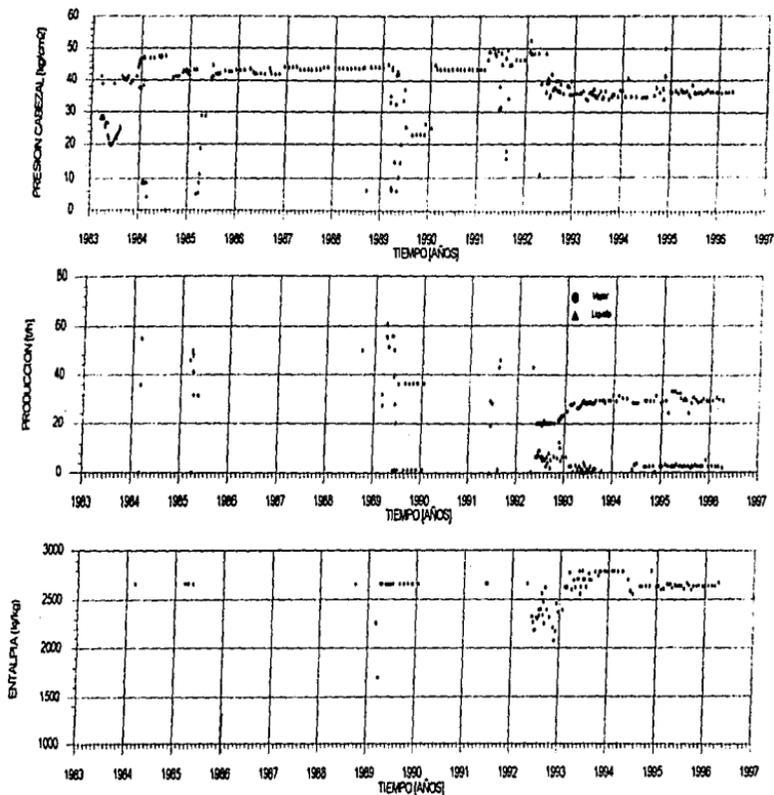


FIGURA 1.9. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-41

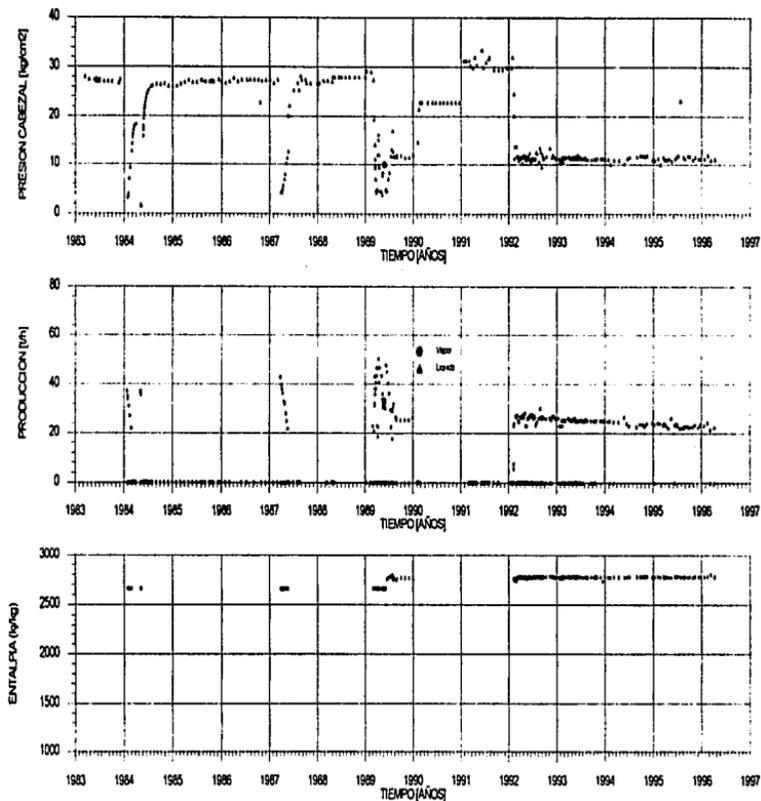


FIGURA 1.10. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-043

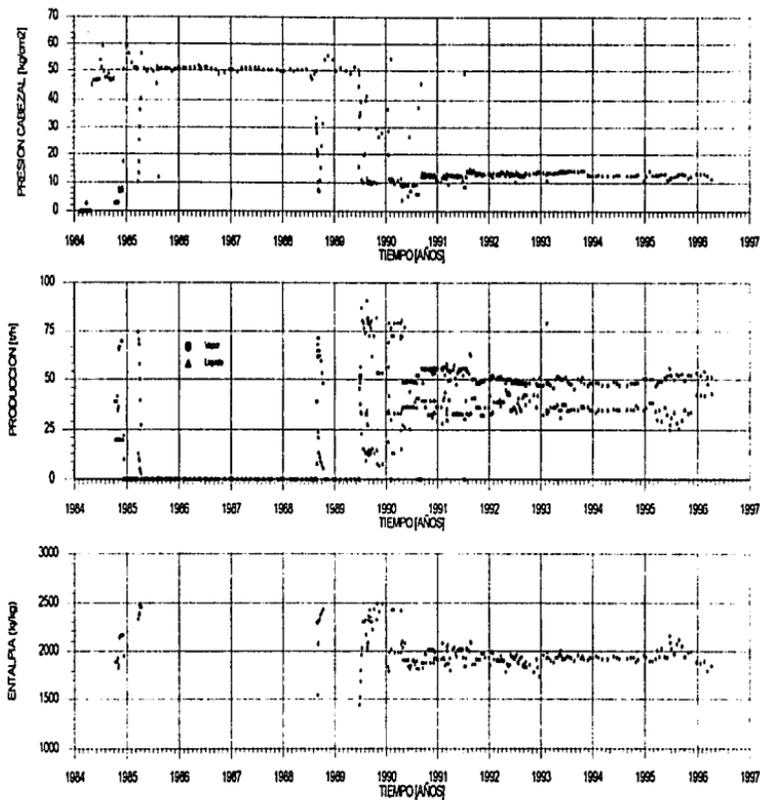


FIGURA.11. EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-04S

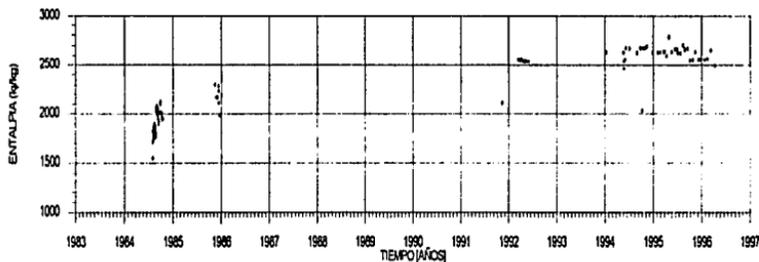
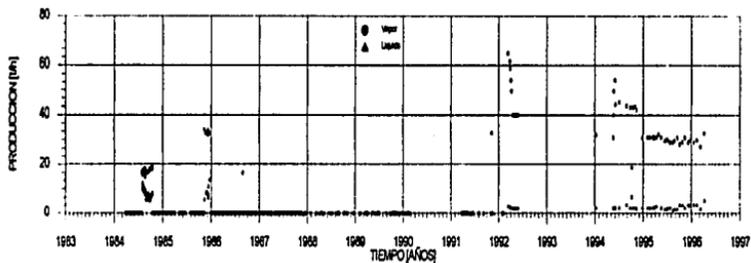
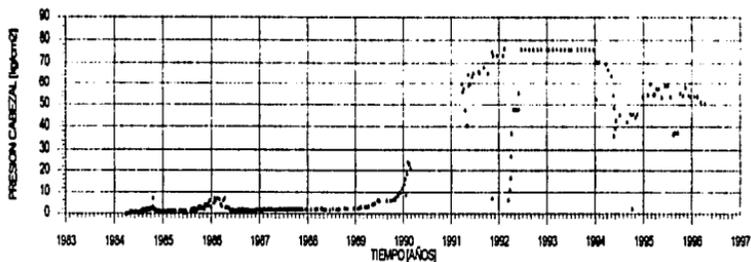


FIGURA 1.12 EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ-048

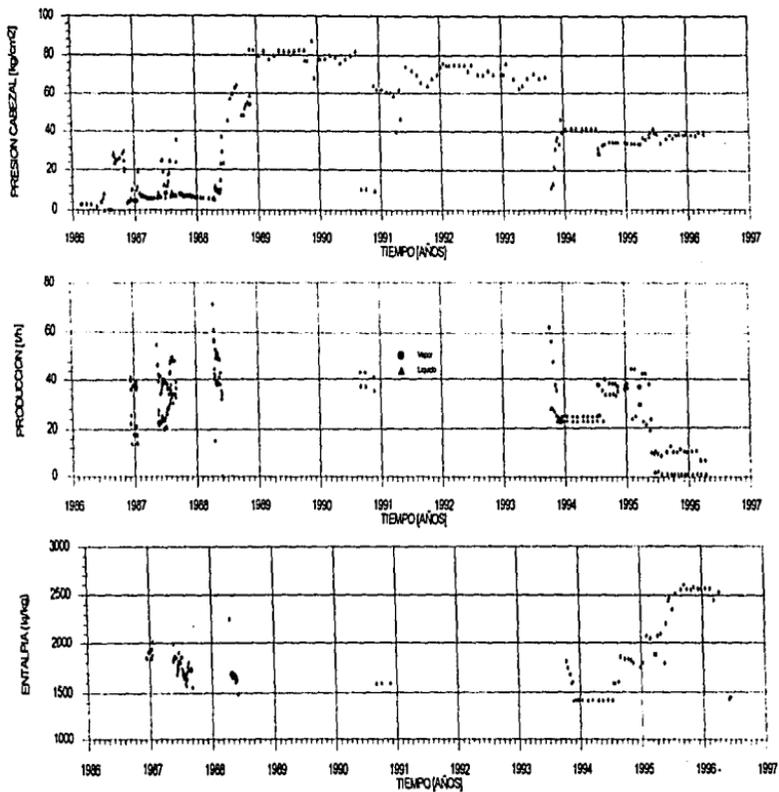


FIGURA 1.13 EVOLUCION DE LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL POZO AZ - 056

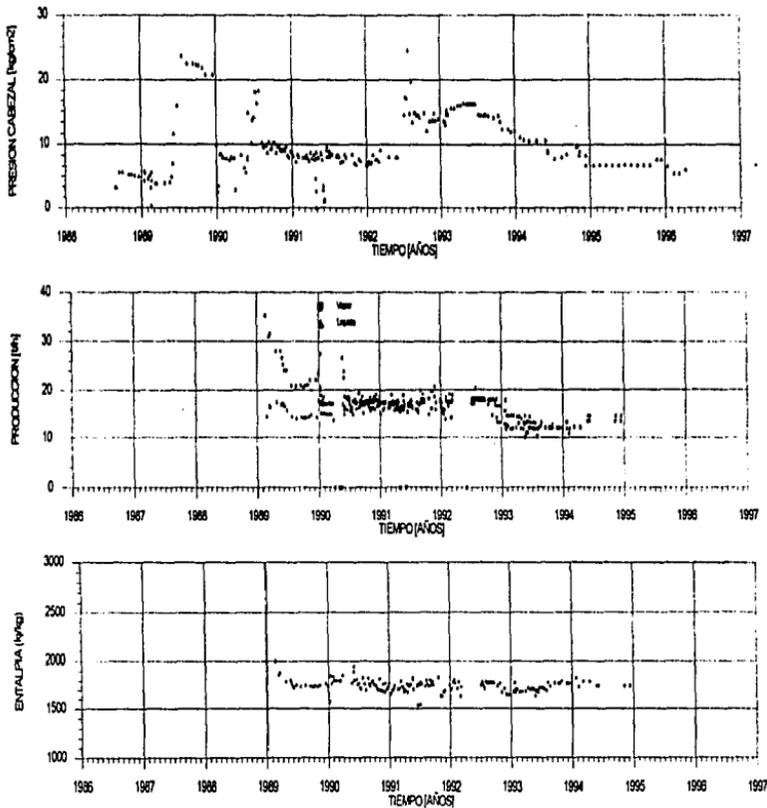
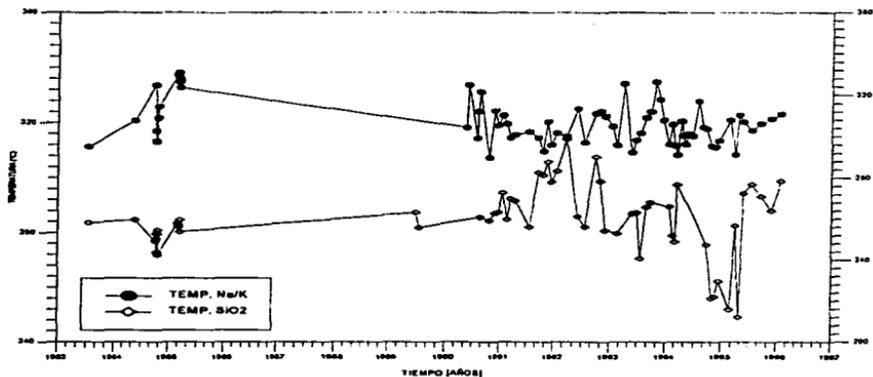


FIGURA I.14.- POZO AZ-04 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-04 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO2
CONDICIONES DE YACIMIENTO

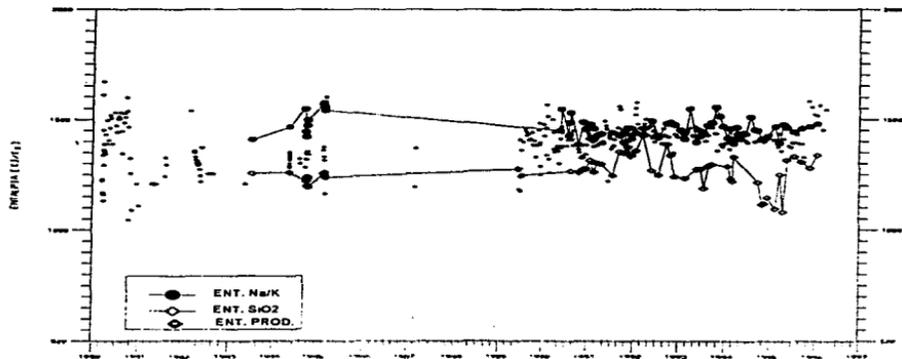
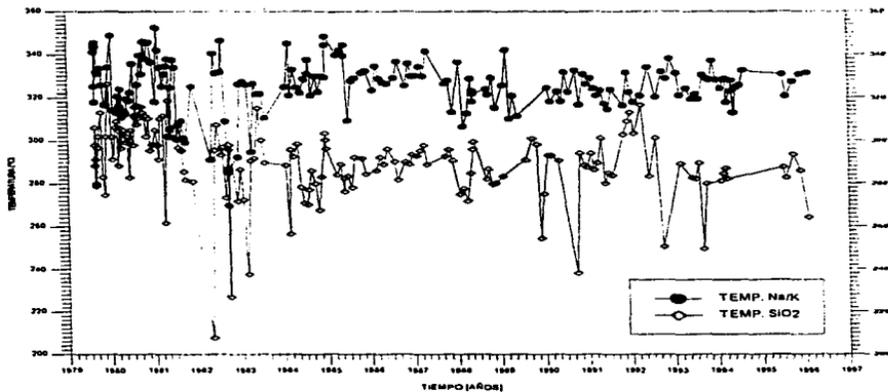


FIGURA I.15. POZO AZ-05 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-05 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO2
CONDICIONES DE YACIMIENTO

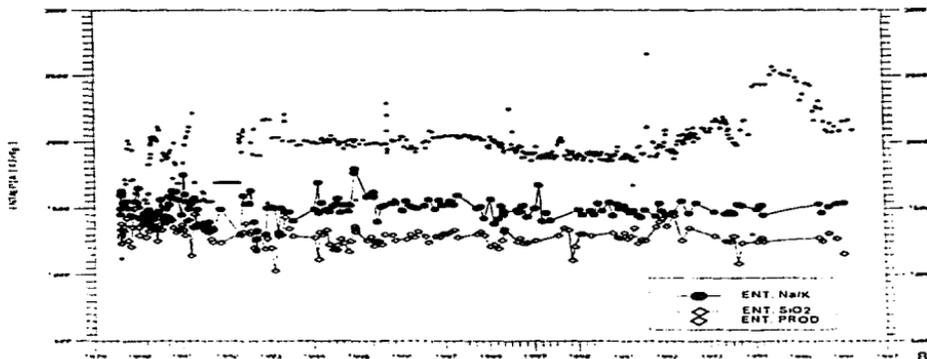
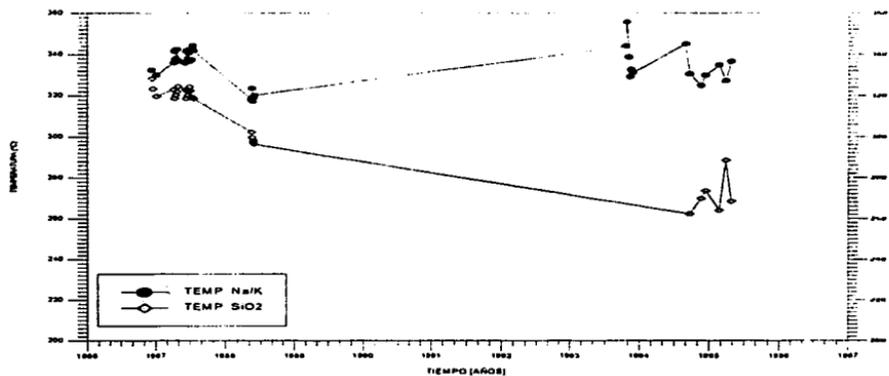


FIGURA 1.16. POZO AZ-09 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-09 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO2
CONDICIONES DE YACIMIENTO

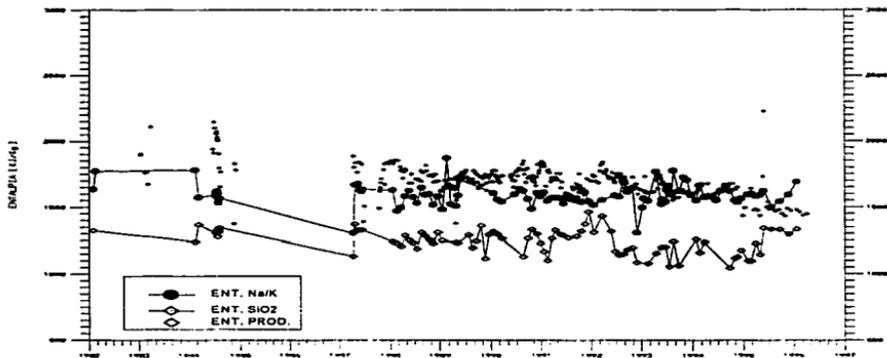
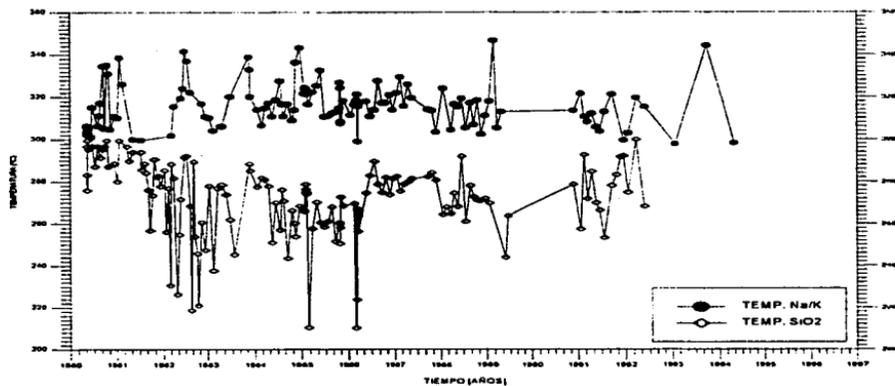


FIGURA 1.17. POZO AZ-13 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO₂ A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-13 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO₂ CONDICIONES DE YACIMIENTO

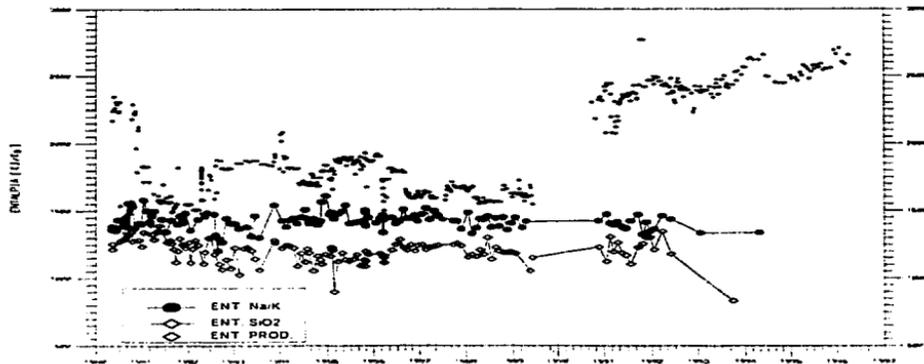
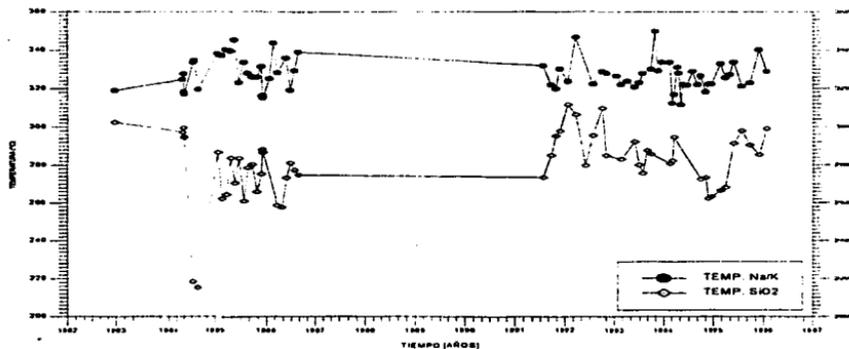


