

3. PROGRAMA DE DESARROLLO

3.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO

3.1.1 Modelo Numérico

Con el objeto de estimar el potencial y a simular el rendimiento del reservorio de Amatitlán bajo explotación, se utilizó el volumen de control tal como se muestra en la Fig. 3-1-1. El modelo de simulación se orientó en dirección NS - EO. El modelo incluye un área total de 140 km² (14 km en la dirección NS y 10 km en la dirección EO), mucho más grande que el área geotérmica conocida.

Se trazaron cinco diferentes capas para representar el reservorio en la dirección "z" (profundidad). La Fig. 3-1-2 muestra estas cinco capas.

La configuración de la red en las diferentes capas tenía que ser diferente para representar los rasgos del sistema geotérmico. La Capa 1 (AE) y la Capa 4 (AB) tienen la misma configuración con 225 elementos cada una. La capa 2 (AD) y la Capa 3 (AC) tienen la misma configuración con 285 elementos cada una y la Capa 5 (AA) tiene 190 elementos. En total hay 1210 elementos en el volumen de control.

Adicionalmente, los bloques de frontera debajo de la Capa 5 (AA) fueron establecidos para representar las porciones del modelo conceptual que proporcionan fluidos calientes al sistema y los bloques de frontera sobre la capa 1 (AE) se establecieron para representar el aire y la topografía del campo de Amatitlán. La Capa 2 (AC) se añadió a los bloques de frontera para representar el suministro lateral de agua del sistema hidrológico regional.

La Tabla 3-1-1 presenta los valores de las propiedades petrofísicas de los materiales que llenan varios de los elementos del modelo numérico.

3.1.2 Calibración del Estado Natural

El principal objetivo de la calibración del estado natural es el de verificar la distribución de temperatura y presión y los aspectos relacionados con el flujo de calor y masa del modelo.

Para ajustar las temperaturas y presiones con aquellas medidas en los pozos, al modelo se le tuvo que proporcionar dos Fuentes de recarga y cinco sumideros de descarga. El ingreso de un flujo caliente de aproximadamente 450 tons/hora se requirió dentro de los seis bloques de la capa 5; el flujo entrante es agua en una sola fase con una temperatura en la fuente de 336 °C. Un ingreso adicional de fluido a 50 °C viene desde la esquina NE de la capa 3 a una tasa de 620 tons/hora el cual representa el patrón regional de flujo con orientación NE-SO. Las descargas del modelo incluyen sumideros en la capa 1 que representan movimiento superficial de fluidos y descargas superficiales y los sumideros de la capa 3 los cuales representan descarga profunda bajo la superficie hacia el Río. Aproximadamente el 75% de los fluidos fríos que vienen de la esquina NE son descargados a través de estos sumideros. El restante 25 %, o 156 tons/hora, se mezcla con fluidos geotérmicos calientes y luego descargan a través de los sumideros superficiales en la capa 1

3.2 Construcción de las Instalaciones para Generación de Energía

3.2.1 Condiciones para la Programación

**3.2.2 Recolección de Fluidos y Sistema de
Reinyección**

3.2.3 Instalaciones de la Planta Generadora

3.2.4 Línea de Transmisión y Subestación

3.2.5 Desarrollo del proyecto

3.2.6 Estimación del costo del proyecto

3.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

3.2.1 CONDICIONES PARA LA PROGRAMACIÓN

1. Sitio para la planta generadora

Para la construcción de la planta generadora se proponen dos sitios tomando en cuenta las distancias desde los pozos productores y reinyectores, facilidad para la instalación de las tuberías, elementos geológicos y topográficos, distancia desde el camino existente y aspectos ambientales. La ubicación de ambos sitios se presenta en las Figs.3-2-1 y Fig.3-2-2

2. Tipo de planta generadora

Los resultados de la evaluación de recurso sugieren una planta generadora de tamaño medio, fluido geotérmico de entalpía específica media, y relativamente bajo contenido de gases no condensables (NCG por sus siglas en inglés). Tomando en consideración esas condiciones, el ciclo de vapor de simple flasheo con turbina a condensación se recomienda para este proyecto, y el sistema de reinyección de salmuera deberá mantenerse a alta presión y temperatura.

3. Capacidad de la Planta Generadora

Dos casos son estudiados: una unidad de 20 MW, y dos unidades de 20 MW para un total de 40 MW.

4. Conexión al Sistema

La producción de la planta geotérmica de Amatitlán será conectada a una subestación de 138 kV, denominada Palín 2, la cual se planifica será construida nuevamente por el INDE.

3.2.2 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS Y SISTEMA DE REINYECCIÓN

Las Figs.3-2-1 y Fig. 3-2-2 muestran los trazos de las tuberías para el Sitio I y el Sitio II respectivamente. Las tuberías cruzan la orilla oeste de la caldera con el objeto de evitar el área residencial al del pozo AMF-2. Se utilizan tuberías separadas para el vapor y la salmuera. Esto presenta la ventaja, sobre una tubería bifásica, en cuanto a pérdidas de presión y estabilidad de flujo cuando cruzan la orilla de la caldera. Las Figs.3-2-3 y Fig.3-2-4 ilustran el sistema para el Sitio I (fuera de la caldera) y para el Sitio II (dentro de la caldera) respectivamente. Las líneas discontinuas indican una porción adicional para la Unidad 2.

3.2.3 INSTALACIONES DE LA PLANTA GENERADORA

1. Diseño

La Fig 3-2-5 muestra el diseño de la planta generadora. Las torres de enfriamiento deberán estar viento abajo. La subestación se localiza viento arriba. La subestación se localiza viento arriba. El edificio para las turbinas

está en el centro del sitio de la planta. El turbogenerador y sus equipos auxiliares se instalan en el edificio de la turbina. El condensador principal, sistema de remoción de gases, eliminador de brisa etc. se localizan en el exterior.

2. Trabajos de Arquitectura y obra Civil

Deberán construirse nuevos caminos de acceso hacia el sitio de la planta, el pozo de reinyección, el sitio para los pozos MKU-2 y 5. Deberán prepararse los sitios para la planta generadora y para la plataforma del pozo de reinyección. Un sitio para un pozo productor deberá prepararse cuando se construya la Unidad 2.

3. Equipo para la planta generadora

Se aplicara el mismo diseño para ambas unidades, 1 y 2, de tal forma que los costos de diseño pueden eliminarse y los repuestos pueden ser compartidos entre las mismas. La Fig.3-2-6 muestra esquemáticamente el proceso de la planta. Las especificaciones de los principales equipos se describen a continuación:

Equipo	Especificaciones
Turbina	Tipo: flujo único, a condensación, modular Potencia de salida 20 MW Condiciones del vapor 7 bar, 165 °C Contenido de NCG 1.78 wt% Velocidad 3,600 rpm
Condensador	Tipo Contacto Directo, tipo chorros de aerosol Presión 0.095 bar
Sistema de remoción de gases	Tipo eyectores de chorro de vapor, bomba de vacío y sello de agua Salida de NGC Difusión por el escape de las torres de enfriamiento y se descargan a la atmósfera.
Torres de enfriamiento	Tipo Tipo de tiro inducido Material Madera o FRP
Generador	Tipo Rotor cilíndrico de campo revolvente, totalmente cerrado, enfriado por aire Trifásico generador sincrónico, Potencia de salida 20 MW Voltaje 13.8 kV Factor de Potencia 0.8 (insulado) Sistema de Excitación Sin cepillos
Transformador	Transformador principal 25 MVA, 13.8 kV/ 138kV Unidad transformadora 2,000 kVA, 13.8 kV/ 480V
Subestación	Interruptor metálico 13.8 kV, 480 V centro de poder, Motor de Control central 480 V, Paneles de distribución y otros
Equipo de Control, Instrumentación y Protección	Controlador automático de la turbina, Regulador Automático de Voltaje, Paneles de instrumentación, equipo DCS, Paneles de protección Generador/Transformador, Paneles de Protección, y otros
Equipo Auxiliar	Batería y Cargador, Generador de Emergencia, y otros

3.2.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN

La subestación consiste en los transformadores principales, interruptores de 138k V y estructuras de anclaje para las líneas de transmisión. La subestación se localiza en el lado norte de la planta con el objeto de evitar los gases corrosivos de las torres de enfriamiento.

Un circuito nuevo de líneas de transmisión de 138 kV será instalado hasta la subestación de Palín 2 del INDE, aproximadamente 8 km al oeste de la planta generadora. Ver Fig. 3-2-8 y 3-2-9.

3.2.5 TRABAJOS DE CONSTRUCCIÓN

El programa de construcción para los Escenarios 1 a 3 se muestran en las Figs.3-2-10 a Fig.3-2-12. Los materiales y equipo de las instalaciones de generación se transportarán por camiones desde el Puerto de descarga hasta el lugar. El Puerto más cercano adecuado para la descarga de materiales y equipo para este proyecto es Puerto Quetzal en el Océano Pacífico. Desde el lado del Atlántico, Puerto Barrios será el puerto de entrada y descarga. Las condiciones de los caminos de los puertos hacia el lugar, son buenas, entonces es factible el transporte de equipo y materiales para las instalaciones de generación.

3.2.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

Las Tablas 3-2-2 y 3-2-3 muestran los costos estimados del proyecto para la Planta Generadora en el Sitio I (fuera de la caldera) y en el Sitio II (dentro de la caldera) respectivamente. Los costos cubren la ingeniería y diseño, materiales, transporte, trabajos de obra civil y trabajos de instalación. El proyecto incluye los siguientes componentes:

- 1) Construcción de caminos de acceso desde el camino existente hasta los sitios
- 2) Nivelación del terreno
- 3) Construcción de instalaciones de suministro y toma de agua
- 4) Perforación de los pozos de producción y reinyección e instalación de equipo en los cabezales
- 5) Construcción del sistema de recolección de fluidos y reinyección
- 6) Construcción de la planta generadora y las instalaciones relacionadas
- 7) Construcción de la subestación para la planta generadora
- 8) Construcción de la línea de transmisión
- 9) Instalaciones para Comunicación

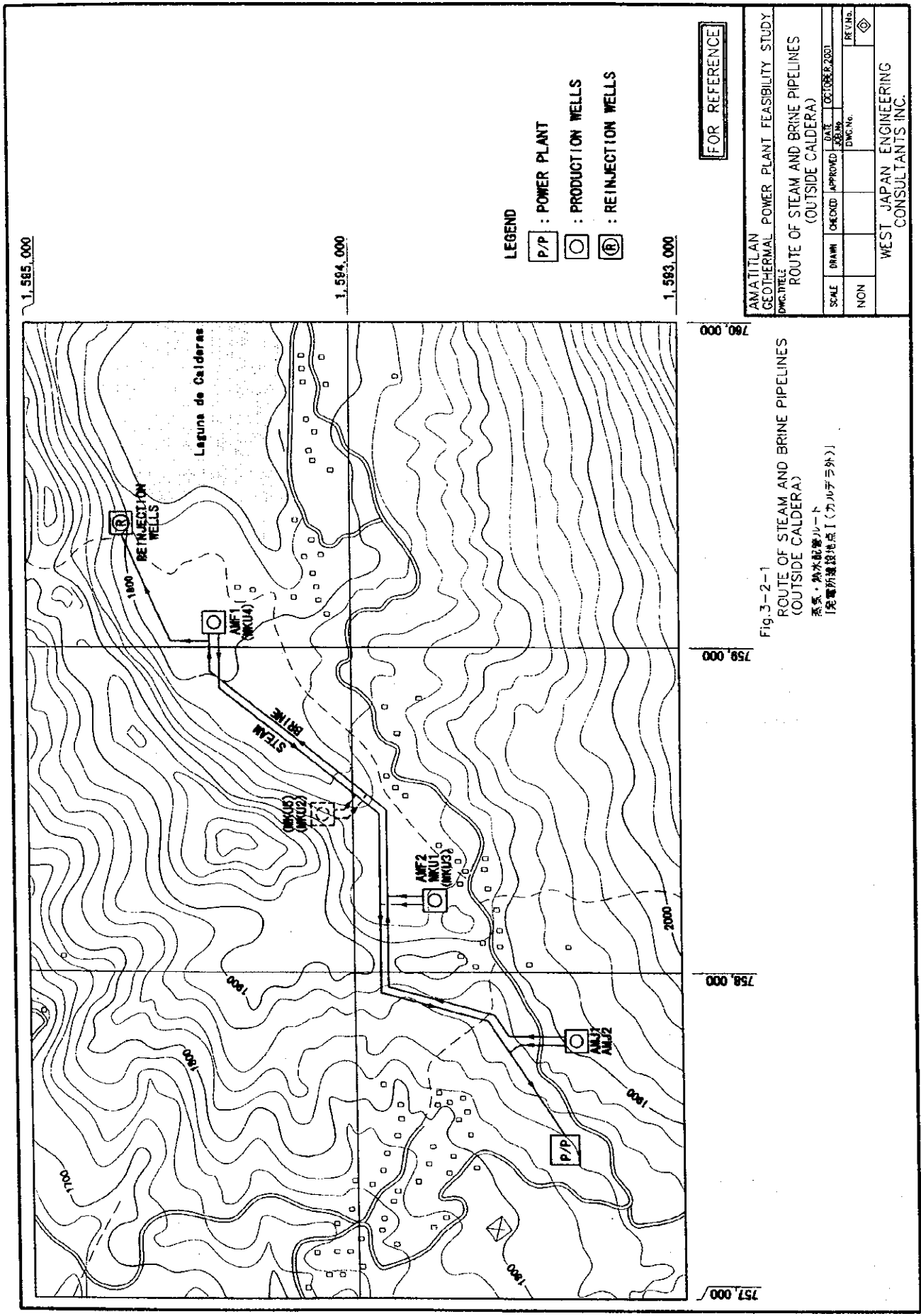
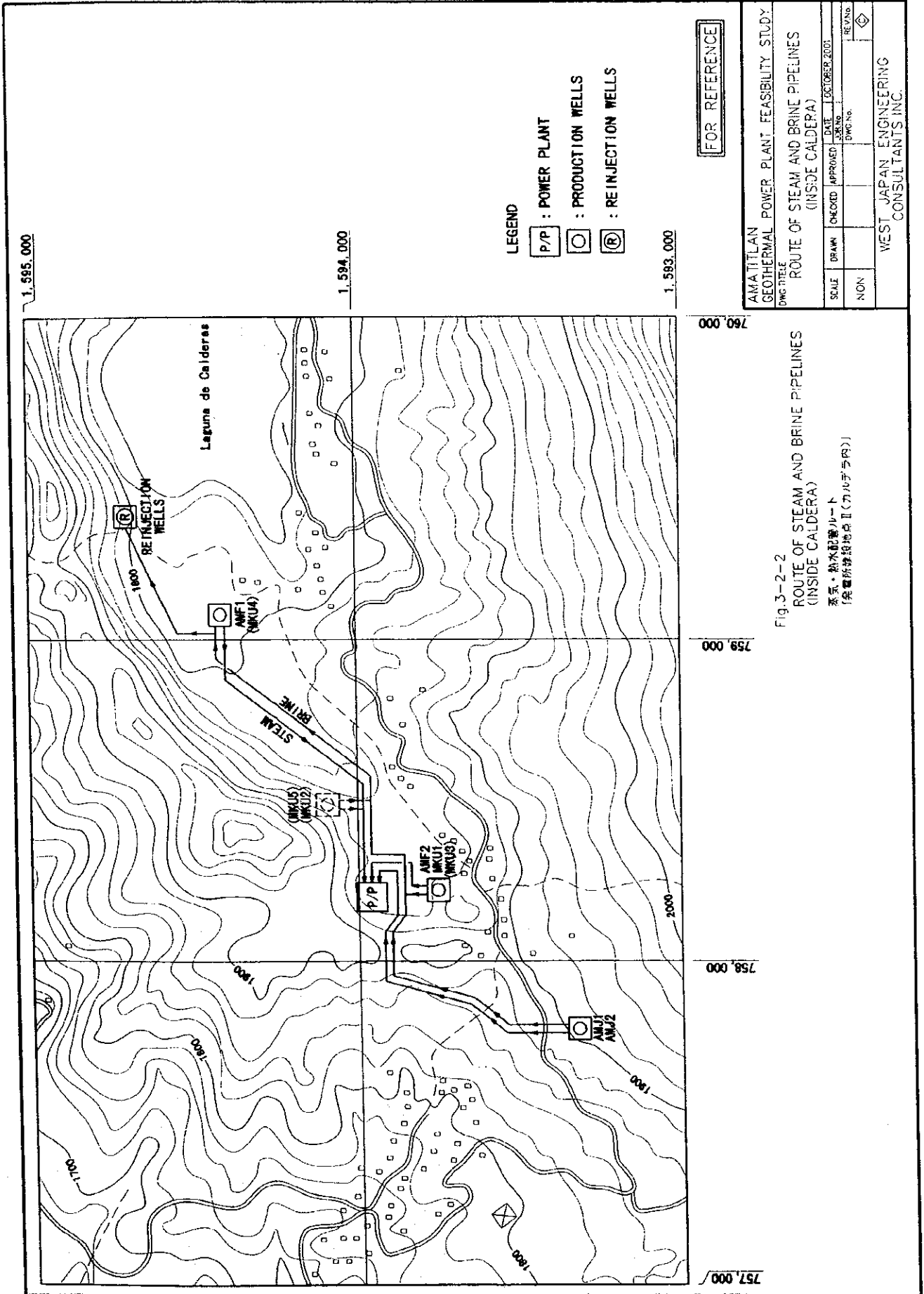


Fig. 3-2-1
ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
(OUTSIDE CALDERA)
蒸気・熱水配管ルート
[発電所選定地点(カルデラ外)]



1.595.000
1.594.000
1.593.000

FOR REFERENCE

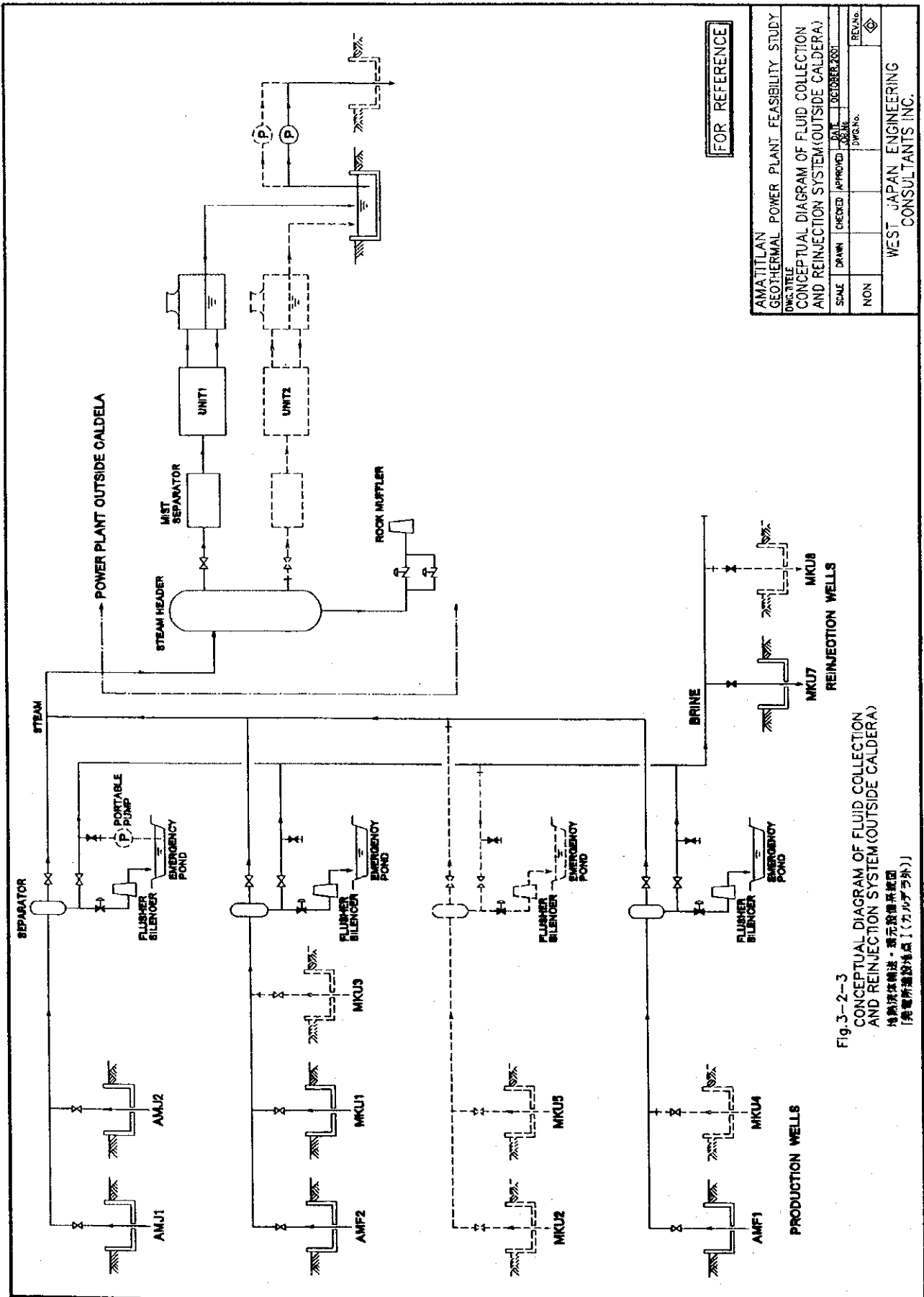
AMATITLAN
GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY
ENGINEER

ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
(INSIDE CALDERA)

SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE	REVISION
				OCTOBER, 2001	
NON				ENGINE	

WEST JAPAN ENGINEERING
CONSULTANTS INC.

