

大容量排出源からのCO₂回収・CO₂ EORトータルシステムとコスト

Large Scale Flue Gas CO₂ Recovering/CO₂ Cost and Total System for CO₂ Enhanced Oil Recovery



岩崎 省二郎^{*1}
Shojiro Iwasaki

上 條 孝^{*2}
Takashi Kamijo

高 品 徹^{*3}
Toru Takashina

田 中 裕 士^{*4}
Hiroshi Tanaka

CO₂を油田に注入し、原油回収率を向上させる原油高次回収（EOR）は米国を中心に商業化されている。排煙脱炭技術を利用すれば、発電所等の排ガスから回収したCO₂をEORに適用可能となる。排煙脱炭プラントをCO₂ EORのCO₂源とする場合、排煙脱炭プラントは全体の投資額の中で大きな比重を占め、CO₂の回収コストは原油回収コストに大きな影響を与える。本論文では、MHIの排煙脱炭CO₂ EORを概説し、CO₂回収コストに及ぼす様々な因子を検討するとともに回収コストを最小にする排ガス源や立地場所の選定について論じている。

1. は じ め に

CO₂ EOR (Enhanced Oil Recovery (注1)) は油田の高次回収法として、非常に高い原油回収率を可能とする方法として知られている。米国では1970年代から商業化されており、現在毎日約20万バレルの原油増産が行われているほか、カナダやトルコ、ハンガリーなどでも実施されている。米国のEORでは、ほぼ全量のCO₂がガス田から供給されているが、このような大規模なCO₂源がない地域でも、排煙脱炭プラントを利用すれば、工場や発電所の煙突から排出される排ガスからCO₂を回収し、近隣の油田地帯に供給することでCO₂ EORの実施が可能となる。排ガスからの回収CO₂をEORに適用すると、CO₂が地下油田に隔離されるから、CO₂排出削減という環境面の効果も期待出来る。

注1：原油生産の際、水攻法等の2次回収法が利用されるが、通常これでも60～70%の原油が油田から回収できない状態にある。Enhanced Oil Recoveryは、この状態から更に原油回収を図る3次回収法である。CO₂を用いるEORでは油層内においてミッシブル状態（CO₂と原油が超臨界圧下において自由に混ざり合う状態）を形成し、原油回収率を飛躍的に向上させることができる。

一方、燃焼排ガスからCO₂を回収する商業プラントが、ダウケミカル社の技術により世界で始めて建設されたのは今から約20年以上も前である。排煙脱炭プラントをEORに適應する構想は当時からあり、実際1983年にEORの目的で1000 t/d (19 MMSCFD (注2))

の排煙脱炭プラントがテキサス州Lubbockに建設された。しかし本装置は経済的な理由から1985年に撤去されている。ダウケミカル社が開発した技術は、古くから酸性ガス吸収に使用されたモノエタノールアミン液を使用しており、エネルギー消費が多く、吸収溶剤の劣化が激しい、また、腐蝕防止のために金属系の腐蝕防止剤が必要になるなど、技術上の問題が多く残されている。その後、フロアードニエル社が本化学吸収プロセスのライセンスを取得したが、ほとんど技術改良がなされないまま現在に至っている。

注2：MMSCFD = 10⁶ standard cubic feet per day
MMSCF CO₂ = 10⁶ standard cubic feet of CO₂
feet of CO₂ = 52.6 metric ton CO₂

当社は1990年代初めから関西電力(株)と共同で発電所からの大規模CO₂回収を目的として、新しい排煙脱炭化学吸収プロセスの開発に着手し、1998年にはマレーシアに最大回収能力210 t/d (4 MMSCFD)の商業プラントを納入するに至っている。当社技術はエネルギー消費が少なく、吸収溶剤の保守が容易という優れた特徴を有している。EORや温暖化対策を目的とした大規模なCO₂回収を低コストで可能とする技術であり、中東地区や東南アジア地区で近い将来、排煙脱炭プラントによるCO₂ EORを実現させるべく、積極的にプロジェクトに参画している。言うまでもなくCO₂ EORは、CO₂のコストが原油生産コストに大きな影響を与える。EOR目的で排煙脱炭プラントを建設する場合、大量のCO₂を如何に安価に回収し、

