

■ 解 説 ■

日本における石炭利用の問題点

The Prospect of Coal Utilization in Japan



佐野 寛*

Hiroshi Sano

1. 旧石炭システムと新石炭システム

エネルギー資源の窮迫から、石炭の採用の機運が高まっている。しかし石炭の復活という単純な図式は社会や産業が受け入れられなくなってしまっており、大巾に新しい型式の石炭システムが要求されている。新石炭システムは、ガス化・液化のような燃料の変成から採掘法や輸送法の変革に到る広般なものを含んでおり、旧石炭システムの延長によつての理解をはるかに越えるような発展が多い。それはエネルギーの大規模使用の柱として指定された資源の宿命であるきびしい低公害化への要求、生産費の削減や輸送・貯蔵性の改善などが突きつけられているからである。また資源量についても石油よりは豊かであるとは云うものの、可採量は石油の数倍に過ぎないのであまり浪費的な公害防止や液化なども許されず、やはり省エネルギー的な技術が新石炭システムの条件として課されている。

2. 石炭の資源

日本の国産炭資源は、可採量(R)として約10億tであり年産量(P)2千万tで割ると寿命(R/P)は約50年とかなり長いように見える。しかし日本の全エネルギー消費(P_E)を石炭でまかなえば R/P_E は僅か3年であり、増産よりも温存をはかるべき資源である。従つて主力は輸入炭を中心に考えよう。

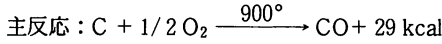
世界の石炭究極埋蔵量は10兆tといわれ、石油の約20倍と巨大である。しかし採掘条件がきびしいため、確認可採量は約5千億t(石油の約3倍)と急激に少なくなつて楽観できない。1980年現在の年産量で割ると $R/P \div 160$ 年で21世紀も安泰であるのかのように見

える。しかし石炭による石油・天然ガス代替(ガス化・液化)を進めて行くと寿命は急に短縮する。もし1980年の全エネルギー消費を石炭に負担させるとすれば、 $R/P_E \div 40$ 年しかないことになり、決して豊かな資源とは云えない。つまり、現在の石炭豊富説は石炭の採掘し難さや輸送性困難、燃料としての使い難さなどの障害によつて保護されている結果である。

新石炭システムにおける石炭資源の拡大には次の三つの例があげられよう。

- (1) 劣質炭の利用。一般炭は利用の便および輸送経済のため精練して6000~7000 kcal/kgとして出荷する。その際に落されたスラッジ炭(>2000 kcal/kg)は、流動層燃焼によれば燃料として使用できる。また採掘時のボタ(炭質頁岩, >1000 kcal/kg)もセメント原料として石炭の代替にすることができる。いずれも産炭地付近に限定され、日本では大規模に期待できない。
- (2) 褐炭・石炭の約1/4の資源量がある。水分30~65%を含み、蒸発熱損が大きく燃料として低価値であり乾燥自然発火の危険もあり輸送・貯蔵困難で日本にとって無用の炭種であった。その後、 $260^\circ \pm 20^\circ$ に加圧加熱することで半分以上の水を非蒸発離水に成功し脱水所要熱を半減できたので資源化の望みができた。日本へ輸入するには脱水後ブリケット化・COM化・液化など加工の必要があるが成功は前処理プロセス省エネ化の度合にかかっている。
- (3) 地下ガス化。採掘困難な深坑(>1000 m)、急斜坑、低品位炭などに空気・酸素・水蒸気など吹込み不完全燃焼させ、発生炉ガス類似物を取り出す。

* 大阪工業技術試験所第5部燃焼化学研究室室長
〒563 池田市緑ヶ丘1-8-31



可採量は約3倍に拡大される(図-1)と推定される。反応層温度維持が優先するため採取ガスの質はあまり良くない。低calガスは地元発電用に、高calガスはSNG合成や化学原料用になる。資源化される対象は巨大だが地層中へ大量の熱を失うため、ガス化の採取エネルギーロスは半分くらいになるものと見られる。地下ガス化は本質的に産炭国利用向きであるが、高品位ガスがとれてメタノール化に成功した場合には輸送困難性が解消するので日本に貢献することができる。

