

マレーシア国石油産業開発計画調査 報告書

第 I 卷

マスタープランスタディの調査範囲

昭和 53 年 1 月



国際協力事業団

RY

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 6. 19	113
	66.8
登録No. 11651	MPI

は し が き

日本国政府は、マレーシア国政府の要請に基づき同国の石油産業開発計画のための調査を行うこととなりその実施を国際協力事業団に委託した。

この調査は、マレーシア国が同国の石油及びガスの短期的及び長期的開発計画と、その利用政策を策定するにあたり一助とするものであり、国際協力事業団は関係各省の協力のもとに資料収集ミッション、インセプションレポートミッション、資料分析ミッション、サイトサーベイミッション等を現地に派遣、マレーシア側の現状を把握し、また資料の収集を行った。

調査団は帰国後、国内において資料及びデータの解析を行い技術的経済的検討を加え、ここに調査報告書を提出することとなった。

この調査報告書がマレーシア国の社会的経済的發展に寄与するとともに、同国と日本との親善に、より一層貢献することを心から願うものである。

ここに、この調査に協力されたマレーシア国 PETRONAS (PETROLIAM NASIONAL BERHAD)、在マレーシア日本国大使館、外務省、通商産業省等関係機関の各位に対し、深く謝意を表すものである。

1978年1月

JICA LIBRARY



国際協力事業団
総裁 法眼晋作

マレーシア国石油産業開発計画調査
報告書

才 I 卷 マスタープランスタディ
の調査範囲

昭和 5 3 年 1 月

国 際 協 力 事 業 団

オI巻 マスタープランスタディの調査範囲

目 次

ページ

1.	調査の目的	1
2.	調査の方法	2
2.1	油・ガス田の評価と生産予測	2
2.2	生産施設	5
2.3	コストの算定および経済検討	7
3.	使用データ	9
3.1	油・ガス田の評価と生産予測	9
3.2	生産施設	10
3.3	コストの算定および経済検討	10
4.	付	11
	用語解説	11
	APPENDIX	

1. 調査の目的

マレーシア国石油産業開発計画に関する、今回の調査の目的は、この計画を実施しようとする PETRONAS に対し、以下に示す事柄について適切な提言を行う事である。

- (a) 同国内の石油及びガス資源の長期並びに短期開発計画の策定。
- (b) マレーシア国の国益に沿った同国内資源の有効利用に関する適切な政策と処法の追求及び、石油開発・石油化学産業に於ける必要十分な施設等に関する調査。

国際協力事業団によつて行なわれた調査内容は、以下の通りである。

- (a) 入手されている基料に基づく同国の石油・ガス埋蔵量の評価、適用地域と資料及び Appendix I に示されている決定事項に関する検討。
- (b) マレーシア国の石油資源開発に利用されている既存の掘削及び、生産施設の評価および提言。
- (c) 既存施設の評価と共に将来の開発に伴い必要となる生産施設の規模、様式等に関する適切な提言。

2. 調査の方法

2.1 油・ガス田の評価と生産予測

(1) 油・ガスの原始埋蔵量の計算と基礎データ編集

油層の地質構造は、主要生産フィールドに関しては対比による地質解析により決定され、その他の全てのフィールドに関しては、震探解析を基にして決定された。一般的層序の調査につづいて、全ての重要な油層は、既存の地域名とは関係なく、アルファベット順に命名された。

コア解析データの有効性は、最も適したログ解析の方法を確立する為に、詳細にわたって検討され、又その方法は Appendix V に記載されている。水飽和率と孔隙率を得るためのログ解析は、手計算及びコンピュータにより行われた。

地質解析と多くのログ解析の結果を基にして、流体性質とそれらの分布が決定された。原始埋蔵量は全てのフィールドに対して容積法で計算され、そしてその結果は、既存生産油田に対して、油層数値モデルが終了後に見直をされた。

(2) 油層の推移挙動解析

推移挙動解析は、圧力、ガス油比、水油比を詳細に検討することにより、各既存生産油田で行われた。

一般的なフィールド特性と流体置換機構は、坑井の性質と圧力挙動を見直すことにより得られた。

油層モデルは、実際の坑井仕上げ状況やフィールドの特性を検討することによつて油層の推移挙動の予測する為に作成された。二種類のモデルが、既存生産フィールドの解析のために適用された。

1つは VOL33S であり、その詳細は Appendix III に記載されている。もう1つは、ブロック・モデルであり、それは油層単位での計算に使用された。

多くの薄い層から成っている油層は擬似関数、特に擬似相対浸透率曲線の使用により単一油層として扱わなければならなかつた。

油層パラメータはそのモデルが油層の過去の挙動を正確に反映するまでのヒストリー・マツチ過程を通じて試行錯誤により修正された。

そのモデルの正確性は圧力一致と生産ガス油比や水油比やブレイク・スルーの時期のような事象の一致により確かめられた。

最後に、油の埋蔵量は、容積法によつて評価された値と比較することにより見直された。

開発待機フィールドやいくつかの開発期待フィールドの解析に対して従来の物質収支法が予測される推移挙動の評価のために適用された。

検討された推移挙動予測は、例えば既存状況の延長の場合と追加坑井を考えた場合のいくつかの開発ケースを考え、個々の油層グループについて、将来の推移挙動予測から成っている。追加坑井を考えた場合、マレーシア国の主要生産フィールドに対して、純技術的観点から見た最適生産レートが決められた。既存生産フィールドにおける未開発地域を開発する場合も同様に決められた。

僅かな特殊コア分析データと非常に短い生産実績しかないので、水、ガス圧入の適合性と又、圧力を維持するための他のエネルギーの必要性を結論づけることができなかった。

特に強調したいことは、最も適した開発方法を決定するのに必要な資料を収集することである。フィールド毎の適した生産レートは、比較的長期にわたり一定生産レートを保つように定められた。

実際の推移挙動予測解析にあたり、個々のフィールドに適用された解析方法は、データの有効性により決められた。

推移挙動実績が、その油層を十分に特徴づける場合、まず始め圧力、ガス油比、水油比を一致するように計算が行われた。しかし、しばしば記録された一時的なガス油比は計算上十分に満足させることができなかった。ガス油比一致の試みは、ガスの累積生産量を合わせるように行われた。

圧力データが利用できないフィールドや、油層のリミットが確認されていない油層に対して、原始埋蔵量を仮定することにより、減退曲

線法が適用された。

溶解ガス、ガス・キャップが実際の油生産に重要な役割を占めているフィールドの解析にとって、ガス・油相対浸透率曲線は、油層の将来の推移挙動と究極可採埋蔵量を評価するのに重要な要因となっている。相対浸透率データが利用できない場合、まず第一に同じような状態のフィールドのデータにより推定され、次に生産実績を一致させる過程で修正された。

マレイシア油田の一般的な流体特性は、信頼できる特殊流体試験の結果を利用することによ要約され、それは Appendix IV に記載されている。その関係は、流体データが利用できないフィールドの流体性質を決めるのに用いられた。

Central Luconia のガス田解析に対して、累積生産量対平均ガス層圧力、坑口圧力対産出レートの関係を決めることにより、個々のフィールドに対して、ガス層毎の推移挙動が予測された。可採埋蔵量は、Cullender & Smith 法により計算された坑口圧力と施設の能力を基にして計算された。

最も効果的な開発方法を決めるために、いくつかの開発計画が調査された。

最終的に、最適生産は、6つのガス田開発による最も適したガス供給計画を確立するように定められた。

2.2 生産施設

(1) 既存生産施設の評価

マレーシアでは現在、Fig 30-9-1に示す様に、4つの地域で計8つの油田が生産をしている。ここでは調査遂行の便宜上、これらの油田を次の3つのグループに分類し、坑口装置から来航タンカーの出荷地点までの流れについて、それぞれ独立した系列として扱う。

Labuan 系列 (Sabah Area)

Tembungo 系列 (Sabah Area)

Lutong 系列 (Sarawak Area)

この項では1976年9月、1977年1月に行つたデータ収集、および現地調査によつて得たデータを充分活用し、以下の項目について検討を行なつた。

- 一 既存生産施設の現況
- 一 既存生産施設の処理能力の評価
- 一 将来の予測生産量に対する既存生産施設の評価
- 一 現在の生産形態に関する考察

Fairley-Baram 油田についてはその施設の大部分がブルネイにあり、それに対するデータが得られなかつたため評価の対象から除外した。

(2) 施設計画

ペニンシュラー、サバ、サラワクの3地区別の油・ガス田群について、単独又は複数油田の組み合わせの場合を含めて幾つかのケースを設定し、Part A で予測された生産計画に基づき、生産施設の概念設計を行つた。その結果として flow diagram facilities layout, equipment list 等の設計資料を作成した。施設の概要については、設定した全ケースに対して説明を行うことは繁雑であり、またあまり意味もないので、Part C の経済検討の結果を加味し、選定した幾つかのケースについてのみ行うこととした。

一部のフィールドについては、現時点で他の油・ガス田と同様に取扱うには不確定な要素があるか、又は他に開発の可能性が高いフィー

ルドについては、現時点で詳細に検討することはあまり意味がないので、参考までにその投資コストを算定するにとどめ、これに必要な概念設計を実施した。従つて、equipment list 等の設計資料を作成していない。

この概念設計では対象となる生産施設の範囲は、drilling platform, production platform, 海底集油・集ガスパイプライン、海上貯油設備もしくは陸上貯油設備、原油出荷設備およびこれらの付帯設備等である。

2.3 コストの算定および経済検討

(1) コストの算定

概念設計を実施した各ケースの油・ガス田施設について投資額および操業費の算定を行い、経済検討のための基礎資料として投資計画表を作成した。

投資額算定の対象には坑井掘削、海上プラットフォーム、海底パイプライン、油・ガス生産処理設備、海上貯油設備もしくは陸上貯油設備、原油出荷施設およびこれらに付帯する設備を含み、操業費には上記操業に要する要員、化学薬品、請負業者、補修維持、保険等の費用を含む。

なお投資額および操業費は、次の経済検討の資料として使用することを目的とした予算用のものであり、1976年年央を算定時点としている。

(2) 経済検討

Part B.2 において選定した原油および天然ガス生産施設計画案について、原油については、マレイシア国生産物分与方式に基づき、ペトロナスおよび操業会社別の収益性分析を各案に対して検討し、天然ガスについてはガス・コストの算定を行った。

天然ガスの大規模利用については、一般に集ガス施設とガス利用施設を一体として考慮しない限りは、プロジェクトとして成立するかどうかの判断を行い得ない場合が多いため、油における様な一般的な販売価格の設定が困難である。従つて、集ガス施設のみを対象とした場合の収益性の分析は困難であるので、本調査においては、海岸到達地点までに必要とするコストを算出し、集ガス施設代替案の中から最適ケースを選択するための指標として利用することとした。なお参考までに生産物分与方式についても後述する様な一定条件での計算例を示した。

この章の経済検討の結果は、Part B.2 における概念設計代替案についての複雑かつ無用な記述を避けるための予備的選択に利用してい

る。

この章においては、まず経済検討の基礎事項について述べ、次に原油および天然ガスの順に経済検討を行った。

3. 使用データ

Master Plan Study に使われたデータは Inception Report の提出がなされた時 PETRONAS に返換された。

3.1 油・ガス田の評価と生産予測

次のデータがこの研究中に使われた。

地震探鉱記録断面図

坑井内速度測定試料

測線図

坑井仕上げ報告

通常コア分析

特殊コア分析

通常ガス分析

特殊流体分析

圧力・生産実績データ

坑井検層

自然電位検層

ガンマ線検層

音波検層

中性子検層

密度検層

インダクション

ラテロ・ロギング

マイクロ・ラテロ・ロギング

キャリパー検層

3.2 生産施設

(1) 既存生産施設に使用したデータ

このスタディに使用されたデータは、データ収集および現地調査の時期に集められた正確で実際のデータである。

(2) 概念設計に使用したデータ

上述のデータの他、油層評価に基づく油・ガス層の推移挙動より得たデータを使用した。

3.3 コストの算定および経済検討

(1) コストの算定に使用したデータ

- ・ 概念設計より得たデータ
- ・ 経験に基づくコストの算定データ

(2) 経済検討に使用したデータ

- ・ 概念設計およびコストの算定により得たデータ
- ・ 下流部門担当チームより提出されたデータ

4. 付

用語解説

単位・略語 技術用語	説 明
STB	Stock Tank Barrel の略 地表の体積と地下の体積では異なるのでそれを特に区別して表現する場合に用いる。 標準状態に於ける体積単位（バレル）
RB	Reservoir Barrel の略 地下の状態で占める体積
S.S.Depth	Sub-Sea Depth 地下の深度を表すのに基準海面よりの深度。
Original Oil in Place, Original Gas in Place	それぞれ油・及びガスの 原始埋蔵量を言い、可採埋蔵量と特に 区別して用いてある。 可採埋蔵量の場合は Recoverable Reserves としてある。
MMSCFD	ガスの流量計測単位であり、一日当り百万 立方フィート（標準状態）の単位流量を示 す。
BBL	Barrel の略である。原油並びに石油製品 の計量単位であり、0.15899 klと同量であ る。
BPD	Barrel per day の略であり、流量の計測 単位である。
Drilling and Production Platform	海上油・ガス田を開発するために設置する 固定式海上鋼構造物である。この鋼構造物 上に油あるいはガスの生産施設と掘削装置 を搭載し、これらの生産並びに坑井の掘削 を行なう。

Drilling Platform	海上油・ガス田の坑井を掘削する目的で設置する固定式海上鋼構造物である。
Production Platform	海上油・ガス田から生産した原油あるいはガスの処理を行なう目的で設置する海上鋼構造物である。
Single Anchor Leg Mooring	海上で原油あるいは石油製品の荷役に利用する目的で設置する。鋼板製円形ブイで、海面に浮びアンカーで固定する。 風および潮流の影響でタンカーは自由にブイの回りを回転し、それらの抵抗が最少になるように方向づけられるので、強風、強潮流のもとでも係船および荷役が可能である。水深が深い場合に設置され、基地からの海底パイプと連絡し、油の荷役をする。
Oil and Gas Separator	ガス分を含んだ坑井流体を気体（ガス）と液体（油）に分離する目的で使用する圧力容器である。用途により水平型と垂直型がある。
Vent or Flare Line	不必要なガスあるいは緊急時に放出するガスを扱う目的で油およびガス生産施設と大気放散塔やガス燃焼塔との間に布設するパイプラインである。 Vent line は大気放散塔に Flare line はガス燃焼塔に接続する。
油 田 水	石油に伴うかん水。石油はかん水に伴って存在し、石油鉱床は油田水のごく一部分を占めているにすぎない。

随伴ガス

原油に随伴して生産されるガスである。
これには、油層中のガスが原油と一緒に生産されるものと原油中に溶解しているガスが地上で減圧により分離するものがある。

割引率

将来得られると予想される現金を計算年度に割引くための率のことをいう。
この割引率を設定して計算したネット・キャッシュ・フローの現在価値累計は投下した資金が割引率の値で示される利益率で運用された場合の現金価値累計を示す。

現在価値

将来得られると予想される現金を計算年度に割引いた現在価値のことをいう。
その計算は次の式を用いる。

$$\text{現在価値} = \frac{\text{将来価値}}{(1+i)^n}$$

ただし、 i = 1 期間当りの割引率

n = 期間

ネット・キャッシュ

経済的指標を求める計算のベースになる。
あるプロジェクトを計画する際に、生じる将来得られると予想される正味収益のことを言う。

DCF ROR

石油鉱業界で現在最も広く利用されている投資価値の尺度を表わす経済的指標値。

割引正味現金収支収益率である。ある割引率を与えた正味収益の現在価値累計が0を満足する割引率のことを言う。この指標の利点は時間に対する金の価値の概念が含まれていること、金利や会社の通常プロジェクトの平均収益率と対象プロジェクトの収益率を比較できることなどである。

ペイアウト期間

投資価値の尺度を表わす経済的指標値。

投資回収期間である。すなわち、投資額に等しいだけの正味収益累計額を得るまでの期間である。この値は小さな程よい。

この指標にはペイアウトした後の収益の大きさが反映されていない。

感度分析

収益性に影響を与える生産量、投資額および販売価格等を予想される値を中心に、増加または減少させて、それに対する収益性をみることをいう。

APPENDIX I

Minutes of Discussions, held in Petronas's
Offices, Kuala Lumpur, from 11th to 15th
July 1976, on the Master Plan Study for the
Development of Petroleum Resources in Malaysia

Minutes of Discussions, held in Petronas's
Offices, Kuala Lumpur, from 11th to 15th
July 1976, on the Master Plan Study for the
Development of Petroleum Resources in Malaysia

A Mission from the Japan International Cooperation Agency (JICA) headed by Mr. Yukitoshi Nagasawa, Head, Industry Division, Mining & Industrial Planning and Survey Department of JICA, discussed the Japanese Government's portion of the Study with the Malaysian team headed by Mr. Rastam Hadi, Executive Director, PETRONAS, for the purpose of reaching mutual consent.

