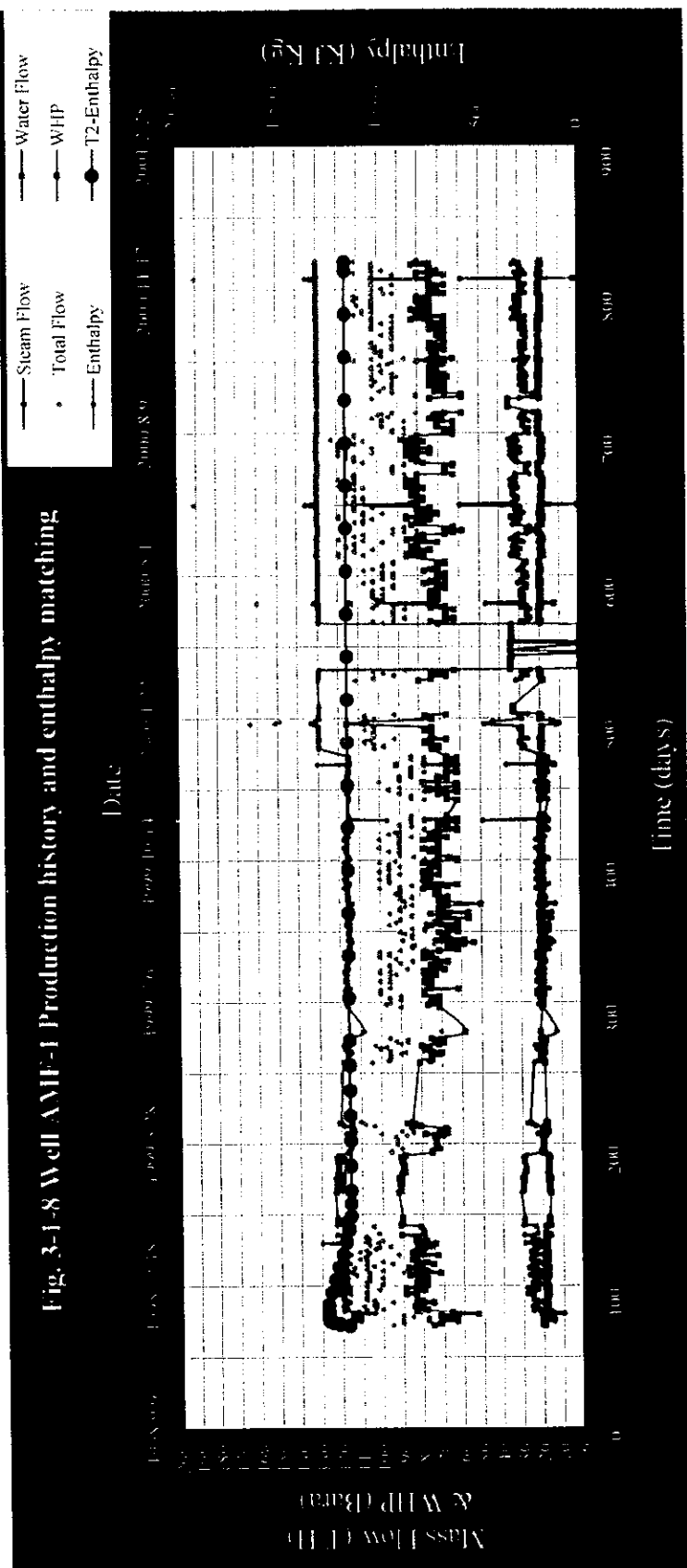


生産井 AMF-1 の噴出量変化とエンタルピーマッチング

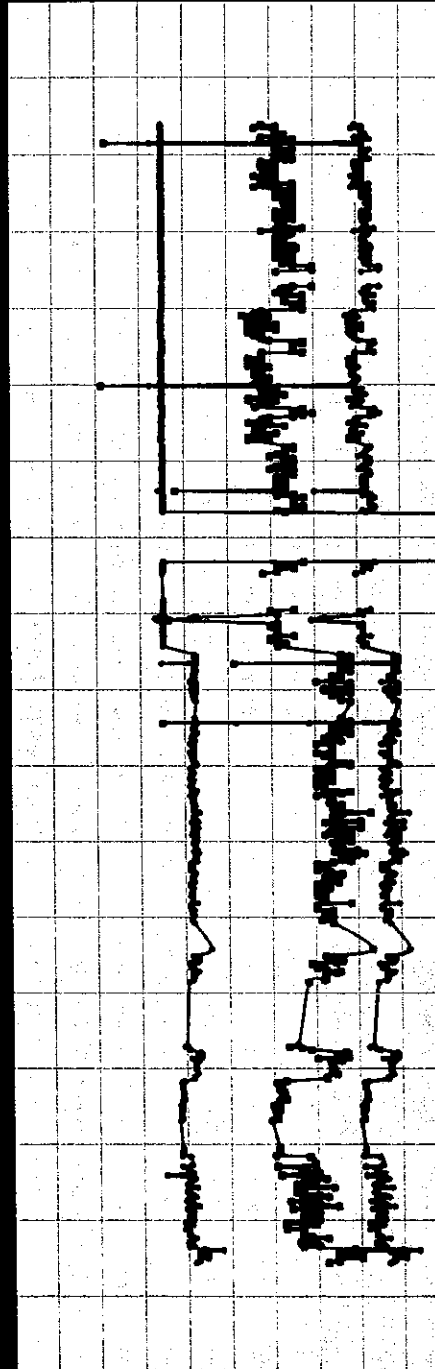
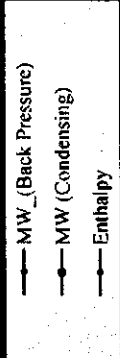


