秋田市浜田地区の天然ガス地下貯蔵実験の検討*

平 川 誠 一** 堤 銀 次 郎**

Some Experiences in the Analysis of Gas-Storage Reservoir

at the Hamada District in Akita City*

by Seiichi Hirakawa** and Ginjiro Tsutsumi**

Summary: Yabase Oil field is located in Akita City of Akita Prefecture at the Northwestern part of Honshu Island. The oil field is divided into the several districts, and the depths of the reservoirs, with about 12 pay zones, range from 200 meters to 1,900 meters. Natural gas-storage operations were first attempted in 1959-1963 on experimental basis at the 300 meters pay zone of Hamada District in this oil fields by Teikoku Oil Co., Ltd. This zone is gas reservoir of free gas type, and composes a typical anticline structure.

This paper presents some of the data obtained in the experiments, and the results of this study based on the data.

Back pressure curves could not be represented by a single line, because of the water flow in the reservoir.

The relation between injected gas volume and time was calculated from pressure-time history, mathematically, using the production data during earlier 6 months and the results were compared with the field data. However poor agreement was examined owing to the lack of appropriate pressure data.

1 緒 言

天然ガスの需要量は、四季を通じて大きな変動がある。すなわち、それは季節的には夏期に少なく、冬期に多い。一日についていうと、昼間に多く夜間は少ない。これらの需要と供給とのバランスを何らかの方法で保つことが、しばしば要求される。この問題解決の方法としては種々考えられるが、とくに多量の天然ガスを取り扱う場合、既存の油・ガス田を利用して天然ガスの地下貯蔵を行なうことは有効な方法である。

帝国石油株式会社は昭和 34 年比較的適当と思われる秋田市八橋油田浜田構造 a 層において、試験的に天然ガスを圧入し地下貯蔵の実験を行ない、貴重な実験資料を保持している。ここに、われわれはこれらの資料を十分再整理し、そのうえ総合検討して、この実験の様相を明らかにし、また、今後ほかの地区における地下貯蔵計画およびその実施の際の技術的方法に寄与するように、本文をしたためる。

2 浜田地区の a 層

2.1 開発の経過

この層は、秋田県秋田市の雄物川放水路に近い八橋油田浜田地区にあり、その深度が約 300 m で、その地下構造は背斜構造、発見当初昭和 26~28 年ごろは遊離型ガス層であった。当時は、天然ガスの価値よりも原油のそれが上回っていたため、この a 層では、浜田 R4 号井（以下、HR 4 と略記する）と HR 9 のみ仕上げられ試ガス後、密閉のまま放置された。そして、a 層より深部の探鉱開発が行なわれ、原油の開発生産に力が入れられていた。昭和 31~32 年ごろにいたり、この浜田地

区が東北パルプ（株）、東北肥料（株）など秋田市の茨島工業地帯に接しているという地理的条件から、浜田地区 a 層のガスが供給源対象の一つにあげられた。そこで、HR 9 の南に背斜軸に沿って約 900 m 離して HR 11 が掘さくされたが不成功に終り、つづいて、その中間地点に HR 13 が仕上げられ、HR 9 と HR 4 とともに採ガスが動した。

そのうち、ガスの需給上の余裕が多少みられたので、昭和 34 年天然ガスの地下貯蔵実験が計画され、同年 8 月圧入実験が開始された。この実験直前すなわち昭和 34 年 6 月までの a 層の産ガス量は約 14 万 m³ であった。そして、本格的な圧入・採取の実験は昭和 36 年 11 月まで続き、その後には多少の圧入は試みられたが、主として採取のみが行なわれた。その間、昭和 39 年 3 月までは、単独の諸計測をつづけ、ガス層の挙動を考えるうえの資料をとったが、この段階に至りガス層としての枯渇が著しくなったので、以後は他層との合同採取に切り換えられた。

2.2 ガス貯蔵適性に関する考察

浜田地区 a 層の地理的位置をみると、八橋油田南部に属し、近傍に土崎沖油田があり、油溶性天然ガスの入手および既存パイプライン施設などの利用ができる点からみて、貯蔵実験フィールドとして恵まれていた。さらに現時点以降を考えても、秋田市周辺は天然ガスの需要地であり、そして多大な潜在需要も抱えており、将来の輸入 LNG 陸揚げ問題も話題になっているほどである。したがって、a 層およびその周辺の貯留層は、今後の本格的な天然ガス貯蔵フィールドの開拓と関連して、地理的位置としては適していると思われる。