^{*1} プラント・交通システム事業センターCO₂事業推進グループ主席

^{*2} プラント・交通システム事業センターCO₂事業推進グループ

^{*3} 技術本部広島研究所化学プラント研究推進室主席

^{*4} 技術本部広島研究所化学プラント研究推進室

油田に供給出来るかでEOR採算が決まると言っても良い。

本論文では、当社の排煙脱炭プラントにより、ボイラやガスタービンの大容量排ガス源からCO₂を回収し、CO₂ EORを行う場合を想定してCO₂回収コストに影響を及ぼす因子を定量的に検討した。

2. CO₂ EORの全体システム概要

排煙脱炭プラントを組み込んだCO₂ EORの全体システム概念図を図1に示す。原油と随伴ガス、水の分離等の設備基本構成は通常の原油生産基地と変わらない。通常の原油生産設備と異なるのは、排煙脱炭プラントやCO₂圧縮・脱水設備、CO₂パイプライン、CO₂を油田に圧入するCO₂注入井、随伴ガスからのCO₂分離装置が設置される点である。

排煙脱炭プラントにより、ボイラやガスタービン排ガスから回収されたCO₂は水雰囲気下の炭酸腐蝕防止のため、露点が0 未満になるまで脱水する。CO₂の輸送と地下油田への圧入を行うため、臨界圧力74 kg/cm²G以上に圧縮し、CO₂パイプラインで油田に送る。

CO₂ EORでは油田へのCO₂圧入にともなって、生産原油にCO₂が多量に同伴し（ブレイクスルー Breakthroughと呼ばれる）、随伴ガス中に高濃度の

CO₂ガスが混入する。このCO₂による後流プラントの影響を低減し、製品となる炭化水素類とCO₂を分離するために随伴ガスCO₂分離プラントを設けている。このCO₂分離プラントで回収したCO₂は排煙脱炭プラントから供給するCO₂と混合され、油田に再注入される。随伴ガスのCO₂は分圧が高く、排ガスからCO₂を回収するより、低いエネルギーで容易に分離できる。すなわち随伴ガスからの分離CO₂を有効利用することで運転操業費を低減できる。

随伴ガスからのCO₂分離装置（CO₂リサイクルプラント）は単なる圧縮設備だけの場合から膜法、吸収法、蒸留法など様々な方式がある。各方法には一長一短があり、随伴ガス中のCO₂濃度や精製後の炭化水素類の製品仕様により、各現場で最適な方法が選択される。

CO₂ EORはCO₂と水による交互圧入を行うことが一般的である。CO₂は水分を含むと極めて強い炭酸腐食環境になるので、CO₂注入井や油ガスセパレータ等の生産設備の腐食部位は炭素鋼に換えて耐食鋼やコーティング材を使用したり、腐蝕防止剤を使用したりする。

