

## 2. 研究会およびHESSゼミナールの内容

### 2-1 HESSゼミナール「エネルギーの選択と予測」

栗田 学

11月27日、エネルギーの選択と予測と題してゼミナールを開催した。これは昭和55年6月東京で開催される世界水素会議の恒例の研究発表会に代えて行ったものである。

#### 講演1 これからのエネルギーと波及効果

三菱総合研究所 副社長 牧野 昇

石油価格の上昇は「世界のインフレ率+ドルの減価率+5%」でつづく。5年後は1バレル当り100\$をこすだろう。これからのエネルギーは多様化する。エネルギーは総合的立場を考慮して選択することが重要。新エネルギーを生産する為に必要なエネルギーは小さいことが第1条件、1980年代は石炭、LNGなどの既存の化石燃料の活用と省エネルギーによって需給のギャップが切り抜けられよう。1990年代は太陽、バイオマス、風、地熱のような再生可能なエネルギーが台頭しよう。原子力路線は計画時より後退しよう。

#### 講演2 石炭エネルギーの開発と予測

公害資源研究所 部長 木村 英雄

本年6月東京サミットで石油輸入量の規制、国際エネルギー機関における新設火力発電所での重油使用の禁止で石炭エネルギーの活用を図る必要がある。石炭のガス化、液化等技術開発を急ぐ必要がある。国内外における状況について概説。

#### 講演3 エクセルギーとエネルギー評価

東京大学 教授 笛木 和雄

省エネルギーを図る為には物質のエンタルピーの流れを求めるのが便利であり、このエンタルピー収支法の考え方と実例を示した。

エクセルギー（有効仕事）に換算、エクセルギー収支をとるとエクセルギー損失の大きい工程を見出すことができる。

エクセルギー (Ex) の定義式

$$Ex(T_1, P) = H - H_0 - T_0(S - S_0) \quad T; \text{温度}, P; \text{圧力},$$

H, H<sub>0</sub> : 任意の温度, 及び常温でのエンタルピー

S, S<sub>0</sub> ; 任意の温度, 及び常温でのエントロピー

#### 講演4 アルコールとその利用

化学技術研究所 次長 加藤 順

メタノール及びエタノールがガソリン代替燃料として活用が行われている。メタノールは大量生産が可能、輸送貯蔵が容易、メタノールの新用途に発電、自動車、燃料電池用燃料、蛋白質培養基質、C<sub>1</sub>化学原料等がある。エタノールは主としてバイオマスからの醸酵法での製造が対象で蒸留にエネルギーを要する。

#### 講演5 エネルギーのソフトパス

横浜国立大学 教授 太田 時男

石油、石炭、原子力のようなハードパスに代って太陽、風、バイオマス等再生可能なソフトパスへの対応がなされつつある。水素エネルギーはソフトパスの産物であってこそ理想。脱石油の具体的対応として砂漠の緑化、海洋の活用、例えばボルシェコンビナート計画等その概要について紹介。

以上

## ———— エネルギーの選択と予測 ————

### 水素エネルギーシステム研究会 (HESS) セミナールプログラム

日 時 昭和54年11月27日(火) 9:20～17:30

場 所 食糧会館 2F 大会議室

( 地下鉄有楽町線 麴町駅下車1分 )  
( 東京都千代田区麴町3-3 )  
( 03-(263)-0311 )

#### プログラム

- |             |               |                                            |
|-------------|---------------|--------------------------------------------|
| 9:20～9:30   | 開会の辞          | 赤松秀雄 (分子科学研究所所長)                           |
| 9:30～10:50  | 講演Ⅰ           | 牧野昇 (三菱総合研究所副社長)<br>「これからのエネルギーと波及効果」      |
| 10:50～12:10 | 講演Ⅱ           | 木村英雄 (公害資源研究所部長)<br>「石炭エネルギーの開発と予測」        |
| 12:10～13:10 | ———— 休 憩 ———— |                                            |
| 13:10～14:30 | 講演Ⅲ           | 笛木和雄 (東京大学教授)<br>「エクセルギーとエネルギー評価」          |
| 14:30～15:50 | 講演Ⅳ           | 加藤順 (化学技術研究所次長)<br>「アルコールとその利用」 (旧東京工業試験所) |
| 15:50～16:00 | ———— 休 憩 ———— |                                            |
| 16:00～17:20 | 講演Ⅴ           | 太田時男 (横浜国立大学教授)<br>「エネルギーのソフトパス」           |
| 17:20～17:30 | 閉会の辞          | 上田隆三 (東海大学教授)                              |

## 2-2 研究会

### (1) 第25回定例研究会

#### (a) 水素自動車の開発

武蔵工業大学 古 浜 庄 一

##### 1. はじめに

水素エンジンは1920年代から'50にかけてその長所、欠点は明確にされ、問題点の対策についても急所をつくいくつかの研究が試みられた。しかし1970年に入って排気対策燃料、さらに新エネルギーとして実用化のために次第に真剣味を増した開発的研究が行われてきた。

又従来、水素製造法の確立を待って、その利用法の研究に入るべきであるとの考え方は変わりつつあると思える。たとえば自動車代替燃料の候補としてアルコール、メタンおよび水素は石炭から製造する限り、大きい差違はなく、むしろどれが自動車燃料として最高の性能および使いやすさをもつ可能性があるかによって、その評価がきまる情勢にある。

ここでは水素自動車の最近の動向について、主として筆者らが進めているLH<sub>2</sub> 2サイクル噴射方式を説明する。

##### 2. 自動車燃料としての問題点

水素はガソリンに比して点火可能希薄限界が非常に広く、実質的には無限と言えるほどである。したがって熱効率がよく、唯一の公害排気成分であるNO<sub>x</sub>も微量に抑制できる。そのため自動車のようにほとんど半分以下の低負荷で使用される場合、何の排気対策も不要で、かつ15～30%高い熱効率で使える、いわば理想的燃料と云える。

しかし高負荷で混合気が濃化すれば事情は逆転する、点火が早過ぎ、火花より前に着火する過早着火が起りやすく、最もめんどろな逆火(Flash-back)すなわち吸い込まれた混合気が吸気弁が閉じる前に点火され吸気管爆発の現象が発生し、かつNO<sub>x</sub>も急増する。このような問題回避のために西独ベンツや米国ビーリングスの小形バスの場合ガソリンの50～60%の出力に抑えている。

つぎの問題点は水素の運搬法で、ガソリンの数倍の重量又は容積は許容範囲とみななければならない、それはバッテリーはガソリンの50～100倍の重さになることもあるので、しかし軽くて小容量はあらゆる点から必要条件である。又運搬法によってエンジン対策も異ってくるので、自動車の燃料・エンジンシステム全体としての性能を検討しなくてはならない。

### 3. 予混合エンジンの特性

吸気管に水素供給パイプを連結し負荷に応じて水素入量を調節する方法が予混合でガソリンエンジンのような気化器も不要で最も簡単な構造であるが、前記のように高負荷時に逆火が起り、 $\text{NO}_x$  も増す欠点がある。その対策としては一般に水の吸入、排気再吸入 (EGR)、および低出力使用法がとられており、消極的と云わざるを得ないが運搬法としてメタルハイドライド (MH) を使うときは放水素圧力が2~3気圧と低いのでやむを得ない。

### 4. シリンダ内水素噴射

水素エンジンの低出力性は図-1で示すように燃料自身がシリンダ体積の約1/3を占有するの

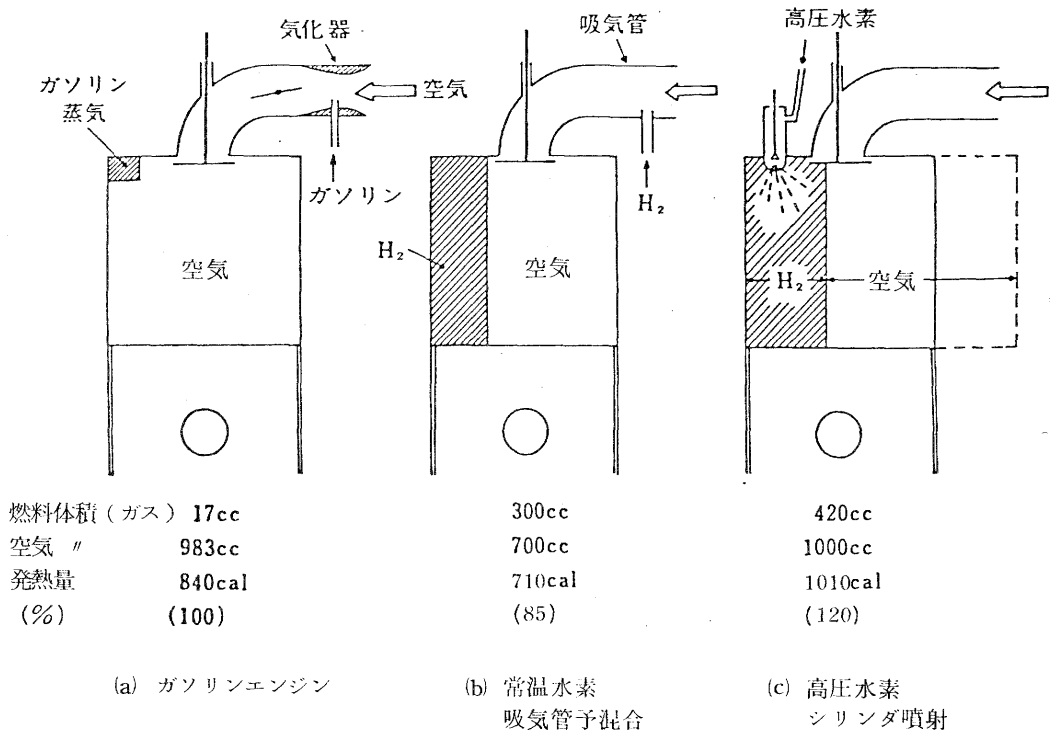


図-1 排気量1ℓ 20℃のエンジンで最大発熱量(出大)比較、ガソリン100%

で排気量 $\frac{2}{3}$ のエンジンに当るからで、今空気のみを吸い込み、弁が締った後に水素を高圧で噴射すれば(c)のようにガソリンの120%、予混合の140%に高出力化できる。噴射では単に高出力化だけではなく、最もやっかいな逆火現象を完全に防止できる長所もある。ただしこの方法を自動車に使うためには水素の高圧化が問題でMH法では今のところ困難であり、ディーゼルエンジンと同様に液状で高圧化するのが唯一の実用可能法である、すなわちLH<sub>2</sub>ポンプができることである。

一方LH<sub>2</sub>ポンプは、まず極低温のために潤滑剤がない、LH<sub>2</sub>自身の粘度は水の $\frac{1}{70}$ と極く低いので金属の組合せでは直ちに焼付く。又合成材料の組合せで可能であるが、熱膨張が大きく、かつ材料の方向、温度によっても変るむつかしさがある。さらに同じすきまでもものが大きいなどの難問のためにかつてはLH<sub>2</sub>ピストンポンプは不可能とさえ言われていた。筆者らはこれらの難問をある程度解決してLH<sub>2</sub>ポンプを開発することができた。

#### 5. 2サイクル・低温水素噴射方式

ガソリン・自動車用2サイクルエンジンは図-2で下方の掃気孔より空気と燃料の混合気を

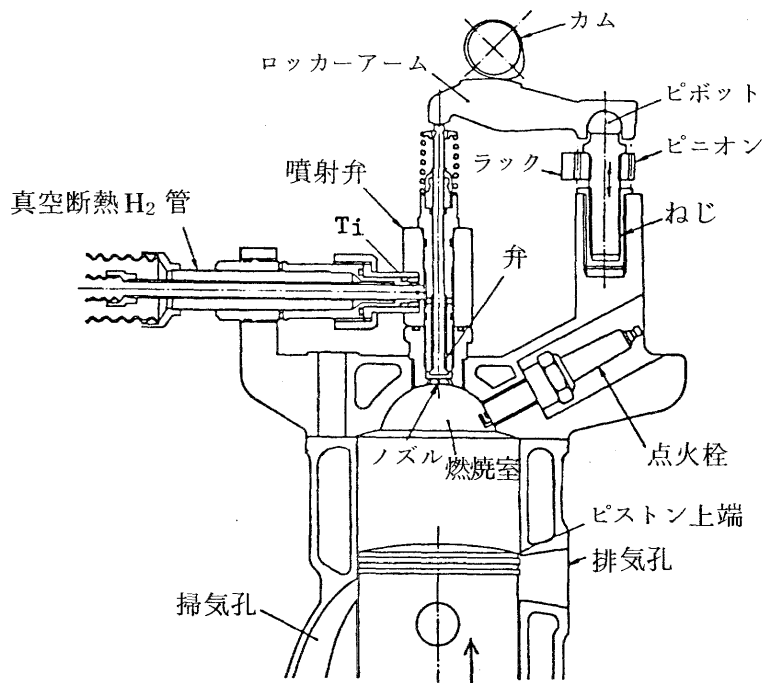


図-2 2サイクル, 3シリンダ, 550cc, 水素噴射エンジン

ピストン下面で圧縮したものをシリンダへ流入させ、それより少し前から排気孔より燃焼ガスを放出する。その間新しい混合気の一部が排気孔から逃げる事が防げないので、それが1つは燃料の大きい損失となり、又その燃料は炭化水素であるので排気浄化を極めて困難にする。しかし、図のようにピストンが排気孔を閉じた後にガソリンを噴射しても混合が悪く点火不安定である。

これに水素を噴射すれば安定した点火ができ、上記の欠点は無くなり、その上2サイクルでは燃焼ガスが排気孔から全部出ないで新気中に残留するので丁度EGRと同じ作用でNO<sub>x</sub>が僅かしか排出されない利点が生かせる。

このような長所があるが、噴射の時期に2通りあり、

- (i) 高圧噴射　ピストン上死点近くで噴射する、最大爆発圧力が50気圧ぐらいであるので噴射水素は60気圧以上を要す、このときは前述の異常燃焼は全く起らないので圧縮比をディーゼルぐらいまで高められ熱効率は一層高まる。しかし空気と混合する時間が短いので空気利用率が下り最大出力はガソリン並みと想像される。一方LH<sub>2</sub>ポンプがまだ十分完成されておらず圧力約20気圧までしか得られていないので本法は将来の研究にゆづる。
- (ii) 低圧噴射　ピストンが排気孔を閉止した直後から最大60°の間噴射、このときは10気圧の噴射圧力でよく、点火までに時間があるので混合されやすくガソリンの20%以上の最大出力が得られる可能性がある、ただ一つ過早着火が発生することと圧縮比をあまり高められない難点があることがわかった。そこでLH<sub>2</sub>ポンプから出た低温水素を図-2の噴射弁入口温度T<sub>i</sub>を常温ではT<sub>i</sub> = 40°Cのものを-30°Cとなるよう途中で調節して噴射すれば、このような過早着火は消滅し、見掛け圧縮比を9.5より11.0に高められた。又NO<sub>x</sub>をさらに低下できた。

## 6. まとめ

以上によりつぎのような車が得られた。

- (i) LH<sub>2</sub>タンク、ポンプ、2サイクル噴射エンジン、軽四輪車、65ℓ LH<sub>2</sub> 40Kgタンク、350km走行、最大速度118km/h(ガソリン105km/h)(図-3)
- (ii) ガソリンよりエネルギー効率、出力とも約25%向上。
- (iii) 逆火などの異常燃焼なし。
- (iv) NO<sub>x</sub>が大きく低下。

