石炭地下ガス化による CO₂ 地中固定*島田 莊平¹ 小出 仁¹ 山崎 謙一¹Geological CO₂ Storage by Underground Coal Gasificationby Sohei SHIMADA^a, Hitoshi KOIDE^b and Ken-ichi YAMAZAKI^c

a. Associate Prof., Dr, Graduate School of Frontier Sciences, The University of Tokyo

(Corresponding author E-mail: s-shimada@k.u-tokyo.ac.jp)

b. Visiting Prof., Research Institute for Science and Engineering, Waseda University

c. (late) President, Coal Resources and Mining Engineering Co., Ltd.

Coal is generally used as solid fuel on the surface after open cut mining or underground mining. However, the coal seam mined economically is limited by the geological and technological conditions. In situ method is a promising method, which enables the energy recovery from deep coal seam and under sea coal seam, usually being not economical by conventional mining methods. In "in situ" method the coal is usually converted to gaseous form underground (UCG: Underground Coal Gasification). One of the features of this method is the CO₂ storage in coal seam in parallel to the gas production.

There are two methods for UCG, combustion and non-combustion methods. The former is the conventional UCG realizing the coal gasification by supplying heat through the combustion of coal seam. The other one is non-combustion method using microbial decomposition and supercritical CO₂ extraction for gas production at temperatures of some 10 or 100 degrees Celsius. The CO₂-reducer methanogenic archaea are found in underground coal seams, in petroleum reservoirs and in saline aquifers in Japan. The underground bioreactors for CO₂-reduction and methanogenesis may be realized in deep coal measures or in underground hydrocarbon accumulations.

The former UCG is now booming up for the technology development in the world now towards commercialization. The latter UCG is the still in the R&D stage. This report summarizes the present state of arts of these two UCG methods pressing the gas production and CO₂ storage in coal seam.

KEY WORDS: Coal, Underground Gasification, Combustion, Non-Combustion, Geological CO₂ Storage, Methanogenesis

1. ま え が き

石炭はあまり偏在せずに世界各地に豊富に埋蔵され、比較的安価なエネルギー資源であり、産業革命の原動力であった。しかし、産業革命初期には利点であった固体化石燃料という特徴が、近代の技術体系ではむしろ取り扱い不便になり、さらには環境破壊の元凶とさえ看做されるようになってきている。しかし、中国やインドのような発展中の大国の主要エネルギー源が石炭であり、米国でも今後石炭への依存度はむしろ高まると予測される。環境への影響を最小に抑制しつつ、石炭を利用できるクリーン・コール・テクノロジー (CCT) 開発が喫緊の課題になっている。既に、日本の新鋭石炭火力発電所では、煤塵や SO_x や NO_x はほぼ完全に除去されているが、化石燃料中でも CO₂ 排出が最多であること

がなお残る難点である。世界的には、石炭採掘はコストの安い露天掘りを中心であるが、資源の有効利用の観点から、深部石炭を安全かつ低コストで開発する技術が求められる。千メートル超級の深部石炭は、現在は非可採石炭 (deep unmineable coal) として、エネルギー資源としての埋蔵量にはカウントされていないが、膨大な量の石炭が地下深部に眠っていることは確実である。深部にあるために、技術的には採掘可能でも、コスト高になることがネックになっているが、地表の環境への影響を少なく出来るという利点があり、環境に優しい開発が可能である。地下深部にある石炭や炭層ガス (コールベッド・メタン) をゼロエミッション (つまり SO_x や NO_x はもちろん、CO₂ もほとんど排出しない) かつ低コストで利用する技術が開発されれば、エネルギー問題と地球環境問題の解決に大きな貢献するであろう。それほどの深部でなくても、海底下には多くの石炭資源が腑存している。しかし、これらの石炭資源は、現在の採炭技術では採掘が不可能であり、経済的採掘は言及するにもあたらない。ロボット採炭 (無人化・遠隔操作採炭) などの新技術が開発されれば、可能性はあると考えられる。現在の採炭技術では、石炭層から放出されるメタンの制御に通気を行っているが、通気坑道が水平距離で 10km 以上になると通気費用がかさみ経済的な採炭は不可能にあると考えられて

*2009 年 10 月 15 日受付 2010 年 3 月 23 日受理

1. 普通会員 東京大学大学院 新領域創成科学研究科 准教授

2. 普通会員 早稲田大学 理工学研究所 客員教授

3. (株) 鉱山エンジニアリング 社長 (故人)

[著者連絡先] FAX : 04-7136-4701

E-mail : s-shimada@k.u-tokyo.ac.jp

キーワード : 石炭, 地下ガス化, 燃焼式, 非燃焼式, CO₂ 地中固定, メタン生成

Table 1 Coal resources, CBM resources and storable CO₂ in coal seam in Japan.