After considerable discussions the two parties concurred on the contents of Attachment A to these Minutes. It was also agreed that the portion within the Overall Objectives of the Master Plan Study covered by Item (I) (1) (b) of Attachment A would not be undertaken by JICA as the understanding was that this part of the Study would be performed by C. Itoh in accordance with an Agreement to be separately concluded between PETRONAS and C. Itoh.

It was also explained by Mr. Nagasawa that the aspect of the Study involving the recommendation of policies and strategies for the exploitation of petroleum resources was an integral part of the overall policy recommendations and should not be separated from the other part of the Study. Accordingly the following item:

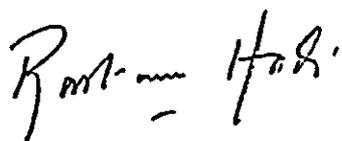
" recommending policies and strategies for the
exploitation of petroleum resources with a view
to ensuring proper conservation and self-sufficiency
for the country in the long run "

which originally appeared in the Scope of Work of the Study was deleted from Attachment A on the understanding that this part of the Study would also be undertaken by C. Itoh under the Agreement referred to above.

The Japanese mission agreed to recommend to its own Government the matters referred to in the Minutes of discussions.

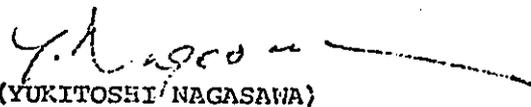
Kuala Lumpur, 15th of July, 1976.

For Petroliam Nasional Berhad,



(RASTAM HADI)
Executive Director
PETRONAS

For Japan International
Cooperation Agency,



(YUKITOSHI NAGASAWA)
Head of
Industry Division, Mining &
Industrial Planning and Survey
Department, JICA.

ATTACHMENT "A"

G.N.
R.H.

On this Attachment "JICA" refers to the Japan International Cooperation Agency and "PETRONAS" refers to Petroliam Nasional Berhad.

ITEM I

THE OVERALL OBJECTIVES OF THE MASTER PLAN STUDY

- (1) The overall objectives of the Master Plan Study are to make recommendations that will assist PETRONAS to perform the following:-
 - (a) to prepare a short term and long term development programme for the development of petroleum and natural gas resources; and
 - (b) to pursue appropriate policies and strategies for the efficient utilization of the resources consistent with the objective of maximizing benefits to Malaysia, and providing for the need for self reliance and self sufficiency in petroleum and petrochemicals.
- (2) The Master Plan Study shall be undertaken within the general context of, and consistent with the objectives, goals and targets of the Third Malaysia Plan of the Government of Malaysia.

ITEM II

SCOPE OF WORK

- (1) The scope of work to be performed by JICA shall include:-
 - (a) review and assessment, based on the existing available data, of the size of petroleum and natural gas reserves, the areas and data to be

G. N.
R.H.

examined and the items to be determined being those indicated in Appendix I attached hereto;

- (b) review and assessment of existing exploration and production facilities available for the exploitation of Malaysia's petroleum resources and making appropriate recommendations;
- (c) review and assessment of the existing practices with regard to the exploitation of petroleum resources and making recommendations for possible improvements.

ITEM III

COLLABORATION OF JICA

- (1) JICA shall send a team of experts to Malaysia for the sole purpose of carrying out the study. Their periods of stay in Malaysia shall be dictated by the necessities of the study.
- (2) JICA shall submit to PETRONAS the following reports:-
 - (a) Inception Report.
Ten (10) copies of Inception Report containing proposed study procedures and work schedule within two months after the completion of collecting the data as specified in the appendix.
 - (b) Interim Report
Ten (10) copies of Interim Report within six months after the date of submission by JICA of the above mentioned Inception Report.

G.N.
B.H.

- (c) Draft Final Report
Ten (10) copies of Draft Final Report within four months after the date of submission by JICA of the above mentioned Interim Report.
- (d) Final Report
Thirty (30) copies of Final Report within two months after the receipt of the comments on the Draft Final Report.
- (3) JICA shall not be responsible for, and PETRONAS shall indemnify and hold JICA harmless against, any claims placed by any third parties resulting from performance under this Master Plan Study except for claims arising from negligence, malfeasance, or misconduct of its experts.
- (4) JICA and its employees engaged in this study, and the experts that it has retained shall not, at any time, divulge to any third party any information obtained in the course of its work under this Master Plan Study. Therefore all recommendations made by JICA as a result of the Master Plan Study shall remain confidential unless PETRONAS specifically signified otherwise.

ITEM IV

COLLABORATION OF PETRONAS

- (1) PETRONAS shall provide and arrange for JICA to have access to all data, information, documents and reports as may be necessary, in the custody of or available to PETRONAS, relevant to the Master Plan Study.
- (2) The Project Director, local counterpart staff and supporting facilities shall be provided by PETRONAS in order to assist JICA and the experts in their work in Malaysia under this Master Plan Study.

Y. N. B. J.

- (3) PETRONAS shall make necessary arrangements for JICA personnel and its experts to be provided with the necessary entry and exit visas, residence permits, and other documents necessary for their stay in Malaysia.
- (4) Tax and/or duty of any kinds which may be imposed on JICA or its experts under the laws of Malaysia in connection with any activities by JICA and its experts, or on remuneration to JICA and its experts, under this Master Plan Study, or on remittance of the remuneration abroad shall be borne by PETRONAS.
- (5) Within one month of the receipt of the Draft Final Report, PETRONAS shall convey to JICA its written comments on the Report.

ITEM V

OWNERSHIP OF DATA, MATERIALS AND REPORTS

All data, information, documents and reports furnished by PETRONAS to JICA for the purpose of implementation of this study and all reports and masters of maps, diagrams, charts, and histograms prepared as part of this study, shall be the property of PETRONAS, and shall not be distributed to any third party except with the specific approval of PETRONAS. They shall be returned to PETRONAS not later than one month after the presentation of the Final Report.

ITEM VI

RESPONSIBILITIES

The Project Director appointed by PETRONAS will have overall responsibility over this study.

Y.N. B.F.

The JICA team will collaborate with the PETRONAS Project Director on the performance of this study.

In view of the need for maintaining consistency and integrity between the JICA's portion and the C. Itoh's portion of the Master Plan Study, the JICA shall set up within its organization a coordination committee consisting of the representatives of the related Government agencies and the C. Itoh.

ITEM VII

MUTUAL CONSULTATION

The Malaysian authorities concerned and the Embassy of Japan in Malaysia will have mutual consultations on matters necessary to the implementation of the Japanese technical assistance.

G.N. B.G.

APPENDIX I
SCOPE OF STUDY

I. Areas for the study of reserves;

(1) Producing Fields

a) Fields with long-production history;

- (i) West Lutong
- (ii) Baram
- (iii) Baronia
- (iv) Bakau

b) Fields with short-production history;

- (i) Tukai
- (ii) *Fairley-Baram
- (iii) Tembungo
- (iv) Samarang

(2) Fields for Development

These are fields in which has been discovered petroleum that can be exploited commercially. The fields are;

a) Sabah and Sarawak

- (i) *Central Luconia
- (ii) Temana
- (iii) Betty
- (iv) Bokor
- (v) Erb West
- (vi) South Furious

b) Peninsular Malaysia;

- (i) Pulau
- (ii) Bokok
- (iii) Sotong

G.N. P.H.

- (iv) Duyong
- (v) Anding

(3) Areas with Good Prospects

These are areas in which hydrocarbons have been discovered but commercial viability for exploitation is uncertain.

The areas are:

a) Sabah and Sarawak

- (i) Erb South
- (ii) St. Joseph
- (iii) West Emerald
- (iv) Beryl
- (v) Siwa

b) Peninsular Malaysia

- (i) Seligi
- (ii) Belumut
- (iii) Peta
- (iv) Besar
- (v) Angsi
- (vi) Bujang
- (vii) Sepat
- (viii) Jerneh
- (ix) Bintang
- (x) Tapis
- (xi) Pulong

(4) *Priority Areas

It is required that the following fields be given priority treatment;

- a) Fairley-Baram
- b) Central Luconia.

II. The study will involve examination and collation of the following data:

G.N. B.H.

- (1) Surface geology
- (2) Geophysics (magnetic, gravity, seismic)
- (3) Exploration development and production well data (stratigraphy, petrophysics, lithology, well logs, results of tests and other data as necessary or appropriate).
- (4) Reservoir data
- (5) Production data
- (6) Data relating to existing field facilities including hydrographic and meteorological data.

III. The above data and other relevant data, as may be necessary or appropriate, will be interpreted and the following determined:

- (1) Geological and geophysical studies involving lithology, paleontology, well log interpretation, seismic interpretation, etc.
- (2) Source rock evaluation.
- (3) Hydrocarbon trapping mechanism in the area.
- (4) Geological description of fields.
- (5) Hydrocarbon characteristics.
- (6) Reserves (hydrocarbons in place, proven, probable, possible and recoverable).
- (7) Maximum allowable production rate of wells.
- (8) MER of reservoirs.
- (9) Forecasts of future production including secondary and tertiary recovery.
- (10) Feasibility and cost study of petroleum production for the fields.

APPENDIX II

生産物分与方式およびそれに基づく収益計算項目と計算式

Appendix II 生産物分与方式およびそれに基づく収益計算項目と計算式

A 生産物分与方式の要約

経済検討方式の基礎となる生産物分与方式の要約は次の通りである。

1. 契約期間

1) 探鉱期間

原油・ガス共3年で、更に2年の延長が可能である。

2) 開発期間

原油・ガス共2年で、更に2年の延長が可能である。

ただし、ガスについては、開発期間に入る前に5年間の猶予期間が認められる。

3) 生産期間

原油・ガス共15年である。ただし、ガスについては、5年間の延長が認められる。

2. ロイヤルティー

操業会社は、生産の10%（州政府、連邦政府それぞれに5%ずつ）を、ロイヤルティーとして支払う。

3. 原油・ガスのコスト回収

操業会社は、コストの回収として原油は総生産量の20%迄、ガスの場合は25%迄を取得できる。

4. 原油・ガスの利益配分

ロイヤルティーおよびコスト回収を取り去った原油及びガスの総生産量の残りは、ペトロナスが70%、操業会社が30%の割合で配分する。

5. 原油の基準価格

原油の販売価格が基準価格（US\$ 12.72 / BBL）を越えた時は、操業会社はペトロナスに基準価格を越えた分の売上げの70%を支払う。ただし、この基準価格は年間5%ずつ引上げる。

6. 研究基金への寄付

操業会社はコスト原油・ガスおよび利益配分原油・ガスの総売上げの0.5%をベトロナスの研究基金へ寄付する。

7. ボーナス

1) 発見ボーナス

操業会社は商業油田発見の度にM\$2.5百万をベトロナスに支払う。

2) 生産ボーナス

操業会社は平均生産量が50千バレル/日に増加する毎にM\$5百万をベトロナスに支払う。

8. 所得税

ベトロナスおよび操業会社は利益に対して45%の所得税を支払う。この際、ロイヤルティー、ボーナスおよび研究基金の寄付を控除する。

B 原油の収益計算項目と計算式

既述の生産物分与方式に基づく原油の経済検討に必要な収益計算項目と計算式は次の通りである。

1. コスト回収

生産物分与方式によれば、操業会社は投資および操業費の回収として全原油生産量の20%を限度として、コスト原油を受取ることが出来る。その計算は次の通りである。

1) 投資コストを回収しない期間

全原油生産量の20%を投資および操業費の回収としてコスト原油を受取る。

2) 投資コストを回収した後の期間

操業費の回収として、コスト原油を受取る。ただし、原油全体の売上げに対するコスト原油の割合は、20%を限度とする。

2. ベトロナスおよび操業会社の利益配分原油比率

$(1 - (\text{ロイヤルティ比率}) - (\text{コスト回収比率})) \times (\text{原油利益配分率})$

3. 操業会社の出資額

$(\text{総出資額}) \times (\text{出資比率})$

この値以外は、借入金とし、金利計算は収益性計算のキャッシュ・フローとは別に行う。

4. ベトロナスのキャッシュ・フロー

1) 年別キャッシュ・フロー

a 利益配分原油の売上高

$(\text{原油総生産量}) \times (\text{ベトロナス利益配分原油比率}) \times (\text{原油販売価格})$

b 基準価格を越える利益原油の売上高

この値は操業会社のキャッシュ・フローで計算する。

c 操業会社からのボーナス

(i) 発見ボーナス：インプット・データ

(ii) 生産ボーナス：操業会社のキャッシュ・フローで計算する。

d 操業会社からの研究基金の寄付

この値は操業会社のキャッシュ・フローで計算する。

2) 年別キャッシュ・アウトフロー

a 所得税

(キャッシュ・インフロー)×(所得税率)

3) 年別ネット・キャッシュ・フロー

(キャッシュ・インフロー) - (キャッシュ・アウトフロー)

4) 年別ネット・キャッシュ累計

5) 年別現在価値

a 割引率別現在価値

b 割引率別現在価値累計

5. 操業会社のキャッシュ・フロー

1) 年別キャッシュ・インフロー

a 利益配分原油の売上高

(原油総生産量)×(操業会社利益配分原油比率)×(原油販売価格)

b コスト原油の売上高

(原油総生産量)×(コスト回収比率(最大20%))×(原油販売価格)

c ロイヤルティ原油の売上高

(原油総生産)×(ロイヤルティ比率)×(原油販売価格)

2) 年別キャッシュ・アウトフロー

a ロイヤルティー

(総原油売上高)×(ロイヤルティ比率)

b 基準価格を越える利益原油の売上高

(利益原油生産量)×((原油販売価格 - 基準価格))×(支払比率)

(注)(基準価格)=(初期基準価格)×(1+(上昇率))

c ボーナス

(i) 発見ボーナス：インプット・データ

(ii) 生産ボーナス：

原油平均日産量が50千バレル/日に増加する毎に、生産ボーナスとしてM\$5百万を支払う。

d 研究基金の寄付

$$(原油総売上高) \times (支払比率)$$

e 投資額：インプット・データ

f 操業費：インプット・データ

g 年間操業経費

$$(投資回収費) + (操業費)$$

h バレル当りの操業経費

$$(年間操業経費) / (原油総年産量)$$

i 課税対象所得

$$(利益配分原油売上高) - (ボーナス) - (研究基金)$$

j 所得税

$$(課税対象所得) \times (所得税率)$$

k キャッシュ・アウトフロー合計

$$(ロイヤルティ) + (基準価格を越える利益原油売上高) + (ボーナス) \\ + (研究基金) + (年間操業費) + (所得税) + (投資額) :$$

3) 年別ネット・キャッシュ・フロー

$$(キャッシュ・インフロー) - (キャッシュ・アウトフロー)$$

4) 年別ネット・キャッシュ累計

5) ネット・キャッシュ・フローの年別 DCF ROR

この値 (= x) は次の式から計算される。

$$\sum_{i=1}^n \frac{(ネット・キャッシュ・フロー)}{(1+x)^{i-0.5}} = 0 \quad (n: 年度)$$

6) 年別現在価値

a 割引率別現在価値

b 割引率別現在価値累計

APPENDIX III

3次元3相流の
数学的油層模型

VOL33S

THREE-PHASE THREE-DIMENSIONAL
VOLUMETRIC RESERVOIR SIMULATOR

TABLE OF CONTENTS

	Page
TABLE OF CONTENTS	
1. INTRODUCTION	1
2. FEATURES	2
3. EQUATIONS AND RELATIONS DESCRIBING FLUID FLOW THROUGH POROUS MEDIA	4
4. SOLUTION OF EQUATIONS BY THE FINITE DIFFERENCE METHOD	7
5. COMPUTER PROGRAM	12
NOMENCLATURE	13
REFERENCE	16
APPENDIX	17

1. INTRODUCTION

This booklet is to introduce a three-dimensional, three-phase reservoir simulator VOL33S developed and in service in the PERD (a division of Japan Oil Engineering Co., Ltd., Tokyo, Japan). This simulator is designed for studying oil and gas reservoirs with any types of driving mechanisms such as depletion drive, gas cap drive, water flooding and gas injection, so long as the fluid properties can be described simply by the reservoir pressure. By inserting in the simulator, porosity, permeability, fluid properties, initial fluid saturations, initial reservoir pressures and well informations, the reservoir performance along the production schedule is simulated. The future pressure and saturation distributions and production statistics are printed out periodically.