今後の問題点として、高圧(60気圧以上)ポンプの開発およびLH<sub>2</sub>タンクの断熱性向上が重要で、特にLH<sub>2</sub>タンクの画期的進歩は水素自動車の成否の鍵となった。

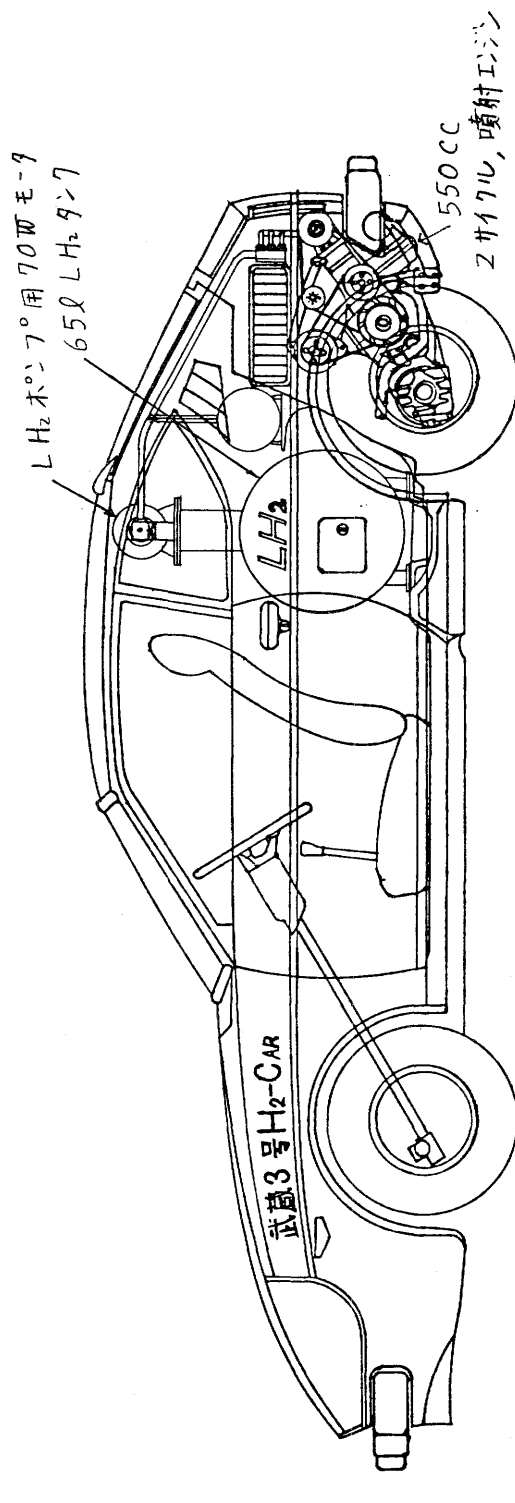


図-3 1979年3月 完全のLH<sub>2</sub>車



(b) 固体高分子電解質による水電解

大阪工業技術試験所 鳥 養 栄 一

1. はじめに

水電解法による水素の製造技術の中で固体高分子電解質 (SPE) を用いる電解法は燃料電池から発達して来た新しい方式である。この方法には未だ実用規模での運転実績はないが、 $50-100 A/dm^2$  の電流密度で  $1.6-1.7 V$  の槽電圧が実験室的には可能であり、将来技術としての期待は大きい。

ここではSPE水電解法の作動原理から研究開発の現状と問題点について述べ、大工試における研究も合わせて紹介する。

2. SPE水電解法の原理

SPEセルの原理図を Fig.1 に示す。SPEにはカチオン交換膜を用い、膜の両面に触媒電極を接合したものが基本的なユニットになる。

今、陽極側に水を送って電圧をかけると図中の式に従って酸素と  $H^+$  が生成し、 $H^+$  は膜のスルホン酸基を介して陰極に向い、陰極で電子を得て水素を発生する。

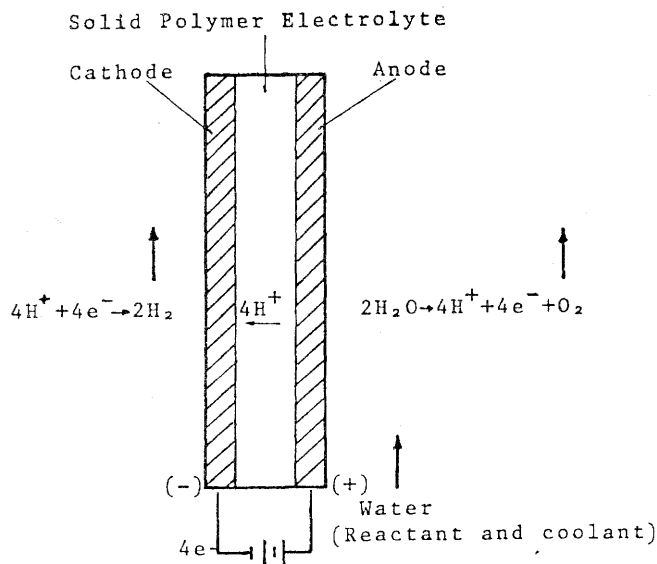


Fig.1 SPE Electrolysis Cell Schematic

### 3. SPE水電解装置の構成

SPEとしてはフッ素樹脂系のカチオン交換膜が適しており、現在はDupont社のNafion膜が使用されている。

内部抵抗を出来るだけ低くするために、交換基容量の大きい、膜厚の薄いものが望ましいが、膜の寸法安定性を考慮してNo.120または125の膜が用いられる。これらの膜の含水率は温度に影響され、これが寸法変化の原因になるので、作動温度付近で熱水処理をしておくのが好ましい。

膜に触媒電極を接合する技術にはGE社で行っている乾式法と大工試で進めている湿式法がある。

接合される触媒は、陰陽極過電圧の低い白金族の金属または酸化物が単体、合金または混合酸化物の形で使用される。

各種の金属について接合体を作成し、ミニセルを組んで陰陽極過電圧、オーム損を測定した。(Fig.2)。この結果から、陽極過電圧の占める割合が高く、触媒探索の目標が陽極材料に向けられていることが分かる。また、陽極触媒の活性序列については、金属あるいは合金に関してつぎのような結果を得ている。

$$Ir > Rh > Rh/Pt > Pt > Pt/Ru > Pd$$

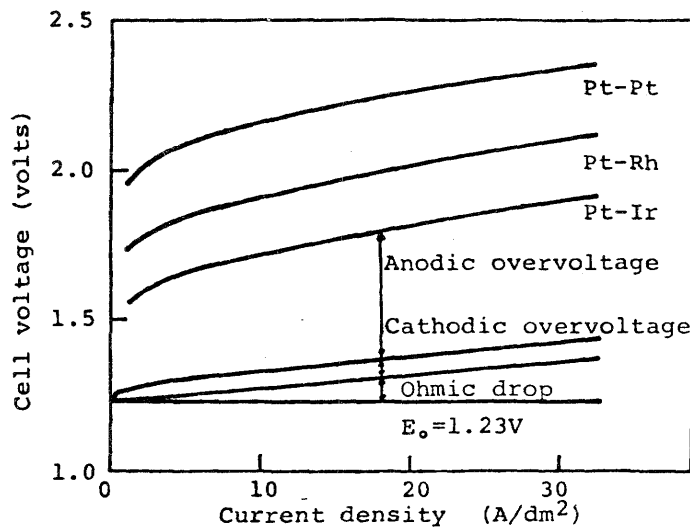


Fig. 2 Cell voltage-current density relations and the constituents of cell voltage at 25°C.

乾式法による接合では、触媒または触媒と黒鉛との混合物（陰極側）をPTFEをバインダーにしてホットプレスする。

湿式法は触媒金属または合金を化学メッキ法で接合する。

前者は触媒量の低減には有利であるが接合層の電気抵抗が大きい。後者は触媒量の低減がやや困難であるが接合強度が大きく電気抵抗の低い触媒電極層が得られる。

接合体を組入れたSPEモジュールはFig.3のようになる。

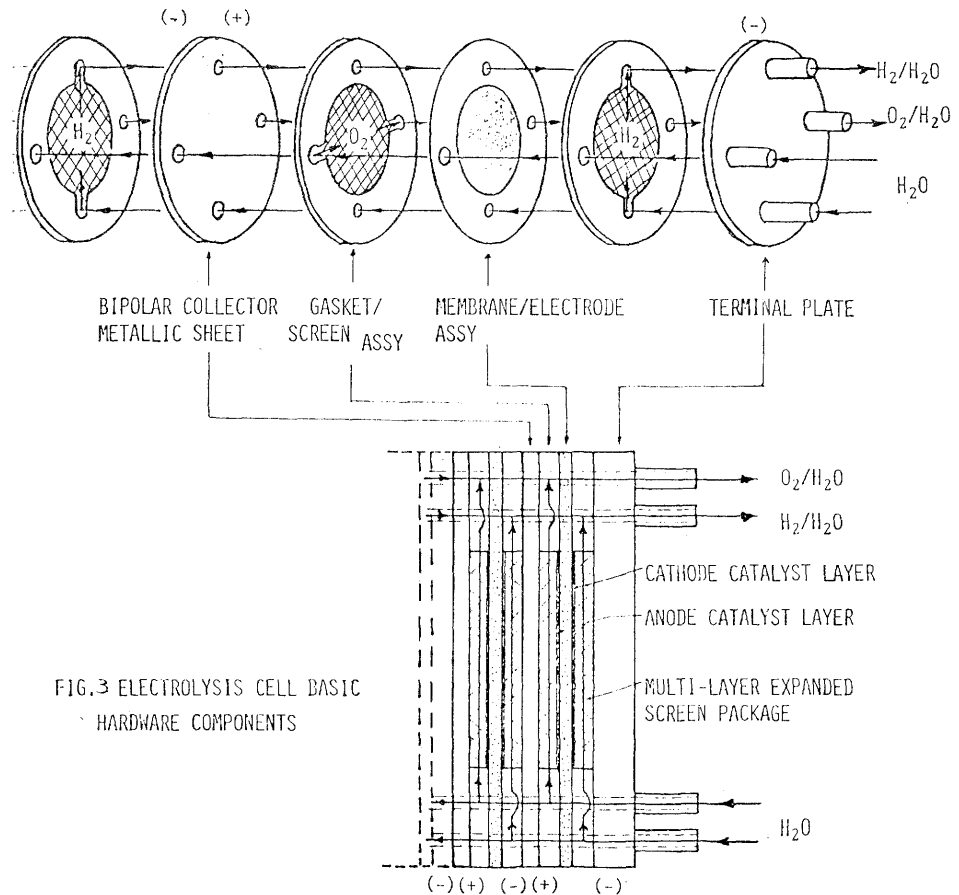


FIG.3 ELECTROLYSIS CELL BASIC  
HARDWARE COMPONENTS

主電極から触媒電極に給電するためのカレントコレクターはスペーサーを兼ねており、水と発生ガスがこの間を通して排出される。この材料はNb, Tiあるいは0.2%Pd含有Tiなどが使用されて来たが、最近では水素脆性の問題からカーボン成型体を使用する方向に変わって

る。Fig. 4 にはGE社で発表されたモジュールの構成を示す。

この材料は電極との接触抵抗を低く保ちながら、水、ガスを効果的に分配させるような構造を要求され、さらに複極式槽にした場合の均圧などハード面での課題も加わって今後かなりの改良が必要である。

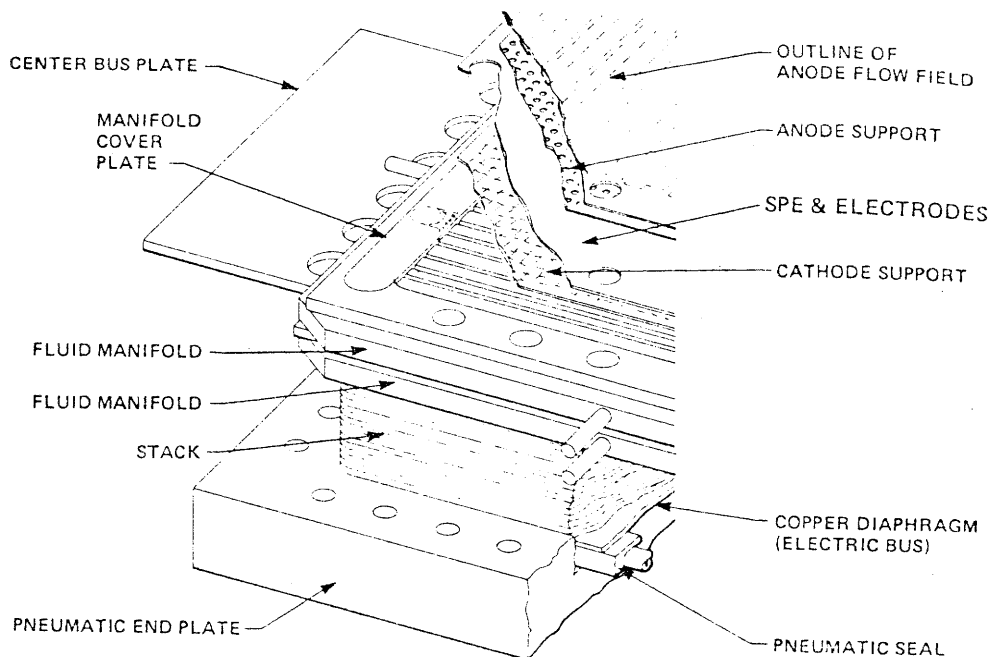


Figure 4 — SINGLE CELL DETAIL

電解装置の概要図を Fig. 5 に示した。

水製造装置からの水はプレヒーターで所定の温度に加熱してセルに送る。電解中に  $H^+ \cdot x H_2O$  として膜中を移動する水の量は膜の含水量、温度によって異なるが、電解される水の約 8 倍の量になる。従って水は陽極室に送るだけでもよい。

電解は 100°C 以上の温度で行われることが多いので、全系は加圧型にしてあり、気液分離器のレベル計とガス出口での圧力調節、差圧制御を組合せてガス圧の調節を行い、液温はプレヒーターで制御する。