FIGURA 1.18. POZO AZ-28 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO₂ A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-28 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO₂
CONDICIONES DE YACIMIENTO

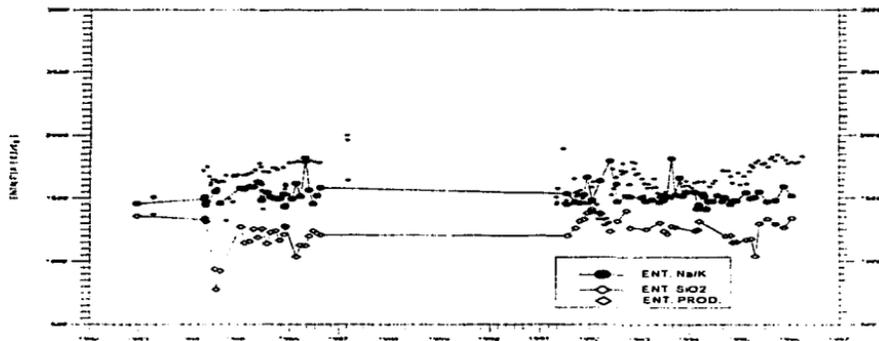
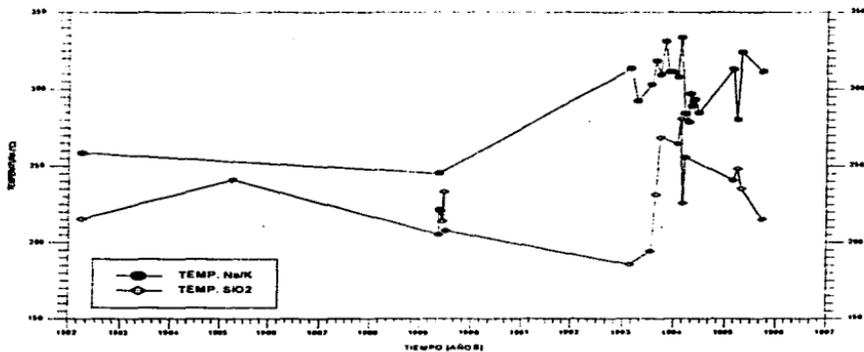


FIGURA 1.19. POZO AZ-32 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO₂ A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-32 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO₂ CONDICIONES DE YACIMIENTO

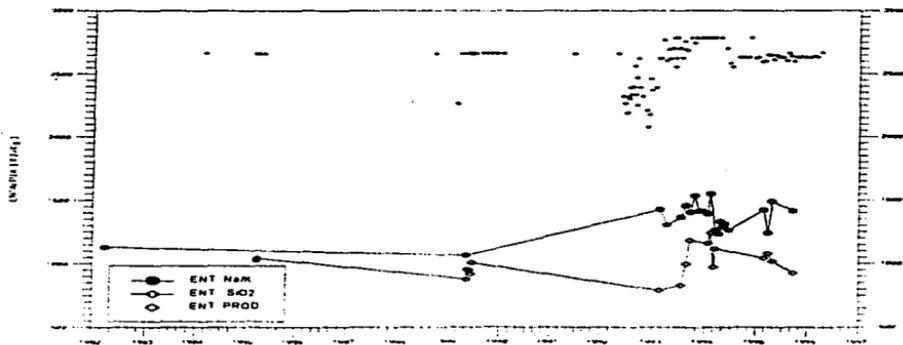
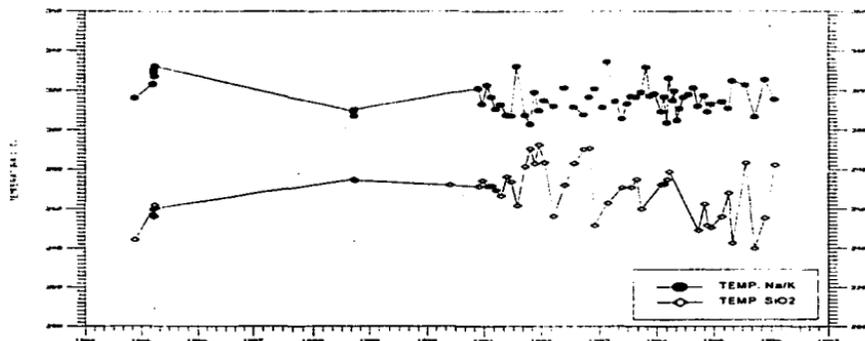


FIGURA 1.20. POZO AZ-43 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO₂ A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-43 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO₂
CONDICIONES DE YACIMIENTO

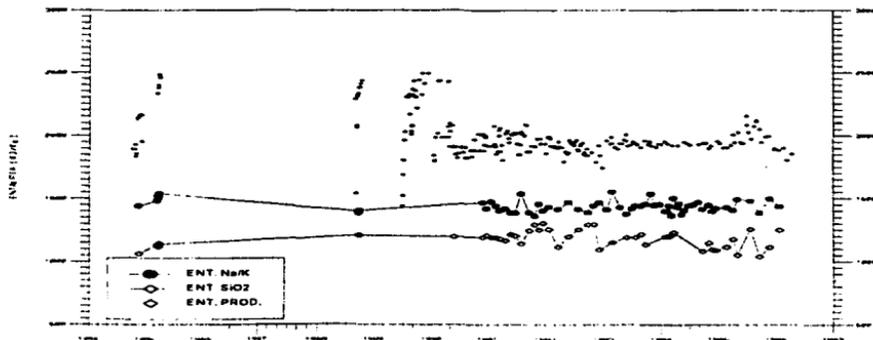


FIGURA I.21. POZO AZ-45 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO₂ A CONDICIONES DE YACIMIENTO

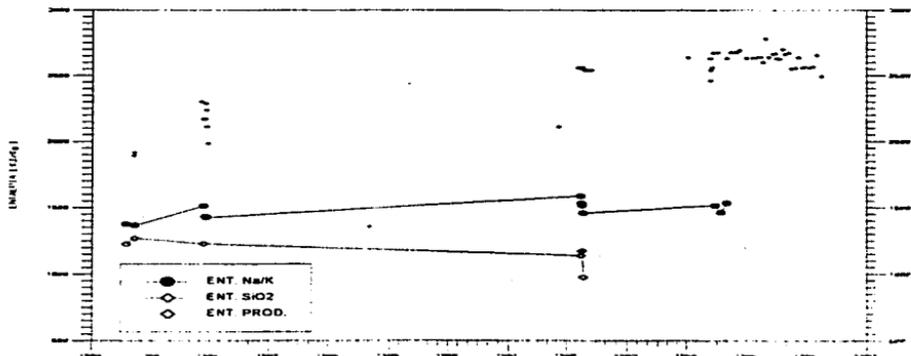
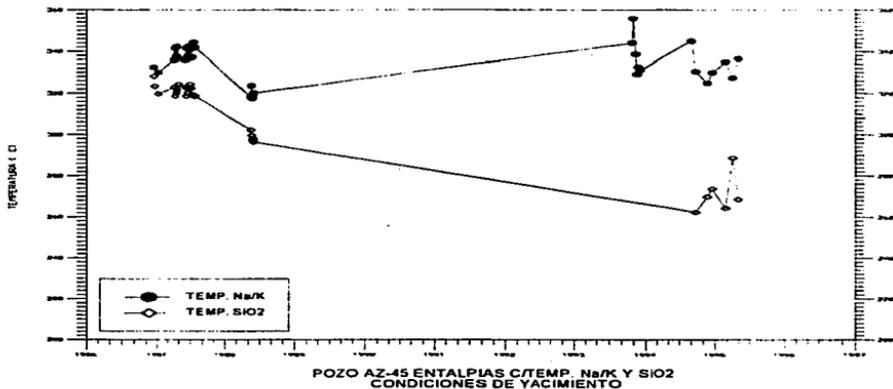
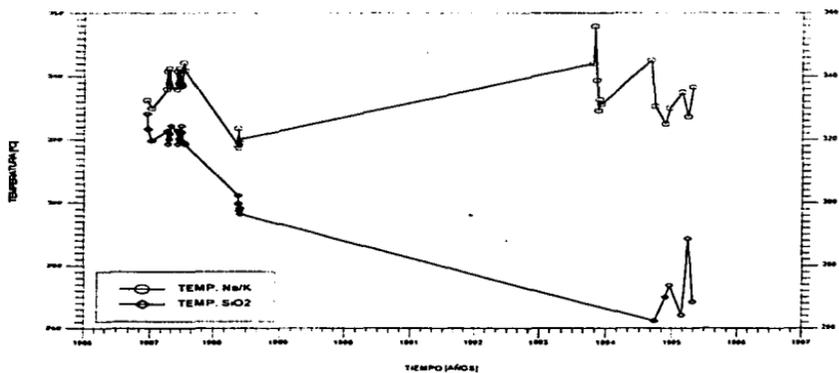


FIGURA 1.22 - POZO AZ-48 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-48 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO2
CONDICIONES DE YACIMIENTO

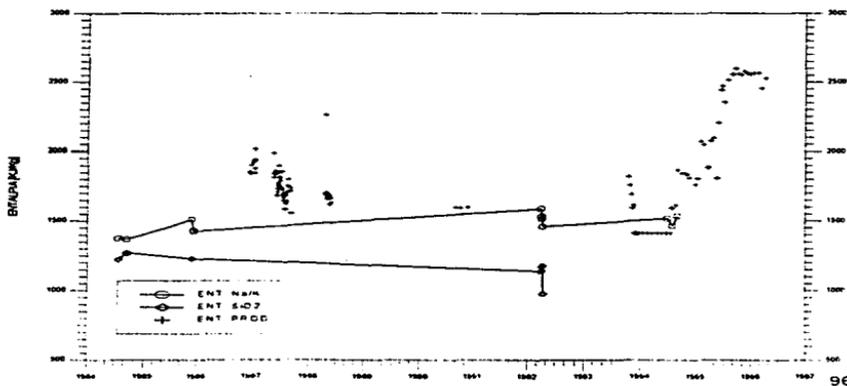
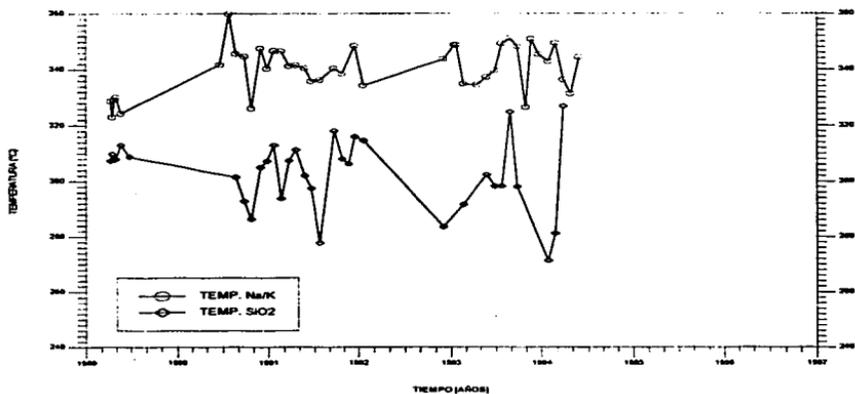
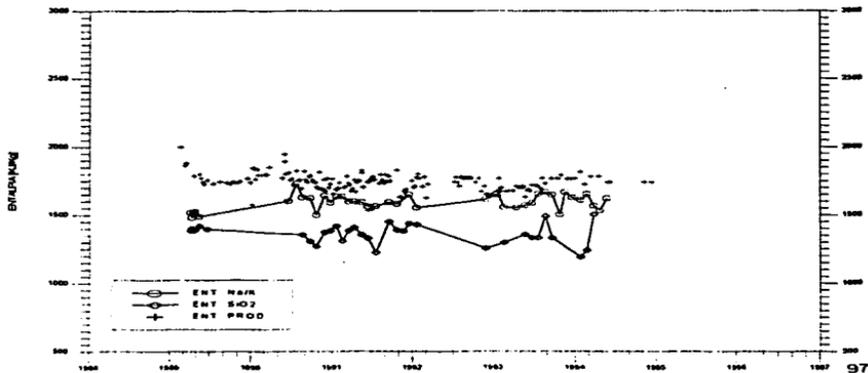


FIGURA 1.23.- POZO AZ-56 GEOTERMOMETROS Na/K Y SiO2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO



POZO AZ-56 ENTALPIAS C/TEMP. Na/K Y SiO2
CONDICIONES DE YACIMIENTO



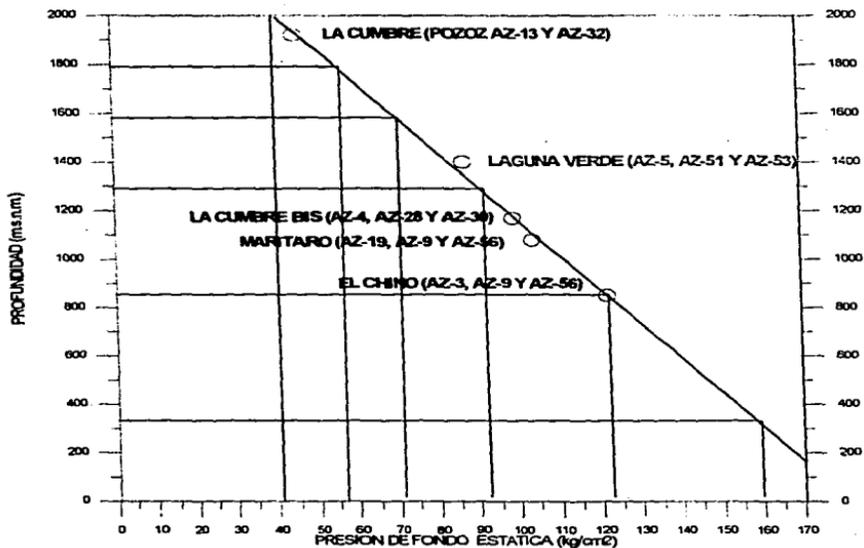


FIGURA 1.24.- PERFIL DE PRESION DE FONDO ESTATICA INICIAL POR SECTORES DEL YACIMIENTO LOS AZUFRES, ZONA NORTE

FIGURA 1.25 - EVOLUCION DE LA PRESION DE FONDO ESTÁTICA (Pwe)
SECTOR EL CHINO (POZOS: AZ-03, AZ-09 Y AZ-06)

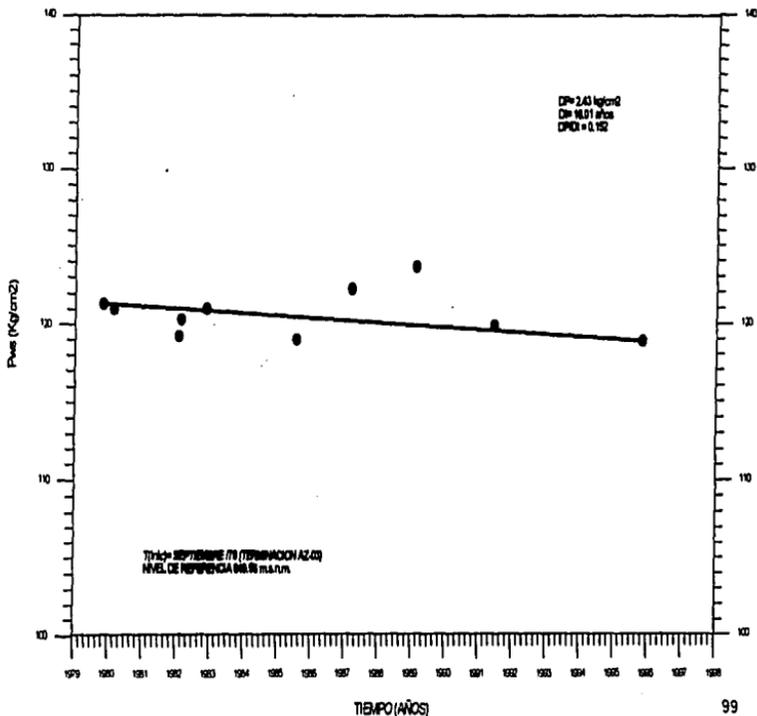


FIGURA 1.26.- EVOLUCIÓN DE LA PRESION DE FONDO ESTÁTICA (P_{we})
DEL SECTOR LA CUMBRE (POZOS AZ-13 Y AZ-32)

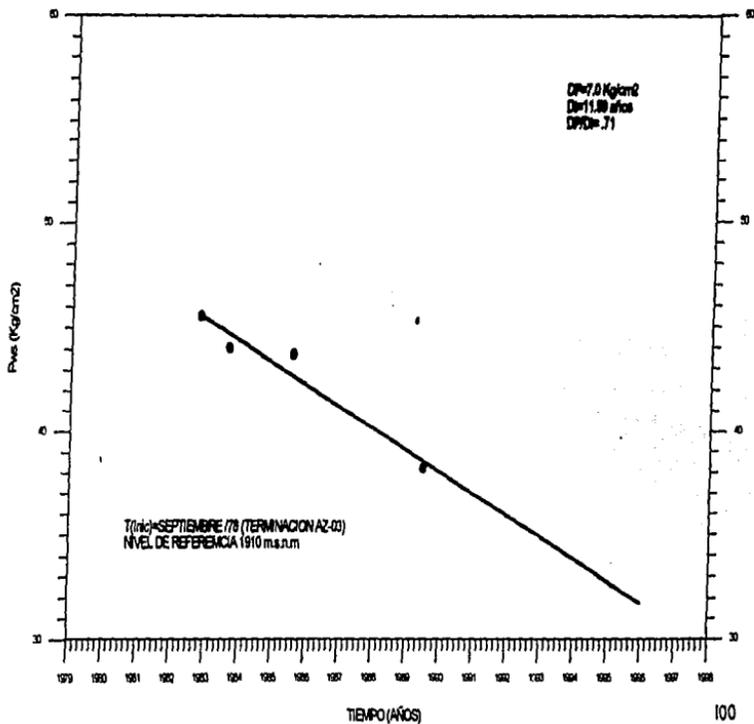


FIGURA 1.27.- EVOLUCION DE LA PRESION DE FONDO ESTÁTICA (Pws)
SECTOR LA CUMBRE BIS (POZOS: AZ-04, AZ-28 Y AZ-30)

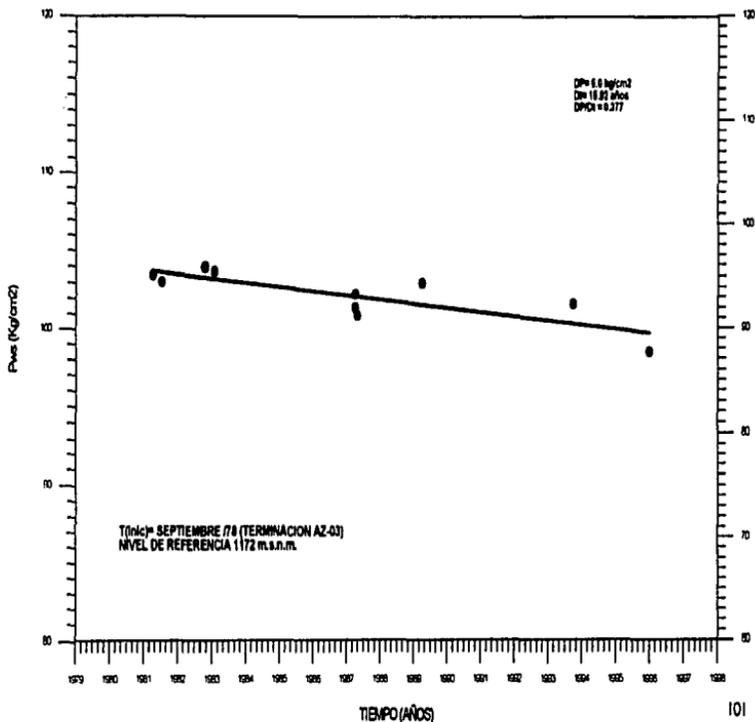
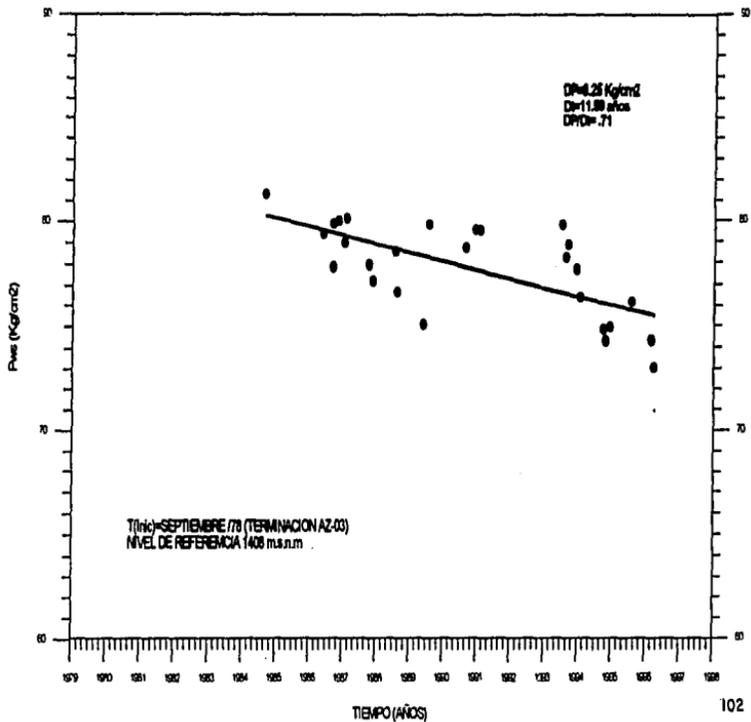


FIGURA 1.28 - EVOLUCION DE LA PRESION DE FONDO ESTÁTICA (P_{FE}) SECTOR LAGUNA VEREDE (POZOS: AZ-05, AZ-43, AZ-51, AZ-53 Y AZ-46)



**FIGURA 1.28 - EVOLUCION DE LA PRESION DE FONDO ESTÁTICA (P_{we})
SECTOR MARITIMO (POZOS: AZ-19, AZ-21, AZ-57, AZ-42 Y AZ-62)**