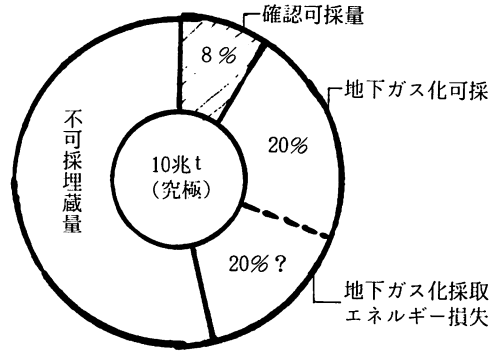


図-1 地下ガス化による石炭資源の拡大

3. 石炭の直接燃焼

石炭のような固体燃料では燃焼性が悪いので旧石炭システムにおいては一貫して微粉化による均一化が進められてきた。(図-2)

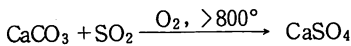
手焚→ストーカ燃焼→微粉炭燃焼

しかし燃焼性の改善以外に石炭では公害性が高いためその対策費が大きく発電設備費で言えば石油火力：石炭火力 = 1 : 1.7 くらいになる。高コスト化の原因は次の五つに要約される。

- (1) コールセンター、荷役負担
- (2) SO_x対策(排煙脱硫)
- (3) NO_x対策(二段燃焼, 排煙脱硝)
- (4) ばいじん対策(電気集じん)
- (5) 残灰処理(埋立地など)

就中、(1)(5)は経済問題というより立地条件であって石炭転換のネックとなる点である。石炭利用の御三家とされる鉄鋼・電力・セメントはいずれもが残灰処理に強味を持つ産業であることが注目される。新しい石炭燃焼システムは次のような特長を持っている。

流動層燃焼。 微粉炭燃焼よりも粗粉(3mm前後)を使用し石灰石を流動媒とすると、長い燃焼滞在時間が得られて炉内排煙脱が進み



有効なSO_x対策となる。また燃料NO_x発生も強力な2段燃焼による抑止が可能になる。

粉炭の磁力選別。 石炭中の硫黄分の約半分は硫化鉄鉱(FeS₂)である。石炭の構成粒子がばらばらになった粒度において磁力選別を行えば、FeS₂を排除することにより50%程度の脱硫効果が可能である。

COM燃焼。 石炭と重油の重量比1:1(カロリー比4:

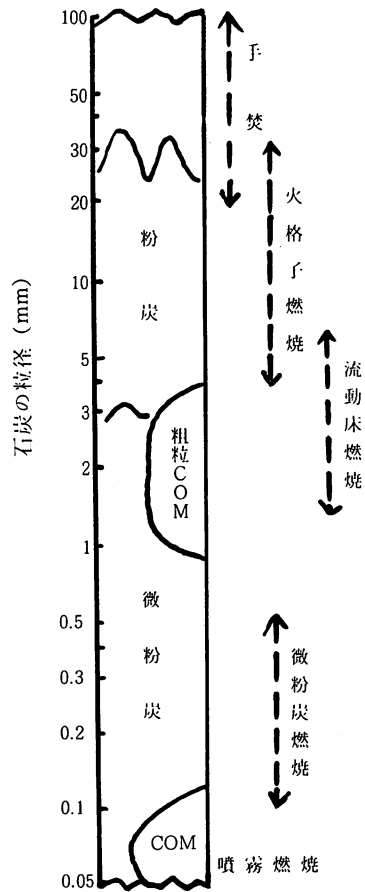


図-2 石炭粒径と適応燃焼法

6)の混焼であるが、重油節減以外に石炭の流体化手段として評価される。公害対策としては全く評価されていなかったが、最近、油膜を伴った炭粒燃焼では油燃焼が先行して起るため局部的な2段燃焼効果が得ら