現在、80 mm φ (= 0.5  $dm^2$ ) の作動面をもつ SPE セルで電解試験を進めている。

90°C での試験では 50  $A/dm^2$  で 1.58 V が得られている。

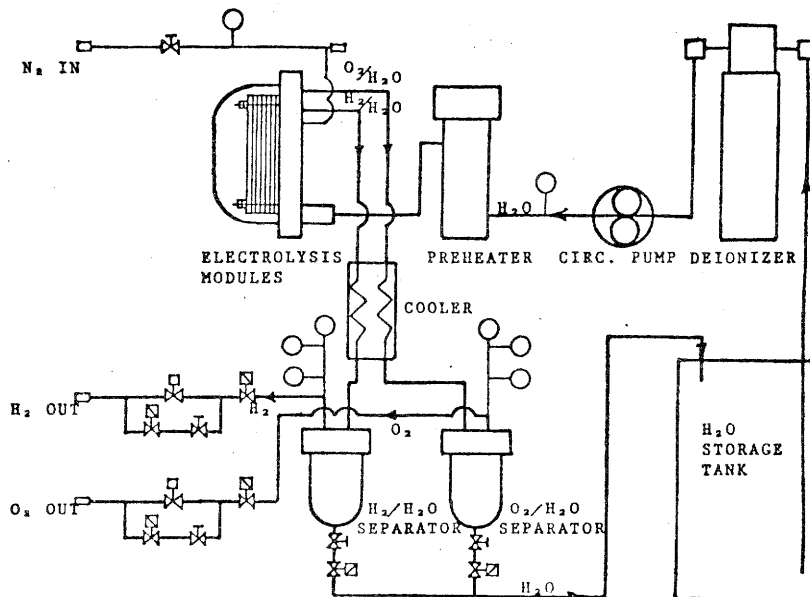


FIG. SYSTEM FLUID SCHMATIC OF SPE WATER ELECTROLYSER

#### 4. まとめ

米国では Brookhaven National Laboratory において G E 社製作の 200 KW セルの試験が進められており、SPE セルの大きさは  $2.5 \text{ ft}^2$  のものが用いられている。この試験では、電解水素の貯蔵技術との結合を考慮して  $40 \text{ atm}$ 、 $150^\circ\text{C}$  の条件を目標とし、次期 500 KW (1981 年)、5 MW (1983 年) のスケールアップが計画されている。槽電圧は  $100 \text{ A/dm}^2$  で  $1.75 \text{ V}$ 、将来目標は  $1.65 - 1.58 \text{ V}$  と発表されている。

サンシャインプロジェクトでは、現在  $80 \text{ mm}$   $\phi$  セルでの基礎試験段階であり、55 年度にかけて  $200 \text{ mm}$   $\phi$  のモジュールによる電解試験に入る予定で進めている。

水素エネルギーシステムで要求される高電流密度、高効率水電解法を考えると、 $100 \text{ A/dm}^2$  で約  $1.6 \text{ V}$  の槽電圧が可能な SPE 水電解法に寄せる期待は大きい。現段階では触媒金属、膜、カレントコレクターなどの材料とセルの構成法に経済的、技術的な課題があるが、これらの改良を進めて実用化につなぎたいものである。

(2) 第26回定例研究会

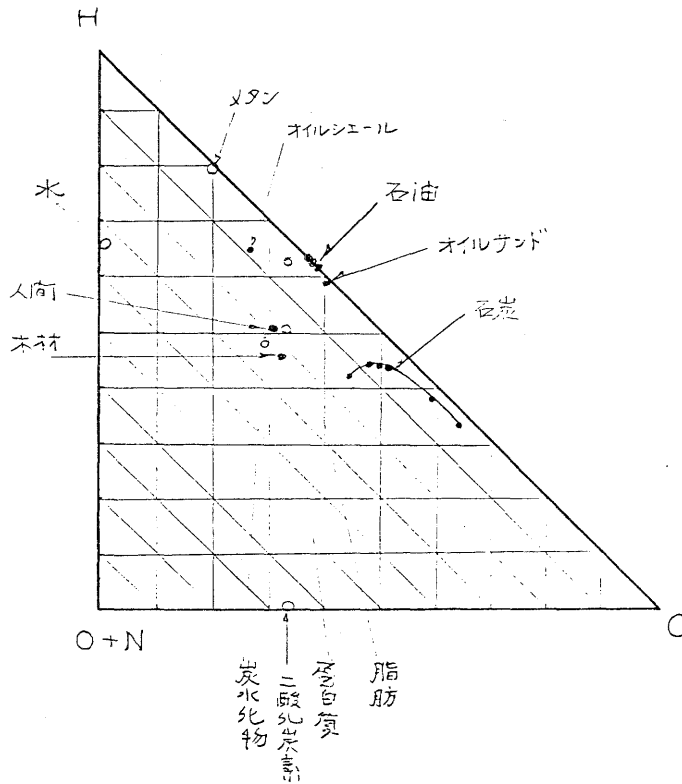
(a) 水素と石油

出光興産株式会社 渡辺 潔

自然界における石油の位置づけ

石油の成因は、その存在状況から「石油の原物質は主として海洋生物の脂質で、嫌気性環境で緩和に変質して石油に転換し、堆積層から多孔質貯留岩への移動の際、親水性の大きい物質を分離して石油鉱床を作った」と考えられている。

「石油と水素」という問題を考える時、先づ石油が天然有機物の中でどの様に位置づけられるか図で理解しておこう。第1図に各種天然有機物のC、HとO+N+Sの元素比率を示した。人間で代表される動物は殆ど蛋白質に近似し、植物は炭水化物の構成である。脂肪の組成がこの様な図にすると矢張り石油に近い。



第1図 天然有機物の元素構成比  
(すべて絶乾・無灰の状態)

石油は世界各地から産出している割に元素比率は大きく変わらず CH 1.7 のあたりに集中している。これに較べ石炭はその炭化度により、植物からグラファイトにいたる大きな線上に分布していることが解る。

天然有機物の存在量をCベースで示すと第1表の如く、生物の現在量に比しても莫大な量である。石油や石炭を蓄積した年月の重みを感じられると思う。

第1表 天然有機物のC換算存在量

	C換算重量	
人間	$0.4 \times 10^8 \text{ T}$	45 億人 5.0 Kg/人
魚類	$0.5 \times 10^8 \text{ T}$	2.3 ~ 2.4 億 T.C 19 %
石油	$850 \times 10^8 \text{ T}$	確認埋蔵量 (1974)
森林	$4,500 \times 10^8 \text{ T}$	
石炭	$10,000 \times 10^8 \text{ T}$	確認埋蔵量 (1977)

#### 原油のH/Cの意義

原油のH/Cは大きく変わらないと述べたが、厳密には差がある。H含量 (wt %) で11~14のばらつきがある。原油を評価する上に重要な要因となっている比重とH/Cの関係をプロットすると第2図の如くなる。

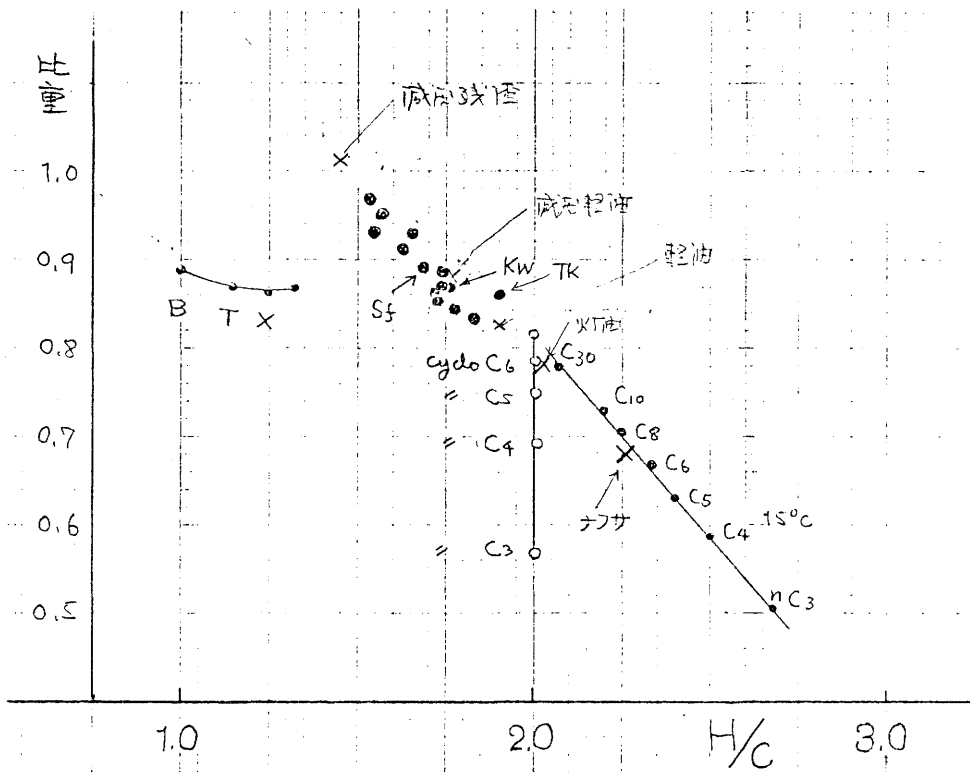
Cの質量数とHのそれを比較すればH含量が増せば比重小さくなるのは当然と思うかもしれぬが、シクロパラフィンの如く同じH含量でもC鎖長の長いもの程比重高くなる例もある。原油の場合、例外はあるがH/Cと比重は良く相関している。しかもnパラフィンの関係とも類似している。

原油をフラスコに入れ蒸溜してゆくと第3図の如く、ナフサ、灯油、軽油が留出してくる。あとに残る常圧残油をさらに減圧蒸溜すると減圧軽油と減圧残油に分れる。これらの各留分のH含量は第2表の如くなる。

#### 石油精製におけるHの流れ

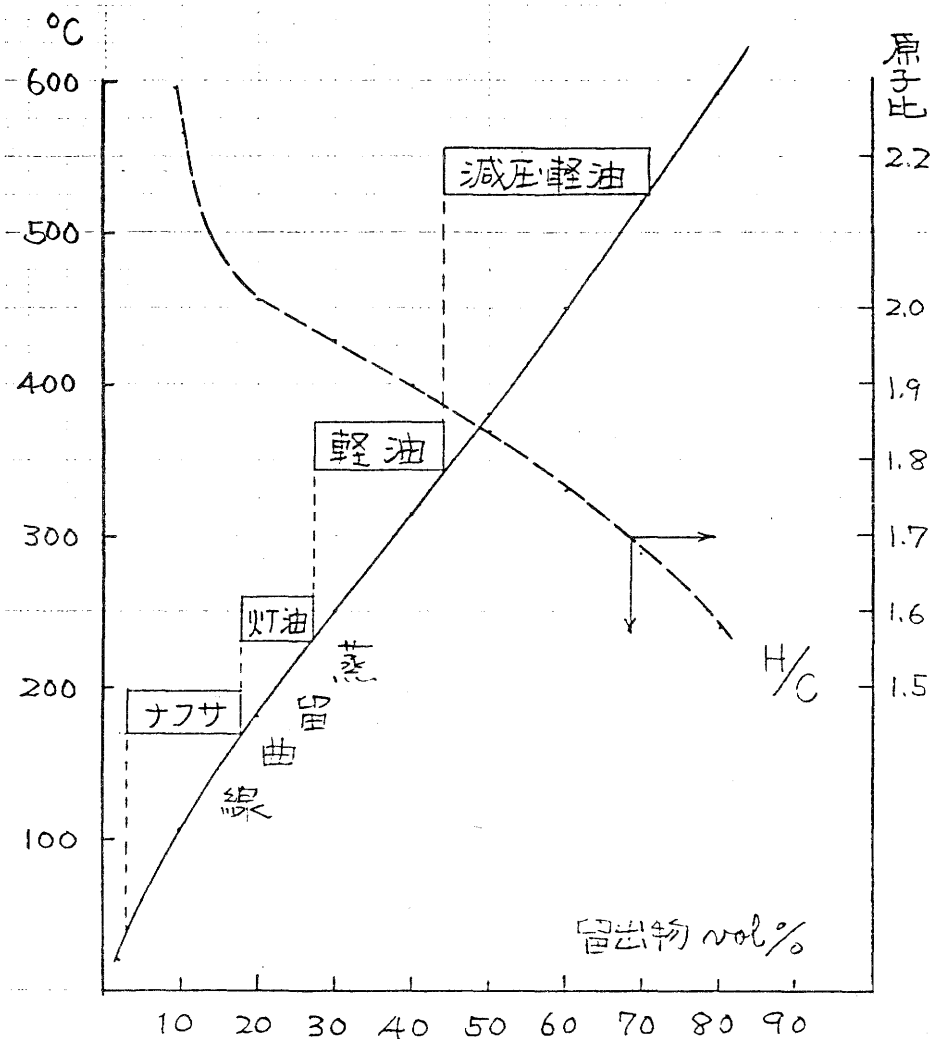
原油をトッピングにかけ各留分に分ける場合のH含量の流れは理解されたが、石油精製装置の中ではまた別のHの流れがある。

第4図に一つのモデル製油所を画いた。この規模のものが50程あると日本の需要はまかな



第2図 原油，炭化水素の  $H/C$  と比重

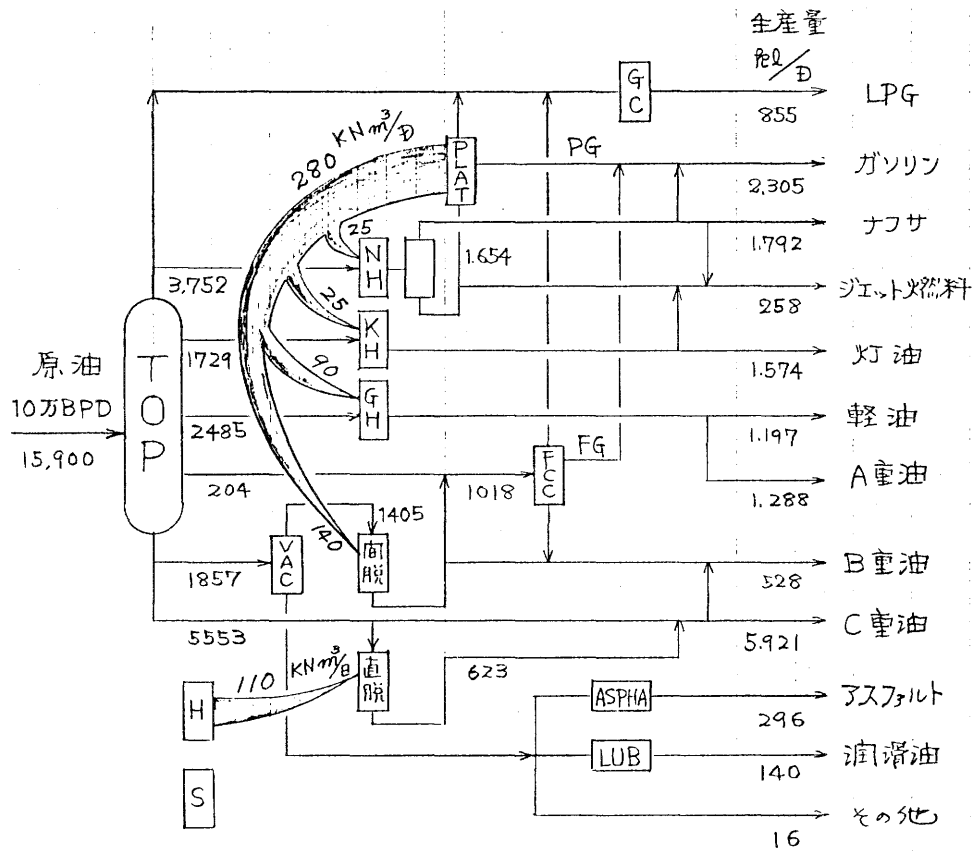




第3図 原油の蒸留による  $H/C$  の変化

第2表 原油留分の水素含量の概略値

留 分	水素含量
ナフサ	15.5 wt %
灯油	14.5 "
軽油	14 "
重油	12 "
減圧軽油	13 "
減圧残渣	10 "



