

## 分離・回収技術、二酸化炭素流に含まれる可能性のある物質

## 1. 分離・回収

## 1.1 技術の種類

CO<sub>2</sub> 回収は、主に大規模工業施設（含：エネルギー施設）において実施される可能性が高く、燃焼プロセスにおける CO<sub>2</sub> 回収は、①燃焼後、②燃焼前、③酸素燃焼と大きく3つに分類される。また、工業プロセスとして、例えばメタンガスの採掘の際に含まれる二酸化炭素について分離・回収する場合もある。

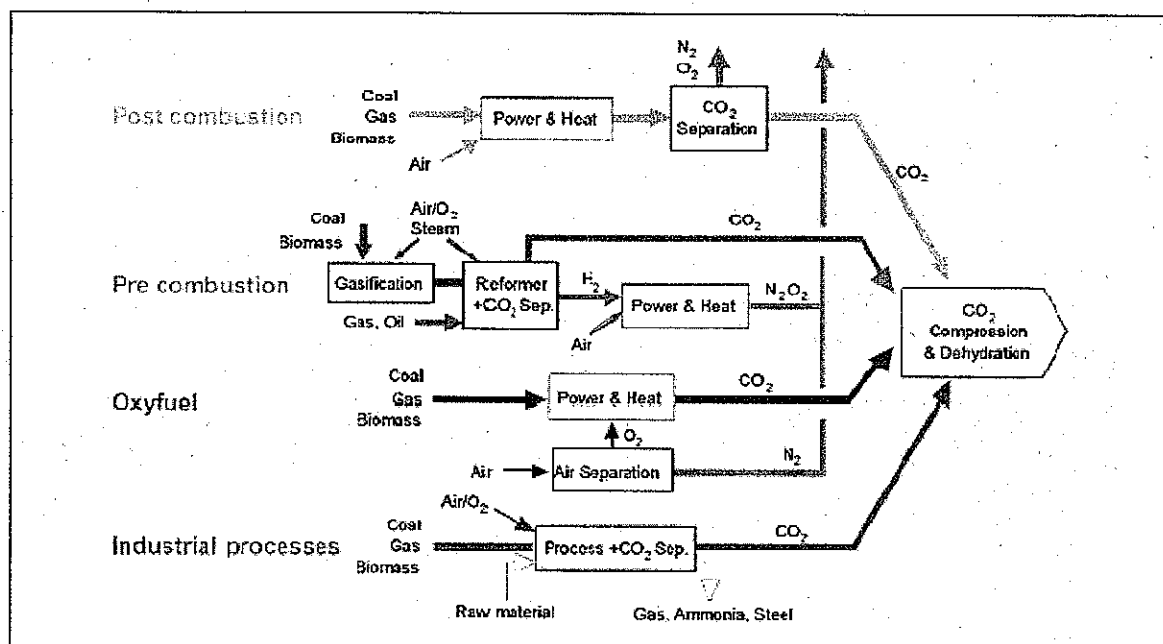


図1 CO<sub>2</sub> 分離・回収・技術の分類（「IPCC 2006 Guidelines」より）

CO<sub>2</sub> 回収を実施することで、追加的なエネルギーが必要とされ、それに伴い化石燃料消費が上昇する。また回収率が100%ではないため、ここでもわずかながらのCO<sub>2</sub>がガス流から排出される。

CO<sub>2</sub> 分離・回収には 化学吸収法や物理吸着法が用いられ、実用に供されている。

## 1.2 CO<sub>2</sub> の回収効率

下表は、複数の研究において報告されている燃焼後および燃焼前回収システムにおける CO<sub>2</sub> 回収効率を示している。酸素燃焼システムにおける CO<sub>2</sub> 回収効率はほぼ 100% である。

