

【産業競争力懇談会 2013年度 プロジェクト 最終報告】

【炭酸ガスマネジメント技術の開発】

—炭酸ガス分離技術を利用する資源の確保と有効活用—

2014年3月3日

産業競争力懇談会 **COCN**

【エグゼクティブサマリ】

本プロジェクトの基本的考え方

日本の電力供給の安定性を確保するためには多様なエネルギー源の確保によるベストミックスが課題であり、中でも火力発電に用いる天然ガス・石油・石炭等の化石資源のより廉価で安定的な確保とその高効率利用が極めて重要である。そこで、化石資源の獲得やその総合的利用に資する技術開発に関する提言を行う。

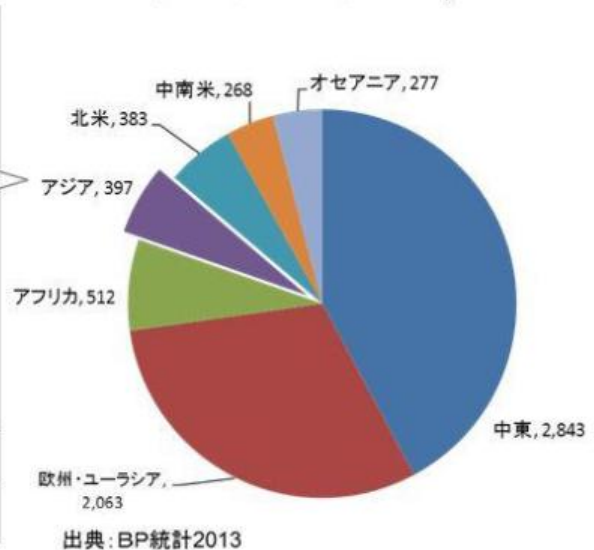
想定される獲得すべき化石燃料に、炭酸ガス濃度が高いため開発の遅れている天然ガス(下図)がある。炭酸ガスの効率的な分離技術及び回収した炭酸ガスの貯留技術等の開発により、これらの炭酸ガス濃度の高い天然ガスを利用することが可能になる。さらに、分離したCO₂をシェールガスの炭酸ガスフラクチャリング法やCO₂EOR(石油採掘での炭酸ガス圧入による増進回収法)へ活用することにより、天然ガス、石油等の高効率回収が可能となる。また、天然ガスやLPG等からの改質による水素生成において炭酸ガスを効率的に分離することは、燃料電池自動車や水素インフラなどの実現に向けた、水素エネルギーの安定かつ安価な供給に資する。さらに、石炭・石油残渣をガス化し炭酸ガスを効率的に分離すれば、IGCC(ガス化複合発電)の発電効率向上と、炭酸ガスの大気放出抑制を達成できるとともに、環境負荷のない水素エネルギーとして利用することが可能になる。

アジア天然ガス埋蔵量の6割は炭酸ガス濃度の高い天然ガス(単位:TCF)



図出典: 下記出典より三菱総研作成
データ出典: JOGMEC (2009) (IHS Energy 2004を引用したSPE 103802, Gas Arabia 2008におけるFoster Wheelerのプレゼン資料をもとにJOGMECが作成)

世界の天然ガス埋蔵量 (TCF)



いずれも、化石資源の利用に伴い必要となる大気中の炭酸ガス濃度を維持制御するための手段であり、総合的なシステムとしても考えるべき重要な課題であり、本プロジェクトではこれらを、「炭酸ガスマネジメント技術」と総称することとし表題に用いた。国際的な競争力を有する炭酸ガスマネジメント技術を完成させることにより、天然ガスの国際権益獲得の交渉カードとして利用することが可能となる。また、LPG や天然ガスを原料とする安定かつ安価な水素エネルギーの供給や、石炭・石油残渣由来ガスを環

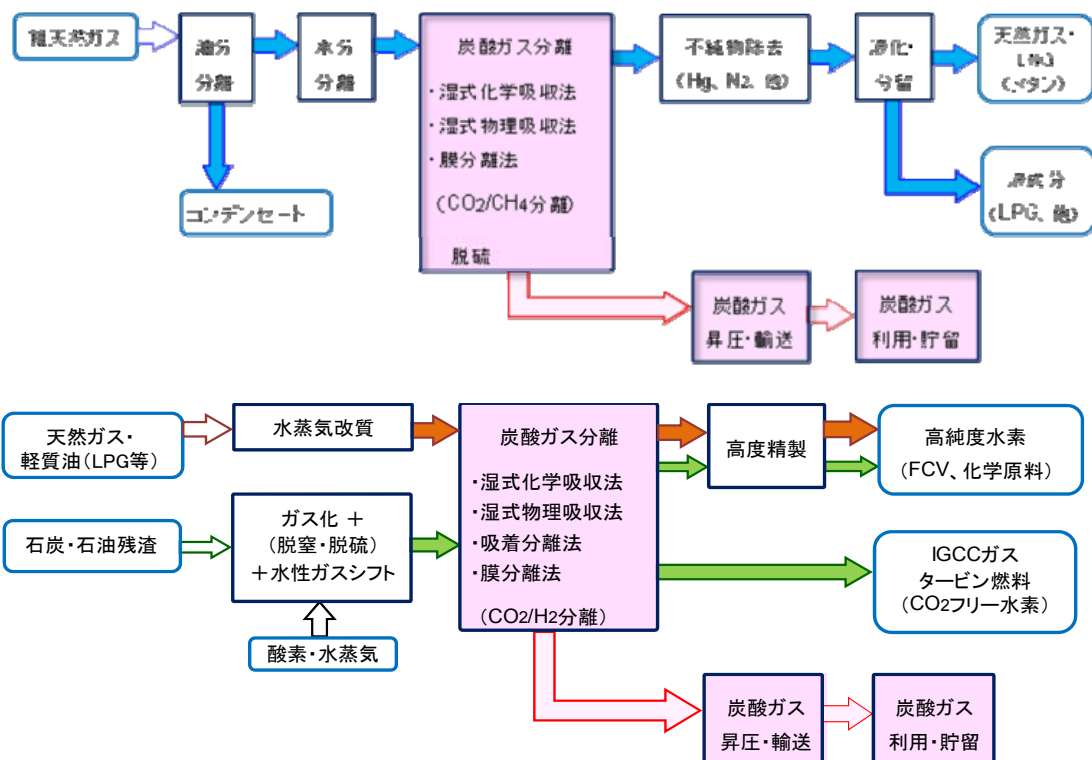
境負荷の少ない水素エネルギーとして利用可能になる。これらの技術は日本のエネルギーセキュリティを向上させ、日本全体の産業競争力向上に資する。このように炭酸ガスマネジメント技術が日本の資源戦略にとって必要であり、その実現が期待される。

検討の視点と範囲

本プロジェクトでは、炭酸ガスを多く含むガスに対して、未利用資源の利用可能化、及び既存資源のさらなる高効率利用化を、エネルギー負荷が低く、かつ経済性に適う炭酸ガス分離・回収プロセスによって実現するために、期待される技術候補とその技術確立に必要な課題を整理して、開発促進を提言することを主要な目的とする。

まず炭酸ガスマネジメント要素技術としての、炭酸ガスの分離、回収、輸送、利用、貯留などについて課題を整理するとともに、特に重要な課題を持つ技術として分離に着目した(下図)。その上で、炭酸ガス濃度の高い天然ガス及び石炭・石油残渣由来ガスの大量処理プロセスにおける炭酸ガス分離技術について、既存技術、開発中の技術の適用可能性を比較検討し、膜分離技術の有望性を示すとともに、最新のゼオライト膜及び新規高分子膜について特徴及び課題を明らかにする。さらに、最新の分離膜のガス資源への適用可能性を検討し、制約条件や今後の開発課題を整理する。

天然ガスの精製工程及び炭酸ガスマネジメントの要素技術



化石資源の確保・有効利用に向けた課題と解決の方向性

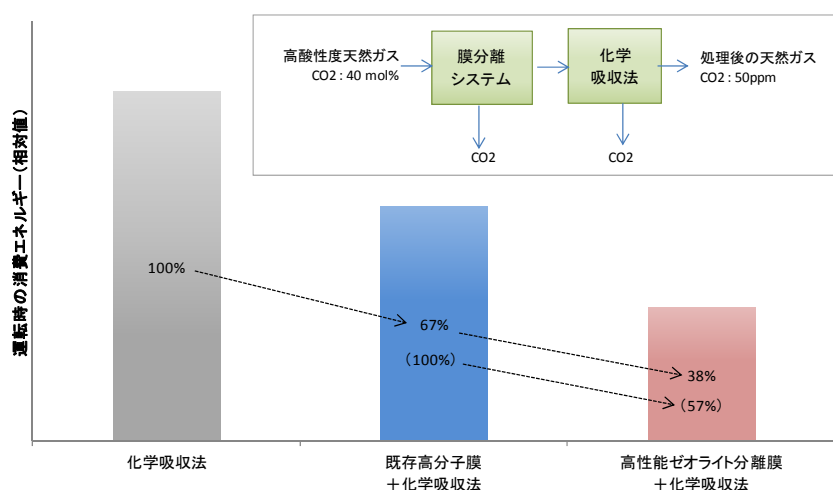
炭酸ガスを高濃度に含む天然ガスは液化可能なレベル(CO₂ 100ppm 以下等)またはパイプライン輸送可能なレベル(CO₂ 2%以下等)に精製する必要がある。実際、埋蔵量が大いと言われている炭酸ガス濃度が高い東南アジアのガス田の開発は、品質面及び分離コスト面が課題であり、進んでいない。特に、

中小規模かつ炭酸ガス濃度が数 10%以上と高いガス田では、そうした課題が顕著であり、それら天然ガスを活用できるのであれば意義は大きい。

ガス混合物からの炭酸ガス分離では湿式化学吸収、湿式物理吸収、吸着(PSA、TSA 等)、膜分離、深冷分離など多様な技術が 20 世紀に開発され、使用条件の制約を受けながらも多くの採用例がある。しかしこうした既存技術には様々な課題がある。炭酸ガスを多く含むガス混合物の大量処理が必要なケースにおいて、例えば湿式化学吸収では吸収時の炭酸ガスとの化学反応熱発生、炭酸ガス放出時のエネルギー負荷が濃度に比例して増大し、エネルギーコストが著しく悪化する。また近年増加傾向にある海底天然ガス用の浮体プラントでは振動・揺動に弱い湿式吸収法の採用は実質的に困難である。また、既存の高分子分離膜は炭酸ガスの透過速度、選択率ともに不十分で、酢酸セルロース膜の実用レベルでの実績では炭酸ガス濃度が 10%の天然ガスで約 3%までしか濃度を低減できず、単独では天然ガスのスペックを満足しない。

近年、炭酸ガスを高効率で分離できる分離膜が国内で相次いで見出された。ゼオライト膜は、天然ガスを想定したメタン／炭酸ガス系において炭酸ガスの透過速度が従来の高分子膜の 10 倍以上と格段に大きく、併せて非常に高い選択率で炭酸ガスを分離できる。試算結果では炭酸ガス濃度が仮に 50%の天然ガスであってもパイプライン規格(CO₂ 2%以下)まで、一段階の分離膜処理で精製できると見込まれる。他の不純物への対応は必要であろうが、ゼオライト膜は天然ガスからの炭酸ガス分離性能が高く、分離・精製プロセスの合理化が期待できる。既存研究成果によれば、高性能ゼオライト膜を化学吸収法と組み合わせた場合には、化学吸収法単体と比較して消費エネルギーが 62%減、化学吸収法と既存高分子膜の組み合わせと比較して同 43%減となる。これは、ランニングコストの大幅な低下をもたらすことを意味している。

天然ガスから CO₂ の分離にかかるエネルギー量の比較



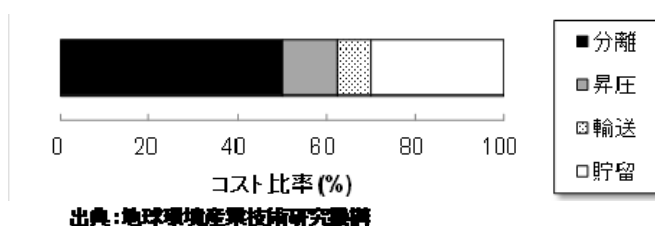
出典: JOGMEC 資料より作成

一方、化石燃料をより効率的に利用する方策として水素利用が提案され、産官学が一体となった取組が進められている。これまでの成果として、燃料電池自動車 (FCV) のエネルギー効率における優位性が報告されるとともに、水素供給インフラの開発に向けた実証事業等が実施され

ている。水素社会実現に向けた取組として、水素を低コストで安定的に供給できる効率的製造技術の開発が課題の一つになっているが、課題を解決するための方策として、高圧の水素製造装置においては、膜分離技術の活用が期待されている。また、石炭、石油残渣をガス化し IGCC のガスタービン燃料として有効利用する技術開発が官民一体となって進められているが、システムとしての低コスト化が課題の一つである。石炭、石油残渣のガス化においては、環境負荷低減と燃焼効率の向上のために燃焼前に炭酸ガスを除去する必要があり、より高効率な炭酸ガス除去技術が望まれている。

炭酸ガスの分離から貯留までを含めた炭酸ガスマネジメント要素技術の中では、分離コストが約半分を占めているという試算がある(下図)。すなわち、分離プロセスのコスト低減は大きな課題であると言え、技術的ブレークスルーの要請が大きい。

石炭火力発電所煙道ガス CCS コスト分析(現状技術)



例えば、高効率の新規高分子膜では、IGCC 燃料を想定した水素／炭酸ガス系において炭酸ガスを高い透過速度、選択率で分離できる。試算結果では炭酸ガス 50%のガスから 98%以上の純度の水素を一段階で得ることができるとされている。

高性能ゼオライト膜や新規高分子膜はいずれも国内で開発された技術であり、これらによる炭酸ガス分離は、高圧で産出または供給される天然ガス及び石炭・石油残渣由来ガスの処理において圧力を分離のドライビングフォースに使うことができ、かつ後工程に必要な昇圧工程が節減できるため、炭酸ガスの分離コストの大幅な低減が可能となる。

産業競争力強化のための提言

以上のように、日本で芽を出した新たな分離膜は世界でも最高レベルの性能を示しており、新たな化石資源の確保、並びに化石資源の高効率利用において、膜分離を活用した分離技術への期待が高まっている。膜分離技術については、これまで各分野においてラボスケールでの技術開発が実施されているが、今後は、実用化に向けた実証試験等の実施が望まれる状況にある。新たな化石資源の確保、並びに化石資源の高効率利用の分野において、実証規模の試験、評価事業等を実施するに際し、産官学の連携による強力な推進が必要である。特に、化石資源の確保および有効利用に資する以下の技術開発の推進に対して、国による財政支援等を期待したい。

化石資源確保の観点からは、高酸性度天然ガス¹⁾から高効率かつ安価に炭酸ガスを分離する技術として、本邦企業が開発した新規ゼオライト分離膜が世界をリードする技術水準にあり、実用化

¹⁾ 本報告書では、高濃度(およそ 10%以上)の炭酸ガスを含む天然ガスを高酸性度天然ガスと呼ぶ。天然ガスは、炭酸ガスと硫化水素等の酸性の不純物とが併存するケースがほとんどであるので、炭酸ガスを含めて酸性ガスと総称し、炭酸ガスを含む酸性ガス濃度の高い天然ガスを高酸性度天然ガスとする。

に最も近い位置にあると言える。今後とも、ゼオライトをはじめとする分離膜の部材開発や透過分離のメカニズムを扱う基礎研究の促進、また、基礎研究の充実と並行して、先行して開発が進められている分離膜の適用性・実用性・耐久性、さらには経済的な優位性を示し、開発のスピードアップを図るべく実証プラントを設置しての試験（実証試験）を行うことも必須である。

なお、高酸性度天然ガスの開発においては、炭酸ガスの分離に加えて、随伴する硫化水素ガスの効率的な除去も大きな課題である。硫化水素を水素と硫黄に分解し膜分離により水素を製造・精製するとともに単体硫黄を回収するといった、資源の確保に貢献するための技術開発を進める基礎研究や実証試験も合わせて行っていくべきである。

さらに、高酸性度ガスに関する高性能新規分離膜の実証試験や事業化を進めるにあたり、分離した炭酸ガスの近傍油田での CO₂-EOR 等による貯留の実施可能性について検討すべく、十分留意して進めるべきである。

化石資源確保に資する膜分離技術利用の取り組み提案

課題	高酸性度天然ガスの生産コスト低減 高効率・安価な炭酸ガス分離技術（＋硫化水素の分解分離）
解決方向性	高性能新規分離膜の適用：従来法（化学吸収）で必要な加熱・加圧が不要 エネルギー消費の大幅削減可能＝ランニングコスト低減
日本のアドバンテージ	<ul style="list-style-type: none"> ・例えば、新規ゼオライト分離膜技術は日本の産官学で開発され世界をリード ・技術の学術の創成から社会実装による産業化にいたるまでの、我が国における包括的な取り組み実績あり
今後の取り組み（提案）	<p>【基盤研究】 高性能新規分離膜の部材開発や透過分離のメカニズムを扱う基礎研究の促進 オールジャパン研究開発体制構築による対海外優位性確保</p> <p>【実証試験】 先行開発されている高性能新規分離膜の実証試験（適用性・実用性・耐久性） 中小規模での国内実証試験⇒商業規模での海外実証試験⇒実用化 （国内実証試験で 10 億円程度、海外実証試験で 20～30 億円程度を見込む）</p>

化石資源の高効率利用方策に向けた水素利用実現に向けては、水素供給ポテンシャルの高い製油所水素製造装置を対象に膜分離技術を活用した水素の分離、精製技術の開発が行われている。今後は、分離膜を集積した大型モジュール開発、商用のプロセス設計に向けたスケールアップ技術の開発として、実証規模での耐久性評価、信頼性検証に関する試験検討が必要である。同時に、実用化に向けた技術開発として、実証試験で得られたデータを、分離膜によるガス透過機構やその劣化メカニズムの解明にフィードバックすること等により要素技術の確立が必要であり、そのための基礎研究の推進が必要である。

また、各種プロセスにおける炭酸ガス分離工程の省エネへの貢献の観点から、化学プラント等においても、新規高分子分離膜などの活用を図るべく国による財政的支援等による推進を期待し

たい。同時に、分離膜の新規開発、分離膜の作用機構解明、耐久性向上等において産学連携による基盤研究の推進を図ることが必要である。

化石資源有効利用に資する膜分離技術利用の取り組み提案

課題	水素の低コスト・安定供給 製油所水素製造装置の高効率化（水素社会に向けての技術開発） 化学プラント・リファイナリーの省エネ
解決方向性	高性能新規分離膜の適用（加熱・加圧不要）によるランニングコスト低減
日本のアドバンテージ	<ul style="list-style-type: none"> • 水素社会のインフラ構築を含めた産官学一体での取り組み • 製油所における高純度水素分離精製と炭酸ガス分離が可能な技術開発実績 • 本邦企業による、透過性、分離選択性の高い新規高分子膜開発実績
今後の取り組み（提案）	<p>【基礎研究】 分離メカニズム解明や、新規分離膜部材の探索・開発などの促進</p> <p>【実証試験等】 製油所水素製造における実証規模での耐久性試験、実用化試験 化学プラント等における新規高分子分離膜などの実証試験</p>

取組体制としては、学術（分離膜研究）－産業（分離膜事業）－産業（分離膜ユーザー～化石資源の確保／有効活用）による取組が想定され、本プロジェクトに当てはめると以下のような例が考えられる。

- < 学術（分離膜研究）> 早稲田大学、産業技術総合研究所、地球環境産業技術研究機構
- < 産業（分離膜事業）> 三菱化学、住友商事、住友商事ケミカル
- < 産業（分離膜ユーザー～化石資源の確保／有効活用）>

J X 日鉱日石エネルギー、国際石油開発帝石、千代田化工建設

なお、海外での実証試験や事業展開においては、日本の資源戦略や展開する相手国のコントリブーリスクチェックの観点から、国の関与・指導を受けながらの取り進めが望ましい。

【目 次】

1. プロジェクトの目的	5
2. 資源確保・有効利用に資する炭酸ガスマネジメント技術	6
2.1 本報告書の構成	6
2.2 炭酸ガスマネジメントの要素技術	7
2.3 炭酸ガス分離が必要な資源	9
3. 主要な酸性ガス分離法とその比較	11
3.1 酸性ガスの分離技術の概要	11
3.2 膜分離法	12
3.3 湿式吸収法	17
3.4 吸着分離法	19
3.5 深冷分離法	21
3.6 分離法のまとめ	22
4. 炭酸ガスマネジメント技術の可能性と課題	25
4.1 高酸性度天然ガスへの応用	25
4.1.1 世界の天然ガス需給	25
4.1.2 日本の天然ガス需給	30
4.1.3 高酸性度天然ガスの確認埋蔵量と生産の動向	32
4.1.4 高酸性度天然ガスの利用におけるコストと価格水準	36
4.1.5 高酸性度天然ガスの開発における課題と解決の方向性	40
4.2 EOR 及びシェールガスフラクチャリングへの応用	41
4.2.1 CO ₂ -EOR	41
4.2.2 シェールガスの CO ₂ フラクチャリング	51
4.2.3 課題と解決の方向性	53
4.3 化石燃料由来の水素エネルギーへの応用	54
4.3.1 水素エネルギーの需給	54
4.3.2 水素エネルギー利用分野の拡大	55
4.3.3 水素エネルギー活用に関する最新の政策動向	61
4.3.4 化石燃料由来の水素エネルギーへの応用に関する課題と解決の方向性	62
4.4 化石燃料ガス化への応用	63
4.4.1 石炭および石油残渣の利用動向	63
4.4.2 ガス化複合発電技術の開発動向	66
4.4.3 ガス化複合発電技術の利用動向	67
4.4.4 CO ₂ 回収型 IGCC	69
4.4.5 CO ₂ 回収・貯留(CCS)の動向	70
4.4.6 化石燃料ガス化への応用に関する課題と解決に向けた方向性	73
5. まとめと提言	74

5.1	まとめ	74
5.2	提言	76
5.2.1	化石資源の確保に関する提言	76
5.2.2	化石資源の高効率利用に関する提言	78
5.2.3	取り組み体制案	80

【はじめに】

日本の電力供給の安定性確保のためには、多様なエネルギー源の確保によるベストミックスが課題であり、その中で火力発電に用いる天然ガス・石炭・石油等の化石燃料の高効率活用や資源の確保が極めて重要である。

その手段として、高酸性度天然ガス(今後開発が期待される炭酸ガスを多く含む天然ガス)の活用、シェールガスの活用、および EOR(石油採掘での圧入による増進回収法)の活用、また、天然ガス、LPG 等の改質、あるいは石炭・石油残渣のガス化による水素製造などが挙げられるが、各々には、幾つかの技術課題がある。高酸性度天然ガス活用においては、炭酸ガスの効率的な除去・精製技術及び回収した炭酸ガスの貯留技術(CCS)の開発が必要とされる。シェールガス活用では炭酸ガスフラクチャリングによる採掘技術が検討されているが、随伴する炭酸ガスの効率的な除去・精製技術及びリサイクル使用技術の開発が必要とされる。EOR 活用では使用する炭酸ガスの効率的な除去・精製技術の開発及びリサイクル使用技術の開発が望まれている。また、石炭・石油残渣由来ガスからの水素製造では、効率的な水素/炭酸ガス分離技術及び回収した炭酸ガスの貯留技術が必要とされる。

いずれも、化石燃料の高効率利用に伴い必要となる大気中の炭酸ガス濃度を維持制御するための手段であり、総合的なシステムとしても考えるべき重要な課題であり、本プロジェクトではこれらを、「炭酸ガスマネジメント技術」と総称することとし表題に用いた。これらの課題を整理し深耕すると共に、課題解決のために中核となる要素技術を明確にして、その優先的な開発推進策を提言する。これにより、炭酸ガスマネジメントをシステムチックに実施する技術環境を整備することで、国際的な競争力を有する資源開発・利用技術の実現が期待される。

この炭酸ガスマネジメント技術を完成させることにより、天然ガスの国際権益獲得の交渉カードとして利用できるとともに、化石燃料を環境負荷の小さい水素エネルギーとして利用することが可能になり、日本のエネルギーセキュリティ向上、日本全体の産業競争力向上に資するものと期待される。

産業競争力懇談会
会長(代表幹事)
西田 厚聰

【プロジェクトメンバー】

メンバー	氏名	
三菱化学株式会社 経営戦略部門	八島 英彦	PJリーダー
学校法人早稲田大学 理工学術院 教授	松方 正彦	WG1 主査
千代田化工建設株式会社 プロジェクト開発事業本部	志村 光則	WG2 主査
株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部	鈴木 敦士	WG3主査
独立行政法人産業技術総合研究所 環境化学技術研究部門	遠藤 明	
公益財団法人地球環境産業技術研究機構 化学研究グループ	池田 健一	
国際石油開発帝石株式会社 技術本部	堀江 忠司	
JX日鉱日石エネルギー株式会社 研究開発企画部	古宮 耕二	
JX日鉱日石エネルギー株式会社 中央技術研究所	池田 雅一	
千代田化工建設株式会社	細野 恭生	
千代田化工建設株式会社 技術開発ユニット	蛙石 健一	
千代田化工建設株式会社 技術開発ユニット	安井 誠	
住友商事株式会社 環境インフラプロジェクト事業本部	小川 新人	
住友商事ケミカル株式会社 合成樹脂カンパニー	小林 等	
住友商事ケミカル株式会社 合成樹脂カンパニー	竹田 真之介	
株式会社住友商事総合研究所 新技術企画部	薄井 徹太郎	
株式会社三菱総合研究所 科学・安全政策研究本部	古屋 俊輔	
株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部	ダニエル ウォルター	
株式会社三菱総合研究所 科学・安全政策研究本部	鈴木 智之	
株式会社三菱総合研究所 科学・安全政策研究本部	高橋 信吾	
三菱化学エンジニアリング株式会社 技術本部	那須 正康	
三菱化学株式会社 経営戦略部門 RD戦略室	上野 信彦	
三菱化学株式会社 機能化学本部	飯泉 康弘	
株式会社三菱化学テクノロジーサーチ 調査コンサルティング部門	佐々木 康之	
株式会社三菱化学テクノロジーサーチ 調査コンサルティング1部	後藤 志朗	
株式会社三菱化学テクノロジーサーチ 調査コンサルティング1部	大竹 正之	
株式会社三菱化学テクノロジーサーチ 調査コンサルティング1部	志摩 賢二	
三菱化学株式会社 経営戦略部門 RD戦略室	末村 耕二	事務局

オブザーバー	氏名	
経済産業省 製造産業局 機能化学品室	西村 秀隆	
三菱重工業株式会社 技術統括本部	大石 善啓	
三菱重工業株式会社 技術統括本部	今井 哲也	
トヨタ自動車株式会社 IT・ITS企画部 調査渉外室	北村 伸彦	
株式会社三菱ケミカルホールディングス グループ基盤強化室	田中 克二	
産業競争力懇談会(COCN)	中塚 隆雄	

1. プロジェクトの目的

日本の電力供給の安定性を確保するためには、多様なエネルギー源の確保によるベストミックスが課題であり、その中でも火力発電に用いる天然ガス、石油、石炭等の化石燃料のより廉価で安定的な確保と高効率利用技術が極めて重要である。そこで、日本で見いだされた炭酸ガスの高性能膜分離技術に基づいてエネルギー、特に天然ガス資源獲得に資する技術開発、及び天然ガス、LPG 等化石燃料の有効利用として、水素の高効率製造技術開発等に関する提言を行う。

新たな化石燃料として、高酸性度天然ガス(今後開発が期待される炭酸ガスを多く含む天然ガス)がある。さらに、シェールガス採掘で水質汚染の懸念を回避する炭酸ガスフラクチャリングが採用された場合や、CO₂ 法 EOR(石油採掘での圧入による増進回収法)が普及した場合も含めて、炭酸ガスの効率的な除去技術及び回収した炭酸ガスの貯留技術または再使用技術の開発が必要とされる。また、化石燃料の有効利用として、天然ガス、LPG、石炭・石油残渣由来ガス等からの水素製造技術の開発が必要とされている。

いずれも、化石燃料の高効率利用に伴い必要となる大気中の炭酸ガス濃度を維持制御するための手段であり、総合的なシステムとしても考えるべき重要な課題であり、本プロジェクトではこれらを、「炭酸ガスマネジメント技術」と総称することとし表題に用いた。こうした技術の開発は化石燃料に対する日本の戦略上必要であり、その実現が期待される。特に国際競争力を有する炭酸ガスマネジメント技術を高度化することにより、天然ガスの国際権益獲得の交渉カードとして利用し、また、天然ガス、LPG、石炭・石油残渣等を環境負荷のない水素エネルギーとして利用することが可能になり、日本のエネルギーセキュリティ向上に資する。また、製造・メンテの関連業界の需要喚起により新規雇用の創出にもつながり、日本の電力安定供給確保を通じて日本全体の産業競争力向上に資するものと期待される。

本プロジェクトでは、低エネルギー負荷でかつ経済性に適う炭酸ガス分離・回収プロセスによって、炭酸ガスを多く含む天然ガス及び石炭・石油残渣由来ガス等からのクリーンなエネルギー源の獲得及び利用を推進するために、期待される技術候補とその技術確立に必要な課題を整理して開発促進を提言することを目的とする。

高濃度の炭酸ガスを高効率で分離する膜に関して、日本の民間企業や公的研究機関、大学で研究が進められ、世界でも先進的な成果が見出されている。これらの新規な高効率分離膜は、低品位の化石燃料からエネルギーとして利用可能な天然ガスや水素を低コストで製造する技術として実用化が期待できる。本プロジェクトでは、開発初期段階にあるこれらの有望な炭酸ガスの膜分離技術の開発促進を提言したい。

2. 資源確保・有効利用に資する炭酸ガスマネジメント技術

2.1 本報告書の構成

安価かつ安定的なエネルギー源の確保という目標に対して、高酸性度天然ガス²⁾への炭酸ガスマネジメント技術を適用し、高酸性度天然ガスを有効な利用可能資源として確保する方策が考えられる。すなわち炭酸ガスマネジメントでは、高濃度の炭酸ガスが含まれているが故に開発が遅れている高酸性度天然ガスから、低コストで CO₂ を分離することにより、クリーンな天然ガスの生産を可能とする。また、分離回収される CO₂ を、近隣油田において EOR の圧入ガスとして用いることで石油資源の増産にもつなげることが可能となる。さらに、高酸性度天然ガスの埋蔵地域との地理的關係によっては、シェールガス生産時にフラクチャリング流体として回収 CO₂ を用いることも考えられる。

化石燃料を有効利用する見地からは、新たな二次エネルギーとして水素エネルギーの活用が検討されており、水素をエネルギー源とする燃料電池については、エネルギー効率の向上、環境負荷低減等の観点から導入促進が図られている。CO₂ および H₂ を含むガスから水素を効率よく分離、回収する炭酸ガスマネジメント技術は、水素エネルギーの活用による化石燃料有効利用に資するものとして期待される。また、石炭・石油残渣ガス化技術によりIGCCの本格的導入も期待されている。

本報告書では、上記の炭酸ガスマネジメント技術が資源確保・有効利用に資する適用分野について、現状や将来見通しを踏まえた上で、現状の課題と解決に向けた方向性を示していく。

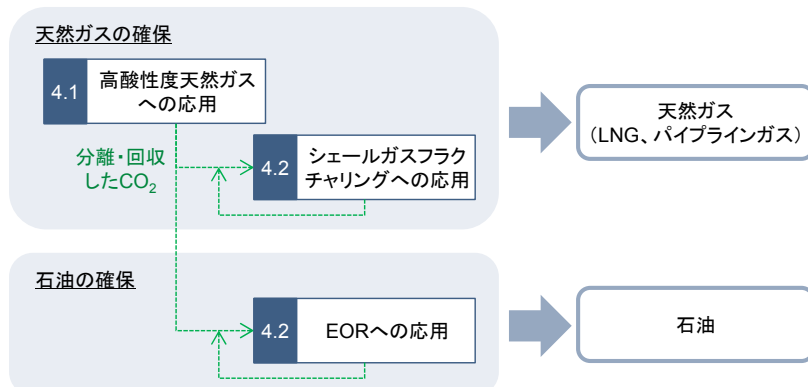
次章(第3章)においては、炭酸ガスマネジメント技術の主要な要素技術である炭酸ガス分離について、その技術の概要を解説した上で、特に新規の高効率分離膜技術の性能動向を取りまとめた。

第4章の構成は図表 2-1 に示すとおりである。4.1 節で高酸性度天然ガスへの炭酸ガスマネジメント技術の応用という観点から、世界および日本の天然ガス需給動向、高酸性度天然ガスの埋蔵量や開発・生産動向をまとめた。4.2 節では、さらなる資源確保への適用として、EOR とシェールガスフラクチャリングを取り上げ、その現状を調査した。化石燃料の有効利用に資する炭酸ガスマネジメント技術の応用としては、4.3 節で化石燃料由来の水素エネルギーを取り上げ、需給の現状などを調査した。その上で、利用分野の拡大可能性とその際の課題について指摘した。4.4 節は、その他化石燃料の有効利用として石炭・石油残渣ガス化の開発・利用動向を調査報告となっており、より効率的な炭酸ガス分離が課題の一つとなっていることを指摘した。

