Technical Paper

Economic Analysis in Coal Liquefaction Plant (Ⅱ) — Introduction of Natural Gas —

Tsutomu TAKAGI *¹, Shinichi SHIMIZU *¹, and Teizaburo YAWATA *²

(Received May 10, 2002)

石炭液化プラントの経済性(Ⅱ) — 天然ガスの導入 — 高木 勉*¹, 清水慎一*¹, 矢幡悌三郎*²

In the previous study, it was presumed that the coal liquefaction plant was located in the coal production area and the natural gas was not available. Furthermore, the steam reforming of the off-gas produced from the plant, and the gasification of raw coal and residue were selected as the hydrogen production process. The capital cost and production cost were reduced by introducing the steam reforming of off-gas along with the gasification of raw coal and residue, and were minimized at the boiler turbine generator (BTG) in comparison with the integrated coal gasification combined cycle (IGCC).

In this study, natural gas is available and the combined cycle generator (CCG) in the power plant is added for power generation. By using Linear Programming (LP) technique, the production costs of hydrogen and power were minimized in the combination of these production processes for the coal liquefaction plant.

As a result of this LP study, the capital cost and production cost were reduced by introducing the steam reforming of natural gas and off-gas along with the gasification of raw coal and residue. They were minimized at BTG in comparison with IGCC. The production of hydrogen by the steam reforming of natural gas reduced the production cost, in which the residue is used for the power generation. On the other hand, the low consumption and the low capital cost were expected in the case of CCG, but the production costs of steam-power and hydrogen depended on the price of natural gas.

Key Words

Coal liquefaction, Gasification, Steam reforming, Natural gas, BTG, IGCC, CCG, Linear programming techniques

1. 緒 言

石炭液化プラント¹⁾に供給する水素、電力・スチームは設備面、原料面および燃料面でプロセスの選択肢が多い上、設備費の全建設費に占める割合が大きく、経済性に与える影響は大きい。従って、水素製造設備や発電設備および燃料の選定は、経済性を考える上で重要な要素となる²⁾³⁾。前報⁴⁾において、水素製造設備および発電設備の構成を最適化するため、線形計画法(LP: Linear Programming)を用いて複数のオプション(設備、原料・燃料種)に対してシステム全体のモデル化を行った。

本報では、石炭液化プラントのエネルギー供給システムに、天然ガスを導入した場合について検討した。水素製造は、残渣と石炭のガス化並びに液化設備から副生するオフガスと天然ガスのスチームリフォーミング(以下、水蒸気改質)で、また電力・スチーム製造はボイラー/タービン発電(以下、BTG)、ガス化複合発電(以下、IGCC)そしてコンバインドサイクル発電(以下、CCG)で行うケースについて、それぞれの設備構成を検討した。

* 1 System Engineering Dept./ Process Dept., Chiyoda Corporation, 2-12-1 Tsurumichuo, Tsurumi-ku, Yokohama-shi, Kanagawa 230-8601, Japan

* 2 Technical Development Dept., Center for Coal Utilization, 24 Daikyo-cho, Shinjuku-ku, Tokyo 160-0015, Japan

* 1 千代田化工建設株式会社 システム設計部/HSEGv.
〒230-8601 横浜市鶴見区鶴見中央2-12-1

* 2 財団法人 石炭利用総合センター 技術開発部
〒160-0015 東京都新宿区大京町24 住友外苑ビル7F

2. 検討手法

石炭液化プラントに供給される原料（原料石炭、天然ガス、水素、電力など）の範囲内で、経済性が得られるシステムについて線形計画法による分析を行う。LPモデルとして定式化するための決定変数は、水素消費量と電力消費量である。水素製造と電力・スチーム製造プロセスの選定により、石炭液化プロセスの最適化システムを構築した。

3. 前提条件

3.1 プロセス条件

(1) 石炭液化プラントの規模

原料炭処理量：5,000t/d（乾燥炭基準）

(2) 地理的位置

建設予定地は海外産炭地で、また工業用水の供給可能な地域を想定した。

(3) 石炭および液化残渣の元素分析値、並びに発熱量^{5) 6)}を

Table 1 にまとめた。なお、残渣中の灰分には触媒も含まれる。

Table 1 Analyses of coal and residue

Ultimate analysis	Coal (wt%-daf coal)	Residue (wt%-dry)
C	76.3	46.2
H	4.7	2.5
N	0.9	0.6
S	0.7	2.3
O	12.1	15.5
Ash	5.3	32.9
Total	100.0	100.0
Heating value		
HHV	7,040 kcal/kg	5,464 kcal/kg
LHV	6,792 kcal/kg	5,327 kcal/kg