表 1 燃焼後・燃焼前システムにおける一般的な CO<sub>2</sub> 回収効率

| 技 術<br>(発電所)<br>/回収システム                                                                              | 効率 (%) |    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|----|----|
|                                                                                                      | 平均     | 最低 | 最高 |
| 微粉碎亜瀝青炭/瀝青炭<br>(250-760MWe, 41-45% 正味プラント効率) <sup>1,2</sup><br>/ アミン利用の燃焼後回収                         | 90     | 85 | 96 |
| 天然ガスコンバインドサイクル<br>(380-780MWe, 55-58% 正味プラント効率, LHV) <sup>1</sup><br>/ アミン利用の燃焼後回収                   | 88     | 85 | 90 |
| ガス化複合発電方式<br>(400-830MWe, 31-40% 正味プラント効率) <sup>1</sup><br>/物理吸収法利用の燃焼前回収(Selexol 法)                 | 88     | 85 | 91 |
| 電力+H <sub>2</sub> プラント<br>(石炭、2600-9000 GJ/hr 投入能力) <sup>1</sup><br>/ 物理吸収法利用の燃焼前回収(ほとんどは Selexol 法) | 83     | 80 | 90 |
| 電力+ジメチルエーテル<br>(石炭、7900-8700 GJ/hr 投入能力) <sup>1</sup><br>/ 物理吸収法利用の燃焼前回収(Selexol 法もしくは Rectisol 法)   | 64     | 32 | 97 |
| 電力+メタノール<br>(石炭、9900 GJ/hr 投入能力) <sup>1</sup><br>/ 物理吸収法利用の燃焼前回収(Selexol 法)                          | 60     | 58 | 63 |
| 電力+フィッシャー・トロプシュ液体燃料<br>(石炭、16000 GJ/hr 投入能力) <sup>1</sup><br>/ 物理吸収法利用の燃焼前回収(Selexol 法)              | 91     | -  | -  |

<sup>1</sup> CO<sub>2</sub> 回収システムのない参照プラント

<sup>2</sup> これらのオプションには、既存プラントへの燃焼後回収システムの取り付け、発電と回収システムを統合する新設計が含まれる。

(「IPCC 2006 Guidelines」ドラフトより)

## 2. 化石燃料由来の不純物質

### 2.1 回収 CO<sub>2</sub> 流の不純物質 [IPCCSR-CCS、3.6.1.1 項より]

回収 CO<sub>2</sub> 流には、CO<sub>2</sub> の輸送や貯留システムに対する実践上の影響、及びヒトの健康や安全、環境に対する影響の原因となる不純物質が含まれる可能性がある。不純物質の種類と濃度は、回収工程の種類及び設備の詳細設計により異なる(表 2)。CO<sub>2</sub> に含まれる主な不純物質についてはよく知られているが、フィードガスに含まれる重金属のような微量不純物質の運命について公開されている情報は少ない。もし、物質が CO<sub>2</sub> に附随して回収された場合には、それらの物質の大気中への総排出量は減少する。しかし、CO<sub>2</sub> 流中の不純物質は貯留サイトにおける環境影響の原因となる可能性がある。

ほとんどの回収工程で回収された CO<sub>2</sub> には水分が含まれるが、その水分は輸送中の腐食及びハイドレート生成を防ぐために取り除かれなければならない。

#### 各回収システムによる CO<sub>2</sub> 流中の不純物質

- |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>① 燃焼後溶剤洗浄工程(solvent scrubbing process)により回収される CO<sub>2</sub> 流<br/>通常、不純物質の濃度は低い。既存の多くの燃焼後回収施設では、食品産業で用いるために純度の高い CO<sub>2</sub> が回収されている(IEA GHG, 2004)。</p> <p>② 燃焼前物理的溶剤洗浄工程(physical solvent scrubbing process)により回収される CO<sub>2</sub> 流<br/>一般的に、1~2%の H<sub>2</sub>、CO、及び、微量の H<sub>2</sub>S とその他の硫黄化合物を含む(IEA GHG, 2003)。燃焼前回収を行なう IGCC 施設は、CO<sub>2</sub> と硫黄化合物を合わせたガス流(stream)を精製するように設計することが可能であり、それにより費用を削減し、固体硫黄の生成を防ぐことができる(IEA GHG, 2003)。CO<sub>2</sub> と硫黄化合物(主に硫化水素、H<sub>2</sub>S)を合わせたガス流は、これまでにカナダ等で貯留されている。</p> <p>③ 酸素燃焼工程(oxy-fuel process)により回収される CO<sub>2</sub> に富んだガス<br/>酸素、窒素、アルゴン、硫黄、窒素酸化物、及びその他様々な微量物質を含む。このガスは通常、圧縮され、不純物質の濃度は極低温精製工程(cryogenic purification process)によって、輸送パイプライン中で二相流の状態とならない温度レベルまで下げられる。極低温分離装置に蒸留工程を加えることで、99.99%の純度の CO<sub>2</sub> 流を精製することができる。ただし、環境的に受容可能であり、不純物質の総量が輸送パイプラインの中で二相流状態とならない程度である場合には、硫黄と窒素酸化物を CO<sub>2</sub> 流中に残すことも可能である。</p> |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