	Coal reserve	CBM potential	CO ₂ sequestration potential
Shallow mineable coal <1,200m	27 Gtons	242 Gm ³	1 Gtons
Deep unmineable coal 1,200m ~ 3,000m	>300 Gtons	>3,000 Gm ³	>10 Gtons
Very deep unmineable coal >3,000m	>3,000 Gtons	>24,000 Gm ³	>100 Gtons

Table 2 Coal reserves suitable for UCG in Japan.

Regions	Grade of coal	Coal reserves (ranked by the thickness of coal seams)				Coal reserves ranked by the depth of coal seams	
		>1.0m (1,000 tons)	0.6-1.0m (1,000 tons)	0.3-0.6m (1,000 tons)	Sum (1,000 tons)	Depth	Reserves (1,000 tons)
Hokkaido	Anthracite	0	0	0	0	Above drainage	723,194
	Bituminous	4,572,529	1,276,519	241,690	6,090,738	Drainage ~ -300m	3,874,915
	Sub-bituminous	3,234,106	2,587,189	834,716	6,656,011	-300m ~ -600m	3,699,774
	Lignite	1,931,841	161,692	0	2,093,534	-600m ~ -1200m	6,542,400
	Sum	9,738,476	4,025,399	1,076,407	14,840,282	Sum	14,840,282
Honshu	Anthracite	167,571	87,137	22,770	277,477	Above drainage	66,855
	Bituminous	241,747	12,066	6,613	260,426	Drainage ~ -300m	1,243,689
	Sub-bituminous	1,131,419	355,118	175,792	1,662,329	-300m ~ -600m	656,605
	Lignite	183,724	123,633	15,950	323,308	-600m ~ -1200m	556,391
	Sum	1,724,461	577,953	221,126	2,523,540	Sum	2,523,540
Kyushu	Anthracite	222,698	78,976	77,970	379,644	Above drainage	126,655
	Bituminous	5,574,772	2,021,347	2,368,177	9,964,297	Drainage ~ -300m	3,667,917
	Sub-bituminous	489,881	495,028	742,249	1,727,159	-300m ~ -600m	5,352,227
	Lignite	15,880	3,437	2,951	22,268	-600m ~ -1200m	2,946,568
	Sum	6,303,232	2,598,788	3,191,348	12,093,367	Sum	12,093,367
Japan (Total sum)	Anthracite	390,269	166,113	100,740	657,122	Above drainage	916,704
	Bituminous	10,389,048	3,309,931	2,616,481	16,315,461	Drainage ~ -300m	8,786,520
	Sub-bituminous	4,855,406	3,437,334	1,752,758	10,045,498	-300m ~ -600m	9,708,607
	Lignite	2,131,445	288,762	18,901	2,439,109	-600m ~ -1200m	10,045,359
	Sum	17,766,169	7,202,141	4,488,881	29,457,190	Sum	29,457,190

Fig.1 Coal reserves suitable for UCG in Japan by rank, thickness and depth.

いる。したがって、海底下にある石炭層は固体燃料を対象とした場合、炭層からのエネルギー回収は不可能である。これらの深部石炭層、海底下石炭層からのエネルギー回収には、流体化してエネルギーを回収するしかないと考える。

日本の状況について言えば、我が国の炭鉱は、明治期以後の近代産業の興隆のエネルギー源となり、さらに第二次世界大戦後のどん底からの復興を支えた輝かしい過去を持つが、現在ではほとんど閉山した。しかし、採掘コストの安い海外炭との競争により経済的理由で閉山に追い込まれた場合が多く、特に比較的深い方の石炭層は未採掘のまま残されていることが多い。さらに、地下1,200mを超える深部炭層は、従来の採炭技術では経済的に非可採であるとして、原則として探査もされずに、日本の石炭埋蔵量から除外されてきた。しかし、「深部非可採石炭層」が、石油や天然ガスの根源岩として注目されるようになり、石油や天然ガスの探査の指標として深部石炭層の分布が次第に明らかになりつつある。深部石炭層の探査は、石炭自体が目的ではなく、石油や天然ガスの探査のための途中工程として実施されていることもあり、その全貌は明らかになっていないが、現在判明している日本の一部地域分だけでも膨大な量に達する。「深部非可採炭層」は

