タイ国

ナムサイヤイ電源開発計画

第二・第三発電所フィジビリティ調査報告書(附録)

昭和43年11月

海外技術協力事業団

タイ国

ナムサイヤイ電源開発計画

第二・第三発電所フィジビリティ調査報告書(附録)

昭和43年11月

海外技術協力事業団

附　　録

目　　次

附　録　A

水　文　解　析

A. 1 測水所および気象観測所

計画地域内には3ケ所の流量測水所がある。その内2ケ所はNam Sai Yaiに、他の1ケ所はNam Sai YaiとNam Sai Noiの合流点より下流のHanuman河に設置されている。水位の読みは量水標を1～5回／日ずつ測定している。

Wang Heo 測水所はNam Sai Yai の Wang Heo にあり流域面積は295Km²で、計画No.2ダム地点と同地点に位置している。流量観測は1965年1月1日以降流速計で1日おきに測定している。

Nam Sai Yan 河水系のKao Keep Samut 測水所の流域面積は420Km²で、1964年3月から12月までWang Heo 測水所の下流16Km²に設置していたが、1965年1月以降はWang Heo 測水所に統合された。Wang Heo 測水所とKao Keep Samut 測水所間の流域面積の差は少いのでKao Keep Samut 測水所はWang Heo 測水所によつて継続された。

Ban Sapanhin 測水所の流域面積は636Km²で、Nam Sai Yai とNam Sai Noi の合流点に位置している。流量観測は1963年7月以降、流速計でWang Heo と同様一日おきに測定されている。

Prachantakhan 河開発においてPrachantakham 河のBan Takhro において近い将来1つの測水所が設置される。

計画区域の雨量観測は長期間の日記録を持ち、多数の資料が利用できる。

2ケ所の新しい雨量観測所はR－2およびBan Tan Sum と名付けられ、FIGA－1に示めされた位置に近い将来に設立される。

位置流域面積、測水所の既往資料、流域内の雨量観測所はFIGA－1に示した。

A. 2 計画地点の流域面積

計画ダム地点の流域面積はタイ国のRoyal Thai Survey Department 発行の縮尺1/50,000の地形図を基にして求めた。

2つの計画ダム地点の流域面積は次の通り。

流 域 面 積

計画ダム地点	単位	合計流域面積	自己流域面積
Nam Sai Yai No.2 (Sai Yai の本流上)	Km²	295	295
Nam Sai Yai No.3 (Sai Yai の支流上)	Km²	298	3

A. 3 資料の信頼性の検討

資料の信頼度はWang Heoおよび Ban Sapanhinの流出量データを同時に比較検討した。

1964年1月から1967年12月にわたる2ケ所の測水所の日流量曲線はFIGA—2に示している。

2つの流量曲線は1～2日を除いては類似しており、その量および時間のずれの関連がまつたく無理がないことを示している。

Wang Heoの1965，1966，1967年およびKao Keep Samutの1964の流量を基として、その流量曲線図をFIGA—3に示した。

1964年から1967年にわたるBan Sapanhinの流量を基として、その流量曲線図をFIGA—4に示した。

Wang Heo，Kao Keep SamutおよびBan Sapanhin測水所の流量曲線は流速計をもちいて多くさんの実測の資料を基に作られ、また洪水による河床の変化に従い、毎年改らためられており、その上、図上へのプロット点は、相関線に集中しており、その流量曲線は信頼できるものであると考えられる。

Ban SapanhinおよびWang Heoの1964年1月から1967年12月にわたる間の月平均比流出量の相関関係はFIGA—5 (3) に示した。

2つの測水所の月平均流出量の間には、よい相関関係があることを、この相関は証明している。そして、2ケ所の測水所の流出量は信頼出来る事が立証される。

1911年から961年にわたるBangkokの年雨量、1953年から1967年にわたるKakinburiの月別雨量およびPrachinburiの月別雨量を基としたWang Heoの年雨量の変動をFIGA—4 (1) に示した。

Wang Heoの流出量計算が可能である期間1953年から1967年にわたるWang Heoの平均年雨量は2,150㎜であり、1911年から1967年までの2,240㎜と事実上変りない値が得られた。

その結果、発生電力量は1953年から1969年にわたる流出量をもとに算定した。

また、1953年から1967年の間には貯水容量の検討に必要な連続渇水年が含まれていることがV証された。

上述の検討結果からWang HeoとBan Sapanhin測水所の流量資料が信頼でき、又1953年から1967年までの記録は水力発電開発にあたつて満足できるものと推定することとが出来る。

A. 4 流 出 量

A. 4 — 1 流出量の推定方法

雨量資料から月別流出量の推定する方程式は、１９６４年９月Royal Irrigation Department, Survey Division, Hydrology SectionのBoonchob Kanchanalak氏によつて書かれた論文"Prediction of Seasonal Run-off from Rainfall"を基に導き出した。

この論文では、相関関係を下記の考え方で導き出した。各月の流出量に影響する有効雨量は次の回帰方程式で表される。

$$P_e = aP_1 + bP_2 + cP_3 + dP_4 + \cdots\cdots + rP_n \quad (\text{公式A} - 1)$$

ここに： P_e＝有効雨量

$P_1, P_2, P_3, P_4 \cdots\cdots P_n$＝各期間の先行雨量

a, b, c, d ……r＝有効加重

便宜上、この検討に用いた各期間の雨量は、月の前半又は後半の１５日間を用いた。

有効加重の決定には、相関図によりチエックするTrial and Errorの方法が採用された。

季節月別流出量はP_eと流出係数（trial and errorの方法と相関曲線から求めた）の積である。

雨量一流出量の相関関係は１９６４から１９６７年までのWang HeoとBan Sapanhinの雨量および流出量資料を基にして導き出した。

前述の方法を用い式を導くと下記の通りになる。

(Wang Heo)

$$\left.\begin{array}{ll}
\text{May}: & Q_{May} = 0.10\ (0.5P_{a16-30} + 1.0P_{m1-15} + 0.5P_{m16-31}) \\
\text{June}: & Q_{June-1} = 0.20\ (0.5P_{m15-31} + 0.95P_{j1-15} + 0.4P_{j16-30})\ (P_e \leqq 400\text{mm}) \\
: & Q_{June-2} = 0.25\ (0.5P_{m16-31} + 0.95P_{31-15} + 0.4P_{j16-30})\ (P_e > 400\text{mm}) \\
\text{July}: & Q_{July} = 0.40\ (0.05P_{j1-15} + 0.6P_{j16-30} + 0.9P_{1-15} + 0.4P_{16-31}) \\
\text{Aug.}: & Q_{Aug-1} = 0.40\ (0.1P_{\ell 1-15} + 0.6P_{\ell 16-31} + 0.9P_{g1-15} + 0.4P_{g16-31}) \\
 & \qquad (P_e \leqq 400\text{mm}) \\
: & Q_{Aug-2} = 0.60\ (0.1P_{\ell 1-15} + 0.6P_{\ell 16-31} + 0.9P_{g1-15} + 0.4P_{g16-31}) \\
 & \qquad (P_e > 400\text{mm}) \\
\text{Sept.}: & Q_{Sept-1} = 0.45\ (0.1P_{g1-15} + 0.6P_{g16-31} + 0.75P_{s1-15} + 0.20P_{s16-31}) \\
 & \qquad (P_e \leqq 400\text{mm}) \\
: & Q_{Sept-2} = 0.50\ (0.25P_{s1-15} + 0.6P_{g16-31} + 0.75P_{s1-15} + 0.20P_{s16-30}) \\
 & \qquad (P_e > 400\text{mm})
\end{array}\right\} \text{(公式A—2)}$$

Oct.: Qoct=0.50 (0.25Ps1—15+0.8Ps16—30+0.8Po1—15+0.3Po16—31)

Nov.: Qnov=0.45 (0.20Po1—15+0.7Po16—31+1.0Pn1—30)

ここに: QMay—Nov=5月～11月のWang Heoの月別流出量(mm)

( )外の数字 0.10, 0.20……0.45=流出率

Pa16—30= 4月16日～30日までのWang Heoの雨量(mm)

Pm 1—15= 5月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Pm16—31= 5月16日～31日 〃 〃 (〃)

Pj 1—15= 6月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Pℓ 1—15= 7月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Pℓ16—31= 7月16日～31日 〃 〃 (〃)

Pg 1—15= 8月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Pg16—31= 8月16日～31日 〃 〃 (〃)

Ps 1—15= 9月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Ps16—30= 9月16日～31日 〃 〃 (〃)

Pe 1—15=10月 1日～15日 〃 〃 (〃)

Po16—31=10月16日～31日 〃 〃 (〃)

Pn 1—30=11月 1日～30日 〃 〃 (〃)

(Pe)値=Wang Heoの有効雨量(mm)

Peの前面の数値、0.5, 1.0, 0.05……0.3=有効加重

(Ban Sapanhin)

May : Qray=0.10 (0.5Pa16—30+1.0Pm1—15+0.5Pm16—31)

June: Qjune=0.30 (0.5Pm16—31+0.95Pj1—15+0.4Pj16—30)

July: Qjuly=0.50 (0.05Pj1—15+0.6Pj16—30+0.9P1—15+0.4P16—31)

Aug : QAug—1=0.50 (0.1Pℓ1—15+0.6Pℓ16—31+0.9Pg1—15+0.4P16—31)

(Pe≦350mm)

: QAug—2=0.70 (0.1Pℓ1—15+0.6Pℓ16—31+0.9Pg1—15+0.4Pg16—31)

(Pe>350mm)

Sept.: Qsept=0.75 (0.1Pg1—15+0.6Pg16—31+0.75Ps1—15+0.20Ps16—30)

Oct. : Qoct=0.55 (0.25Ps1—15+0.8Ps16—30+0.8Po1—15+0.3Po16—31)

Nov. : Qnov=0.40 (0.2Po1—15+0.7Po16—31+1.0Pn1—30)

—(公式A—3)

ここに: QMay—Nov=5月～11月のBan Sapanhinの月別流出量(mm)

( )外の数字 0.1, 0.3……0.4=流出率

Pa16−30＝ 4月16日〜30日までのWang HeoとBan Sapahinの平均雨量（㎜）
Pm 1−15＝ 5月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Pm16−31＝ 5月16日〜31日 〃 〃 〃 （〃）
Ps 1−15＝ 6月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Ps16−30＝ 6月16日〜30日 〃 〃 〃 （〃）
Pℓ 1−15＝ 7月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Pℓ16−31＝ 7月16日〜31日 〃 〃 〃 （〃）
Pg 1−15＝ 8月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Pg16−31＝ 8月16日〜31日 〃 〃 〃 （〃）
Ps 1−15＝ 9月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Ps16−30＝ 9月16日〜30日 〃 〃 〃 （〃）
Po 1−15＝10月 1日〜15日 〃 〃 〃 （〃）
Po16−31＝10月16日〜31日 〃 〃 〃 （〃）
Pu 1−30＝11月 1日〜30日 〃 〃 〃 （〃）

（Pe）値＝Wang HeoおよびBan Sapanhinの有効雨量（㎜）

Peの前面の数字0.5，1.0，0.95……0.3＝有効加重

公式A−2、及び4−3の信頼性はFigA−6に示す相関図により確められた、FigA−6は実際の月別流出量と相関関係より求めた月別流出量との間に良好な相関関係を示すものである。

1964年以前のWang HeoおよびBan Sapanhinの有効雨量を求めるために有効月別雨量の2つの相関関係（Wang HeoおよびWang HeoとBan Sapanhinの平平均対KabinburiおよびPrachinburiの平均雨量）は、FigA−7（1），（2）に示し、そして公式A−(4)，(5)を導き出した。

Y−1＝0.89X＋98（X＞30㎜）（公式A−4）

Y−2＝0.96X＋57（X＞50㎜）（公式A−5）

ここに： Y−1＝Wang Heoの有効月別雨量（㎜）

Y−2＝Wang HeoおよびBan Sapanhinの平均有効月別雨量（㎜）

X＝KabinburiおよびPrachinburiの平均有効月別雨量（㎜）

乾期の流出量はFigA−7に示す回帰曲線及び公式A−6，7によつて推定した。

	(Wang Heo)	(Ban Sapanhin)
Dec：	QDec＝0.30 QNov	QDec＝0.34QNov
Jan：	QJao＝0.10 QNov	QJan＝0.16QNov
Feb：	QFeb＝0.08 QNov	QFeb＝0.12QNov

Mar：QMar ＝0.06QNov　　QMar＝0.07QNov

Apr：QApr ＝0.06QNov　　QApr＝0.05QNov

(公式A－6)　　(公式A－7)

ここに：QDec＝12月の月別流出量

実際の月別流出量と前記の方法によつて求めた相関より求めた月別流出量との比較は、FIGA－9に示すとおりであり、相関より求めた流出量は、かなり高い信頼性を持つている事を示している。

Wang HeoおよびBan Sapanhin測水所の平均月別流出量を前述の方法で算定し、これをTableA－1，2にかかげた。

A. 4－2 計画ダム地点の流出量

計画ダム地点の1953年～1967年までの流出量は次の方法で算定した。

(1) Wang Heoの上流のダム地点およびWang Heoの流出量

$$Qd = \frac{Ad}{AW} \cdot QW \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (公式A-8)$$

ここに：Qd＝計画ダム地点の月別流出量

Qw＝Wang Heoの月別流出量（TableA－1参照）

Ad＝計画ダム地点の流域面積

Aw＝Wang Heoの流域面積；295 Km²（TableA－1参照）

(2) Wang HeoとBan Sapanhin間におけるダム地点流出量

$$Qd = \frac{Ad}{Ab-Aw} \cdot Qb - Qw \quad \cdots\cdots\cdots (公式A-9)$$

ここに：Qd＝計画ダム地点の月別流出量

Qb＝Ban Sapanhinの月別流出量（TableA－2参照）

Qw＝Wang Heoの月別流出量（TableA－1参照）

Ad＝計画ダム地点の流域面積

Ab＝Ban Sapanhinの流域面積；636 Km²（TableA－2参照）

Aw＝Wang Heoの流域面積；295 Km²

A 5 洪水量

第2計画ダム地点における洪水吐の洪水量は、次の4つの方法で検討する。

1. 既往の洪水値
2. タイ国の洪水包絡線
3. 物理学的方法

4. 統計学的方法

A５－１　既往の洪水値

Wang Heoにおけるピーク洪水量の記録は、１９６６年８月１３日１３時に１８０m^3/Secが記録された。

そして、その容量は１９６６年８月１７日～２１日までの５日間に２６×１０^6 m^3が記録された。

A５－２　タイ国の洪水包絡線

２つの包絡線：タイ国内の５０年を周期とする最大発生洪水包絡線（１９６７年１０月２５日）および東南アジアの河川（タイ国内の河川を含む）の最大流量の包絡線（１９６２年７月１５日）はRoyal Irrigation Department, Hydrology Sectionの課長であるBoonchob Kanchanalak 氏の手で解明された。

前者の公式：$q50-yr = 6.58A^{-0.282}$　（公式A－１０）

ここで：q５０－yr＝５０年確率洪水量（m^3/sec./Km^2）

A：流域面積（Km^2）　（A＞１３,０００Km^2）

後者の公式：$Qm = C\sqrt{A}$　（公式A－１１）

ここで：Qm＝最大洪水量（m^3/Sec）

A ＝流域面積（Km^2）

C＝係数（流域面積1,０００Km^2以下で8～40）

A５－３　物理学的方法

物理学的方法とは、洪水の発生に寄与するすべての要素が同時に最も危険な条件に達した場合に起りうると考えられる最大可能洪水量を求める方法である。

洪水の発生に寄与する要素としては、露点温度と風速を考えるのが普通である。

露点温度は可能降水量の決定にもちいられる。この可能降水量は重直気柱内に保有され得る水蒸気の最大値地表面の高さとその露点温度だけで決る。

可能降水量の計算は米国のWeather Bureauが作成した図表を使うと便利である。

風は既に雨を降らせてしまつた空気に再び水蒸気をみたす働きをする。

可能降水量と風速の積を水分流入係数という。普通モンスーンに起因する検討には、最大１２時間持続露点温度と最大２４時間平均風速が使用される。

Nam Sai yai No.２およびNo.３計画地点では、豪雨時の温度は１００％に近いと考えられるので、露点温度の代りに気温を用いることが出来る。

風速については、成層圏の風速はBangkokおよびKoratで観測されたものわ用いた。

最大可能降水量は次式より計算される。

$$P.M.P. = D.D.A. \times \frac{P.M.P\text{に対する}M.I.I.}{H.S.\text{に対する}M.I.I.} \qquad (\text{公式A}-12)$$

ここに：P. M. P＝最大可能降水量

D. D. A＝面積雨量（計画ダム地点の有効雨量）

P. M. Pに対するM. I. I.＝（最大可能降水量に対する水分流入係数）

＝〔最大可能降水量の１２時間持続露点温度（又は気温）に対する可能降水量〕×〔最大可能降水量の最大２４時間平均風速〕

H. S.　に対するM. I. I.＝（既往豪雨時に対する水分流入係数）

＝〔既往豪雨時の最大１２時間持続露点温度（又は気温）〕×〔既往豪雨時の最大２４時間平均風速〕

FigA－10は日雨量およびWang Heoの３時間間隔流量図を示している。

１２の既往豪雨（FigA－10およびTableA－3参考）が検討のために選択された。

計画No.２ダム地点の有効雨量はTableA－3,(1)に示したWang Heoの最大日雨量に相当している。

TableA－3,(5)の基底流量はFigA－10を基にして求めた。TableA－3，(2)の表面流出量は流量図から基底流量より大きい流量をもつて定義した。

TableA－3，(3)の損失水は最大日雨量から表面流量を差引いた残余と定義した。最大日雨量に含まれる総計損失水の推定のためには、１２の既往豪雨を基に検討した最大日雨量と損失水の間の相関関係をTableA－3及びFigA－11に示した。

この図に従うと、３００㎜以上の最大日雨量に相当する損失水は１５０㎜である。故に最大保留量は１５０㎜／日である。

TableA－3，(6)の豪雨時の１２時間持続気温は、Prachinburiの３時間間隔気温資料から各々豪雨に対して求めた。Prachinburiの気温と海水面（1,000㎜b）の気温に換算するには、Adiafatic Laps率で求めた、（気温は１００mにつき0.6℃の割で低下する）標高１２mのPrachinburiにおける気温は海面では0.1℃増加する。これをTableA－3，(7)に示した。

流域の標高は約７００mであることを考慮して、FigA－12から求めた気温に相当する可能降水量をTableA－3，(8)に示した。上空の風速はTableA－3，(9)に示した。これはBangkokおよびKoratにおいてRadiosondeによつて観測した成層圏の風速資料を基にして求めた。

既往豪雨の水分流入係数（10）は、平均上空風速(9)と可能降水の積である。最大水分流入係数（11）は、FigA－12に示すように１０月に発生し、1,640と推定した。

最大降水による要素（maxmizing Factor）（12）は、（11）を（10）で除したものである。最大日雨量（13—1）は、（11）と（12）の積である。最大可能表面流量（13—2）は、FigA—11を用いて（13—1）から求めた。最大可能総流出量（13—3）は基底流量（30m^3/sec×72hours＝8×10^6m^3）と表面流量（13—2）を加えて求めた。

最大可能洪水の基底流量は過去の最大値30m^3/secと仮定した。最大可能ピーク流量は総流出量と0.13の積で求められる。0.13は表面流量とピーク流量の比で下記記載の流量図から導き出した。

ユニット・ハイドログラフは12の過去の豪雨から推定した。FigA—14は5つの代表的な過去のハイドログラフを示した。

この図の太い曲線が最大可能洪水量の曲線として採用された。前述の検討の結果から、最大可能ピーク洪水および洪水容積を次の通り推定した。

最大可能ピーク洪水	780m^3/sec
最大可能洪水容積	71×10^6m^3

A5—4　統計学的方法

統計学的方法では、多年にわたる洪水記録をもとに発生確率を推定すべきである。

計画流域には流量資料が5年しかないので、この流量資料から最大可能洪水量を推定することは出来ない。そこで雨量頻度を検討した。

検討に必要な雨量資料はTableA—6，及び下記に説明したとうりである。

(1) 1964年～1967年

Wang HeoおよびKao Keep Samut（1964）の実測値がある。

(2) 1952年～1963年

KabinburiおよびPrachinburiの平均日雨量を基にWang Heoを推定した。

TableA—6に、同一日のKabinburiおよびPrachinbuni最大平均雨量がWang Heoの最大日雨量を推定するために選定された。各々年の最大平均雨量はFigA—5に示した相関を用いてWang Heoへ換算した。最大日雨量を大きい順に並べこれをTable A—7に示した。

確率計算は最大日雨量（TableA—7参照）を基にしてGumbel法（公式Pt＝67.6＋30.8Yt）及びHazen—Fosterの3型の方法、〔変化係数0.41および非対称率3.58（FigA—16参照）〕により算定した。

確率雨量は次式をもちいてピーク洪水と総流量容積に換算した。

$$\left.\begin{aligned} Q_p &= 0.13\,(R_{24}-L)\,A+30 \\ Q_v &= (R_{24}-L)\,A+8 \end{aligned}\right\}\cdots\cdots\text{（公式A—13）}$$

ここに：Qp＝No.2ダム地点のピーク洪水量（m^3/sec）

R_{24}＝最大日雨量（mm）

L ＝損失水　　（mm）

A ＝No.2ダム地点の流域面積：295Km^2

Qv＝総洪水容積（$10^6 m^3$）

30,8＝基底流量

〔注〕 この公式は日雨量と損失水（FigA－11参照）の間の相関関係とユニット・ハイドログラフ（FigA－14）を基にもとめた。

Wang Heoの最大日雨量の確率年、ピーク洪水、総洪水容積はTableA－8およびA－9に示される。

A5－5 計算結果の集約

前述の検討の結果は次の通りである。

方　法	ピーク洪水量（m^3/sec）	総洪水容積（$10^6 m^3$）
1.既往洪水値	180	26
最大洪水記録（1966）		
2.タイ国の洪水包絡曲線	420（50年）	－
	700（最大）	
3.物理学的方法	780	71
4.統計学的方法	770	70
10,000年洪水		

3. 4の算定値は互いに良く一致している。

10,000年確率洪水は実値上可能最大であると考慮した。それ故に、洪水吐の設計検討に必要な洪水量は物理学的方法で推定した最大値780をもちいることとした。

Nam Sai Yai No.2計画ダム地点の最大可能洪水ハイドログラフをFigA－17に示した。

No.2ダム地点（流域面積295Km^2）の50年ピーク洪水量を前者の公式q50－yr＝6.58$A^{-0.282}$で計算すると420m^3/secが得られる。

一方，後者の公式Qm＝C.$\sqrt{A}$（C＝40）で計算すると最大洪水量は約700m^3/secが得られる。

A. 6 蒸発量

1964年から1967年にいたるWang HeoにおいてclassA－Panで測定した平

均年蒸発量は1,442㎜であつた。平均年雨量および長期間のWang Heoにおける平均年流出量はそれぞれ2,123㎜および967㎜であつた。従つて、Sai Yai河の流出係数は約40％と推定できる。従つて、蒸発散量は雨量の60％であつたと推定でき、貯水池からの蒸発量は次のとおり計算できる。

蒸発量＝蒸発散量－貯水池水面からの蒸発量

＝降水量×（1－0.4）－1,422

＝2,123×0.6－1,442

＝－170

一方、Blaney－Criddle Farmulaで推定した蒸発散量はK＝0.6として約1,260㎜である。この値は上記の値と概略一致する。

上述から推定した蒸発量は170㎜であるが、貯水池からのろうえいの様な損失が考えられるので、安全側を見て、貯水池からの総損失量を500㎜/yearを採用した。

A.7 堆 砂 量

計画地域には堆砂に関する資料がないので、Nam Sai Yai No.2貯水池の堆砂は、日本における貯水池の堆砂記録をもとに推定した。

集水面積が60 Km²以上、貯水容量1,000,000m³以上の日本にある52の貯水池の堆砂量を、流域内の地質、地形、雨量と関連させて、Fig A－18にプロットしてある。流域内の地質は岩石の状態により次の3群に分ける。

A：流域が主として古生代、中生代の水成岩からなるもの

B：流域が花崗岩、片麻岩が代表される深成岩、半深成岩或は、それらの変成岩からなるもの。

C：流域が主として新生代水成岩あるいは火山岩からなるもの。

各群の堆砂量は起状量と最大年雨量の積の函数としてFigA－18にプロットしてある。起状量は面積16 Km²の各正方形区画の中の最も高いところと、最も低いところの高低差の平均と定義する。この正方形区画は全流域面積を分割して作られる。Nam Sai Yai No.2の流域に対しては、堆砂量を支配する条件は次のようになる。

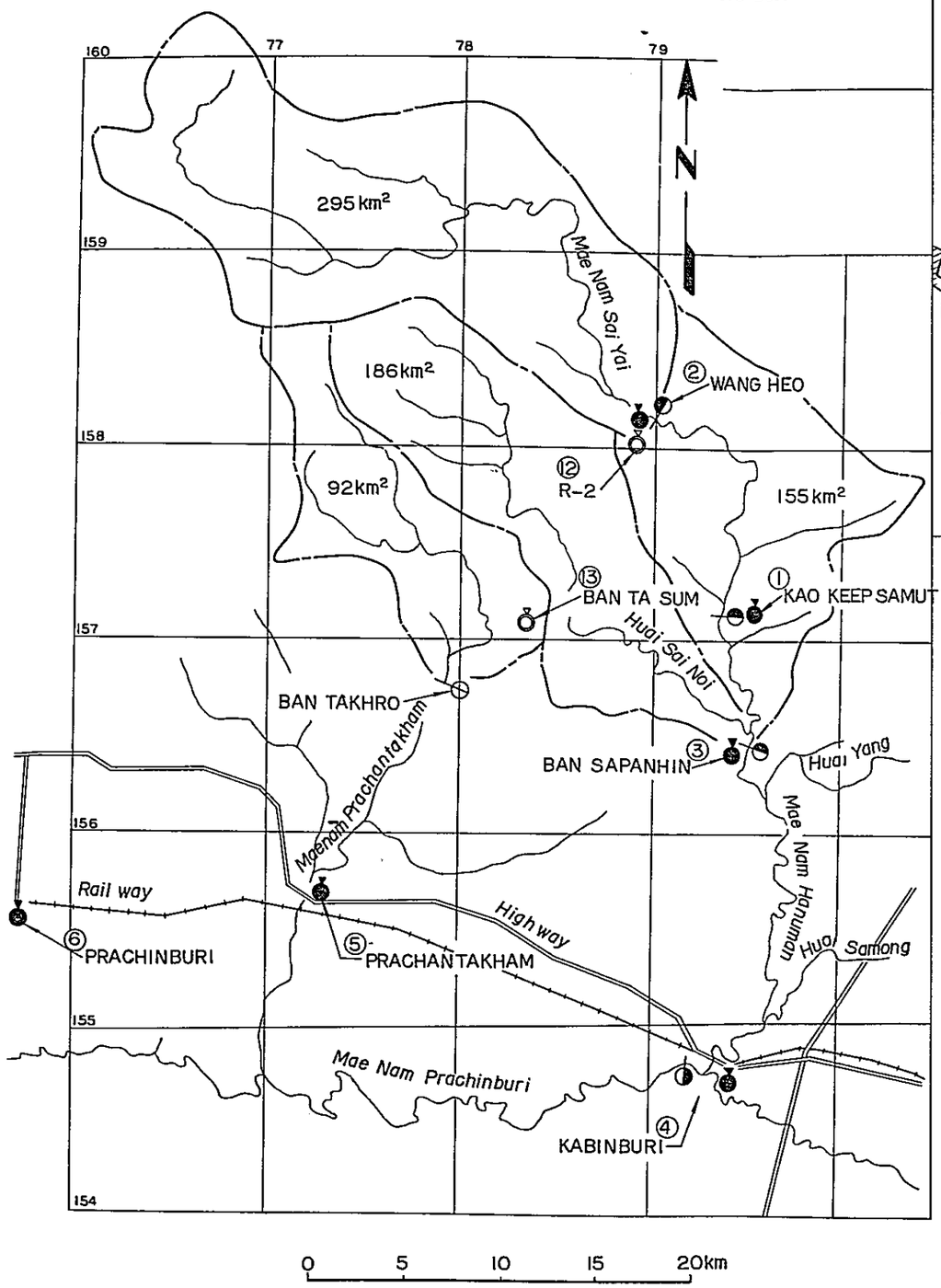
地質	A群
最大年雨量	約2,670㎜
起状量	約120m

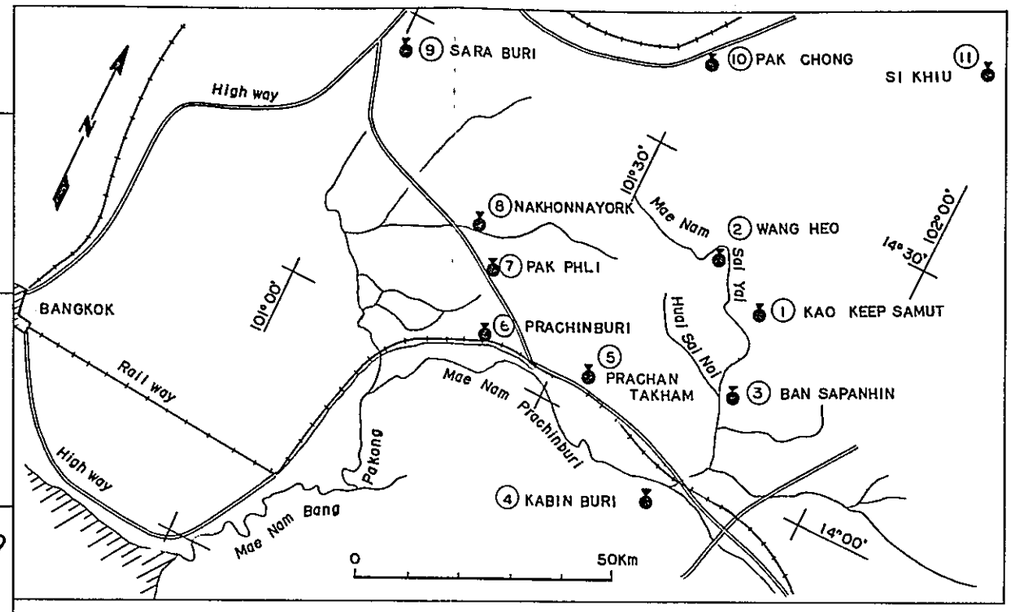
〔最大年雨量〕×〔起状量〕＝3×10^5 m・㎜

従つてFigA－18において、A群の上限値をとれば、年間推砂量は300m³/Km²となる。

〔参考〕：Wang Heoにおける年間浮遊堆砂量は40～60t/年/Km²であつた。

FIG. A-1 LOCATION MAP OF RAINFALL AND RUN-OFF GAGING STATION





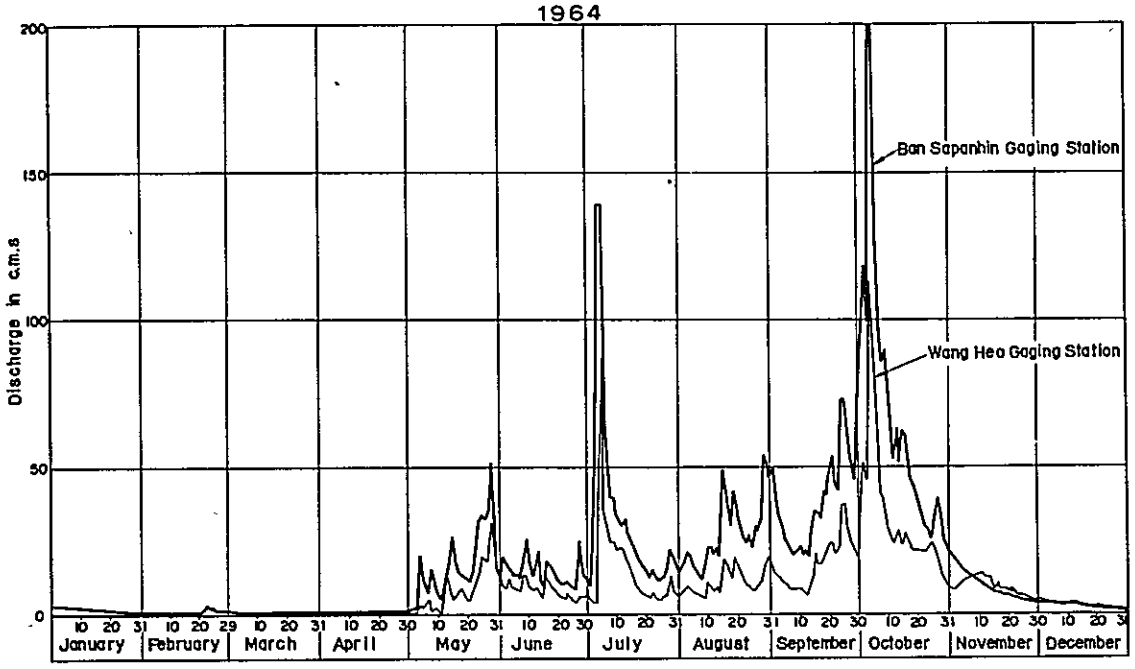
RUNOFF GAGING STATIONS AND EXISTING DATA (Daily Record)

STATION	RIVER	C. A.	'52	'53	'54	'55	'56	'57	'58	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66	'67	'68
KAO KEEP SAMUT	SAI YAI	420 km²													Mar				
WANG HEO	〃	295														Moved			
BAN SAPANHIN	HANUMAN	636													July				
KABINBURI	PRACHIN BURI	7,502	–	–	—	—	—	—	–	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
BAN TAKHRO	PRACHANTAKHAM	92	Proposed Gaging Station to be established																

RAINFALL OBSERVATORYS AND EXISTING DATA (Daily Record)

NO.	STATION	'45	'46	'47	'48	'49	'50	'51	'52	'53	'54	'55	'56	'57	'58	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66	'67	'68
1	KAO KEEP SAMUT																				Mar				
2	WANG HEO																					Moved			
3	BAN SAPANHIN																				July				
4	KABINBURI																								
5	PRACHANTAKHAM																								
6	PRACHINBURI																								
7	PAK PHLI																								
8	NAKHON NAYORK																								
9	SARA BURI																								
10	PAK CHONG																								
11	SI KHIU																								
12	R-2	Proposed Observatory to be established																							
13	BAN TA SUM	〃																							

FIG. A-2 (1) HYDROGRAPH OF WANG HEO AND BANG SAPANHIN



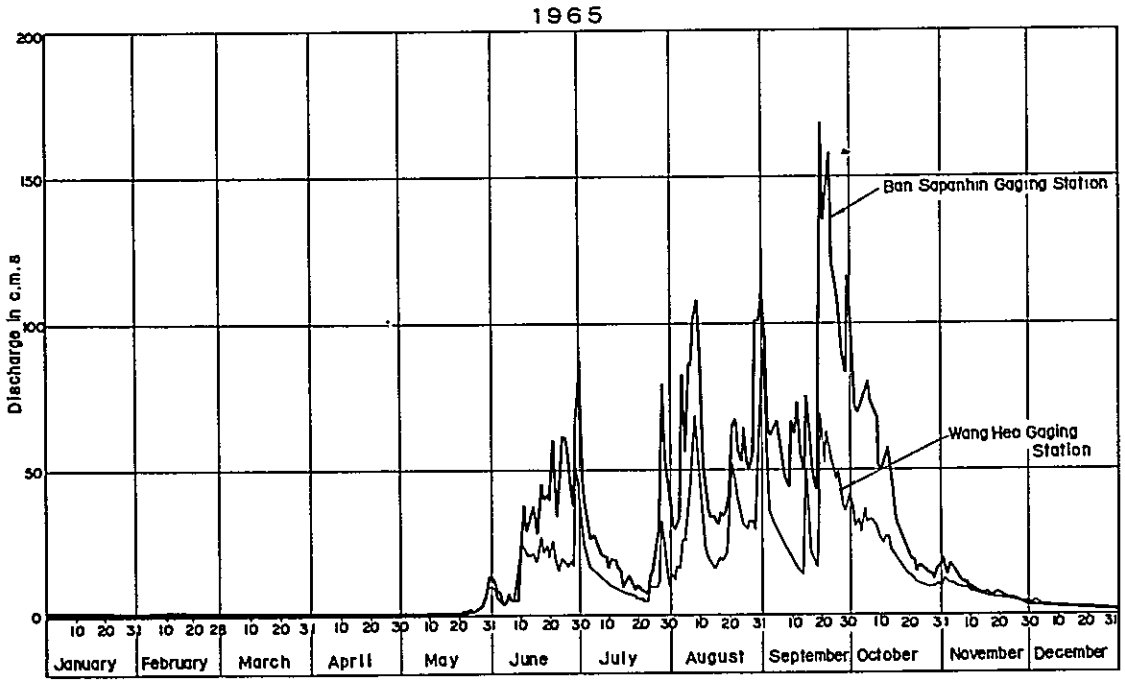
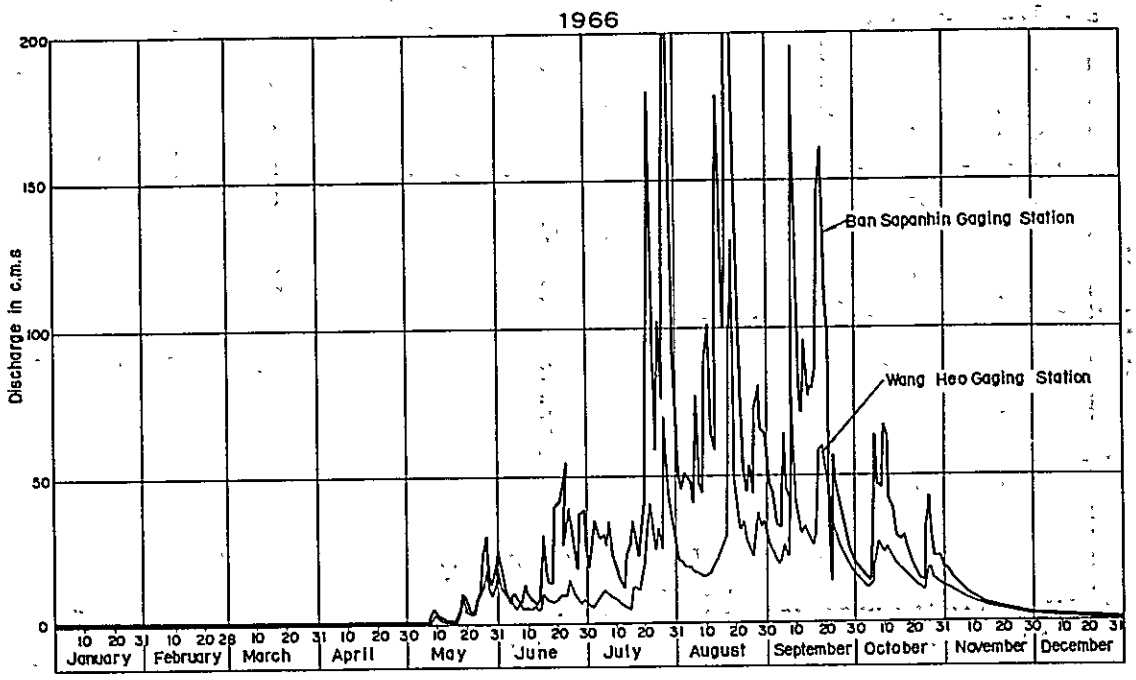


FIG. A-2 (2) HYDROGRAPH OF WANG HEO AND BANG SAPANHIN



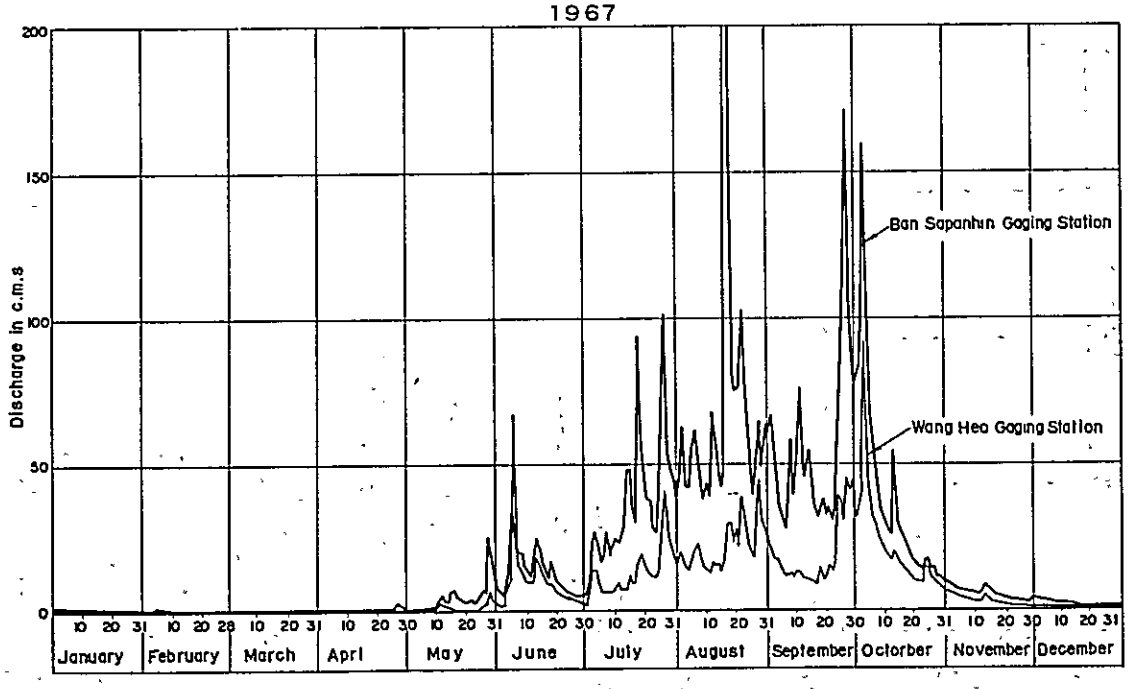
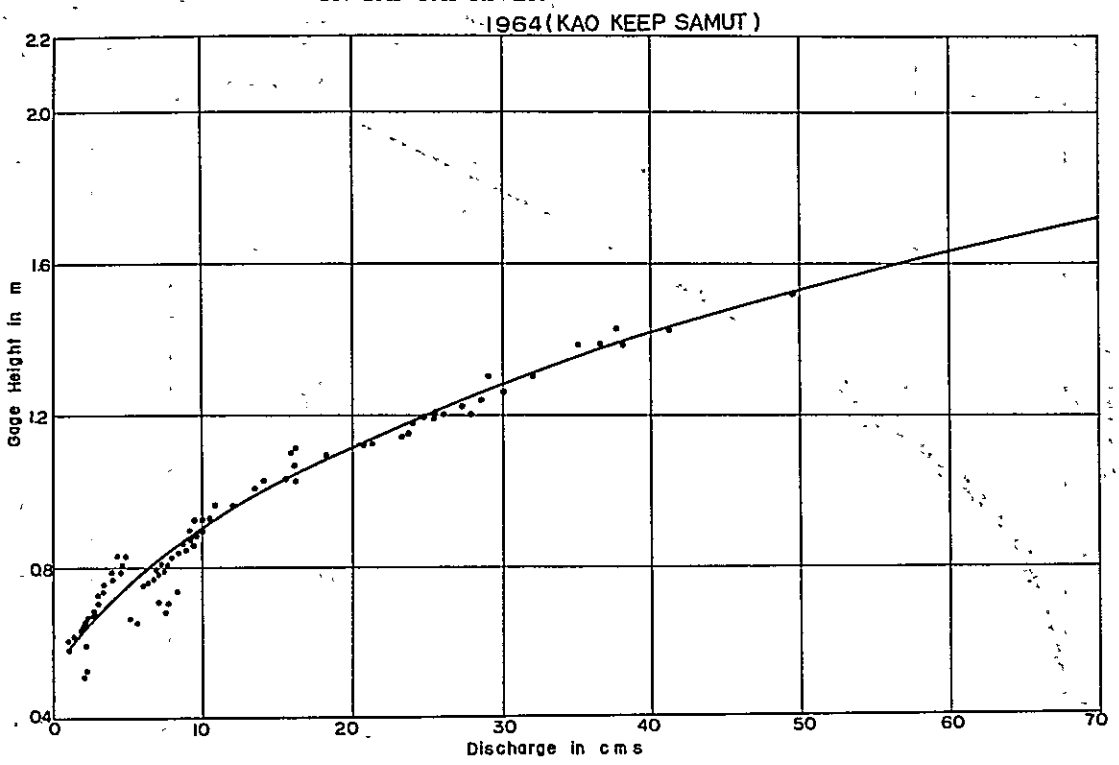


FIG. A-3 (1) RATING CURVES OF KAO KEEP SAMUT AND WANG HEO ON SAI YAI RIVER



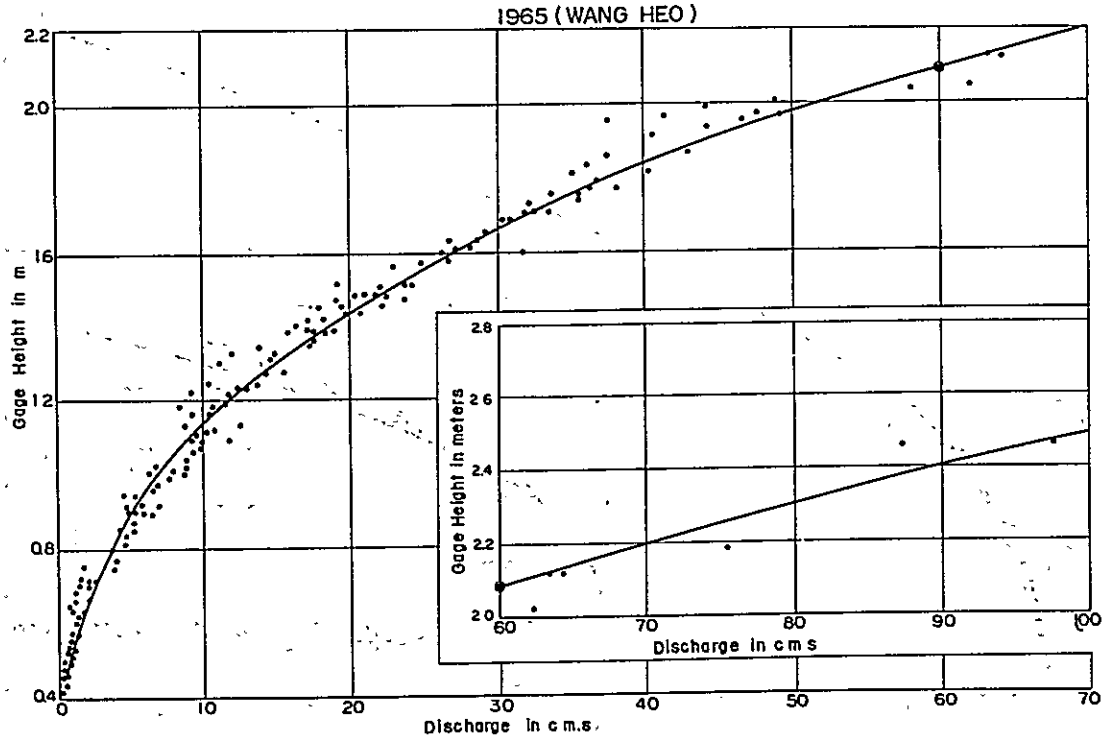
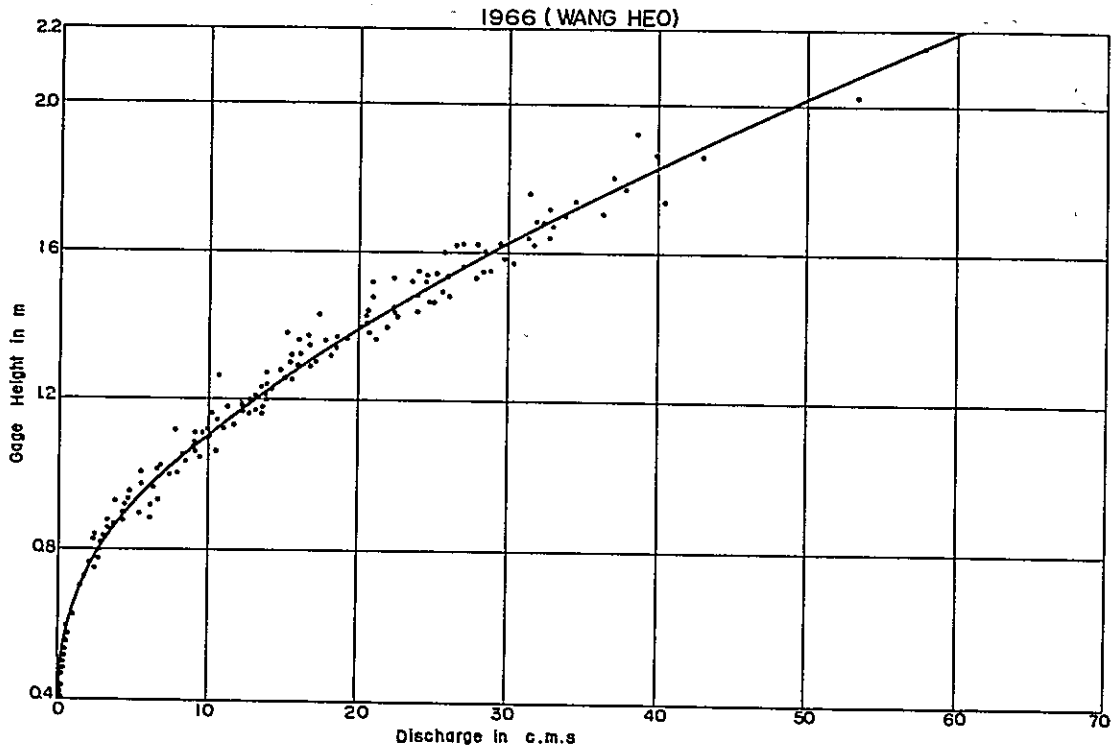