Many accessory sub-programs are available. They are useful in the preparation of the input of VOL33S by the statistical processing of the field data and in visualizing the calculated reservoir performances by the plotter. Various kinds of problems have been solved with this simulator in the past. An example is seen in Reference 1.

In the following chapters, the principle of the simulator will be explained.

2. FEATURES

The features of this simulator are as follows:

(1) The flow of water, oil and gas through petroleum reservoirs are described by the equations of conservation of mass, and the equations are solved by means of the finite difference method.

(2) Darcy's law for fluid flow through porous media is assumed to hold.

(3) The phase behavior of reservoir fluids are assumed to be described accurately by means of the gas and oil formation volume factors and the solubility of gas into oil, and all the fluid properties are determined as functions of pressure and bubble point pressure.

(4) The bubble point pressure in the initial state can be treated variable with location. It can decrease but cannot increase.

(5) The porosity of reservoir rock is assumed not to change with the change in reservoir pressure.

(6) The capillary pressures between phases are assumed to be negligible.

(7) The simulation can be performed in various unit systems.

(8) The simulator can be equipped with a pressure maintenance subroutine which adjusts production or

injection rate of individual well so that the reservoir pressure is kept unchanged and the field wide oil production rate is maintained at a specified value as long as the well production capacities allow.

3. EQUATIONS AND RELATIONS DESCRIBING FLUID FLOW THROUGH POROUS MEDIA

3.1 Differential Equations

The law of conservation of mass for water, oil and gas is described in the following mathematical expressions.

$$-\nabla u_w b_w - q_w = \frac{\partial (\phi S_w b_w)}{\partial t} \quad (1)$$

$$-\nabla u_o b_o - q_o = \frac{\partial (\phi S_o b_o)}{\partial t} \quad (2)$$

$$-\nabla u_g b_g - \nabla (u_o b_o R_s) - q_g = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_g b_g + \phi S_o b_o R_s) \quad (3)$$

The meaning of operator ∇ is explained in the nomenclature. When Darcy's law is assumed to hold, u's in Equations (1) through (3) for each phase are substituted by the equations

$$u_x = - \frac{K_{xkr}}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} - \gamma \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (4)$$

$$u_y = - \frac{K_{ykr}}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial y} - \gamma \frac{\partial D}{\partial y} \right) \quad (5)$$

$$u_z = - \frac{K_{zkr}}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \gamma \frac{\partial D}{\partial z} \right) \quad (6)$$

and Equations (7), (8) and (9) are derived.

$$\nabla \frac{K_{krw} b_w}{\mu_w} (\nabla P - \gamma_w \nabla D) - q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w b_w) \quad (7)$$

$$\nabla \frac{K_{kro} b_o}{\mu_o} (\nabla P - \gamma_o \nabla D) - q_o = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o b_o) \quad (8)$$

$$\nabla \frac{K_{krg} b_g}{\mu_g} (\nabla P - \gamma_g \nabla D) + \nabla \frac{K_{kro} R_s b_o}{\mu_o} (\nabla P - \gamma_o \nabla D) - q_g = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_g b_g + \phi S_o R_s b_o) \quad (9)$$

3.2 Relations

3.2.1 Fluid Saturations

By definition, water, oil and gas saturations yield

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (10)$$

3.2.2 Reservoir Fluid Properties

Fluid properties in Equations (7), (8) and (9) are determined as follows:

(1) The formation volume factor and viscosity of water and gas phases are calculated as functions of the reservoir pressure only.

(2) The formation volume factor and viscosity of oil phase are determined differently according to whether the reservoir pressure is lower or higher than the bubble point pressure: if the reservoir pressure is lower, they are determined simply as functions of the reservoir pressure, if the reservoir pressure is higher, they are determined by

$$B_o = B_o \text{ bubble point} - \text{constant} (P - P_{\text{bubble point}}) \quad (11)$$

$$\mu_o = \mu_o \text{ bubble point} + \text{constant} (P - P_{\text{bubble point}}) \quad (12)$$

(3) The solubility of gas into oil is determined as a function of the reservoir pressure for the reservoir pressure lower than the bubble point pressure, and it is assigned to the solubility at the bubble point for the

reservoir pressure higher than the bubble point pressure.

(4) The fluid column pressures are calculated from other fluid properties by

$$\gamma_w = \gamma_{ws}/B_w \quad (13)$$

$$\gamma_o = (\gamma_{os} + R_s \gamma_{gs})/B_o \quad (14)$$

$$\gamma_g = \gamma_{gs}/B_g \quad (15)$$

3.2.3 Relative Permeabilities

The relative permeabilities in three phase regions are determined by the following relations^{*2}:

$$k_{rw} = k_{rw} (S_w) \quad (16)$$

$$k_{ro} = k_{row} (S_w) \cdot k_{rog} (S_g) \frac{S_o (1 - S_{wc})}{(1 - S_w)(1 - S_{wc} - S_g)} \quad (17)$$

$$k_{rg} = k_{rg} (S_g) \quad (18)$$

3.3 Initial and Boundary Conditions

The initial conditions are the initial distributions of the reservoir pressure, fluid saturation and bubble point pressure. As for the boundary conditions, no cross flow across the reservoir boundaries is employed.

4. SOLUTION OF EQUATIONS BY THE FINITE DIFFERENCE METHOD

4.1 Difference Equations

In applying the finite difference method, the reservoir is divided into a large number of small cells and the cells are numbered as shown in Figure 1. The time is also discretized into intervals of Δt . When the differential operators are approximated by the difference operators

$$\frac{\partial}{\partial t} A \sim (A_{n+1} - A_n) / \Delta t \quad (19)$$

$$\frac{\partial A}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} \sim \left[A_{i+\frac{1}{2}}^n \frac{(P_{i+1} - P_i)^{n+1}}{(\Delta X_{i+1} + \Delta X_i)/2} - A_{i-\frac{1}{2}}^n \frac{(P_i - P_{i-1})^{n+1}}{(\Delta X_i + \Delta X_{i-1})/2} \right] / \Delta X_i \quad (20)$$

and the similar operators for the y and z directions, differential equations (7), (8) and (9) are reduced to the difference equations

$$BVA_t(\phi S w b w) = \Delta T_w^n (\Delta P^{n+1} - \gamma_w^n \Delta D) \Delta t - Q_w \Delta t \quad (21)$$

$$BVA_t(\phi S o b o) = \Delta T_o^n (\Delta P^{n+1} - \gamma_o^n \Delta D) \Delta t - Q_o \Delta t \quad (22)$$

$$BVA_t(\phi S g b g + S o b o R s) = [\Delta T_g^n (\Delta P^{n+1} - \gamma_g^n \Delta D) + \Delta (T o R s)^n (\Delta P^{n+1} - \gamma_o^n \Delta D)] \Delta t - Q_g \Delta t \quad (23)$$

In the above and following difference equations, the subscripts i, j, k are omitted for clarity. The intercell transmissibility T, fluid column pressure γ and gas solubility into oil Rs which specify the fluid flow between cells are given by the relation

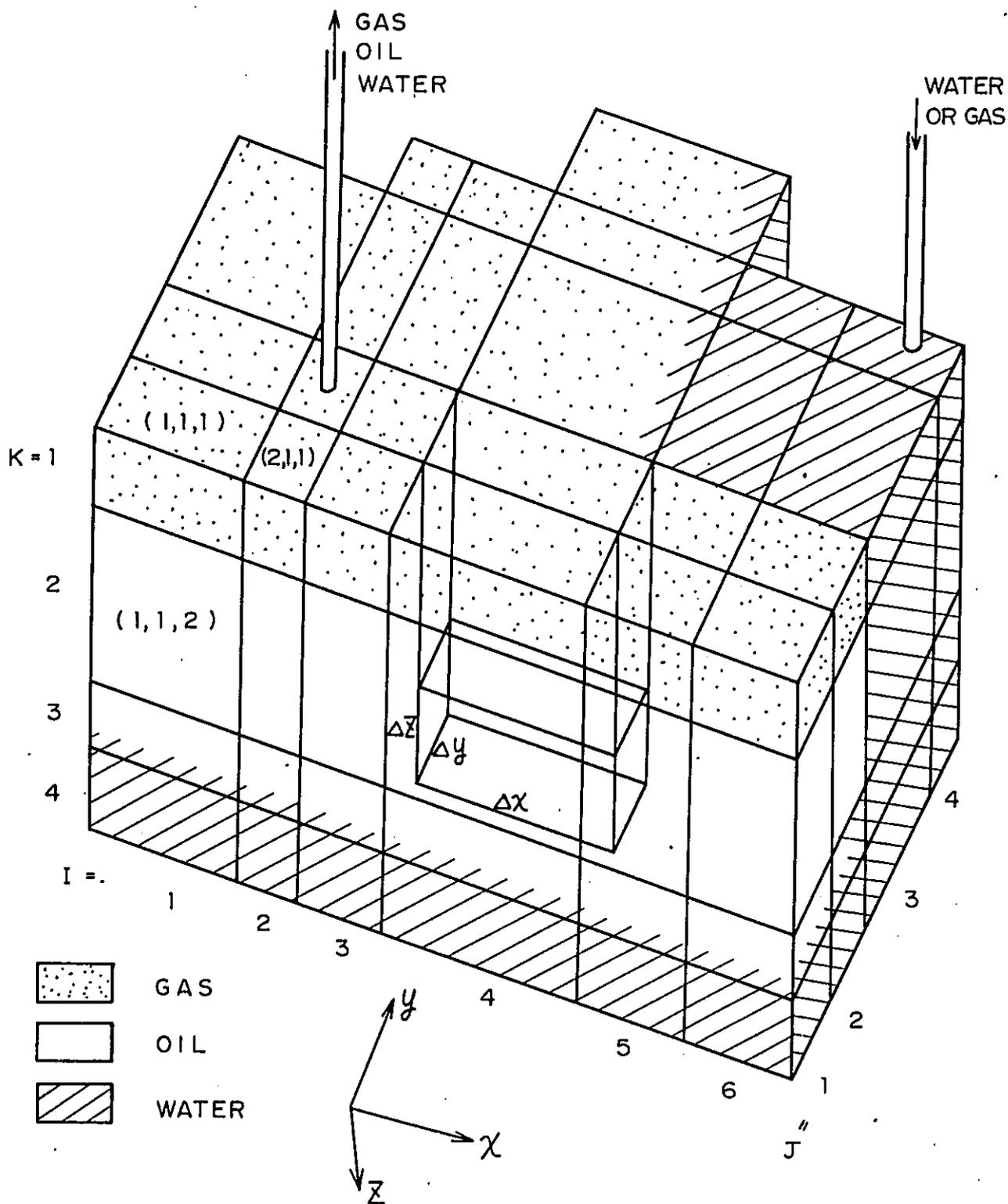


FIGURE 1 A DISCRETIZED RESERVOIR MODEL

$$(T_x R_{SY})_{i+\frac{1}{2}} = \left[\left(\frac{k_{rb}}{\mu} \right)_{\text{upstream}} \frac{2K_i K_{i+1} \Delta y \Delta z}{K_i \Delta X_{i+1} + K_{i+1} \Delta X_i} \right]$$

$$R_{S_{\text{upstream}}} \left(\frac{\gamma_i + \gamma_{i+1}}{2} \right) \quad (24)$$

for the x direction and the similar relations for the y and z directions. The subscript "upstream" refers to the cell i or i+1 where the potential $(P - \gamma_{i+\frac{1}{2}} D)$ is greater than the other one at time t_n .

4.2 Bottom Hole Pressure and Production Rates

4.2.1 Bottom Hole Pressure

The bottom hole pressure is calculated from the cell pressure by Equation (25) assuming a radial semi-steady state flow with a correction factor C.

$$P_{bh} = P - \frac{1}{C} Q_{or} K_A \frac{\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)}{\pi \{ h (K_x + K_y) k_{ro} \} K_A} \quad (25)$$

4.2.2 Production and Injection Rates

At production wells, either the stock tank oil production rate or the water-oil-gas total production rate in reservoir conditions is specified and then the production rate for each phase and each cell perforated is determined in proportion to (mobility \times effective thickness) at time t_n .

However, the employment of fluid mobilities at time t_n in the calculation of the gas production rate often results in the vibration of gas saturation with time at production cells. This vibration can be avoided by using the following gas production rate:

$$Q_{gk} = [Q_g^n + (\frac{\partial Q_g}{\partial S_g})^n \Delta_t S_g]_k \quad (26)$$

It is also made possible in this simulator to specify the production rate of each phase considering the perforation intervals and well locations within the cell by use of the relative permeabilities specific to each well.

At injection wells, the injection rate of each well is specified by the input data, and the rate then is allocated to each cell perforated to the well in proportion to (total mobility \times effective thickness) at time t_n .

4.3 Solution of Equations

Equations (10), (21), (22) and (23) contain four unknowns P , S_w , S_o and S_g , and are solved as follows.

Multiplying a factor $a_1 = (\frac{B_w}{B_o - R_s B_g})_{n+1}$ to Equation (21)

and a factor $a_3 = (\frac{B_g}{B_o - R_s B_g})_{n+1}$ to Equation (23) and

summing up the resulting equations and Equation (22)

give a difference equation where the fluid saturations

at time level $n+1$ appear only in the form of

$(S_w + S_o + S_g)_{n+1}$. Thus, in right of Equation (10), S_{n+1} 's are eliminated from this equation and Equation (26) which has only one unknown P_{n+1} follows.

$$\begin{aligned} \phi BV \{ a_1 \cdot S_{wn} \Delta_t (bw) + S_{on} \Delta_t (bo) + a_3 \cdot S_{gn} \Delta_t (bg) \\ + a_3 \cdot S_{on} \Delta_t (boR_s) \} = - (a_1 \cdot Q_w + Q_o + a_3 Q_g) \Delta_t \\ + \{ a_1 \cdot \Delta T_w (\Delta P - \gamma_w \Delta D) + \Delta T_o (\Delta P - \gamma_o \Delta D) \\ + a_3 \cdot \Delta T_g (\Delta P - \gamma_g \Delta D) + a_3 \Delta T_o R_s (\Delta P - \gamma_o \Delta D) \} \Delta_t \end{aligned} \quad (26)$$

The left side terms are now expanded by an iterative scheme

$$\Delta_t A = \left(\frac{A_m - A_n}{P_m - P_n} \right) (P_{m+1} - P_n) \quad (27)$$

for an iteration step $m+1$ at time level $n+1$. This equation is constructed for each cell and the set of equations thus obtained is solved by an alternating-direction method explained in reference 3, given the pressure and saturations at time level n in each cell. The terms containing fluid properties at time level $n+1$ is updated during the iteration process. Once the set of equations is solved for pressures P_{n+1} , saturations S_{n+1} 's are calculated explicitly by Equations (21), (23) and (10). This procedure is started from time level 1 and is repeated step by step, giving the approximate solutions to Equations (7), (8), (9) and (10).

5. COMPUTER PROGRAM

The above explained computation procedure is coded in FORTRAN IV electric computer language. The number of cells up to 4000 is possible with the IBM 360-195 computer system. The computation time necessary to calculate one time step is variable according to the type of problems and the allowable computation errors and is 0.0010 - 0.0030 central processing sec/cell with this computer system.