ガス貯蔵に適する地下構造は、ドーム構造・背斜構造・断層封そく構造・せん滅封そく構造などであるが、a 層のそれは、Fig. 1 にみられるように、南北に軸を有する単純な背斜構造

* 昭和 42 年 1 月 13 日受理

** 東京大学工学部（東京都文京区本郷）Faculty of Engineering, The University of Tokyo (Hongo, Bunkyo-ku, Tokyo)

Fig. 1 Subsurface Structure Map of the Hamada District (Contours on Top of "a" Pay Horizon)

Fig. 2 Electrical Log on Well HR9

であって、地下構造としては好ましいものである。また、a層の電気検層図の例として、HR9のそれをFig. 2に示す。以上の両図からわかるように、a層の深度は約300mで比較的浅く、その有効層厚は約3.50mで薄く、翼部は急傾斜をなしている。この深度は貯蔵の圧力に関係し、さらに貯蔵圧力はパイプラインによる圧送の始圧に関係するが、浜田地区での貯蔵の場合は、天然ガス利用会社との距離が近く、パイプライン始圧は低くてすみ、そのうえ貯蔵実験という性格も考え合わせると、比較的浅い地層を選んだことは有利であったと思われる。それから、a層のように有効層厚の薄い、かつ翼の傾斜の立った小規模な構造は、ばく大な量のガス貯蔵には適さないが、それほど多量でないガスを貯蔵し、これを短期間に急激に排出させるなどの実験フィールドとして、a層のような構造を選択したことは好ましかったといえる。このa層には、遊離ガス相部に接して端水が存在している。上述したように、a層は有効層

厚が薄く、翼部が急傾斜をなした背斜構造であるため、貯蔵操業時には、端水のフィンガリング現象の抑制管理は必要であるが、ウォーター・コーニングによる水の障害はほとんどないと考えられる。

このa層が遊離型ガス層であったことは、Table 1とTable 2の試ガス試験（発見当初および開発時初期のそれ）結果から

も知れる。このことは、クッションガス問題およびキャップロックからのガスの漏えい問題からみて、水層への貯蔵の場合とくらべて、a層でのそれは比較できないほどの優位に立っている。すなわち、このような天然の遊離型ガス層にガスを貯蔵すると、クッションガスは天然に埋蔵されているものが利用されるから、人工的に圧入されるクッションガスは少量でまにあし、または不要の場合もある。それから、水層の場合には、その構造がたとえ背斜構造であっても、キャップロックがはたして完全にガスを漏えいせずに貯留できるかどうかの保障はないが、このa層のように開発中の遊離型ガス層は今までの貯留実績があるから有利である。すなわち、発見時の密閉静止坑底圧をはるかに越える圧入圧でガスを貯蔵しない限り、キャップロックを破って貯蔵ガスが逃げることがないと保障されている。一説によると、発見時の密閉静止坑底圧の1.2~1.5倍までの圧力範囲内では、層の破壊それにつづくガスの漏えいの危険性がないといわれている。

Table 1 Flow Test Data of Hamada R-13 Well

Date	Jan. 18, 1957	Jan. 21, 1957	Jan. 24, 1957
Flowing Pressure (kg/cm ²) at the Depth of 302.5 meters	16.0	21.0	22.0
Bean Size (×1/64 in)	12	8	6
Gas Flow Rate (m ³ /day)	4,754	2,251	1,803
Water Flow Rate (kl/day)	—	—	—

Remarks: Reservoir temperature 23.0°C

Static bottom hole pressure 25.0 kg/cm²

Gas gravity 0.557

Table 2 Flow Test Data of Hamada R-9 Well

Date	Nov. 17, 1953	Nov. 15, 1953	May 16, 1956	June 9, 1956
Static Bottom Hole Pressure** (kg/cm ²)	28.0*	28.0*	26.1	25.6
Flowing Pressure** (kg/cm ²)	19.3	10.9	24.5	23.5
Bean Size (×1/64 in)	8	24	6	8
Gas Flow Rate (m ³ /day)	1,900	9,000	1,976	1,985
Water Flow Rate (kl/day)	0.66	4.50	—	0.39
Permeability*** (md)	3.21	6.94	21.56	—

Remarks: * Estimated values.