現在、通常の実産を行っている油田において、高次回収としてCO₂ EORを実施する場合、新たな設備投資のうちの排煙脱炭プラント及びCO₂圧縮・脱水設

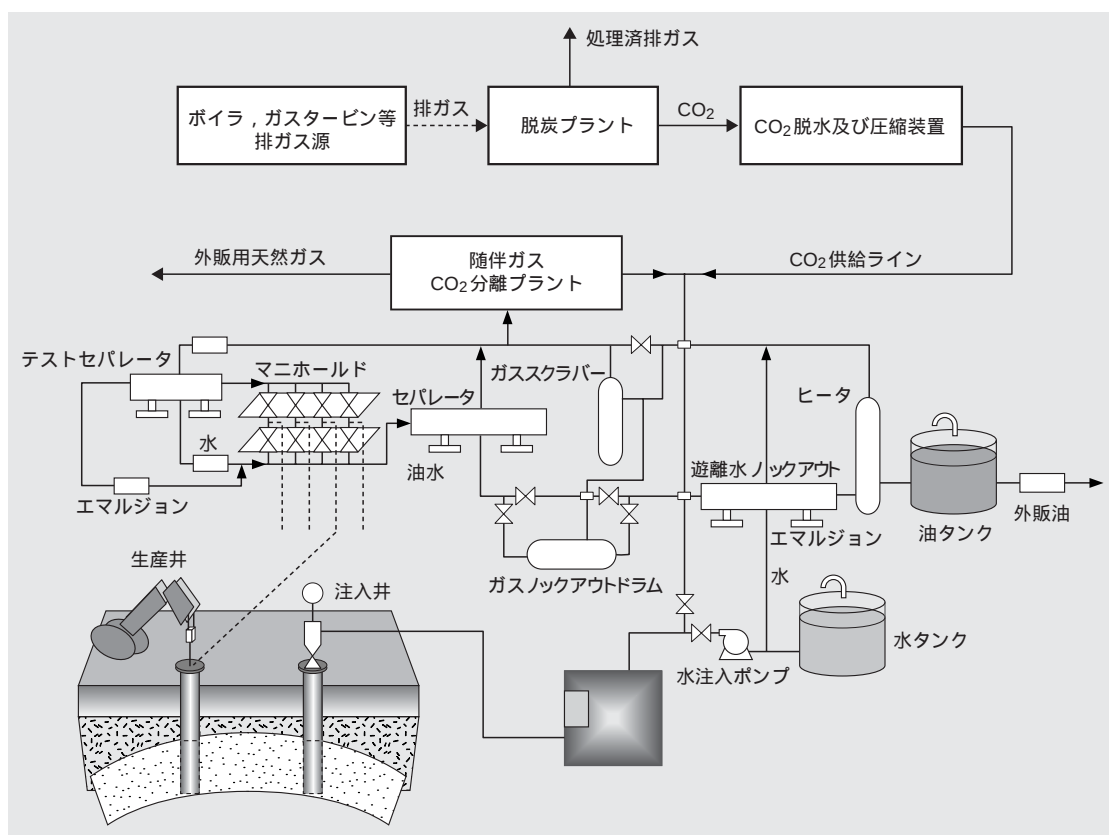


図1 CO₂ EORの全体システム概念

備の設備費は、条件によって異なるが、全体の投資の半分程度を占める。したがって、下記では排煙脱炭プラント及びCO₂圧縮・脱水設備で生産されるCO₂の回収コストに焦点をあてる。

3. EOR用CO₂の必要条件

3.1 CO₂ガス純度

CO₂は油層内においてミシブル状態、すなわちCO₂と原油が超臨界圧下において自由に混ざり合う状態を形成し、原油粘度を著しく下げ、原油の油層内における流動性を高めて、原油回収率を飛躍的に向上させる。CO₂中の不純物は油田のミシブル圧力（ミシブル状態を達成する圧力）を増加させ、一方で原油生産設備の激しい腐蝕の要因になったりする。

したがってEORに使用されるCO₂は、混入する不純物を許容値以内にする必要がある。不純物の許容量は対象とする油田で異なる。現在、米テキサス州西部を中心に行われているCO₂ EORを例とすると、CO₂純度が94 vol %以上となるように、メタン（CH₄）やエタン（C₂H₆）、窒素、硫化水素等の不純物が管理されている。CO₂中のメタンとエタンは油田のミシブル状態を粗害するため、4 vol %未満となるように制限される。窒素もミシブル状態を粗害するので、最大でも5 vol %未満に制限している。硫化水素はミシブル状態にはむしろ有益だが、地上設備への安全上の配慮から100 ppmv未満としている。

当社排煙脱炭プラントは化学吸収プロセスを利用しているため、回収されるCO₂の純度は99 vol %以上と極めて高い。主な不純物は窒素と酸素のみであり、EORに適用するに際して何ら問題にならない。

3.2 必要量

CO₂を圧入した際に回収される原油の量、すなわちCO₂ EORの効果は対象とする油田で異なる。一般的には供給CO₂に対して増産される原油量は3～20 MMSCF/bblと報告されている。CO₂必要量が3～