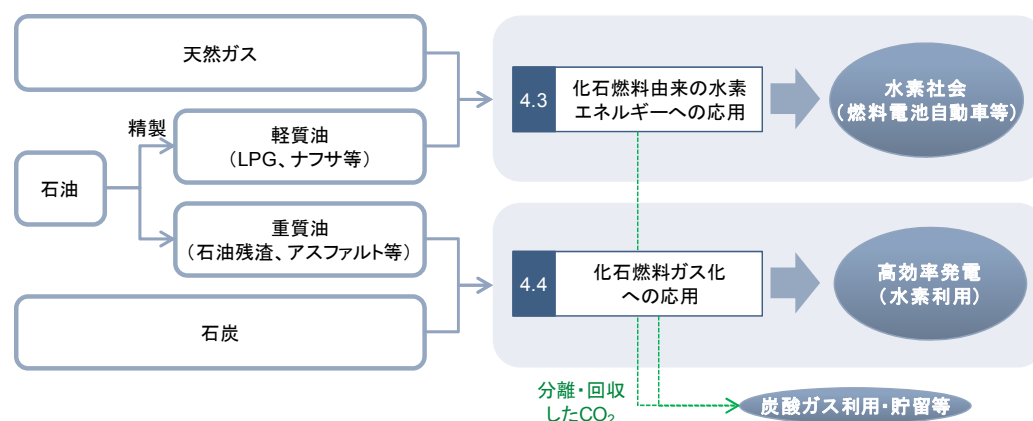
²⁾ 本報告書では、高濃度(およそ 10%以上)の炭酸ガスを含む天然ガスを高酸性度天然ガスと呼ぶ。天然ガスは、炭酸ガスと硫化水素等の酸性の不純物とが併存するケースがほとんどであるので、炭酸ガスを含めて酸性ガスと総称し、炭酸ガスを含む酸性ガス濃度の高い天然ガスを高酸性度天然ガスとする。

図表 2-1 本報告書(第4章)の構成と各節の位置づけ

<メタン/CO₂分離技術の応用による資源確保>



<水素/CO₂分離技術の応用による資源有効活用>



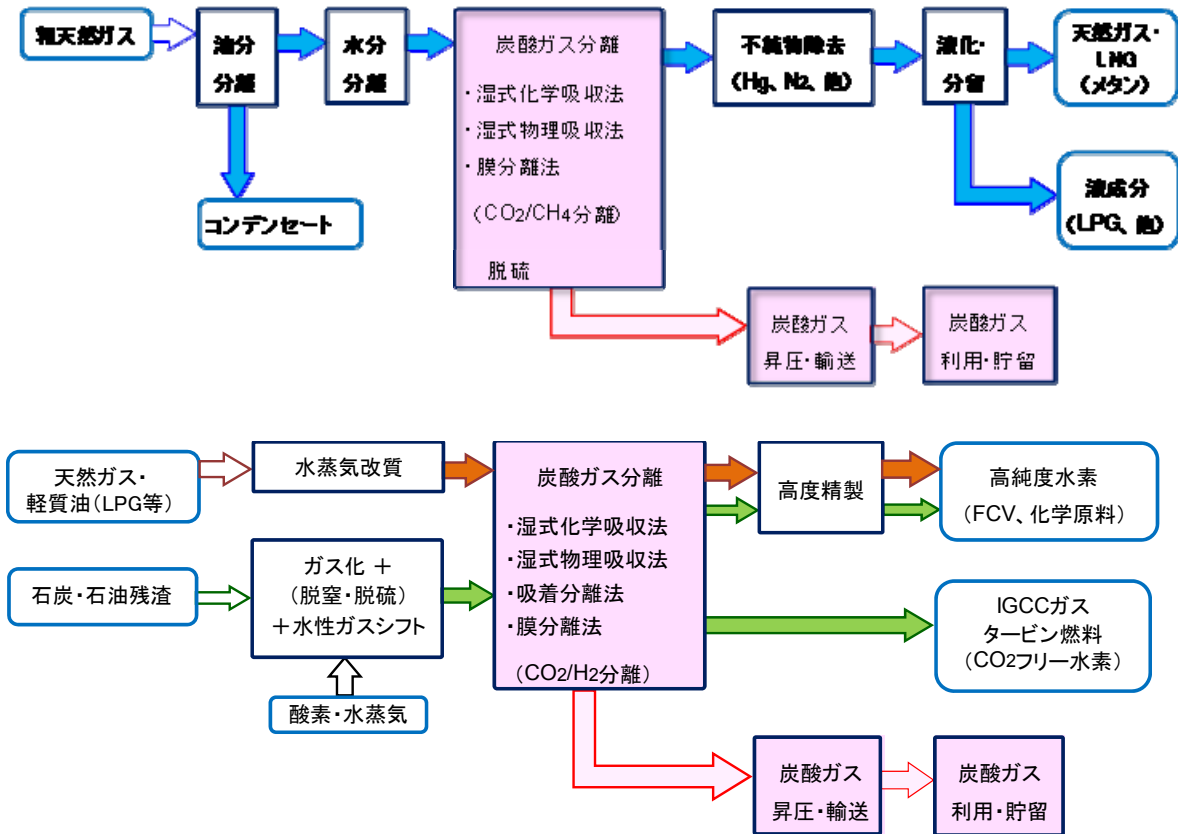
2.2 炭酸ガスマネジメントの要素技術

本報告書の第3章では、炭酸ガスマネジメントの主要な要素技術のうち炭酸ガス分離技術を中心に調査報告がなされている。ここでは、炭酸ガスマネジメント技術とその要素技術について整理する。

全ての天然ガスはガス井から高温高圧で自噴した段階で水、高沸炭化水素(コンデンセート)や、炭酸ガス、硫化水素や他の硫黄化合物を含んでおり、多段階の分離、精製工程を経て、パイプライン輸送またはLNGとして市場に供給される。天然ガスは一般的には、図表2-2に示すようなプロセスで処理され、炭酸ガスを含む不純物を除去し、クリーンなエネルギーとして製品化される。石炭・石油残渣由来ガスも高濃度のCO₂を含むため、類似の分離プロセスが必要である。

炭酸ガスマネジメントの観点から見ると、これらの工程のうち、炭酸ガス分離工程、炭酸ガス移送・輸送工程、炭酸ガス貯留工程が主要な要素技術である。

図表 2-2 燃料ガスの精製工程及び炭酸ガスマネジメントの要素技術



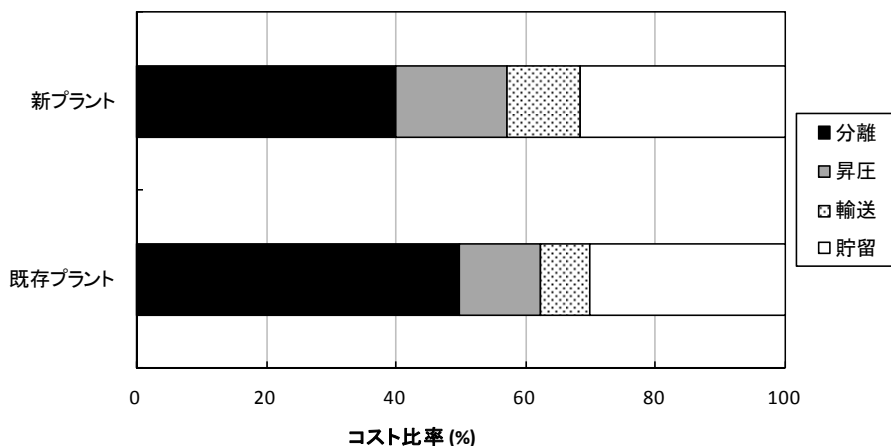
炭酸ガス輸送は、パイプラインまたは専用容器等により実施されるが、炭酸ガスの使用形態に応じて状態調節することが容易であり、対応する輸送方法が確立されているため、技術的に大きな課題は無い。配管、設備等の腐食対策で、酸性ガスの分離品質が課題となる。

炭酸ガス貯留の主要な手法として、海外では米国やカナダを中心に EOR や枯渇油・ガス層貯留が実用化されている。また、帯水層貯留についてもノルウェーやアルジェリアで大規模な実績が少なくとも 3 件ある。日本でも苫小牧において大規模実証試験が実施されているとともに、安全性評価技術等の開発が進められている。

上述のように、炭酸ガスマネジメントのプロセスは炭酸ガスの分離・回収、昇圧、貯留地までの輸送と貯留の工程で構成される。地球環境産業技術研究機構 (RITE) は、石炭火力発電の煙道ガスからの CO₂ 回収・貯留 (CCS, Carbon Capture & Storage) のモデルで、これらの工程別コストを分析している。天然ガス系の経済性評価は実施されていないが、類似技術として参考になるので例として図表 2-3 に示す。石炭火力発電所の煙道ガスを対象とした CCS の場合、既存技術では CO₂ 分離・回収コストが全体

の40～50%を占めている。海外では輸送コスト、貯留コストとも半分程度と解析されており、CO₂の分離コストの比率が一層高いと推定される。天然ガス開発は海外で実施されることから CO₂の分離コストの低減が特に重要となり、CO₂の分離技術高効率化の必要性が指摘されてきた。

図表 2-3 現状技術での日本における石炭火力発電所煙道ガス CCS コスト分析



注)回収: 1Mt-CO₂/y、輸送距離: 20km、圧力: 7MPa、地下注入方法: ERD(大偏距掘削)、地下注入量: 0.1Mt-CO₂/y/well
 出典: http://gcep.stanford.edu/pdfs/bTzhgdNEg5xnCbry-3SZEw/ShingoKazama_web.pdf
 RITE(風間伸吾氏)発表、既存プラントは設備改造費を含む。

2.3 炭酸ガス分離が必要な資源

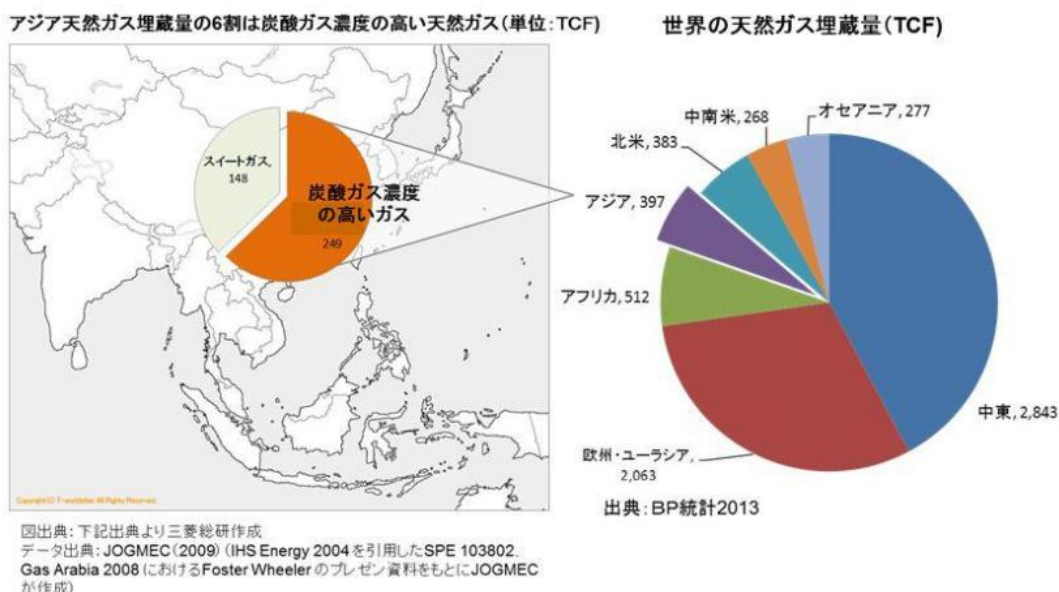
炭酸ガス等の酸性ガスを分離しクリーン燃料化する対象として第一に、開発の遅れている酸性ガス濃度の高い天然ガス資源がある。世界の天然ガスの確認埋蔵量の約40%は高酸性度ガス(2,576 Tcf ≒ 72 Tcm)であるとの報告³⁾がある。図表 2-4 に示すように東南アジア地域には CO₂ 濃度が 10%以上の天然ガス資源が多く分布している。炭酸ガス濃度が低いガス田の開発は進んでいるが、その濃度が高くなると、分離・精製によりパイプラインで供給可能な品質規格(CO₂ 2%以下、H₂S 4ppm 以下)⁴⁾を達成するのが技術的にも経済的にも困難となるため、開発されていないケースも少なくない。

これ以外に CO₂による EOR、CO₂ フラクチャリングによるシェールガスが対象として想定される。

³⁾ JOGMEC 「ショートする天然ガス供給－急務となっているサワーガス開発の現状－」(2009)

⁴⁾ Interstate Natural Gas-Quality Specifications & Interchangeability, CEE, Univ. Texas, Austin, <http://www.beg.utexas.edu>

図表 2-4 世界の高酸性度天然ガス埋蔵量分布(1 Tcf ≒ 0.028 Tcm)



石炭、石油残渣、ペトロコークスなどのガス化で得られる IGCC(ガス化複合発電)用燃料ガスは CO₂ 濃度が高く、ガスタービンでの燃焼効率の低下要因となる。さらに、CO を多く含むため燃焼で多量の CO₂ を発生する。したがって、水性ガスシフト反応(WGS, Water gas shift reaction))で CO を H₂ と CO₂ に転換し、CO₂ を燃焼前に水素と分離するのが望ましい。図表 2-5 に典型的な合成ガス及び WGS 後のガスの組成を示した。CO₂ 濃度は WGS 反応後で 30~40% であり、その効率的除去には技術的ブレークスルーが求められる。

図表 2-5 石炭資源等から得られる合成ガス及び水性ガスシフト後のガス組成例(vol%)

Gas	ガス化原料	H ₂	CO	CH ₄	Ar + N ₂	CO ₂	H ₂ S + COS	備考
Syngas	天然ガス	61.1	35.0	0.3	1.0	2.6	0.0	
	減圧残渣油	45.0	46.5	0.3	1.2	7.1	1.0	
	石炭	33.0	55.0	0.0	0.6	11.0	0.3	
WGS 後	天然ガス	71.4	0.0	0.0	0.7	27.9	0.0	計算値
	減圧残渣油	65.4	0.0	0.0	0.8	33.8	0.0	計算値
	石炭	60.8	0.0	0.0	0.4	38.7	0.0	計算値

注) WGS: 水性ガスシフト、NH₃, CH₃NH₂, ピリジン等の窒素化合物も副生し、前処理段階で硫酸吸収により除去する。

出典) 加藤順、小林博行、村田義男編、C1 化学工業技術集成、サイエンスフォーラム(1981)など

3. 主要な酸性ガス分離法とその比較

3.1 酸性ガスの分離技術の概要

酸性ガス成分である炭酸ガスや硫化水素などの硫黄化合物の分離技術は、20 世紀に基礎が確立されている。アンモニア合成(Haber-Bosch 法)プロセスが開発され、当初電解法水素で開始されたアンモニア合成も急速に石炭原料法水素に転換された。メタノール合成、炭化水素合成工業が本格化した 20 世紀前半には一応技術的に完成したが、硫黄被毒を受け易い銅系触媒によるメタノール合成(ICI 低圧法)が稼働開始できたのはさらに高度の脱硫技術が確立できた 1960 年代である。また合成ガスからの炭化水素合成(Fischer-Tropsch 反応)において鉄系触媒から高活性で低圧合成が可能なコバルト系触媒に転換されたのは合成ガスの高度脱硫精製技術が確立された 1990 年代に入ってからであった。

こうした化学産業ガスの中で、炭酸ガス、硫化水素などの酸性ガスの除去には、当初から炭酸カリウム水溶液による吸収法(Benfield 法など)が採用されたが、処理するガス量の規模拡大に対応して、吸収速度、再生速度、除去効率の向上やエネルギー原単位の削減などが求められるようになった。アルカノールアミン系が開発され、特に硫化水素の除去効率を高めるのに成功した。石油系燃料油の深度、超深度脱硫が要請され、これに伴い、水素化脱硫触媒の性能向上とともに、硫化水素の分解技術(Claus 法など)が高度化、環境排出削減技術が 1980 年代以降、進展した。低温、高圧で行われる湿式物理吸収法はクリーンな合成ガスの製造と分離コストの低減に寄与した。一方地球環境保全を目的とする炭酸ガス回収・貯留(CCS)技術の一環で、煙道ガスからの大規模な CO₂ 分離が試みられるようになり、アルカノールアミン水溶液を用いた湿式化学吸収法を中心に試験が開始されてきた。しかし数十万 kW レベルの大型石炭火力発電などに適用するには、設備コスト、エネルギー原単位と分離コストが無視できない規模となり、経済性が CCS 実現の大きな課題となることが明らかになってきた。酸素燃焼法などを含め、新しい高効率の炭酸ガス分離技術開発が進められているが、理想的には燃料のカーボンフリー化や、燃料の高濃度 CO₂ を燃焼前に分離する方法が有効である。

天然ガス、水素ガスから酸性ガスを分離する方法としては、これまで図表 3-1 に示すような技術が開発され、それぞれの特徴を見極めて採用されている。多種類のプロセスを事業化している UOP (Honeywell)のこれまでのライセンス件数を併記したが、歴史のある Benfield 法(湿式化学吸収)の受注件数が多いことがわかる。これらの技術を以下に説明するとともに、高酸性ガス濃度の天然ガス分野、水素ガス分野での現状と課題を検討する。

図表 3-1 天然ガス、水素ガスからの酸性ガス分離に使用される既存の技術

酸性ガス分離法	膜分離法	湿式吸収法	吸着分離法	深冷分離法
原理	<ul style="list-style-type: none"> 膜内透過係数 (CO₂>CH₄) (CO₂>H₂) 圧力を利用して膜透過分離 	<ul style="list-style-type: none"> 化学反応または溶解度 (CO₂>> CH₄, H₂) 吸収成分を低圧フラッシュや加熱 	<ul style="list-style-type: none"> 平衡吸着容量または吸着速度 (CO₂>> H₂) 圧力や温度のスイングで吸脱着 	<ul style="list-style-type: none"> 沸点差 (N₂, CH₄, CO₂) 分別凝縮及び凝縮成分の蒸留分離
採用実績	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスでは CO₂ の分離濃縮向け (粗分離に止まる) 石炭・石油残渣由来ガス向けで実証段階 (粗分離に止まる) 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス、石炭・石油残渣由来ガスでは化学吸収法、物理吸収法が普及している 天然ガスではパイプライン規格達成可能 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの酸性ガス分離では Molecular Gate 法 (Engelhard/Guild) 合成ガスからの酸性ガス分離で PSA 法が普及、一段で高純度水素製造可 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの酸性ガス分離で実証試験 (ExxonMobil CFZ) NGL, LPG 分離では一般的 石炭・石油残渣由来ガスでは限定的
具体例	<ul style="list-style-type: none"> 高分子膜 天然ガス向け: 酢酸セルロース (Separex, Cynara)、ポリイミド (MEDAL) など CO₂/H₂ 分離 (特殊ポリマーと推定) 無機膜、ゼオライト膜が開発段階 	<ul style="list-style-type: none"> 湿式化学吸収法 Benfield 法、aMDEA 法、BASF OASE 法など 湿式物理吸収法 Selexol 法、Purisol 法、Rectisol 法など 	吸着剤 <ul style="list-style-type: none"> ゼオライト (13X, 4A など) 活性炭、分子篩炭 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス向けで Ryan-Holmes 法など IGCC ガスからの CO₂ 分離検討例あり (SINTEF Energy Research, 2011)
ライセンス実績数 (UOP)	UOP-Separex 130 件以上	UOP Benfield 700 件以上 UOP Selexol 100 件以上	UOP-PSA, Polybed system 540 件以上	<ul style="list-style-type: none"> LNG プラント建設実績多数、但し酸性ガス分離法は湿式化学吸収法 + Mercox + Mol Sieve 脱水であり、深冷分離ではない

注: 対象となる水素ガスは、石炭・石油残渣由来ガスの水性ガスシフトで得られる高濃度 CO₂ を含む水素である

3.2 膜分離法

(1) 既存型の高分子膜

既存型の高分子膜を用いた膜分離法は天然ガス中の CO₂ 分離手段として大規模に使用されている。Separex、Cynara、W R Grace などが技術を開発し、事業を拡大してきており、現在までに 100 万 Nm³/h 前後の大型設備を建設した実績がある。従来の高分子膜はいずれも酢酸セルロース製のスパイラルまたは中空糸膜である。その後、ポリイミド膜 (Air Liquide, Medal)、フッ素樹脂系複合膜 (ABB/MTR) が上市されている。図表 3-2 に天然ガス精製で従来使用されている高分子分離膜と性能実績を整理した。

代表的な天然ガス用 CO₂ 分離膜 (酢酸セルロース膜) の天然ガス処理実績は、CO₂ 濃度 5% の天然ガスを処理することにより製品の CO₂ 濃度は 2.5% に低減している。CO₂ 濃度 10% では 3%、CO₂ 濃度 50% では処理後でも 30% であった。その後が開発されたポリイミド膜では CO₂ 濃度 18% の天然ガスの処理で 3%、フッ素樹脂系分離膜では CO₂ 濃度 60% から 8% までの低減実績を発表しており、高分子膜の性能は改善されてきているが、いずれもパイプライン規格 (CO₂ 2% 以下) には到達していない。既存の高分子膜分離技術の限界を示している。酢酸セルロース膜では、供給ガス中の CO₂ 濃度が高くなると、CO₂/CH₄ 選択率も大幅に低下するという報告もあり、既存の高分子膜技術は高 CO₂ 濃度の天然ガスには適用しにくいといえる。

海洋ガス田開発用の浮体プラント(FPSO、FLNG)では湿式吸収法が採用できないので、UOP は既存の高分子分離膜を CO₂ 分離に採用⁵⁾、普及しており、その重要性は高まっている。CO₂ 透過率、CO₂/CH₄ 選択率のより高い分離膜の開発が望まれている。

図表 3-2 天然ガスの精製に使用される高分子分離膜と性能実績

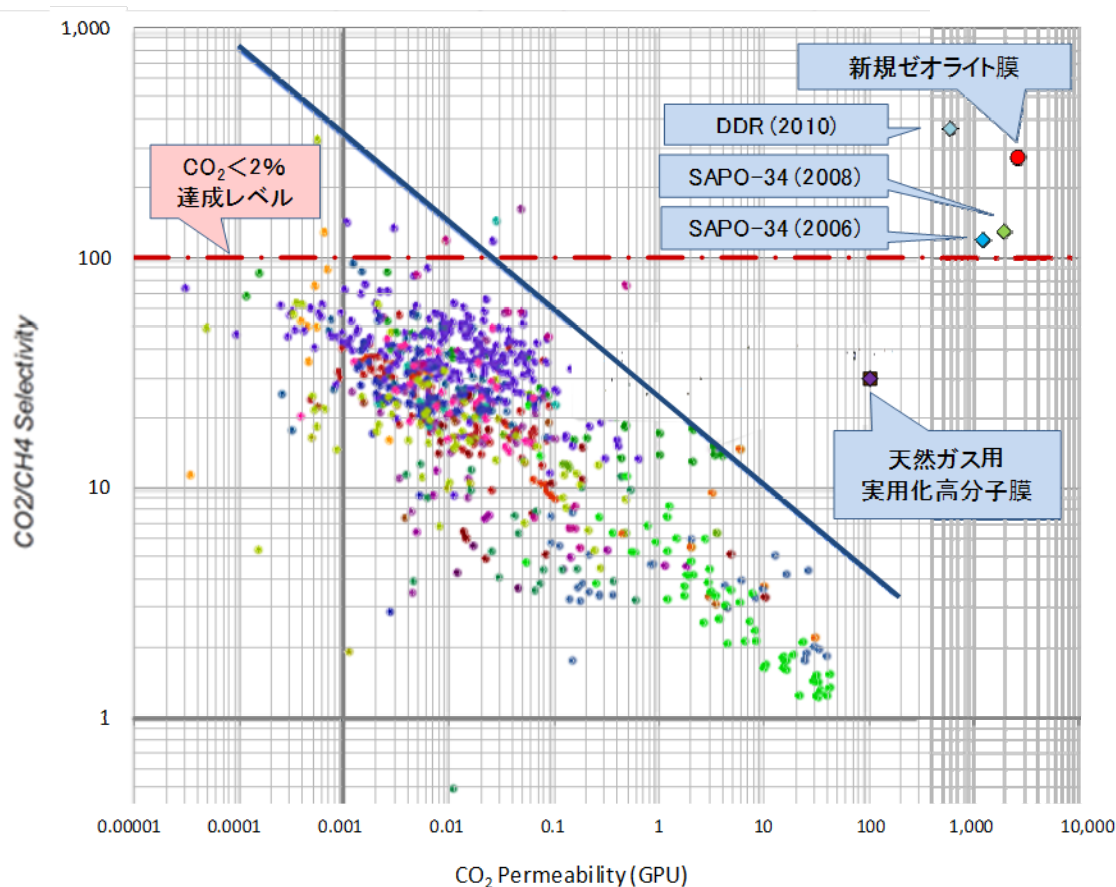
	UOP Separex™	Cynara Membranes-Dow Chemical	Air Liquide, MEDAL™	ABB/MTR
事業	天然ガス向けで 130 件以上採用実績	陸上、海洋天然ガスで採用実績多数		
分離膜	Cellulose acetate 非対称複合膜、スパイラル巻型 (Separex 開発の分離膜)	Cellulose triacetate 非対称膜、中空糸膜 16 inch, 30 inch 直径 × 1.7 m 長 (Dow Chemical が製造担当) (CO ₂ 、炭化水素への耐性が大、液体 HC も可)	Polyimide, 中空糸膜	Perfluoro polymers silicone rubber, 多孔質基盤上に非多孔質分離層 (0.2-2.0 μm) 形成、スパイラル巻複合膜
設備能力	最大 980 MMscfd (115 万 Nm ³ /h) (2009)	最大 700 MMscfd (82.5 万 Nm ³ /h)		20m ² 、50m ² スキッドあり
分離性能	CO ₂ /CH ₄ 透過速度比 50 ・CO ₂ 高濃度で CO ₂ /CH ₄ 選択率低下	不明 ・CO ₂ 高濃度で CO ₂ /CH ₄ 選択率低下	CO ₂ 分離用	CO ₂ 、N ₂ 、C ₃ +HC 分離用
分離例	・CO ₂ 5% to 2.5% (Spain, 2009) H ₂ S 50ppm to 10.4ppm (Scavenger 処理後)	・CO ₂ 50% to 30% (10 万 Nm ³ /h, 3MPa, 21°C) 透過ガス CO ₂ 90% (EOR 向け)、製品ガス CO ₂ 30%、湿式化学吸収に供給	・CO ₂ 18% to 3% (13 万 Nm ³ /h、豪)	Z-Top™ CO ₂ /CH ₄ 分離用 ・60% CO ₂ to 8%、>90% CO ₂ ガスを分離、焼却または再注入
	・CO ₂ 8% to 2% (Texas, 41MPa, 1998?) CH ₄ Loss 7% (一段) 透過ガス水分 3Lb/MMscf			P-Top™ H ₂ S/CH ₄ 分離用 ・H ₂ S 3,400ppm to 40ppm NitroSep™ N ₂ /CH ₄ 分離用
	・CO ₂ 10% to 3% (Texas, 45MPa, 1998?) CH ₄ Loss 0.5% (二段)			
歴史	1998 年に UOP は Amine Guard™、Selexol™ を買収、天然ガス精製事業強化 1994 年に Hoechst Celanese Corp から膜事業買収、2009 年に W R Grace & Co から膜事業買収 2009 年 Separex FPSO を開発 2011 年に 蘭 Twister BV と天然ガス技術で提携 2012 年に Thomas Russell Co と業務提携	1983 年に Cynara Membrane Systems (NATCO Group) が第一号機納入		・MTR: Membrane Technology and Research Inc 膜及びシステム開発 ・ABB-Randall Gas Technologies と MTR が提携

膜による分離法は、微細細孔を通過する分子の拡散速度の差を利用する膜、分子が膜に溶解・拡散するための親和性や拡散速度差を利用する膜、分子篩効果を利用する膜などに大別される。高分子系の他、無機系、両者を含むハイブリッド系など、多くの分離膜が検討されてきた。

多様な既存高分子分離膜の CO₂ 分離性能を図表 3-3 に示した。この図は Robeson プロット (膜厚 10 μm を仮定) と呼ばれるもので、透過率を x 軸、二成分の透過速度比 (理想的分離選択性に相当) を y 軸で分離膜性能を表示している。これまでに報告された種々の既存高分子分離膜が図中で小点として示され、またその最高レベルを結んだ直線が既存高分子分離膜の到達限界 (Upper bound) を示している。分離膜性能としては、右上ほど透過率、選択率が高く、優れている。UOP の実用化膜 (Separex™) の性能を図表 3-3 上にプロットした。選択率は 30 であるが、炭酸ガスが高濃度域では 20 以下に低下する。この膜でも、炭酸ガス濃度の高い天然ガスを処理するケースでは透過率、選択率とも必ずしも充分ではない。

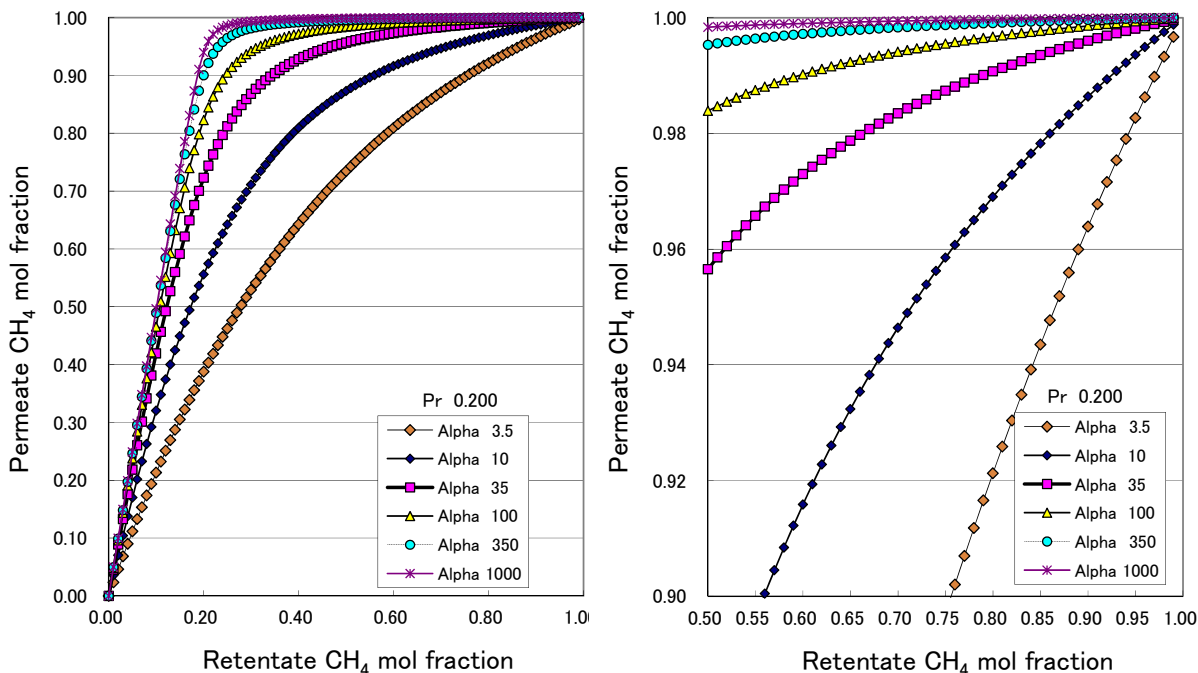
⁵⁾ Joy LeePree, Chemical Engineering, 2012/02, p17

図表 3-3 既存高分子分離膜と高性能ゼオライト分離膜の CO₂/CH₄ 分離性能



なお、天然ガスを想定した CO₂/CH₄ 系の混合ガスの膜分離を行った場合の、CO₂/CH₄ 分離の選択性 (α) をパラメータとして、原料 (Retentate) メタン純度と製品 (Permeate) メタン純度の関係を試算した結果を図表 3-4 に示した。分離性能は原料側、製品側の圧力比 (Pr) に大きく依存するが、原料側の CO₂/CH₄ = 50/50 (CH₄ モル分率 = 0.5) の場合でも α が 100 以上であれば 98% 以上の高純度 CH₄ を得ることができることを示している。図表 3-3 ではこの目標ラインも示した。