NOMENCLATURE

B = formation volume factor in cuft/cuft

$b = 1/B$ = inverse of formation volume factor in cuft/
cuft

BV = bulk volume of cell in cuft

$C = (PI)_{\text{actual}} / (PI)_{\text{computational}}$

D = Depth in ft

h = effective thickness in ft

K_x, K_y, K_z = absolute permeability in the x, y and z
directions, respectively in md $\times 0.00633$

k_r = relative permeability in fraction

k_{rog} = relative permeability to oil in the oil-gas
system in fraction

k_{row} = relative permeability to oil in the oil-water
system in fraction

P = reservoir pressure in psia

P_b = bubble point pressure in psia

P_{bh} = bottom hole pressure in psia

q = production rate from one bulk volume of reservoir
in cuft/day/cuft

Q_ℓ = production rate of phase ℓ in the surface condi-
tions in cuft/day

Q_{ro} = oil production rate in the reservoir conditions
in cuft/day

R_s = solution gas oil ratio in vol/vol
 $r_e = \sqrt{\Delta X_i \Delta y_j} / \pi$ in ft
 r_w = well bore radius in ft
 S = fluid saturation in fraction
 S_{wc} = connate water saturation in fraction
 T = intercell transmissibility
 t = time in days
 u = flow velocity in ft/day
 x = length in x direction in ft
 y = length in y direction in ft
 z = length in z direction in ft
 $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ in day
 Δx = length of cell in x direction in ft
 Δy = length of cell in y direction in ft
 Δz = length of cell in z direction in ft
 ϕ = porosity in fraction
 γ = fluid column pressure in psi/ft
 μ = viscosity in cp

Subscripts and Superscripts

g = gas
 i = cell number in x direction
 j = cell number in y direction
 k = cell number in z direction

KA = the cell number of the uppermost perforated
 l = subscript denoting w, o or g
 m = iteration step
 n = time level
 o = oil
 s = surface condition
 w = water
 x, y, z = subscripts denoting the direction as shown
 in FIGURE 1

Operators

$$\nabla A = \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_y}{\partial y} + \frac{\partial A_z}{\partial z}$$

$$\nabla A \nabla P = \frac{\partial}{\partial x} A_x \frac{\partial}{\partial x} P + \frac{\partial}{\partial y} A_y \frac{\partial}{\partial y} P + \frac{\partial}{\partial z} A_z \frac{\partial}{\partial z} P$$

$$\begin{aligned} \Delta T \Delta P = & T_{xi+\frac{1}{2}} (P_{i+1} - P_i) - T_{xi-\frac{1}{2}} (P_i - P_{i-1}) \\ & + T_{yj+\frac{1}{2}} (P_{j+1} - P_j) - T_{yj-\frac{1}{2}} (P_j - P_{j-1}) \\ & + T_{zk+\frac{1}{2}} (P_{k+1} - P_k) - T_{zk-\frac{1}{2}} (P_k - P_{k-1}) \end{aligned}$$

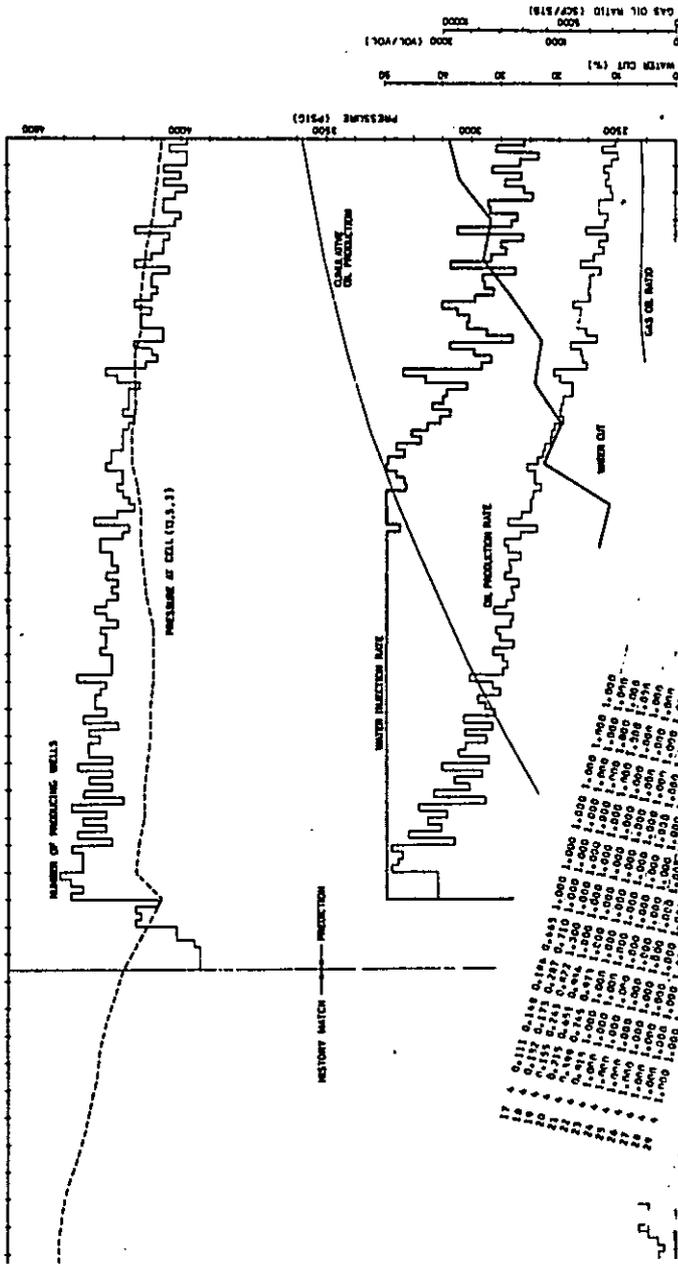
$$\Delta_t A = A_{n+1} - A_n$$

In the above difference equations the subscripts i, j
 and k are omitted for clarity.

REFERENCE

1. Tsutsumi, G.: "Reservoir Simulation by a Mathematical Model", J. Jap. Ass. Pet. Tech. (Sept., 1972) 245.
2. Stone, H.L.: "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability", J. Pet. Tech. (Feb., 1970) 214.
3. Bjordammen, J. and Coats, K.H.: "Comparison of Alternating-Direction and Successive Overrelaxation Techniques in Simulation of Reservoir Fluid Flow", Soc. Pet. Tech. J. (March, 1969) 47.

APPENDIX



DATE	WATER INJECTION RATE	OIL PRODUCTION RATE	WATER CUT	GAS OIL RATIO
17	0.111	0.166	0.483	1.000
18	0.117	0.173	0.510	1.000
19	0.123	0.180	0.537	1.000
20	0.129	0.187	0.564	1.000
21	0.135	0.194	0.591	1.000
22	0.141	0.201	0.618	1.000
23	0.147	0.208	0.645	1.000
24	0.153	0.215	0.672	1.000
25	0.159	0.222	0.699	1.000
26	0.165	0.229	0.726	1.000
27	0.171	0.236	0.753	1.000
28	0.177	0.243	0.780	1.000
29	0.183	0.250	0.807	1.000
30	0.189	0.257	0.834	1.000
31	0.195	0.264	0.861	1.000
32	0.201	0.271	0.888	1.000
33	0.207	0.278	0.915	1.000
34	0.213	0.285	0.942	1.000
35	0.219	0.292	0.969	1.000
36	0.225	0.299	0.996	1.000
37	0.231	0.306	1.023	1.000
38	0.237	0.313	1.050	1.000
39	0.243	0.320	1.077	1.000
40	0.249	0.327	1.104	1.000
41	0.255	0.334	1.131	1.000
42	0.261	0.341	1.158	1.000
43	0.267	0.348	1.185	1.000
44	0.273	0.355	1.212	1.000
45	0.279	0.362	1.239	1.000
46	0.285	0.369	1.266	1.000
47	0.291	0.376	1.293	1.000
48	0.297	0.383	1.320	1.000
49	0.303	0.390	1.347	1.000
50	0.309	0.397	1.374	1.000
51	0.315	0.404	1.401	1.000
52	0.321	0.411	1.428	1.000
53	0.327	0.418	1.455	1.000
54	0.333	0.425	1.482	1.000
55	0.339	0.432	1.509	1.000
56	0.345	0.439	1.536	1.000
57	0.351	0.446	1.563	1.000
58	0.357	0.453	1.590	1.000
59	0.363	0.460	1.617	1.000
60	0.369	0.467	1.644	1.000
61	0.375	0.474	1.671	1.000
62	0.381	0.481	1.698	1.000
63	0.387	0.488	1.725	1.000
64	0.393	0.495	1.752	1.000
65	0.399	0.502	1.779	1.000
66	0.405	0.509	1.806	1.000
67	0.411	0.516	1.833	1.000
68	0.417	0.523	1.860	1.000
69	0.423	0.530	1.887	1.000
70	0.429	0.537	1.914	1.000
71	0.435	0.544	1.941	1.000
72	0.441	0.551	1.968	1.000
73	0.447	0.558	1.995	1.000
74	0.453	0.565	2.022	1.000
75	0.459	0.572	2.049	1.000
76	0.465	0.579	2.076	1.000
77	0.471	0.586	2.103	1.000
78	0.477	0.593	2.130	1.000
79	0.483	0.600	2.157	1.000
80	0.489	0.607	2.184	1.000
81	0.495	0.614	2.211	1.000
82	0.501	0.621	2.238	1.000
83	0.507	0.628	2.265	1.000
84	0.513	0.635	2.292	1.000
85	0.519	0.642	2.319	1.000
86	0.525	0.649	2.346	1.000
87	0.531	0.656	2.373	1.000
88	0.537	0.663	2.400	1.000
89	0.543	0.670	2.427	1.000
90	0.549	0.677	2.454	1.000
91	0.555	0.684	2.481	1.000
92	0.561	0.691	2.508	1.000
93	0.567	0.698	2.535	1.000
94	0.573	0.705	2.562	1.000
95	0.579	0.712	2.589	1.000
96	0.585	0.719	2.616	1.000
97	0.591	0.726	2.643	1.000
98	0.597	0.733	2.670	1.000
99	0.603	0.740	2.697	1.000
100	0.609	0.747	2.724	1.000

APPENDIX IV

油の性質の対比

油の性質の対比

Tembungo, West Lutong, Baram, Tukai の PVT Data をもとにして、油の比重 ($^{\circ}\text{API}$)、ガス比重 ($\text{air}=1$)、貯留層温度 (T)、初期層圧 (psig) がわかっているとき、他の 4 つの性質 (溶解ガス油比、飽和蒸気圧、容積比、粘性) を求めることを目的とした対比曲線を作成した。

溶解ガス油比

溶解ガス油比 (R_s) は一般に、油の性質 (A_{T_o})、ガス成分 (C_g)、貯留層状態での温度 (T_r)、圧力 (P_i)、を変数とする関数値と考えられる。

$$R_s = F_0 (A_{T_o}, C_g, T_r, P_i)$$

温度が一定なら、圧力の増加とともに増加し、圧力が一定なら、温度の増加とともに減少するので

$$R_s = P_i / (T_r + 460) \cdot F_1 (A_{T_o}, C_g)$$

と書ける。

ここで仮定とし油の比重 (r_o) に関して

$$r_o = F_2 (A_{T_o}, C_g)$$

$$R_s = P_i / (T_r + 460) \cdot F_3 (r_o)$$

として対比したのが Fig.1 である。

さらに十分特定の地域では $r_o = g (P_i / (T_r + 460))$ だと仮定して

$R_s = F_4 (r_o)$ として対比したのが Fig.2 である。

Fig.2 で大きくずれている二つのサンプルは West Lutong からのものである。

飽和蒸気圧

溶解ガス油比 (R_s , CFT/BBL)、ガス比重 (r_g , air=1.0)、
タンク油比重 (r_o , 'API)、貯留層温度 (T_r , F)、飽和蒸気圧 (P_b , psia)
に対して Standing's correlation に依れば次の式が与えられている。

$$P_b = 1.8 P_c$$

$$P_c = \left[\left(\frac{R_s}{r_g} \right)^{0.83} \frac{1.0 - 0.000091T_r}{1.0 - 0.0125 r_o} \right]$$

これにならって

$$P_b = K P_c^i \text{ と仮定して対比すると}$$

Fig. 3 にあるように次式が得られる。

$$P_b = 1.1650 P_c^{1.180}$$

油の容積比

容積比 (B_o, b)、溶解ガス油比 (R_s)、ガス比重 (r_g)、油比重 (r_o)、
貯留層温度 (T) に対する Standing's correlation の式

$$B_o \cdot b = 0.972 + 0.000147 \left(R_s \left(\frac{r_g}{r_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right)^{1.175}$$

にならって

$$B_o' \cdot b = b \left(R_s \left(\frac{r_g}{r_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right)^c$$

$$B_o' \cdot b = B_o \cdot b - a$$

とし、Tembungo Field のサンプルを除いて対比をした (Fig. 4)。

油の粘性

$$u = F (Tr, P, ATo)$$

$$u_o = F_1 (Tr, O, ATo)$$

Tr : 温度

P : 圧力

ATo : 油の性質

Fig.5 は上式のもとで、対比をしたものである。

Fig.6 は Chew and Connatty's correlation であって、この correlation からの値と実測値との対比を行なったのが Fig.7 に示してあり、適合率は 0.9236 である。