8 MMSCF/bblならばCO₂ EORの効果が高い油田と言える。

3.3 ガス圧力

CO₂の油田への輸送は、通常、臨界圧力（74.3 Kg/cm²G）以上の超臨界状態で行われる。これは輸送配管内でCO₂が気液2相に分離し、圧力損失の増大やハンマリング現象を引き起こすのを防止するためである。米国のCO₂ EOR設備では、CO₂パイプラインの入口圧力は2 000 psigとしている。

油田まで輸送された超臨界状態のCO₂は、地下油田への圧入のために更に圧縮される。この状態からのCO₂圧縮は、通常、特殊なポンプで実施する。

4. 検討条件

4.1 検討ケース

検討ケースとして、発電所や工場のボイラやガスタービンから大規模にCO₂回収する例として、表1の4ケースを想定した。

上記ボイラ及びガスタービンのいずれのケースも燃料は天然ガスとし、排煙脱炭プラント前流に脱硫処理が必要となるSO_xが排ガス中に含まれないものとする。また全ケースで、CO₂回収プラント及びCO₂コンプレッサの運転で必要となる蒸気供給用として、専用の補助ボイラを設置するものとした。

図2及び図3に排煙脱炭プラントとCO₂圧縮・脱水装置のシステム構成図を示す。ボイラ及びガスタービンの排ガスから回収されたCO₂は圧縮、乾燥されてCO₂パイプラインに送られる。CO₂の供給条件は

表1 排煙脱炭プラントCO₂回収コスト検討各ケースの条件

検討ケース	CO ₂ 濃度 (vol%)	CO ₂ 回収量 (t/d(MMSCFD))
ボイラケース1	8.5	5260 (100)
ボイラケース2	8.5	3160 (60)
ガスタービンケース1	3.0	4730 (90)
ガスタービンケース2	3.0	2630 (50)