生産井 AMF-1 の噴出量変化とエンタルピーマッチング



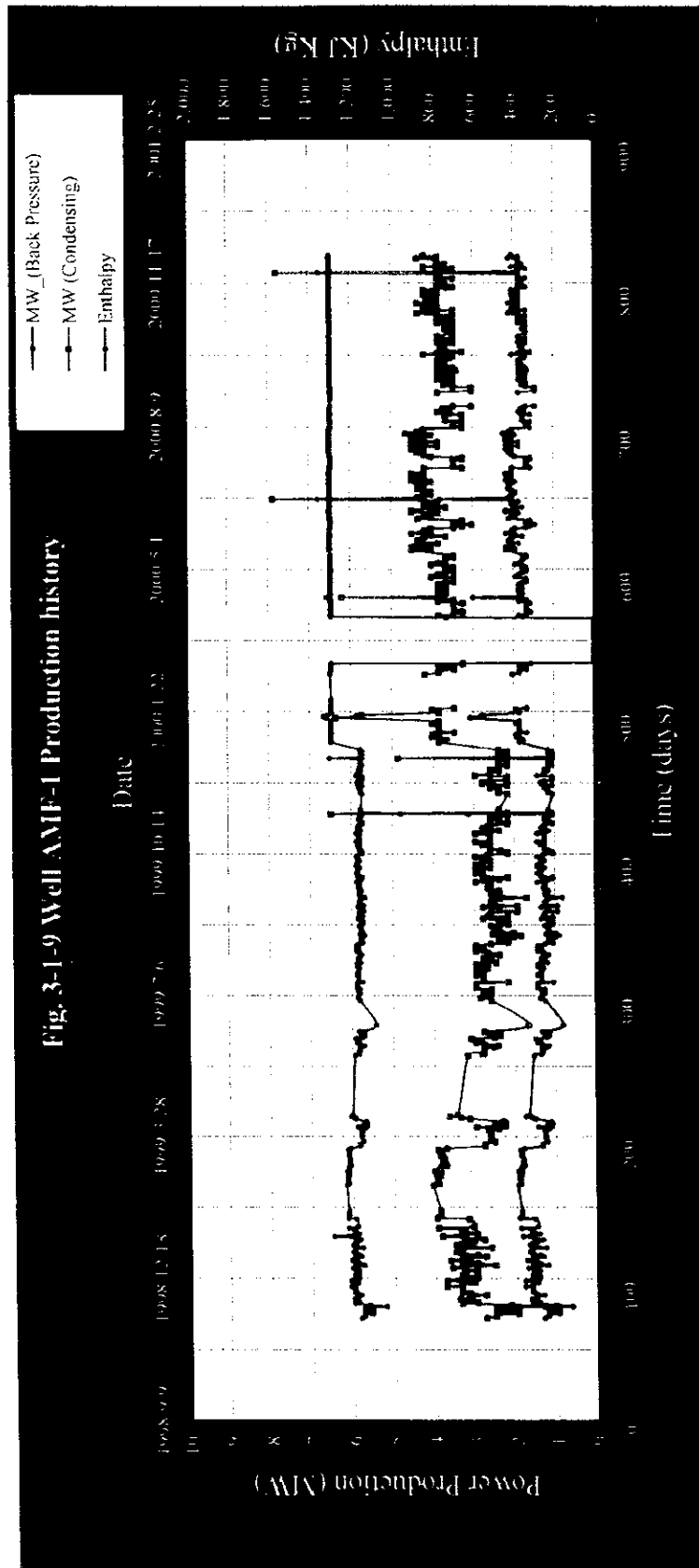
生産井 AMF-1 の出力変化

Fig. 3.1-10 (AMF) 1 Production Data History

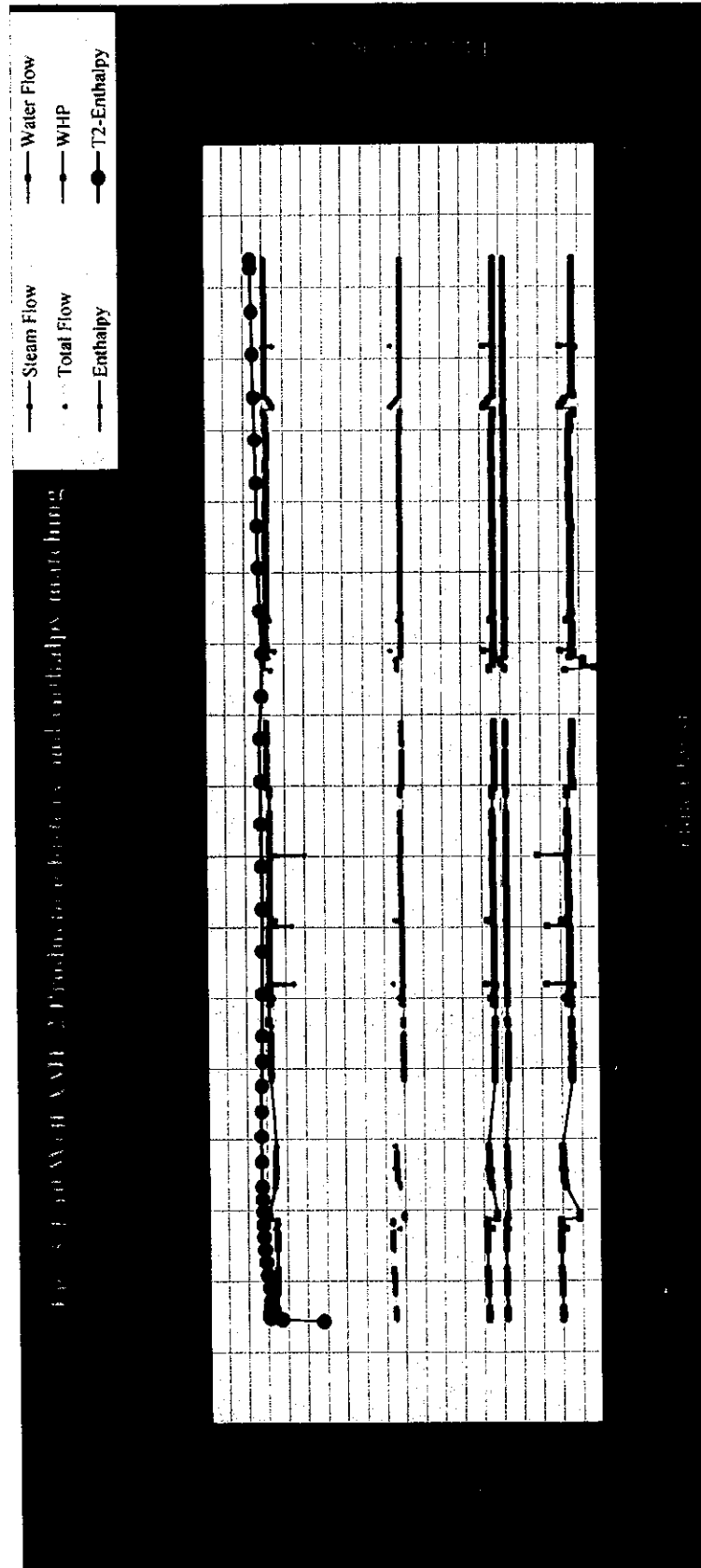


生産井 AMF-1 の出力変化

Fig. 3-1-9 Well AMF-1 Production history

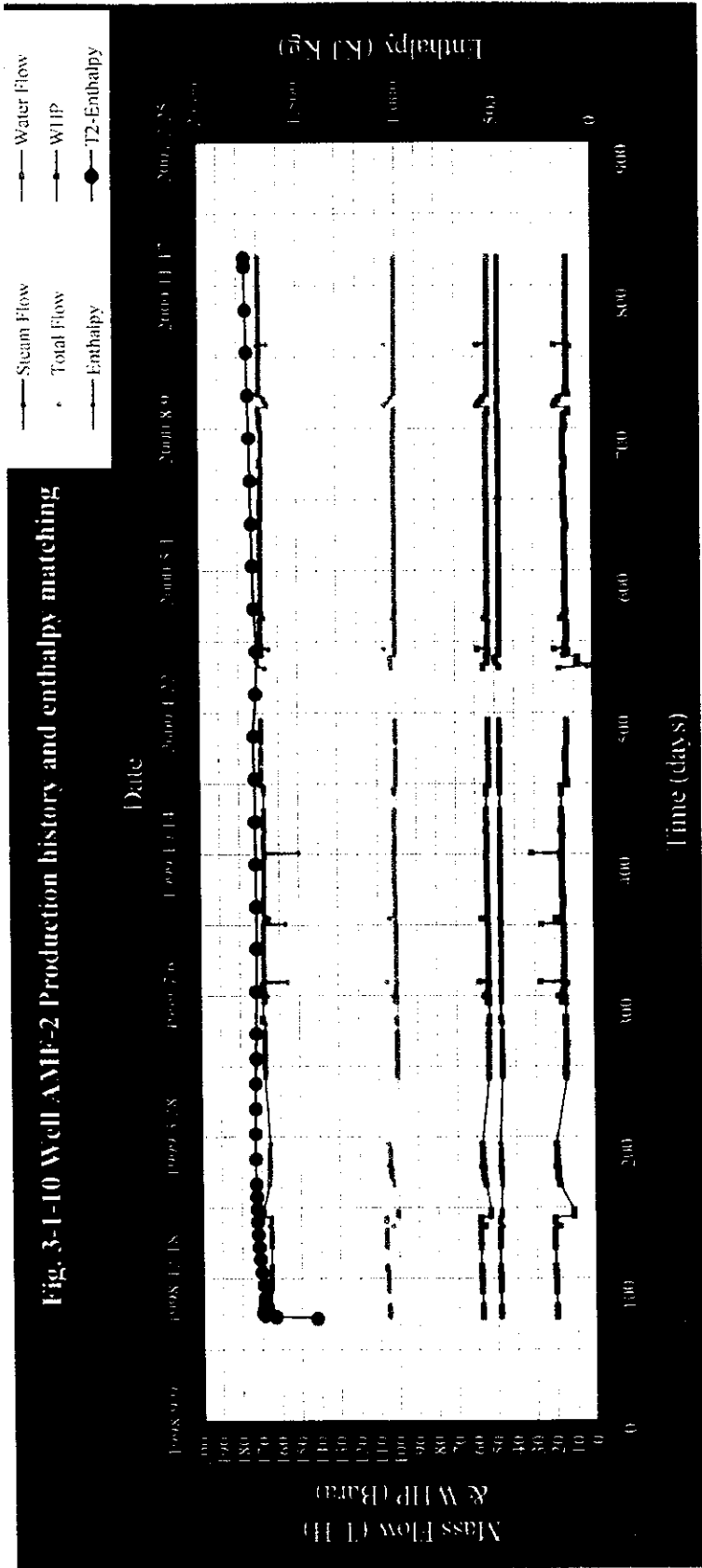


生産井 AMF-2 の噴出量変化とエンタルピーマッチング



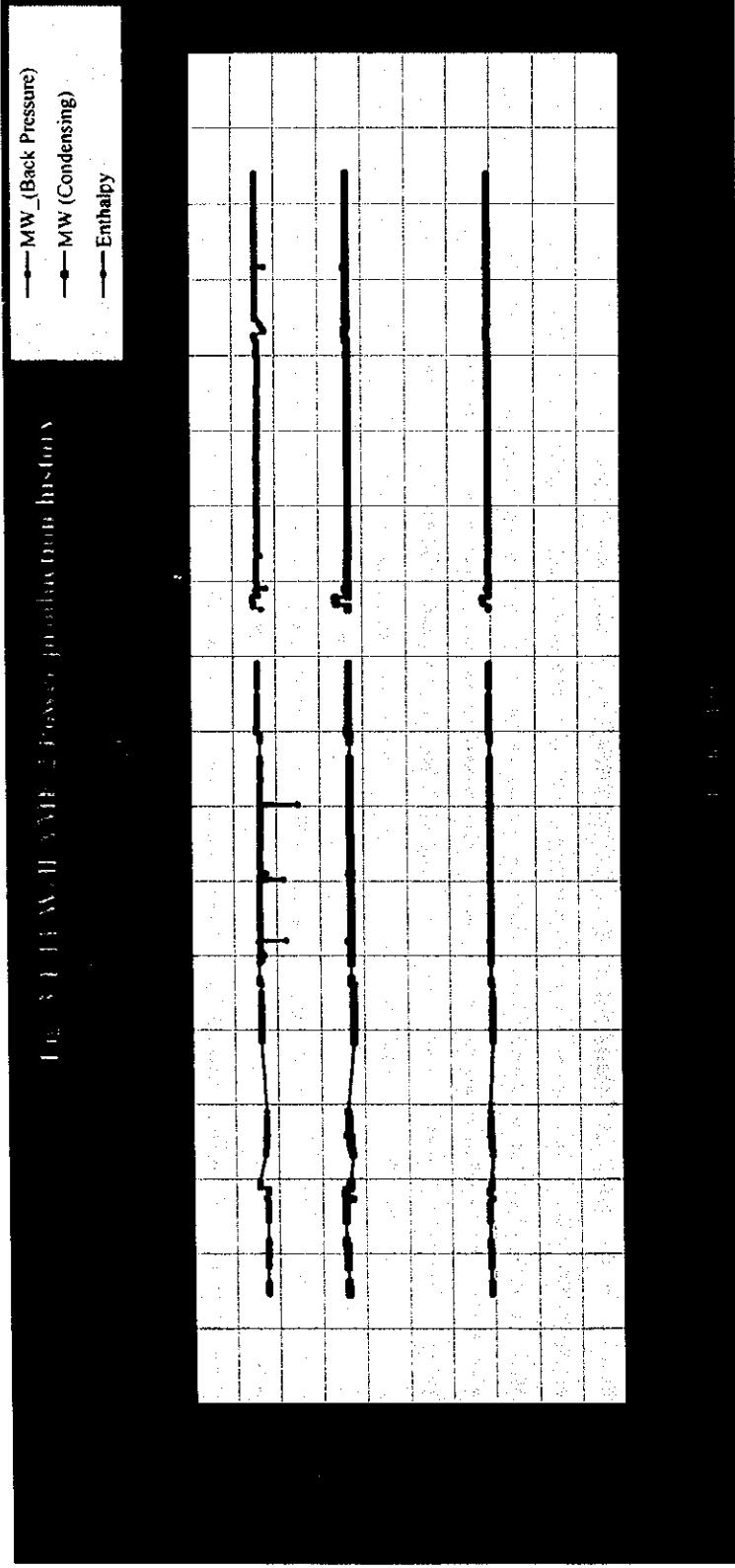
生産井 AMF-2 の噴出量変化とエンタルピーマッチング

Fig. 3-1-10 Well AMF-2 Production history and enthalpy matching



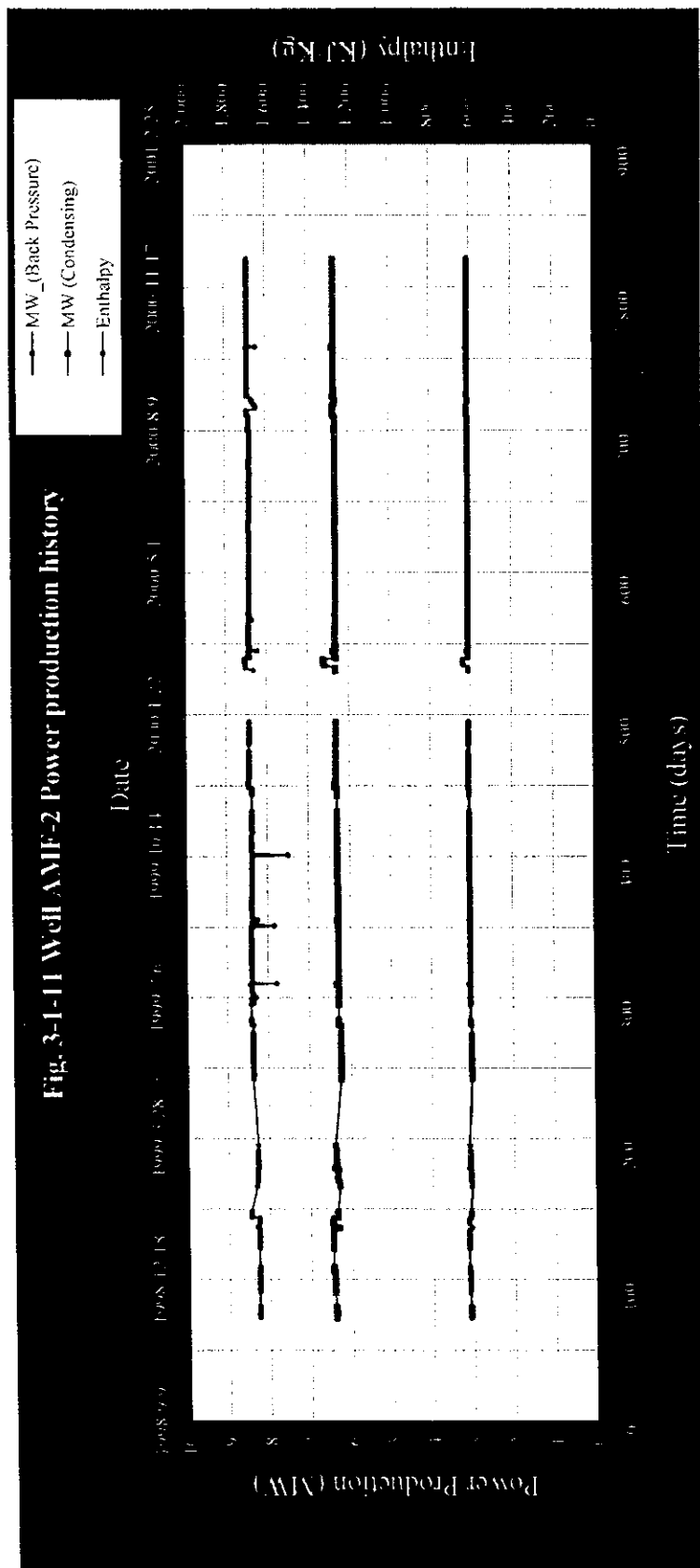
生産井 AMF-2 の出力変化

Fig. 3.1-11 Well AMF-2 Power production history

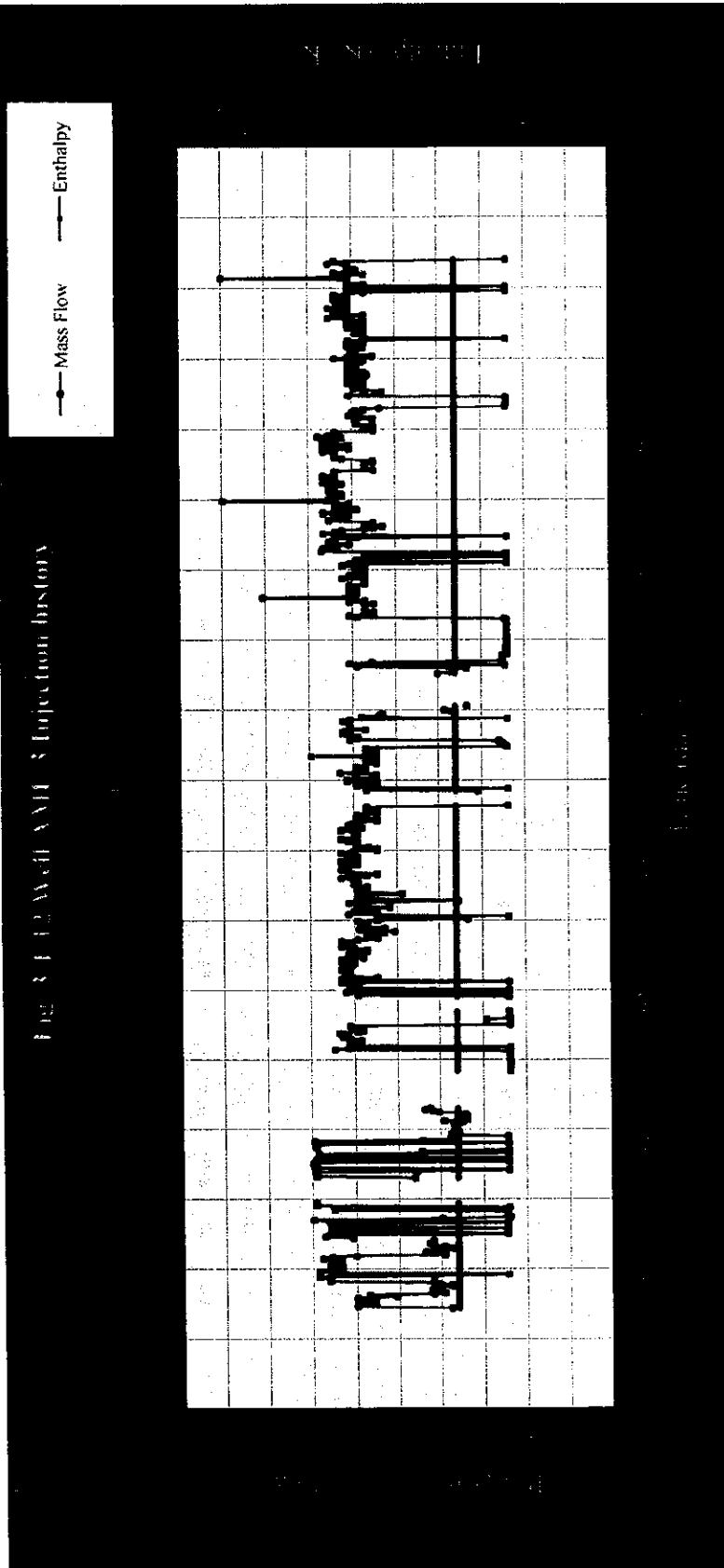


生産井 AMF-2 の出力変化

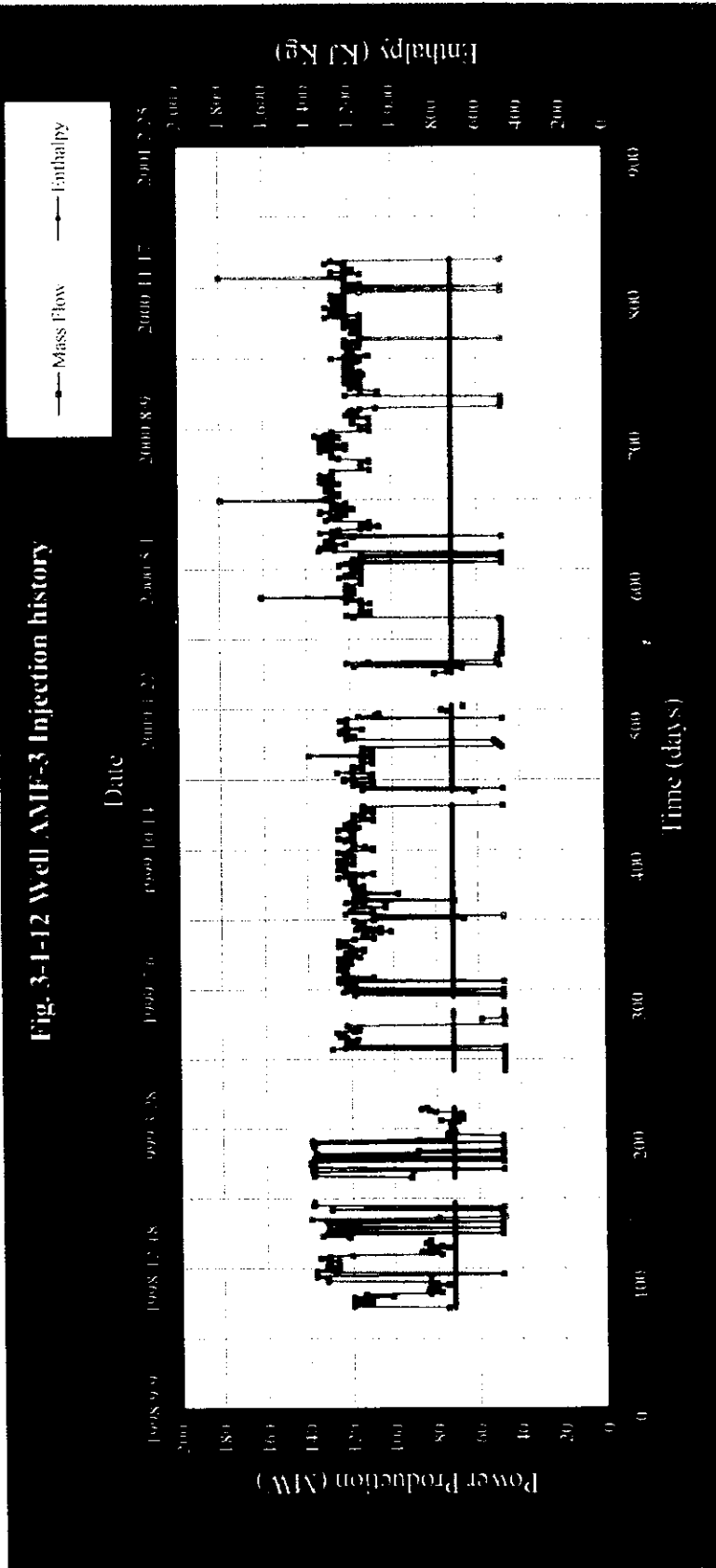
Fig. 3-1-11 Well AMF-2 Power production history



還元井 AMF-3 の還元量変化

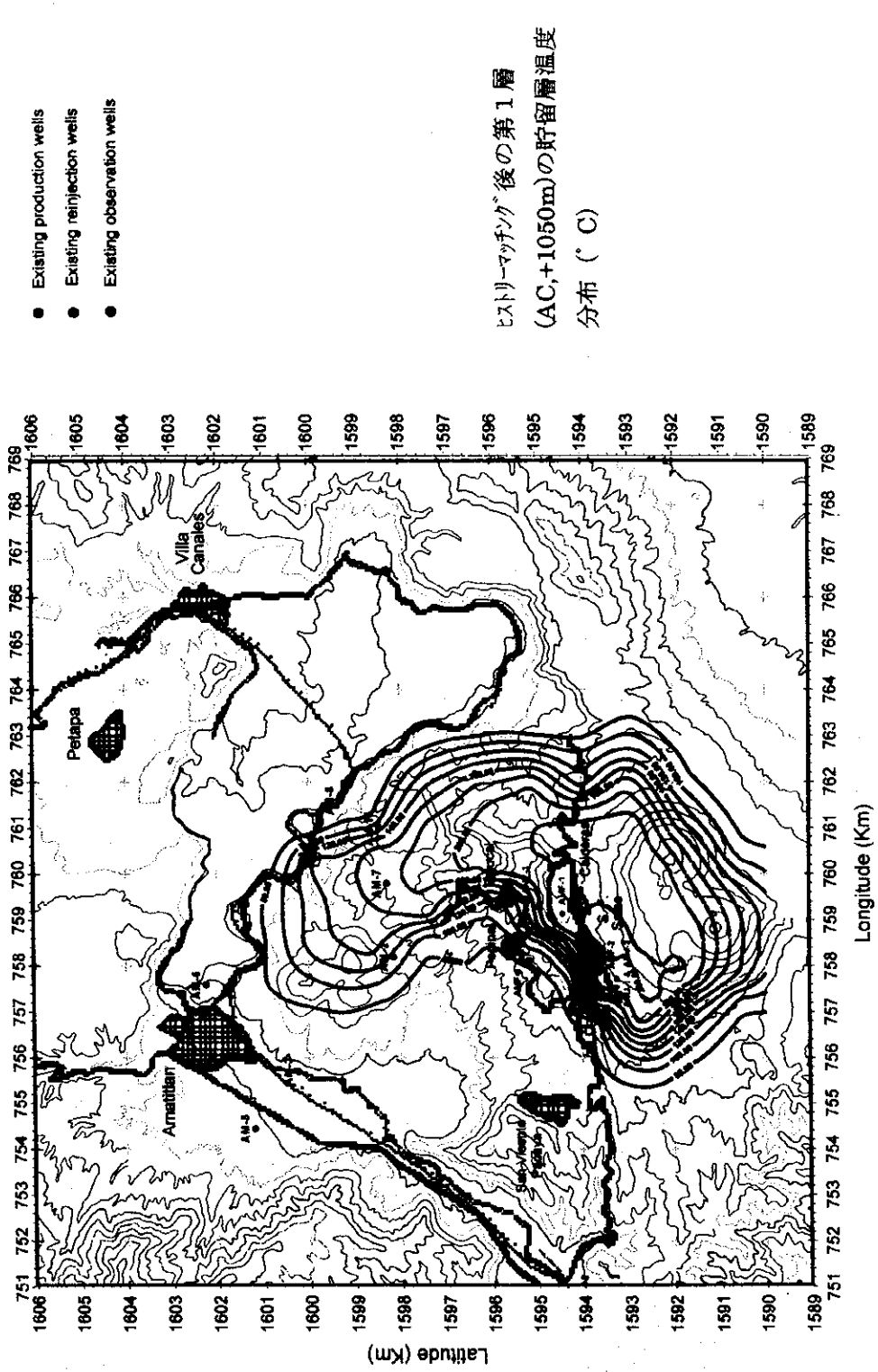


還元井 AMF-3 の還元量変化



Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-13 Temperature (C) distribution after history matching calibration, Layer 1 (AE, +1050)

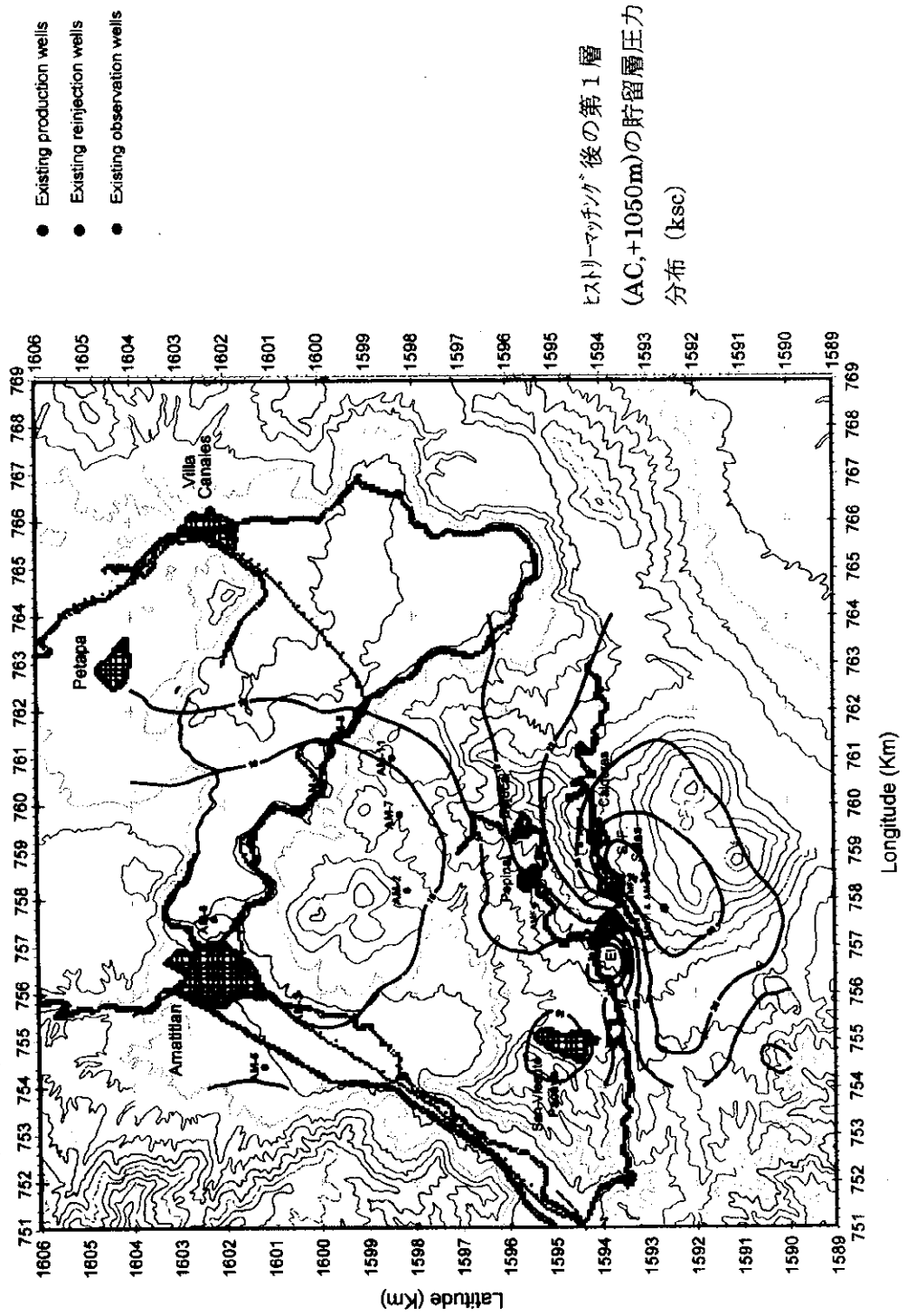


ヒストリーマッチング後の第1層
(AC,+1050m)の貯留層温度
分布 (°C)

- Existing production wells
- Existing reinjection wells
- Existing observation wells

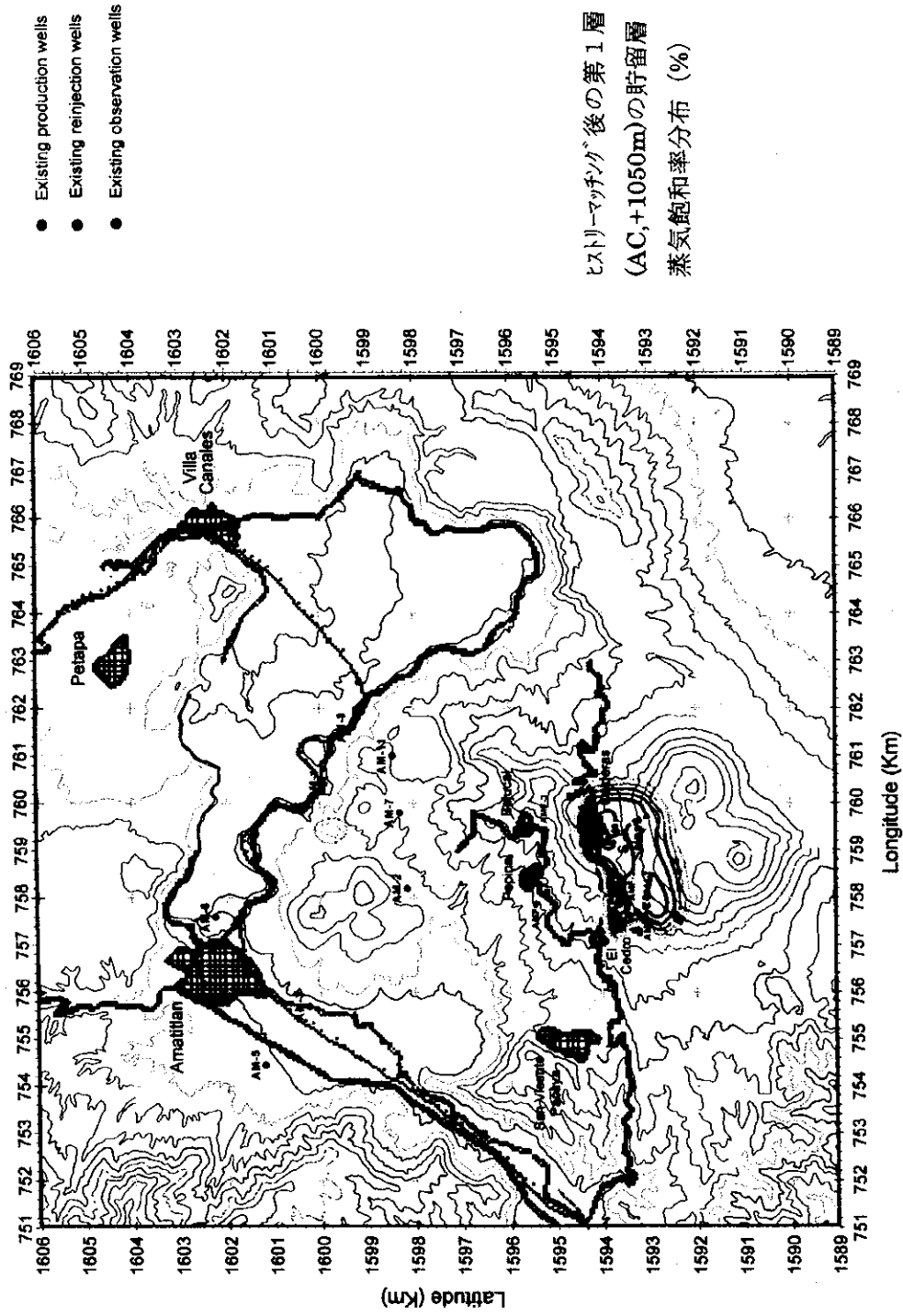
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-14 Pressure (ksc) distribution after history matching calibration, Layer 1 (AE, +1050)



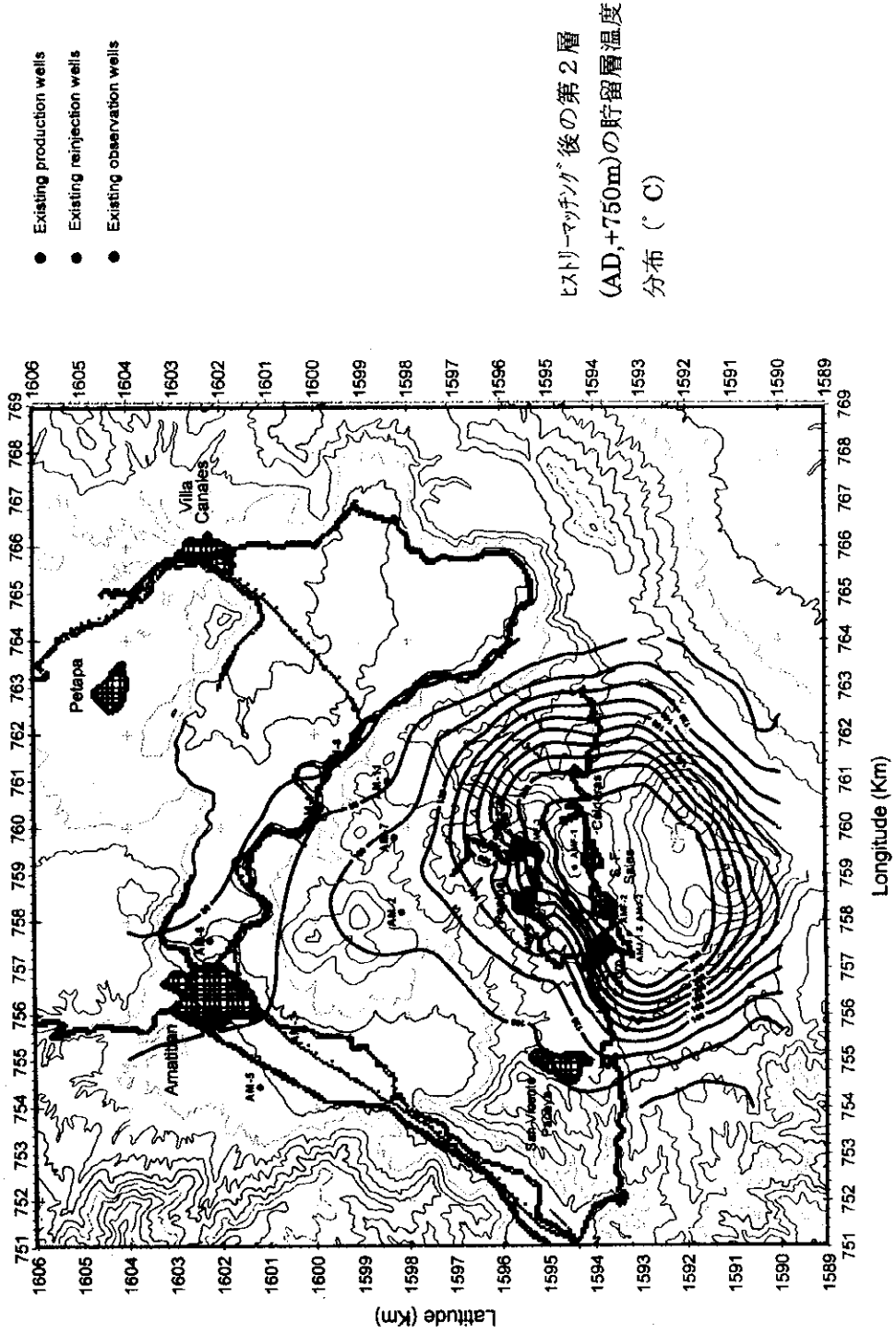
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-15 Steam Saturation (%) distribution after history matching calibration, Layer 1 (AE, +1050)



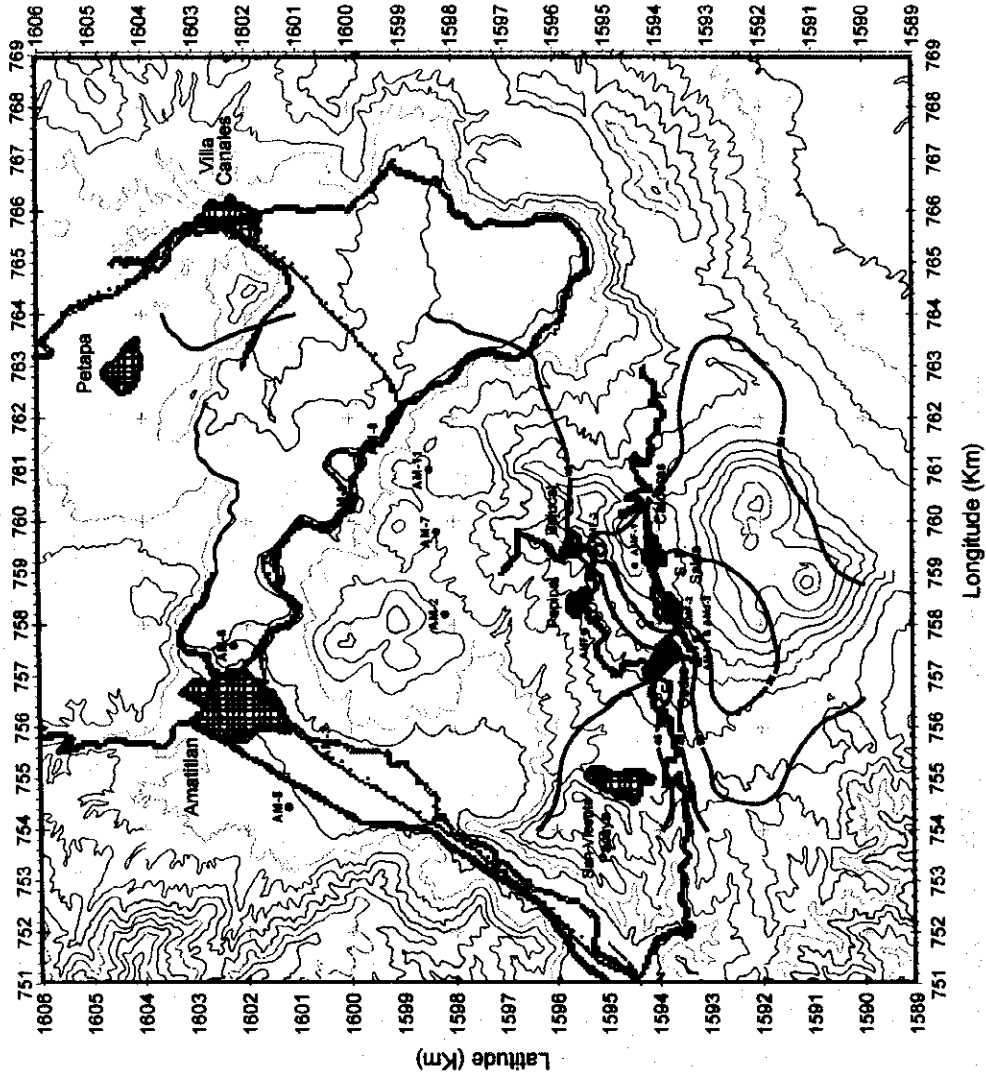
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-16 Temperature (C) distribution after history matching calibration, Layer 2 (AD, +750)



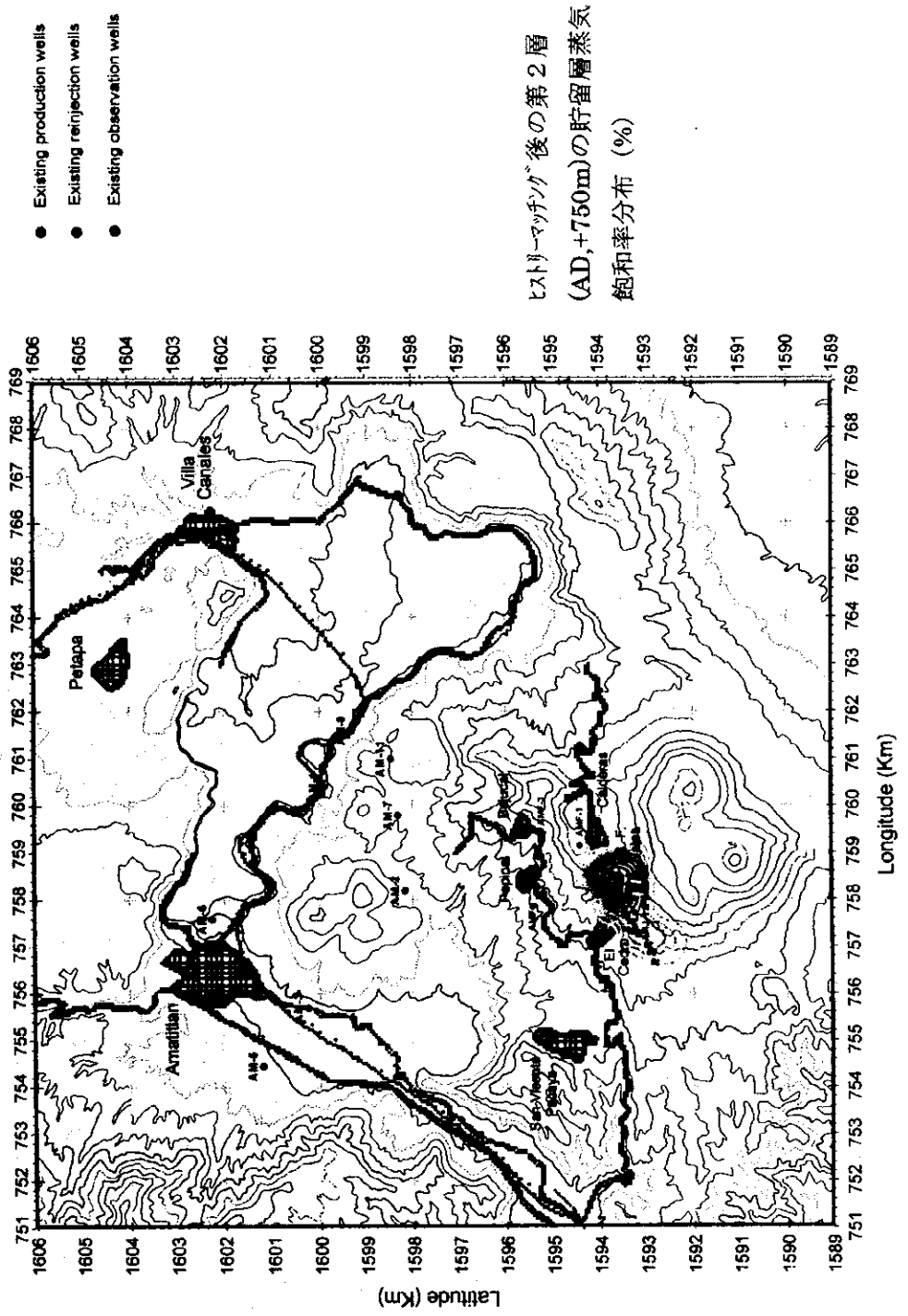
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-17 Pressure (ksc) distribution after history matching calibration, Layer 2 (AD, +750)