貯留層状態での粘性 ($u_{o,r}$) と貯留層温度 (Tr)、飽和蒸気圧 (Pb)、油の比重 (r_o)、溶解ガス油比 (Rs) との関係

$$u_{o,r} = F_o (Tr, Pb, r_o, Rs)$$

は Fig.5 とともに Fig.6 Fig.7 から出る。

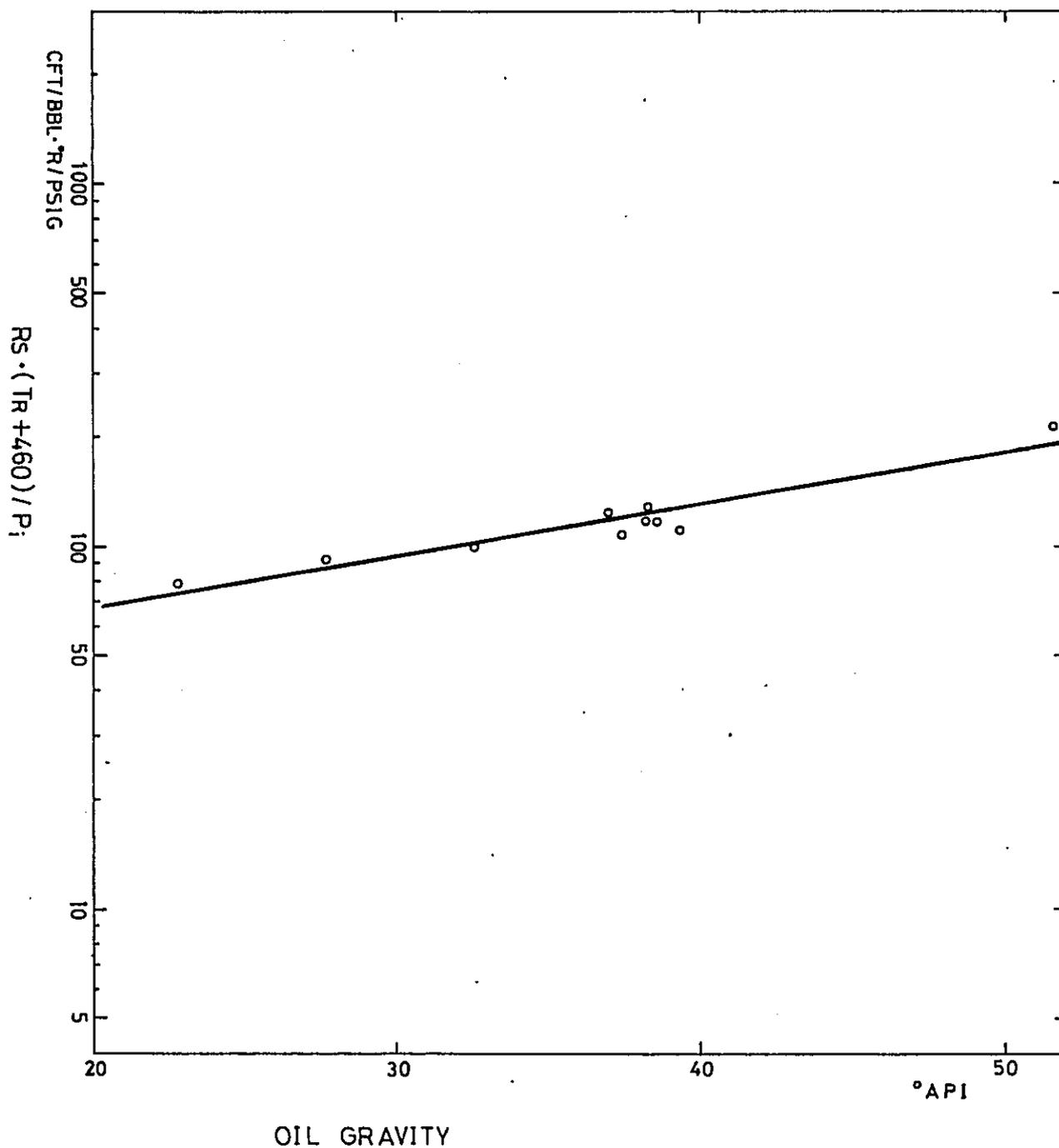


Fig. 1 SOLUTION GAS-OIL RATIO WITH RESERVOIR TEMPERATURE, PRESSURE, AND TANK-OIL GRAVITY

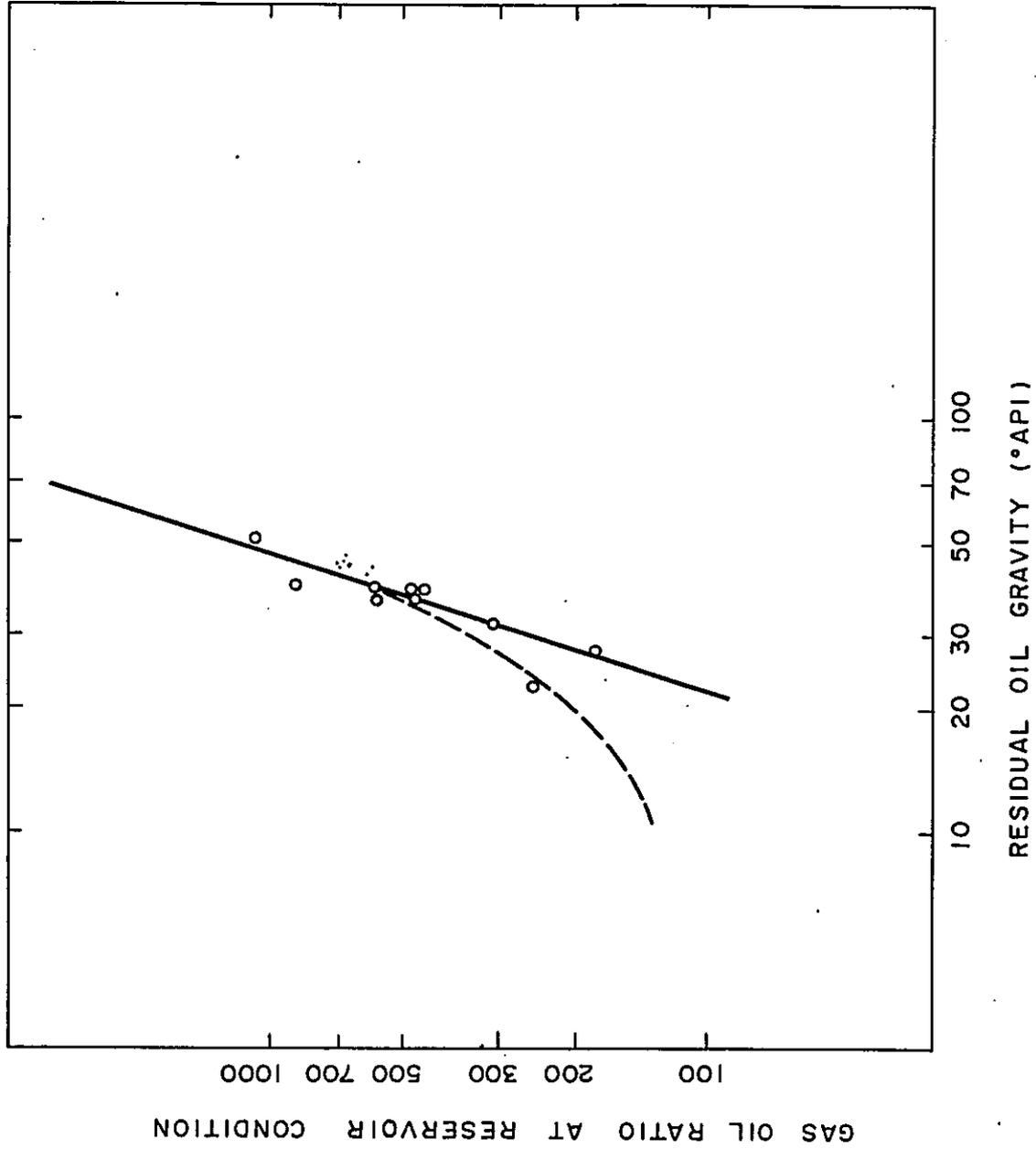


Fig. 2 SOLUTION GAS-OIL RATIO VS. RESIDUAL OIL GRAVITY

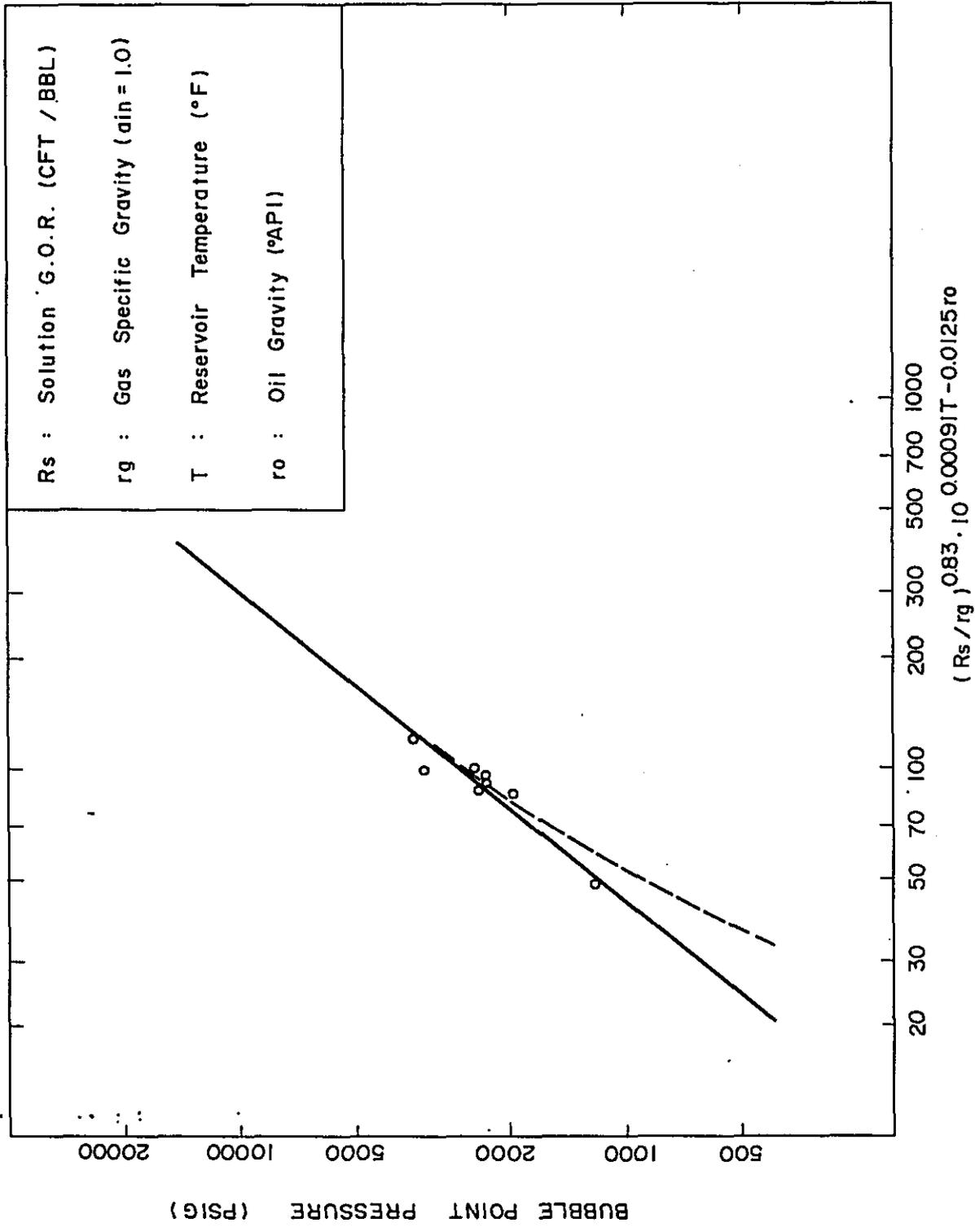


Fig 3 BUBBLE POINT PRESSURE WITH SOLUTION GAS-OIL RATIO, GAS GRAVITY, RESERVOIR TEMPERATURE, AND TANK- OIL GRAVITY

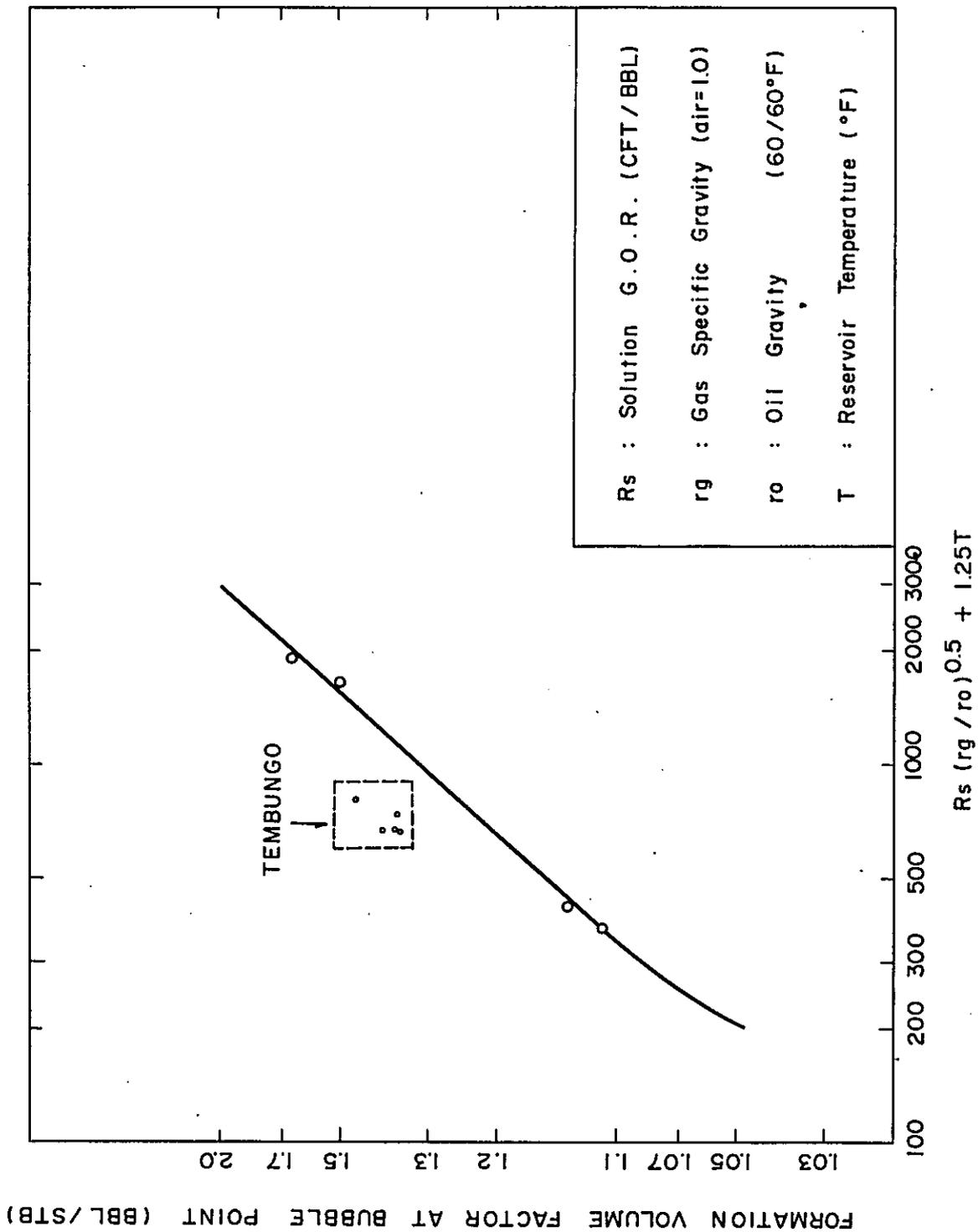


Fig. 4 FORMATION VOLUME FACTOR WITH SOLUTION GAS-OIL RATIO, GAS GRAVITY, TANK-OIL GRAVITY, AND RESERVOIR TEMPERATURE

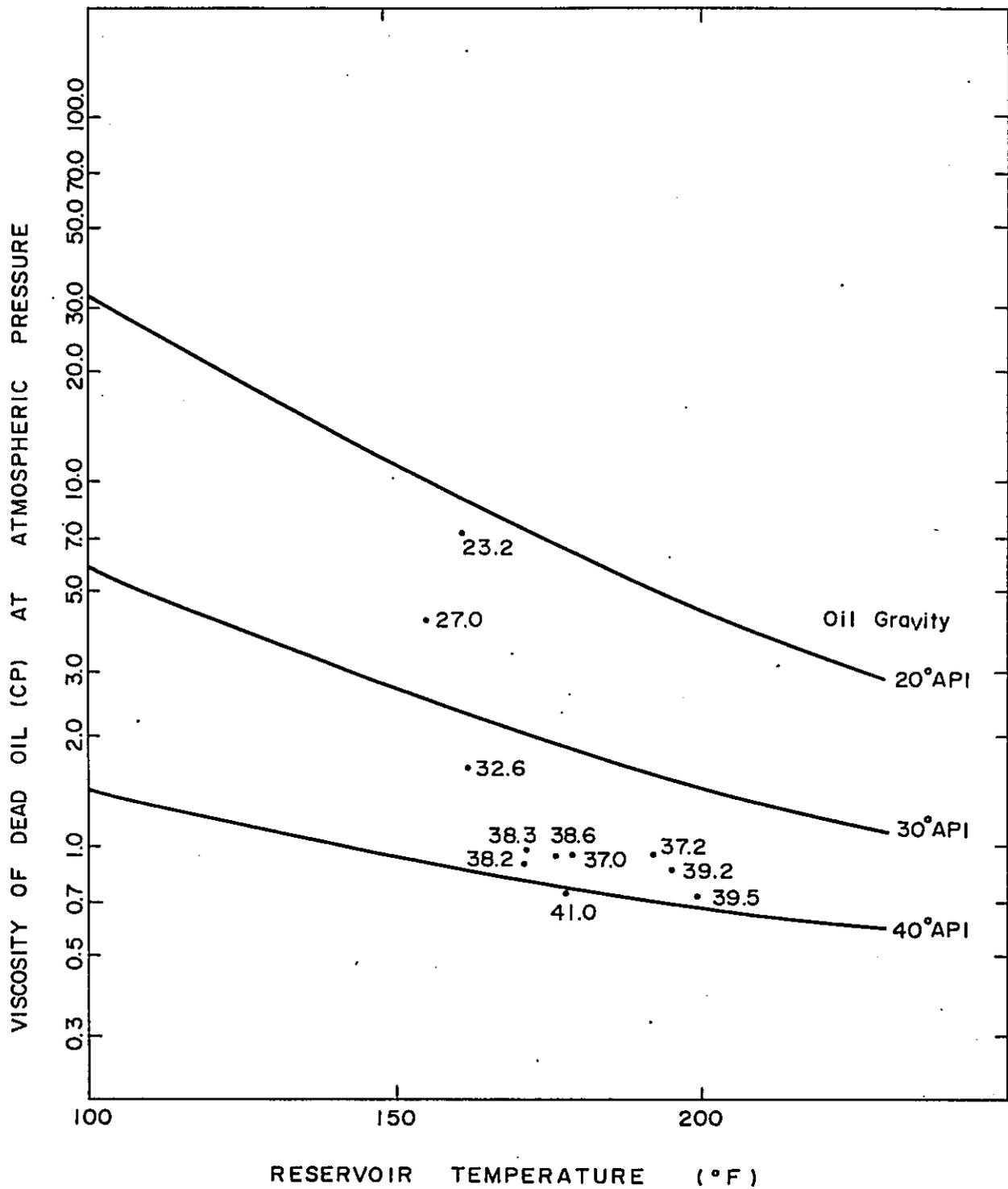


Fig. 5 DEAD-OIL VISCOSITY WITH RESERVOIR TEMPERATURE AND OIL GRAVITY at ATMOSPHERIC PRESSURE

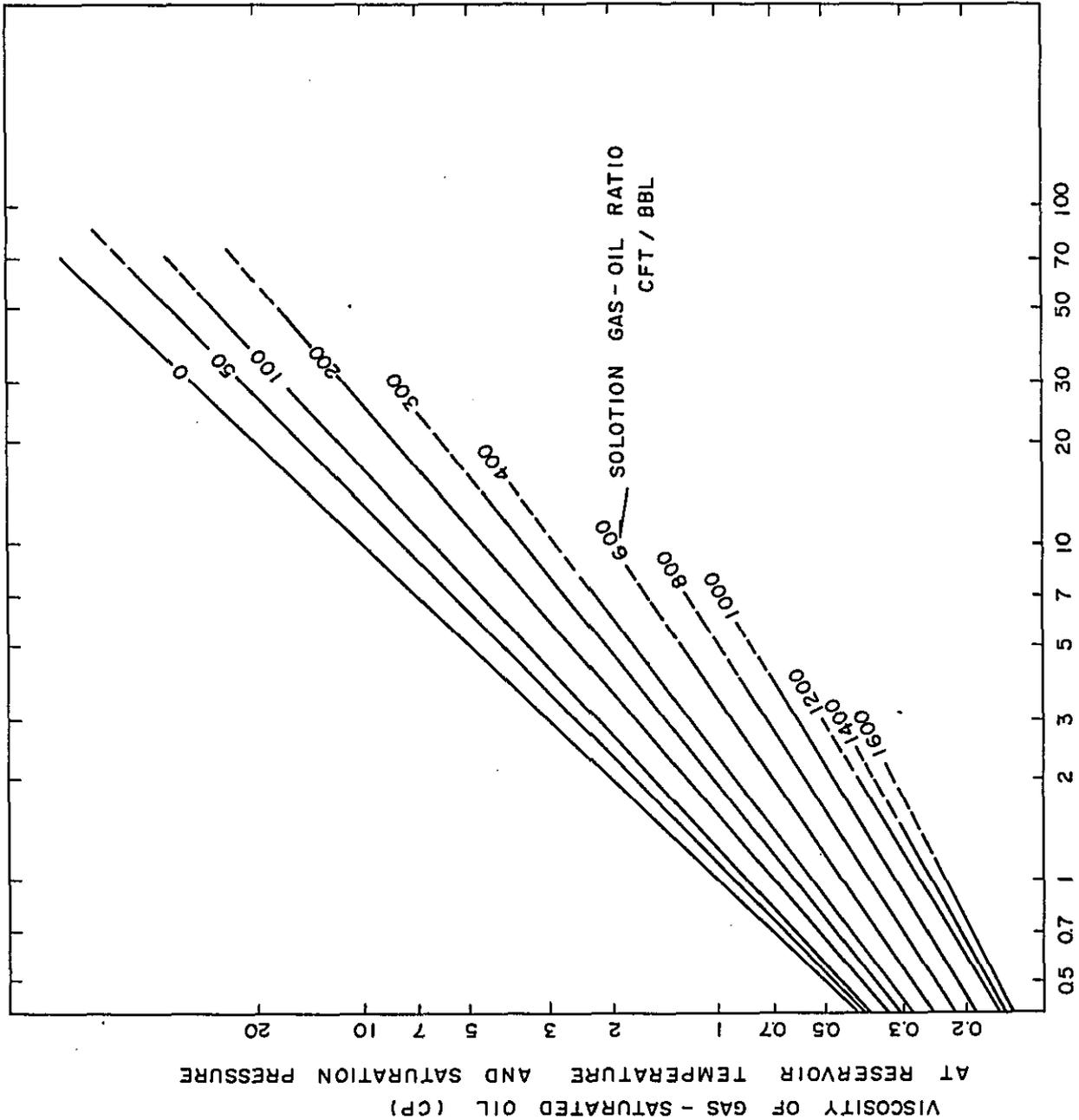


Fig. 6 VISCOSITY OF GAS-SATURATED CRUDE OILS AT RESERVOIR TEMPERATURE AND PRESSURE AT RESERVOIR TEMPERATURE AND ATMOSPHERIC PRESSURE (FROM CHEW AND CONNOLLY)

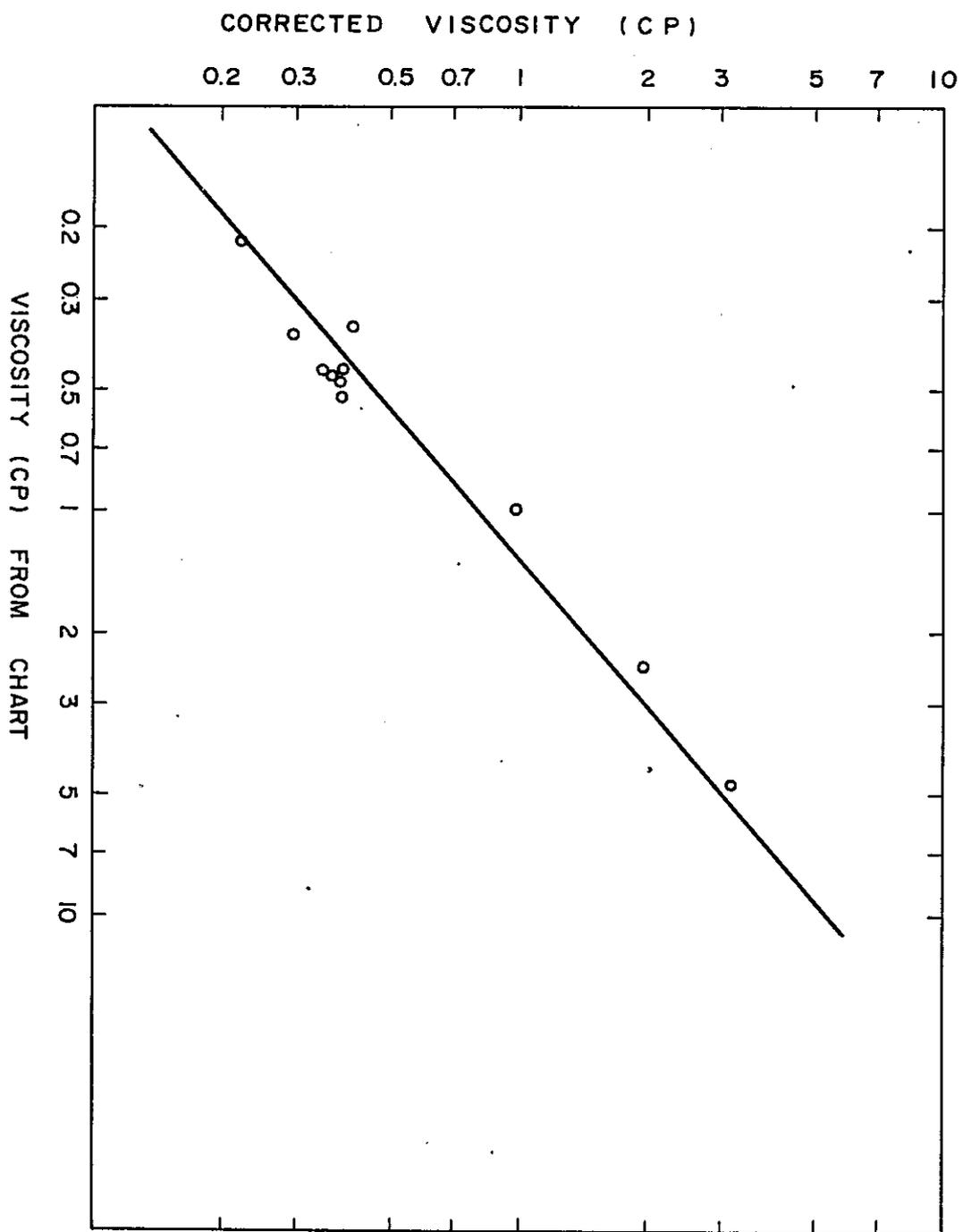


Fig. 7 CORRECTED VISCOSITY VS. PSEUDO VISCOSITY

APPENDIX V

檢層解析

検層解析

検層解析は各坑井毎に使用可能な検層種目のチェックをした後、 $1/200$ の検層種目が一揃いで存在する時には、これを2フィート間隔でデジタル化した後コンピュータ処理を行った。それ以外の時には手計算によって処理した。

孔隙率を計算する際にはデンシティ検層とニュートロン検層の組み合わせに優先順位を置いた。どちらか一方が欠けているような場合には音波検層を優先した。ただし浅部で圧密が十分でなくてもろい砂層が予想される所では、音波検層の使用をさけた。孔隙率に対する頁岩の影響は頁岩補正を施すことによって除いた。頁岩含有率はデンシティーニュートンクロスプロット、ガンマ検層、SP検層から得られた各頁岩含有量のうち最少の値を用いた。但し適当と考えられない時にはいくつかの種目を除いた。

含水率の計算は

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi m S_w^n}{a R_w (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}$$

を用いて行われた。

ϕ : 孔隙率

S_w : 含水率

V_{sh} : 頁岩の含有率

R_{sh} : 頁岩の抵抗