図表 3-4 CO₂/CH₄ 膜分離性能と原料、製品純度の関係



出典：三菱化学テクニサーチ

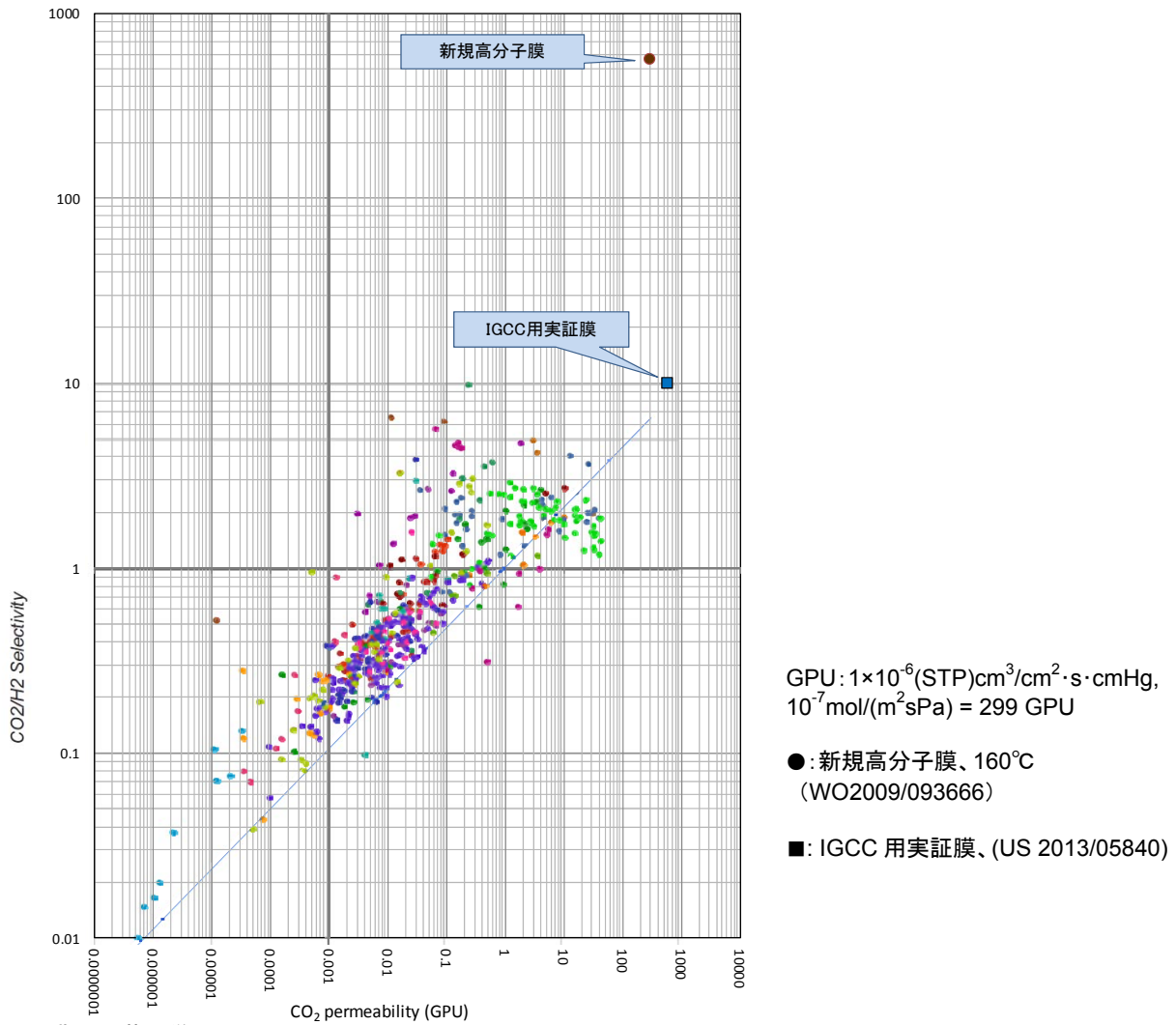
(2) 新規分離膜

最近見いだされた高性能ゼオライト膜の、CO₂/CH₄系におけるCO₂分離性能を図表 3-3 上にプロットすると、SAPO-34、DDR、MSM-1等のゼオライト膜は種々の既存高分子膜のいずれよりも桁違いに優れている。特に国内化学企業が開発中のMSM-1膜は、CO₂の透過速度が従来的高分子膜の10倍以上と格段に大きく、併せてCH₄から高い選択率でCO₂を分離できる。膜性能の目標として、CO₂濃度50%という非常に高濃度のガス混合物からでも一段処理で2%以下に下げ得る選択性としておよそ100以上、CO₂透過性は、米国の分離膜専門会社MTR(Membrane Technology Research Inc.)が目標としている1,000 GPUを超えることと設定すると、開発初期段階にあるMSM-1はこれを凌駕している。

ゼオライト膜の製造は難度が高く、多くは実験室規模の研究に止まっている。その中でMSM-1ゼオライト膜は開発初期段階に至っており、この分野で注目される。CO₂/H₂系の分離にも応用し得る見込みである。

国内ベンチャー企業の新規高分子膜は、CO₂/H₂系において既存の高分子膜に比較してCO₂透過率、CO₂/H₂選択率がかなり高い。膜分離性能を図表 3-5 のCO₂/H₂系のRobesonプロットに示す。新規高分子膜はCO₂/CH₄系の分離にも有効とされるが、CO₂/H₂系を優先して研究中であり、平成20年度から24年度まで新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の委託事業として開発されている。また米国では複数の企業、研究機関がIGCC用燃料ガスからのCO₂膜分離を検討しており、MTRなどが高分子スパイラル複合膜モジュールを発表し、すでに商業規模での利用が可能な体制を整えている。MTRの膜分離性能を図表 3-5 にプロットしたが、透過率は大きいものの選択率が必ずしも高くない。

図表 3-5 既存高分子分離膜と新規高分子膜の CO₂/H₂ 分離性能



出典: 三菱化学テクノリサーチ

天然ガスを想定した CO₂/CH₄ の系において、ゼオライト膜と既存の高分子膜との CO₂/CH₄ 分離性能を比較すると、図表 3-6 のように整理できる。即ちゼオライト膜は既存の高分子膜よりも CO₂ 透過性が非常に高く、また CO₂/CH₄ 分離の選択性も十分に高い。DDR、SAPO、MSM-1 の 3 種類のゼオライトの比較では、MSM-1 の性能が秀でている。

図表 3-6 既存の高分子膜と比較したゼオライト膜の優位性

		Insufficient Separation	Large membrane area is required	Zeolite Membrane			
				DDR ^{*1}	SAPO ^{*2}	MSM-1	
		Polymer Membrane					Small Membrane area
CO ₂ Permeability		—		○	○	◎	
CO ₂ /CH ₄ Separation Selectivity		—		◎	○	◎	Improved Separation
Stability	Thermal	—		○	○	○	
	Water	—		○	—	○	Good Stability
	Chemical	—		○	—	○	

*1 DDR: Deca-Dodecasil 3R

◎: Excellent ○: Good —: Fair

*2 SAPO: Silico-Alumino-Phosphate

出典: JOGMEC

図表 3-7 には、ゼオライト分離膜のポテンシャルと課題を示した。炭酸ガス分離性能の高いゼオライト膜が見出されたといえども、実用化までには解決すべき課題がまだ残されている。

図表 3-7 炭酸ガスマネジメントの視点でのゼオライト分離膜の得失比較

利 点、ポテンシャル
CO ₂ 透過性が高分子膜より高い
高温での安定性が高く、苛酷な環境条件にも耐性がある
高い圧力差に耐える
膜汚染後も洗浄が容易である
課 題
大量生産技術は今後の課題である
温度勾配による割れなど、脆弱性がある
モジュール容積に対する有効分離面積の比が小さい

3.3 湿式吸収法

合成ガス、天然ガス分野で湿式吸収法が多数採用されている。多段トレーのガス吸収塔で吸収溶媒、酸性ガスを向流接触し、化学吸収法ではアルカリ、アミンとの中和反応で、また物理吸収法では溶媒への溶解度差を利用して酸性ガス成分を液中に捕捉する方法である。吸収液は加熱法、減圧フラッシュ法などで酸性成分を除去し、再生する。アミン再生促進剤の使用(aMDEA、New Benfield など)でエネルギー効率が上がった。技術的完成度は高い。

化学吸収法、物理吸収法を比較して図表 3-8 に示す。

図表 3-8 化学吸収法、物理吸収法の比較

項目	化学吸収		物理吸収
	アルカノールアミン	無機炭酸塩	
吸収剤	MEA, DEA, DGA, MDEA, DIPA	K ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃ -MEA, K ₂ CO ₃ -DEA	Selexol, Rectisol, Purisol
CO ₂ 吸収機構	化学反応 RNH ₂ + CO ₂ + H ₂ O → RNH ₃ ⁺ + HCO ₃ ⁻	化学反応 K ₂ CO ₃ + CO ₂ + H ₂ O → 2 KHCO ₃	物理的溶解
操作圧力条件	操作圧力依存性はない 煙道ガス等低圧ガスにも適用可能	1.3 MPa 以上	1.3~6 MPa
操作温度範囲	37 - 204°C	93 - 121°C	室温付近
吸収剤再生法	加熱ストリップング	ストリップング	フラッシュ、リボイラ、蒸気ストリップング
変動因子	温度が基本	温度、圧力の双方、圧力が主	圧力が基本
CO ₂ /H ₂ S 選択性	MDEA は H ₂ S 選択性あり、他のアミンにはない	H ₂ S がやや選択的に分離	H ₂ S がやや選択的に分離
CO ₂ 規格達成	可能	可能	可能
用役コスト	高い	中間的	低い~中間的

出典: Natural Gas Purification Technologies- Major Advances for CO₂ Separation and Future Directions

化学吸収法、物理吸収法の例と特徴を図表 3-9 に示す。

図表 3-9 代表的な湿式吸収プロセスの例

種類	Natural gas, H ₂
吸収剤(水溶液)	アミン(MDEA) + 促進剤(Piperazine)
プロセス名	BASF OASE aMDEA 溶媒と推定、促進剤 Piperazine を使用
吸収ガス	CO ₂ , H ₂ S, COS, R-SH
吸収反応	化学吸収 R ₂ MeN + H ₂ O + CO ₂ → R ₂ MeNHCO ₃ R ₂ MeN + H ₂ S → R ₂ MeNHHS R : -CH ₂ CH ₂ OH, MDEA: methyl diethanolamine 3- 30bar, 30~70°C、天然ガスなど、高濃度 H ₂ S (~50%、H ₂ S > CO ₂) の除去性能に優れる
備考	BASF US8476475 (2013/07/02)、US7749309 (2010/07/06)、US7481988 (2009/01/27) US7004997 (2006/02/28)、US4336233 (1982/06/22) 高温ガスに対してはより熱安定性の高いアミン、安定剤の使用などを提案している。 OASE、aMDEA プロセスは世界で 300 件以上稼働または建設中、1971 年に BASF プラントで採用、1982 年からライセンス開始。BASF/TOYO が共同開発(1984 年)、現在は日揮と提携、国内で 10 件以上稼働。合成ガス、煙道ガス(CO ₂)にも対応。

種類	Natural gas, H ₂
吸収剤(水溶液)	30%K ₂ CO ₃ + 2~6%アミン(MDEA, DEA, Piperazine)
プロセス名	Benfield New Benfield
吸収ガス	CO ₂ , H ₂ S
吸収反応	化学吸収 K ₂ CO ₃ + CO ₂ + H ₂ O → 2 KHCO ₃ K ₂ CO ₃ + H ₂ S → KHCO ₃ + KHS
備考	Union Carbide Co, Abu Dhabi LNG の天然ガス精製で Benfield HiPure プロセスなど、工業実績大、低腐食性。aMDEA 法と直列につなぐ二段階法も採用されている。 ・CO ₂ , H ₂ S をともに高度吸収 Activator の効果は、Adv Mech Eng Appl(AMEA) Vol 3, No 2 (2013) p299-303 に紹介あり。有機アミン系と同様、ピペラジン化合物が有効、溶媒再生を促進、天然ガス精製で有効。

種類	Natural gas, H ₂
吸収剤(水溶液)	ポリエチレングリコールジメチルエーテル (CH ₃ O(CH ₂ OCH ₂) _n OCH ₃ , n = 2~9) DEPG: Dimethyl Ether of Polyethylene Glycol
プロセス名	Selexol Coastal AGR Genosorb
吸収ガス	CO ₂ , H ₂ S, R-SH
吸収反応	物理吸収、幅広い温度で使用可能 ・H ₂ S 除去性能に特に優れる。CO ₂ 高度除去は二段階で対応 (Bulk acid gas removal) ・ストリップング、フラッシュ法などで放出、溶媒再生
備考	Applied Chemical Corp が技術開発(1960 年代)、現在のライセンサーは UOP/Dow Chemical Co, Dow Oil & Gas, Coastal Chemical Co, Clariant GmbH 1965 年に最初のプラント(NH ₃)、これまでに 100 プラント以上、石炭ガスで 3、多くが天然ガス、合成ガスに適用。

湿式化学吸収法の得失を膜分離法と比較して、図表 3-10 に示す。

図表 3-10 湿式化学吸収法と膜分離法(既存高分子膜)の比較

比較項目		湿式化学吸収法(アミン吸収法)	膜分離法(既存高分子膜)
分離特性	炭化水素回収率	回収率は高く、ロスが少ない	回収率は原料、操作条件などに依存
	CO ₂ スペック	水素、天然ガスとも容易(2%以下)	困難(2%以下にする技術はなお開発段階)
	H ₂ S スペック	合成ガス、天然ガスとも容易(4ppm 以下)	通常達成は困難
運転操作性	運転操作性	完成度が高い	自動化が進んでいる
	操作習熟性	高度な技術になる	ほぼメンテナンスフリーの運転が可能
設備能力		天然ガス 75 万 Nm ³ /h が稼働	天然ガスでは 115 万 Nm ³ /h が稼働
高酸性度の影響		吸収、アミン再生のエネルギー負荷が増大、エネルギー効率低下	天然ガスでは高酸性度で分離膜選択率が低下する
		効率低下はしても分離自体に支障はない	高酸性度でも分離性能低下が小さい分離膜が開発されているが、性能自体は低い
その他特性	エネルギー負荷	中間的~高負荷	低負荷~中間的
	運転コスト	中間的	低コスト~中間的
	維持コスト	低コスト~中間的	再圧縮不要の場合は低コスト
	環境負荷	中間的	低負荷
	製品の脱水	製品は水飽和、脱水が必要	製品は乾燥している
設備関連事項	建設期間	大型設備では建設期間が長くなる	モジュール化が進み、建設期間が短い
	オンサイト工事期間	長期	スキッドマウント化で短期
	前処理コスト	低い	低コスト~中間的
	循環圧縮	不要	条件により必要となる
	耐久性	長期運転実績あり	長期運転実績あり

3.4 吸着分離法

吸着分離法は吸着しやすい極性分子を高比表面積の多孔質固体中に選択的に物理吸着し、除去する技術であり、気体中の除湿などでは汎用性の高い技術である。天然ガスや水素中の CO₂ を選択的に除去するには、分子径(Kinetic Diameter、図表 3-11)の相違を利用し、分子篩効果のあるゼオライトを吸着剤に使用して除去対象成分のみを吸着固定する方法が採用される。例えば CO₂ (Kinetic Diameter 2.8Å)と CH₄(同 4.0Å)の混合物は、その中間の細孔径を持つ K-A 型ゼオライト(細孔直径が 3.0Å)等で CO₂ を選択的に吸着できる。一方、H₂(Kinetic Diameter 2.4Å)との分離では、適切な細孔径を有する分子篩が見いだされていないが、分子径の小さい H₂ は殆ど全ての吸着剤に吸着されないの

で、被分離成分を全て吸着できる分子篩を用いることにより精製できる。減圧、加温などで被吸着物質を脱着し、再生する。

図表 3-11 吸着特性、膜分離特性を支配する関連する分子の Kinetic Diameter

	H ₂	CO	CO ₂	N ₂	H ₂ O	H ₂ S	CH ₄	C ₂ H ₆
Kinetic Diameter (A)	2.4	2.8	2.8	3.0	3.2	3.6	4.0	4.4

天然ガスの主成分である CH₄ と CO₂ の吸着分離に限ると、吸着法を実用化した例は Engelbard/Guild の Molecular Gate 法のみであり限定的である。Carbon Molecular Sieve (CMS) を吸着剤に使用して、通常採用される平衡吸着容量の差でなく吸着速度の差を利用する分離方式が、米国で CH₄ 50～65%/CO₂ 35～50%/ N₂ trace の組成の天然ガスの処理で採用(90%CH₄ 回収、製品純度 87～89%)されている。しかしこの方法では天然ガスのパイプライン品質(CO₂ 2%以下)を達成できない。一方合成ガスからの酸性ガス分離では水素自体は非吸着種であり、PSA 法が主要な脱離技術となる。吸着分離プロセスは、物理吸収法と同様、高圧ほど吸着量、吸着速度が増大するため有利となる。ただし、CO₂ の放出後は常圧となり、再度昇圧する必要がある。

吸着剤の再生は TSA (Thermal Swing Adsorption)、PSA (Pressure Swing Adsorption)、Displacement Desorption などが採用される。それらの利点、欠点を図表 3-12 に比較した。水素精製では、PSA 吸着分離法が多数採用されており、現存で最大のシステムは 25 万 Nm³/h 程度である。吸着剤を充填した複数(通常 4～10 塔)の塔を多数のバルブの自動切り替えで吸着、脱着を分単位でくりかえし、操作する。高圧のガスほど吸着速度の面で有利であり、エネルギー負荷も小さい。高速切り替え方式が開発され、処理能力が向上している。

吸着分離法を膜分離法と比較すると、図表 3-13 のようになる。

図表 3-12 吸着分離法における脱離法とその得失比較

吸着分離法	利点	欠点
TSA (Thermal Swing)	<ul style="list-style-type: none"> ・強吸着性成分の分離が小さな温度差で可能 ・気相、液相で使用可能 ・脱離成分が高純度で回収される 	<ul style="list-style-type: none"> ・吸着剤の熱劣化 ・熱負荷でエネルギー損失がある ・吸着剤性能を 100%使用しない
PSA (Pressure Swing)	<ul style="list-style-type: none"> ・弱吸着種の分離に有効 ・高純度で吸着種が回収される ・高速サイクル操作が可能、吸着剤有効利用 	<ul style="list-style-type: none"> ・脱離成分の純度はやや低い ・熱負荷よりも動力負荷に注意 ・吸着剤性能を 100%使用しない
Displacement Swing	<ul style="list-style-type: none"> ・強吸着種の脱離に有効 ・脱離時の熱分解等を抑制 ・吸着剤の熱劣化を抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ・生成物の分離・回収に負荷(脱離剤の選択が重要)

図表 3-13 吸着分離法と膜分離法(既存高分子膜)の比較

比較項目	吸着分離法	膜分離法(既存高分子膜)
分離特性	<ul style="list-style-type: none"> CO₂/H₂ 混合ガスからの中の水素分離特性は良好、99.99%以上の高純度が達成される 天然ガスのような多成分系では適用は限定的 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス中の CO₂ 分離が普及、ただし高度分離はできていない 水素中の CO₂ の膜分離例はない
運転操作性	<ul style="list-style-type: none"> ポリベッド、完全自動化されている PSA、TSA、Displacement 再生などの手法がある 	<ul style="list-style-type: none"> ほぼメンテナンスフリーの運転が可能
設備能力	<ul style="list-style-type: none"> H₂/CO₂ 系で 25 万 Nm³/h の実績 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス、高分子膜で 115 万 Nm³/h の実績
製品回収率	<ul style="list-style-type: none"> 合成ガス中の水素分離回収は良好 	<ul style="list-style-type: none"> 現行の天然ガス処理では CO₂ 側へのロスがある
高酸性度の影響	<ul style="list-style-type: none"> 吸着容量の関係で PSA 能力が低下 	<ul style="list-style-type: none"> 分離膜による CO₂ 透過量が一定、低濃度までの除去が困難となる
CO ₂ スペック	<ul style="list-style-type: none"> スペックはないが、製品水素の純度は極めて高い 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス中の CO₂ 分離では、CO₂ スペック達成は困難
エネルギー負荷	低負荷～中間的	低負荷～中間的
耐久性	長期運転実績あり	長期運転実績あり

3.5 深冷分離法

深冷分離法は空気分離以外では、天然ガス中のヘリウム、合成ガス中の CO、化学プロセス水素中の不純物の分離などで実用化されている。CO₂ の深冷分離は気体混合物を低温(加圧、-20~-40℃程度)で CO₂ を液化し蒸留分離する方法であるが、実用化技術はない。天然ガスへの適用は、エタンなど NGL 成分の分離が中心である。従来、CO₂ は NGL 成分の分離のための冷却過程で固化するため、事前に除去しておく必要があった。ExxonMobil は温度・圧力の厳密な制御により、CO₂ を選択的に液化し分離する技術を実証試験で開発中である。高酸性度天然ガスの処理法として、選択肢となり得る。一方分離される液化 CO₂ の純度は高く、パイプライン輸送や直接貯留が可能となる。

深冷分離法は冷却に多くのエネルギーを消費するが、NGL 成分の分離のための必須工程であり、CO₂ 分離手段としては可能性がある。深冷分離法と膜分離法の特徴を比較して図表 3-14 に示した。

図表 3-14 深冷分離法と膜分離法(既存高分子膜)の比較

比較項目	深冷分離法	膜分離法(既存高分子膜)
分離特性	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスで、深冷分離による CO₂ 分離の実証試験例がある(ExxonMobil, CFZTM, 2011-12) 合成ガス中の CO₂、CO を深冷分離するプロセスが稼働しているが、一般的ではない 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス中の CO₂ 分離が普及、ただし高度分離はできていない 水素中の CO₂ の膜分離例はない
運転操作性	<ul style="list-style-type: none"> 圧縮、蒸留など、習熟度が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ほぼメンテナンスフリーの運転が可能
設備能力	<ul style="list-style-type: none"> 低温熱源の存在、LNG プラントの隣接などで有利となる 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス、高分子膜で 115 万 Nm³/h の実績
製品回収率	<ul style="list-style-type: none"> 高純度、高収率が達成可能 	<ul style="list-style-type: none"> 現行の天然ガス処理では CO₂ 側へのロスがある
高酸性度の影響	<ul style="list-style-type: none"> 対応は可能であるがエネルギー負荷が増大 	<ul style="list-style-type: none"> 膜分離による CO₂ 透過量が一定、低濃度までの除去が困難となる
CO ₂ スペック	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ スペックは達成可能 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス中の CO₂ 分離では、CO₂ スペック達成は困難
エネルギー負荷	大負荷	低負荷～中間的
耐久性	長期運転実績あり	長期運転実績あり

3.6 分離法のまとめ

(1) 既存型の分離法

CO₂、H₂Sなどの酸性ガスを含む天然ガスや化学原料用合成ガスの処理ではBenfield法などの湿式吸収法に始まり、分離効率、エネルギー効率、コスト競争力の向上を目指して多くの技術が開発され、またそれぞれが改良されてきた。工業レベルで採用されてきた分離・精製技術は、主不純物がCO₂であるかH₂Sであるかにもよるが、湿式の化学吸収法、物理吸収法が主流となっている(図表3-1)。前処理工程で酸性ガスをどの程度除去するのか、そのプロセス、効率とともに、天然ガスの圧力条件が分離手段の選択にとって重要である。さらに設備投資が大きく、大規模なガス田でのみ有利になる技術、逆に中小規模のガス田に適した技術、海洋ガス田で浮体プラント(FPSO、FLNG)に適した技術など、設備特性上の適性も存在する。

図表3-15に天然ガスを対象とした場合の既存の各種CO₂分離法を比較した。湿式吸収法のうち物理吸収法は高い圧力ほど有利であり、天然ガス等への適用例も多いが、CO₂は常圧で放出・回収されるため、後工程(精製・輸送・貯留)のため昇圧が必要であり、CO₂濃度が高い場合はこれがコストアップ要因となる。天然ガス中のCO₂分離では湿式吸収法とともに、既存の高分子膜法が採用されている。後者では100万Nm³/h超の処理能力を持つ大型設備も稼働している。既存の高分子膜では高濃度のCO₂をパイプライン規格(CO₂2%以下)にまで分離・除去することはできないが、この程度の分離性能でも膜分離を前段工程に採用することで次工程の湿式吸収法などの負荷を大幅に低減できるため、普及している。吸着分離ではMolecular Gate法(Engelhard/Guild)が知られており、2010年には小規模LNG設備に採用されたが、CO₂濃度が高い場合、効率が低下する。深冷分離法は実証試験が実施されたが、低温操作が必要であるとともに、精密な運転条件制御が求められ実用化には至っていない。

図表 3-15 既存の天然ガスからの炭酸ガス分離法とその得失

分離法	特徴	炭酸ガス濃度の高い天然ガスへの適用可能性	評価	
既存分離法	湿式吸収	○採用実績が多い ○CO ₂ をほぼ100%分離可能 ○高圧力で有利(物理吸収法)	エネルギー負荷が大きい(化学吸収法) 設備投資が大きい(化学吸収法) CO ₂ を放出後再昇圧する必要がある(物理吸収法)	コストアップ
	吸着分離	天然ガスへの適用は限定的	吸着剤の効率が低下する	コストアップ
	深冷分離	○建設費は湿式吸収以下 ○CO ₂ が液体で得られるので EOR、CCSに有利 ●低温操作が必要	CO ₂ をほぼ100%分離可能(ExxonMobil、実証試験)	LNG化で有効
	膜分離 (既存の高分子膜)	○採用実績が多い ○設備サイズ・重量とも小さい ○設備がシンプルで汎用的 ○運転経費が低い	CO ₂ /CH ₄ 選択率が30と低く、不十分(UOP Separex膜) CO ₂ 透過率が小さい(100 GPU)	分離効率低下 分離性能不足
新規分離法	膜分離 (ゼオライト膜 MSM-1)	○同上(採用実績を除く) ○分離性能が優れ、1段でCO ₂ を分離できる ○原料ガスの圧力を利用でき、 高圧のガスほど有利	CO ₂ /CH ₄ 選択率が300以上で充分大きい CO ₂ 透過率が充分大きい(> 1,000 GPU) CO ₂ の昇圧のためのエネルギーを節減可能	期待できる

図表3-16に石炭・石油残渣由来ガスを対象とした場合の既存の各種CO₂分離法を比較した。現状では、IGCC燃料用にCO₂分離膜が使用されている実績は無いが、2009年にMTRがCO₂選択性の高い高分子膜モジュール(PolarisTM)を発表、IGCC向けに実証試験が計画されている。

図表 3-16 既存の石炭・石油残渣由来ガスからの炭酸ガス分離法とその得失

分離法	特徴	炭酸ガス濃度の高い合成ガスへの適用可能性	評価	
既存分離法	湿式吸収	<ul style="list-style-type: none"> ○旧式装置での採用実績が多い ○CO₂をほぼ 100%分離可能 ○高圧力で有利(物理吸収法) 	エネルギー負荷が大きい(化学吸収法) 設備投資が大きい(化学吸収法) CO ₂ を再昇圧する必要がある(物理吸収法)	コストアップ
	吸着分離	<ul style="list-style-type: none"> ○合成ガスからの水素製造で普及 ○一段で高純度水素が得られる ○高速 PSA 法で処理能力が向上 	CO ₂ をほぼ 100%分離可能 高濃度では吸着剤負荷が増大、効率低下 CO ₂ を再昇圧する必要がある	能率低下
	深冷分離	<ul style="list-style-type: none"> ○応用例は限定的 ○CO₂が液体で得られるので EOR、CCS に有利 ●低温熱源が必要 	CO ₂ をほぼ 100%分離可能(Air Liquide)	ASU(空気分離) 併設で有効
	膜分離 (既存の高分子膜)	IGCC 向け膜分離モジュールが開発されている(MTR Polaris TM 膜: 実証段階)。	CO ₂ /H ₂ 選択率が 10 で不充分 CO ₂ 透過率が 600GPU レベルでほぼ充分	分離性能が不足
新規分離法	膜分離 (新規高分子膜 (RER))	<ul style="list-style-type: none"> ○設備サイズ・重量とも小さい ○設備がシンプルで汎用的 ○運転経費が低い ○分離性能が優れ、1 段で CO₂を分離できる ○原料ガスの圧力を利用でき、高圧のガスほど有利 	CO ₂ /H ₂ 選択率が 500 以上で充分大きい CO ₂ 透過率が大きい CO ₂ の昇圧のためのエネルギーを節減可能	期待できる

(2) 新規分離膜

最近、国内で CO₂を高効率で分離する分離膜が見出された。

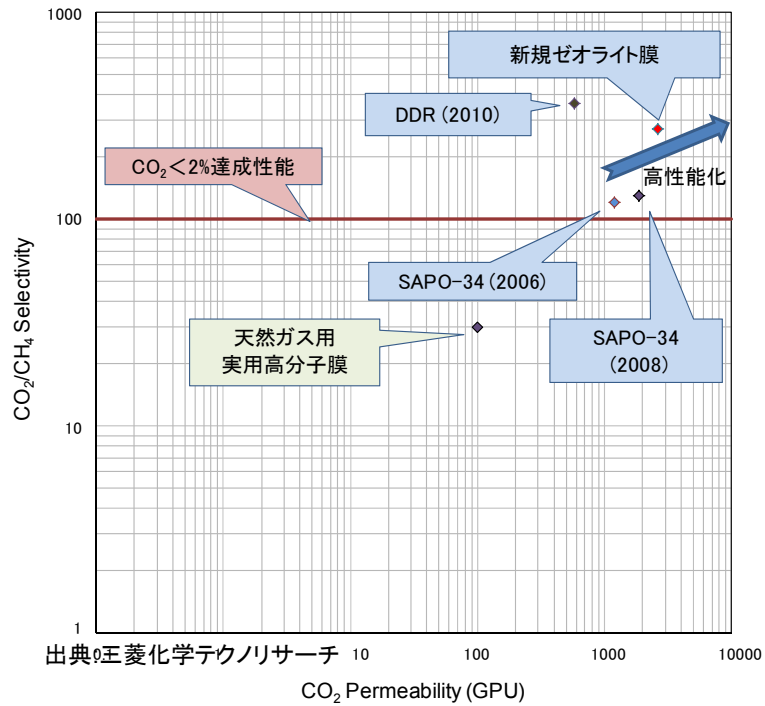
国内化学企業が開発した新規ゼオライト膜(MSM-1)は、天然ガスを想定した CO₂/CH₄分離において CO₂の透過速度、選択率とも従来の高分子膜の分離性能をはるかに凌駕している(図表 3-17)。この分離性能で実用化できれば、試算結果では CO₂濃度を容易にパイプライン規格(CO₂ 2%以下)まで下げることができる(図表 3-4)と期待され、合理化された精製プロセスによる LNG の日本への輸入も視野に入ってくる。ゼオライト膜は、既存型膜分離法で示した特徴を引き継いでいるとともに、高圧での分離操作が可能であり、圧力を分離速度上昇に利用でき、かつ後工程に必要な昇圧のためのエネルギーの大幅な節減も期待できる。新規ゼオライト膜は、現段階では、まだ CO₂を含む天然ガスでの試験実績はないが、天然ガス中の炭酸ガスを分離する方法として有望であり、開発が期待される。

国内ベンチャー企業により、CO₂透過性、CO₂/H₂分離選択性の高い新規高分子膜が開発された。新規高分子膜は、CO₂/H₂分離で IGCC 向けに開発された MTR Polaris^{TR}膜よりも高い選択率を示している(図表 3-18)。新規高分子膜も石炭・石油残渣由来ガスによる実ガス試験実績はなく、まだ開発中の段階であるが、IGCC 向けの CO₂分離法として有望である。石炭・石油残渣由来ガスからの CO₂分離により、環境負荷のない水素を高効率に製造することが求められている状況において、新型高分子膜を含め、高性能分離膜の開発が期待される。

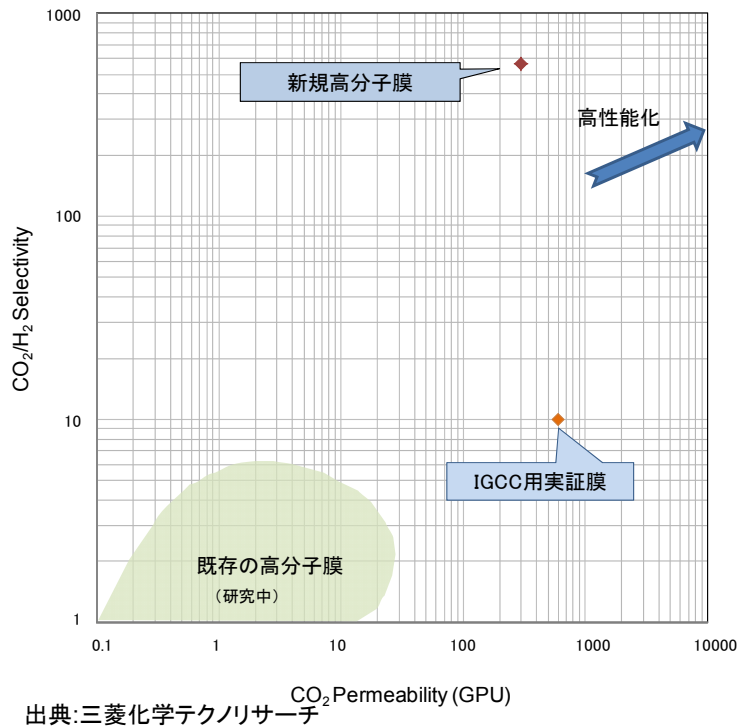
日本で芽を出した高効率 CO₂分離膜は、国際的にも画期的に高性能といえるものであり、実用化できれば日本のエネルギーセキュリティ及び産業競争力向上に資する利用価値の非常に大きな技術である。ただし、これらの技術は大きな可能性を有するものの、まだ開発初期段階にあり、実用化に向けて実ガス試験、大型化、コストダウン等の課題解決が必要である。炭酸ガス高効率分離膜及び分離技術