第4図 石油精製における H<sub>2</sub> フロー

えるし、製品の種類も生産量も現在のものと大体一致するようにしてある。

この中で注目すべきは高オクタン価ガソリンの製造装置の一つであるプラットホームからの多量の  $H_2$  である。水素含量 15 % 程度のナフサもプラットを出る時には 13 % 以下に減じ、ナフサ  $kl$  当り  $170 m^3$  位の  $H_2$  を発生していることになる。

この  $H_2$  はナフサ、灯軽油の水添脱硫、重油の間接脱硫に使用されている。 $H_2$  は主に石油中の S 化合物と反応し  $H_2S$  の形で消費されている。

重質油の直脱に使用される H については、現在主にナフサの分解により生産されている。

#### 石油製品の性状と H の関係

石油製品を構成している炭化水素の H 含量がその性状にどのような影響を与えているだろうか。

##### ○ 灯油

灯油の燃焼性の規格に煙点というのがある。安定した燃焼状態を保つには焔の長さが長い方が良くとされている。

一般に煙点の低いのは芳香族系で、高いものはパラフィン系である。従って H 含量が高いと煙点は大きく好ましい。

##### ○ 軽油

軽油は着火性が良いことが重要でセタン価あるいはセタン価と比例関係にあるディーゼル指数で表す。

$$\text{ディーゼル指数} = \frac{\text{API} \times \text{アニリン点 } ^\circ\text{F}}{100}$$

C 数が同じ場合、API 比重では芳香族 < ナフテン系 < パラフィン系でありアニリン点も同様な関係にあるので、当然 H 含量が高いとセタン価高く好ましい。

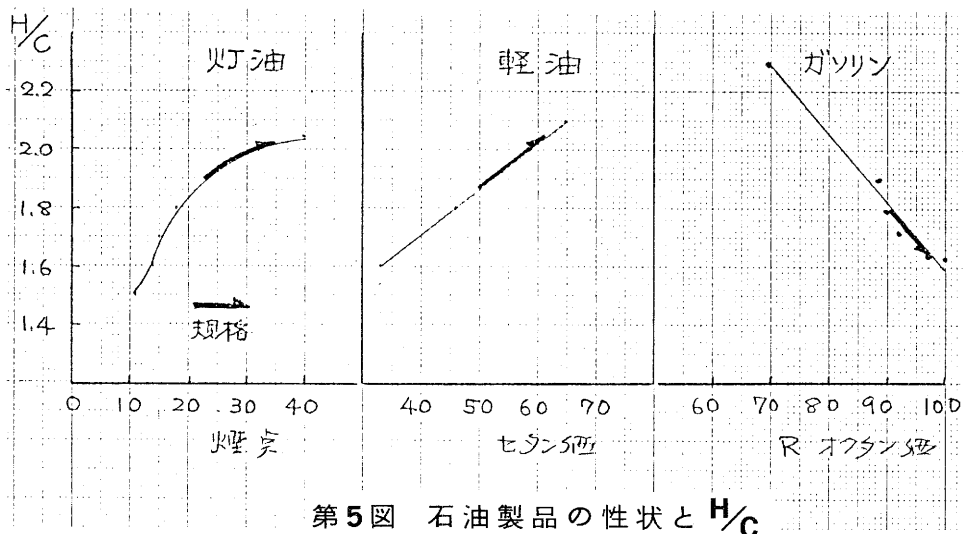
##### ○ ガソリン

オクタン価の高いもの程、高圧縮比で燃焼が出るので小型で馬力が出せる訳であるが、一般に芳香族系、オレフィン系の方がオクタン価高く、H 含量としては低い方が良いという結果になる。

炭化水素から H を  $520^\circ\text{C}$  程度の温度で引き抜くことのできるプラット装置の運転範囲においてはガソリンという燃料形態は魅力のあるものである。

#### 石油と水素

日本における水素需要は 10 年前ではアンモニア合成が主体であったが、現在では石油精製



第5図 石油製品の性状とH/C

用とアンモニア合成は殆ど同程度のレベルになってきている。今後輸入原油の重質化と国内需要の軽質化が進むと、重質油の水素化分解等による中間留分の製造が検討され、さらに石炭液化等の開発が進めば、急速に水素の需要が伸びてゆくと考えられる。この意味からも水素の効率的な製造について一層の研究が切に望まれる訳である。

(b) NEW ROLE OF HYDROGEN IN FUTURE TECHNOLOGICAL SOCIETY  
—ENERGY CARRIER AND CHEMICAL FEEDSTOCK—

by

C. J. Huang

Professor of Chemical Engineering  
University of Houston  
Houston, Texas 77004, U.S.A.

Introduction

Hydrogen is an ideal energy carrier and storage for the future because it is clean and it can be recycled. It can be used as a fuel in all conventional areas of energy use, i.e. transportation, electric power generation, residential, commercial, and industrial fuel. In addition to being an energy vector, hydrogen is a basic feedstock for manufacturing important chemical products such as ammonia, methanol, and gasoline, without which modern society cannot function.

When did all the current interest in hydrogen begin? Hydrogen was first isolated in 1766 and later identified as a constituent of water in 1783. The use of hydrogen as a fuel was suggested about 110 years ago by Jules Verne in his book, "Mysterious Island".

It is interesting that as early as 1923 J. B. S. Haldane proposed a combination of cryogenic storage of liquid hydrogen and fuel cells as a means of storing wind power. Several important uses of hydrogen as a fuel were made during the last four decades, notably for space vehicles. The idea of hydrogen energy systems really blossomed in the early 1970's.

Thus, I wish to emphasize that hydrogen energy concept is not really new. It has always been considered a sound idea. Then, it is logical to pose two questions. One, why hasn't such a good idea been widely adopted in practice? My main theme in today's presentation is to speculate some answers to these questions, but before I proceed I would like to review the overall energy demand and supply and similarly those of hydrogen in the United States.

### Demand and Supply of Energy and Hydrogen

Figure 1 shows the 1970 U.S. Energy Demand and Supply picture. In 1974, the total demand increased to 76.8 quadrillion Btu. This is equivalent to the daily consumption of 36.3 million barrels of oil or 7.5 gallons of oil per day per capita. Please note that gaseous and liquid hydrocarbons supplied 77% of the total energy. Natural gas is mainly used for residential, commercial and industrial purposes whereas liquid hydrocarbon serves mostly the transportation sector. Table 1 shows the future supply and demand of energy, according to J. H. Kelley of JPL.

In 1938 some 2.5 billion SCF of hydrogen were produced worldwide and by 1973 the world total was estimated to be 9 trillion SCF. About a third was produced and used in the U.S. The production in the U.S. has grown by a factor of more than 40 since 1945 and tripled in the last decade. The future demands of hydrogen in the U.S. were estimated by J. H. Kelley which is shown as Table 2.

Let us see what all these numbers mean. Let us also assume a rather optimistic energy conversion efficiency, 65% for converting natural gas or oil to hydrogen and 60% for coal to hydrogen. If all the hydrogen demand were to be met by imported oil for the last quarter of this century, it will result in 636 billion dollars in balance of payment overflow at a price of \$29.14 per barrel. In the event gas and oil are not available, extensive use of coal is implied. If all the needed hydrogen were manufactured from coal, 5.7 to 6.8 billion tons of coal are required for the same period. These numbers are too awesome to be comprehended. It would lead to significant irreversible and irreparable commitment such as loss of coal for future generations, loss of human, geographic and other physical value, permanent land commitments for ash and residual storage, and loss of environmental values. Adverse effects leading to degradation of air and water qualities could not be avoided as a result of that extensive coal utilization.

The use of hydrogen as fuel and energy carrier is very limited at this time. Its current production in the U.S. is almost exclusively used as chemical feedstocks for Petroleum Refining (47%), Ammonia Synthesis (36%), Methanol Synthesis (10%), and other uses (7%).

#### Hydrogen in Petroleum Refining

First let us consider the major user, petroleum refining. The petroleum refining industry is a producer as well as a consumer of hydrogen. The changing energy situation will create corresponding alterations in the refining processes and, thus, will have significant impact on the hydrogen supply and demand. The hydrogen production by catalytic reformers will decrease because the gasoline demand is projected to level off in about 1980. However, the hydrogen demand by the petroleum refining industry will increase substantially because of accelerated hydro-treating requirements in three areas, namely the increased demand of distillates, particularly residual fuels, the heavier crude being supplied with higher sulfur content, and the tighter environmental regulations on sulfur oxide emissions. The supply and demand of hydrogen in an individual refinery are determined by several interrelated factors such as the quality and source of crude oil, production rate, product mix, processing conditions and environmental constraints. There is a surplus of hydrogen for the petroleum refining industry as a whole. However, this overcapacity does not exist in every refinery; some are in extremely short supply and must generate their own hydrogen.

#### Hydrogen for Ammonia Synthesis

Next, taking a look at the ammonia industry, there are 90 ammonia plants in the United States in 1976 with annual production capacity of 16.8 million metric tons. Expansion and new construction are expected to raise the capacity to 21.3 million metric tons per year by 1980. Ammonia is synthesized from hydrogen and nitrogen. The hydrogen required is supplied by steam reforming of natural gas. Natural gas is also used as an energy source for the process in most cases. Because of the heavy dependence of the ammonia industry on



natural gas, as feedstock and fuel, many companies in the U.S. are concerned about meeting their natural gas requirements through 1985. Some expansion plans have been altered or cancelled because of these concerns.

A few economic studies are underway, investigating the hydrogen supply from alternate sources, particularly in the coal conversion area. Corneil of Exxon reported that coal gasification technology (improved Koppers-Totzek process) could become competitive with natural gas reforming for ammonia production in 1989. More than twenty ammonia plants using coal gasification, as the source of hydrogen, have been built in twelve foreign countries since 1950. Their total ammonia production capacity is approximately 2 million metric tons per year.

#### Hydrogen for Methanol Production

Now, let us consider hydrogen consumption for methanol production. Methanol is made from hydrogen and carbon monoxide. Theoretical molar ratio of feed  $H_2/CO$  is 2:1, but in practice, a ratio of about 2.5:1 is used. Methanol is, in turn, used as feed material for manufacturing formaldehyde, dimethylterephthalate, methyl amine, methyl methacrylate, and acetic acid. It is also used as an organic solvent. Even though its use as a motor fuel has been suggested, it has not been widely adopted as yet. There are currently nine companies in the U.S. manufacturing methanol with the total domestic capacity of 1.312 billion gallons per year. Although natural gas is still the preferred feedstock for methanol synthesis, the industry is actively looking for alternatives such as gas oil partial oxidation and coal gasification. A methanol synthesis plant has a life of more than 20 years but it becomes obsolete before it is "worn out." The change in feedstock may accelerate technological obsolescence, requiring increasingly prudent planning and commitment by the industry. A coal conversion process is expected to become a commercial reality sooner for the methanol production, before it is adopted for the ammonia synthesis.

### Hydrogen in Plastic Industry

An example of hydrogen's role in the general area of the plastic industry is isocyanate manufacture. Isocyanates, in combination with polyethers, are the primary raw materials for the manufacture of polyurethane products.

The basic chemical reactions for isocyanate synthesis illustrate the role of  $H_2$  and CO in this field. The molar ratio of  $H_2$  to CO required to produce the end product is 3 to 1 - the same  $H_2/CO$  ratio obtained by steam reforming of natural gas. Because of their central position in the production scheme, reliability of CO and  $H_2$  supply have largely overshadowed cost implications until recent years. As the major products approach maturity with the attendant pressure on profit margins, the cost of  $H_2$  and CO is becoming an equally important factor. Rapidly increasing natural gas prices, coupled with declining availability, make the situation more serious. Several alternate raw material sources have been under consideration for isocyanate manufacture including a new Japanese process which eliminates the hydrogenation step.

### Hydrogen for Fuel Cells

Looking to the future, technological advances may affect in a dramatic way the picture of hydrogen supply and demand. For example, using a highly efficient electrochemical process, fuel cells convert hydrogen and oxygen into direct current electricity. Research and development to commercialize fuel cell powerplants has been underway since the 1960's with emphasis in two major areas. The first has been on small powerplants located on-site to supply the electric and other energy needs for commercial and industrial applications. The second area has been directed toward megawatt-sized generating units operating on distillate fuel to be dispersed within the electric utility network. Several desirable characteristics of fuel cells permit the power plant to be located close to load

centers. These factors are low emissions of  $\text{NO}_x$  and  $\text{SO}_2$ , quiet operation, heat rejection to air and self-sufficiency in process water.

At present, a 40 kilowatt demonstrator has been built and operated for over 10,000 hours in conjunction with a heat pump and heat recovery equipment. A 1.0 megawatt pilot plant is being installed for testing. While fuel cells use hydrocarbons as fuel, each powerplant incorporates a subsystem for converting these fuels to hydrogen, the hydrogen being the reactant necessary for the electrochemical process. Market estimates made for the 1990 period indicate significant fuel cell operations which require annually 3.3 to 6.7 trillion SCF hydrogen. This represents more than the total U.S. industrial hydrogen requirement of today.

#### Hydrogen for Coal Liquefaction

Another important application of hydrogen in the future will be coal liquefaction. Coal liquefaction produces storable and easily transportable fuel as well as valuable chemical feedstocks. There are two processes to liquefy coal, one by direct hydrogenation and the other by pyrolysis with subsequent hydrocracking of the liquids. Roughly equivalent hydrogen consumptions are anticipated to obtain end products of similar characteristics. Because of the gigantic plant scale, the hydrogen consumption for the coal liquefaction will be tremendous when and if the process becomes a commercially viable operation. A commercial coal hydroliquefaction facility charging Illinois No. 6 coal and producing 100,000 BPD of all distillate synthetic crude will require up to 635 MM SCFD of hydrogen feedstock. An additional 100 MM SCFD is estimated to be required in refinery type processing to produce marketable No. 2 fuel oil and high octane materials.

Thus, if and when the United States' capacity for coal liquefaction reaches one million barrels per day, it will translate to a hydrogen demand of 7.35

billion SCFD. This quantity is approximately equal to the total consumption of today.

Technologically, coal liquefaction to produce syncrude has been proven feasible. Its full industrialization is dependent on factors such as:

- (1) Industrial capacity of fabricating the necessary process equipment
- (2) Code Modification for the process equipment
- (3) Guarantee for raw material supply and its price
- (4) Guarantee for products sales and prices
- (5) Investment finance

A two year experimental program is being undertaken to study a pilot plant. Extensive economic studies for commercial plants are also under way. Design of commercial coal liquefaction facilities can be commenced now and the analyses of the prototype plant operation and economic studies are expected to confirm the optimization of these designs. The first commercial plant in the U.S. could be expected to go on stream in late 1980's. A government policy decision to actively encourage synthetic fuels and eliminate oil imports could result in a crash program of building synthetic oil plants. It is anticipated that up to 1 MM B/D coal liquefaction capacity can be added annually starting in the late 80's which means an incremental hydrogen demand of 7.35 SCFD annually thereafter.