従来の採炭技術では経済的に採掘できないが、炭層に吸着されているコールバッド・メタンの他に、石炭の揮発性成分もガスとして採取できれば、我が国のエネルギー事情は大きく改善される。さらに深部石炭層は CO₂ 固定の場としても理想的である。すなわち、石炭の代わりにガスとして採取するだけでも、ガスの方が低炭素含有燃料であるため、温室効果ガス削減に役立つが、地下に残った石炭層を CO₂ 固定の場に使用すれば、積極的な温室効果ガス削減ができる。

流体化による石炭からのエネルギー回収方法としては、① CBM 回収、② 地下ガス化（燃焼方式）、③ 微生物利用による有機物のガス化（非燃焼方式）があげられる。本報では、後者2種の燃焼方式と非燃焼方式の石炭地下ガス化について、そのエネルギー回収方法の現況と石炭層への CO₂ 固定の可能性について考察する。なお、Table 1 には日本の石炭資源量、CBM 資源量、炭層 CO₂ 固定可能量を¹⁾、Table 2 には日本の石炭地下ガス化（燃焼方式）対象石炭埋蔵量²⁾、Fig. 1 には日本の炭質・深度別石炭地下ガス化埋蔵量を示す²⁾。JUCG が求めた Table 2 と Fig. 1 はこれまで公表されている国内石炭資源埋蔵量に釧路沖、西彼杵沖の試掘データを加え、さらに現在までの石炭生産量を差し引いて新

たに計算したものであり、最新のデータを反映している。

2. 燃焼方式による地下ガス化

2・1 はじめに

通常、石炭地下ガス化というと燃焼方式の石炭地下ガス化を意味する。本章では、石炭地下ガス化は燃焼方式の地下ガス化を指すものとする。

石炭の地下ガス化 (Underground Coal Gasification: UCG) は、地下にある石炭を採掘せずに原位置でガス化し、気体燃料として地上に取り出し、エネルギーを回収する方法である。坑内に人間が入らずに石炭からエネルギーを回収できることから、究極の、そして「夢」の石炭採掘・利用技術と言われてきた。しかし、最近の掘削技術など、石炭地下ガス化に関連した周辺技術の技術進歩により、大規模かつ経済的な開発も「夢」でなくなっている。この発想は決して新しいものではなく、すでに 19 世紀半ばから提案されている。周期律表の発見で有名なメンデレーエフも石炭地下ガス化を提唱している。

石炭地下ガス化は、前世紀から継続的にラボ試験、現場試験などが行われてきている。なかでもロシア、中国では現在商業生産が行われている。最近ではオーストラリア、カナダ、インド、南アフリカでもデモテストから大規模実証試験まで数多くの地下ガス化が実施および計画されている。最近の地下ガス化技術に関して言えば、実証試験や商業化試験のガス化方式として次の 3 種の方法が採用されている。

- ①浸透法：複数の垂直坑井間でのガス化。ガス化剤を高压で注入し、石炭層中の天然の透過率を利用してリンキングを行う。
(例) アングレン地区 (ウズベキスタン)、チンチラ地区 (オーストラリア、Linc Energy 社)
- ②水平坑井法：Controlled Retracting Injection Point (CRIP)
(例) ブラッドウッド・クリーク (オーストラリア、Carbon Energy 社)
水平坑井と多数の垂直坑井の併用：Linked Vertical Well (LVW)
(例) チンチラ地区 (オーストラリア、Linc Energy 社)
- ③坑内法：坑道等を利用して、坑内でガス化準備作業を行う。坑内作業を伴う。(例) 中国の複数の炭鉱で実施中。中国では、この坑内法により 10 年間にわたり石炭地下ガス化により半商業的にガス生産を実施している。生産ガスは燃料のみならず、工業原料としても利用されている。

このような最近の UCG 技術開発のひとつの目的として、UCG ガスの利用の他に CO₂ 放出の削減という、環境対策の一技術としての UCG がある。UCG でガスを生産する事は、地上での石炭からのガス製造と同じように、ガス化により利用しやすい燃料に変換することの他に、CO₂ を回収し易くするという目的もある。最近の石炭火力の IGCC 発電技術開発とあい通じるところがある。