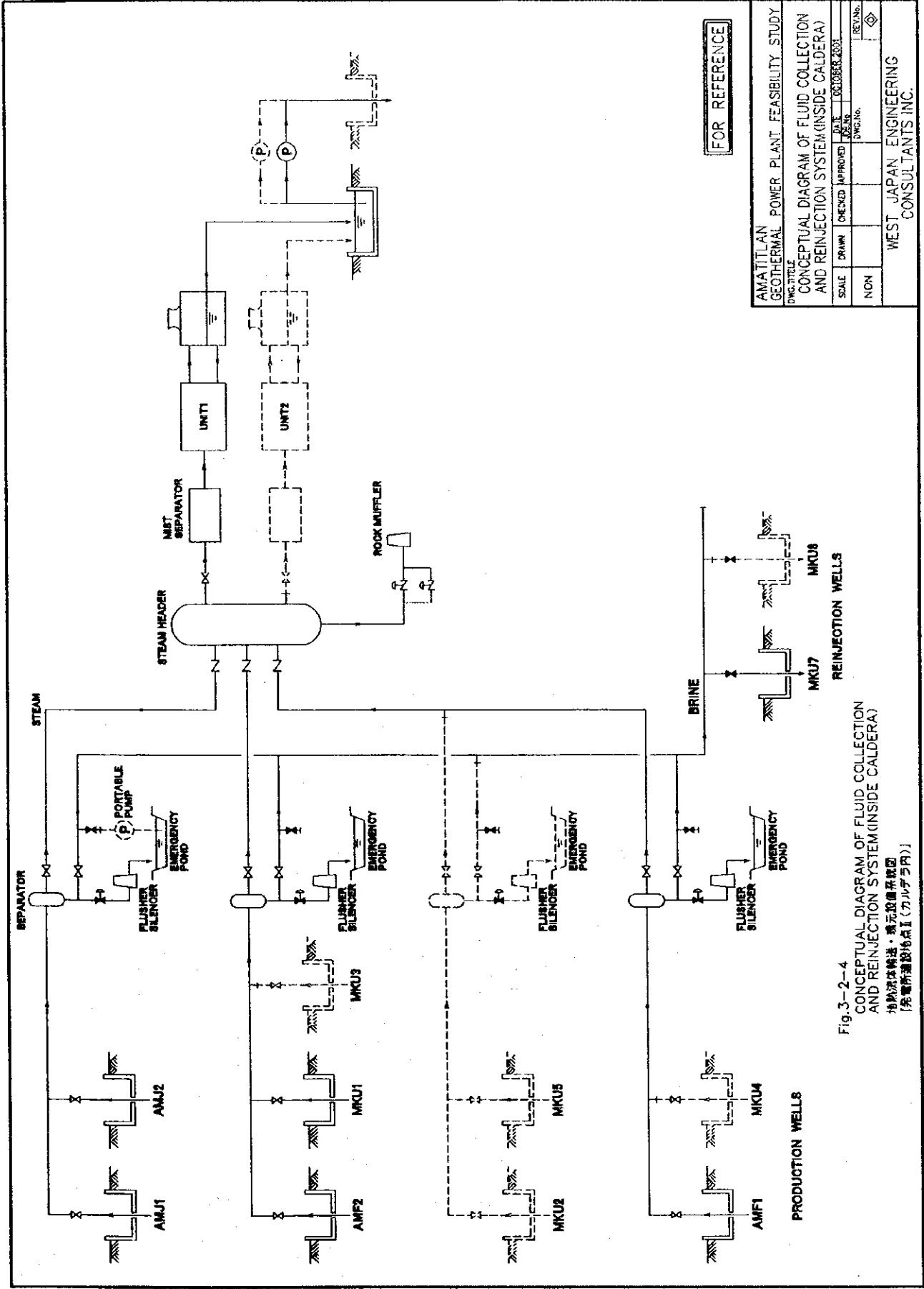
Fig. 3-2-2
ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
(INSIDE CALDERA)
系系・熱水配管ルート
[発電所建設地点Ⅱ(カルデラ内)]



FOR REFERENCE

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
DWG. TITLE			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (OUTSIDE CALDERA)			
SCALE	DRWN	CHECKED	DATE
NON			DEC 08 1983
			DWG. No.
			REV. No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

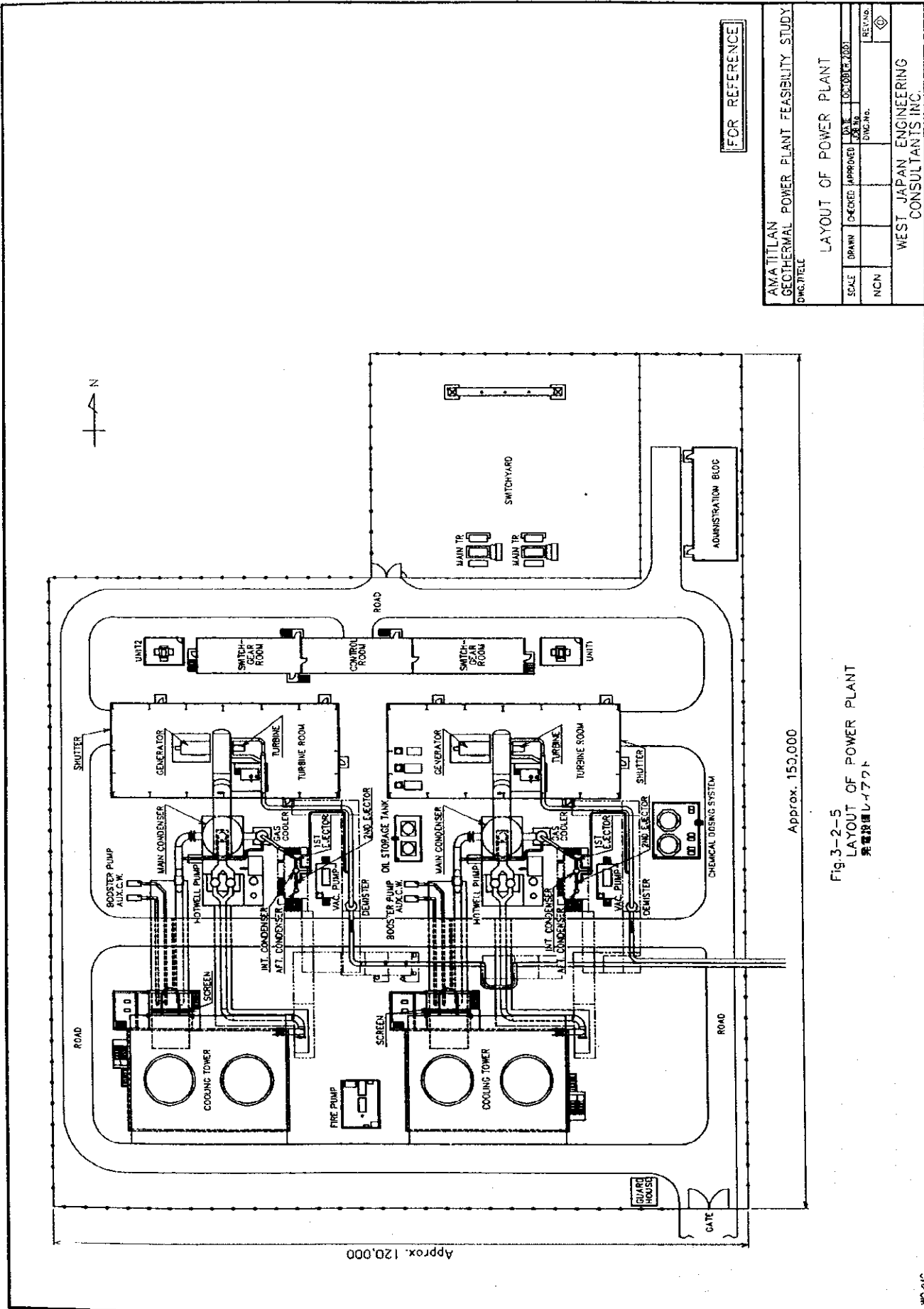
Fig. 3-2-3
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (OUTSIDE CALDERA)
 特熱液の集積・還元設備概略図
 [発電所建設地外(カ Caldera 外)]



FOR REFERENCE

AMATITILAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
Dwg. TITLE			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
		DATE	REV. No.
		10 OCTOBER 2007	
		DWG. No.	REV. No.
			◇
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-4
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)
 地熱流体集注・還元設備系統図
 [発電所建設地点Ⅱ(カルデラ内)]



FOR REFERENCE

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY DWG. TITLE			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NCN			
LAYOUT OF POWER PLANT		DWG. No.	REV. No.
			①
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-5
LAYOUT OF POWER PLANT
発電設備レイアウト

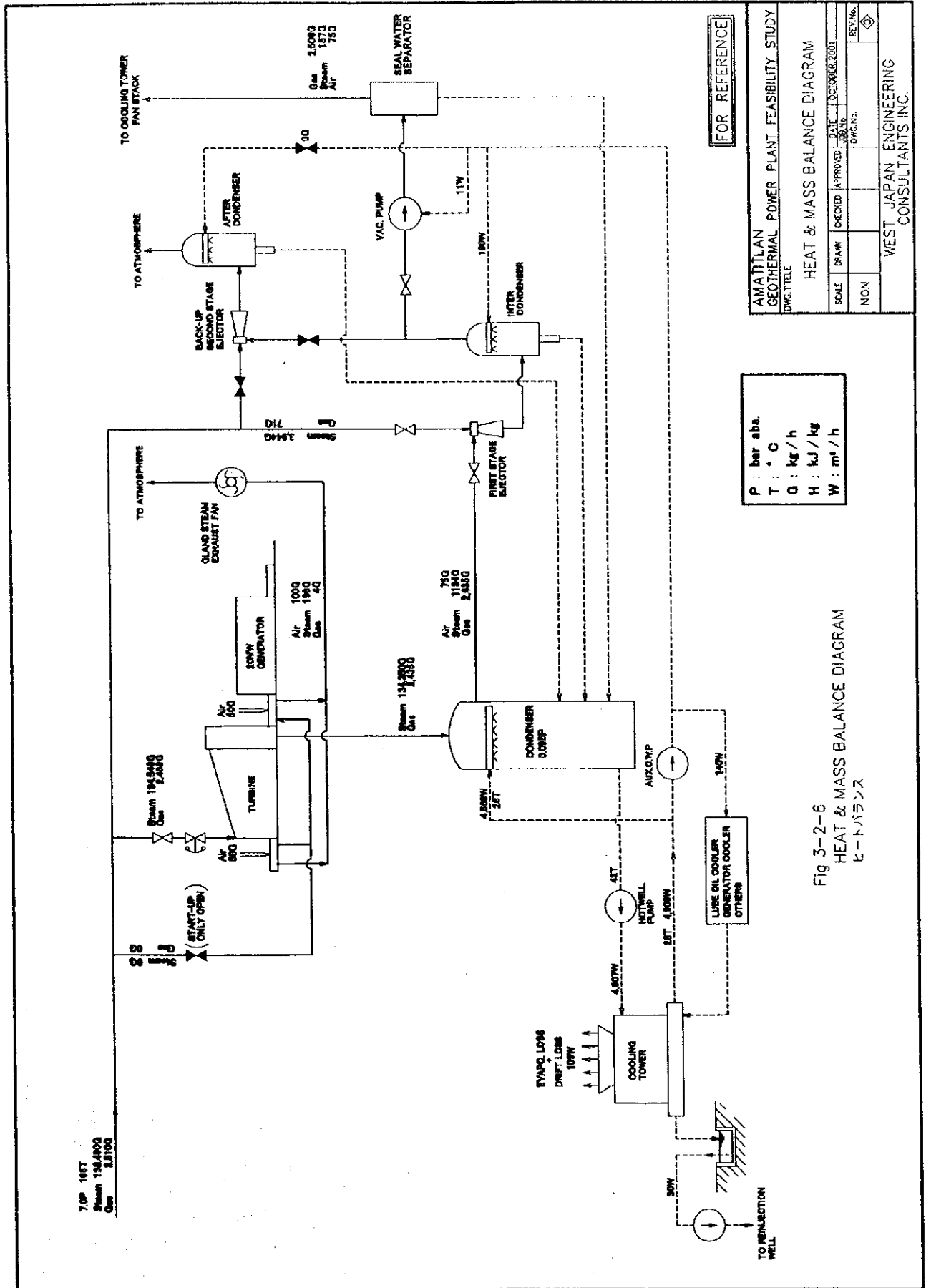
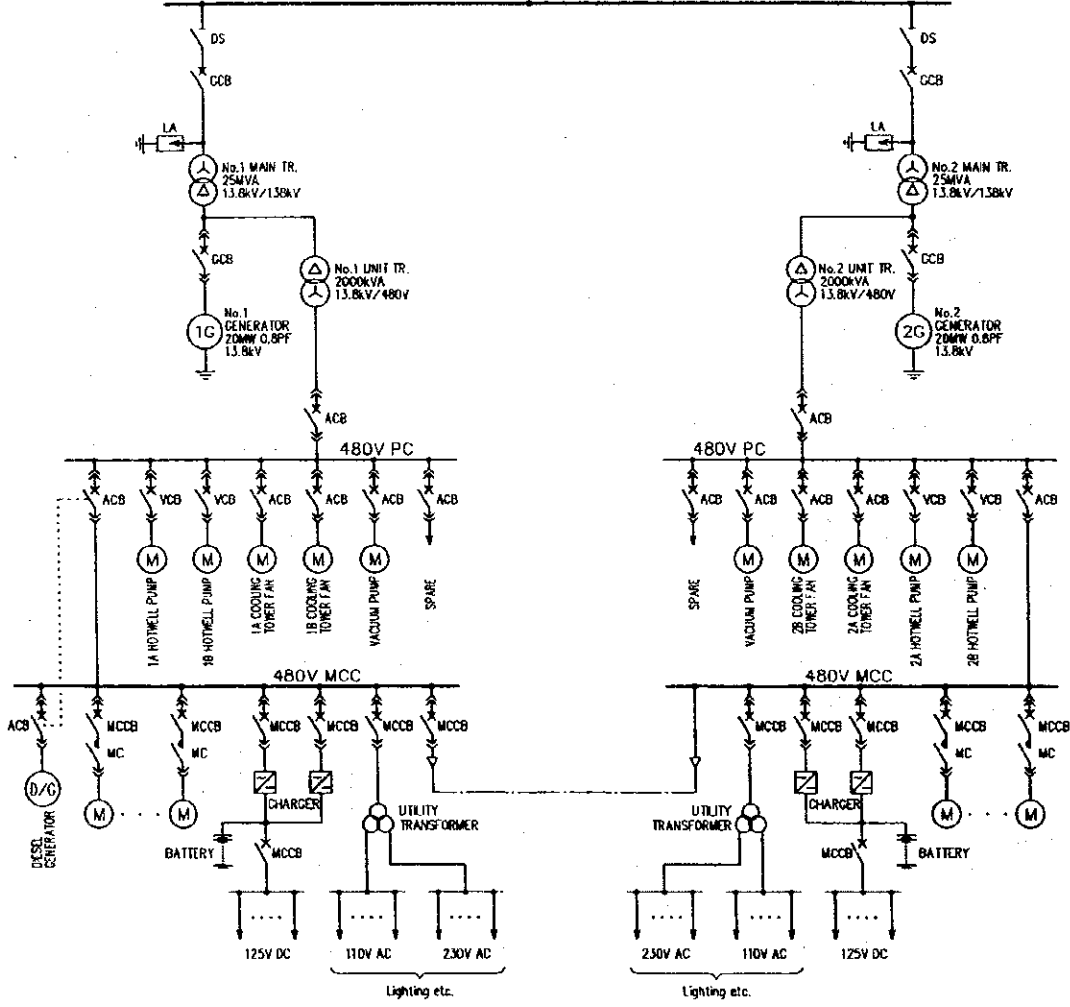
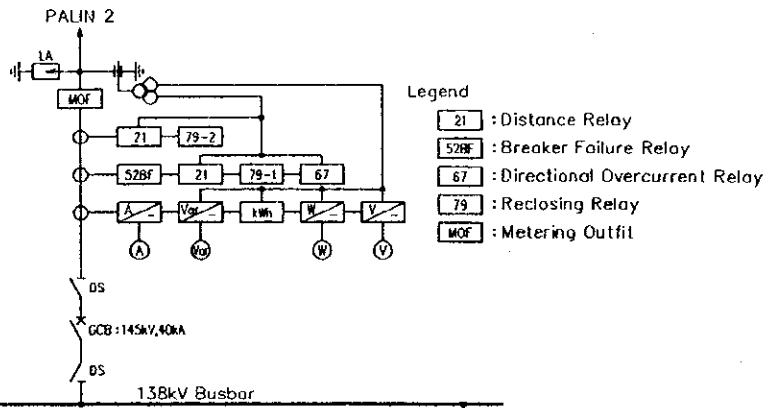


Fig 3-2-6
 HEAT & MASS BALANCE DIAGRAM
 ヒートバランス



FOR REFERENCE

Fig 3-2-7
所内単線結線図
SINGLE LINE DIAGRAM

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY					
DWG. TITLE					
SINGLE LINE DIAGRAM					
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE	DC (08/01/2001)
NON				DWG.No.	REV.No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.					

WD/MC

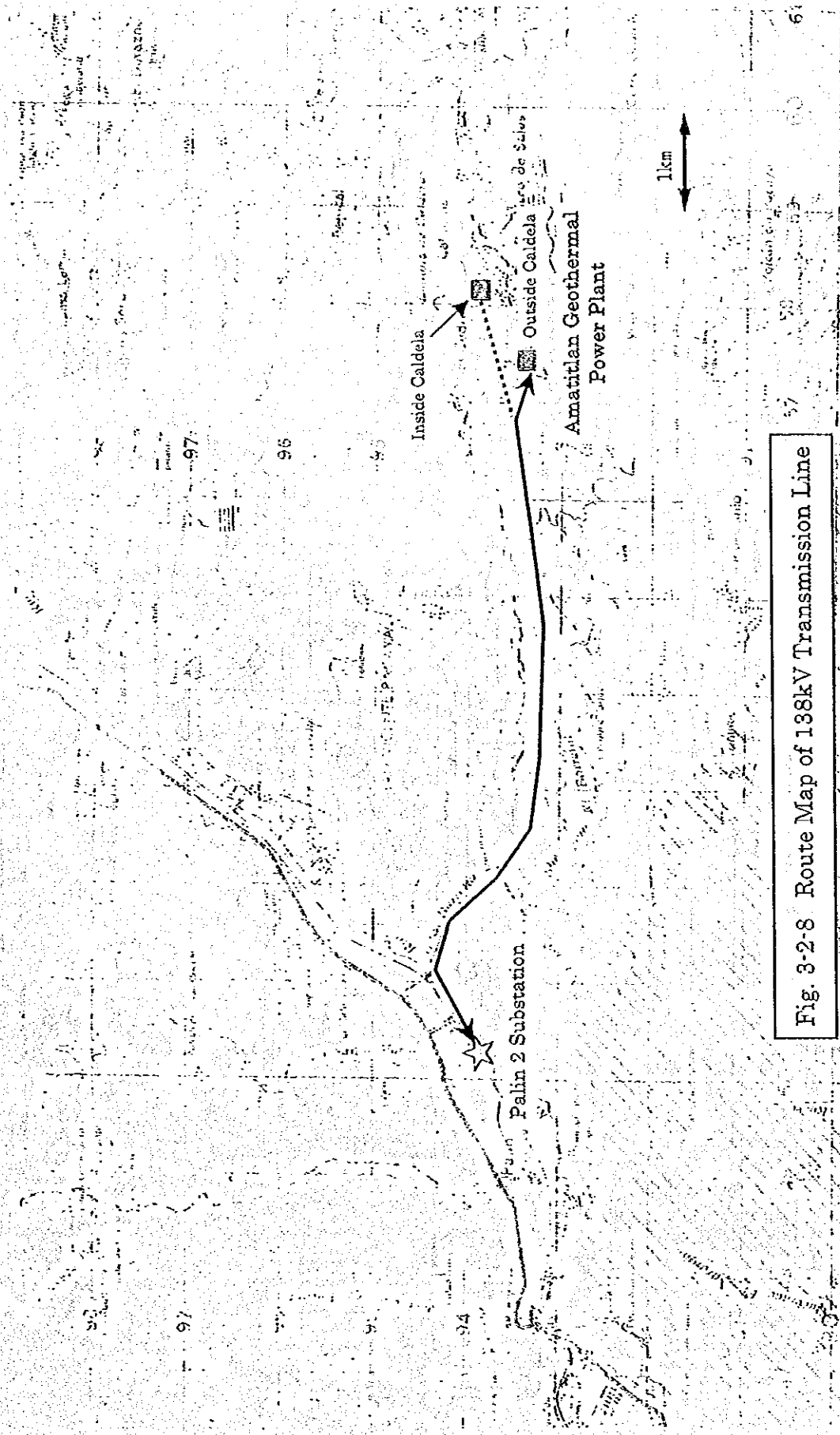
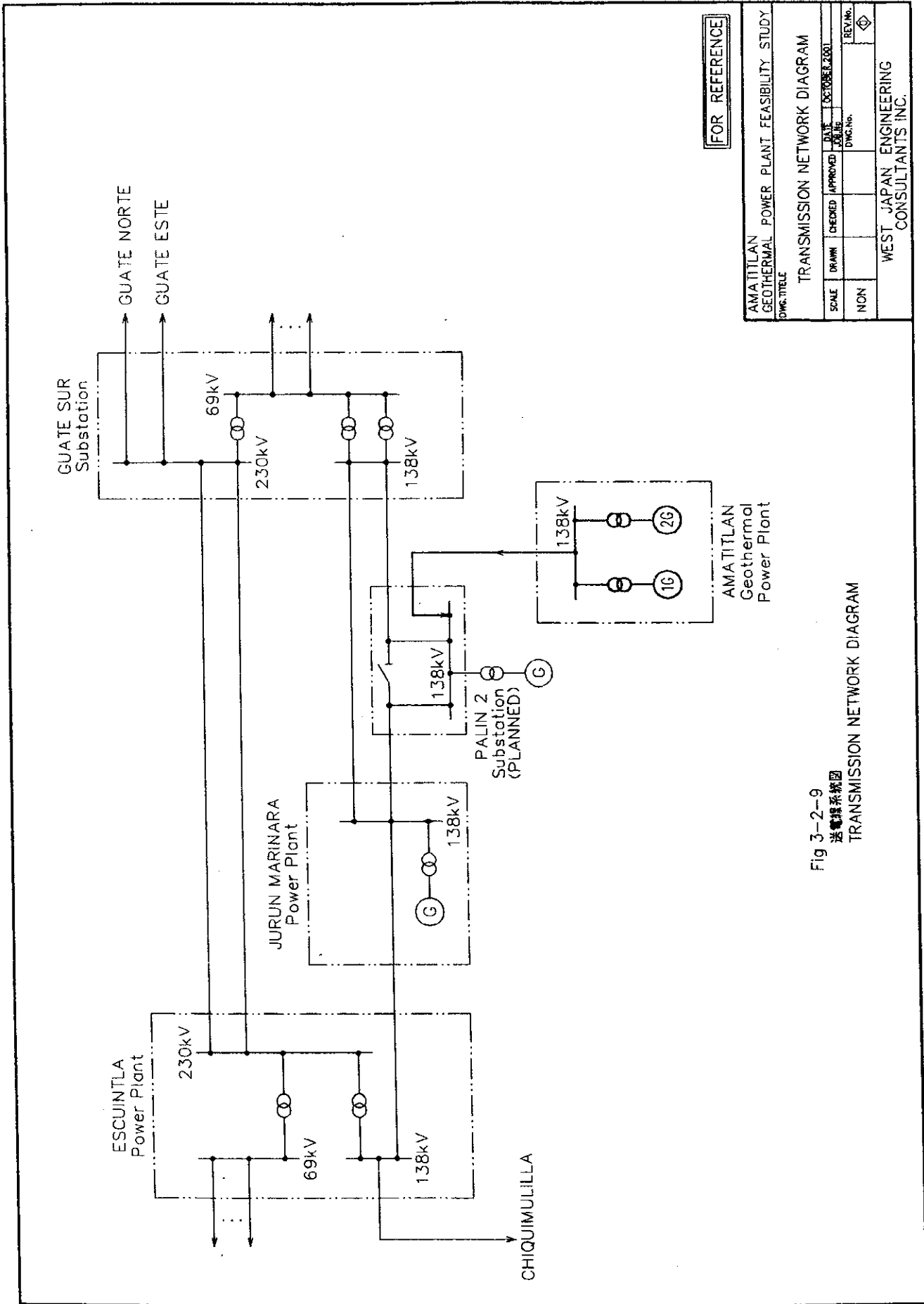


Fig. 3-2-8 Route Map of 138kV Transmission Line



FOR REFERENCE

AMATILAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY
DWG. TITLE

TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM

SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE	REV. No.
NCN				16 OCTOBER 2001	

WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.