### Slow Realization of Hydrogen Energy System

There are several other possible and extensive uses of hydrogen, such as heavy oil desulfurization, shale oil production, tarsand utilization, and direct iron reduction. But let us return to the questions which were posed earlier. Why is the realization of the hydrogen energy economy so slow? Many have asked similar questions recently. What has happened since the initial enthusiasm and optimism early in this decade? The answers are two-fold, economics and uncertainty. There has been a recognition that the cost of hydrogen made from unconventional sources, including coal, nuclear, and solar energy is going to be much higher than that predicted in 1970 and 1971. It is a matter of dollars and cents. In one sense, it is premature to talk about the cost since most of the production concepts based on non-traditional sources are still in the initial definition and development stage. Natural gas is the most energy efficient and, to date, cost effective source of hydrogen. Actual energy requirement of producing hydrogen by steam-reforming of gaseous and liquid hydrocarbons is about 500 Btu per SCF where water electrolysis requires 1,600 Btu. The only trouble here is that natural gas is reaching depletion. At the present time, however, there are no compelling economic reasons nor economic incentive for chemical industry users of hydrogen to speed up the conversion of raw material. Natural gas curtailments and oil embargo are worrisome, but the impact to date has been of critical importance only in certain regional areas. The prospect of future curtailment is of great concern to the industry, but as long as it remains available, natural gas will be preferred raw material.

Although risk-taking is a daring aspect of the free-enterprise system, a fair-degree of certainty is a prerequisite for a private industry to adopt new raw materials and to undertake new technologies of such magnitude as hydrogen energy. The industry is unsure of when it will be compelled, legally or

economically, to switch to other raw materials. In one ear we hear the immediate depletion of oil and natural gas and in the other a new discovery of enormous deposit. The correct timing is the art cherished by industrial executives. However, the irony is that it is usually too late when it becomes obvious. An energy project is such a scale requiring several years of lead time. There must be a stable supply and price structure of the new raw material for a reasonable length of time. The same can be said for the product market and product price. During the emergence of a new industry, the first generation of technology is quickly over-run by the succeeding technological break-throughs. This rapid technological obsolescence has forced the industry to maintain the attitude of wait-and-see. The environmental and health hazards which often accompany with a large energy project have not been fully evaluated and their solutions developed. Thus, the slow implementation of the hydrogen energy system may be attributed to above two factors, economics and uncertainty.

#### Future Development of Hydrogen Energy System

Now let us go to the second question of "when and how". If the free market takes over, the first step is to exploit those resources that are most economical to process or recycle and the last step is to go to the resources which are least economical. Because of its large coal reserves, there is more interest in the U.S. to obtain hydrogen by coal gasification than by water electrolysis when new sources of hydrogen must be found.

Modest quantities of hydrogen are produced by coal gasification outside of the U.S. The process is less energy efficient than the hydrogen production from natural gas and light oils. But it may become feasible and necessary where gas and oil prices become inflated. It is likely that the development of high-pressure (450 psi) coal gasification processes for hydrogen will be technically successful. Development requires continued government support. It is predicted

that during the 1980-2000 period, the prices of hydrocarbon feedstocks will increase relative to those for coal, thus gradually increasing the incentive to use coal gasification as a source of industrial hydrogen. Although the investment in coal gasification plants will exceed those for reforming, by a factor of 2 or more, the production cost, including return on investment, for methanol production by coal gasification will be equal to that for gas reforming in the early 80's and for ammonia the breakeven point will be about 5 years later.

As a chemical feedstock, hydrogen should not be considered itself independently but should be considered as a component in a synthesis gas. For example, for the methanol synthesis, the mixture of CO and H<sub>2</sub> rather than Hydrogen alone should be considered.

Because of the scale and economics, an economic way to obtain the synthesis gas feed-stock, is to have it as a side stream from a large coal gasification plant for utilities and power generation. This is the concept of cogeneration.

Although hydrogen is a clean fuel, its manufacturing processes are not necessary "clean". Therefore, a concept of "Energy Island" was proposed. Hydrogen may be produced from coal gasification or nuclear energy in an island in the middle of an ocean, and be brought back to the consuming localities by airships, or in a useful chemical form such as methanol.

At present time the only commercial means of producing hydrogen from non-hydrocarbon sources is to electrolyse water. Financial incentives would have to be provided by the government for industry to consider installing plants which produce hydrogen from coal or water electrolysis in the next several years. Other methods, such as thermochemical cycles, photolysis, biological processes and direct thermal splitting, offer the promise of higher conversion efficiency or other advantages but need much further development before they can be implemented. Because of time limitation, it is regretted that the discussion on technical

details of those new production processes must be made at another time. Similarly, technical discussions of storages, transportation and usage of hydrogen will not be made here. The total hydrogen energy concept must encompass all those aspects.

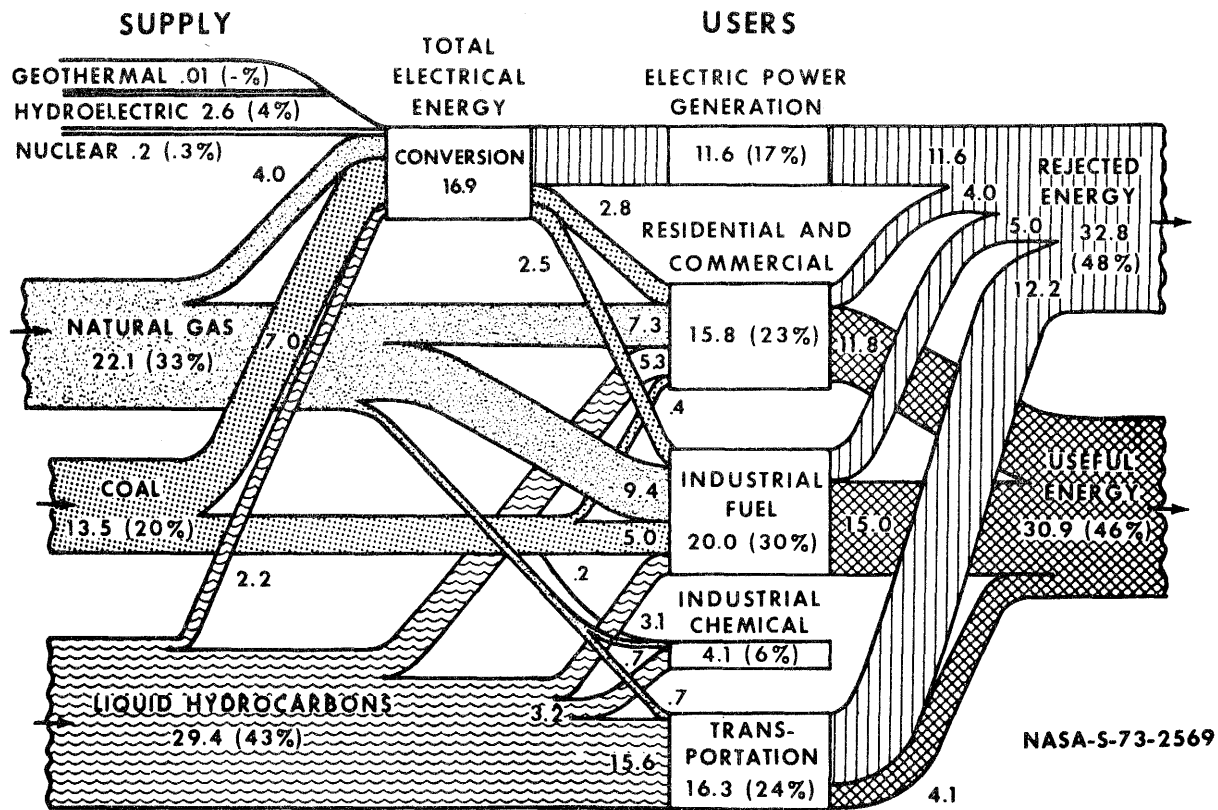
#### Concluding Remarks

We are entering the second decade of hydrogen energy development. We must be optimistic to start and then realistic to develop the program. It is also realistic to recognize a general decrease in public interest in new technologies such as hydrogen energy. Public may no longer perceive that improving human well-being is tied to increasing energy use. Many people have a second thought or a question whether we really need as much energy by the year 2000 as we thought we were going to need.

Before closing this discussion, however, it should be reemphasized that the hydrogen energy is indeed a good idea for the future technological society. Hydrogen energy is clean and hydrogen can be recycled. The realization of the hydrogen energy system is one of the most challenging areas of research and development.

Finally, I would like to acknowledge with thanks to many friends and publications whose comments and data I have cited during this presentation.





NASA-S-73-2569

(ALL VALUES ARE  $\times 10^{15}$  BTU - TOTAL U.S. DEMAND  $67.8 \times 10^{15}$  BTU)

FIGURE 1  
UNITED STATES ENERGY FLOW PATTERNS IN 1970

Table 1 U.S. Energy Demand and Supply, 1974-2000

All data are  $10^{15}$  Btu/year

Year → Fact Type ↓	1974 Actual	1985 Estimate	2000 Estimate
Gas	44.5	19.4	18.1
Oil	34.0	44.4 (50.1% imported)	18.1 (44.4% imported)
Coal	14.8	20.9	32.1
Hydro, Solar, etc.	3.3	3.7	5.7
Nuclear	1.2	10.1	34.5
Total	76.8	98.5	140.7

Ref: Kelley, J.H.; Jet Propulsion Laboratory, Pasadena, California

Table 2

Hydrogen Demand in U.S.

<u>Year</u>	<u>Trillion Standard Cubic Feet</u>	<u>Energy Equivalent Quadrillion Btu</u>
1973	3.0	0.98
1985	5.7	1.85
2000	16.5	5.40
Cumulative 1975-2000	253.5	82.4

Ref: Kelley, J.H.; Jet Propulsion Laboratory, Pasadena, California

#### (4) 団体会員向け研究会

##### (a) トータルサイクルからみたエネルギー資源の利用と選択

電力中央研究所 佐野 恵 保

資源が人類の活動から考えて無限であるとみなせるうちは、資源を豊富に使っても、結果的にコストが安くなれば、品質がよくなれば、その方法が採用されてきた。しかし人類の活動が盛んになり、資源は無限とはみなせなくなってきた今日において、今までの同じような論理で生産をし、消費することは見なおす必要が生じてきたのではなからうか。

食料の生産において、農耕、運搬、加工、農耕・運搬の機械の製造、温室の暖房、農民の食料、農薬製造など食料生産のために必要なエネルギーが非常に大きくなり、1カロリーの米を生産するのに0.71カロリー<sup>1)</sup>必要である。(表1)

冬期に温室栽培のキュウリを食べると食品1カロリー生産のため48カロリーのエネルギーが必要である。このようなエネルギーのぜいたくをやめて夏の太陽で育った露地栽培のキュウリをたべるだけでエネルギー節約に寄与することになる。

漁業においては、遠洋漁業でとる魚、畜産においては霜ふりの牛肉などは1カロリーの食物をとるのに10~15カロリー<sup>2)</sup>のエネルギーがないと手に入らぬ状態となっている。(図1)。日本ではエネルギーの大部分を外国の石油にたよっているのも、し石油の輸入がとまると、これらの食料も手に入らぬということになる。

エネルギーが有限であると考え、生産過程の一部の効率や生産物のコストだけでなく、その生産過程全部をながめて、各部分部分で必要とするエネルギーの総量で比較検討する必要が生じる。電気を生産する場合、従来の感覚であれば、石炭火力発電効率が38%で、石油火力発電効率が38%と同率であれば、燃料のコストの安い方を採用するという考え方で

表1 主要農産物及びはまちの生産投入エネルギー

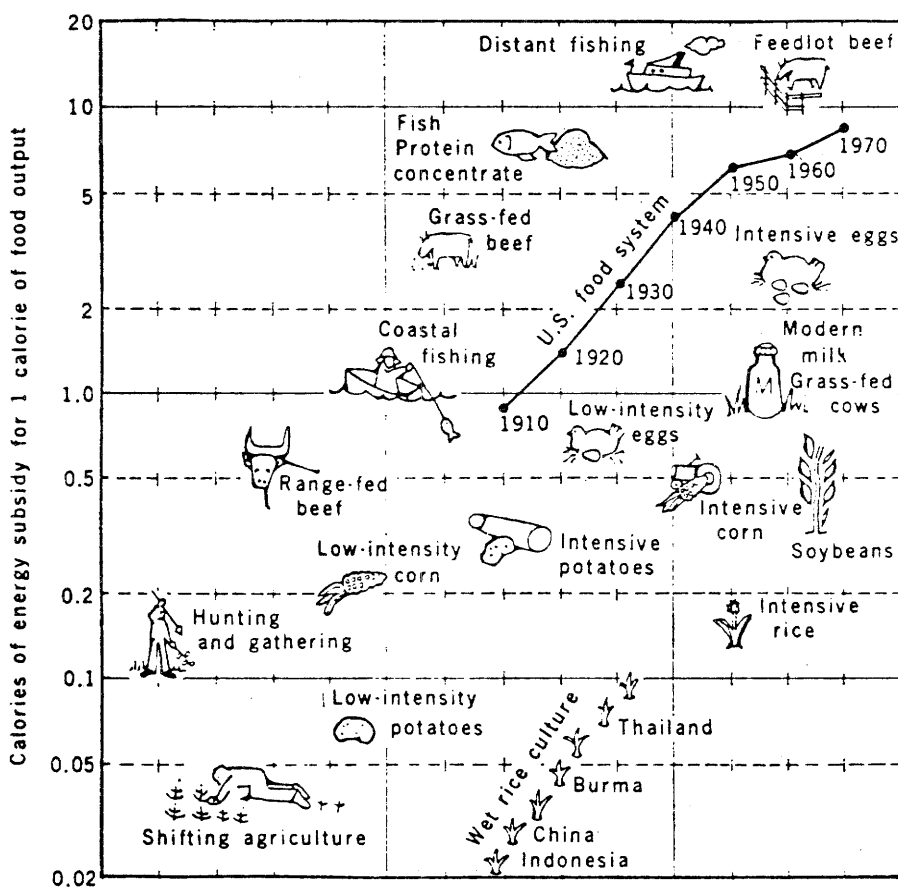
(生産物1kg当たり)

	生産投入 エネルギー (A)	食品熱量 (B)	A/B
	Kcal	Kcal	
米	2,487	3,370	0.71
小麦	1,587	3,280	0.48
ばれいしょ	240	770	0.31
かんしょ	217	1,200	0.18
きゅうり {露地	690	90	7.68
{ハウス	4,369	90	48.54
トマト {露地	1,005	330	3.05
{ハウス	3,544	330	10.74
はくさい	169	150	1.13
だいこん	224	250	0.90
りんご	1,040	450	2.31
桃	1,420	370	3.84
はまち (養殖ぶり)	35,975	2,506	14.4

出典 科学技術庁資源調査会  
トータルライフサイクルエネルギー  
に関する調査研究

発電方式を選択する。エネルギー全体で比較する場合は石炭、石油の採掘から輸送、精製、発電、送電のためのエネルギー消費を考慮する必要がある、これらを総合すると、需要端で  $7 \times 10^9$  KWH/年 (100万KWの発電所出力の1年分相当)の電気を得るため、石炭の場合  $21.4 \times 10^9$  KWH/年<sup>3)</sup> 相当の石炭を炭坑で掘る必要がある、石油の場合は  $26.1 \times 10^9$  KWH/年 相当の原油が必要となる。さらに生産工場建設やその資材製造のために  $1.4 \times 10^9$  KWHの電気を必要とする。これらを総合したネットサイクル効率率は石炭火力発電の場合 32.4%，石油火力発電の場合 26.6% となる。(図2(a)(b))

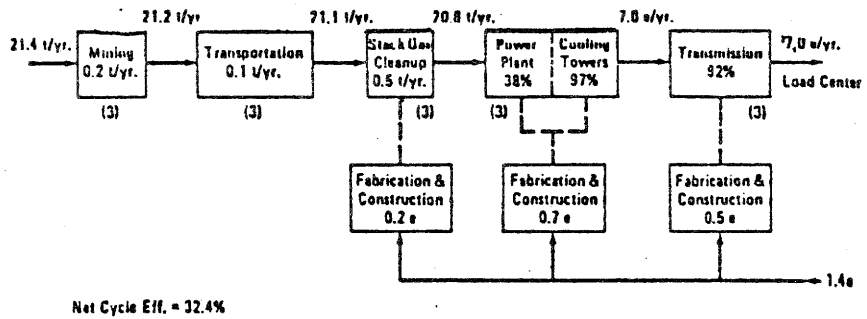
図 1



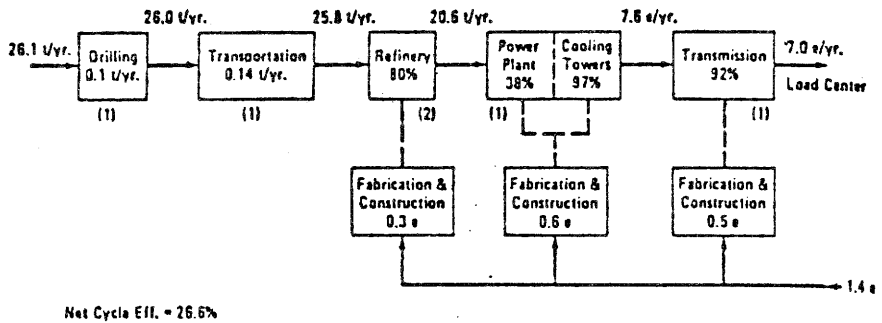
Energy subsidies for various food crops. The energy history of the U.S. food system is shown for comparison.