CO<sub>2</sub> 回収装置を備えた発電所は、大気中に CO<sub>2</sub> を含まない燃焼排ガスを放出することになる。CO<sub>2</sub> 回収工程は本質的に不純物質を除去する、若しくは、効率的な CO<sub>2</sub> 回収を可能にするために除去される必要がある。例えば、燃焼後溶剤洗浄工程では、過剰な溶剤の損失を防ぐために硫黄化合物が低濃度である必要がある。しかし、事前に除去された実際の量、そして、回収システムのエネルギー需要によっては、不純物質を低濃度にすることで、生産電力(kWh)ごとの CO<sub>2</sub> 排出率を高める結果を招く可能性がある(図 2)。

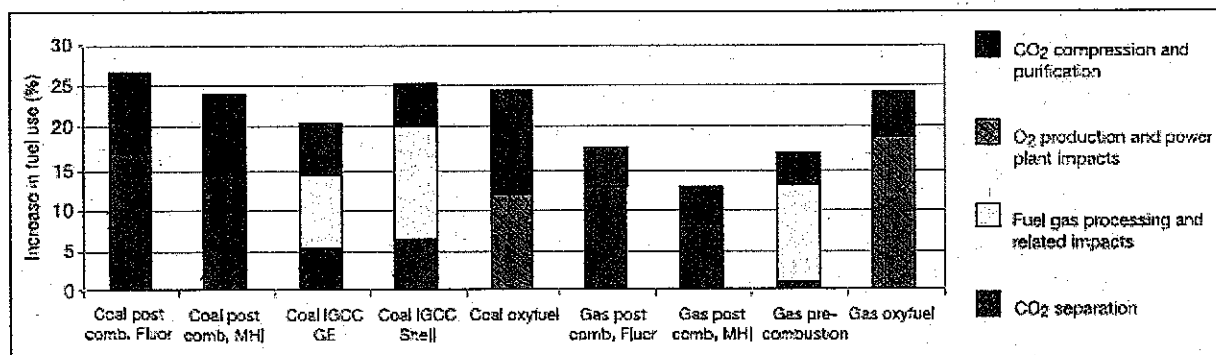
表2 CO<sub>2</sub>流 (dry) 中の不純物質の濃度 (体積%)

|                               | SO <sub>2</sub> | NO    | H <sub>2</sub> S | H <sub>2</sub> | CO       | CH <sub>4</sub> | N <sub>2</sub> /Ar/O <sub>2</sub> | Total   |
|-------------------------------|-----------------|-------|------------------|----------------|----------|-----------------|-----------------------------------|---------|
| <b>COAL FIRED PLANTS</b>      |                 |       |                  |                |          |                 |                                   |         |
| Post-combustion capture       | <0.01           | <0.01 | 0                | 0              | 0        | 0               | 0.01                              | 0.01    |
| Pre-combustion capture (IGCC) | 0               | 0     | 0.01-0.6         | 0.8-2.0        | 0.03-0.4 | 0.01            | 0.03-0.6                          | 2.1-2.7 |
| Oxy-fuel                      | 0.5             | 0.01  | 0                | 0              | 0        | 0               | 3.7                               | 4.2     |
| <b>GAS FIRED PLANTS</b>       |                 |       |                  |                |          |                 |                                   |         |
| Post-combustion capture       | <0.01           | <0.01 | 0                | 0              | 0        | 0               | 0.01                              | 0.01    |
| Pre-combustion capture        | 0               | 0     | <0.01            | 1.0            | 0.04     | 2.0             | 1.3                               | 4.4     |
| Oxy-fuel                      | <0.01           | <0.01 | 0                | 0              | 0        | 0               | 4.1                               | 4.1     |