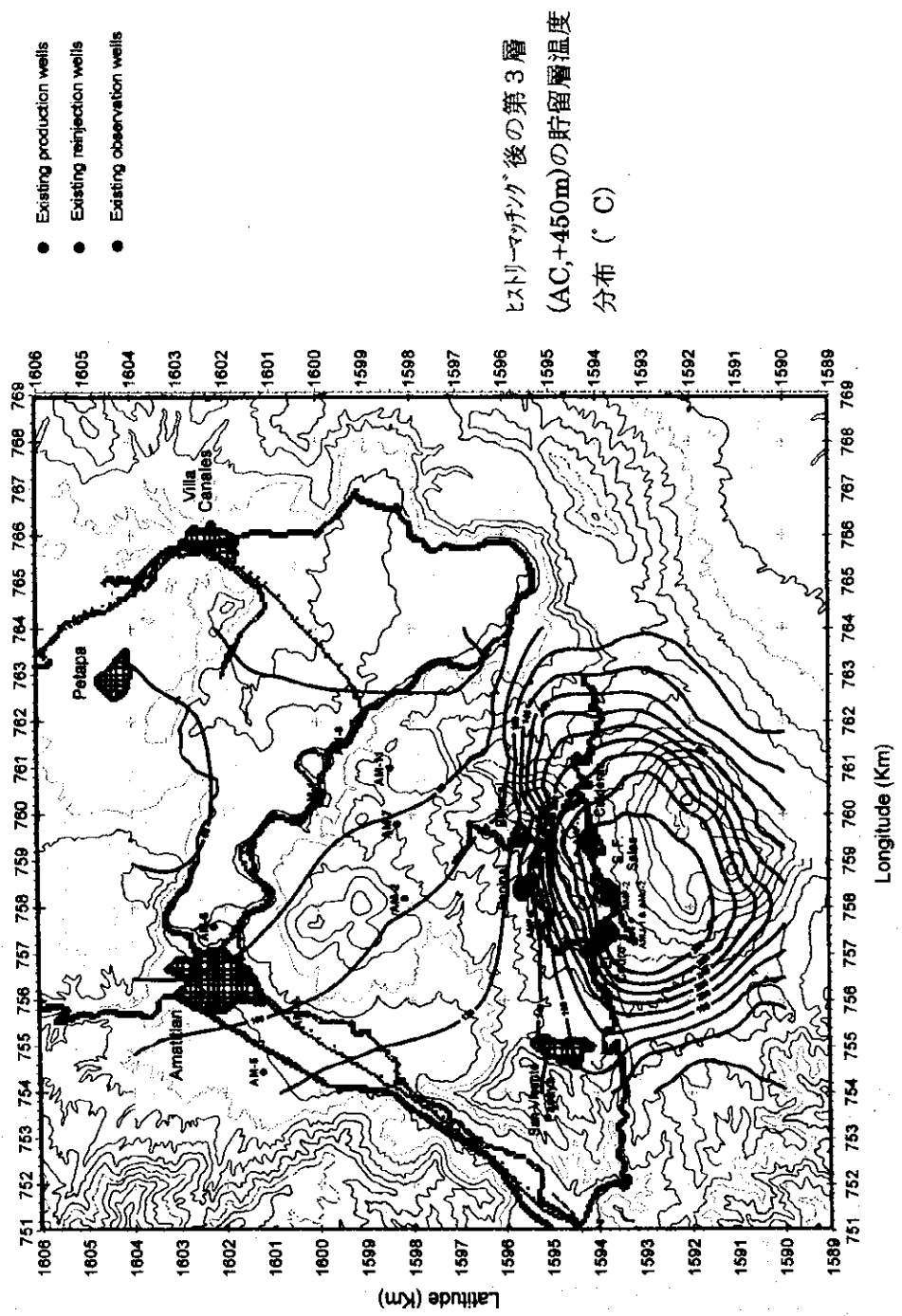
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-18 Steam Saturation (%) distribution after history matching calibration, Layer 2 (AD, +750)



Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-19 Temperature (C) distribution after history matching calibration, Layer 3 (AC, +450)

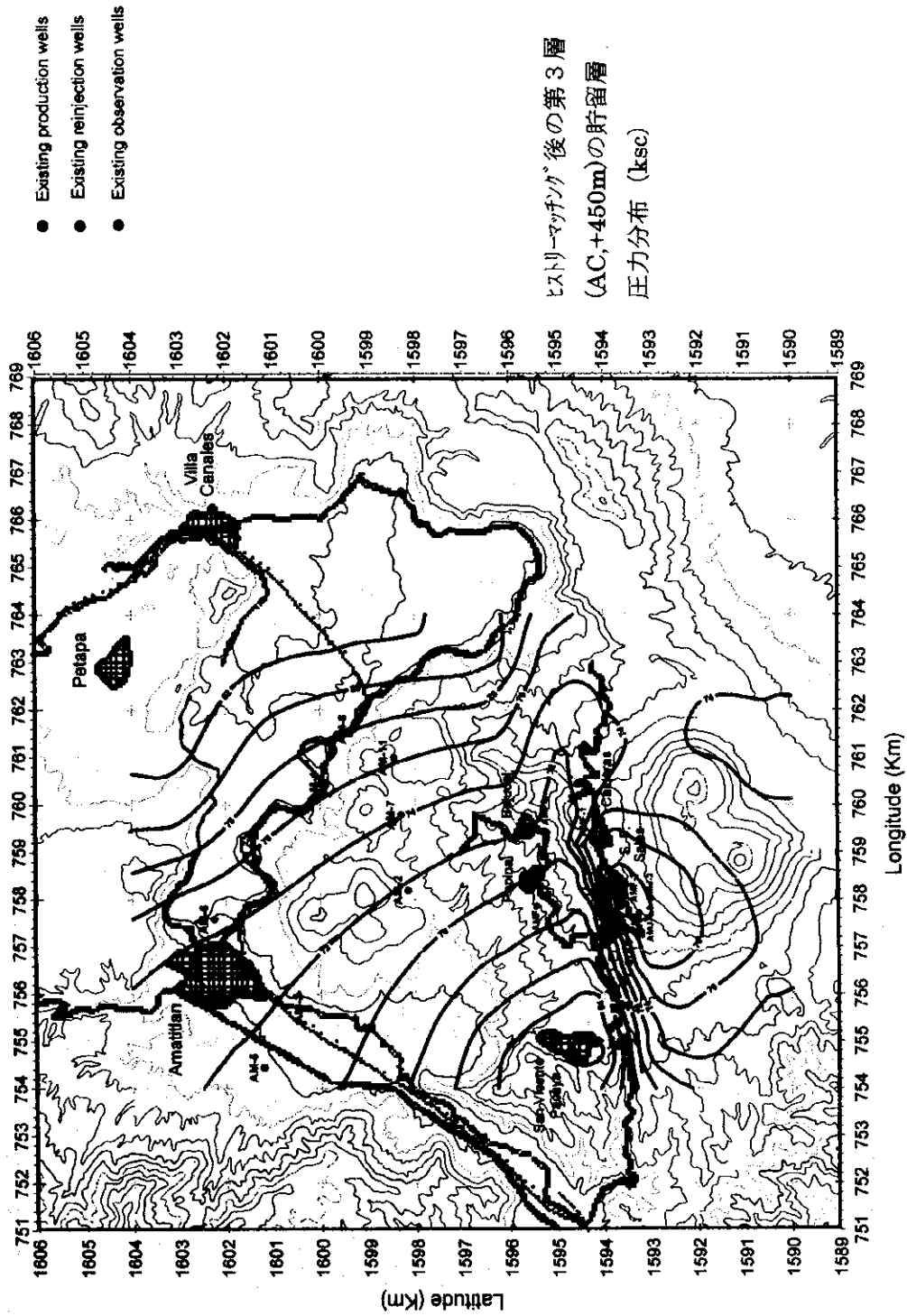


INCE/West, Inc

AMTIT_T_Layer+450.mxd

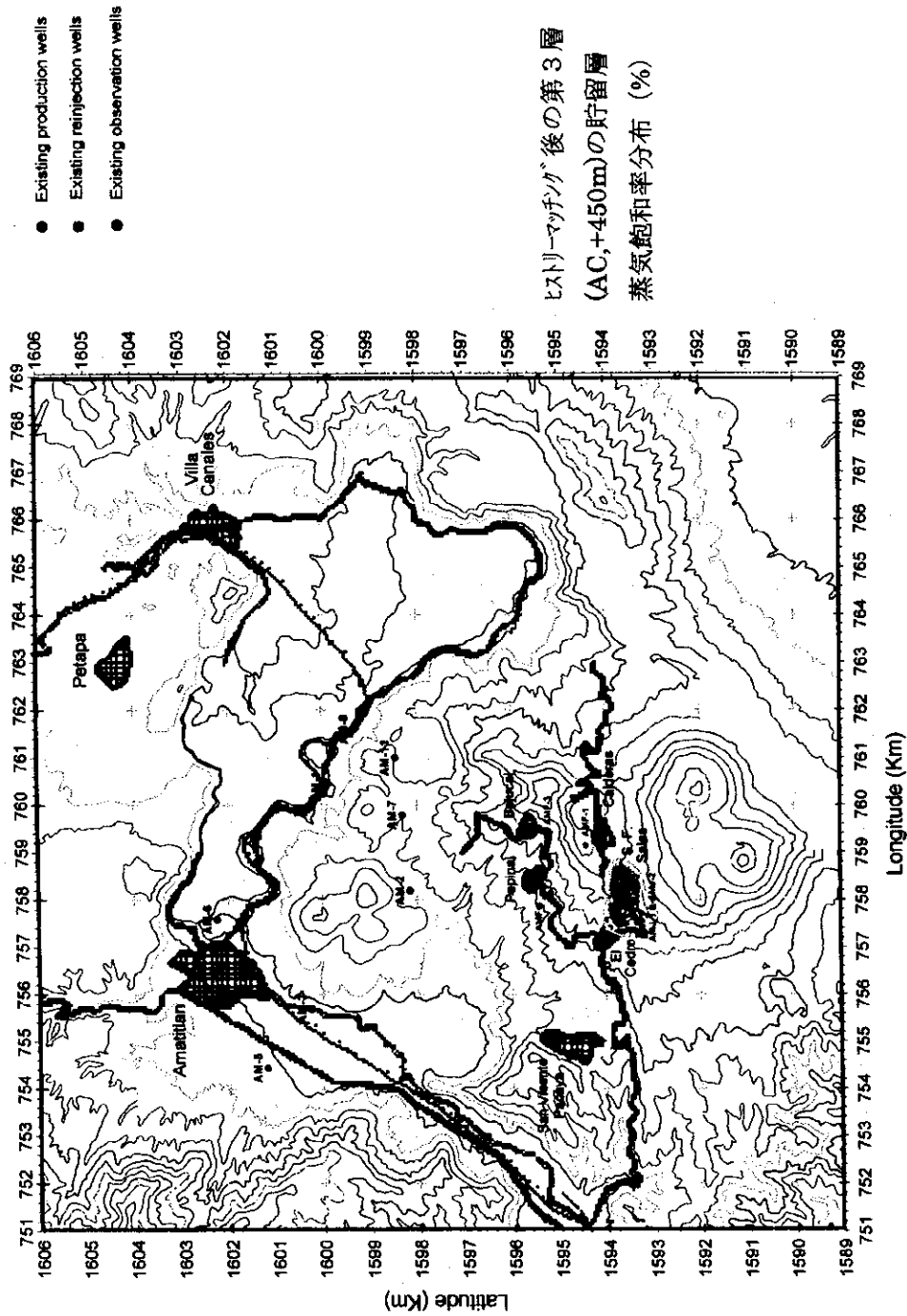
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

Fig. 3-1-20 Pressure (ksc) distribution after history matching calibration, Layer 3 (AC, +450)



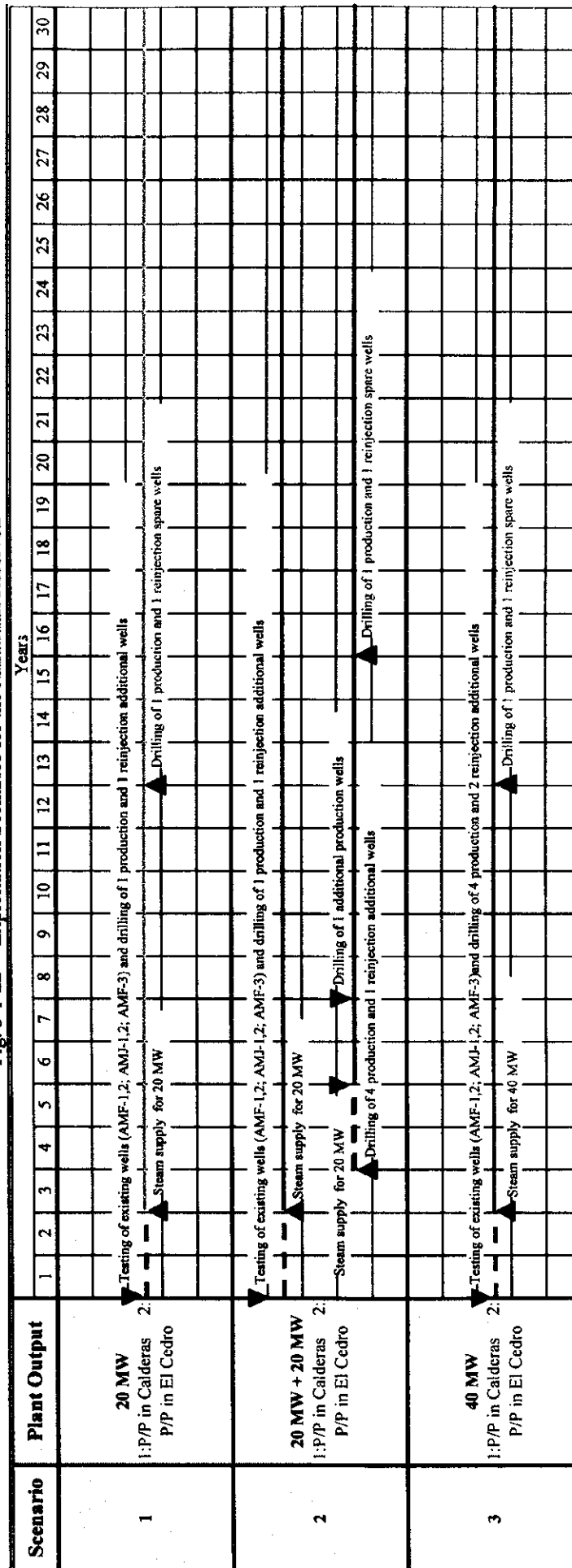
Amatitlan Geothermal Field Reservoir Simulation

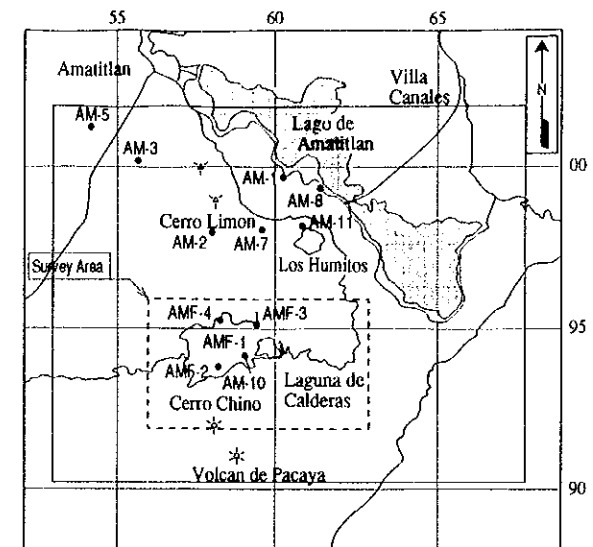
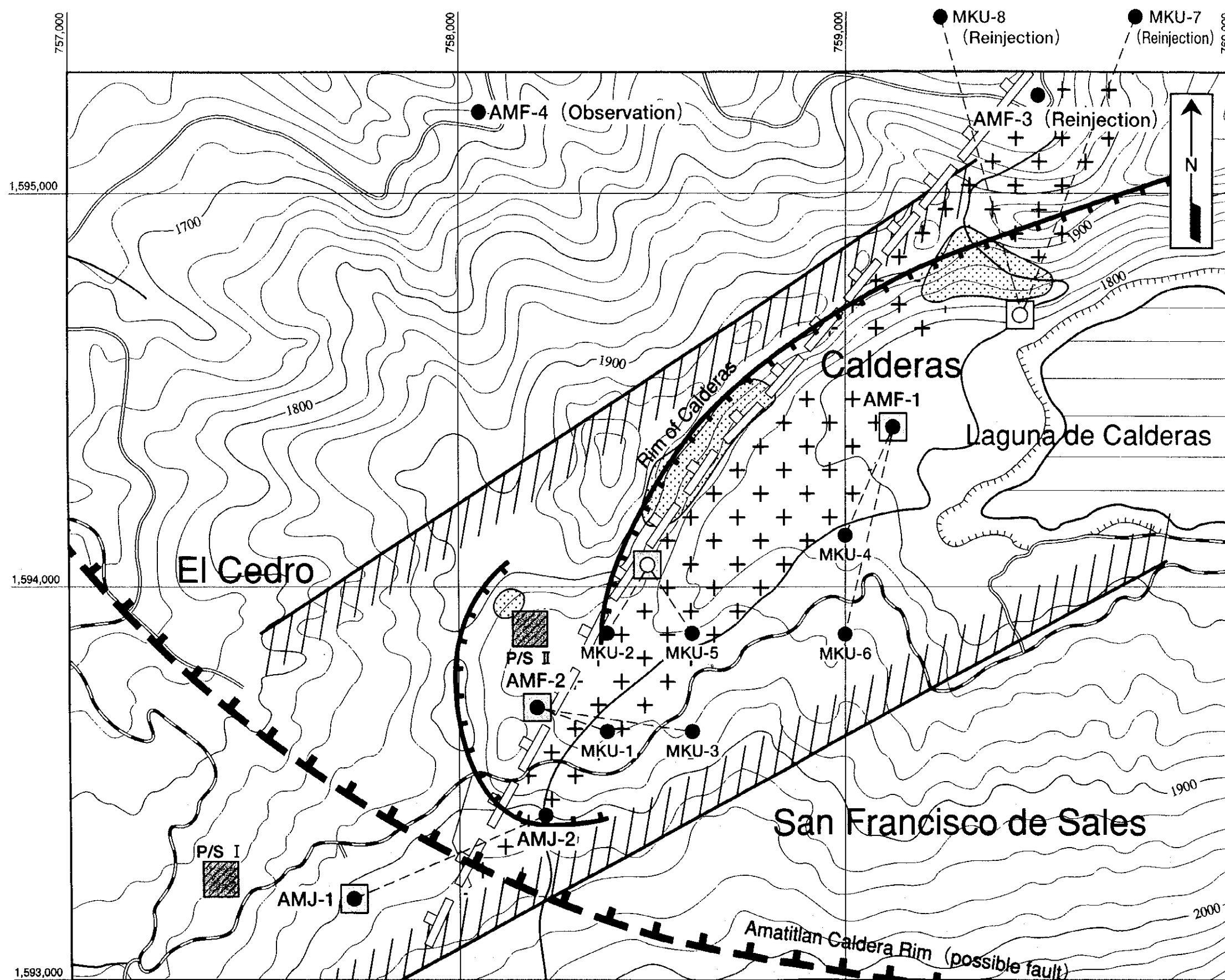
Fig. 3-1-21 Steam Saturation (%) distribution after history matching calibration, Layer 3 (AC, +450)



貯留層の開発シナリオ

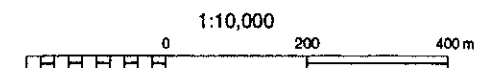
Fig. 3-1-22 Exploitation Scenarios for the Amatitlan Reservoir





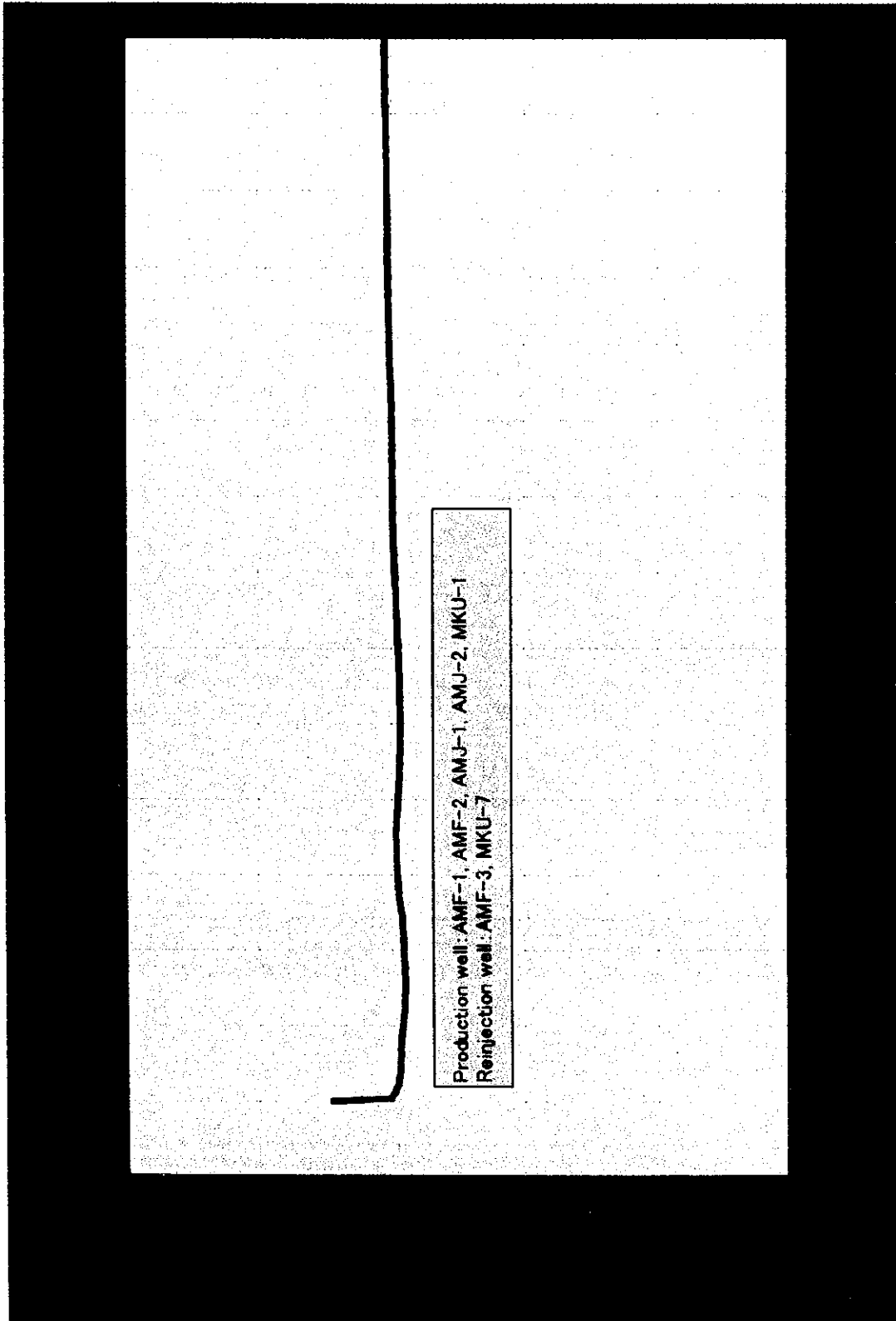
Legend

- 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



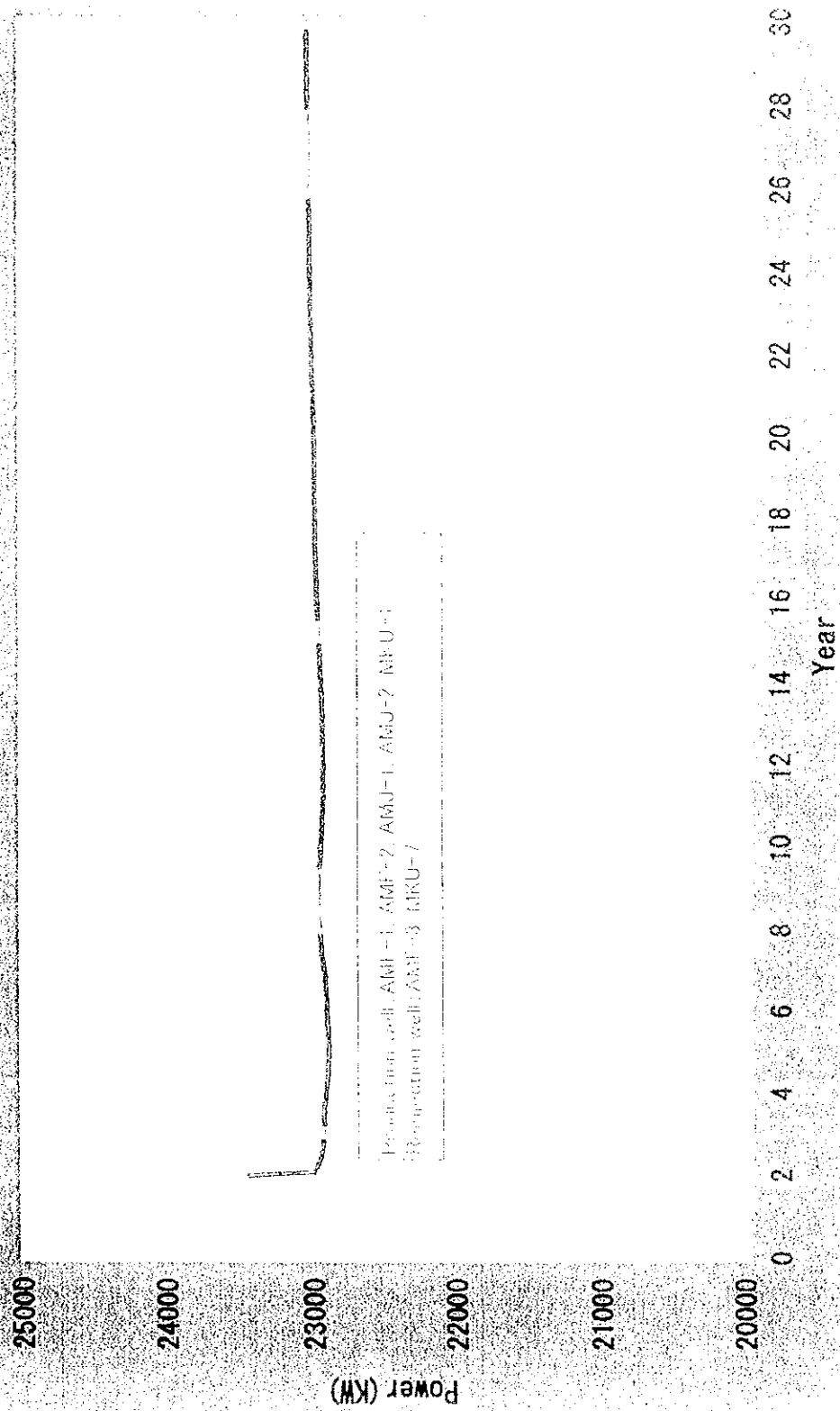
Amatlan Geothermal Development Project
 既存坑井および補充井の掘削ターゲット
 Drilling Pads and Targets of Existing and Additional Wells
 JICA-WEST JEC Fig. 3-1-23