2・2 UCG の現況

これまでの世界の主要な地下ガス化試験の炭層深度をみると、米国、中国は深度の浅い炭層 (300m 以浅) を対象としているが、ヨーロッパは深部炭層を対象としている。これはその地域の炭層の貯存条件を反映している。生成ガス成分は炭層条件によってまちまちであるが、酸素注入の場合は CO₂ と H₂ の生成量が多くなる。酸素注入では CO₂ 成分は 30% 程度になっている。

ウズベキスタンのアングレンおよび中国の炭鉱では、現在、UCG による商業生産が行われている。その他の、世界のプロジェクトについては、次のようなサイトおよび企業がある。

- ・ヨーロッパ (EU 連合) : HUGE プロジェクト (Hydrogen Production from Underground Coal Gasification) ガス化プロセスを制御して、ボーリング法による水素製造をターゲットに

している。

- ・米国：ワイオミング州、ノース・ダコタ州
- ・カナダ：アルバータ州で 2 件
- ・豪州：(企業名) Carbon Energy, Couger Energy, Linc Energy, Altera Resources
- ・南ア：(企業名) Eskom, Sasol
- ・インド：(企業名) Oil and Natural Gas Co. (ONGC)

これほど多くのプロジェクトが世界で同時進行するのは、かつて無かったことである。

上記のうち Carbon Energy 社の地下ガス化方式の特徴は 2 本の平行水平坑井を使用している点である。水平部 600m の 2 本の水平坑井を 30m の間隔で掘削し、その間の炭層をガス化する。100 日間のデモンストレーション試験を実施し、成功裏に試験を終了している。注入ガスは酸素である。

2・3 UCG 生産ガスからの CO₂ 分離回収

以下に DTI (英国通産省) のレポートから UCG と他の発電システムにおける CCS 技術との環境影響評価についての結果を述べる⁴⁾。

2・3・1 ライフサイクル分析 UCG ガスタービン・コンバインド・サイクル (UCG/CCGT) のライフサイクル CO₂ 排出量の予測計算では、UCG/CCGT の排出量は約 0.8t/MWh であり、最新型の石炭火力発電所の 0.95t/MWh より CO₂ 排出量は少なくなっている。この 0.8t/MWh の排出量の値は、豪州のクイーンズランド州の Chinchilla で実施された UCG プロジェクトに基づき、ACARP が算出した値とほぼ同じになっている。これから UCG/CCGT は、の石炭火力発電と競合できる技術であることが分かる。

2・3・2 UCG ガスからの CO₂ の回収 CO₂ の回収には、物理吸着、化学吸着、分離膜などが利用可能である。CO₂ 回収の燃焼前プロセスは、効率とプロセスコストを考慮すると地表での IGCC のようなガス化プロセスに適しているが、同プロセスは UCG にも同様に適用できる。

燃焼前の合成ガスからの CO₂ 回収は、燃焼後プロセスと比べるとエネルギー効率が優れている。メタンを転換するために追加の蒸気改質が必要となるが、UCG 生成ガスからの CO₂ 回収にも同様の結果となると予想される。

UCG 生成ガスからの CO₂ 回収には次の 4 種の方法が考えられる。

(1) 燃焼前の生成ガスからの CO₂ 回収

UCG のような高压・高濃度の生成ガスでは、地上での燃焼前 CO₂ 分離回収方法が適用できる。

(2) CO₂ 回収後の蒸気改質と転換反応

UCG 生成ガス中のメタンと一酸化炭素の混合ガスは、蒸気メタン改質プロセス (SMR) により水素と CO₂ に転換する。

生成された水素と CO₂ の混合ガスは、例えば Selexol プラントで CO₂ を回収し、水素は発電に利用する。SMR は、化学や石油精製産業ではよく用いられているプロセスである。CO₂ 分離回収オプションを備えた IGCC プラントでは、最近の報告によれば転換プロセスを酸性状態で行うことが可能で、また硫黄や CO₂ 除去も同じプラントで実施できる。これにより、ガス洗浄と CO₂ 回収プロセスの統合ができ、かなりの設備コストの節減となる。

(3) 燃焼後 CO₂ 回収

ガス化プロセスに対しては通常は推奨されない方法ではあるが、代替法として燃焼後分離により発電プラントの排ガスから CO₂ を除去する方法もある。化学吸収法である、モノエタノール・

Fig.2 Power generation cost and CO₂ emission of UCG, IGCC, GTCC⁴⁾.