FIG. A-3 (2) RATING CURVES OF KAO KEEP SAMUT AND WANG HEO ON SAI YAI RIVER



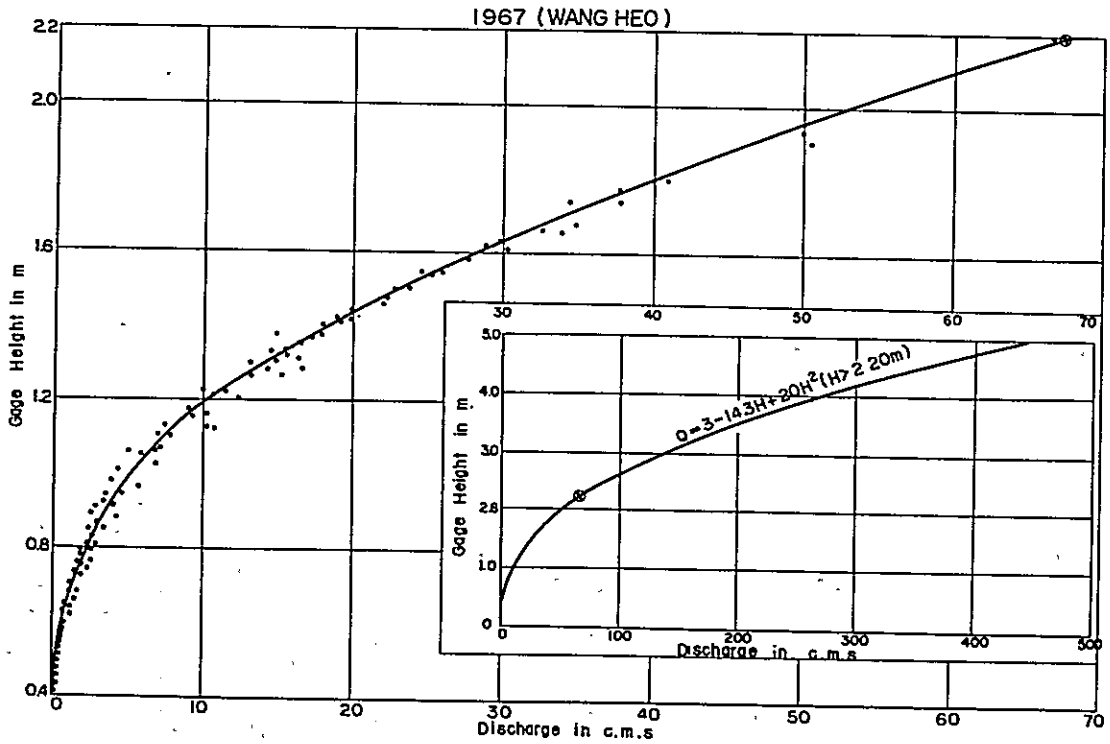
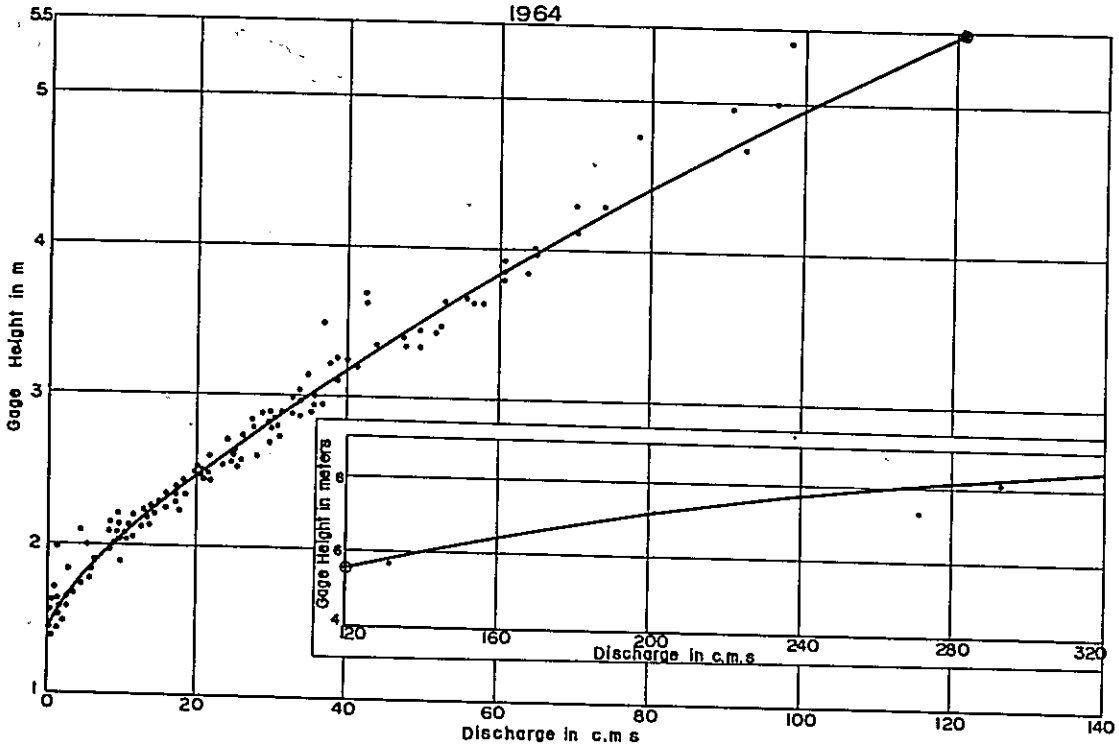


FIG. A-4 (1) RATING CURVES OF BAN SAPANHIN ON HANUMAN RIVER



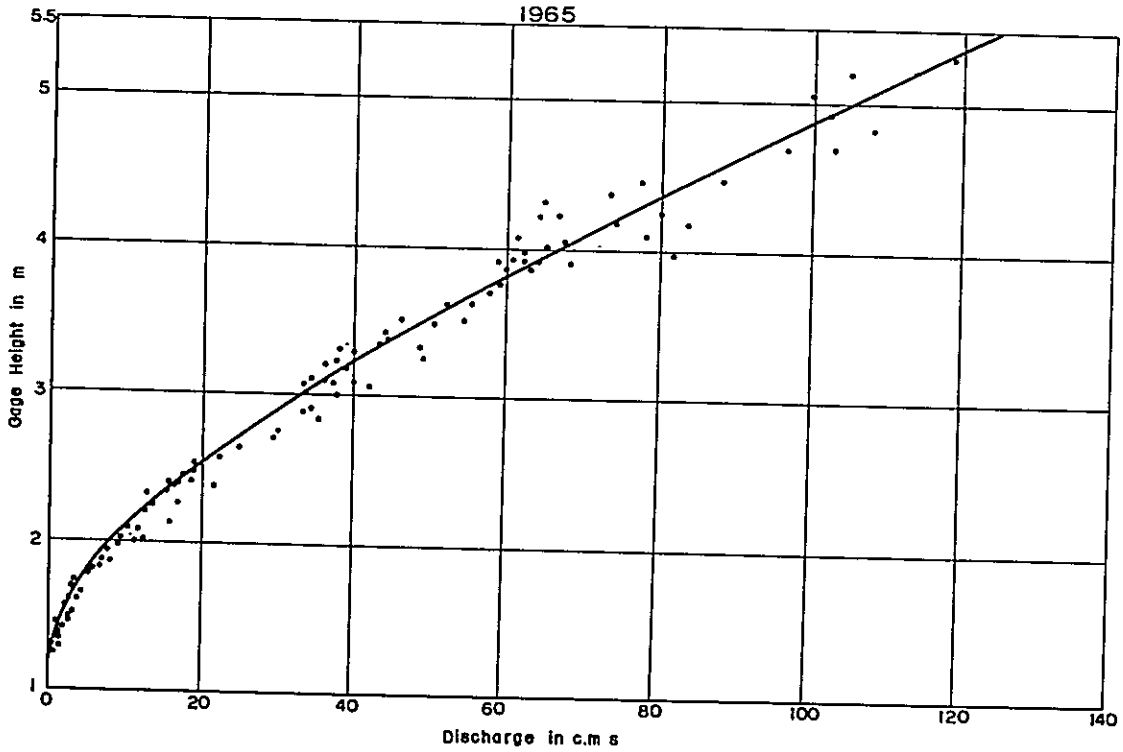
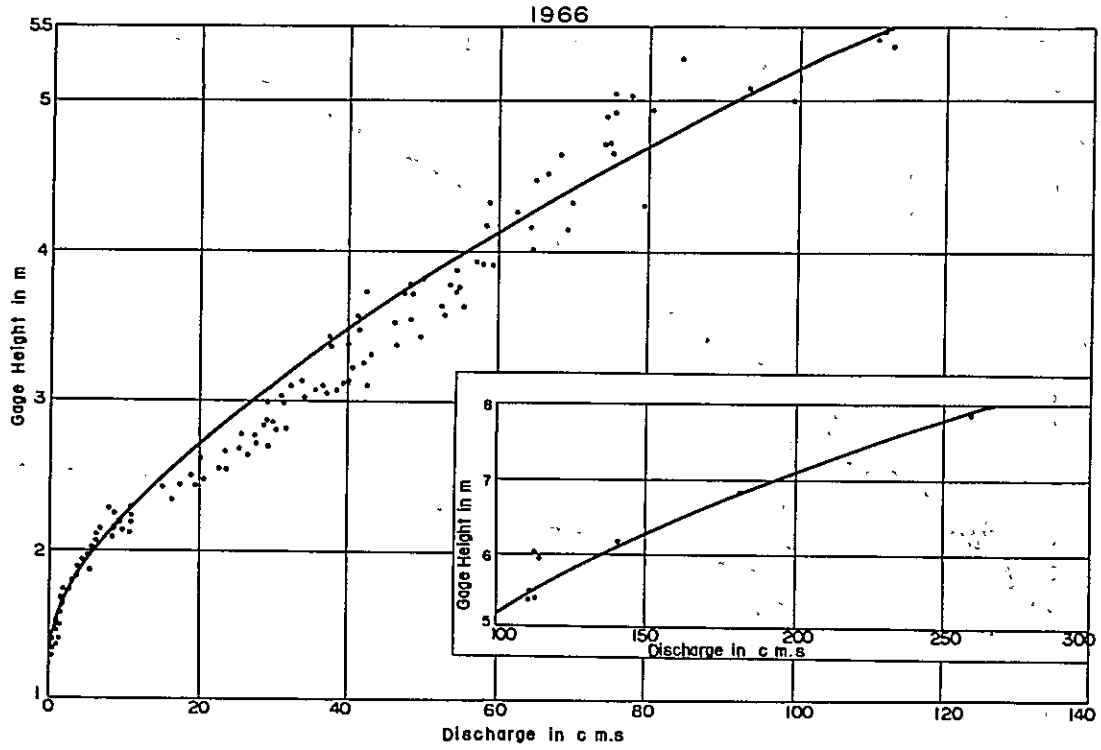


FIG. A-4 (2) RATING CURVES OF BAN SAPANHIN ON HANUMAN RIVER



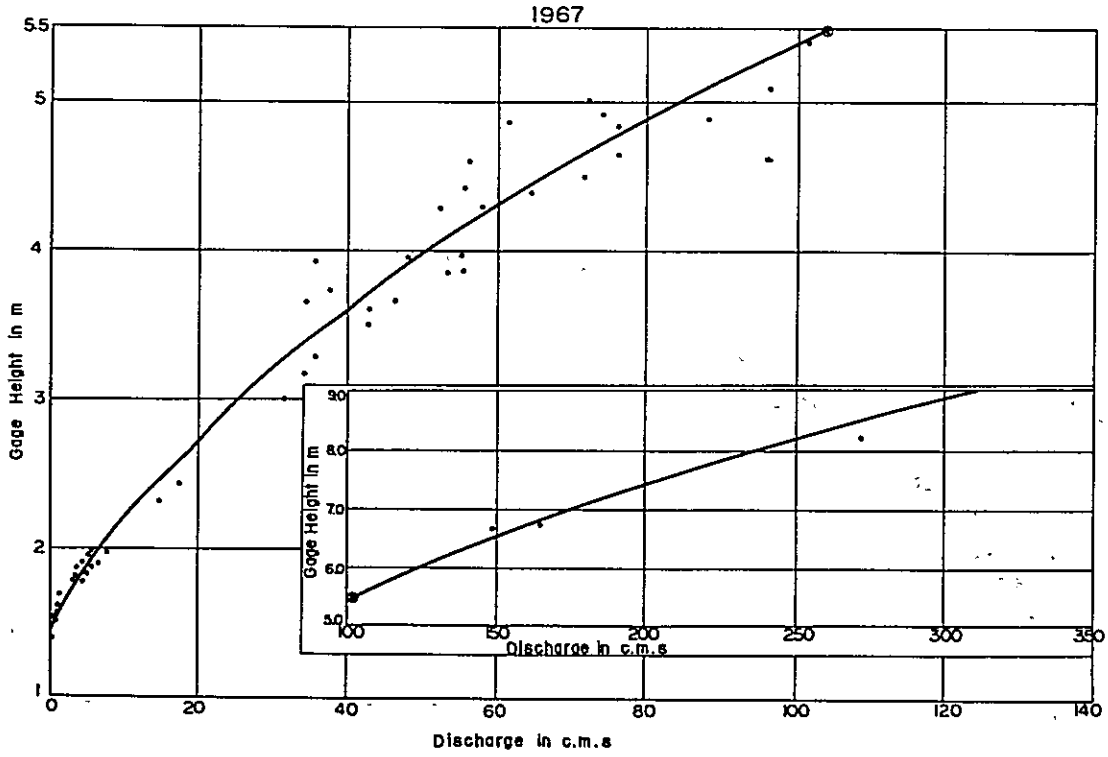
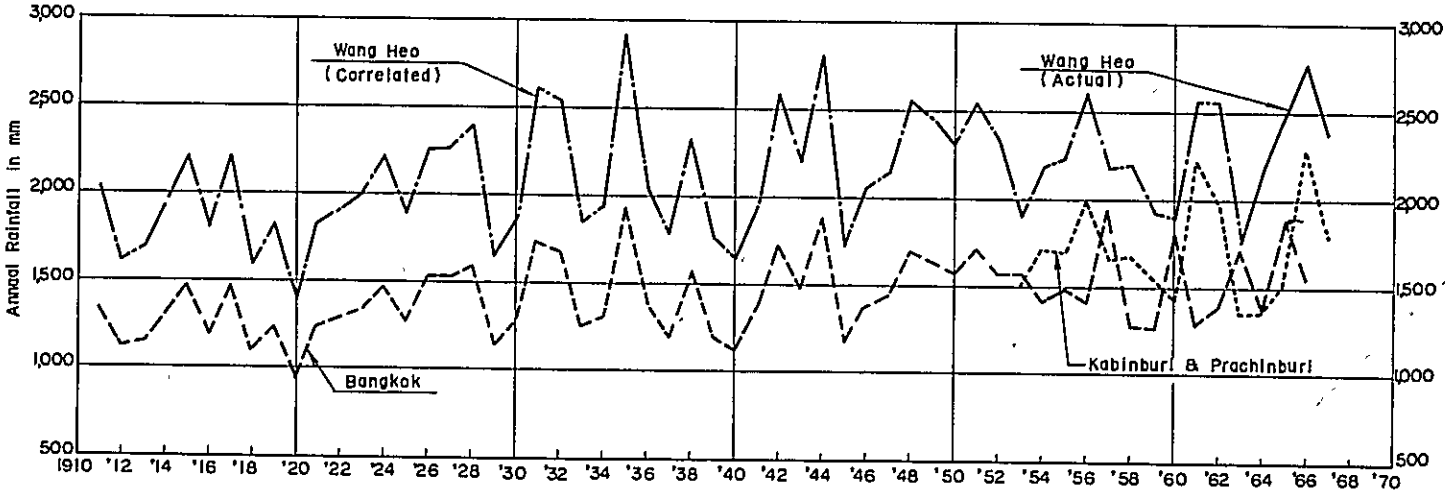
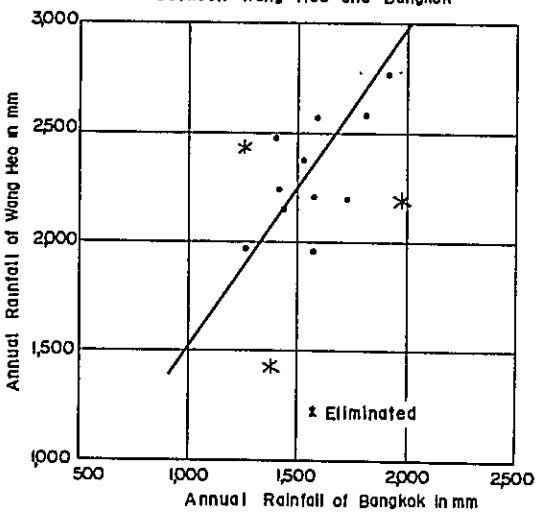


FIG. A-5 RAINFALL AND AVERAGE SPECIFIC RUN-OFF

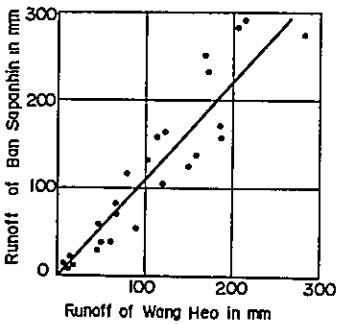
(1) Annual Rainfall Fluctuation



(2) Correlation of Annual Rainfall between Wang Heo and Bangkok



(3) Correlation of monthly Runoff between Ban Sapanhin and Wang Heo



(4) Annual Average Specific Runoff Fluctuation

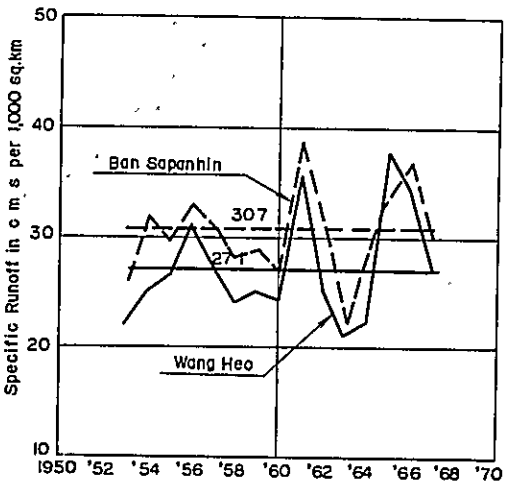
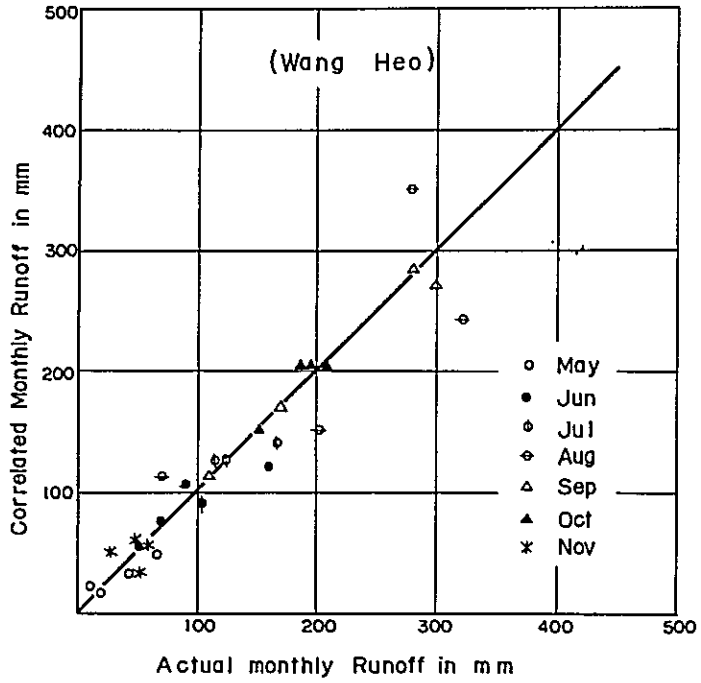


FIG. A-6 CORRELATION BETWEEN ACTUAL AND CORRELATED MONTHLY RUN-OFF



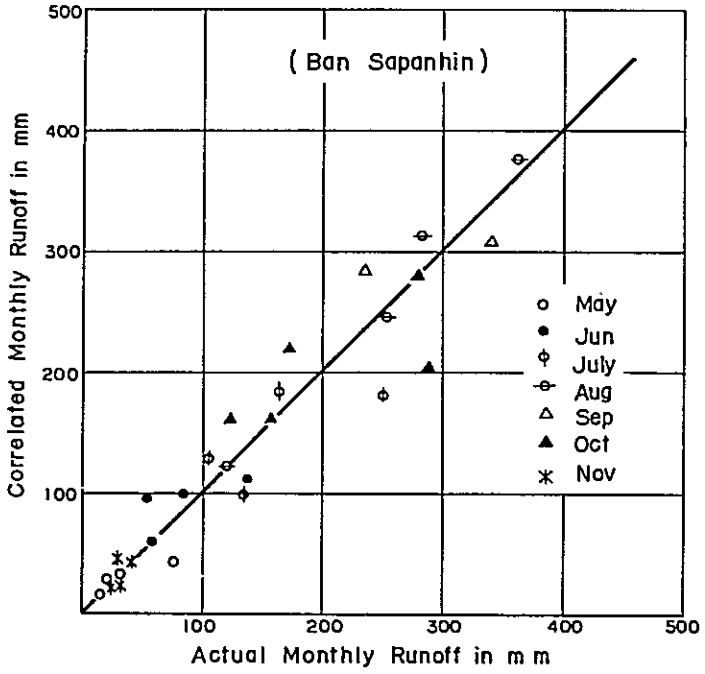
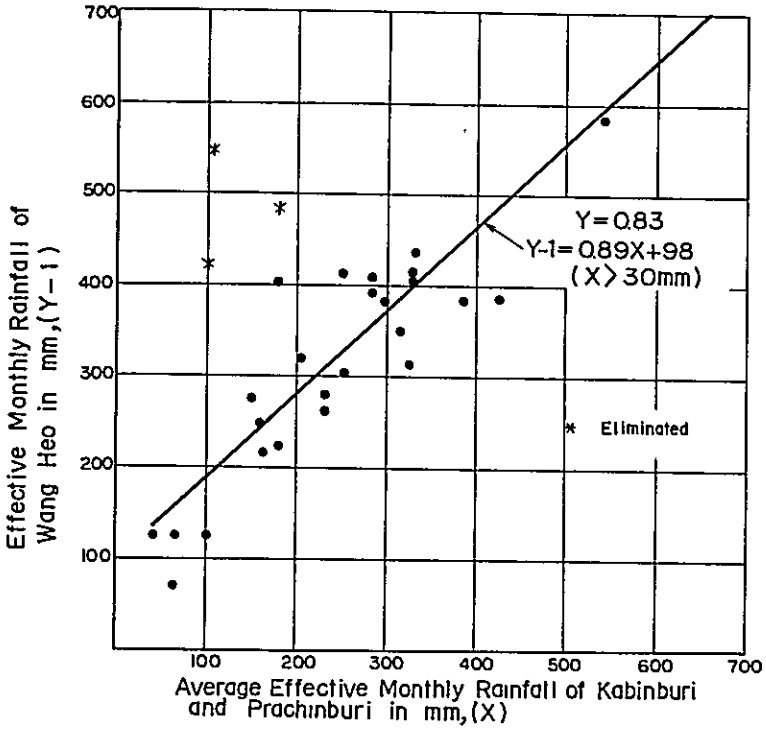


FIG. A-7 CORRELATION OF EFFECTIVE MONTHLY RAINFALL

(1) Wang Heo Vs Average of Kabinburi and Prachinburi



(2) Average of Wang Heo and Ban Sapanhin Vs. Average of Kabinburi and Prachinburi

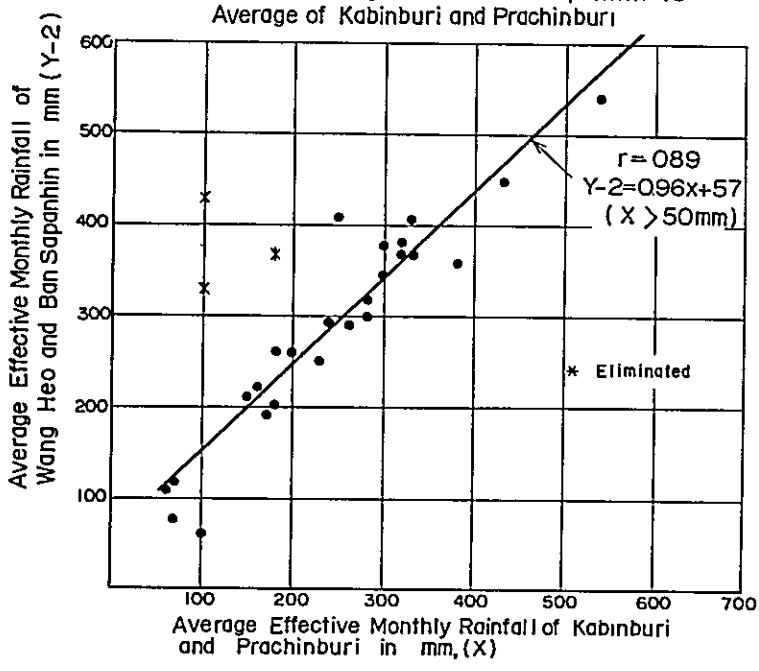
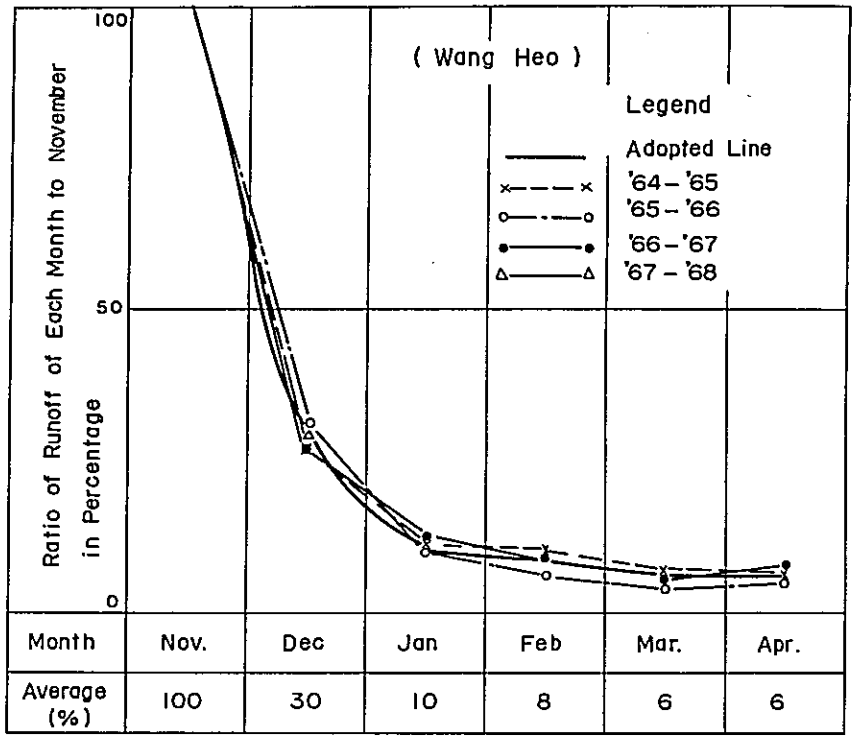
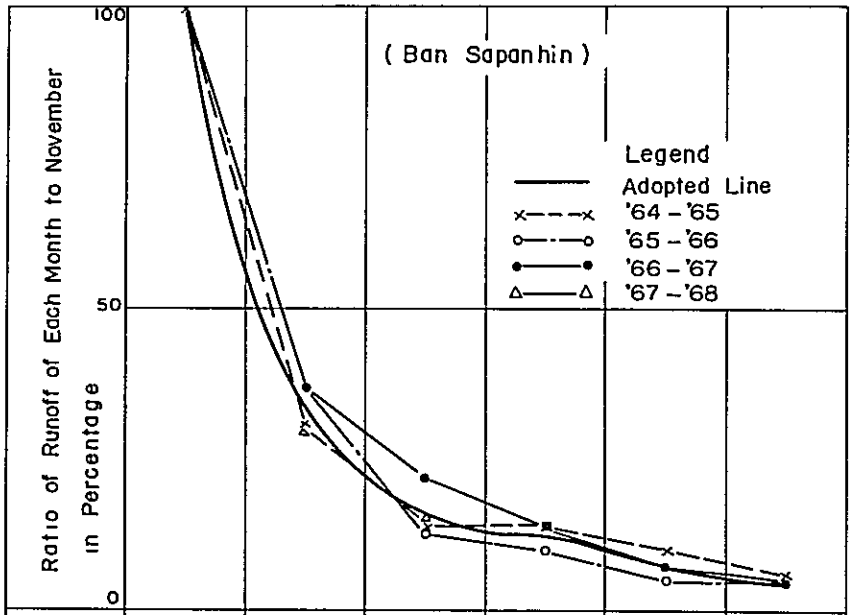


FIG. A-8 REGRESSION CURVES OF HYDROGRAPH

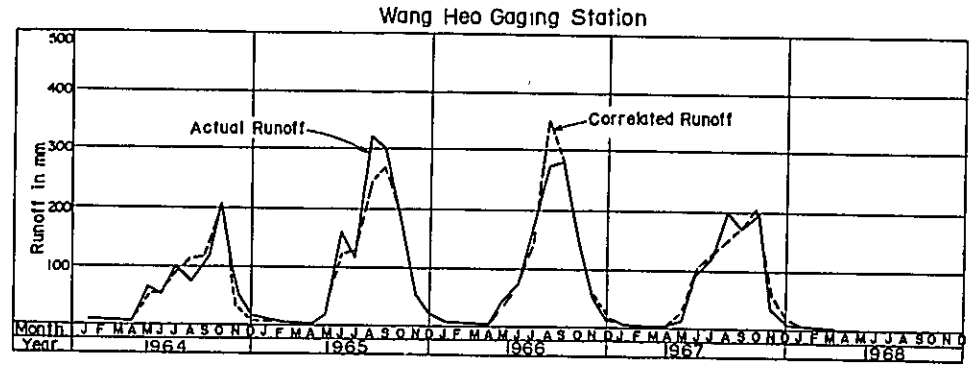


Month	Nov.	Dec	Jan	Feb	Mar.	Apr.
Average (%)	100	30	10	8	6	6



Month	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar	Apr
Average (%)	100	34	16	12	7	5

FIG. A-9 COMPARISON OF ACTUAL MONTHLY RUN-OFF AND CORRELATED MONTHLY RUN-OFF



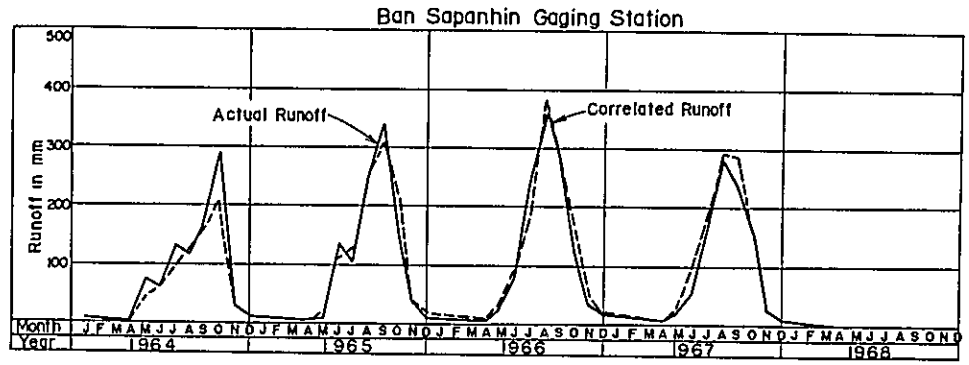
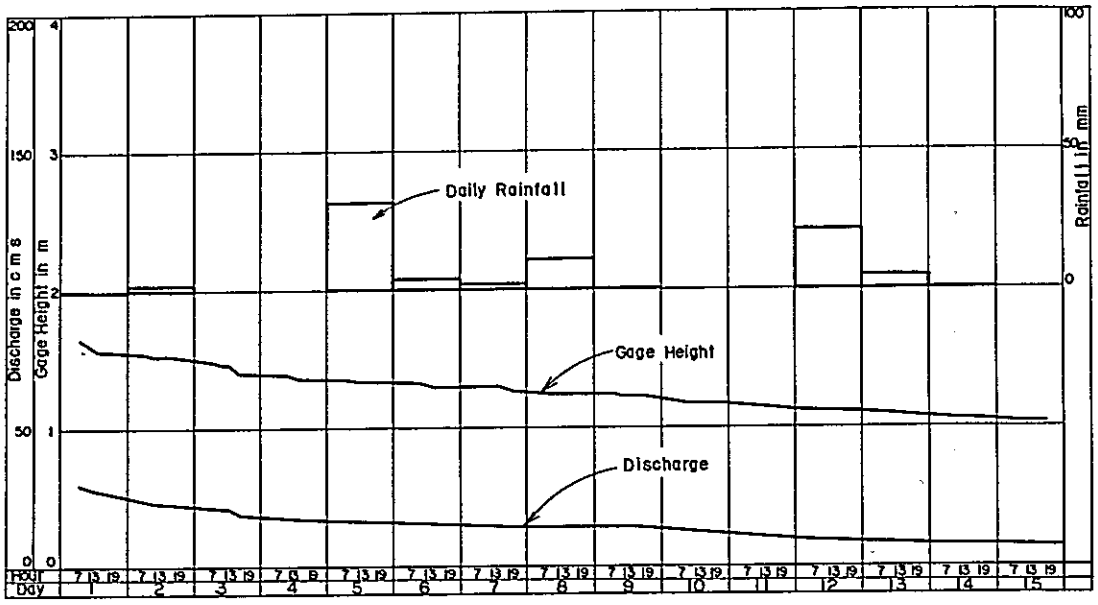


FIG. A-10 DAILY RAINFALL AND 3-HOUR-INTERVAL HYDROGRAPH OF WANG HEO

July. 1-15, 1965



July 16-31, 1965

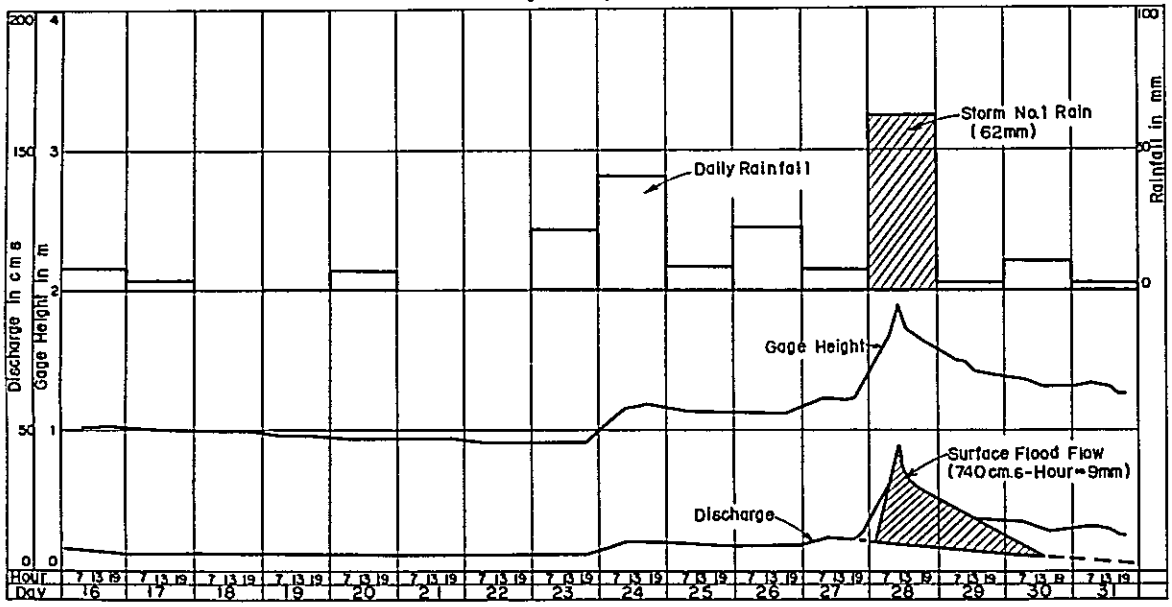
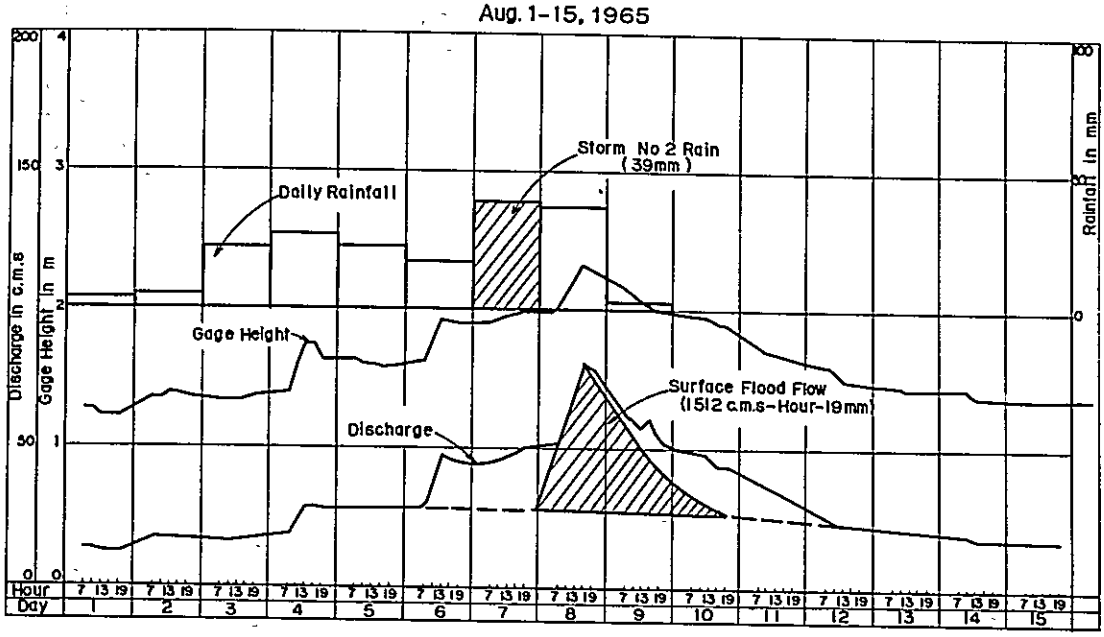


FIG. A-10 (Continued)

Aug. 1-15, 1965



Aug. 16-31, 1965

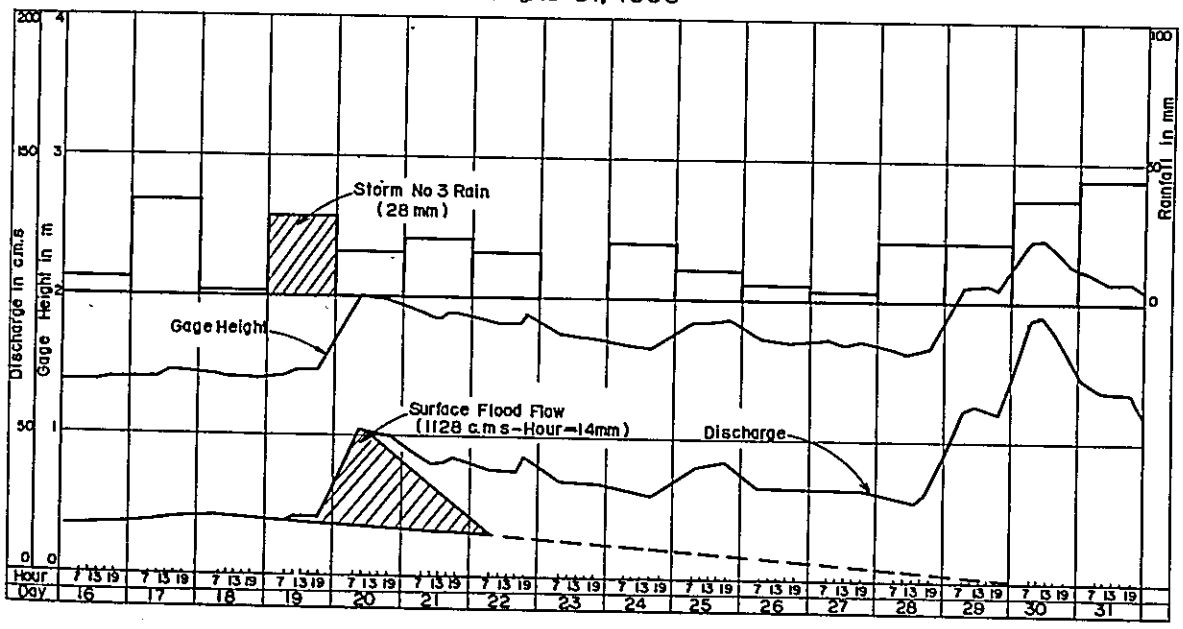
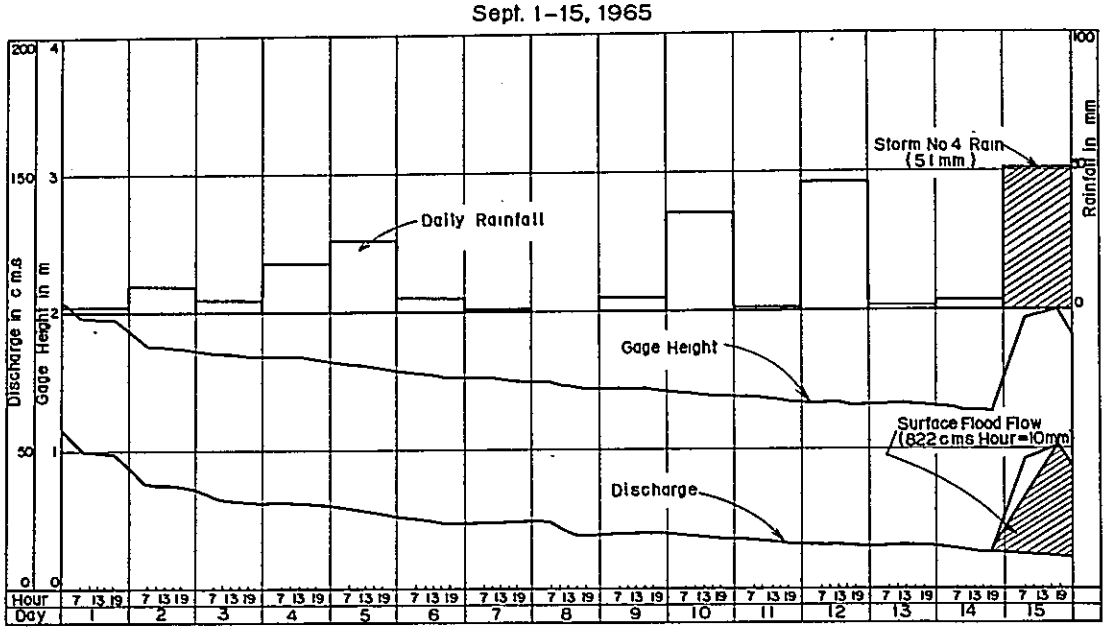


FIG. A-10 (Continued)

Sept. 1-15, 1965



Sept. 16-30, 1965

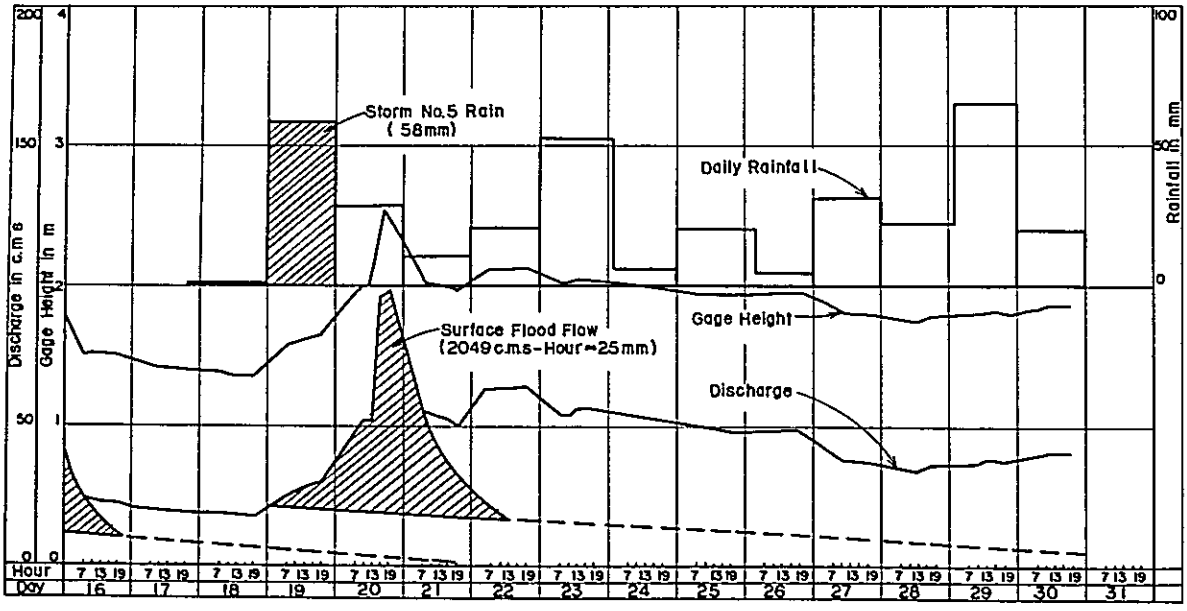
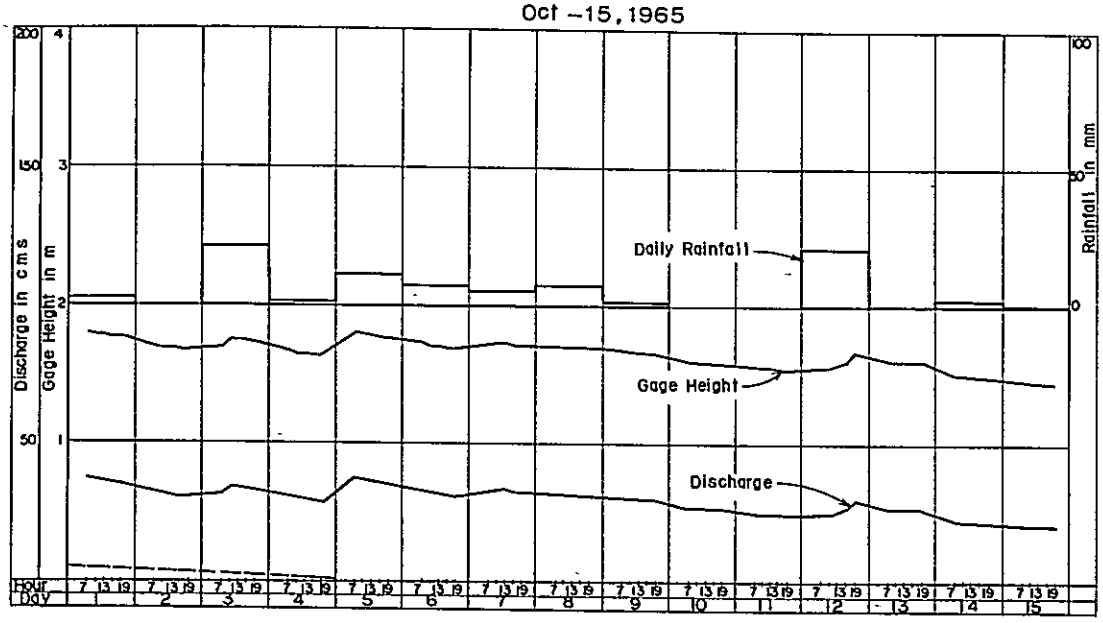


FIG. A-10 (Continued)