Fig 3-2-9
送電線系統圖
TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM

Fig. 3-2-10 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 1)
建設計画 (CASE 1)

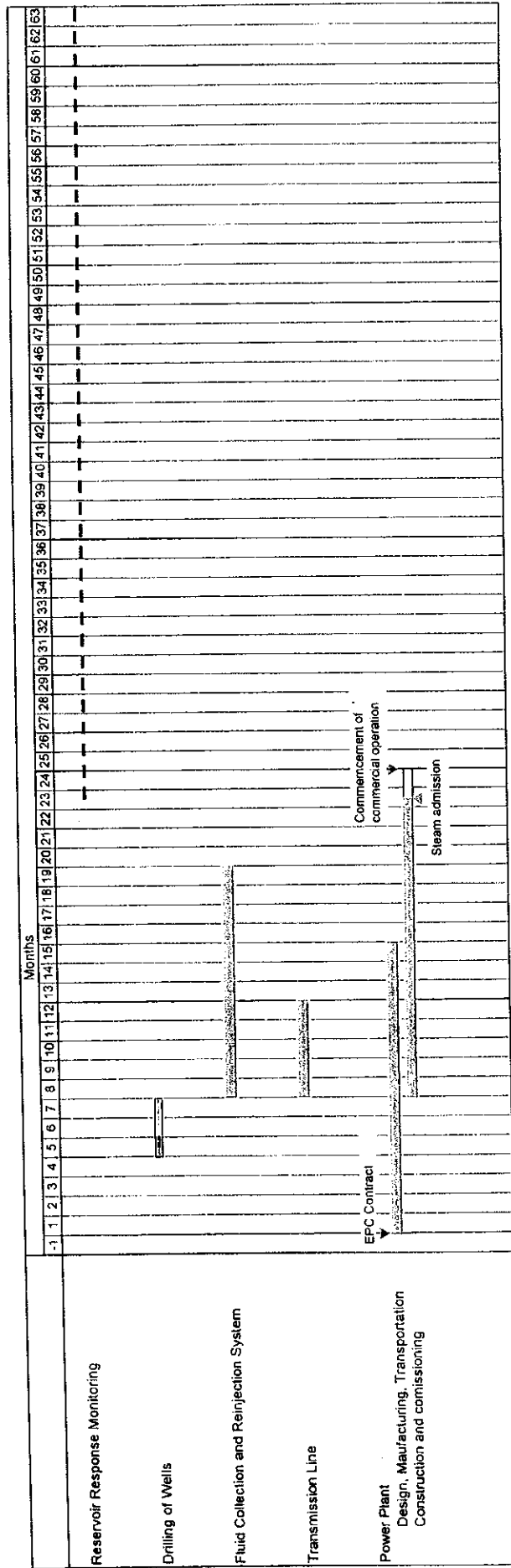


Fig. 3.2-11 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 2)
建設計画 (CASE 2)

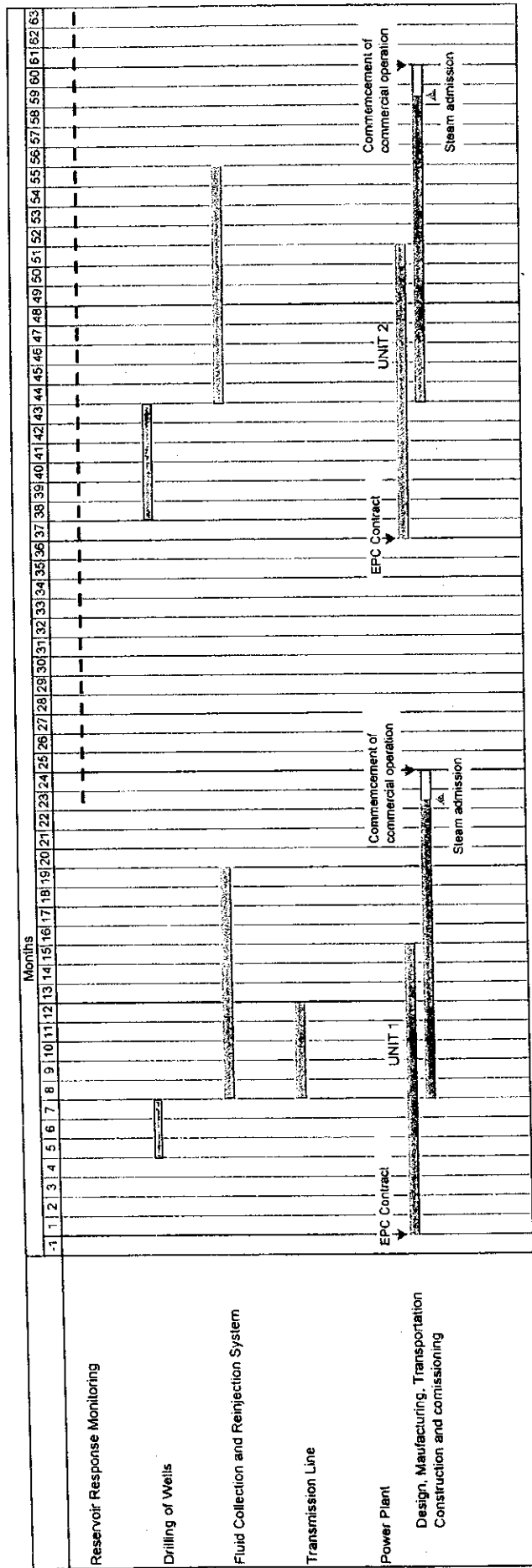


Fig. 3-2-12 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 3)
建設計画 (CASE 3)

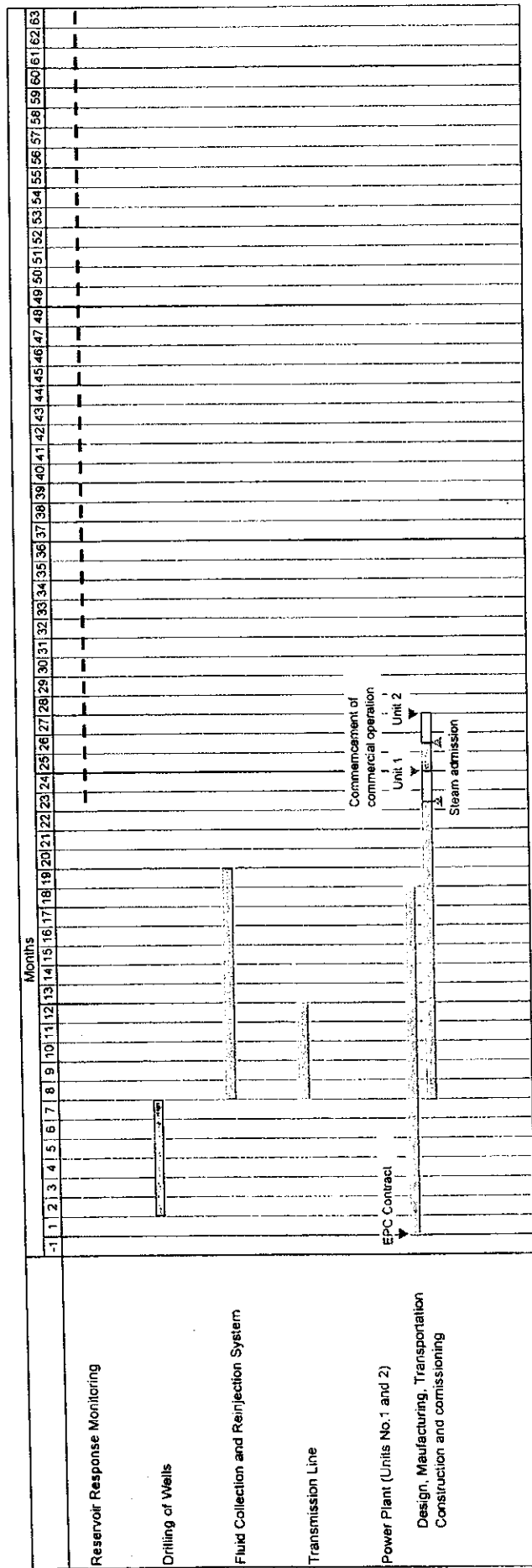


Table3-2-1 Estimated Project Cost (Plant Site I, Outside Caldera)
 工事費見積 (発電所建設地点 I : カルデラ外)

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1. Well Drilling			
Base cost	3.20	9.60	8.00
Price contingency	0.09	0.68	0.25
Physical contingency	0.16	0.51	0.41
2. Fluid Collection and Reinjection System			
Base cost	10.10	11.00	11.00
Price contingency	0.30	0.39	0.33
Physical contingency	0.52	0.57	0.57
3. Power Plant			
Base cost	29.15	55.65	53.00
Price contingency	0.88	3.35	1.76
Physical contingency	0.90	1.77	1.64
4. Transmission Line and Substation			
Base cost	2.90	3.50	3.50
Price contingency	0.09	0.14	0.11
Physical contingency	0.09	0.11	0.10
5. Geoscientific, General and Administrative Cost			
Base cost	5.46	10.92	7.55
Price contingency	0.16	0.67	0.26
Physical contingency	0.28	0.58	0.39
6. Land Acquisition and Compensation			
Base cost	0.75	1.50	1.50
Price contingency	0.02	0.08	0.05
Physical contingency	0.04	0.08	0.08
Project Cost Total			
Base cost	51.56	92.17	84.55
Price contingency	1.54	5.31	2.76
Physical contingency	1.99	3.62	3.19
TOTAL	55.09	101.10	90.50

Table3-2-2 Estimated Project Cost (Plant Site II, Outside Caldera)
 工事費見積 (発電所建設地点Ⅱ：カルデラ内)

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1. Well Drilling			
Base cost	3.20	9.60	8.00
Price contingency	0.09	0.68	0.25
Physical contingency	0.16	0.51	0.41
2. Fluid Collection and Reinjection System			
Base cost	7.30	8.20	8.20
Price contingency	0.22	0.31	0.25
Physical contingency	0.38	0.43	0.42
3. Power Plant			
Base cost	29.15	55.65	53.00
Price contingency	0.88	3.35	1.76
Physical contingency	0.90	1.77	1.64
4. Transmission Line and Substation			
Base cost	3.10	3.70	3.70
Price contingency	0.09	0.14	0.11
Physical contingency	0.10	0.12	0.12
5. Geoscientific, General and Administrative Cost			
Base cost	5.46	10.92	7.55
Price contingency	0.16	0.67	0.26
Physical contingency	0.28	0.58	0.39
6. Land Acquisition and Compensation			
Base cost	1.20	2.40	2.40
Price contingency	0.02	0.12	0.07
Physical contingency	0.06	0.13	0.12
Project Cost Total			
Base cost	49.41	90.47	82.85
Price contingency	1.46	5.27	2.70
Physical contingency	1.88	3.54	3.10
TOTAL	52.75	99.28	88.65

3.3 Estudio de Impacto Ambiental

3.3.1 Resultados del Monitoreo Ambiental durante la perforación de los pozos y la prueba de los mismos

3.3.2 Estudio de Impacto Ambiental

3.3.3 Recomendaciones Generales para el Próximo Proyecto

3.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

3.3.1 Resultados del Monitoreo Ambiental durante la perforación de los pozos y la prueba de los mismos

Del Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 y su prueba de producción, localizados en el área geotérmica de Amatitlán, se puede concluir lo siguiente.

- a. En lo que respecta a las muestras de agua de arroyos, pozos someros menores de 50 m de profundidad y el agua de la Laguna de Calderas, no existe evidencia de que se encuentren afectados por la perforación de los pozos AMJ-1&2.
- b. La concentración total de H₂S alrededor de la plataforma de perforación, fue relativamente baja, y su concentración durante la prueba de producción del pozo AMJ-2 estuvo por debajo de las 0.010ppm.
- c. La concentración máxima de H₂S relacionada con la operación de la actual planta geotérmica (5MW) fue de 0.010ppm, y otras concentraciones medidas alrededor de la planta fueron bastante bajas.
- d. En todos los puntos de monitoreo fuera del área de la plataforma, los niveles de ruido fueron casi los mismos que el nivel de fondo, aún en las zonas residenciales cercanas.
- e. El lodo y los recortes de perforación fueron enterrados. La totalidad del fluido geotérmico se reinyectó en un pozo perforado para el efecto, y su drenaje fue conducido a la fosa de desechos.

3.3.2 Evaluación de Impacto Ambiental

1. Fuentes de agua

Como se mencionó anteriormente, durante el monitoreo ambiental no se identificaron fuentes de agua que pudieran ser afectadas ambientalmente por la perforación de los pozos. Aún así, puede haber alguna influencia debido al agua de desecho o drenajes de los lugares de trabajo cuando se construya la nueva planta, debido a la topografía de esta área, que muestra una estructura de cuenca, que en su elevación menor se encuentra ocupada por la Laguna de Calderas, especialmente si va a ser construida dentro de la estructura caldérica. Por lo tanto, se recomienda desde este punto de vista, lo siguiente.

a. Disposición de los fluidos geotérmicos calientes

La cantidad total de fluidos descargados de los cuatro pozos productores (AMF-1&2 y AMJ-1&2) alcanzará las 165t/h. Los contenidos de elementos tóxicos, tales como As (7-8ppm), B (40-50ppm) son bastante altos en los fluidos geotérmicos, por lo tanto, estos deben ser devueltos al subsuelo por medio de pozos reinyectores. Esta reinyección del fluido geotérmico, también ayuda en la recarga del reservorio, para mantener la presión en el mismo.

b. Disposición del flujo excedente de agua del sistema de enfriamiento

Por el momento no se puede estimar la presencia y la calidad del agua a utilizarse en la torre de enfriamiento de la futura planta generadora. La calidad del agua depende de las características generales del condensado. Las concentraciones de As y Hg en el condensado de los dos pozos geotérmicos AMJ-1 y AMJ-2, son menores que el límite (As: 0.1mg/l, Hg: 0.05mg/l) para procesos con agua de desecho según las normas ambientales del BM, pero las concentraciones de estos son ligeramente mayores que el límite (As : 0.001ppm, Hg : 0.001ppm) establecido por la OMS para el agua potable. Las concentraciones de As, Hg y B en el condensado de vapor de los promedios mundiales de los fluidos geotérmicos, son también ligeramente mayores que los estándares de la OMS para el agua potable.

Como una etapa de la operación de una planta generadora, se agrega un tipo de químicos como el "Biocide" al sistema de agua de enfriamiento, para prevenir la aparición de algas y bacterias oxidantes. Debido a esto, el exceso de agua del sistema de enfriamiento deberá ser reinyectado en otro pozo reinjector.

c. Disposición de aguas de desecho y drenajes en el área de trabajo

La totalidad del agua de desecho y los drenajes del área de trabajo, deberán ser dispuestos en un estanque y neutralizados tal y como se hace el tratamiento durante la perforación de los pozos.

d. Disposición de lodos de perforación y otros desechos

El lodo de perforación y los fluidos de perforación, así como los recortes de perforación, deben ser conducidos primeramente a la fosa de lodos, y luego de su evaporación, los desechos deben ser enterrados como forma de tratamiento de las labores de perforación de pozos.

2. Emisión de sulfuro de hidrógeno

a. Concentraciones de H₂S en los pozos en la etapa de perforación

La concentración total de H₂S durante la apertura de los pozos (Nov.27, 2000) fue menor de 0.010ppm. Estas concentraciones son extremadamente bajas si se comparan con las normas establecidas en las normas ambientales del BM (Banco Mundial) para sitios industriales, la cual es de 10ppm. Aún así, debe tomarse en cuenta cómo liberar a la atmósfera de forma segura el contenido de H₂S, debido a que el olor de H₂S es detectable aún en concentraciones muy bajas, por debajo de 0.3ppm. A propósito, la planta existente de 5 MW que usa el vapor producido por los pozos AMF-1 y 2 ha estado generando, con una concentración de H₂S en el área cercana de cerca de 0.012ppm (Máxima) lo cual es un valor bastante bajo.

b. Propiedades del H₂S

Por lo general, el gas sulfuro de hidrógeno (H₂S) existe en todos los campos geotérmicos y se identifica por un característico olor a huevo

podrido, el cual es detectable con concentraciones muy bajas, incluso menores que 0.3ppm. El H₂S es un gas pesado si se compara con el aire, y además sumamente inflamable y de alta toxicidad. Debido a su olor desagradable y a su nivel de toxicidad, se debe mantener controlado y muy bajo en los lugares de trabajo y en las áreas residenciales. El valor estándar establecido por las normas ambientales del BM (Banco Mundial) para industrias y por la TLVACGIH (Valores límites umbrales de la Conferencia Americana de Higienistas del Gobierno y la Industria, por sus siglas en inglés) es de 10ppm. Cuando la concentración se incrementa, el olor se vuelve más dulce y finalmente desaparece por encima de las 105ppm. Como consecuencia de una exposición de una hora a una concentración mayor de 600 ppm de H₂S, una persona puede morir. El H₂S es un tipo de gas pesado, por lo que se acumula en áreas a ras del suelo, y puede viajar alguna distancia a través de canales, conductos o tuberías sin una importante dilución o mezcla con el aire. Por lo tanto, se puede decir que la concentración de H₂S en circunstancias ambientales está afectada por las condiciones atmosféricas. La concentración se incrementará cuando el viento es débil, decrecerá con la temperatura atmosférica y se incrementa con la humedad. Por consecuencia, la concentración de H₂S en el sitio de desarrollo geotérmico, será controlada por las condiciones atmosféricas como el viento, temperatura y humedad.

Los efectos del H₂S en un ambiente a nivel más extenso, probablemente se limitarán principalmente a efectos secundarios en cualquier gas no oxidado que permanezca como sulfuro de hidrógeno en el agua de lluvia, y a la contaminación potencial de las aguas superficiales. Así, parte del H₂S se convertirá en ácido sulfúrico, siendo uno de los componentes de la lluvia ácida, aunque no se ha establecido una relación directa entre la emisión de H₂S y la acidificación del agua de lluvia.

c. Evaluación de las emisiones de H₂S

1) Condiciones del caso de estudio

- Capacidad instalada de la nueva planta : 20,000kW
- Consumo de vapor para la generación : 146t/h
- Contenido de gases no condensables en el vapor : 2.1wt%
- Concentración de H₂S en los gases NC. : 5.8%
- Volumen de aire de escape de la torre de enfriamiento : 2.6×10^6 Nm³/h

2) Estimación de las emisiones de H₂S

- Flujo de gas : $146 \times 2.1/100 = 3.066$ t/h
- Emisión de H₂S : $3.066 \times 5.8/100 \times 10^{-3} = 178$ g/h
- Emisión total de H₂S : $178 \times 22.4/34 = 117$ Nm³/h

3) Estimación de la emisión de H₂S del agua de enfriamiento

- Concentración de H₂S en el escape de la torre de enfriamiento :

$$117/2.6 \times 10^6$$

$$\times 10^6 = 45 \text{ ppm}$$

4) Comparación de las emisiones de H₂S

La emisión total de H₂S (117Nm³/h) y la concentración de H₂S (45ppm) en el escape de la torre de enfriamiento, se examinó para el caso de una potencia de 20 MW. Luego, los valores estimados se compararon con los de otras plantas geotérmicas existentes. La Tabla 3-3-1 muestra los resultados de esta comparación. De ello se infiere que las concentraciones estimadas de H₂S alrededor de la planta no serán comparativamente altas.

d. Planes para la mitigación de la emisión de H₂S

Se asumió que la concentración de H₂S del escape de la torre de enfriamiento es bastante baja en comparación con la de otras plantas existentes. En el ambiente, la concentración de H₂S alrededor del área de desarrollo no excederá el límite de 10ppm que ha sido establecido por las normas ambientales del BM y del TLVACGIH. Aunque la concentración de H₂S en el sitio puede ser controlada por factores atmosféricos, tales como vientos, temperatura y humedad, así como ser afectada por la topografía. Por lo tanto, es aconsejable que la planta generadora sea instalada fuera del borde caldérico de Laguna Calderas.

Las opciones generales de planificación para la mitigación de las emisiones de H₂S para la generación de energía eléctrica, se resumen en los siguientes temas;

- Aumentar el tiro forzado para lograr una mejor dilución y diseminación.
- Adoptar un sistema de recolección en la torre de enfriamiento para una buena dilución.
- Adoptar un sistema completamente cerrado como el de las plantas binarias.
- Adoptar un instrumento de abatimiento de H₂S.

3. Ruido

Para las pruebas de producción del pozo AMJ-1 (totalmente abierto), el nivel máximo de ruido fue de 116dB a la par del cabezal del pozo, en el punto No.5 que está en la entrada de la plataforma (a unos 100 m de esta) se midieron niveles de 76 – 88dB. Este nivel excede el nivel de ruido de fondo, pero es casi el mismo nivel de ruido típico de fondo en una gran ciudad (1993, A.Freeston). El impacto de ruido en el aspecto ambiental, depende de la relación entre el nivel de ruido y la distancia al área residencial. El nivel de ruido en los alrededores del área residencial durante la prueba de apertura del pozo AMJ-2 fue de 58dB, es muy similar al nivel de ruido de fondo.

Los niveles de ruido cuando la planta esté instalada y operando en condiciones normales no excederá los niveles de ruido registrados durante las

pruebas de producción (apertura) de los pozos.