R_w : 水低抗

m : セメンテーション ファクター

n : サチュレーション ファクター

a : アーチーの式における定数

Rt : 地層の真の抵抗

炭化水素の補正

デンシティ検層、ニュートロン検層、マイクロラテログ及びそれに類するものが利用できる時には炭化水素の補正を行った。

地層のみかけの孔隙率は孔隙中に含まれる流体によって影響をうける。すなわち見かけのデンシティならびにニュートロン検層に表われる流体の孔隙率を ϕ_{dh} , ϕ_{nh} とすれば

$$\phi_d = \phi + V_{clay} \phi_{dclay} + \phi (1 - S_{xo}) (\phi_{dh} - 1)$$

$$\phi_n = \phi + V_{clay} \phi_{dclay} + \phi (1 - S_{xo}) (\phi_{nh} - 1) (1 + 2\phi S_{xo})$$

$$\frac{1}{R_{xo}} = \frac{V_{clay}(1-SI)S_{xo}}{R_{clay}} + \frac{\phi^m S_{xo}^n}{a \cdot R_{mf}}$$

であり、 ϕ_{nh} , ϕ_{dh} は流体の比重 P_n によって

$$\phi_{nh} = 9 P_n \times \frac{8 - 5 P_n}{3 \cdot 2 - 5 P_n}$$

$$\phi_{dh} = 1 + \frac{5}{7} \times \left(1 - 9 P_n \times \frac{4 - P_n}{3 \cdot 2 - 5 P_n} \right)$$

と表わされる。以上の式を解いて、 ϕ 、 S_{xo} 、 P_n を求めることができる。

アーチーの式： $F = \frac{a}{\phi^m}$ における a 、 m の決定

コア分析の結果 a と m が決定されたのは図として掲げた10坑井である。そ

の他のフィールドについては一般に認められた式、砂岩に対しては

$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$ 、石灰岩については $F = \frac{1}{\phi^2}$ を使用した。使用された a 、 m

および n は表にして示した。

水抵抗 水の抵抗は SP 及び水層の抵抗と孔隙率のクロスプロットの両者

から求めた。両者が一致するときはその値を、一致しない時は同一フィール

ドの他の坑井を参考にしてなるべく低い方の値を使用した。表には各フィール

ルドの代表的な値を示した。

IMPORTANT PARAMETER USED FOR LOG-ANALYSIS

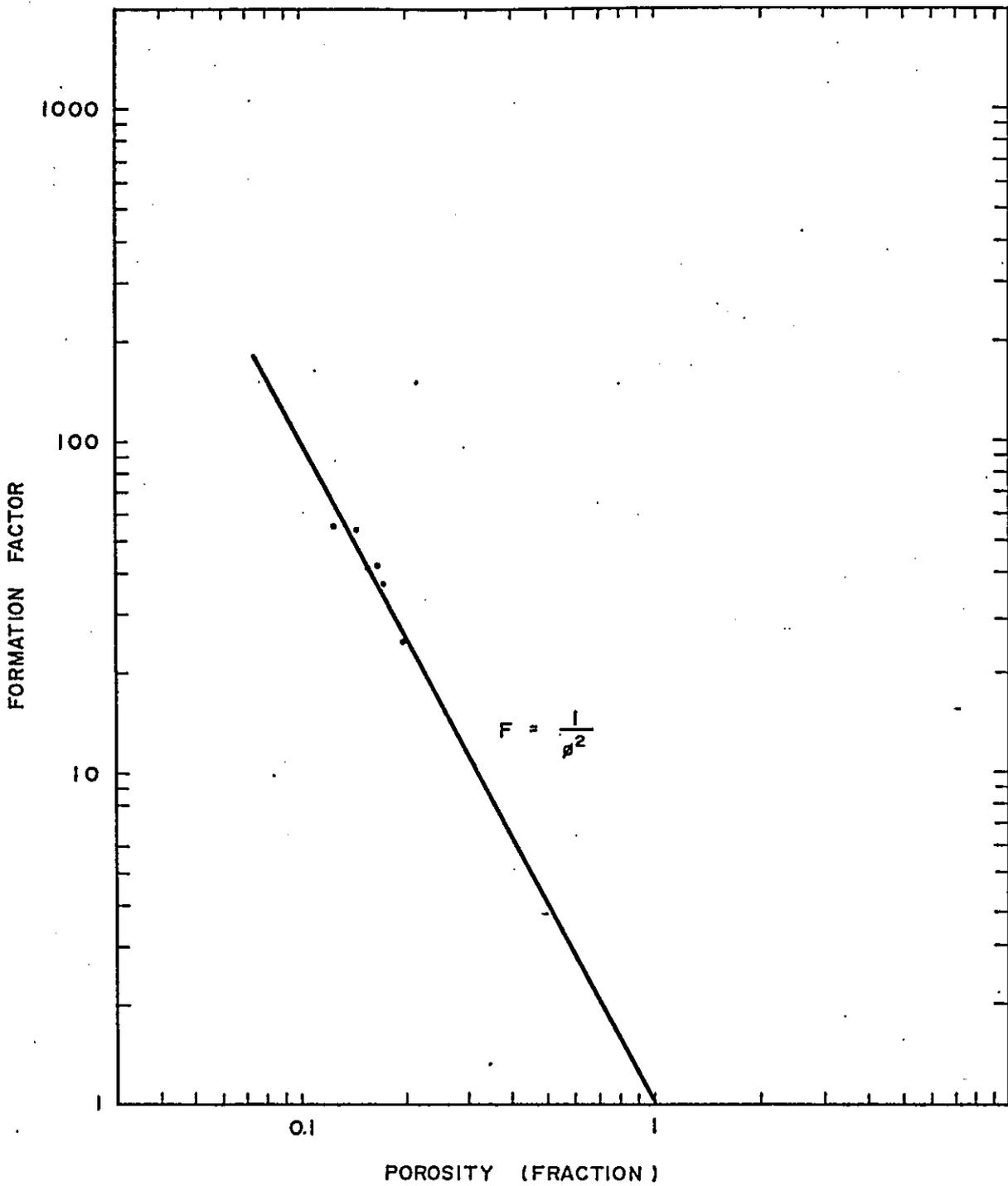
- PENINSULA AREA -

FIELD	CEMENTATION FACTOR (m)	ARCHIE FORMULA'S CONSTANT (a)	SATURATION EXPONENT (n)	WATER RESISTIVITY (Ω -M)
BEKOK	2	1	2	0.22
PULAI	2	1	2	0.2
SELIGI	2	1	2	0.15
TAPIS	1.67	1	2	0.2
SOTONG	1.99	0.86	2.1	0.14
DUYONG	1.87	1	2	0.2
ANDING	2.15	0.62	2	0.296
BELUMUT	2.15	0.62	2	0.17
PETA	2.15	0.62	2	0.21
BESAR	2	1	2	0.15
ANGSI	2.15	0.62	2	0.19
BUJANG	2.15	0.62	2	0.16
SEPAT	2.15	0.62	2	0.20
JERNEH	1.88	1	1.8	0.15
BINTANG	2.15	0.62	2	0.25
PILONG	2	1	2	0.062