## ☒ 2 Energy degradation of resources to electric power

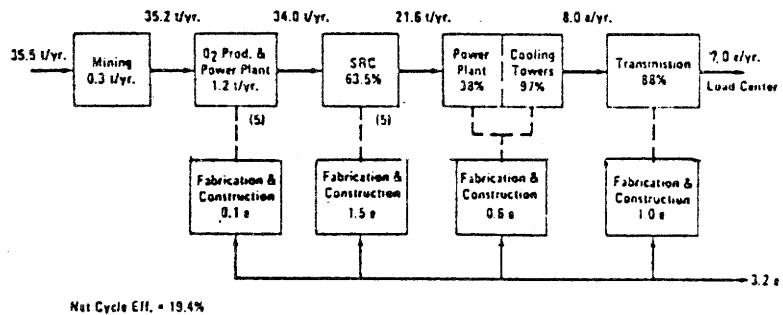
(a) Coal



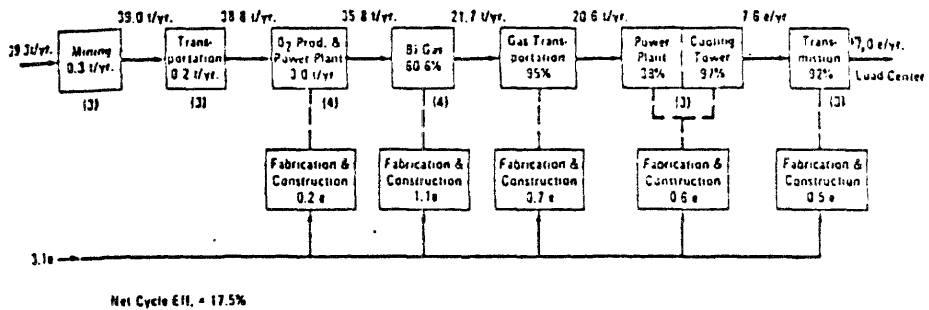
(b) Oil



(c) Synthetic Liquid Fuel (SRC-II)



(d) Synthetic Natural Gas (Bi Gas Process)



出典 S. Baron, SR  
Alternative Energy Sources  
Nuclear Energy

石炭を液化したり，ガス化したりするとその化学反応過程でエネルギーが消費されるので，ネットサイクル効率では低くなり，SRC-II (Solvent Refine Coal) を燃料にする火力発電では 19.4%，SNG (Synthetic Natural Gas) では 17.5% と試算されている。(図 2 (c)(d))。このように石炭を液化やガス化すると，運搬その他の利点は増加するが，ネットサイクル効率が石炭生だきの火力発電の場合より悪くなる。エネルギーの観点からすれば，石炭は生だきにした方がエネルギー不足時代にふさわしいことになる。

太陽熱はエネルギー源を太陽に求めるので，化石燃料のように有限でなく，かつクリーンなエネルギーとしてこれからの石油代替時代に有望とされるが，自然界ではきわめてエネルギー密度が低い。これを濃縮するため大型の受熱，光装置が必要となる。これらの装置を製造のためエネルギーが必要となるので，太陽熱発電のネットサイクル効率は 8.4%<sup>3)</sup> と試算されている。もっともエネルギー源は太陽なので効率は少々低くてもよいわけであるが，大切なのは装置製造のために消費するエネルギーは現在のところ化石燃料に負っている。これに要するエネルギーを太陽熱発電で回収することのできる年数 (Net Energy Payout) は 9.5年<sup>3)</sup> と推定されている。

太陽電池発電は現在のところ設備製造のために消費されるエネルギーが大きいのでネットサイクル効率は 0 以下，ネットエネルギーペイアウトは 38年<sup>3)</sup> と推定されている。太陽電池の寿命はこれより短いので，現状では太陽電池は太陽エネルギーを利用したというより，地球のエネルギーの持出しという結果になる。しかしリボン状シリコンやアモルファスシリコンなど，太陽電池製造過程でエネルギーを最も多量に消費する原因となるシリコンの量を大巾に減らす

ための研究が進んでいるので、コスト的にもエネルギー的にも将来有望な方法になると期待されている。

原子力も石油の代替として大量エネルギーの取得方法として期待されているが、現在日本の原子力発電の方式は濃縮ウランが必要である。ウラニウムの濃縮には相当多量のエネルギーが必要で、試算例ではネットエネルギーペイアウトは原子力発電で2年ぐらゐと推定されている<sup>4)</sup>。

エネルギー消費のおかげで人類は生活レベルを向上してきた。家庭で使用する電気製品は特に生活レベルの向上に寄与するが、これらの製品は常にエネルギー使用量を増加する。科学技術庁資源調査会では電気製品が工場で製造されるときに要するエネルギー、材料を製造するに要するエネルギー、家庭で使用するときのエネルギー、全部を合わせてライフサイクルエネルギーとして発表した。(表2)。文化生活をするためにはどうしても相応のエネルギー消費をともなってくる。

表2 家電製品のライフサイクルエネルギー

単位；10<sup>3</sup> Kcal

	材 料 エネルギー	製 造 エネルギー	使 用 エネルギー	輸 送 エネルギー	合 計
蛍光灯・灯具	17	11	551	0.8	580
電気アイロン	13	7	516	0.8	537
扇 風 機	49	24	240	2.0	315
掃 除 機	88	35	1,080	2.3	1,205
電 気 コ タ ツ	64	13	1,920	5.0	2,002
カ ラ ー テ レ ビ	226	105	5,760	12.2	6,103
洗 濯 機	456	66	3,778	16.8	4,317
冷 蔵 庫	733	153	10,926	28.8	11,841
ル ーム エ ア コ ン	895	314	6,300	31.8	7,541

出典 科学技術庁資源調査会  
トータルライフサイクルエネルギー  
に関する調査研究

石油は現在の消費量を維持していくと30～40年で埋蔵量がなくなるといわれている。石炭は石油よりはるかに長く使用できるだけ埋蔵量があるといわれている。故に資源埋蔵残存量がエネルギー選択の要件となる。現実には石油供給不安定という危機に直面するとエネルギーを節約することが1つの大きな防衛策と考えられる。その場合ここで述べたトータルサイクルから

みたエネルギーの観点からエネルギー消費の方法の選択をして行かねばならぬのではなかろうか。

有限のエネルギー資源を人類全体ができるだけ長く保持することが、子孫に対して現代の間が行わねばならぬ義務である。過去のエネルギーの蓄積である化石燃料消費を切りつめて、太陽エネルギーなど現在のエネルギーの活用が最も肝要である。

#### 引用文献

- 1) 科学技術庁資源調査会；トータルライフサイクルエネルギーに関する調査研究
- 2) P.H. Abelson；Food, Politics, Economics, Nutritions and Research；T.S. Steinhart.
- 3) S. Baron, SR.；Alternative Energy Sources, Nuclear Energy.
- 4) P.F. Chapman；Energy Anelysis of Nuclear Power Stations；Energy Policy 12（'75）



(b) Can hydrogen solve energy crisis ?

F. J. Plenard, Air liquide

In the past until now, energy market was in a predominant position in regard of feedstock market for chemicals due to the small fraction required (less than 10% of the total). In a simple word chemical feedstocks represent less than 10% of energy imports of productions of any industrialized country.

100/150 years ago energy & feedstocks came from wood, 50/150 years ago from coal, and now from oil but from now we have to assume which will be the best route for solving our problems in the three main fields of our national activities (Industry, Transportation, and Domestic applications).

In order to suggest the most proper answer we must have in our mind.

1. Energy needs are evaluated in terms of calorific values, and
2. Feedstock needs are evaluated in terms of tons per year of organic carbon and hydrogen.

These two remarks have to be pointed out as being relevant to any analysis of the western world situation Japan included because for our industrialized countries there is a great risk of shortage in terms of cheap organic carbon resources.

If in the future an "Hydrogen Economy System" will become more and more widespread, there will be a great difference between the past and the future because neither of the two energy route will be any more in a dominant position towards the feedstock market. Hydrogen has evidently no carbon content. But hydrogen could be an intermediate to manufacture from coal, oil shell, tar sand, biomas etc. The future synthetic energy vector such as for example SNG(substitute natural gas), Meott (methanol), Synoil(synthetic oil or gasoline) else.

In conclusion, we must be cautious in our assumptions as well as our claims because even the most brilliant concepts stay generally without any development if they don't cope with the laws which rules any "industrial economy" evolution.

We think therefore the best sketch could be a balance between the overall needs of nature and natural laws of economy ruling both industrial developments of any new processed.

We now can sum up our concept as follows:

1. Hydrogen is a feedstock for
  - Ammonia production.
  - Redox reactions.
  - Direct iron ore reductions.

All these applications can be largely extended in an "Hydrogen Economy System" with the today its market price.

2. Hydrogen could be aviation fuel stored as a liquid on board of aircrafts. This application is specific of LH<sub>2</sub> and becomes economic if one can reach a consumption of 0.2T of LH<sub>2</sub> equivalent to 1T of Jet A.

Technologies, know-how, and developments involved in this application are not out of reason and can be envisaged for the term of this century.

3. Hydrogen could be an intermediate to manufacture carbon content chemical products. In this route hydrogen ex water could save organic carbon resources. There is a break-even cost of oil (let us say 35 or 40 US\$/bl. per ex) from which an hydrogen production saving fossil resources would become more economic.

4. Hydrogen could be a good candidate for ground transportation to set up all round the world because many factors as to be optonused such as

- the technical superiority of gasoline has not to be proven.

- gasoline and diesel fuels will become strategic products for ultimate military defense purposes.

- a fuel for car transportation is a must if governments want to maintain either the people standard of living (car is taken for granted) or the power of car industries.

- methanol is probably the candidate which requires the minimum modifications of engines as well as the storage & distribution system.

- ground transportation fuel is without any exception an efficient governmental tax collector. And probably the best substitute to gasoline could be a specific liquid on which the

all administrative collecting system could be easily shifted.

I know that anybody can argue each of these factors in a way or an other, but taking them into account it seems risky to launch a R & D program for a new powered car without having reached a world wide consensus between governments for this fiscal spin offs point of view.

N.B.

There is at the present time an industrial market of hydrogen which is delivered in compressed cylinders. It would not be true to argue metal hydrides are better than cylinders for this particular kind of business. It is unfair to discard cylinders in comparisons, because comparable matters must be tackle.

We would like comparisons of metal hydrides include in the weight factors, the weights of both containers and best exchanges required to get equivalent downsheaw pressure and flow which are got with any cylinders.

Therefore as the limiting factor of road trucks is weight and not volume per wheel, I have not yet been told there is a specific metal hydride which would do better than industrial cylinders in regard of these limiting transportation factors.

## (5) 第28回定例研究会

### (a) 複合半導体電極による水の光分解

電気通信大学 矢沢一彦，森崎 弘

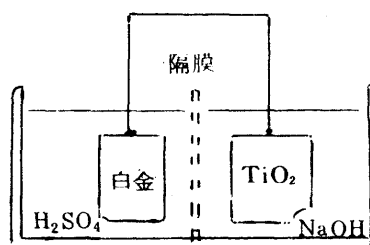
水素の製造方法には、工業的に現用されているものから、研究室のアイデアのレベルのものまで含めて、いろいろなものがあります。その中で、本日の主題の「半導体法」の魅力は ①太陽エネルギーと水で水素を作ることができる ②機構的に簡便で、何処でも使用できる ③極めて大規模のものから、家庭用の小規模のものまで同様に製作できる、などの点にあります。

このような魅力的な方法ですので、現在世界中で約100程のグループがこの方法についての研究に従事し、活発な研究活動が展開されています。資源小国の日本にとって、正にぴったりの新技術だと思いますし、わが国におけるこの方面の研究がもっと盛んになってよいのではないかと私は考えています。

本日はこの半導体の生みの親である本多先生から一般のお話を伺えるものと存じます。私のお話はかなり特殊なお話、つまり電気通信大学の私共のグループが行っているデバイス工学的な手法による効率の向上への資力に的を絞りたいと思います。先程申しました全世界で約100程のグループの大部分は化学者、または物理学者の集団です。これに対しデバイス屋である我々としては、たとえ化学的に新規なことでもなくとも、デバイス工学的な手法の導入によって、従来1%の効率であったものを10%にすることができれば有意義な仕事であると理解しています。

たとえば第1図は、本多・藤嶋両先生により1972年に初めて報告された、半導体法の原理図です。図で半導体であるTiO<sub>2</sub>の電極に光を照射すると、溶液の水が分解されて、白金電極の表面からは水素が、TiO<sub>2</sub>の表面には酸素が発生するというわけです。ここで硫酸と苛性ソーダの二種の溶液を使用していることが気になります。もし隔膜を取り払って単一溶液の中に二つの電極を入れたのでは、水は分解しません。この場合外部に電源を用意して二つの電極の間に電圧をかけてやれば水は分解しますが、これは少々しゃくです。