Oct -15, 1965



Oct. 16-31, 1965

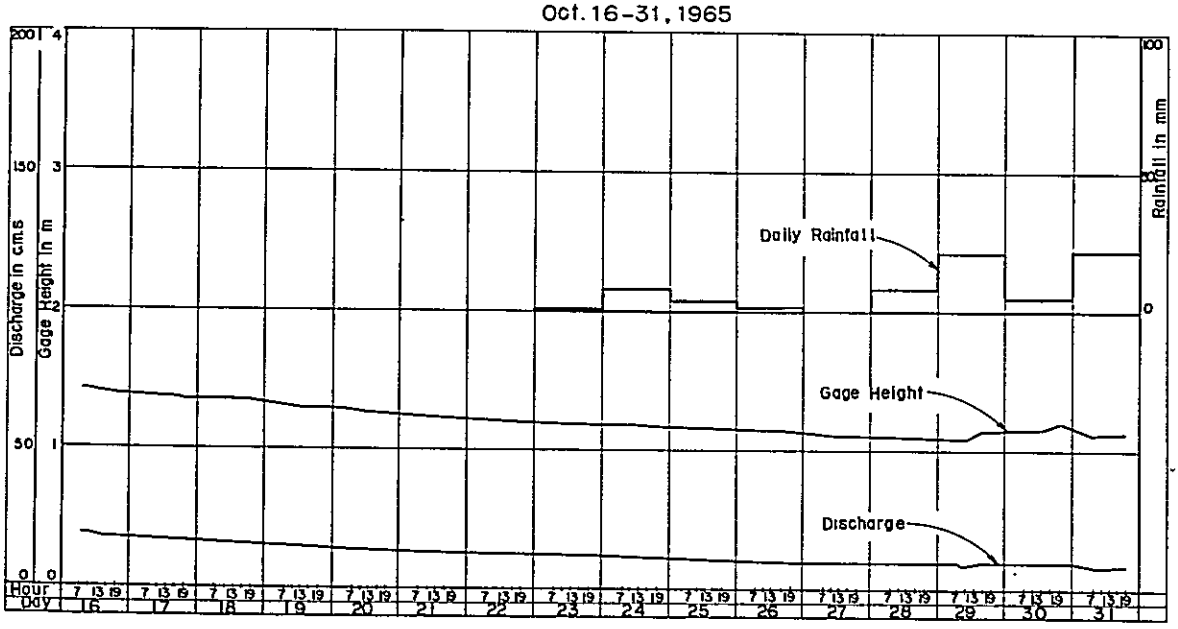
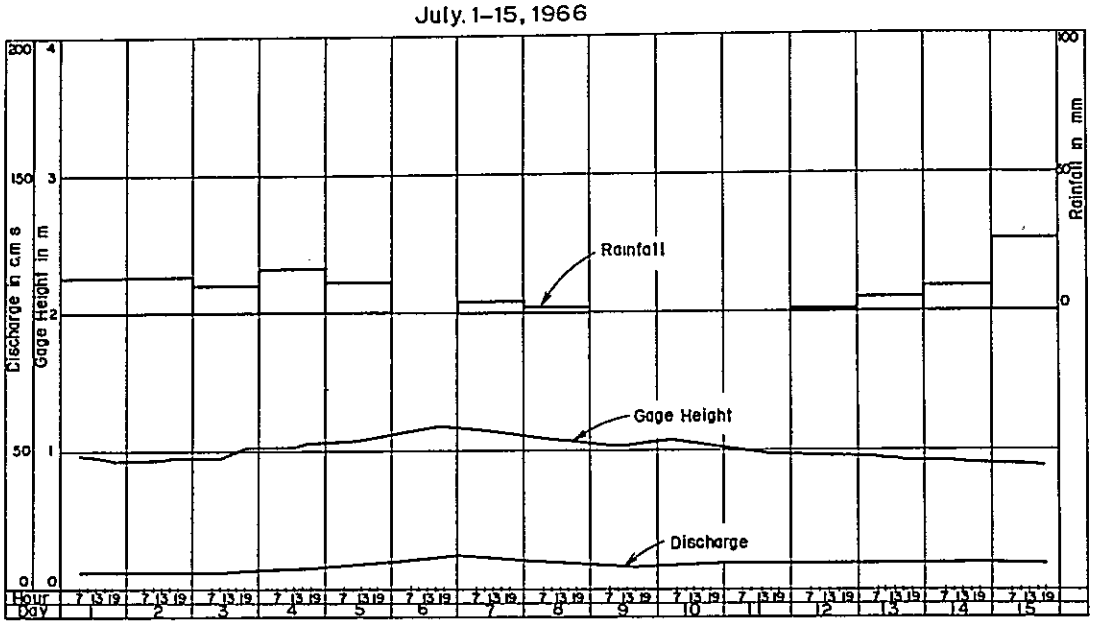


FIG.A-10 (Continued)

July. 1–15, 1966



July. 16–31, 1966

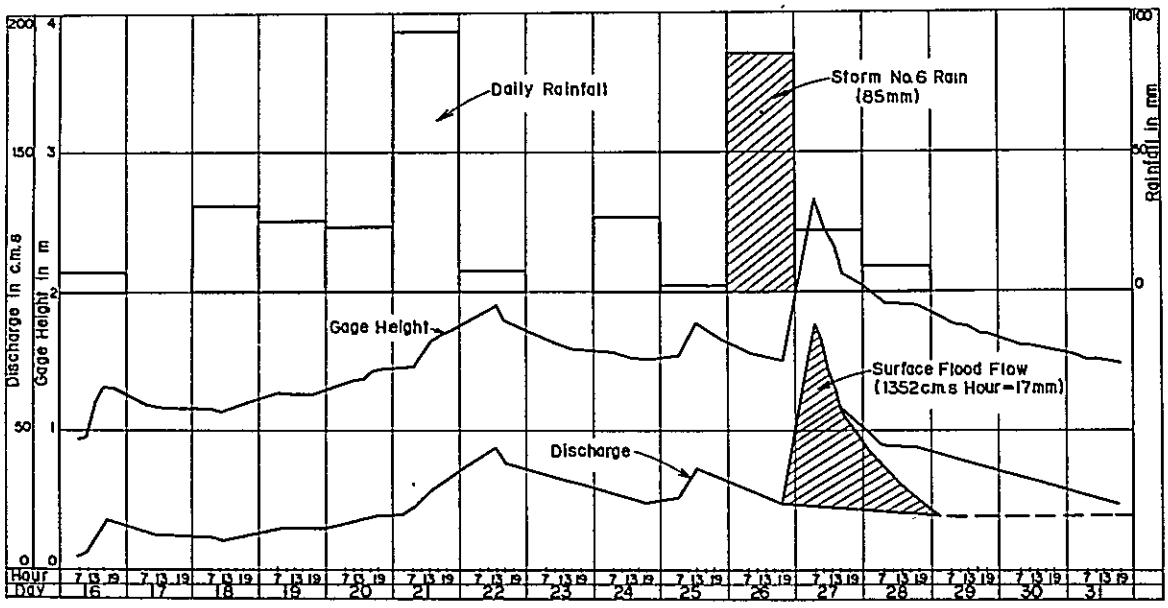
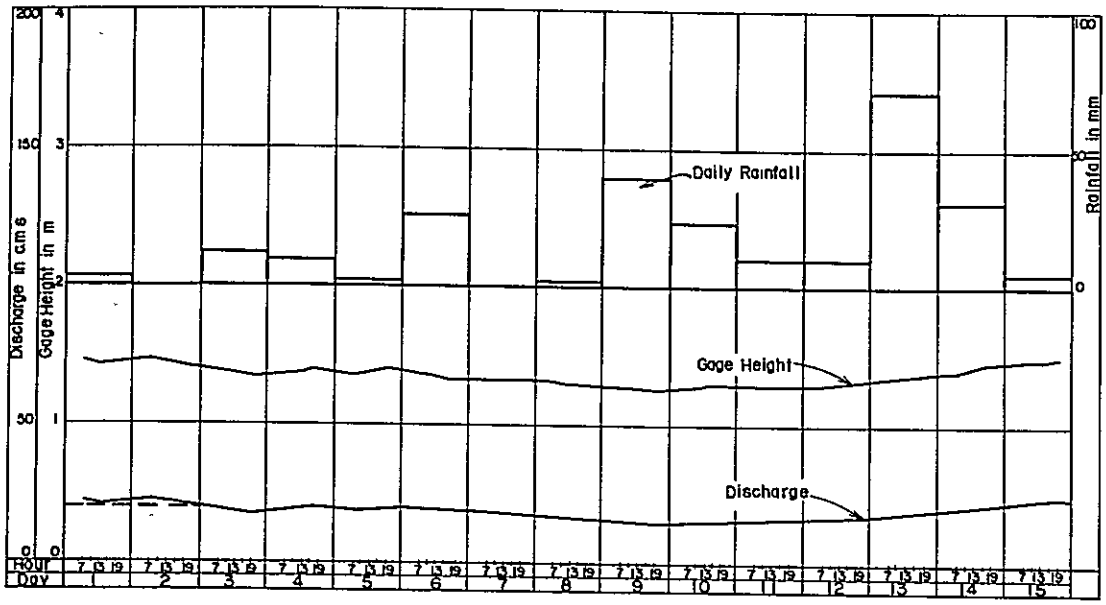


FIG A-10 (Continued)

Aug 1-15, 1966



Aug 16-31, 1966

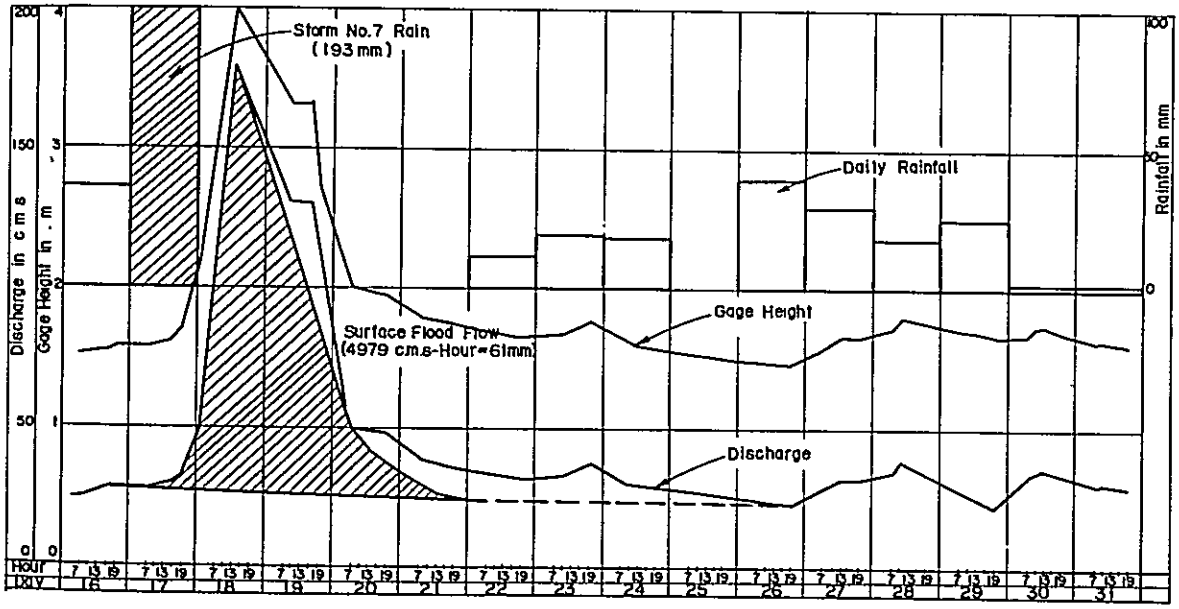
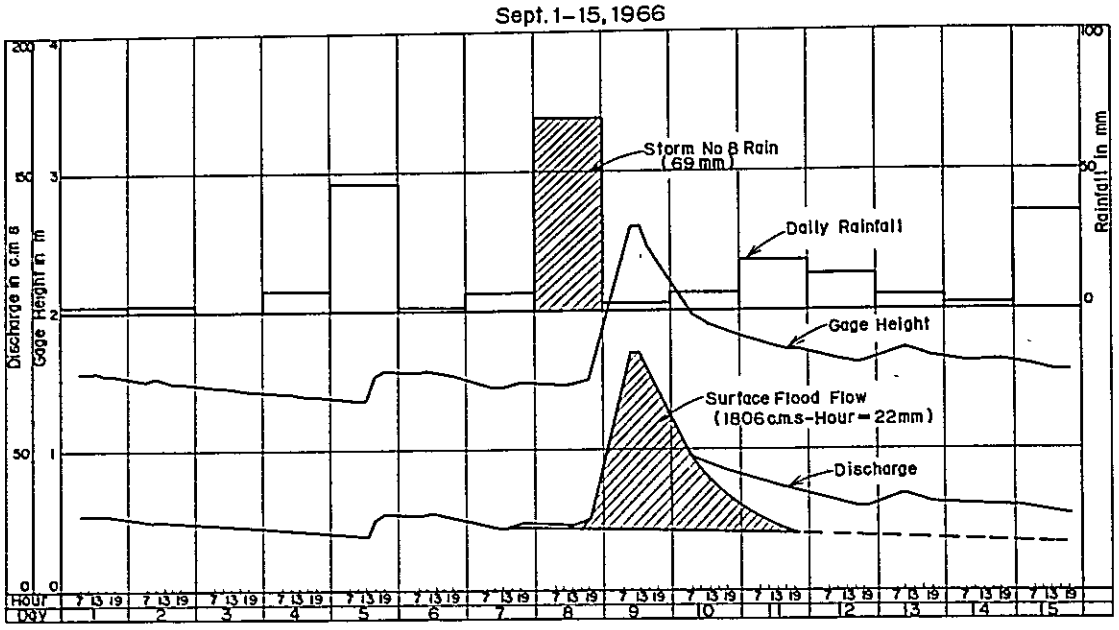


FIG. A-10 (Continued)

Sept. 1-15, 1966



Sept 16-30, 1966

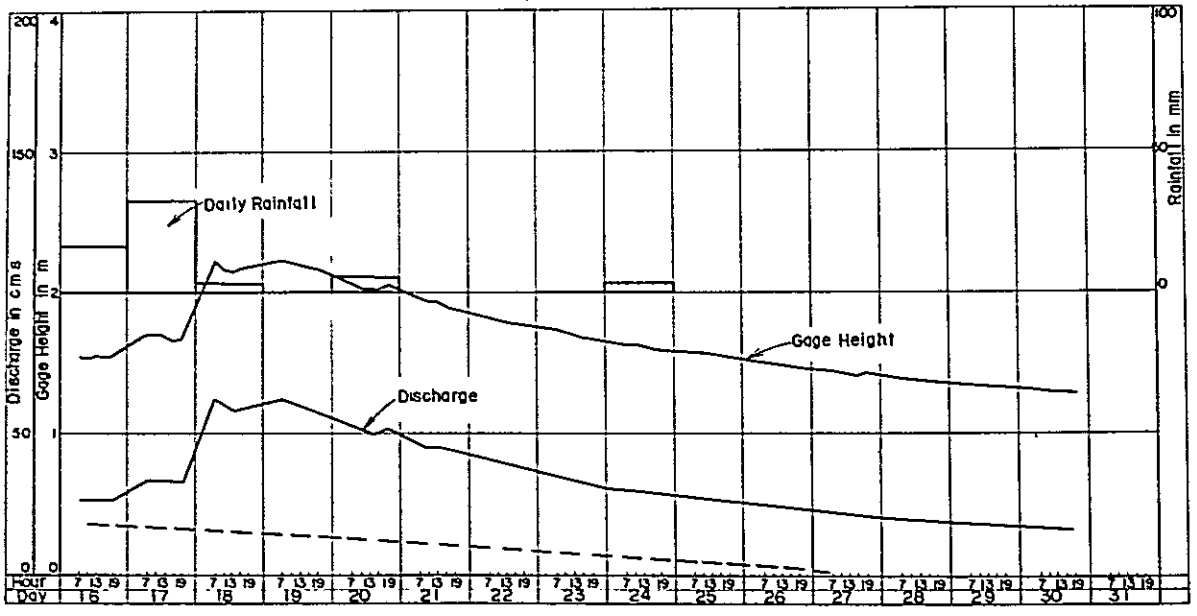
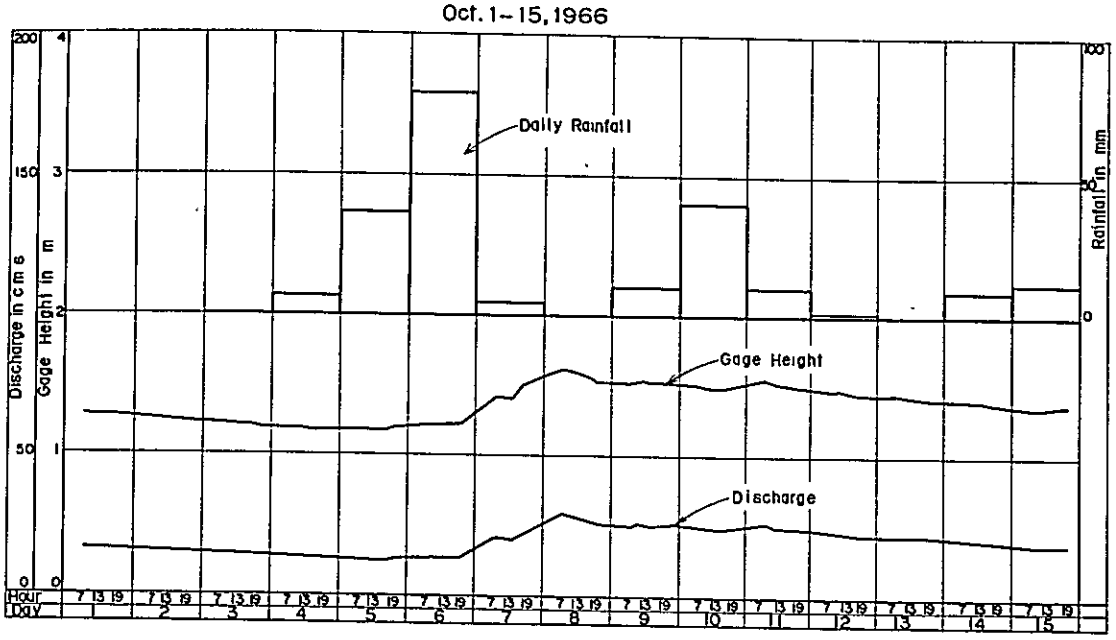


FIG A-10 (Continued)

Oct. 1-15, 1966



Oct. 16-31, 1966

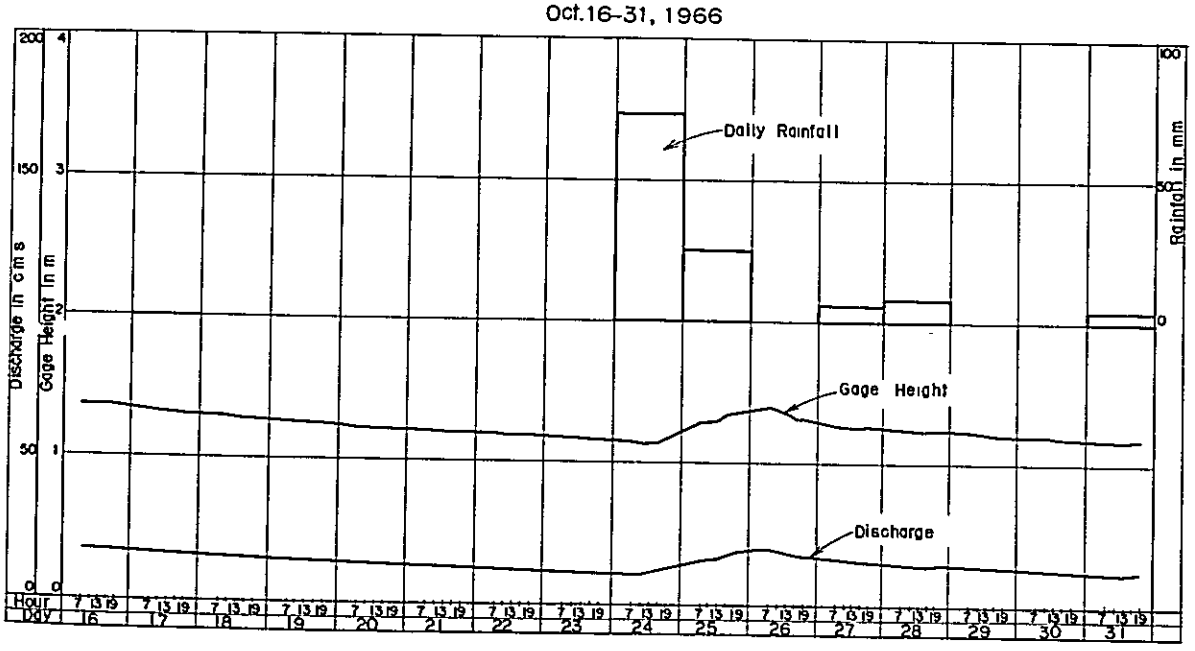
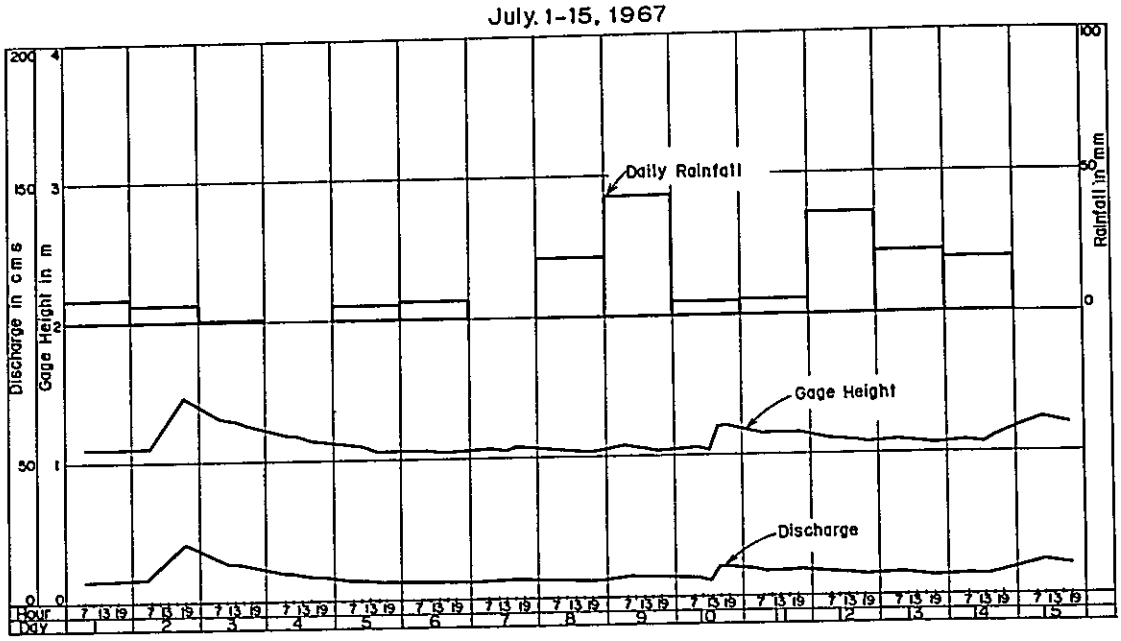


FIG A-10 (Continued)

July. 1-15, 1967



July. 16-31, 1967

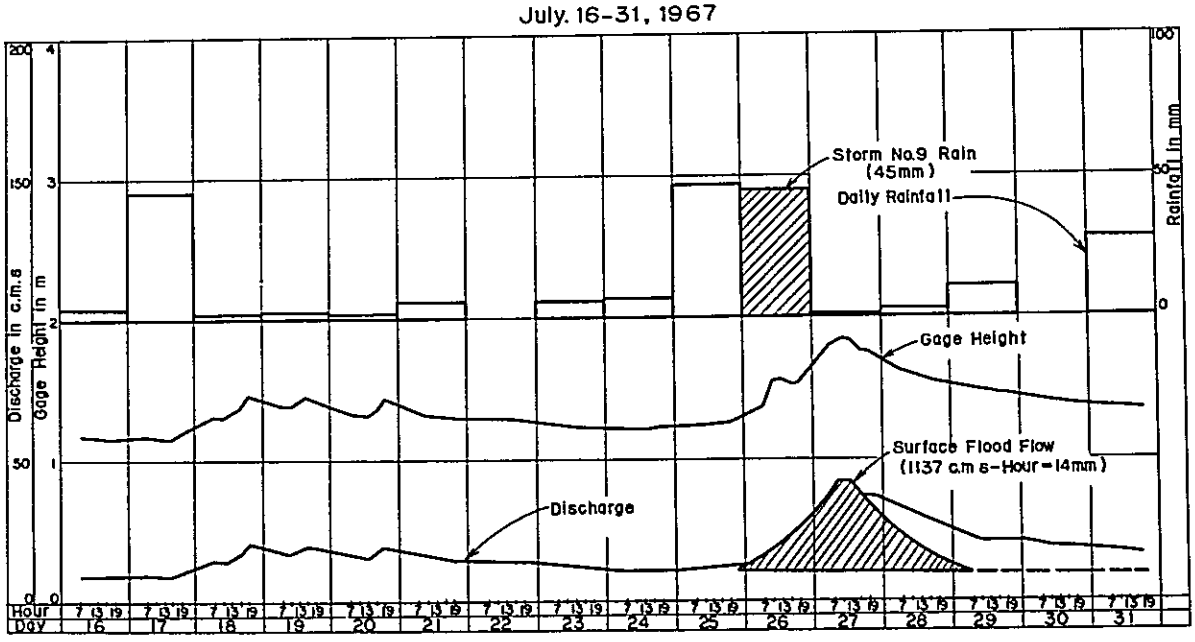
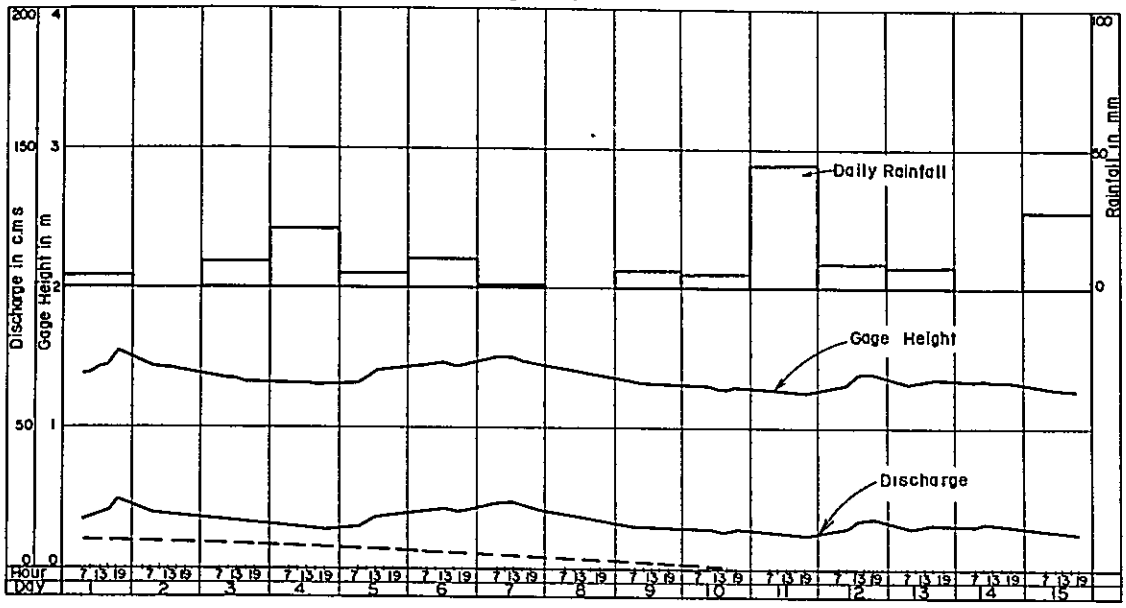


FIG A-10 (Continued)

Aug 1-15, 1967



Aug 16-31, 1967

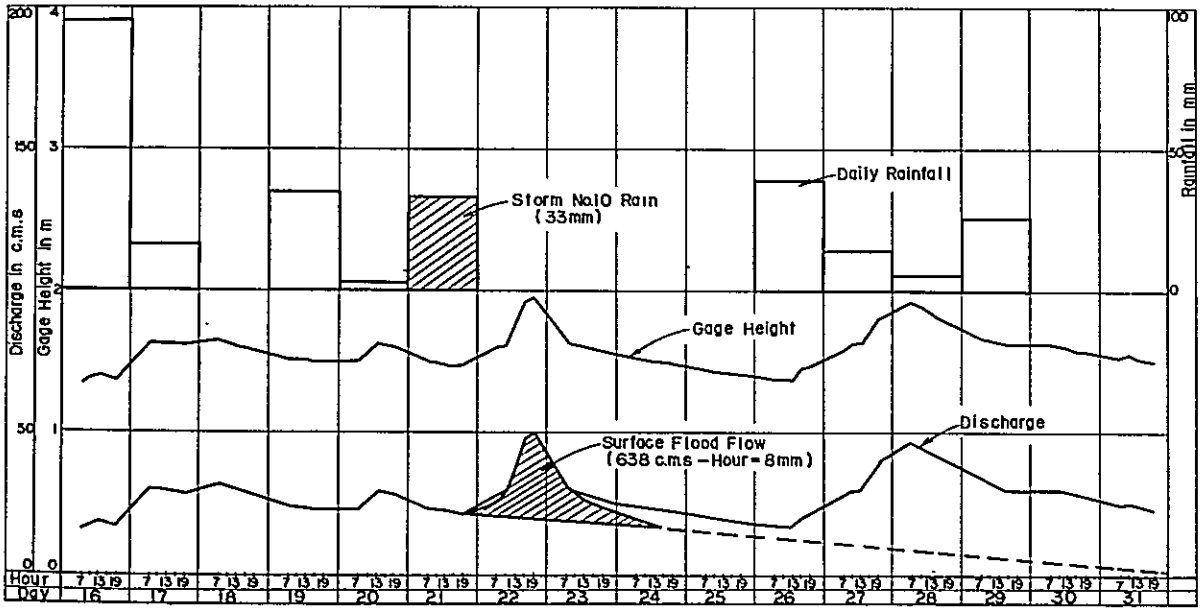
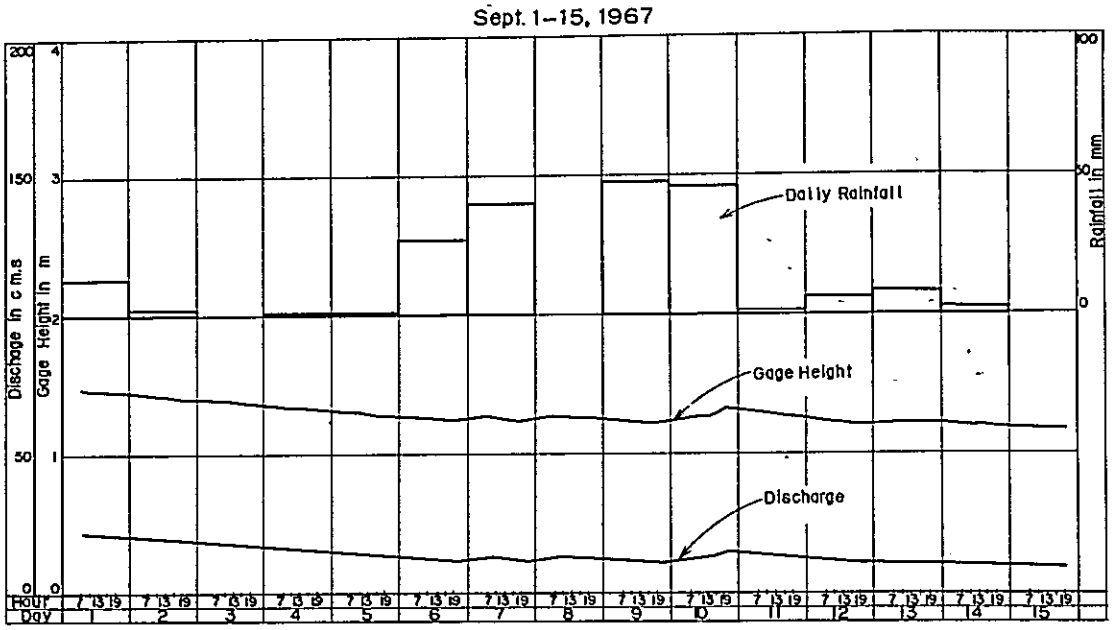


FIG A-10 (Continued)

Sept. 1-15, 1967



Sept. 16-30, 1967

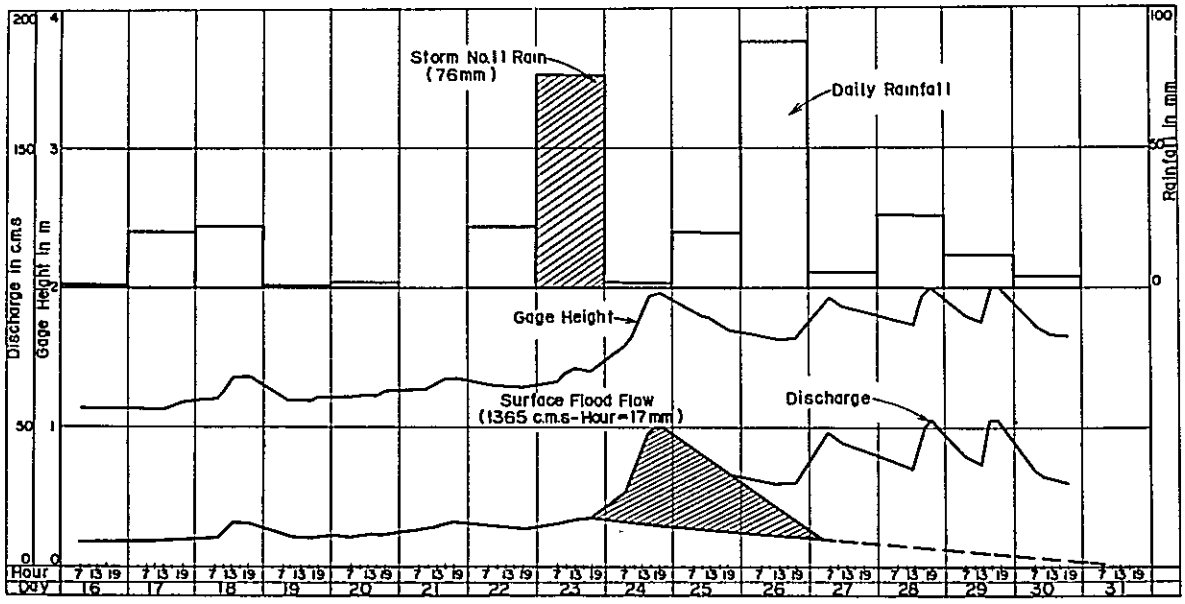
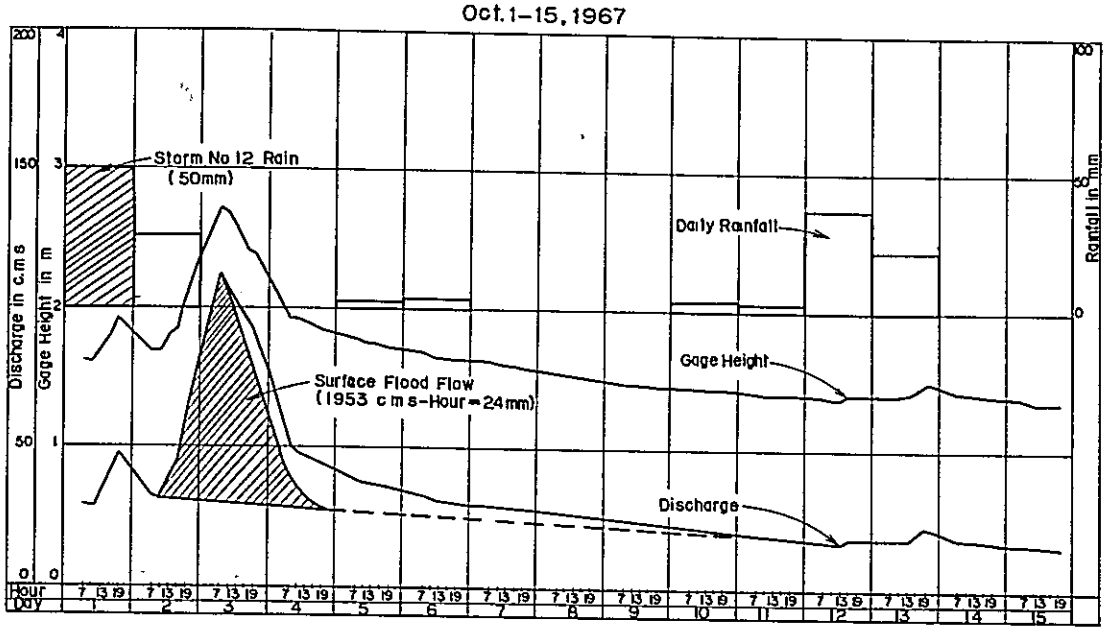


FIG. A-10 (Continued)



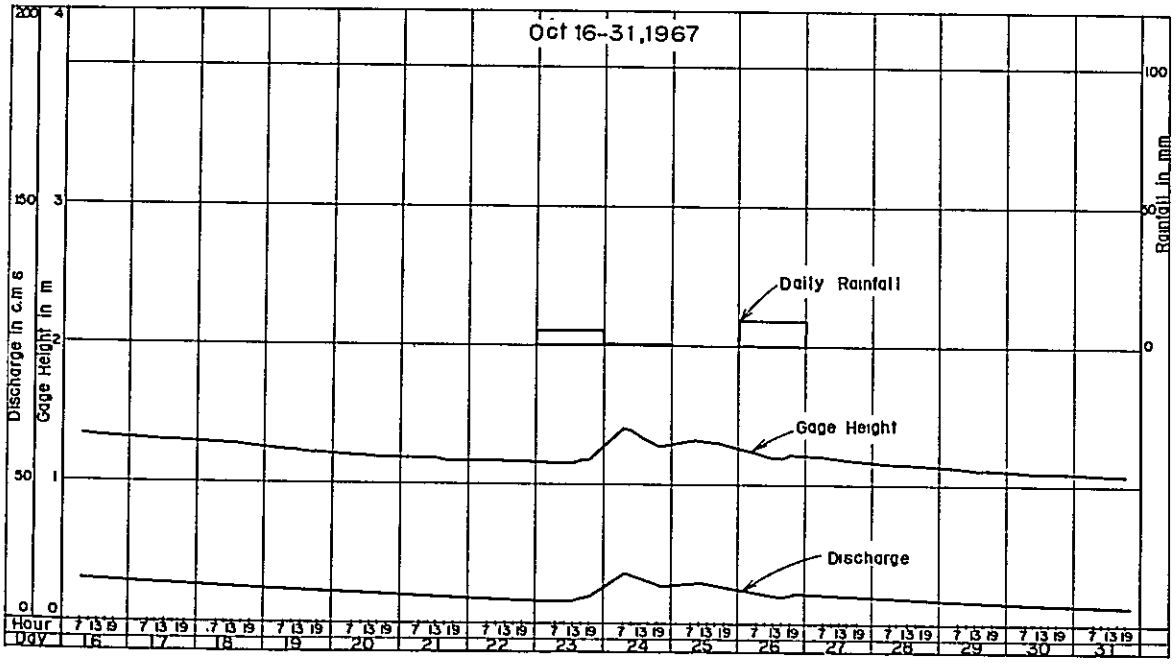


FIG. A-11 CORRELATION BETWEEN MAXIMUM DAILY RAINFALL AND LOSS WATER DURING FLOOD TIME

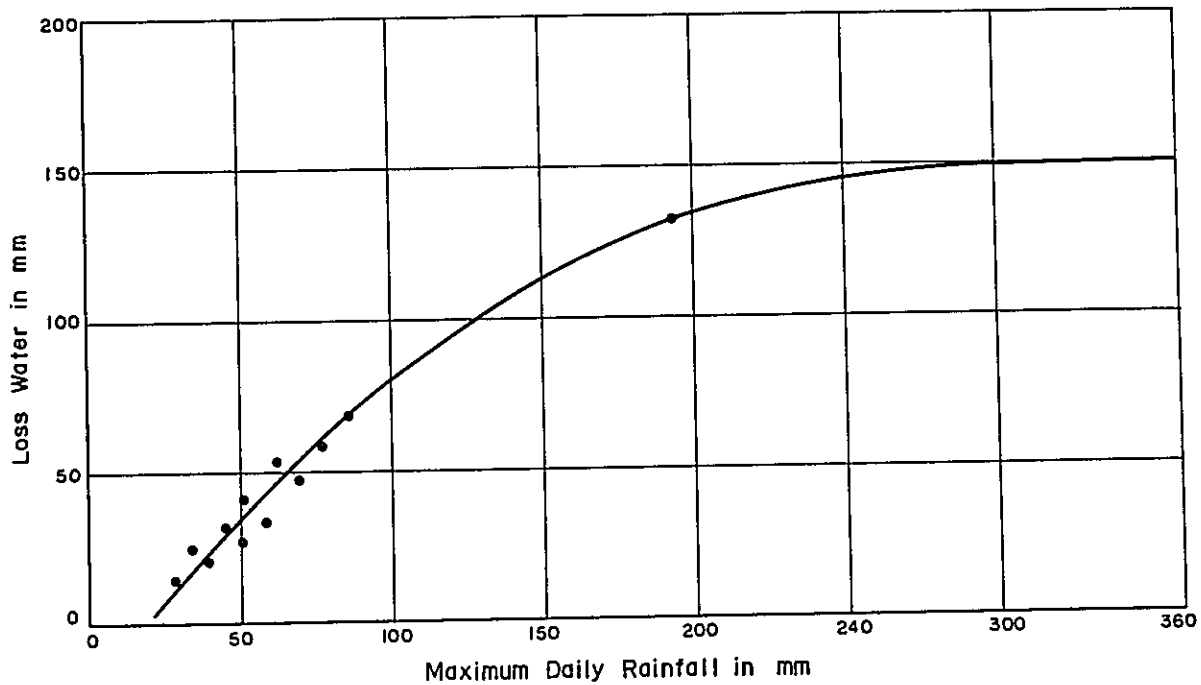


FIG. A-12 PRECIPITABLE WATER DIAGRAM

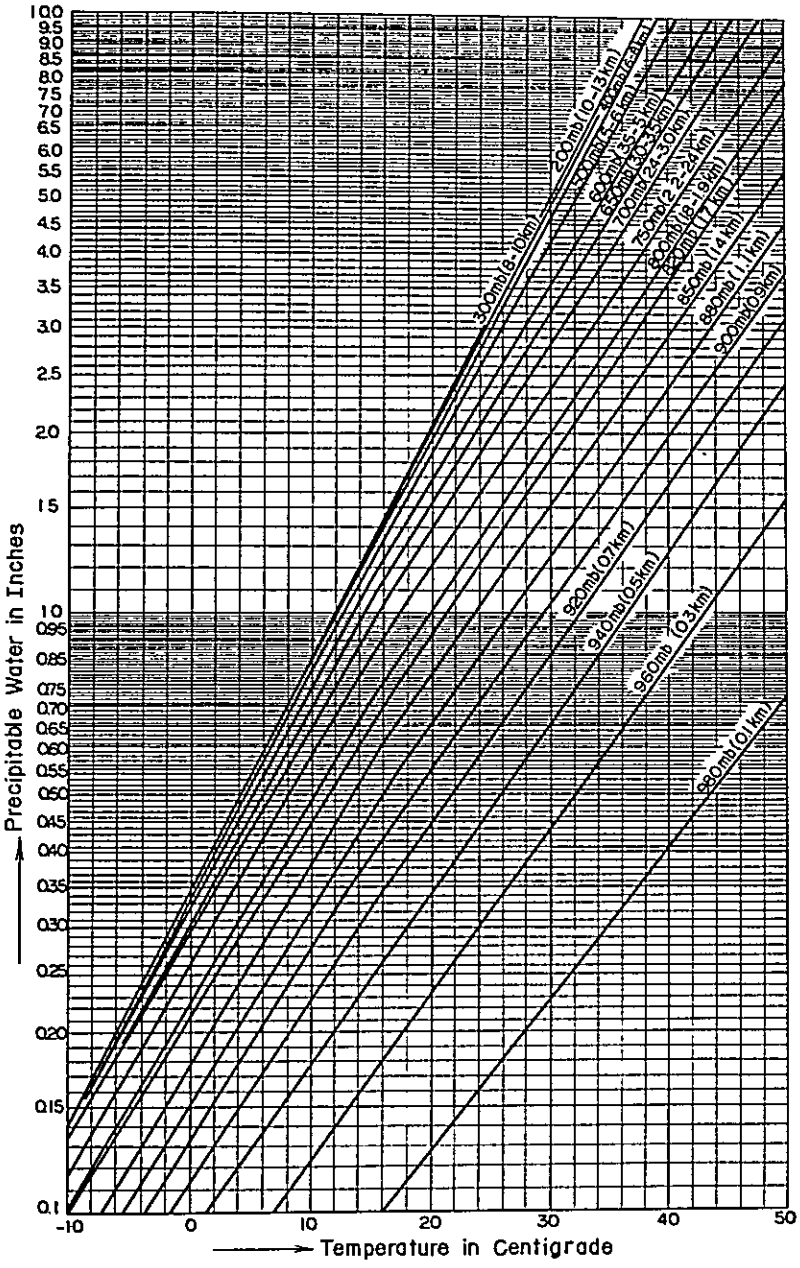


FIG. A-13 SEASONAL VARIATION OF SEVERAL FACTORS OF PROBABLE MAXIMUM PRECIPITATION

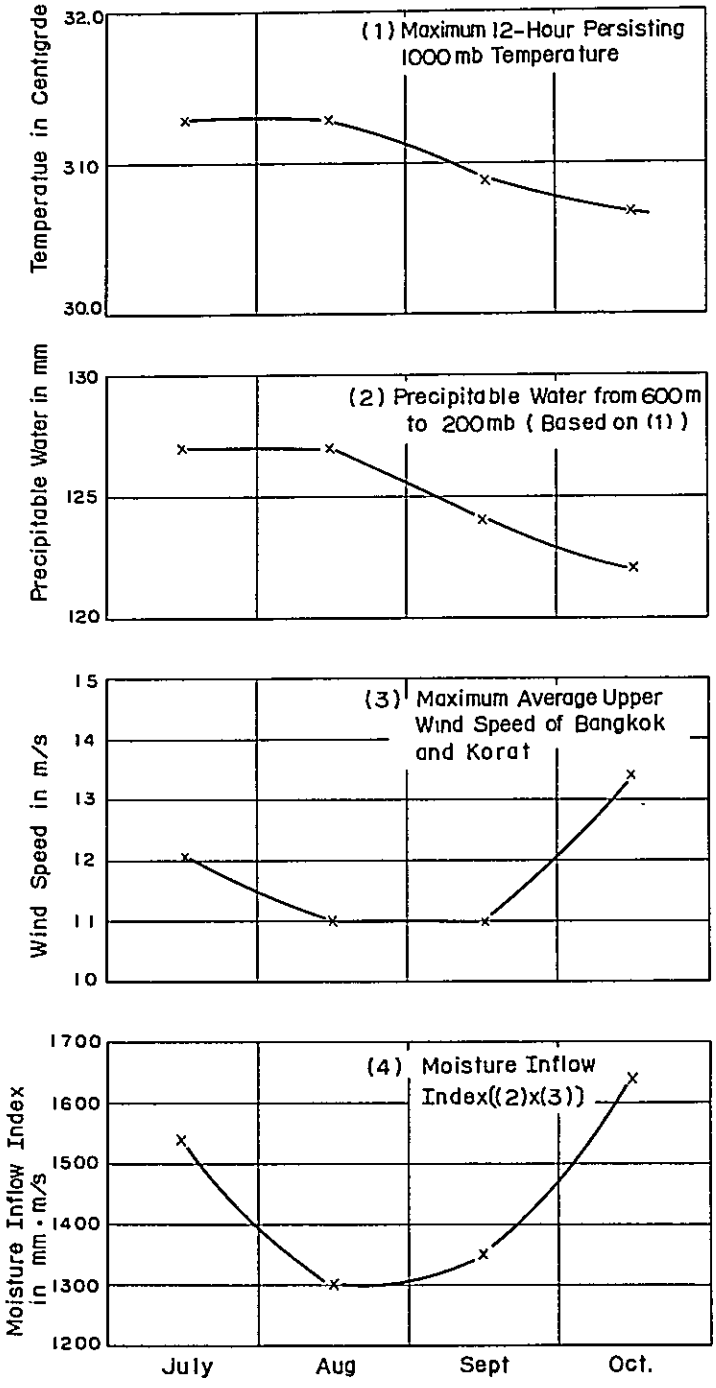


FIG. A-14 FLOOD HYDROGRAPH IN PERCENTAGE TO FLOOD VOLUME

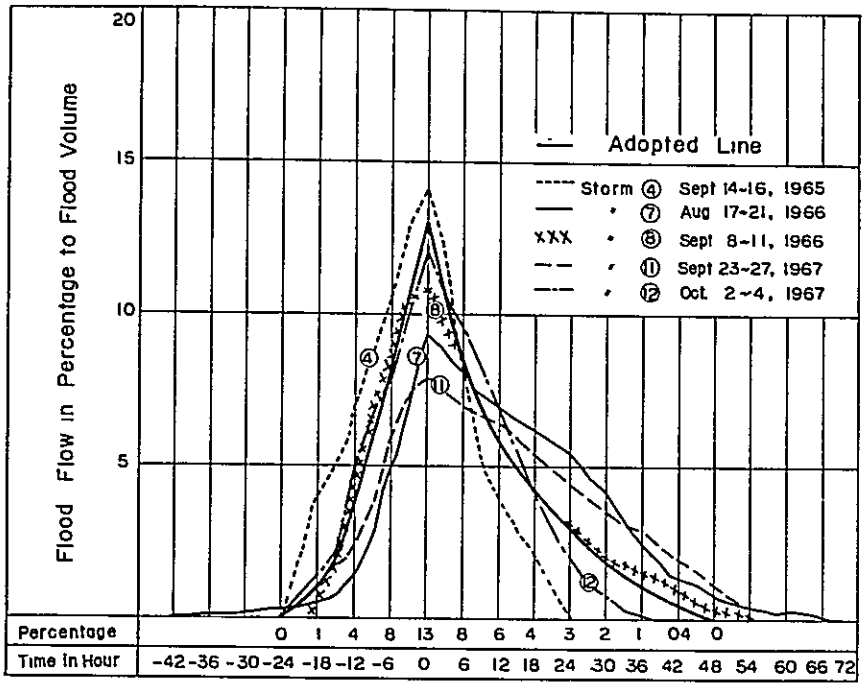


FIG. A-15 CORRELATION OF MAXIMUM DAILY RAINFALL BETWEEN WANG HEO AND AVERAGE OF KABINBURI AND PRACHINBURI

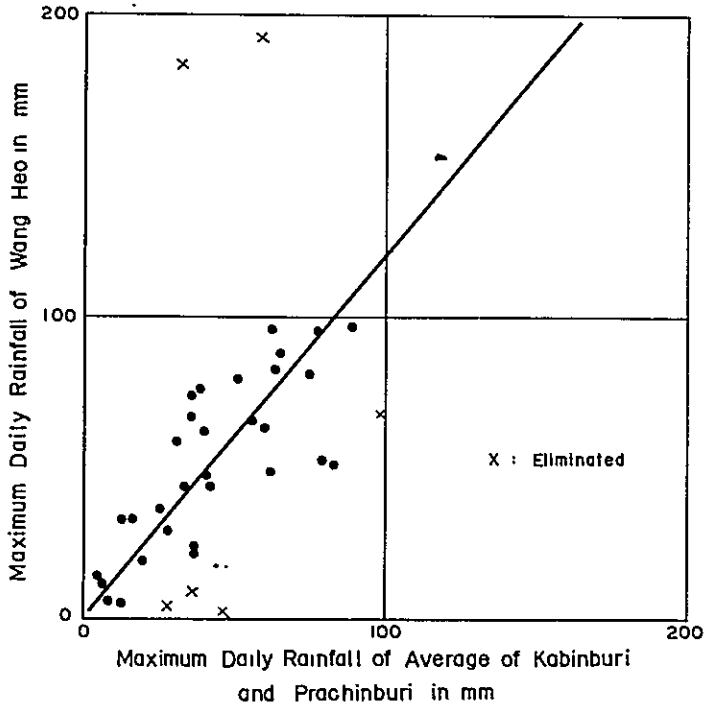
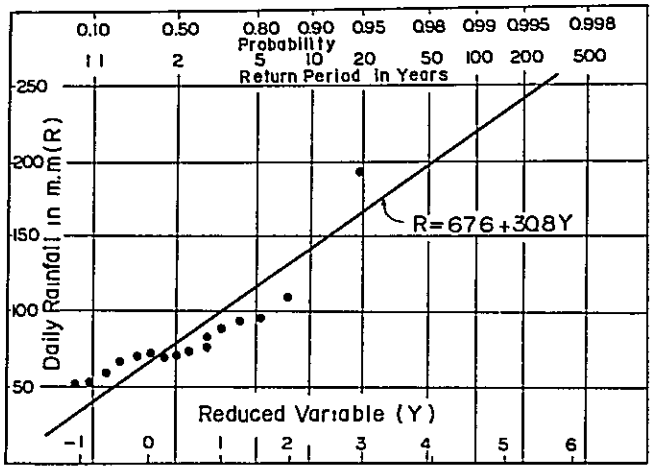