(4) 石炭液化プラントから副生するオフガスは、メタンおよびエタンが主成分であり、石炭液化プラント内の燃料として利用する。さらに余剰分は、水蒸気改質法による水素製造の原料に利用する。

(5) 製品液化油の収量

5,000t/d 石炭液化プラントによる液化製品の収量を Table 2 に示す。

(6) 天然ガス組成を Table 3 に示す。

(7) 電力・スチーム供給設備性能

Table 2 Yields of liquefaction products

Products	t/d	bbl/d
Off-gas	396	—
C ₃	198	2,465
C ₄	283	3,032
Naphtha	462	3,875
BTX/Phenol	354	2,560
Diesel oil	1,463	10,224
Residue	1,580	—
Total	4,736	—

BTG 設備、IGCC 設備および CCG 設備の性能は、低位発熱量（以下、LHV）基準で以下の通りとした。

— BTG 設備

単独設置時の送電端効率：31% @LHV

— IGCC 設備

単独設置時の送電端効率：34% @LHV

— CCG 設備

単独設置時の送電端効率：52% @LHV

Table 3 Composition of natural gas

Composition	mol%
CH ₄	94.3
C ₂ H ₆	2.7
C ₃ ~ C ₇	1.5
Others	1.5
Total	100.0
Heating value (kcal/Nm ³ @LHV)	9,740

3.2 経済指標

本検討で用いた石炭、残渣等の価格および経済指標を、以下のように設定した。

(1) 燃料費

石炭の単価は、海外立地を想定して、産炭地価格を使用した。また残渣およびオフガスは、石炭液化プラント内消費として以下のように設定した。経済性評価では、残渣やオフガスは所内で発生するため、それらの購入価格はゼロとする見方もあるが、本報では、残渣は外部から導入する石炭補填物として評価し、価格を設定した。またオフガスも同様の考えで、天然ガス価格との関連で設定した。天然ガスは産炭地での入手を想定し、現行の価格⁷⁾を考慮して設定した。

① 石炭：1,446 円/t（産炭地での価格を想定）

② 石炭液化プラントからの残渣

：1,122 円/t^{脚注 1)}

③ 石炭液化プラントからのオフガス

：54 円/MMBTU^{脚注 2)}

④ 天然ガス

：12 円/Nm³

(2) 工業用水費

① 工水単価

：26 円/m³

(3) 運転費

運転費には燃料費、工業用水費、触媒費、修理費/保険費/諸雑費（建設費の 4%）および人件費を含む。

(4) 建設費

日本臨海地区をベースに積算し、これにロケーションファクター^{3) 8)}を適用して、海外産炭地立地の建設費を算出した。

脚注 1) 石炭と液化残渣の発熱量の比より算出。

脚注 2) 発熱量ベースで石炭と同じとする。

Table 4 Financial elements

Elements	
Return on investment	12%(Before tax)
Corporate income tax	35%
Residual value	10%
Depreciation method	
Depreciation	10 years
Method	Straight line method
Operating period	20 years
Operation days for the first year	330 days/yr
	80% of operation days

(5)投資回収費

投資額（建設費）に対して年間 21.1% を回収するものとした。投資回収費の割合は Table 4 の財務条件（運転年数、償却費など）に基づいて割り出したもので、年間の所要投資回収費が投資額の 21.1% に相当する。

4. 設備構成

4.1 対象設備

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）によって開発された石炭液化プロセス（NEDOL プロセス）に、水素製造設備と発電・スチーム供給設備を含めた設備構成とする。水素製造および発電・スチーム供給には、以下の設備群の組み合わせを想定した。

①水素製造：水蒸気改質設備

石炭・残渣ガス化設備

②発電・スチーム製造：BTG 設備

IGCC 設備

CCG 設備

石炭液化に必要な水素は、BTG または IGCC との組み合わせにおいても、副生するオフガスのみでは不足し、天然ガスの供給が必要になる。その場合、水素製造は、天然ガスの水蒸気改質と石炭・残渣ガス化を組み合わせた設備構成も選択肢の一つになる。

4.2 設備構成

BTG, IGCC および CCG で、天然ガスを使用する場合としない場合について検討する。特に、BTG および IGCC で天然ガスを使用する場合は、オフガスと合わせて水素製造に使用する。天然ガスを使用しない場合、残渣を水素源にする場合（この場合、オフガスは発電に利用する）と、発電に使用する場合（この場合、オフガスは水素製造に利用する）について検討する。Table 5 に、設備の組み合わせの検討ケースを示した。