- 酸素燃焼の SO<sub>2</sub> 濃度及び燃焼前回収の最大 H<sub>2</sub>S 濃度は、回収費用を削減するために、CO<sub>2</sub> 流中にこれらを意図的に残した場合の濃度である。表に示されている濃度は、硫黄分 0.86%の石炭を利用した場合の濃度であり、これらの濃度は燃料中の硫黄分に直接的に比例するだろう。
- 酸素燃焼は、N<sub>2</sub>、Ar、O<sub>2</sub> 及び NO<sub>x</sub> を分離するために極低温 CO<sub>2</sub> 精製装置が使用されている。この装置を使用しないことは、費用の削減となるが、不純物質濃度の上昇を意味する。
- 全ての手法において、この表に示された不純物質の濃度は、より多くの費用をかけることによって、削減することが出来る。

(IPCC SRCCS より。原典は IEA GHG, 2003~2005)

図2 同一発電所において CO<sub>2</sub> 回収をしない場合と比較した、CO<sub>2</sub> 分離・回収時の単位電力当たり燃料消費量 (燃料消費/kWh) の増加割合 (%)



(IPCC SRCCS より。原典は Davison, 2005; IEA GHG, 2004; IEA GHG, 2003; IEA GHG, 2000b; Dillon et al., 2005)

## 2.2 天然ガス由来の不純物質（Gorgon 計画：天然ガス精製工程由来の CO<sub>2</sub> 流の例）

ガス田開発にあたり、CO<sub>2</sub>の回収・地中貯留を計画している Gorgon 計画（オーストラリア）では、ガス精製工程で化学吸収法により CO<sub>2</sub>を分離する予定である。

Gorgon 計画に係る EIS (Draft)によれば、貯留される CO<sub>2</sub>流には微量物質として BTEX（ベンゼン、トルエン、エチルベンゼン、キシレン）を含む炭化水素、及び、硫化水素（H<sub>2</sub>S）を含むとしている。また、CO<sub>2</sub>流中の H<sub>2</sub>S 濃度 は 200ppm オーダー、BTEX の濃度は H<sub>2</sub>S 濃度の 10%程度（20ppm オーダー）であると予想されている。

なお、一般的に、天然ガスには表 3 に示すような成分が含まれている。

表 3 典型的な天然ガス組成

| Component                                | Pipeline composition used in analysis | Typical range of wellhead components (mol%) |            |
|------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|------------|
|                                          | Mol% (dry)                            | Low value                                   | High value |
| Carbon dioxide CO <sub>2</sub>           | 0.5                                   | 0                                           | 10         |
| Nitrogen N <sub>2</sub>                  | 1.1                                   | 0                                           | 15         |
| Methane CH <sub>4</sub>                  | 94.4                                  | 75                                          | 99         |
| Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>     | 3.1                                   | 1                                           | 15         |
| Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>    | 0.5                                   | 1                                           | 10         |
| Isobutane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0.1                                   | 0                                           | 1          |
| N-butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 0.1                                   | 0                                           | 2          |
| Pentanes + (C <sub>5</sub> +) )          | 0.2                                   | 0                                           | 1          |
| Hydrogen sulphide (H <sub>2</sub> S)     | 0.0004                                | 0                                           | 30         |
| Helium (He)                              | 0.0                                   | 0                                           | 5          |
| Heat of combustion (LHV)                 | 48.252 MJ kg <sup>-1</sup>            | -                                           | -          |
| Heat of combustion (HHV)                 | 53.463 MJ kg <sup>-1</sup>            | -                                           | -          |

（出典：IPCCSR-CCS, Annex I）

## 2.3 石炭由来の不純物質（石炭火力発電所から発生する排煙の例）

近年建設された石炭火力発電所の環境影響評価書によると、排煙脱硫装置及び排煙脱硝装置の設置を前提として予測された排煙（wet）中の硫黄酸化物（SO<sub>x</sub>）及び窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）濃度はともに 10ppm 程度であった。

また、排煙中の重金属等の微量物質濃度（予測）は表 4 のとおりである。

さらに、燃料である石炭中には種々の微量無機成分が含まれている（表 5）。

表 4 石炭火力発電所からの排煙中の微量物質濃度（予測）

| 物質名   | 排煙中の濃度<br>(mg/m <sup>3</sup> ) |
|-------|--------------------------------|
| 砒素    | 0.00235                        |
| ベリリウム | 0.00044                        |
| クロム   | 0.01030                        |
| 水銀    | 0.00253                        |
| マンガン  | 0.00924                        |
| ニッケル  | 0.00145                        |