Cuando la planta generadora sea instalada en un sitio adyacente o cercano a la plataforma de los pozos de producción AMJ-1 y 2 (fuera del borde de la caldera), los niveles de ruido en el área residencial, no excederán los estándares establecidos en la guía ambiental del BM para industrias, dada la relación entre los niveles de ruido y la distancia actual a la zona residencial.

3.3.3 Recomendaciones Generales para el Próximo Proyecto

- a.** deben implementarse actividades educativas relacionadas con el desarrollo geotérmico, con las comunidades locales, en caso de continuarse el proyecto.
- b.** Se debe prestar especial atención a la recuperación o reparación de las obras y trabajos relacionados con el proyecto que hayan afectado de alguna manera el medio ambiente.
- c.** En el caso de un programa para un futuro desarrollo, a través de la construcción y operación de una planta generadora, se debe implementar continuamente lo establecido en la Evaluación de Impacto Ambiental.
- d.** En el caso de una nueva evaluación en un futuro EIA, se deben implementar los siguientes aspectos, a) un plan de monitoreo de impactos ambientales (aire, agua, ruido) b) un plan de mitigación de impactos ambientales, durante la preparación de los trabajos de perforación, perforación y pruebas de producción c) Plan de protección y seguridad a la salud humana antes y durante la perforación, y en las pruebas de producción. Para el monitoreo del aire, agua y ruido, se debe capacitar a personal para técnicas de medición así como contar con los instrumentos y detectores para mediciones adecuadas.

Table 3-3-1 Comparison on Total H₂S Emission and H₂S Concentration
with Other Existing P/P

総 H₂S 排出量と H₂S 濃度の他の地熱発電所との比較

Name of Power plant	Out Put (MW)	H ₂ S Concentration at cooling tower (ppm)	H ₂ S Emission (Nm ³ /h)	Predicted H ₂ S around P/P (ppm)
Amatitlan	(20)	45	117	—————
A	27.5	62~120	58	0.03~0.06
B	50	14~120	140	0.006~0.008
C	65	49~110	~730	0.141~0.193
D	55×2	6~10	128	0.006~0.007

3.4 Evaluación Económica y Financiera

3.4.1 Necesidades del Proyecto

3.4.2 Solución del menor costo

3.4.3 Evaluación Financiera

3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

3.4.1 Necesidades del proyecto

1. Demanda de Potencia

La capacidad instalada en el país a finales de 1999 fue de aproximadamente 1,380 MW mientras que el consumo de energía alcanzó 5,348 GWh con una demanda pico de 1,049 MW. INDE proyecta un crecimiento de la demanda en un promedio de 7.7% a 8.0% en los próximos 10 años en su escenario medio. Cuando este proyecto se finalice, en el año 2005 o 2006, las proyecciones indican una capacidad total instalada de 1,600 MW, unos 200 MW adicionales de capacidad serán necesarios. Entonces, tomando en cuenta que debido a su edad, algunas instalaciones de generación podrían ser retiradas en el corto plazo, la instalación de unidades geotérmicas con una capacidad de 20 MW x 2 será muy significativa para un suministro estable de potencia y una diversificación del sistema debido a que las plantas geotérmicas pueden generar con un factor de planta alto utilizando una fuente de energía local.

2. Uso efectivo de la Energía Renovable

La energía geotérmica utiliza un recurso propio como fuente de energía renovable. Una vez sean instalados 40 MW de energía geotérmica, se puede eliminar la generación de energía por medio de plantas diesel con un equivalente anual de generación de 308 GWh y el ahorro en combustibles y por lo tanto el ahorro de divisas podría ser de 30.2 millones de US\$ anualmente.

Adicionalmente, considerando que la energía geotérmica elimina la producción de CO₂ producida en gran cantidad por la combustión de combustibles fósiles quemados para la generación de energía térmica, se ha puesto gran atención a la energía geotérmica, la cual puede contribuir en alto grado a la preservación global del ambiente. Entonces, una vez que las transacciones de CO₂ entre países desarrollados, de acuerdo con el Protocolo de Kyoto puedan realizarse, el país podría negociar la reducción de CO₂ con estos proyectos de energía geotérmica.

3.4.2 Solución del menor costo

1. Comparación de los Costos Unitarios de construcción y generación por kW

Tabla 3-4-1 Costos Unitarios de Construcción y Generación por Kw

Caso	Dentro de la Caldera			Fuera de la Caldera		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Potencia Total, MW	20	40	40	20	40	40
Costos Unitarios de Construcción, \$/kW	2,471	2,262	2,071	2,578	2,304	2,114
Costos de Generación, USCent/kWh	4.73	4.11	3.82	4.89	4.17	3.88
Considerando la inversión de los pozos existentes. USCent/kWh	5.33	4.41	4.12	5.50	4.48	4.19

2. Conclusión

Tal como se muestra en la tabla anterior, el Caso 3 Dentro de la Caldera, la construcción de unidades en paralelo 20 MW x 2 proporciona el menor costo para ambos, los costos unitarios de construcción y de generación por kW. Mientras tanto, no existe una gran diferencia entre las instalaciones dentro y fuera de la caldera, 0.16 cent/kWh para el Caso 1 y 0.06 cent/kWh para los Casos 2 y 3. Entonces, la selección entre la instalación dentro o fuera de la caldera deberá realizarse en la práctica tomando en cuenta una detallada investigación en cuanto a la adquisición de tierras, compensaciones, etc.

Entonces, se concluye que el desarrollo de la energía geotérmica en el país es una buena solución económica importante de alcanzar.

3.4.3 Evaluación Financiera

1. Costos del Proyecto y Contingencias

Tabla 3.4-2 Costo del Proyecto

(Unidad: Millones de US\$)

Caso	Dentro de la Caldera			Fuera de la Caldera		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Costo Base	49.41	90.47	82.85	51.56	92.17	84.55
Precio de contingencia	1.46	5.27	2.70	1.54	5.31	2.76
Contingencia física	1.88	3.54	3.10	1.99	3.62	3.19
Costo del Proyecto	52.75	99.28	88.65	55.09	101.10	90.50

2. Condiciones financieras y costo de oportunidad del capital

Tabla 3.4-3 Condiciones del Préstamo

	Banco Japonés	Banco Interamericano de Desarrollo
Moneda	US\$	US\$
Participación	40%	60%
Tasa de Interés	6.03% +3.08%	8.0%
Tiempo de pago	12 años	20 años
Periodo de gracia	2 años (3 años) *	2 años (3 años)

Nota * : El período de gracia para el Caso 3 se considera de 3 años debido a que el periodo de construcción está programado para 2.5 años.

De la tabla anterior, el CPPC (costo promedio ponderado del capital) llega a 8.44% y este valor es el costo de oportunidad del capital para compararlo con la TIRF

3. Otras condiciones para la evaluación

Precio de Vapor: 1.1 US Cent/kWh

Precio de la energía: 8.0 US Cent/kWh

Depreciación: Método de depreciación en línea recta sin valor de rescate.

Campo por 10 años

Planta generadora por 20 años

Impuestos: 31% como utilidades sobre ventas

4. Tasa Interna de Retorno Financiera y Flujo de Caja

A partir del resultado de los cálculos bajo las condiciones mencionadas anteriormente, a continuación se tabulan las tasas internas de retorno financieras obtenidas y el proceso de cálculo para cada caso se presenta en el Apéndice..

Tabla 3-4-4 TIRF

	Tasa Interna de Retorno Financiera	
	Dentro de la Caldera	Fuera de la Caldera
Caso 1	11.14%	10.57%
Caso 2	11.15%	10.87%
Caso 3	13.75%	13.40%

Conforme se muestra en la tabla anterior, todos los resultados superan el costo de oportunidad del capital de 8.44% y se concluye que son financieramente factibles

Tabla 3-4-5 Utilidades acumuladas

	Utilidades Acumuladas (Millones de US\$)	
	Dentro de la Caldera	Fuera de la Caldera
Caso 1	47.22	35.79
Caso 2	76.81	73.44
Caso 3	111.33	106.56

Desde el punto de vista del flujo de caja, el Caso 1 y el Caso 2 caen dentro de valores bajos de ingresos durante varios años después de la instalación, debido principalmente al peso de los pagos al capital. Por otro lado, el Caso 3 podría proporcionar utilidades adecuadas relativamente rápido luego de la instalación y tendría pocos ingresos únicamente en el año que sea necesario perforar pozos adicionales. Los bajos ingresos se recuperan de manera adecuada considerando las utilidades acumuladas. Considerando la relación del servicio de la deuda, se puede decir que el Caso 1 y el Caso 2 no son financieramente factibles. En conclusión, únicamente el Caso 3 es financieramente factible.

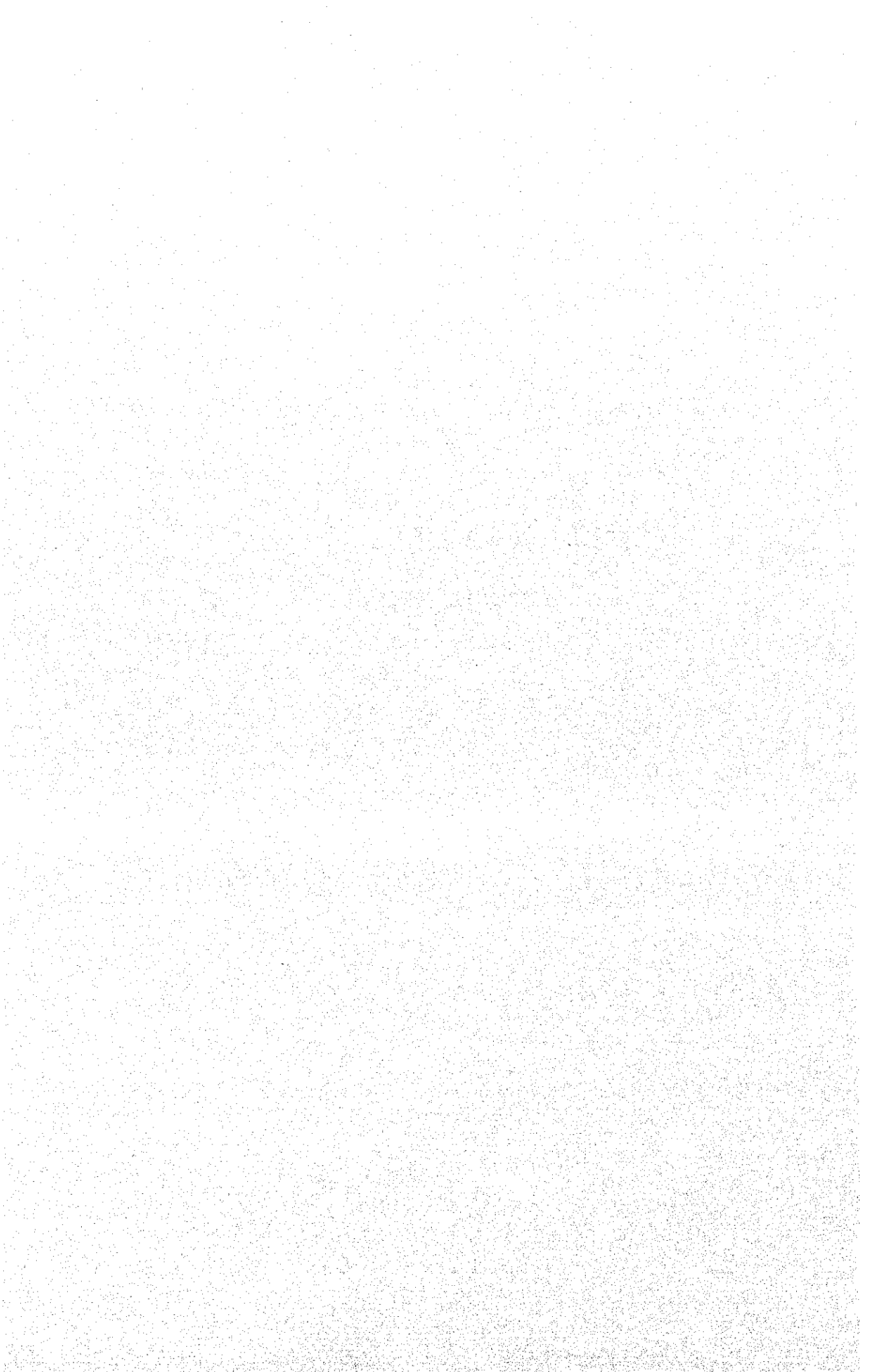
5. Conclusión

Con base en los resultados de la evaluación financiera, se concluye que el Caso 3 es financieramente factible. Sin embargo, considerando el flujo de caja, es necesario investigar las disponibilidades financieras en términos de tasa de interés, periodo de gracia y periodo de pago. Se recomienda que INDE busque un tipo de préstamo más favorable que los asumidos en la evaluación.

4. INTEGRACIÓN Y RECOMENDACIÓN

4.1 Integración

4.2 Recomendación



4. INTEGRACIÓN Y RECOMENDACIONES

4.1 INTEGRACIÓN

A partir de los estudios geocientíficos, tales como reconocimiento geológico, investigación geoquímica y geofísica y estudio de pozos, se preparó y actualizó el modelo geotérmico conceptual en el área de Amatitlán. Con base en estos estudios, dos pozos exploratorios, AMJ-1 y AMJ-2, fueron perforados y se corrieron pruebas de producción. Finalmente, la extensión y el volumen del reservorio geotérmico fueron estimados y se calculó el recurso explotable dentro del área objeto de estudio.

Una zona de levantamiento relacionada con fallas con dirección N-S y una intrusión dacítica caracterizan la estructura geológica del campo geotérmico de Amatitlán. El reservorio geotérmico está localizado en la parte más profunda a lo largo de fracturas desarrolladas durante la formación de estas estructuras geológicas. A partir de los resultados de la perforación de los pozos AMJ-1 y AMJ-2, se reconoce el reservorio como del tipo fracturamiento y se ubica en las rocas volcánicas encima del basamento granítico.

El sistema geotérmico en esta área es del tipo de convección hidrotermal. La intrusión dacítica juega un papel como fuente directa de calor en la parte más profunda bajo Calderas, al oeste, y el agua meteórica viene desde las tierras altas al sur y el lago de Amatitlán. La actividad volcánica, representada por el Volcán Pacaya, ha estado presente desde el Pleistoceno tardío (hace uno 0.7 Ma). El reservorio de magma residual y los gases volcánicos resultado de esta actividad se convierte en la fuente regional de calor para el área geotérmica de Amatitlán.

El agua meteórica que se infiltra hasta niveles profundos bajo la superficie es calentada por el magma remanente y los gases volcánicos, produciendo el reservorio del tipo clorurado neutro, con temperaturas de entre 300 a 340 °C en el basamento granítico. El fluido de este reservorio fluye y asciende a lo largo de fracturas en la orilla oeste de la zona levantada NE-SW y las fallas curvadas de la orilla de la caldera. A través de estos pasajes, se forma el reservorio del tipo neutro con temperaturas entre 290 y 300°C (concentración de Cl; 2,700 mg/l) a una elevación de 500 msnm.

Esta agua caliente migra desde el suroeste hacia el nordeste a lo largo de las fracturas con orientación NE-SO a gran profundidad y fluye parcialmente hacia el oeste y noroeste a través de la orilla sur de la Caldera de Amatitlán.

Es claro, a partir de los análisis químicos de los fluidos de los pozos, que el fluido

geotérmico alrededor de los pozos perforados presenta un pH neutro, alto contenido de Cl, temperaturas de 260 a 280°C y se distribuye desde el mismo reservorio mencionado anteriormente. El fluido de todos estos pozos es adecuado para utilizarlo en la generación geotérmica.

De los dos pozos de JICA, se interpreta que el pozo AMJ-1 fue perforado cerca del borde oeste del reservorio objetivo, a partir de la evidencia de las condiciones de fluido bifásico y la relativamente baja permeabilidad alrededor del pozo. Por otro lado, dos zonas de alimentación se encontraron en el pozo AMJ-2. La zona superior de alimentación presenta vapor dominante y la zona inferior indica agua dominante. El pozo AMJ-2 es similar al pozo AMF-2 en cuanto a las condiciones de descarga.

El potencial energético total en los pozos AMF-1, AMF-2, AMJ-1 y AMJ-2 no es suficiente para generar 20 MW de potencia. Sin embargo, de acuerdo con los resultados de la simulación numérica basada en un modelo 3-D, se puede llegar a la conclusión de que se tiene una capacidad de generación de 50 MW en el recurso geotérmico de Amatitlán.

Los pozos AMF-1 y AMF-2 muestran una relación constante vapor/agua. Aun más, el pozo AMF-2 ha producido durante los últimos dos años. Entonces, estos hechos sugieren la posibilidad de un enorme potencial geotérmico en el área de Amatitlán.

La capacidad de generación fue calculada para tres diferentes escenarios y se programó la perforación adicional para cada escenario. El blanco de explotación del reservorio se ubica dentro de la depresión de Calderas en todos los casos. Se establecieron dos alternativas para la ubicación de la planta generadora como sigue; una dentro de la depresión de Calderas y la segunda, cercana a la bodega del INDE en El Cedro.

Para fluidos geotérmicos de mediana entalpía específica, un contenido relativamente bajo de gases no condensables (GNC) y una salmuera rica en contenido de sílice, como lo producido en el área geotérmica de Amatitlán, una turbina vapor con ciclo de simple flasheo con condensador se recomienda para este proyecto y la salmuera en el sistema de reinyección deberá mantenerse a alta presión y temperatura.

Tomando en cuenta la opinión de INDE, la planta generadora fue diseñada conceptualmente para dos casos; una unidad de 20 MW x 1 y una unidad de 20 MW x 2. En el caso de la construcción de una planta generadora de 40 MW, ambas unidades serán instaladas en el mismo sitio.

La producción de la planta geotérmica será conectada con la subestación de 138

kV denominada Palín 2.

En relación con la recolección de fluidos y el sistema de reinyección (FCRS por sus siglas en inglés), se utilizan tuberías separadas de vapor y salmuera puesto que tiene ventajas en cuanto a pérdidas de presión y estabilidad de flujo cuando la tubería cruce el cerro de la caldera.

La turbina de vapor para este proyecto será diseñada y probada para aplicación geotérmica. Se prefiere utilizar la turbina de tipo modular montada sobre rieles debido a que tiene un menor tiempo de diseño y fabricación, es fácil de transportar, tiene una huella más pequeña, una instalación más rápida en el sitio y menores costos de construcción.

Las regulaciones ambientales en Guatemala han cambiado recientemente, entonces, para poder realizar cualquier tipo de trabajo relacionado con la perforación de pozos en conexión con un estudio geotérmico se requiere tener una autorización extendida CONAMA. En los libros de estándares publicados por CONAMA, no se encontró una descripción bien definida en cuanto a las regulaciones ambientales y valores estándar. A la fecha, para la solicitud de aprobación del EIA enviada a CONAMA los valores estándar utilizados fueron los establecidos por la Organización Mundial de la Salud (WHO por sus siglas en inglés) o los del Banco Interamericano de Desarrollo (IDB por sus siglas en inglés).

Sobre la base del diseño conceptual propuesto para la planta generadora, las medidas relacionadas con los efluentes de agua, emisiones al aire y niveles de ruido fueron evaluadas. Puesto que los elementos tales como As (7 a 8 ppm) y B (40 a 50 ppm) en el agua geotérmica caliente son altos, el total del agua de desecho de la planta generadora deberá colocarse bajo la superficie por medio de los pozos de reinyección. La reinyección del agua caliente es necesaria para ayudar a la recarga y con ello mantener la presión dentro del reservorio. Adicionalmente, el agua en exceso del sistema de enfriamiento de agua deberá también inyectarse bajo la superficie. Aunque la concentración de H₂S emitida desde las torres de enfriamiento en el campo de Amatitlán es relativamente baja, comparada con otras plantas generadoras existentes, es deseable mitigarla emisión de H₂S por medios de dilución y diseminación.

Adicionalmente, dos sitios para la ubicación del proyecto se consideraron técnica y ambientalmente, estos son: dentro y fuera de la caldera. Los resultados son como sigue:

	<u>Costos de Generación (US Cent/kWh)</u>		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Dentro de la Caldera	4.73	4.11	3.82
Fuera de la Caldera	4.89	4.17	3.88

De acuerdo con lo anterior, el escenario 3 dentro de la Caldera, construcción de dos unidades de 20 MW en paralelo, proporciona los costos más bajos de generación. Por el contrario, el escenario 1 fuera de la Caldera, una unidad de 20 MW, muestra los costos más altos.

De todas formas, aun desarrollando 20 MW en el escenario con los costos más altos de generación, es aun competitivo con las otras formas de generación de energía térmica en operación puesto que el total de los costos de generación, incluyendo un valor aceptable del costo del vapor de 1.1 cent/kWh, llega a 5.99 cent/kWh. Mientras tanto, no existe una gran diferencia entre el desarrollo dentro o fuera de la caldera, 0.06 a 0.16 cent/kWh.

Se obtuvo la tasa interna de retorno financiera (TIRF) para cada caso de desarrollo estudiado, y la viabilidad financiera de cada caso se evaluó comparando entre la TIRF obtenida y el costo de oportunidad del capital. Adicionalmente, se calculó el flujo de caja para cada caso, con el objeto de chequear la viabilidad financiera del proyecto.

Todos los casos presentan una TIRF entre 10 y 14 % y se concluye que son financieramente factibles. Debido a que las TIRF para el Caso 1 y para el Caso 2 se encuentran cercanas al costo de oportunidad del capital y sujetas a una evaluación adicional utilizando el flujo de caja, el Caso 3, cuya construcción e instalación se logra en un periodo más corto, es el más atractivo para desarrollar. Desde el punto de vista del flujo de caja, el Caso 3 podría rendir utilidades relativamente rápido después de iniciado y caerá en bajos ingresos únicamente en el año en que pozos adicionales sean necesarios. Como conclusión, únicamente el Caso 3 es financieramente factible.

4.2 RECOMENDACIÓN

4.2.1 Explotación del campo geotérmico de Amatitlán

La evaluación del reservorio en el área de estudio fue realizada basándose en el modelo conceptual desarrollado y en las características del reservorio obtenidas de los pozos geotérmicos. Con base en esta evaluación, es claro que existe en el

área de Amatitlán un recurso geotérmico con una capacidad de 40 MW. Entre los 6 esquemas alternativos de explotación, la alternativa más económica se considera que es el escenario 3, en la cual se construyen dos unidades de 20 MW al mismo tiempo, logrando un menor tiempo para que la operación se inicie. Un préstamo en US\$ con una tasa de interés de 8 a 9 % se aplica en este Reporte Final para evitar el riesgo de una tasa de cambio variable. Como alternativa para la viabilidad financiera del proyecto, se recomienda aplicar a un crédito en Yenes del Gobierno Japonés (tasa de interés: aproximadamente 2 %), un crédito ordinario o un crédito ambiental.