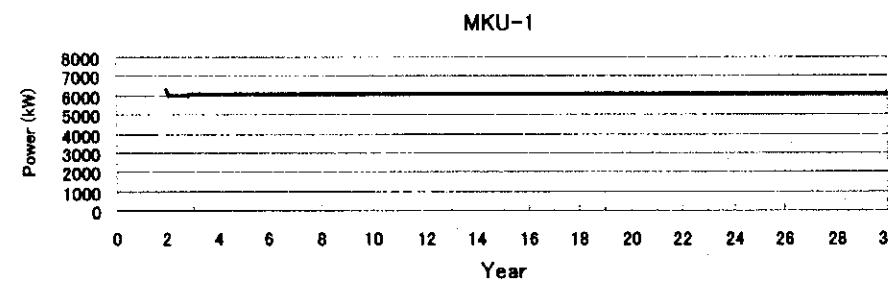
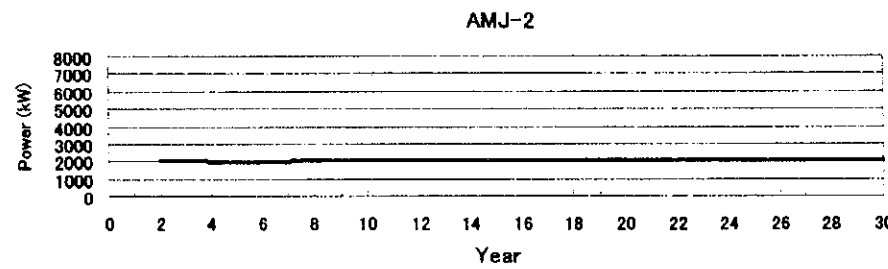
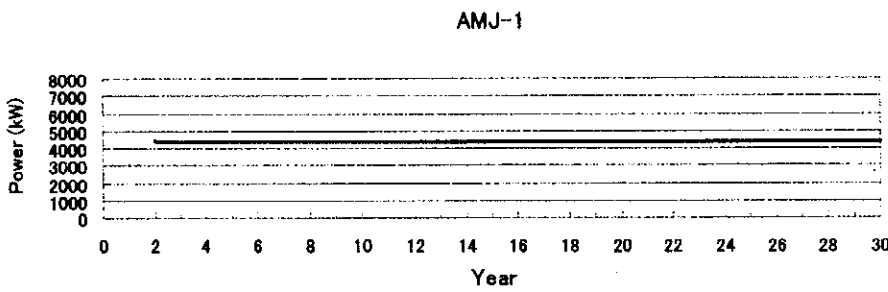
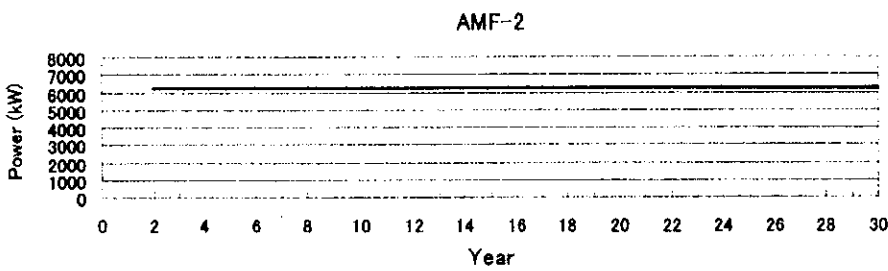
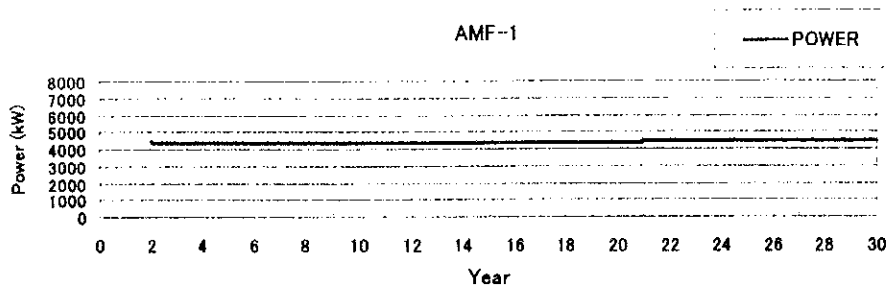
シナリオ 1: 20 MW 発電の場合の出力予測



Production well: AMF-1, AMF-2, AMJ-1, AMJ-2, MKU-1
Reinjection well: AMF-3, MKU-7

Fig. 3-1-24 Scenario-1: 20 MW Results of Forecasting





* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Fig. 3-1-25 Scenario-1: Forecasted well production

シナリオ 1: 各生産井の出力予測

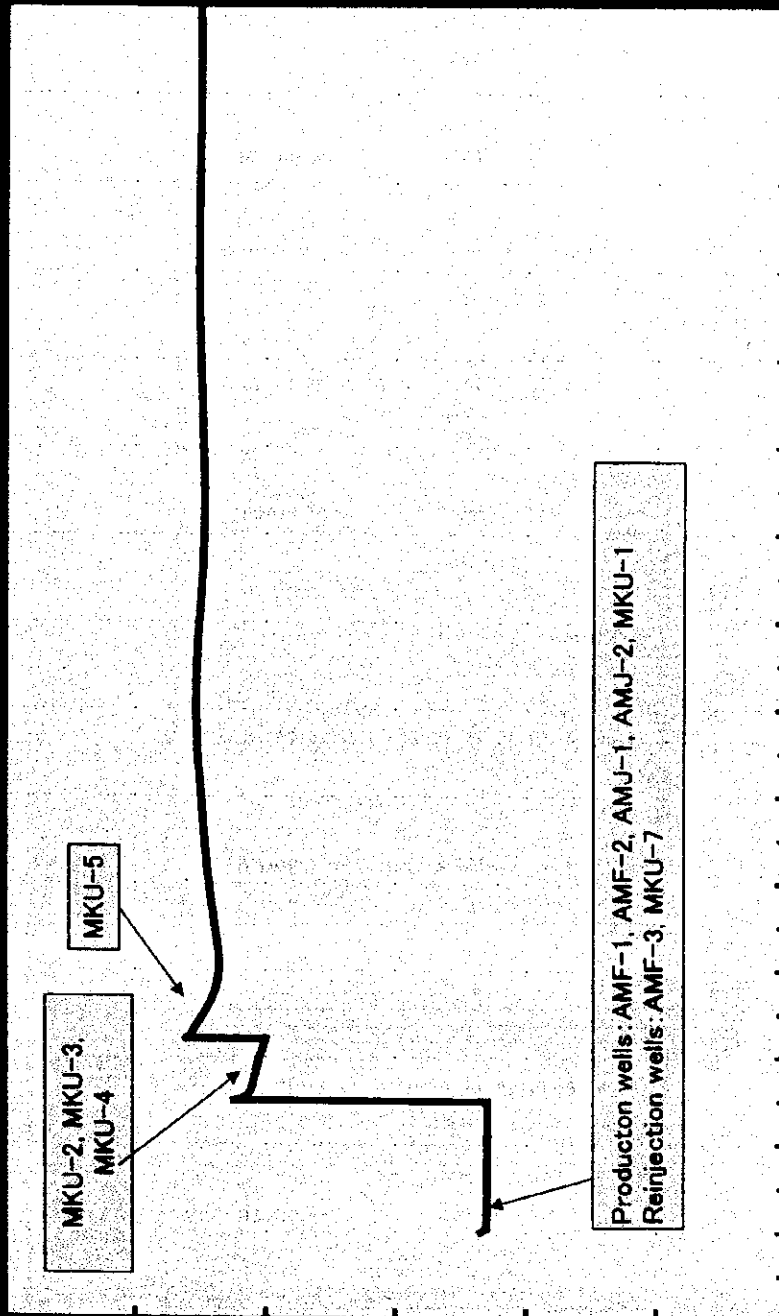
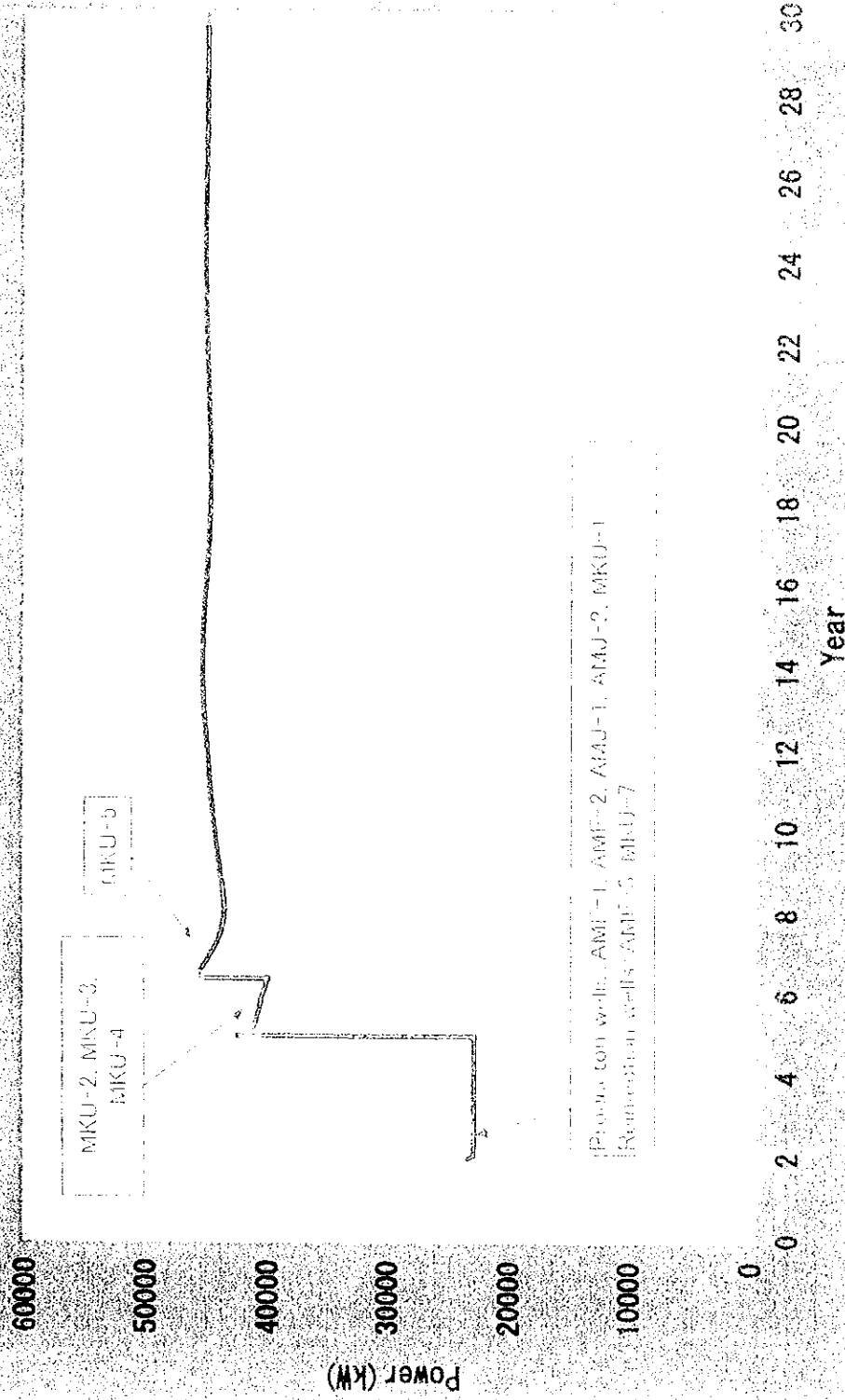
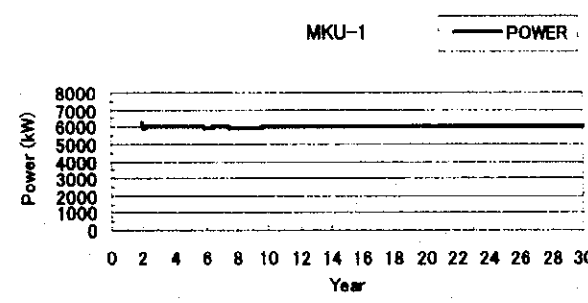
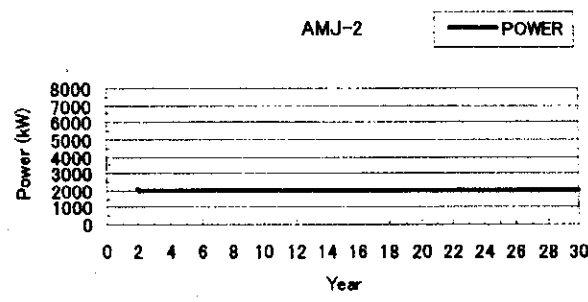
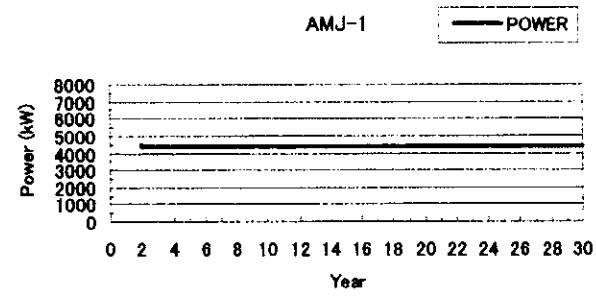
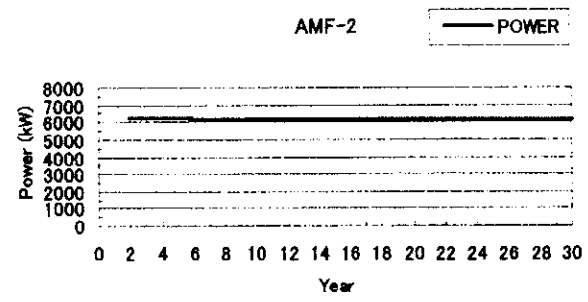
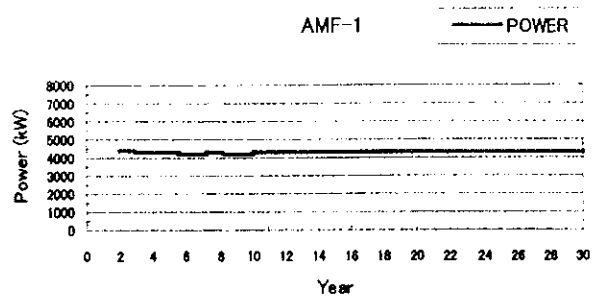


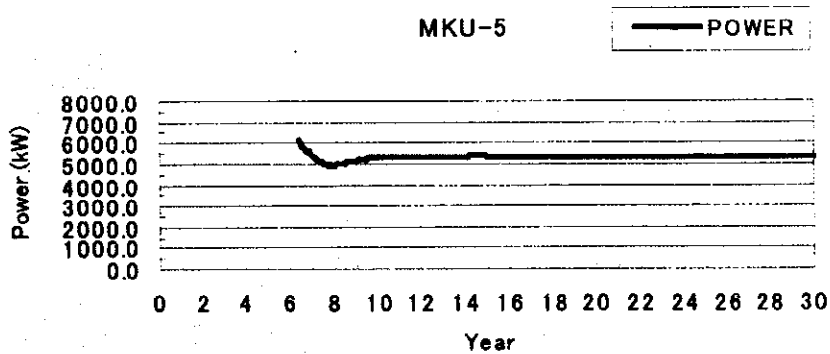
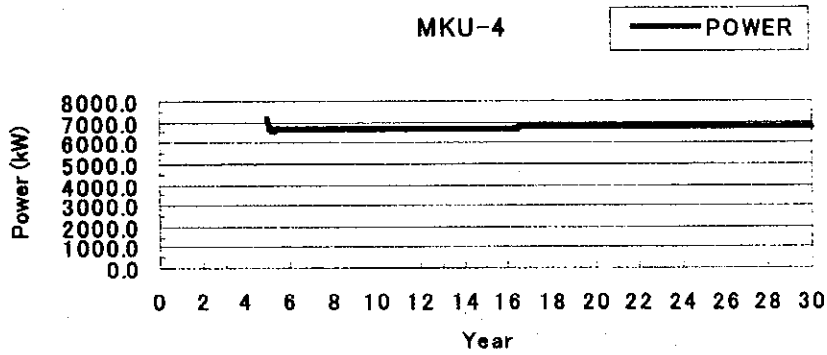
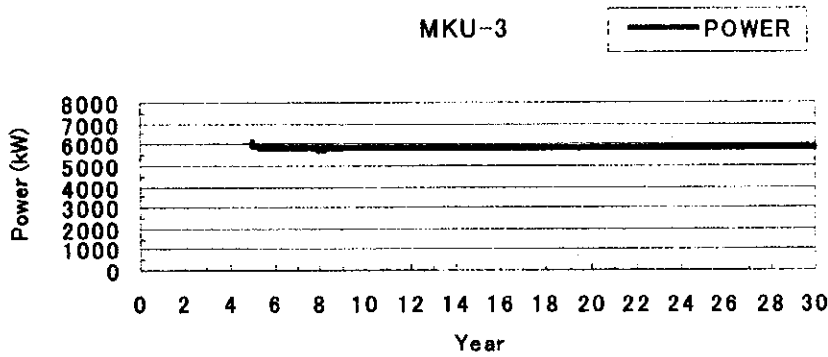
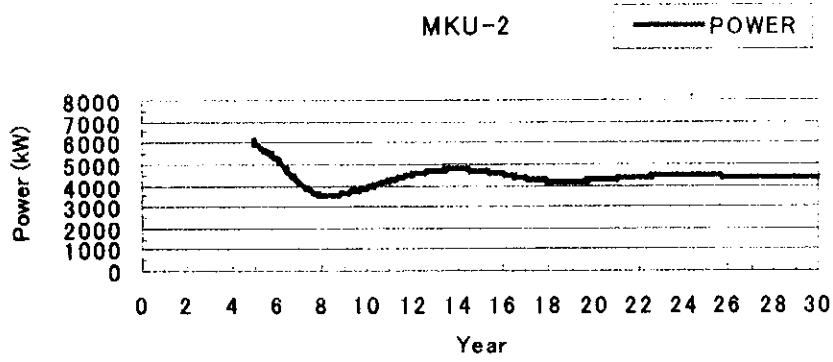
Figure 3-1-26 Scenario-2: 20MW + 20 MW results of forecasting





* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Figure 3-1-27 Scenario-2: Forecasted well production-a
シナリオ 2: 各生産井の出力予測(a)

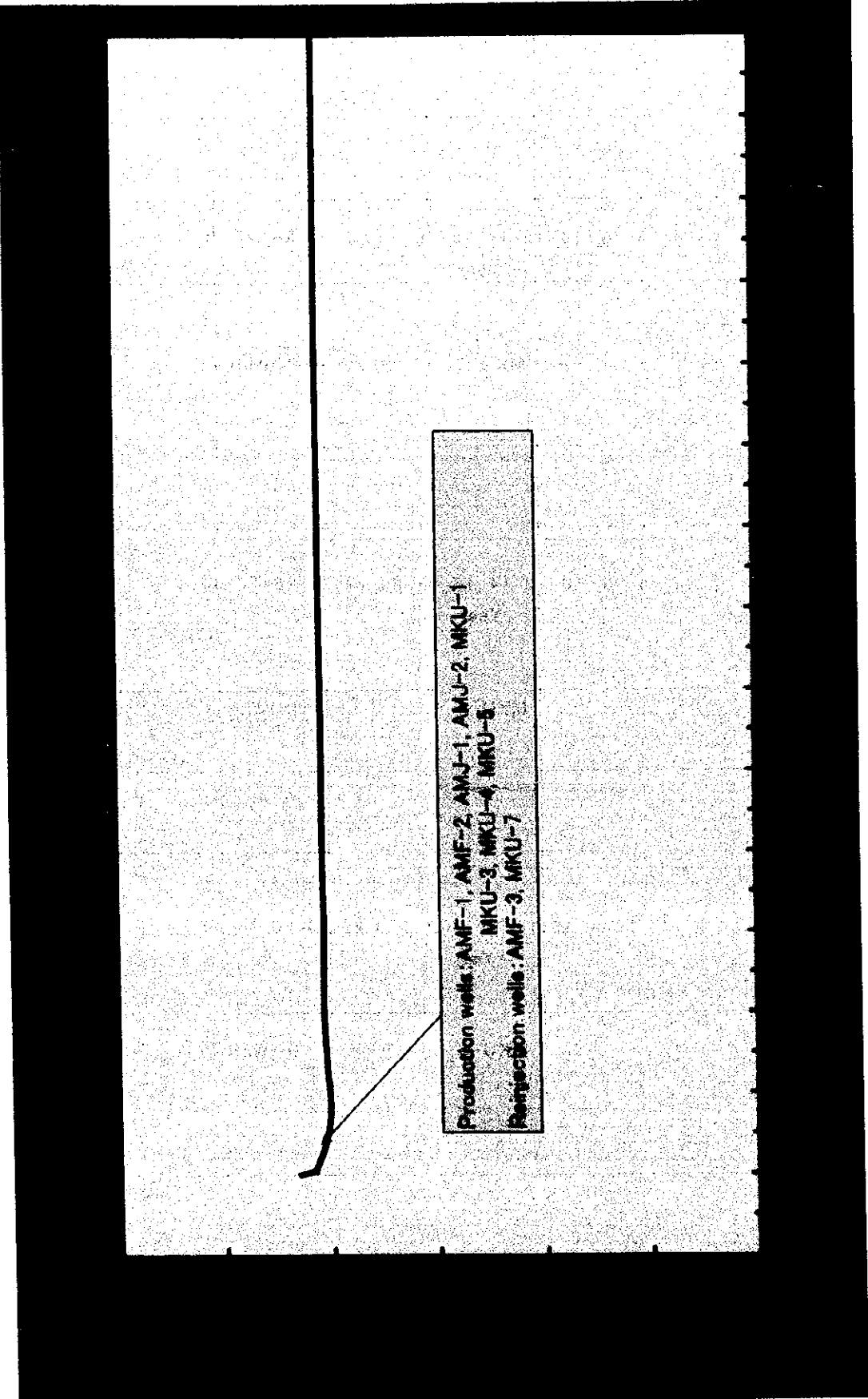


* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Figure 3-1-28 Scenario-2: Forecasted well production-b

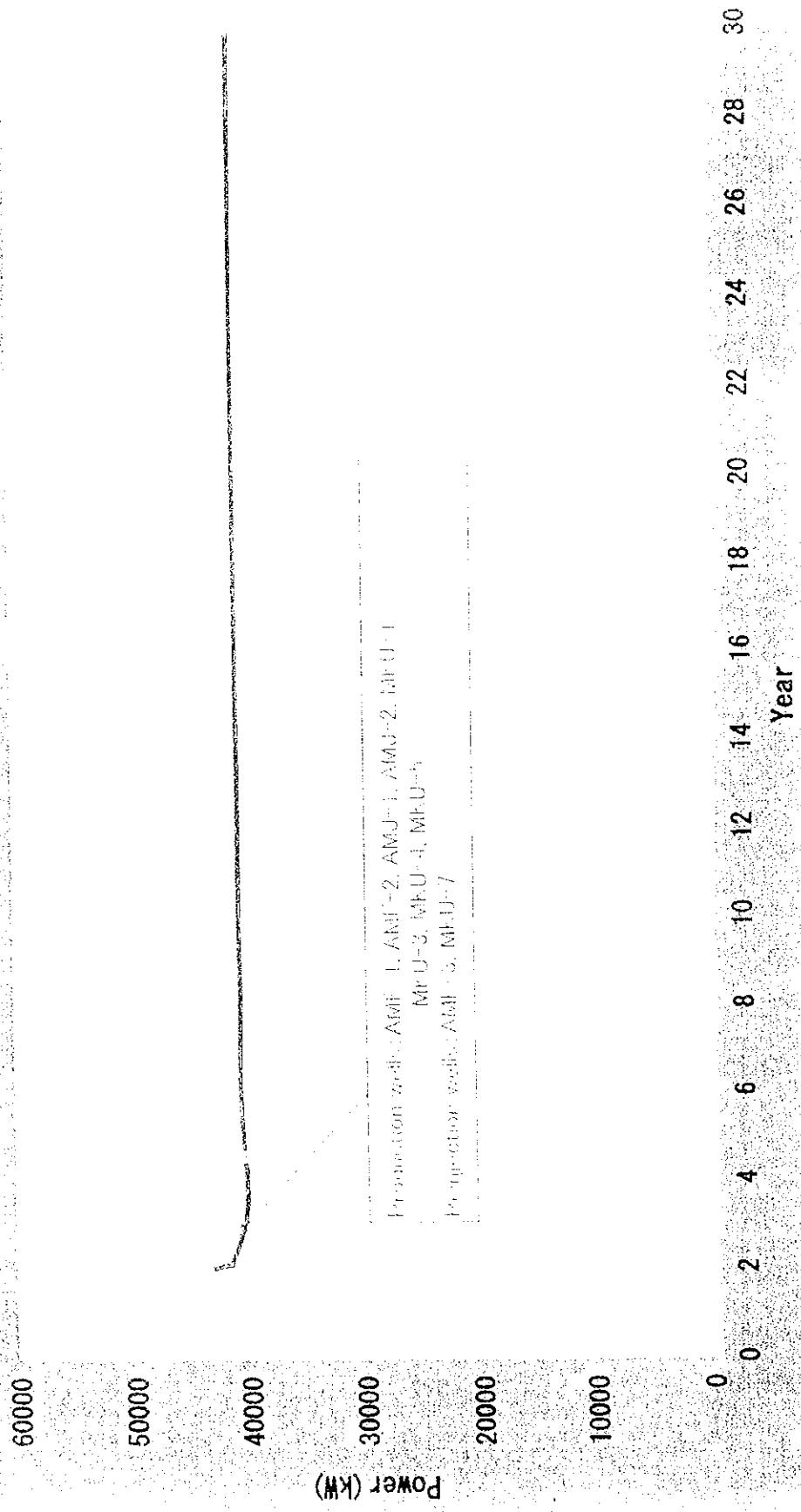
シナリオ 2: 各生産井の出力予測(b)