れNO_x低減に役立つことが発見された。

アグロメレーション、少量の油を炭粉にぬりつけることにより団塊化・脱灰する技術は、低品位炭や高硫炭のグレードアップに役立ち、SO_x低減・残灰減少などの点でも燃焼利用の低コスト化に貢献する。

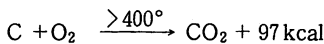
石炭旧システムの代表である微粉炭燃焼法は、粉砕機・排煙脱硫・排煙脱硝など諸設備を前後に伴うので大規模用に限られる。これに対し流動層燃焼などは小型化のホープと見られるが、公害防止関係設備はあまり縮少できないので石炭の直接燃焼がA重油なみに用いられる望みはあまりないといっている。

残灰は原炭の10～20%発生するので公害問題がなくても石炭直接燃焼は埋立を前提とした海岸・海上立地に限定されてしまう。そこで石炭の変成(脱灰、液化、ガス化)が求められることになる。

4. 石炭のガス化

乾留。もっとも古典的なガス化は石炭の乾留による石炭ガスの採取である。これは基本的に石炭の熱分解による側鎖部分のガス化(図-3)であって、石炭の主体は残炭(コークス)化して残るからガス化得率はいろいろ条件を変えても1/4以上にはならない。(図-4)ただし熱分解生成ガスは収量は少いがCH₄、C₂H₄、C₂H₆、……など炭化水素が主成分であるため4500 kcal～15000 kcal/Nm³の中ないし高カロリーガスが得られるので市販性があり、捨て難いものである。

低カロリーガス化。ガス化収率を上げるには石炭の本体である残炭部分の酸化崩壊が不可欠である。古くから噴流式(コバーストチェック法)、流動床式(ウインクラーク法)、固定床式(ルルギ法)などが微粉炭～塊炭などにそれぞれ用いられてきたが、いずれも燃焼反応による発熱



によって次の吸熱ガス化反応

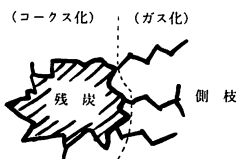
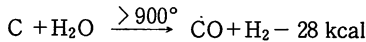
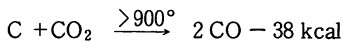
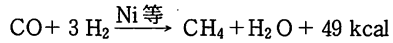


図-3 石炭の熱分解

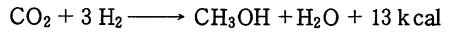
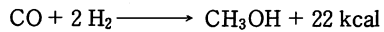
を促進するものである。生成する水素(2580 kcal/Nm³)や一酸化炭素(3000 kcal/Nm³)が低発熱量ガスであるため得られるガスは低カロリーガスに限定され、特に発熱反応を空気による場合はN₂で希釈されるため1000 kcal/Nm³の低カロリーになることも多い。輸送性が極端に悪い用途が生産現地での発電などに限定される。しかもガス脱硫など精製を要求されればその顕熱を失うため、石炭エネルギーのガスへの移し替えには大きなエネルギーロスが伴う。

高カロリーガス化。新石炭システムの一つの看板であるSNG(合成天然ガス)製造であって、上記H₂・CO(またはCO₂)混合ガスのメタン転化による高カロリー化(約10,000 kcal/Nm³)である。上記の合成原料ガスを脱硫精製したのち次の触媒反応