アミンによる回収が広く用いられている。

(4) 酸素燃焼

UCG では、ガス化に酸素を利用する方法もあるので、酸素燃焼は UCG 発電に適している。CO₂ 分離回収法の違いによる CO₂ 生成量と CO₂ 排出量の計算結果によると、総 CO₂ 生成量（排出量＋回収量）は、回収プロセスに必要なエネルギーが増加するため増加するが、CO₂ 回収を行えば、CO₂ 排出量を約 1/3 に減少できる。

2・4 UCG の経済性評価

DTI ではイギリスの陸上条件での UCG について予備的な経済性評価を実施している⁴⁾。

以下の 4 つのケース・スタディを実施した。

- ・ケース 1：50MWe の小型複合 UCG 発電プラント
- ・ケース 2：300MWe の大規模 UCG 発電プラント (UCG サイトと発電所は離れている)
- ・ケース 3：上記と同じ 300MWe で燃焼後 CO₂ 回収
- ・ケース 4：上記と同じ 300MWe で部分的な燃焼前 CO₂ 回収

UCG 生成ガスからの回収に関しては、次の 3 種の方法を考慮している。

- ・排ガス中の全 CO₂ の回収
- ・燃焼前の生成ガス中の CO₂ の一部を回収
- ・燃焼前に蒸気改質と転換段階を利用して生成ガスを水素と CO₂ に変換した後の全回収

2・4・1 ガス化パネル 経済性評価では、1 本の生産坑井にガスを供給するマルチラテラル坑井から成るガス化方式を想定している。UCG パネルは 2.5m 厚さの炭層内に 4 個の 250m x 250m の隣接する領域を持つ 500m x 500m の石炭パネルから成る。一つのパネルに 1 本の注入坑井が掘削され、4 つのパネルからの生成ガスはパネルの中央にある 1 本の生産坑井に集められる。パネル当たりの生産総熱量は、他のサイトでの現場試験データに基づいているが、3.2MWh/ トンの UCG 石炭資源に相当する 10,400GWh と推定されている。

同時に稼動する複数のパネルが、発電・処理施設にパイプラインで接続される。各パネルの標準的な寿命は、ガスの生産速度にもよるが 1～3 年で、枯渇した後は安全にシャットダウンされ、坑井は密閉され地表は元の農業あるいはその他の状態に戻される。このようなパネルを実現するには、経済的にマルチラテラル坑井掘削ができるような掘削技術の進歩が必要である。

2・4・2 評価結果 経済性評価で検討した全てのケースの経済性評価結果を、発電コストと CO₂ 排出量の関係を Fig. 2 に示す。図中の IGCC (1) は Jacob Consulting の設計データ、IGCC (2) は IEA GHG プログラムの報告書中のデータに基づいている。こ

の結果によると、評価での不確定要素はあるものの、3 種の競合する技術である GTCC、IGCC、UCG は、排出量が減少するとコストが増加する傾向にある。GTCC は、CO₂ 回収有り、回収なし、いずれの場合にも最もコストが低い。CO₂ 回収を伴う UCG は、2 種の回収有りの IGCC ケースの中間にあるので、UCG は IGCC と同じ程度のレベルにあるといえる。

以上の評価結果は UCG が何の操業上のトラブルも無く行われた場合を想定したコストであり、ある程度 UCG 技術が普及した場合のコスト考えた方がよいであろう。

2・5 UCG サイトの CO₂ 固定サイトとしての利用

以上の分析から、UCG は石炭火力 IGCC 発電とおなじレベルの環境負荷物質排出量であることが分かる。回収した CO₂ は現在考えられている CO₂ 地中貯留方法で貯留できる。

ここでは、UCG サイトを CO₂ 固定サイトとして利用する可能性について検討する。UCG の環境問題としては、地下水汚染と地表沈下がある。地下水汚染は、地下ガス化空洞への地下水の侵入に伴うフェノール類による汚染である。この対策としては、ガス化反応を地下水圧よりやや低い圧力で行い、地下水が空洞外に流出するのを防止する方法が提案されている。地表沈下は浅い炭層の石炭採掘でも発生するものであり、対策としては石炭採掘と同じように、残炭柱を残すような空洞形成にすることがあげられる。UCG サイトへの CO₂ 固定では、浅い炭層では炭層上部にきれつが生成し、これが貯留 CO₂ のリーク経路になる恐れがある。したがって、CO₂ 固定に適した対象炭層は深部の炭層に制限される。

一方、地下ガス化空洞周辺の石炭層は熱変成によるきれつが生成すると考えられる。そのため、浸透率が増加し、CO₂ 注入には好条件となる。罅層の場合は、UCG 対象炭層ばかりでなく、上部にある炭層にも CO₂ を固定することが可能になると思われる。