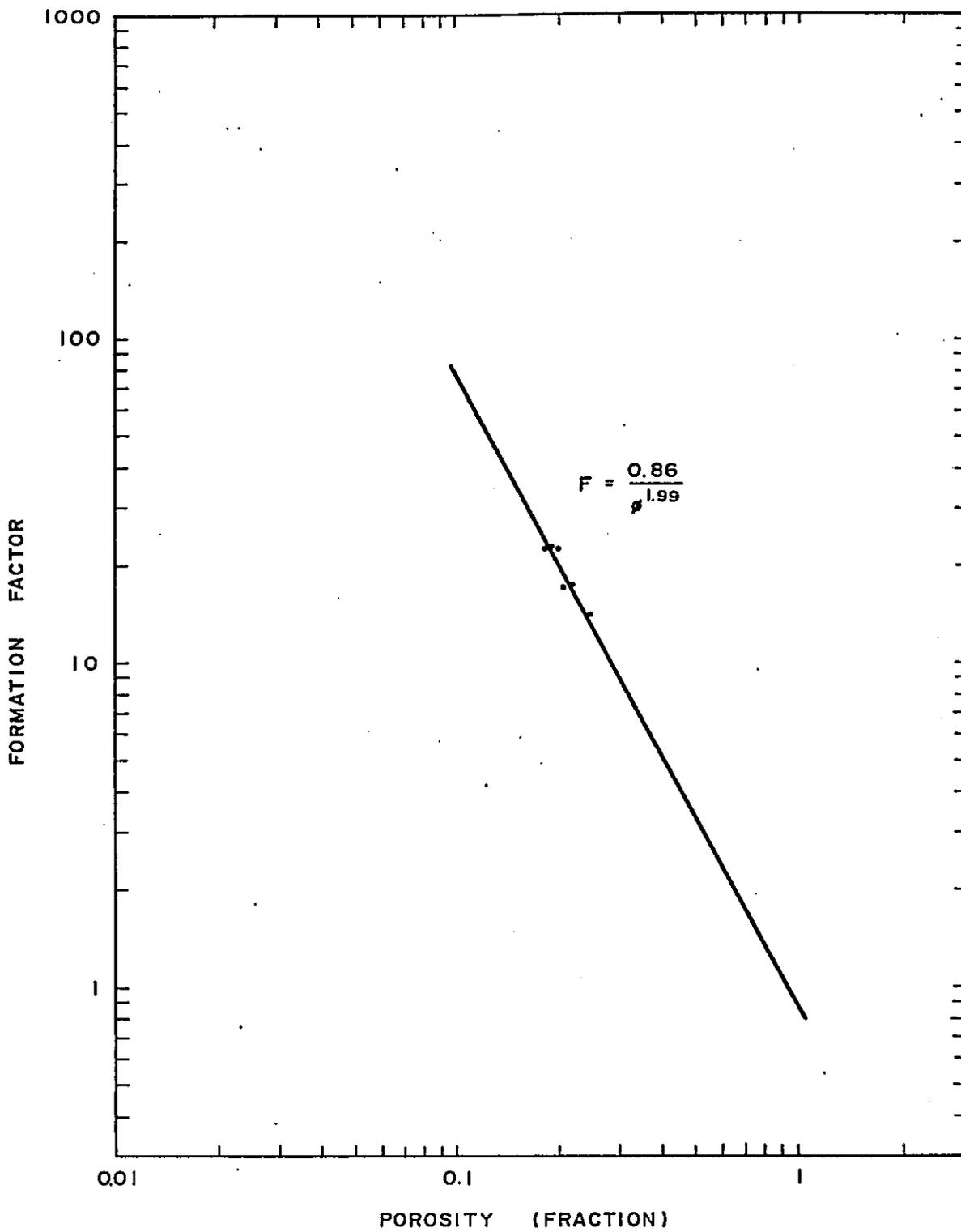
IMPORTANT PARAMETER USED FOR LOG-ANALYSIS

- SABAH AND SARAWAK -

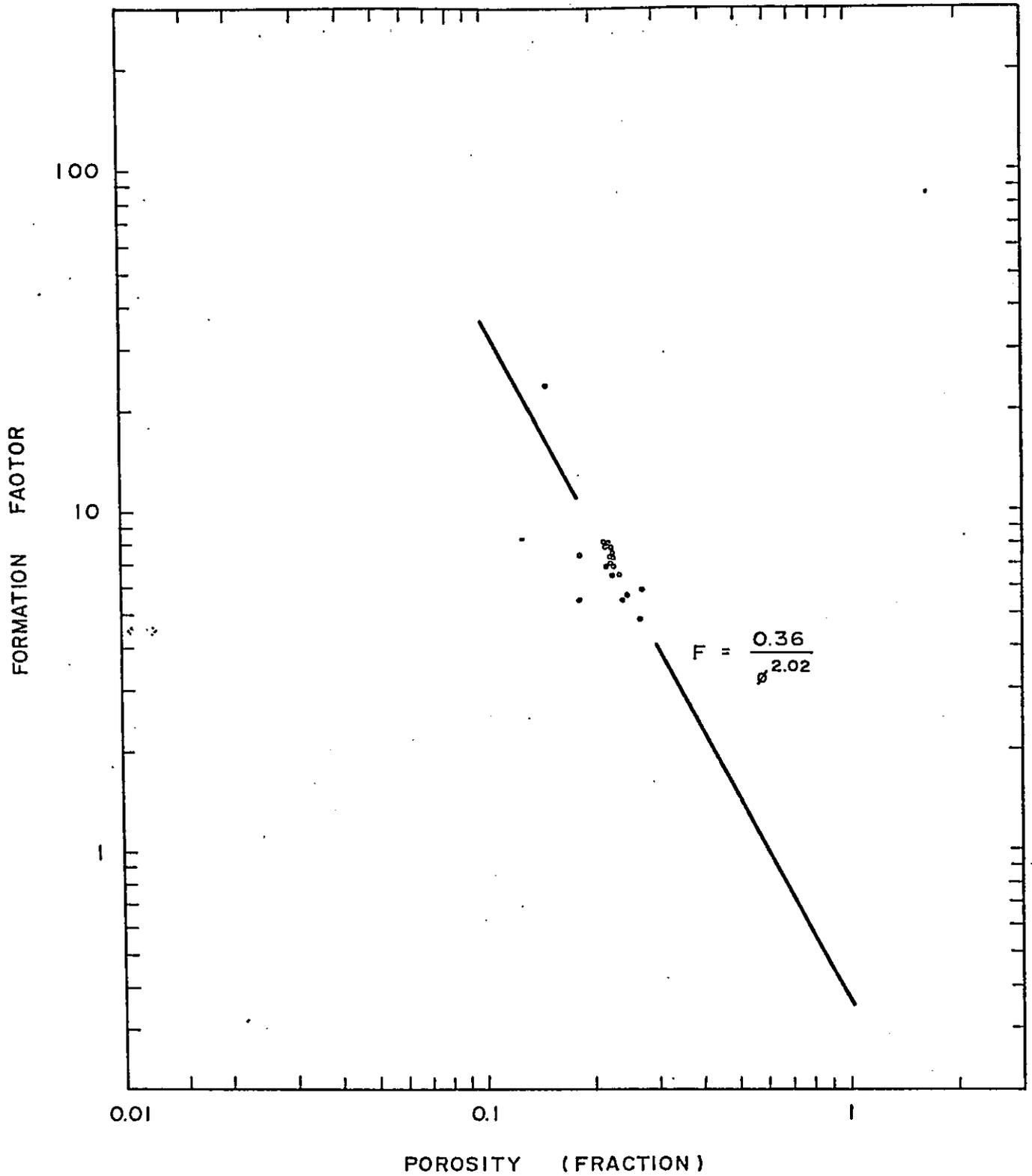
FIELD	CEMENTATION FACTOR (m)	ARCHIE FORMULA'S CONSTANT (a)	SATURATION EXPONENT (n)	WATER RESISTIVITY (Ω -M @ F.T.)
TEMANA	2	1	2	0.15 @ 152°F
SOUTH FURIOUS	1.69	1	2	0.22 @ 155°F
BETTY	2	1	2	0.11 @ 180°F
BOKOR	2.15	0.62	2	0.16 @ 140°F
ERB WEST	2.15	0.62	2	0.13 @ 145°F
ERB SOUTH	2.15	0.62	2	0.3 @ 120°F
ST. JOSEPH	2.15	0.62	2	0.25 @ 150°F
WEST EMERALD	2.15	0.62	2	0.21 @ 135°F
BERYL	1.87	0.7	2	
SIWA	2.15	0.62	2	0.4 @ 120°F
CENTRAL LUCONIA				
B12	1.84	1.04	1.84	0.096@ 240°F
E6	1.84	1.04	1.84	0.23 @ 70°F
E8	1.84	1.04	1.84	0.102@ 148°F
E11	1.84	1.04	1.84	0.096@ 165°F
F6	1.84	1.04	1.84	0.096@ 152°F
F9	2	1	2	0.208@ 170°F
F13	1.84	1.04	0.84	0.25 @ 184°F
F14	1.84	1.04	1.84	0.124@ 148°F
F22	1.84	1.04	1.84	0.2 @ 170°F
F23	1.84	1.04	1.84	0.16 @ 204°F
K4	2	1	2	0.102@ 175°F
M1	1.84	1.04	1.84	0.11 @ 162°F
M3	1.84	1.04	0.84	0.06 @ 203°F
M5	1.84	1.04	1.84	0.06 @ 206°F
BARAM A	1.87	0.7	2	0.135@ 150°F
BARAM B	1.87	0.7	2	0.13 @ 170°F
BAKAU	2.15	0.62	2	0.11 @ 206°F
BARONIA	1.69	1	2.0	0.09 @ 150°F
RAIRLY BARAM	2.15	1	1.49	0.22 @ 70°F
SAMMARANG	1.8	1	1.8	0.111@ 142°F
TEMBUNGO	1.93	1.14	1.93	0.14 @ 150°F
TUKAU	2.15	0.62	2	0.12 @ 140°F
WEST LUTONG	1.84	0.68	2	0.205@ 100°F



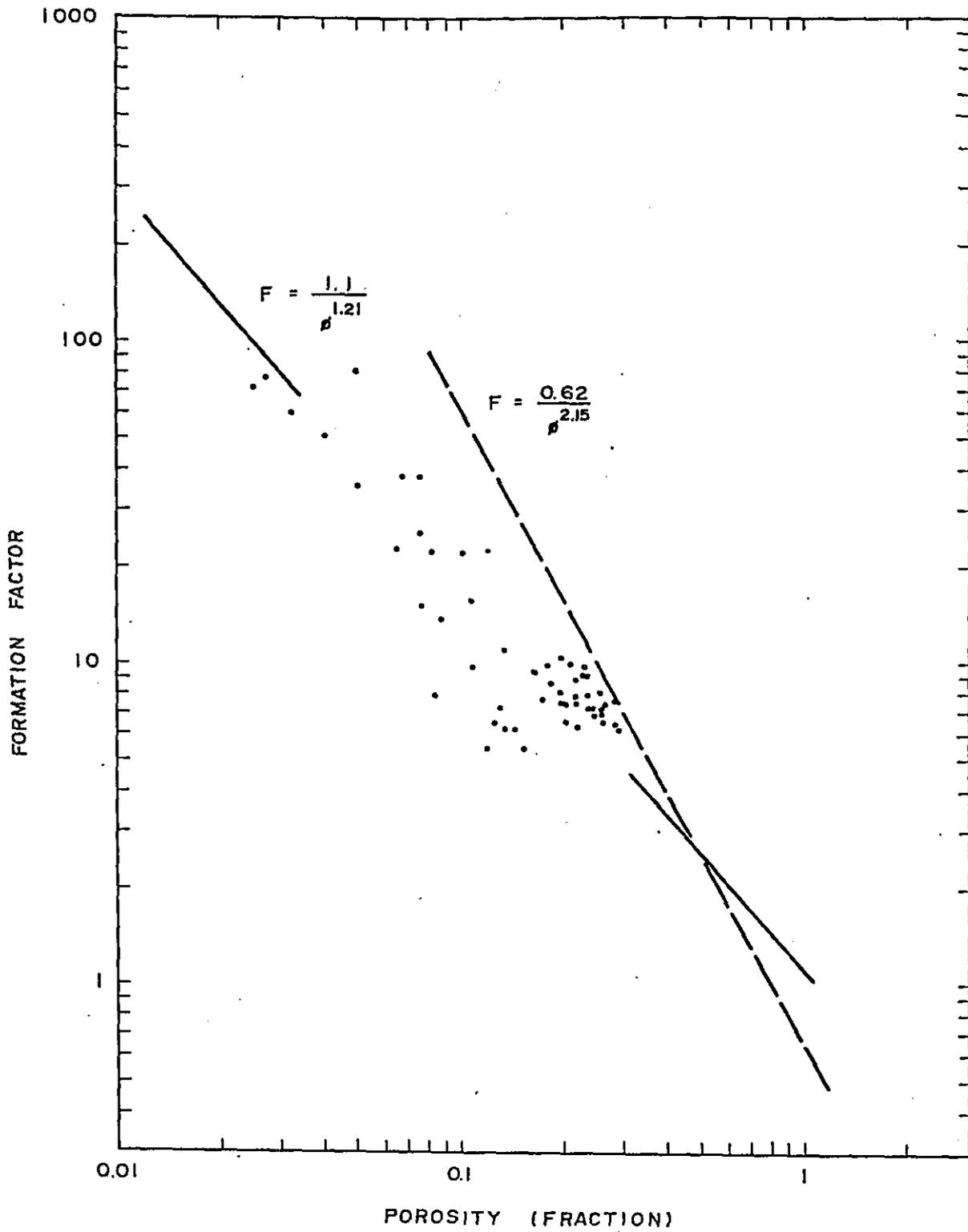
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
BEKOK 2



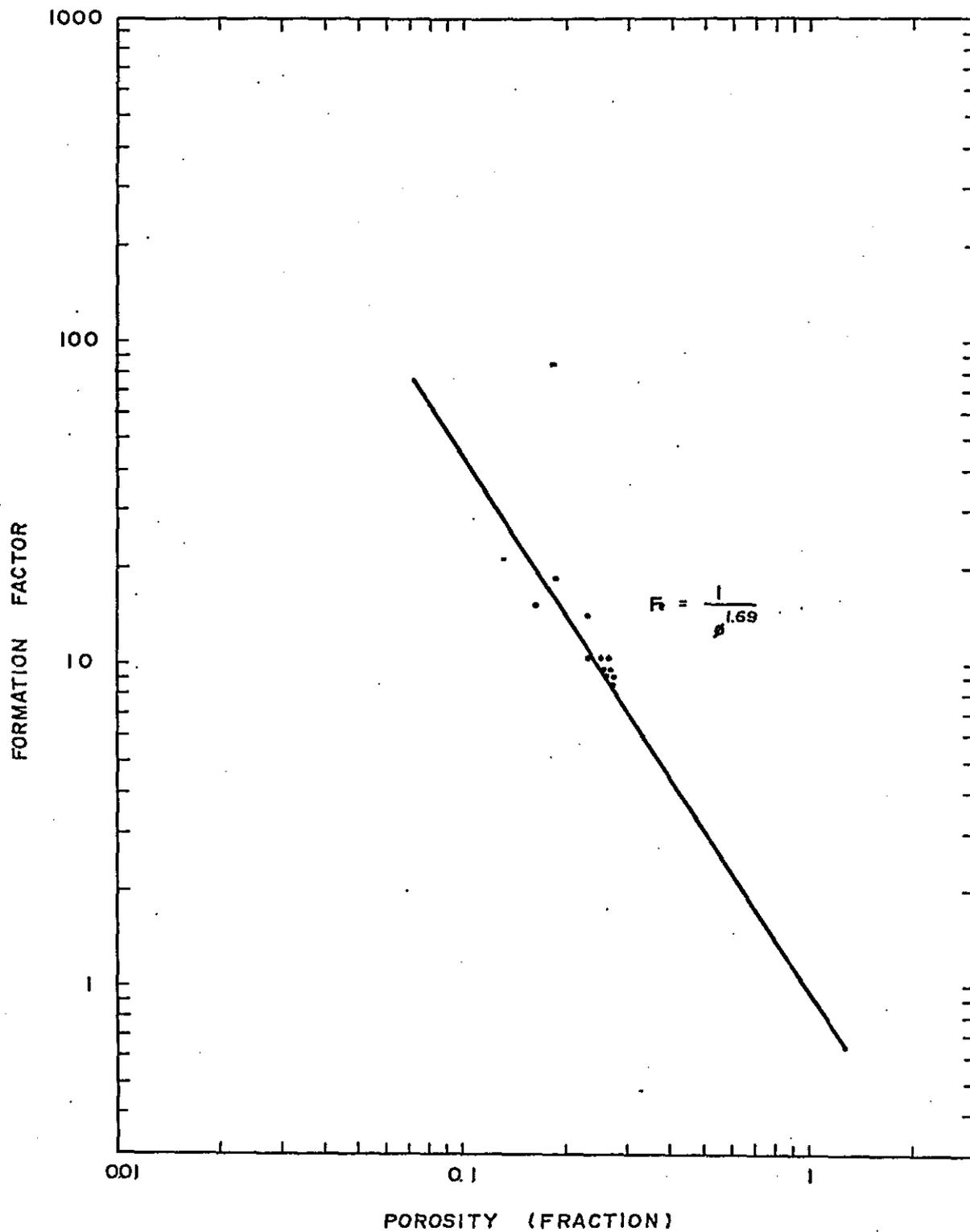
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
SOTONG B 3