FIG. A-16 MAXIMUM DAILY RAINFALL FREQUENCY OF WANG HEO

(Gumbel's Method)



(Foster Type III & Hazen Method)

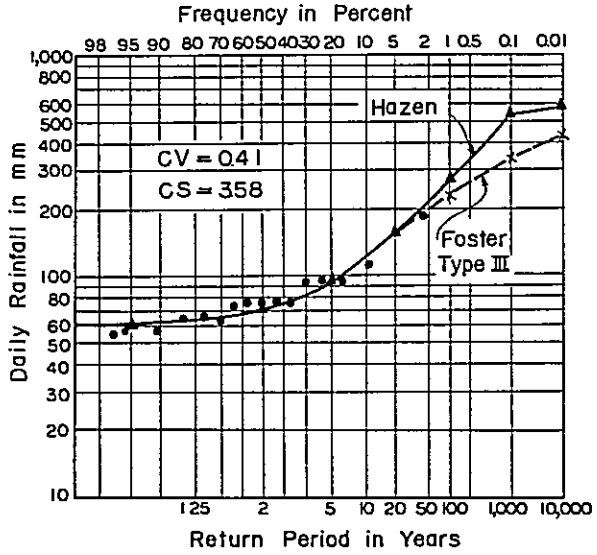


FIG. A-17 PROBABLE MAXIMUM FLOOD HYDROGRAPH OF NAM SAI YAI NO.2 DAM SITE

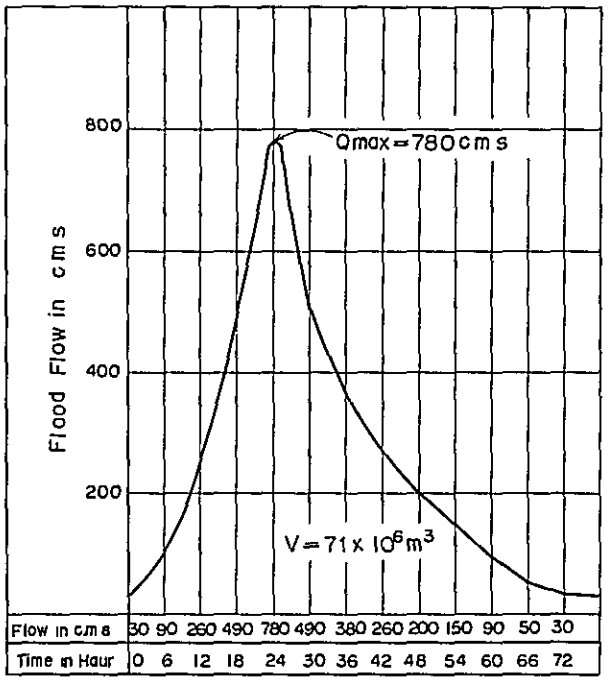


FIG. A-18 CORRELATION BETWEEN SEDIMENTATION IN RESERVOIRS AND RELIEF AND MAXIMUM ANNUAL PRECIPITATION

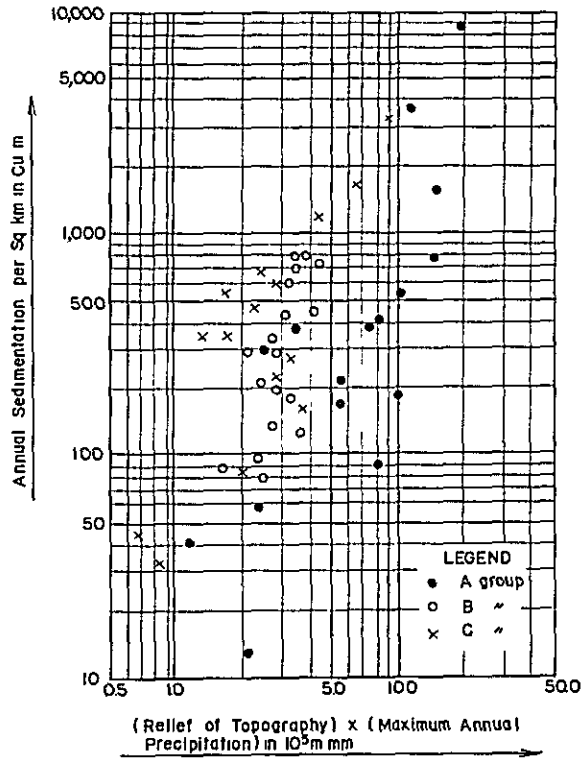


TABLE A-1 Monthly Average Runoff at Wang Heo

(Unit c.m.s.)

YEAR	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar	Average
'53-'54	0.5	2.9	7.3	10.5	14.4	15.3	16.6	7.3	2.1	0.7	0.6	0.4	6.6
'54-'55	0.5	3.1	6.5	13.6	16.6	19.4	18.0	5.9	1.8	0.6	0.5	0.3	7.3
'55-'56	0.3	3.0	12.5	18.7	13.4	13.0	15.1	11.7	3.3	1.1	0.9	0.7	7.8
'56-'57	0.7	2.6	7.0	15.2	15.5	32.5	22.4	8.2	2.4	0.8	0.7	0.4	9.1
'57-'58	0.5	1.9	6.3	10.7	14.5	17.2	28.2	10.8	3.2	1.1	1.0	0.7	8.0
'58-'59	0.7	2.4	7.1	14.6	15.4	16.6	17.8	7.0	2.0	0.7	0.6	0.4	7.1
'59-'60	0.5	2.2	4.0	18.9	14.1	17.4	18.0	8.7	2.5	0.9	0.7	0.6	7.4
'60-'61	0.6	1.8	4.6	10.6	14.5	16.6	22.8	8.9	2.5	0.9	0.7	0.6	7.1
'61-'62	0.6	4.2	8.2	14.9	31.9	31.0	21.8	9.0	2.6	0.9	0.7	0.6	10.5
'62-'63	0.6	3.1	8.7	16.6	16.5	15.3	18.9	6.5	1.9	0.7	0.6	0.4	7.5
'63-'64	0.5	1.4	5.6	5.9	13.2	14.0	17.2	9.6	2.8	0.9	0.8	0.6	6.1
'64-'65	*0.2	*7.3	*5.9	*11.2	* 7.8	*12.4	*22.8	*6.4	*1.8	*0.8	*0.6	*0.6	6.5
'65-'66	*0.4	*1.9	*18.3	*12.7	*35.4	*34.0	*20.7	*7.0	*2.2	*0.6	*0.4	*0.2	11.2
'66-'67	*0.3	*4.9	* 8.2	*18.5	*30.5	*32.1	*16.9	*5.8	*1.4	*0.6	*0.4	*0.2	10.1
'67-'68	*0.4	*1.4	*10.3	*13.3	*22.3	*19.4	*21.2	*3.8	*1.1	*0.6	*0.4	*0.2	7.9
Average	0.5	2.9	8.1	13.7	19.5	20.0	19.9	7.8	2.2	0.8	0.6	0.5	8.0

Note:

(1) *Runoff actually observed

(2) Other values were estimated on the basis of Kabinburi and Prachinburi rainfalls

TABLE A-2 Monthly Average Runoff at Ban Sapanhin

(Unit c.m.s.)

YEAR	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Average
'53-'54	0.6	5.5	21.9	24.6	36.3	50.2	40.8	10.3	3.3	1.7	1.3	0.7	16.4
'54-'55	0.6	9.5	19.2	33.9	59.5	66.2	39.6	7.4	2.4	1.2	1.1	0.5	20.1
'55-'56	0.5	5.7	25.1	48.6	33.2	49.4	32.2	20.2	6.6	3.1	2.5	1.4	19.0
'56-'57	1.0	5.0	20.7	38.4	39.3	78.7	49.5	12.1	4.0	1.9	1.6	0.9	21.1
'57-'58	0.7	3.3	18.5	25.4	36.3	57.8	65.6	17.5	5.7	2.6	2.4	1.2	19.8
'58-'59	1.0	4.3	21.2	36.7	39.1	57.6	39.3	9.3	3.1	1.4	1.3	0.7	18.0
'59-'60	0.6	4.0	10.3	49.3	35.3	58.8	39.6	13.3	4.3	2.1	1.8	0.9	18.4
'60-'61	0.7	2.8	12.3	24.9	36.5	55.8	51.9	12.3	4.0	1.9	1.6	0.9	17.2
'61-'62	0.7	8.8	25.1	37.4	75.8	74.5	49.3	13.8	4.5	2.1	1.8	0.9	24.6
'62-'63	0.7	5.9	26.6	42.4	59.0	50.0	47.4	8.6	2.8	1.4	1.1	0.5	20.6
'63-'64	0.5	2.1	15.7	11.4	32.5	45.3	37.4	15.0	5.0	2.1	1.5	0.8	14.1
'64-'65	*0.5	*17.8	*14.7	*32.4	*27.9	*39.8	*68.4	*8.9	*2.4	*1.1	*1.1	*0.7	18.0
'65-'66	*0.5	* 2.2	*33.8	*24.2	*60.6	*82.9	*41.1	*9.3	*2.7	*1.6	*0.8	*0.4	21.6
'66-'67	*0.5	* 6.8	*20.7	*60.0	*85.7	*67.9	*29.3	*7.4	*2.2	*1.3	*0.8	*0.4	23.6
'67-'68	*0.6	* 4.7	*13.1	*38.7	*67.0	*57.7	*37.5	*6.2	*2.4	*1.2	*0.5	*0.4	19.2
Average	0.6	5.9	19.9	35.2	48.2	59.5	44.6	11.4	3.7	1.7	1.4	0.8	19.5

Note:

(1) * Runoff actually observed

(2) Other values were estimated on the basis of Kabinburi and Prachinburi rainfalls

TABLE A - 3 Storms used in driving probable maximum precipitation

Storms	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)				
													13-1	13-2		13-3	13-4
1. July 1965 3hr28th-13hr30th	62	9	53	44	8	27.4	27.5	84	7.8	655	1,640	2.50	155	39	1,066	20	170
2. Aug. 1965 0hr8th-19hr10th	39	19	20	80	28	29.0	29.1	99	6.0	594	1,640	2.76	108	22	599	15	110
3. Aug. 1965 7hr19th-7hr22nd	28	14	14	53	17	27.0	27.1	79	7.8	615	1,640	2.67	75	17	1,400	23	90
4. Sept. 1965 19hr14th-21hr16th	51	10	41	51	11	27.5	27.6	84	5.3	445	1,640	3.69	188	58	466	13	240
5. Sept. 1965 0hr19th-13hr22nd	58	25	33	97	19	26.0	26.1	74	5.9	436	1,640	3.77	218	78	2,131	31	310
6. July 1966 19hr26th-3hr29th	85	17	68	88	22	28.2	28.3	92	8.3	764	1,640	2.15	183	55	1,499	25	230
7. Aug. 1966 0hr17th-21hr21st	193	61	132	180	25	29.0	29.4	99	8.9	880	1,640	1.87	361	211	5,760	71	780
8. Sept. 1966 16hr8th-19hr11th	69	22	47	85	21	28.5	28.6	97	7.5	725	1,640	2.27	157	41	1,119	20	180
9. July 1967 21hr25th-7hr29th	45	14	31	43	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Aug. 1967 19hr21st-16hr24th	33	8	25	50	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Sept. 1967 19hr23rd-7hr27th	76	17	59	51	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12. Oct. 1967 10hr2nd-21hr4th	50	24	26	100	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note: (1) Maximum Daily Rainfall (mm)
(2) Surface Flow (mm)
(3) Loss Water (mm)
(4) Peak Flow (c.m.s.)
(5) Base Flow (c.m.s.)
(6) 12-Hour Persisting Temperature at Prachinaburi (°C)
(7) Sea Level Temperature (°C)
(8) Precipitable Water (mm)
(9) Average Upper Wind Speed (m/sec)
(10) Moisture Inflow Index for Historical Storms = (8) x (9) (mm/sec)
(11) Maximum Moisture Inflow Index
(12) Maximizing Factor = (11)/(10)
(13) Probable Maximum
(13-1) : Maximum Daily Rainfall = (1) x (12) (mm)
(13-2) : Surface Flow = (13-1) - Loss Water (mm)
(13-3) : Total Runoff = Surface Flow + Base Flow
= (13-2) x 3 x 3,600 + 30 x 72 x 3,600 , (c.m.s. - 3hr, 10^6cu.m)
(13-4) : Peak Flow = (13-2) x 0.13 + 30 (c.m.s.)

TABLE A-4 Maximum 12-hour persisting temperature in Centigrade at Prachinburi

Year	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.
1951	29.4	29.9	29.7	29.2
1952	29.7	29.0	29.1	28.9
1953	29.3	29.7	30.5	30.2
1954	30.3	29.8	29.2	29.4
1955	30.2	31.0	29.8	29.8
1956	30.3	29.4	29.8	29.6
1957	30.8	30.1	29.5	29.9
1958	29.7	31.2	29.7	29.8
1959	30.3	30.6	30.1	30.5
1960	31.2	30.3	30.4	30.3
1961	30.5	30.5	29.9	30.4
1962	30.4	30.4	30.4	30.6
1963	30.6	30.3	30.4	30.0
1964	31.2	29.9	30.8	30.2
1965	30.9	30.9	29.6	30.2
1966	30.5	30.1	30.5	30.6
Maximum	31.2	31.2	30.8	30.6
Maximum at 1000mb	31.3	31.3	30.9	30.7

TABLE A-5 Maximum upper wind speed in knot

Year	July			August			September			October		
	B.kk	Korat	Average	B.kk	Korat	Average	B.kk	Korat	Average	B.kk	Korat	Average
1955	17.6	16.3	17.0	16.2	13.5	14.8	16.0	10.7	13.4	23.0	17.3	20.2
	29.2	8.0	18.6	-	-	-	20.4	5.0	12.7	23.0	17.3	20.2
1956	18.0	15.5	16.8	15.3	20.5	17.9	17.2	16.5	16.9	19.0	30.5	24.8
	24.5	9.0	16.8	-	-	-	-	-	-	31.2	21.0	26.1
1957	21.8	21.5	21.7	17.3	25.3	21.3	4.5	12.3	8.4	11.6	24.5	18.1
	24.6	18.0	21.3	27.0	10.7	18.9	-	-	-	-	-	-
1958	22.8	17.5	20.2	19.8	9.5	14.7	17.2	9.2	13.1	14.2	9.0	11.6
	27.4	11.0	19.2	19.8	9.5	14.7	-	-	-	-	-	-
1959	14.2	13.7	14.0	23.4	18.5	21.0	18.0	15.0	16.5	14.2	11.7	13.0
	22.5	9.5	16.0	24.8	17.0	20.9	20.1	11.3	15.7	-	-	-
1960	13.2	15.5	14.4	16.4	19.0	17.7	13.0	11.0	12.0	14.8	9.0	11.9
	-	-	-	20.8	16.5	18.7	17.2	7.0	12.1	-	-	-
1961	20.4	26.5	23.5	15.8	25.5	20.7	19.6	17.5	18.6	13.4	16.5	15.0
	23.6	19.5	21.6	23.6	12.7	18.2	-	-	-	-	-	-
1962	13.8	13.7	13.8	11.4	20.0	15.7	15.0	15.0	15.0	10.6	13.5	12.1
	25.8	4.3	15.1	23.8	8.0	15.9	22.4	2.5	12.5	26.0	12.3	19.2
1963	24.6	16.7	20.7	13.8	16.5	15.2	12.4	27.7	20.1	13.8	17.7	15.8
	24.6	16.7	20.7	24.3	7.8	16.1	22.8	20.0	21.4	16.8	15.0	15.9
1964	9.8	16.5	13.2	15.6	22.5	19.1	22.0	18.5	20.3	14.6	18.0	16.3
	18.2	14.5	16.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1965	21.0	16.5	18.8	20.0	13.3	16.7	12.4	11.5	12.0	16.8	14.0	15.4
	30.6	4.5	17.6	20.0	13.3	16.7	-	-	-	16.8	14.0	15.4
1966	15.6	22.5	19.1	17.4	17.0	17.2	18.0	17.0	17.5	18.6	13.0	15.8
	22.6	7.5	15.1	19.0	11.0	15.0	18.6	5.2	11.9	-	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximum	-	-	23.5	-	-	21.3	-	-	21.4	-	-	26.9

TABLE A-6 Main daily rainfall in past 16 years

Unit : mm

Date	Prachinburi	Kabinburi	Average	Wang Heo
July 24, 1952	66.6	-	66.6	* 73.3
Aug. 23, 1953	49.7	35.0	42.4	-
Sept. 29, 1953	49.5	42.2	45.9	* 50.5
Aug. 4, 1954	67.0	40.2	53.6	-
Aug. 27, 1954	18.0	99.3	58.7	* 64.5
July 8, 1955	5.4	123.6	64.5	* 71.0
Sept. 15, 1956	11.7	105.0	58.4	* 64.3
Sept. 21, 1956	74.6	27.5	51.1	-
Sept. 26, 1957	17.5	65.2	41.4	-
Oct. 6, 1957	89.7	49.7	69.7	* 76.7
Sept. 1, 1958	39.0	95.3	67.2	* 73.9
Aug. 29, 1959	37.2	70.8	54.0	* 59.3
Sept. 5, 1960	74.4	23.1	48.8	* 53.6
Sept. 24, 1960	38.2	43.2	40.7	-
July 25, 1961	142.3	55.4	98.9	* 108.5
Aug. 20, 1961	139.7	31.8	85.8	-
July 18, 1962	66.6	95.5	81.1	* 89.2
Oct. 25, 1963	70.6	-	70.6	* 77.5
Oct. 3, 1964	-	-	-	** 96.8
Sept. 29, 1965	-	-	-	65.8
Aug. 17, 1966	-	-	-	193.8
Aug. 16, 1967	-	-	-	95.0

Note:

(1) * Wang Heo Rainfall = 1.1 x Average Rainfall

(2) ** Kao Keep Samut Rainfall

TABLE A-7 Maximum daily rainfall in year at Wang He

No.	Date	Max. Daily Rainfall (mm)		Remarks
1	Aug. 17, 1966	193.8		* Estimated on the basis of
2	July 25, 1961	108.5	*	Kabinburi and Prachinburi maximum
3	Oct. 3, 1964	96.8	**	daily rainfall, employing a formula
4	Aug. 16, 1967	95.0		as follows:
5	July 18, 1962	89.2	*	
6	Oct. 25, 1963	77.5	*	
7	Oct. 6, 1957	76.7	*	Rw = 1.1 Ra
8	Sept. 1, 1958	73.9	*	Where:
9	July 24, 1952	73.3	*	Rw = Daily rainfall of Wang Heo
10	July 8, 1955	71.0	*	Ra = Average daily rainfall of
11	Sept. 29, 1965	66.8		Prachinburi and Kabinburi
12	Aug. 27, 1954	64.5	*	
13	Sept. 15, 1956	64.3	*	
14	Aug. 29, 1959	59.3	*	** Kao Keep Samut
15	Sept. 5, 1960	53.6	*	
16	Sept. 21, 1953	50.5	*	

TABLE A-8 Return period of maximum daily rainfall (R_{24}) of Wang Heo

Return Period in year	Hazen-Foster Type 3 method	Gumbels méthod	Average
	mm	mm	mm
2	80	80	80
5	120	120	120
20	165	159	162
50	200	188	194
100	220	210	215
200	260	230	245
1,000	330	280	305
10,000	363	354	359

TABLE A-9 Return period of peak flood and total flood volume of Wang Heo

Return Period in year	Peak Flood (Q_p)	Total Flood Volume (Q_v)
	c.m.s.	10^6 cu.m
2	90	13
5	120	16
20	180	21
50	260	26
100	300	30
200	390	38
1,000	580	54
10,000	770	70

Note:

$Q_p = 3.54\ (R_{24} - \text{Loss Water}) + 30$ (c.m.s.)

$Q_v = 0.295\ (R_{24} - \text{Loss Water}) + 8$ (10^6 cu.m)

附　録　B

地　　質

附　録　B

B－1：主ダム地点の地質

地　形

ダム地点の間幅は約５０ｍで、両岸の山腹はＦｉｇＢ－１に示めすように極めて緩斜面であり、両岸とも中腹部に平担面がある。また、ダム軸の上・下流側には小さく浅い沢が多く、ダム軸の一部はこれらの沢を横切つている。これらの沢は降雨時しか流水が認められないので、侵食の営力は貧弱なものと思われる。

左岸のダム取付部の外側、約６００ｍを距ててほゞ東西方向の鞍部があり、この鞍部を利用して洪水吐が設けられる。本流は僅かに曲流しつつ東流している。

ダム軸下流約３５０ｍ、ＮＥＡ Ｃａｍｐ付近には高さ約２０ｍの滝があり、この滝には砂岩が露出し、これより約１Kmにあたつて砂岩の巨大な転石が多数河床に見られるが、これらの転石は両岸の山腹部から由来したものも少くなく、滝の後退は急速なものとは思われない。

地　質

地質調査は踏査の他コアボーリングによつて実施した。この他、コアボーリング孔を利用して圧入式による透水試験を岩盤について行なつた。コアボーリングは１７孔、孔長４２２．12ｍに達し、その成果は表Ｂ－１の通りである。

岩種および表層堆積物

Ｋｏｒａｔ統の砂岩および沈泥岩ならびにこれらの互層から構成されており、その層厚、岩質をＴａｂｌｅ Ｂ－３に示した。

河床部には堆積物がなく、各所にＩＩ－ｚｏｎｅの砂岩層が露出しているが、両岸は表層堆積物におおわれており、露頭はない。

河床部の岩盤には径数cmからｍ単位の欧穴がみられる。

層位および地質構造

地層はほゞ整然とTable B－2に示す順序で重なつているが、層理にそつて粘土質の薄層や幅の狭い破砕層が見られることがある。地層は非常にゆるやかな波動褶曲をしており、従つて局地的には地層の走向および傾斜は変化しているが、概ね上流側へ１０°以下の傾斜を示している。

大規模な断層は存在しないようであるが、南北に近い走向をもち、鉛直な傾斜の節理が発達しているようである。この節理は数十cmからｍ単位の間隔で存在しており、山腹部の

ものは開口しているものと予想される。各層の分布についてはFig. B−2を参照されたい。

風　化

砂岩は沈泥岩に比べると風化作用に対する抵抗性は強い。しかし、河床部には多くの　穴が認められ、表層部は多少風化作用を受け深さ2m程度は元来の灰色から黄色に変色し、吸水性も強くなつている。山腹部の砂岩はコアボーリングDH−3の柱状図で示すように岩盤表面から約5mも風化作用を受け膠結性が弱まつている現象も認められる。

沈泥岩は風化作用を受けやすく、岩盤表面から深さ5m程度は軟弱になつている。また、風解性をもつ沈泥岩もあり、右岸のコアボーリングDH−1およびDH−2では厚さ10mを超すこの地層が地下深所で見出されており、山側へ緩かに傾斜しているようである。

節理やクラックが開口している場合には、表面の岩盤は堅硬であつても風化作用は節理に沿つてすゝみ、その下位の沈泥岩層を水平的に軟弱化していることがある。この現象は、ダム軸より約350m下流の滝を下流からみた場合に、砂岩に挾まれた軟弱な地層から伏流水が流出しているのが見られる。

岩盤の透水性

コアボーリング孔を利用して、圧入式による透水試験を実施した。

注水圧力は計画満水位を考慮し、孔の位置と試験断面の深さによつて約2 Kg/cm²から7 Kg/cm²の範囲で変化させて、低圧から高圧へと加圧し、各圧力での透水量を測定している。この測定値を透水係数に換算し、図化したのがFig B−3である。

この図と試験結果によると、ダム地点の岩盤の特性は次のようである。

(1) 多くの岩盤は深部に向うに従つて透水性は小となる。

(2) 圧力を増加しても、透水量の極端な増加現象は認められない。

(3) 一般に、高い所にある孔の透水量が大である。

(4) 極端な透水性をもつ岩盤はみられない。

(5) 概して、深度10m以深の岩盤は難透水性の岩盤となるが、右岸の中位部から高位部の岩盤の透水性は表層部とあまり変化がない。

構造物の基礎

ダムおよび洪水吐

ダム地点の地形および地質条件から、ダム型式はフィルタイプが推奨される。すなわち、地形は堤高に比して堤頂長が非常に長いこと、左岸に鞍部があり、これに洪水吐を設けうることである。一方、地質はコンクリート・ダムとすれば、岩質の点から掘削量が増大すること

とやダム地点附近ではダムに見合うコンクリート骨材の存在についての見透しが明るくないことである。

フイルタイプ・ダムを考慮する場合にも、築造材料のうちロック材料に関する見透しも明るくないので、中央の部分をロックフイルとし、その両側に連なる堤高が低く、堤長が長い部分、つまりダイクの部分はアース・ダムとするのが好ましい。この場合、ロックフイルム部分は、河床部から拡がる堅硬な砂岩を基礎とすることとなり、アース部分は概ね沈泥岩の上に設けられる。

ロックフイルは砂岩を基礎とするが、河床部の欧穴や山腹部の開隙節理やクラックはそれ自体掘削除去や処理の対象となる他、これから侵入した風化作用による下部軟弱層に対しても充分な処理が必要である。

アース・ダムは沈泥岩を基礎としている。沈泥岩は風化に対する抵抗性は低いので、表層部はかなりの深さまで風化作用を劇しく受けており、岩石は粘土化しており、ゆるみを生じている。この部分は貯水の侵透による支持力の低下と逸水の原因となるので、掘削除去した後、基礎となるべき岩盤は岩質に応じて充分な処理が必要である。また、この泥泥岩には、風解性岩質を示すものがある。この風解性岩石は右岸の一部にあるが、この岩石は掘削後直ちに吹付け工法などにより大気と遮断するよう考慮さるべきである。

グラウト孔の配置および深度は透水試験の結果を検討して定められているが、岩質によつては追加グラウトを行なうこととなろう。

洪水吐の基礎は主として砂岩であるが、風化作用を受けており、概して軟弱であるので、シュート部分の洗掘防止についての考慮が必要である。

B－2　発電所および水路

両案の発電所および水路を構成する地質は、砂岩・沈泥岩および頁岩の互層を主とする中生代のKorat統である。この互層には時に礫質な部分や薄い礫層をはさむことがある。地層は概ね水平に畳重しており、水路経路周辺には大規模な断層は認められない。岩石の表層部は広くかなりの深さまで風化作用を受けており、本来の青灰色ないし濃灰色から黄色ないし褐色に変色している。表層部の風化砂岩は幅数cmから30cmの開口したヒビ割れが、数十cmから数mの間隔で交叉して発達し、このヒビ割れはかなりの深さに達し、数mに及ぶこともある。沈泥岩や頁岩は、風化に対する抵抗性は弱く、表層部のものは概ね軟質であり、深層のものでも風化作用を蒙つていることがある。また、沈泥岩や頁岩には風解現象を呈するものもある。火成岩類は認められないが、方解石の細脈や葉脈は節理に沿つて認められる。

これらの基盤をおおい、主としてシルト質の細粒砂からなる表土が薄くおおつている。

トンネル経路周辺には顕著な湧水の現象は認められていない。

B－3　ALine水路の地質

地　形

ALine水路（標高約５６０ m）はNo.２貯水池から標高６４５ｍの山頂の下を通過し、さらに標高ほゞ５９０ｍの尾根に沿つて調圧水槽に至る。調圧水槽よりNo.２発電所までの斜面は約１／１０の勾配となつている。

No.２発電所より放出された水はNo.３ダムによつてせき止められNo.３発電所へ導かれるわけであるが、そのNo.３ダムによつて形成される調整池はなだらかな地形を呈する卓状地（標高約５００ｍ）であるので巾１Km以上の巾広い池となる。

この調整地の南端に位置するNo.３発電所の取水口から標高約５４０ｍの山頂の下を水路トンネル（標高約４９７ｍ）が通過し、再びNam　Sai　Yaiに面する斜面が調圧水槽に至る。この調圧水槽よりNo.３発電所までの鉄管路の斜面は勾配約１／3.5となつている。

ALine　の地質調査のために行なつたコアボーリングは１８孔、総孔長３４8.0４ｍでTable　B－4と位置及び柱状図はFlg　B－３に示す。

(1)　No.２発電所

(1)－１　水路トンネル

取水口には7.６ｍのかなり厚い表土があり、基盤は所々局部的に亀裂が多く軟弱な部分もあるが、概して塊状堅硬な沈泥岩である。トンネル部は灰色細粒で堅硬な砂岩と、赤褐色の至灰緑色の沈泥岩と灰色塊状で堅硬な砂岩の互層及び赤褐色乃至灰色で堅硬な沈泥岩があり、所々に亀裂が発達し軟弱な部分もあるが概して地質は良好である。

(1)－２　調圧水槽および鉄管路

調圧水槽位置は表土が非常に厚くボーリングによると１4.3７ｍあるが、岩盤は灰色塊状中粒の砂岩で良好である。鉄管路の斜面も表土がかなり厚く５～６ｍある。岩盤は砂岩をふくんだ沈泥岩であり、中粒乃至細粒で灰色である。

(1)－３　発　電　所

ボーリングによると1.８２ｍの表土があり、その下に砂岩の転石の層が約４ｍある。これはおそらく旧河床の砂礫層と思われる。発電所基礎掘削の際この砂礫層が法面にあらわれる筈であるから、表土及び砂礫層の法面の安定に注意すべきである。岩盤は沈泥岩であるが、ボーリングによるとコアの採取できなかつた部分が担当にある。このコア採取不能の原因が何であるかを今後よく検討し発電所基礎の安定性をたしかめるべきである。

(2) NO.3発電所

(2)－1　水路トンネル

取水口には約5.4ｍのかなり厚い表土があり、基盤は部分的に細亀裂はあるが概して良好な沈泥岩である。トンネル部も細亀裂はあるが堅硬塊状で良好な沈泥岩がおもであるが、砂岩が一部あるかもしれない。

(2)－2　調圧水槽鉄管路及び発電所

調圧水槽部は約4ｍの表土の下に黄褐色乃至灰色細粒の砂岩があり地質はおゝむね良好である。鉄管路は標高の高い部分と中位の部分が表土が厚く、高い部分の厚いところは約7ｍあり、中位の厚い部分は約9ｍある。基盤は赤褐色乃至灰色の塊状で堅硬な砂岩と、暗灰色塊状の沈泥岩との互層が多いが、中位では黄褐色乃至赤褐色の塊状で堅硬な沈泥岩であり、所々細亀裂があるが概して良好である。発電所には約5ｍの表土及び砂礫があり、基盤は灰色細粒の塊状堅硬な砂岩である。鉄管路及び発電所の何れも表土が厚いので堀削後の法面の安定に充分注意すべきである。

(3) NO.3ダム

右岸は表土厚く約9ｍに達し、岩盤は約10ｍ以深が堅硬良好な沈泥岩となつている。河床部の表土は約3ｍあり、それ以深は灰色細粒で明瞭な石英粒のある堅硬な砂岩である。左岸部の表土は約4ｍあり、基盤は河床部と同じ砂岩であるが、ボーリングでは7－8ｍ付近に約1.2ｍの厚さの非常に風化軟弱化した部分がある。

B－4　BLine水路の地質

地　形

BLine　水路は、NO.2貯水池から標高約600ｍないし460ｍの頂の平らな山地の下をよぎりNam　Sai　Noi河畔に臨むNO3発電所にいたる径路をとる、水路径路にあたる山頂の平均勾配は約1／40よりもゆるやかである。

この卓状地の頂は、浅い谷によつて開折されているが、これらの谷は乾期にはまず流水は認められない。径路一帯の卓状地は、その裾部にあたるNam　Sai　YaiおよびNam　Sai　Noiに沿つては、年間流水が絶えないので常緑の景観を呈し巨木が繁茂しているが、頂部は密な叢林とその植生が変化している。

水路径路はFig B－5に示すように、NO.2貯水池（満水位標高591ｍ）から、NO.2発電所にいたる導水路トンネル（標高約565ｍ）は標高600ｍ内外の頂をもつ卓状地の下部を通過しており　トンネル両端部分を除けば、被りも概ね一定している。これに対し、NO.3

調整池（満水位標高４９５ｍ）から発し、NO.３発電所にいたる導水路トンネル（標高約４４０ｍ）は５２０ｍから４５５ｍの起伏を示めす尾根であり、側面の侵食もかなりすゝんでいる。NO.２発電所の鉄管路（延長９００ｍ）は、中間に延長約４００ｍの平坦面をもち、両端はそれぞれ標高約６００ｍの台地と、NO.３調整池となるべき平坦な谷に連なる平均勾配１／１０の斜面に設けられる。一方、NO.３発電所の鉄管路（延長９００ｍ）は標高約５６０ｍからＮａｍ Ｓａｉ Ｎｏｉ（河床部標高約１９５ｍ）まで、一気に下る平均勾配約１／３の斜面に沿つている。

No.２発電所は、No.３調整池ダムの北東約５００ｍの調整池のほとりの緩かな谷の部分に設けられ、発電所の背後の斜面は急ではない。NO.３発電所はＮａｍ Ｓａｉ Ｎｏｉ本流に臨み、その背後は岩盤が露出する幾段かの急崖のある比較的急な斜面に連なるが斜面は現状では安定している。

No.３調整池は、卓状地のほゞ中央にあり、高位の卓状地（標高約６００ｍ）と低位の卓状地（標高５００ｍ内外）とを分かつ谷に形成される。谷は幅が広く、貯水池地域の河川勾配は本流、支流共に非常に緩かである。ダムは、本流に二つの支流が合流し、谷幅がやゝ狭まつた地点に予定されており、堤頂長約４００ｍ、高さ約１５ｍのロックフイル．ダムである。ダム地点の両岸は緩傾斜である。

地　質

この計画のために行なつた地質調査は径路にそう概査とＴａｂｌｅ Ｂ－２に示す２２孔総孔長４１５ｍ１３のコアボーリングである。コアボーリングの位置および地質　状図はＦｉｇＢ－４ Ｂ－６に示した。

(1) NO.２発電所

(1)－１　水路トンネル

トンネル径路は沈泥岩および砂岩ならびにこれらの互層から構成されているが、沈泥岩が明らかに優勢である。岩石は極ね新鮮であり、砂岩は塊状堅硬であるが、沈泥岩は風解作用を受けやすく、ボーリングＢＢの３２.６ｍから４０.０ｍ（孔底）のコアの様に、１cm以下の大きさの細かな岩片となる。

従つて、トンネル施工に際しては、風解を受けやすい岩石の区間は掘削後速かに巻立を行なう必要があろう。また、沈泥岩や頁岩層は、小規模ではあるが破砕帯や鏡肌あるいは節理の密集部が存在するので、かなりの区間、支保工を要するものと考える。

(1) － 2　調圧水槽および鉄管路

調圧水槽地点は表層堆積物が特に厚く　8.2 m に達している。その下の岩盤は深さ２０ｍ付近まで風化作用のため軟質となり、沈泥岩や頁岩は粘土質となつている個所もある。２０ｍ以深の岩盤は葉理が発達する沈泥岩から構成されているが、概ね新鮮でありコア採取率は１００％を示めしている。調圧水槽の基礎としては充分な支持力を有するものと思われるが、コンクリート旋工継目よりの漏水による岩質変化も考えうるので、今後この点も充分考慮を払うべきであろう。

水圧管路地点の岩盤はコアボーリングＤＤによると表土は極めて薄く４０ cm 程度であり、その下位には砂岩が存在するが、この砂岩は転石あるいは漂石のようで、砂岩の下位には深度 4.4 m まで砂岩と沈泥岩の風化の著しい地層が続く。風化作用は深度を増すに従つてその程度を減ずるが、新鮮な岩盤は深度８ｍ以深でないと認められない。水圧管路承支台の基礎としては深度 4.4 m まで占めているような粘土化した岩盤は掘削除去する必要があろう。

(1) － 3　発電所

発電所地点付近の表土は概して薄くコア．ボーリングＥＥでは約２ｍである。主として砂岩が発達しており、風化作用も深部まで及んでおらず、深度 3.7 m 以深は新鮮な岩石が占めている。砂岩は薄い沈泥岩の層を挟んでいたり、粗粒な岩相を示めす個所もあるが、大部分は細粒ないし微粒、塊状の岩石であり、堅硬である。従つて、発電所は安定した基礎の上に設けうるものと考える。

(2) NO.3　調整池ダムおよび取水口

ダム軸に沿つたコアボーリングＵ、ＶおよびＷによると、両岸の取付部の表土は厚く５ないし６ｍに達しているのに対し、河床部は、表土は薄く厚さ１ｍ内外で岩盤に到達するようである。

左岸ダム取付部の岩盤は上位は砂岩、下位は沈泥岩であり、風化は地表から約１０ｍの深さまで及んでおり、その大部分は粘土化しているようである。深度１０ｍ以深の岩盤は概ね新鮮であるが、コアボーリングＷによると深度１５ｍ３０から約１ｍの間は風解性の沈泥岩が占めている。

河床部は主として沈泥岩から構成されている。この沈泥岩は幅１ｍ程度の砂岩層を挟んでいたり、砂質の岩相を呈する部分がある。風化作用は深部に及んでいないが、コアボーリングＶによると深度約１２ｍには１ｍ程度の風解性沈泥岩層が認められる。

右岸取付部の岩盤は細粒ないし微粒の砂岩であり、左岸と同様かなりの深さまで風化作用を受けているが、地表から深度８ｍ６５以深では新鮮になつている。

これらのコアボーリングの結果、風化が著しい岩盤を堀削除去し、グラウト工による岩盤の改善を行えば、ダム築造に支障はないものと考える。

取水口地点は表土の厚さ約４ｍであり、その下に位する岩盤は主として砂岩である。この砂岩は非常に細粒で、沈泥岩と互層をなしている部分もある。風化作用は地表から約１０ｍの深さに及んでいる。新鮮な砂岩は薄い灰色から灰色の色調を呈しており、塊状堅硬である。コアボーリングＩでは深度　１９.４ｍに、厚さ６０cmの風解性沈泥岩の挟みがあるし、深度１７.９ｍや２１.１５ｍ　には鏡肌が認められるが、風化層より深部の岩盤は新鮮軽便である。

(3) NO. 3 発電所

(3) －１　水路トンネル

水路トンネル中心線に沿つて２００ないし５００ｍの間隔で配置したコアボーリングの結果表土は概して薄く１ないし５ｍであり、地表から１０ｍ内外で新鮮な岩盤となる。しかしコアボーリングＯを除けば、他は沈泥岩が優勢な岩盤である。沈泥岩は、所々に軟質岩や風解性岩層を挟んでおり、風化に対する抵抗性も砂岩に比べて劣るので、水路トンネル径路は、施工したコアボーリングの孔底よりも深くとるよう配慮されている。

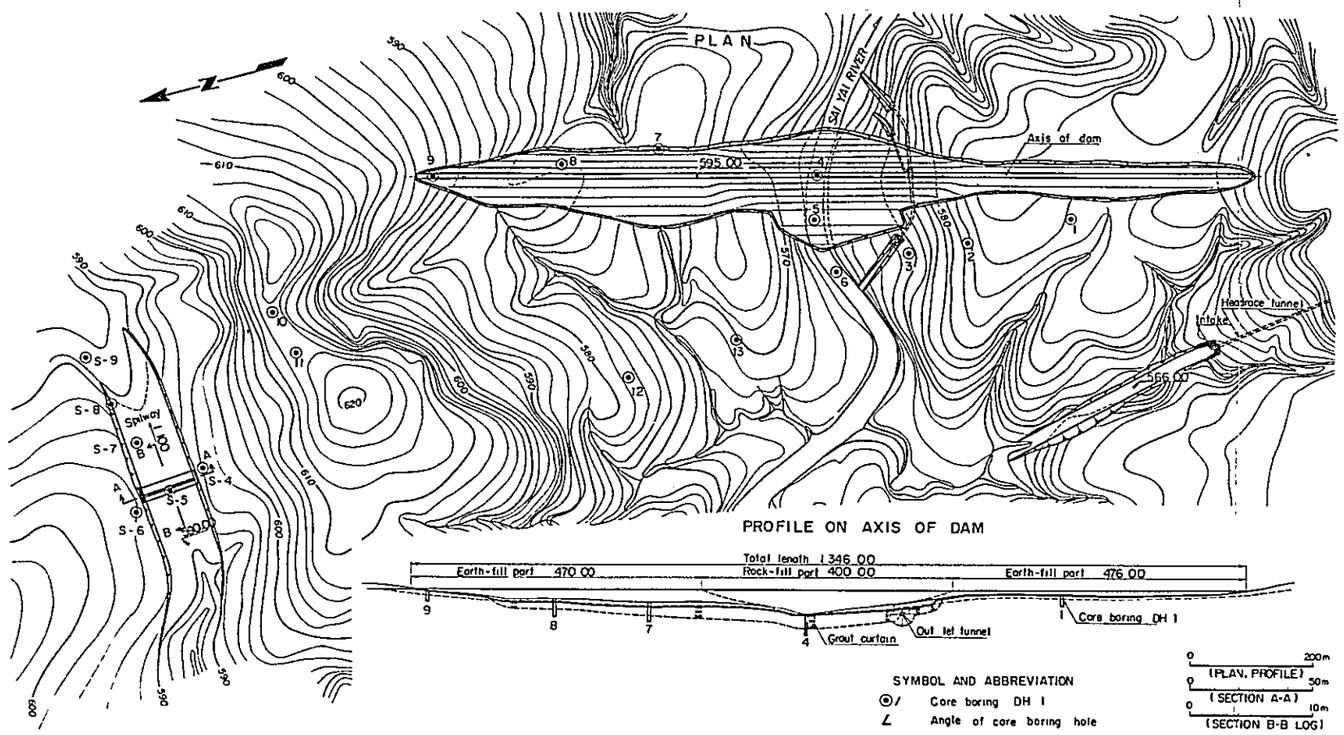
(5)－２　調圧水槽および鉄管路

鉄管路は傾斜約２０の山腹に沿つて設けられ、その長さは９００ｍである。この山腹傾面は所々に岩盤からなる高さ数ｍの急崖がある。この斜面の中腹に設けられたコアボーリングＲ（長さ１４ｍ）では、厚さ約　２.３ｍの表土の下は孔底まで風化岩盤であり、コア採取率も非常に低い。従つて、鉄管路の承支台の選定については、地形および地質を充分考慮しなくてはならない。

発電所地点は、表土は非常に薄いが、コアボーリングＴによると、崖錐堆積物が厚い。崖錐堆積物の下位の岩盤は沈泥岩であり、風化層や風解性地層をもつている。また、発電所背後の山腹を構成する岩盤も風化作用を劇しく受けているようである。従つて、発電所の設計については、基礎のみならず背後の法面の堀削やその安定について充分考慮を払わねばならない。

Table B－4

Hole name	Location	Length of hole (m)	Thickness of overfurden (m)	Division
A	Intake	20.0	6.5	
B	Headrace tunnel	40.0	7.0	
C	〃	30.55	4.73	
D	〃	30.0	6.0	NO. 2
E	〃	40.0	8.0	Power
F	Surge tank	15.21	14.37	Station
G	Penstock	11.0	5.65	
H	Power station	15.0	5.7	
J	Intake	18.66	5.42	
K1	Headrace tunnel	15.22	7.22	
K2	Surge tank	8.15	4.05	NO. 3
L	Penstock	13.0	7.0	Power
M	〃	15.35	3.85	Station
N	〃	15.2	9.13	
O	Power station	15.0	5.07	
P	NO.3 Dam	15.38	8.9	
Q	〃	15.0	3.0	Dam axis
R	〃	15.32	4.12	
Total		348.04		

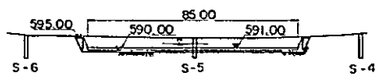


SYMBOL AND ABBREVIATION

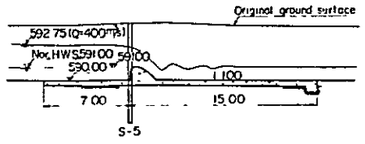
- ⊙/ Core boring DH 1
- ∠ Angle of core boring hole
- ⊥ Vertical

(PLAN, PROFILE) 0 – 200m
(SECTION A-A) 0 – 50m
(SECTION B-B LOG) 0 – 10m

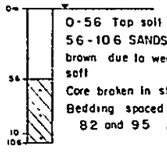
SECTION A-A



SECTION B-B

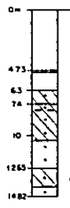


HOLE S-2 (∠=⊥)



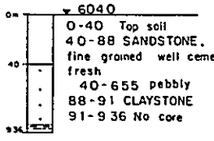
0-56 Top soil
56-106 SANDSTONE, light brown to brown due to weathering, fine grained, soft
Core broken in stiks
Bedding spaced 15 to 20cm apart
82 and 95 Joints dip 80°

HOLE S-3 (∠=⊥)



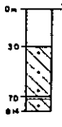
0-473 Top soil
473-49 SANDSTONE fragments, weathered
49-63 No core
63-74 SANDSTONE, reddish, weathered Bedding spaced 3 to 15cm apart
74-103 SANDSTONE, light brown due to weathering, soft
80 CLAYSTONE veneer, 10cm wide
103-1265 SANDSTONE, grey, fine grained, well cemented, fresh
Bedding spaced 5 to 20cm apart
1265-1482 SANDSTONE, Color is reddish due to weathering in upper portion and varies to grey in lower fine grained, well cemented in general
140 Joint dips 80°
142-146 No core

HOLE S-4 (∠=⊥)



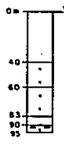
0-40 Top soil
40-88 SANDSTONE, light brown, fine grained well cemented, generally fresh
40-655 pebbly
88-91 CLAYSTONE
91-936 No core

HOLE S-5 (∠=⊥)



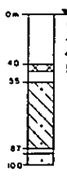
0-30 Top soil
30-814 SANDSTONE, interbedded with CLAYSTONE veneers, light brown due to weathering, well cemented
Bedding spaced 5 to 10cm apart
70-72 No core

HOLE S-6 (∠=⊥)



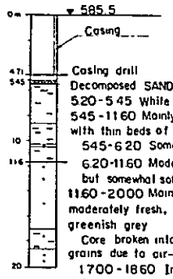
0-40 Top soil
40-90 SANDSTONE
40-60 reddish due to weathering, fine grained, soft
Core in sticks
60-75 grey, well cemented,
72-75 pebbly
75-83 interbedded thin beds of CLAYSTONE, reddish to brown due to weathering, soft
83-90 No core
90-95 purple, fine grained, well cemented, having CLAYSTONE on the top portion

HOLE S-7 (∠=⊥)



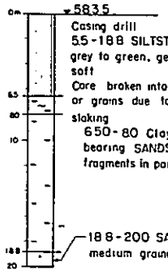
0-40 Top soil
40-45 SANDSTONE, weathered, loose
45-55 No core
55-100 SANDSTONE
55-87 reddish to light brown, weathered, intercalated clay veneer 20cm wide on the bottom
87-91 No core
91-100 SANDSTONE, light brown, fine grained, well cemented

HOLE 1 (∠=⊥)



585.5
Casing
Casing drill
Decomposed SANDSTONE,
520-545 White clay
545-1160 Mainly SILTSTONE, with thin beds of SANDSTONE
545-620 Some what clayey
620-1160 Moderately fresh but somewhat soft
1160-2000 Mainly SANDSTONE, moderately fresh, fine grained, greenish grey
Core broken into pieces or grains due to air-slaking.
1700-1860 Interbedded with few amount of chocolate colored SILTSTONE

HOLE 2 (∠=⊥)



583.5
Casing drill
55-188 SILTSTONE, grey to green, generally soft
Core broken into pieces or grains due to air slaking
650-80 Clayey bearing SANDSTONE fragments in part
188-200 SANDSTONE, medium grained, fresh

FIG. B-1
NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION,
LOCATION AND LOGS OF CORE BORING
IN No.2 DAMSITE AND VICINITY (1-2)

HOLE 3

▼ 569.5

Casing

7.1-30.0 SANDSTONE.