(1)BTG (A), IGCC (B) の場合

A-1, B-1：オフガスを発電に使い、不足分は残渣の一部でまかなう。水素は残渣の残りとし炭のガス化で製造する。

A-2, B-2：天然ガスとオフガスを合わせて水素製造に使い、発電には残渣を使う。

A-3, B-3：残渣を発電に使い、不足分は石炭で補う。水素製造にはオフガスを使い、不足分は石炭で補う。

(2)CCG 設備の場合

C-1：水素は残渣と石炭のガス化で製造する。発電にはオフガスと天然ガスを使用する。

C-2：水素製造および発電に、天然ガスとオフガスを使い、石炭および残渣は使わない。

C-3：オフガスと残渣は水素製造に使い、不足分は天然ガスで補う。発電には天然ガスを使用する。

5. 検討結果及び考察

5.1 燃料消費量からの検討

(1)石炭液化プラント全体では、Fig.1 に示すように、発電設備にかかわらず、オフガスまたは天然ガスを水素源に使用した場合、燃料消費量が少なくなる。これは、石炭・残渣のガス化には酸素が必要であり、酸素製造設備の電力消費が多いことに起因している。また、CCG（天然ガス使用）を採用した場合、残渣を石炭液化プラント内で消費するケース（C-3）が有望である。

Table 5 List of case studies

Cases	BTG			IGCC			CCG		
	A-1	A-2	A-3	B-1	B-2	B-3	C-1	C-2	C-3
Hydrogen									
Gasification									
Coal	○		○	○		○	○		
Residue	○			○			○		○
Steam reforming									
Natural gas		○			○			○	○
Off-gas		○	○		○	○		○	○
Power・steam									
Coal			○			○			
Residue	○	○	○	○	○	○			
Natural gas							○	○	○
Off-gas	○			○			○		
NOTE) Residue is loaded out of battery limit.									
		○			○			○	

(2)電力・スチーム供給設備の燃料消費量は、Fig. 2 に示すように BTG や IGCC よりも効率の高い CCG が少ない。

(3)発電に天然ガスと CCG を使用した場合、水素製造は水蒸気改質/ガス化併用よりも水蒸気改質単独で製造するケース (C-2) が優位となる。この場合、燃料バランス上残渣は使わないので石炭液化プラント外での処理が必要になり、石炭液化プラント内での消費を前提にするとこのケースは除外される。一方、天然ガスを導入しないケースでは、前報⁴⁾で述べたように、水素製造にオフガスの水蒸気改質と残渣のガス化を採用し、不足分を石炭のガス化で補うケース (A-3 または B-3) が選ばれる。

Fig. 1 Fuel consumption in coal liquefaction plant

Fig. 2 Fuel consumption for power-steam production units

5.2 建設費および製造費からの検討

Fig. 3 に、各ケースにおける水素製造法と水素製造に要する費用 (製造費) との関係を示した。

(1)BTG で天然ガスを利用するケース (A-2) が優位である。天然ガスを導入しないケースでは、石炭と残渣のガス化により水素を製造するケース (A-3) が有望である。発電に BTG を採用した場合、製造費はケース (A-2) とケース (A-3) は同じであるが、ケース (A-2) は残渣の石炭液化プラント外での処理が必要となり、このケースは除外される。

CCG の場合、ケース (C-2) の製造費は BTG や IGCC と同等であった。これは、ガス化設備が無いので建設費が軽減できたことによる。天然ガスの購入価格が経済性を左右し、安価であれば CCG の採用が有利になる。

(2)Fig. 4 に、建設費を示す。石炭と残渣のガス化設備は高価であるため、水蒸気改質の割合を多くすることで建設費は軽減される。水素製造の能力を 180mmscfd とした場合、残渣に

Fig. 3 Production costs of hydrogen and power-steam production units

Fig. 4 Capital costs of hydrogen and power-steam production units

よるガス化の建設費は水蒸気改質の約 2～3 倍高いものになる。天然ガスを導入し、CCG を採用する方が、建設費や電力消費量を低減でき優位であることがわかる。しかし、石炭液化プラント内で副生する残渣やオフガスを燃料として使用する場合は、BTG あるいは IGCC が選ばれる。

(3)CCG の選択は、天然ガスの価格によるところが大きい。Fig. 5 に、天然ガス価格と製造費の関係 (C-3 の場合) を示した。残渣の需要が石炭液化プラント外にある場合は、天然ガスを導入した方が優位である。その場合、天然ガスの価格が他の燃料費 (石炭^{脚注3)}よりも高い場合は利点が少ない。天然ガスの価格⁷⁾が 8～9 円/Nm³ 程度で入手可能であれば、BTG あるいは IGCC と競合する。

Fig. 5 Relationship between hydrogen/power production cost and natural gas price (Case: C-3)