の開発のために、産官学の連携による強力な推進が必要である。

図表 3-17 開発初期段階にある天然ガス用高性能分離膜の CO₂ 分離性能



図表 3-18 開発初期段階にある石炭・石油残渣由来ガス用高分子分離膜の CO₂ 分離性能



4. 炭酸ガスマネジメント技術の可能性と課題

4.1 高酸性度天然ガスへの応用

我が国および世界主要国・地域において将来的に天然ガス需要増が見込まれる中、日本においては天然ガス調達先を現状のアジア・中東のみならず、アフリカやロシアなど広範に求めていくことは重要な課題である。そのためには様々な性状の天然ガス採掘および LNG 化に対応する技術が必要となる。高酸性度天然ガスへ炭酸ガスマネジメント技術を応用していくことは、資源確保の観点から重要な解決策として位置づけられる。

4.1.1 世界の天然ガス需給

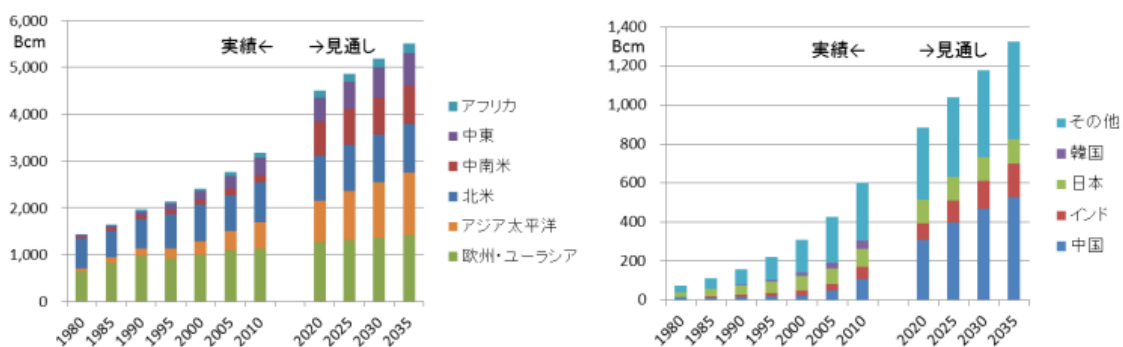
(1) 世界の天然ガス需要推移と見通し

世界の天然ガス消費量は、図表 4-1 のように 1,436 Bcm⁶⁾(1980 年)から 3,176 Bcm(2010 年)へと、約 30 年間で 2 倍以上に増加してきた。今後も増加は続き、2030 年には 5,000 Bcm を超えるとの見通しである。

地域別には、かつては北米や欧州が消費のほとんどを占めていたが、近年は新興国を中心に消費が増加しており、アジアや中東で大きな増加が見られる。その結果、北米、欧州・ユーラシアの消費シェアはそれぞれ 1980 年の 44.4%、44.3%から、2012 年の 26.8%、35.6%まで減少した。2010 年のアジア太平洋、中東の消費シェアは 17.6%、11.9%となっている。

アジア太平洋主要国にフォーカスすると、日本は 24.1 Bcm(1980 年)から 94.5 Bcm(2010 年)と約 4 倍に増加しており、伸び率としては地域平均を下回るものの、2008 年までは域内最大の消費量を維持していた。また、中国は 14.3 Bcm(1980 年)から 106.9 Bcm(2010 年)と約 7.5 倍に増加し、2009 年には日本の消費量を上回っている。

図表 4-1 世界各地域の天然ガス消費量の推移(左:世界、右:アジア太平洋主要国)



(なお、2020 年以降の韓国は、その他に含まれる)

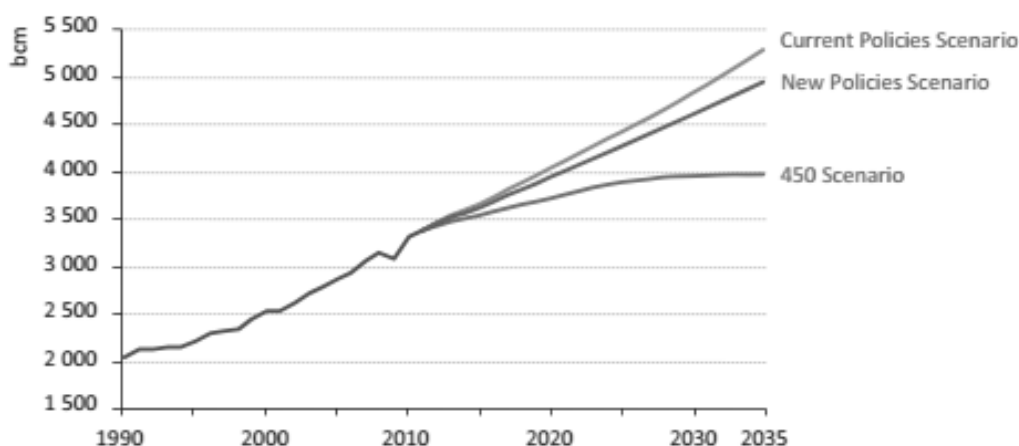
出典:BP 統計、WEO2013 より三菱総合研究所作成

将来の世界における天然ガス需要見通しとして IEA((International Energy Agency: 国際エネルギー

⁶⁾ Bcm: Billion Cubic Meter(10 億立方メートル)

機関)が示したものが図表 4-2 である。天然ガス需要は IEA が想定する 3 つのシナリオ⁷⁾のいずれにおいても 2035 年まで伸長していくと考えられており、石油や石炭と比較して需要増加率は大きいと見通される。この背景には、比較的豊富な供給により天然ガスが価格競争力を持ち続けること、低炭素燃料であり環境制約の影響を受けにくいことがある。

図表 4-2 IEA による世界の天然ガス需要見通し



出典: IEA World Energy Outlook 2012

(2) 天然ガスの確認埋蔵量

世界の天然ガスの確認埋蔵量 (proved reserves) は、BP 統計によれば 2012 年時点で約 184 Tcm⁸⁾ であり、ここ 30 年間で 3 倍近くに増加している。

図表 4-3 は 2012 年までの確認埋蔵量の地域別・主要国別の推移である。地域別にみると、中東の確認埋蔵量が 25 Tcm (1980 年) から 80 Tcm (2012 年) まで約 30 年間で 3 倍以上に増加し、割合も世界の半分近くを占めるようになった。国別にみると、2012 年時点で 5 Tcm 以上の確認埋蔵量を持つ国は、イラン、ロシア⁹⁾、カタールなどの 8 ヶ国である。それ以外は 5 Tcm 以下の国々であるが、小規模ながらも世界的に広く分布することが知られている。

確認埋蔵量が経年的に増加しているのは採掘・生産技術の進化によるものであり、例えばシェールガス開発を可能にした水圧破砕・水平掘削技術は北米の確認埋蔵量増加の要因として重要である。こうした技術開発により、確認埋蔵量は今後も増加すると見込まれている¹⁰⁾。

⁷⁾ New Policies: 低炭素社会構築に向けての各国政府が掲げている新たな政策 (現在未実施の政策も含む) が、将来に全て実施されることを想定したシナリオ

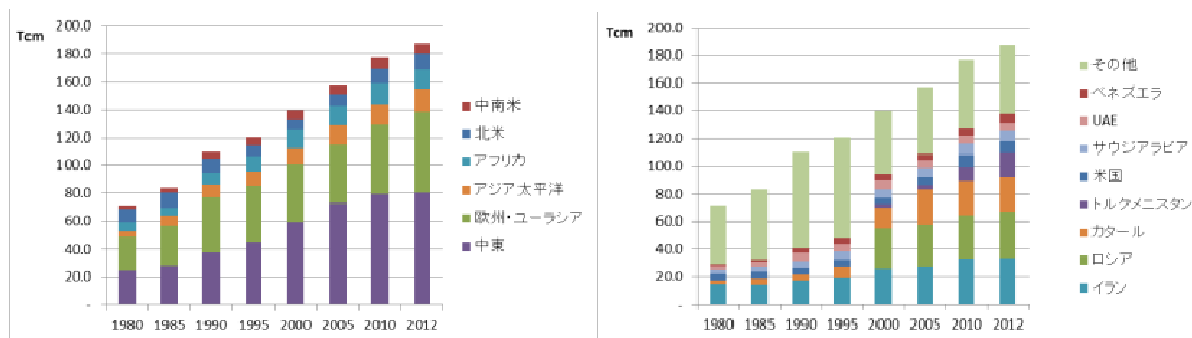
Current Policies: 現行の政策で実施されているもの以外、低炭素政策を新たに追加しないシナリオ
450 Scenario: 大気中の CO₂ 相当濃度 450ppm (2030 年) に抑える低炭素シナリオ

⁸⁾ Tcm: Trillion Cubic Meter (1 兆立方メートル)

⁹⁾ ロシア及びトルクメニスタンは 1996 年以前のデータなし

¹⁰⁾ 日本ガス協会、<http://www.gas.or.jp/user/market/deposits/index.html> など

図表 4-3 世界各地域の天然ガス確認埋蔵量の推移(左:地域別、右:主要国別)

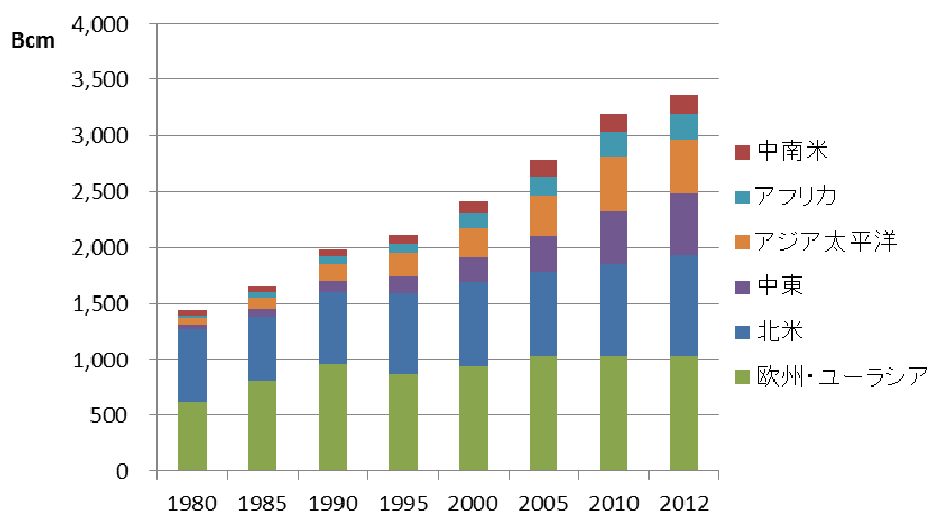


出典:BP 統計より三菱総合研究所作成

(3) 天然ガスの生産量

図表 4-4 に示すように、天然ガスの生産は 2000 年頃までは北米および欧州・ユーラシアを中心に行われており、国別には米国・ロシア¹¹⁾の二国合計で世界全体の生産量の半分近くを占めていた。近年は、中国、インドネシアなどのアジアやイラン、カタールなど中東の増加率が目覚ましい。

図表 4-4 世界各国の天然ガス生産量の推移



出典:BP 統計、WEO2013 より三菱総合研究所作成

2015 年以降の推計値は、IEA の想定する New Policies Scenario による見通しである。北米および東欧・ユーラシアの生産量も順調に増加し、依然として世界最大の生産地域であるとされる。国別にみると、米国は 649 Bcm (2011 年) から 837 Bcm (2035 年) へと増加すると考えられている。この増分のほとんどはシェールガスであるが見込まれている。その結果、米国は 2015~2025 年にかけて、ロシアの生産量を上回る。なお、シェールガス以外の在来型ガスやコールベッドメタンの生産量は 2035 年も現在

¹¹⁾ ロシアは 1984 年以前のデータなし

の水準と変わらない想定である。

また、ロシアは、673 Bcm (2011 年)から 808 Bcm (2035 年)に増える。これは従来の開発地域であった西シベリアから、中国への輸出も見越した東シベリア、または未開拓の北極圏などに開発地域を広げることから予想されるものである。この地域にはロシア以外にも、トルクメニスタンやアゼルバイジャンのように、生産量が数倍に増加する国・地域が複数存在すると考えられている。

中東は、近い将来は 525Bcm(2011 年)から 610 Bcm(2020 年)とあまり増加が見込まれないが、2035 年には 809 Bcm と生産の伸びが持ち直すとされる。現在の天然ガス生産地は今後経済的・技術的制約から生産が伸び悩むが、今後開発予定の天然ガス生産地における生産が顕在化し始めるとき生産量が伸びる、という見通しを反映したものである。

アジアにおいては、中国およびインドネシアにおける生産量の増加が見込まれている。特に、中国の非在来型ガスの伸びが影響すると見られる。中国政府は 2012 年 9 月の第 12 次五ヶ年計画で非在来型ガス、特にコールベッドメタンとシェールガスの増産に力を入れる方針を示した。その結果、中国の非在来型ガスの生産量は 12 Bcm(2011 年)から 230 Bcm(2035 年)に増え、2020 年代以降の在来型ガスの生産落ち込みを補うのみならず天然ガス生産全体を増加させる。中国に次ぐ生産量が見込まれるのはインドネシアである。86 Bcm(2010 年)から 140 Bcm(2035 年)に増加すると考えられている。後述するようにインドネシアなど東南アジアには酸性度の高い天然ガス生産地が多く、そうした天然ガスの掘削が可能となれば、日本にとってより長期にわたり重要な供給源としてあり続ける可能性も考えられる。

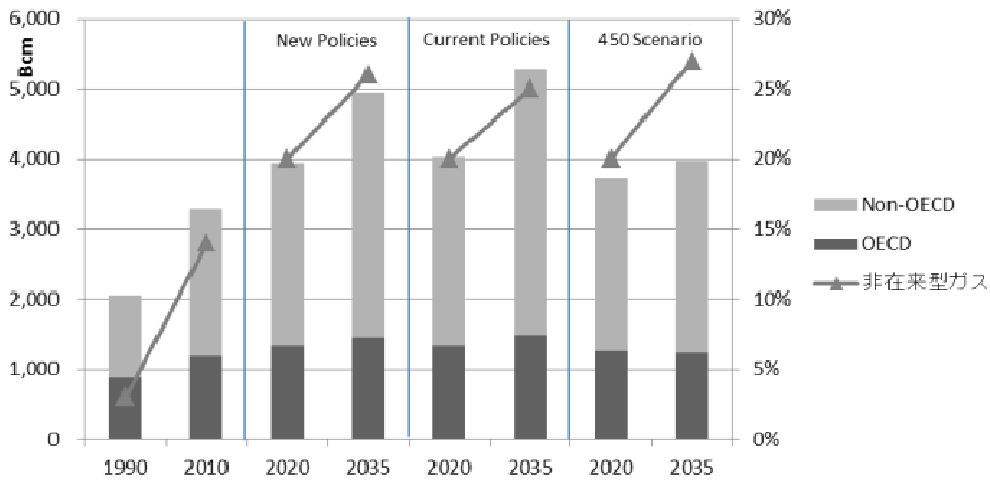
なお、中国におけるシェールガス開発の目標は、2012 年に中国政府が公表した「シェールガス発展計画」に盛り込まれており、2015 年に 6.5 Bcm の生産を目指し、その後 2020 年には 60~100 Bcm/y に拡大するとしている。しかしながら現状では、技術者不足、複雑な地質による採掘コスト高等によって生産は進んでおらず、2015 年の目標達成は厳しいという見方がある¹²⁾。EIA の想定では、2020 年でおよそ 8.5Bcm となっており、中国政府の目標を大幅に下回る見通しである。今後の動向によっては、さらに生産見通しが下ぶれする可能性も考えられる。

なお、IEA の見通し¹³⁾には複数のシナリオがあり、それぞれ生産量の見通し水準が異なる(図表 4-5)。2011 年の生産量の世界合計は 3,384 Bcm であったが、2035 年にはシナリオにより約 4,000~5,300 Bcm の開きが見られる。いずれのシナリオも、OECD 諸国に比べ非 OECD 諸国での伸びが生産量全体に大きく貢献することがわかる。また、非在来型ガスが天然ガス生産全体に占める割合も図中に折れ線で示しているが、いずれのシナリオも 2020 年には 20%に達し、2035 年には 25%を超えるとされる。

¹²⁾例えば、2013 年 7 月 3 日付 英フィナンシャル・タイムズ

¹³⁾ IEA “World Energy Outlook 2013”

図表 4-5 IEA によるシナリオごとの天然ガス生産量見通し

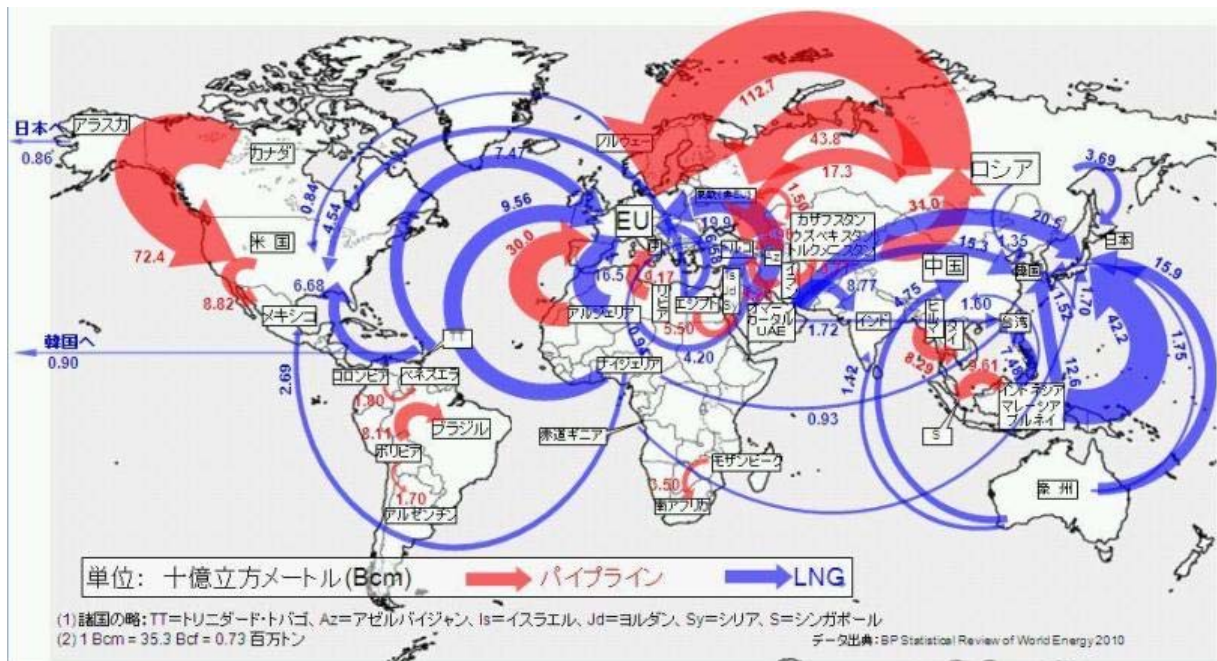


出典: IEA World Energy Outlook 2013 より三菱総合研究所作成

(4) 天然ガス貿易の推移と見通し

図表 4-6 は、2010 年における世界の天然ガスの地域間移動(貿易)の状況である。現状では主要な天然ガス輸入国・地域はEUおよび日本となっている。中国は現状では必ずしも輸入量が大きくないが、IEAなど主要機関では今後 2030 年に向けて大幅に輸入量を増加させるものと見通していることから、将来においてはEU、日本に加えて中国も主要な輸入国として重要な位置づけになると考えられる。

図表 4-6 天然ガスの地域間移動概要(2010 年)

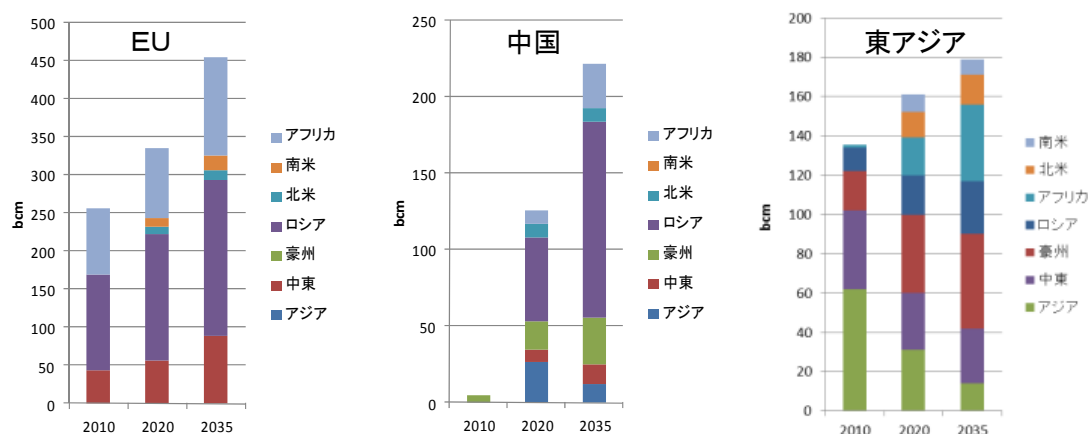


出典: 各種資料より三菱総合研究所作成

EU、中国、日本および韓国¹⁴⁾について、調達元別の天然ガス輸入見通しを図表 4-7 にまとめた。中国では、天然ガス輸入におけるロシア依存の傾向が強くなる見通しである。また EU では、輸入量は増加するが、調達元別の割合は変化させずに量を増していく方針が読み取れる。

東アジア(日本および韓国)の天然ガス輸入は、豪州、ロシア、アフリカ産のウェイトが増える見通しとなっており、現状で輸入の半分程度を占めているアジア産のボリウムは 2035 年に向けて小さくなっている。これは、アジアの天然ガス産出国自身の天然ガス需要が増加することも背景にある。中東からの天然ガス輸入の割合も減少傾向と見通されているが、2035 年においても一定のボリウムは存在している。中東の資源を日本が輸入する際は、地政学的にリスクが大きいとされるホルムズ海峡を通過することになる¹⁵⁾が、その割合を減少させるべく調達先を多様化することも重要である。

図表 4-7 EU・中国・日本の天然ガス輸入量見通し(調達元別内訳)



出典: World Energy outlook 2012 より三菱総合研究所作成

4.1.2 日本の天然ガス需給

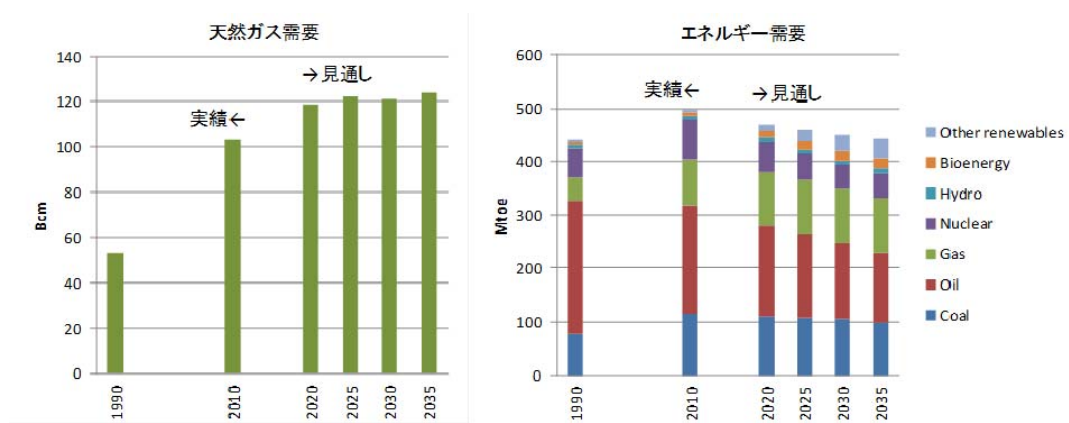
(1) 日本の天然ガス需要の推移と見通し

日本の天然ガス需要見通しについて IEA の New Policies シナリオで想定されている内容を見ると、2010 年から 2035 年までの日本の需要は、104 Bcm(2010 年)から 123 Bcm(2035 年)まで、年率平均 0.7%で増加すると考えられている(図表 4-8)。IEA では 2035 年に日本の原子力発電量を 2010 年の 6 割程度と仮定しており、その減少分を主として天然ガス火力の増分でカバーする想定であること、また、産業部門等における他の化石燃料から天然ガスへの転換が背景として考慮されている。

¹⁴⁾ 日本および韓国は東アジアとして一括でまとめられている。

¹⁵⁾ 東日本大震災後、ホルムズ海峡経由 LNG 輸入量は大幅に増加した。2010 年には日本の全輸入量の 18%程度であったが、2011 年には 24%となっている(IEA, "Natural Gas Information 2012")

図表 4-8 IEA による日本の天然ガス需要見通し(左)およびエネルギー種別需要見通し(右)

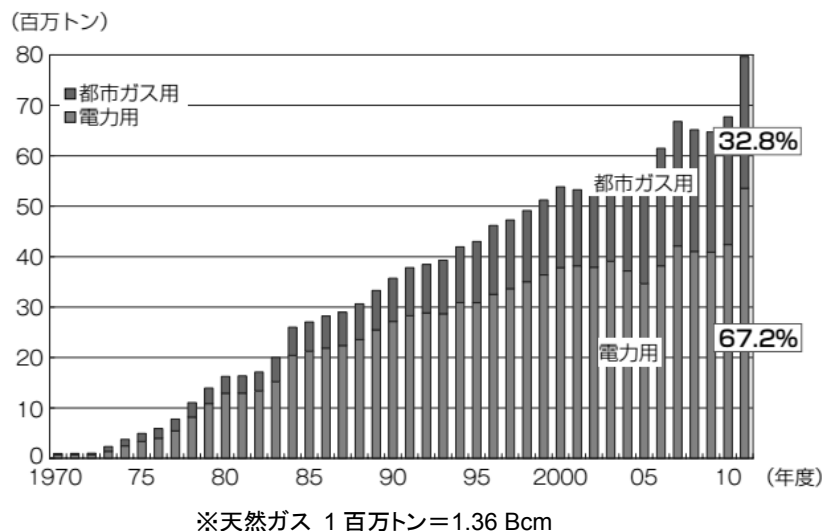


注: 単位 Mtoe(石油換算百万トン)は天然ガス約 1.22Bcm に相当
 出典: IEA World Energy Outlook 2012、2013

需要を用途別にみると、日本における天然ガスは図表 4-9 に見られるように、電力用が 7 割、都市ガス用が 3 割を占める。発電分野では石油危機以降の石油代替電源としてのみならず、温暖化ガス排出削減の点でも注目され、多く利用されてきた背景がある。

都市ガス分野への天然ガス導入は、1970 年代まで都市ガス原料の中心だった石炭ガスからの転換により進んだ。2000 年代前半以降には都市ガス原料の 9 割以上が天然ガスとなっている。

図表 4-9 日本の天然ガスの用途



出典: 資源エネルギー庁「エネルギー白書 2013」

(2) 日本への天然ガス供給の推移

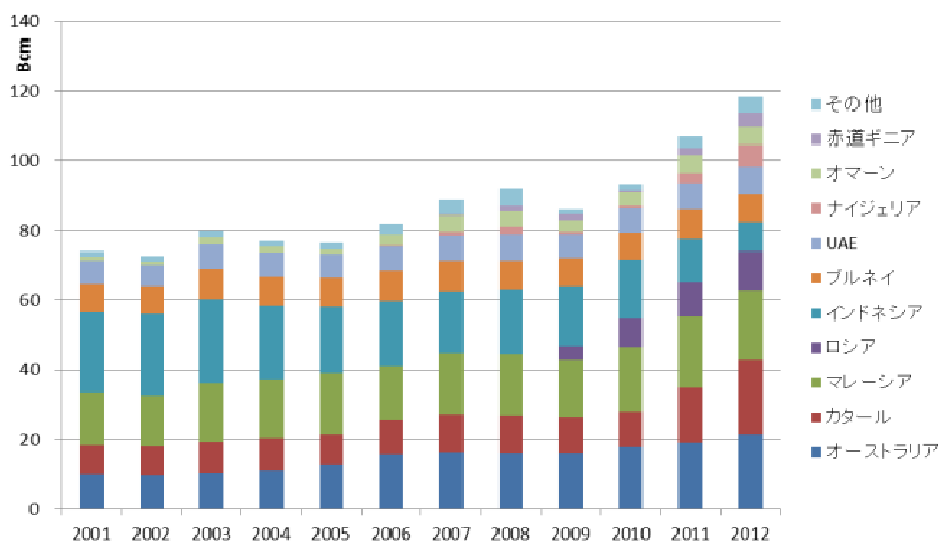
日本への天然ガス供給は 1969 年米国アラスカからの LNG 輸入に始まり、そのほとんどを輸入に頼ってきた。その後石油代替エネルギーとしての可能性が注目されてからは、アジア太平洋や中東からの

輸入が開始され、石油代替エネルギーとして天然ガスを大規模に利用する時代に入った。天然ガスが一次エネルギー総供給に占める割合は、2012 年度には約 17.4%にまで増加した¹⁶⁾。国内天然ガス資源の開発利用も進められたが、その生産量は国内消費量の 4%程度(2010 年)に留まり、使用する天然ガスの大部分を LNG の形で海外から輸入している(図表 4-10)。

輸入元の直近 10 年の推移をみると、2001 年には 22.7 Bcm と最も多く輸入していたインドネシアからの輸入量が急速に減少し、2012 年には 8.4 Bcm に落ち込み、5 位になっている。一方、オーストラリアからの輸入量は 10.1 Bcm(2001 年)から 21.6 Bcm(2012 年)に、カタールは 8.3 Bcm(2001 年)から 21.3 Bcm(2012 年)へと大きく増加している。マレーシアは伸び率としては大きくはないが、安定的に輸入量が多い。

天然ガスは石油と比較して輸入における中東依存度が低く、アジア太平洋地域にも分散している。一次エネルギー供給源の分散化が可能な資源としてもその意義は大きくなっている。

図表 4-10 日本の LNG 輸入相手国の推移(Bcm)



出典:BP 統計より三菱総合研究所作成

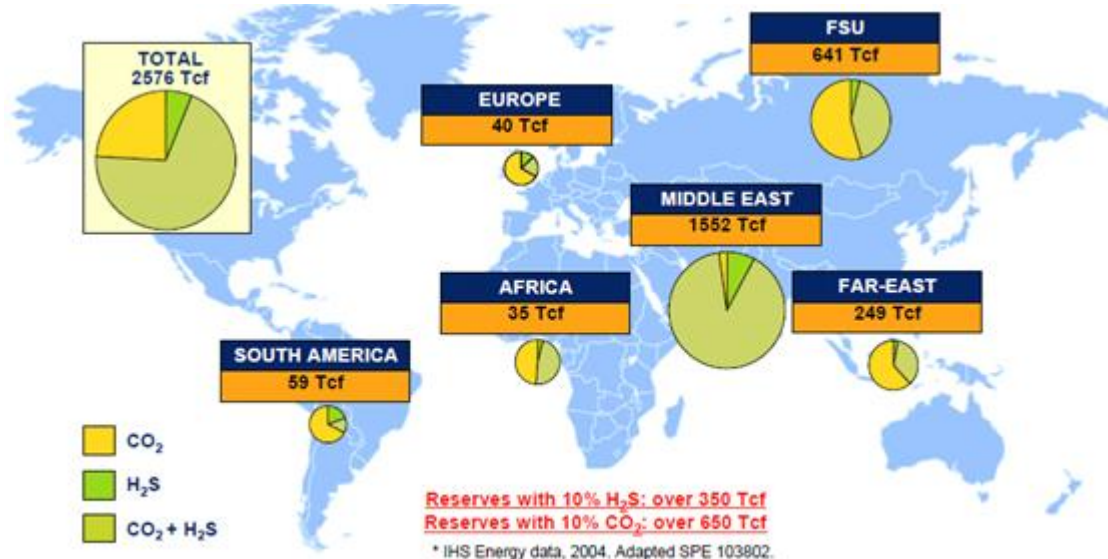
4.1.3 高酸性度天然ガスの確認埋蔵量と生産の動向

(1) 高酸性度天然ガスの確認埋蔵量

2.2 節に述べたように、世界の天然ガスの確認埋蔵量 187 Tcm(≒6,600Tcf)のうち 4 割は、H₂S や CO₂ を 10%以上含む天然ガス(高酸性度天然ガス)であるとの報告がある。図表 4-11 は、H₂S、CO₂ または両者の合計が 10%以上を占める天然ガスの確認埋蔵量を地域別に示した図である。このような天然ガスは、中東、ロシア地域、および東南アジアに多く分布しており、それら地域は将来の日本にとって調達先として重要となる地域である。

¹⁶⁾ 資源エネルギー庁「エネルギーバランス表」より算出

図表 4-11 世界の高酸性度天然ガスの確認埋蔵量



出典: Foster Wheeler Energy Ltd., “New Challenges & Solutions in Designing Large Sour Gas Projects”