4.2.2 Ubicación de la Planta generadora

Se consideraron dos sitios para la construcción de la planta generadora. Uno (sitio I) está cerca de la bodega del INDE fuera de la caldera y el otro (sitio II) se encuentra adyacente al reservorio objetivo, dentro de la caldera. El sitio II está cercano a los pozos existentes y muestra unos costos de generación relativamente más bajos, comparados con el sitio I. Sin embargo, desde el punto de vista de conservación del ambiente, permanecen algunas desventajas en cuanto a la dilución y emisión del gas H₂S debido a la conformación topográfica de la caldera. Puesto que no hay una gran diferencia en la evaluación económica entre el desarrollo dentro o fuera de la caldera, el sitio I es recomendable para la construcción de la planta.

4.2.3 Actividades educativas y acuerdo con las comunidades locales

Para desarrollar adecuadamente el proyecto de explotación geotérmica después de este estudio, es necesario implementar actividades educativas relacionadas con el desarrollo geotérmico en las comunidades locales, de acuerdo y con la cooperación de CONAMA. Si se selecciona el sitio para instalación de la planta dentro de la caldera, deberá evaluarse la instalación de un equipo para remover el H₂S en la planta generadora. Adicionalmente, también se considera una nueva simulación considerando un examen detallado en cuanto a la dirección del viento.

4.2.4 Potencial geotérmico en las áreas de los alrededores

Como para el total del recurso geotérmico, el potencial de generación es evidentemente más de 40 MW dentro de la caldera en esta área de estudio. Puesto que una cámara magmática residual relacionada con este domo dacítico tiene la posibilidad de jugar el papel de otra fuente de calor, el reservorio

geotérmico explotable podría extenderse hacia el sur del lago de Amatitlán.

Incluyendo el área alrededor, el potencial geotérmico vendría a ser un recurso enorme para generación de energía. Es además importante explorar el área hacia el norte del domo dacítico para una adecuada utilización del recurso geotérmico, así como la generación de electricidad en Calderas.

JICA

3.1.3 Calibración y ajuste histórico

Se utilizaron tres grupos de datos de pruebas de los pozos. El primero es de valores recolectados por INDE/ West JEC durante las pruebas de los pozos AMF-1 y AMF-2 en 1994. El segundo grupo es el de datos de la prueba de largo plazo recolectada por INDE/ICA/CFE en los pozos AMF-1, AMF-2 y AMF-3 (reinyección) durante dos años de operación de la planta geotérmica de 5 MW en Calderas. El tercer grupo de datos corresponde a las pruebas de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 tal como se describe aquí en el Capítulo dos (ver la sección 2-4). El segundo grupo de datos es el más adecuado y real para correr la calibración de la producción (histórica) debido a la gran cantidad y tipo de series de datos. Entonces, la calibración de la producción se corrió utilizando este grupo de datos. El periodo de producción de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 (una semana para cada uno de los periodos de prueba) fue muy corto para proporcionar una base significativa para evaluar las propiedades del reservorio.

Puesto que las tendencias de la presión en el cabezal no proporcionan un indicio de las condiciones de presión en el fondo del pozo, especialmente en un reservorio de dos fases, las medidas de entalpía tomadas durante el flujo de los pozos en producción es el parámetro de ajuste para una posterior calibración del modelo en las vecindades de los pozos en producción.

Los resultados se presentan en las siguientes figuras. Para el pozo AMF-1 las Figs. 3-1-3 y Fig. 3-1-4 presentan la historia de masa / balance y la energía respectivamente durante este periodo de prueba de largo plazo. Para el pozo AMF-2 las Figs. 3-1-5 y Fig. 3-1-6 presentan la historia de masa / balance y la energía respectivamente durante este periodo de prueba de largo plazo y la Fig. 3-1-7 presenta la historia de la reinyección para el pozo AMF-3.

3.1.4 Pronósticos y potencial del campo

Los términos de referencia para el Año Fiscal 2001 requieren el análisis de tres escenarios (ver Fig. 3-1-8). La explotación del reservorio se realiza en todos los casos desde dentro de la depresión de Calderas. En el siguiente capítulo se discuten dos alternativas de localización. Una dentro de la depresión de Calderas y la otra en un lugar cercano a la bodega del INDE en El Cedro. Los escenarios son:

1. Producción de únicamente 20 MW
2. Producción de 40 MW en dos etapas. Inicialmente 20 MW y después de tres años la segunda etapa de 20 MW.
3. Producción de 40 MW con dos unidades de 20 MW.

El potencial total de potencia que existe en los pozos AMF-1, AMF-2, AMJ-1 y AMJ-2 no es suficiente para generar la potencia requerida en cualquiera de los escenarios. Perforaciones adicionales y de reserva son necesarias. Los blancos para futuras perforaciones (producción y reinyección) fueron seleccionados. La ubicación de las plataformas y de los blancos de perforación se muestran en la Fig. 3-1-9.

Los pronósticos de la simulación se corrieron dejando los pozos productores

produciendo a una presión de cabezal constante, permitiendo variar el flujo másico. Cuando los pozos productores fueron asignados se utilizaron las características termodinámicas de los elementos, primero un valor de “kh” fue calculado para cada pozo productor existente. El procedimiento es de prueba y error y fue repetido hasta que el flujo másico medido (agua y vapor) pudiera reproducirse para las diferentes presiones de cabezal utilizadas cuando se realizaron las pruebas de los pozos. Los cálculos se realizaron utilizando un simulador de pozos.

Estos valores de “kh” fueron utilizados posteriormente para estimar, al final de cada etapa, la producción másica de los pozos simulados utilizando las propiedades termodinámicas de los elementos de producción desarrollados por el simulador del reservorio. Para desarrollar los pozos, valores de “kh” de los pozos productores existentes más cercanos fueron asignados. Por eso, los juegos de valores resultantes fueron la producción de agua y vapor durante el tiempo de explotación. La potencia disponible en el cabezal fue calculada para tecnología de simple flasheo – condensación y la variación de la potencia por pozo y la consolidada para todos los pozos fueron tabuladas. Cuando el objetivo de la potencia no se alcanzó debido a un decaimiento en la producción del pozo, un nuevo elemento de producción (pozo productor) fue activado.

El tiempo total de simulación fue de 25 años. La producción consolidada del flujo másico y la entalpía permite el cálculo de la cantidad de agua separada a ser reinyectada. El total de agua separada fue dividida entre el número de pozos de reinyección activos para poder calcular la masa a reinyectar en cada pozo reinyector. Para chequear la necesidad de pozos de reinyección adicionales, el nivel de agua en cada pozo reinyector fue estimado. Cuando el nivel de agua se elevó hasta el cabezal o cerca de él, un Nuevo elemento de reinyección (pozo reinyector) fue activado.

3.1.5 Resultados de los pronósticos

Debido a que las condiciones a las cuales el reservorio tiene que responder serán diferentes para los tres escenarios, se realizaron tres corridas independientes, a continuación se describen los resultados

1. Escenario 1: 20 MW

La Fig. 3-1-10 muestra la potencia estimada para los pozos existentes y un pozo productor adicional. La Fig. 3-1-11 muestra la potencia estimada para cada uno de los pozos que contribuyen a la potencia total.

El reservorio es capaz de mantener una planta de 20 MW sin mucha dificultad con el número planificado de pozos de producción y reinyección, sin embargo, se recomienda perforar un pozo de producción y uno de reinyección como pozos de repuesto tal como se indica en la Fig. 3-1-8 para el escenario 1.

2. Escenario 2: 20 MW + 20MW

La Fig. 3-1-12 muestra la potencia estimada para los pozos existentes y un pozo productor adicional. Las Figs. 3-1-13 y Fig. 3-1-14 muestran la potencia estimada para cada uno de los pozos que contribuyen a la potencia total.

El reservorio es capaz de sostener los 20 MW iniciales y los 20 MW adicionales de las plantas generadoras sin mucha dificultad con el número programado de pozos de producción y reinyección, sin embargo, se recomienda perforar un

pozo de producción y uno de reinyección como pozos de repuesto tal como se indica en la Fig. 3-1-8 para el escenario 2.

3. Escenario 3: 40 MW

La Fig. 3-1-15 muestra la potencia estimada para los pozos existentes y un pozo productor adicional. Las Figs. 3-1-16 y Fig. 3-1-17 muestran la potencia estimada para cada uno de los pozos que contribuyen a la potencia total.

El reservorio es capaz de sostener las dos plantas generadoras de 20 MW sin mucha dificultad con el número programado de pozos de producción y reinyección, sin embargo, se recomienda perforar un pozo de producción y uno de reinyección como pozos de repuesto tal como se indica en la Fig. 3-1-8 para el escenario 3.

Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig.3-1-1 Control volume and grid used to represent the Amatitlan reservoir
 アマテイトラン地熱貯留層数値モデルのブロック分割

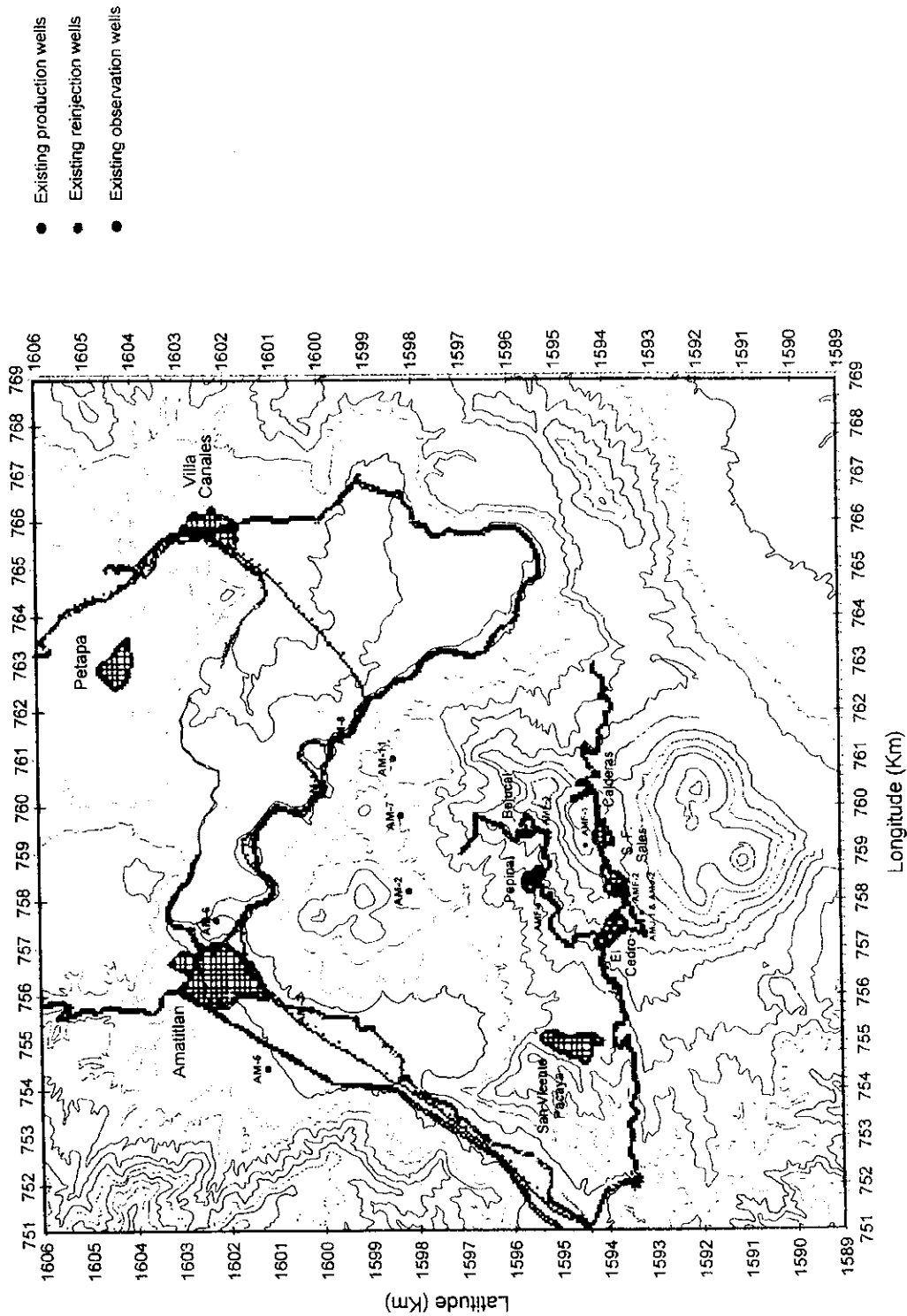
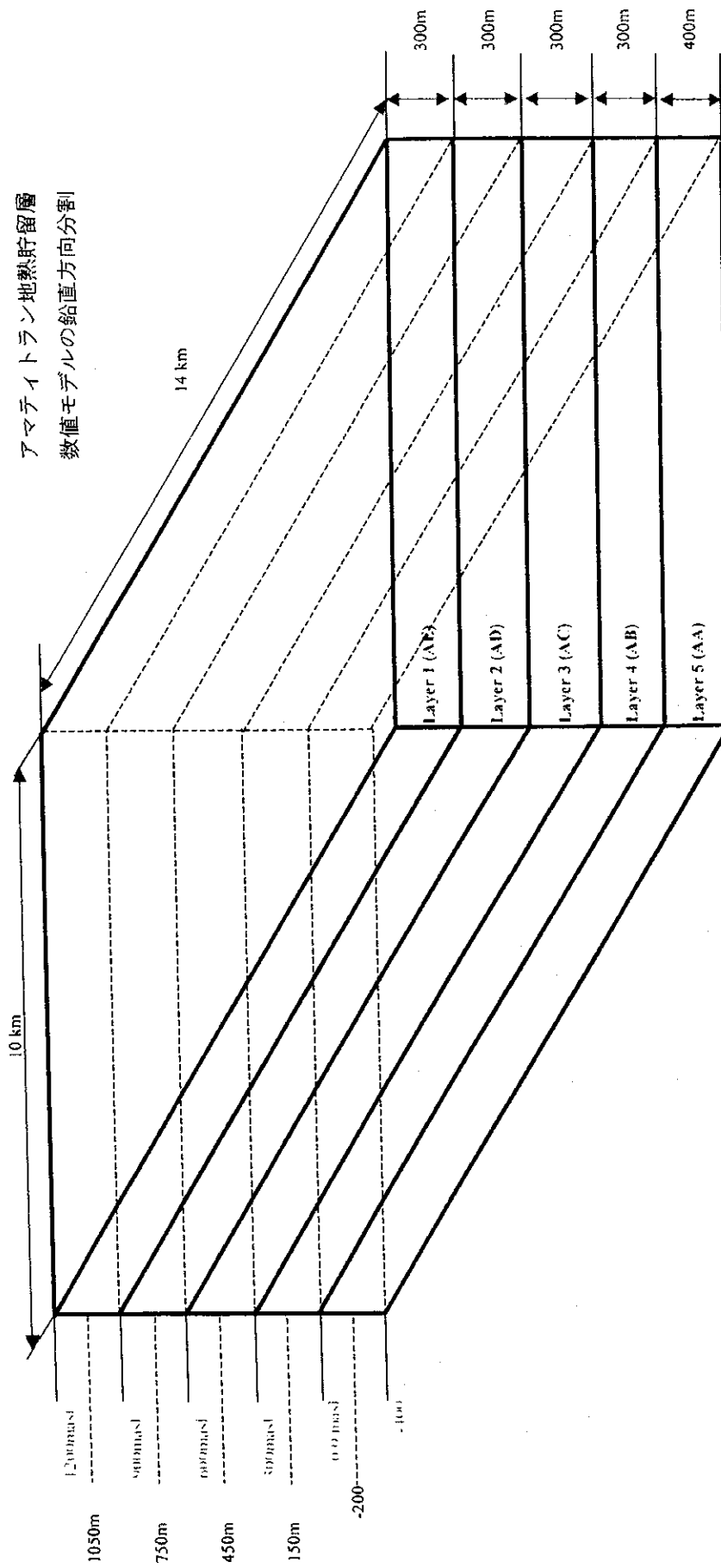
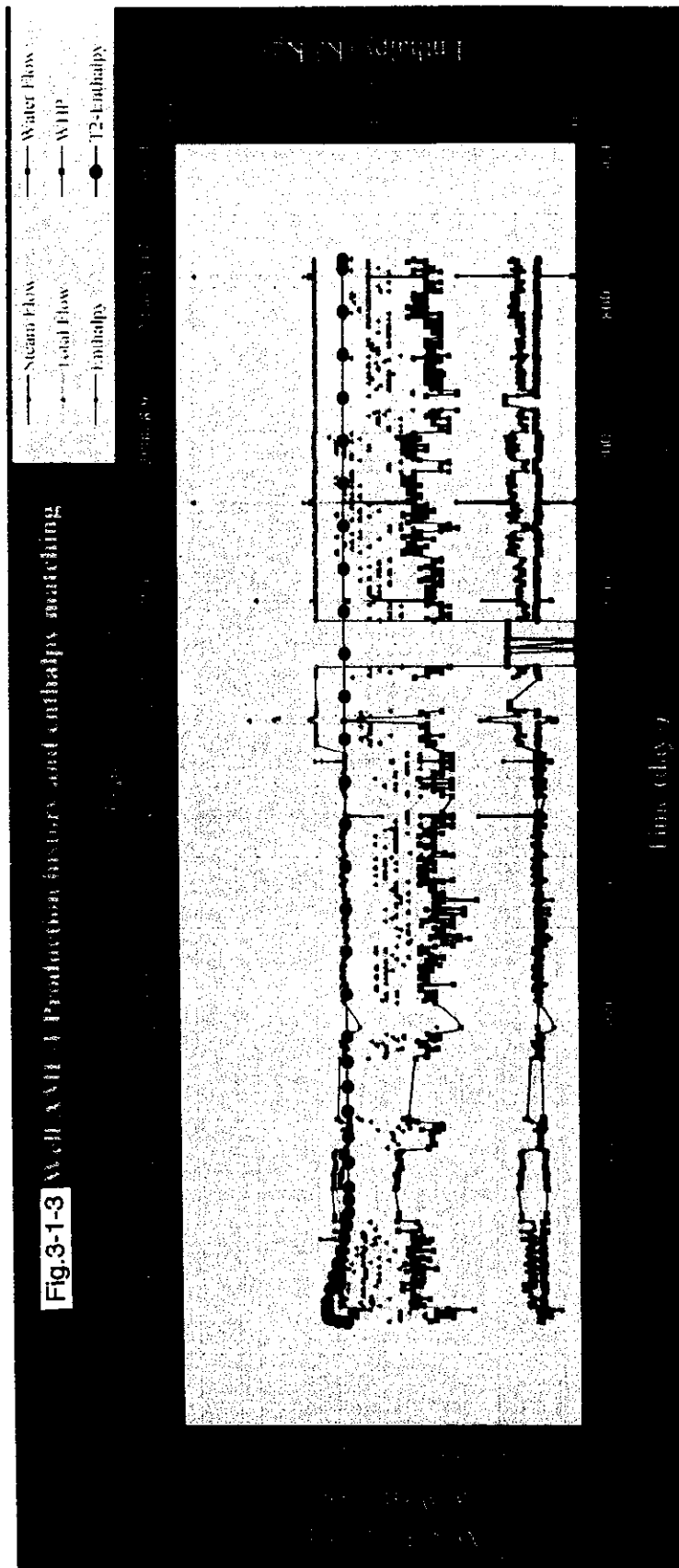


Fig. 3-1-2 Layers of the control volume

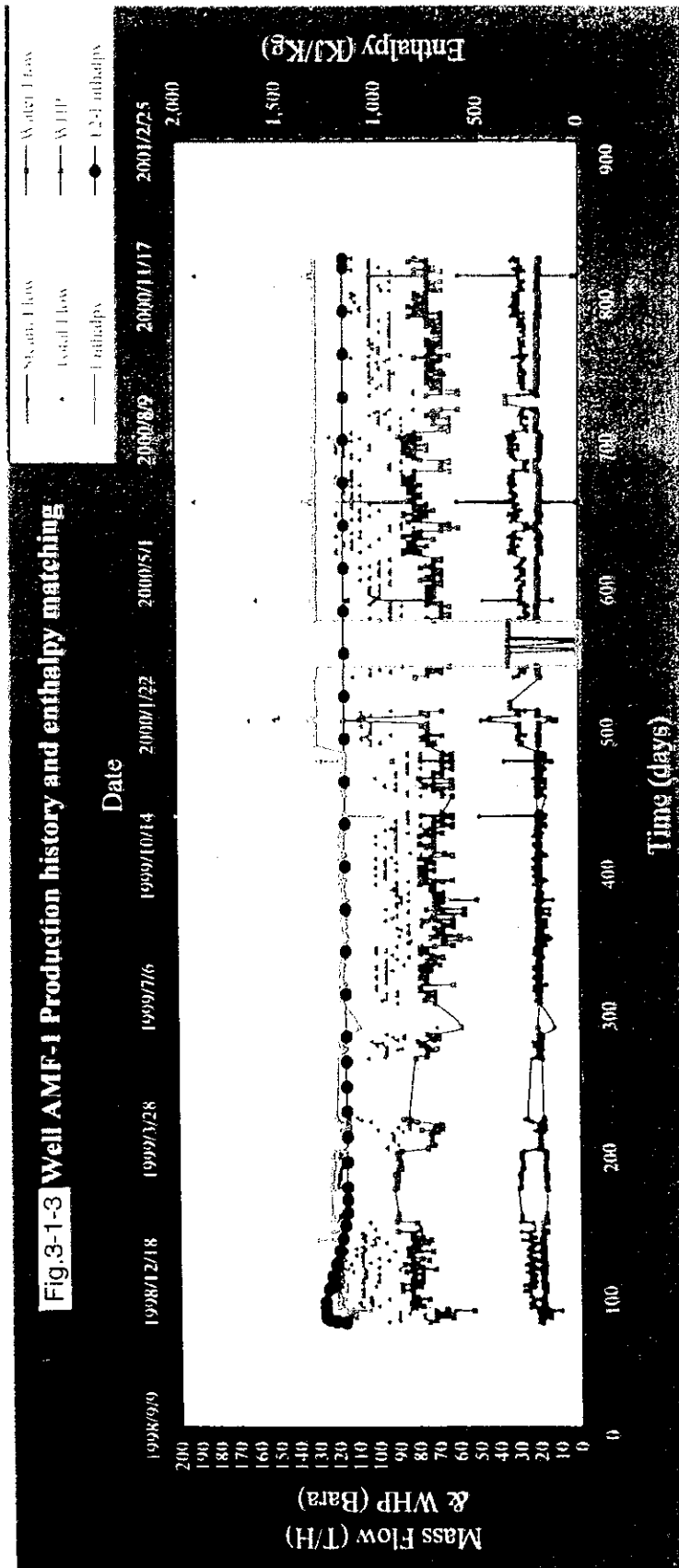


生産井 AMF-1 の噴出量変化とエンタルピーマッピング

Fig.3-1-3 Well AMF-1 Production history and enthalpy matching

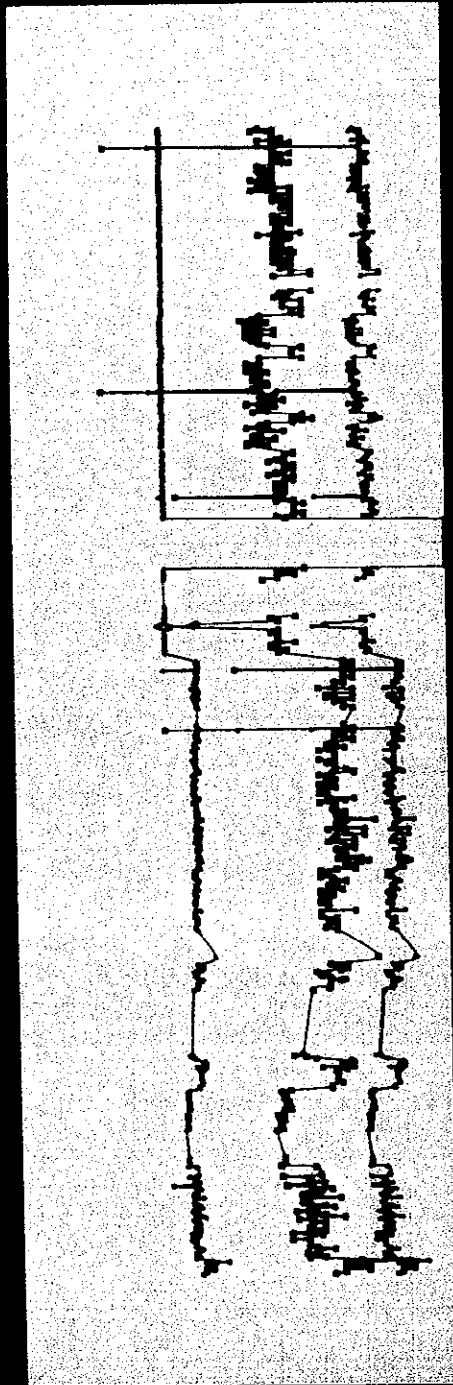
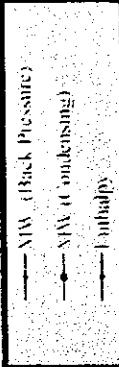