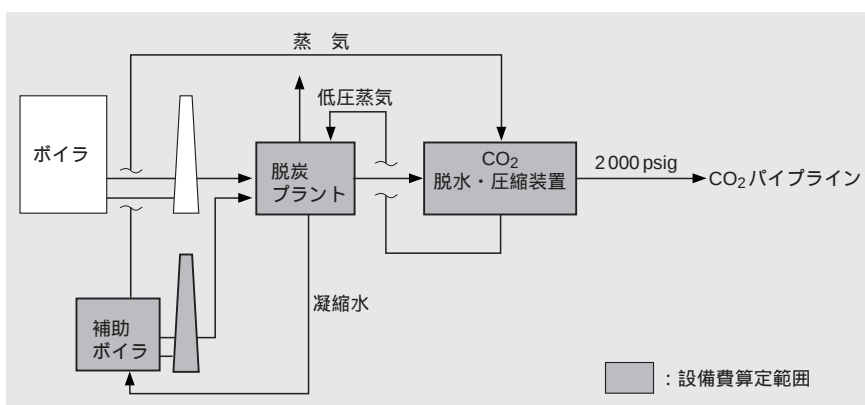


図2 ボイラケース

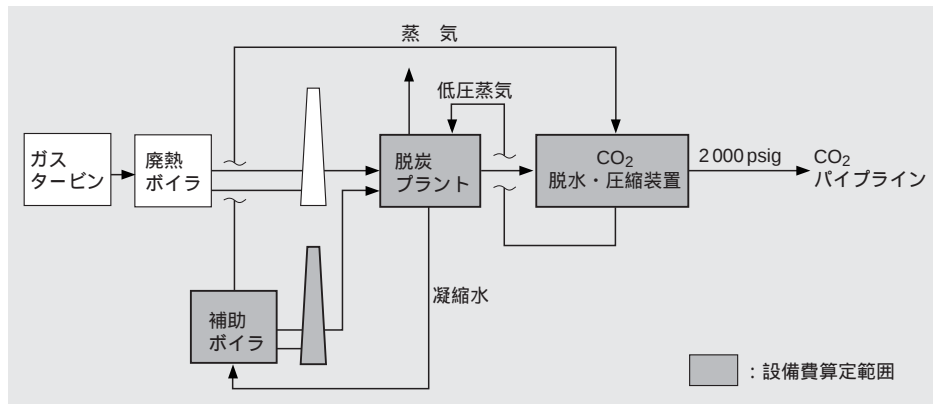


図3 ガスタービンケース

圧力を2000 psig、温度を45℃と想定した。なおCO₂コンプレッサは4段で1系列としている。

4.2 設備費算定ベース

設備費（CAPEX）は排煙脱炭プラント、CO₂圧置、排煙脱炭プラント用補助ボイラ設備の初期建設投資額の合計とする。プラントコストは、当社の中東での商業プラント納入実績に基いて算定した。設備費の減価償却は定額法で10%とした。

4.3 運転費算定ベース

運転費（OPEX）として排煙脱炭プラントの運転に伴う出費、すなわちユーティリティ、運転員、メンテナンス、消耗品、スペアパーツ、プラント一般管理費を合計した。

ユーティリティ単価は燃料ガスの安い中東地区の値を代表例として、下記の範囲で変化させた。

運転員、メンテナンス、消耗品、スペアパーツ、プラント一般管理費については、運転費に占める割合が小さく、表2の通り一定と考えた。

表2 運転費算定ベース

	ユーティリティ単価変化		
燃料ガス (US\$/MMBtu)	0.5	1.0	1.5
	(Base)		
冷却水 (US\$/t)	1.0	1.5	2.0
	(Base)		
電気 (US\$/kWh)	2.0	3.0	4.0
	(Base)		
運転員 (科学分析員, エンジニア含む) US\$/Y	0.25	→	→
メンテナンス (消耗品, スペア品含む) US\$/Y	*	→	→

注) *: メンテナンスは設備費の1% (年間当たり) とした。

5. CO₂回収コストとコスト影響因子の関係と考察

5.1 CO₂回収コスト（ベースケース）

ユーティリティ単価がベースであるとき、すなわち燃料ガス1.0 US\$/MMBtu、冷却水1.5 US\$/t、電気3.0 US\$/kWhの時のCO₂回収及び圧縮コスト（以下、CO₂回収コストと呼ぶ）の試算結果を表3に示す。設備費と運転費の合計で見ると、CO₂回収容量が大きく、排ガス中のCO₂濃度が高いボイラケース1が一番CO₂コストが安価になっている。

5.2 CO₂回収コストとコスト影響因子の関係

(1) CO₂回収量

CO₂回収コストと排煙脱炭プラントのCO₂回収量の関係を図4に示す。

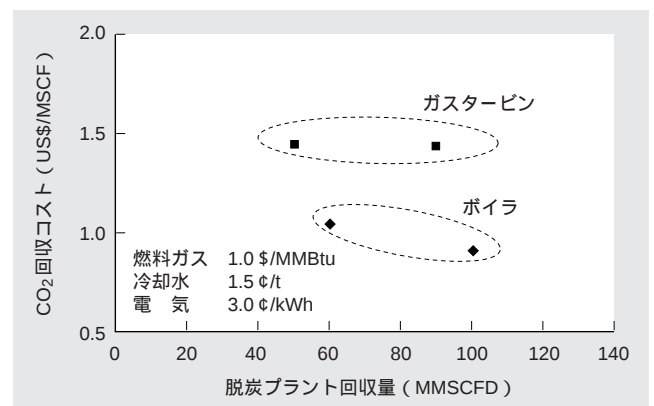
図4 CO₂回収コストと排煙脱炭プラントのCO₂回収量の関係

表3 検討結果（ベースケース）

ケース	排ガスCO ₂ 濃度 (vol%)	CO ₂ 回収量 (MMSCFD)	稼働率 (%)	設備費 (CAPEX) (US\$/MSCF)	運転費 (OPEX) (US\$/MSCF)	トータルコスト (US\$/MSCF)
ボイラケース1	8.5	100	90	0.472	0.444	0.916
ボイラケース2	8.5	60	90	0.533	0.515	1.048
ガスタービンケース1	3.0	90	90	0.609	0.830	1.439
ガスタービンケース2	3.0	50	90	0.609	0.838	1.446