地下ガス化の最大の技術課題は、ボーリング法での燃焼・ガス化の制御と、それに関連したモニタリングである。深部に坑井を掘削するばかりでなく、坑井を利用して反応を継続、制御するのは高度の技術を要する。現在の UCG プロジェクトはまだ浅い炭層を対象としたものである。今後、深部炭層を対象とした UCG 技術開発が進み、UCG サイトを利用した UCG-CCS の確立に向けたプロジェクトを実施することが必要であると思われる。

深部炭層を対象とした UCG 技術開発は、これまで埋蔵量にカウントされていない海底下の石炭層を埋蔵量に組み入れることができる技術であり、今後のエネルギー資源供給という観点からもその意義は非常に大きい。

3. 非燃焼方式による地下ガス化

3・1 はじめに

小出等は 1992 年に化石水を含む帯水層に CO₂ を圧入して溶解させ、水溶性天然ガスを回収する技術を提案し⁵⁾、また 1997 年にはメタンハイドレート層やその下のフリーガス層に CO₂ を圧入してガスを採取する技術も提案した⁶⁾。CO₂ を地中に圧入して、地中に包蔵されているメタンなどの天然ガスを回収する技術は CO₂ 固定-ガス増進回収法 (CO₂-EGR) と総称される。CO₂ 炭層固定-ガス増進回収法 (CO₂-ECBM) は、CO₂-EGR の一種であるが、吸着されているコールベッド・メタン (CBM) の他に、石炭の固体から発生するガスもエネルギー資源として回収することが可能である。

3・2 石炭ガス化微生物増進回収技術

炭層周辺の地層中には有機物が多いので、地中微生物にとって活動しやすい場である。炭層ガス微生物増進回収技術 (MECoM: Microbially Enhanced Coalbed Methane) は、石炭層における地中微

Fig.3 Coalbed gas recovery by CO₂ injection and microbial method. Fig.4 Schematic of non-combustion UCG by supercritical CO₂.

生物による天然の炭層ガス化プロセスを促進することにより、石炭の一部をガス化することが出来る⁷⁾。最近、米国の石炭層や石油貯留層や頁岩層中で、メタン生成アーケアなどの嫌気性微生物群がメタンを生成していることが確かめられていて、地下バイオリアクターを実現できる可能性が示されている⁸⁾。通常の炭層ガス増進回収技術は、地下の石炭層に吸着されている分のガスのみを回収するが、微生物増進回収技術はガスの収量をずっと多く出来る。すなわち、微生物増進回収技術は、石炭を燃焼することなく一部をガス化できるので、通常の炭層ガス増進回収と地下石炭ガス化の中間の技術であり、石炭を燃焼しないので環境に優しい技術である (Fig. 3)。

さらに、超臨界流体は、抽出能力が高いので、CO₂を超臨界状態で地下の炭層に圧入し、石炭層から抽出し、微生物の作用により石炭をガス化し、さらに炭層にCO₂を選択吸着させることにより、炭化水素に富むガスを取り出す技術が提案されている⁹⁾。この技術により、炭層に吸着されているメタンの数十倍のガスを回収できると期待される⁸⁻¹⁰⁾ (Fig. 4)。

3・3 メタン生成菌

CO₂を有機物に変換できる生物は多くの種類があるが、地下深部でCO₂を有機物に固定できる生物は嫌気性化学合成独立栄養微生物である¹¹⁾。嫌気性のメタン生成アーケアは、広範に地下に生息していることが判って来ている¹²⁾。アーケアは従来古細菌と呼ばれていたが、細菌とはまったく異なる生物であることが判ったため、紛らわしい呼称を避け(古細菌と言うと、細菌の一種と誤解されやすい)、アーケアまたは始原菌と呼ばれるようになっている。メタン生成アーケアはアーケアの代表的なグループであるが、きわめて多様であり、CO₂を直接水素で還元してメタンを生成するCO₂還元アーケアと、有機物の分解で生じた酢酸などからメタンを生成するメタン発酵アーケア群に大別される¹³⁾。

Fig.5 Underground non-photosynthetic carbon cycle.