** Values at the depth of 295.5 meters.

*** Calculated values from flow test data.

天然の地層には、キャップロックでもなく、適切な貯留層としても評価できない層がある。これはトラッシイゾーンと呼ばれている。このトラッシイゾーンが対象とする貯蔵層に接して存在していることは、ガスの地下貯蔵に不利になるが、このa層については、その心配がないように思われる。一説によると、貯蔵層の浸透率は、10 md 以上あることが必要であって、トラッシイゾーンの浸透率は 0.1~10 md である。これは絶対浸透率を尺度にしているらしい。いま、a層の浸透率は Table 2 の試ガス結果から計算されて、同表に併示されているように約 3~20 md と考えられるが、この値は産水量実績をみてもわかるように、有効浸透率値と判断されるので、絶対浸透率値よりも小さく計算されて当然といえる。

3 フィールド実験前の処置

3.1 施設の準備

a層での貯蔵実験は昭和 34 年初めより計画準備され、同年 8 月ガス圧入が開始された。実験計画当時、この層を仕上げた坑井は、HR 4, HR 9, HR 13 の 3 坑であった。HR 13 のみはガンパー仕上げ、他 2 坑はアンカー仕上げである。そして、HR 9 と HR 13 とは実験開始前にも採ガスしており、HR 4 は観測井とする予定であって、この実験にあたっては、特に坑井に対する事前処置は行っていない。

つぎに、主要地上設備として、つぎのものが準備された。すなわち、

- (イ) コンプレッサー
0~15 kg/cm² × 15,000 m³/day × 2 台
15~40 kg/cm² × 30,000 m³/day × 1 台
- (ロ) 計量器
オリフィス・メーター（圧入量および生産量の計量に共用）
- (ハ) クーラー
コンプレッサーのアウトレットクーラー
- (ニ) セパレーター
コンプレッサーのインレット、アウトレットおよび産出用

Fig. 3 Flow Diagram of Storage Station at Hamada District

Table 3 Flow Test Data

Well No.	Data	Flow Condition	Bean Size (× 1/64 in)	Gas Flow Rate (m ³ /day)	Bottom Hole Pressure (kg/cm ²)
HR 9	May, 30, 1959	Shut-in	—	—	25.3
	June, 3-5, 1959	Flowing	12	4,860	19.0
	June, 7-10, 1959	Flowing	8	2,110	20.7
	June, 11-13, 1959	Flowing	6	1,250	22.9
HR 13	June, 15, 1959	Shut-in	—	—	25.0
	June, 17-20, 1959	Flowing	10	3,720	18.6
	June, 22-25, 1959	Flowing	8	2,700	19.6
	June, 27-30, 1959	Flowing	6	1,740	21.3

これらの配管系統図は Fig. 3 であるが、ここでは冷却水循環系は省略してある。

3.2 坑井の背圧試験

昭和 34 年 8 月、圧入採取実験開始直前に行なった坑井の産出試験結果を Table 3 に示す。これに基づき、背圧曲線図をつくると Fig. 4 がえられる。これをみると、両坑井の試験結果は同一曲線上にのっており、両坑井は同一貯留層に属することは明らかなのであるが、しかしながら、この背圧曲線は成書でいうような典型的なものとはいえない¹⁾²⁾。これはおそらく水の影響ではないかと判断される²⁾。この背圧試験時の産出水量記録が手許に残っていないが、Table 2 の試ガス時の産水記録から考えて、この場合にも当然水の産出があったと推察される。浜田での本実験についての過去の報告³⁾には、「圧入実施前、圧入完了し採取を開始した直後と、約 2 ヶ月採取をしたときとの 3 時期における背圧試験結果、それぞれの産出直線が同一の傾斜を示さなかった」と記録されている。この事実も、試験中における貯留層内および坑井内の水の移動に起因していたのではあるまいか。以上のような状態にあって、Fig. 4 の測定点を単純な直線で代表させ、ガス流量とそれに対応するガス層圧との関係を予測するのは無理であると思われる。

3.3 埋蔵量の試算

開発時直前におけるガスの原始埋蔵量を、容積法により計算してみる。天然ガスが存在する対象地域は、a層仕上げの坑井のほか、a層をつらぬいている坑井

Fig. 4 Back Pressure Test of Gas Wells in the Hamada District

などの掘さく時の地質学的情報により、ある程度確認されている。対象地域の面積は、背斜構造の最大の幅を約 200 m とし、96,400 m² になる。そのうえ、a 層の有効層厚として 3.50 m の値を採用すると、ガス層の全容積は 337,400 m³ となる。