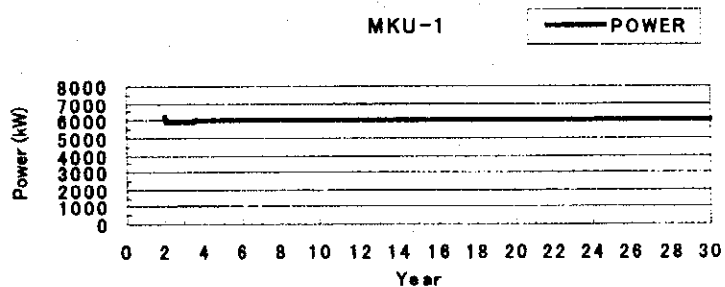
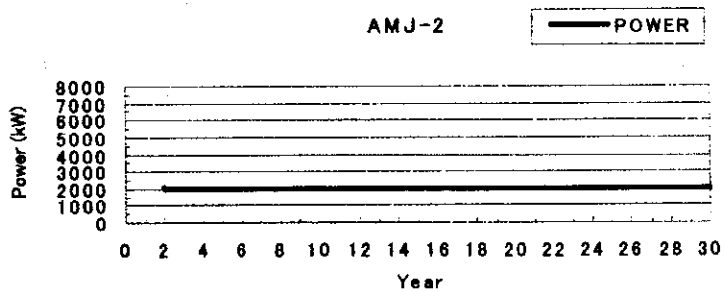
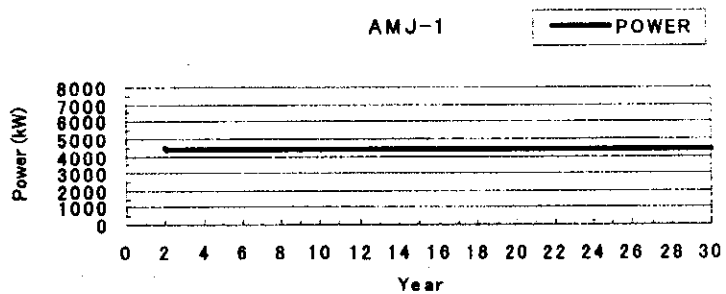
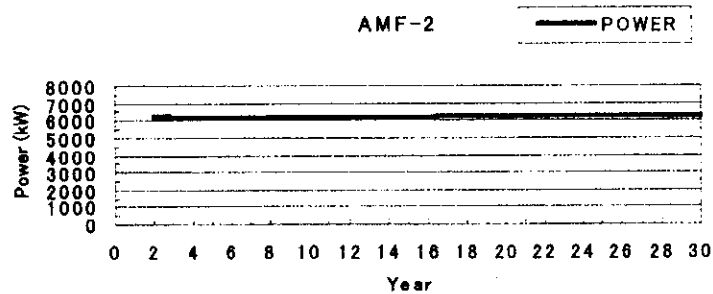
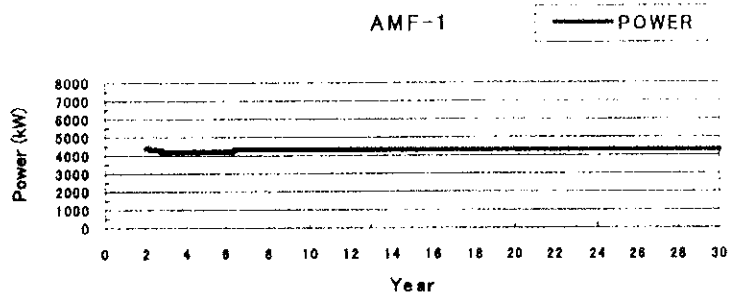
シナリオ 3: 40 MW 発電の場合の出力予測



Production wells: AMF-1, AMF-2, AMJ-1, AMJ-2, MKU-1
MKU-3, MKU-4, MKU-5
Reinjection wells: AMF-3, MKU-7

Figure 3-1-29 Scenario-3: 40 MW results of forecasting

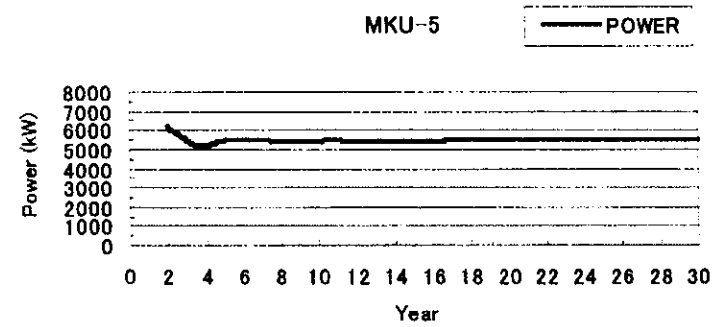
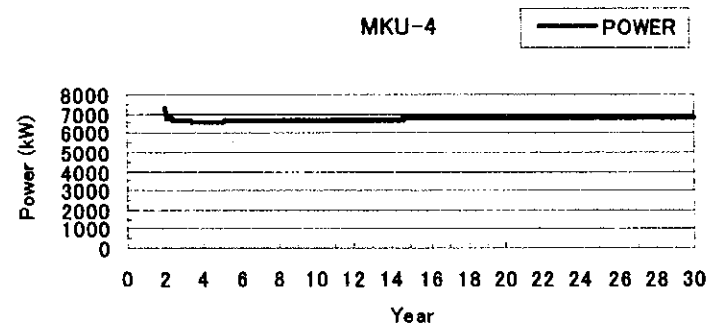
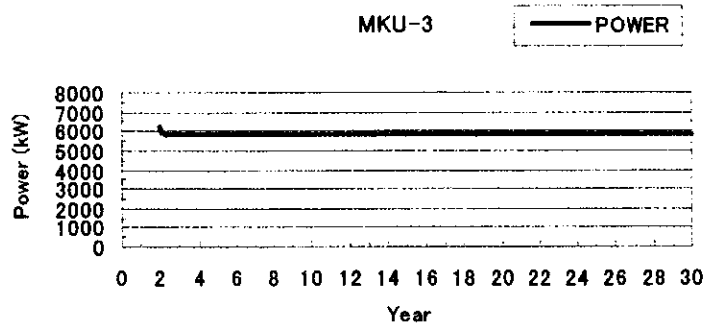
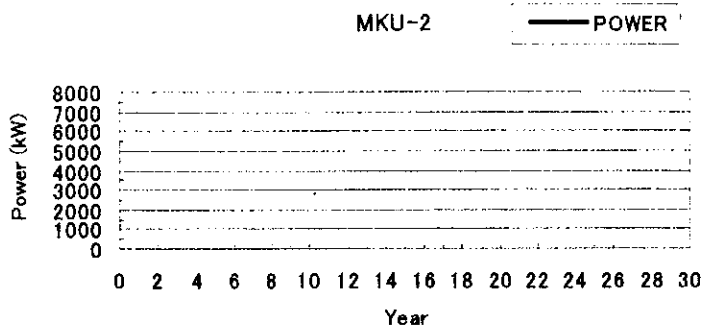




* Power : Output from primary steam (Single flashed)

Figure 3-1-30 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)

Figure 3-1-31 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	SPECIFIC
	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

3. 2 地熱発電所建設計画

3.2.1 計画条件

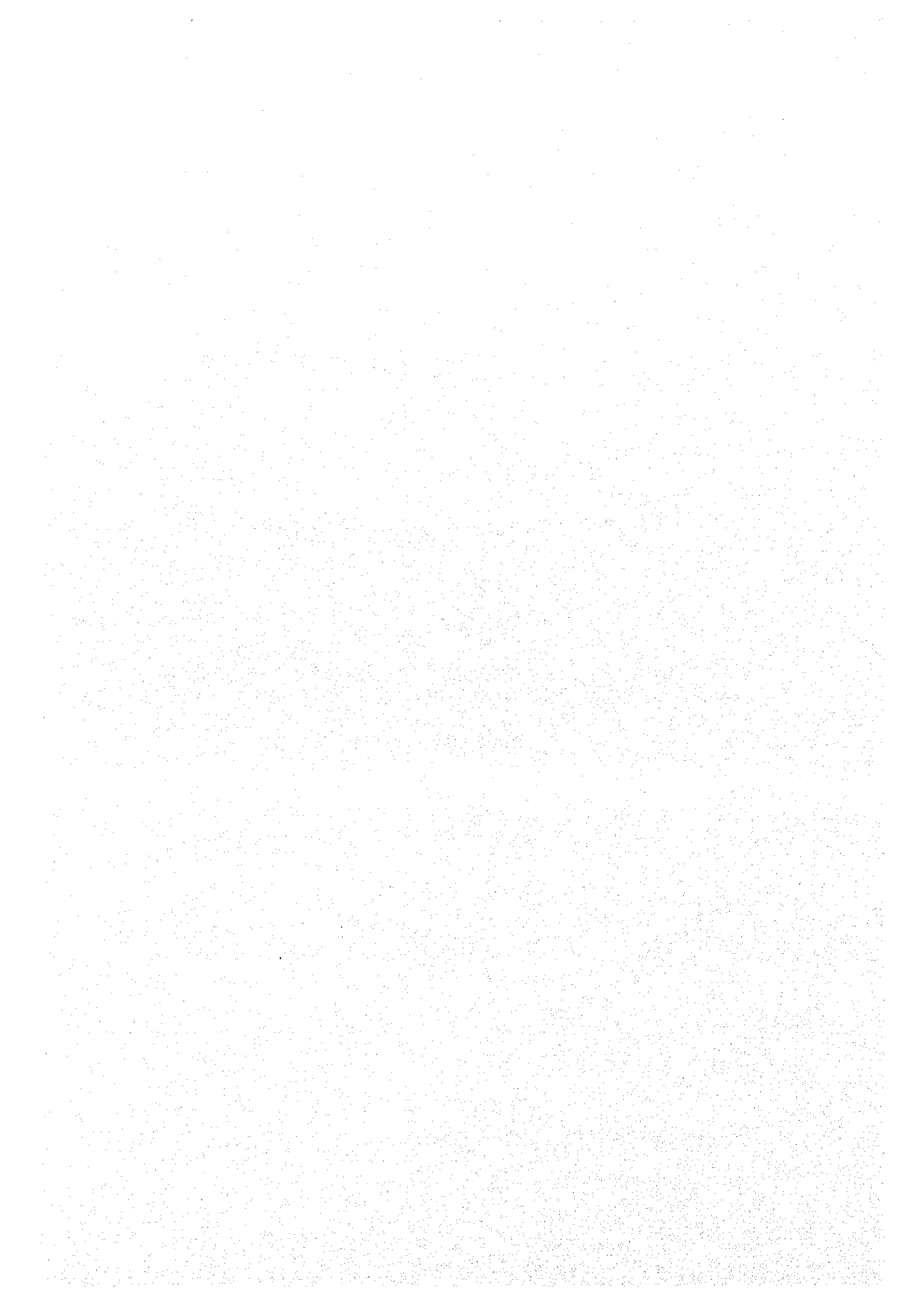
3.2.2 地熱流体輸送・還元設備

3.2.3 発電設備

3.2.4 送電・変電設備

3.2.5 工事計画

3.2.6 工事費



3.2 地熱発電所建設計画

3.2.1 計画条件

1. 発電所サイト

発電所のサイトは、抗井と発電所の位置関係、パイプラインの敷設容易性、地形、地質、既設道路までの距離、環境問題等を考慮し、カルデラ内側の既存生産井 AMF-2 近傍(地点 II)に加えて、環境・アクセスの面で条件が良いカルデラ外側(西側)の INDE 倉庫周辺(地点 I)での発電所建設を想定したケースについて、それぞれ概念設計を行うこととする。それぞれの地点の位置を Fig. 3-2-1 および Fig. 3-2-2 に示す。

2. 発電方式

地熱資源量評価の結果、アマティトラン地熱地帯は中程度の比エンタルピーで非凝結性ガス量が比較的少なく、地熱発電としては中程度の開発規模ということが判明した。この条件に適用可能な発電方式としては、Table 3-2-1 に示す5方式が考えられる。

このうちコンバインド型バイナリーサイクルは、非凝結性ガス量が多く蒸気圧力が高い場合に有利となるが、本地熱地帯のガス量と抗井特性を考慮すると、復水タービンに対する優位性はほとんど無い。

復水式ダブルフラッシュサイクル、蒸気熱水併用型バイナリーサイクル、およびハイブリッド型バイナリーサイクルでは、熱水の持つ熱エネルギーを利用して出力増加メリットを得るために、還元熱水温度を低く設定する必要がある。アマティトラン地熱地帯では熱水中のシリカ成分が多いため、熱水温度が下がると熱水輸送管や還元井にシリカ・スケールが付着し、トラブルの原因となることが予想される。シリカ・スケール防止対策として滞留槽や薬剤注入等の例もあるが、本地熱地帯での有効性については実際の運用データを待って判断しなければならず、これらの発電方式の適用はリスクが大きい。

以上のことから、アマティトラン地熱地帯における発電方式は復水式シングルフラッシュサイクルとし、熱水は高温高压で還元することとする。

ただし、実際の運転データが蓄積され、適切なスケール付着防止対策によって熱水温度を下げる事が可能である事が確認された場合には、セパレータで分離された熱水を熱源とするボトムングプラントをカルデラ内の適当な場所に設置し、全体としてハイブリッド型バイナリーサイクルを構成することも可能である。

3. 発電出力

地下資源量の評価結果からアマティトラン地熱地帯の開発可能量は 40MW 以上あり、既存の調査井からは 15MW 相当の蒸気が得られている。

地下資源の開発リスクを低減するために、第1段階で既存の井戸を利用した発電設備(1号機)を建設し、次の段階で新たに井戸を掘削して2号機を増設するという、2ステップ開発方式が考えられている。この場合、1号機と2号機を同出力の同型機とすれば、設計

や部品の共通化によるコスト削減が期待できる。そこで、単機容量は総開発規模 40MW の 1/2 の 20MW とする。(既存の井戸で 1 号機の 20MW に不足する分は、補充井を掘削する。)

また、出力当りの建設費を安くするために 2 機同時発注する開発方式も考えられるが、機器設計上は上記の個別発注方式と変わり無い。

以上のことから、本報告書では 20 MW×1 機のケースと 20 MW×2 機のケースについて、それぞれ概念設計を行う。いずれの場合にも、用地取得費、土木工事費、運転管理費を低減するために、1 号機と 2 号機は同じ敷地内に隣接して建設することとする。

4. 系統への接続

グアテマラ国の送電系統は 230kV, 138kV 及び 69kV 系から成っている。INDE(グアテマラ国電力会社)との打合せの結果、系統への接続は新設される 138kV の変電所(パリン 2 変電所)となった。Fig.3-2-8 に示すように、発電所建設地点から西におよそ 8km の距離である。このパリン 2 変電所はグアテスル変電所とフルンマリナラ発電所開閉所間の 138kV 送電線に割り込む形で設置されるもので、この 138kV 母線にアマティラン地熱発電所の出力を接続することになる。この系統図を Fig.3-2-9 に示す。

5. 主要設備の設計条件

a. タービン入口蒸気条件

地熱資源評価での生産井特性予想結果に基づき、建設地点 I (カルデラ外)、II (カルデラ内) についてそれぞれ蒸気輸送配管の圧力損失等を考慮し、1 号機、2 号機、1・2 号同時開発の各ケースについて、最大出力が得られる圧力を選定した。その結果、各ケース共に設計蒸気圧力を 7 bar に設定した。蒸気中の非凝結性ガス量およびガス組成は、既存の調査井の実測データから推測した。

圧力	7 bar (abs)
温度	165 °C
非凝結ガス量	1.78 wt%
ガス組成	
CO ₂	93.0 vol%
H ₂ S	5.5 vol%
その他	1.5 vol%

b. 気象条件

乾球温度	平均 20°C
	最高気温の月平均の年平均 25°C
	最高気温の月平均の最高値 28°C(2 月)
相対湿度	平均 80 %
降雨量	乾季(11~3 月) 月間 20 mm程度
	雨季(6~9 月) 月間 300 mm程度

卓越風向 北
風速 3~4 m/s 程度

c. 地形

プロジェクト地域は、Pacaya 火山から北の Amatitlan 湖へと下る斜面の途中に位置するカルデラの内側と西側の一帯である。カルデラ内は、東側に Calderas 湖があり、西側は比較的平坦な地形である。既存の生産井 AMF-2 と発電所建設予定地(地点 II)は、カルデラ内の西端に位置し、北と西を高さ約 60m の尾根に囲まれている。民家は、地点 II の約 250 m 南を東西に走る道路に沿って数十戸存在する。

カルデラ外側(西側)の建設予定地(地点 I)は、北西に向かって下る緩斜面で、INDE の倉庫の近くに位置し、麓からの道路が直ぐ近くを通過している。地点 I の周囲は牧草地で近くに民家は無い。

d. 標高

発電所建設地点 I (カルデラ外) :	1840 m
発電所建設地点 II (カルデラ内) :	1860 m
生産井基地(MKU は補充井)	
AMF-1, MKU-4, MKU-5 :	1794 m
AMF-2, MKU-1, MKU-3 :	1868 m
MKU-2, MKU-5 :	1870 m
AMJ-1, AMJ-2 :	1905 m
還元井基地 :	1810 m

e. 地質・土壌

発電所建設地点 I は、Laguna カルデラの外側に位置していることから、固結度の低い軟弱な土壌はほとんど削剥されているものと考えられる。坑井 AMJ-2 の掘削結果からも地表付近から Pacaya 火山岩類が確認されており、発電所建設候補地点として全く問題ないものと判断される。

一方、発電所建設地点 II は、Laguna カルデラ内部に位置し、崖錐堆積物が比較的堆積しやすい環境にある。しかし、本地点 II に隣接した坑井 AMF-2 の地質柱状図をみると、掘削深度 20m 付近から比較的固結度の高い Pacaya 火山岩類が分布している。さらに、カルデラ縁辺部に近いことから、発電所サイトの基盤として、約 20m 程度の基礎工事を施すことによって、十分建設候補地点となりうるものと推測される。

f. 地震強度

過去の地震頻度の調査から、アマティトラン地熱発電所の周辺では 0.30G または 0.35G の加速度が推奨されている。

g. 発電所用水

本地域周辺には川が無く、カルデラ湖からの取水も環境上難しいため、発電所の所内雑用水は井戸を掘って取水する。

3.2.2 地熱流体輸送・還元設備

1. 配置計画

地熱発電所の地熱流体輸送設備(FCRS)は、産出した地熱流体を蒸気と熱水に分離するセパレータ、蒸気を発電所まで送る蒸気配管、および熱水を還元井まで送る熱水配管から成る。

Fig. 3-2-1 と Fig. 3-2-2 に、建設地点 I (カルデラ外) と建設地点 II (カルデラ内) の配管ルートをそれぞれ示す。

AMF-1 から AMF-2 までは既存の二相流体配管と同じルートとする。AMF-1 から還元井基地までの熱水配管も、既存の 5MW 発電所の還元配管と同じルートを通す。AMF-2 から AMJ-1 および地点 I までの配管ルートは、AMF-2 の南側の居住地区を避けるために、AMF-2 北西の尾根の鞍部を越えるよう設定した。

2. プロセス概要

地熱流体の輸送方法は、二相流のまま発電所まで送る方式(二相流方式)と、生産井の近くで地熱流体を蒸気と熱水に分離した後、蒸気だけを発電所に送る方式(分離輸送方式)の2つに大別される。上述のように、本プロジェクトでは配管が AMF-2 北西の尾根を越えることから、上昇管での圧力損失や流動安定性の面で有利な分離輸送方式を採用する。

Fig. 3-2-3 と Fig. 3-2-4 に、建設地点 I (カルデラ外) と建設地点 II (カルデラ内) の地熱流体輸送・還元設備の概念系統図をそれぞれ示す。図中の破線で示された部分は、2号機建設時に追加する部分である。1・2号機同時建設の場合には、破線で示された部分も含めて同時に建設することになる。

生産井を出た地熱流体(二相流体)は、各生産井基地に設置されたセパレータで蒸気と熱水に分離される。分離された蒸気は、蒸気配管を經由して発電所の蒸気ヘッダーに集められ、1号機と2号機に分配される。発電所の非常停止及び事故停止の際は、ブローオフ弁が働き蒸気を大気へ放出し主蒸気系統の圧力を下げる。蒸気放出端には騒音防止のためロックマフラーを設置する。ロック・マフラーからの復水は、発電所構内の排水槽に集められた後、別途掘削した専用の還元井で全量地下還元される。

セパレータで分離された熱水は、熱水配管で集められ、還元性から全量地下に還元される。還元井の特性と地形から、熱水はセパレータ内圧力だけで還元可能である。したがって還元ポンプは設置しない。還元系統のトラブルで熱水送水が出来ない場合には、還元系統が復旧するか井戸元弁を閉めるまでの間、熱水はセパレータの近くに設置したフラッシュャ/サイレンサーを通して熱水池に自動放出される。熱水池に貯まった熱水は、小型のポータブル・ポンプで還元井に送られる。

3.2.3 発電設備

1. 配置計画

a. 発電所配置計画

- 1) Fig 3-2-5 に発電所配置計画図を示す。
- 2) 発電所敷地は約 150 m × 120 m で、20MW ユニット×2 基、開閉所、および管理事務所を含む。
- 3) 冷却塔は、湿気と H₂S ガスを含む冷却塔排気が発電所機器に悪影響を及ぼさないようにするため、開閉所や発電所本館等の風下に配置する。アマテイトランの年間卓越風向は北なので、冷却塔は敷地南側に設置する。
- 4) 開閉所は風上、すなわち敷地北側に配置する。
- 5) 主変圧器は開閉所に設置する。
- 6) タービン・発電機を収容するタービン建屋を敷地中央に建設する。制御室・電気室は別棟のパッケージ型とする。

b. 機器配置計画

- 1) タービン建屋には、潤滑油/制御油装置、主塞止弁、调速弁を含むモジュール型のタービン発電機ユニットを設置する。
- 2) 復水器、ガス抽出装置、ミストエリミネーター等はタービン建屋に隣接して屋外の冷却塔側に配置する。
- 3) 制御室・電気室内には高低圧電源盤、直流電源盤等の電気設備、およびタービン発電機監視制御盤、保護継電器盤、データ収集装置等の制御装置を配置する。
- 4) 所内変圧器は電気室に隣接して屋外に配置する。

2. 土木建築設備

a. 進入道路

発電所への進入道路は、建設地点 I (カルデラ外) については近傍の既設道路から数十メートル新設する。建設地点 II (カルデラ内) については、南側道路から AMF-2 までの既存進入路を必要に応じて整備し、AMF-2 から発電所までの約 150 m を新たに延長する。

生産井 AMJ-1, AMF-1, AMF-2 への進入路は既にあるが、AMF-1 から還元井基地までの

進入道路は新たに建設する必要がある。2号機建設時には、生産井 MKU-2 & MKU-5 までの進入道路を新設する。

b. 敷地造成

発電所敷地及び還元井用基地も新たに造成する。2号機建設時には、さらに1箇所の生産井基地を新たに造成する。

- 生産井基地： 約 0.6 ヘクタール (2号機建設時)
- 発電所敷地： 約 1.8 ヘクタール (2号機用地含む)
- 還元井基地： 約 0.36 ヘクタール

c. 発電所

1) 発電所基礎

タービン、発電機、復水器等の主要設備は、杭等で補強した基礎地盤上に設置した鉄筋コンクリート製基礎上に据付ける。モジュール型の発電設備を使用するため、床上設置の機器が多い。

2) 発電所建屋

タービン、発電機及びその他の付属設備を収容する発電所建屋は、鉄骨造りで、外壁はアルミ外装板貼付、屋根はアルミ外装板ぶきとする。

3. 発電設備

発電設備は、設計費の抑制と、運転・保守の利便性向上、部品の共通化を図るために、1号機、2号機とも同じ仕様とする。

a. 機械設備

Fig. 3-2-6 に主要配管系統の概念図を示す。各設備の機能は下記の通りである。

1) タービン

本プロジェクトのタービンは、地熱蒸気タービンとして性能が良く信頼度が高いシングルフラッシュ式モジュール型復水蒸気タービンを採用する。モジュール型復水蒸気タービンを採用した場合次の様な利点がある。

- ・工場での設計・製作期間が短い
- ・機器の輸送が容易である
- ・据付所要面積が少なく、現地での据付が容易で据付期間も短い
- ・価格が安い

タービンの主要仕様は以下の通りである。

型式	単気筒単流型復水蒸気タービン
定格出力	20 MW
蒸気圧力・温度	7 bar, 165 °C (主蒸気止め弁入口)