を行い得られたメタンをパイプラインで輸送販売する。

合成ガスの保持エネルギーの約1/5が反応熱として失われるのであまり省エネ的ではない。装置小型化の問題が処理できれば合成ガスのメタノール化



が省エネの見地から強い競争相手となろう。

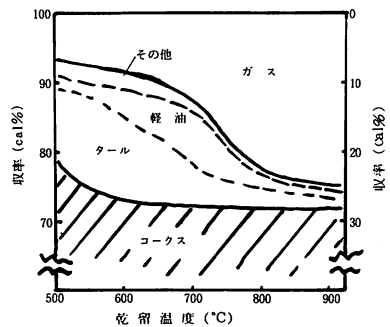


図-4 乾留温度による生成物収量変化

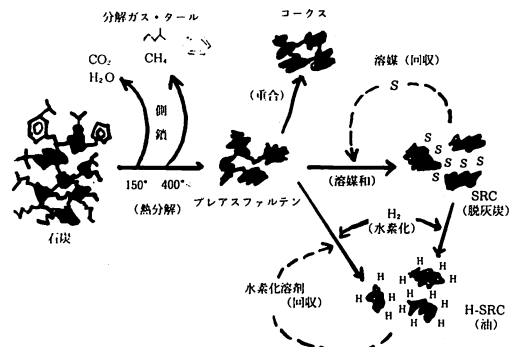


図-5 石炭の分解の諸過程モデル

石炭のガス化は本質的に産炭地技術であって、日本のような国においては発展に限界がある。

5. 石炭の液化

石炭による石油代替としては液化が本命と見なされる。流体化（可溶化・可融化も含む）と無公害化（脱灰・脱硫・脱Nなど）とが達成できることが望ましいが実際には部分的にしか成功していない。

古典的な石炭乾留タール製造も液化の一種であるが先に図-4に示したように収量があまりにも低い。

芳香族溶剤（トルエン、タール等）で石炭を抽出すると20～40%の収率で脱灰炭（可融固体、SRC-O）が得られるがそれ以上石炭の本体を崩すには水素化を伴った熱分解攻撃をかけるしかない。図-5に石炭のいろいろな分解過程の概念図を示す。これにより、石炭の乾留・石炭ガス発生・コークス化・溶剤抽出・水素化抽出（直接液化）などを一連のものとして理解できる。溶媒抽出炭（SRC-O）と水素化溶媒抽出炭（H-SRC）との境界は厳格なものではなく、特に水素化能を持つ溶媒（例：テトラリン）を使用した場合には両者の区別は無意味なものとなる。添加率6%までは水素代を進めるほど製品H-SRCの軽質化は進み液状油の得率も増大する（図-6）が、水素コストも急増する。水素添加率1重量%が、水素エネルギー添加率約2.3%に相当するのでH-Coal法のように水素多消費型になると残渣炭以外の水素源が欲しくなくなる。また深い水添は分解ガス化を併発するため、最近では図-7のようにならざるに水素圧を下げた石炭骨格分解を最少限にした液化を狙うようになっている。

水素化分解はCo・Mo系の重油脱硫触媒がもっとも有効である（H-Coal法、EDS法）が、被毒や触媒回収問題があるため劣質使い捨て触媒として石炭灰成分の硫化鉄鉱FeS₂を利用するSRC-I法、SRC-II法などが推進されている。

液化残渣炭、石灰分の多い炭、高灰分低品位炭はH-SRCタイプの液化には適応せず、エネルギーロスを承知で合成ガス経由の間接液化法を選択せざるを得ない。

多少の不確定性も込めて各種の液化法での石炭からのエネルギー回収率を図-8に比較した。古典的な方法が少量のクリーン・軽質燃料を旨とするのに対し新石炭システムでは重質でも高収量を狙っている傾向が明らかである。原炭（最重質）では収量100%であるから収量の高いことだけでは評価に値しない。どの程度の質の向上が得られ、しかも収量が確保できたかが問

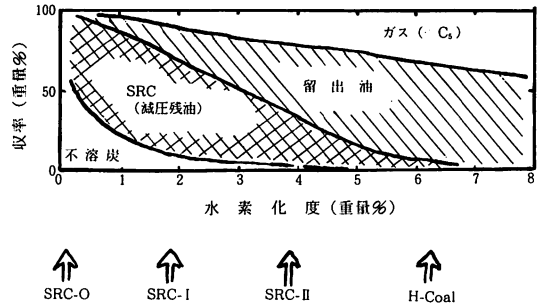


図-6 石炭液化技術の位置付け (志鷹, 燃協誌 57 961 より)