それから、コア試験結果を参考にして、ガス層の間げき水飽和率は 35%、孔げき率は 40% という数字が、この a 層の固有値と判断されてきている。しかし孔げき率が 40% という値は多少過大すぎるくらいがあるが、それを裏付けるに適当な資料がないため、ここでの計算においても、これらの固有値を使用して試算をする。つぎに、開発時直前のガス層内の圧力 26.1 kg/cm² および温度 25°C として、その条件下における天然ガスの容積係数を 0.039 (ガス組成よりの計算値) とする。

以上の数値をつかうと、ガスの原始埋蔵量は、224 万 m³ と試算される。

しかるに、貯蔵圧入実験開始までに、約 14 万 m³ のガスを a 層から採取していたので、同時点におけるガスの埋蔵量は約 210 万 m³ と試算される (実験当時の記録をみると、その当時、この値は約 250 万 m³ とされていた。そして、開発時直前のガス層内の圧力 26.1 kg/cm² の 1.5 倍、すなわち約 40 kg/cm² まで昇圧できるコンプレッサーを準備し、実験開始以後、圧入できる最大量を机上で概算して、約 140 万 m³ と考えていた)。

4 天然ガス地下貯蔵挙動

4.1 実験結果とその検討

貯蔵実験に使用された坑井は、HR 4, HR 9, HR 13 である。実験開始初期には、HR 9 を圧入採取実験井に、HR 4 と HR 13 とを観測井として実験を始めたが、途中で HR 9 を主圧入採取井に、HR 13 を補助圧入採取井にして、この両坑井に観測

井の役をも兼ねさせて実験をつづけた。

観測井 HR 4 の坑底圧は、昭和 34 年 8 月より昭和 36 年 10 月まで測定された。その間ほとんど変化がなく、初期より昭和 36 年 6 月までの坑底圧は 26 kg/cm² と 28 kg/cm² との間にあり、その後、昭和 36 年 10 月までの 4 ヶ月間は 28 kg/cm² と 29 kg/cm² との間にあった。この HR 4 は発見時ガスのほか油と水とがあり、実験開始時においても液柱にエマルションのある坑井で、坑口圧は HR 13 と異なっていた。以上のような事情のもとに、観測期間中、その役割りを HR 4 が果していたかどうかの点、反省の余地が残る。

つぎに、昭和 34 年 8 月より昭和 39 年 2 月までの間、累計圧入ガス量から累計採取ガス量を差し引いた正味累計圧入ガス量、すなわち貯蔵ガス量を経過時間とともに、Fig. 5 にプロットした。ここで、同図の縦軸に示される値が時間経過につれて上昇している場合は圧入を行なっていることを意味し、それが下降しているときは採取施行時を、変化ない場合は坑井密閉時を示すとみればよい。したがって、ガス圧入貯蔵実験は 3 回にわたっており、とくに昭和 36 年 4 月ころより同年 11 月ころまでの間は、多量のガスを圧入貯蔵したことが知れる。

この一連の実験途次、昭和 35 年 6 月～8 月にかけて、HR 9 でケーシングの破損があり、一部の圧入ガスは他層へ漏えいした。ここで漏えいを探知したとはいえ、その間の貯蔵ガスの漏えいはなかったもので、圧入漏えいガス量と推算される分を、Fig. 5 を作成する基の圧入実績値より差し引いてある。

また、この実験時の密閉静止坑底圧と自噴坑底圧との様相を Fig. 6 に整理してみた。この図と Fig. 5 とから、つぎのことが知れる。すなわち、HR 9 での圧入時には、HR 13 の坑底圧は上昇線をたどり、採取時には降下線をたどっている。いま、HR 9 に注目したが、逆に HR 13 についても同じことが

いえる。これは一坑井で圧入を行なうとき、他坑井を密閉し観測井の役をさせたため、実験が成功裡に進んでいる間は当然なことである。

上述の両図には明示されていない実験初期についていうと、始め HR 9 にガス 12 万 m³ を圧入したとき、HR 13 に圧力の影響が現れ、ガス 22 万 m³ 入れたとき、HR 13 の坑底圧が上昇している。このような圧力干渉現象も貯蔵挙動を推測するうえに役立っているが、ガス分析によっても貴重な情報がえられた。HR 13 のガス分析結果を Table 4 に示す。ここで、試料 1 は実験開始前の乾性ガスのときであ