生産井 AMF-1 の噴出量変化とエンタルピーマッピング

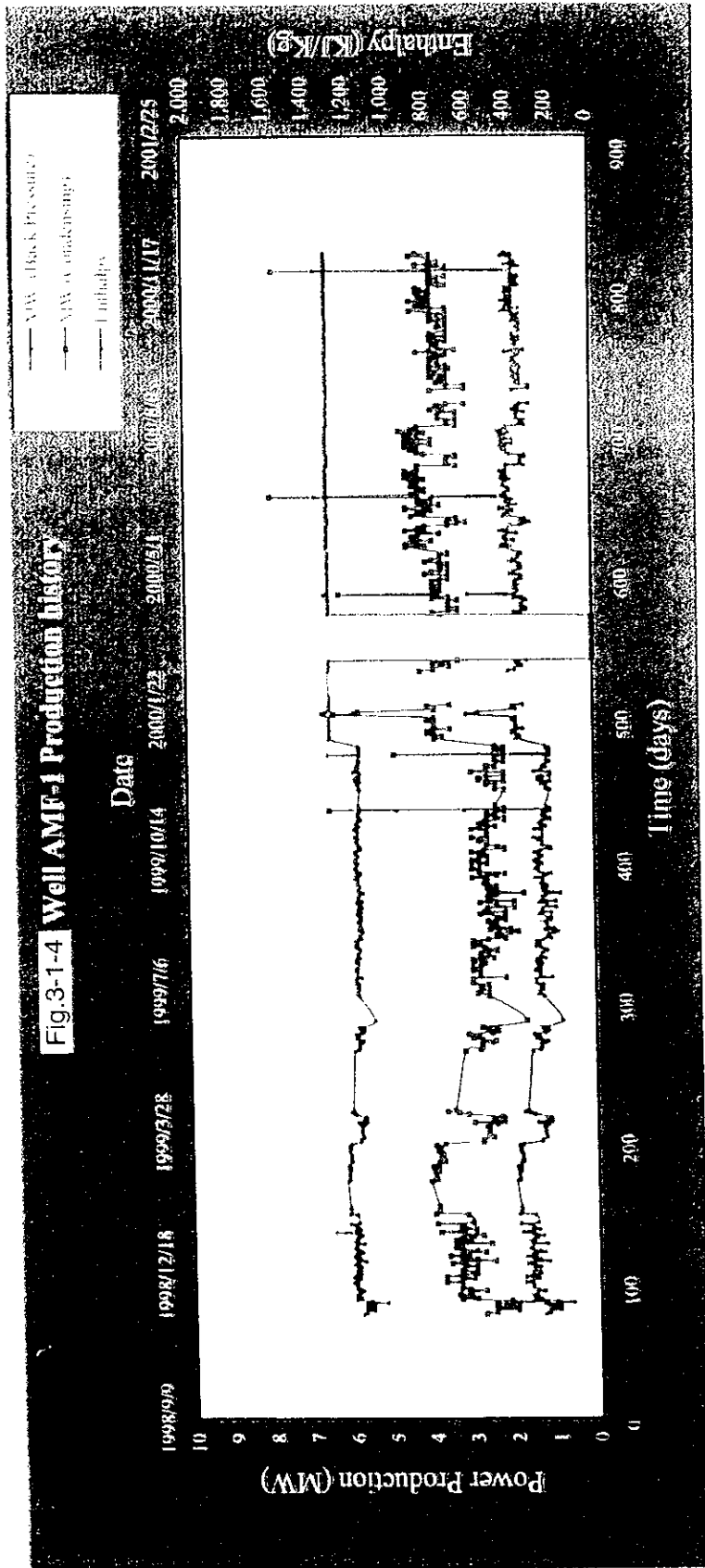


生産井 AMF-1 の出力変化

Fig.3-1-4 生産井 AMF-1 の出力変化履歴

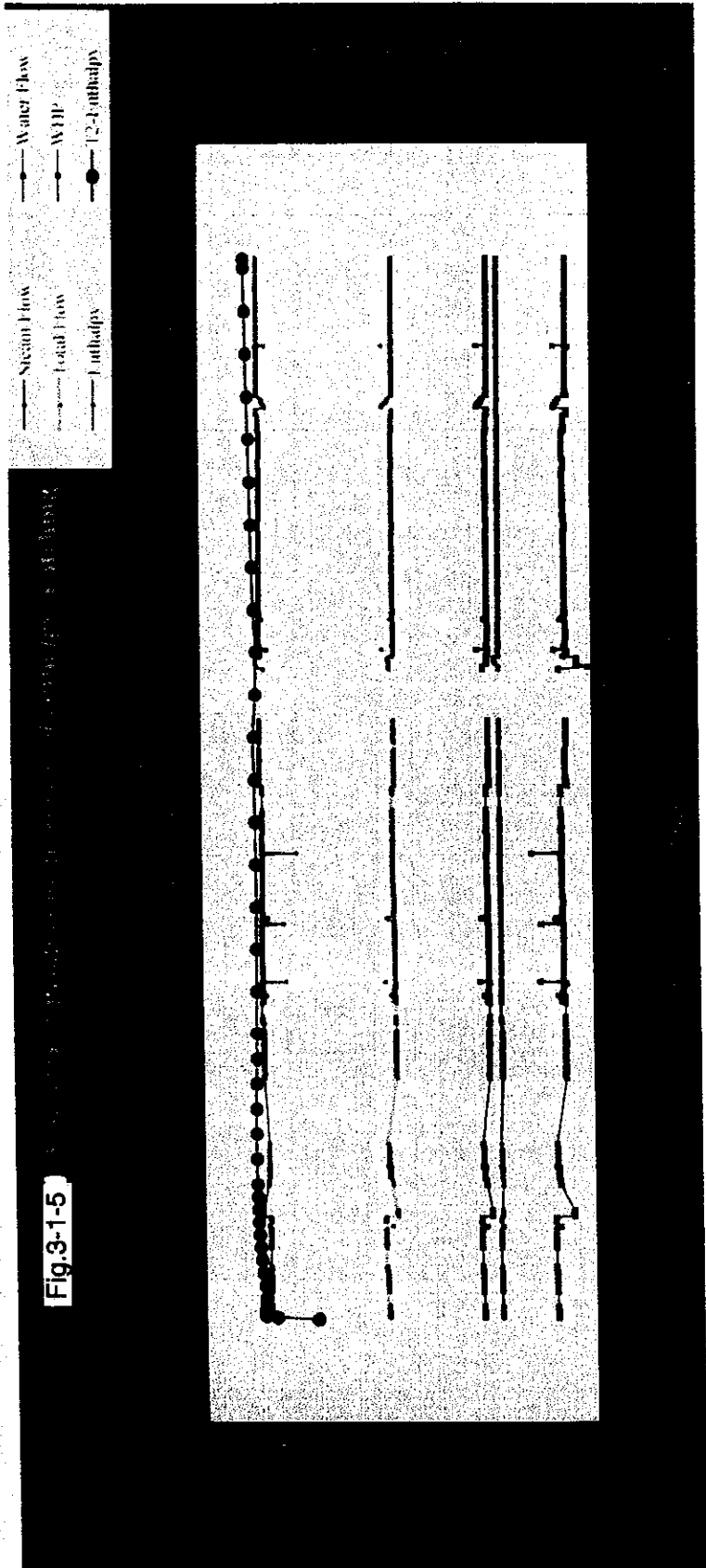


生産井 AMP-1 の出力変化



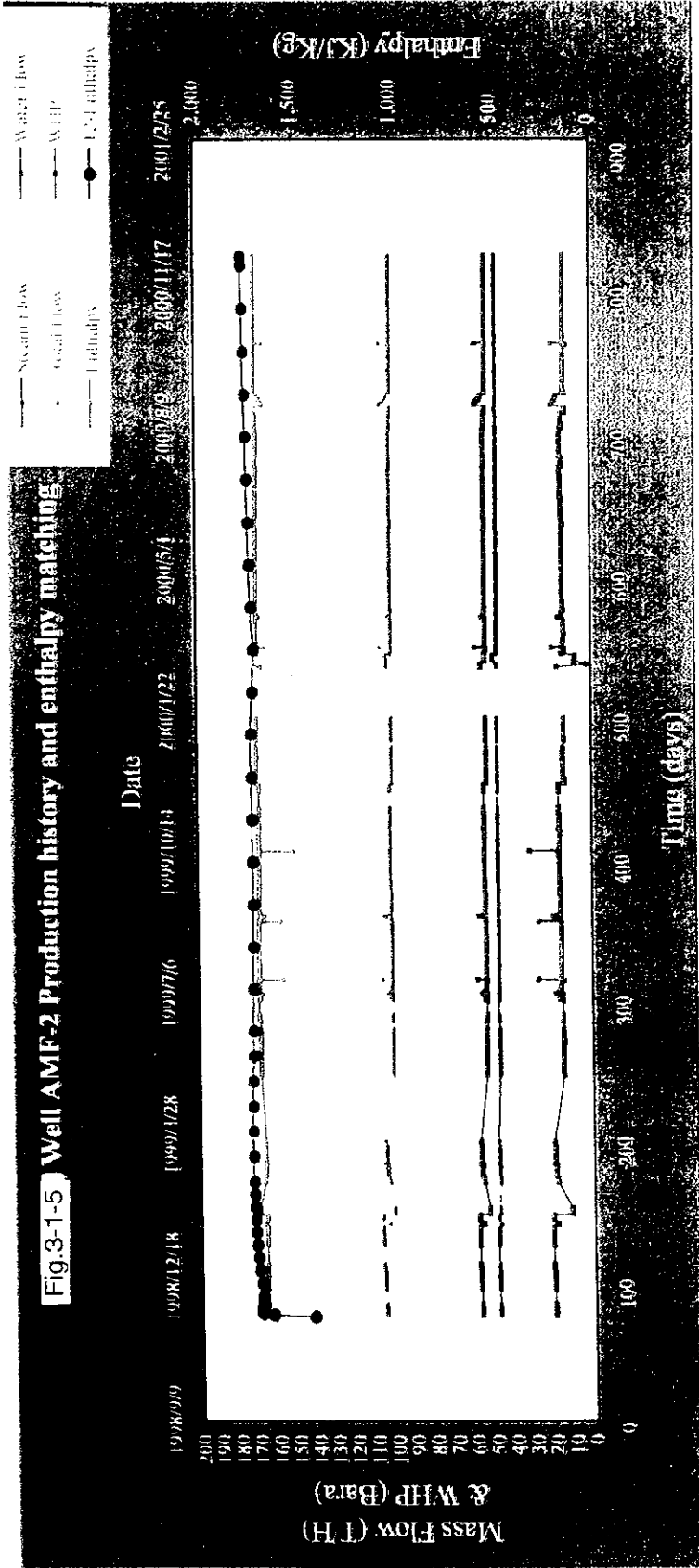
生産井 AMF-2 の噴出量変化とエンタルピーマッチング

Fig.3-1-5



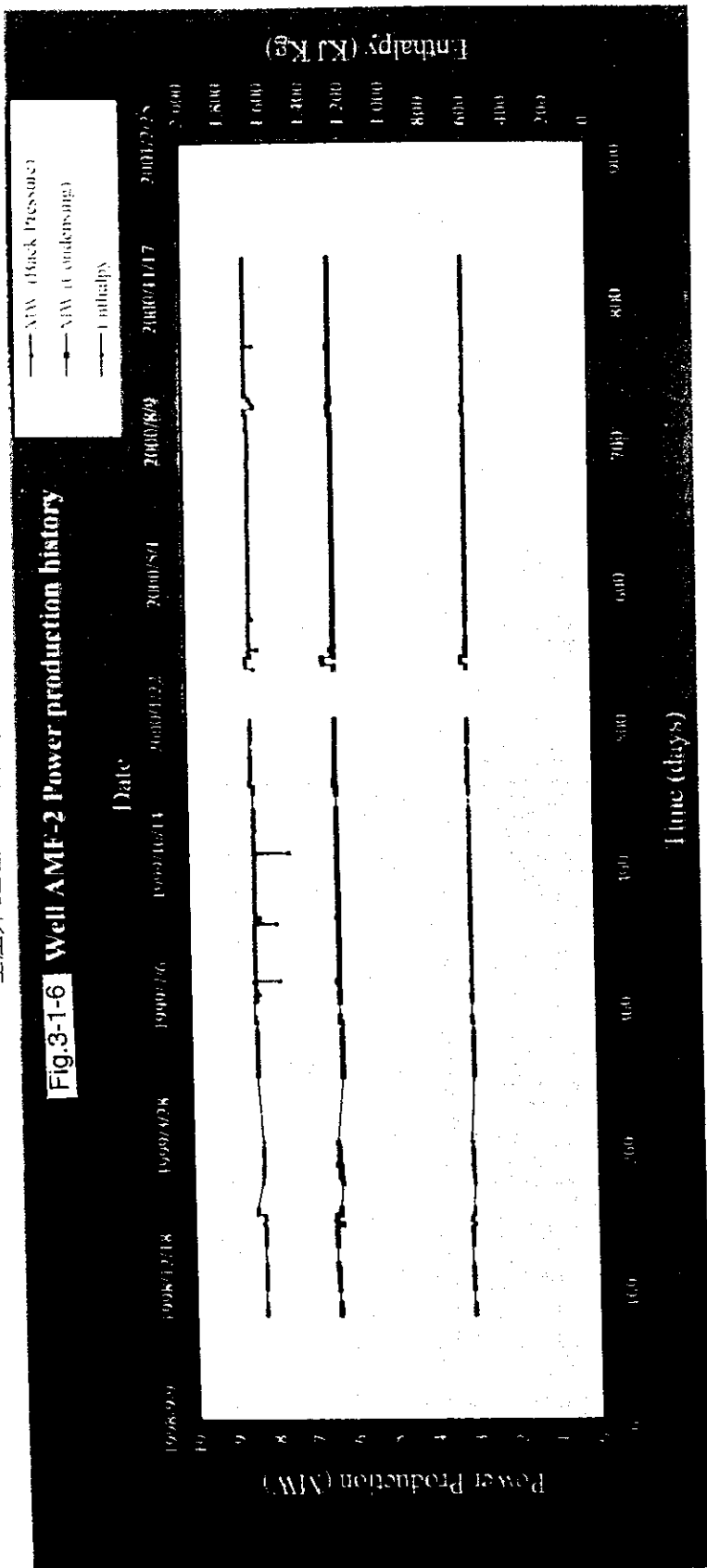
生産井 AMF-2 の噴出量変化とエンタルピーマッチング

Fig.3-1-5 Well AMF-2 Production history and enthalpy matching

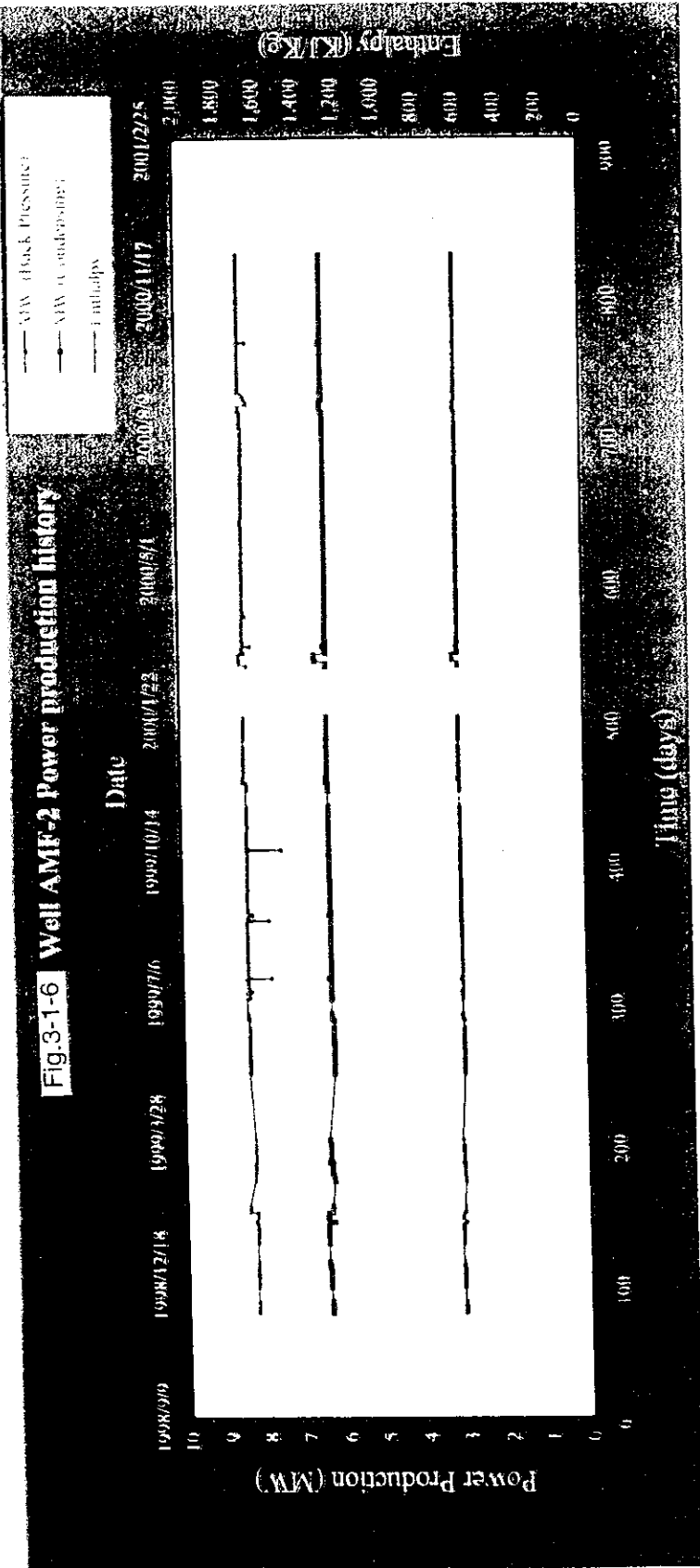


生産井 AMF-2 の出力変化

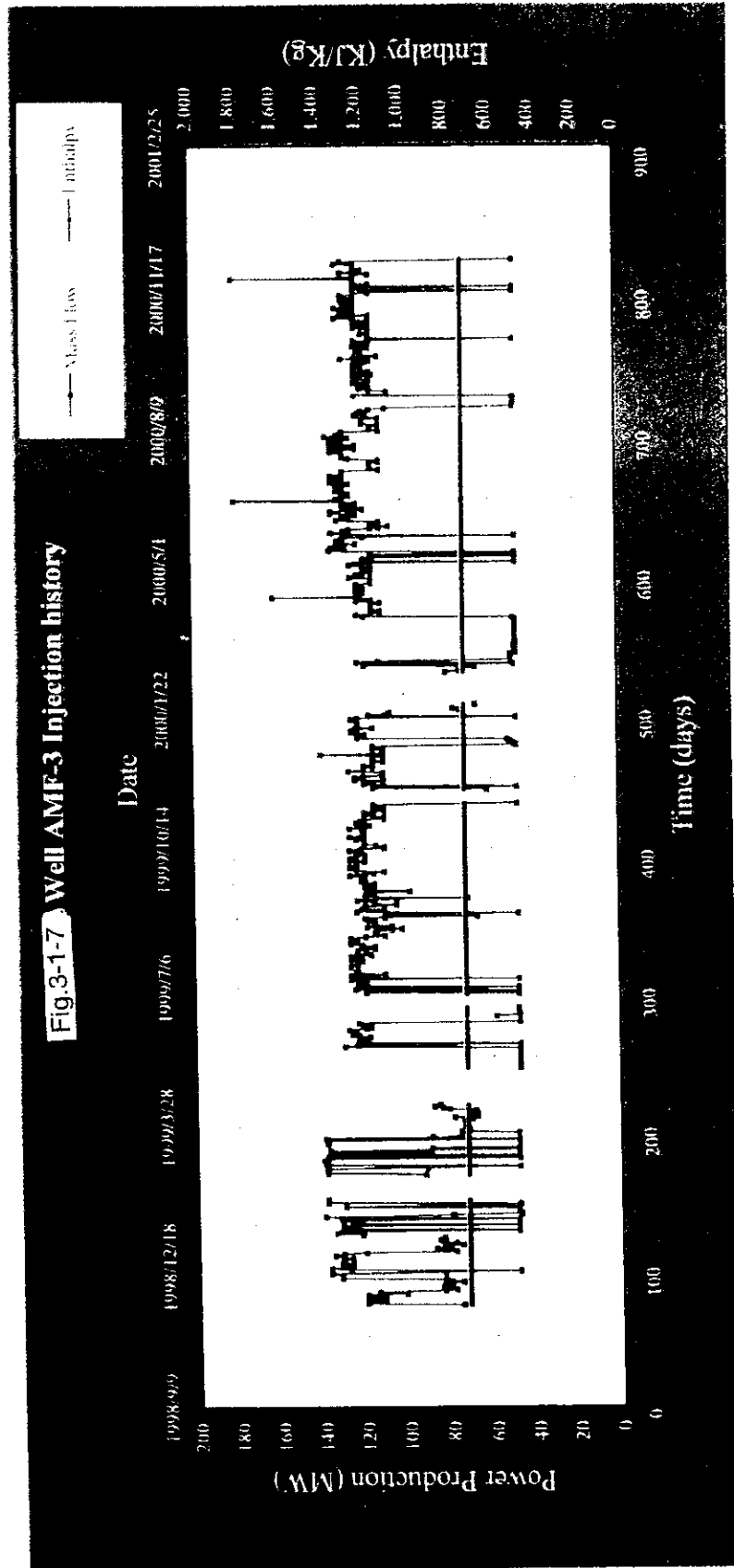
Fig.3-1-6 Well AMF-2 Power production history