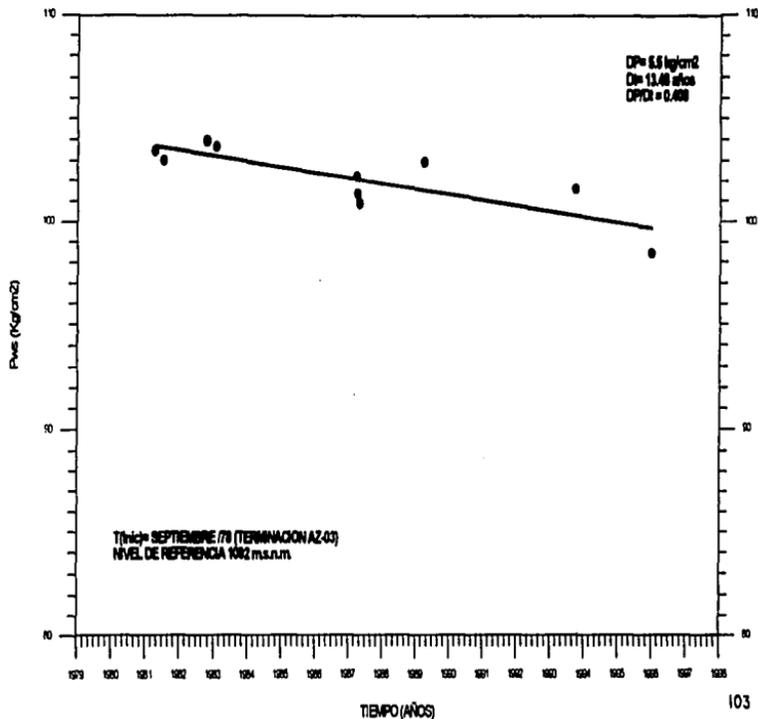


FIGURA II.1 LIMITE FISICO DE UN MODELO NUMERICO

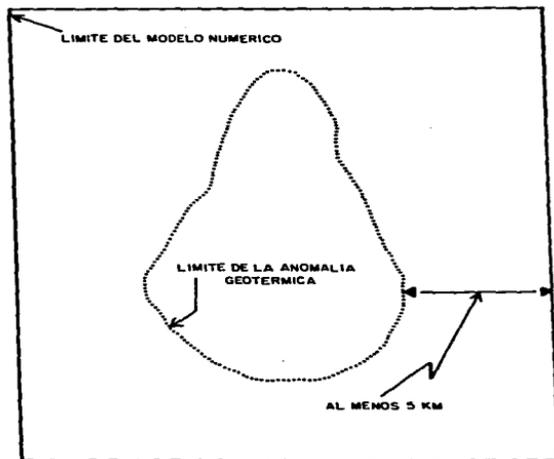


FIGURA II.2 ORIENTACION DEL MODELO

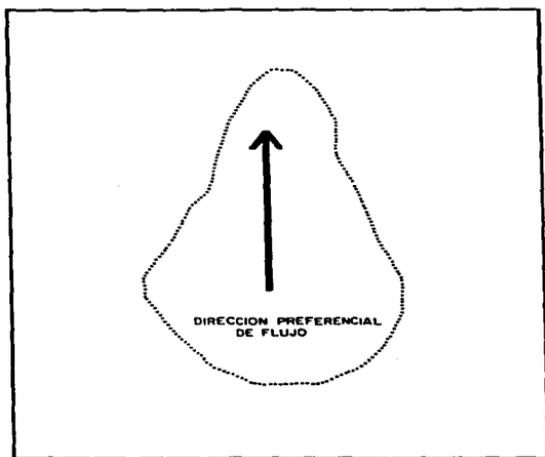


FIGURA II.3 DISCRETIZACION VERTICAL Y HORIZONTAL DEL MODELO

P R O F U N D I D A D	CAPA SELLO
	CAPA 1 DEL YACIMIENTO
	CAPA 2 DEL YACIMIENTO
	CAPA "COLCHON"
	CAPA DEL FONDO, PROPORCIONA MASA Y CALOR AL SISTEMA

FIGURA II.4 MODELO GEOHIDROLOGICO CONCEPTUAL DEL CAMPO
GEOTERMICO DE LOS GEYSERS, CALIFORNIA
(TRUESDELL, ET AL., 1993)

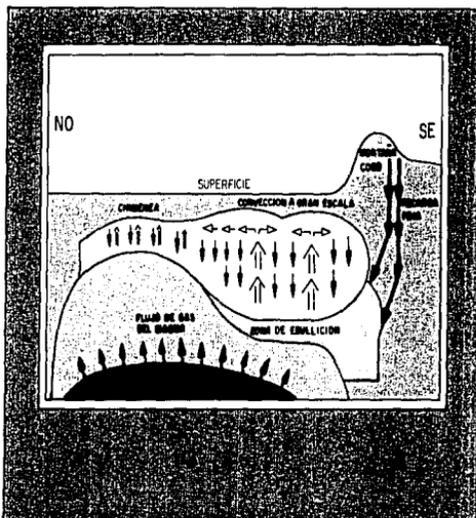


FIGURA II.5 TIEMPOS PARA LA ETAPA DE AJUSTE DE HISTORIA

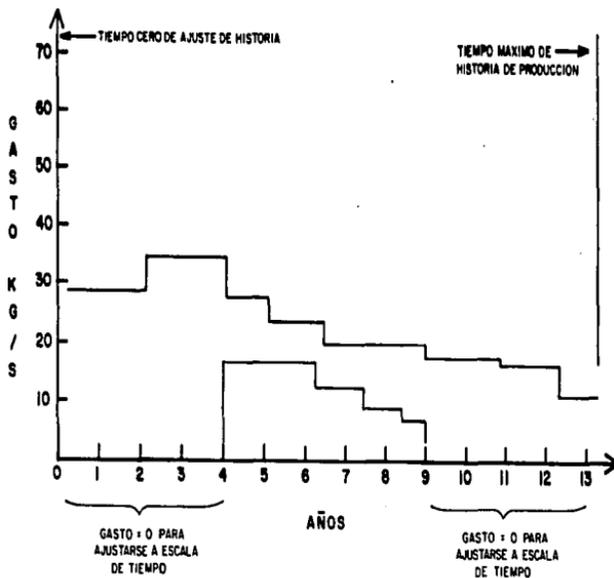
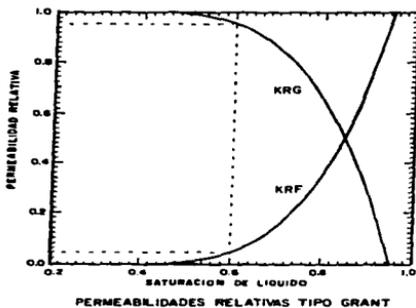
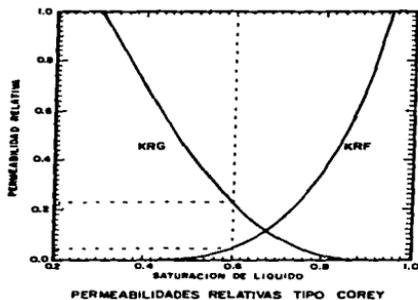


FIGURA II.6 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS



KRG = PERMEABILIDAD RELATIVA
AL GAS

KRF = PERMEABILIDAD RELATIVA
AL LIQUIDO

FIGURA II.7 AJUSTE DE HISTORIA USANDO LA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD

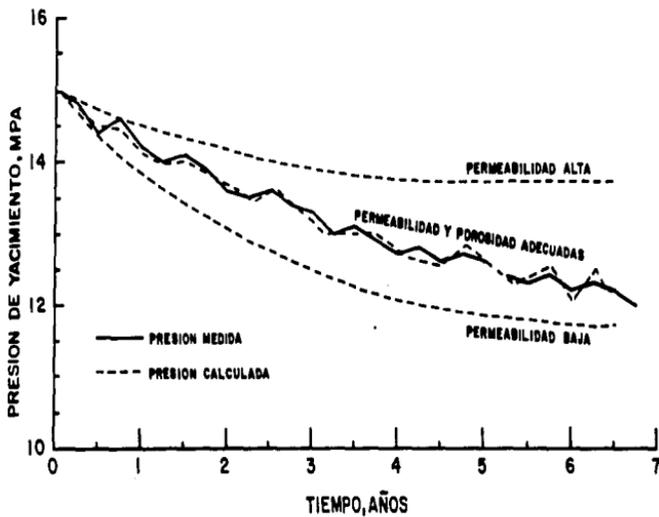


FIGURA II.8 TIEMPOS PARA LA ETAPA DE PRONOSTICO

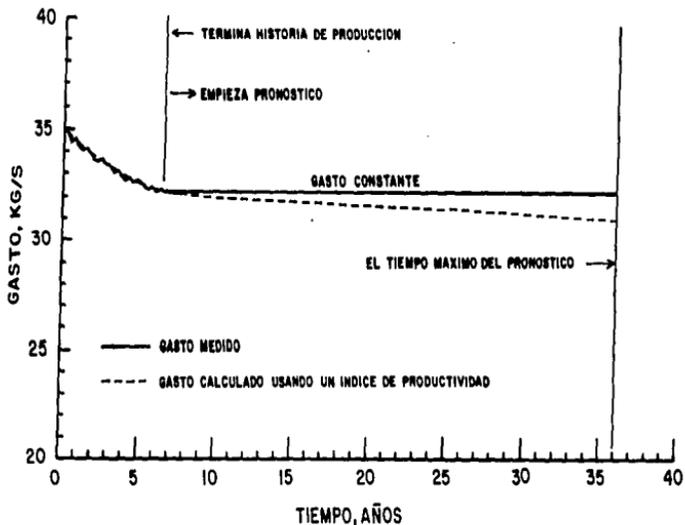
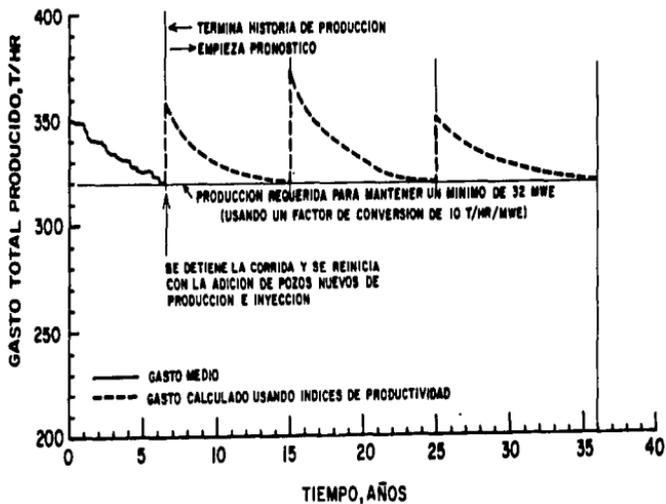
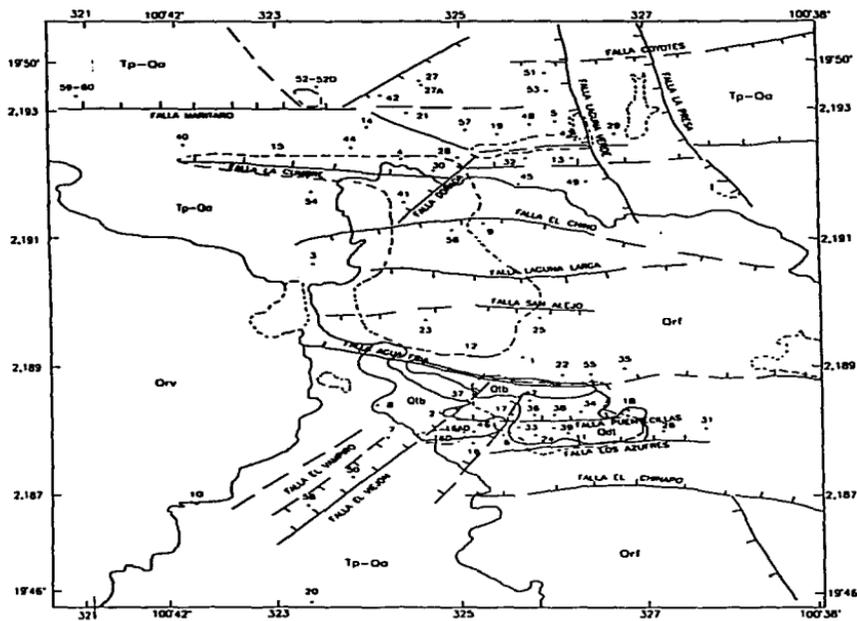


FIGURA II.9 NUMERO DE POZOS PARA MANTENER CIERTA PLATAFORMA DE PRODUCCION

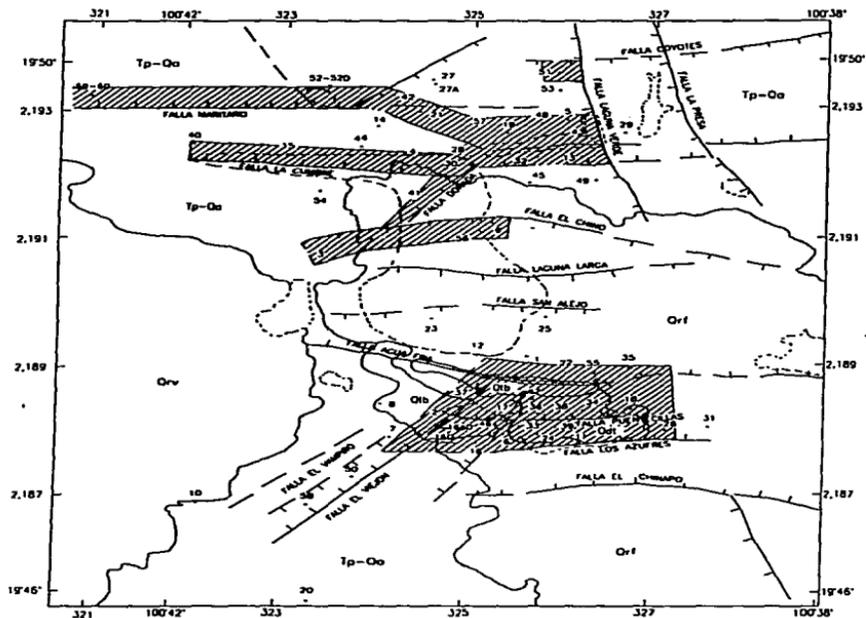




- | | | | |
|--------------|-----------------------------|-----|--------------------|
| Orv | Roclas Yerbaheena | • | Pozo perforado |
| Orf | Roclas Agua Fría | — — | Fallas |
| OId | Tobas Agua Fría | —/— | Fracturas |
| Odi | Decita Tejamaniles | ○ | Zona de Alteración |
| Tp-Oo | Andesitas del Sub-basamento | ○ | Cuerpo de agua |

ESCALA GRAFICA
0 1 km

FIGURA III.1.- MAPA GEOLOGICO DEL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES
113



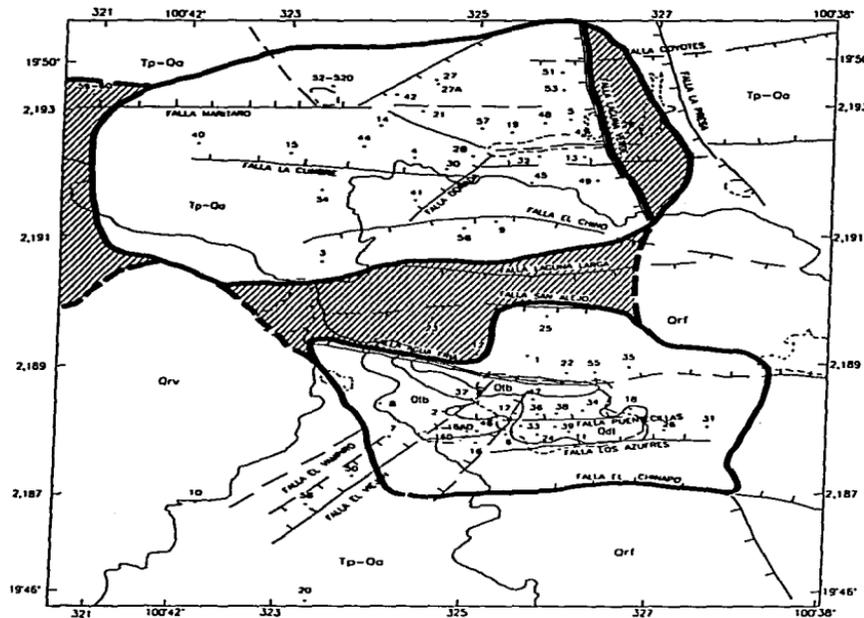
- | | | |
|--|-------|-----------------------------|
| | Orv | Riolitas Yerbabuena |
| | Orf | Riolita Agua Fria |
| | Qib | Tobas Agua Fria |
| | Qdl | Dacita Tejamaniles |
| | Tp-Qo | Andesitas del Sub-basamento |

- | | | | |
|--|--------------------|--|------------------------------|
| | Pozo perforado | | Zona de Maxima Permeabilidad |
| | Fallas | | |
| | Fracturas | | |
| | Zona de Alteracion | | |
| | Cuerpo de agua | | |

ESCALA GRAFICA
0 1 km

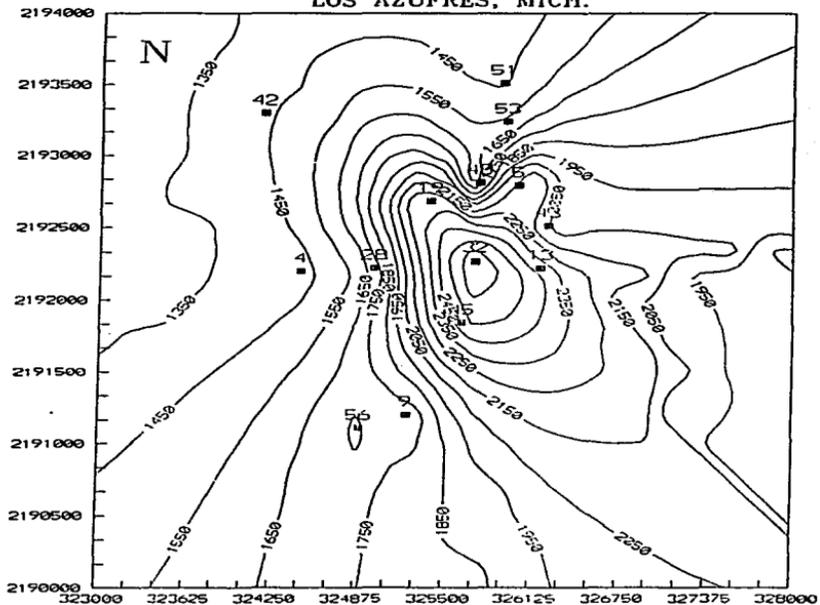
FIGURA III.2.— ZONAS DE MAXIMA PERMEABILIDAD (LOPEZ, 1991)

FIGURA III.3.— DELIMITACION DEL YACIMIENTO POR GEOFISICA



ESCALA GRÁFICA
0 1 km

FIGURA 111.4.- ENTALPIAS DE LA ZONA NORTE
LOS AZUFRES, MICH.



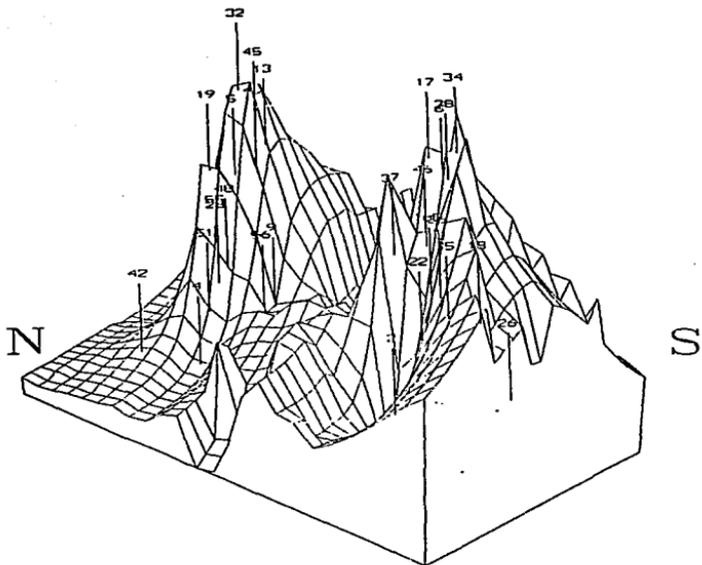


FIGURA 111.5.- ISOVALORES DE ENTALPIA

FIGURA III.6.- CONTENIDO RELATIVO DE CLORUROS-SULFATOS-BICARBONATOS DE POZOS Y MANANTIALES DE LOS AZUFRES, MICH.