脚注 3) 産炭地でも内陸山元か沿岸地区かで石炭の価格が変動するが、ここでは内陸山元を想定した。ただし、産炭地によって石炭価格および競合する天然ガス価格は変わる。

5.3 残渣およびオフガスの利用について

Figs. 6, 7, 8 および 9 に、燃料収支を示した。石炭液化プラントの燃料に、残渣およびオフガスを使用しても、所定の水素あるいは電力を補うためには、液化以外に約 2,800t/d (B-3) ~ 3,000 t/d (A-3) の石炭が必要になる。オフガスを発電に使用 (A-1 と B-1) するよりも水素源に使用したケース (A-3) とケース (B-3) の方が、燃料消費は抑えられる。一方、CCG に天然ガスを使用し、オフガスも併用すると、水素製造のためのガス化 (C-1 : 残渣を全量使用) に約 2,100t/d の石炭が必要

要になるが、オフガスを水蒸気改質して水素源にすると (C-3), 石炭使用量は液化用の 5,000t/d だけとなる。天然ガスを導入した場合でも、オフガスを水素源にしたケース (C-3) の方が、発電に使用したケース (C-1) よりも燃料消費が抑えられる。従って、水素製造にはオフガスを水蒸気改質した方が有利である。

天然ガスを導入し、電力に CCG を採用した場合の燃料バランスの最適化を行うと、残渣が余剰となる。石炭液化プラント外での需要 (周辺産業) がない限り処理が必要となり、こ

(): Heat capacity, MMkcal/hr

Fig. 6 Fuel balance in CCG case (C-1)

(): Heat capacity, MMkcal/hr

Fig. 7 Fuel balance in BTG case(A-3)

Fig. 8 Fuel balance in IGCC case (B-3)

Fig. 9 Fuel balance in CCG case (C-3)

のケースの採用可能性は小さい。

6. まとめ

石炭液化プロセスの経済性向上に関する検討で、水素、電力供給設備の経済的な最適システムの構築を行った。石炭処理量 5,000t/d の石炭液化プラントに天然ガスを使用した場合、水素製造に水蒸気改質法と液化残渣および石炭のガス化法を採用し、発電には CCG, BTG および IGCC を採用した場合の結果を要約すると、以下ようになる。

(1)水素製造では、オフガスの水蒸気改質法と、残渣のガス

化法（不足分は石炭のガス化）の組合せが建設費を抑えた。

(2)天然ガスを使用した場合、BTG を利用したケース (A-2) の製造原価が安くなった。この場合、発電は残渣だけで対応できた。

(3)残渣を石炭液化プラント内で消費する条件では、IGCC より BTG が優位であった（前報⁴⁾ 参照）。

一方、残渣の需要が石炭液化プラント外にある場合は、天然ガスの価格が石炭液化プロセスの経済性に大きく影響する。価格が高い場合は、CCG による安価な電力を相殺することになる。

Fig. 10 Block flow sheet of coal liquefaction plant with the use of natural gas and coal gasification to liquid fuel

本報では1炭種の液化に限定したが、今後反応条件や炭種の影響に関する検討が必要である。また、水の電気分解による水素製造や Fig.10⁹⁾ に示すように間接液化(石炭ガス化)などを含めたガス化併合型システムの最適化も対象になる。天然ガスの導入も含めた石炭の総合的な利用の視点に立ったシステムの検討が必要であろう。

謝 辞

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の石炭液化技術開発研究の一貫として、石炭利用総合センター(CCUJ)の委託研究を受けて実施したもので、発表を許可して頂いた関係各位に感謝の意を表します。

文 献: References

- 1) 日本コールオイル(株), 石炭液化パイロットプラント(瀝青炭 150t/日)(Nov. 1993)

- 2) 高木 勉, 並木泰樹, 上田 成, 小林正俊, 化学工学会 富山大会 (July 1998)
- 3) 日本コールオイル(株), 石炭液化技術の開発 商業化への掛け橋 (March 2000)
- 4) 高木 勉, 中村僚司, 清水慎一, 矢幡悌三郎, 日エネ誌, 81(9), 845 (2002)
- 5) 石炭液化 PSU 研究センター, 1t/d PSU による神華炭液化試験結果 (May 1999)
- 6) 石炭液化 PSU 研究センター, 神華炭液化事業に係わる経済性評価報告書 (March 1998)
- 7) 1998 PEP(SRI REPORT) YEAR BOOK
- 8) 日本エネルギー経済研究所/日本コールオイル(株), エネルギー価格見通しと建設ロケーション・ファクター (March 1999)
- 9) 千代田化工建設(株), 神華炭液化の経済性向上に関する技術調査 (March 2001)