CO₂を10%以上含む天然ガス、またはCO₂とH₂S併せて10%以上含む天然ガスの確認埋蔵量と、それが天然ガス全体に占める割合を地域別にまとめると、図表 4-12 のとおりとなる。

これらの天然ガスが多く含まれる地域としては中東(53%)と東南アジア(49%)、旧ソ連(30%)が挙げられる。同地域は日本との関係も深く、図表 4-10 のようにLNGの主要輸入元の多くが含まれる。日本向けLNG規格では、CO₂は100ppm以下に、H₂Sは4ppm以下に抑える必要があるが、今後CO₂の分離・除去が低コストで行えるようになれば、これらの地域において経済的に利用可能な天然ガスの対象が広がり、日本にとってもメリットになると考えられる。その際、特に中東に埋蔵される高酸性度天然ガスにはH₂Sも多く含有しており、その分離を高効率で実施可能とすることも必要となる。

図表 4-12 地域別の高酸性度天然ガス確認埋蔵量の推計量と割合

単位: Bcm

地域	確認埋蔵量 合計	H ₂ S+CO ₂ 10%以上 CO ₂ 10%以上	
			%
中東	72,827	38,700	53%
旧ソ連	58,240	17,200	30%
欧州	5,775	1,000	17%
アフリカ	14,063	900	6%
東南アジア	14,207	6,900	49%
南米	7,099	1,300	18%

出典: BP 統計(2005)および図表 4-11 よりMRI作成

(2) 高酸性度天然ガスの生産動向

高酸性度天然ガスは、その掘削に追加的コストがかかることから、未開発のままとなっているものが多い。例えば、インドネシアにおける天然ガス井について、その天然ガスに含まれる CO₂ 濃度と開発状況の関係を図表 4-13 に示した(CO₂ 濃度 2%未満のガス井は省略)。現在生産中(または生産終了)のガス井は CO₂ 濃度が 20%未満のものに限られているが、それ以上の CO₂ 濃度を有する天然ガス井については開発を進めているものもあり、高酸性度天然ガスの生産に向けた動きが見られる。確認埋蔵量が非常に多い Natuna 地域の D Alpha 鉱区では CO₂ 濃度 71%の高酸性度天然ガスの開発が試みられている。

また、豪州 Greater Gorgon 区域で産出される天然ガスでは 13%程度の二酸化炭素が含まれており、二酸化炭素を回収して地下の深層含塩層(deep saline formations)に貯留する対策を試みている。

このような、近年まで未開発のままであった高酸性度天然ガスの開発・生産は、我が国の化石燃料資源確保にも資するものと考えられる。

<高酸性度天然ガス生産の事例>

① D-Alpha 鉱区(インドネシア)

インドネシア最大のガス鉱区はカリマンタン島とマレー半島の間にあるナツナ(Natuna)諸島沖に位置する。1973年に発見された同鉱区は、CO₂含有率が71%と極めて高いにもかかわらず、確認埋蔵量が1.3Tcmとアジア最大のため、520億ドルにおよぶ事業費を投じて開発が行われてきた。しかし、輸出プラントから遠い立地、採掘作業の失敗、政府と開発事業者の契約決裂等のため、開発が遅れている。2010年に国営プルトミナ(35%)と米エクソンモービル(35%)、仏トタル(15%)、マレーシアのペトロナス(15%)の4社が共同で開発する契約となった。2020年には生産開始の計画である。

② Arun LNG 基地(インドネシア)

1978年以降、日本へのLNG輸出プラントとなっており、CO₂濃度13.8%の高酸性度天然ガスを生産している。合弁会社のPT Arun NGL Co(プルトミナ55%、エクソンモービル30%、Japan Indonesia LNG15%)がオペレータを務める。Arunガス鉱区は、生産当初0.4Tcmの確認埋蔵量を持つインドネシア最大のガス鉱区といわれていたが、近年の枯渇による生産減退が著しく、2014年にはガスプラントも輸出を停止すると発表されている。

③ Gorgon LNG プロジェクト(豪州)

西オーストラリア州北西沿岸から130km離れたGorgon地域の天然ガス田は、オーストラリアの天然ガス埋蔵量の25%の天然ガスが埋蔵されている一方、約13%のCO₂を含む。LNG生産量が年間1,500万トンに及ぶ同地域では、Barrow島に建設されたCO₂除去設備により除去された年間500万トンのCO₂を、同島地底2,000mの深層地層に圧入処理している(CCS)。同処理のため、Gorgonでは16の貯留層につき、その近接性、地層の上端の深度、CO₂を貯留できる構造の有無、安全性、環境への影響などを比較検討し、サイトの選定を行った。

図表 4-13 インドネシア・天然ガス井の生産状況と H₂S および CO₂ 濃度

ガス井	地域	生産状況	H ₂ S(%)	CO ₂ (%)
Cikarang	Java		0	92.4
Bojongraong	Java		0	92.24
Pamanukan	Java		0	89.8
Sukatani	Java		0	80.8
Haurgeulis	Java		0	73.9
D Alpha ※1	Natuna	開発中	0	71
Rembang	Java		N/A	65
Cilamaya Timur	Java		0	63.6
Gantar	Java		0	61.3
NE Betara	South Sumatra	開発中	0	54.6
Pamaguan	Kalimantan		N/A	46.34
NSO A	North Sumatra	開発中	1.5	31.1
NSO J1	North Sumatra	開発中	1.5	28.3
Kedung Tuban	Java	開発中	N/A	24.9
Libo SE	Central Sumatra		0	22
Wir	Papua	開発中	N/A	20
Beruk	Central Sumatra	生産実績あり	0	19.8
Field in Sunda Basin	Java		N/A	19.5
Minas	Central Sumatra	生産実績あり	0	15.7
Duri	Central Sumatra	生産実績あり	0	15.5
Arun ※2	North Sumatra	生産実績あり	微量	13.8
Libo	Central Sumatra		0	8.15~22
Wiriagar Deep	Papua	開発中	0	5.26~13.42
Belanak	Natuna	生産実績あり	0	8~10
W Betara	South Sumatra	生産実績あり	0	8.8
Ramba	South Sumatra	生産実績あり	0	6.76
Suci	Java		0	6.52
BD	Java	開発中	0.45	6.52
Suban	South Sumatra	生産実績あり	0	5.24
Nilam	Kalimantan		0	5~9
Mogoi deep	Papua	生産実績あり	0	4.97~7.54
Kangean	Java	生産実績あり	0	4.33
Walio	Papua		1.33	4.31
Batumandi	North Sumatra		N/A	4.2
Ar Juna	Java	生産実績あり	0	3.7
Nubi	Kalimantan	生産実績あり	0	3.17~4.75
Maleo raja	Sulawesi	生産実績あり	0.08	3.05
Sukamaju	Sulawesi		N/A	3.01
HIU	Natuna	生産実績あり	0	2.98
Badak	Kalimantan		0	2.94
N Betara	South Sumatra		0	2.9
Udang	Natuna	生産実績あり	0	2.77
Cemera Selatan	Java	生産実績あり	0	2.63
Tajang Jimar	South Sumatra	生産実績あり	0	2.6
N Belut	Natuna	生産実績あり	0	2.45
Donggi	Sulawesi	開発中	0	2.22

↑
CO₂濃度20%以上

↑
CO₂濃度10%以上

(CO₂濃度2%未満のデータは省略)

※1:事例①、※2:事例②

CO₂濃度の高い順に整理、生産中(または生産終了)のガス井は網掛けで示した。

出典:“Regional gas geochemistry of Indonesia”, Proc. Indonesian Petroleum Association 31st Annual convention and Exhibition, May 2007、等より作成

4.1.4 高酸性度天然ガスの利用におけるコストと価格水準

(1) 天然ガス利用の流れと成分規格

天然ガス生産地から採掘された天然ガスを、精製・液化して船で運搬し、消費先で再びガスに戻す一連の流れを LNG チェーンと呼ぶ(図表 4-14)。

図表 4-14 LNG チェーンの概要



出典: 千代田化工建設ウェブサイト

地下より採掘された天然ガスは、必要な前処理を経て液化プラントに送られ LNG として生産・出荷される。高酸性度ガスの場合には、二酸化炭素(CO₂)や硫化水素(H₂S)の分離回収工程が前処理に含まれることとなる。原料天然ガスに含まれる CO₂ や H₂S はメタンより沸点が高く(メタン:-161.5°Cに対し、CO₂:-57°C、H₂S:-60°C)、液化工程に入ると凍結し、装置に損傷を与えてしまう。また、これら酸性ガスは、配管や熱交換器などの装置を腐食させる可能性がある。CO₂ 環境では高流速下で局部腐食が発生しやすいのに対し、H₂S 環境では高流速および滞留環境の双方で局部腐食が発生するとされる。そのため、液化工程の前に両者を除去する処理が必要である。

日本国内では LNG 流通において満たすべき成分の規格があり、各成分の制限値は図表 4-15 のように定められている。

図表 4-15 LNG の規格(日本)

項目	組成
二酸化炭素(CO ₂)	100ppm
硫化水素(H ₂ S)	4ppm
総硫黄量	30mg/m ³
水分	0.1 ppm
水銀	0.01 micro gram/ m ³
芳香族	1 ppm
炭化水素(HC)	0.1%
水素(H ₂)	1%

出典: 高圧ガス保安協会 LNG 受入基地設備保安検査基準

出荷された LNG はタンカーにて輸送され、消費先で再ガス化を経て都市ガスや発電用燃料ガスとして使用される。都市ガスとして提供されるガスについては、液化石油ガスの混合による熱量調整や腐臭

が行われた上でパイプラインを通じて需要家まで届けられる。図表 4-16 は我が国において代表的な都市ガスである 13A のガス組成であるが、CO₂ などの不純物はほとんど含まれない仕様となっている。なお、こうしたガス品質については各国で仕様が異なる。例えば米国の主要な天然ガスパイプラインでのガス品質仕様においては、CO₂ は 2～3%、H₂S が 5.75～23mg/m³ の範囲と定められている。

図表 4-16 都市ガス(13A)のガス組成例

項目	組成
メタン	89.60%
エタン	5.62
プロパン	3.43
ブタン	1.35
ペンタン	-
二酸化炭素(CO ₂)	-
硫化水素(H ₂ S)	-
総硫黄量	-
窒素	-

出典：東京ガス HP

(2) LNG 供給のコストと日本向け LNG 価格の動向

天然ガス利用における工程別のおおよそのコストを図表 4-17 に整理した。天然ガスの採掘コストは地域によって異なるが、EIA のレポート¹⁷⁾によれば 2009 年におけるコストは世界平均で約 1.8 ドル/MMBTU¹⁸⁾にある。アジア周辺地域では 1.4ドル/MMBTU と低水準となっている。

また、米国からの LNG 輸出におけるコスト分析に関する研究結果¹⁹⁾によると、液化コストは、約 2.9ドル/MMBTU とされる。ただし、報道事例等ではより安価な液化コストの例も見られる。同研究結果では、採掘～液化施設への輸送を含む原料ガス価格を 3.8～5.3ドル/MMBTU と見積もっており、上記の採掘コスト(1.4～1.8 ドル/MMBTU)と比較すると液化施設への輸送コストは 2～3.5 ドルと見積もられる。また、LNG 輸送コストについては、欧州(UK)向けが 1.1ドル/MMBTU、日本向けが 2.1ドル/MMBTU と試算されている。原料ガス価格(3.8～5.3ドル/MMBTU)を加えると、UK および日本着価格はそれぞれ 8～9ドル/MMBTU(UK)、9～10ドル/MMBTU(日本)との水準と推定される。

¹⁷⁾ EIA, “Performance Profiles of Major Energy Producers 2009.”

¹⁸⁾ MMBTU は百万 British Thermal Unit の略。天然ガス 1,000cf(cubic feet)が概ね百万 BTU に相当。

¹⁹⁾ Kenneth B. Medlock (Rice University), “US LNG Exports : Truth and Consequence”

図表 4-17 LNG 流通の各工程におけるコスト

工程	コスト	備考
採掘	世界平均:1.8 ドル/MMBTU アジア:1.4 ドル/MMBTU	掘削コスト(探鉱コストは含まず) パイプライン供給する際には、炭酸ガス等の分離コストが含まれる場合がある。
液化施設への輸送	2~3.5ドル/MMBTU	生産地から液化施設までのパイプラインによる輸送コスト
液化	1~3ドル/MMBTU	炭酸ガス分離など前処理工程のコストを含む。
輸送	米国から UK:約 1.1ドル/MMBTU 米国から日本:約 2.1ドル/MMBTU アジアから日本:約 1ドル/MMBTU	タンカー輸送コスト

出典:各種資料より三菱総合研究所作成

CO₂の分離回収コストは、LNGとして供給する場合には液化コストに、パイプラインで供給する場合には採掘コストに含まれる。そのコスト水準は以下のように試算される。

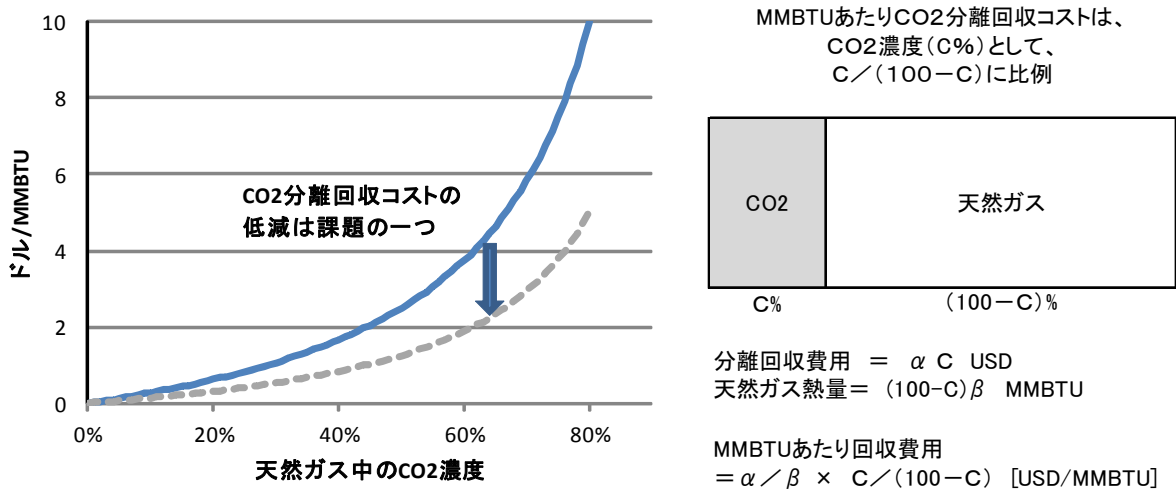
純粋な天然ガス 1m³あたり熱量を 0.04MMBTU とすれば、CO₂含有量が 10% (ほか 90%が純粋な天然ガス)であれば 1m³あたり 0.036MMBTU、CO₂含有量が 50% (ほか 50%が純粋な天然ガス)であれば 1m³あたり 0.02MMBTU となる。一方で、CO₂ガス 1m³あたりの質量は約 0.002トンであるから、CO₂分離回収コストを 50USD/トンとすれば、採掘される天然ガスの熱量あたりに換算すると、CO₂含有量 10%、50%のガス田では、それぞれ、

$$(50\text{USD/トン} \times 0.002\text{トン/m}^3 \times 0.1\text{m}^3) / 0.036\text{MMBTU} = \text{約 } 0.28\text{USD/MMBTU}$$

$$(50\text{USD/トン} \times 0.002\text{トン/m}^3 \times 0.5\text{m}^3) / 0.02\text{MMBTU} = \text{約 } 2.5\text{USD/MMBTU}$$

となる。下図は、天然ガス中の CO₂濃度とその分離回収コストの関係を試算した一例である (CO₂分離回収コストを 50USD/トンと仮定)。CO₂濃度が 60%を超えると単位熱量当たりのコスト上昇は大きくなり、仮に回収コストを 50USD/トンとすれば、60%で約 4ドル/MMBTU、70%で約 6ドル/MMBTU と試算される。下図に示した破線は、CO₂分離回収のランニングコストが約 6割減となる技術の適用が実現した場合を仮定した試算結果である (ランニングコストが 8割、資本コストを 2割と置いた)。CO₂濃度が 60~70%でもその分離回収コストは 2ドル/MMBTU となっており、大幅なコスト削減となる可能性が示されている。

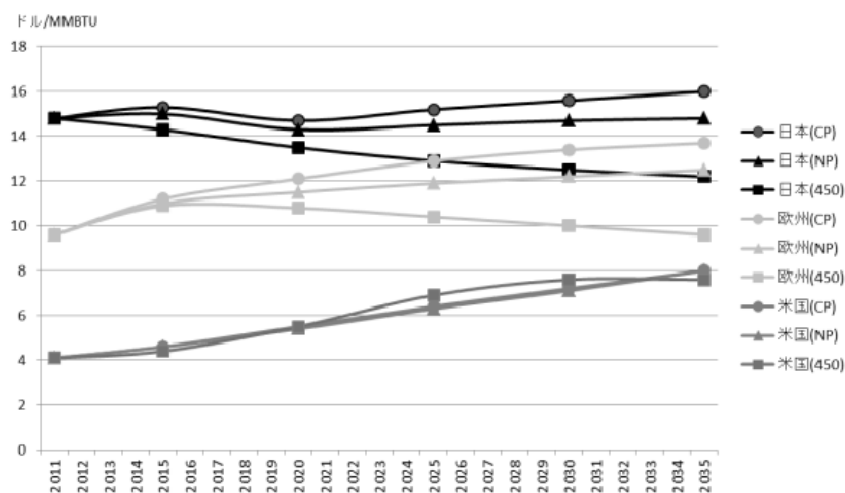
図表 4-18 天然ガス中の CO₂ 濃度と CO₂ 分離回収コストの関係(試算)



天然ガス取引価格(日本の場合は全量が LNG としての輸入)の観点から考察すると、将来の日本向けの LNG 価格は、IEA によれば 15ドル/MMBTU 程度(New Policies および Current Policies シナリオ)から 12ドル/MMBTU 程度(450 シナリオ)と見通されている(図表 4-19)。米国では、液化を経ずに天然ガスが取引されるためコスト面でも LNG より安価となっているほか、シェールガス等の増産の影響などもあり近年は天然ガス価格が安く推移している。欧州ではロシアからパイプラインで輸入する天然ガスと北アフリカ等より LNG で輸入する天然ガスが競合することなどを背景に、価格高騰が抑えられるメカニズムがあると言える。それに対して、日本(および北東アジア)では現状 LNG しか輸入手段がなく、長期契約においては原油価格リンク方式で価格決定するケースが多いことなどから、欧米と比較して高水準の取引価格になると見通されている。

天然ガスを採掘して LNG として日本に輸入するコストは、採掘地域やガス田の規模にも依存するが概ね 7~10ドル/MMBTU 程度と考えられる(図表 4-17)。上記のような我が国の LNG 輸入価格レベルを前提とすると、高酸性度天然ガスから CO₂ 等を分離するのにかかる追加的コストの水準としては 2~3ドル/MMBTU 程度以下とすることが求められる。

図表 4-19 WEO2012 における天然ガス価格見通し



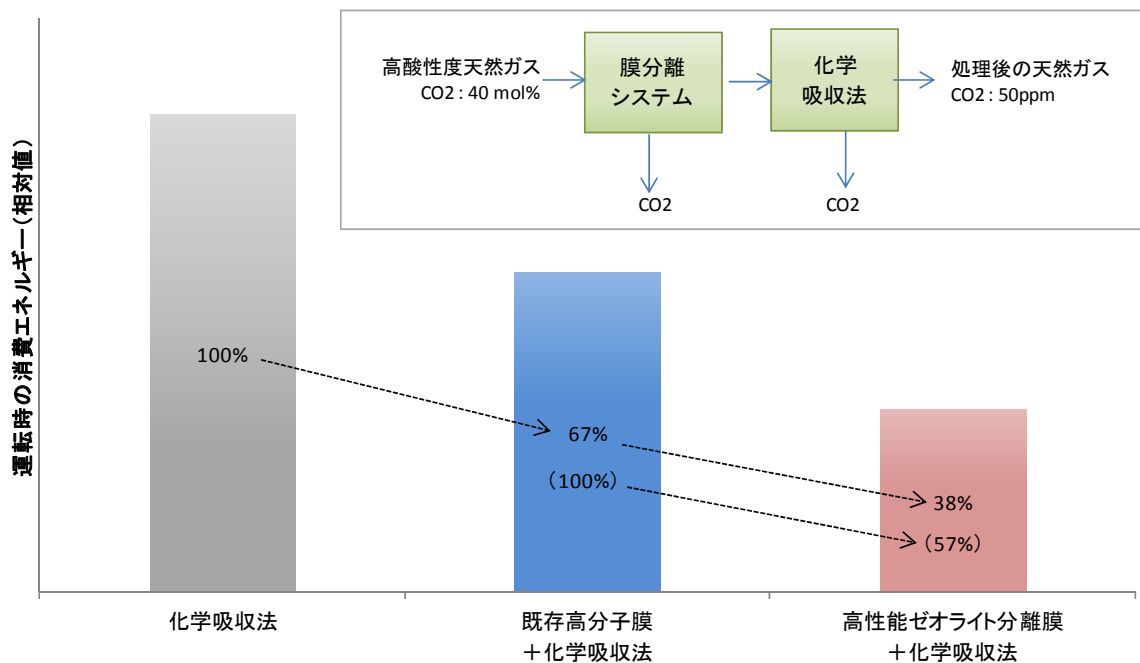
出典: World Energy Outlook 2012 より三菱総合研究所作成

4.1.5 高酸性度天然ガスの開発における課題と解決の方向性

高酸性度天然ガスの開発を通じた資源確保においては、炭酸ガス濃度が高くなると生産される天然ガス熱量当たりのCO₂分離回収コストのウェイトが大きくなるのが課題の一つである。CO₂分離回収コストを少しでも安価に抑えることができれば、より多くの高酸性度天然ガス井において開発可能性が高まると考えられる。

そうした課題への対応策として、例えば、膜分離法を用いることによるコスト低減が考えられる。CO₂分離にかかる消費エネルギーを化学吸収法(AGR: Acid Gas Removal)よりも大幅に抑えることができればランニングコストの低減が見込まれ、さらに、熱源等が不要となることでイニシャルコストの低減も可能性がある。既往研究事例によれば、高性能ゼオライト膜を化学吸収法と組み合わせた場合には、化学吸収法単体と比較して消費エネルギーが62%減、化学吸収法と既存高分子膜の組み合わせと比較して同43%減となる(図表4-20)。設備コストについては、当該技術が現状では開発中であるため、利用可能な情報源レベルで評価することは難しいが、既存膜モジュールでは商用化されている実績があり(前章図表3-15)、それらより更に高性能の分離膜であれば、膜モジュールのコスト・耐久性を既存の膜モジュールと遜色ないものとして開発することにより、吸収法などの既往の分離プロセスに対して優位に立つことが期待出来る。こうした技術の適用を実証しつつ、より広範に高酸性度天然ガスの開発を推進することが望まれる。

図表 4-20 AGRと膜分離法の CO₂ 除去にかかるエネルギー比



出典: JOGMEC 資料より三菱総合研究所作成

4.2 EOR 及びシェールガスフラクチャリングへの応用

炭酸ガスマネジメント技術の高酸性度天然ガスへの応用などによって抽出される CO₂ の活用方法として、CO₂ を利用した EOR (以下、CO₂-EOR)、およびシェールガスの CO₂ フラクチャリングなどが考えられる。こうした技術開発は、さらなる化石燃料資源の確保につながることを期待される。

4.2.1 CO₂-EOR

(1) EOR の概要

EOR (Enhanced Oil Recovery: 石油増進回収法) は、自噴しなくなった油田や、油層の含水率が上がった油田に残存した原油を回収する技術である。

EOR 技術は図表 4-21 に示すように、熱攻法 (Thermal Recovery)、ガス圧入法 (Gas injection)、ケミカル圧入法 (Chemical injection) に大きく分類される。技術の狙いとして、粘性を低くする、溶媒から原油を分離する、油層の表面張力を変え原油の浸透を促進する、といったものがある。

図表 4-21 EOR 技術の分類

EOR 技術	概要
熱攻法 (Thermal Recovery)	蒸気の圧入など熱の導入を伴う方法。粘性の高い重質原油をの粘度を下げ、その油層中の流動性を改善する方法。そのため、重質・高粘度の油層に適する。Alberta(カナダ)を筆頭に、ベネズエラ、カリフォルニア、インドネシア、旧ソビエト、オマーンで適用している。米国では EOR による石油生産量の 40%以上に適用されているほか、世界的にも EOR による石油生産量の 6割以上を占める。
ガス圧入法 (Gas injection)	生産井へと石油をさらに押し出すために油層に拡散する天然ガス、窒素や CO ₂ ガス、または石油に溶け込んでその粘性を低下させ流動率を向上させるその他のガスを利用する方法。軽質油層に適用可能である。米国内で実施される EOR の 60%近くで利用される。
ケミカル圧入法 (Chemical injection)	水圧入の効果を高めるためポリマーと称される長鎖の分子、または油層中における石油の液滴の移動を妨げる表面張力を低下させる洗剤のような界面活性剤を利用する方法。米国内で実施される EOR の約 1%程度で利用される。

出典：各種資料より三菱総合研究所作成

EOR 全般の特徴として、既存の油田に適用するため探鉱リスクが無いことが挙げられる。また、物質の圧入に多大なコストが必要な資本・資源集約型技術である一方、近年は原油価格高騰によって経済性を確保し易い状況にある。

元々1970年代に米国で開発が進んだ EOR 技術は、後述のように従来の回収方法よりも原油生産コストが高いという難点があった。しかし1980年代の原油価格上昇に伴い EOR への関心は高まり、EOR のプロジェクト数と投資額は1986年にピークを迎えた。その後、1990年代、2000年代前半は原油価格下落に伴って関心が薄れたが、2000年代後半からの原油価格上昇や油田の成熟化により再度注目を集めている。2013年には世界における EOR 技術市場は、約 300 万 bbl/d に達する見込みである²⁰⁾。これは、米国の原油生産量合計(約 900 万 bbl/d、2012 年)の 3 割程度を占める。

EORによる石油生産コストは、既に開発した油田を対象とするにも拘らず、大規模な設備費用がかかることから、在来型と比較してやや高くなっている(図表 4-22)。ただし、石炭・天然ガス等の液化、オイルサンドなど非在来型資源と比較すれば安価であり、原油価格が 100USD/bbl 程度で推移する見通しがある現状では採算性が充分ある。そのため EOR の導入は今後も増加するものと考えられる。

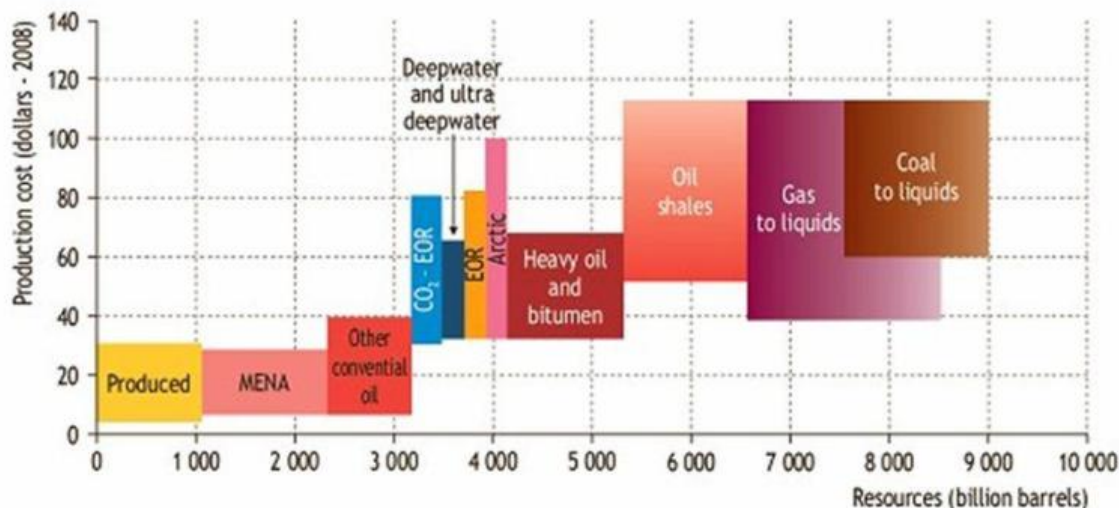
特に、ガス圧入法のうち CO₂を用いる方法(CO₂-EOR)は、石油生産コストが比較的低いことに加え、石油回収率も高い。更には、CO₂貯留も可能という利点を持つことから、注目度が高くなっている。

米国エネルギー省によると、米国内で技術的に採掘可能な石油量は1,370億 bbl、経済性を考慮する

²⁰⁾ Visiongain “The Enhanced Oil Recovery (EOR) Market 2013-2023”

と 670 億 bbl が回収可能であり、同時に貯留可能な CO₂ は 450 億トンであると見通されている。

図表 4-22 石油生産コストと採取可能量



出典: International Energy Agency

地域や生産手段ごとにかかる石油生産コスト(USD/bbl)と、それにより採取可能な埋蔵量を示している。

(2) CO₂-EOR のコストとその構成

CO₂-EOR のコストは、油井建設費や関連設備費などの資本的支出のほか、運用・整備費や、注入する CO₂ の調達コストにより構成される²¹⁾。更に採算性を検討するにあたっては、回収した石油を販売できるという特徴から、石油の回収可能量や原油価格が大きく関わってくる。

図表 4-23 は、米国の代表的な CO₂-EOR プロジェクトの資本的支出、運用・整備費を示したものである²²⁾。

²¹⁾ NETL http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/CO2_EOR_Primer.pdf

²²⁾ Global CCS Institute

<http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-technology-roadmap-ccs-industry-sectoral-assessment-co2-enhanced-oil-recovery-11>

図表 4-23 米国の代表的な CO₂-EOR プロジェクトの資本的支出と内訳

各費用は原則 Million USD

		East Texas Reservoir	California Reservoir	Oklahoma Reservoir
油井建設費	新しい油井の採掘	64.20	80.31	654.96
	油井の改装	2.11	13.55	91.79
	坑外設備建設	14.15	10.51	79.55
	施栓	1.35	19.23	17.25
	小計	81.81	123.59	843.54
	USD/bbl	2.12	2.33	23.76
関連設備費	CO ₂ 再利用プラント建設	45.90	66.94	43.35
	ガス導管建設	3.15	3.15	3.15
	パイプライン敷設	54.30	54.30	54.30
	その他資本的支出	41.88	61.98	284.81
	小計	145.22	186.37	385.61
	USD/bbl	3.76	3.52	10.86
運用整備費	108.05	264.14	380.56	
USD/bbl	2.80	4.98	10.72	
合計	335.08	574.10	1,609.71	
USD/bbl	8.68	10.83	45.34	

出典: Global CCS Institute 資料を元に三菱総合研究所作成

また、図表 4-24 は、各プロジェクトでの石油生産量と、それに必要とする CO₂ の注入量である。

CO₂ の調達コストを、市場価格のほか輸送費用も考慮した 45USD/MMton と想定した場合、各プロジェクトの資本的支出、運用整備費に CO₂ 調達コスト約 10USD/bbl を加えた額が、バレルあたりの費用総額となる。その結果、East Texas Reservoir や California Reservoir のプロジェクトでは、原油価格が 20USD/bbl を上回れば採算が取れるし、比較的高コストな Oklahoma Reservoir であっても現状の原油価格水準でも採算性が確保されることが示唆される。

なお、油層の密度や粘度によっては圧入した CO₂ が貯留されずに石油随伴ガスや天然ガスとして流出する場合がある。CO₂ 再利用プラントによってこれらを再度分離・回収し用いることで、資源確保につながる CO₂ のさらなる有効利用が期待できる。

図表 4-24 CO₂-EOR 各プロジェクトでの石油生産量と CO₂ 注入量

	East Texas Reservoir	California Reservoir	Oklahoma Reservoir
石油生産量 (Million bbls)	38.59	53.04	35.50
CO ₂ 注入量 (Million Tonnes)	9.26	14.85	8.17
CO ₂ 注入量 (Tonnes/bbl)	0.24	0.28	0.23

出典: Global CCS Institute 資料を元に三菱総合研究所作成

(3) CO₂-EOR の適用事例と研究開発

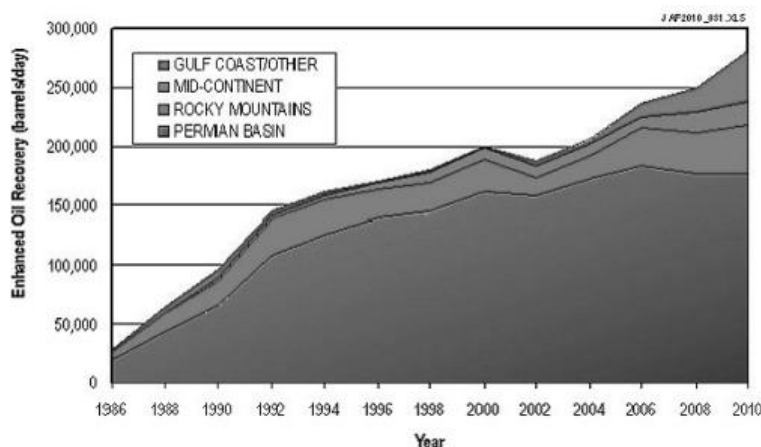
1) CO₂-EOR の適用状況の概観

CO₂-EOR は、1972 年にテキサス州スカリー郡で最初に試みられた後、テキサス州西部のパーミアン盆地やニューメキシコ州東部で導入されており、その後、カンザス州、ミシシッピ州、ワイオミング州、オクラホマ州、コロラド州、ユタ州、モンタナ州、アラスカ州、ペンシルバニア州の限られた範囲内で利用が進