Fig. 5 Stored Gas Histories of the Hamada District

Fig. 6 Bottom Hole Pressure Histories of HR 9 and HR 13 Wells

Table 4 Mole Composition and Gas Gravity of Natural Gas from HR-13 Well

		Sample 1	Sample 2
Date		June, 17, 1959	Mar. 4, 1960
Gas Gravity (S.G.)	Calculated	0.560	0.569
	Measured	0.561	0.565
Mole Composition (%)	CH ₄	99.4	97.8
	C ₂ H ₆	0.2	1.1
	C ₃ H ₈	—	0.4
	CO ₂	0.4	0.3

り, 試料 2 の採取時は HR 9 から油田ガスが圧入され, HR 13 からそれが採取された時期にあたる。このような場合, 組成の異なった圧入ガスが追跡子の役に立つこと, および圧入されたガスが本来存在していたガスと予想以上に混りにくいことなどが確かめられた。

実験開始時には, ガス層圧 24.8 kg/cm² より, ガスの圧入に伴い, 圧力は漸次上昇し, 以後ガスの採取に伴い圧力低下しているが, この間の経路を圧力と正味圧入ガス量との関係で図示すると, ループ状を画いたとすでに報告³⁾ されている。また, いま Fig. 5 および Fig. 6 とから, 坑底圧対正味累計圧入ガス量との関係を考えると, 正味累計圧入ガス量のある一定値に対して, 坑底圧は時間の経過とともに小さくなってゆく傾向がみられる。以上のことから, ガス圧入に伴うガス貯蔵部の容積増大が推察されるが, その主因としてはガス層周辺の水の移動が考えられる。

圧入ガス量と採取ガス量とに関していうと, 実験開始時から昭和 39 年 6 月 (a 層のガス量と圧力との単独計測終了時) までの累計ガス圧入量は 939 万 m³, 累計ガス採取量は 613 万 m³ の実績であったが, 実験途中昭和 35 年 6 月～8 月に HR 9 のケーシング破損により, 圧入量のうち約 150 万 m³ (概算) は, a 層以外へ漏えい侵入したと考えられるので, a 層への累計ガス圧入量は約 789 万 m³ である。したがって, 昭和 39 年 6 月において, 実験のため圧入されたガスの採取率は約 78% となる。

4.2 数理的検討

ガス貯蔵地層をモデル化し, 端水のピストン状侵入を伴う放射状流を考えて, つぎの式⁴⁾ に基づき地下貯蔵挙動の数理的検討を行なってみる。

$$\frac{z}{p} \left(\frac{p_0 V_0}{z_0} - n_p R T \right)$$

$$= V_0 - K_p \sum_{i=0}^{i=j-1} d p_i$$

$$\cdot Q_{T(j-i)},$$

$$K_p = 2 \pi \phi c h r_b^2,$$

$$t_D = t \cdot K_i = \frac{k t}{\mu \phi c r_b^2}$$

ここで, z : ガスの圧縮係数, R : ガス定数 atm-cm³/°K-mol, n : 貯留層

内のガスのモル数 mol, n_p : 産出ガスのモル数 mol, T : 貯留層の温度 °K, p : 貯留層圧 atm, ϕ : 孔げき率 (小数), c : 水相の圧縮率 atm⁻¹, h : 有効層厚 cm, r_b : ガス貯留層半径 cm, k : 水層の浸透率 d, t : 時間 sec, μ : 水相の粘性係数 cP, Q_T : 侵入水の無次元量, $Q_{T(j-i)}$: $(j-i) t_D$ における Q_T , $d p_i = 1/2(p_{i-1} - p_{i+1})$ atm, V_0 : 貯蔵開始時のガスでみたされた孔げきの容積 cm³, そのほか添字 0 は貯蔵開始時を示し, 添字のない記号は計算時のものである。