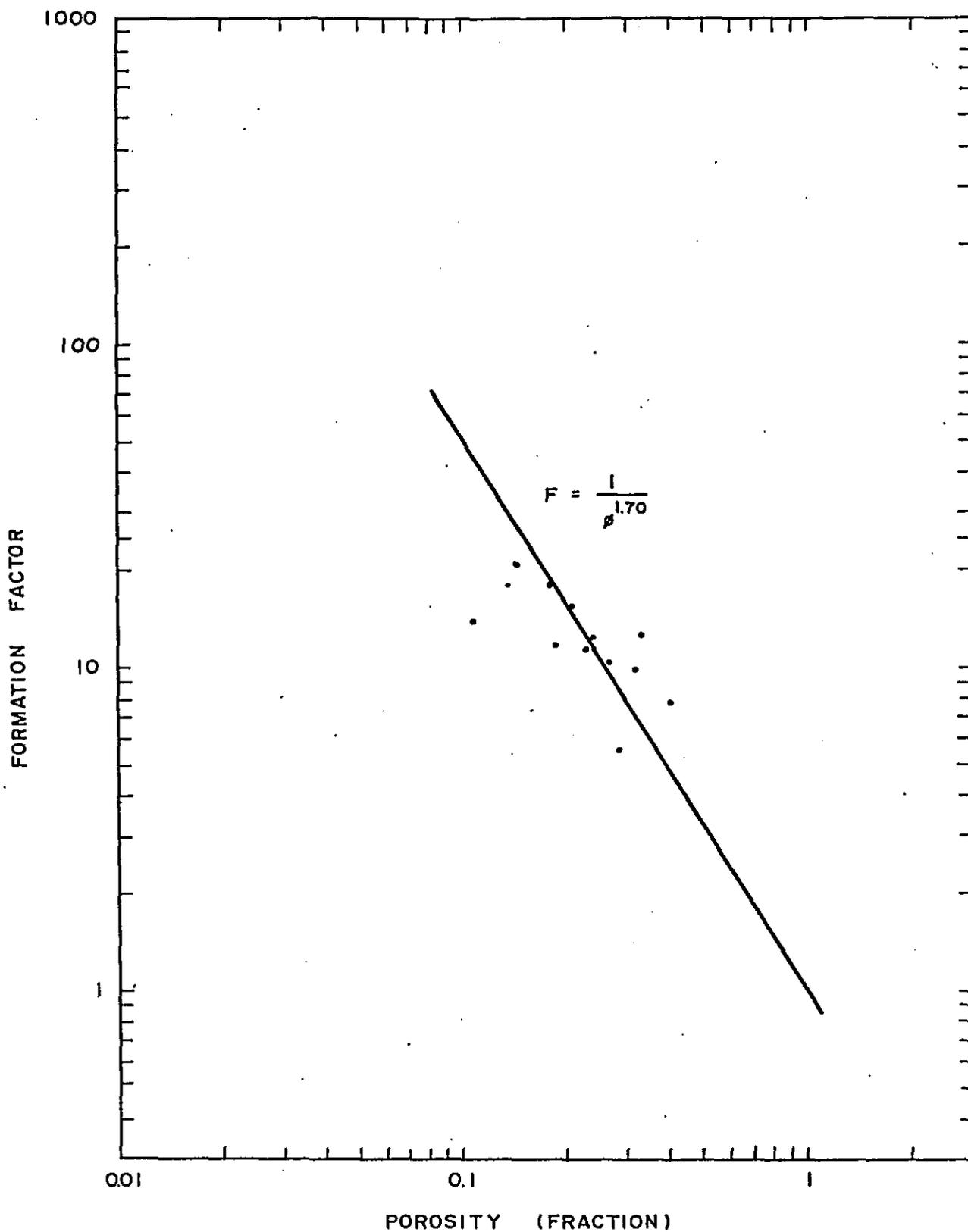
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
SAMMARANG IX



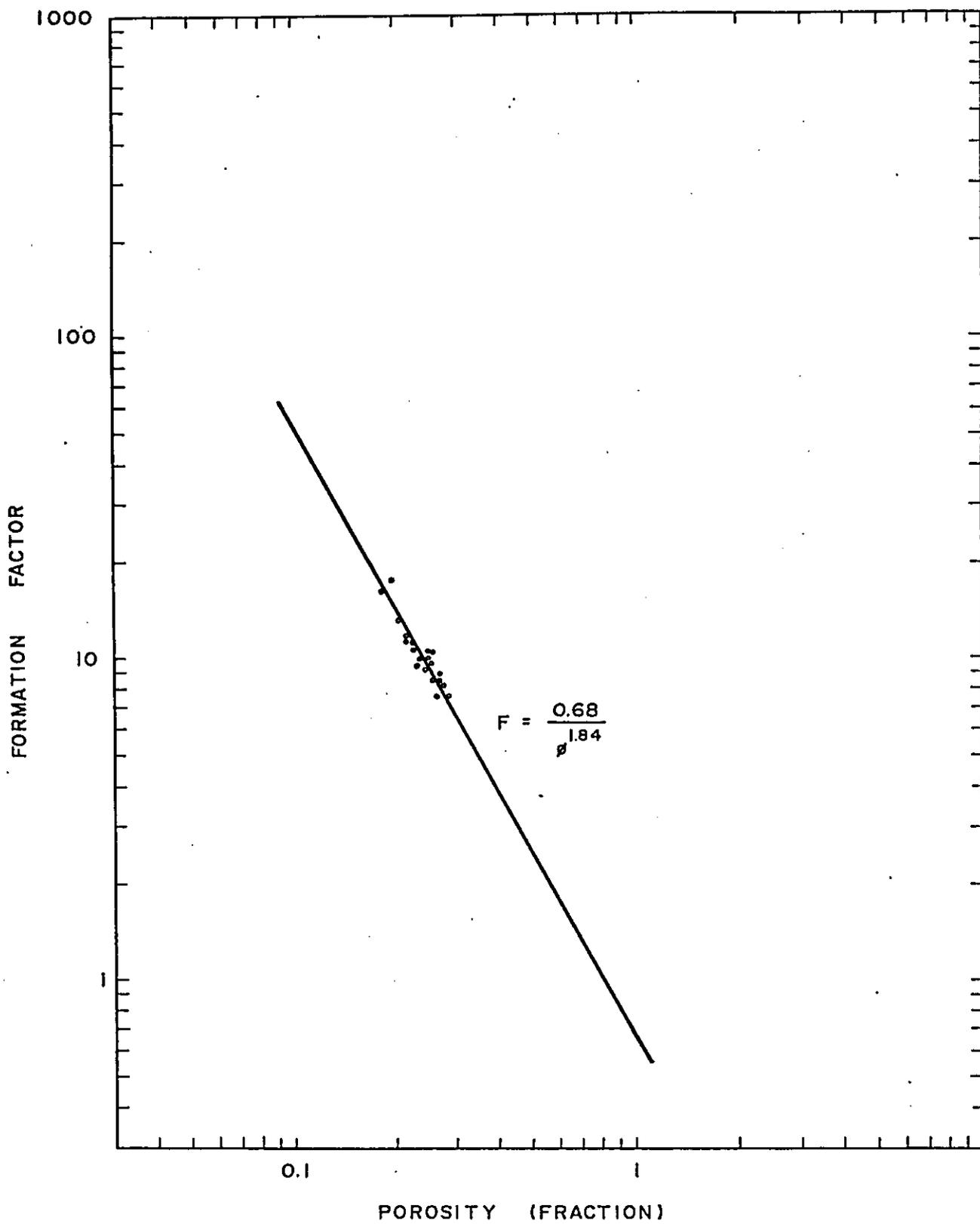
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
ERB WEST 4



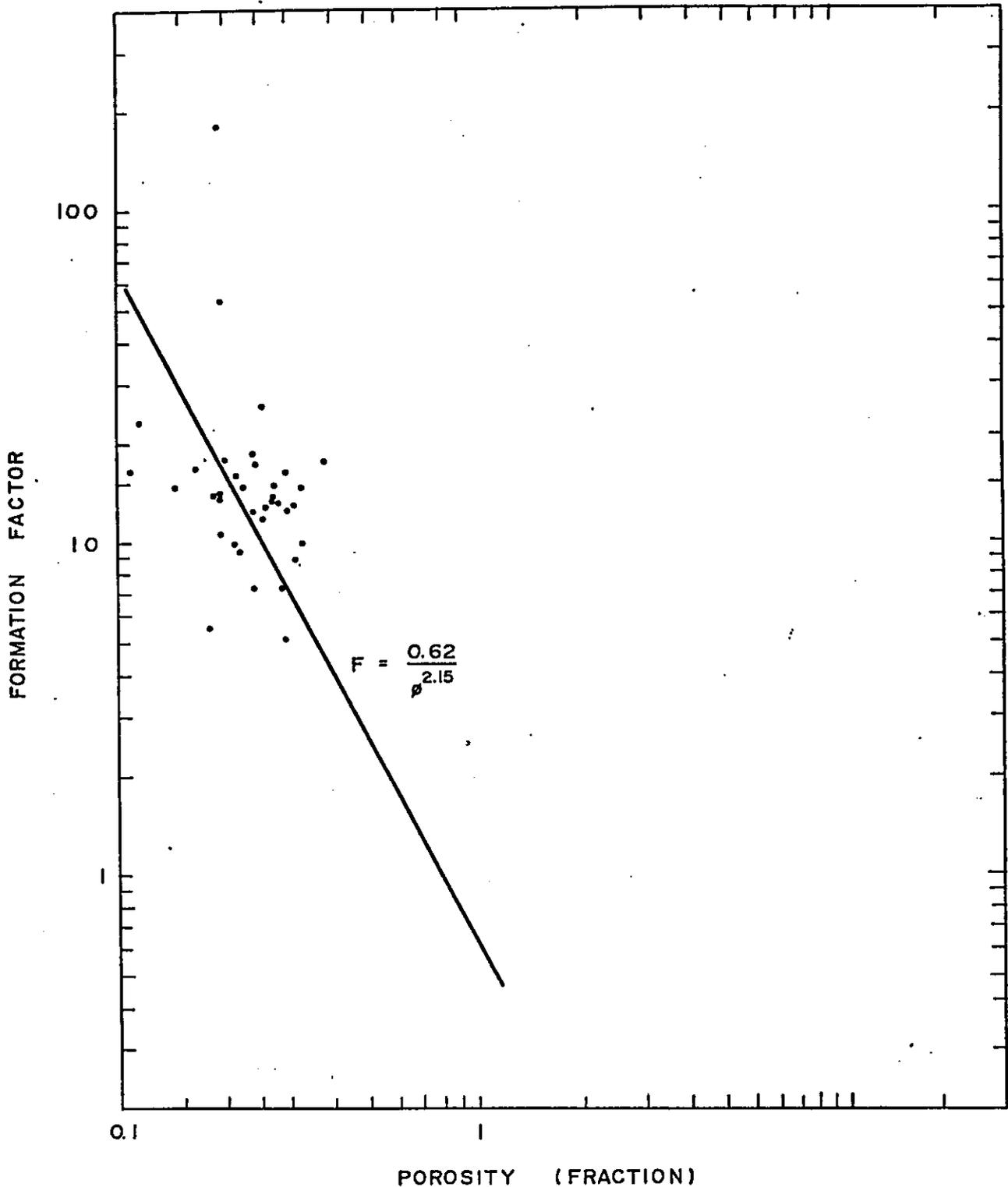
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
SOUTH FURIOUS 2X



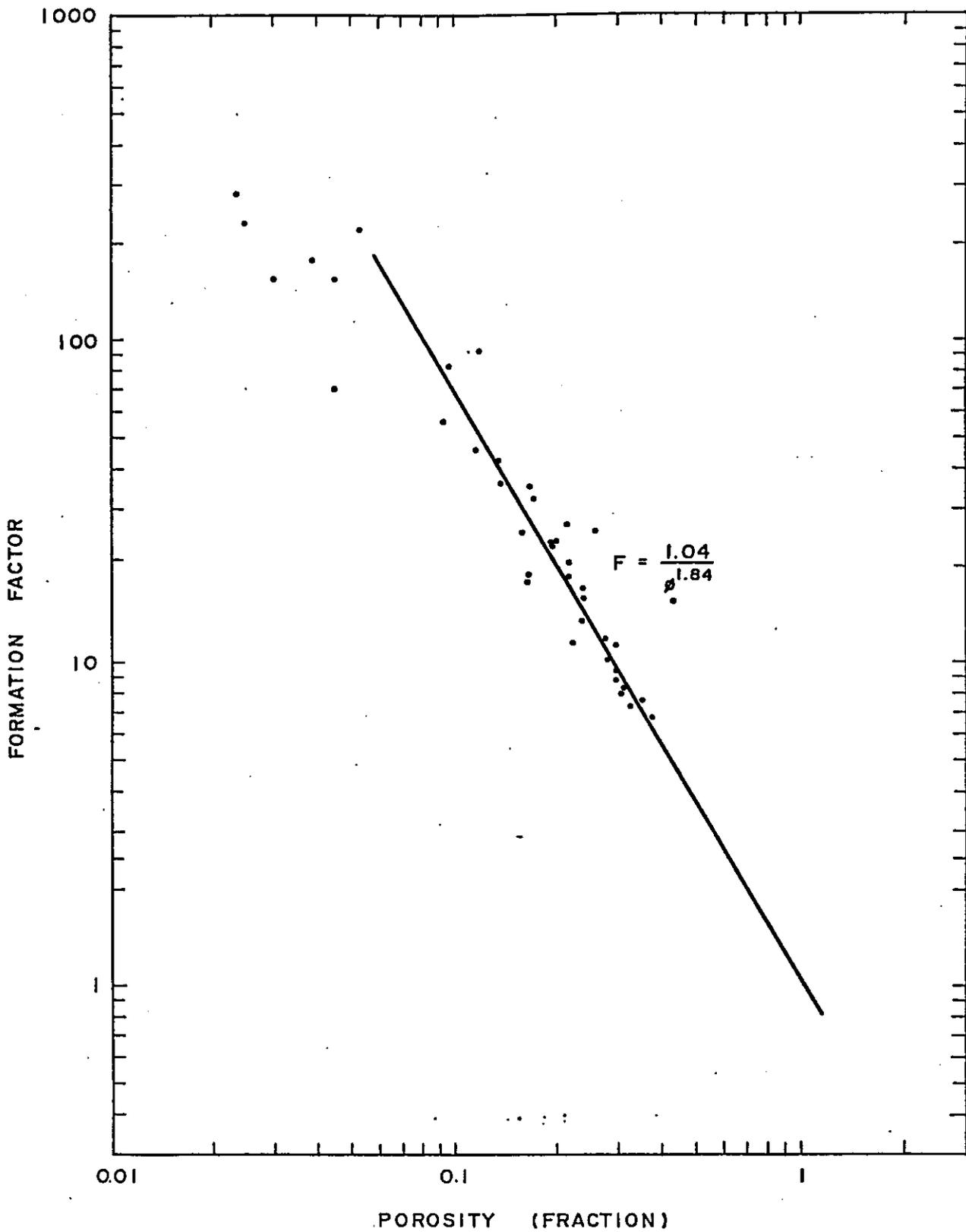
FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
FAIRLY BARAM 2



FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
WEST LUTONG_4



FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
TUKAU 10



FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT
CENTRAL LUCONIA E8-2