7.1-12.25 very fine grained, somewhat unwell cemented, Stained joints are spacing, 20 to 70 cm, average 40cm

12.25 Crushed zone, 5 cm thick, horizontal

12.25-25.0 medium grained generally well cemented, pale grey, cooly lamina in part

21.55 dark grey SILTSTONE, 20 cm thick

21.90 SILTSTONE, clayey, friable, 40 cm thick

HOLE 4

▼ 560

Casing drill

1.55-11.80 SANDSTONE, medium grained, well cemented

1.55-1.90 Yellow, due to weathering

4.78-4.83 No core, due to closely jointed

8.36-8.69 SILTSTONE, dark grey

8.80 and 9.10 Cooly material

11.8-14.4 SILTSTONE, moderately fresh, dark grey Bedding dips at 45°

14.2-14.3 Hardly crushed, 10cm thick

11.4-30.0 SANDSTONE, medium grained, with thin beds of SILTSTONE in part, fresh

15.2-15.3 sheeted horizontal SILTSTONE, clayey

17.7 Crushed clayey band, 8cm thick

20.3 Clayey seam, 1cm thick.

20.3-23.7 Bearing SILTSTONE patches or thin beds in part

21.5-22.3 Friable

28.6-28.7 Broken core

HOLE 5

▼ 560

20-14.4 SANDSTONE, medium grained, massive, with thin beds of SILTSTONE in part

8.3-8.4 SILTSTONE, sheeted and friable, broken into horizontal

9.4-10.0 Coarse grained

14.2-14.4 SILTSTONE

14.4-19.6 SILTSTONE, moderately sound Core cut into piece to sub-sticks

19.3-19.6 Cracked with clayey materials in some

19.6-30.1 SANDSTONE, interbedded with SILTSTONE SANDSTONE, fresh and sound SILTSTONE, somewhat weathered Core cut into pieces to fragments

HOLE 6

▼ 560

Casing drill

3.0-10.4 SANDSTONE, medium grained, fresh, well cemented, compact

8.65 SHALE, 1cm thick

9.52 and 9.55 Cooly film.

10.4-20.2 SILTSTONE

10.4-17.0 Fresh and firm

12.15 Joint with clay film

12.9-14.1 Core cut in 5 to 10cm, due to jointing.

15.8 clay, 5cm thick.

17.0-20.2 Core cut in 15 to 25cm

18.05-18.15 No core

18.15, clay, 7cm thick.

20.05-20.95 No core

20.95-22.4 CLAYSTONE hardly jointed, clayey

22.4-30.0 Mainly SANDSTONE, with thin beds of SILTSTONE well cemented, compact

24.35 clay, 1.5cm thick

28.63 SILTSTONE, jointed.

HOLE 7

▼ 577.15

Casing drill

6.5-25.4 SILTSTONE, bearing fine grained SANDSTONE in some parts.

6.5-9.9 Core recovery is very poor Some SILTSTON is broken or cracked due to air-slaking

19.6 joint with clay film, dips at 60°.

19.8 Horizontal joint, with clay film

20.4 Minor fault, 2 to 3cm thick, dips at 80°.

20.9, Clay film dips at 30°.

25.1-25.4 Sleep angled gouge

24.5-27.5 SANDSTONE, fine grained, compact

27.5-30.0 Interbedded SILTSTONE with SANDSTONE, moderately fresh

HOLE 8

▼ 579.87

Casing drill

4.5-7.2 Clay with SANDSTONE fragments.

7.2-9.9 SILTSTONE, completely decomposed

8.03-8.66 No core.

9.9-25.05 SANDSTONE, moderately fresh, most of core broken in sabsticks to pieces

10.1-10.2 Hardly jointed

15.9-16.1 No core

16.5-16.6 No core

17.2-17.7 CLAYSTONE

17.8-17.9 No core

20.0-25.7 Compact

22.3 Clay, 1cm thick

25.1-27.83 Interbedded SHALE and SANDSTONE Some SHALE is sheeted

27.4 Clay 1 cm thick

27.83-30.0 Uninspected.

HOLE 9

▼ 592.62

Casing drill

7.0-12.1 Mainly SILTSTONE, developing horizontal cracks.

8.0-8.5 & 11.0-11.5 Clayey, due to decomposition

12.1-20.0 SANDSTONE, fresh, moderately sound to sound.

12.1-16.6 Mainly fine grained

16.6-17.8 Medium grained

17.8-19.0 Coarse grained.

19.0-20.0 Medium grained.

HOLE 10

▼ 615

0.54 Top soil

5.4-7.55 SCLAYSTONE, dark grey, fresh, Core in sticks

7.55-8.5 Almost no core.

8.5-10.0 SANDSTONE, light grey fine to medium grained soft, with clayey thin bed at the top Core in sticks.

10.0-10.25 No core

10.25-12.4 SANDSTONE, brown to light yellow, medium grained, soft

10.9 Joint dips 80°

12.4-12.9 Clay, 50cm thick.

12.9-24.3 CLAYSTONE, greenish to dark grey, fresh Core in sticks.

24.3-30.6 SANDSTONE, brown, fine grained, compact, interbedded with thin beds of CLAYSTONE,

24.5 Joint dips 90°

30.0 Joint dips 80°

30.6-35.0 SANDSTONE, grey, fine to medium grained, compact, interbedded with CLAYSTONE veneers 5 to 10cm apart

32.5 Crack

HOLE 11

▼ 615

0-5.15 Top soil

5.15-5.6 CLAYSTONE, pink due to weathering.

5.6-31.3 SILTSTONE, green to dark grey, fresh. Core in sticks

10.1 Joint dips 60°.

31.3-35.0 Mainly SANDSTONE, light brown, fine grained, compact, fresh, occuring SILTSTONE thin bed at the top Core in sticks.

32.0 Joint dips 45°

33.0 Joint dips 60°

33.8-34.2 No core

HOLE 12

▼ 576.62

Casing drill.

7.85-17.36 SILTSTONE, generally fresh, compact.

15.1-17.36 Somewhat clayey Core is broken with light blow of hammer

17.25-17.36 weathered, jointed, soft

17.36-20.0 SANDSTONE, medium grained, sound

18.55-19.0 Coarse grained

19.0-19.2 SILTSTONE, weathered

19.2 Clayey and jointed in steep angle, 5cm thick

HOLE 13

▼ 569.71

Casing drill.

9.31-30.0, SANDSTONE with thin lamina of SILTSTONE.

9.3-9.7 Weathered

10.1 SILTST 1cm thick

11.6-11.8 SILTST weathered

11.75 clayey, 5cm thick

13.2-14.6 SANDST medium grained, well cemented.

20.9-22.1 SANDST coarse grained, with cooly lamina spaced 15 to 20 cm

29.32, dark grey SILTST 10 cm thick.

HOLE Q-1 (∠=⊥)

▼

0-3.6 Top soil.

3.6-24.0 SANDSTONE

3.6-7.7 light brown, soft Upper and lower portions are weathered about 50cm in sphere

4.4-4.9 No core

7.7-10.4 light grey, fine grained rather soft

10.4-10.9 No core

10.9-18.0 light brown, rather soft. Core in sticks

14.6 CLAYSTONE, 70cm wide

16.7-17.1 No core

18.0-24.0 light grey, somewhat weathered, soft

18.9 Clay

18.9-20.5 No core

21.6-22.0 No core

23.0-24.0 interbedded weathered CLAYSTONE

23.5-23.6 No core

24.0-30.0 CLAYSTONE, dark grey, fresh

HOLE Q-2 (∠=⊥)

▼

0-3.5 Top soil

3.5-31.2 Mostly SANDSTONE

3.5-5.0 yellow to brown, medium grained, weathered

5.0-6.8 light grey to yellowish brown, medium grained, occuring clay on the bottom

6.8-7.2 No core

7.2-18.5 light grey, medium grained, fresh Core in sticks

18.5-19.5 SILTSTONE band

19.5-24.0 interbedded SILTSTONE thin bands, light grey, well cemented

24.0-27.0 medium grained, fresh,

27.0-31.32 light grey, weathered

SYMBOL

∠ Angle of cave boring hole

⊥ Vertical

HOLE Q-1 and Q-2 are boring in quarry site

FIG. B-2

NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION, LOCATION AND LOGS OF CORE BORING IN No 2 DAMSITE AND VICINITY (2-2)

HOLE A

0-65 Top soil
65-76 SANDSTONE fragment.
76-175 SILTSTONE; gray, massive, developed fine cracks and broken in pieces in some parts
10.1 Crushed clay seam 0.2 cm wide, dip 30°
10.9 Joints with slickenside dip 30°-35°
13.1 Zone of closed joints 3.5cm wide, joint space 2-4 cm, dip 45°-80°, irregular with some calcite coating.
14.1 Joints with slickenside dip 30°-35°
14.8 " " " 35°
15.3 " " " 35°
14.7 Many small fragments of carbonaceous matter 1.0cm wide
175-185 SILTSTONE developed fine cracks and broken in pieces of 0.5-1 cm in size
18.1 Joint with slickenside dip 20°-35°
19.9 " " " 30°-35°
76-200 Core in pieces of 10-20 cm long

HOLE B

0-7.0 Top soil.
7.0-9.4 SILTSTONE, reddish brown, fine grained, massive
Broken in pieces when dry.
Grading to SANDSTONE
9.4-17.0 SILTSTONE interbeded with SANDSTONE
SILTSTONE, grading to very fine SANDSTONE
Broken in pieces when dry
17.0-40.0 SILTSTONE interbeded with very fine grained SANDSTONE
17.0-19.0 Reddish brown, fine grained, massive
18.4-19.0 Core broken in pieces
19.0-24.7 Greyish, fine-grained, massive
Core broken in pieces 1-5cm
24.7-27.0 Grey, some micaceous
26.6-27.0 Broken in small pieces
27.0-40.0 Greyish, fine-grained, massive
34.0 Broken in small pieces.
38.0-38.3 Broken in small pieces

HOLE D

0-6.0 Top soil
6.0-7.8 SANDSTONE, yellowish brown, fine-grained, strongly weathered to sandy clay
Core of 1.0 to 2.5cm long
7.8-13.0 SANDSTONE, grey, massive, hard, interbeded with silty clay and SILTSTONE
8.2 Partly shear-crushed zone 1.0 cm
13.0-14.0 Core of 1.0 to 1.5cm long
No joint
14.0-16.2 Core of 6.0 to 7.0cm long
16.2-21.0 SANDSTONE; reddish brown, massive, developed numerous fine cracks
Core of 5 to 15cm long
17.0 Crushed clay seam, 0.2cm associated with zone of close spaced joint 2.0cm wide
21.0-30.0 SANDSTONE, grey, fine-grained massive, hard
Core of 3.0 to 5.0 cm long
27.3 Joints dip 80°-85°, irregular

HOLE C

0-4.73 Top soil
4.73-7.4 SANDSTONE; reddish brown, massive.
6.6 Joints dip 75°-80°, irregular, close
7.4-12.0 SANDSTONE; grey, fine grained, micaceous, massive, very hard, some parts show slip cleavage of silty layers
7.8 Joints dip 85°-90°, irregular, rough surface, no coating
12.0-28.0 SANDSTONE interbedded with SILTSTONE beds
SILTSTONE; reddish brown with greyish green in some parts, massive.
13.2 Joints with slickenside dip 40°-50°
12.0-15.4 Core of 1.5 to 2.5cm long
16.6-19.9 Core of 4 to 9 cm long
19.9-23.0 Core of 6 to 2.0 cm long
23.0-28.0 Core of 2.0 to 3.0 cm long
SANDSTONE, grey, massive, very hard
26.3 Joints dip 70°, rough surface, close
28.0-30.55 SILTSTONE; reddish brown and grey, massive, hard
Core mostly in 2.0cm long
28.0 Joints dip 40°-75°, smooth close

HOLE E

0-8.0 Top soil
8.0-10.2 SANDSTONE interbeded with SILTSTONE
Light grey, medium grained, massive
10.2-11.0 SILTSTONE, light grey or reddish brown, fine grained, very soft
11.0-28.6 SILTSTONE interbeded with SANDSTONE
11.0-13.2 Reddish brown, fine-grained, very soft, grading to grey SANDSTONE
13.2-18.0 Reddish brown, fine-grained, massive, broken in pieces when dry
18.0-20.0 Mostly grey, some reddish brown, fine-grained, massive. Horizontal broken in pieces when dry
20.0-29.0 Grey or light green, fine-grained, massive
28.6-30.7 Light grey SANDSTONE, fine-grained, massive
30.7-40.0 SILTSTONE interbeded with SANDSTONE
Grey, fine-grained, massive

HOLE F

0-14.37 Top soil
14.37-15.21 SANDSTONE; grey, medium grained, massive

HOLE G

0-5.65 Top soil
5.65-11.0 SILTSTONE interbeded with SANDSTONE
Grey, medium to fine-grained, massive.
7.16-7.6 Core loss
9.0 Core broken

HOLE H

0-1.82 Top soil
1.82-5.7 SANDSTONE boulder.
2.55-2.98 Core loss
3.68-5.70 Core loss
5.7-15.0 SILTSTONE.
5.7-7.0 Decomposed
7.0-8.0 Core loss
8.0-9.68 Grey, fine-grained, massive, some micaceous
9.68-11.49 Core loss
11.49-15.0 Grey, fine-grained, massive

HOLE J

0-5.42 Top soil
5.42-6.75 SILTSTONE, reddish brown, LIMONITE stained at all cracks
6.75-7.08 Core loss
7.08-13.0 SILTSTONE, grey, massive, partly developed fine cracks and broken in pieces
7.3 Crushed zone 5cm wide, contained clay and crushed rock pieces.
8.0-8.6 Joints dip 65-70°. Spacing, 1.0-1.2cm
11.4 Crushed seam 0.5cm
13.0-18.66 SILTSTONE
Core of 1.5 to 3.0cm long
15.7 Joints dip 60-65° irregular, close, clean

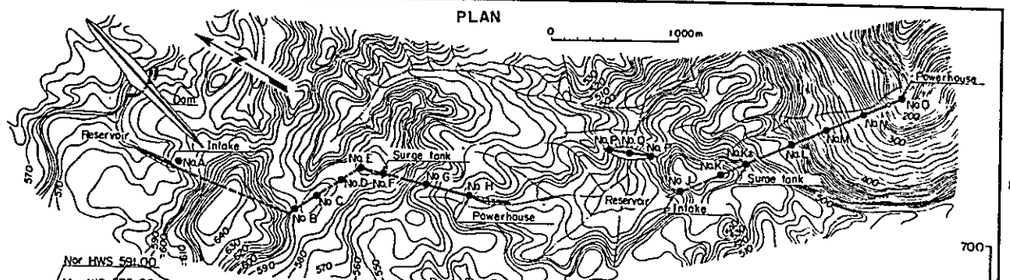
HOLE K1

0-7.22 Top soil
7.22-8.0 SILTSTONE, reddish brown
8.0-8.7 Core loss
8.7-11.5 SILTSTONE developed fine cracks, grey, massive
Core of 5 to 15 cm long
11.5-12.1 Core loss.
12.1-15.22 SILTSTONE; hard
12.5 Joint dip 50°, smooth, close, clean

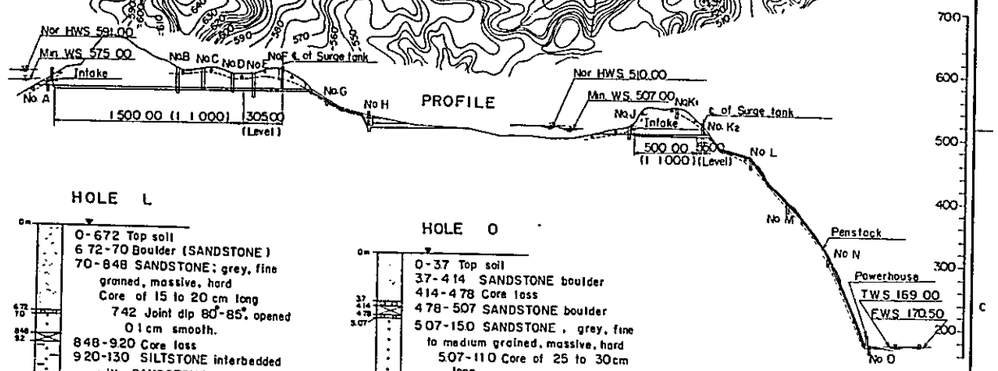
HOLE K2

0-4.05 Top soil
4.05-4.7 SANDSTONE, yellowish brown, fine grained, massive
4.7-4.85 Core loss
4.85-6.0 Core mostly in 2.0cm long
6.0-6.55 Core loss
6.55-6.89 SANDSTONE, fine grained, grey
6.7 Slickenside dip 30°
6.89-7.25 Core loss
7.25-8.15 SANDSTONE interbeded with medium grained SANDSTONE, porous

PLAN



PROFILE



HOLE L

0-6.72 Top soil
6.72-7.0 Boulder (SANDSTONE)
7.0-8.48 SANDSTONE; grey, fine grained, massive, hard
Core of 1.5 to 2.0 cm long
7.42 Joint dip 80°-85°, opened 0.1cm smooth.
8.48-9.20 Core loss
9.20-13.0 SILTSTONE interbedded with SANDSTONE
SILTSTONE, dark grey massive, developed fine cracks
10.1 Joint dip 75°, smooth surface, close, clean
12.0 Crushed clay seam 0.1cm
Core of 1.0 to 2.0cm long

HOLE M

0-3.85 Top soil
3.85-8.20 Mostly SANDSTONE
SANDSTONE, reddish brown, fine to medium grained
SILTSTONE, greyish green, massive, clayey rich in parts
Core of 8 to 2.0 cm long
8.2-9.66 Core loss
9.66-9.86 SILTSTONE; reddish brown
9.86-10.75 Core loss
10.75-13.0 SILTSTONE, reddish brown massive, developed numerous fine cracks
13.0-15.35 SILTSTONE; yellowish brown, very fine grained, massive, hard
Core of 1.2 to 1.8 cm long

HOLE N

0-7.8 Top soil
7.8-9.13 Core loss
9.13-15.2 SANDSTONE interbedded with SILTSTONE
SILTSTONE, grey, massive
10.5-10.9 strongly weathered SILTSTONE
SANDSTONE, reddish brown, fine to medium grained, massive, hard.
9.13-10.9 Core mostly in 1.5cm long
10.9-13.6 Core mostly more than 5.0 cm long
13.6-15.2 Core of 1.0 to 2.0cm long

HOLE O

0-3.7 Top soil
3.7-4.14 SANDSTONE boulder
4.14-4.78 Core loss
4.78-5.07 SANDSTONE boulder
5.07-15.0 SANDSTONE, grey, fine to medium grained, massive, hard
5.07-11.0 Core of 2.5 to 3.0cm long
8.05 Joint dip 70° opened 0.1cm rough surface
11.0-15.0 Core mostly more than 5.0cm long.

HOLE P

0-6.22 Top soil
6.22-6.9 Core loss
6.9-10.1 SILTSTONE, reddish brown or grey, massive, broken partly in pieces
Core broken in small fragments, averages 1 or 2cm
10.1-15.38 SILTSTONE, greyish green, massive, hard
Core mostly in 3.0cm long
11.9 Joints dip 80°-85°, irregular, open 0.1cm
15.3 Joint dip 85°, smooth, clay veneer

HOLE Q

0-3.0 Top soil
3.0-15.0 SANDSTONE, light grey, fine-grained, with clear quartz grains, massive, very hard
Core mainly more than 5.0cm long
3.6 Joints dip 40°, opened 0.1cm, clayey
5.47 Joint dip 40°, close, clean
8.1 Crushed clay seam 0.2 cm
9.0 Joint dip 40°, smooth, clean
11.0 Clay seam 0.1cm
12.0 Joint dip 40°, smooth, clean

HOLE R

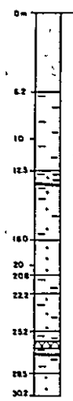
0-4.12 Top soil
4.12-6.8 SANDSTONE, reddish brown to yellowish brown, with clear quartz grain, massive
Core mostly in 4.0cm long
6.8-7.22 SANDSTONE strongly weathered to soft clay
7.22-7.99 Core loss
7.99-15.32 SANDSTONE, light grey, with irregular lamina of SILTSTONE
8.4 Joint dip 55°, rough surface
8.9 Joint dip 30°, rough surface
12.5 Joint dip 80°-85°, irregular opened 0.2cm

LEGEND

- Top soil (Section) (Boring) logs
- SILTSTONE
- Boulder or gravel
- SANDSTONE interbeded with SILTSTONE
- Core loss
- Fractured part
- SANDSTONE
- Boring (plan)

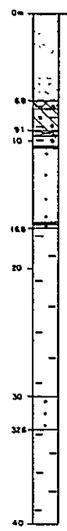
FIG. B-3
NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION,
LOCATION AND LOGS OF CORE BORING
ON WATERWAY

HOLE AA (∠=⊥)

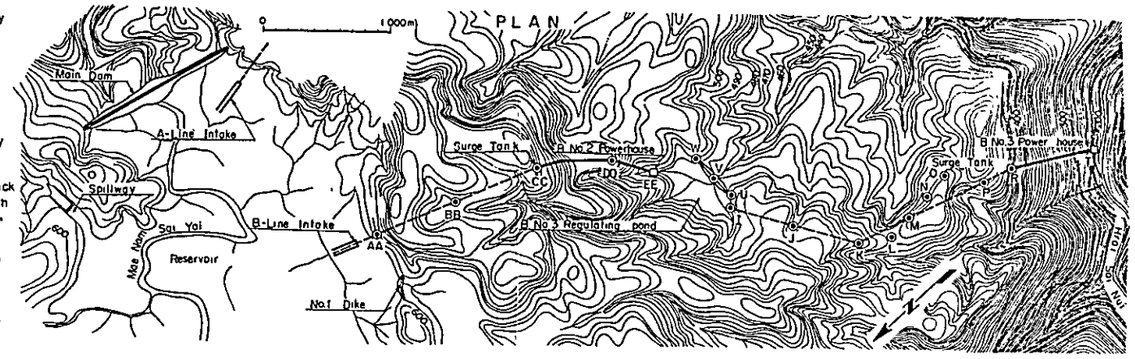


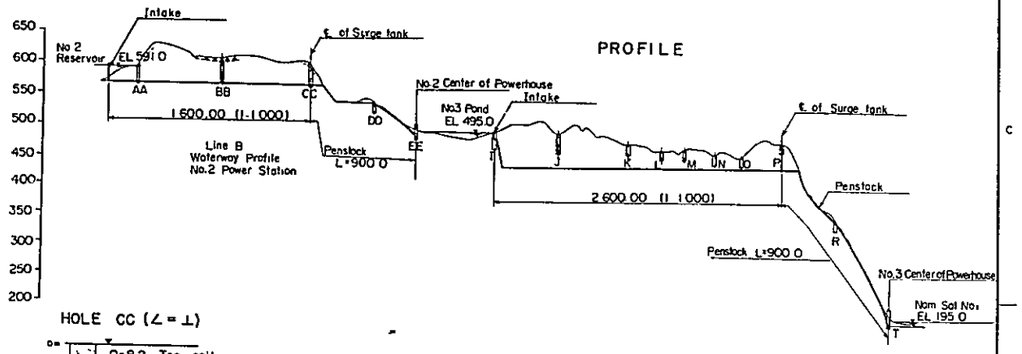
0-6.2 Top soil
6.2-10.0 SILTSTONE, reddish brown, fresh, massive
Developing hair cracks due to dry (air-slaking)
Core is horizontally parted along lamina in pieces 5 to 10cm long
9.0 Joint dips 85° to 90°, close, clean
10.0-12.5 SILTSTONE, grey, less calcareous
10.2 Joint dips 70° to 80°, close, smooth, clean
11.1 Joint dips 70°, close, clean.
12.5-18.0 SANDSTONE, with SILTSTONE thin layers, fresh to somewhat weathered massive to poorly bedded
Core cut in 5 to 15cm long
Joints spaced 1 to 1.6 m apart and dip 80° to 90° Some joints have CALCITE, LIMONITE or MANGANESE veneer up to 0.2cm wide
13.7 Crushed clay veneer 0.2cm thick, parallel to bedding
18.0-20.8 SANDSTONE, grey, fng., fresh to somewhat weathered massive
Core cut in pieces 5 to 10cm long
20.8-22.2 SILTSTONE, reddish brown, developing numerous hair cracks
Core broken in small fragments, averages 1cm
21.2 Slickenside
22.2-25.2 SANDSTONE interbedded with SILTSTONE beds, fresh to somewhat weathered Core cut in pieces 3 to 10cm long
25.2-28.5 SILTSTONE, decreasing strength by dry
Core broken in to small pieces 3 to 10cm long, due to cracking
26.0-26.5 Core broken in chips 0.5 to 1cm
27.0 Crushed clay, 0.2cm wide
27.4 Slickenside dips 45°
28.5-30.2 SANDSTONE grey, fng., massive to poorly bedded, very sound core is broken along thin silty and carbonitized layers

HOLE BB (∠=⊥)

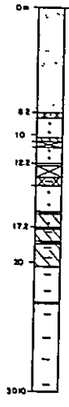


0-6.8 Top soil
6.8-9.1 SILTSTONE, reddish brown, pebbly
Pebbles are QUARTZ, cemented with clayey silt and calcareous materials
core in pieces 3 to 6cm long
6.8-7.5 highly wth
7.5-9.1 moderately weathered
9.1-9.6 No core.
9.6-10.3 SILTSTONE, pebbly, grading into very fng SANDSTONE, sound, generally fresh Core averages 25cm long
10.3 Crushed seam is consisted of clayey silt 1cm and clay 0.1cm thick
10.3-16.8 SANDSTONE, grey, very fng., with thin reddish brown silty layers, fresh, massive, sound.
core cut in 10 to 25cm long
11.8 Irregular crack dips 85° to 90°
14.4 Slickenside dips 25°
16.5 Joint dips 85°, is opened up to 0.2cm wide, coated with clay
16.8-30.0 SILTSTONE, reddish brown but partly varied into grey, massive. Core broken into small pieces or grains, less than 1cm in size, due to air-slaking
30.0-32.6 SANDSTONE, grey, fng., massive to poorly bedded, fresh, sound
31.6 with small PYRITE spots
Core cut in 10 to 20 cm long
32.6-40.0 SILTSTONE, fresh to somewhat wth Core broken in pieces and grains, up to 1cm in size
31.1 Joint dips 85° to 90°, irregular
34.0 Slickenside dips 40° to 45°
35.0 Sheared band dips 30°, 8cm wide, joints spaced 1 to 2cm apart, with clayey crushed rocks.
34.0-38.8 Slickensides occur in 5 to 20 cm apart



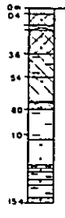


HOLE CC (∠=⊥)



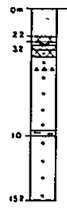
0-8.2 Top soil
8.2-10.5 SANDSTONE, weathered
8.2-8.6 Decomposed, clayey
9.55-10.2 Core in substick to pieces, 30 to 7cm long
10.5-11.0 No core
11.0-12.2 SANDSTONE, core in pieces, 5 to 15cm long. Joints are stained
12.2-14.0 SILTSTONE
12.2-14.0 Sheared and weathered Core in fragments to chips.
12.45-13.35 No core.
14.0-17.2 SANDSTONE, fine grained moderately weathered
14.0-16.0 Core in pieces 5 to 20cm long, averages 10cm.
16.0-16.2 No core.
16.2-17.2 Core in pieces to chips.
17.2-17.4 No core
17.4-30.1 SILTSTONE
17.4-20.4 weathered Core in pieces to fragments
18.35-18.65 No core
20.4-30.1 Fresh Core parts in sticks to pieces along lamination, 5 to 50cm long, averages 20cm.
23.05, Air-slaking band, 15cm wide
23.25 Sheared zone, 2cm wide

HOLE DD (∠=⊥)



0-0.4 Top soil
0.4-1.3 SANDSTONE, boulder
1.3-1.7 Core loss
1.7-4.4 Fragments of SANDSTONE and SILTSTONE in silty clay, with plant roots.
4.4-5.4 SILTSTONE, reddish brown, somewhat weathered
4.4-5.4 Joint dip 80° to 90°, opened up to 0.5cm wide, filled with silty clay and roots
5.4-8.0 SANDSTONE, light yellow to brown, somewhat weathered, poorly bedded
6.6-7.1 Joint dips 80°, opened to 0.1cm wide, filled with clay and LIMONITE coating
7.5 silty clay, 5cm thick
8.0-10.4 SILTSTONE, greenish grey, fresh, massive
10.4-15.4 mainly SANDSTONE with SILTSTONE layers
SANDSTONE, grey, massive sound core in 10 to 30cm long
11.0-11.5, 12.0-12.4, 13.2-13.6
13.9-14.3 and 12.9-13.5
Joints dip 80° to 90°, smooth or irregular, opened up to 0.2cm, LIMONITE coarting or stained
12.4-12.6, 13.0-13.6 and 14.0-15.0
SILTSTONE layer

HOLE EE (∠=⊥)



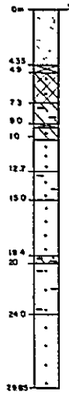
0-2.2 Top soil
2.2-3.2 SANDSTONE, boulder and clay
2.6-2.9 No core
3.2-15.2 SANDSTONE, fine to very fine grained, grey to dark grey, massive, interbedded with dark grey SILTSTONE bands and brecciated SANDSTONE.
3.2-3.7 highly to moderately weathered
3.7-15.2 Fresh Core in sticks 20 to 50cm long
3.4-3.6 Joints dip 85°, coated with LIMONITE
4.8 Sheared zone, 10cm wide, sheeting spaced 1 to 2cm apart
6.0-7.2 Joint dips 85° to 90°, opened to 0.1cm wide, irregular plane with LIMONITE veneer
9.6-10.0 SILTSTONE band
9.6 Joint dips 45° to 50°, close and clean
10.0-10.2 Core broken into grain 0.5 to 1cm.
10.0 Joint dips 70°, clean
10.8 Joint dips 65°, clean, with crushed seam 0.2cm wide
11.8 Joint dips 80°, close, clean.
12.5 Joint dips 85°, opened to 0.1cm, coated with clay, many slickenside
13.6-14.2 coarse grained.
14.3 Joint dips 45°, fresh

SYMBOL AND ABBREVIATION

AA ⊙ Core boring and its name
∠ Angle of core boring hole
⊥ Vertical

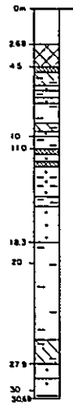
FIG. B-4
NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION, LOCATION AND LOGS OF CORE BORING ON ALTERNATIVE WATERWAY (1-3)

HOLE I (∠ = ⊥)



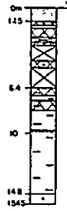
0 - 4.35 Top soil
4.35 - 4.9 Almost no core
4.9 - 7.3 SILTSTONE, yellow to brown, soft due to highly to completely weathering, very weak in dry strength
6.67-9.0 SILTSTONE, grey, finely cracked after dry, somewhat to moderately weathered Core broken in 1 to 3cm chips
9.0-9.3 No core
9.3-12.7 SANDSTONE, light grey, fine grained with some small patches of SILTSTONE, massive, fresh, sound.
9.3 Joint dips 85° to 90°, with clayey veneer 0.1 to 0.5 cm thick
10.0 Crushed seam, 5cm wide, parallel to bedding, dips 0-10°
9.3-10.15 Core broken in pieces up to 5cm long
10.15-12.7 Core broken in sticks to substicks to 60cm long
12.7-15.0 Mainly SANDSTONE interbeded with thin beds of SILTSTONE, fresh SANDSTONE, grey very fine grained SILTSTONE, grey.
Core parts along silty beds in 20 to 30cm long.
13.5 Joint dips 85° closed, with no coating
14.0 Fracture dips 85° to 90°, with no coating
15.0-19.4 SANDSTONE fresh
Core broken in substicks 10 to 50cm, averages 25cm long
15.1 Joint dips 85° to 90°, with no coating
16.6 Fracture dips 85°, with no coating
17.9 Slickenside dips 30°, with clay veneer.
19.4-20.0 SILTSTONE, grey, air slacked
20.0-24.0 Mainly SANDSTONE, interbedded with SILTSTONE, fresh
Core broken in sticks 10 to 30cm long, except 21.0 to 21.2 in chips and slices
20.1 Joint dips 45° to 50°, with clay veneer
21.15 Slickenside
21.2 and 21.6 Joint dips 80° to 90° LIMONITE stained
23.6 Joint dips 85° to 90°, LIMONITE and clay veneer coated
24.0-29.35 SANDSTONE, light grey, fine grained, massive, fresh, sound, with limy seams in parts
Core broken in 10 to 100cm, averages 50cm long

HOLE J (∠ = ⊥)



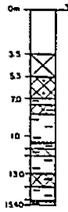
0-2.68 Top soil
2.68-4.5 Boulders and fragments in silty clay with roots
4.5-5.0 No core
5.0-11.0 Mainly SILTSTONE interbedded with SANDSTONE
SILTSTONE is grey to greyish green, containing carbonaceous spots, massive, and fresh
5.0-6.0 Core is broken in pieces along bedding which dips 0° to 10°
7.0 Crack dips 85° to 90°, irregular, close, clean.
9.0-9.6 Core broken in pieces
9.8 Crack dips 85° to 90°, irregular, close
10.6 Slickenside dips 30°
11.0-11.4 and 12.0-12.4 No cone
11.4-12.0 SANDSTONE
11.5 Joint dips 80° to 85° opened to 0.1cm, smooth, filled with clay
12.4-18.3 Mainly SANDSTONE interbedded with SILTSTONE
SANDSTONE is grey, fine grained, massive to poorly bedded with carbonaceous matter layers, fresh and sound
12.4-15.6 Core in pieces 2 to 10cm long.
15.6-18.3 Core in sticks 25 to 60cm long
14.5 Joints dip 40° and 45° in erossing, irregular, close, clean
18.3-27.9 SILTSTONE
18.3-26.0 Core is broken in pieces 5 to 20cm long along lamina dipped 0 to 10°
20.0 Irregular and closed crack dips 50° to 55°
25.0 Slickenside dips 40° to 45°
25.3 Clay veneer
25.6 Joint dips 40° to 45°, closed and clean
26.0-27.9 Core is broken in pieces 1 to 10cm long
26.1 Slickenside dip 45° to 50°.
27.9-30.68 SANDSTONE, light grey fine grained with layers of SILTSTONE and carbonaceous matter in part, fresh, very sound Core is broken in sticks 25 to 40cm long
29.0 Carbonaceous matter 0.2cm thick.
29.7 Joint dips 85°, opened 0.1cm no coating
30.3 Carbonaceous matter 1cm thick
30.5 Carbonaceous matter 0.1cm thick

HOLE K (∠ = ⊥)



0-1.15 Top soil.
1.15-6.4 SANDSTONE, highly weathered, Clayey in part, almost no core.
6.4-14.8 SILTSTONE, brown to grey, massive
6.4-7.0 Weathered Core broken in pieces 2 to 10cm long.
7.0-8.4 Generally fresh Core broken in peaces 10 to 20cm, long.
8.4-9.3 Core broken into grains due to air slacking
9.3-14.8 Core broken in peaces 4 to 10cm long
9.8 Crushed zone, 10cm thick, with fragments and silty clay
13.0 Joint dips 85°, closed, clean
14.8-15.45 SANDSTONE, light grey, fine grained, massive to poorly laminated Core broken in 15 to 25cm long

HOLE L (∠ = ⊥)

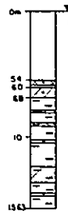


0-3.5 Top soil
3.5-4.2 SANDSTONE, highly weathered
4.2-5.35 No core
5.35-7.0 SANDSTONE, fine to medium grained, weathered, decomposed in part Core broken up to 10 cm long
7.0-7.4 SANDSTONE, weathered Core broken in pieces 4 to 15 cm long
7.4 Joint dips 80° to 85°, LIMONITE stained
7.4-15.4 SILTSTONE, generally fresh
7.4-8.2 Core broken in fragments to grains due to air-slaking
8.2-11.0 Massive, Core broken in substick to pieces, 10 to 40cm long
9.2 Two joint dip 70°, smooth, clean
10.0 Crushed zone with clay and breccia, 10cm wide.
11.0-11.5 Jointed. Core broken in fragments
11.5-12.8 Somewhat jointed Core broken in substick to pieces, 40 to 10cm long
12.8-15.4 Jointed in most part Core broken in peces to fragments, up to 10cm long
13.0-14.0 Sheared zone, 100cm wide Joints spaced 0.5 to 1cm apart, dipped 80°, smooth and clean
14.85-15.3 Core broken in pieces 10 to 15cm long
15.2 Sheard zone, 16cm wide

HOLE M (∠ = ⊥)

0-3.27 Top soil
3.27-3.75 SANDSTONE, highly weathered, rock fragments in clay
3.75-4.65 no core
4.6-6.75 SILTSTONE, yellow to brown
4.6-5.15 Jointed Core broken in fragments and pieces
5.15-6.45 Core broken in pieces 10 to 20cm long, except 6.0-6.15 in fragments and 6.45-6.75 in chips
5.2 Joint dips 50°, with LIMONITE veneer 0.1cm wide
6.0 Joint dip 65°, with LIMONITE veneer 0.1cm wide
6.75-8.0 No core
8.0-16.0 SILTSTONE, light grey, massive to poorly bedded, fresh, sound
8.0-8.4 Jointed. Core broken in chips to fragments.
8.2-10.5 Joints spaced 80cm apart, with LIMONITE veneer or coating
8.4-16.0 Core broken in substicks to pieces, 40cm to 5cm, averages 20cm long
9.2-9.45 hardly jointed Core in chips
11.5-11.25 hardly jointed
15.4 Sheared zone, 5cm wide

HOLE N (∠ = ⊥)



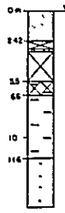
0-5.4 Top soil
5.4-6.0 SANDSTONE, boulder in silty clay due to complete weathering, with roots
5.8-6.0 No core
6.0-6.8 SANDSTONE, grey, fine grained Core broken in peces to fragments up to 10cm long
6.8-15.63 SILTSTONE, grey to green, massive fresh Core broken in pieces 10 to 15cm long in most part
7.8-8.0 Core in chips due to jointing
8.3 Hardly jointed zone, 5cm wide
8.7-9.4 Hardly jointed Core in chips
9.65 Joint dips 45°, close, no coating
10.6 Joint dips 80° close, no coating
11.4 Joint dips 80°, with clay veneer 0.1cm wide
12.2 Joint dips 80°, close no coating
12.3-13.6 Jointed, Core in pieces to 5cm long
15.0 Joint dips 45° to 50°, close

SYMBOL

∠ Angle of core boring hole
⊥ Vertical

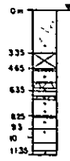
FIG. B-5
NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION,
LOCATION AND LOGS OF CORE BORING
ON ALTERNATIVE WATERWAY (2-3)

HOLE O (∠=⊥)



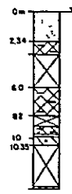
0-2.42 Top soil
2.42-5.5 Almost no core
30-32 Rock chips
5.5-6.6 SILTSTONE, fragments in silty clay, completely weathered
6.6-11.6 SILTSTONE, brownish grey, massive, generally fresh.
Core broken in pieces 5 to 20 cm long
8.6 Joint dips 65°, close no coating
9.8 Joint dips 80° to 85°, LIMONITE coated in part
10.4 Joint dips 80°, LIMONITE stained
11.4 Joints dip 80° on 85° spacing 10 to 30 cm apart, with clayey LIMONITE veneer 0.1 cm wide.
11.6-15.4 SANDSTONE, light grey, very fine grained, massive to poorly bedded, sound
Core broken in substick to pieces 40 to 15 cm long, but parted in slices in some part
12.0-12.2 Pebbly, calcareous, with thin carbon lamina.

HOLE P (∠=⊥)



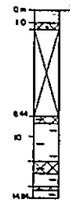
0-3.35 Top soil
3.35-4.65 No core
4.65-6.35 SANDSTONE, yellow to brown, fine grained, massive, with silty clayey beds, weathered.
Core broken in pieces 10 to 20 cm interbeded with silty clayey beds.
4.65 Rock fragments in silty clay, 15 cm thick
5.7-6.1 Rock fragments and pieces in silty clay.
6.35-6.65 No core
6.65-11.35 SANDSTONE, moderately weathered
6.65-7.0 Core broken in fragments due to jointing and weathering.
7.0-10.35 Core broken pieces 5 to 15 cm, averages 10 cm long.
7.8-9.4 Joints spaced 30 to 50 cm apart, with veneer of LIMONITE or clay, dipped 50° to 80°
8.25-8.35, 9.3-9.35 and 10.35-11.0 No core.
11.0-11.35 Core broken into chips and grains.

HOLE R (∠=⊥)



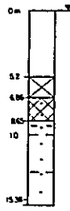
0-2.34 Top soil
2.34-3.36 SANDSTONE fragments decomposed SILTSTONE with roots, highly weathered
3.36-6.0 No core
6.0-9.6 SILTSTONE, reddish brown. Core broken in chips and grains, 0.5 to 2 cm long
7.9 Crushed seam, 10 cm wide clayey
8.2-9.0 No core
9.6-9.75 No core
9.75-14.0 SANDSTONE reddish brown, fine grained.
Core broken in pieces 5 to 10 cm long, along joints
Joint dip 70° to 65°, coated with LIMONITE.
10.55-13.8 No core.

HOLE T (∠=⊥)



0-1.0 Top soil
1.0-1.5 SANDSTONE, fine grained, yellow to brown, highly weathered
1.5-8.44 Almost no core
2.65-3.75, 4.0-4.17 and 7.0-7.17 weathered SANDSTONE boulders and silty clay
8.44-9.0 SILTSTONE, grey, massive, highly weathered
core broken into chips and grains due to wething
9.0-14.84 SILTSTONE, reddish brown with irregular shaped grey or green patches, massive
Core broken in pieces 5 to 20 cm long due to drying
12.0-13.0 and 14.0-14.3 Core broken in chips and grains due to air-slaking

HOLE U (∠=⊥)

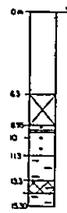


0-5.2 Top soil.
5.2-6.86 No core
6.86-15.38 mainly SANDSTONE
6.86-8.65 SANDSTONE and SILTSTONE, boulders and fragments in clayey silt matrix, highly to completely weathered
8.65-15.38 SANDSTONE, fine to very fine grained, massive to poorly bedded, intercalated thin beds of CLAYSTONE and pebbly foies in some places, fresh, sound
Core broken in substicks to pieces, 10 to 50 cm, averages 30 cm long
9.1 CLAYSTONE, 0.1 cm wide.
9.8 Coaly matter, 1.5 cm wide
12.8 CLAYSTONE, 0.1 cm wide

HOLE V (∠=⊥)

0-10.5 Top soil
10.5 SANDSTONE, yellow to brown, fine grained, moderately weathered Boulders?
Core broken in pieces 5 to 25 cm long, but 2.4-2.5 in fragments
2.0 CLAYSTONE, 5 cm wide, with SANDSTONE pebbles and coaly matters
2.3 Joint dips 80° to 85°, LIMONITE stained
2.6-14.8 Mainly SILTSTONE, grey massive, sound.
2.6-7.6 Core broken in pieces 10 to 15 cm long. Joints are spaced 20 to 60 cm apart varying 50° to 90° in dip, and some are stained by LIMONITE
7.6-8.9 SANDSTONE, light grey, fine grained, massive, containing small pieces of LIGNITE Core broken in 10 to 35 cm long.
8.9-14.8 SILTSTONE, fresh. Core broken in 10 to 60 cm long in most portion
11.9-13.1 Core in pieces to chips.
12.6 Joint dips 45°, with veneer of clay and LIMONITE, up to 0.2 cm wide
14.6 Slickenside dips 45°.