排気室圧力 0.095 bar

回転数 3,600 rpm

付属装置

- ・ タービン制御装置 各ユニット毎1式
- ・ タービン保護装置 各ユニット毎1式
- ・ 潤滑油装置 各ユニット毎1式
- ・ 蒸気シール装置 各ユニット毎1式

2) 主蒸気系統

a) ミストエリミネーター

蒸気配管内のミスト、ドレンがタービンへ流入することを防止するために主蒸気管の途中にミストエリミネーターを設置する。

b) 蒸気流量計

発電所運用管理のためにミストエリミネーター出口側に蒸気流量計を設置する。スケール付着等で精度が低下しない構造のものとする。

c) 主蒸気止め弁・加減弁

主蒸気管はタービン入口で2系統に分岐し、それぞれ主蒸気止め弁と加減弁を通してタービンに接続される。弁のスティック防止のため、タービン運転中に開閉テストが行えるものとする。

3) 復水器

タービンを駆動した蒸気は、復水器に入り、そこで冷却されて復水となる。復水器は直接接触型を採用し、冷却塔からの冷却水を復水器の真空で引いてタービン排気と接触冷却させる。

4) ガス抽出装置

ガス抽出装置は、復水器内の真空を維持するために、主蒸気とともに復水器に入ってきた非凝結ガスを復水器内から除去する。ガス抽出装置は、蒸気エジェクター、中間凝縮器、液封式真空ポンプ、シール水セパレータから構成される。蒸気エジェクターの駆動蒸気は主蒸気ラインより分岐して供給される。ドレンはコンデンサーに引かれる。非凝結ガス排気は冷却塔ファンまで導かれ、大量の冷却塔排気で希釈されて放出される。

5) 冷却水系統

復水器内の復水は、復水ポンプで冷却塔へ送水される。冷却塔で冷やされた水は、復水器の冷却水として循環して使用される。補機冷却水ポンプからの冷却水はタービン潤滑油冷却器、発電機空気冷却器、ガス抽出装置、空気圧縮機等の冷却水として循環使用される。

6) 冷却塔

冷却塔は復水器からの復水を冷却する。強制通風式を採用し、冷却塔ファンは塔上部に設置する。冷却塔駆体は木製またはFRP製、冷却水槽は鉄筋コンクリート製とする。

b. 電気・制御設備

1) 概要

Fig.3-2-7 に所内単線結線図を示す。発電機により発電された電力は主変圧器により 138kV に昇圧され、138kV 開閉装置を経て、138kV 送電線により、INDE のパリン 2 変電所へ送電する。所内補機に対しては発電機により発電された電力を所内変圧器により 480V に降圧し、給電する。発電機用遮断器は 15kV 定格のガス遮断器を発電機と主変圧器間に、主変圧器用遮断器は 145kV 定格のガス遮断器を主変圧器高压側に、そして、所内変圧器の低压側に所内受電用の 480V 空気遮断器を設置する。

2) 発電機

本プロジェクトの発電機は、地熱用蒸気タービン発電機として、信頼度が高く、運転・保守の容易なモジュール型空気冷却式 3 相同期発電機を採用する。地熱発電所においては、大気中に腐食性の高い硫化水素ガスが含まれるので、発電機の冷却空気取入れ口には酸化触媒フィルター(Oxidized catalytic filters)等を設置し、発電機内に流入する空気より硫化水素ガスを除去するものとする。励磁装置は機械的接触部品のないブラシレス方式とする。

発電機本体の主な仕様は以下の通りである。

型式	横置円筒回転界磁形、全閉空気冷却式 3 相同期発電機
定格容量・台数	25MVA×2 台
定格電圧	13.8kV
周波数	60Hz
回転数	3,600rpm
力率	0.8 (遅れ)
中性点接地方式	変圧器接地
励磁方式	ブラシレス励磁方式

3) その他電気設備主要機器仕様

機 器	数 量	仕 様
a) 主変圧器	2 台	25MVA, 13.8kV/138kV
b) 所内変圧器	2 台	2,000kVA, 13.8kV/480V, 所内動力用
c) 13.8kV 閉鎖配電盤	2 組	13.8kV, ガス遮断器, 発電機出力用
d) 480V パワーセンター	2 組	480V, 空気遮断器, 低圧大型補機用
e) 480V モータコントロールセンター	2 組	480V, MCCB, 低圧補機用
f) 分電盤	2 組	230V/110V, 制御/計装用, 照食用, 他
g) 制御盤	2 組	タービン発電機盤, 送電盤, 所内補機監視盤, 他
h) 保護盤	2 組	発電機保護盤, 変圧器保護盤, 送電線保護盤, 他
i) 直流電源装置	2 組	125V DC, 充電器盤, 蓄電池, 分電盤
j) 無停電電源装置(UPS)	2 組	110V AC, 分電盤, DCS 他デジタル制御装置電源用

4) 計装・制御設備

発電所の管理を有効に行うため、多くの運転データを自動計測し保存することが重要である。このため、本発電設備の計測・制御装置は、マイクロプロセッサ・ベースの分散制御システム(DCS; Distributed Control System)を採用する。この分散制御システムは、高い信頼性と生産性、フェールセーフオペレーションを可能にするシステムである。

地熱発電所における主な制御対象と通常使用される制御装置は次の通りである。

i) タービン発電機制御装置

タービン発電機制御装置は、以下のマイクロプロセッサ・ベースの分散サブシステムからなる。

- ・冷機状態から 100%負荷までの自動起動・停止のためのタービン自動制御装置
- ・自動タービン制御装置と連係して、タービンの起動および負荷制御を行うデジタル電気-油圧制御装置

ii) 復水器レベル

復水器内の温水は温水ポンプにより冷却塔へ圧送される。復水器内の水位はこの温水ポンプの保護のため、DCS に組み込まれる制御ロジックに従って制御する。

DCS は計算機本体の他に、運転員とのインターフェイスのための CRT が設置され、一般の運転監視および操作は CRT の画面およびキーボードからの操作によって行な

われる。

制御の他に、発電所に設置される機器の保護のためのインターロックおよび機器操作のためのインターロックが組まれる。機器操作のインターロックはDCSに組み込まれるが、発電機の保護および蒸気タービンの保護に関わるインターロックはリレー回路により構成される。

c. その他附属設備

1) 取水、貯水設備

発電所用雑用水は、専用の井戸から汲み上げる。

2) 消火設備

屋外消火設備として、水消火栓設備を発電所建屋廻り及び冷却塔廻りに設置する。消火用水は冷却塔の冷水槽よりディーゼル及び電動駆動の消火ポンプにより昇圧されて消火栓へ供給される。主変圧器、所内変圧器には水噴霧消火装置を設置する。屋内の消火設備として、ポータブル型の粉末消火器を発電所建屋、制御室、電気室内に備える。

3) 保守・点検設備

タービン建屋内にはタービン発電機の分解点検用に天井クレーンを設置する。予備品、工具等の保管場所及び機器修理場所を設ける。

4) 空調装置

空調装置を設置し、制御室、電気室、発電所事務所の空調を行う。

5) 非常用発電設備

発電所建屋内に非常用ディーゼル発電設備を設置し、系統停電事故時に発電設備やサービスビルに対し、非常用電源を供給する。

6) 通信設備

INDE 及び関係機関との連絡用としてマイクロウェーブ用の通信設備を設置する。また、発電所監視・制御用として SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition System) 装置を設置する。

4. 環境対策設備

a. 騒音対策

発電所の非常停止及び事故停止の際に、主蒸気系統の蒸気を大気に放出するブローオフ弁の蒸気放出端には騒音防止のためロックマフラーを設置する。また、タービン発電

機からの騒音の周囲への影響を低減するために、タービン発電機は屋内設置とする。

b. 排水対策

ロック・マフラーからの復水および冷却塔からのオーバーフロー水、機器ドレン等は、発電所構内の排水槽に集められた後、別途掘削した専用の還元井で全量地下還元する。

c. 硫化水素ガス対策

アマティトラン地熱地帯での蒸気中の硫化水素ガスは、他の地熱発電プロジェクトと比べても特に多くはない。そのため、他の地熱発電所で一般的に行われている、冷却塔排気による希釈と大気中への拡散によって、発電所周辺の硫化水素ガス地上濃度は問題無い程度に抑える事ができると予想される。

ただし、カルデラの内側に位置する発電所建設地点 II において、風の無い日に、空気より重い硫化水素ガスがカルデラ内に滞留する可能性については、別途風況精査と詳細なシミュレーションに基づいて検討することが望ましい。カルデラ内に滞留する硫化水素の濃度が問題となる場合には、例えば発電所に硫化水素除去装置を設置する等、何らかの対策を検討する事も必要であろう。硫化水素除去装置には、米国ガイザースで実績があるストレットフォード法やフィリピン国レイテ島で採用されている Lo-Cat II 法等、種々の方式があり、必要な除去率や信頼性、建設コスト、運転コストを考慮して最適な方式の選択を行う必要がある。

3.2.4 送電・変電設備

1. 変電設備

変電所は主変圧器、138kV 開閉装置建屋、及び送電線引出鉄構からなり、湿気と H₂S ガスを含んだ冷却塔排気による腐食を避けるため風上側(北側)に配置する。

変電所設備概要を下記に示す。

項目	仕様
ガス遮断器	145kV, 630A, 40kA
断路器	145kV, 630A, 40kA
計器用変圧器	138/√3kV-110/√3V-110/3V
変流器	監視 / 保護用
引留鉄構, 他	送電線引出用

2. 送電・変電設備

発電所構内に設置する開閉所から、約 8 km離れた INDE のパリン 2 変電所まで 1 回線の 138kV 送電線を建設する(Fig.3-2-8 参照)。送電線ルートは、建設を容易にするため、極力尾根を通るルートを選定する。

今回建設する 138kV 送電線は、INDE 標準の 477MCM(約 243 mm²)の断面積を持った鋼心アルミより線(ACSR)を使用する。送電線の支持物は鉄塔を使用する。

3.2.5 工事計画

1. 工程

開発方針としては、既存の井戸を利用する第 1 段階(20MW)と新たな井戸を追加掘削する第 2 段階(20MW)に分ける事によって地下資源の開発リスクを低減する方法と、1 号機・2 号機を同時に発注することによって建設費低減を図る方式が考えられる。そこで、次の 3 ケースの建設工程を Fig. 3-2-10 ~ Fig. 3-2-12 にそれぞれ示す。

CASE 1: 第 1 段階として、既存の生産井を利用して 1 号機(20MW)を建設する。また補充生産井 1 本(MKU-1)と還元井 1 本を掘削。ただし、送電線と地熱流体輸送・還元設備は将来 2 号機建設を考慮したものとする。

CASE 2: CASE 1 に加えて、1 号機完成後、一年程度の地熱貯留層モニタリング期間を設け、その後、2 号機(20MW)を増設し合計 40MW とする。このために生産井 3 本(MKU-3, 4, 5)、還元井 1 本を追加掘削し、生産井基地 1 ヶ所を追加する。

CASE 3: 1 号機・2 号機を同時に建設する。追加生産井 3 本、還元井 2 本を掘削する。

a. 抗井掘削

発電設備の発注後 23 ヶ月で試運転・引渡試験開始となるので、それに間に合うように掘削・試験を済ませる。

b. 地熱発電設備

発電所本体の建設期間は、ケース 1 及びケース 2 では発注から営業運転開始予定まで約 24 ヶ月である。ケース 3 の場合、2 号機の工程が 1 号機の 3 ヶ月後になるため、全体としては 27 ヶ月になると見込まれる。

地熱流体輸送設備は、発電所本体の試運転（発注から約 23.5 ヶ月）に間に合うように建設・試験を済ませる。

c. 送電・変電設備

送電設備と接続先の変電所改修工事は、発電所本体の受電開始（発注から約 22.5 ヶ月）に間に合うよう建設・試験を済ませる。

2. 輸送

a. 輸送手段

荷揚港からプロジェクトサイトへの輸送手段は、大型トレーラーによる輸送とする。

b. 荷揚港

プロジェクトサイトから最も近い港は、太平洋側の Quetzal 港である。この港は San Jose 石炭火力発電所の資機材を通関・荷揚げした実績があり、本プロジェクトの荷揚港としても十分な設備を持っている。港の水深は約 11 m、岸壁長 800 m である。

大西洋側から荷揚げする場合は、Barrios 港で荷揚・通関が可能である。

c. 輸送道路

港からプロジェクトサイトまでのルート、および発電所建設時の輸送上考慮すべき機器の典型的な寸法と重量を以下に示す。道路状況は比較的良好であり、発電機器の輸送は可能である。

太平洋から: Quetzal 港→幹線道路(CA9)→中腹の町(San Vicente Pacaya)
重量制限なし, 高さ制限 5.4 m
(CA9 をまたぐ立体交差, 歩道橋等による)

大西洋から: Barrios 港→幹線道路(CA9)→中腹の町(San Vicente Pacaya)
制限重量 90 ton, 高さ制限 5.0 m (CA9 の橋梁による)

San Vicente Pacaya → プロジェクトサイト
未舗装路, 数ヶ所に半径 22.9 m, 50° のカーブあり。
道路巾は 4 ~ 6 m 程度。

	重量	長さ	幅	高さ
20MW タービンモジュール	40 ton	4.3 m	3.8 m	2.9 m
20MW 発電機固定子	22 ton	4.3 m	3.2 m	3.2 m
主変圧器	30 ton	4.5 m	2.5 m	3.0 m

d. サイトへの進入道路

生産井 AMF・1,2, AMJ・1,2 までの道路は既に建設されている。発電所建設地点 I（カルデラ外）は既存道路沿いにあり、数十メートル程度の進入道路を建設すれば既設道路に接続可能である。発電所建設地点 II（カルデラ内）は既設道路から AMF・2 への進入道路を 150 m 程度延長すればよい。

3. 環境保全計画

工事期間中においては、以下に述べるような環境保全対策を講じる。

a. 土壌浸食の防止

道路建設や抗井基地・発電所用地の整備の際には、適切な斜面保護工事を行うことによって土壌の侵食防止を図る。

b. 適切な廃土処理

土木・建設工事段階で生じた廃土は所定の土壌廃棄場に埋め戻す。

c. 振動・騒音の防止

抗井試験中の騒音を低減するために、サイレンサーを井戸の近くに設置する。

重機による騒音については、発電所建設地点 I（カルデラ外）では、付近に民家がないため問題ない。しかし地点 II（カルデラ内）の場合は、付近に民家があるため、可能な限り低騒音の工法を採用し、必要に応じて防音カバーや遮音壁の設置、夜間作業の制限等を講じる必要がある。

d. 水質汚染の防止

抗井掘削に使用する泥水は循環使用するとともに適切な流出防止策を施す。作業終了後の残泥は安全な箇所に固化堆積又は埋設する。油類は、掘削基地周囲の堰堤によって泥だめに回収し、残泥水とともに固化し埋戻す。抗井試験中に発生する地熱水は全て地下還元する。

e. 植生の保護

植生の除去は最小限にするよう努める。

3.2.6 工事費

1. 工事費算定の基本的な考え方

前節(3.2.5 工事計画)で述べたように、CASE 1～3 について、それぞれ工事費を算定する。Table 3-2-2に発電所建設地点I(カルデラ外)の工事費見積を、Table 3-2-3に発電所建設地点II(カルデラ内)の見積を示す。

2. 工事費算定の構成

事業費は下記のように区分し算出する。各設備の費用には設計費、材料費、輸送費、土木建築工事費、および据付工事費を含む。

- ・ 生産井、還元井掘削工事及び坑口装置
- ・ 地熱流体輸送・還元設備
- ・ 発電設備
- ・ 送・変電設備（構内開閉所含む）
- ・ 管理費，地熱資源調査費
- ・ 用地取得/補償費
- ・ 予備費

3. 工事費算定の範囲と条件

a. 事業内容

主な事業内容は下記の通り。

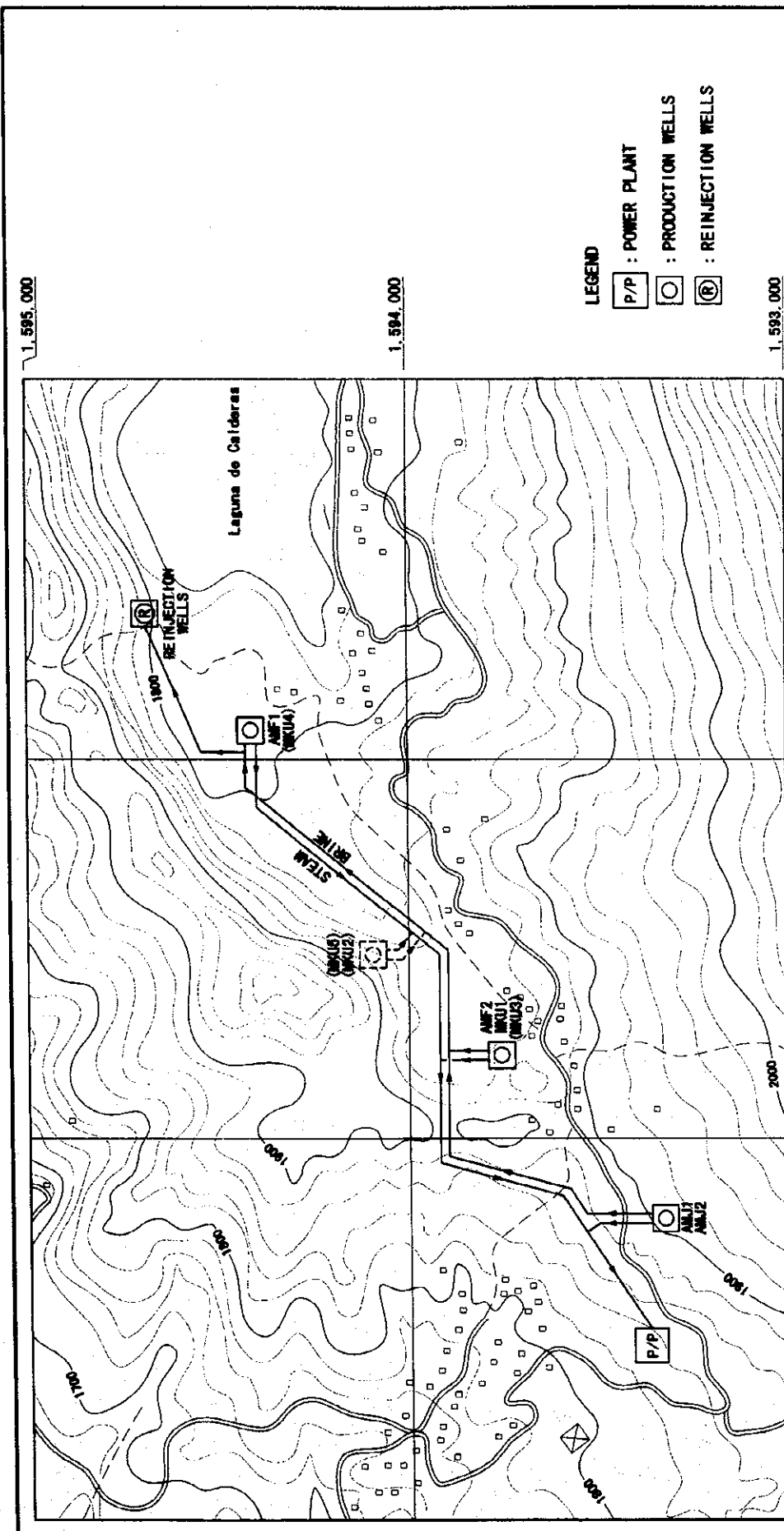
- 1) 進入道路の建設
- 2) 敷地造成
- 3) 取水給水設備の建設
- 4) 生産井及び還元井の掘削工事
- 5) 地熱流体輸送・還元設備の建設
- 6) 発電設備の建設
- 7) 発電所構内開閉所の建設
- 8) 送電線建設
- 9) 通信設備

b. 予備費

予備費を下記のように見積りに含めている。

- | | |
|----------------|----|
| 1) 生産井，還元井の掘削 | 5% |
| 2) 地熱流体輸送・還元設備 | 5% |
| 3) 発電設備 | 3% |
| 4) 送変電設備 | 3% |
| 5) 管理費，地熱資源調査費 | 5% |

6) 用地取得/補償費	5%
7) 価格予備費	2%



AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY DWC TITLE			
ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES (OUTSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
		DATE	10 OCTOBER 2001
		JOB No.	
		DWC No.	
		REV No.	①
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-1
 ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
 (OUTSIDE CALDERA)
 蒸気・熱水配管ルート
 (発電所建設地点(カルデラ外))

FOR REFERENCE

1,595,000

1,594,000

1,593,000

760,000

759,000

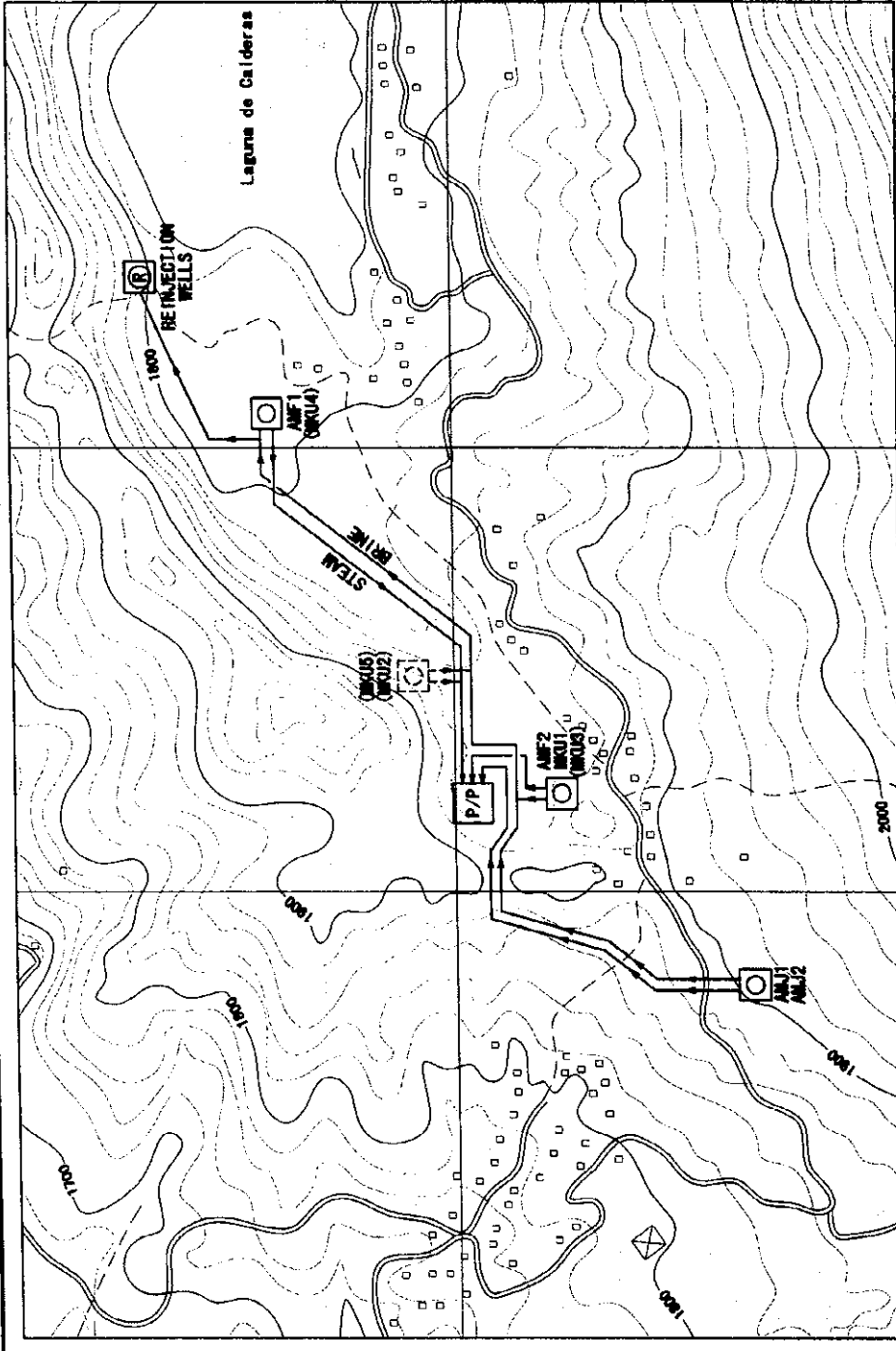
758,000

757,000

1,585,000

1,584,000

1,583,000



LEGEND

- P/P : POWER PLANT
- : PRODUCTION WELLS
- Ⓡ : RE-INJECTION WELLS

FOR REFERENCE

AMATILAN
 GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY
 DWG. TITLE

ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
 (INSIDE CALDERA)

SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE	REV. No.
NON				OCTOBER 2001	

WEST JAPAN ENGINEERING
 CONSULTANTS INC.