ガスタービンケースに比べてボイラケースの方がCO₂回収コストは安価になっている。これはガスタービン排ガスに比べて、ボイラ排ガスのCO₂濃度は高く、CO₂回収に必要なユーティリティが小さくなること、又、排ガスを扱う機器のサイズが小型化し、設備コストが低くなることが要因である。

ガスタービン及びボイラ両ケース共にCO₂回収量の増加に伴ってCO₂回収コストは減少している。但し減少度合いはボイラケースの方が顕著である。これは、ガスタービン排ガスはCO₂濃度が低く、排ガス処理量が多量になることから、CO₂回収量が100 MMSCFDとなると、排煙脱炭プラントは2系列必要となり、設備費が割高になってしまうからである。なお現在の技術で、ガスタービンケースを1系列で建設できる排煙脱炭プラントの最大量は50 MMSCFDまでである。

一方、ボイラ排ガスの場合はガスタービン排ガスに比べてCO₂濃度が高く、現在の技術でも最大100 MMSCFDまで1系列で建設可能である。

基本的に排煙脱炭プラントはスケールメリットの効果が出る設備である。CO₂回収量が50～100 MMSCFDの範囲で、1系列のまま建設出来るボイラケースはスケールメリットを享受し、CO₂回収量の増加に伴ってCO₂回収コストがかなり減少することが示されている。

以上より、排ガス源の選択はCO₂濃度が高いボイラ排ガスが有利である。

(2) 燃料ガス単価とCO₂回収コストの関係

CO₂回収コストと燃料ガス単価の関係を図5に示す。CO₂回収コストは燃料ガスコストの低下に伴って減少しており、排ガスCO₂濃度が高いボイラ排ガスからCO₂を回収する場合、CO₂回収コストは0.8から1.0 US\$/MSCFの範囲となっている。排煙脱炭プラントは溶液の再生に多量の低压蒸気が必要であり、これによりCO₂回収コストは蒸気を発生

させる燃料ガスに大きな影響を受けることを確認できた。排煙脱炭プラントを建設する際は燃料ガスコストが安い地域を選ぶのが重要である。

(3) 冷却水単価とCO₂回収コストの関係

CO₂回収コストと冷却水単価の関係を図6に示す。減少度合いは燃料ガス単価ほどでないが、CO₂回収コストは冷却水コストの低下に伴って減少している。冷却水は排ガスの冷却、溶液再生塔の塔頂部冷却に使用されており、そのコストは燃料ガスに次いでCO₂回収コストに影響を与えることが確認できた。

(4) パイプラインのCO₂回収コストに与える影響

中東地区を対象とした我々の試算結果によると、CO₂パイプラインコストは6 US\$/MSCF/100 kmから10 US\$/MSCF/100 kmの間であった。

仮に排煙脱炭プラントから油田まで100 kmのCO₂パイプラインで輸送するものと仮定すると、CO₂回収コストが1.0 US\$/MSCFの場合、油田の到着地でのCO₂コストに占めるCO₂パイプラインコストは6～9%程度となる。CO₂パイプラインコストのCO₂回収コストへの影響はそれほど大きくないと言える。

(5) まとめ

以上のコスト試算結果より、ボイラ排ガスのようなCO₂濃度が高い優良な排ガス源が油田の100 km程度の距離に存在し、安価な天然ガス及び冷却水が入手出来る場合、油田でのCO₂コストは1.0 US\$/MSCF以下となる。このコスト値はEOR用の媒体としてCO₂と競合する天然ガスのコストと同等のものである。