HOLE W (∠=⊥)



0-6.3 Top soil.
6.3-8.95 No core.
8.95-9.3 SANDSTONE fragments
9.3-9.45 No core
9.45-11.3 SANDSTONE, grey to yellow, medium grained, massive, fresh
Core broken in pieces to stick 10 to 70 cm long
9.5 Joint dips 85° to 90° with clayey LIMONITE coating, to 0.2 cm wide
11.3-16.3 SILTSTONE, grey, massive to faint bedding, fresh.
Core broken in pieces to slices, 2 to 20 cm long, along horizontal layering
13.3-14.3 Core broken in chips due to air-slaking

SYMBOL

∠ Angle of core boring hole
⊥ Vertical

FIG. B-6

NAM SAI YAI No.2 AND No.3 POWER STATION, LOCATION AND LOGS OF CORE BORING ON ALTERNATIVE WATERWAY (3-3)

FIG. B-7 SAI YAI NO.2 DAM SITE WATER PRESSURE TEST ON FOUNDATION

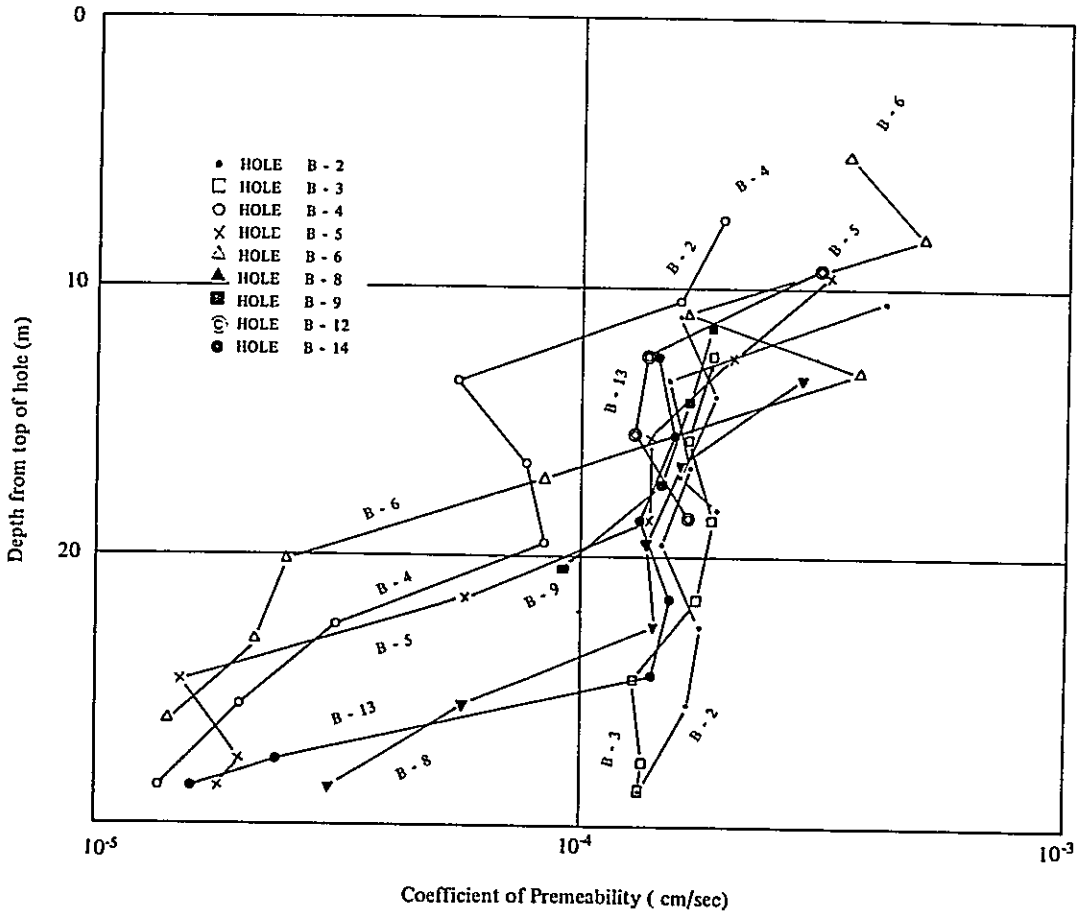


TABLE B-1 Result of core boring on main damsite

Hole name	Location	Elevation of top of hole(m)	L*1	Length of hole (m)	Thickness of overburden(m)	Remarks
1		585.5		20.00	4.71	
2	Right bank	583.5		20.00	6.50	
3				30.00	7.10	
4		560		30.00		
5	River bed	560		30.00		Dam
6		560		29.70		
7		557.15		30.00	6.50	
8		559.87	90°	30.00	4.50	
9		592.62		20.00	7.00	
10		615		35.00	5.40	
11		615		35.00	5.15	
12		576.62		20.00	7.85	
13		569.71		30.00	7.10	
	Right bank					
S-2				10.60	5.60	
S-3				14.82	4.73	Spillway
S-4		604.0		9.36	4.00	
S-5		605		8.14	3.00	
S-6		596.0		9.50	4.00	
S-7		593		10.00	4.00	
Q-1				30.00	3.60	
Q-2				31.20	3.50	Quarry

* L indicates angle of hole

TABLE B-2 Result of core boring on B line waterway

Hole name	Location	Elevation of top of hole (m)	L*1	Length of hole (m)	Thickness of overburden (m)	Remarks
AA	Headrace tunnel			30.20		
BB				40.00		No. 2 PS*2
CC	Surge tank		90°	30.10		
DD	Penstock			15.40		
EE	Power station			15.20		
E				13.90		
F	Former plan		90°	20.55		Out of
G				10.60		present
H				15.60		line
I	Intake			29.35		
J				30.68		
K				15.45		
L				15.40		
M	Headrace tunnel		90°	16.00		No. 3 PS
N				15.63		
O				15.40		
P	Surge tank			11.35		
R	Penstock			14.00		
T	Power station			14.84		
U				15.38		
V	No. 3 Pondage		90°	14.80		Dam axis
W				15.30		

* 1 L indicates angle of hole

* 2 PS indicates power station

TABLE - B - 3 TYPICAL GEOLOGIC COLUMN AT NO. 2 DAMSITE

Rock	Thickness (m)	Description
over - burden	0 - 9.1	Mainly fine grained SAND, sandy and clayey SILT, yellowish brown, sometimes with small pebbles.
SILTSTONE (I - Zone)	5.5 - 35+	With fine grained SANDSTONE lamina in some parts, light to dark grey, often shows air-slaking, easy to weather.
SANDSTONE (II - Zone)	19.5 - 23	Fine to granular SANDSTONE, compact, with patches and thin beds of SILTSTONE and coaly materials in few amount, light grey.
SILTSTONE	2.6 - 12	More sound and compact than (I-Zone), INVISIBLE phenomena of air - slaking.
Interbedded SANDSTONE with SILTSTONE (IV - Zone)	7.6+	Tightly interbedded, SANDSTONE; fine to coarse grained, sometime includes well-round small pebble, compact, light grey. SILTSTONE; moderately soft, dark green, reddish brown and chocolate.

TABLE B-4 Result of core boring on A line waterway

Hole name	Location	Length of hole (m)	Thickness of overburden(m)	Division
A	Intake	20.0	6.5	
B	Headrace tunnel	40.0	7.0	
C	"	30.55	4.73	
D	"	30.0	6.0	No.2
E	"	40.0	8.0	Power station
F	Surge tank	15.21	14.37	
G	Penstock	11.0	5.65	
H	Power station	15.0	5.7	
J	Intake	18.66	5.42	
K_1	Headrace tunnel	15.22	7.22	
K_2	Surge tank	8.15	4.05	No. 3
L	Penstock	13.0	7.0	Power station
M	"	15.35	3.85	
N	"	15.2	9.13	
O	Power station	15.0	5.07	
P	No. 3 Dam	15.38	8.9	
Q	"	15.0	3.0	Dam axis
R	"	15.32	4.12	
Total		348.04		

附　録　C

材　　料

Appendix C

材　　料

C－1　概　　要

こゝに述べる材料の対象は主として、第二ダム及び第三ダムの不透水性材料（土質しや水壁）であるが、半透水性材料（フィルター）およびロックフィル材料ならびに洪水吐、水路、発電所などの建設に必要なコンクリート骨材についても簡単にふれている。今回の材料調査は、前回の Reconaissance Study において想定した地域の踏査確認を主とし、土質材料については図 C－1 に示す A、B、C、Dの4地区に深さ約2mのタテ坑、13本を掘削し、それぞれのタテ坑から1試料づつ計13試料を採取した。

これらの13試料についての土質試験は、BangKoK の ChulalongKoK 大学に依託して実施した。さらに、これら13試料の中から代表的な7試料を選択し、電源開発株式会社の土木試験所でも若干の補足試験を行なつた。

試験結果は、TABLE.C－1およびC－2に示し、粒度分布曲線をFIG.C－2に、突固め透水係数曲線を FIG.C－3(1) ～ (13) に示す。

C－2　不透水性材料

工事計画地点とその周辺から得られる土は、主として砂岩を母岩（Mather rock）とする残留土である。今回調査して得られた土はFIG.C－2 に示す4つの型に大別される。

この中で、Type －2が、しや水壁材料として好ましい粒度分布を示し、最適含水比またはその付近の含水比で盛立てることが望ましい。 TyPe －2の土はA地区とC地区にあることが確認された。この付近は緩い起伏のある比較的平坦な地形を示しており、これらの土は深さ2mもしくはそれ以上で分布している。したがつて土の所要量は、第2ダム及び第3ダムとも、ダムを中心とする2～3Km以内で採取できるものと推定される。しかし極力ダムに近い場所で一ケ所から採取するのが望ましい。したがつて採取場の最終選定は、さらに調査を行ない、より良質の材料とその分布量を確認すると共に、設計ならびに施工管理に必要な試験を行なうことが望ましい。

C ー 3　その他材料

透水性材料は、第2ダムにおいては、ダム下流左岸、第3ダムにおいては、第3ダム近傍において採取するが、諸構造物の掘削ズリは殆んど流用して用いることが可能である。ただし、この地域一帯の砂岸は、かなり風化しており、決して良質のものとは云えず、更に調査を行つて、より良質の材料と分布量を確認すると共に、ダム設計についても更に検討の要があろう。

コンクリート骨材のうち、細骨材は Nam Sai Yai 及び Nam Sai Noi 合流点から約5Km下流で前者に合流している Huai Yang 川の推積砂を使用する。粗骨材は Kabinburi を中心とした地方に点在する砕石物より購入することになろう。

これらのコンクリート用骨材については、その品質、粒度、或いは供給可能量について更に調査する必要がある。

TABLE C-1 Summary of Compaction and Permeabiuty Test Results (1/2).

Area	Sample		Soil Classification		Water Content (%)	Specific Gravity	Atterberg's Limit			Gradation (%)		
	No.	Depth(m)	Unified	Revised PR.			LL	PL	PI	-4.8mm	-0.4mm	-0.075mm
A	1	0.5-1.5	SC(CL)	A-4(2)	10.45	2.73	26.94	19.47	7.47	72.5	69.0	45.0
	2	1.8	CL	A-4(8)	15.85	2.63	30.60	20.91	9.69	100.0	99.5	75.0
	3	0.4-1.0	CL	A-7-6(6)	11.31	2.71	42.55	26.49	16.06	76.0	53.0	51.0
	4	1.0-1.8	CL	A-7-6(13)	18.55	2.63	45.74	26.00	19.74	100.0	94.5	82.5
	7	0.4-2.0	MH	A-7-5(13)	17.05	2.77	50.78	33.19	17.59	93.0	82.5	80.0
B	11	0.4-1.7	CL	A-4(8)	18.45	2.63	29.39	20.14	9.25	100.0	99.0	92.0
	12	0.6-1.6	-	-	7.39	2.67	25.08	-	-	90.0	86.5	77.5
	13	0.5-1.9	CL	A-6(9)	17.18	2.71	35.39	22.44	13.15	99.2	87.0	81.0
C	21	0.5-1.8	-	-	11.07	2.62	-	-	Non-Plastic	90.0	90.0	53.5
	22	0.5-1.8	ML	A-7-6(6)	14.05	2.78	42.67	27.68	14.99	93.0	67.0	55.0
	23	0.4-2.0	ML	A-6(9)	13.32	2.83	39.47	26.11	13.36	98.0	81.5	72.0
D	31	0.4-1.7	CL	A-6(9)	11.11	2.72	34.21	22.07	12.14	97.5	86.0	83.6
	32	0.4-1.8	GM(ML)	A-6(4)	11.09	2.74	39.93	27.19	12.74	61.0	56.5	48.5

TABLE C-1 Summary of Compaction and Permeability Test Results (2/2)

Area	Compaction Test		Permeability Test			
	Optimum Water Content (%)	Maximum Dry Density (ton/m^3)	Optimum Water Content (%)	Coefficient of Permeability at opt. (cm/sec)	Water Content(%)	Minimum Value of Permeability Coef. (cm/sec)
A	15.10	1.778	15.10	4.5×10^{-6}	17.80	9.7×10^{-7}
	15.50	1.760	15.50	2.3×10^{-6}	17.80	1.03×10^{-6}
	17.70	1.786	17.70	1.0×10^{-7}	20.70	2.1×10^{-7}
	21.40	1.640	21.40	9.0×10^{-7}	24.20	1.5×10^{-7}
	22.70	1.680	22.70	5.5×10^{-7}	24.80	1.9×10^{-7}
B	18.20	1.673	18.20	1.1×10^{-5}	21.50	3.5×10^{-7}
	13.00	1.852	13.00	5.2×10^{-6}	14.80	1.4×10^{-6}
	20.60	1.668	20.60	1.0×10^{-6}	22.50	4.5×10^{-7}
C	13.00	1.779	13.00	1.2×10^{-4}	16.00	4.5×10^{-6}
	20.20	1.668	20.20	-	-	-
	21.60	1.650	21.60	1.1×10^{-6}	24.00	2.0×10^{-7}
D	16.80	1.770	16.80	1.0×10^{-6}	18.70	6.5×10^{-7}
	15.10	1.863	15.10	4.0×10^{-7}	16.80	1.8×10^{-7}

TABLE C-2 Summary of Particle Size Distribution Test Results

Sample No.	Sample Depth(m)	Soil Color	Soil Classification		Water Content (%)	Specific Gravity	Atterberg's Limit			Max. Grain Size (mm)	Gradation				Remarks
			Unified	Revised P.R			LL	PL	PI		-4.8mm (%)	-0.4mm (%)	-7.5 (%)	-5 (%)	
21	0.5-1.8	reddish yellow	SC-SM (LL-ML)	A-4(1)	9.1	2.670	23.8	17.2	6.6	40	77.0	76.4	41.9	13.0	Sandy Silt
12	0.6-1.6	yellowish red	CL	A-6(7)	7.3	2.716	32.0	19.6	12.4	20	75.3	70.7	63.5	17.0	Silt with Rock Fragment
11	0.4-1.7	dark brown	CL	A-7-6(14)	18.2	2.678	47.9	26.2	21.7	10	99.5	98.8	92.0	35.5	Silt
23	0.4-2.0	reddish yellow	CH	A-7-5(16)	13.9	2.813	60.1	30.4	29.7	20	87.3	70.8	65.8	33.0	Silty Clay
32	0.4-1.8	reddish brown	GC(CH)	A-2-7(3)	12.1	2.916	53.8	28.6	25.2	40	48.7	43.9	34.1	14.5	Laterite
22	0.5-1.8	reddish brown	CH	A-7-6(15)	14.5	2.876	60.0	29.9	30.1	40	73.3	61.7	57.0	27.0	Clay with Rock Fragment
7	0.4-2.0	reddish brown	CH	A-7-5(20)	18.0	-	75.3	34.6	40.7	20	85.2	75.6	72.8	33.5	

FIG. C-1 SOIL MATERIALS EXCAVATED AREA

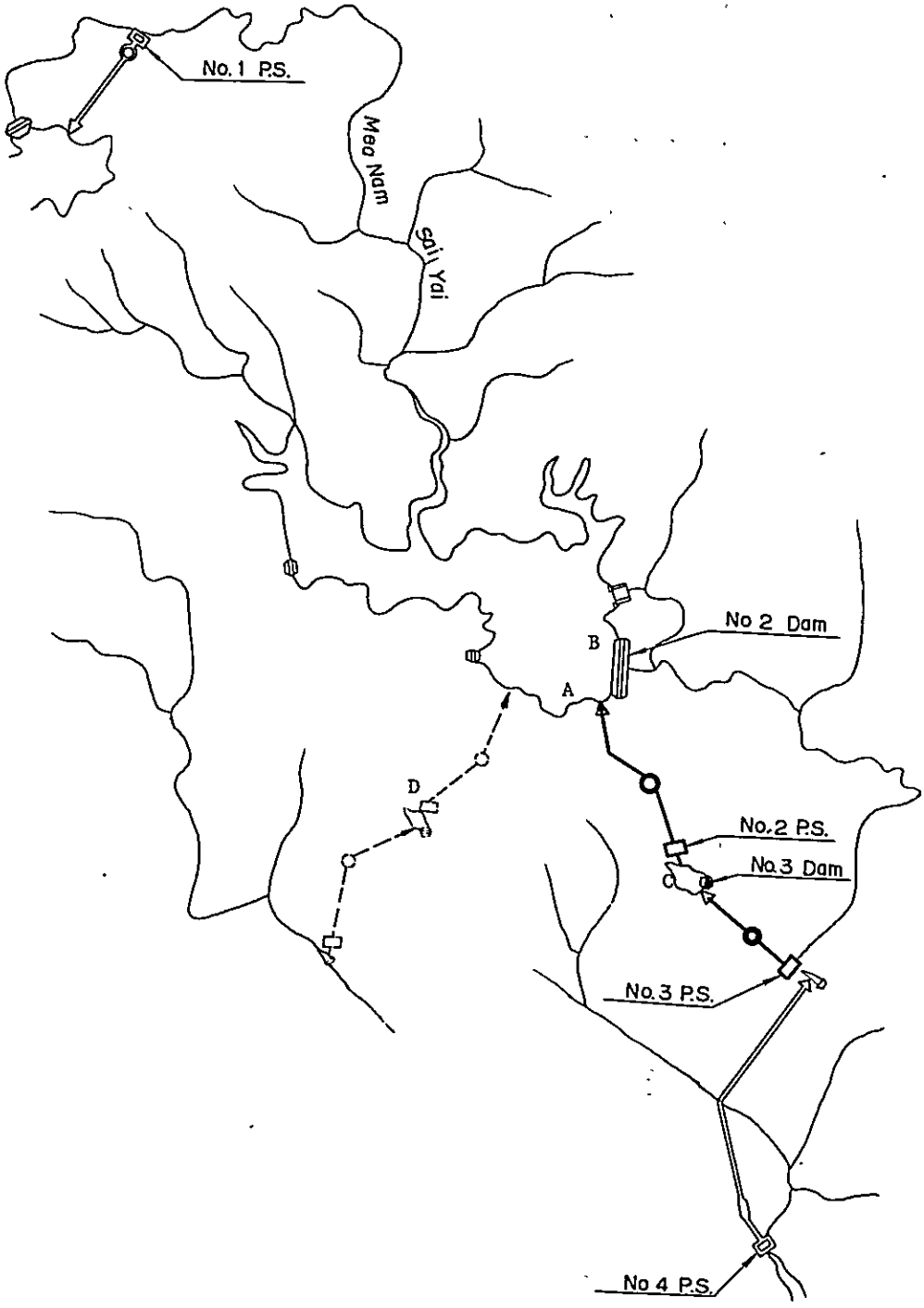
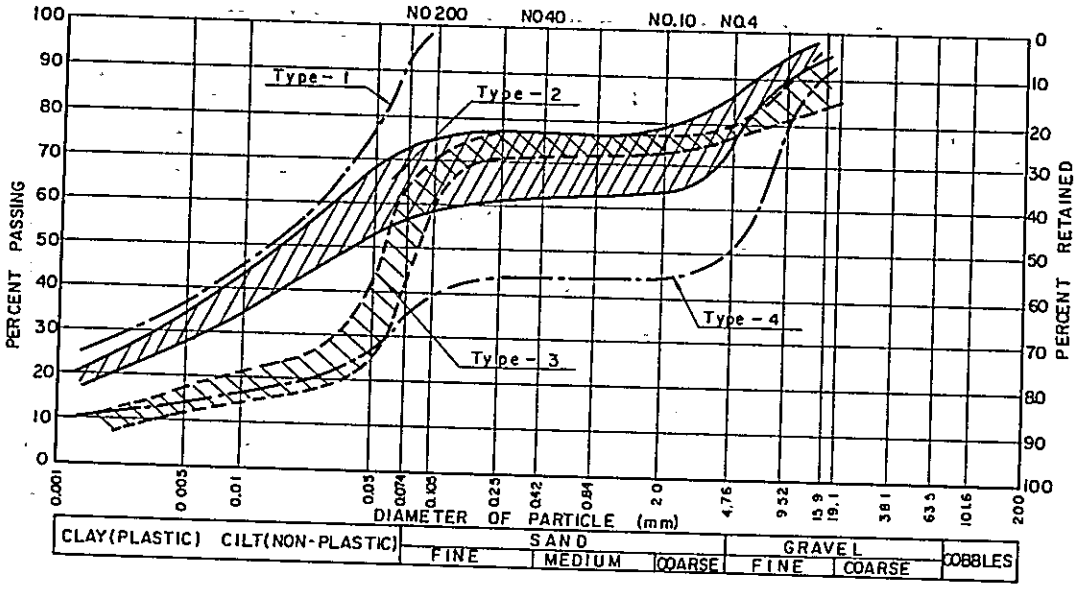


FIG. C-2 PARTICLE SIZE DISTRIBUTION CURVES



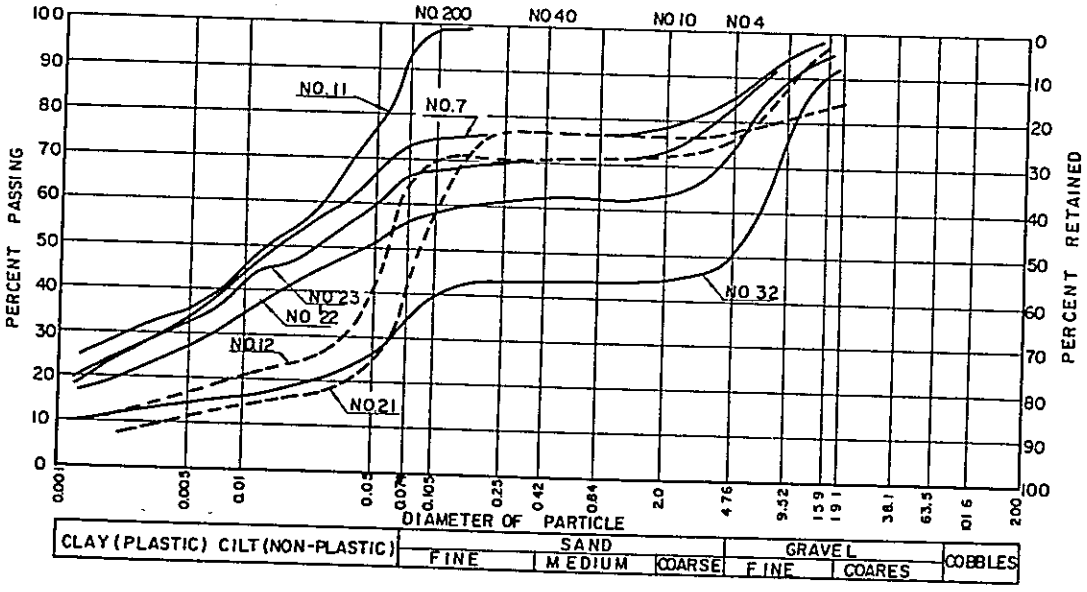
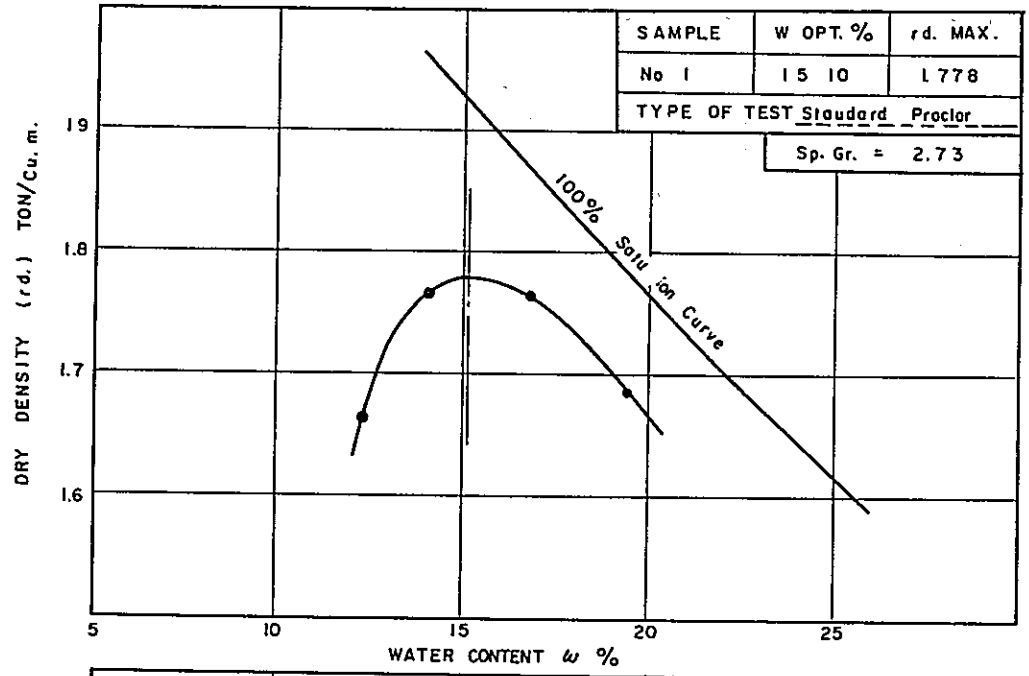


FIG. C-3 (1) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



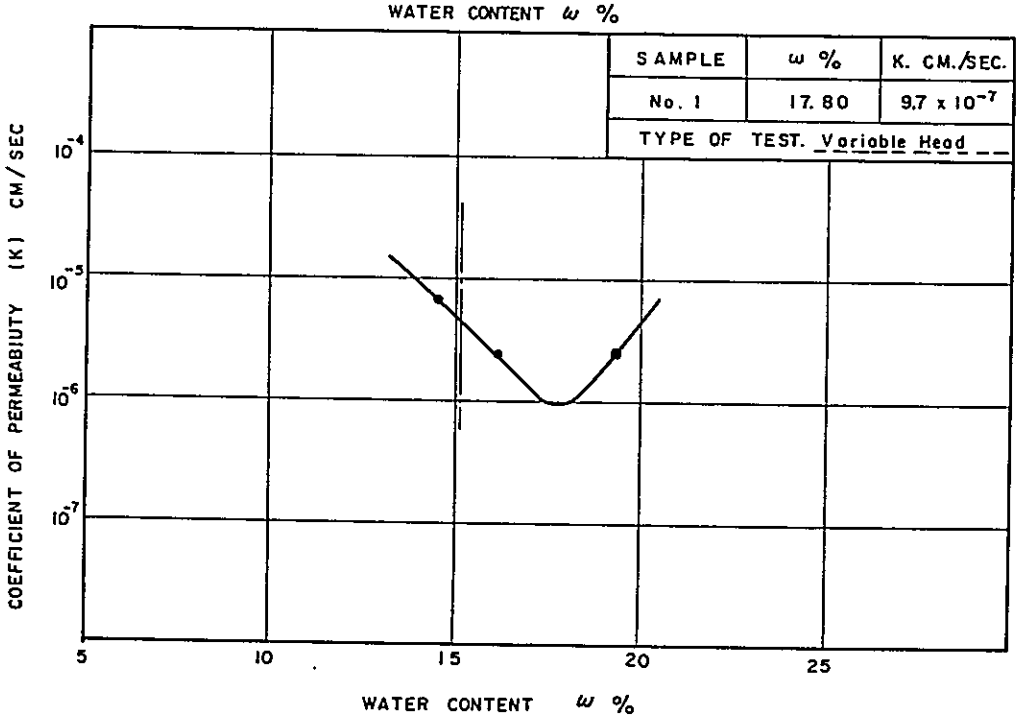
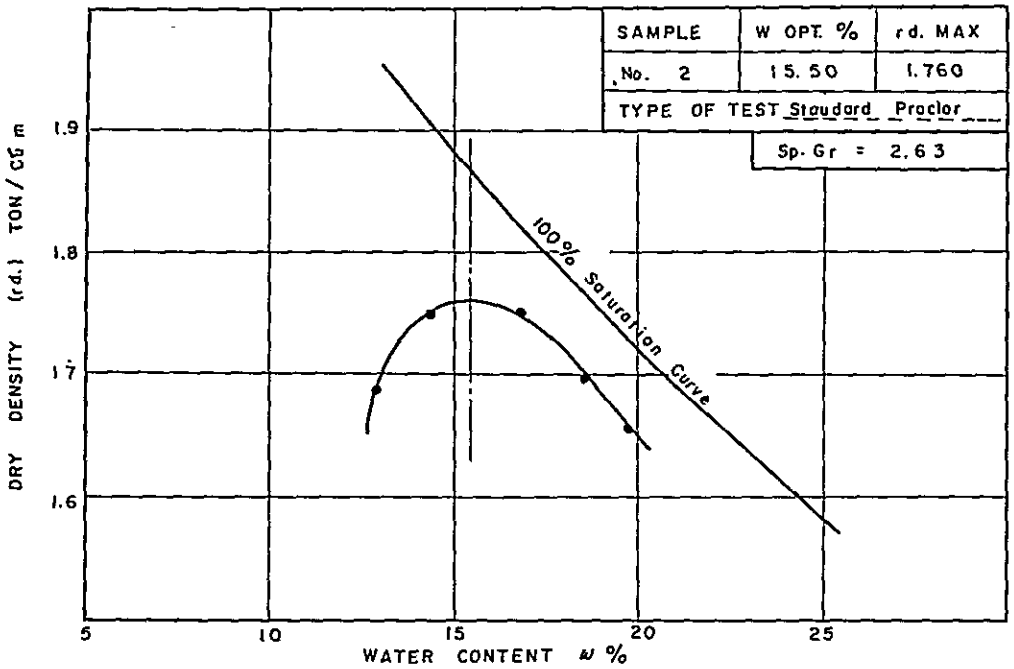


FIG. C-3 (2) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



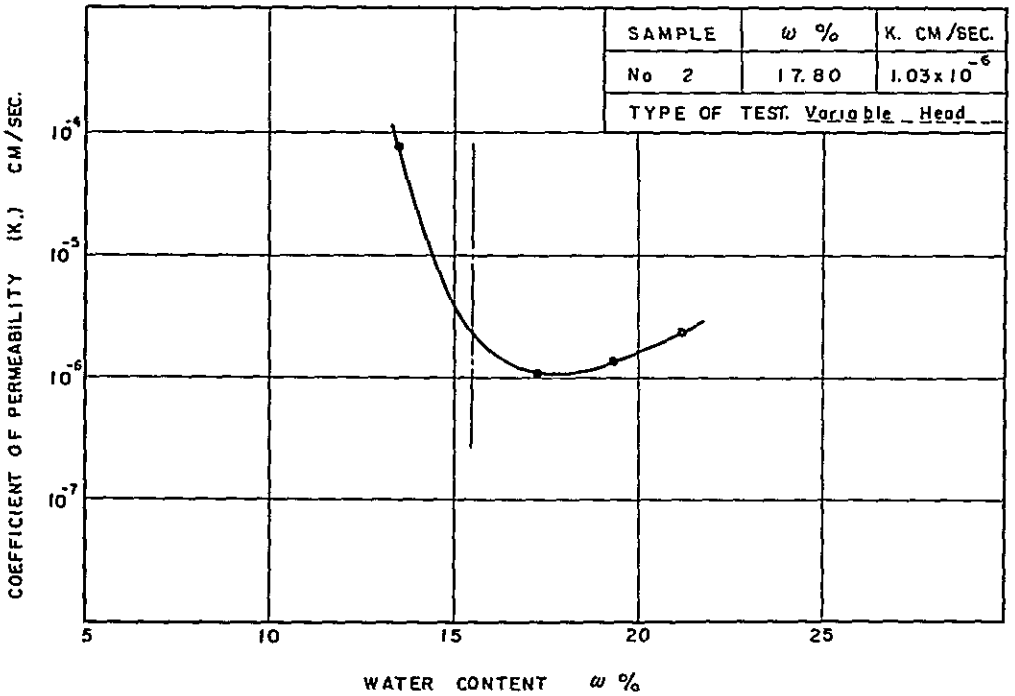
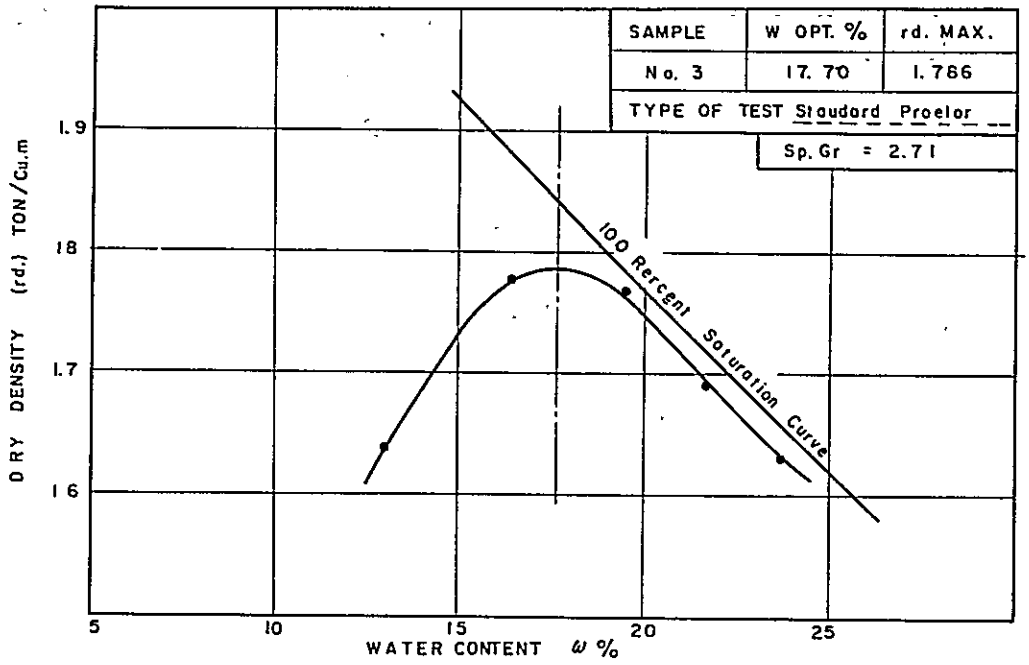


FIG. C-3 (3) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



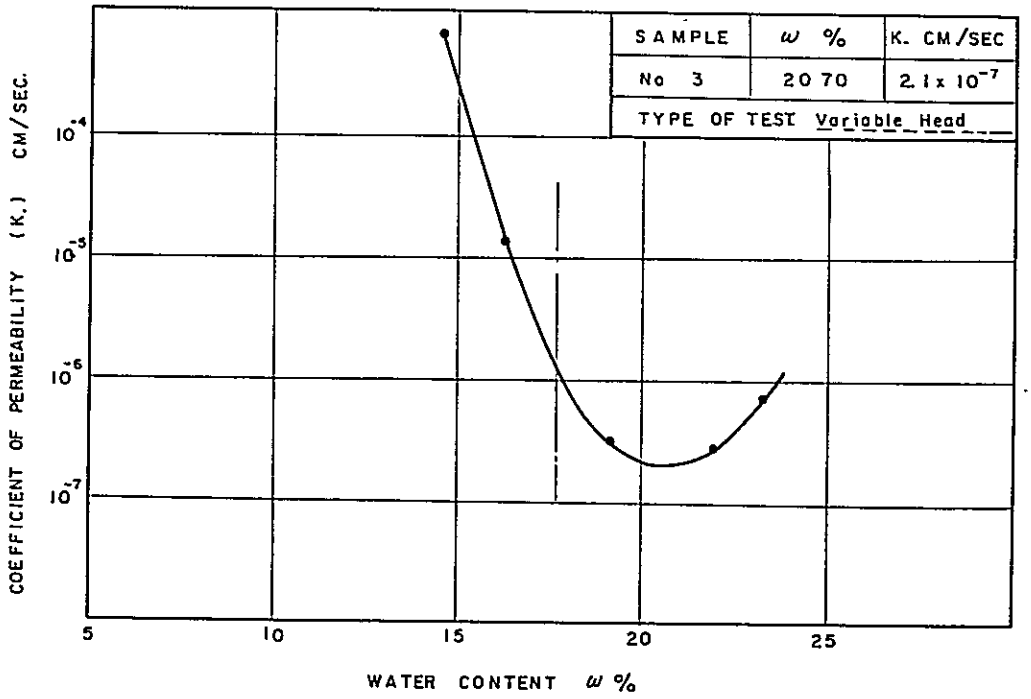
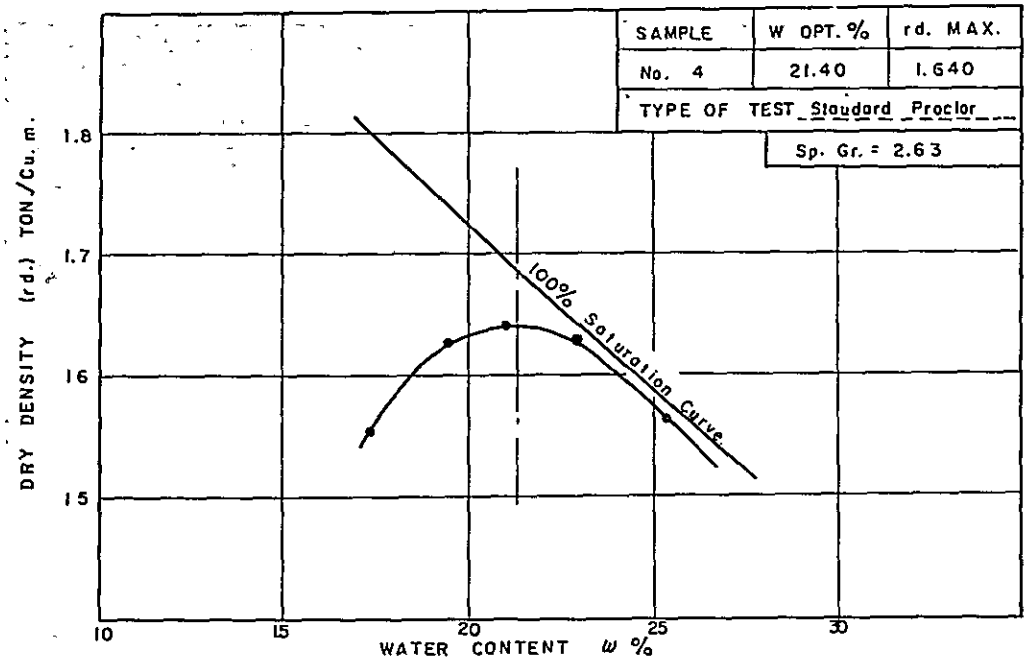


FIG. C-3 (4) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



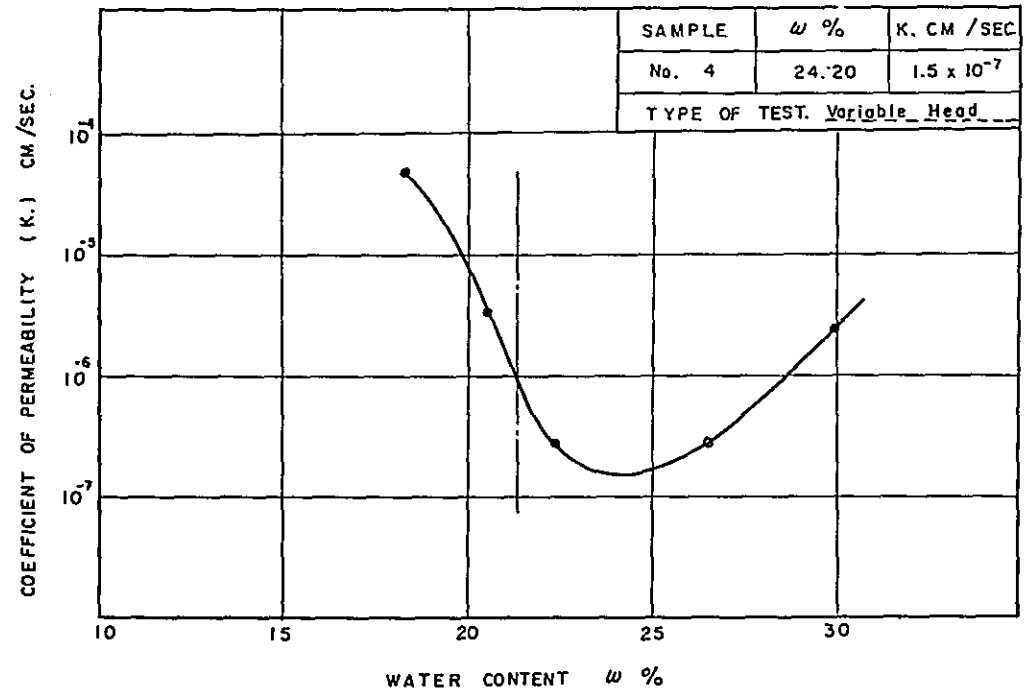
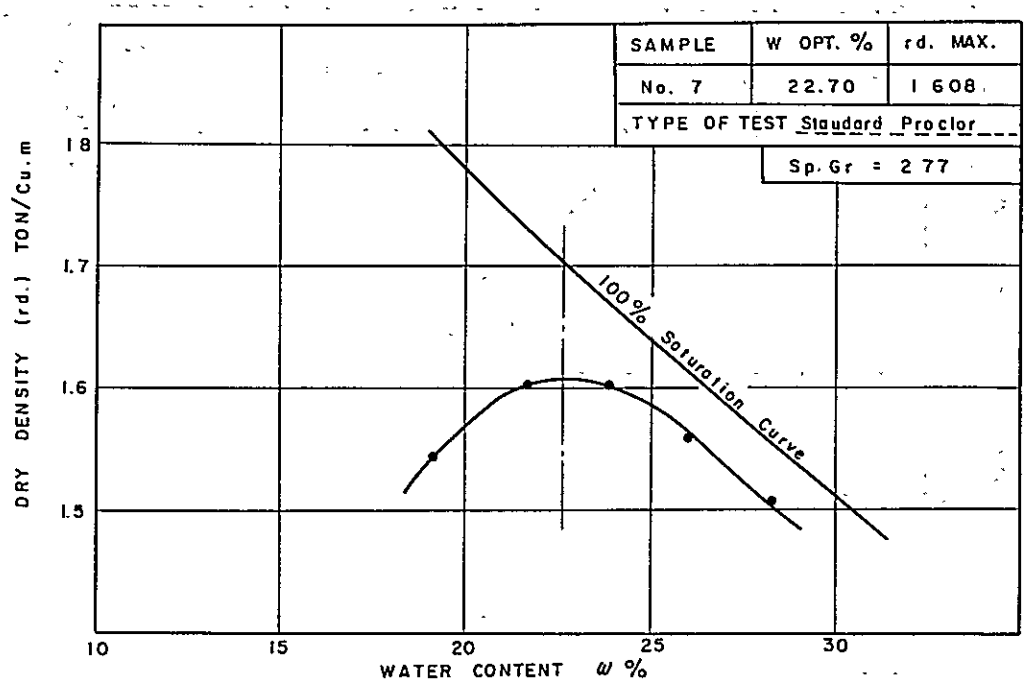


FIG. C-3 (5) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



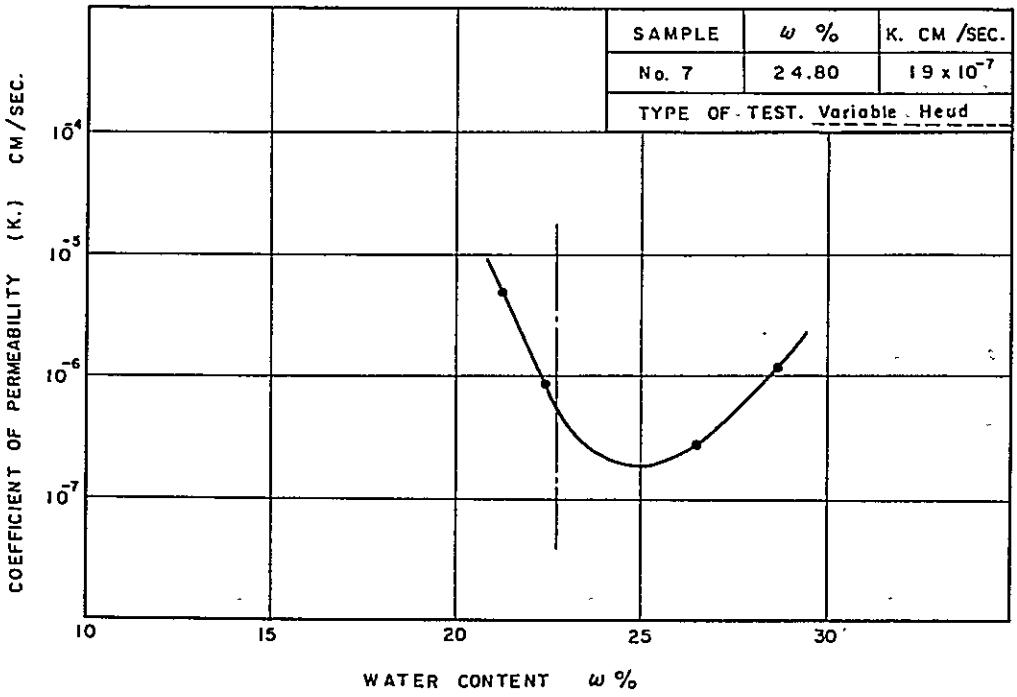
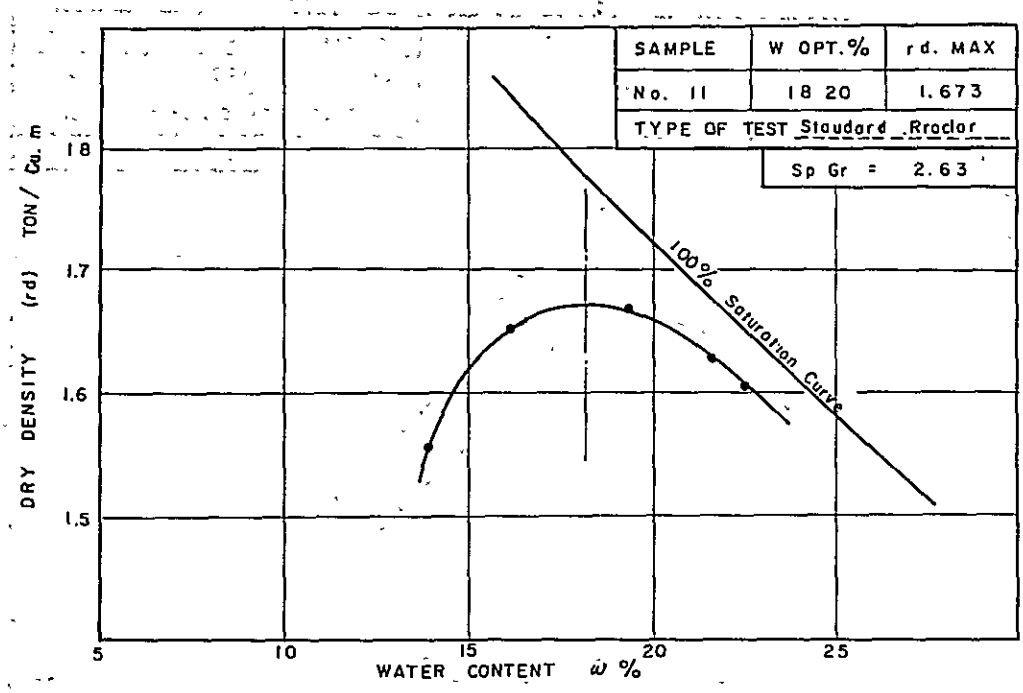


FIG. C-3 (6) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



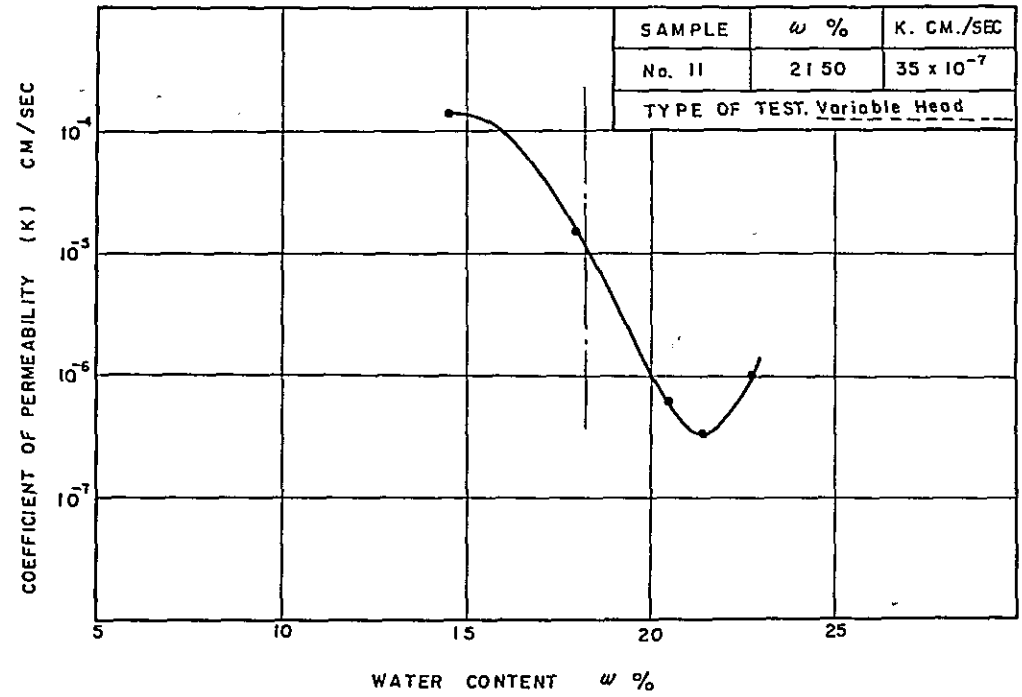
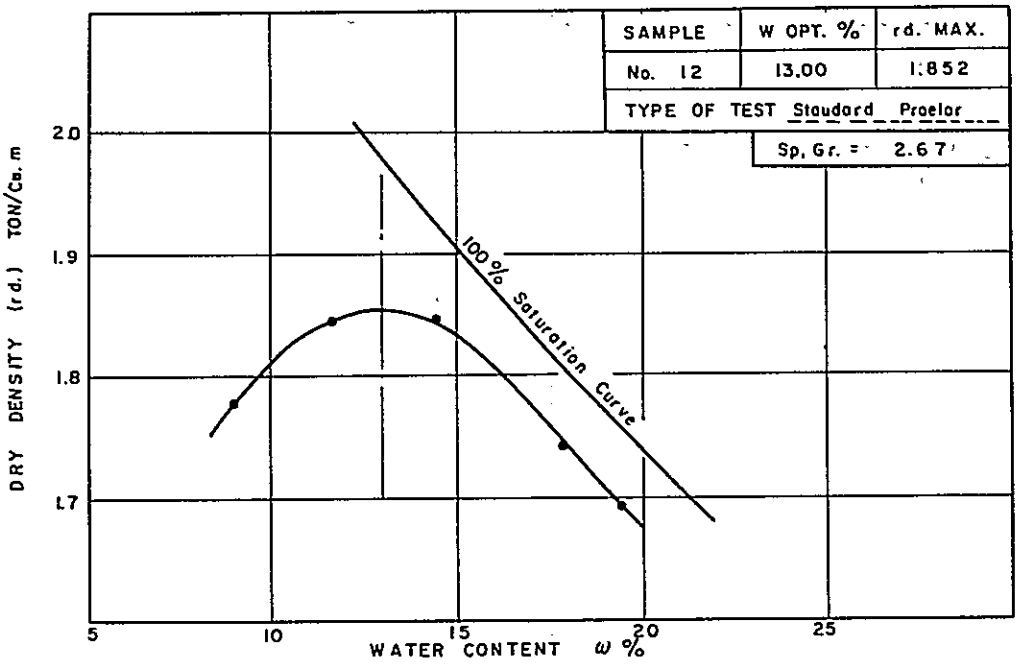