780,000

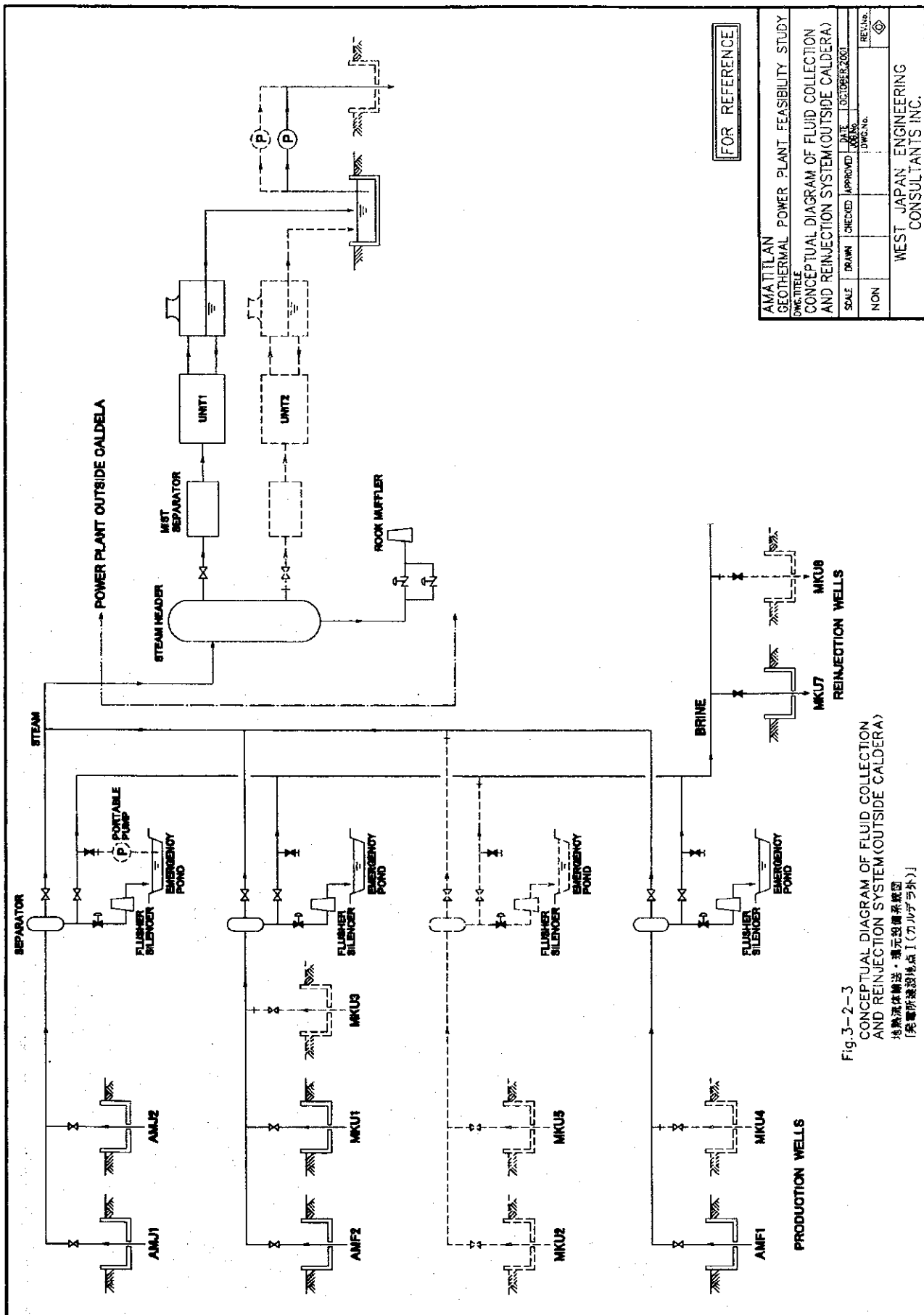
759,000

758,000

757,000

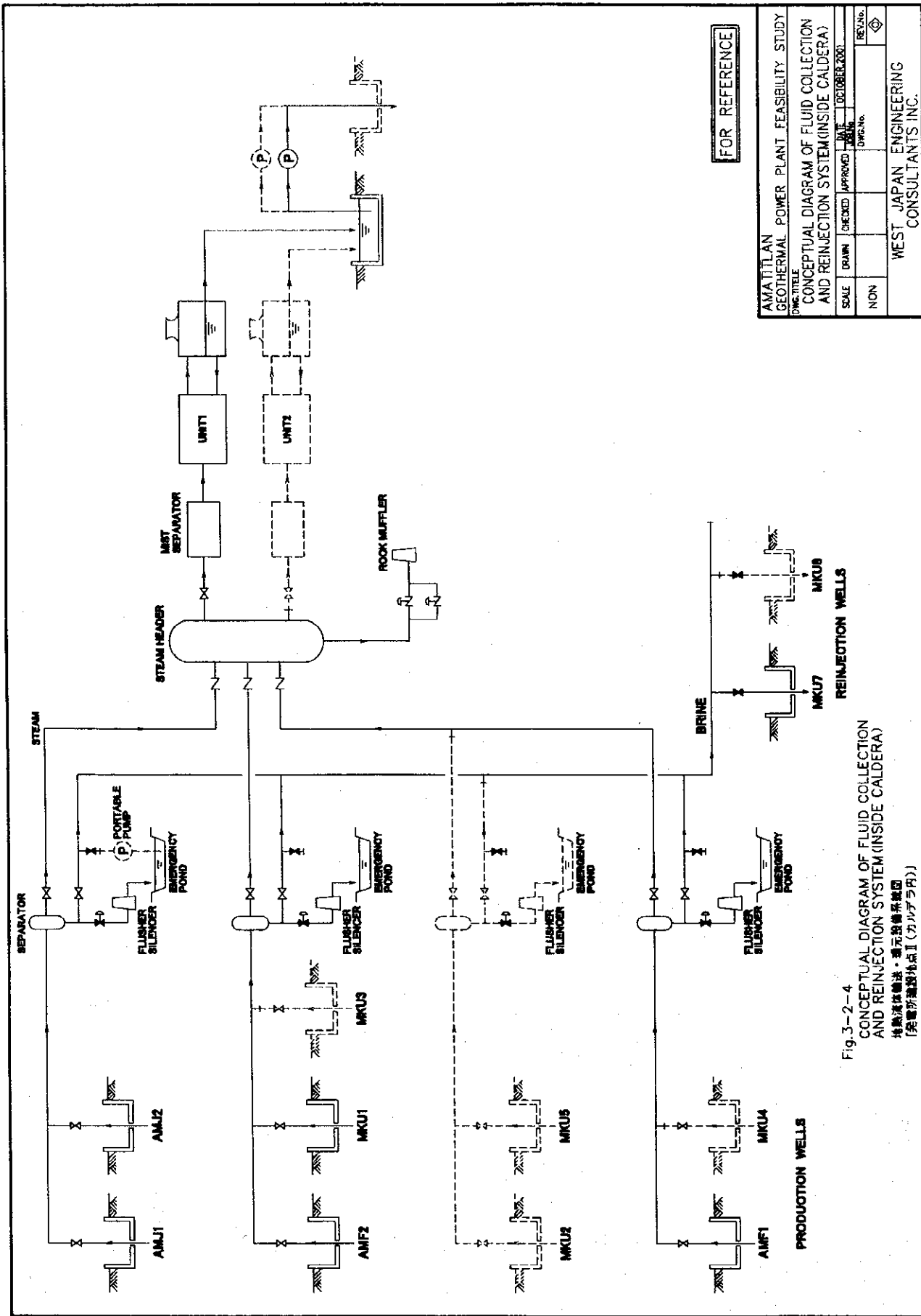
Fig. 3-2-2
 ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES
 (INSIDE CALDERA)

蒸気・熱水配管ルート
 [発電所建設地内(カルデラ内)]



AMATILAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
DWS TITLE			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM(OUTSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED DATE
NON			OCTOBER 2000
			DWG. No.
			REV. No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-3
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM(OUTSIDE CALDERA)
 地熱流体輸送・還元設備系統図
 [発電所建設地点I(カルデラ外)]



FOR REFERENCE

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
DWG. TITLE			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
			DATE
			1 DECEMBER 2001
			DRW. No.
			REL. No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			◇

Fig. 3-2-4
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)
 増熱流体輸送・還元設備系統図
 [発電所内増熱流体系Ⅱ(カルデラ内)]

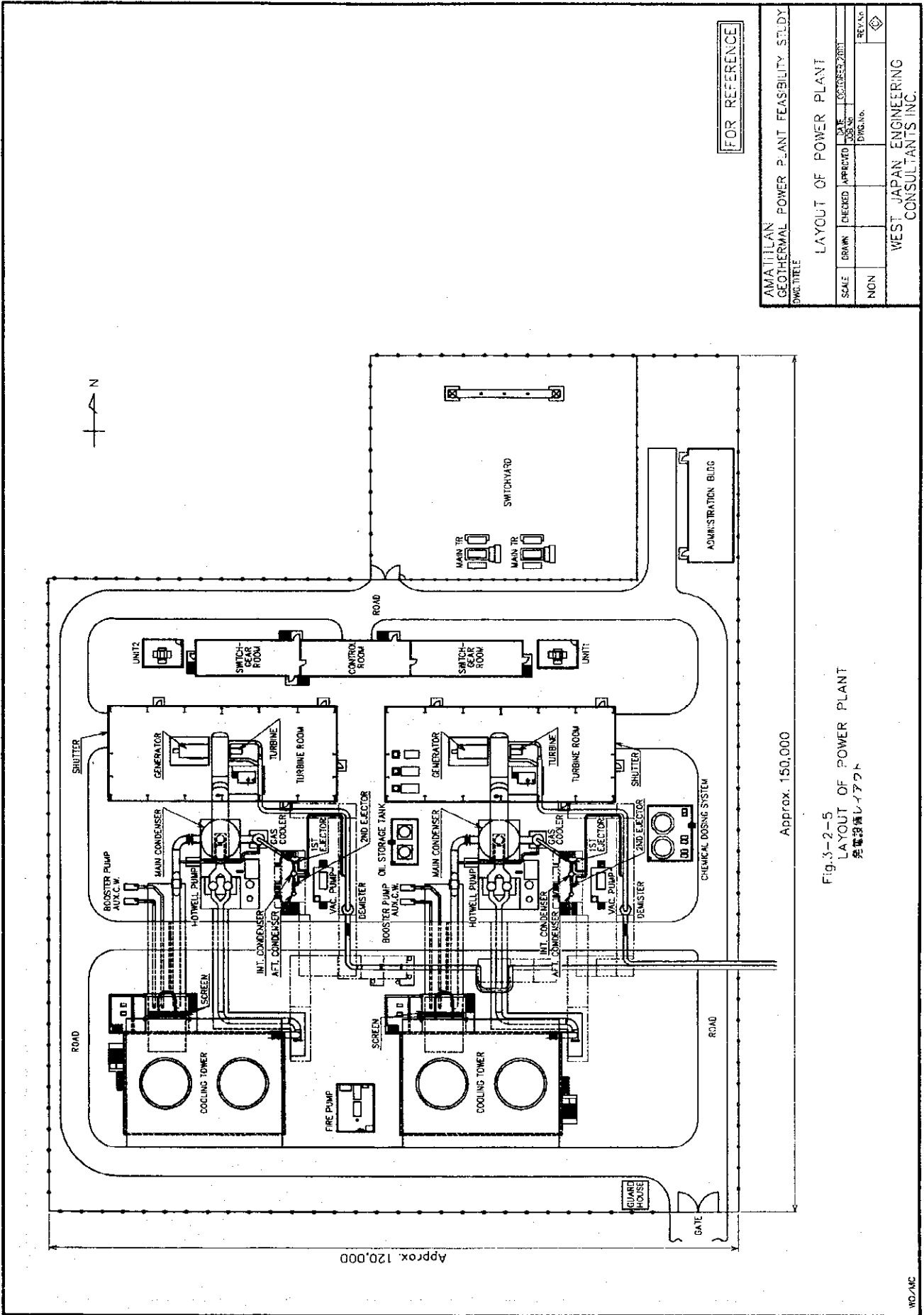
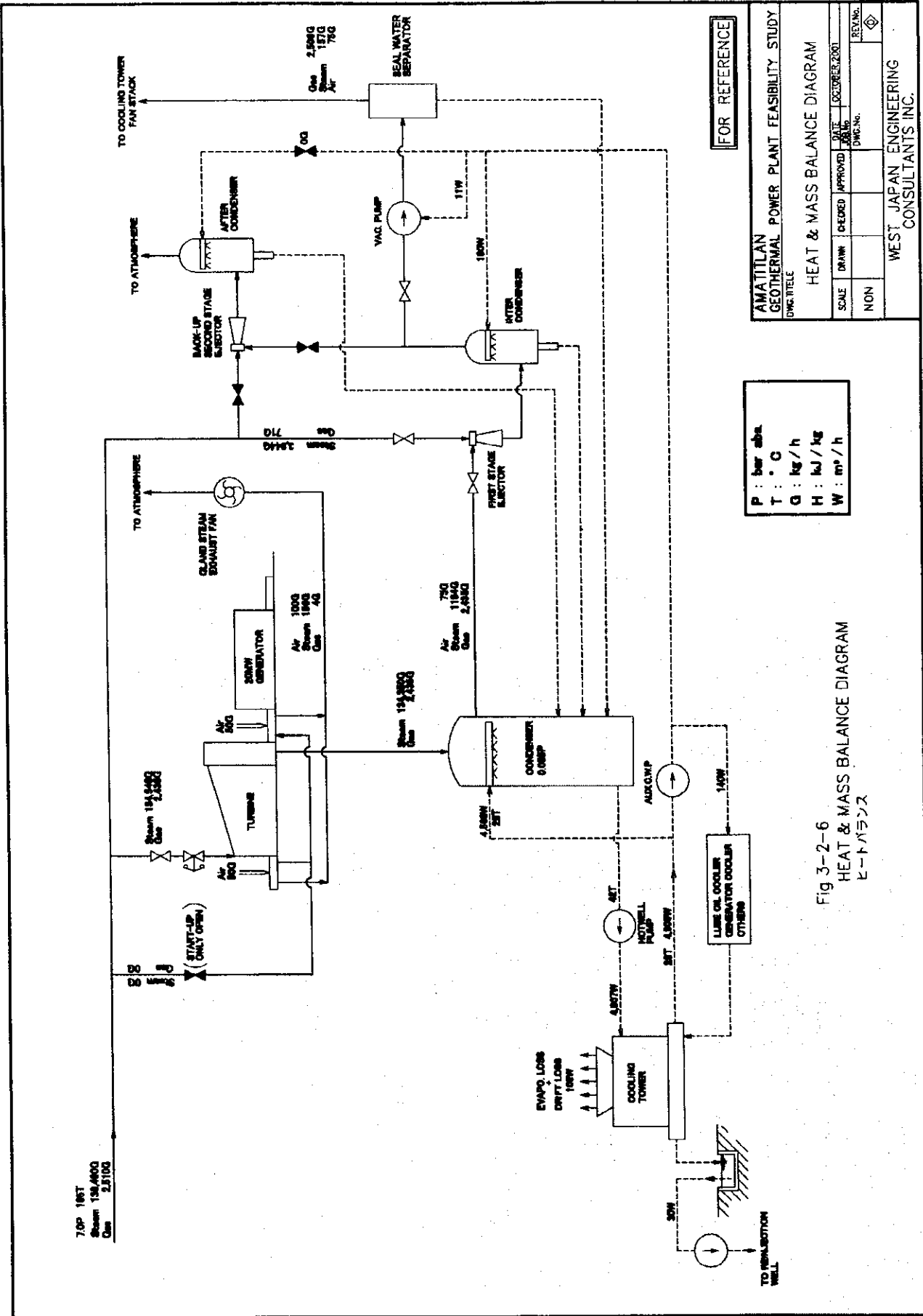


Fig. 3-2-5
LAYOUT OF POWER PLANT
発電設備レイアウト



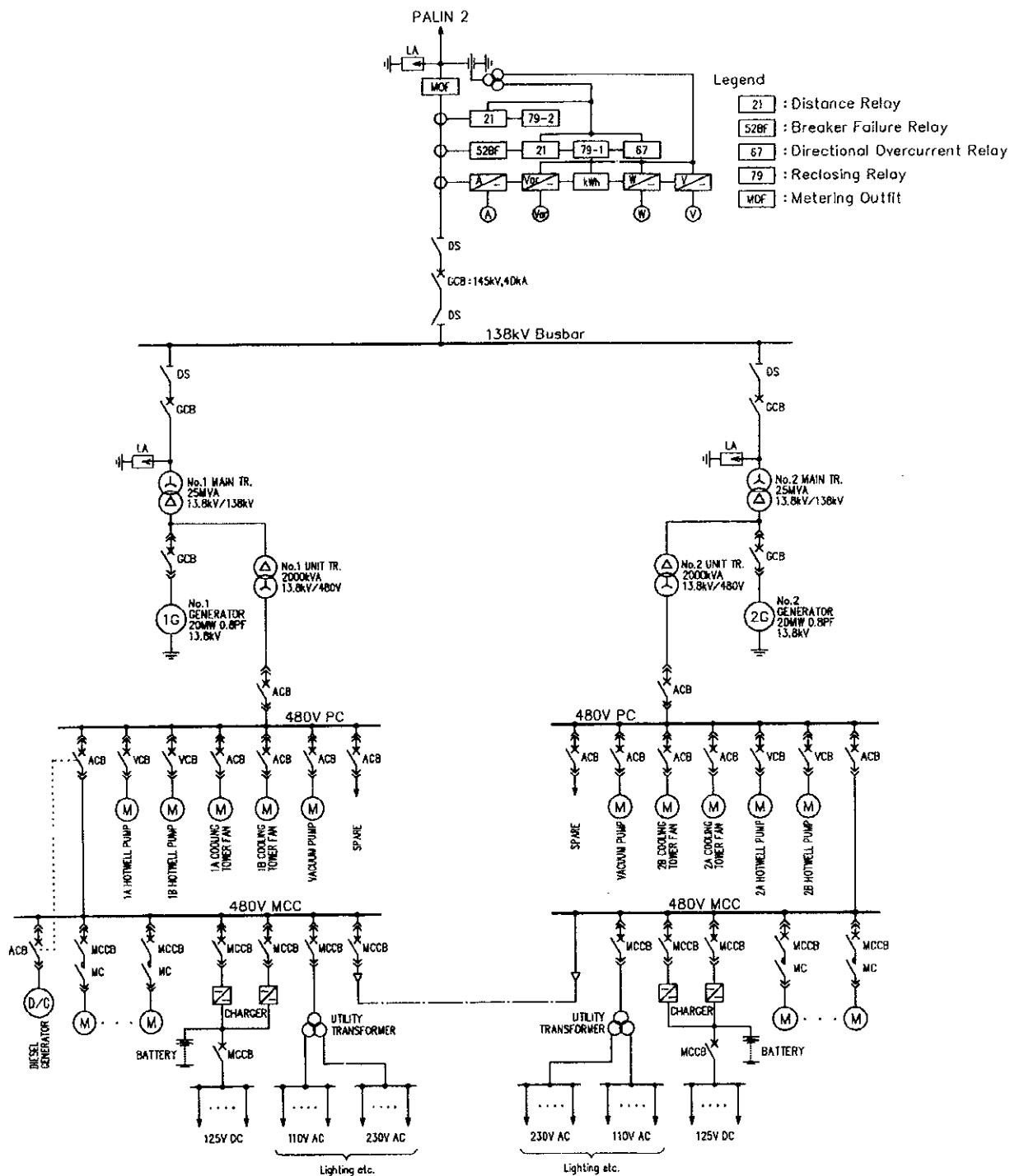


Fig 3-2-7
 所内単線結線図
 SINGLE LINE DIAGRAM

FOR REFERENCE

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY					
D.W.G. TITLE SINGLE LINE DIAGRAM					
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE	OCTOBER, 2001
NON				D.W.G. No.	REV. No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.					

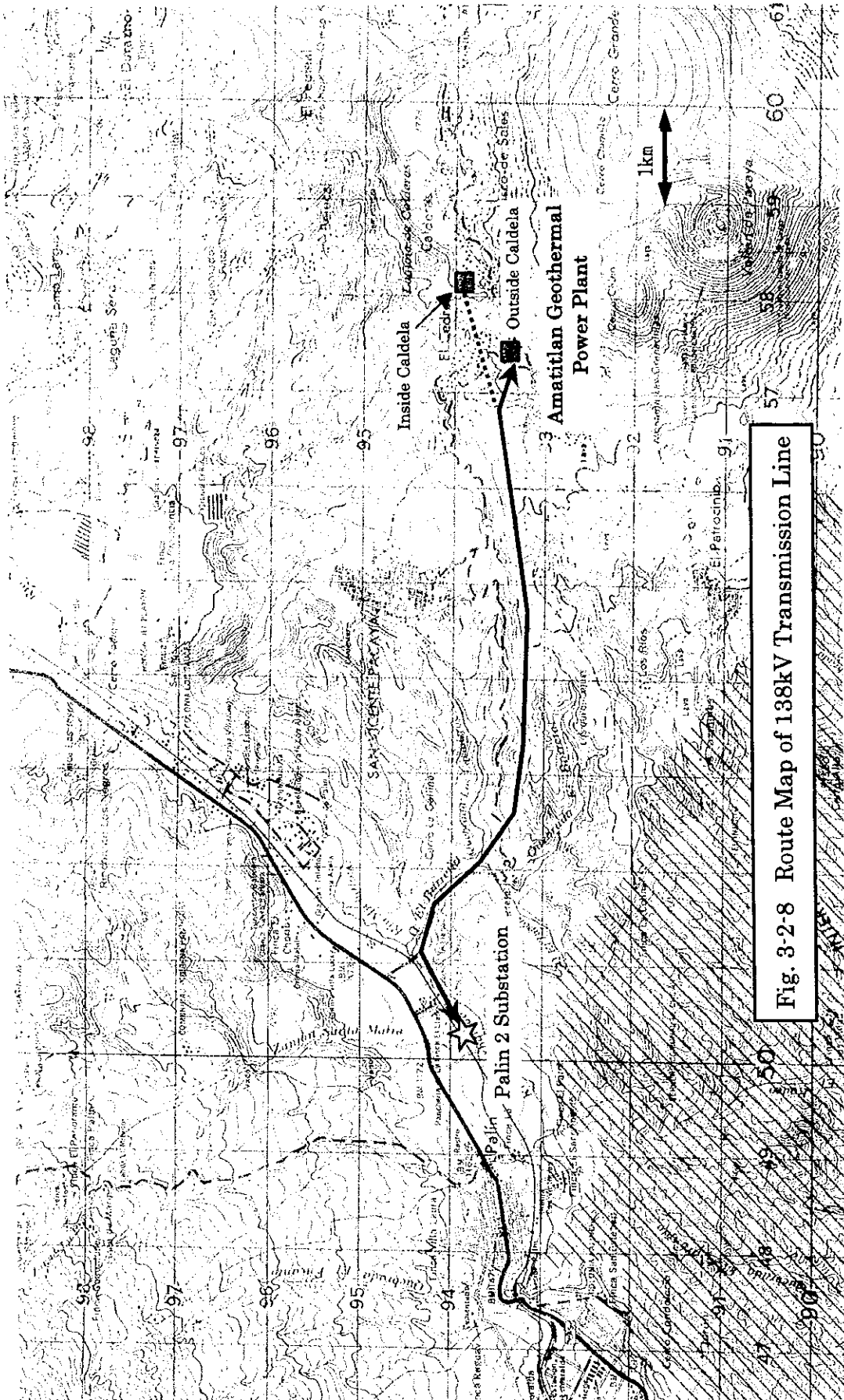
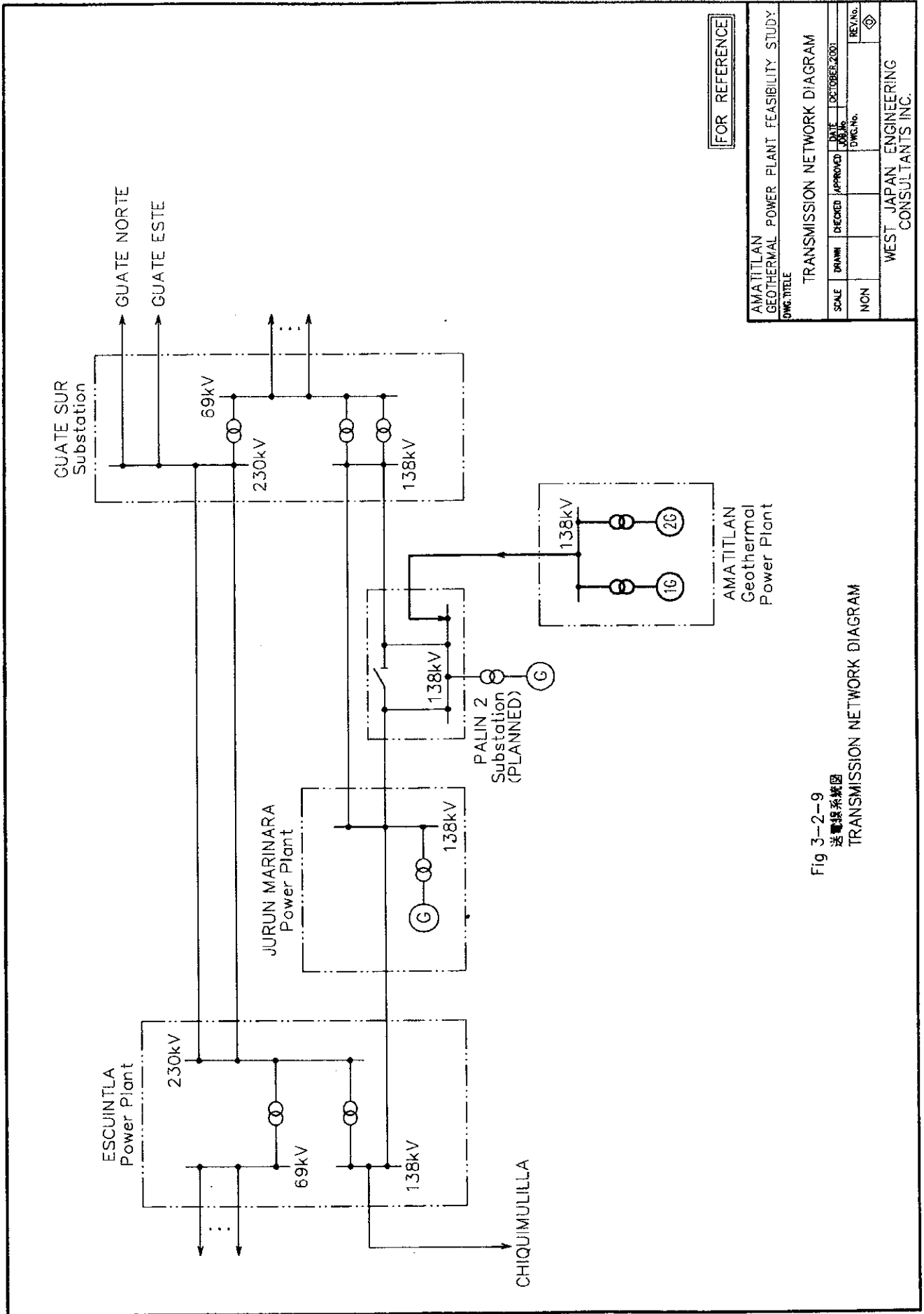


Fig. 3-2-8 Route Map of 138kV Transmission Line



FOR REFERENCE

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
DWG. TITLE			
TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
			DATE
			OCTOBER 2001
			JOB No.
			DWG. No.
			REV. No.
			WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.