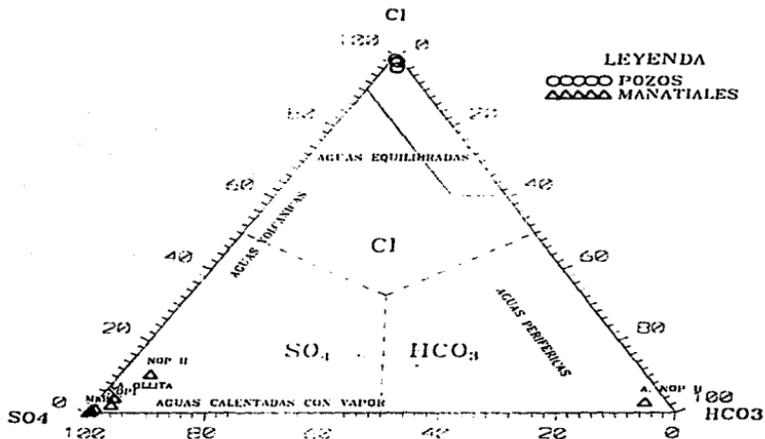
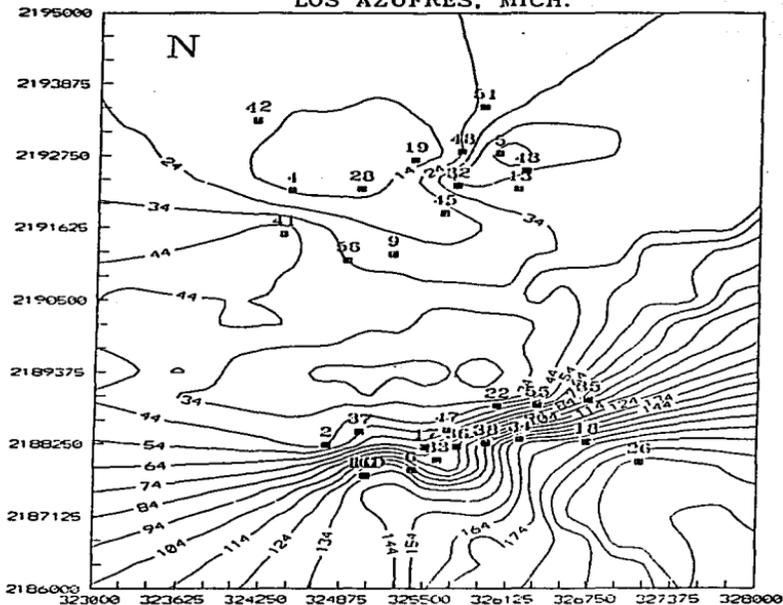


FIGURA III.7.- RELACION CO₂/II₂S

LOS AZUFRES, MICH.



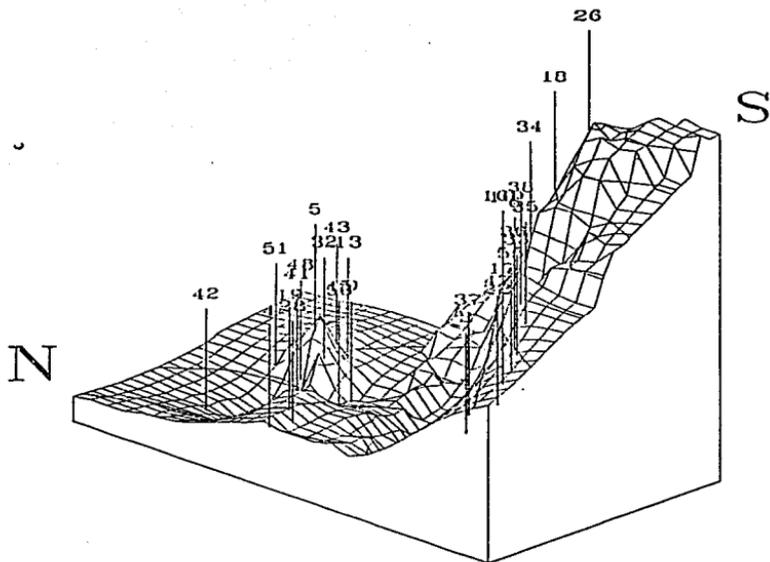


FIGURA 111.8.- RELACION CO₂/H₂S.

FIGURA III.9.- ISOVALORES DE CLORUROS

LOS AZUFRES. MICH.

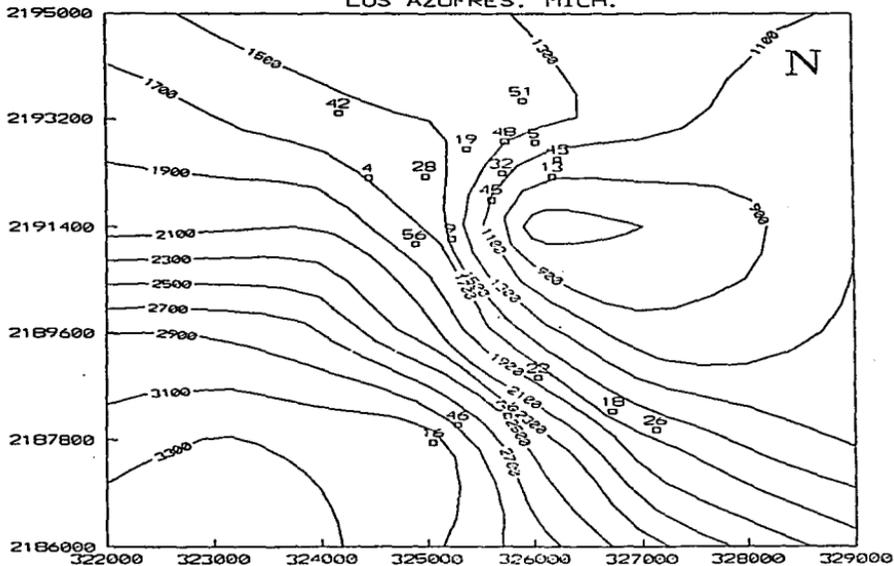


FIGURA 111.10.- ISOVALORES DE TEMPERATURA DE Na/K

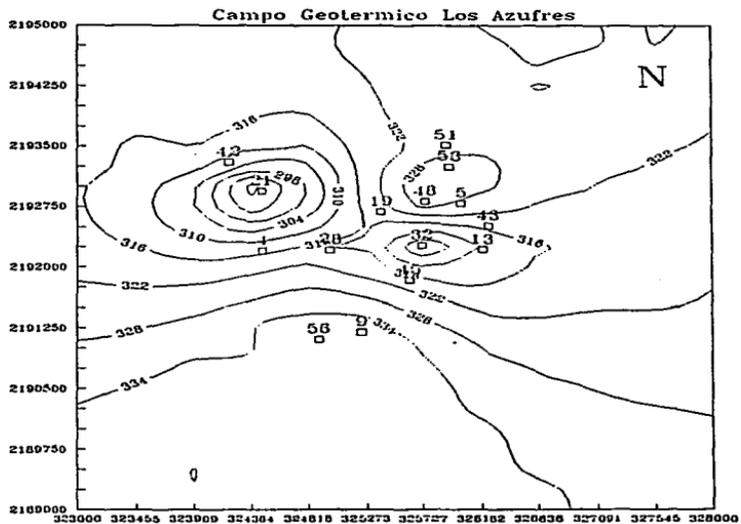


FIGURA III.11.- GRAFICA ENTALPIA VS CLORUROS (D.T)

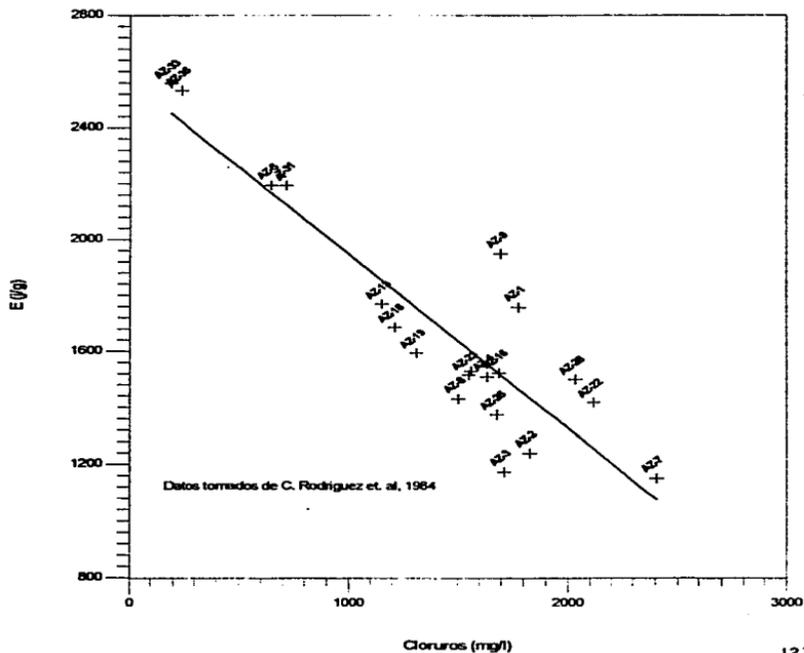


FIGURA III.12.- GRAFICA ENTALPIA VS CLORUROS (D.T)

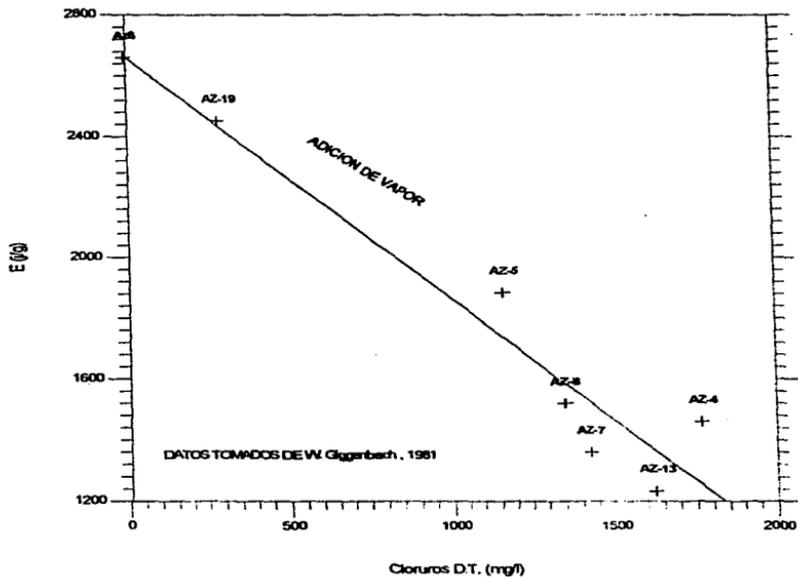


FIGURA III. 13- EVALUACION DEL FORDAZ-13

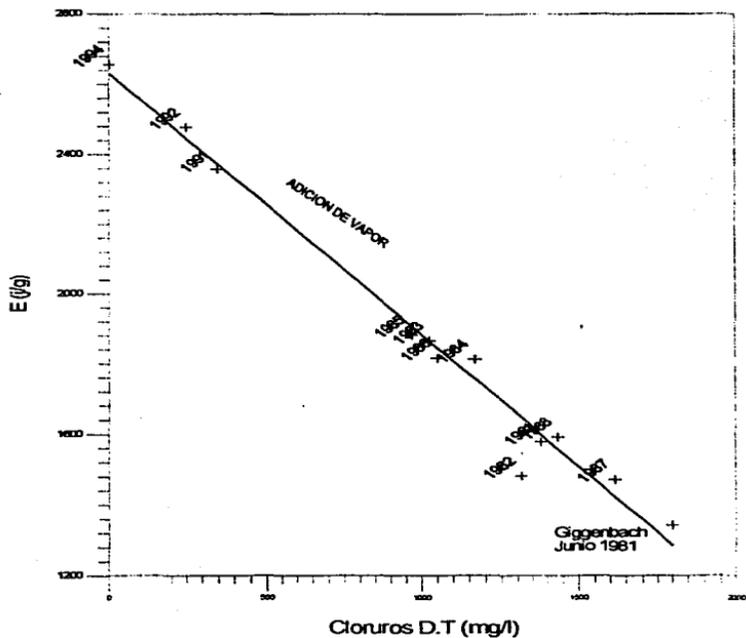


FIGURA III.14.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 2000 msnm

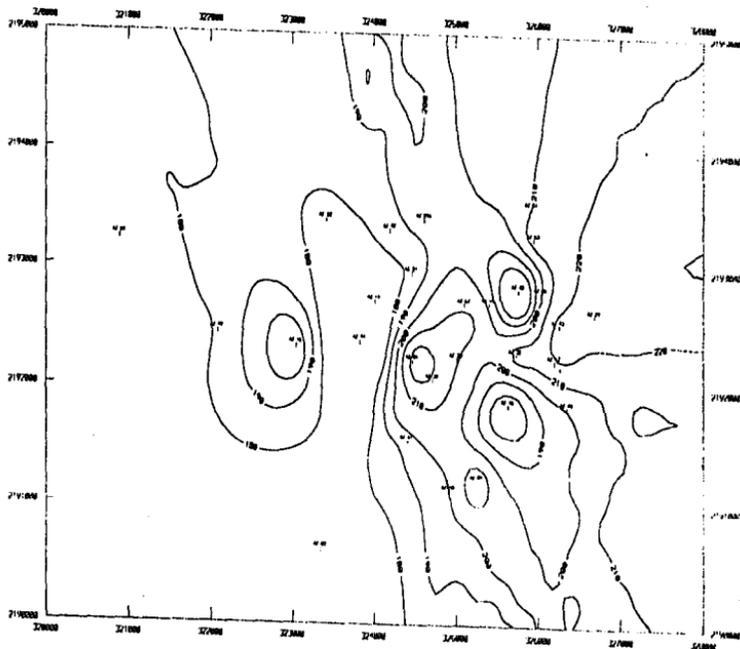


FIGURA III.15.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 1800 msnm

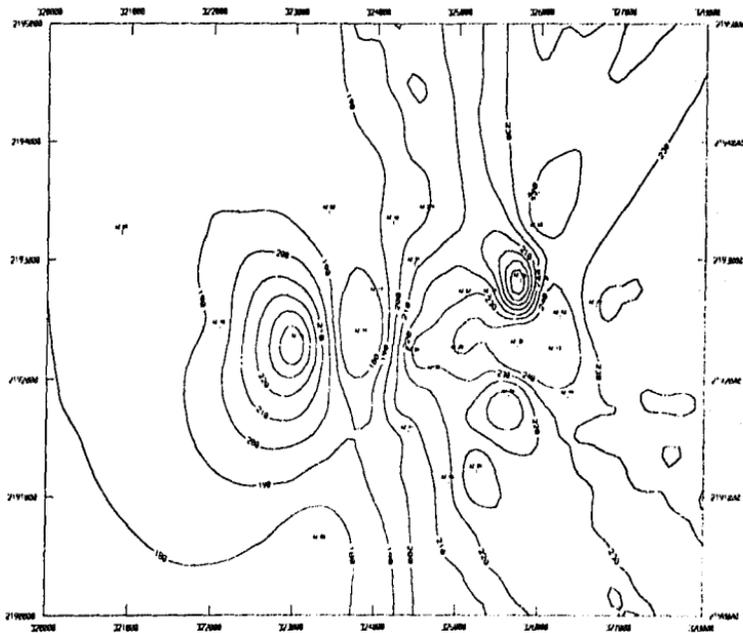


FIGURA III.16.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 1600 msnm

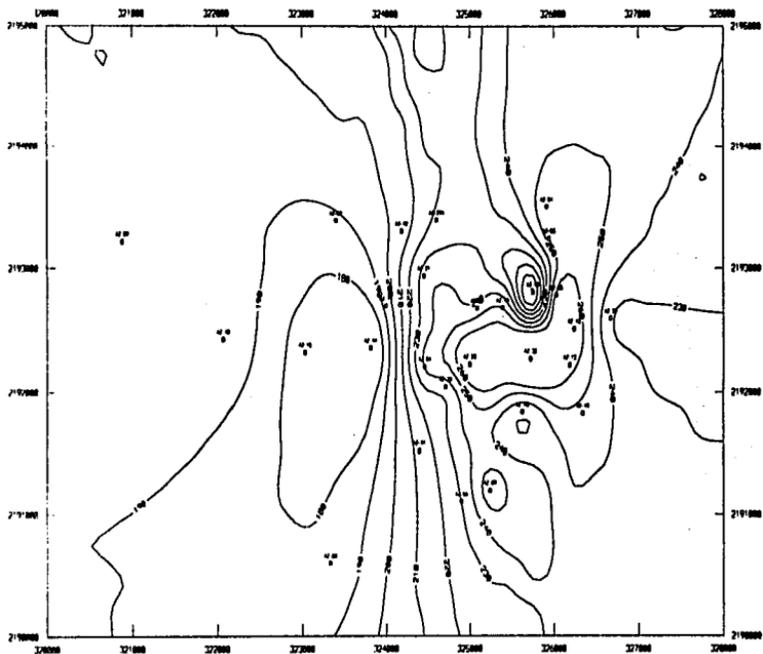


FIGURA III.17.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 1300 mg/m

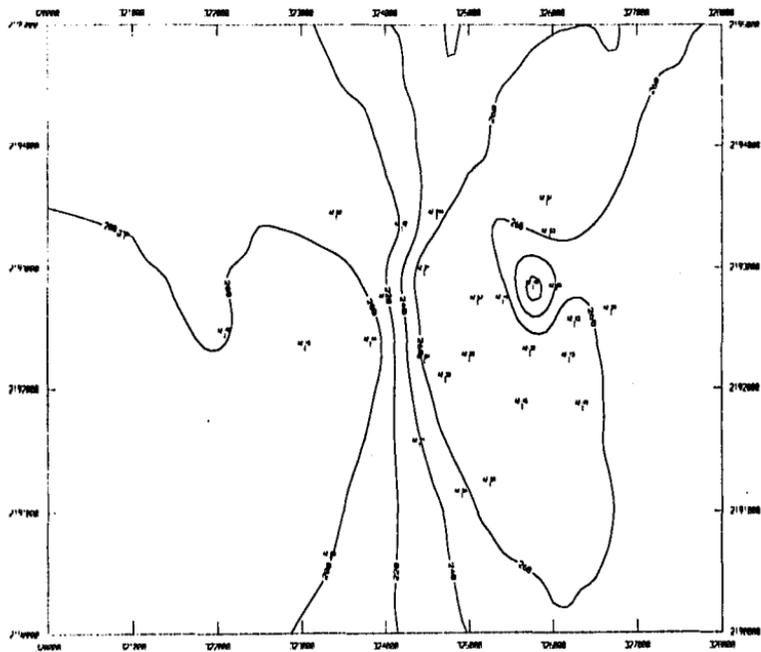


FIGURA III.18.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 850 mm

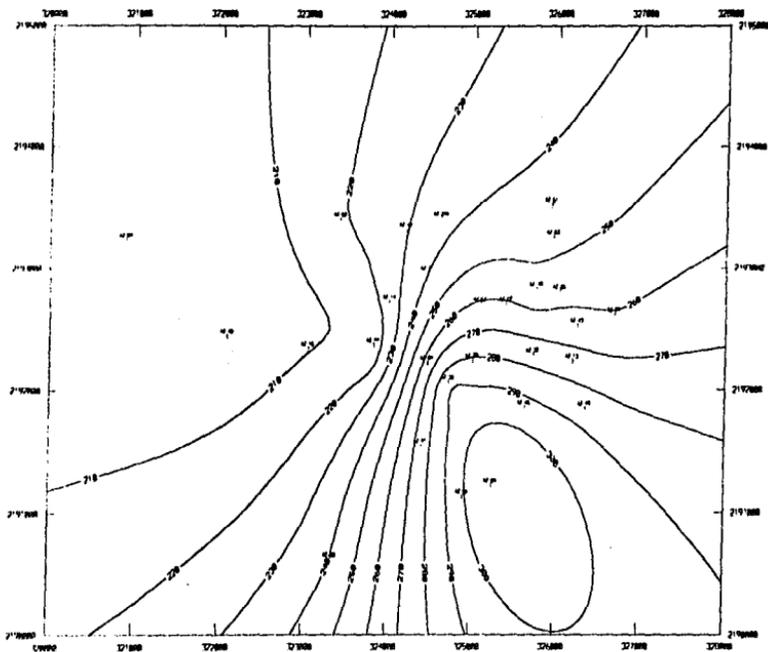


FIGURA III.19.- DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS A 350 ms n m

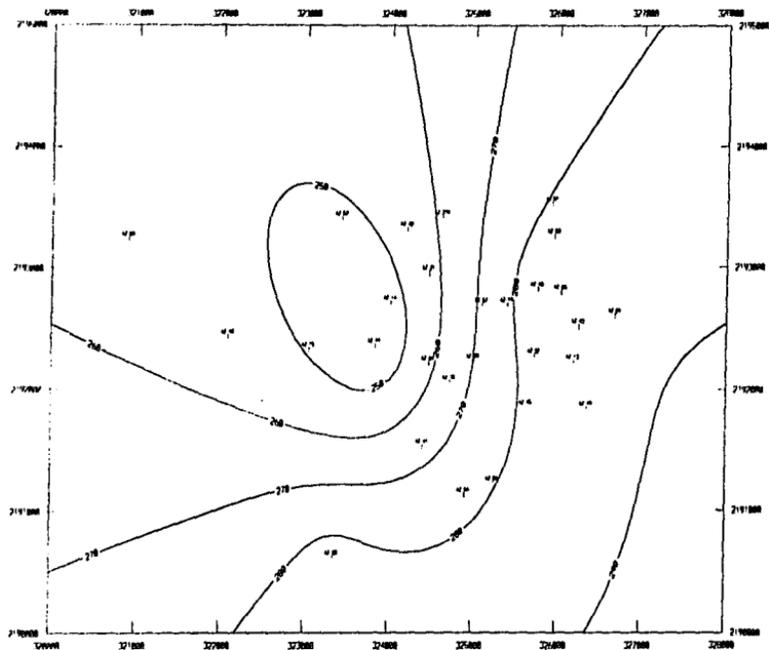


FIGURA III.20.- MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO

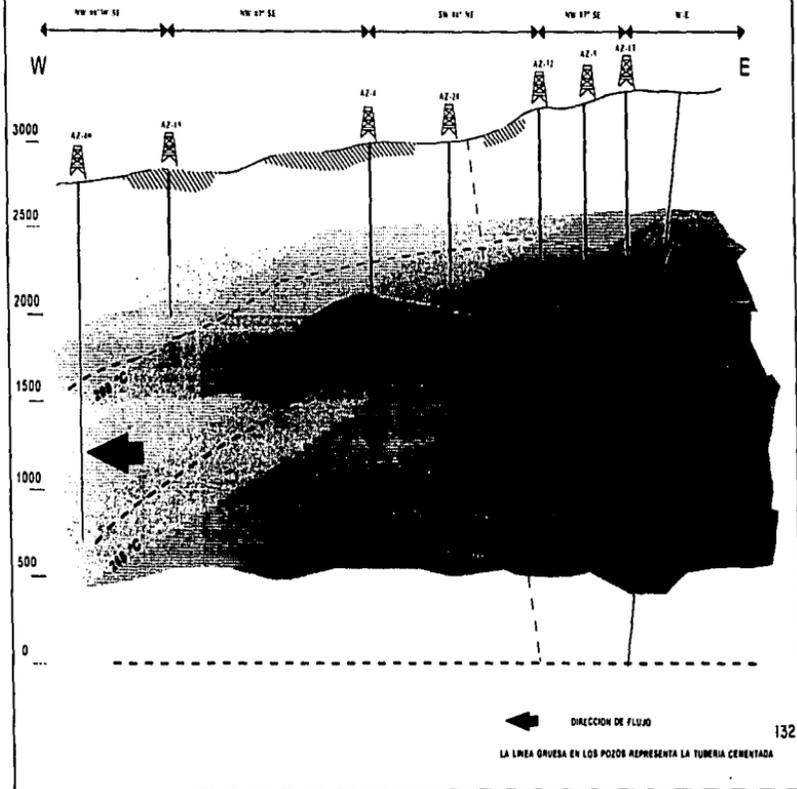
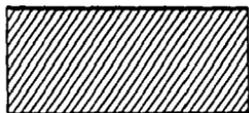
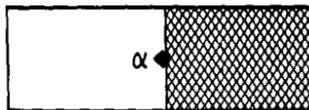