FIG. C-3 (7) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



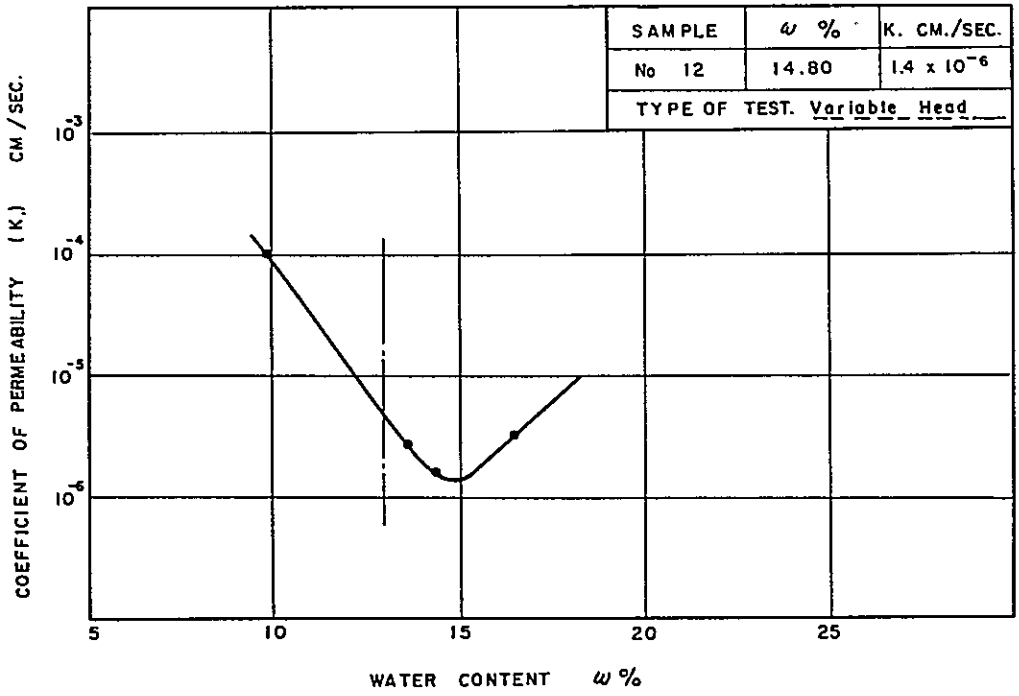
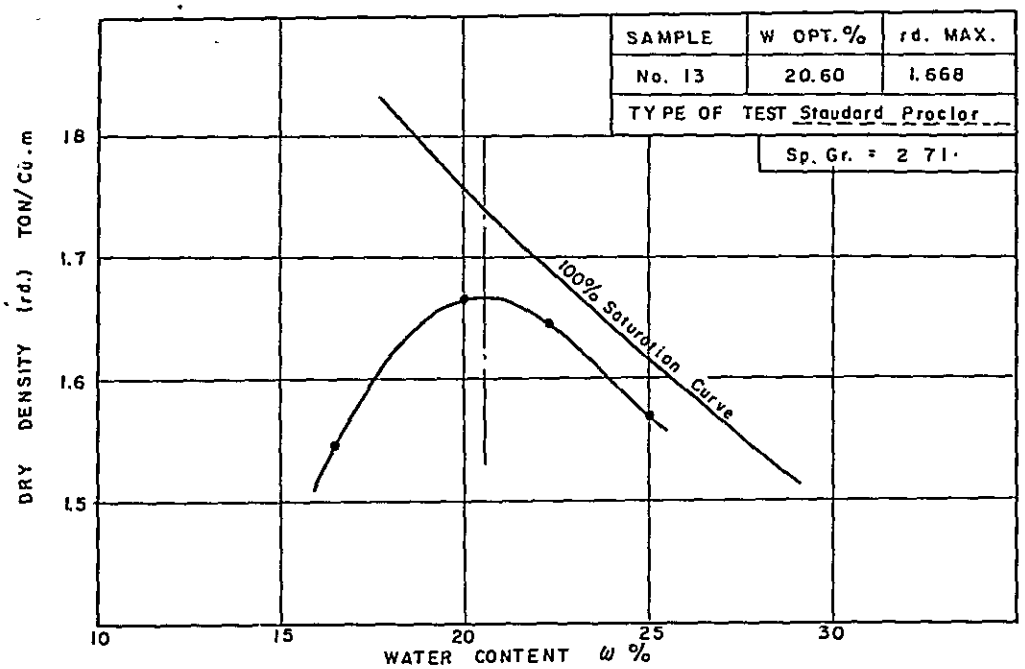


FIG. C-3 (8) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



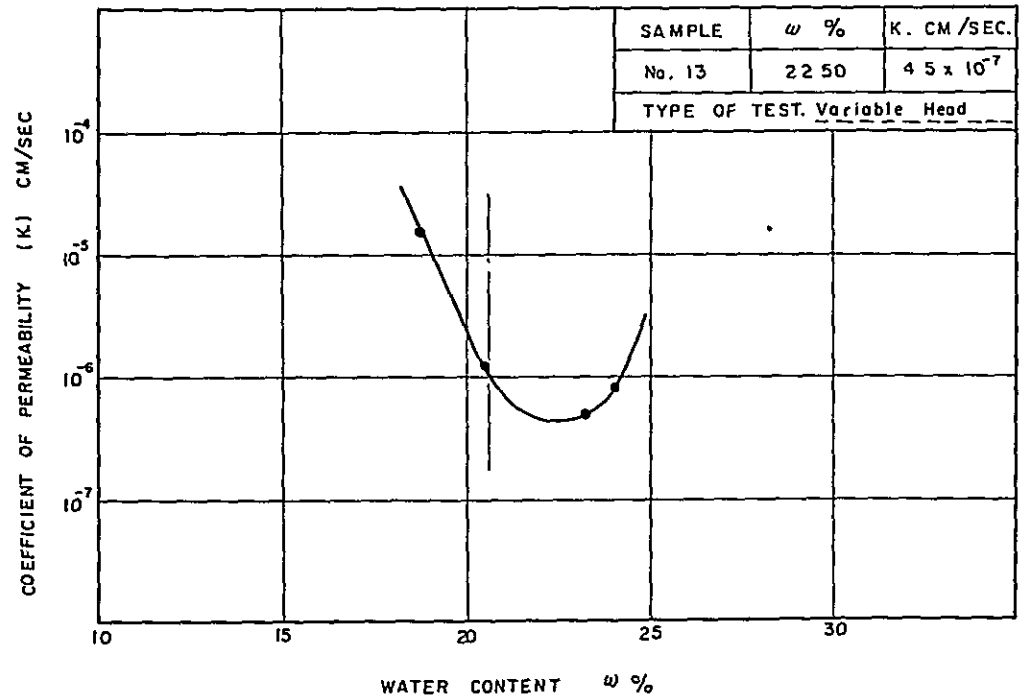
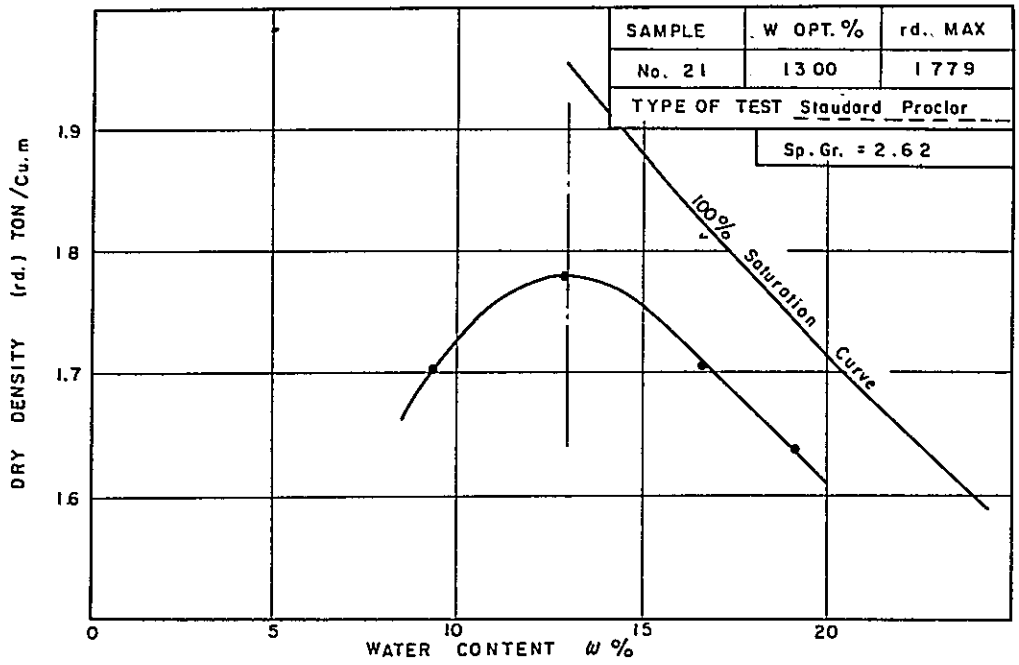


FIG. C-3 (9) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



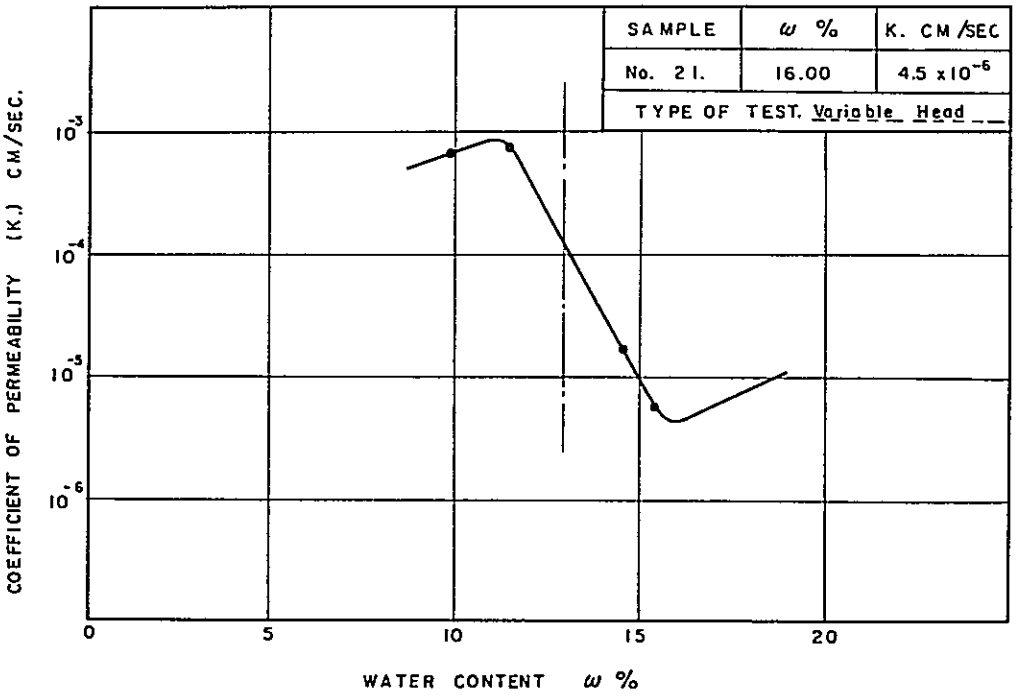


FIG. C-3 (10) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES

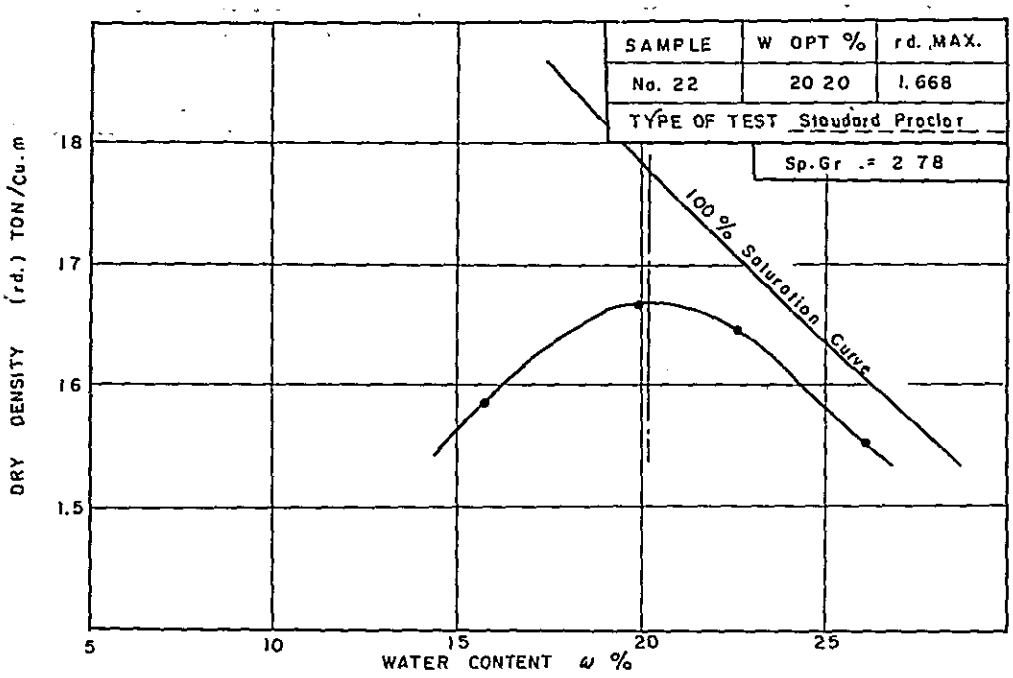
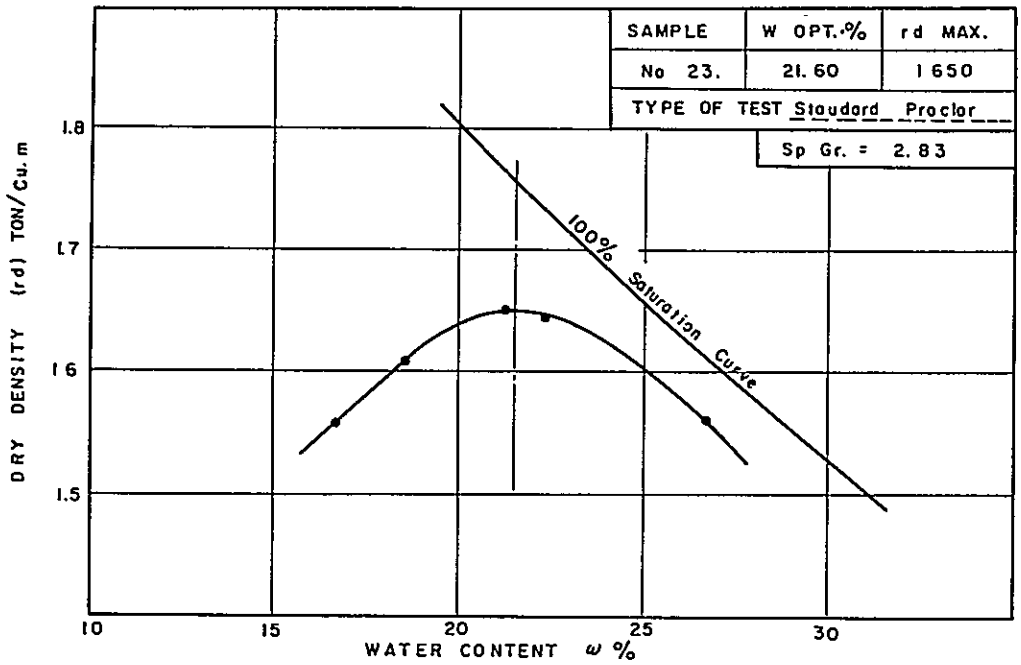


FIG. C-3 (11) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



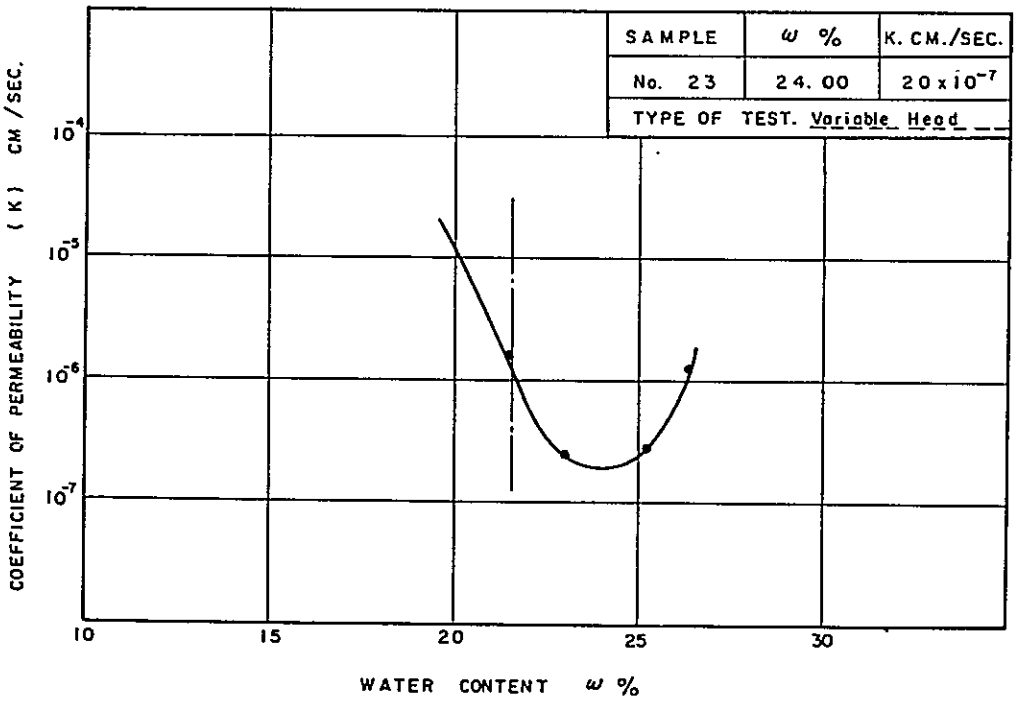
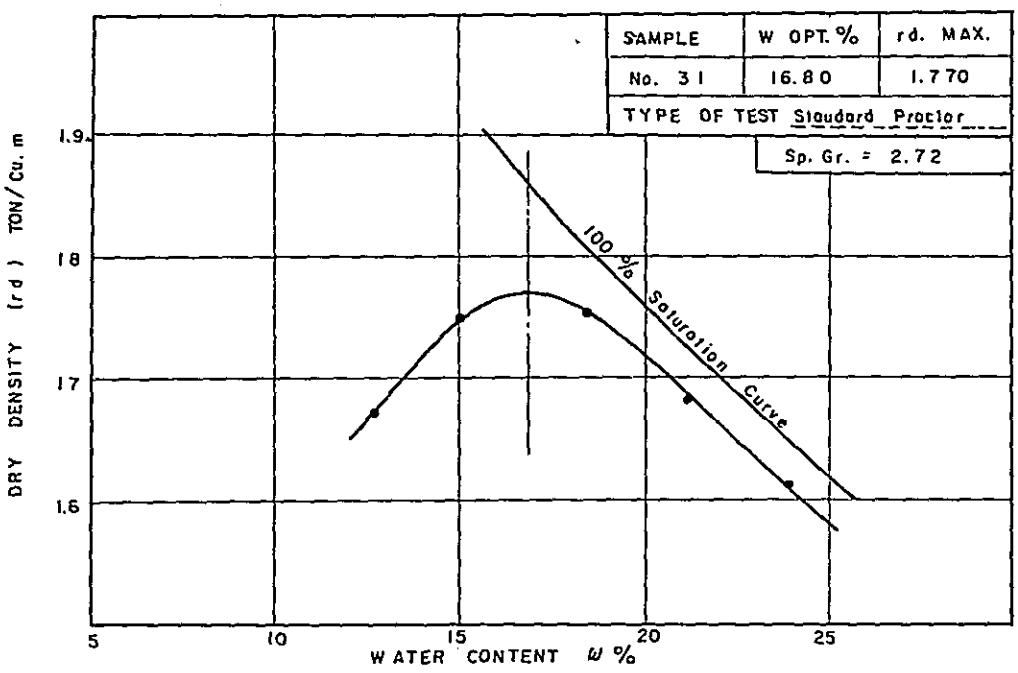


FIG. C-3 (12) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES



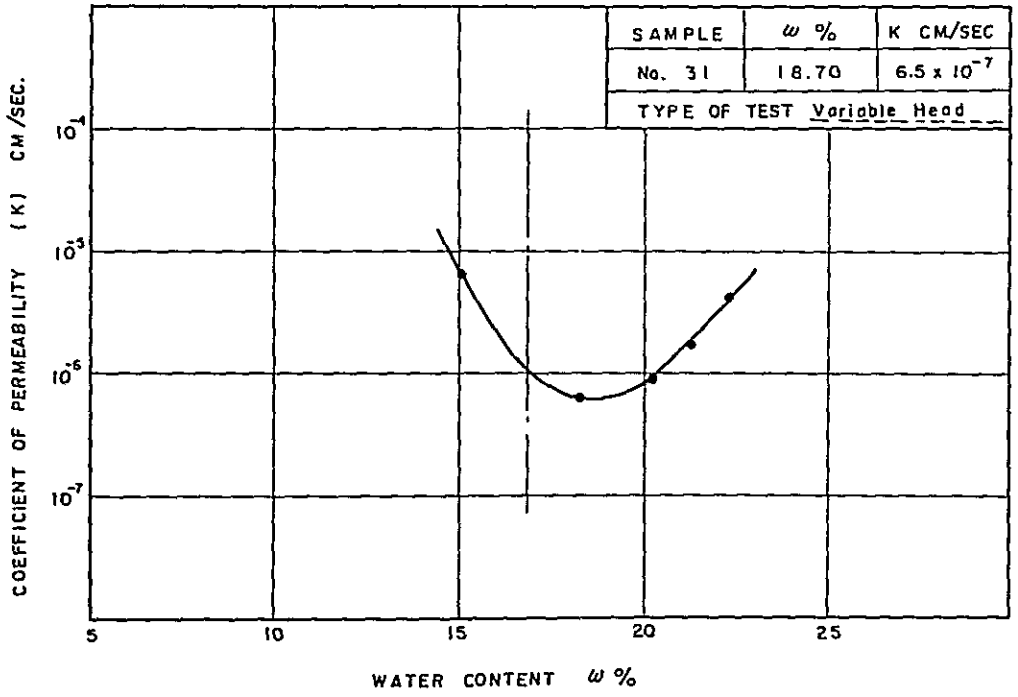
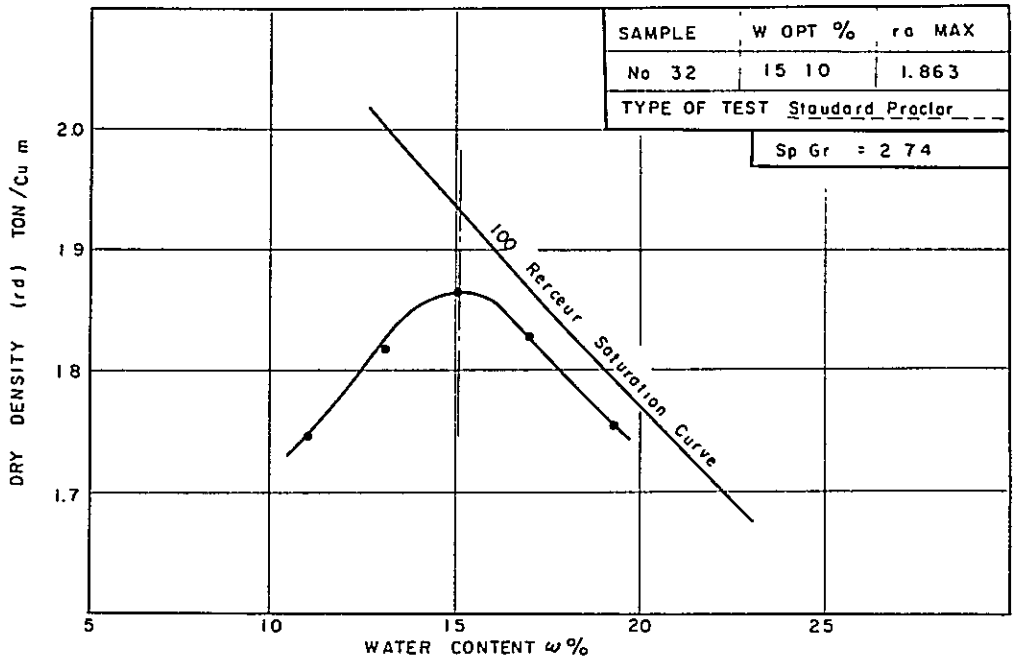
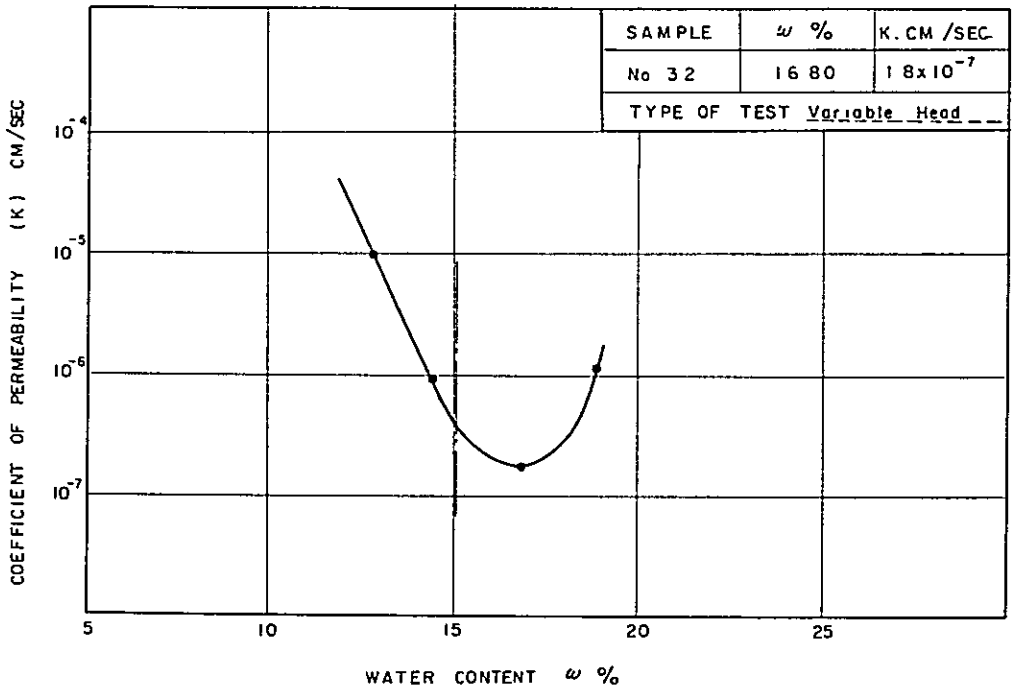


FIG. C-3 (13) COMPACTION AND PERMEABILITY CURVES





附　録　D

需　要　想　定

TABLE D-1 Power Demand in Northeast Region (1961 - 1966)

Year	1961	1962	1963	1964	1965	1966	Average 5 years
Energy Demand at Customer (kWh) (Sales Energy)	11,735	15,256	18,591	24,130	31,957	44,167	
Increasing Rate (%)	-	30	22	30	32.5	38	30.3
Loss Factor * (%)	65.8	66.6	67.6	71.3	73.3	71.5	69.5
Energy Demand at Power Plant	17,834	22,893	27,513	33,858	43,630	61,939	
Increasing Rate	-	28.3	20.2	23.1	28.9	42.0	28.2
Load Factor (%)	24	26	28	28	30	33	
Peak Demand (kW)	8,190	10,000	11,214	13,500	16,427	21,120	
Increasing Rate (%)	-	22	12	20.5	21.8	28.3	21.0
Population	8,879,600	9,136,700	9,378,600	9,815,100	10,122,200	10,425,800	
Energy Consumption per Capita (kWh)	1.3	1.7	2.0	2.5	3.2	4.2	
Energy Generation per Capita (kWh)	2.0	2.5	2.9	3.4	4.3	5.9	

Note : * Loss Factor = $\frac{\text{Sales Energy}}{\text{Gross Generation}} \times 100\ (\%)$

TABLE D-2 Demand Components of NEEA System (1965)

	Energy Generation (kWh)	Station Service (kWh)	Energy Sold for Residence & Commercial (kWh)	Energy Sold for Industry (kWh)	Free Service (kWh)	Public Lighting (kWh)	Energy Load Total (kWh)	Number of Customers Residence & Commercial	Number of Customers Industries
Burirum	1,280,903	28,636	677,270	46,792	12,616	46,794	783,472	2,968	19
Chaiyaphum	1,083,445	10,414	742,177	65,879	9,071	72,571	889,698	3,013	31
Kalasin	543,828	10,183	391,431	10,444	6,301	50,674	458,850	1,718	8
Khonkaen	5,538,012	54,331	3,674,960	102,197	15,389	376,918	4,169.464	6,553	36
Mahasarakam	730,773	10,151	459,943	49,448	9,616	60,875	579,882	2,467	20
Nakornphanom	1,188,959	27,426	938,337	84,308	8,997	150,715	1,182,357	5,218	52
Nakornratsima	12,341,751	104,783	7,471,328	2,763,159	42,805	221,838	10,499,130	12,082	65
Nongkai	1,971,549	17,606	1,218,213	125,479	13,717	97,606	1,455,015	5,187	53
Roi-ed	1,068,600	14,362	675,040	70,704	9,348	97,976	853,068	3,259	19
Srisaket	1,060,664	13,143	648,439	111,306	10,320	50,493	820,558	2,971	23
Sakal Nakom	809	18,495	678,675	71,961	9,375	57,976	817,987	3,031	27
Surin	1,854,248	11,215	1,130,015	193,529	11,210	123,111	1,457,865	3,497	21
Udonthani	6,413,314	57,754	3,966,041	231,559	18,124	660,282	4,876,006	6,446	60
Ubolracthani	6,508,362	107,067	4,505,875	430,141	36,855	393,505	5,366,376	10,391	193
Total			27,177,744	4,356,906	213,744	2,461,334	34,209,728		
(%)			(79.5)	(12.7)	(0.6)	(7.2)	(100%)		

Note : Loey has been excluded.

TABLE D-3 Annual Mean Rate of Load Growth in kWh (1960-1966)

(Unit : %)

Year	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
Nam Pong Service Area							
Nakornratsima	14.0	14.0	17.0	28.0	24.0	49.0	38.0
Phol	12.0	23.0	16.0	18.0	21.0	7.0	19.0
Banphai	22.0	65.0	31.0	0.5	23.0	47.0	12.0
Khonkaen	17.0	21.0	44.0	24.0	38.0	51.0	56.0
Udonthani	20.0	76.0	29.0	32.0	21.0	44.0	41.0
Nongkai	4.0	38.0	0.6	45.0	2.5	8.0	43.0
Mahasarakam	63.0	17.0	22.0	18.0	31.0	29.0	75.0
Kalasin	31.0	47.0	43.0	18.0	16.0	47.0	61.0
Roi-et	19.0	13.0	58.0	14.0	12.0	15.0	44.0
Nam Pung Service Area							
Sakolnakorn	12.0	51.0	28.0	23.0	47.0	48.0	39.0
Nakornphanom	39.0	21.0	27.0	10.0	16.0	31.0	12.0
Mukudaharn	22.0	47.0	23.0	3.0	7.0	37.0	40.0
Nakae	-	-	-	67.0	23.0	87.0	61.0
Thatphanom	22.0	47.0	23.0	3.0	7.0	37.0	40.0
Lam Dom Noi Service Area							
Ubolratthani	20.0	76.0	29.0	32.0	21.0	20.0	20.0
Surin	38.0	0.7	37.0	17.0	22.0	26.0	18.0
Srisaket	27.0	33.0	31.0	14.0	14.0	24.0	13.5
Burirum	5.0	92.0	16.0	11.0	7.0	-	-

TABLE D-4 Estimated Annual Mean Rate of Load Growth in kWh

(Unit : %)

Year	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Nam Pong Service Area															
Nakornratsima	30	26	23	20	15	13	11	11	11	10	10	10	9	9	9
Phol	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Banphai	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Khonkaen	30	26	23	20	15	13	11	11	11	10	10	10	9	9	9
Udonthani	30	26	23	20	15	13	11	11	11	10	10	10	9	9	9
Nongkai	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Mahasarakam	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Kalasin	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Roi-et	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Nam Pung Service Area															
Sakolnakorn	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Nakornphanom	15	13	11	10	9	9	9	8	8	8	8	7	7	7	7
Mukdaharn	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Nakae	25	23	21	15	11	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Thatphanom	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7	7	7	7
Lam Dom Noi Service Area															
Ubolratthani	(15)	(15)	(15)	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7
Surin	(15)	(11)	(10)	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7
Srisaket	(15)	(11)	(10)	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7
Burirum	(15)	(11)	(10)	20	18	16	12	10	9	9	9	8	8	8	7

TABLE D-5 Load Forecast of Northeast Region

Year / Service Area	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Nam Pong														
Demand (MWh)	95,561	119,329	147,240	167,194	211,872	224,798	238,768	254,768	270,317	287,908	306,262	324,709	344,764	361,648
Peak Load (MW)	27.4	33.6	39.3	43.0	54.8	58.0	60.7	64.2	68.2	71.2	75.8	79.9	83.4	88.7
Nam Pung														
Demand (MWh)	5,845	6,979	7,975	8,691	9,525	10,174	10,970	11,812	12,661	13,570	14,577	15,483	16,462	17,501
Peak Load (MW)	2.7	3.0	3.2	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.2	5.4
Lam Dom Noi														
Demand (MWh)	-	-	28,408	32,850	37,315	40,938	44,364	47,764	51,018	54,522	57,917	61,668	65,639	69,393
Peak Load (MW)	-	-	8.7	9.6	10.6	11.5	12.2	12.9	13.3	14.0	14.9	15.4	16.5	17.3
Nam Ngum														
Demand (MWh)	15,300	22,500	22,500	28,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peak Load (MW)	4.5	6.6	7.6	8.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Load at Substation														
(MWh)	116,706	148,808	206,123	236,735	258,712	275,910	294,102	314,102	333,996	356,000	378,756	401,860	426,865	448,542
(MW)	34.6	43.2	58.8	64.0	69.0	73.3	76.8	81.2	85.8	89.7	95.4	100.2	105.1	111.4
Losses in the System														
for (MWh) (%)	5.0	5.6	6.3	6.9	7.5	8.1	8.7	9.3	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
for (MW) (%)	7.6	8.3	9.3	10.0	10.8	11.5	12.2	13.0	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Total Load at Sending End														
Demand (MWh)	122,800	157,200	219,900	254,300	279,700	300,200	322,100	347,800	370,600	395,100	420,000	446,000	473,700	497,500
Peak Load (MW)	37.4	47.2	65.0	71.0	77.5	82.7	87.5	93.2	99.5	104.0	111.0	116.0	122.0	129.0

TABLE D-6 Power Demand of MEA System

	Year	1962	1963	1964	1965	1966
Residential	kWh	141,307,902	126,860,340	149,708,411	176,051,341	222,259,101
	Number of Customers	163,049	129,139	143,264	157,768	176,714
	Unit Consumption	867	981	1,045	1,119	1,259
Small Residential	kWh	-	7,185,864	9,601,935	9,912,399	10,771,392
	Number of Customers	-	37,007	32,063	28,544	26,501
	Unit Consumption	-	194	300	348	406
Small Business & Industry	kWh	178,324,594	179,917,819	190,977,481	212,529,248	262,220,817
	Number of Customers	51,520	59,390	59,159	60,936	65,004
	Unit Consumption	3,460	3,030	3,220	3,495	4,040
Large Business & Industry	kWh	53,963,418	155,308,398	257,387,836	374,787,695	569,852,853
	Number of Customers	1,420	661	854	923	1,212
	Unit Consumption	38,000	235,000	301,500	406,000	470,000
Tramway	kWh	3,906,180	3,499,512	1,520,349	399,687	409,536
	Number of Customers	3	3	3	1	1
	Unit Consumption	1,302,060	1,166,504	506,783	399,687	409,536
Total	kWh	384,281,583	479,303,138	616,076,366	785,732,692	1,073,404,454
	Number of Customers	216,561	226,819	236,068	248,868	269,588
	Unit Consumption	1,775	2,110	2,610	3,160	3,980

TABLE D-7 GDP and Electric Generation in Thailand

Year	1961	1962	1963	1964	1965	1966
GDP (million Baht)	59,969	65,307	68,961	74,351	81,221	92,120
GDP Growth Rate (%)		8.9	5.6	7.8	9.2	13.4
Gross Generation (million kWh)	612	709	804	1,028	1,339	1,740
kWh Growth Rate (%)		15.9	13.4	27.8	30.2	29.9

TABLE D-8 GDP for the Second National Economic and Social Development Plan

(1966 - 1971 by NEDB at 1965 Prices)

(Unit : Million Baht)

Industrial Origin	1960		1966*		Average Annual Growth Rate 1961-1966	1971		Average Annual Growth Rate 1967 - 1971
	GDP	Percentage Distribution	GDP	Percentage Distribution		GDP	Percentage Distribution	
Agriculture	20,988.3	36.7	27,540.6	31.6	4.6	34,031.7	26.0	4.3
Mining and Quarrying	1,039.3	1.8	1,927.4	2.2	10.9	2,659.6	2.0	6.6
Manufacturing	5,948.8	10.4	10,583.5	12.2	10.2	17,799.8	13.6	10.9
Construction	2,220.7	3.9	4,415.0	5.1	12.3	7,577.7	5.8	11.4
Electricity & Water Supply	259.4	0.5	697.5	0.8	18.2	1,595.6	1.2	18.0
Transportation & Communication	3,997.0	7.0	6,666.0	7.7	9.0	11,217.4	8.6	11.0
Wholesale & Retail Trade	10,193.4	17.8	16,167.8	18.6	8.0	24,154.8	18.6	8.4
Banking, Insurance & Estate	1,372.1	2.4	3,433.5	3.9	16.6	7,527.7	5.7	17.0
Ownership of Dwellings	2,872.2	5.0	3,563.7	4.1	3.7	4,548.3	3.5	5.0
Public Administration & Defence	2,911.5	5.1	4,392.6	5.1	7.2	7,741.2	5.9	12.0
Services	5,361.0	9.4	7,597.6	8.7	6.0	11,969.4	9.1	9.5
Gross Domestic Product	57,163.7	100.0	86,985.2	100.0	7.3	130,814.2	100.0	8.5

Note: * 1966 estimates are based on incomplete (seven-month) data.

TABLE D-9 Load Forecast of YEA System Based on GDP Growth

Year	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Population in Central plain and the North (thousands)	17,715	18,307	18,918	19,551	20,204	20,880	21,578	22,299	23,045	23,816	24,613	25,500	26,300	27,200	28,100	29,100
GDP Growth Rate in Central Plain and the North		11.6	10.1	10.1	9.5	9.3	8.9	8.5	8.5	8.5	8.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
GDP in Central Plain and the North (million Baht)	65,998	73,638	81,039	89,219	97,698	106,822	115,901	125,754	136,443	148,040	160,624	137,000	186,000	200,000	214,000	231,000
GDP/Capita	3,725	4,022	4,287	4,563	4,835	5,116	5,371	5,639	5,921	6,216	6,526	6,780	7,072	7,350	7,620	7,940
Power Consumption (million kWh)	1,390	1,791	2,197	2,660	3,158	3,711	4,266	4,879	5,558	6,308	7,128	7,915	8,744	9,671	10,666	11,764
kWh/Capita	78.46	97.83	116.14	136.03	156.30	177.73	197.68	218.79	241.17	264.88	289.60	310.41	332.47	355.56	379.56	404.27
GDP Growth/Capita		7.97	6.59	6.44	5.96	5.81	4.98	4.98	5.00	4.98	4.99	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97
Elasticity Ratio	3.1	2.84	2.66	2.50	2.36	2.25	2.14	2.05	1.97	1.87	1.81	1.79	1.75	1.70	1.64	1.62
kWh Growth/Capita		24.70	18.71	17.13	14.90	13.71	11.22	10.68	10.23	9.83	9.33	7.19	7.11	6.94	6.75	6.51
kWh Growth/Rate		28.86	22.67	21.06	18.72	17.51	14.95	14.36	13.91	13.50	13.00	11.05	10.47	10.60	10.29	10.30

TABLE D-10 kWh Balance (Based on AID Load Forecast)

(Unit : Million kWh)

Year		1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Annual Energy Demand												
YEA		4,441	5,275	6,150	7,047	7,947	8,897	9,898	10,929	11,996	13,154	14,400
NEEA		254	280	300	322	348	371	395	420	446	474	496
Subtotal	A	4,695	5,555	6,450	7,369	8,295	9,268	10,293	11,349	12,442	13,628	14,896
Hydro (Bhumibol)		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
Hydro (Phasom)			982	982	982	982	982	982	982	982	982	982
Hydro (Nam Pung, Pong, Dom Noi)		145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Hydro (Nam Phrom)			34	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Subtotal	B	1,657	2,673	2,776	2,776	2,776	2,776	2,776	2,776	2,776	2,776	2,776
Thermal YEA (P.F=70%)		3,980	3,980	3,980	3,980	5,691	7,972	7,972	9,682	9,682	11,393	13,104
NEEA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	C	3,980	3,980	3,980	3,980	5,691	7,972	7,972	9,682	9,682	11,393	13,104
Total	D=B+C	5,637	6,653	6,756	6,756	8,467	10,748	10,748	12,458	12,458	14,169	15,880
Margin 1	E=D-A	942	1,098	306	-613	174	1,480	455	1,109	-16	541	984
Sai Yai No.2	F				39	39	39	39	39	39	39	39
Margin 2	G=E+F				-574	213	1,519	494	1,148	55	580	1,023
Sai Yai No.3	H				46	185	185	185	185	185	185	185
Margin 3	I=G+H				-528	398	1,704	679	1,333	240	765	1,208
Quae Yai No.1	J				160	983	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
Margin 4	K=I+J				- 368	1,381	2,847	1,822	2,476	1,383	1,898	2,351
Quae Yai No.2	L							737	737	737	737	737
Margin 5	M=K+L							2,559	3,213	2,120	2,635	3,088
Quar Yai No.3	N											370
Margin 6	O=M+N											3,458

TABLE D-11 kWh Balance (Based on EPDC forecast)

(Unit : Million kWh)

Year		1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Annual Energy Demand												
YEA		3,933	4,582	5,242	5,970	6,776	7,657	8,561	9,468	10,453	11,530	12,602
NEEA		254	280	300	322	348	371	395	420	446	474	496
Subtotal	A	4,187	4,862	5,542	6,302	7,124	8,024	8,956	9,888	10,899	12,004	13,098
Hydro (Bhumibol)		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
Hydro (Phasom)			982	982	982	982	982	982	982	982	982	982
Hydro (Nam Pung, Pong, Dom Noi)		145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Hydro (Nam Phrom)			34	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Subtotal	B	1,657	2,673	2,776	2,776	2,776	2,776	2,766	2,776	2,776	2,776	2,776
Thermal YEA (Plant Factor 70%)		3,980	3,980	3,980	3,980	5,691	5,691	7,401	7,401	9,112	9,112	10,823
Thermal NEEA (Stand by only)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	C	3,980	3,980	3,980	3,980	5,691	5,691	7,401	7,401	9,112	9,112	10,823
Total	D=B+C	5,637	6,653	6,756	6,756	8,467	8,467	10,177	10,177	11,888	11,888	13,599
Margin 1	E=D-A	1,450	1,791	1,214	454	1,343	443	1,221	289	989	-116	501
Sai Yai No.2	F				39	39	39	39	39	39	39	39
Margin 2	G=E+F				493	1,382	482	1,260	328	1,026	-77	540
Sai Yai No.3	H				46	185	185	185	185	185	185	185
Margin 3	I=G+H				539	1,567	667	1,445	513	1,211	108	725
Quae Yai No.1	J				160	983	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
Margin 4	K=I+J				699	2,550	1,810	2,588	1,656	2,354	1,251	1,868
Quae Yai No.2	L							737	737	737	737	737
Margin 5	M=K+L							3,325	2,393	3,091	1,988	2,605
Quae Yai No.3	N											370
Margin 6	O=M+N											2,975

TABLE D-12 kW Balance in December (Based on AID LOAD FORECAST)

(Unit : MW)

		1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Pack Load Demand YEA		885	1,037	1,196	1,355	1,508	1,682	1,859	2,046	2,243	2,436	2,665
NEEA		71	78	83	88	93	100	104	111	116	122	129
Subtotal	A	956	1,115	1,279	1,443	1,601	1,782	1,963	2,157	2,359	2,558	2,794
Hydro (Bhumibal)		243	262	269	275	283	287	295	304	305	308	311
Hydro (Phasom)			62	79	102	123	130	143	143	145	151	158
Hydro (Nam Pung Nam Pong, Dam Noi)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Hydro (Nam Phrom)			38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Hydro Subtotal	B	288	407	431	460	489	500	521	530	533	542	552
Thermal YEA		649	649	649	649	928	1,300	1,300	1,579	1,579	1,858	2,137
NEEA		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Thermal Subtotal	C	679	679	679	679	958	1,330	1,330	1,609	1,609	1,888	2,167
Total of Supply Capacity	D=B+C	967	1,086	1,110	1,139	1,447	1,830	1,851	2,139	2,142	2,430	2,728
Margin 1	E+D-A	+11	-29	-169	-304	-154	48	-112	-18	-217	-128	-66
Sai Yai No.2	F			7.3	7.3	7.3	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
Margin 2	G=E+F			-162	-297	-147	57	-103	-9	-208	-119	-57
Sai Yai No.3	H				37.9	39	46.3	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4
Margin 3	I=H+G				-259	-108	103	-47	47	-152	-63	-1
Quae Yai No.1	J				169	171	188	198	229	252	284	103
Margin 4	K=I+J				-90	63	290	151	267	100	221	102
Quae Yai No.2	L							81	89	93	93	103
Margin 5	M=K+L							232	364	193	313	205

NOTE: In order to plan an assured and reliable supply of power and energy to cope with the demand, it is necessary to have in the system, generating capacity exceeding the maximum demand as reserve or margin.
It appears advisable to have a reserve capacity equivalent to about 10% of the maximum demand for time being.