Fig 3-2-9
送電系統圖
TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM

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

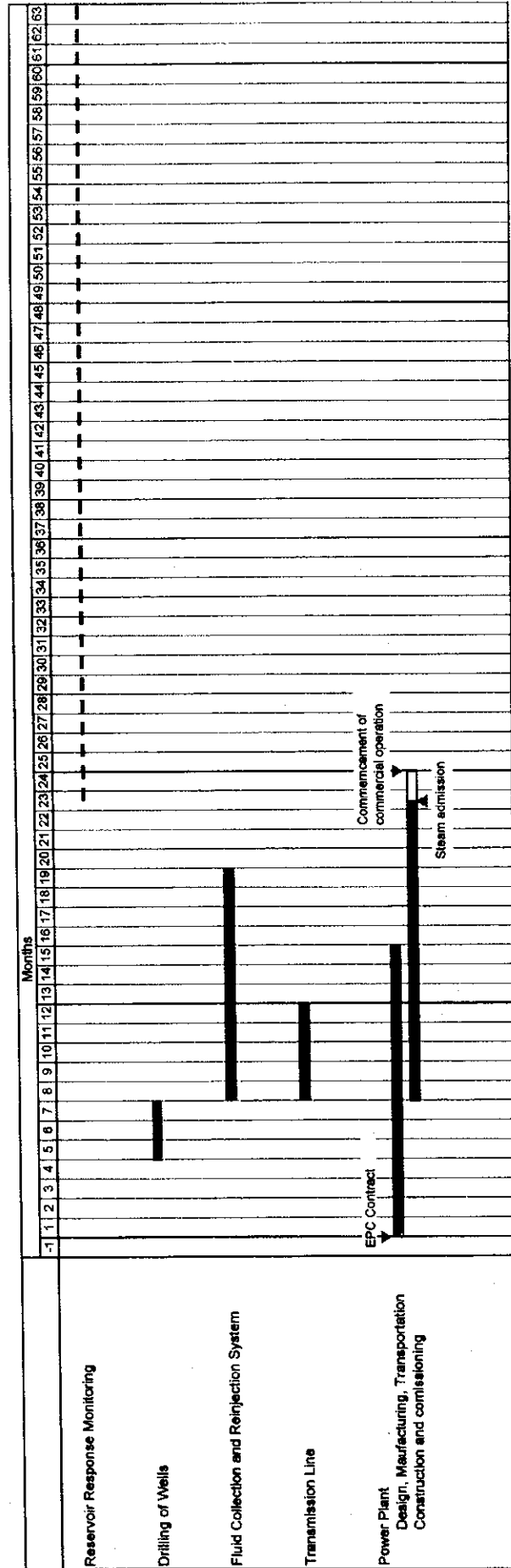


Fig. 3.2-11 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 2)
建設計画 (CASE 2)

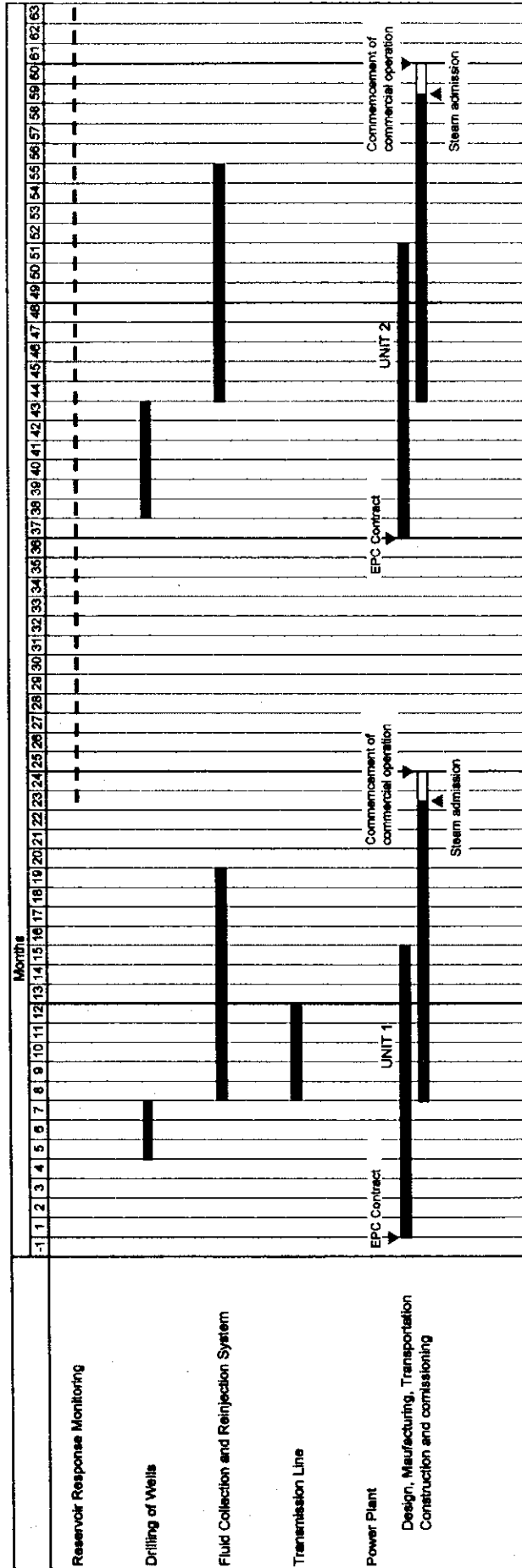


Fig. 3-2-12 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 3)
建設計画 (CASE 3)

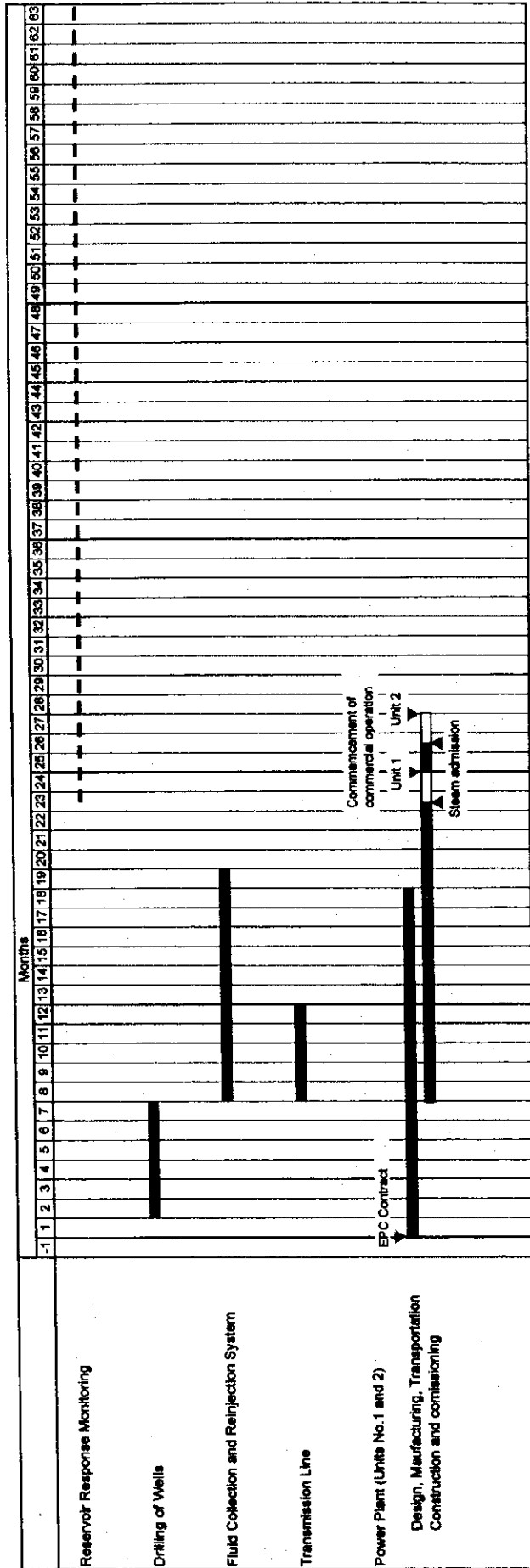


Table 3-2-1 Selection of Generating Technology
 発電方式の候補

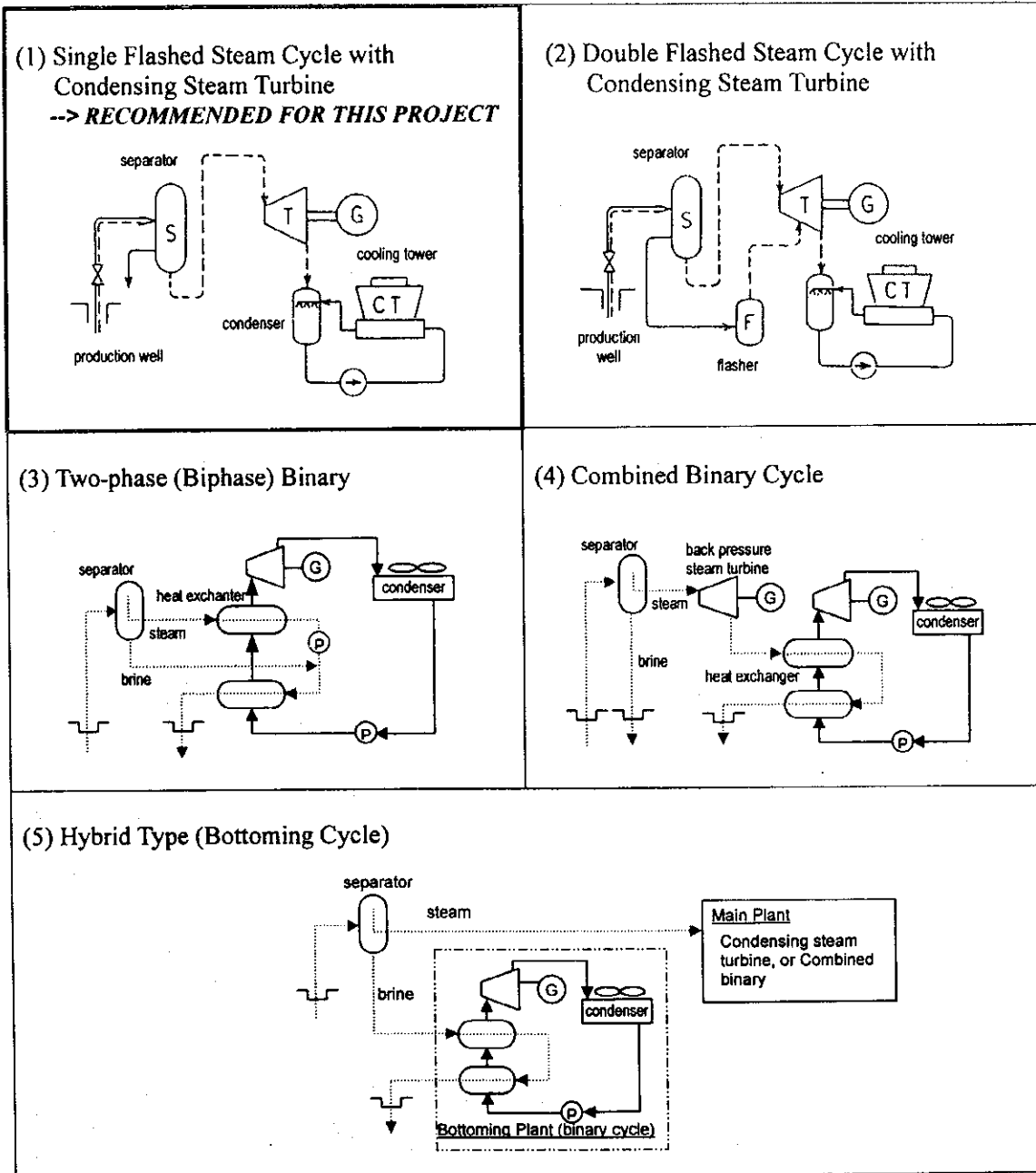


Table 3-2-2 Estimated Project Cost (Plant Site I, Outside Caldera)
 工事費見積 (発電所建設地点 I : カルデラ外)

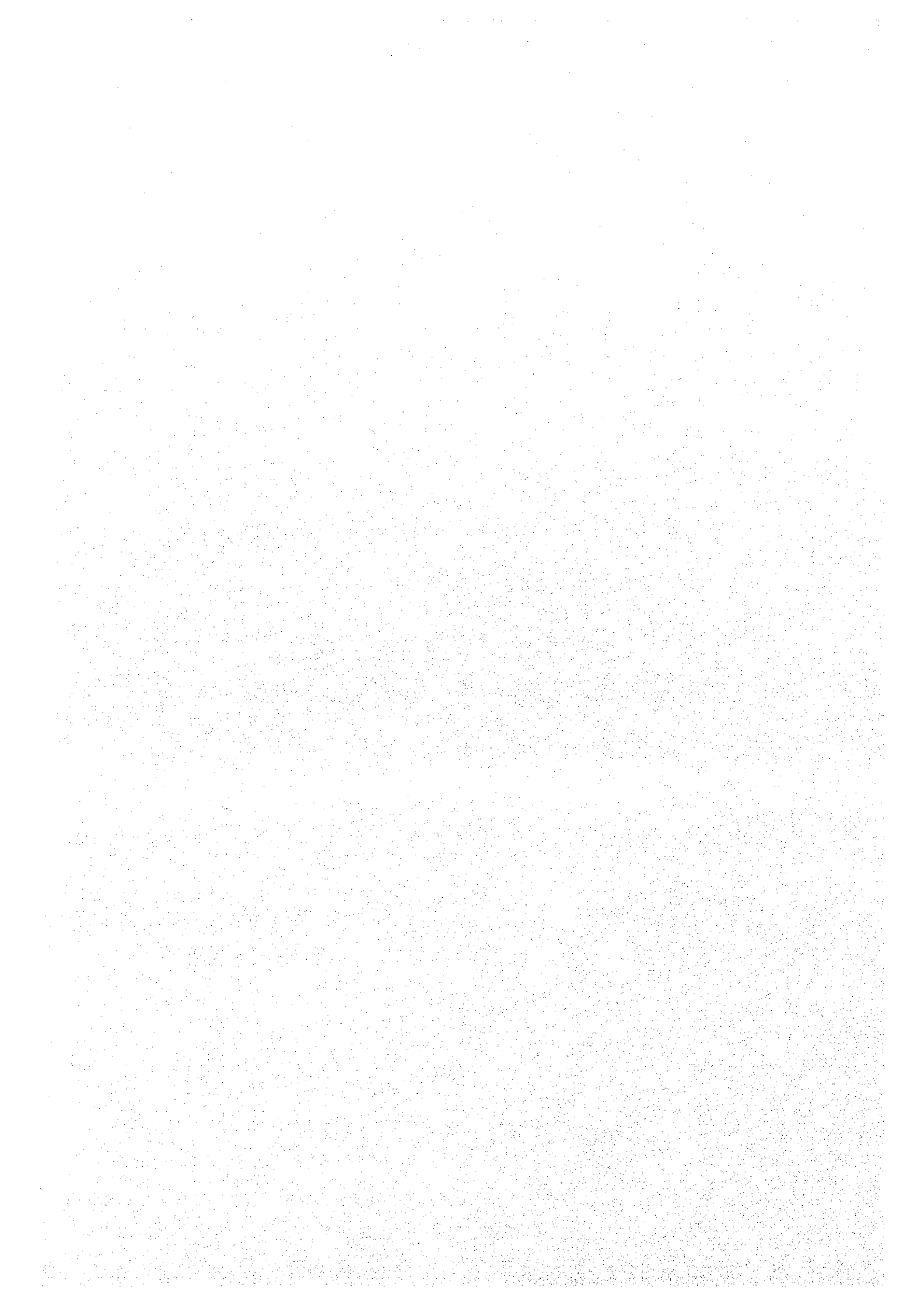
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1. Well Drilling			
Base cost	3.20	9.60	8.00
Price contingency	0.09	0.68	0.25
Physical contingency	0.16	0.51	0.41
2. Fluid Collection and Reinjection System			
Base cost	10.10	11.00	11.00
Price contingency	0.30	0.39	0.33
Physical contingency	0.52	0.57	0.57
3. Power Plant			
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

Table 3-2-3 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 環境影響調査

- 3.3.1 はじめに
- 3.3.2 グアテマラ国における環境関連法規制
- 3.3.3 環境地勢調査結果
- 3.3.4 調査井掘削、噴出試験までの環境測定結果
- 3.3.5 発電所建設に向けた環境影響評価
- 3.3.6 今後のプロジェクト推進に当たっての推奨事項



3.3 環境影響調査

3.3.1 はじめに

地熱開発に伴い、開発対象地域周辺で発生する可能性がある環境影響課題を抽出、評価し、環境影響配慮の観点から、影響緩和策が必要と考えられる場合、これをまとめて提示することを目的に「環境調査」を実施した。本域での初期環境調査 (Initial Environmental Examination) は、JICA 調査プログラムに基づき、AMJ-1&2 坑井が掘削される前段の 1998 年 10 月に、また、環境影響調査 (Environmental Impact Assessment)、及び その評価 (Environmental Impact Analysis) は、両坑井の掘削が開始され、噴出試験、同作業の終了に至る 2000 年 11～12 月にかけて実施された。

今回の調査は、第 5 次現地調査により明らかにされる発電所建設に向けた新たな環境影響調査 (Environmental Impact Assessment) 計画策定について助言することを目的とした。

3.3.2 グアテマラ国における環境関連法規制

1. 環境調査への対応

グアテマラ国では、1998 年 8 月の法改正により、地熱調査に伴う調査井掘削については、事前に「環境影響評価」申請書を CONAMA (Comision Nacional del Medio Ambiente) に提出し、その承認を得ねばならなくなった。CONAMA 以外にも、政府関連の環境関係の組織としては、CONAP (The National Protected Areas Commission) や、INAB (The National Forestry Institute, in charge of the Volcan de Pacaya National Park) などがあるが、国立公園内での掘削許可についても CONAMA の了承があれば、別途申請は必要ないとの判断であった。

本プロジェクトに関しては、AMJ-1&2 の 2 本の調査井掘削段階の用地造成、作業道路設置など、プロジェクト開始前の段階で、INDE (Instituto Nacional de Electrificacion) により、坑井掘削作業、同噴出作業を含む環境影響調査報告書が提出された。なお、環境調査計画 (案) や、環境影響評価に係わる参考資料、データについては、1998 年 12 月末に、当調査団から INDE に対して送付されている。

CONAMA からは、これを受けて「工事許可書」が交付された。

このため、INDE は、CONAMA の指示に従い、①環境影響 (水質、大気、騒音) モニタリング計画 ②坑井掘削、噴出に係わる環境影響緩和計画 ③坑井掘削、噴出に係わる健康安全・保安対策 を提出し、これに基づいて環境影響調査が実施された。

2. 環境調査評価指標基準

a. CONAMA の環境調査基準

現在、CONAMA が規定する環境基準書には、具体的な環境規制項目、基準値の記載はない。過去に提出された「環境影響評価申請書」には、WHO、IDB (Inter-American

Development Bank) などの基準値が参考値として記載されているに過ぎない。

b. 関連する環境調査指標基準

1) 水質環境

a) 排出基準

WB (World Bank ; 1998) の総合生産業に関する環境ガイドラインが規定する公共水域へ排出する水質基準は、初期環境調査報告書 (1999年3月) の通りで、pH : 6~9, COD (Chemical Oxygen Demand) : 250mg/l 以下, TSS (Total Suspended Solid) : 50mg/l 以下, As : 0.1mg/l 以下などとなっている。なお、同ガイドラインが別項で掲げる工業生産、火力発電所からの排水の水質基準も基本的には同基準値と同様である。

b) 飲料水基準

WHO (World Health Organization ; 1993) の飲料水基準のうち、地熱流体に関連する項目の基準値もまた初期環境調査報告書 (1999年3月) に示している。As は 0.01ppm 以下である。ただし、Cl (250ppm 以下), H₂S (0.05ppm 以下) と NH₃ (1.5ppm 以下) については、臭気と味覚に係わる基準値を引用した。また、WHO の B の基準値が 0.3ppm となっているが、CCREM (Canadian Council of Resource and Environment Ministers' Water Quality Guidelines ; 1991) の値は 5ppm である。

2) 大気環境

a) 環境基準

WB の工業生産に係わる環境ガイドラインが規定する環境基準は、初期環境調査報告書 (1999年3月) 通りである。H₂S の場合、10ppm (15mg/Nm³) 以下となっている。

b) 所有地境界での基準

WB の総合生産業に関する環境ガイドラインが規定する所有地境界での大気環境基準もまた、初期環境調査報告書 (1999年3月) に示している。

c) その他暴露限界濃度

大気中の H₂S, CO₂, Hg, SiO₂ (amorphous silica) については、初期環境調査報告書 (1999年3月) に示したように、いくつかの暴露限界濃度 (by Kevin Brown ; NZ, 1995) がある。H₂S については、TLVACGIH (Threshold Limit Values of American Conference of Governmental and Industrial Hygienists) や、MAK (Maximum Concentrations at the Workplace), NIOSH (National Institute for Occupational Safety and Health) などが 10ppm としている。

3) 騒音

a) 労働環境基準

OSHA (Occupational Safety and Health Administration that is one of the American Organization) の作業現場における騒音基準は、初期環境調査報告書 (1999 年 3 月) に示している。騒音レベル 85dB(A) の場合、1 日の許容時間は 8 時間以内としている。

b) 周辺環境基準

WB の工業生産に係わる環境ガイドラインが規定する騒音の周辺環境基準もまた、初期環境調査報告書 (1999 年 3 月) に示している。居住地の昼間 (7:00 ~22:00) の騒音レベルは 55dB(A) としている。

c) その他の環境調査評価項目

地熱開発を進めるにあたって配慮すべき環境影響調査項目は、前述した水質、大気質、騒音の他に、植物、動物への影響、振動、地下水位の変動、地盤沈下などもあるが、これらについての明確な環境基準値は示されていない。

3.3.3 環境地勢調査結果

今回の調査地は、北域に Laguna de Calderas、南域に活火山である Volcan de Pacaya を配する標高大略 1,500~2,000m の地域で、そのかなりの部分は国立公園内である。また、文化遺産としては La Lagumilla があるが、調査地からは離れている。本域周辺の主要居住地は San Vicente Pacaya と San Jose Calderas であるが、調査地内には Concepcion El Cedro や San Francisco de Sales などの小集落もある。しかし、本域周辺には恒常的な水流のある河川はないため、Laguna de Calderas の湖水が住民の飲料水源となっている。

本域の Laguna de Calderas の西隣接地には、2 本の地熱井が掘削されている。その AMF-1&2 坑井周辺には、かなりの数の自然噴気帯 (孔) があり、南域の Volcan de Pacaya 火山は、現在でも活発に活動しているため、バックグラウンド値としての H₂S (含む SO_x) 濃度はかなり高い可能性がある。

3.3.4 調査井掘削、噴出試験までの環境測定結果

地熱井 (AMJ-1&2) 掘削など本域での地熱開発に係わる環境測定 (モニタリング) は、主として次の 3 つのカテゴリーに基づき実施された。

- ① 水質環境
- ② 大気 (H₂S) 環境
- ③ 騒音

1. 水質環境

今回のプロジェクトで掘削された AMJ-1&2 坑井および同域の既存地熱井 AMF-1~2 坑井周辺で選定された水質環境調査のためのモニタリングポイントは、50m の浅井戸、小水流、Caldras 湖水などを含む合計 12 地点である。

何れの地点についても、AMJ-1&2 坑井掘削の前後において水質の大きな変化は認められなかった。モニタリングした化学成分の内、Cl および B については、いずれも CCREM の基準値を大きく下回っている。ただし、As、Hg など有害性分(Toxic metals)の分析値が欠測しているため、これら成分の影響については判断出来なかった。

2. 大気 (H₂S) 環境

AMJ-2 坑井掘削中および同坑井噴出作業時、同噴出停止時の同坑井掘削基地周辺の H₂S 濃度測定結果などは、環境調査 (インテリム) 報告書 (2001 年 3 月) に示した。

AMJ-2 坑井噴出作業時(2000 年 11 月 27 日)の周辺居住区の H₂S 濃度は、いずれも 0.010ppm 以下と極めて低い値であった。ちなみに、WB(World Bank)の工業生産に係わる環境ガイドラインが規定する H₂S の環境基準は 10ppm 以下となっている。

また、AMJ-1&2 坑井掘削基地には、隣接して既掘削済みの坑井 AMF-1&2 があり、この生産蒸気を用いて 5MW の発電所が稼働中であるが、発電所の運転に関連して、ほぼ 1 週間ごとに測定されている同域周辺の H₂S 濃度測定結果で、2000 年の 4 月以降、最も H₂S 濃度が高かったのは 0.012ppm である。大部分は 0.00Xppm と極めて低い値であった。

3. 騒音

AMJ-1&2 坑井噴出作業時の坑井周辺部での騒音レベルを作業終了時 (バックグラウンド値) との対比で測定した結果を環境調査 (インテリム) 報告書に示す。

AMJ-1 を全開で噴出させた時の騒音の最大値は、サイレンサーの直ぐ横 (2m 位置) の 116dB であったが、坑井口元 (Pad) 周辺部では 116~88dB で、噴出作業停止時 (バックグラウンド値) の値は 74~95dB であった。また、同時期、噴出作業地点より大略 100m 離れた作業用道路進入口での値は 76~88dB で、バックグラウンドの値を上回るものの Typical Noise Level (1993, A. Freeston) とされている大都会の路上での平均騒音レベル=75dB とほぼ同等であった。さらに、作業地に近接する村落中にある San Francisco 教会前広場では 58~66dB で、バックグラウンド値の 57dB とほぼ同じ値であった。

また、AMJ-2 坑井の噴出作業時の作業用道路進入口での騒音レベルは 63dB、San Francisco 教会前広場では 58dB と、いずれもバックグラウンド値とほぼ同じ値であった。

4. まとめ

Amatitlan 地区に掘削された 2 本の地熱井 (AMJ-1&2) の掘削時および噴出作業時の環境影響調査結果については、次のように結論付けられた。

- ・AMJ-1&2 坑井掘削の前後において、同域周辺の小水流、50m の浅井戸、Calderas 湖水の水質に大きな変化は認められなかった。
- ・同 坑井掘削中の周辺大気環境の H₂S 濃度は総体的に低く、AMJ-2 坑井噴出作業時の居住区での H₂S 濃度は 0.010ppm 以下と極めて低いものであった。
- ・また、隣接する 5MW の地熱発電所運転時の H₂S 濃度も低く、2000 年 4 月以降の最大濃度は 0.012ppm に過ぎなかった。