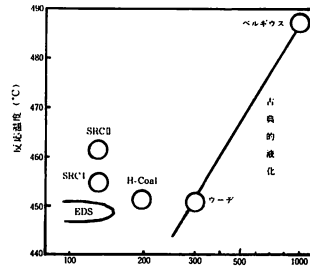


図-7 石炭液化の反応条件

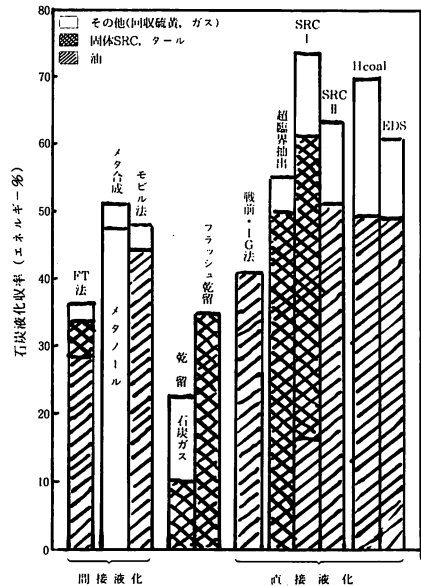


図-8 各種の石炭液化法のエネルギー収率

題になる。

質としては、最大の使用上のネックである残渣処理を解決するべく脱灰が第1に要求される。次に流体化（少くとも可融化）。この二者が達成できればSRC-O（抽出炭）の標準的な成分（N分1.5%、硫黄分0.5%、酸素分4%）は好ましくはないが燃焼側の負担で対処するとして容認せざるを得ないであろう。つまりSRC-Oが石油における超重質油（アスファルト）とほぼ同

格の扱いと考えると、これを直接燃焼使用できない場合必要に応じて重質油分解によるアップグレーディング(3~4割高となる)にかければよいことになる。最初から留出油回収を狙うSRC-IIでは灰分や残炭分はなくなるがN分がなお1~0.3%残る異常な軽油であり一般使用には石油精製業の手をわずらわさねばならないであろう。

収率としては、先にのべたように石炭可採量が石油に比べて画期的に大きいわけではないので、古典的液化例えばFT油のように1/3ほどの収量では石油資源なみの量になってしまい、資源拡大のきめ手にはならなくなる。新石炭システムの液化がいずれも2/3以上の収率を目標としているのは資源評価からの必然的帰結である。

6. 価格評価

石炭の新システムに、燃料の変成が大きな評価を占めている第1の理由は石炭の輸送・貯蔵性の困難さがある。輸入炭についてその価格動向を見れば各移動段階における価格上昇の激しさが目立つ。平均価格比は
産地コスト→産地炭→積出港炭→日本着

0.25~0.4 : 0.4 : 0.7 : 1

となり石油の場合、産地原油→積出港FOB→日本着でそれぞれ約7%くらいしか価格が上らないのと対照的である。

石炭の液化は一般に高価に付くと云われるが各移動段階で大きく価格が変動することと組合わせてその成立の存否を見直す必要がある。今、石炭の産地炭/積出港/日本着価格を前述のように0.4/0.7/1とし、液体燃料の産地/積出港/日本着価格を7%刻みで0.87/0.93/1とすると図-9の左端に示すような価格比になる。なお日本着の石炭と原油の価格は常に激しく変動しているがその価格比は割合に一定で石炭がカロリーあたり約40%価格となっている。しかしこの一年間、各種のエネルギー資源価格(LPG, ナフサ, LNG)が原油CIFにエネルギー等価に近づく傾向線が明瞭に見られる(化学工業日報1971, 4, 27)ので石炭にも早晩その影響が及ぶものと考えられるから、予測用としては石炭カロリーを原油カロリーの半額と見つめておく。油種格差については、重質油を原油の一割安、クリーン軽油を原油の2割高(したがって重質油分解コストアップ許容巾は約3割)としておく。