められている。

2013年7月現在²³⁾、米国内のCO₂-EORプロジェクト数は120に及び、約35万bbl/dを生産している(EORによる生産量約300万bbl/dの1割強を占める)。1986年からの累計では、現在までに15億bblがCO₂-EORを用いて回収されてきた。また、DOEによると、現在遂行中のCO₂-EORで回収可能な確認埋蔵量はおよそ10億bblと見込まれている。さらに、今後オクラホマ州など大陸中部においてCO₂-EORにより106億bblの回収が可能になると考えられている。

図表 4-25 CO₂-EORによる地域別原油生産量の推移



出典: “SPECIAL REPORT: EOR/Heavy Oil Survey: 2010 worldwide EOR survey,” Oil and Gas Journal, April 19, 2010

2) CO₂-EOR の適用事例

① Quintana South Heart Project

IGCCで分離したCO₂をEORに利用している事例である。Dakota Gasification Companyの建設費22億ドルのIGCCより、3,000~5,000t/dのCO₂が輸送され、Weyburnフィールド(Williston堆積盆に位置する)のEORに利用される。このプロジェクトでは、注入したCO₂のほぼ全量を永久貯留することを目的としている²⁴⁾。

Weyburnフィールドには、180km²の範囲におよそ2.22億m³(13.96億bbl)の原油確認埋蔵量がある。CO₂-EORプロジェクトの継続期間中(20-25年)、現在の経済状態と石油増産回収技術に基づき、約20Mt CO₂がフィールドに貯留されると予定されている。

CO₂注入が2000年後半に始まって以来、EORプロジェクトは計画通りの規模で実施されてきており、油田から約1,600m³(10,063bbl)/dの石油増分が産出されている。

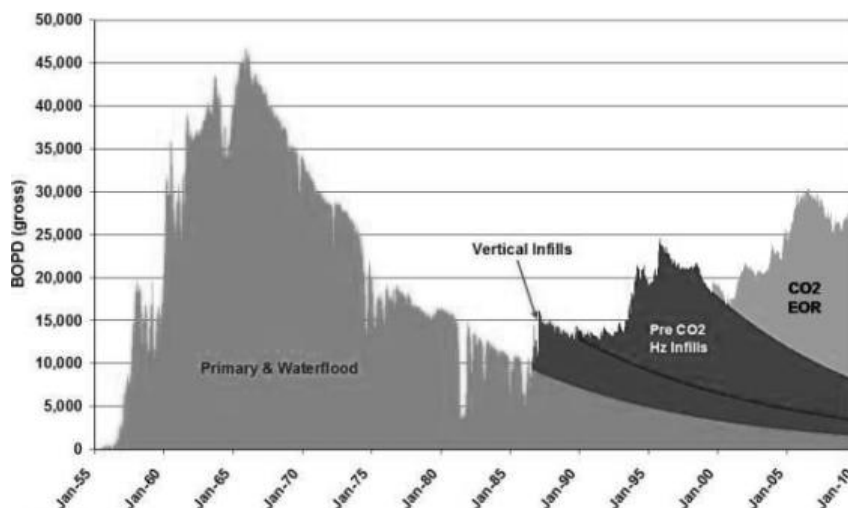
石油生産とともに生じるCO₂は全て回収され、生産ゾーンに再注入するために再圧縮される(1日約1,000tのCO₂が再注入される)。2000年代中旬の報告によれば、CO₂漏洩の兆候は地表及び地表近くの環境には現れていない(White, 2005; Strutt et al., 2003)。

²³⁾ Business Wire July 1, 2013

²⁴⁾ 二酸化炭素回収・貯留に関するIPCC特別報告書

図表 4-26 は、Weuburn における一日あたり生産量と、採取方法の内訳の推移を示したものである。

図表 4-26 Weyburn プロジェクトの進行プロセス



出典: Ramgen Power Systems

② Permian Basin

Permian Basin (パーミアン盆地) では大小合わせて 56 の CO₂-EOR プロジェクトが行われている。一日あたり合計約 200,000bbl が生産されており、徐々に増加しているが、上位 5 箇所の生産地が生産量の過半を占めている。

図表 4-27 パーミアン盆地の主な生産地における生産量と内訳

	Primary Operator	Total Field Production (B/D)	Incremental CO ₂ -EOR Production ** (B/D)
Wasson*	Occidental	51,100	44,600
Kelly Snider	KinderMorgan	29,600	26,500
Seminole	Hess	16,500	16,500
Slaughter**	Occidental	18,800	11,200
Means	ExxonMobil	10,000	8,700
Total		126,000	107,500

*Combined production from six Wasson units.

**Combined production from nine Slaughter units.

JAF2011_030.XLS

出典: Oil and Gas Journal 2010

これらの生産地における CO₂-EOR による採掘の割合は 85% におよび、採掘にあたり CO₂ の利用は欠かせないといえる。しかし、近年は CO₂ の不足が懸念されている。

たとえば、Kinder Morgan は Cortez Pipeline により 10,580t/d の CO₂ 輸送能力向上を図るほか、SW Colorado CO₂ fields で CO₂ 生産を 10,580t/d 増加させた。Oxy Permian もパイプラインへ投資を行い、2010 年から 2015 年にかけて石油 500bbl/d の増産を目指している。また、西テキサスの Summit's Texas Clean Technology は、IGCC プロジェクトで回収した CO₂ を近隣の CO₂-EOR 事業者へ売却する計画である。

③ North Burbank CO₂-EOR Project

オクラホマ市にある原油・天然ガス採掘事業者の Chaparral Energy 社は 2013 年 6 月 6 日から、EOR における CO₂ の圧入を開始した。このプロジェクトには、カンザス州の Coffeyville の肥料工場での CO₂ 収集装置の導入、直径 8 インチ・長さ 68 マイルの CO₂ パイプラインの敷設、North Burbank Unit (NBU) での CO₂ 圧入装置の建設が含まれる。Chaparral Energy 社は CO₂-EOR プロジェクト数では米国内で 3 番目の地位を占める。

3) CO₂-EOR の研究開発

CO₂-EOR は石油増産のみならず CO₂ 貯留の役割も果たすことから、有効性が高い技術として米国を中心にさらなる技術開発が進められている。米国 DOE (Department of Energy) が運営する NETL (National Energy Technology Laboratory) は、国の経済やエネルギー安全保障に資するエネルギー・環境分野の研究開発を促進するため、企業、大学、NPO 等と契約し、資金供与を行い支援してきた経緯を持つ。各プロジェクトは特定の地域や技術につき、複数の企業・組織が共同で取り組むものが多い。

2013 年現在、NETL が携わってきた CO₂-EOR 研究開発プロジェクトには以下のものがある(

図表 4-28)。主に、圧入する CO₂ の流動性を制御する方法、石油回収率を高める方法、シミュレーション技術の開発などが検討されている。高い石油回収率と CO₂ 貯留率を満たす効率的運用と、シミュレーションによる広範囲な油層群への今後の適用性拡大を目指す取組みであるといえる。

図表 4-28 NETL による CO₂-EOR プロジェクト

プロジェクト時期	研究主体	概要
2012 年 10 月 ～2015 年 9 月	University of Pittsburgh	CO ₂ の流動性制御のための分子結合型濃縮装置の開発と評価。低コスト装置実現を目指す。
2011 年 1 月 ～2013 年 9 月	NITEC LLC	CO ₂ 圧入および剥離を容易かつ迅速に操作できるソフトウェアの開発。
2011 年 2 月 ～2014 年 1 月	White River Technologies、 University of British Columbia	CO ₂ 圧入の作業状況がリアルタイムで把握できるデータ取得システムの開発。
2010 年 10 月 ～2014 年 1 月	New Mexico Institute of Mining and Technology	石油回収率を高める安定化ナノ粒子 CO ₂ 発泡体の開発と評価。
2010 年 10 月 ～2014 年 1 月	Impact Technologies LLC	光硬化ポリマーゲルを用いた CO ₂ の流動性制御の改善方法の研究開発。
2011 年 1 月	The University of	発泡体等による流動性制御技術を踏まえ、多孔体

～2013年12月	Texas at Austin	のような浸透性が高い油層を想定したときのCO ₂ のフローをシミュレーションする。
2011年1月 ～2013年12月	The University of Texas at Austin	石油回収率を高める安定化ナノ粒子CO ₂ 発泡体の開発と評価。
2011年1月 ～2013年12月	The University of Texas at Austin	石油回収率を高める新しい発泡体の開発と圧入手法の検討。
2010年10月 ～2014年3月	The University of Texas of the Permian Basin	CO ₂ -EORの技術水準と経済性の最適化ポイントを検討し、開発事業者に伝達する。
2010年10月 ～2014年3月	University of Alabama at Birmingham	南アラバマのCitronelle Oil FieldにおけるCO ₂ -EORによる共同開発案件。
2012年5月 ～2014年9月	The University of Texas of the Permian Basin	中小規模開発事業者がPermian Basin内の原油が残存する油層の探索を行う際に有効な、探索・開発技術の検討。
2011年2月 ～2014年3月	University of Kansas Center for Research, Inc.	Arbuckle formationでCO ₂ -EORを行った際に増える採取可能量の推計。

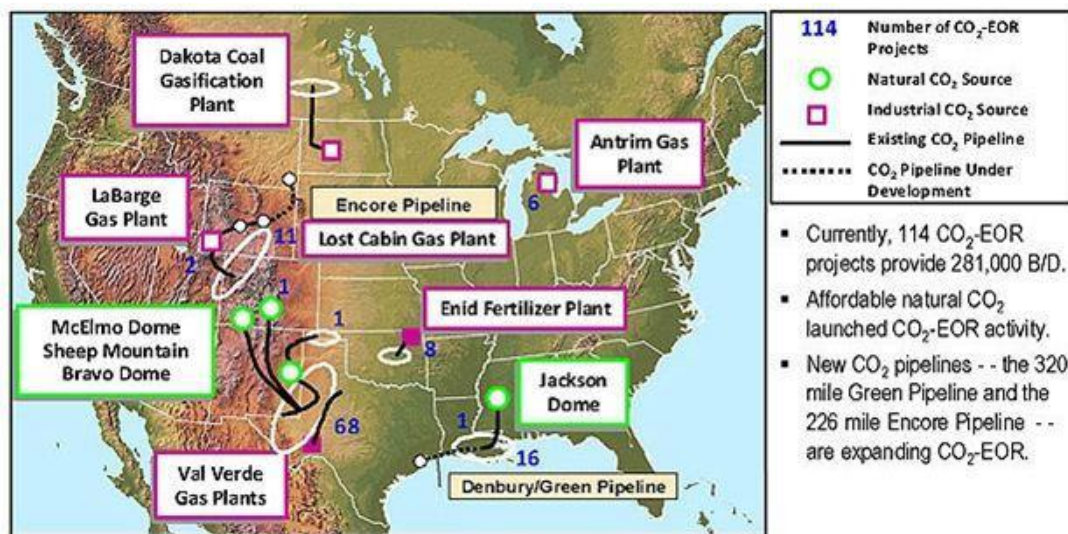
出典：NETL ウェブサイトより三菱総合研究所作成

(4) CO₂ 供給動向

以上に見たようにCO₂-EORには経済性を含め複数のメリットがあるため、今後も適用と研究開発が進むと考えられる。しかしCO₂-EORの今後の更なる利用には、パーミアン盆地の事例にも見るように、CO₂の供給源の確保が求められている。

現状、EORに使われるCO₂のうちの多くはMcElmo Dome(ニューメキシコ州)、Jackson Dome(ミシシッピ州)といった油層から自然発生するものである。その他にもガスプラントから発生した人工的なCO₂が存在する。CO₂発生地に近接していない限り、いずれの場合もパイプラインによるCO₂輸送が必要になる。

図表 4-29 CO₂-EOR による生産拠点と CO₂ の供給



出典: Advanced Resources International, Inc., based on Oil and Gas Journal, 2010

CO₂-EORの適用地域とCO₂の供給経路を図表 4-29で示した。CO₂の供給源は自然発生の二箇所のほかは、人工的な排出源によるものである。CO₂-EOR による原油生産拠点は基本的に供給源と近接しているが、自然発生的なCO₂が入手不可能な場所については人工的CO₂が供給を増やしつつある。現在、人工的CO₂供給量は1,200万tyに達している(図表 4-30)。これは、100万kWの天然ガス火力発電が排出するCO₂の2年分に相当する(設備利用率70%、原単位を約0.4kg/kWhと想定)。その中で最も大規模なのは、ワイオミング州西部のLa Barge fieldにあるExxon MobilのShute Creekガスプラントから得られる600万トン/年規模のものである。

なお、CO₂パイプラインのうち図中で建設中となっているものがあるが、DenburyのGreen Pipeline(512km)は2010年12月に建設完了後、運転開始している。Encore Pipeline(360km)も、2013年1月1日に運転を開始している。

図表 4-30 各地域で利用される CO₂ の種別

State/Province (Storage Location)	Source Type (Location)	CO ₂ Supply (MM tonnes/year)		
		Natural	Anthropogenic	Total
Texas-Utah-New Mexico-Oklahoma	Geologic (Colorado-New Mexico) Gas Processing	30	2	32
Colorado-Wyoming	Gas Processing (Wyoming)		6	
Mississippi-Louisiana	Geologic (Mississippi)	17		17
Michigan	Ammonia Plant (Michigan)		0	0
Oklahoma	Fertilizer Plants (Oklahoma)		1	1
Saskatchewan	Coal Gasification (North Dakota)		3	3
Total		47	12	59

出典: Advanced Resources International, 2010

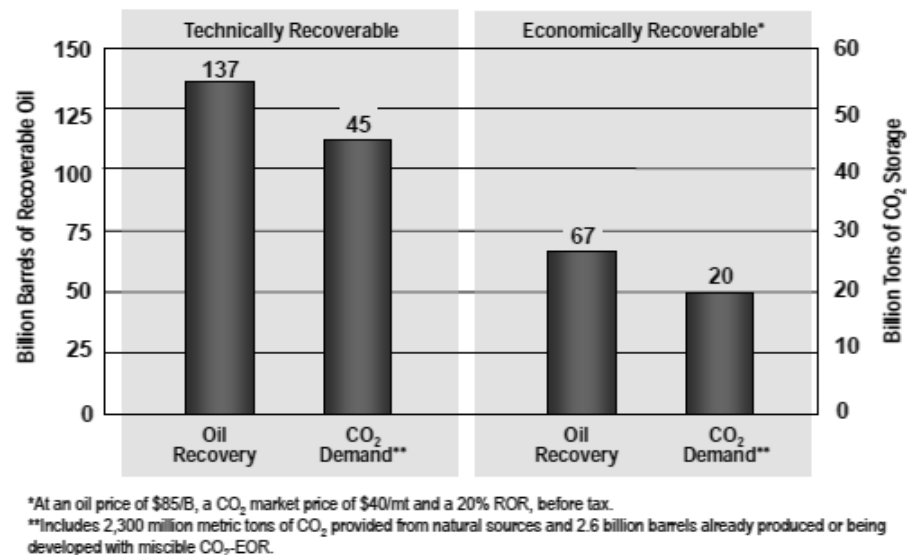
人工的 CO₂ の中では、近年においては IGCC や化学プラント(肥料やエタノール)から得られる CO₂ を用いる例も見られている。North Dakota の事例では、Dakota Gasification Company の IGCC プラントで CO₂ を生産し、それをパイプラインを通じて 204 マイル離れた油田(カナダ・サスカチュワン州の Weyburn 油田)に供給している。油田の運営者である Encana 社は、油田の生産寿命を向こう 25 年間延長するために CO₂ を圧入し、それがなければ放棄されるであろう 1 億 3,000 万 bbl の石油生産を見込んで²⁵⁾。また、注入した CO₂ のほぼ全量を永久貯留することを目的としている²⁶⁾。

DOE が、今後の次世代 CO₂-EOR 技術による石油回収、および、それに伴う CO₂ 需要をシミュレーションした結果が図表 4-31 である。技術的な可能量とは、価格やコストを考慮せず採掘可能な量のことであり、米国の原油確認埋蔵量約 350 億 bbl に対して 1,370 億 bbl が追加的に EOR で回収される可能性があるとしている。また、その際に必要となる CO₂(すなわち、貯留可能な CO₂)の量は 450 億 t であり、日本の CO₂ 排出量の約 40 年分、米国の約 8 年分に相当する。一方で、経済的な可能量とは原油価格(85USD/bbl)や CO₂ 市場価格(40USD/Mt)を考慮したうえでの石油回収量や CO₂ 需要量であり、それぞれ 670 億 bbl、200 億 t と試算されている。このとき、200 億 t の CO₂ 需要のうち、176 億 t は自然発生的な CO₂ であると想定され、残り 23 億 t は人工的 CO₂(IGCC 等からの回収)であるとの想定となっている。

²⁵⁾ NEDO 海外レポート No.1078, 2011.10.18

²⁶⁾ 二酸化炭素回収・貯留に関する IPCC 特別報告書

図表 4-31 石油回収および CO₂ 需要のポテンシャル



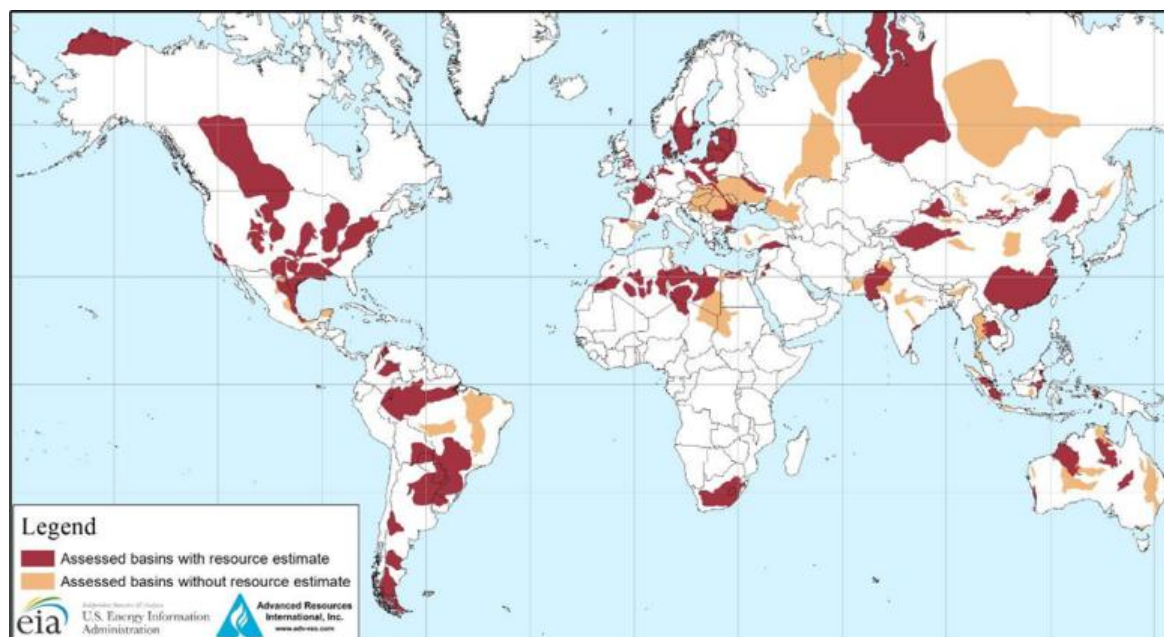
出典: Advanced Resources International 2011

4.2.2 シェールガスの CO₂ フラクチャリング

(1) シェールガスの確認埋蔵量と生産動向

シェールガスの生産は、水平坑井掘削、水圧破碎、マイクロサイズミックなどの技術が確立され、2000 年代後半から急速に量を増やしている。EIA によればその分布は北米、南米、中国など世界中に分布する。推定されるシェールガスおよびシェールオイルの所在を図表 4-32 に示す。

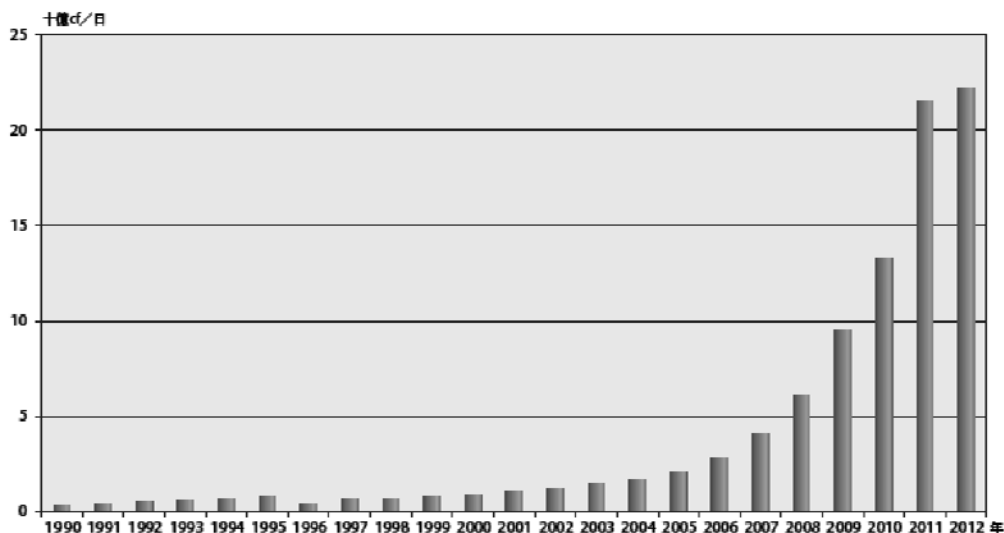
図表 4-32 シェールガスおよびシェールオイルの推定分布(2013 年 5 月時点)



出典: U.S. basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from Advanced Resources International (ARI) based on data from various published studies.

米国では、2005 年夏のハリケーン・カトリナとリタによる天然ガス生産施設の被害により冬場の暖房用天然ガス需要期を前に天然ガス価格が原油価格以上に高騰、これによってシェールガスの生産・開発が加速された。2012 年には日量 22.2Bcf (≒0.62 Bcm)のシェールガスが生産されたと推定されている。

図表 4-33 米国におけるシェールガス生産量の推移



出典: JOGMEC シェールガス革命は世界天然ガス市場に何をもたらしたのか、その一考察(2013)

(2) CO₂フラクチャリングの概要

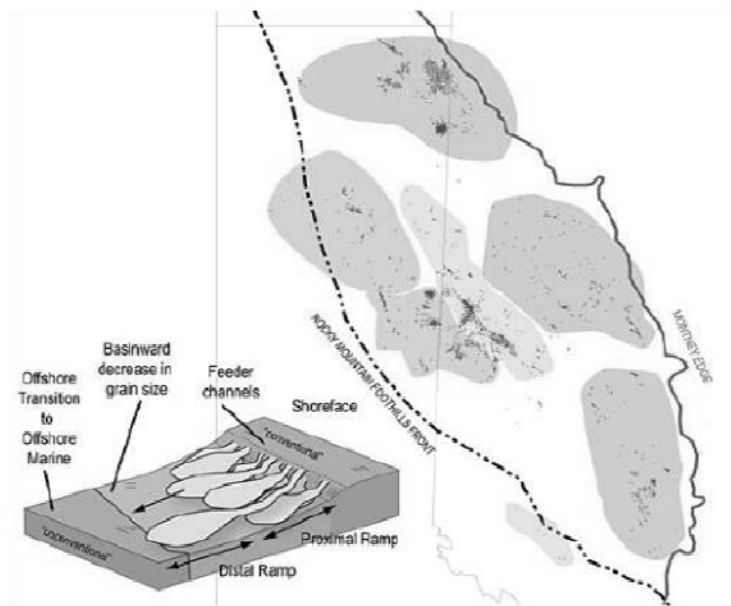
シェールガス開発では一般的に水圧破碎技術が用いられる。しかしながら一部の地域では、圧入したフラクチャリング流体の浸透による地層への影響に対する懸念から、水以外でのフラクチャリング方法が開発されている。CO₂フラクチャリングは、プロペント(破碎による亀裂を保持する砂状の物質)を混合した液化炭酸ガスを破碎に用いる手法である。地層へのダメージを避けられるほか、残留化学物質がない、水の影響による粘土層の膨張がない、といった利点を有する。

技術的には、1980年代にカナダで初めて導入され、数百のガス井で生産が行われた。しかしながら、CO₂フラクチャリングを実施するためには液化炭酸ガスとプロペントを加圧した状態で混合する特殊な装置が必要であることなどから、技術の適用例は限定的となっている。なお、この装置は搭載できるプロペントの量によってフラクチャリングの能力が制限される。

(3) 事例: Montney シェール(カナダ)

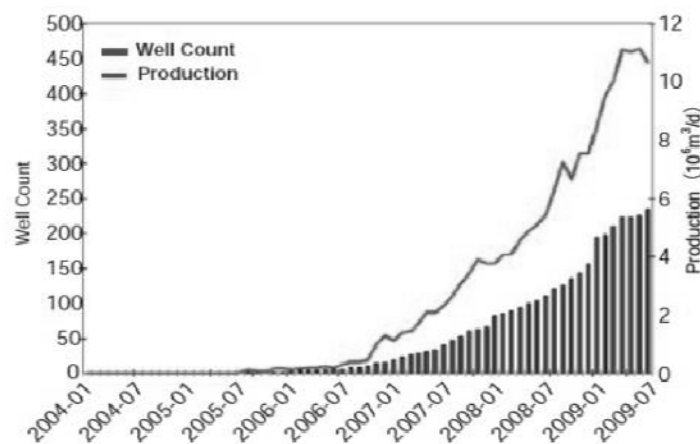
カナダの Montney では、三畳紀に相当する東の浅海部から西の沖合の泥まで、広範囲にシェールガスが分布する。シェール層は最大で 300m と厚く、原始埋蔵量は 2,300~19,800Bcm と推定されている。2005 年の生産開始からの約 5 年間で、水平抗井数は 234 へと生産量を拡大している。Montney シェールではシェールガス開発の方法の一つに CO₂によるフラクチャリングを取り入れており、100トンの CO₂を用いて 2km に及ぶ水平部分に 7~12 段階のフラクチャリングを実施した例も報告されている。

図表 4-34 Montney シェールの広がりと地質起源



出典: modified from Ross Smith Energy Group, 2008

図表 4-35 Montney シェールの水平坑井数とシェールガス生産量



出典: National Energy Board/NEB Energy Briefing Note; A Primer for Understanding Canadian Shale Gas, 2009

4.2.3 課題と解決の方向性

資源確保の観点から、EORによる枯渇油田の再生、CO₂フラクチャリングによる水利用に関する地層への影響などの懸念が大きい地域でのシェールガス採掘は重要な技術である。しかしながら、随伴ガスなどの形で自然発生するCO₂は場所や量が限定される課題がある。

炭酸ガスマネジメント技術の高酸性度天然ガスへの応用などによって、資源としてのCO₂抽出がなされれば、これをさらなる化石燃料確保に活用できる可能性がある。また、CO₂を用いて採掘した石油の随伴ガスや天然ガスからCO₂を分離すれば、CO₂を繰り返し利用して資源確保を行うことが可能と考えられる。

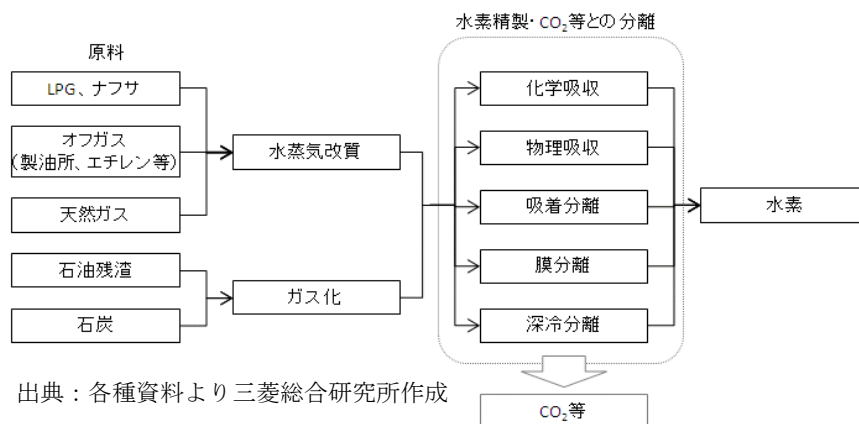
4.3 化石燃料由来の水素エネルギーへの応用

天然ガスおよび石油精製における LPG、ナフサ等の化石燃料は、水素の製造原料としても利用されている。近年、化石燃料などから高純度に製造された水素は、燃料電池自動車などへの利用が拡大されつつある。炭素と水素から成る化石燃料から効率的に CO₂ を分離、精製して、低炭素で高純度な水素を製造し、新たな二次エネルギー源として燃料電池自動車などへの利用の促進を図っていくことは、炭酸ガスマネジメント技術の有効な活用先の一つであり、化石資源の有効利用の観点から重要な取り組みと位置付けられる。

4.3.1 水素エネルギーの需給

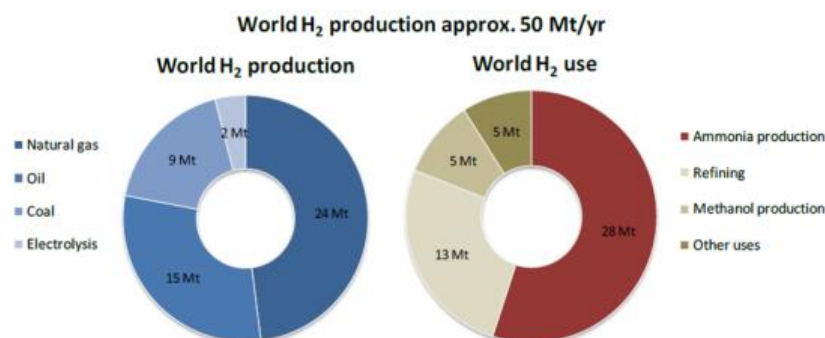
水素は、炭素と水素から成る化石燃料と各種エネルギーにより生産されている(図表 4-36)。具体的な方法としては、天然ガスやLPGなど軽質炭化水素を触媒によって高温下で水蒸気と反応させることで分解し取り出す方法、石油残渣や石炭を部分酸化反応によってガス化させ抽出する方法がある。化石燃料以外にも、電気を用いて水を電気分解する方法などによって水素を得ることができる。

図表 4-36 水素の製造方法



図表 4-37 に示すように現在の世界における水素製造は安価かつ大量に製造できることから原料を天然ガスとする方法が主流となっており、天然ガスからの改質が2008年度時点で世界の生産量の約半分を占めている。また、需要としては化学原料としての利用が主であり、約6割がアンモニア製造、約3割がリファイナリーである。

図表 4-37 水素の推定生産／需要量(2008年度)



出典：The United Nations Industrial Development Organization (UNID) CCS Roadmap for Industry: High-purity CO₂ sources Sectoral Assessment - Final Draft Report

国内の水素需給バランスの業界内訳に関する試算例を図表 4-38 に示す。国内においては、石油精製が水素供給の大半を占めている。

図表 4-38 国内の水素供給のポテンシャルと需要

単位：億 Nm³/年

業界	供給	需要	バランス
石油業界	189	125	64
石油化学業界	31	18	13
ソーダ業界	12	1	11
アンモニア業界	42	32	10
合計	273	175	98
産業ガス業界	4	4	0
鉄鋼業界	86	0	86
総合計	363	179	184

注 1) 石油、アンモニア業界の水素製造装置は、稼働率 100%と仮定。

注 2) 石油業界の水素製造装置以外の装置は、全て稼働率 85%と仮定。

注 3) 石油化学、ソーダ、アンモニア業界の各装置は実稼働ベース。(2001 年、化学工業統計年報等)

出典：「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査」石油産業活性化センター、2003 年

4.3.2 水素エネルギー利用分野の拡大

現在、水素エネルギーの利用は、主として石油精製過程における水素化脱硫、および各種工業プロセスにおける産業ガスとしての利用が中心であるが、図表 4-39 に示すように、新たな二次エネルギー源として燃料電池自動車(FCV、以下同様)や定置用燃料電池などへの利用が実用化されつつある。

図表 4-39 水素エネルギー利活用の可能性



出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第 8 回会合 資料 2-2

(1) FCV の導入状況

主要な自動車メーカー各社は FCV の試験導入を進めており、数十～数百台の FCV を実証実験、リース販売で市場投入している。現在、いわゆる低公害車の主流としてハイブリッド自動車、プラグイン・ハイブリッド自動車が市場投入されているが、FCV はさらなる高効率ををもたらす次世代自動車として開発が進められている。次世代自動車としては電気自動車の開発も進められており、自宅で充電可能であること、CO₂ 排出量の点で優れることなどメリットがある一方で、航続距離の制約や充電時間の長さなど課題もあることから、使用条件によって FCV と棲み分けがなされるものと考えられる。