化学者達はTiO<sub>2</sub>の代りに何か他の物質を探してきて代用することにより、この問題を解決しようと



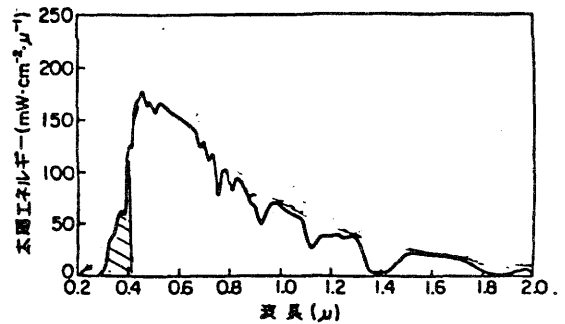
第1図

考えます。私共は  $\text{TiO}_2$  でも何かうまい仕組みを作って解決する途はないかと考えます。また、 $\text{TiO}_2$  電極を照射する光は、波長が約  $420 \text{ nm}$  以下の紫外線でなければなりません。しかし第 2 図を見るとお解りのようにこのような短波長の光成分は太陽スペクトルの中に 5% 以下しか含まれていません。このような問題でも、半導体デバイスについてエレクトロニクス分野で発達してきた技法を用いて、有効な波長領域を拡げる方法を考えてみよう、というのが私どものグループの立場です。

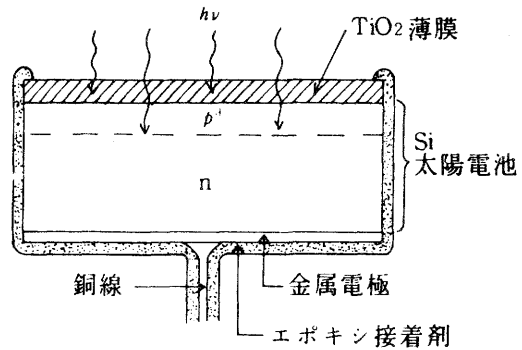
(1)  $\text{TiO}_2/\text{Si}$  太陽電池ハイブリッド電極

私どもはまず、 $\text{TiO}_2/\text{Si}$  太陽電池ハイブリッド電極なるものを作りました。(これを H.E. と略称しています)。これは第 3 図のように、

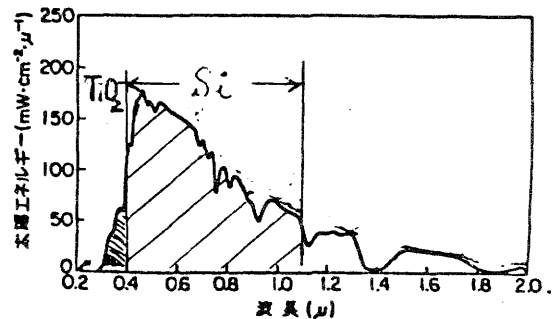
$\text{Si}$  太陽電池の表面に  $\text{TiO}_2$  の薄膜を被覆した構造のものです。太陽光をこの電極に照射すると表面の  $\text{TiO}_2$  膜で  $420 \text{ nm}$  より短波長の光成分は吸収されますが、それより長波長の光は膜を通過して太陽電池に届きます。このようにして、 $\text{TiO}_2$  膜は太陽電池の作用で約  $0.58 \text{ V}$  ほど正にバイアスされます。この H.E. と対極の白金を用いますと、単一溶液の中で水を分解し、水素を発生することができます。この場合、太陽電池に吸収されて電圧を発生するのに役立っている光は、もともと  $\text{TiO}_2$  には吸収されない波長成分のもので、いわば廃物利用をしているわけです(第 4 図)。第 5 図にこの電極の電流・電位特性を示しました。点線が



第 2 図 太陽スペクトル



$\text{TiO}_2/\text{Si}$  太陽電池ハイブリッド電極 (H. E.) の構造

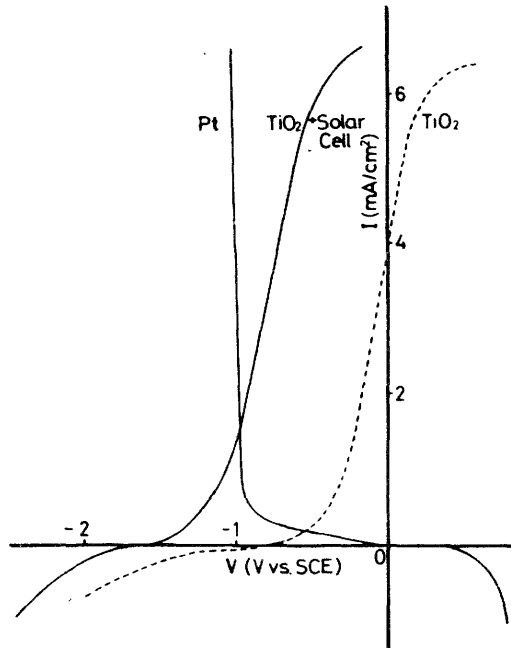


太陽スペクトル

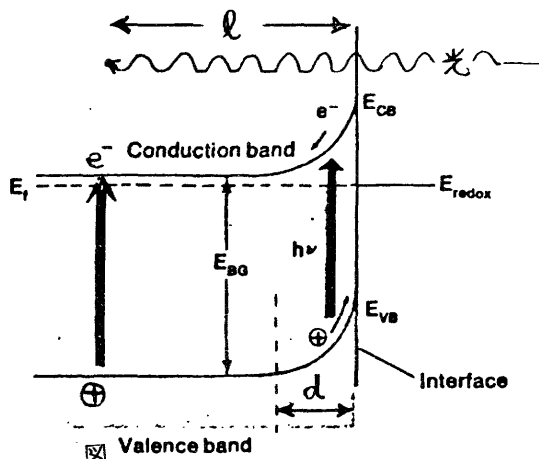
TiO<sub>2</sub> の特性曲線，実線が H.E. の特性を示します。これと Pt 線との交点が，ゼロバイアスで流れる電流を与えます。

(2) モットバリアを有する半導体電極

半導体に吸収された光は電子と正孔の対を作りますが，これらは半導体表面に存在する空間電荷層の電界の作用で分離されます。この正負電荷の分離が行われることが，セルに電流の流れること，ひいては水素の発生が行われることのための，本質的な点です。空間電荷層の厚さ  $d$  は，半導体の種類とか不純物の濃度によって変化します。一方，半導体に入射した光が，吸収による減衰を受けながら，どの位の深さ迄到達するかという距離  $l$  は，半導体の光学的性質で決まります。この  $l$  と  $d$  の関係を最適にしなければなりません。もし  $l$  が  $d$  より大きいと，空間電荷層の電界が存在しない奥深くまで光が侵入していきます。そのような場所で電子・正孔対が作られても，電荷の分離は行わないのでセルに電流は流れません。しかし空間電荷層を厚くしようとすると，ドナー密度を低くする必要がありますので，半導体の電気抵抗が大きくなって電流が流れ難くなります。そこで私たちは，ドナー密度の高い TiO<sub>2</sub> の表面にドナ



TiO<sub>2</sub>-Si 太陽電池構造電極の電位-電流特性。点線はCVD法によるTiO<sub>2</sub>薄膜の電位-電流特性。

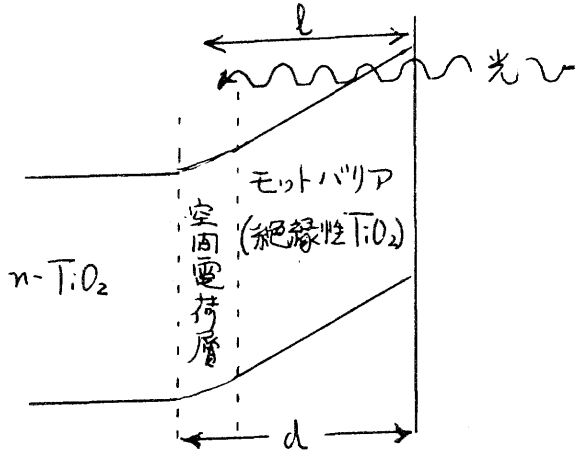


☒ Valence band

このような光電池において，電子の流れをドライブする原動力となるものはn型半導体の内部に自蔵された空間電荷層の中の電位勾配である。

—密度の低い絶縁性の  $\text{TiO}_2$  膜を形成した、いわば、モットバリアを有する半導体電極を作りました。(第6図, 第7図)

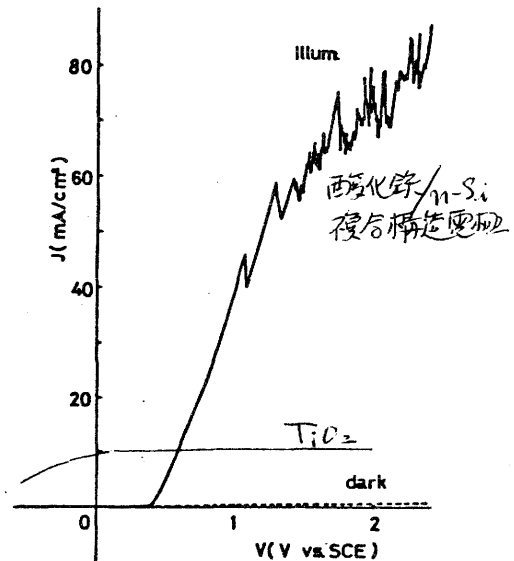
このような構造の電極で入射光エネルギーの利用効率を向上することが確かにできました。実は、この電極構造の研究を通じて私たちが得た学問的成果は、むしろ違ったところにあるのですが、話があまり専門的になりますので、ここでは省略いたします。



(3) 酸化鉄 / n-Si 複合構造電極

半導体として  $\text{TiO}_2$  を用いた場合、 $420 \text{ nm}$  以下の短波長の光しか利用できないのは、 $\text{TiO}_2$  の禁止帯の幅が大きい ( $\sim 3 \text{ e.V}$ ) ためです。もっと禁止帯幅の小さな物質、たとえば  $\text{Si}$  を使用すれば、長波長の光も利用できる理屈です。但し現実には、禁止帯幅の小さな半導体を使用すると溶液に溶けてしまったり、表面に酸化膜が出来たりして、うまく動作しません。電極として安定に動作し、しかも長波長の光も利用できるようにするため、私共は次のような電極を作りました。

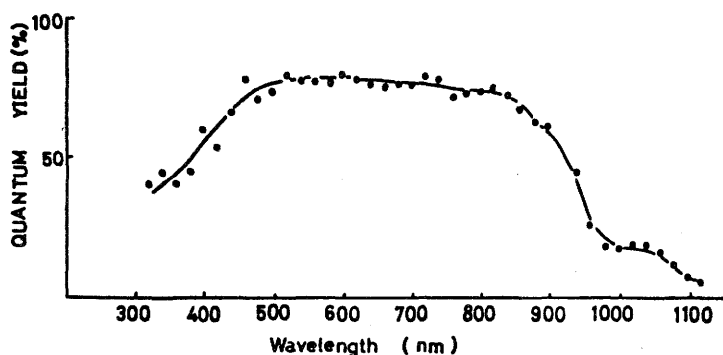
すなわち、 $\text{Si}$  の単結晶の表面に酸化鉄の薄い被膜をかぶせたのです。酸化鉄自体は溶液中で安定



第8図

ですから、この電極も安定に動作します。第8図に模擬太陽光（クセノン光源）を照射したときの、この電極の電流・電位特性を示します。TiO<sub>2</sub>電極の特性曲線と比較して、電流値が10倍も大きくなっているのは、白色光中の長波長成分も有効に吸収されているためです。

第9図には、この電極の量子効率の波長依存性を示します。紫外線だけしか吸収しないTiO<sub>2</sub>電極と比較して、可視光線全域から、さらに赤外域まで80%以上の効率でカバーしているのがわかります。

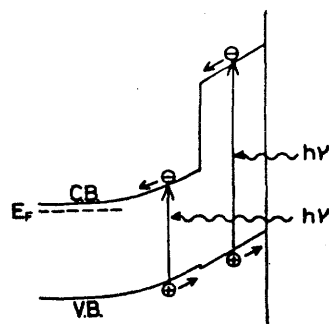


第9図 量子効率の波長依存性

この電極のエネルギー・バンドは第10図のようになっているものと考えられます。短波長の（エネルギーの大きい）光は表面の酸化鉄で吸収され、長波長の光は内部のSiで吸収されて、そのいずれによって生じた正孔もともに電極表面に現れて、セルの電流に寄与します。

この電極構造により、太陽スペクトルの有効利用への一つの手だけが得られたわけです。

残された問題は、第8図の電流・電位特性のままでは、特性曲線の立上り電位があまりに正側にあります。これを何とかして、もっと負側にもっていく工夫をしなければなりません。H.E.のような構造との複合も考えられるかも知れません。そうではなくて、酸化鉄とSiの組合せを変えろという方法もあるかも知れません。さらに、



第10図



第三の仕組みを導入することも可能かも知れません。

これらの方針を得るためには電極の具体的な形になる以前の基礎的な研究が重要であります。事実、私共のグループでは、そのような仕事もいろいろ行っていますが、本日は一切省略しました。

御静聴を有難うございました。

## (6) 第29回定例研究会

### (a) 水の電気分解と燃料電池

名古屋大学 高橋 武彦

#### 1. はじめに

水電解と水素燃料電池によって、水素エネルギーと電気エネルギーとの相互直接変換が実現される。水電解による水素製造は短期的にみた場合、水素製造法のうちでは最も有力であると考えられており、アメリカのCEC (Chemical Energy Conversion) 計画でもまず、新型水電解技術の開発に焦点がしばられている。また、電解および熱化学法の複合法も注目され、たとえばWestinghouse Electric Corp. (WH) で開発されているイオウサイクル電解複合法が有力視されている。

電解水素は  $100 \text{ M ft}^3/\text{年}$  以下の需要に対して 1980 - 2000 年には有力な水素提供手段になると思われる。CECでは当面発電機冷却用水素製造のための固体高分子電解質 (SPE) とアルカリ電解液を用いる電解法の開発と実証に力を入れていることになっている。

燃料電池は、現在は化石燃料を燃料とするものが大部分であるが、化石燃料を用いる燃料電池でも、改質その他の方法で水素に変成してこれを燃料とするので、ほとんどすべての燃料電池は水素から電力をうる装置として適用できる。本稿では、新型水電解法に簡単にふれ、主として燃料電池の動向を解説する。

#### 2. 新型水電解

燃料電池の手法を基礎にする Teledyne Energy Systems の水電解法、Static Feed Water Electrolysis と称する Life Systems の方式、SPE 電解質の General Electric Co. (GE) 法あるいは  $(\text{ZrO}_2)_{0.9}(\text{Y}_2\text{O}_3)_{0.1}$  を電解質とする GE, WH または西独の Brown, Beveri & Cie (BBC), Dornier System の高温水蒸気電解法が検討されている。

これらの新型電解法で得られる水素の推定生産費を、天然ガスまたはナフサの改質水素の生産費と比較すると  $10^8 \text{ ft}^3/\text{年}$  以下のプラント容量では電解法が有利であるという。

#### 3. 燃料電池の動向

最も大規模に開発が進んでいる燃料電池プラントはアメリカのFCG-1プログラムで、交

流出力 4.5 MW の実証プラントが、現在、ニューヨーク市内に建設されつつあり、1980年3月に建設が完了し、1981年1月までに2,200時間の納入確認テストが行われる。この実証プラントはナフサ改質水素を燃料とするリン酸電解液燃料電池発電プラントである。