国内需要サイドから評価としては、代表的な液化物としてSRC-IIは残渣油が除かれているが高N分であ

ることを考慮して原油より少し高値に、固形可融の抽出炭SRC-Oは超重質油と等価に、メタノールはクリーン軽油と等価にそれぞれ評価してよからう。さらに積出港・産地価格も各7%引きで評定できる。SRC-Oは固液可変物なので暫定的に固体輸送費の半額を想定しておく。

一方、液化コストは生産技術の進歩に伴う変動性の値であるが、もとの炭価基準でSRC-Oで2倍、SRC-IIで2.4倍、メタノール化で3.5倍とすると、図-9の右方にそれぞれ供給サイドの積上げ価格(比)が得られる。山元に高度技術を要するプラントを建設するリスクなどは一応無視する。

これによると日本着の石炭ではいずれの液化も需給両価格の出合いは重なり大巾赤字となり、国内液化の成立余地はない。なお、国産炭は常に輸入炭平均の1.5倍高価であるからさらに無理である。

外地液化では、積出港立地でSRC系がようやく差益を生じ、産地立地ではいずれもが成立できることになる。したがって石炭液化は、石炭の輸送・貯蔵性のデメリットを足場にして初めて成立を期待できるシステム、と云えよう。

燃料の使用負担度は価格のみではきまらない。燃焼管理のし易さ、供給性(安定性・輸送貯蔵性による)、公害性などが考慮されなければならない。図-10に各種石炭系燃料の使用負担度を定性的に表示するレーダチャートを示した。原炭が安価であるのに使用が一般化しないのは管理性・公害性負担度が大きいからに他ならない。SRC-OではNO_x負担の他に固化するため

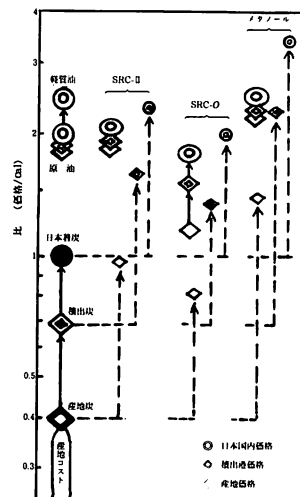


図-9 消費サイド・供給サイドからの液化製品価格の出合い

の輸送貯蔵問題があり、SRC-IIでもスラッジ析出問題がある。低公害燃料の代表メタノールでは高価がネックになる。ガス化は時間・空間的な硬直性が(特に産炭地に遠い日本では) 障害となる。

こうしたそれぞれの燃料種における特性的なネックを把握して、これに対処できる条件を見出せる産業(例えば残灰に対するセメント工業) は一般利用よりもはるかに有利な立場で石炭を使用できることになる。

7. おわりに

石炭の利用はその変成をも含めて多くの選択肢を旨く利用することにポイントがある。安価で高負担度(脱硫・脱硝・残灰処理等) な燃料から高価でクリーンな燃料に到る多くの燃料を併産する宿命を新石炭システムは負っているので、需要側がこれに対して適応して行く行動をとらねばならない。

粗悪燃料に耐えられる需要部門から順次に価格体系による調節をも含めて、高価で容易に使え燃料需要へと社会的なカスケード配分利用を志向(図-11)して行くことがトータルシステムとしての石炭利用の最小コストをもたらす道であろう。

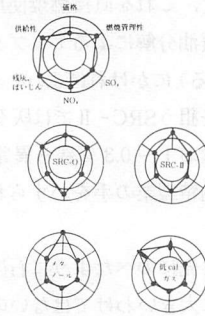


図-10 燃料の使用負担度(5段階評定式)

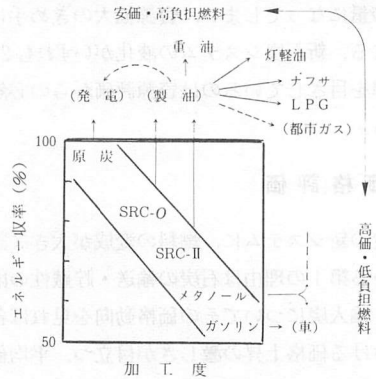


図-11 燃料のカスケード利用概念図