地下の嫌気性微生物群により、従来考えられていた以上に広範に地下でメタンが生成されていることが判って来ている。しかし、多くのメタンは地下水中やハイドレート中などに希薄に含まれていて、経済的に採取することが困難である。メタンはCO₂のおおよそ20倍も温室効果が高いので、地下浅所のメタンは温暖化の隠れた驚異である。しかし、メタンハイドレートやコールベッドメタンや水溶性天然ガスなど、メタン生成アーケアの作るメタンは地球全体では膨大であるので、効率良く捕集し、利用することが出来れば、エネルギー資源問題を解決出来る可能性がある。特にCO₂還元メタン生成アーケアは、玄武岩等の火成岩を含む地下深部の広範な地質環境で、光合成に依らずにCO₂を還元してメタンに変換するので、天然のカーボンサイクルで従来考えられている以上に重要な役割を果たしている可能性がある。メタンをCO₂固定と天然ガス採取を組み合わせたCO₂-EGRは、地球温暖化防止とエネルギー資源獲得を同時に実現する一石二鳥の技術として開発が期待される。

3・4 非光合成カーボン・リサイクル

遊離酸素が空气中に豊富に存在する酸化環境にある地表では、CO₂が炭素化合物の終局的な形態であり、メタンを酸化してCO₂に変換する事によりエネルギーが得られる。しかし、無酸素の還元環境にある地下深部では、メタンが炭素化合物の終局的な形態であり、CO₂をメタンに変換することによりエネルギーが得られる。このため地下深部の還元環境を上手に使うことにより、メタン生成アーケア等の嫌気性の地中微生物の活動により非光合成カーボン・リサイクルが実現する可能性がある^{9, 10)} (Fig. 5)。地球環境産業技術研究機構と特定非営利活動法人シンクタンク京都自然史研究所が実施した、琵琶湖湖岸での深度200mのボーリングにより、CO₂還元メタン生成アーケアが検出され、化学分析・同位体分析によってもメタン生成アーケアによるCO₂還元により水溶性メタンが生成したことが示された¹⁴⁾。これにより堆積盆地中の地中微生物による非光合成カーボン・リサイクルが成り立っていることが確かめられた。堆積物の環境から、若い堆積盆地で千年単位でメタン生成が進んでいることが推定され、堆積盆を利用してごみ固形燃料などの燃焼排ガスを地中圧入し、CO₂-メタン(カーボン)サイクルを実現する構想も提案されている^{15, 16)}。石炭層中でも、メタン生成アーケアによるCO₂還元によりメタンが生成していることが示されており¹⁷⁾、カナダではCO₂圧入により炭層ガスを再生する研究が始まっている¹⁸⁾。日本でも夕張で炭層固定実験を実施した際に、深さ803-907mの炭層から採取した地下水にCO₂還元メタン生成アーケアが検出された¹⁹⁾。同位体分析によれば、夕張の炭層から産出するメタンは熱分解ガスと判定されるが、炭層の地下水中の微生物はメタン生成アーケ

アが優勢である。夕張の石炭層でも、CO₂ 圧入により炭層ガスを再生出来る可能性があることを示しているが、再生に好適な条件等をさらに研究する必要がある。秋田県の八橋油田などの日本の複数の油ガス田に CO₂ 還元メタン生成アーケアや水素生成菌が生息していることも最近明らかになってきている²⁰⁾。CO₂ 還元メタン生成アーケアや水素生成菌の他、硫酸還元菌、鉄還元菌、硝酸還元菌、好塩菌など多様な微生物群からなる地下生態系が形成されており²¹⁾、地下に埋没した生物の遺骸などの有機物を、熱分解と共に地下微生物が分解して、石炭や石油や天然ガスに変換していると考えられる。地下深部で、CO₂ 還元メタン生成アーケアなどはマグマ等から由来する無機の CO₂ もメタンに変換していると考えられるので、そこに人為起源の CO₂ を注入してメタンに変換することは自然の炭素サイクルの活用になる。CO₂ の地下深部でのメタン化による炭素資源の循環再生（カーボン・リサイクル）は、理論的には可能であり、カーボン・リサイクルによる“メタン・ファーム”の実現を未来技術として取り組むべきである^{22,23)}。

地下深部では一般に反応速度が遅いので、CO₂ からメタンへの変換も遅いであろうと考えられている。しかし、地中微生物は強力な還元反応促進の機能を持っている。地中微生物の持つ酵素は地下深部の高温・高圧下でも強力な触媒作用を持つ。地熱と触媒、微生物の酵素により変換が促進されれば、非光合成カーボン・リサイクルの弱点である変換速度もかなり速くなる可能性がある。また、地下は広大な空間があり、また地球環境という長期の問題に関わることなので、変換速度は必ずしも重要でない場合があることも指摘しておきたい。すなわち、温室効果ガスを長期間大気から隔離するという目的からは、むしろ変換速度は遅い方が望ましいことになる。