現在、原油の高次回収法の媒体として天然ガスが注入されている例が多いが、コスト的に同等な排ガス回収CO₂が取って代わる可能性が十分考えられる。

また排ガスからの回収CO₂をEORに用いる場

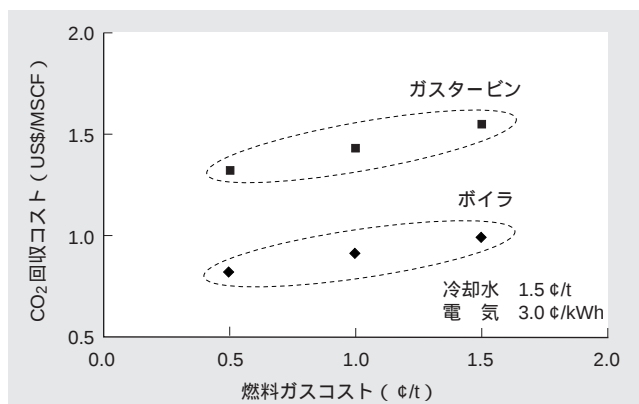


図5 CO₂回収コストと燃料ガス単価の関係

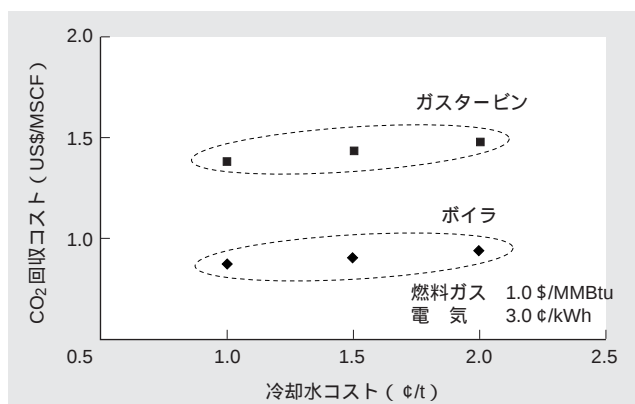


図6 CO₂回収コストと冷却水単価の関係

合、地中に注入されたCO₂が油田の中に固定化され、これが地球温暖化対策に貢献するメリットがある。排ガス回収CO₂を用いたEORプロジェクトが、京都議定書で採択された京都メカニズムのクリーン開発メカニズム(CDM)や共同実施(JI)に適用される場合、CO₂削減分は温室効果ガス排出削減分として国際的に取引することが可能になる。

CO₂の1 US\$/MSCFは19 US\$/tに相当する。したがってCO₂の排出権取引価格が20 US\$/t以上になる状況となると、排ガスのCO₂回収コストは完全に相殺されることになり、CO₂ EORプロジェクトは大きな利益を生み出すことになる。

6. ま と め

ユーティリティの安価な地区で、CO₂濃度の高い排ガス源から、CO₂を多量に回収する場合、CO₂回収コストはEORの媒体として極めて競争力のある値となる。特に燃料ガス単価に対するCO₂回収コストの影響は顕著であり、ガスの安価な場所でCO₂回収コストは非常に小さくなる。また排煙脱炭プラントと油田の距離が100 km程度であれば、CO₂パイプラインコストのCO₂回収コストに与える影響は少ないことがわかった。したがって、油田地帯から数百 km 以内において、安価な燃料ガスが入手可能であり、かつCO₂濃度が高い排ガス源が多量に得られる地区に、排煙脱炭プラントを設置すれば高い経済性で、CO₂ EORが可能になる。

燃料ガスが1 US\$/MMBtu程度で、排ガスCO₂濃度がガス焚きボイラの典型的な値である8.5 vol %のものを対象にCO₂を大規模に回収する場合、CO₂回収コストは0.8から1.2 US\$/MSCF (15から23 US\$/t)の範囲となった。これは将来予想されるヨーロッパのCO₂排出権取引価格レベルに相当する。排ガス回収CO₂によるEORプロジェクトをCDMやJIに適用させると、CO₂回収コストは排出権取引により相殺されるので、EORプロジェクトの採算は更に有利なものとなる。

参 考 文 献

- (1) CO₂固定化・隔離の最新技術、シーエムシー(株) (2000)
- (2) Special Report Enhanced Oil Recovery, Oil & Gas Journal April 15 (2002)



岩崎省二郎



上條孝



高品徹



田中裕士