TABLE D-13 kW Balance in December (BASED ON EPDC LOAD FORECAST)

(Unit : MW)

		1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Peak Demand YEA		773	891	1,016	1,154	1,294	1,453	1,611	1,779	2,004	2,132	2,321
NEEA		71	78	83	88	93	100	104	111	116	122	129
Subtotal	A	844	919	1,099	1,242	1,387	1,553	1,715	1,890	2,120	2,254	2,450
Hydro (Bhumibal)		222	244	256	264	272	280	283	292	296	302	306
Hydro (Phasom)		-	48	58	76	94	110	133	138	143	143	148
Hydro (Nam Pung, Nam Pong, Dom Noi)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Hydro (Nam Phrom)		-	26	285	30.8	33.6	36.8	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4
Hydro Subtotal	B	267	363	387.5	415.8	444.6	471.8	498.4	512.4	521.4	527.4	536.4
Thermal (YEA)		649	649	649	649	928	928	1,207	1,207	1,486	1,486	1,765
Thermal (NEEA)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Thermal Subtotal	C	679	679	679	679	958	958	1,237	1,237	1,516	1,516	1,795
Total of Supply Capacity	D=B+C	946	1,042	1,066.5	1,094.8	1,402.6	1,429.8	1,735.4	1,749.4	2,037.4	2,043.4	2,311.4
Margin 1	E=D-A	102	123	-32	-147	16	-123	20	-141	-83	-211	-119
Sai Yai No.2	F			5.3	7.3	7.3	7.3	8.6	9.2	9.2	9.2	9.2
Margin 2	G=E+F			-27	-140	23	-116	29	-132	-74	-202	-110
Sai Yai No.3	H				31.6	35.8	39.1	39.1	53.3	56.4	56.4	56.4
Margin 3	I=H+G				-108	59	-77	68	-79	-18	-46	-54
Quae Yai No.1	J				162	164	171	184	192	214	238	267
Margin 4	K=I+J				54	223	94	252	113	196	92	213
Quae Yai No.2	L							73	78	85	89	103
Margin 5	M=K+L							325	191	281	182	316

FIG. D-1 DAILY LOAD CURVE OF NEEA SYSTEM

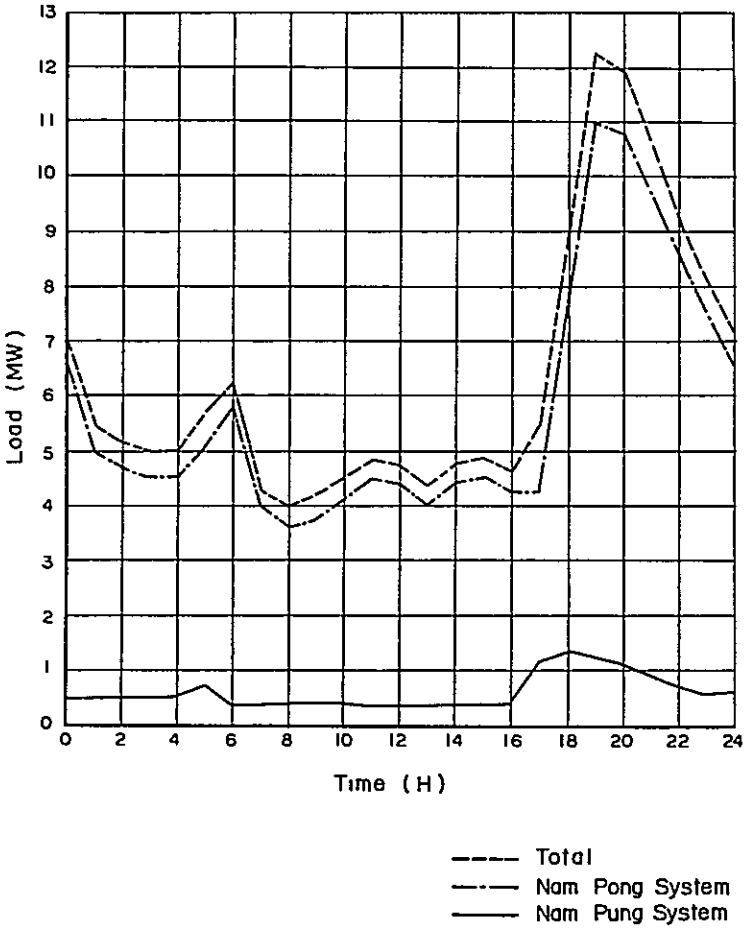


FIG. D-2 RELATION BETWEEN PER CAPITA ENERGY CONSUMPTION AND PER CAPITA INCOME

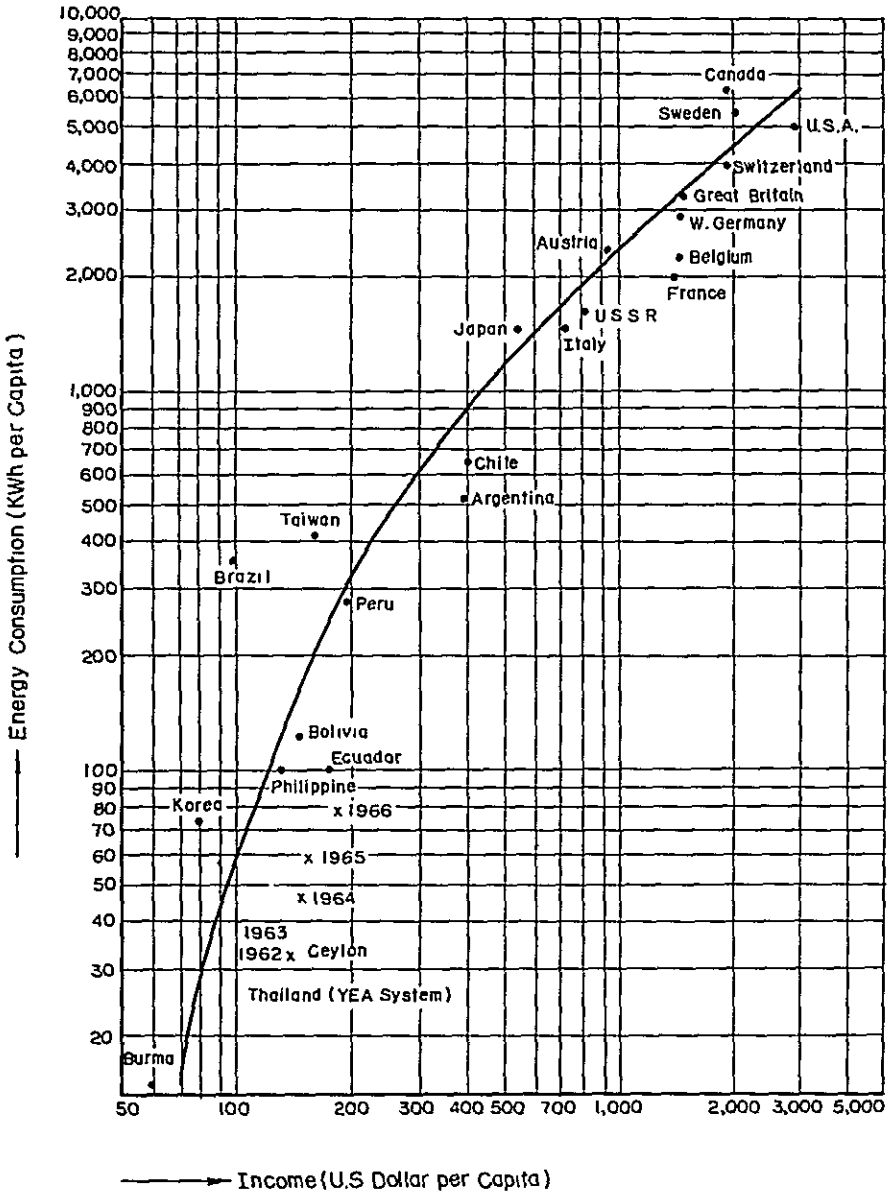


FIG. D-3 RELATION BETWEEN ELASTICITY OF INCREASE OF PER CAPITA ENERGY CONSUMPTION AND PER CAPITA GDP AND ENERGY CONSUMPTION

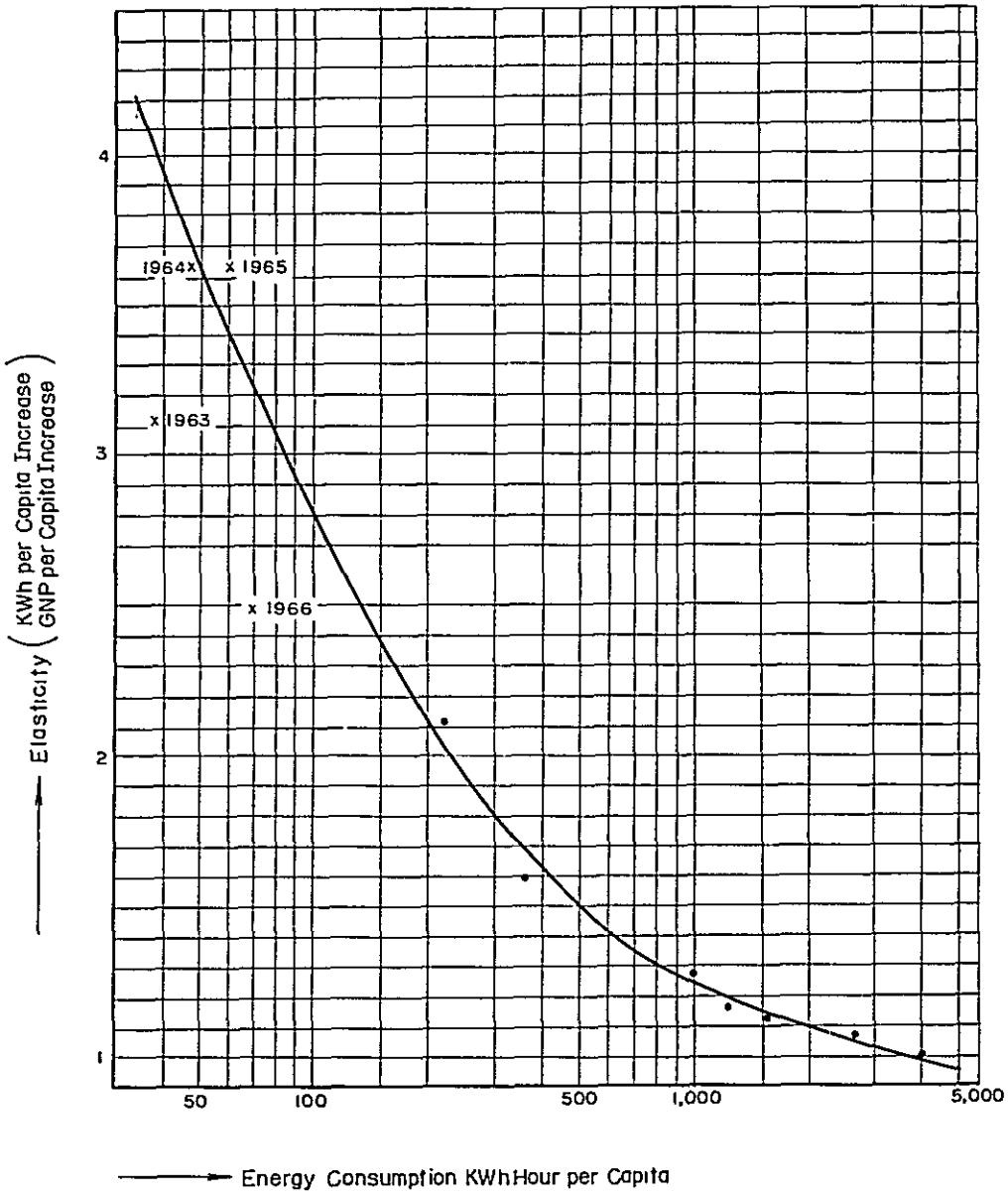
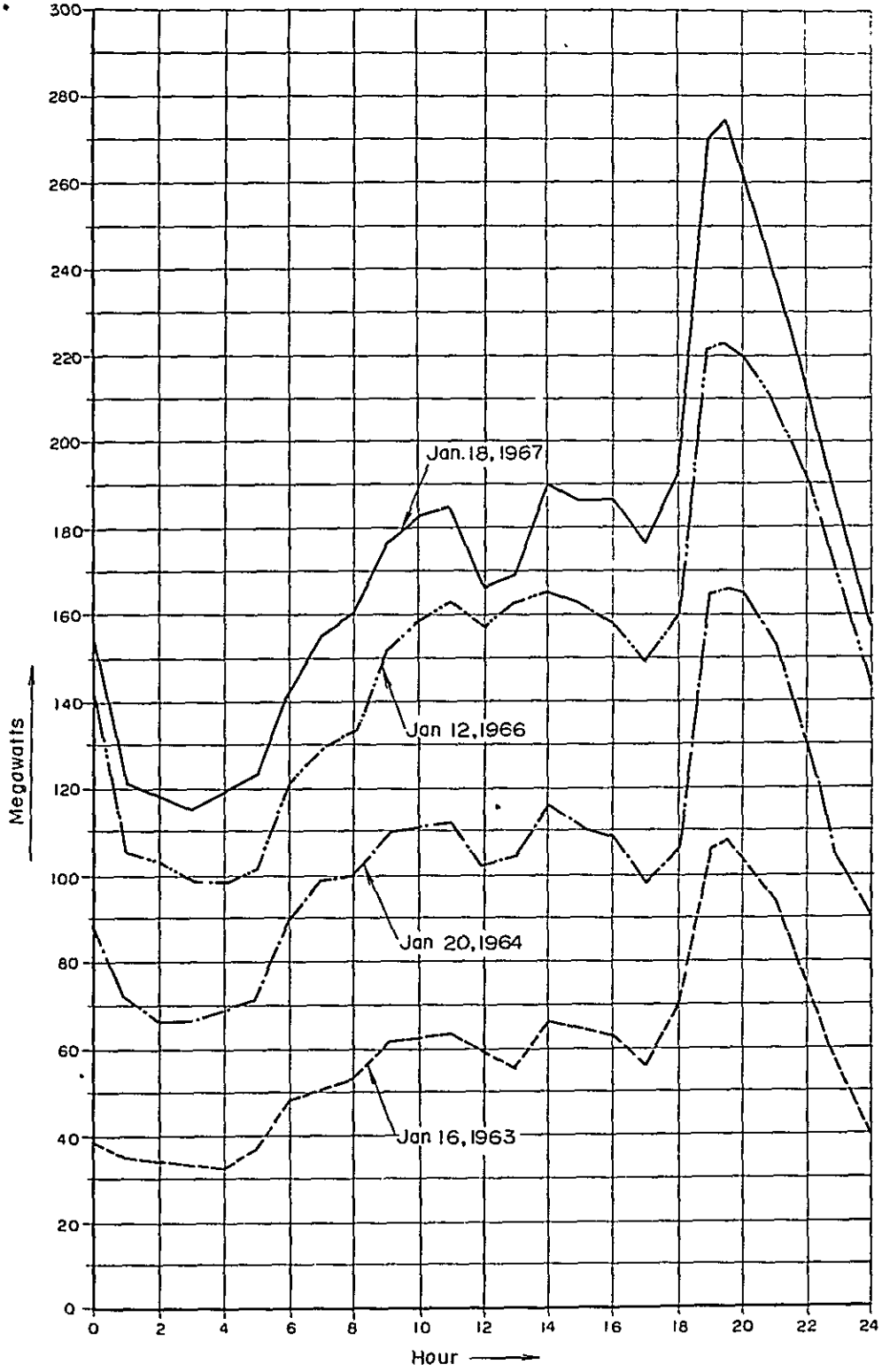


FIG. D-4 DAILY LOAD CURVE OF YEA SYSTEM



附　　録　　E

貯　　水　　池

TABLE E-1 General Feauture of Alternate Schemes with several Nor. H.W.S. of Nam Sai Yai No.1 and No.2 Reservoirs

No.2 Res. Nor. H.W.S. (Eff. Storage)	No.1 Reservoir Nor. H.W.S.(Eff. Storage) Power Station of Nam Sai Yai		Case A Without No.1 Reservoir			Case B (Combined with No.1 Reservoir) Case B-1 (730 m : 120 x 10^6 m^3)				Case B-2 (727.5 m : 90 x 10^6 m^3)				Case B-3 (722.5 m : 50 x 10^6 m^3)			
			No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4
	Catchment Area: Each	sq.km	295	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56
	Catchment Area: Total	sq.km	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354
	Reservoir : Nor.H.W.S	m	591	510	170	730	591	510	170	727.5	591	510	170	722.5	591	510	170
	Reservoir : Nor M.W.S	m	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-
595 m	Tail Water Level	m	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40
($162x10^6m^3$)	Rated Head	m	73.2	333.8	119.8	88.4	73.6	334.2	120	86.7	73.6	334.2	120	83.4	73.6	334.2	120
	Available Discharge : Maximum :	c.m.s.	22	22	23	10	23.0	23.0	24	10	23	23	24	8	23	23	24
	Available Discharge : Firm	c.m.s.	7.0	7.0	7.1	3.2	7.6	7.6	7.7	3.1	7.5	7.5	7.6	2.6	7.4	7.4	7.5
	Available Discharge : Annual Average	c.m.s.	7.6	7.7	9.0	3.2	7.7	7.8	9.1	3.2	7.6	7.7	9.0	3.1	7.5	7.6	8.9
	Installed Capacity	MW	14	63	23	8	15	66	24	8	15	66	24	6	15	66	24
	Dependable Capacity	MW	10.0	61.3	21.5	6.0	10.6	64.3	22.5	6.0	10.6	64.3	22.5	4.7	10.6	64.3	22.5
	Annual Energy Production	MWh.	40,900	188,000	79,400	20,800	41,700	191,000	80,400	20,500	41,200	189,000	79,500	19,000	40,600	187,000	78,500
	Construction Cost	10^6 ฿	297.4	198.4	179.0	145.9	301.9	204.5	188.0	138.7	301.9	204.5	188.0	129.4	301.9	204.5	188.0
	Catchment Area : Each	sq.km.	295	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56
	Catchment Area : Total	sq.km	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354
	Reservoir : Nor. H.W.S.	m	591	510	170	730	591	510	170	727.5	591	510	170	722.5	591	510	170
	Reservoir : Nor M.W.S.	m	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-
591 m	Tail Water Level	m	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40
($110x10^6m^3$)	Rated Head.	m	70.0	333.3	119.4	88.4	71.0	334.2	120	86.7	70.7	333.8	119.8	83.4	70.4	333.7	119.4
	Available Discharge : Maximum	c.m.s.	20	20	21	10	23	23	24	10	22	22	23	8	20	20	21
	Available Discharge : Firm	c.m.s.	6.4	6.4	6.5	3.2	7.4	7.4	7.5	3.1	7.3	7.3	7.4	2.6	6.3	6.8	6.9
	Available Discharge : Annual Average	c.m.s.	7.5	7.6	8.9	3.2	7.6	7.7	9.0	3.2	7.6	7.7	9.0	3.1	7.5	7.6	8.9
	Installed Capacity	MW	12	58	21	8	14	66	24	8	14	62	23	6	12	58	21
	Dependable Capacity	MW	9.2	56.0	19.5	6.0	10.6	64.2	22.5	6.0	10.3	61.5	21.5	4.7	9.3	56.4	19.5
	Annual Energy Production	MWh	38,700	187,000	78,000	20,800	39,800	189,000	79,500	20,500	39,400	189,000	79,500	19,000	38,800	187,000	78,500
	Construction Cost	10^6 ฿	236.4	186.6	174.5	145.9	243.7	204.5	183.5	138.7	241.3	198.4	179.0	129.4	238.9	192.6	174.5

No.2 Res. Nor. H.W.S. (Eff. Storage)	No.1 Reservoir Nor. H.W.S. (Eff. Storage) Power Station of Nam Sai Yai		Case A (Without No.1 Reservoir)			Case B (Combined with No.1 Reservoir)											
						Case B-1 (730m : 120 x $10^6 m^3$)				Case B-2 (727.5m : 90 x $10^6 m^3$)				Case B-3 (722.5m : 50 x $10^6 m^3$)			
			No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4	No.1	No.2	No.3	No.4
	Catchment Area : Each	sq.km.	295	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56
	Catchment Area : Total	sq.km	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354
	Reservoir : Nor.H.W.S.	m	587	510	170	730	587	510	170	727.5	587	510	170	722.5	587	510	170
	Reservoir : Nor M.W.S	m	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	-
587 m	Tail Water Level	m	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40
(70 x $10^6 m^3$)	Rated Head	m	66.7	332.5	118.4	88.4	67.7	333.7	119.6	86.7	67.2	333.2	119.4	83.4	67.2	333.7	119.4
	Available Discharge : Maximum	c.m.s.	16	16	17	10	21	21	22	10	20	20	21	8	20	20	21
	Available Discharge : Firm	c.m.s.	5.2	5.2	5.3	3.2	6.9	6.9	7.0	3.1	6.7	6.7	6.8	2.6	6.3	6.3	6.4
	Available Discharge : Annual Average	c.m.s.	6.9	7.0	8.3	3.2	7.6	7.7	9.0	3.2	7.6	7.7	9.0	3.1	7.5	7.6	8.9
	Installed Capacity	MW	9	45	17	8	12	60	22	8	12	56	21	6	12	56	21
	Dependable Capacity	MW	7.1	43.4	15.5	6.0	9.9	58.5	20.5	6.0		55.8	19.5	4.7	9.2	55.8	19.5
	Annual Energy Production	MWh	33,800	171,000	72,200	20,800	37,800	189,000	79,100	20,500	37,500	188,000	79,000	19,000	37,000	186,000	78,300
	Construction Cost	10^6 ฿	183.2	168.0	155.3	145.9	199.6	192.1	174.5	138.7	196.3	186.6	170.0	129.4	196.3	186.6	170.0
	Catchment Area : Each	sq.km.	295	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56	124	171	3	56
	: Total	sq.km	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354	124	295	298	354
	Reservoir : Nor. H.W.S.	m	583	510	170	730	583	510	170	727.5	583	510	170	722.5	583	510	170
	Reservoir : Nor M.W.S	m	575	507	-	712	575	507	-	712	575	507	0	712	575	507	-
583 m	Tail Water Level	m	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40	630	510	170	40
(38 x $10^6 m^3$)	Rated Head	m	62.2	330.9	117.5	88.4	64.1	332.8	119.4	86.7	64.0	332.8	119.2	83.4	64.0	332.7	119.0
	Available Discharge : Maximum	c.m.s.	10	10	11	10	19	19	20	10	18	18	19	88	17.0	17	18
	Available Discharge : Firm	c.m.s.	4.6	3.2	3.3	3.2	6.0	6.1	6.2	3.1	5.8	5.8	5.9	2.6	5.5	5.5	5.6
	Available Discharge : Annual Average	c.m.s.	6.0	5.3	6.6	3.2	7.4	7.5	8.8	3.2	7.4	7.5	8.8	3.1	7.0	7.1	8.4
	Installed Capacity	MW	6	29	11	8	11	54	20	8	10	51	19	6	10	48	18
	Depemdable Capacity	MW	4.6	27.7	9.6	6.0	8.8	53	18.5	6.0	8.3	50.0	17.5	4.7	7.5	47.3	16.5
	Annual Energy Production	MWh	23,800	129,000	57,100	20,800	34,800	183,000	77,500	20,500	34,800	184,000	77,400	19,000	33,000	173,500	73,500
	Construction Cost	10^6 ฿	137.8	134.1	120.8	145.9	163.4	177.9	165.5	138.7	160.6	173.1	161.0	129.4	157.7	168.2	155.3

TABLE E-2 Benefit (B) and annual cost (C) of alternative schemes (Isolated development: No.2 and No.3 P.S.)

R2 \ R1	R1	Case A	Case B 730 m H.W.S. (120×10^6 m^3)	Case B 727.5 m H.W.S. ($90 \times 10^6 m^3$)	Case B 722.5 m H.W.S. (50×10^6 m^3)
595m H.W.S. (162×10^6 m^3)	B	47.0	48.6	48.3	47.5
	C	36.4	43.7	43.1	42.3
	B-C	10.6	4.9	5.2	5.2
	B/C	1.2	1.11	1.12	1.12
591m H.W.S. (110×10^6 m^3)	B	44.9	48.0	47.1	45.0
	C	31.1	38.7	38.2	37.0
	B-C	13.8	9.3	8.9	8.0
	B/C	1.44	1.24	1.23	1.22
587m H.W.S. ($70 \times 10^6 m^3$)	B	38.1	45.9	44.9	44.5
	C	25.8	35.3	34.0	33.4
	B-C	12.3	10.6	10.9	11.1
	B/C	1.48	1.30	1.32	1.33
583m H.W.S. ($50 \times 10^6 m^3$)	B	26.8	42.9	42.0	39.5
	C	20.0	31.6	30.4	29.3
	B-C	6.8	11.3	11.6	10.2
	B/C	1.34	1.36	1.38	1.35

Note: R1 = Nam Sai Yai No.1 Reservoir

R2 = Nam Sai Yai No.2 Reservoir

H.W.S. = Normal High Water Surface Level

Figures in parenthesis = Effective Storage Capacity

Case A = Without R1

Case B = Combined with No.1 Reservoir

TABLE E-3 Benefit (B) and Annual Cost (C) of Alternative Schemes (With up and down stream development)

(Unit : Million Baht)

No.2 Reservoir (Eff.storage) \ P.S.		Case A			Case B-1				Case B-2				Case B-3			
		No.2 & No.3	No.4	No.2 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No.1 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No. 1 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No.1 ~No.4
595m	B	47.0	12.1	59.1	2.7	48.0	12.5	63.2	2.7	47.8	12.4	62.9	2.3	47.3	12.4	62.0
	C	36.4	10.4	46.8	2.7 *4.1	37.2	10.9	54.9	2.7 *3.7	37.2	10.9	54.5	2.7 *3.3	37.2	10.9	54.1
(162x10^{6}m^3)	B-C	10.6	1.7	12.3	0	10.8	1.6	8.3	0	10.6	1.5	8.4	-0.4	10.1	1.5	7.9
	B/C	1.29	1.16	1.26	1.00	1.29	1.15	1.15	1.00	1.29	1.14	1.15	0.85	1.27	1.14	1.15
	B	44.9	11.5	56.4	2.7	46.8	12.4	61.9	2.7	46.6	12.2	61.5	2.3	45.0	11.6	58.9
591m	C	31.1	10.2	41.3	2.7 *4.1	32.2	10.7	49.7	2.7 *3.7	32.3	10.4	49.1	2.7 *3.3	31.7	10.2	47.9
(110x10^{6}m^3)	B-C	13.8	1.3	15.1	0	14.6	1.7	12.2	0	14.3	1.8	12.4	-0.4	13.3	1.4	11.0
	B/C	1.44	1.13	1.37	1.00	1.45	1.16	1.25	1.00	1.44	1.17	1.25	0.85	1.42	1.14	1.23
	B	38.1	10.1	48.2	2.7	43.0	12.0	57.7	2.7	42.4	11.6	56.7	2.3	42.1	11.6	56.0
587m	C	25.8	9.0	34.8	2.7 *4.1	28.8	10.2	45.8	2.7 3.7	28.1	9.9	44.4	2.7 *3.3	28.1	9.9	44.0
(70x10^{6}m^3)	B-C	12.3	1.1	13.4	0	14.2	1.8	11.9	0	14.3	1.7	12.3	-0.4	14.0	1.7	12.0
	B/C	1.48	1.12	1.39	1.00	1.49	1.18	1.26	1.00	1.51	1.17	1.28	0.85	1.50	1.17	1.27
	B	26.8	7.4	34.2	2.7	36.9	11.3	50.9	2.7	36.3	11.1	50.1	2.3	34.8	10.5	47.6
583m	C	20.0	7.0	27.0	2.7 *4.1	25.1	9.6	41.5	2.7 *3.7	24.5	9.4	40.3	2.7 *3.3	24.0	9.0	39.0
(38x10^{6}m^3)	B-C	6.8	0.4	7.2	0	11.8	1.7	9.4	0	11.8	1.7	9.8	-0.4	10.8	1.5	8.6
	B/C	1.34	1.06	1.27	1.00	1.47	1.18	1.23	1.00	1.48	1.18	1.24	0.85	1.45	1.17	1.22

Note:
(1) Case A = Without No.1 Reservoir
(2) Case B-1 = Combined with No.1 Reservoir and 730m H.W.S. (120 x 10^{6}m^3)
(3) Case B-2 = Combined with No.1 Reservoir and 727.5m H.W.S. (90 x 10^{6}m^3)
(4) Case B-3 = Combined with No.1 Reservoir and 722.5m H.W.S. (50 x 10^{6}m^3)
(5) H.W.S. = Normal High Water Surface Level
(6) Figures in Parenthesis = Effective Storage Capacity
(7) P.S. = Power Station of Nam Sai Yai
(8) * = Cost of No.1 Dam Only
(9) In this calculation, No.1 and No.4 power stations including dam will be completed four years and eight years later.

TABLE E-4 Benefit (B) and Annual Cost (C) of Alternative Schemes

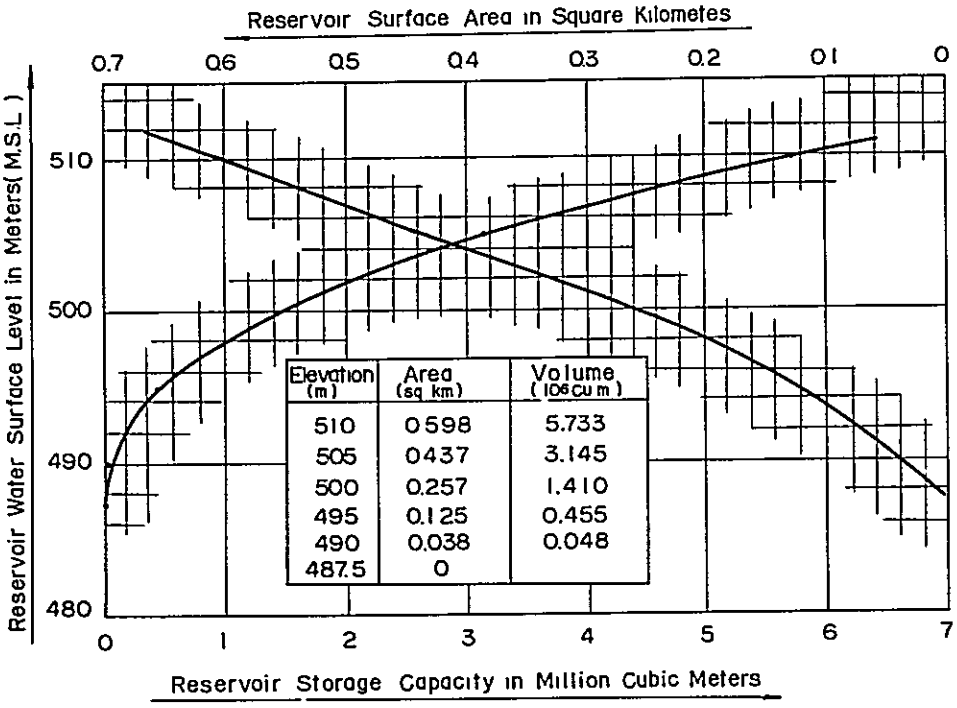
(Simultaneous Development)

(Unit : Million Baht)

No.2 Reservoir (Eff. storage)	P.S.	Case A			Case B-1				Case B-2				Case B-3			
		No.2 & No.3	No.4	No.2 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No.1 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No.1 ~No.4	No.1	No.2 & No.3	No.4	No.1 ~No.4
595m ($162 \times 10^6 m^3$)	B	47.0	15.4	62.4	4.3	48.6	15.8	68.7	4.3	48.3	15.7	68.3	3.7	47.5	15.6	66.8
	C	36.4	13.2	49.6	4.3 *6.5	37.2	13.8	61.8	4.3 *5.9	37.2	13.8	61.2	4.3 *5.3	37.2	13.8	60.6
	B-C	10.6	2.2	12.8	0	11.4	2.0	6.9	0	11.1	1.9	7.1	-0.6	10.3	1.8	6.2
	B/C	1.29	1.17	1.26	1.00	1.31	1.14	1.11	1.00	1.30	1.14	1.12	0.86	1.28	1.14	1.10
591m ($110 \times 10^6 m^3$)	B	44.9	16.6	61.5	4.3	48.0	15.7	68.0	4.3	47.1	15.4	66.8	3.7	45.0	14.7	63.4
	C	31.1	12.8	43.9	4.3 *6.5	32.2	13.5	56.5	4.3 *5.9	32.3	13.2	55.7	4.3 *5.3	31.7	12.8	54.1
	B-C	13.8	3.8	17.7	0	15.8	2.2	11.5	0	14.8	2.2	11.1	-0.6	13.3	1.9	9.3
	B/C	1.44	1.30	1.40	1.00	1.49	1.16	1.20	1.00	1.46	1.17	1.20	0.86	1.42	1.15	1.17
587m ($70 \times 10^6 m^3$)	B	38.1	12.8	50.9	4.3	45.9	15.1	65.3	4.3	44.9	14.7	63.9	3.7	44.5	14.7	62.9
	C	25.8	11.4	37.2	4.3 *6.5	28.8	12.8	52.4	4.3 *5.9	28.1	12.5	50.8	4.3 *5.3	28.1	12.5	50.2
	B-C	12.3	1.4	13.7	0	17.1	2.3	12.9	0	16.8	2.2	13.1	-0.6	16.4	2.2	12.7
	B/C	1.48	1.12	1.37	1.00	1.59	1.18	1.25	1.00	1.60	1.18	1.26	0.86	1.58	1.18	1.25
583m ($38 \times 10^6 m^3$)	B	26.8	9.3	36.1	4.3	42.9	14.3	61.5	4.3	42.0	14.0	60.3	3.7	39.5	13.2	56.4
	C	20.0	8.9	28.9	4.3 *6.5	25.1	12.2	48.1	4.3 *5.9	24.5	11.8	46.5	4.3 *5.3	24.0	11.4	45.0
	B-C	6.8	0.4	7.2	0	17.8	2.1	13.4	0	17.5	2.2	13.8	-0.6	15.5	1.8	11.4
	B/C	1.34	1.04	1.25	1.00	1.71	1.17	1.28	1.00	1.71	1.19	1.30	0.86	1.65	1.16	1.25

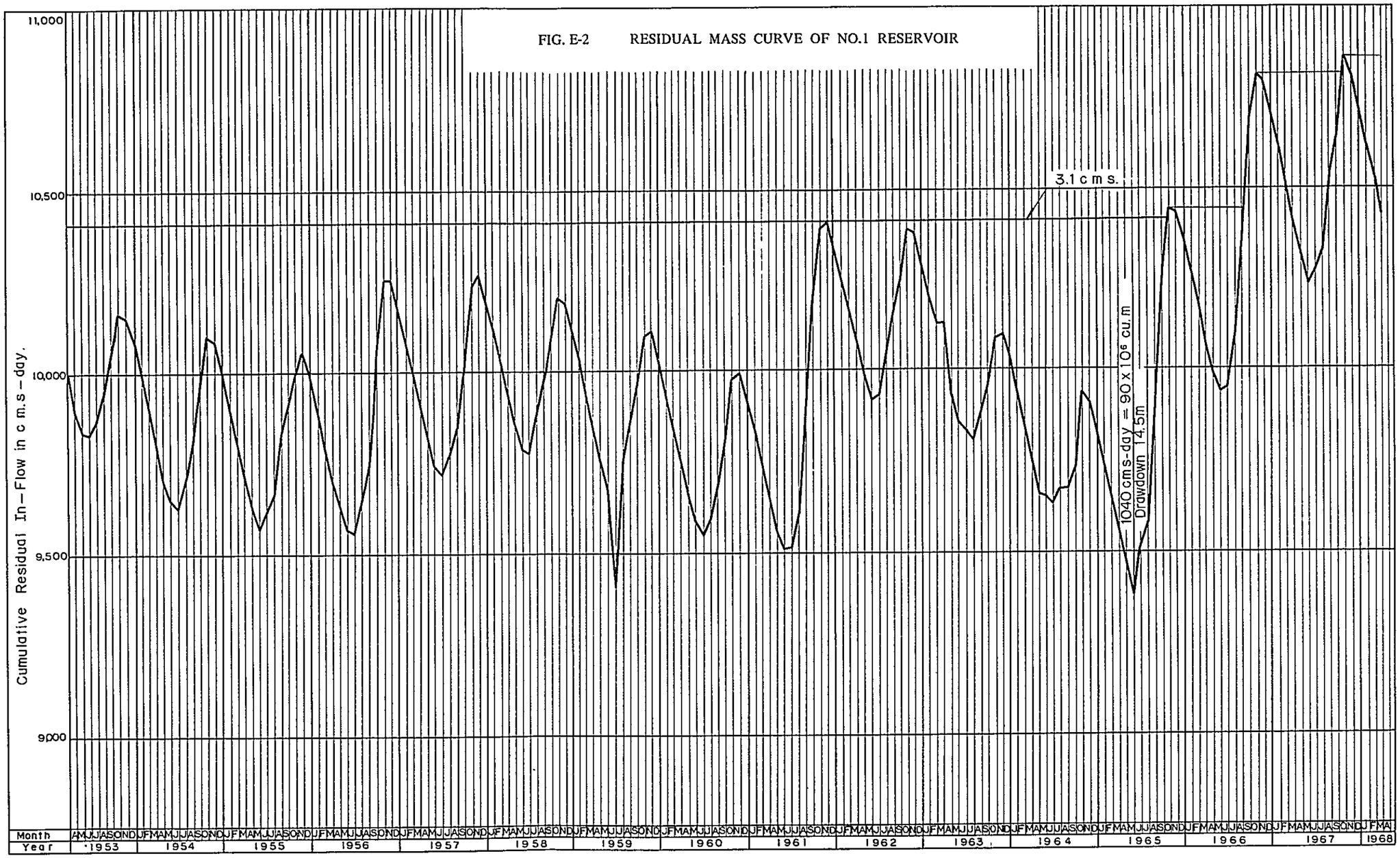
Note:
(1) Case A = Without No.1 Reservoir
(2) Case B-1 = Combined with No.1 Reservoir and 730m H.W.S. ($120 \times 10^6 m^3$)
(3) Case B-2 = Combined with No.1 Reservoir and 725.5m H.W.S. ($90 \times 10^6 m^3$)
(4) Case B-3 = Combined with No.1 Reservoir and 722.5m H.W.S. ($50 \times 10^6 m^3$)
(5) H.W.S. = Normal High Water Surface Level
(6) Figures in Parenthesis = Effective Storage Capacity
(7) P.S. = Power Station of Nam Sai Yai
(8) * = Cost of No.1 Dam only

FIG. E-1 AREA CAPACITY CURVES FOR A-NO.3 REGULATING POND
(A-LINE)



Elevation (m)	Area (sq km)	Volume (10^6 cu m)
510	0.598	5.733
505	0.437	3.145
500	0.257	1.410
495	0.125	0.455
490	0.038	0.048
487.5	0	

FIG. E-2 RESIDUAL MASS CURVE OF NO.1 RESERVOIR



附　録　F

発　生　電　力

TABLE F-1 AVAILABLE ENERGY OF NAM SAI YAI NO.2 POWER STATION

YEAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	ANNUAL
53-54	2551.0	2568.0	2497.0	2652.0	2776.0	2799.0	2988.0	2895.0	2956.0	2896.0	2547.0	2728.0	32853.0
54-55	2539.0	2560.0	2473.0	2684.0	2836.0	2876.0	9224.0	2853.0	2896.0	2823.0	2468.0	2628.0	38860.0
55-56	2423.0	2428.0	2470.0	3216.0	2840.0	2822.0	2992.0	2911.0	2988.0	2936.0	2597.0	2800.0	33423.0
56-57	2621.0	2640.0	2562.0	3244.0	2887.0	9072.0	9400.0	2911.0	2980.0	2924.0	2583.0	2772.0	46596.0
57-58	2590.0	2592.0	2504.0	2660.0	2788.0	2825.0	9349.0	2911.0	2983.0	2936.0	2597.0	2800.0	39535.0
58-59	2621.0	2636.0	2559.0	3234.0	2876.0	2884.0	9237.0	2864.0	2916.0	2848.0	2496.0	2664.0	39835.0
59-60	2466.0	2460.0	2334.0	2656.0	2776.0	2818.0	3008.0	2911.0	2980.0	2928.0	2583.0	2780.0	32700.0
60-61	2597.0	2600.0	2478.0	2636.0	2768.0	2802.0	3008.0	2911.0	2980.0	2928.0	2583.0	2780.0	33071.0
61-62	2597.0	2644.0	2586.0	3262.0	9150.0	9096.0	9400.0	2911.0	2980.0	2928.0	2583.0	2780.0	52917.0
62-63	2601.0	2624.0	2578.0	3286.0	8587.0	2776.0	2992.0	2892.0	2948.0	2887.0	2539.0	2716.0	39426.0
63-64	2528.0	2512.0	2411.0	2476.0	2608.0	2644.0	2880.0	2818.0	2872.0	2796.0	2446.0	2600.0	31591.0
64-65	2396.0	2488.0	2396.0	2568.0	2592.0	2605.0	2916.0	2818.0	2855.0	2776.0	2424.0	2576.0	31410.0
65-66	2369.0	2412.0	2562.0	2748.0	9187.0	9096.0	9400.0	2911.0	2976.0	2919.0	2572.0	2759.0	51911.0
66-67	2570.0	2628.0	2570.0	3309.0	9200.0	9096.0	9337.0	2884.0	2932.0	2864.0	2515.0	2680.0	52585.0
67-68	2489.0	2468.0	2462.0	2668.0	2892.0	2911.0	9400.0	2892.0	2940.0	2876.0	2521.0	2692.0	39211.0
	2530.5	2550.7	2496.1	2886.6	4450.9	4474.8	6368.7	2886.2	2945.5	2884.3	2536.9	2717.0	39728.3

TABLE F-2 AVAILABLE ENERGY OF NAM SAI YAI NO.3 POWER STATION

YEAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	ANNUAL
53-54	12911.0	13391.0	13049.0	13550.0	13631.0	13210.0	13677.0	13049.0	13375.0	13346.0	12052.0	13339.0	158580.0
54-55	12911.0	13396.0	13032.0	13614.0	13677.0	13292.0	42035.0	13020.0	13369.0	13344.0	12050.0	13338.0	187078.0
55-56	12907.0	13393.0	13153.0	16012.0	13610.0	13163.0	13646.0	13137.0	13400.0	13354.0	12058.0	13346.0	161179.0
56-57	12915.0	13385.0	13042.0	15939.0	13654.0	40971.0	42127.0	13067.0	13381.0	13348.0	12054.0	13339.0	217222.0
57-58	12911.0	13370.0	13028.0	13554.0	13633.0	13248.0	42247.0	13119.0	13398.0	13354.0	12060.0	13346.0	187268.0
58-59	12915.0	13381.0	13044.0	15927.0	13652.0	13236.0	42031.0	13042.0	13373.0	13346.0	12052.0	13339.0	189338.0
59-60	12911.0	13377.0	12982.0	13725.0	13625.0	13252.0	13706.0	13077.0	13383.0	13350.0	12054.0	13344.0	158786.0
60-61	12913.0	13369.0	12994.0	13552.0	13633.0	13236.0	13806.0	13080.0	13383.0	13350.0	12054.0	13344.0	158714.0
61-62	12913.0	13419.0	13067.0	15933.0	42324.0	40941.0	42114.0	13082.0	13385.0	13350.0	12054.0	13344.0	245926.0
62-63	12913.0	13396.0	13077.0	15968.0	42003.0	13210.0	13725.0	13032.0	13370.0	13346.0	12052.0	13339.0	189431.0
63-64	12911.0	13360.0	13014.0	13454.0	13606.0	13183.0	13690.0	13095.0	13390.0	13350.0	12056.0	13344.0	158453.0
64-65	12905.0	13484.0	13020.0	13565.0	13494.0	13151.0	13806.0	13030.0	13369.0	13348.0	12052.0	13344.0	158568.0
65-66	12907.0	13370.0	13274.0	13596.0	42397.0	41005.0	42091.0	13044.0	13377.0	13344.0	12048.0	13335.0	243788.0
66-67	12907.0	13435.0	13067.0	16008.0	42295.0	40963.0	42012.0	13018.0	13360.0	13344.0	12048.0	13335.0	245792.0
67-68	12911.0	13360.0	13110.0	13609.0	13796.0	13294.0	42101.0	12972.0	13354.0	13344.0	12048.0	13335.0	187234.0
	12910.7	13392.4	13063.5	14533.7	21268.7	20623.7	28854.3	13057.6	13377.8	13347.9	12052.8	13340.7	189823.8

QN

TABLE F-3 POWER DISCHARGE FOR NO.2 POWER STATION

YEAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	ANNUAL
53-54	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
54-55	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.5
55-56	6.4	6.4	6.4	7.5	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5
56-57	6.4	6.4	6.4	7.5	6.4	20.0	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	8.8
57-58	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.5
58-59	6.4	6.4	6.4	7.5	6.4	6.4	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.6
59-60	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
60-61	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
61-62	6.4	6.4	6.4	7.5	20.0	20.0	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	9.9
62-63	6.4	6.4	6.4	7.5	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.6
63-64	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
64-65	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
65-66	6.4	6.4	6.4	6.4	20.0	20.0	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	9.8
66-67	6.4	6.4	6.4	7.5	20.0	20.0	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	9.9
67-68	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	20.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.5
	6.4	6.4	6.4	6.8	10.0	10.0	13.7	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.6

FN

TABLE F-4 SPILLED WATER OF NO. 2 RESERVOIR

YEAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	ANNUAL
53-54	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
54-55	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
55-56	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
56-57	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
57-58	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
58-59	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
59-60	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
60-61	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
61-62	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.6	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
62-63	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
63-64	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
64-65	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
65-66	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
66-67	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
67-68	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.5	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2

HN

TABLE F-5 WATER SURFACE OF NO.2 RESERVOIR

YEAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	ANNUAL
53-54	581.6	579.9	580.2	582.0	585.1	588.0	590.4	590.5	589.6	588.1	586.2	583.9	585.5
54-55	581.3	579.7	579.6	582.8	586.6	590.0	589.5	589.4	588.1	586.3	584.0	581.4	584.9
55-56	578.3	576.4	579.5	584.3	586.7	588.6	590.5	590.9	590.4	589.1	587.6	585.7	585.7
56-57	583.4	581.7	581.9	584.9	587.9	590.7	590.9	590.9	590.2	588.8	587.2	585.0	587.0
57-58	582.6	580.5	580.4	582.2	585.4	588.7	590.5	590.9	590.3	589.1	587.6	585.7	586.2
58-59	583.4	581.6	581.8	584.7	587.6	590.2	589.6	589.7	588.6	586.9	584.8	582.3	585.9
59-60	579.4	577.2	576.0	582.1	585.1	588.5	590.9	590.9	590.2	588.9	587.2	585.2	585.1
60-61	582.8	580.7	579.7	581.6	584.9	588.1	590.9	590.9	590.2	588.9	587.2	585.2	585.9
61-62	582.8	581.8	582.5	585.3	588.9	590.9	590.9	590.9	590.2	588.9	587.2	585.2	587.1
62-63	582.9	581.3	582.3	585.8	584.4	587.4	590.5	590.4	589.4	587.9	586.0	583.6	586.0
63-64	581.0	578.5	578.0	577.6	580.9	584.0	587.7	588.5	587.5	585.6	583.4	580.7	582.8
64-65	577.6	577.9	577.6	579.9	580.5	583.0	588.6	588.5	587.1	585.1	582.8	580.1	582.4
65-66	576.9	576.0	581.9	584.4	589.2	590.9	590.9	590.9	590.1	588.7	586.9	584.7	586.0
66-67	582.1	581.4	582.1	586.3	589.3	590.9	590.4	590.2	589.0	587.3	585.3	582.7	586.4
67-68	580.0	577.4	579.3	582.4	588.0	590.9	590.9	590.4	589.2	587.6	585.5	583.0	585.4
	581.1	579.5	580.2	583.1	586.0	588.7	590.2	590.3	589.3	587.8	585.9	583.6	585.5

附　録　G

経　済　評　価

TABLE D-1 ANNUAL BENEFIT OF NAM SAI YAI NO.2 AND NO.3 POWER STATION WITH INTEREST RATE OF 7%

(Unit : 1,000 Baht)

Fiscal Year	No.2 Power Station Annual Benefit	No.2 Power Station Present Worth in 1974	No.3 Power Station Annual Benefit	No.3 Power Station Present Worth in 1975	Total of Annual Benefit
1974	6,070	6,070	-	-	6,070
1975	6,670	6,230	30,760	30,760	37,430
1976	6,670	6,120	32,020	29,900	38,690
1977	6,670	5,450	33,010	18,800	38,680
1978	7,060	5,380	33,010	27,000	40,070
1979	7,240	(45 yrs.) 7,240 x 13.605 x 0.713 = 70,300	37,270	28,400 (45 yrs.) 38,200 x 13.605 x 0.713 = 370,000	44,510
1980			38,200		45,440
⋮					
2023	7,240				45,440
2024	-		38,200		38,200
	Present Worth in 1974	99,550	Present Worth in 1975	514,860	-
Annual Benefit for 50 yrs. (Capital recovery factor for 50 yrs = 7.25%)		7,220	-	37,300	(B)= 44,520

Investment Cost of No.2 P. S. = 231,700,000 ฿

Investment Cost of No.3 P. S. = 188,900,000 ฿

Transmission, Telecommunication and Substation = 69,200,000 ฿

Annual Cost Factor Generating Plant = 8.25% (+1%)

Annual Cost Factor for Transmission Telcommunication and Substation =10.25% (+3%)

Annual Cost for Generating Plant = 19,100 + 15,600 = 34,700 ฿

Annual Cost for Transmission Telcommunication and Substation = 7,100 ฿

Total Annual Cost (C) = 41,800 ฿

Benefit Cost Ratio (B/C) = 1.07

TABLE D-2 ANNUAL BENEFIT OF NAM SAI YAI NO.2 AND NO. 3 POWER STATION WITH INTEREST RATE OF 8%

(Unit : 1,000 Bai

Fiscal Year	No. 2 Power Station Annual Benefit	No. 2 Power Station Present Worth in 1974	No.3 Power Station Annual Benefit	No.3 Power Station Present Worth in 1975	Total of Annual Benefit
1974	6,070	6,070	-	-	6,070
1975	6,670	6,170	30,760	30,760	37,430
1976	6,670	5,720	32,020	29,600	38,690
1977	6,670	5,300	33,010	28,300	38,680
1978	7,060	5,200	33,010	26,200	40,070
1979	7,240	(45 yrs.) 7,240x12.234 x0.681 = 60,400	37,270	27,400	44,510
1980	⋮		38,200	(45 yrs) 38,200x12.234 x0.681 = 318,000	45,440
	⋮		⋮	⋮	⋮
2023	7,240		⋮		45,440
2024	-		38,200		38,200
	Present Worth in 1974	88,860	Present Worth in 1975	460,260	-
Annual Benefit for 50 yrs. (Capital recovery factor for 50 yrs. = 8.17%)		7,260	-	37,600	(B)= 44,860

Investment Cost of No.2 P. S. = 231,700,000 ฿

Investment Cost of No.3 P. S. = 188,900,000 ฿

Transmission, Telecommunication and Substation = 69,200,000 ฿

Annual Cost Factor for Generating = 9.17%

Annual Cost Factor for Transmission, Telecommunication and Substation = 11.17%

Annual Cost for Generating plant = 21,300 + 17,300 = 38,600 ฿

Annual Cost for Transmission and Telecommunication and Substation = 7,800 ฿

Total Annual Cost (C) = 46,400 ฿

Benefit Cost Ratio (B/C) = 0.97

FIG. G-1 RELATION BETWEEN BENEFIT COST RATIO AND INTEREST OF NAM SAI YAI NO.2 AND NO.3 PROJECTS