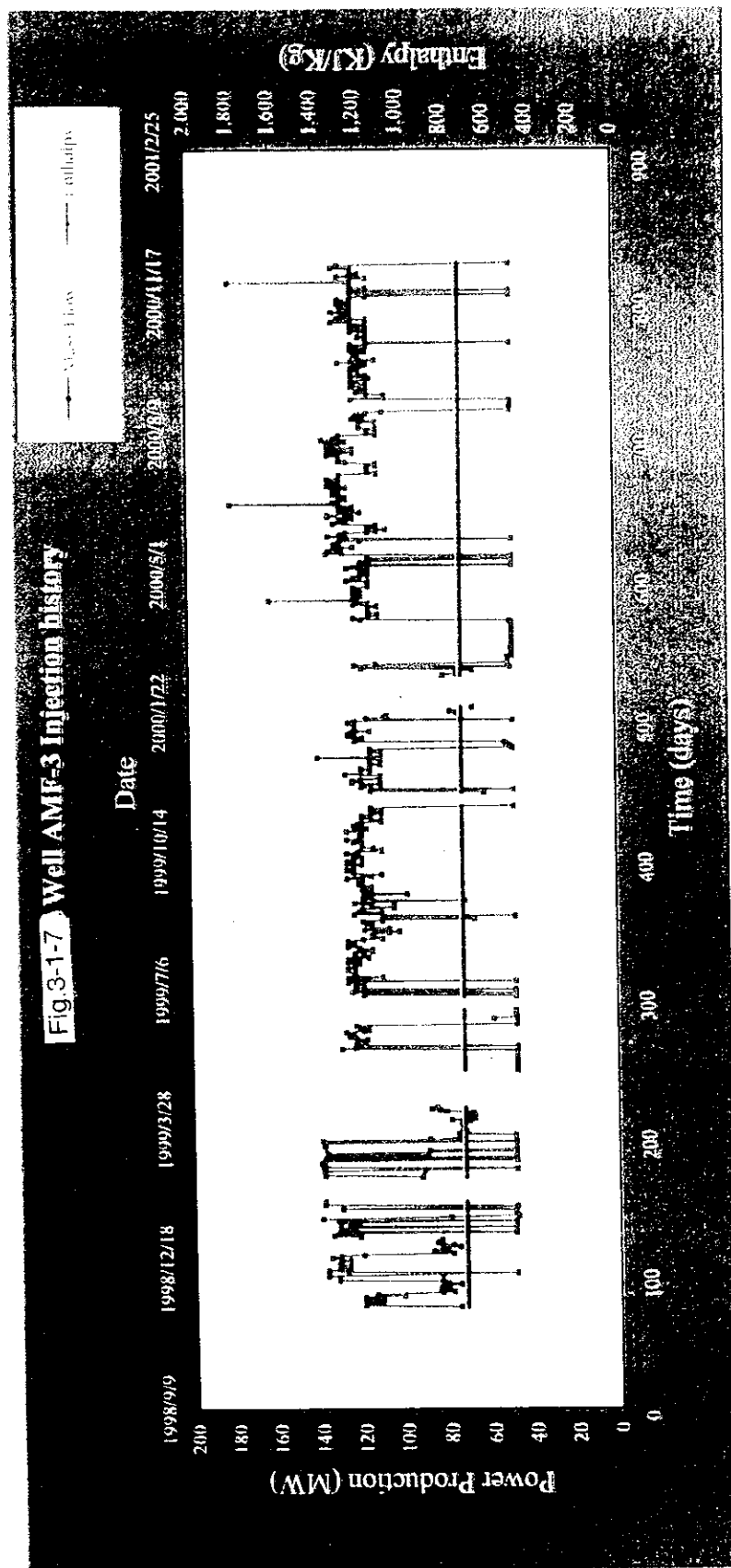
生産井 AMF-2 の出力変化



還元井 AMF-3 の還元量変化

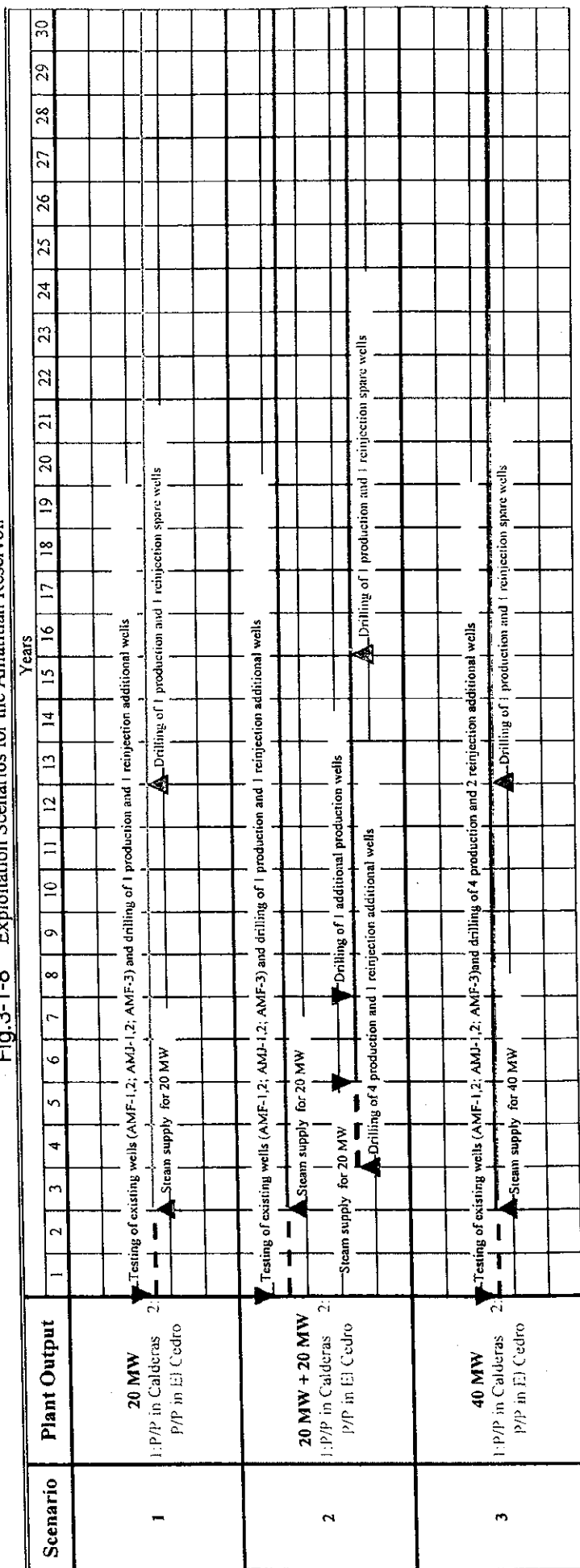


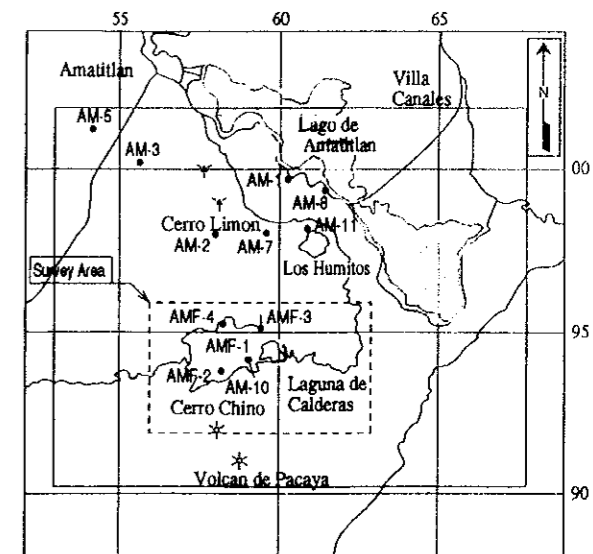
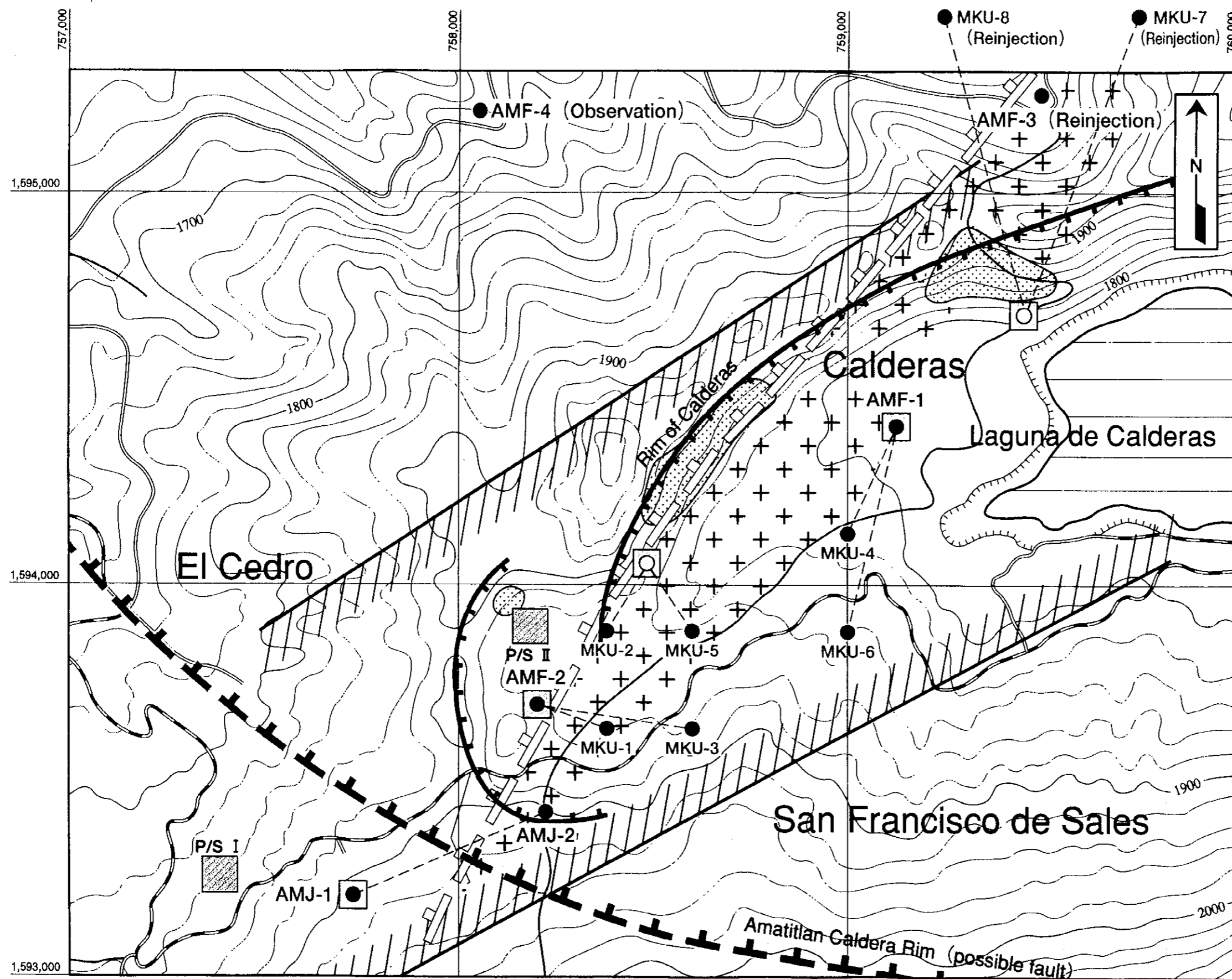
還元井 AMF-3 の還元量変化



貯留層の開発シナリオ

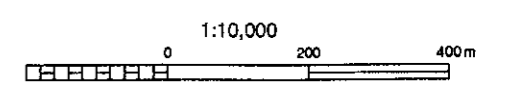
Fig.3-1-8 Exploitation Scenarios for the Amatitlan Reservoir





Legend

- Fumaroles and alteration Zones
- Promising area estimated from Geoscientific survey data
- Existing Well
- Make-up Well(Well head)
- Make-up Well(Bottom)
- Probable fault controlling fluid flow
- Caldera rim
- Drilling Pad
- Uplifted zone
- Proposed Site of Power Station

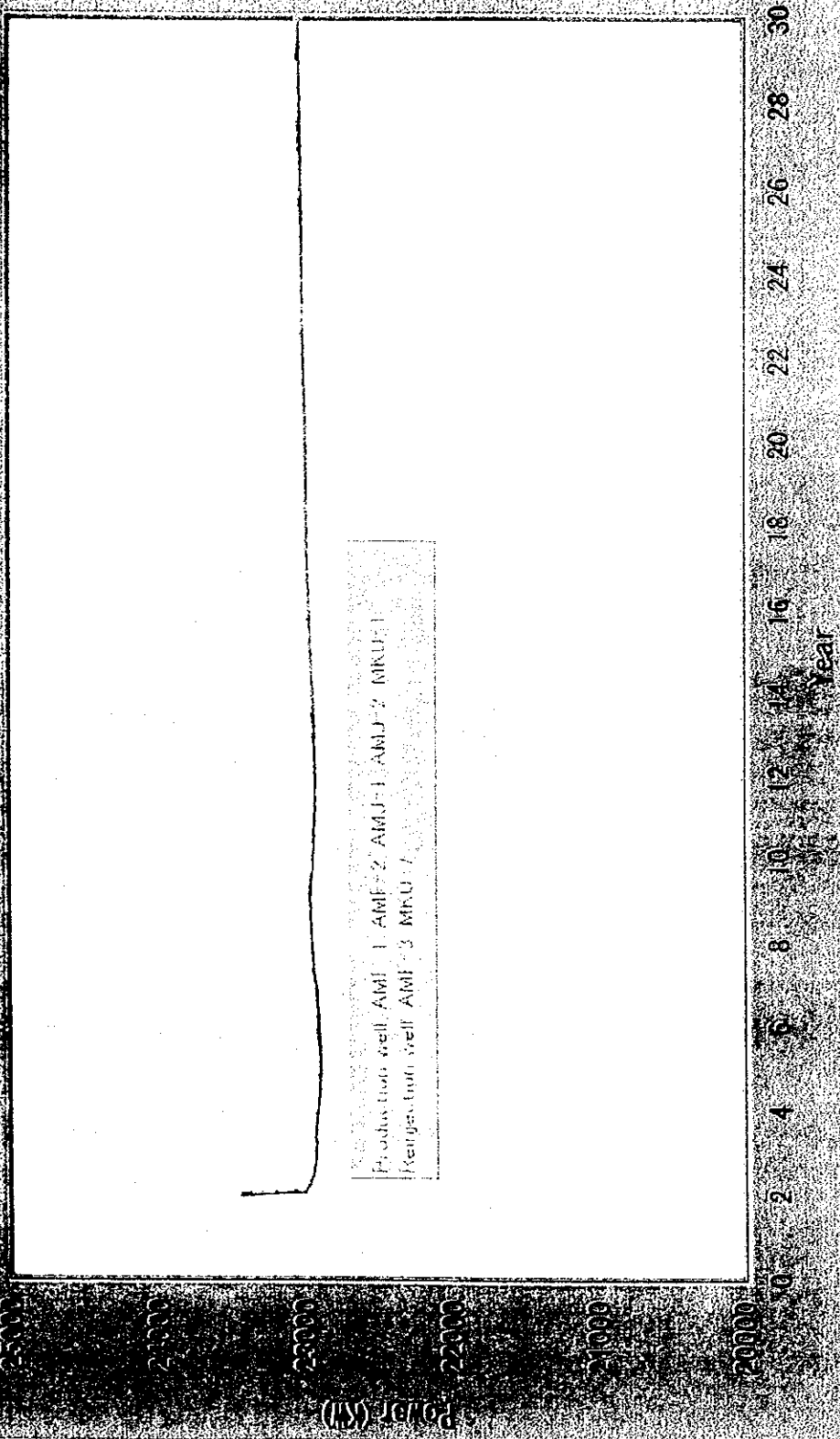


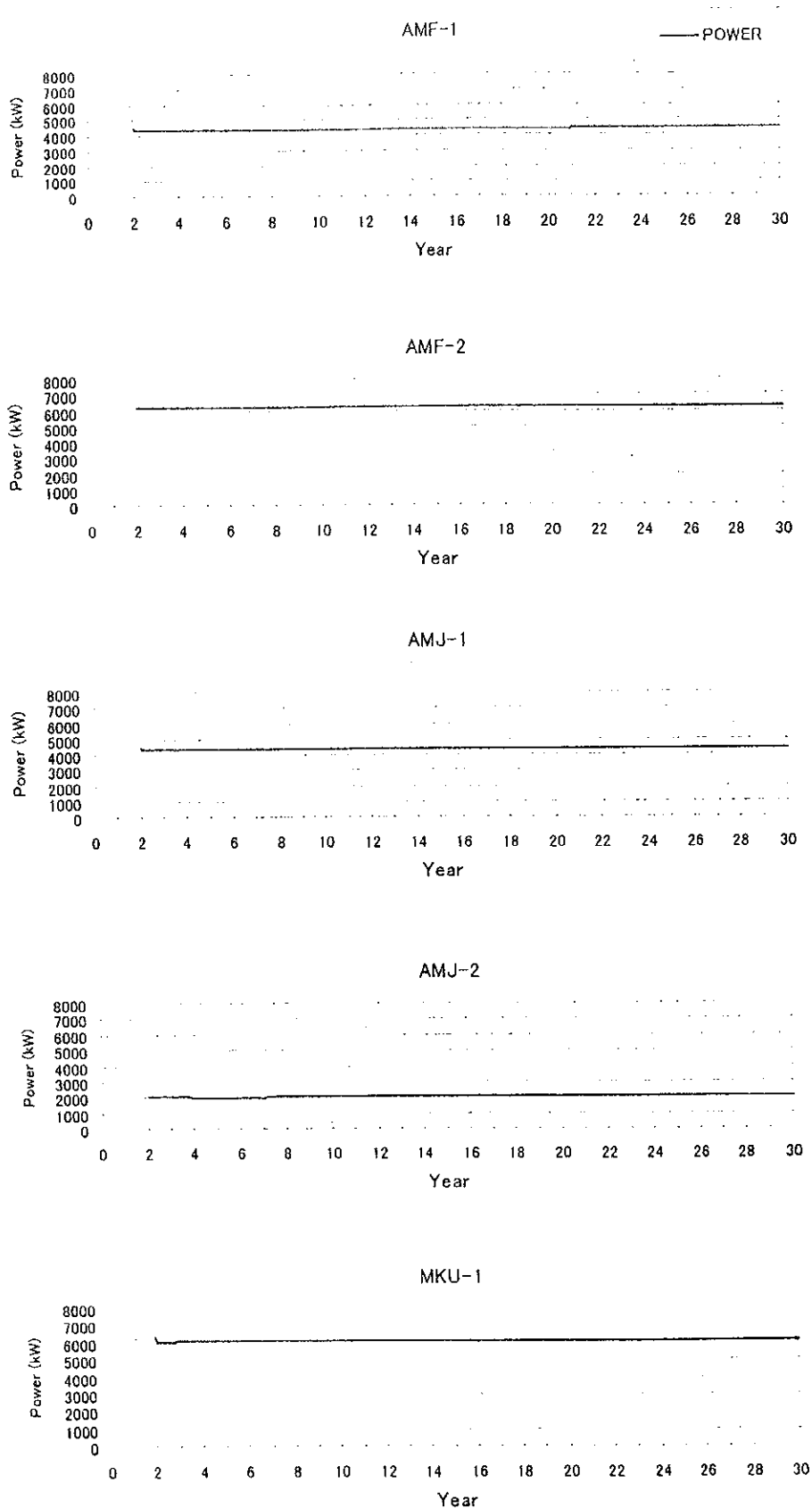
Amaitilan Geothermal Development Project
 既存坑井および補充井の掘削ターゲット
 Drilling Pads and Targets of Existing and Additional Wells
 JICA-WEST JEC Fig. 3-1-9