わが国においても、東京電力がこのプラントを導入して実証テストを行う予定で、当面10～30 MWの分散発電所の実用化をめざす方針を発表している。

アメリカにおける燃料電池開発の民間機関は、UTC、Westinghouse Electric Corp./Energy Research Corp. (WH/ERC) および Engelhard Industries (EI) などで、前記のような電気事業用およびオンサイト集積エネルギーシステム (OS/IES) を目標にしている。後者の目的のためには Gas Research Institute (GRI) の委託による40 kW出力のリン酸電解液燃料電池について1981年の初頭からフィールドテストが初められることになっている。このテストはエネルギー省 (DOE) が GRI と協力して Fuel Cell Operational Feasibility (FCOF) 計画として行うもので、約50基を、主としてガス事業関連会社でテストして種々のデータをとることを目的とするもので、わが国からは東京瓦斯および大阪瓦斯がこのテストに参画し、1981年に合計4基を導入し1年間テストし、その結果によって1983年以降には合計100基程度の40 kW燃料電池発電装置を導入して民生用燃料電池を天然ガス改質水素で運転する計画の普及拡大をはかることになっている。

DOE が1979会計年度に、燃料電池計画に対して支出した補助金は合計40.5 Mドルで、4.8 MW実証プラント用に5.5 Mドル、リン酸電解液燃料電池系に対して14.0 Mドル、熔融塩燃料電池系に17.0 Mドル、燃料電池の応用研究に4.0 Mドルである。また、Electric Power Research Institute (EPRI) の燃料電池に対する年間予算は10 Mドルで、その70%はリン酸電解液燃料電池開発に支出され、30%は新しい技術の開発に対して支出される。

わが国では、通産省のサンシャイン計画のなかでとりあげられ、電子技術総合研究所あるいは大阪工業技術試験所などで基礎研究が行われ、民間規模としては、富士電機製造および日立製作所がそれぞれ2 kWあるいは1 kWのアルカリ電解液水素酸素燃料電池を交流系統に連系するテストを行っている。

### 3.1 低温燃料電池

かせいカリ水溶液、SPEあるいはリン酸を電解液とする燃料電池が、50～250°C程度の温度で検討されている。

KOHおよびSPEを電解液とする燃料電池はアメリカでは特殊用途用であり、たとえば、航空宇宙局(NASA)では将来の長時間運転用として、太陽電池、水電解、燃料電池系に期待をかけ、燃料電池としては、毛管マトリックスアルカリ電解液型およびSPE型の電池を採用する予定で、前者の電池は5,000時間以下、後者の電池は1年以上の運転の場合の有力候補となっている。NASAのJohnson Space Centerでは35~100 kWの規模のSPE電池の技術的比較を行い、Lewis Research Centerでは毛管マトリックス電池の開発を担当し、Marshall Space Flight Centerを含めて電池コストの低減を検討することになっている。

ヨーロッパおよび日本では主として地上用として検討され、西独のSiemens社では遠隔電源用として7 kW電池を開発し、ベルギーのElenco, N.V.では1981年までに運輸用の電池を開発する計画であり、日本では前述の2社の水素電池が開発されている。その他、メタノールあるいはヒドラジンを燃料とする燃料電池も検討されている。

リン酸電解液燃料電池としては、西独のAEG-Telefunkenの1.5 kWメタノール分解ガス電池、アメリカの国防省のSLEEP(Silent Lightweight, Electric Energy Plants)計画の各種合成、化石燃料変成ガス電池などが移動用電源として開発されているが、面白いのは、環境保護局(EPA)のEPA-Vanで、これはE1の750型と称する28 V、800 Wのアンモニア分解水素燃料電池系2ヶと太陽熱を併用するVanである。なお、1990年代には燃料電池自動車を実現することが示唆されている。

また、OS/IES用としてWH/ERCでは120 kWの電源を開発し、1 MWプラントを目標としている。GRIの予想では2000年までには1.3~1.5 Mkwの設備規模になるという。

また、冒頭でのべた4.8 MW実証プラントのテスト後、DOE、EPR1および電力会社が協力して、3年半の計画で50 Mドルを投じて商用原型電力プラントの設計、仕様および技術的立証をすることになっている。この原型プラントのテスト後、電気事業用の合計数百MWの電力プラントが提供されることになると考えられる。現状では190°C、50 psiaで運転されているが、将来は205°C、120 psiaで運転されるものと期待されている。

### 3.2 熔融炭酸塩燃料電池

炭酸リチウム、炭酸カリおよびアルミニウムからなる電解質、ニッケル系電極で650°C付近で運転される。

この形式の電池は、1980年に20 kWの電池群の建造がEPR1によって計画され、DOE

は年間 15 Mドルを補助して 1982 年末までに 500 kW の原型集合電池を作製し、1985 年半ばまでに数 MW の規模でテストと 1990 年までに、ベースロード発電プラントとして数百 MW の規模で作動させることを目標にしている。これらは、ECAS (Energy Conversion Alternatives Study) でとりあげられている 635 MW の燃料電池を用いるベースロード発電所計画あるいは General Electric Co. (GE) と EPR1 との協力で行われている Molten Carbonate Fuel Cell Power Plant System Evaluation で考えられている 675 MW の中央発電所用燃料電池計画などにおいてみられる。これらは石炭から得られる水素に豊むガスを燃料とし、排ガスを使って、ガスタービンおよびスチーム発電をするもので、熱消費率 6800 Btu/kWh (熱効率 50%)、建設費 800 ドル/kW (1978 年ドル)、燃料電池寿命 6 年、プラント寿命 30 年を目標にしている。

### 3.3 固体酸化物電解質燃料電池

( $ZrO_2$ )<sub>0.9</sub>( $Y_2O_3$ )<sub>0.1</sub> 薄膜を電解質とし、Ni 陰極、ペロブスカイト型酸化物半導体を陽極および電池連結剤とする電池が WH およびわが国の電子技術総合研究所で研究されている。この電池は 1000 °C で運転されるが、現在では WH 社で 14 ケ直列電池、電総研で 12 ケ直列電池を試作している程度で、燃料としては現在では純水素を用いて研究されているが、将来は石炭からの水素に豊むガスをを用いることが目的とされている。WH 社では、1979 年から 2 年契約で DOE から 1.2 Mドルの補助金を得て、大型電池を開発し、1990 ~ 2000 年には数 MW の石炭ガス燃料電池を開発して実証する予定である。わが国の電総研では 1980 年から 100 W 出力の電源システムを作製することが計画されている。

## 4. あとがき

アメリカの Battelle 研究所で開発された Water Battery は水電解と水素酸素燃料電池を兼ねた装置で、アルカリ水溶液を電解液とし水素透過性のパラジウム合金を電極とし、200 ~ 250 °C、70 気圧程度で運転する電気エネルギー貯蔵装置で、将来を注目される。

### 参考文献

- 1) Solar-Hydrogen Energy Systems, Ed. T. Ohta, Pergamon Press (1979)
- 2) B. R. Mehta, EPR1 J. Dec. p. 39 (1979)
- 3) Proc. 14th Intersoc. Energy Conv. Eng. Conf., Boston (1979)

- 4) Abst. National Fuel Cell Seminar, Bethesda, Maryland (1979)
- 5) Ext. Abst., Battery Div./Energy Techn. Group, Subject :  
Alkaline Fuel Cell Techn., Electrochem. Soc.. Spring Meeting,  
Boston (1979)
- 6) A. P. Fickett, EPR1 J. Nov. p.40 (1979)
- 7) A. P. フィケット, サイエンス, Vol. 9, No.2, p.8 (1979)
- 8) 電力中央研究所報告, 178076 (1979)

## (b) 第3回世界水素エネルギー会議について

太田時男

(第3回世界水素エネルギー会議実行委員長)

### 1. 水素エネルギー国際会議の歩み

1972年秋にアメリカに水素エネルギーのパイオニア達が任意団体「ヒンデンブルク協会」を作ったが、その一年後に、日本では「水素エネルギーシステム研究会」が結成された。ヨーロッパでは、イタリーのイスブラが熱化学法の創案の地として、水素エネルギーの研究が1969年頃より行われていたが、団体や機関は作られなかった。

アメリカでは「continuing education」の制度が確立しているが、この1テーマとして、「水素経済」が採上げられたのが、1974年3月で、提案者が「ヒンデンブルク協会」の代表として、マイアミ大学のT. N. Veziroglu教授であった。いわゆるTHEME会議(The Hydrogen Economy Miami Energy Conference)で、マイアミビーチに750名を集めて開催された。

この折、国際水素エネルギー協会(IAHE)の設立が計られ、創立委員として8名(日本からは筆者)が指名され、準備を始めた。IAHEがアメリカ政府公認の協会として、正式にスタートしたのが、1975年1月である。

以来、IAHEが水素エネルギー開発の推進に関し、民間レベルでの柱になってきた。1976年3月に第1回の世界水素エネルギー会議が、アメリカのマイアミビーチで開催され、第2回は1978年8月にスイスのチューリッヒで行われた。

第3回が東京で開催されるについては、第2回開催地の候補として1976年に理事会で議論されていたのであるが、日本では時期尚早として筆者が第3回以降を強く希望したためである。したがって、この開催を目指して、1976年12月、IAHEの日本支部を設立、HESSと一体となって準備を始めたわけである。

第4回は、クルチャトフ原子エネルギー研究所(モスクワ郊外)のLegasov, V. A.教授が会議議長となって、モスクワで開催されることが決定しており、1982年であるから、ポストオリンピックでホテルなどのサービスも改良されていることが期待される。

第5回については、まだ、公式の議論はないが、IAHE首脳陣ではカナダを考慮している。筆者も賛意を表わしておいた。これは、1984年になる。

以下に、筆者がマスコミ用のためにまとめた、第3回世界水素エネルギー会議の概要を記すが、第1回、第2回に比して、公平にみて、程度の高い、進歩して実用に近づいた多くの論文

が予期され、まことに、喜ばしい限りである。

会員、非会員を問わず、挙って参加されることを強くお願いしたい。

### 第3回世界水素エネルギー会議概要

- 母体機関 : 国際水素エネルギー会議 ( I A H E )
- 主催 : 第3回世界水素エネルギー会議組織委員会
- 後援 : 日本学術振興会  
文 部 省  
通 商 産 業 省  
科 学 技 術 庁  
アメリカエネルギー省
- 共催 : 水素エネルギーシステム研究会  
アメリカ・マイアミ大学クリーンエネルギー研究所
- 日時 : 1980・6・23 - 6・26
- 場所 : 京王プラザホテル ( 東京・新宿 )
- 会議名誉議長 : 赤 松 秀 雄 ( 分子科学研究所 )  
T. N. Veziroglu ( マイアミ大学 )
- 会議議長 : 太 田 時 男 ( 横浜国立大学 )
- 組織委員長 : 委 員 長 赤 松 秀 雄  
実行委員長 太 田 時 男  
プログラム委員長 笛 木 和 雄 ( 東京大学 )  
財務委員長 古 浜 庄 一 ( 武蔵工大 )
- 会議テーマ : 人類究極のエネルギーシステムの現状と見通し
- 技術セッション : ( 発表一般論文数 )
- (1) 電解による水素製造 ( 28 )
  - (2) 熱化学法による水素製造 ( 37 ) ( 91 )
  - (3) 革新的水素製造 ( 26 )
  - (4) 輸送・貯蔵 ( 25 )
  - (5) ビヒクルと水素燃焼 ( 29 )
  - (6) 化学的及び冶金学的応用 ( 11 )



(7) 全システム, 環境, 材料, その他 (27)

(8) 水素エネルギーの工業的側面 (25)

特別行事 : (1) パネルセッション 6月26日 午後

W. J. D. Escher, K. H. Weil, D. G. Brewer,  
D. P. Gregory (以上アメリカ)

V. S. Legasov (ソ連)

C. Marchelti (オーストリア)

小野 修一郎 (日本)

(2) パンケット 6月25日 夕

スピーカー 伏見康治 (日本学術会議会長, HESS前会長)

アトラクション 日本舞踊, 琴, その他

公表論文の分類 :

1. 総合講演 5件

1-1 熱化学法 G. de Beghi (伊)

1-2 水素経済 J. O'M Bockris (米)

1-3 水素エンジン W. D. Van Vorst (米)

1-4 水電解法 R. R. Reeves (米)

1-5 光電気化学法 K. Honda (日)

2. 一般論文 208篇 (第1次プログラムによる)

日本	68篇	サウジアラビア	2篇
アメリカ	47篇	バキスタン	2篇
イタリー	15篇	チリ	1篇
フランス	11篇	スウェーデン	1篇
インド	11篇	南アフリカ	1篇
西独	10篇	韓国	1篇
ソ連	9篇	アイルランド	1篇
英国	6篇	ポーランド	1篇
カナダ	4篇	メキシコ	1篇
ベルギー	3篇	ベネズエラ	1篇
ブラジル	3篇	ユーゴスラビア	1篇
オーストラリア	2篇	ノルウェー	1篇
オランダ	2篇	ザール	1篇
スイス	2篇		

以上 27ヶ国

会議の見どころ :

- (1) 電解法の進歩はアメリカを中心に目覚しいが、キポイントは何だろうか。
- (2) 熱化学法の成熟度。どこのサイクルがどの程度進んでいるか。G.Aサイクル、コーラトム・マーク 13などを注目。
- (3) 革新的水分解法はアイデアの段階のものから、工業化の検討を迫られているものまで多彩である。
- (4) 金属水素化物の応用の進歩。
- (5) 液体水素ジェット機のデモンストレーション飛行の予定。
- (6) 化学利用, 冶金利用, システムの焦点。
- (7) 比較的実用化が近いと目される工業的側面をまとめた8セッションは特に注目を要する。
- (8) ソ連は今回9篇の論文を提出する。
  - 科学アカデミー: 水素製造(触媒法), 製鉄における核利用, 熱化学法, 自動車
  - ワルチャトフ原子エネルギー研究所: 製鉄利用, プラズマ化学法  
原子力の応用から自動車にまで及んでいることに注目。

登 録 :

代金 41,000 円(一般参加者 5月 31日迄)

これに含まれるもの: レセプション, 自由参加, アブストラクト集, 会議論文集(2000 数百頁, 一般頒価 70,000 円以上), および, 国際水素エネルギー協会 1981年度分会費(雑誌 6 冊分を含む)。

登 録 切 :

当日  
ただし, 6月 1日以降の登録は 45,000 円になります。

事 務 局 :

本 部 〒240 横浜市保土ヶ谷区常盤台 156  
(論文などのお問合せ) 横浜国立大学工学部内  
045 (335) 1451 内線 2826, 2633

実行委員長  
秘書室 〒100 千代田区内幸町 2-2-1  
(登録のお問合せ) 日本プレスセンタービル

日本コンベンションサービス(株)内, 第3回世界水素エネルギー会議  
03 (508) 1211

- 資料の頒布 : (1) 最終プログラム(参加者無料)  
頒価 1,000 円(送料を含む)
- (2) アブストラクト集(参加者無料)  
頒価 4,000 円(送料を含む)
- (3) 会議論文集(参加者無料)  
Pergamon(Oxford)から発売されるが, 70,000~100,000 円  
と推定される。本会議事務局では発売しない。
- (4) 会議ポスター(英, 和)と第1次プログラムは送料(140 円)のみ  
で無料で差し上げられます。
- 何れも, 実行委員長秘書室(前記)へお申込み下さい。

---

本冊子巻末に参加申し込み用紙がとじ込まれていますので御利用下さい。