(2) FCV のエネルギー効率

FCV による水素エネルギー活用の効率性については、水素・燃料電池実証プロジェクト(JHFC)においてガソリン車やハイブリッド車などの各種車両の Well to Wheel 総合効率を比較する検討がなされ、FCV は CO₂ 排出量削減のポテンシャルが高く、また原油、天然ガス、再生可能エネルギーなど、エネルギー源の多様化にも対応しやすいことが確認されている。

1) 水素・燃料電池実証プロジェクト(JHFC)

JHFCは、経済産業省が実施する燃料電池システム等実証試験研究補助事業に含まれる「燃料電池自動車等実証研究」と「水素インフラ等実証研究」から構成されるプロジェクトであり、その一環として、燃料電池自動車の本格的量産と普及の道筋を整えるため、各種原料からの水素製造方法、現実の使用条件下での FCV の性能、環境特性、エネルギー総合効率や安全性などに関する基礎データを収集し、そのデータの共有化を進めるための研究・活動が実施された。

2002～2005 年度に行われた第 1 期では FCV や水素ステーションの実証データを用いて Well to Wheel 総合効率を明らかにし、FCV の自動車としてのエネルギー効率の高さが明らかにされた。2006～2010 年度の第 2 期では、燃料電池自動車等および水素製造設備・供給設備におけるより実使用に近い条件化における課題が明確化されたほか、規格・法規・基準作成のためのデータ取得、普及促進のための広報・教育戦略の策定、省エネルギー効果(燃費)および環境負荷低減効果の確認、技術、政策動向の把握といった成果が得られた。

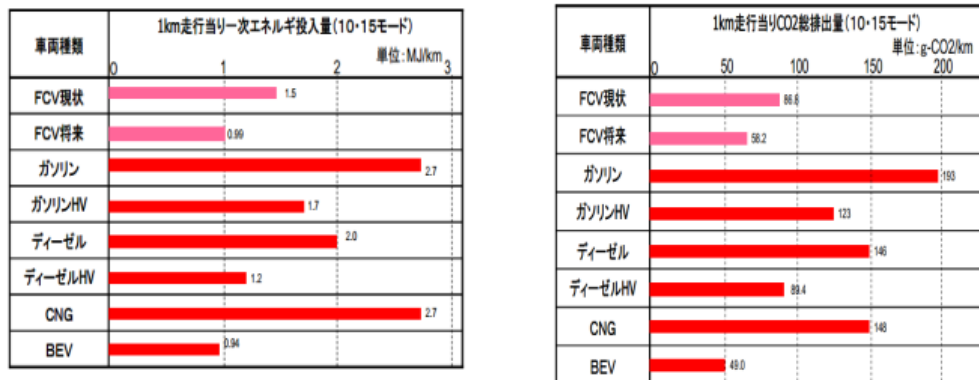
2) Well to Wheel 総合効率に関する JHFC 成果の概要

JHFC において行われた検討では、慶応義塾大学石谷久教授が主査となり、国公立大学、独立行政法人、業界団体、自動車メーカー、電力事業者、石油事業者、ガス事業者、プラント事業者など多くのメンバーが参画し、経済産業省などがオブザーバーとして関わる形で行われた。

「JHFC 総合効率検討結果」(JHFC 総合効率検討特別委員会・財団法人日本自動車研究所、2006 年 3 月)において公表された、文献および JHFC プロジェクトで取得された実証データなどを利用した計算結果を

図表 4-40 に示す。FCV は現行車に対し大きな効率改善のポテンシャルを有し、ガソリン HV、ディーゼル HV よりもエネルギー投入量が小さい。また高いエネルギー消費効率により、CO₂ 排出量も削減されている。

図表 4-40 Well to Wheel エネルギー投入量・CO₂ 排出量算出結果²⁷⁾(2005 年度)



【FCV現状】水素ステーション・FCVデータ: JHFC 実証結果トップ値 その他データ: 文献トップ値 【FCV現状】水素ステーション・FCVデータ: JHFC 実証結果トップ値 その他データ: 文献トップ値
 【FCV将来】FCVの将来FCシステム効率60%と文献トップ値 【電力構成】日本の平均電源構成 【FCV将来】FCVの将来FCシステム効率60%と文献トップ値 【電力構成】日本の平均電源構成

出典:「JHFC 総合効率検討結果」(JHFC 総合効率検討特別委員会・財団法人日本自動車研究所、2006 年 3 月)

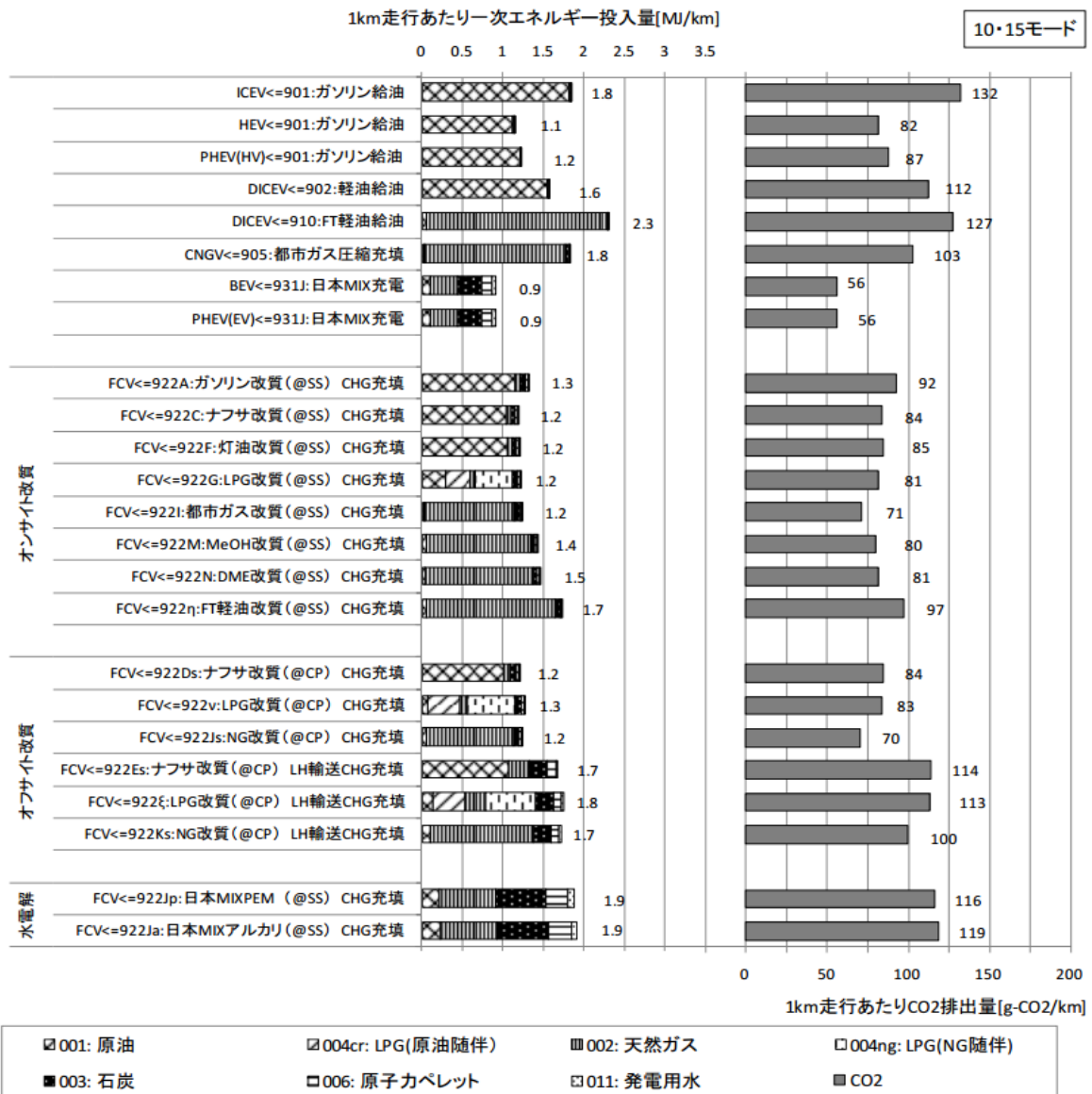
2010 年度には、その後の条件変化および車両性能の向上を踏まえた見直しが行われ、「総合効率と GHG 排出の分析」(総合効率検討作業部会・財団法人日本自動車研究所、2011 年 3 月)として公表された。具体的には、Well to Wheel のエネルギーパスとして CCS と有機ハイドライド輸送が加わったほか、電源構成変化による CO₂ 排出量の増加、評価対象車のエネルギー消費率改善などが反映されている。

Well to Wheel 総合効率の見直し結果について、2009 年時点の日本の平均的な電源構成を前提とした計算結果を図表 4-41 に示す。FCV のエネルギー投入量は、ナフサ／灯油／LPG／都市ガスの改質で水素製造しサービスステーション(@SS)で圧縮水素ガス(CHG)充填を行う場合、およびナフサ／天然ガス(NG)を大規模な中央プラント(@CP)で水素製造し CHG 充填を行う場合が 1.2MJ/km と最も小さい。これは、ガソリン車(ICEV)の約 2/3 であり、HEV および PHEV と同程度の水準である。

CO₂ 排出量についても、天然ガス(NG)を大規模な中央プラント(@CP)で水素製造し CHG 充填を行う場合で 70g-CO₂/km、都市ガスの改質で水素製造しサービスステーション(@SS)で圧縮水素ガス(CHG)充填を行う場合で 71g-CO₂/km であり、ガソリン給油の HEV よりも低い水準と計算されている。

²⁷⁾ 10・15 モードとは、市街地および郊外を想定した燃費測定のための所定の走行パターンのこと。また、略称は次の通り: FCV(燃料電池自動車)、HV(ハイブリッド自動車)、CNG(圧縮天然ガス自動車)、BEV(電気自動車)。

図表 4-41 Well to Wheel エネルギー投入量(2010 年度)²⁸⁾



出典:「総合効率と GHG 排出の分析」(総合効率検討作業部会・財団法人日本自動車研究所、2011 年 3 月)

(3) 水素供給インフラの開発動向

FCV を中心とした水素利用社会の実現に向けて、水素供給インフラの整備面において、官民一体となった積極的な取り組みが行われている。

1) 燃料電池実用化推進協議会(FCCJ)

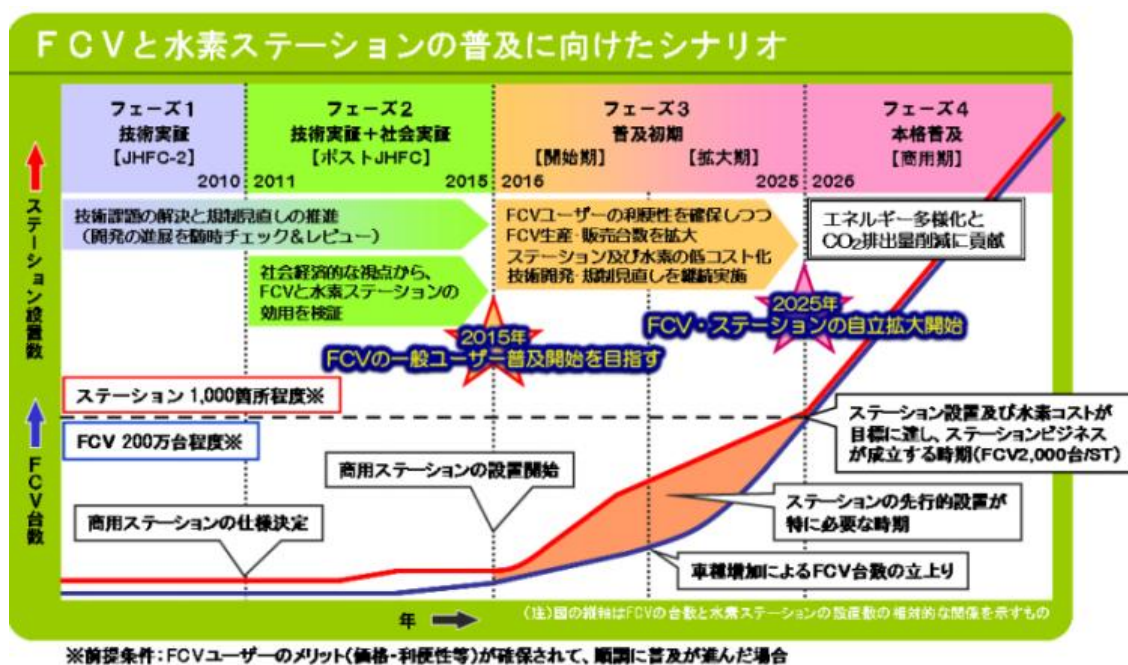
燃料電池実用化推進協議会は、燃料電池の実用化と普及に向けた課題解決のための政策提言を目

²⁸⁾ 10・15 モードでの計算結果。また、略称は次の通り:ICEV(内燃機関自動車)、HEV・HV(ハイブリッド自動車)、PHEV(プラグインハイブリッド自動車)、DICEV(ディーゼル内燃機関自動車)、CNGV(圧縮天然ガス自動車)、BEV(電気自動車)、SS(サービスステーション)、CP(大規模な中央プラント)。

的とする協議会として2001年に設立された。同協議会では、2015年をマイルストーンとしてFCVの一般ユーザー普及開始時期と位置づけ、主要な国内外自動車メーカー、国内エネルギー企業の同意として「2011年からは従来からの技術実証に加えて社会実証を開始し、2015年から一般ユーザーへの燃料電池自動車の普及開始を目指すと共に、以後ユーザーの利便性確保のための水素供給インフラをFCV普及に先立って構築する」とのシナリオを2008年7月に発表した。

その後、CO₂排出削減に貢献できるFCVの大規模な普及を目標として2025年をFCV・水素ステーションの自立拡大開始の年と位置づけた2つめのマイルストーンを加え、2010年にシナリオを更新した。また、関連する会員企業13社がこのシナリオの実現に向けて取り組むことを共同声明として公表した。同協議会の示すFCVと水素ステーションの普及に向けたシナリオを図表4-42に示す。

図表 4-42 FCVと水素ステーションの普及に向けたシナリオ



出典: FCVと水素ステーションの普及に向けたシナリオ (燃料電池実用化推進協議会(FCCJ))

2) 水素供給・利用技術研究組合(HySUT)

2008年、COCN「燃料電池自動車・水素供給インフラ整備普及プロジェクト」において、燃料電池自動車の普及および水素供給インフラ整備の実現に向けて、これまでのデモンストレーションを超えた取組の推進と現実的な普及施策・制度に関する国レベルの検討の推進が提言されている。提言の実行に向け、2009年7月には「水素供給・利用技術研究組合(HySUT)」が設立された。

HySUTでは水素供給事業者と燃料電池自動車普及を目指す企業が一体となって、2015年の燃料電池自動車普及開始に向け、水素社会システム構築実証事業、北九州水素タウンを活用した実証研究、水素利用技術研究開発事業、水素ステーションの設置・運用等に係る規制緩和のための研究開発、地域水素供給インフラ技術・社会実証、が事業として取り組まれてきている。

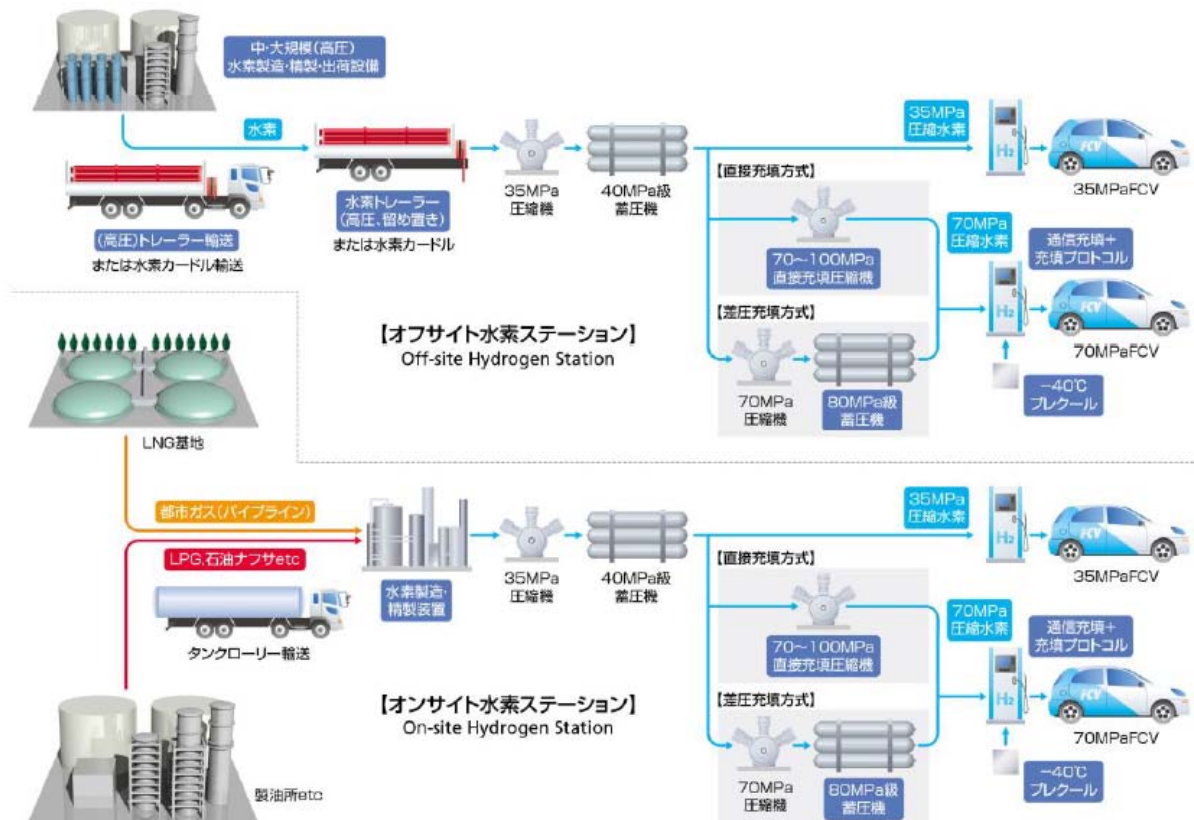
① 水素社会システム構築実証事業

2009～2010 年に行われた水素社会システム構築実証事業では、水素ハイウェイプロジェクト、水素タウンプロジェクトの 2 つの実証事業が行われた。同プロジェクトでは、水素を安全・簡便に製造、輸送、貯蔵し、燃料電池自動車で利用する実証試験として、都心-成田空港、都心-羽田空港間において燃料電池自動車、燃料電池バスを使用した我が国初の高速道路経由の定期運行が実施された。また、それら燃料電池自動車に水素を供給する水素ステーションの建設と運営が行われた。また、水素タウンプロジェクトでは北九州市に水素のパイプラインを敷設し、定置用燃料電池の面的実証が行われた。

② 地域水素供給インフラ技術・社会実証

2011 年度からは NEDO と水素供給・利用技術研究組合 (HySUT) のプロジェクトとして「地域水素供給インフラ技術・社会実証」が 5 ヶ年の計画で開始されている。2015 年の FCV の一般ユーザー普及開始に向けて、実使用に近い条件で FCV・水素供給インフラに関する技術実証を行うとともに、ユーザー利便性等の社会受容性を検証し、普及開始に向けての課題解決を行う。具体的には、70MPa 充填技術の実証、高頻度運転・高稼働運転の実証、低コスト化ステーション技術の実証、トータルシステム技術の実証などが取り組まれている。他の場所で製造した水素を輸送・貯蔵して使うオフサイト型、水素ステーションに燃料を貯蔵しステーション内で改質し水素を取り出して使うオンサイト型の地域水素供給インフラのイメージを図表 4-43 に示す。

図表 4-43 地域水素供給インフラのイメージ



出典:「地域水素供給インフラ技術・社会実証(1)技術・社会実証研究の概要」(HySUT)

4.3.3 水素エネルギー活用に関する最新の政策動向

(1) 我が国の水素関連政策動向

2013年に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会にて取りまとめられた「エネルギー基本計画に対する意見」において、水素は、将来の二次エネルギーとして、電気、熱に加えて中心的な役割を担うことが期待され、水素社会の実現に向けた取組みの加速が指摘されている。

国内に資源が乏しくエネルギーの大部分を海外の化石燃料に依存している日本にとって、水素エネルギー活用によるエネルギー供給源の多様化や環境負荷の低減の実現は重要な方策と考えられる。また非常時の電力供給も可能な燃料電池自動車や分散型エネルギーである定置用燃料電池は、レジリエンスの観点からも有益と考えられる。世界に先駆けての水素社会実現に向け、継続的な国家プロジェクトなどを通じ、産学官連携のもと技術開発・実証・規制見直しを、4.3.2節で述べたように一体で進める取組みが行われている。

将来的な水素社会の実現を加速する取組みの一環として、2013年12月、経済産業省によって「水素・燃料電池戦略協議会」が設置された。同協議会では現在、水素の製造から貯蔵、輸送、利用までの各段階における産学官の役割分担、具体的方策等を盛り込んだ内容のロードマップの策定が行われている。

(2) 諸外国の水素関連政策動向

欧米等においても、水素エネルギー利活用の促進に向け、必要な技術開発や導入支援等の支援策が積極的に講じられている。近年の動向について図表 4-44 に示す。

図表 4-44 水素エネルギー利活用促進に関する諸外国の動向

	最近の動向
欧州連合	○ 欧州委員会の研究総局において燃料電池・水素分野を重点5分野の一つに位置づけ(※)、燃料電池水素共同実施機構(FCH JU)を中心に、官民連携のもと研究開発・実証等を実施。 ※重点5分野:燃料電池・水素、革新的医療、ナノエレクトロニクス、組込システム、航空宇宙
ドイツ	○ 2004年に水素・燃料電池技術革新プログラム(NIP)を採択。2007年から2016年の10年間で14億ユーロを水素・燃料電池技術開発に(※官民負担は、50:50)。 ○ NIP実施のために、国立水素燃料電池機構(NOW)を設置。
アメリカ	○ エネルギー省(DOE)を中心に燃料電池・水素プログラムを推進。 ○ 2013年5月に、インフラメーカーや自動車メーカー参画のもと、水素インフラの検討組織としてH2USAを設置。
韓国	○ 知識経済部(MKE)を中心に水素・燃料電池プログラムを推進。 ○ 2009年に水素・FCロードマップを策定。 (目標:2020年までにFCV5万台、水素ステーション500箇所)

出典:総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第8回会合 資料 2-2

1) 欧州連合 (EU)²⁹⁾の事例

28ヶ国の加盟する欧州連合では、FCH JU(The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)は、2008年から2012年までに391百万€を投資し、130以上のプロジェクトを実施、欧州における燃料電池および水素分野の研究開発に貢献してきた。

輸送部門におけるプロジェクト例においては、燃料電池車の日常的な運用に関する信頼性と市場性の評価事例や、オスロやコペンハーゲンなど北欧の厳しい環境下において19台の燃料電池自動車と水素ステーションを運用し、将来的により厳しい環境下でも運用できる可能性を示した事例がある。また、メーカーや自治体など25団体が参画し、欧州各国の5都市を輸送する26台の燃料電池バスと、各都市に2箇所設置される水素ステーションなどのインフラを5年間にわたり運用したCHICプロジェクトでは、環境、経済、社会への影響に着目して技術のアセスメントを行い、一般市民や自治体に対し次段階の技術開発に関する普及活動を行っている。

2) 米国の事例

H2USAは水素燃料を利用した燃料電池自動車等のインフラ普及を目指す取組みとして、DOEにより2013年5月に設立された。背景には輸入石油から代替エネルギーや国産エネルギーへのシフトを目指すオバマ大統領の政策があり、製造・貯蔵コストが高い一方で環境負荷の小さい水素燃料の供給方法の課題解決に、官民が協力して当たるものである。

米政府の関係省庁、自動車メーカー、エネルギー会社などが参画し、米国内での水素ステーションの設立対策や設備の規格、水素燃料電池製作費の削減対策などについて研究する。近年、アメリカでは膨大なシェールガスが生産されるようになった。これにより、電力や輸送に要する燃料コストの削減だけでなく、水素の生産や水素燃料電池の駆動に関する実証試験、実証走行にも安価に取り組めるようになっている。H2USAでは、官民連携により、燃料電池自動車の早期普及のための技術・市場分析や、インフラ普及による規模の経済効果等の評価を行う。具体的には、天然ガスやバイオガスから熱や電力を作り出すプロセスを活用した安価な水素製造などがあげられている。

4.3.4 化石燃料由来の水素エネルギーへの応用に関する課題と解決の方向性

水素社会の実現に向け、国内では産学官が連携し、2015年からの一般ユーザーへの燃料電池自動車の普及開始、2025年を燃料電池自動車および水素ステーションの自立拡大開始の年とすることをマイルストーンとして、技術開発や実証試験が進められている。そのような将来の水素社会到来に備え、インフラとして低コストかつ安定的に水素エネルギーを供給できる、効率的製造技術の開発が課題となっている。

水素エネルギーの製造方法には、炭素と水素から成る化石燃料を改質し、CO₂などを分離し、精製する方法、および電気をを用いて水を電気分解する方法などがある。将来の水素社会における安定的な水素安定的な水素供給体制を備えるには、現在、世界的には水素生産量の多くを占める天然ガス、また、

²⁹⁾ ベルギー、ブルガリア、チェコ、デンマーク、ドイツ、エストニア、アイルランド、ギリシャ、スペイン、フランス、クロアチア、イタリア、キプロス、ラトビア、リトアニア、ルクセンブルク、ハンガリー、マルタ、オランダ、オーストリア、ポーランド、ポルトガル、ルーマニア、スロベニア、スロバキア、フィンランド、スウェーデン、英国

国内においては、水素供給ポテンシャルの高い石油精製における LPG 等からの水素製造において、製造効率の向上によるエネルギー効率を向上、環境負荷の低減および低コスト化に貢献する技術開発が求められている。

こうした課題を解決するための方向性として、分離に必要な加熱や加圧の工程を改善し、必要エネルギーを削減することが考えられる。現状の化学吸収法では、CO₂ を化学的にアルカリ液等に吸収させた後、分離のための加熱工程が必要となるのに対して、膜分離技術では膜の両側にかかる圧力差を利用して分離を行う技術であり、天然ガスやLPG等からの改質では原料ガスがもともと高温かつ高圧の状態であることから、分離のための加圧や加熱の工程が不要となる。膜分離技術の活用により、分離に必要な投入エネルギー量を小さくすることができ、ランニングコストの面から優位性をもつことがと期待される。また、透過性の高い膜分離素材の活用により水素の回収率が向上し、それによる原料費および用役費の低減できることから、ランニングコスト面での優位性が期待される。

なお、設備コストについては、当該技術が現状で未確立であるため利用可能な情報源レベルで評価することは難しいが、今後の開発によりコスト・耐久性を既存の膜モジュールと遜色ないものとすることが求められる。

こうした課題を解決するための方向性として、分離に必要な加熱や加圧の工程を改善し、必要エネルギーを削減することが考えられる。現状の化学吸収法では、CO₂ を化学的にアルカリ液等に吸収させた後、分離のための加熱工程が必要となるのに対して、膜分離技術では膜の両側にかかる圧力差を利用して分離を行う技術であり、天然ガスやLPG等からの改質では原料ガスがもともと高温かつ高圧の状態であることから、分離のための加圧や加熱の工程が不要となる。膜分離技術の活用により、分離に必要な投入エネルギー量を小さくすることができ、ランニングコストの面から優位性をもつことがと期待される。

4.4 化石燃料ガス化への応用

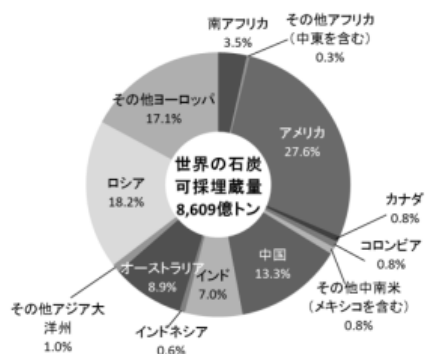
石炭資源の利用や石油残渣の有効活用に対するニーズが高まる中、これらの燃料をよりクリーンかつ効率的に利用できる技術として、IGCC への期待が高まっている。また、IGCC 高効率化のためにはガス化した化石燃料から高濃度の水素を分離することが必要となる。分離された水素は、これを抽出して発電以外の用途に活用していくことも、将来の可能性として考えられる。

4.4.1 石炭および石油残渣の利用動向

(1) 石炭資源の特徴

世界の石炭可採埋蔵量は 8609 億トンである。上位 3 位はアメリカ、ロシア、中国であり、石油や天然ガスに比べて賦存地域に偏りが少ない特徴を有する。またエネルギー白書 2013(資源エネルギー庁)によれば、その可採年数も原油が 54 年、天然ガスが 64 年であるのに対し、石炭は 112 年と長い。

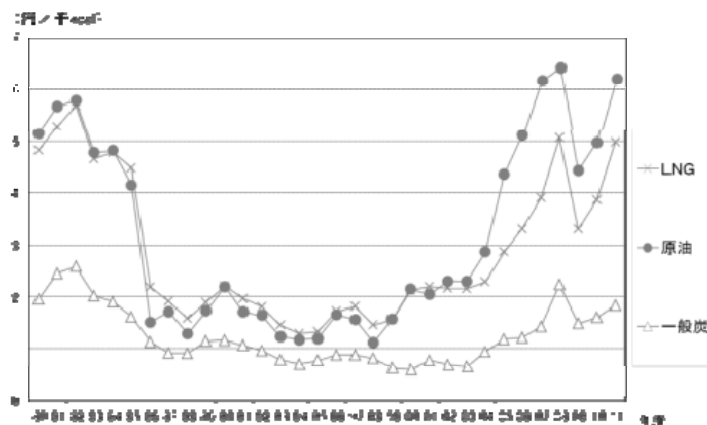
図表 4-45 世界の石炭可採埋蔵量



出典: 資源エネルギー庁、エネルギー白書 2013

石炭の価格と他の化石エネルギーの価格を同一の発熱量(1,000kcal)当たりの CIF 価格³⁰⁾を図表 4-46 に示す。石炭は原油や LNG に対して安く、また価格変動も安定している資源といえる。

図表 4-46 化石エネルギーの単位熱量当たり CIF 価格

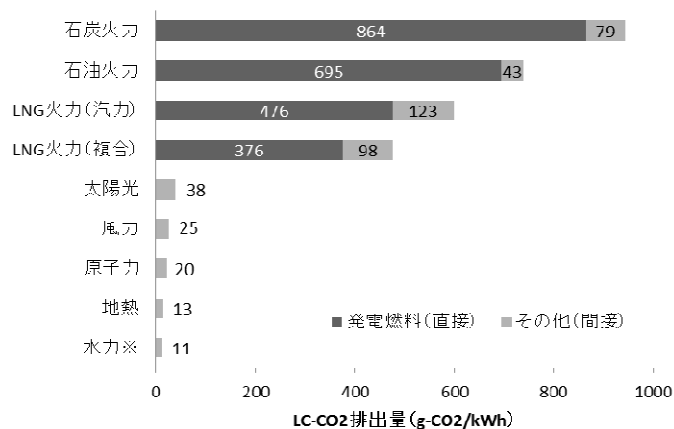


出典: 資源エネルギー庁、エネルギー白書 2013

一方で、図表 4-47 に示すように電源別の二酸化炭素排出量を比較すると、石炭火力が他の化石エネルギーに比べて大きい。そのため、より CO₂ 排出量の小さい、IGCC などのクリーンコールテクノロジーの開発が進められている。

³⁰⁾ Cost, Insurance and Freight の略。積荷である石炭の積出し地での価格に、運賃や船荷保険料を加えた価格。

図表 4-47 電源別の LC-CO₂ 排出量



※中規模ダム水路式、発電出力 1 万 kW

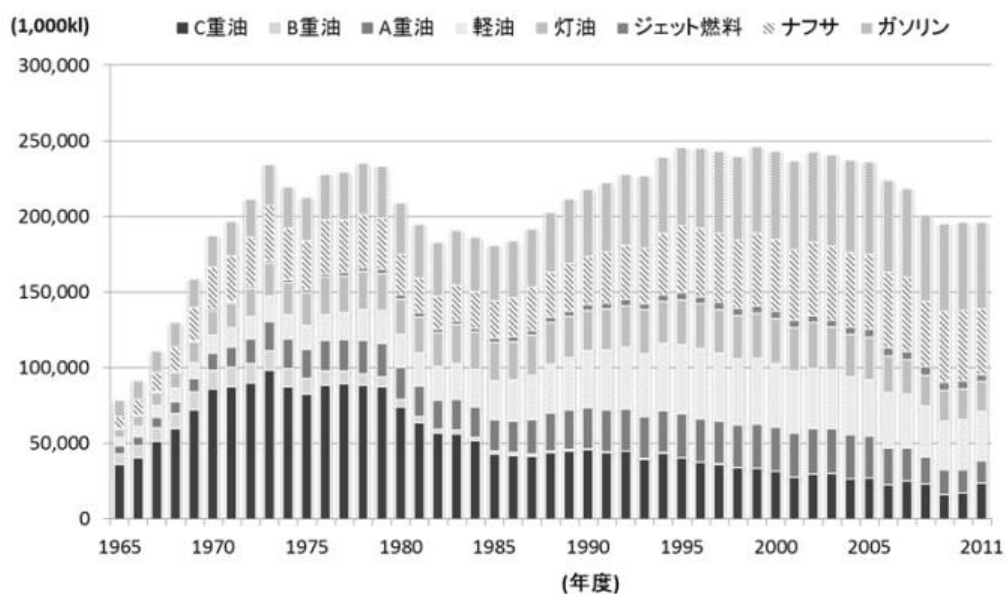
出典: 電力中央研究所、電中研ニュース No.468(2010)