M01072506

シナリオ 1: 20 MW 発電の場合の出力予測

Fig.3-1-10 Scenario 1: 20 MW Results of Forecasting



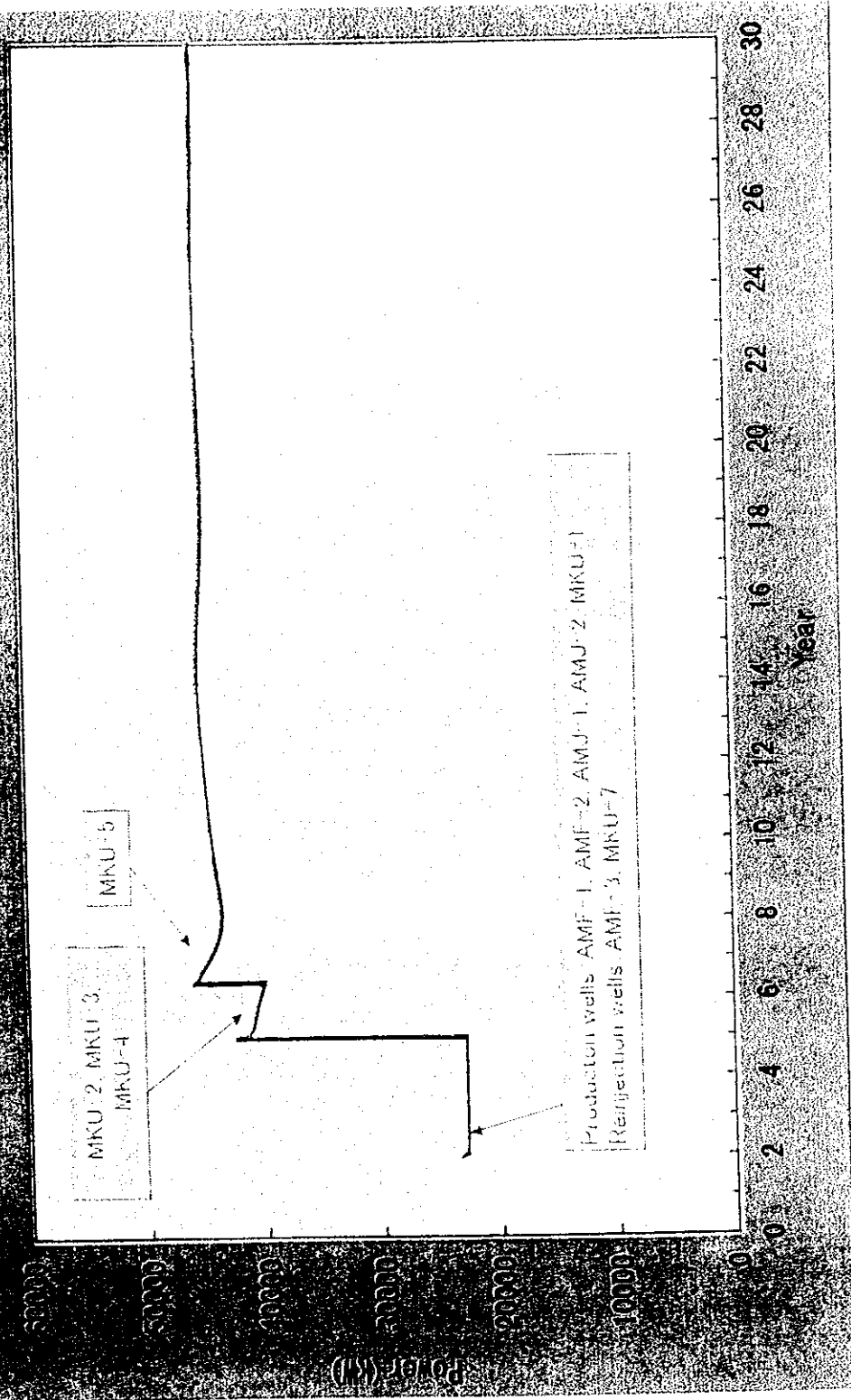


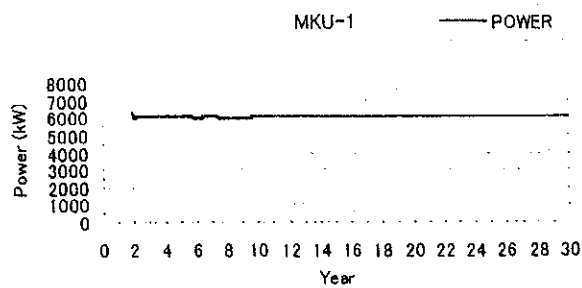
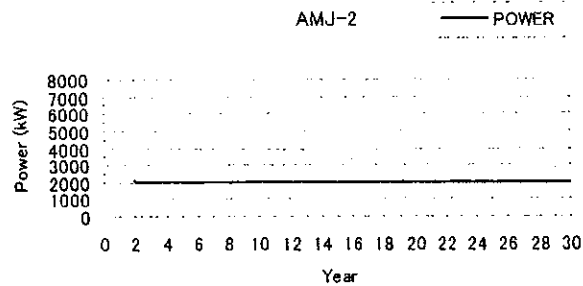
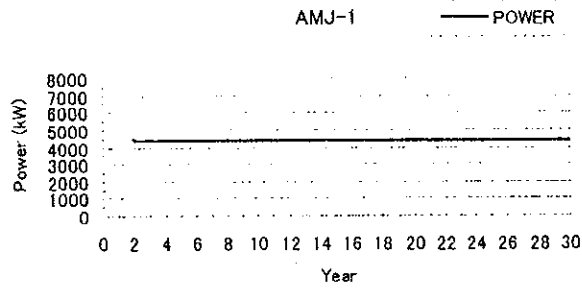
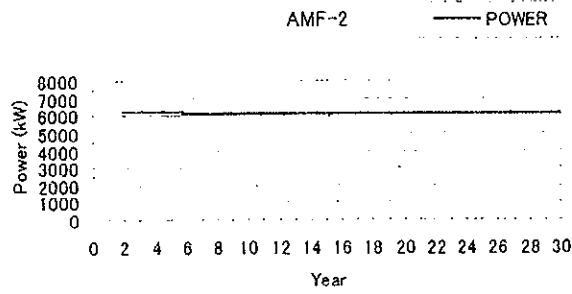
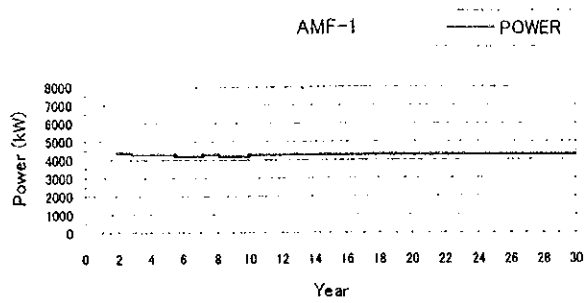
* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Fig.3-1-11 Scenario-1: Forecasted well production
シナリオ1: 各生産井の出力予測

シナリオ 2: 20MW + 20 MW 発電の場合の出力予測

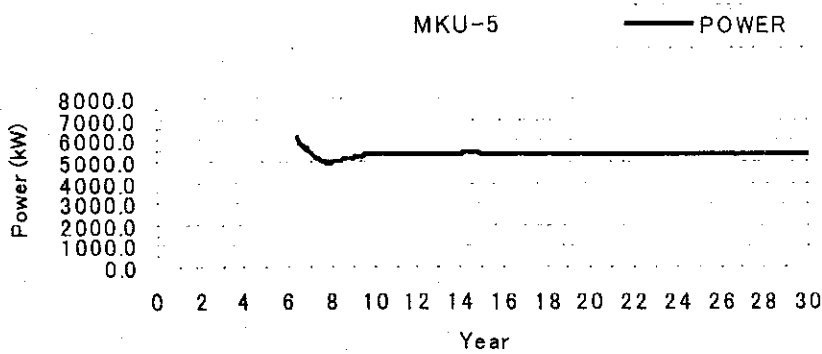
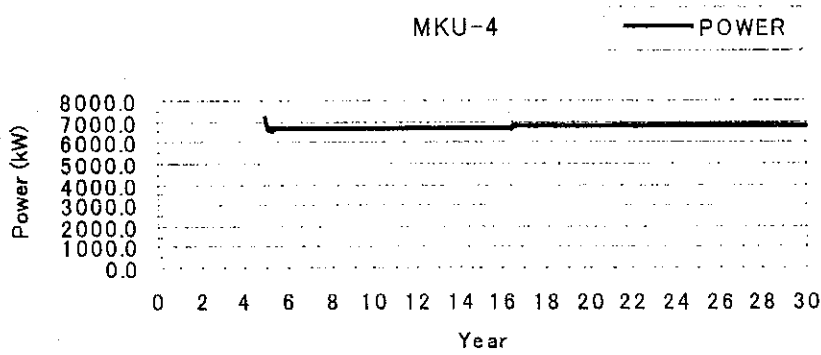
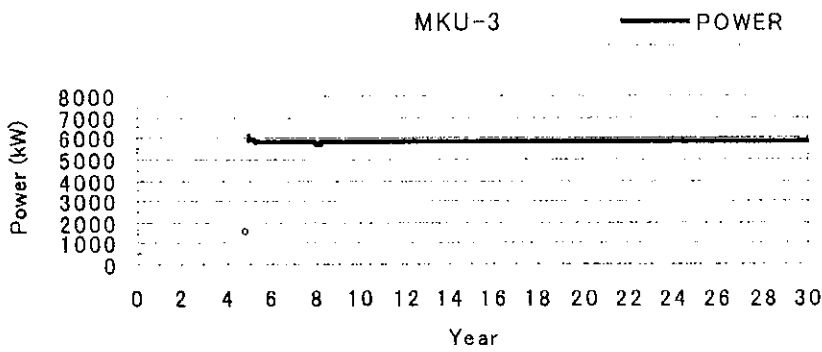
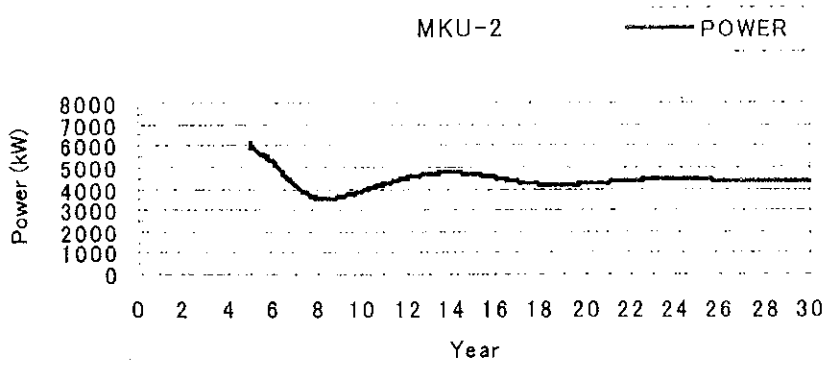
Fig.3.1-12 Scenario 2: 20MW + 20 MW results of forecasting





* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Fig.3-1-13 Scenario-2: Forecasted well production-a
シナリオ 2: 各生産井の出力予測(a)



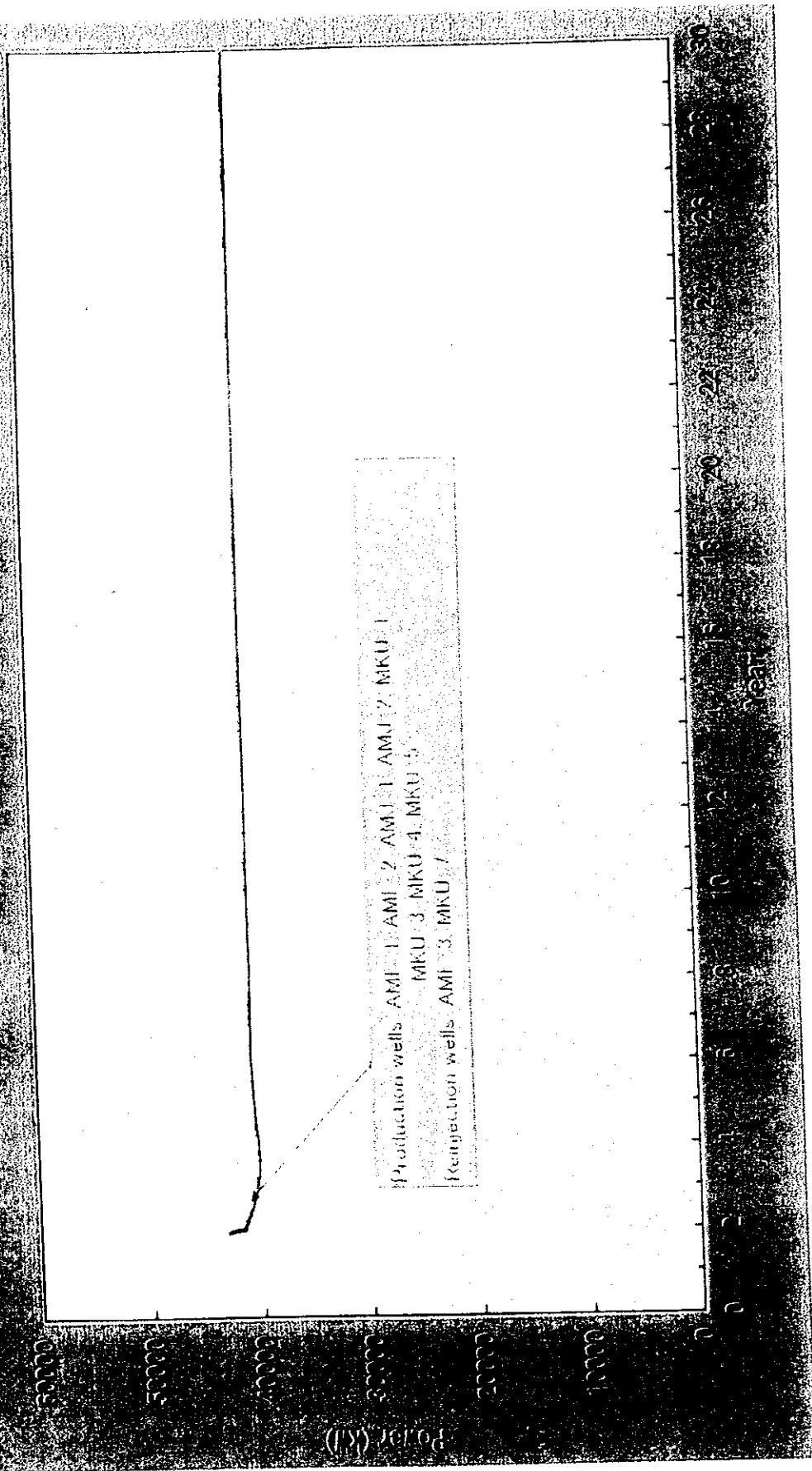
* Power : Output from primary steam (Single flashed)

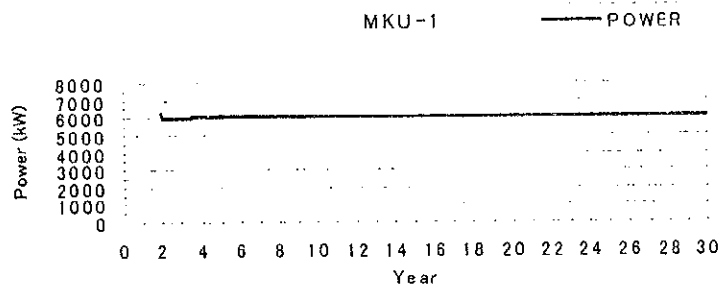
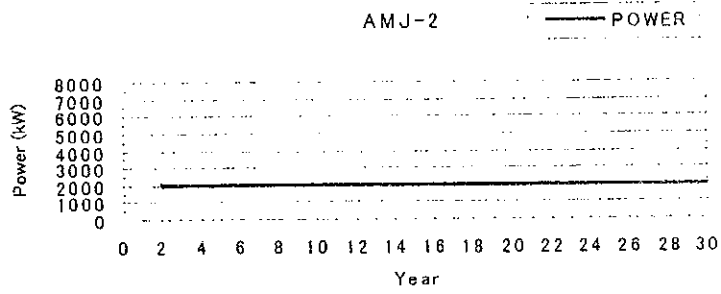
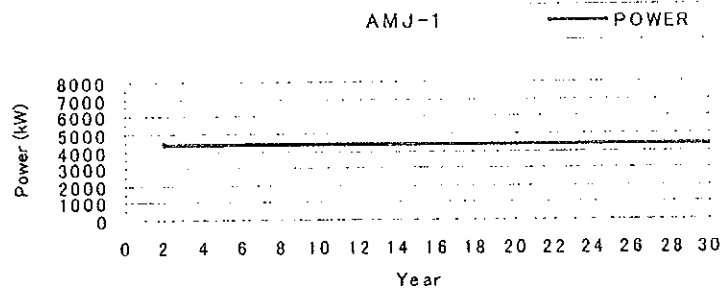
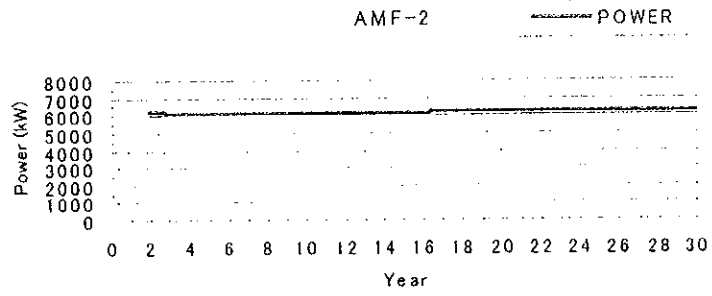
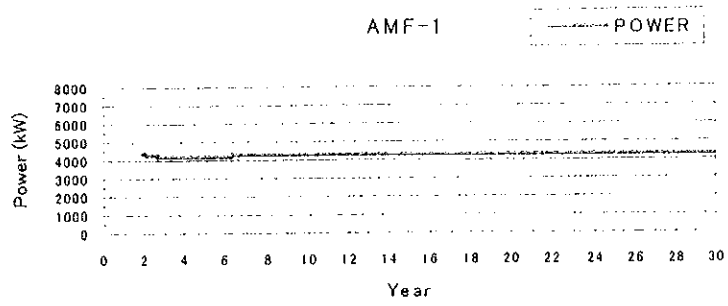
Fig.3-1-14 Scenario-2: Forecasted well production-b

シナリオ 2: 各生産井の出力予測(b)

シナリオ 3: 40 MW 発電の場合の出力予測

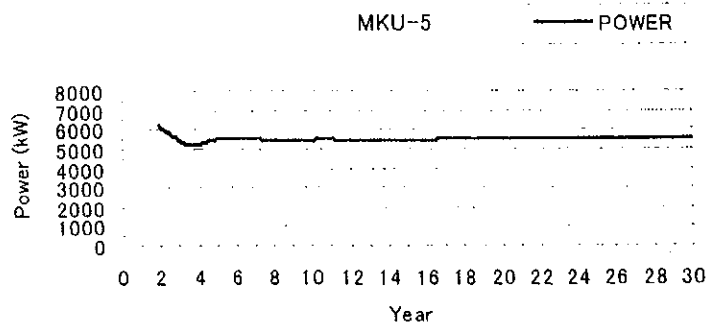
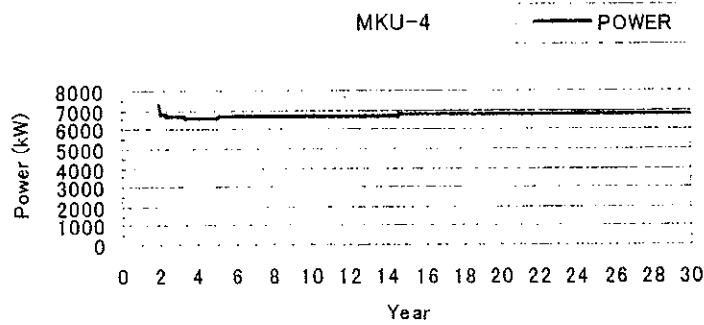
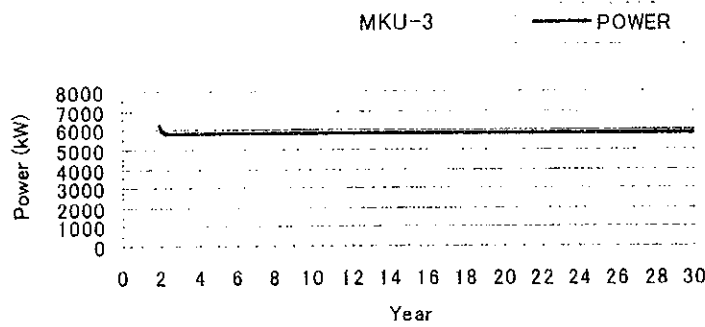
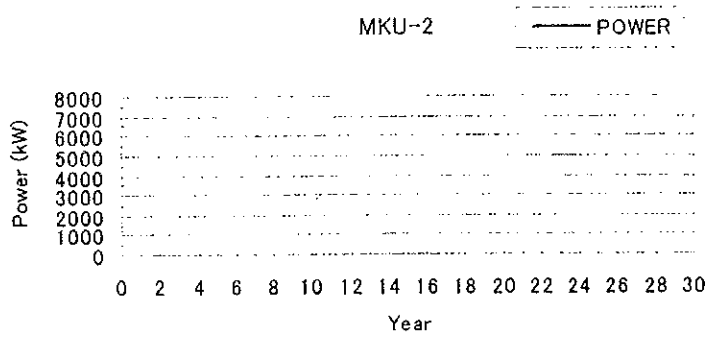
Fig.3-1-15 Scenario 3: 40 MW results of forecasting





* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Fig.3-1-16 Scenario-3: Forecasted well production-a
シナリオ 3: 各生産井の出力予測(a)



* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Fig.3-1-17 Scenario-3: Forecasted well production-b

シナリオ3: 各生産井の出力予測(b)

数値モデルの岩石物性値

Table 3-1-1 Physical properties of materials in the numerical model

ROCK	DENSITY	POROSITY	PERMEABILITY/PERMEABILITY/PERMEABILITY			HEAT CONDUCTIVITY	SPECIFIC HEAT
	ROCK		X	Y	Z		
	Kg/m ³		m ²	m ²	m ²	W/m-Deg. C	J/Kg-Deg. C
AIR01	2200	0.9000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.03	50000
TOP01	2200	0.9000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	2.20	50000
ROK01	2200	0.1000	1.000E-16	1.000E-16	1.000E-16	2.20	1000
ROK02	2200	0.1000	2.000E-15	2.000E-15	2.000E-16	2.20	1000
ROK09	2200	0.1000	3.000E-15	3.000E-15	5.000E-16	2.20	1000
ROK03	2200	0.1000	8.000E-15	8.000E-15	1.000E-14	2.20	1000
ROK04	2200	0.1000	2.000E-14	2.000E-14	3.000E-14	2.20	1000
ROK05	2200	0.1000	6.000E-14	6.000E-14	7.000E-14	2.20	1000
ROK06	2200	0.1000	7.000E-14	7.000E-14	2.000E-16	2.20	1000
ROK07	2200	0.1000	9.000E-14	9.000E-14	2.000E-16	2.20	1000
ROK08	2200	0.1000	4.000E-15	4.000E-15	2.000E-14	2.20	1000
AQU01	2200	0.1000	6.000E-14	6.000E-14	7.000E-14	2.20	50000
BAS01	2200	0.1000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	2.22	50000
LIM01	2200	0.1000	2.000E-12	2.000E-12	3.000E-12	2.20	1000
LIM02	2200	0.1000	6.000E-14	6.000E-13	2.000E-13	2.20	1000
AQU02	2200	0.1000	6.000E-12	6.000E-12	7.000E-12	2.20	50000