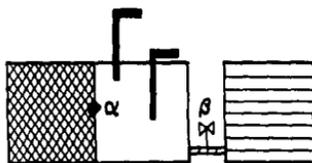
FIGURA IV.1 REPRESENTACION ESQUEMATICA BASICA DE UN YACIMIENTO GEOTERMICO



A) YACIMIENTO GEOTERMICO



B) YACIMIENTO SIMPLIFICADO CON LIQUIDO Y ROCA SEPARADAS



C) ESQUEMA BASICO DE CALCULO: LIQUIDO Y ROCA SEPARADAS Y RECARGA HOMOGENEA

α FACTOR DE TRANSFERENCIA DE CALOR

β COEFICIENTE DE RECARGA



ROCA SATURADA DE FLUIDO



LIQUIDO



ROCA SECA



RECARGA

FIGURA IV.2.- EVOLUCION DE LA PRESION
PRODUCIENDO 350 MW

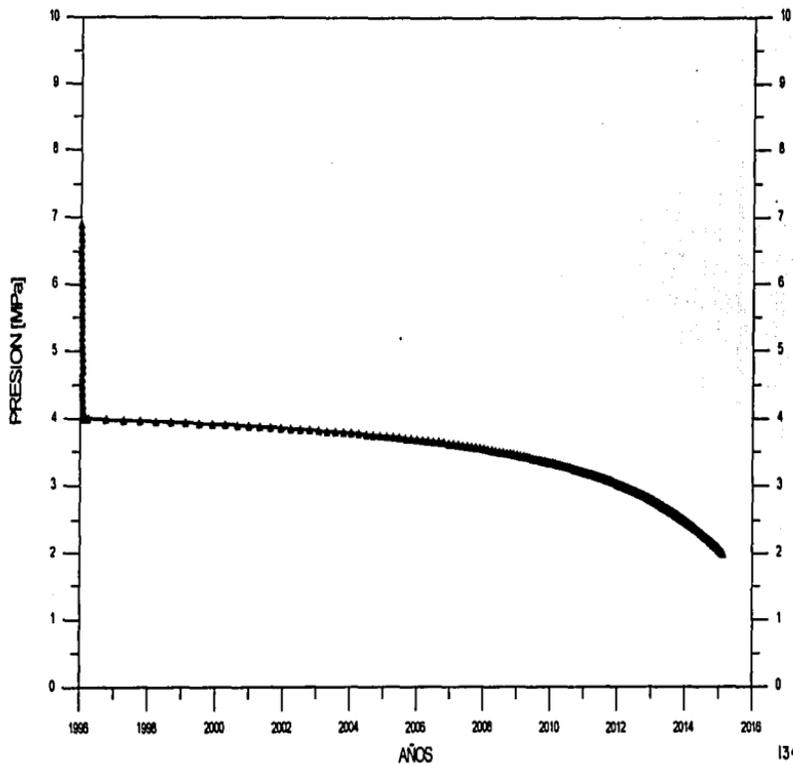


FIGURA IV.3.- EVOLUCION DE LA TEMPERATURA
PRODUCIENDO 350 MW_e

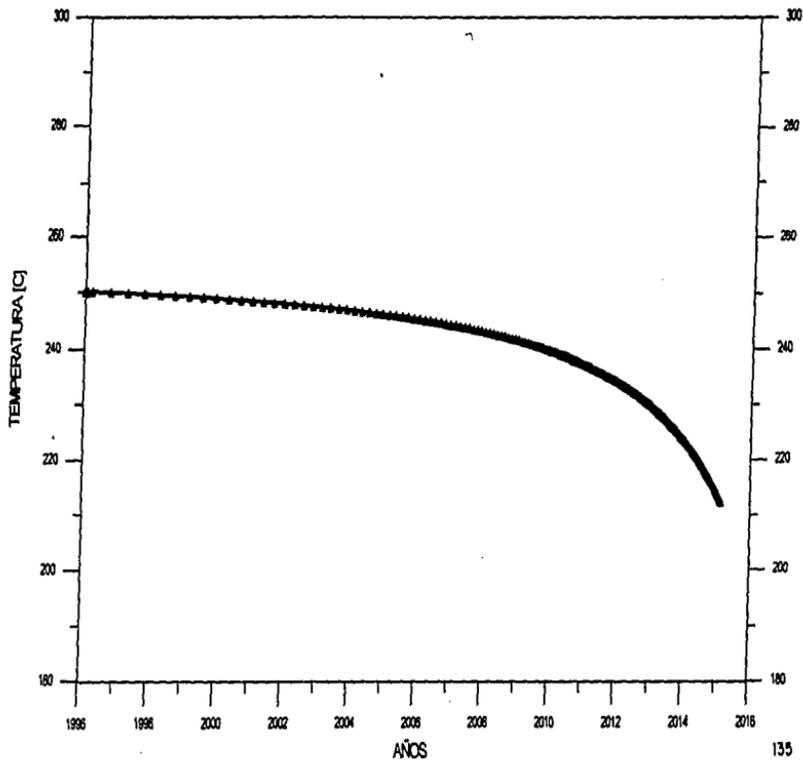


FIGURA IV.4 EVOLUCION DE LA ENTALPIA
PRODUCIENDO 350 MW

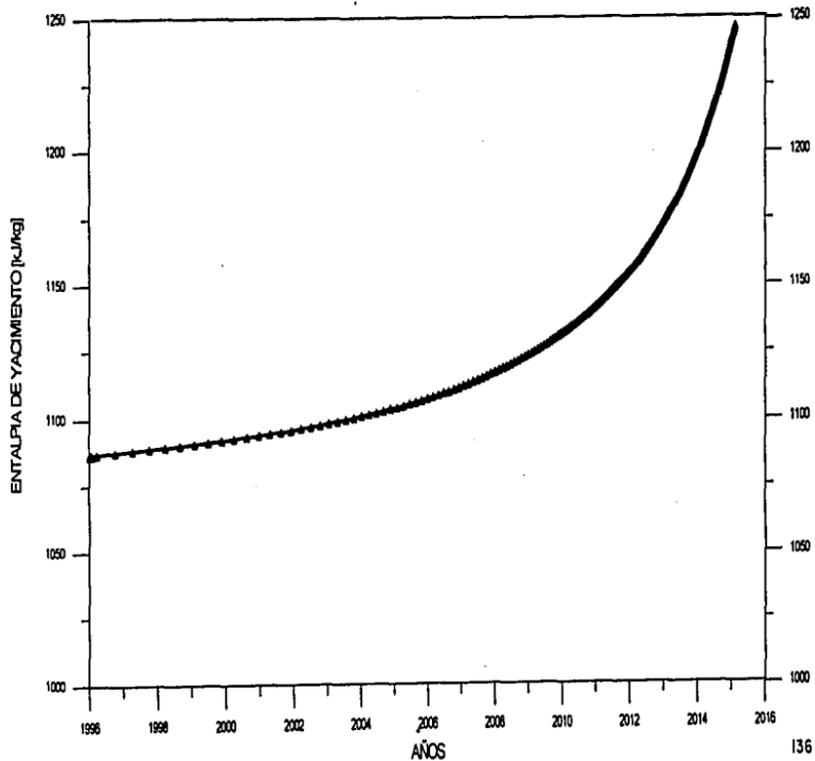


FIGURA IV.5 EVOLUCION DE LA CALIDAD
PRODUCIENDO 350 MW

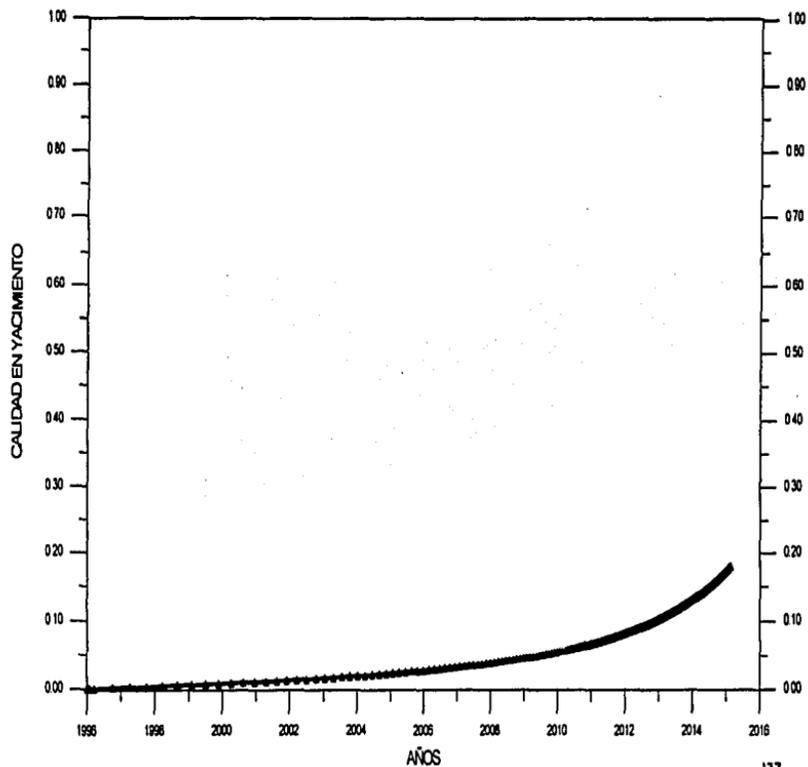
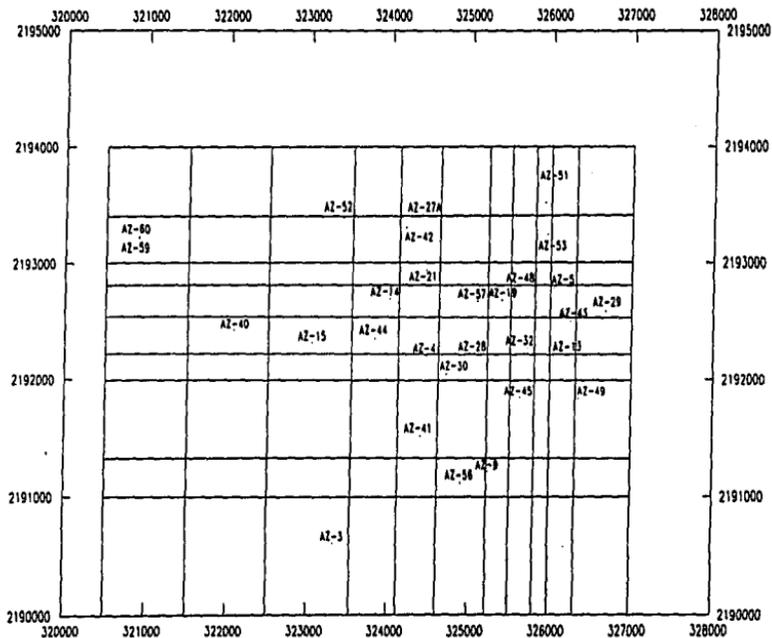


FIGURA VI.1.- MALLA EMPLEADA EN LA SIMULACION



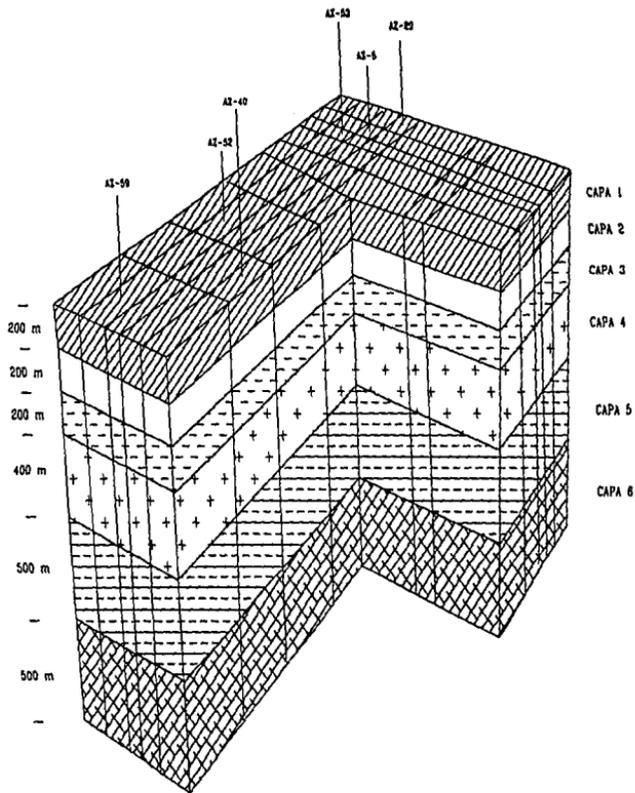


FIGURA VI.2.- CORTE DE LA MALLA DE SIMULACION MOSTRANDO LAS DIFERENTES CAPAS.

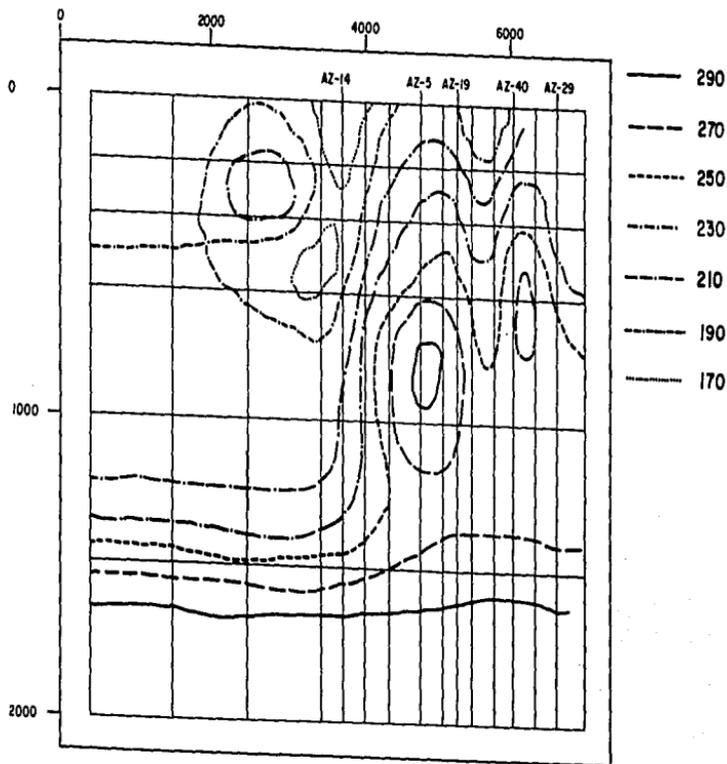


FIGURA VI.3 SECCION TRANSVERSAL 4 DE TEMPERATURA

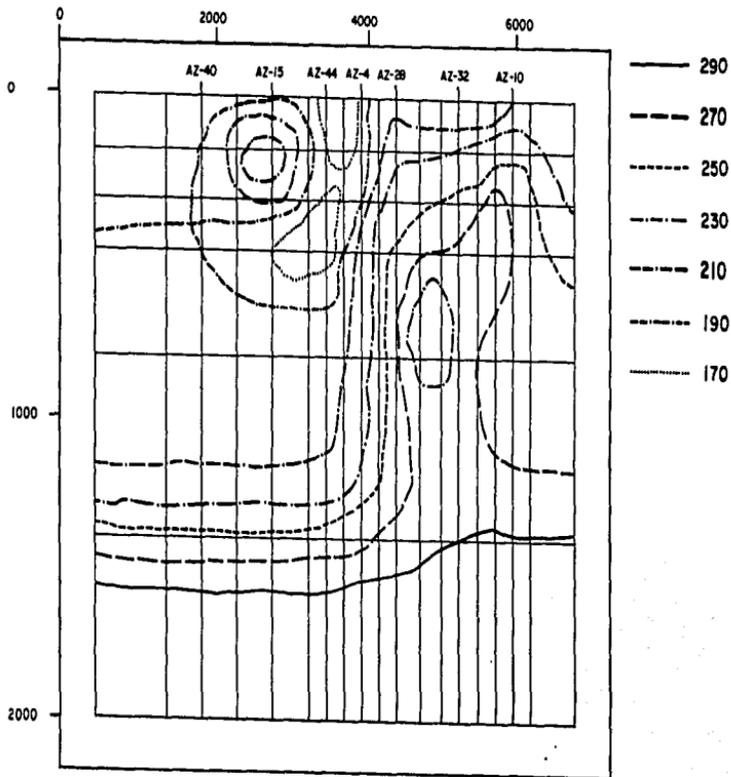


FIGURA VI.4 SECCION TRANSVERSAL 5 DE TEMPERATURA

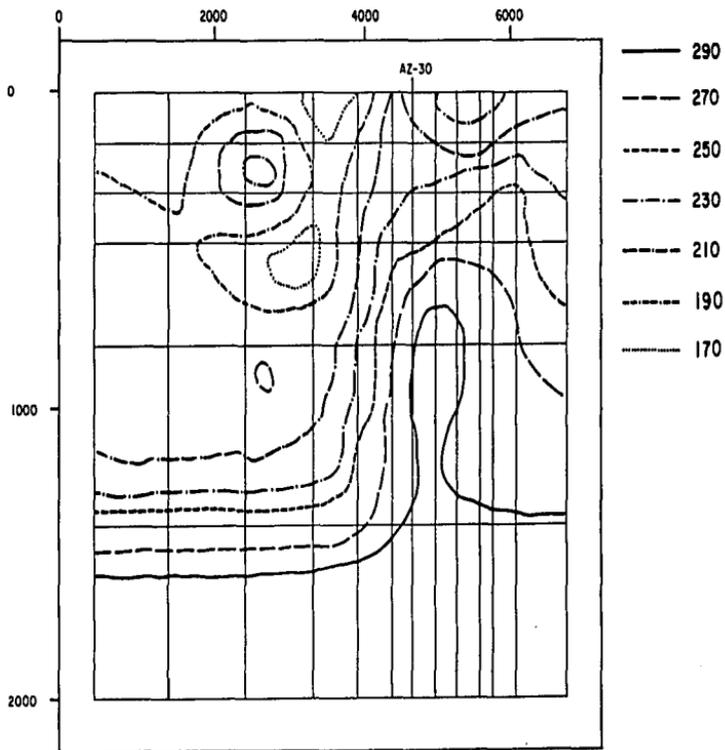


FIGURA VI.5 SECCION TRANSVERSAL 6 DE TEMPERATURA

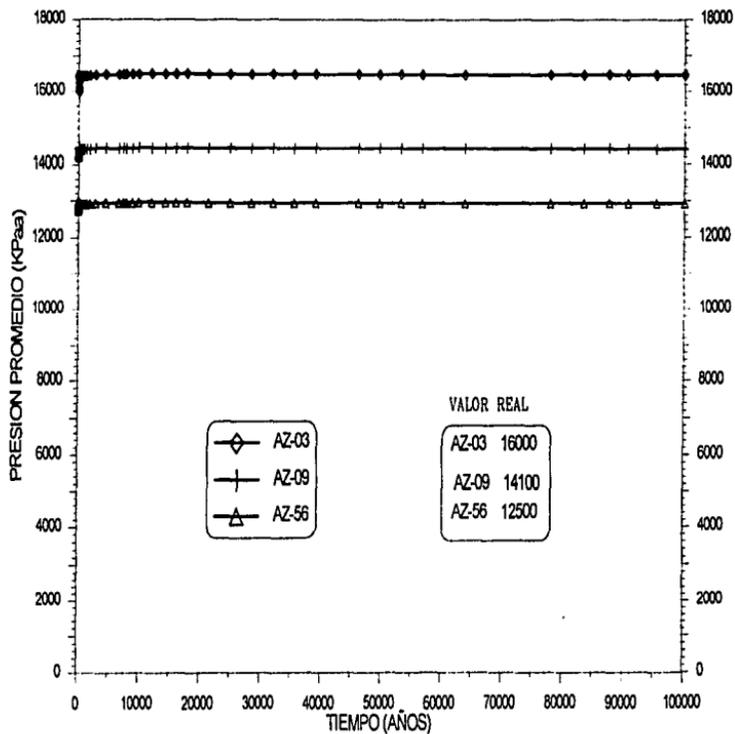


FIGURA VI.6.- ESTADO ESTACIONARIO. PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR EL CHINO.