4. ま と め

固体である石炭からガスを発生させ、同時に CO₂ を炭層に固定する技術の現況について、ガス発生方式を燃焼式と非燃焼式に分けて概説した。前者は、一般に「石炭の地下ガス化」と呼ばれているものであり、CO₂ 固定化を目的としないガス化については、商業生産も行われており、今後深部炭層の開発時には、CO₂ 固定

も視野に入ってくるものと思われる。後者は、メタン生成菌や超臨界 CO₂ によりガスを発生させるものである。技術的にはいまだ基礎研究の段階であるが、いずれも地球温暖化対策としてのカーボンサイクルを形成する興味深い方法である。

石炭は固体燃料資源であるが、深部や海底下に貯存する採掘不可能炭層は、流体化特にガス化以外の方法での開発（エネルギー回収）不可能であり、石炭からの流体化エネルギー回収と石炭層への同時 CO₂ 固定は、今世紀の大きな技術開発目標となると予想する。

References

- 1) H. Koide: Nihon Energy Gakkaishi **85**, (2006), 112-118.
- 2) JUCG (Sekitan Chika Gasu-ka Kenkyuukai, JCOAL) Heisei 20 Nen-do Katsudou Houkokusho.
- 3) Carbon Energy Co., Ltd., Homepage.
- 4) DTI Clean Fossil Fuel Programme, Review of the Feasibility of Underground Coal Gasification in the UK, 2008.
- 5) H. Koide, Y. Tazaki, Y. Noguchi, S. Nakayama, M. Iijima, K. Ito, and Y. Shindo: Energy Conversion and Management, **33** (1992), 619-626.
- 6) H. Koide, M. Takahashi, Y. Shindo, Y. Tazaki, M. Iijima, K. Ito, N. Kimura and K. Omata: Energy-The International Journal, **22** (1997), 279-283.
- 7) A. R. Scott: In Coalbed Methane: Scientific, *Environmental and Economic Evaluation*, (Kluwer Academic Publishers, 1999), pp.89-110.
- 8) M. Finkelstein, R. P. De Bruyn, J. L. Weber and J. B. Dodson: World Oil, **226** (2005), 61-66.
- 9) H. Koide, and K. Yamazaki: Environmental Geosciences, **8** (2001), 218-224.
- 10) H. Koide: Mirai-Zairyou, **2** (2002), 39-45.
- 11) T. Imanaka and H. Atomi: Gekkan Eco-Industry, **7** (2002), 61-72.
- 12) T. Naganuma: FrontierTigaku Zasshi, **112** (2003), 226-233.
- 13) N. Kaneko, T. Maekawa and S. Inokari: Sekiyu Gijutu Kyoukaishi, **67** (2002), 97-110.
- 14) RITE Puroguramu Housiki Nisan-ka Tanso Kotei-ka, Riyou Gijutsu Kaihatsu "Chichuu Metan Seiseikinn niyoru Metan Saiseino tamen Kiso Gijutu no Kaihatsu" Seika Houkokusho, 2004, p.97.
- 15) S. Nishimura, I. Katsura and J. Nishida: Shizen to Kankyo, **2** (2002), 54-65.
- 16) S. Nishimura, I. Katsura and J. Nishida: Onsen Kagaku, **54** (2004), 54-64.
- 17) K. Budwill, B. Kadatz, and W.D. Gunter: Proceedings of the Third International Workshop of the Prospective Roles of CO₂ Sequestration in Coal Seam, Hokkaido University, Sapporo, Japan, (2004), pp.97-108.
- 18) Alberta Research Council Sustainable coalbed methane production: Microbial regeneration of CBM reservoirs and CO₂ conversion of methane, www.arc.ca, (2005).
- 19) S. Shimizu, M. Akiyama, T. Naganuma, M. Fujioka, M. Nako, and Y. Ishijima: Geobiology, **5** (2007), 423-433.
- 20) K. Fujiwara, S. Kano, Y. Hattori, T. Mukaiya, H. Maeda, Y. Miyagawa, K. Takabayashi and H. Okatsu: Journal of Environmental Biotechnology, **8** (2008), 17-28.
- 21) H. Maeda and K. Fujiwara: Petrotec, **32** (2009), 20-24.
- 22) T. Inui: Gekkan Eco-Industry, **6** (2001), 5-13.
- 23) T. Inui: Gekkan Eco-Industry, **7** (2002), 5-12.