計算のもとになる貯留層圧は, Fig. 6 の実績曲線を参考にして, Fig. 7 に示すような貯蔵推移を想像した。この図の横軸 (時間 i) は実験経過時間を 1 ヶ月ごとにわけ, 貯蔵開始時を $i=0$ としてある。そして, 貯留層圧挙動を $i=0$ より, 56 ヶ月後まで, すなわち $i=56$ まで仮定した。Fig. 7 を作成するにあたっては, HR 9 または HR 13 での密閉坑底圧を貯留層圧として選択優先させた。しかしながら, 十分長い間密閉しての圧力が測定されていないため, 正確なる貯留層圧とはいえない。また, $i=26$ 以後については, 密閉坑底圧実測値がないので, 自噴坑底圧値からの推定曲線である。このほかに使用したデータは, ガスの圧縮係数 0.95, 貯留層温度 25°C である。

Fig. 7 Reservoir Pressure History Used for the Mathematical Analysis

Fig. 8 Comparison between Calculated and Measured Values of Total Net Gas Injected

そして、以下に示す計算には、大型電子計算機 HITAC 5020 (東京大学大型計算機センター) を使用した。

まず、初期資料から V_0 を求める。すなわち、 $i=0\sim6$ (1959年7月～1960年1月に相当) の正味累計圧入ガス量 (Fig. 5) と貯留層圧 (Fig. 7) とをつかい、図式解法^{(4),(5)}を用い、 V_0 と K_p とを算出する。この際、貯留層の諸定数 c, h, k, μ, r_b が未知数のため、 t_{Di} (i 番目の無次元時間) と i との比 $0.001\sim200$ (脚注1)、 r_e/r_b $1.5\sim\infty$ まで独立に変え組み合わせ計算を行なった。その結果、 $V_0=2.00\times10^{11}\sim1.55\times10^{11}$ cm^3 と計算された。先述の容積法でのガス埋蔵量は貯蔵開始時で約 210 万 m^3

脚注 1) K_p 値から推定すると、 t_{Di}/i は、 $0.001\sim200$ の範囲にあると考えた。

~250 万 m^3 であるが、この値から V_0 を計算すると、 $0.82\times10^{11}\sim0.98\times10^{11}$ cm^3 となる。ここで両方法からの結果の差は、元来、物質収支法系統の計算結果は容積法のそれより大きな値となることは考えられることではあるが、しかし、ここでは Fig. 7 の貯留層圧の仮定値に主因をおく相異と思われる。

つぎに、 $i=56$ までの正味累計圧入ガス量の挙動を計算する。数種類の t_{Di}/i 値 (V_0 に対応してきまる) と貯留層圧 (Fig. 7) をもとにして、上述の式から n_p を求め、正味累計圧入ガス量になおして、Fig. 8 に示す。同図に併示されている実績曲線との差は、前にも述べた Fig. 7 の貯留層圧の仮定値の選択のほか、 $i=10\sim13$ での HR 9 のケーシングの破損により逃げたガス量の推定にも主因があると思われる。

この貯蔵実験施行時には、このような数理的取扱いを考えなかったため、実験中に計算に十分なる諸計測が行なわれなかった。しかるに、ここで得られた計算結果から、この数理的取扱いの実用的意義の一端がうかがわれる。

5 結 語

秋田市浜田地区の天然ガス地下貯蔵実験は、上記したとおりガス貯蔵実験層としては適性をもつ浜田地区 a 層にて、わが国最初の試みとして昭和 34 年 8 月行なわれた。

ここで得られたフィールド実験前の処置技術および天然ガス地下貯蔵挙動の検討結果などの諸知識は、将来ほかの地域における天然ガス地下貯蔵のための基礎資料として評価されると思われる。

最後に、ここに誌した素資料は、すべて帝国石油 (株) の所有であるが、本文を草するに当りその発表を許可されたことに對し、深く感謝の意を表する次第である。また、帝国石油 (株) 本社技術部長天達義久氏、技術部社員馬場維男氏、秋田鉱業所技術課長佐藤元久氏らは、本研究期間および本文作成時、終始御援助下され、かつ、御好意を示されつづけた。ここに筆者らは厚く謝意を表すものである。

引 用 文 献

- 1) 平川誠一, 石油誌, 5, (12), 872 (1962).
- 2) Amadatsu, Y., Baba, T., Hirakawa, S., ECAFE Third Petroleum Symposium, I & NR/PR 3/83, Nov. (1965).
- 3) 浦井淳次, 石油技誌, 25, (4), 180 (1960).
- 4) 平川誠一, 堤銀次郎, 石油誌, 9, (12), 942 (1966).
- 5) Hubbard, R.M., Elenbaas, J.R., J. Petrol. Technol., XVI, (4), 383 (1964).