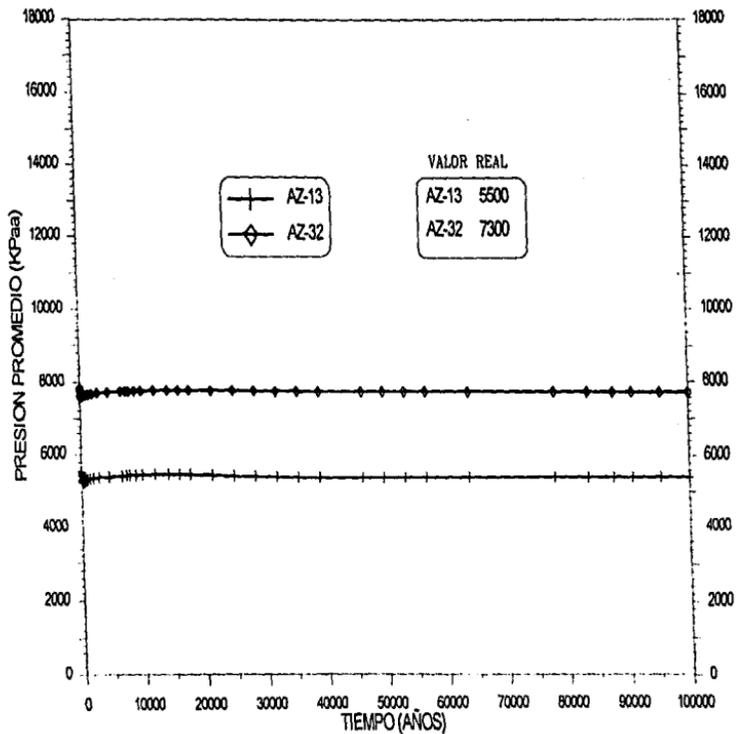


FIGURA VI.7.- ESTADO ESTACIONARIO. PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR LA CUMBRE.

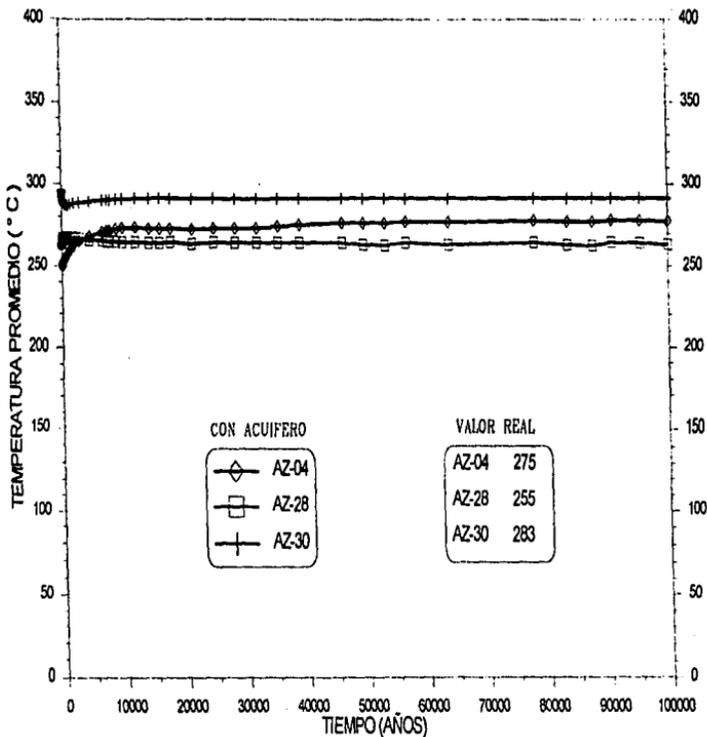


FIGURA VI.8.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO, SECTOR LA CUMBRE BIS.

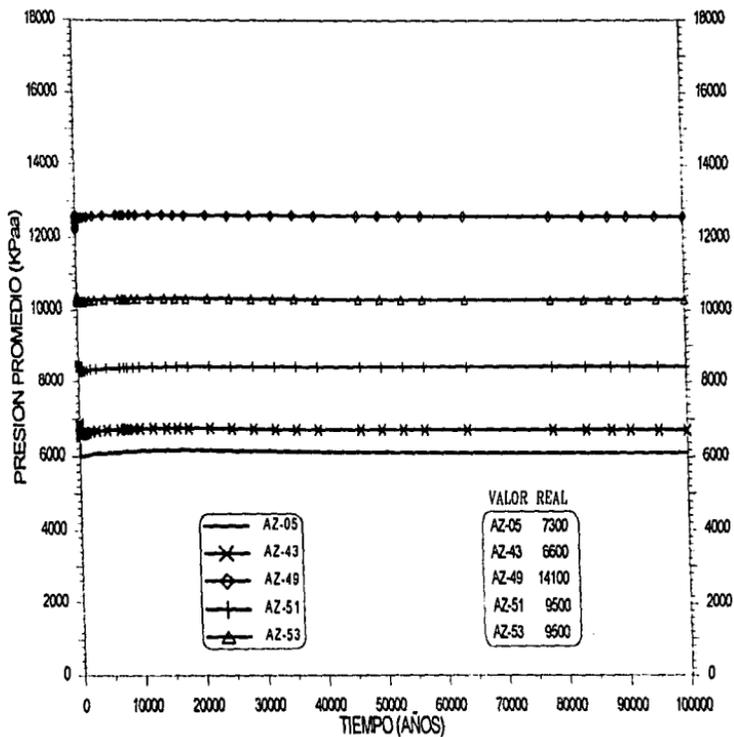


FIGURA VI.9.-ESTADO ESTACIONARIO. PRESION DE YACIMIENTO,SECTOR LAGUNA VERDE.

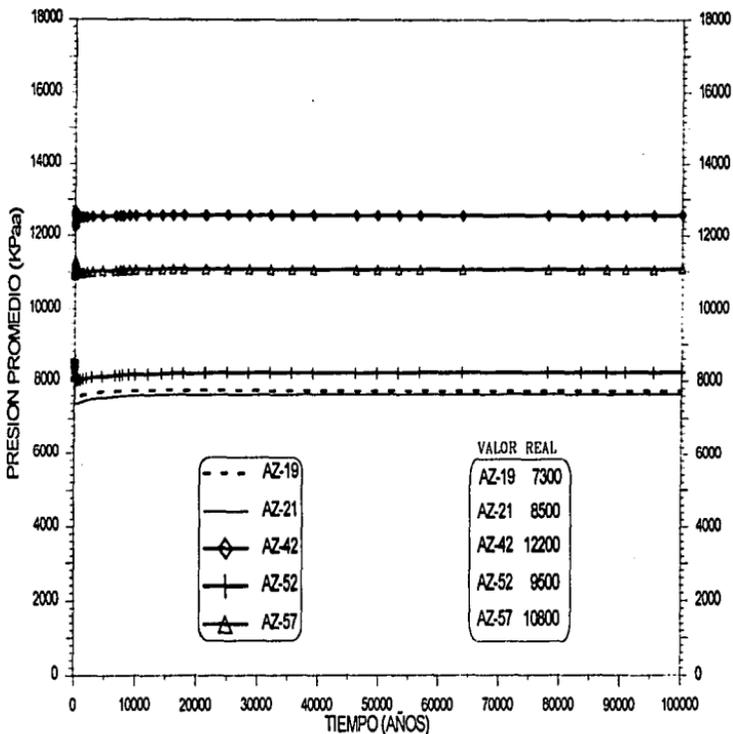


FIGURA VI.10.- ESTADO ESTACIONARIO. PRESION DE YACIMIENTO,SECTOR MARITARO.

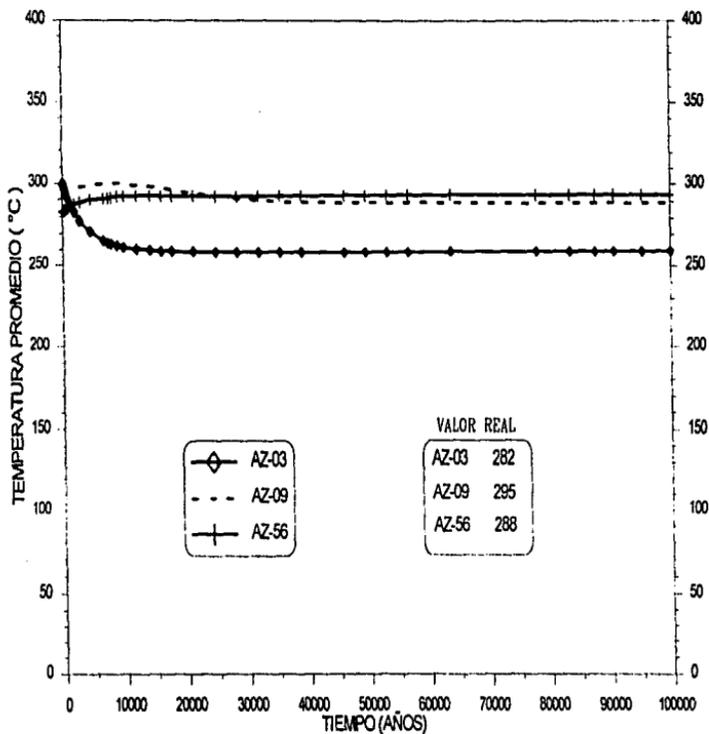


FIGURA VI.11.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO, SECTOR EL CHINO.

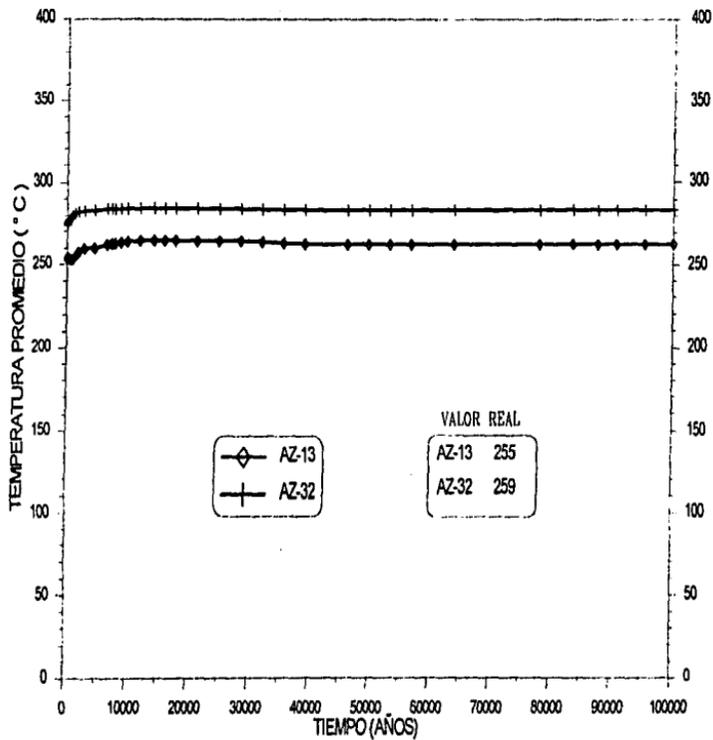


FIGURA VI.12.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO,SECTOR LA CUMBRE.

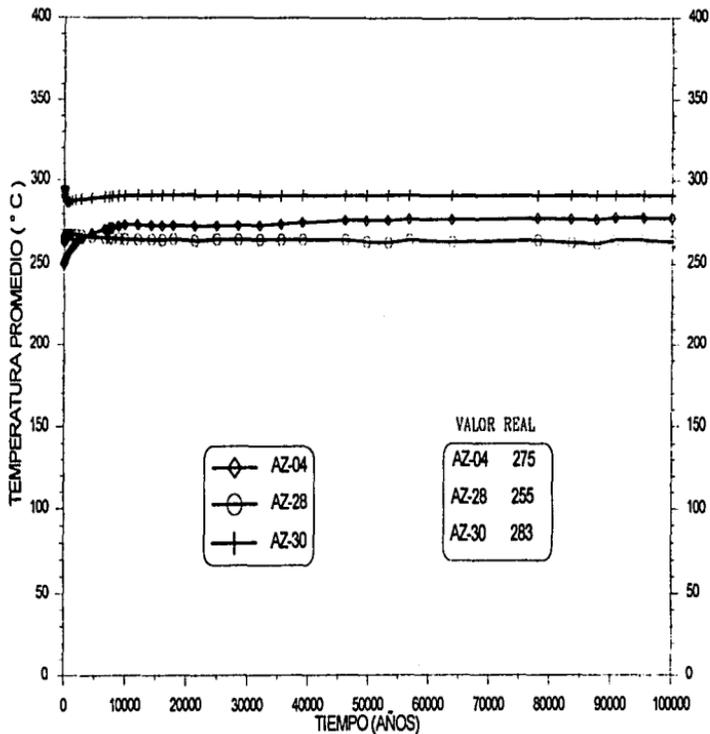


FIGURA VI.13.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO, SECTOR LA CUMBRE BIS.

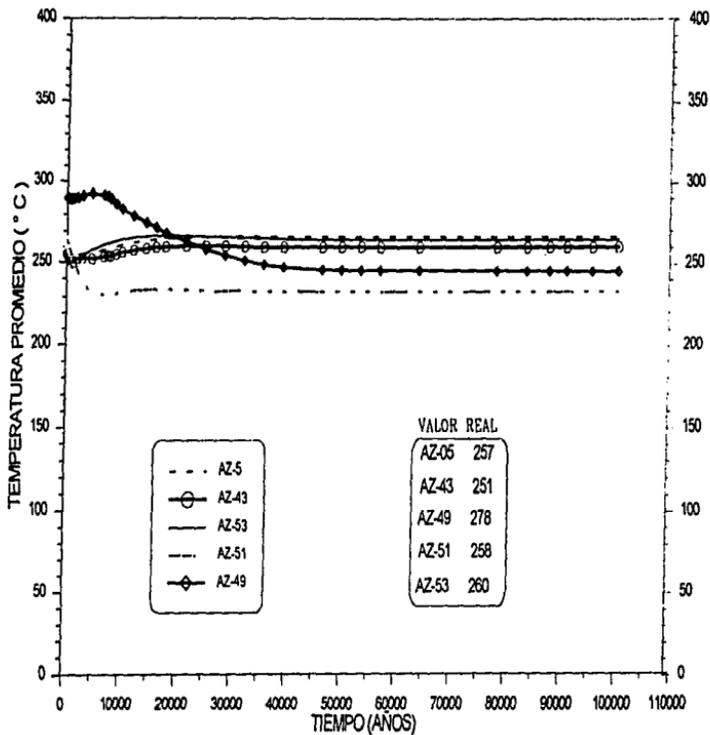


FIGURA VI.14.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO, SECTOR LAGUNA VERDE.

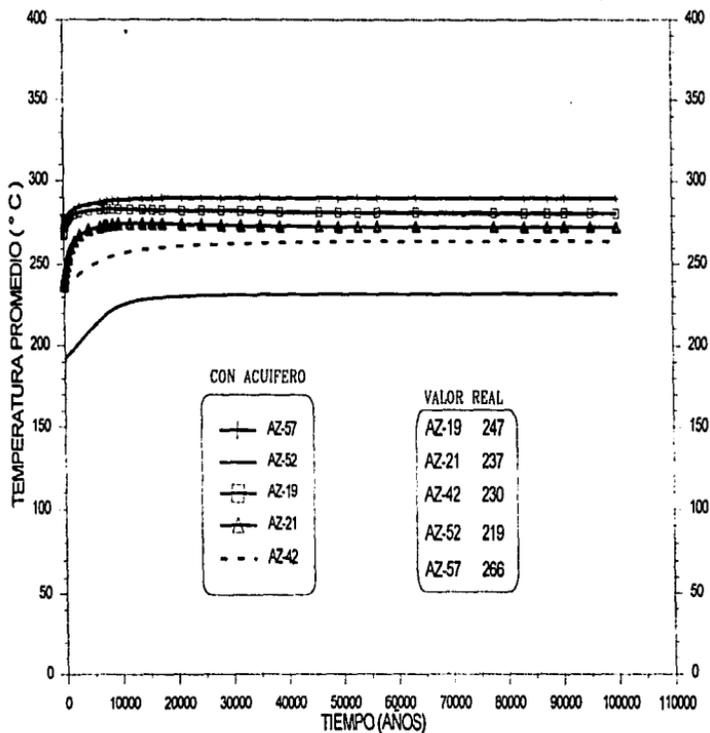


FIGURA VI.15.- ESTADO ESTACIONARIO. TEMPERATURA DE YACIMIENTO, SECTOR MARTITARO.

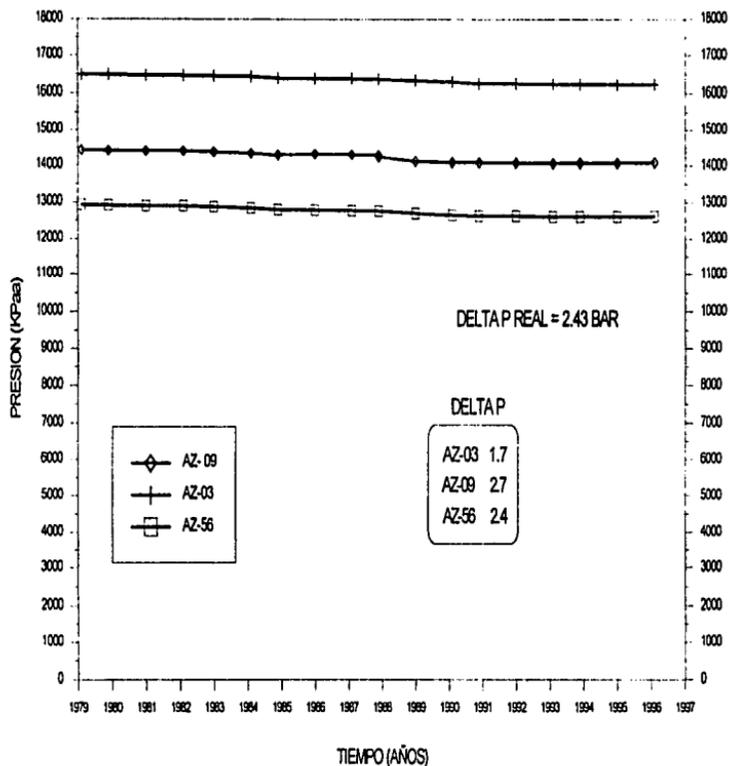


FIGURA VI.16.- HISTORIA DE PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR EL CHINO.

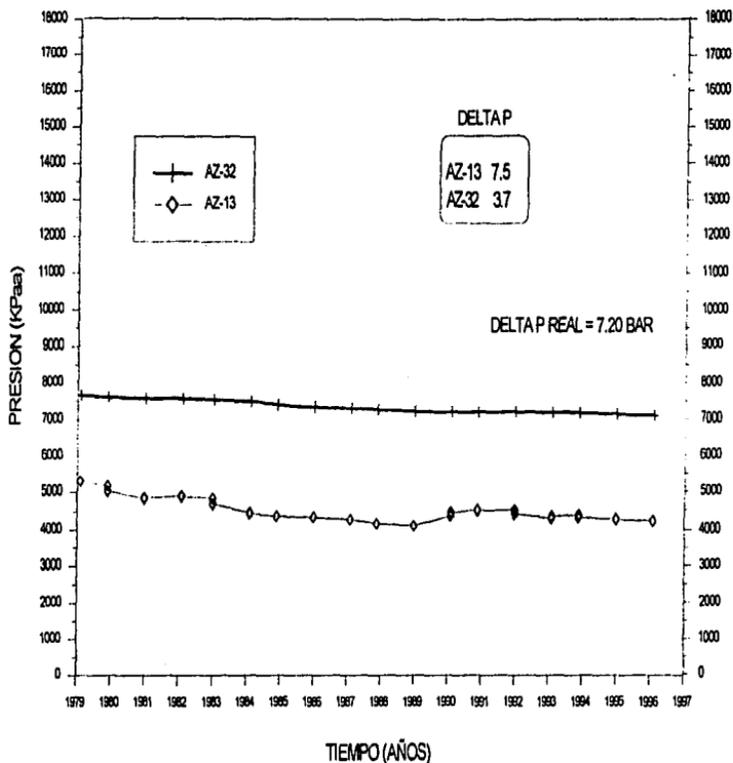


FIGURA VI.17.- HISTORIA DE PRESION DE YACIMIENTO,SECTOR LA CUMBRE.

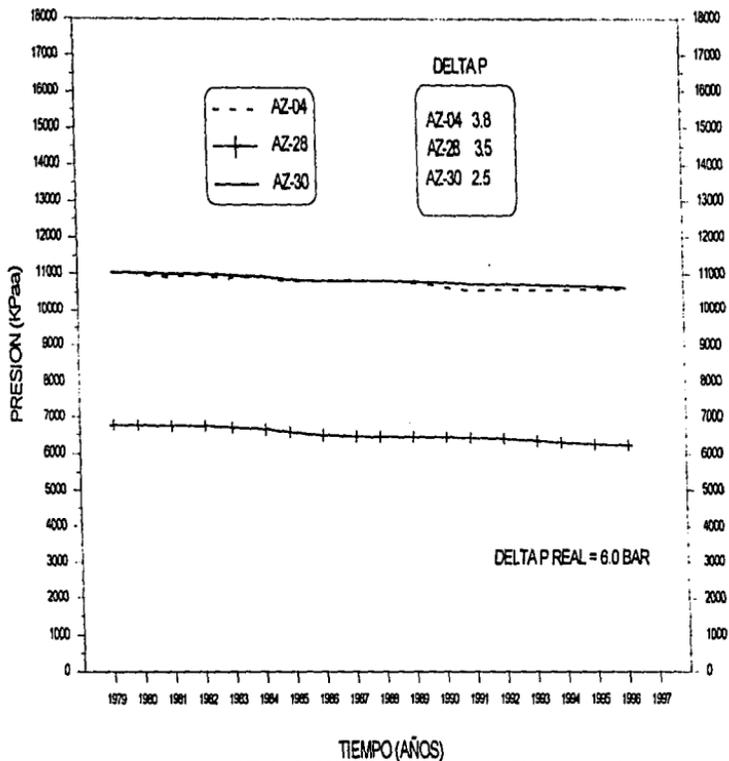


FIGURA VI.18.- HISTORIA DE PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR LA CUMBRE BIS.

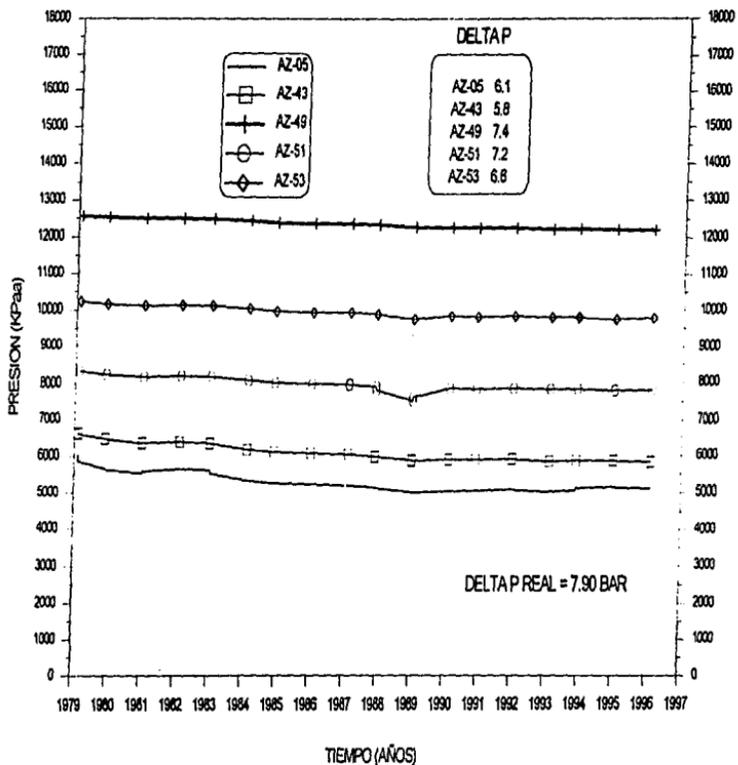
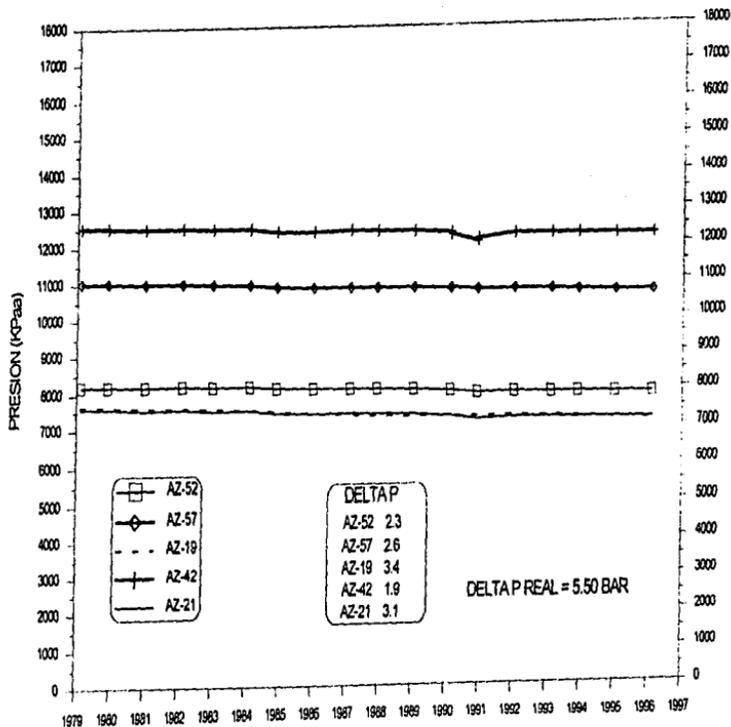


FIGURA VI.19.- HISTORIA DE PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR LAGUNA VERDE.



TIEMPO (AÑOS)
 FIGURA VI.20.- HISTORIA DE PRESION DE YACIMIENTO, SECTOR MARTARO.

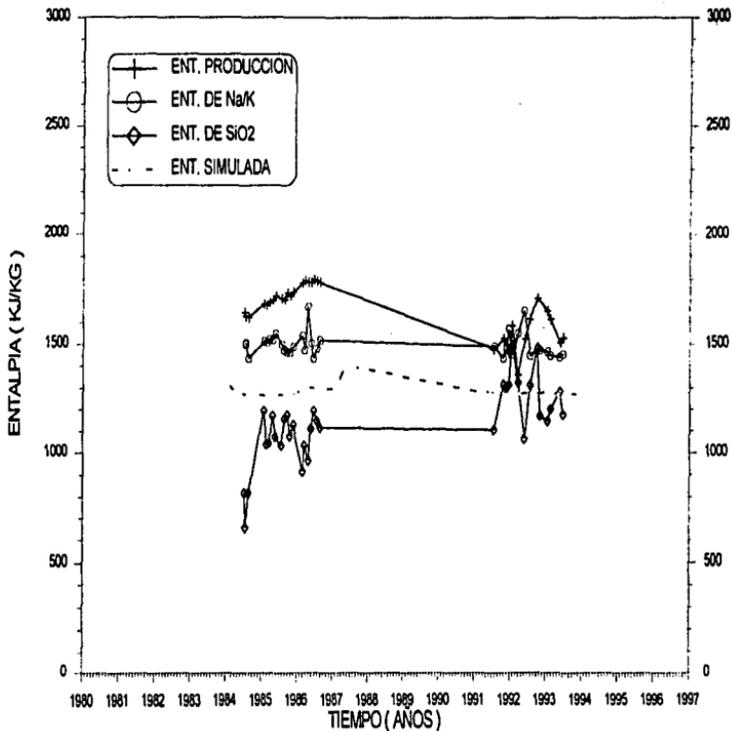


FIGURA VI.21.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-28.

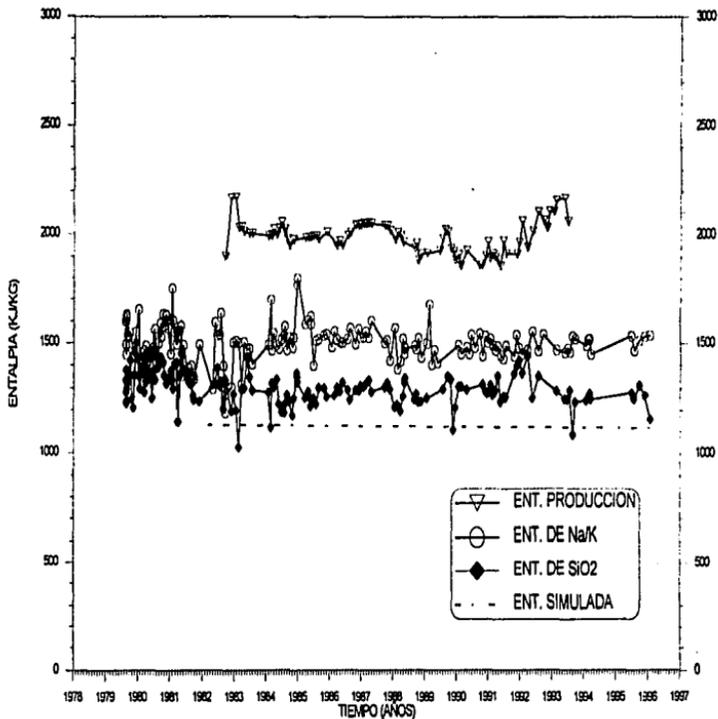


FIGURA VI.22.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-05.

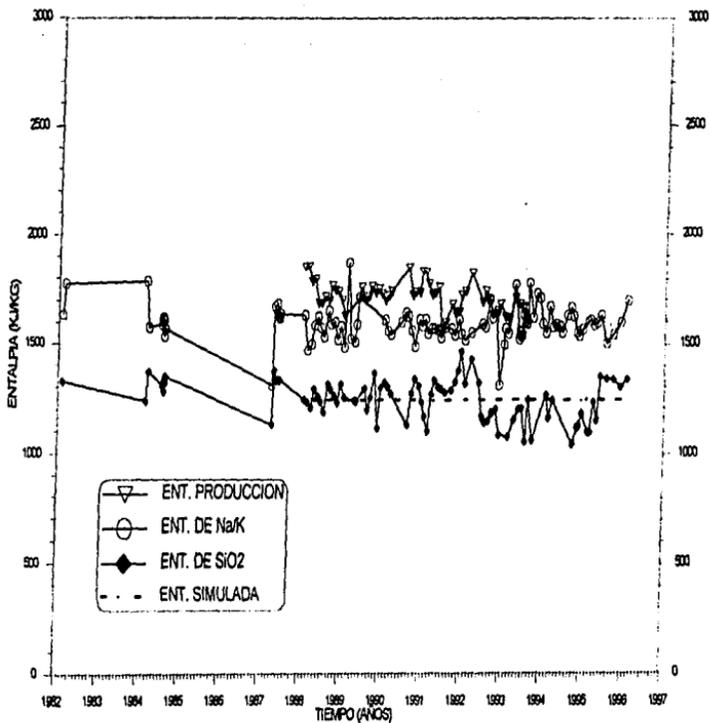


FIGURA VI.23.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-09.

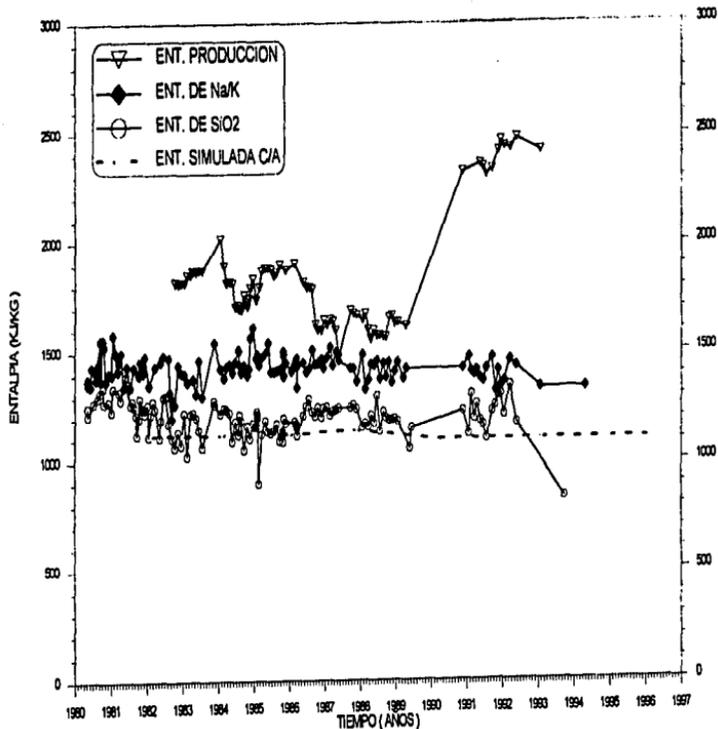


FIGURA VI.24.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-13.

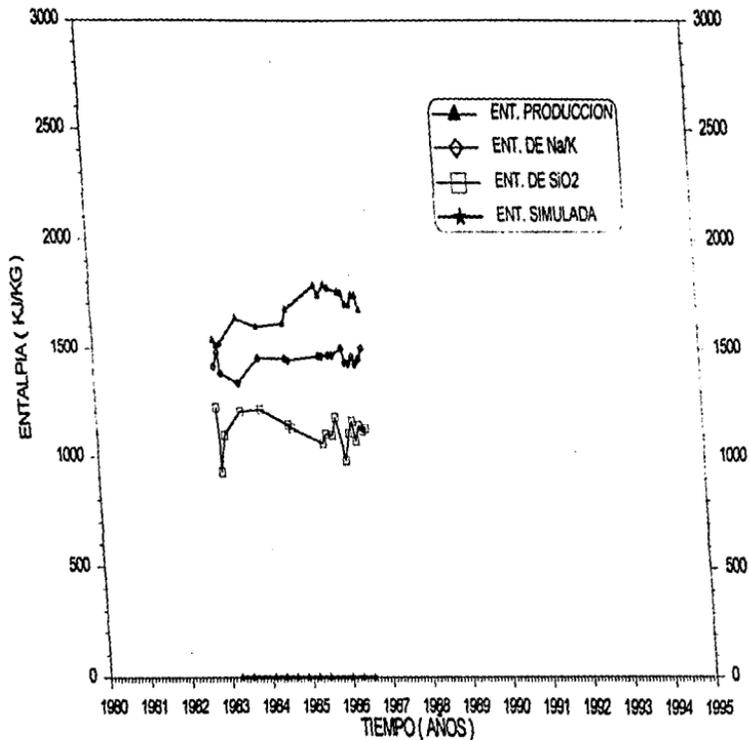


FIGURA VI.25.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-19.

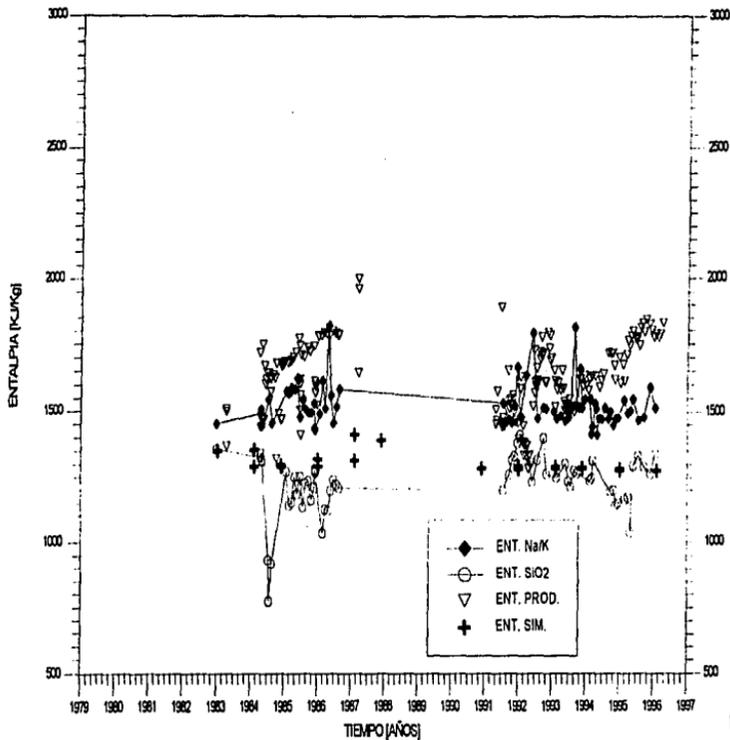


FIGURA VI.26.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-28.

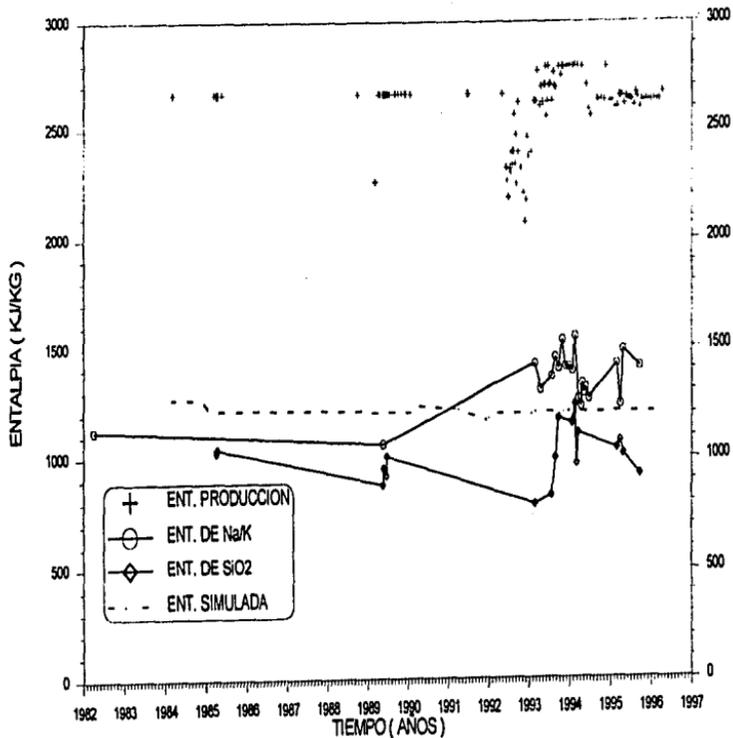


FIGURA VI.27.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-32.

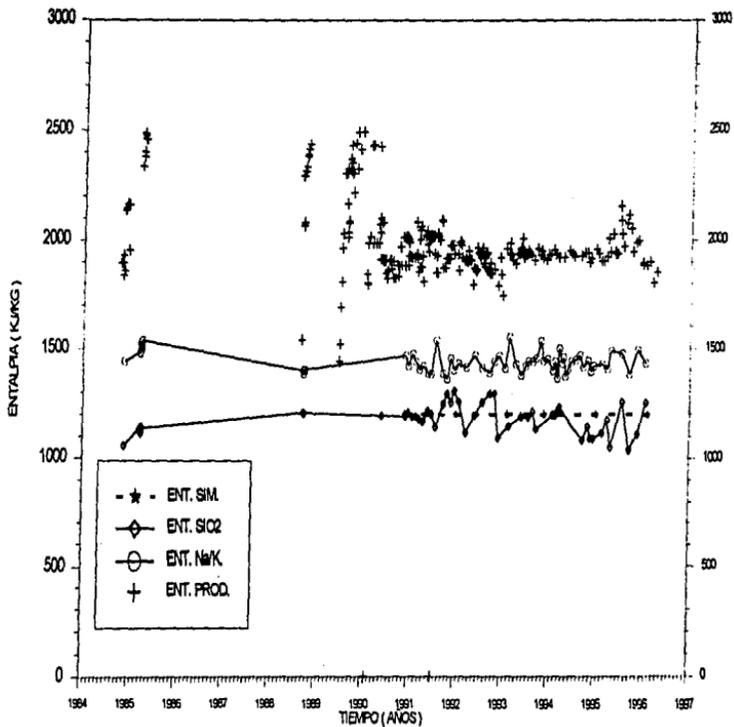


FIGURA VI.28. - HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-43.

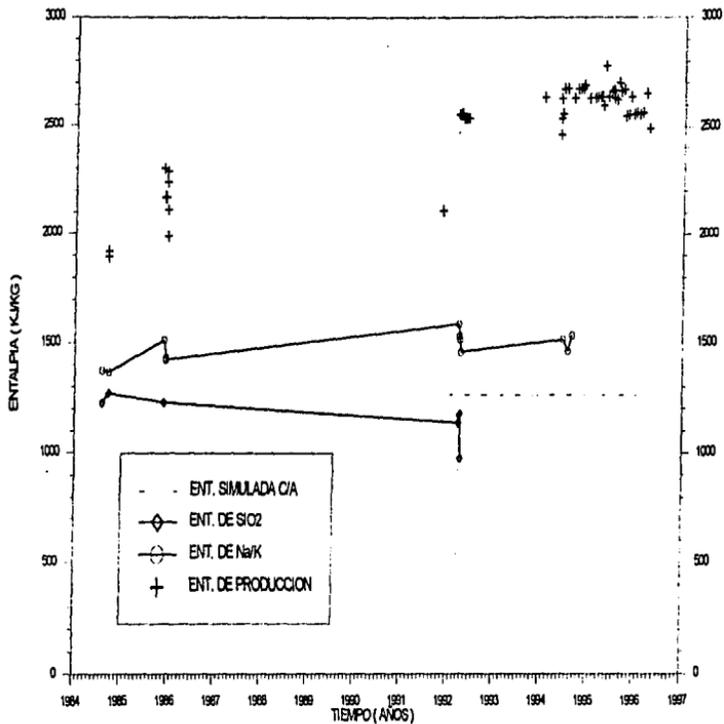


FIGURA VI.29.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-45.

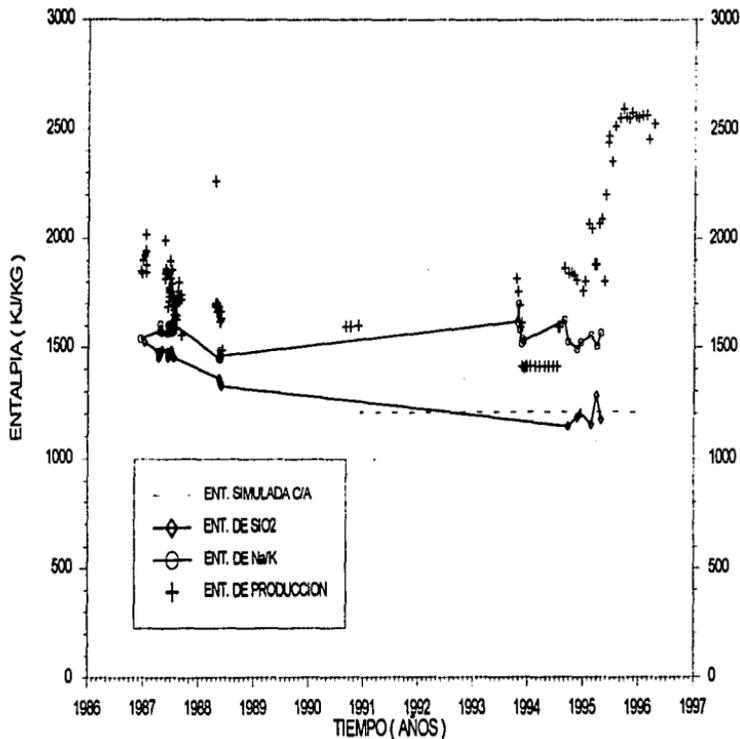


FIGURA VI.30.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-48.

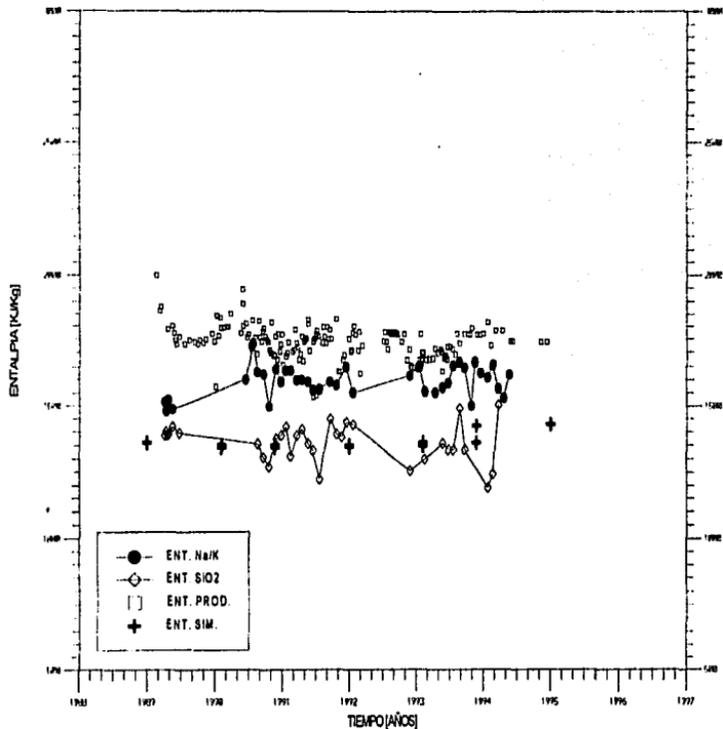


FIGURA VI.31.- HISTORIA DE ENTALPIAS POZO AZ-56.

FIGURA VI.31.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 80 MW ADICIONALES
SECTOR EL CHINO

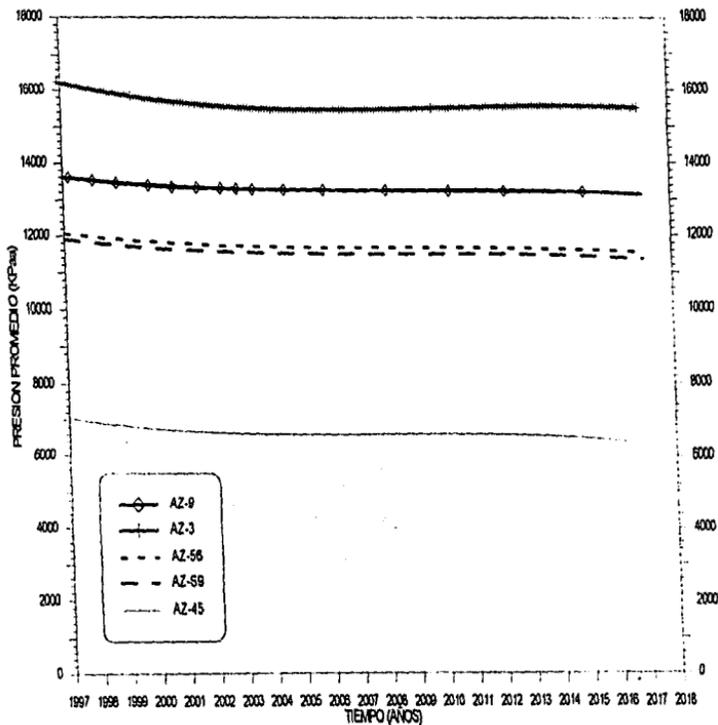


FIGURA VI.34.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 80 MW ADICIONALES

SECTOR LA CUMBRE

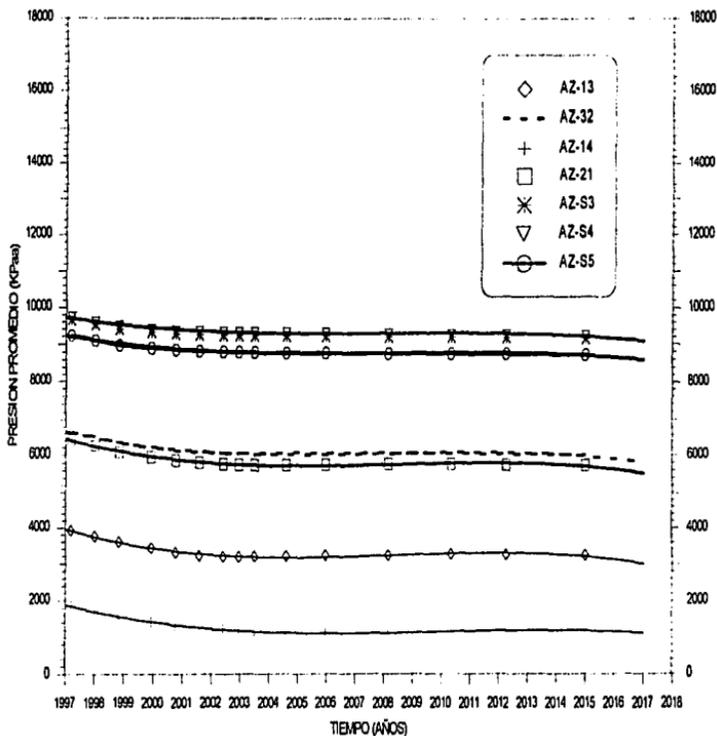


FIGURA VI.35.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 80 MW ADICIONALES

SECTOR LA CUMBRE BIS

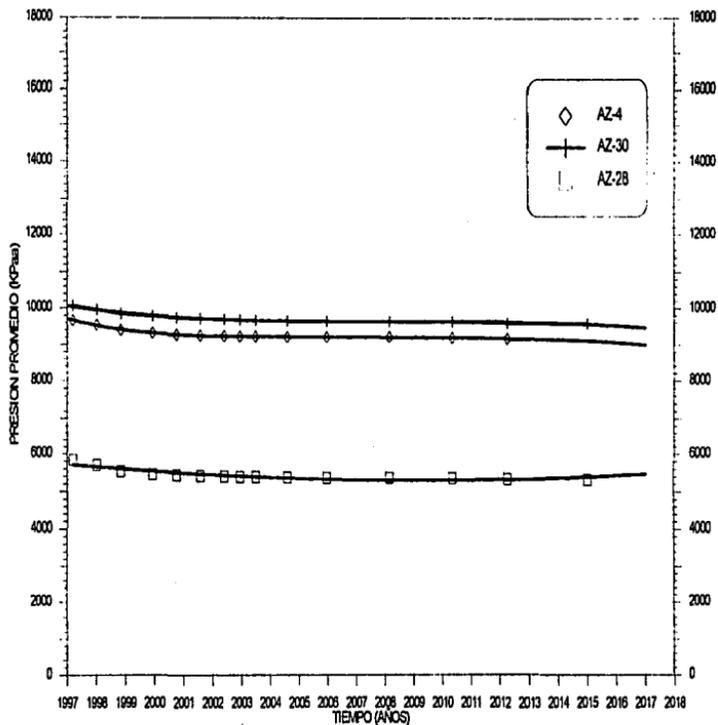


FIGURA VI.36.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 80 MW ADICIONALES
SECTOR LAGUNA VERDE

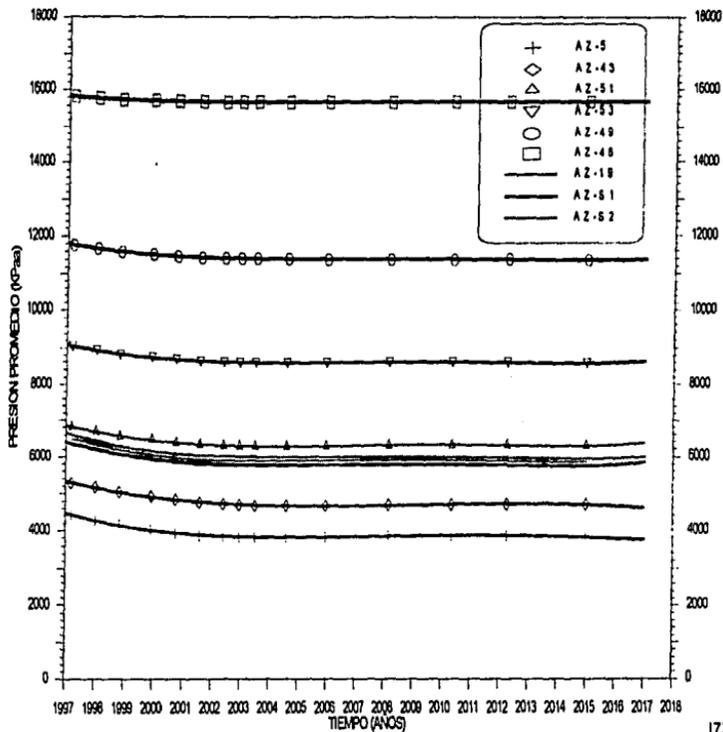


FIGURA VI.37.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 80 MW ADICIONALES
SECTOR MARITARO

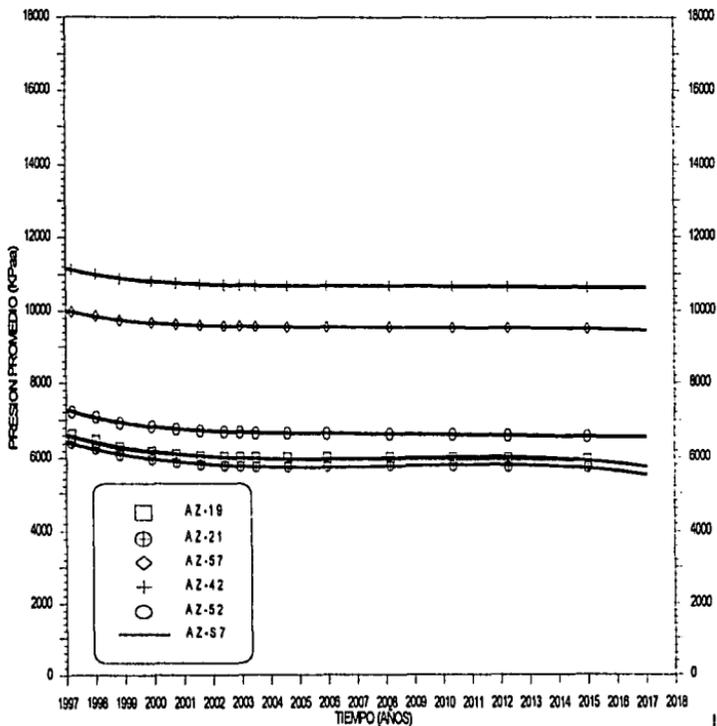


FIGURA VI.38.- AREA DEL YACIMIENTO QUE CAMBIA A DOS FASES, CON 25+80 MW ADICIONALES.

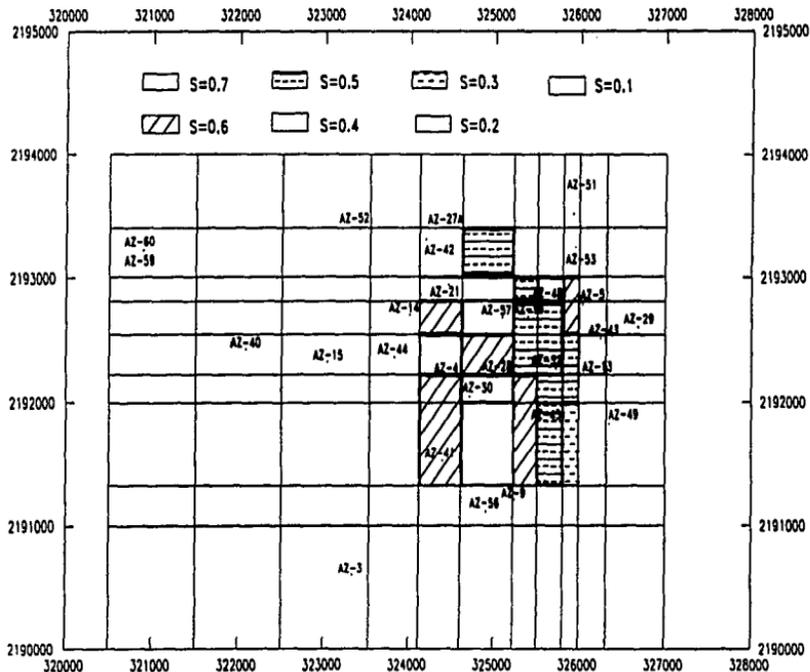


FIGURA V.39.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MW ADICIONALES
SECTOR EL CHINO

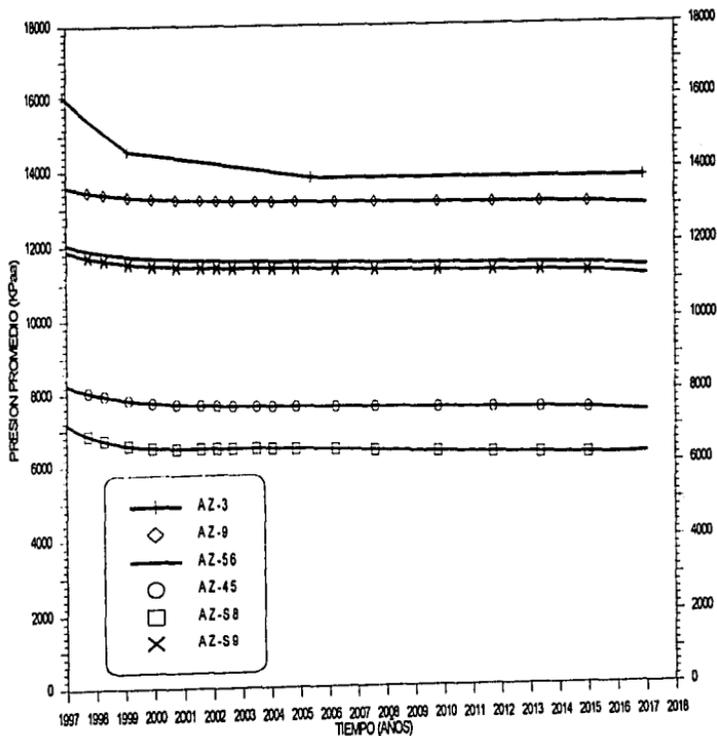


FIGURA VI.40.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MW ADICIONALES
SECTOR LA CUMBRE

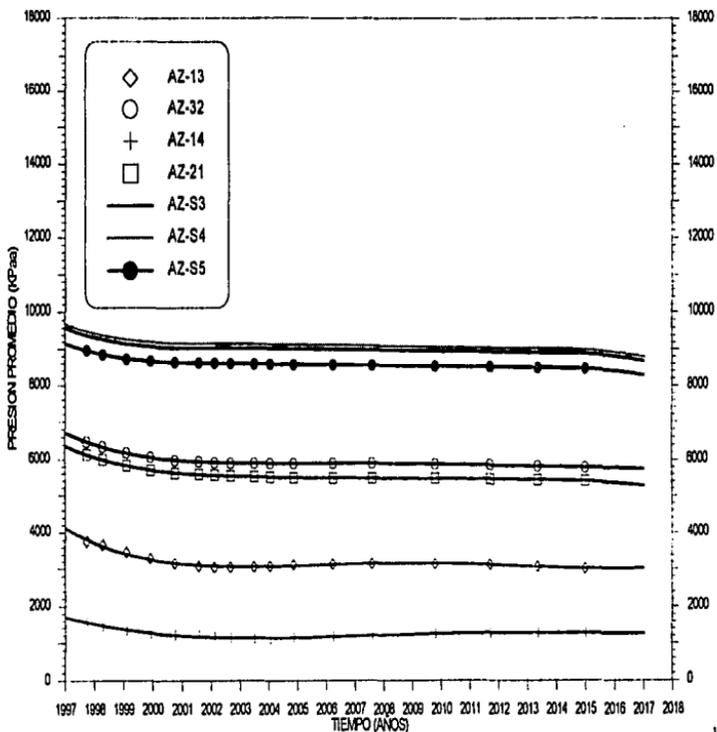


FIGURA M.41.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MW ADICIONALES
SECTOR LAGUNA VERDE

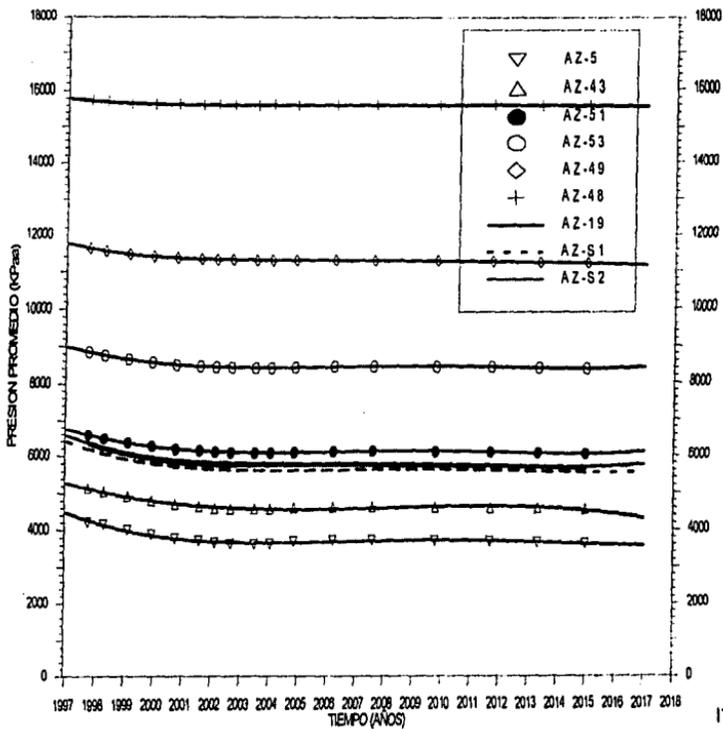


FIGURA VI.42.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MM ADICIONALES
SECTOR LA CUMBRE BIS

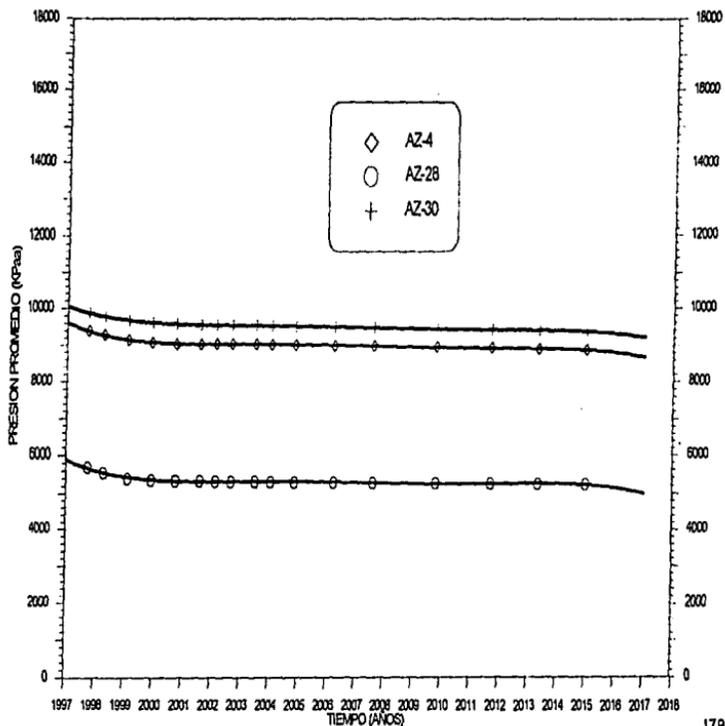


FIGURA VI.43 - COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MW ADICIONALES
SECTOR MARITARO

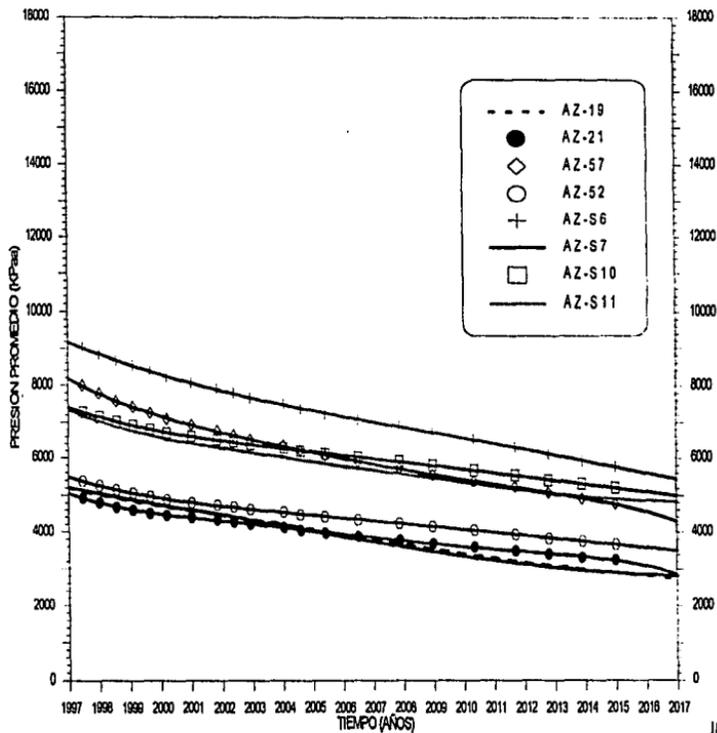


FIGURA V.44.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE YACIMIENTO CON 120 MW ADICIONALES
SECTOR MARTARO BIS

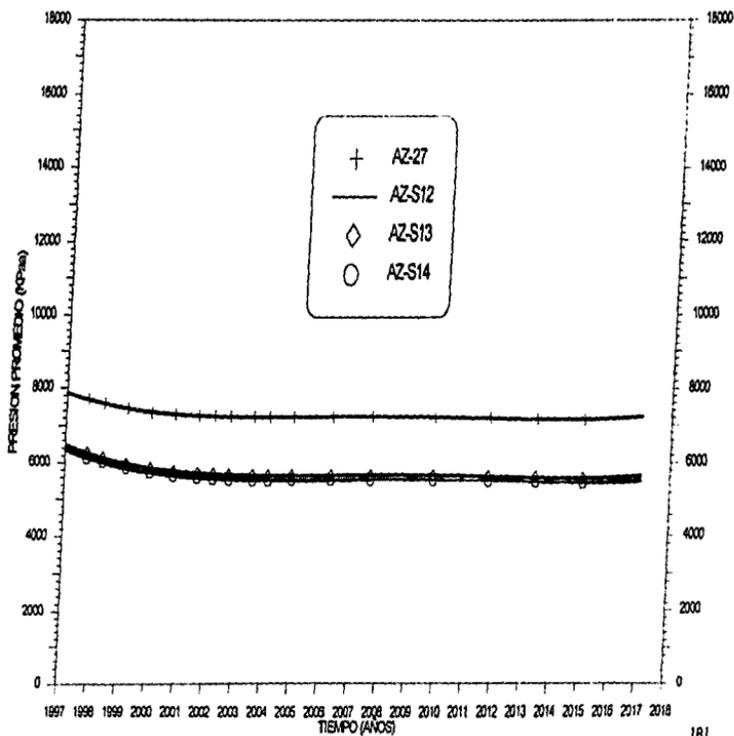


FIGURA VI.45.- AREA DEL YACIMIENTO QUE CAMBIA A DOS FASES,
CON 25+120 MW ADICIONALES