(2) 石油残渣の利用動向

石油製品の燃料は、輸送用等の燃料である白油の需要が堅調に推移しているのに対し、かつて発電用などに用いられてきた重油など黒油の需要が環境問題などを背景に減少する、いわゆる白油化が進んでいる。

このため、石油精製過程で生じる重油・アスファルトなどの残渣を有効に利用する技術開発の必要性が高まっており、石油残渣をクリーンかつ効率的に利用できる技術として IGCC が有望視されている。

図表 4-48 燃料油の油種別販売量の内訳



出典: 資源エネルギー庁、エネルギー白書 2013

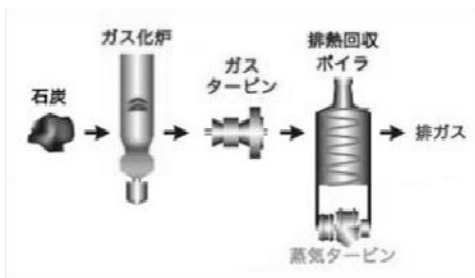
4.4.2 ガス化複合発電技術の開発動向

(1) ガス化複合発電技術の概要

IGCC とは石炭資源等から得られる合成ガスを用いた発電技術のことである。石炭、石油残渣をガス化原料とする燃焼ガスでガスタービンを回し、ガスタービンの排熱を利用し蒸気タービンを駆動する。

IGCC では、ガス化炉を用いて石炭をガス化することで、一酸化炭素と水素を主成分とし、CO₂などの諸成分を含む石炭ガス化ガスを発生させる。この合成ガスを燃焼することでガスタービンを回し、さらには高温の排ガスを用いてボイラで蒸気を発生させることで蒸気タービンを回す構成となっている。

図表 4-49 石炭ガス化複合発電技術の機器構成

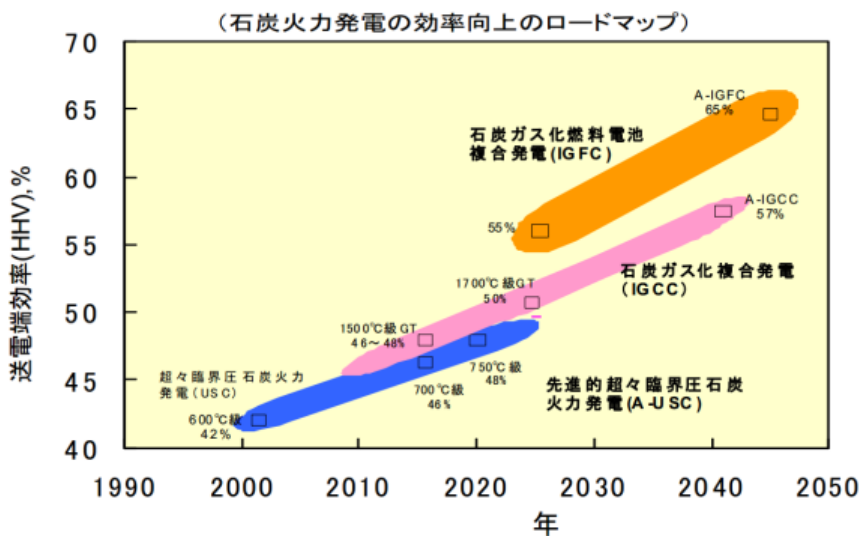


出典:クリーンコールパワー研究所 HP

(2) 技術開発ロードマップ

「Cool Earth-エネルギー革新技術計画」にもとづく高効率石炭火力発電の技術開発ロードマップを図表 4-50 に示す。発電効率の目標としては、技術開発の進展に伴い、2015 年頃には 48%、2025 年頃には 50%まで向上することが目標とされている。長期的には、ガスタービンの排熱をガス化炉に回収し、水蒸気改質を行うことでガス化効率をさらに向上させる次世代 IGCC による 57%の発電効率を、2030 年以降に達成するとしている。また、燃料電池における排熱を回収し、水蒸気改質によるガス化に活用することで発電効率を高める次世代の IGFC(A-IGFC)の実用化が期待されている。

図表 4-50 石炭火力発電の効率向上のロードマップ



出典:総合科学技術会議評価専門調査会「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業費補助金」評価検討会(第1回)資料

IGCC を含むクリーンコールテクノロジーは、ロードマップ等にもとづき、官民連携による積極的な技術開発が行われている。2012 年より研究開発事業の始まった大崎クールジェンでは、第一段階として酸素吹き IGCC 実証、第二段階として CO₂ 分離・回収型 IGCC 実証、第三段階として燃料電池を組み込んだ IGFC システムの実証を行う計画になっている。

4.4.3 ガス化複合発電技術の利用動向

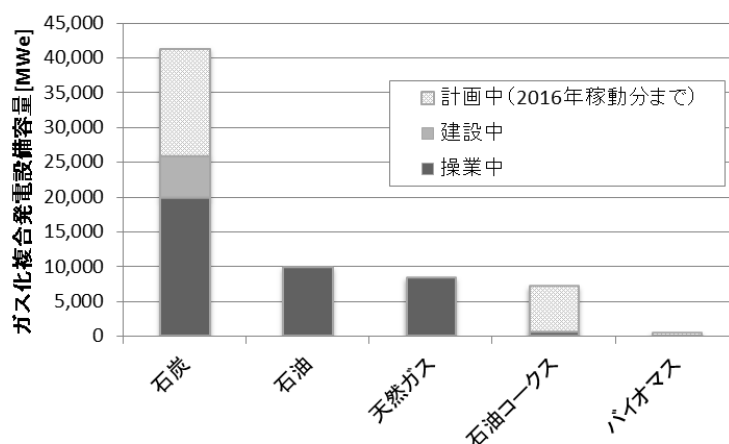
石炭ガス化複合発電技術を中心に、世界中で IGCC プラントの建設・計画が進められている。また、IGCC の CO₂ 排出をさらに抑制することを目指した CO₂ 回収型の IGCC についても技術開発および建設・計画が行われている。

(1) ガス化複合発電プラントの導入規模

DOE (The U.S. Department of Energy) の NETL (National Energy Technology Laboratory) が発表した Worldwide Gasification Database 2010 によれば、2010 年時点で世界では 144 のプラントが稼働し、その設備容量は合計 40,153MWe である。建設中のプラントは 11 あり、さらに 37 のプラント建設が計画されている。2016 年に、その設備容量は合計 63,564MWe となる見通しである。

2010 年時点でガス化複合発電のガス化原料は石炭が全体の 51% を占める。さらに建設中の 11 プラントが全て石炭をガス化原料とするものであり、計画中のプラントでもその 70% 以上が石炭ガス化複合発電とされている。

図表 4-51 世界のガス化複合発電設備容量(ガス化原料別)



出典: NETL、2010 Worldwide Gasification Database

2013 年 10 月時点で、建設が計画されている IGCC (NETL、Gasification Plant Databases に登録されているもの) は 19 プロジェクトあり、米国が 10 プロジェクトと過半数を占める。

図表 4-52 世界の IGCC 建設プロジェクト

プロジェクト	予定地	出力	費用
Cash Creek Generation	米国	720 MW	US \$1.97 billion
Edwardsport IGCC	米国	618 MW	US \$3.3 billion
HECA: Hydrogen Energy California Project	米国	300 MW	US \$3.9 billion
Hyperion Energy Center aka "Gorilla Project"	米国	507 MW	US \$10 billion
Kemper County IGCC Project (Plant Ratcliffe)	米国	582 MW	US \$2.88 billion
Lima Energy Project	米国	516 MW	US \$2 billion
South Heart Coal Gasification Project	米国	175 MW	US \$1 billion
Southern California Edison Utah IGCC	米国	500 MW	未定
Sweeny Refinery Gasification Project	米国	400 MW	US \$2 billion
Texas Clean Energy Project "NowGen"	米国	400 MW	US \$2.5 billion
Captain: The Clean Energy Project	英国	—	未定
CoolGen IGCC Demonstration	日本	168 MW	900 億円
Jamnagar Gasification Project	インド	—	US \$4 billion
Jazan IGCC plant	サウジアラビア	2700 MW	未定
JV Bharat Heavy Electricals Ltd. (BHEL) and NTPC	インド	100 MW	US\$128 million
Kochi Refinery Expansion Project	インド	500 MW	US \$980 million
Taen IGCC Power Plant	韓国	300 MW	未定
Mmambula Energy Project	ボツワナ	1200 MW	C \$100 million 以上
Tianjin IGCC Project	中国	250 MW	未定

出典: NETL、Gasification Plant Databases

(2) 運用事例

稼働中もしくは過去に稼働した主な IGCC を図表 4-53 に示す。Buggenum は 1994 年から 4 年間の実証実験を経て、1998 年から商業運転に入り 2013 年 3 月に閉鎖された。Wabash River は 1991 年に DOE の実証実験プロジェクトとして採択され、1995 年に運転開始、2000 年から商業運転を行っている。2003 年度の稼働率は 70%を超えた。Tampa は 1996 年に運転を開始し、2002 年から商業運転に入った。プロジェクトは部分的に DOE の補助を受けている。実証実験では 70~80%の稼働率を達成し、2005 年の稼働率は約 60%であった。Puertollano は欧州委員会のプロジェクトとして採択され、1992 年に稼働開始し、1998 年から商用運転を開始している。国内ではクリーンコールパワー研究所が 2001 年に設立され、福島県勿来に実証機を建設、2007 年から実証試験に入った。2013 年 4 月からは商業運転が開始され、同研究所も常磐共同火力に吸収合併された。

図表 4-53 主な IGCC 概要

名称	Buggenum	Wabash River	Tampa	Puertollano	勿来
地点	オランダ	アメリカ	アメリカ	スペイン	日本
事業者	NUON	Cinergy/ Conoco Philips	Tampa Electric	ELCOGAS	クリーンコールパワー 研究所(当時)
ガス化炉	Shell 炉	Dow(E-Gas)炉	GE(Texaco)炉	PRENFLO 炉	電中研/三菱炉
石炭供給方式	ドライフィード	スラリーフィード	スラリーフィード	ドライフィード	ドライフィード
ガス化剤	酸素	酸素	酸素	酸素	空気
出力 [MW]	253	262	250	300	250
送電端効率 (HHV)	41.4%	39.7%	37.5%	41.5%	40.6%
プロジェクト費用	510 億円	499 億円	738 億円	884 億円	896 億円

出典:IGCC State-of-the-art report (University of Stavanger Norway, 2010) 総合、科学技術会議評価専門調査会資料 (第 90 回)より三菱総研作成

4.4.4 CO₂回収型 IGCC

IGCC の CO₂ 排出をさらに抑制することを目指し、石炭ガス化ガス中の一酸化炭素(CO)を CO シフト反応器にて水蒸気(H₂O)とのシフト反応により、CO₂ と水素に転換し CO₂ を回収する「CO₂ 回収型 IGCC」の開発が進められている。CO₂ 回収プロセスでは CO₂ 回収時・圧縮時の動力等でエネルギー消費が加わるため、IGCC としての発電効率は一般に低下する。そのため、CO₂ 回収型 IGCC ではプロセスにおける高効率化も含めた全体最適が求められている。

CO₂回収型 IGCC プロジェクトとしては FutureGen、Magnum、GreenGen などが存在する。こうしたプロジェクトでは、回収した CO₂ を CCS で貯留することを前提としたシステム設計となっている。

図表 4-54 主な CO₂回収型 IGCC 建設プロジェクト

プロジェクト	予定地	出力	運転開始予定
FutureGen 2.0	米国	168MW	2017 年
Magnum	オランダ	1200MW	2020 年
GreenGen	中国	400MW	2018 年

出典:The Carbon Capture and Sequestration Technologies Program at MIT

FutureGen 2.0 は、ニア・ゼロエミッションの石炭火力発電所では初となるプラントである。米国イリノイ州に予定されている候補地のサイト特性調査が完了し、2014 年の夏から建設を開始し、2017 年秋に商業利用を開始する予定とされている。稼働開始後は、年間 1.1 百万トンの CO₂ を 20 年以上にわたり貯留する計画となっている。その総量は 22 百万トンとされている。CO₂ は IGCC で回収後に地下のパイプラインを 48km 輸送され、地下約 1,200m の砂岩層に貯留される。

FutureGen2.0 は、FutureGen Industrial Alliance という NPO 団体 (501(c)(3)) が DOE とパートナーシップを組む形で推進される。営利よりも技術開発によりフォーカスし、営利企業よりもより大きなリスクを取ることができるとしている。総工費は約 16.5 億ドルであり、うち 10 億ドルを DOE が支援する。

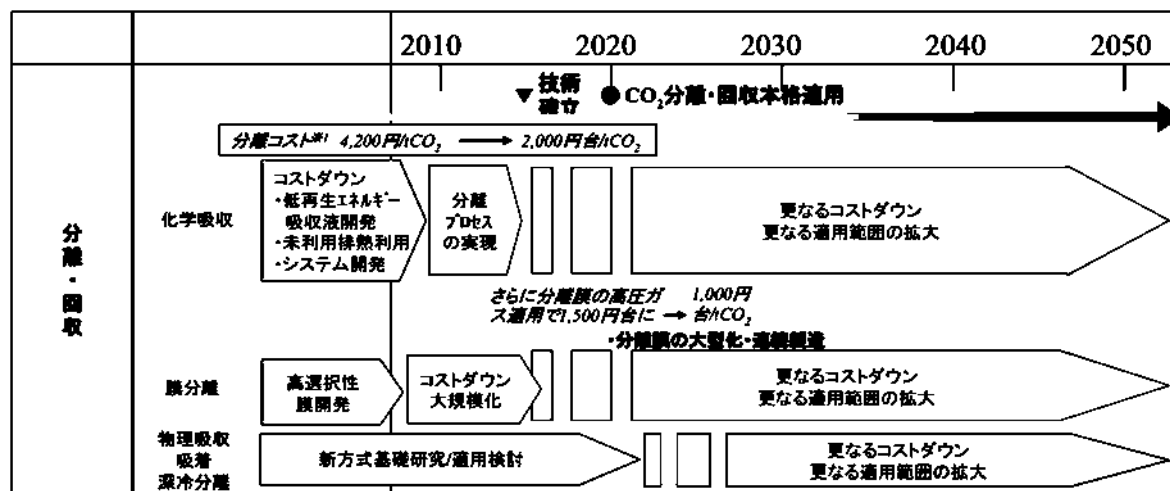
4.4.5 CO₂回収・貯留（CCS）の動向

CO₂を回収し貯留する、CCS(Carbon dioxide Capture and Storage)の建設・計画プロジェクトも世界中で進められている。また関連する法規制も各国で強化の動きがあり、技術導入が推進されている。

(1) 技術戦略マップ

CCSは、IPCC(気候変動に関する政府間パネル)第4次評価報告書において、温暖化緩和策で期待されるキーテクノロジーの1つとして取り上げられている。「Cool Earth-エネルギー革新技術計画」(2008年)においても、2050年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するに求められる革新的技術の1つとしてCCSが位置づけられており、経済産業省では図表4-55に示す技術戦略マップを策定し、官民連携のもとで施策を推進している。

図表 4-55 CO₂固定化・有効利用分野の技術戦略マップ(抜粋)



※1 分離回収：新設石炭火力(830MW)、回収量：100万t-CO₂/年、7MPaまでの昇圧含む、蒸気は発電所の蒸気システムから抽気 [コストベース：2001年]
 出典：技術戦略マップ 2009(経済産業省)

CO₂の分離・回収コストについても示されており、化学吸収法では4200円/t-CO₂から2015年頃には2000円/t-CO₂へ、膜分離法では分離膜の高圧ガス適用で1500円/t-CO₂、2020年代には1000円/t-CO₂を目標に設定されている。

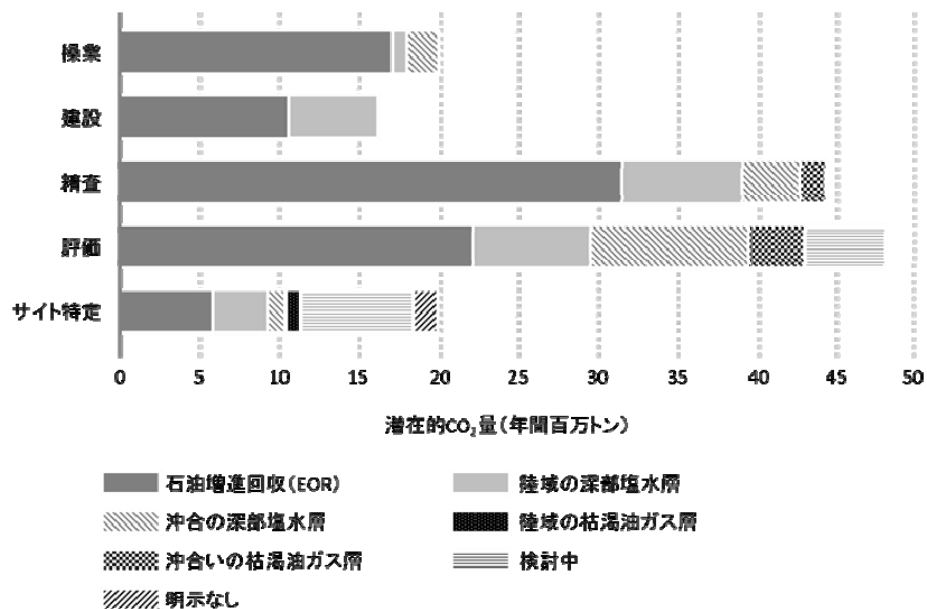
(2) CCSの導入規模

The Global Status of CCS Update: 2013(Global CCS Institute)によれば、2013年時点で世界に72件の大規模統合プロジェクトが存在する。その多くは石油増進回収法(EOR)によるものである。産業革命以前から世界平均気温の上昇を2度以内に抑制するIEA Energy Technology Perspectives(ETP)2012年版の2DSシナリオを前提とすると、2050年には42GtのCO₂排出量削減が必要であり、そのうち7Gt分をCCSによって貯留する必要があるとされる。

2012年時点で稼働中又は建設中のプロジェクトは16件であるが、目標のためには操業プロジェクト

数を 2020 年までに 130 件に増やす必要がある。しかしながら、2020 年までに操業予定のプロジェクトは 51 件と少なく、Global CCS Institute は気候変動法制にかかる遅延がもたらす悪影響について、各国政府に強い警告を発している。

図表 4-56 現在および計画中の CCS プロジェクトの動向



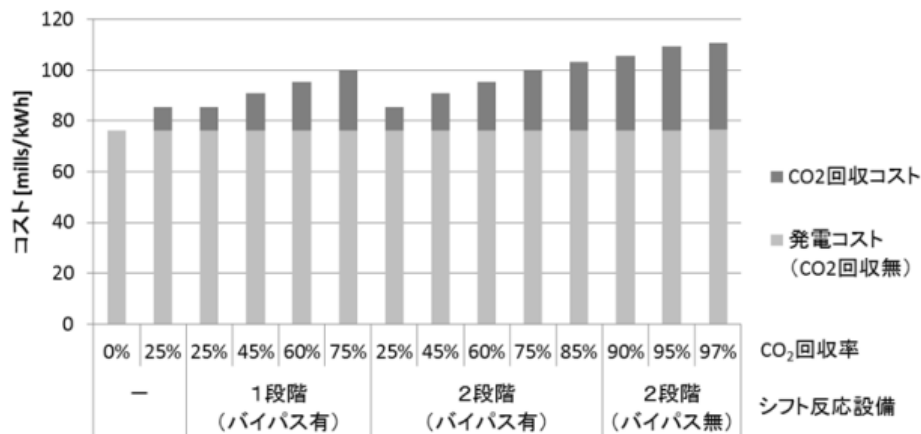
出典: The Global Status of CCS: 2012 (Global CCS Institute)

(3) CCS コストのシミュレーション事例

DOE の試算 (図表 4-57) によると、IGCC の発電コストに占める CO₂ 回収・貯留コストはシフト反応設備や CO₂ 回収率に応じて 9.0~34.4mills/kWh³¹⁾ (1ドル 100 円換算で 0.9~3.5 円/kWh) である。以下のシミュレーションでは、CO₂ 回収に物理吸収 (Selexol 法) を用い、運転期間を 30 年とし、2007 年 6 月時点のドル換算で示した場合の金額を示している。なお、回収した CO₂ はパイプラインで 80km 輸送され、地下 1,239m の含塩層に貯留し、80 年間の監視を行うものと設定されている。

³¹⁾ mills は 1 セントの 10 分の 1

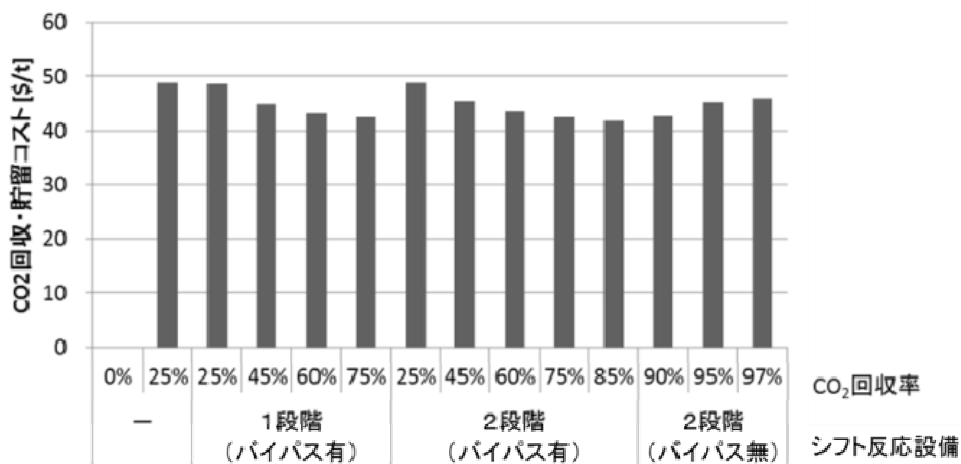
図表 4-57 CO₂回収・貯留コストのシミュレーション



出典: DOE, Cost and Performance of PC and IGCC Plants for a Range of Carbon Dioxide Capture, 2013

このとき、1トンあたりのCO₂回収・貯留に必要なコストは、41.7～48.7\$/t(1ドル100円換算で4,170～4,870円/t)と試算されている(図表 4-58)。

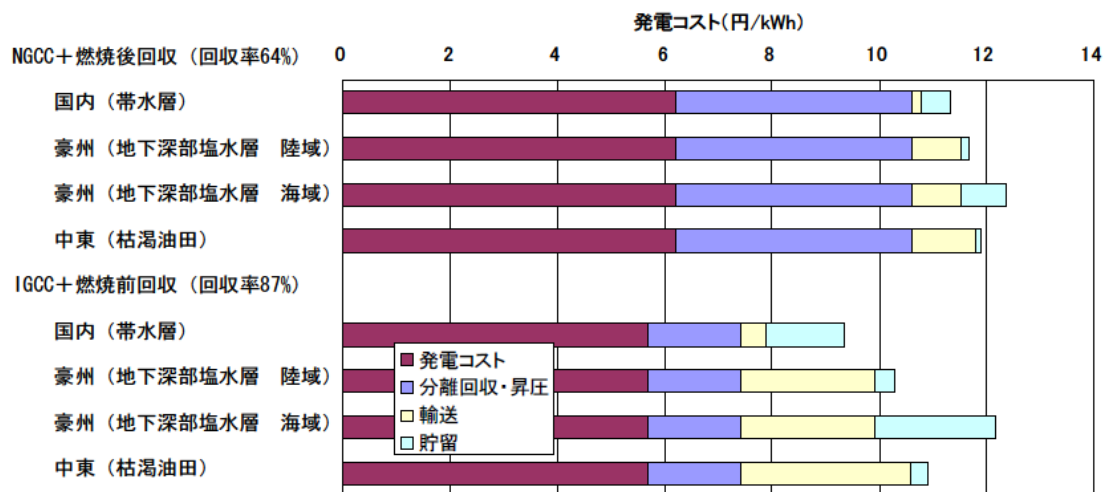
図表 4-58 CO₂回収・貯留コスト



出典: DOE, Cost and Performance of PC and IGCC Plants for a Range of Carbon Dioxide Capture, 2013

また、CO₂回収型IGCCにおいてCCSまで実施した場合の試算結果(図表 4-59)によれば、約6円弱の発電コストに対し、分離回収・昇圧コストが約2円、輸送・貯留まで含めると約4～6円になるとの試算もある。なお、この試算のもととなるCO₂分離回収・昇圧コストは26.2\$/t、貯留コストは日本で2370円/t、豪州は陸域が5.1\$/t、海域が30.2\$/t、中東で4.0円/tとされている。

図表 4-59 CCS を実施した場合の発電コスト



(回収後のCO₂排出源単位: 110g/kWhとした場合(微粉炭焼き火力からの回収率: 90%に相当する。))

出典: 石炭火力発電の将来像を考える研究会

4.4.6 化石燃料ガス化への応用に関する課題と解決に向けた方向性

化石燃料ガス化においては、IGCC の発電効率向上のための技術開発が、ロードマップなどに基づき官民連携のもとで進められている。また環境負荷低減をさらに推し進める方策として、一酸化炭素を水蒸気とのシフト反応によりCO₂と水素に転換しCO₂を回収する方式の開発等が行われている。IGCC の効率向上や IGFC などの技術開発に関連してCO₂の分離・回収およびそれによる環境負荷低減を目指すにあたっては、CO₂と水素をより効率的に分離することを課題として位置づけることができる。炭酸ガスマネジメント技術による分離性能の向上、経済合理性の確保、設備の長寿命化などは、これらの課題に対する解決の方向性として考えられる。

5. まとめと提言

5.1 まとめ

前章(第4章)においては、上記の炭酸ガスマネジメント技術が資源確保・有効利用に資する適用分野について、現状や将来見通しを踏まえた上で、現状の課題と解決に向けた方向性を示した。それに先だって第3章では、炭酸ガスマネジメント技術の主要な要素技術である炭酸ガス分離について、特に新規の高効率分離膜技術の性能動向を取りまとめた。各章の概要と主たる結論は以下のとおりである。

■主要な酸性ガス分離法とその比較(第3章)

- 天然ガス、水素ガスから酸性ガスを分離する方法として、これまでに湿式吸収法、吸着分離法、深冷分離法、膜分離法が開発され、それぞれの特徴を見極めて採用されている。中でも既存型の高分子膜を膜分離法は、天然ガス中のCO₂分離手段として大規模に使用されており、大型設備にも用いられた実績がある。しかしながら、既存の高分子膜では分離効率・分離性能の点ではやや不十分であった。
- そうした中、天然ガスを想定したCO₂/CH₄分離においてCO₂の透過速度、選択率とも従来の高分子膜の分離性能をはるかに上回るゼオライト膜、および、CO₂/H₂分離において透過性・選択性の高い新規高分子膜が開発された。
- ゼオライト膜は、現段階では、まだCO₂を含む天然ガスでの試験実績はないが、天然ガス中の炭酸ガスを分離する方法として有望であり、開発が期待されるものである。
- 新規高分子膜は、実ガス試験実績はなく開発段階であるが、環境負荷のない水素を高効率に製造することが求められている状況において、今後の開発推進が期待されるものである。

■炭酸ガスマネジメント技術の可能性と課題(第4章)

4.1~4.4において、それぞれ、高酸性度天然ガス、EOR・シェールガスフラクチャリング、化石燃料由来の水素エネルギー、石炭・石油残渣ガス化、の各分野における現況や見通しをまとめた上で、課題と解決に向けた方向性を以下のように整理した。

4.1 高酸性度天然ガス

<現状・見通し>

- 我が国および世界主要国においては将来的に天然ガス需要増が見込まれる。
- 我が国にとって重要な天然ガス調達元であるアジアや中東では、埋蔵量に占める高酸性度ガスの割合が大きく、その開発は資源確保に資するものとして期待される。
- 炭酸ガス濃度が高くなると天然ガス熱量あたりの炭酸ガス分離コストも上昇する。CO₂分離コストを50ドル/tとすると、CO₂濃度20%程度であればCO₂分離コストは1ドル/MMBTU未満であるが、CO₂濃度が60%を超えるとCO₂分離コストは4ドル/MMBTU程度と試算される。
- 我が国の天然ガス輸入価格見通し(12~15ドル/MMBTU)とLNG輸入コスト水準(7~10ドル/MMBTU)から、炭酸ガス濃度が60%を超えるようなガス田においても炭酸ガス分離コストとして2~3ドル/MMBTU程度が許容上限と見積もられた。

<課題>

- 炭酸ガス濃度が高くなると生産される天然ガス熱量当たりのCO₂分離回収コストのウェイトが大きくなる。CO₂分離回収コストを少しでも安価に抑えることができれば、より多くの高酸性度天然ガス井において開発可能性が高まる。
- 中東など一部ガス田に高濃度で含まれる硫化水素の除去法として効率的な技術が不足している。

<解決の方向性>

- ランニングコストの面で優れる膜分離法の活用が考えられる。高性能ゼオライト膜を化学吸収法と組み合わせた場合には、化学吸収法単体と比較して消費エネルギーが62%減、化学吸収法と既存高分子膜の組み合わせと比較して同33%減となるといった既往研究事例がある。

4.2 EOR・シェールガスフラクチャリング

<現状・見通し>

- 特に米国において多く実施されているEORのうち、ガス圧入法が米国で6割を占める。ガス圧入法にCO₂を用いるCO₂-EORは、石油回収率を大幅に向上させることに加えてCO₂貯留も可能という利点を持つことから、特に注目度が高い。
- カナダのWeyburn油田ではNorth DakotaのIGCCプラントで生産されたCO₂を炭酸ガス源としてパイプライン供給し、CO₂-EORによって1億3,000万bblの追加的石油生産を見込んでいる。
- 一般的に水圧破碎技術が用いられるシェールガスフラクチャリングにおいて、地層の状況によってはダメージを抑えるなどの目的からCO₂をフラクチャリング流体として用いる事例があり、今後もCO₂フラクチャリングの利点を活かせるシェールガス田では適用実績が増える可能性もある。

<課題>

- CO₂-EORやCO₂フラクチャリングは資源確保の面で重要な技術だが、随伴ガスなどの形で自然発生するCO₂は場所や量が限定されることから、炭酸ガス源不足という課題がある。

<解決の方向性>

- 炭酸ガスマネジメント技術の高酸性度天然ガスへの応用などによって、資源としてのCO₂抽出がなされれば、これをさらなる化石燃料確保に活用できる可能性がある。また、CO₂を用いて採掘した石油の随伴ガスや天然ガスからCO₂を分離すれば、CO₂を繰り返し利用して資源確保を行うことが可能と考えられる。

4.3 化石燃料由来の水素エネルギー

<現状と見通し>

- 天然ガスおよび石油精製におけるLPG、ナフサ等は、改質による水素製造にも利用される。改質後の水素はCO₂などを分離し、精製される。近年、高純度に精製された水素は、二次エネルギーとして燃料電池自動車等への利用が拡大されつつある。
- 我が国では、水素・燃料電池実証プロジェクト(JHFC)の一環として、燃料電池自動車(FCV)の総合効率の優位性が示される一方で、また、水素供給インフラの開発についても実証事業等が実施されている。

<課題>

- 将来の水素社会到来に備え、インフラとして低コストかつ安定的に水素エネルギーを供給できる、効率的製造技術の開発が課題となっている。
- 世界的に水素生産量の多くを占める天然ガス、また、国内で水素供給ポテンシャルの高い石油精製におけるLPG等からの水素製造において、製造効率の向上が求められている。

<解決の方向性>

- 膜分離技術を用いることで、分離に必要な加熱や加圧プロセスを改善あるいは排除し、必要エネルギーを削減し、効率向上を図ることが考えられる。

4.4 石炭・石油残渣ガス化

<現状と見通し>

- 化石燃料ガス化においては、IGCCの発電効率向上のための技術開発が、ロードマップなどに基づき官民連携のもとで進められている。
- 環境負荷低減をさらに推し進める方策として、一酸化炭素を水蒸気とのシフト反応によりCO₂と水素に転換しCO₂を回収する方式の開発等が行われている。
- IGCC高効率化のためにはガス化した化石燃料から高濃度の水素を分離することが必要となる。分離された水素は、これを抽出して発電以外の用途に活用していくことも、将来の可能性として考えられる。

<課題>

- IGCCの効率向上やIGFCなどの技術開発に関連してCO₂の分離・回収およびそれによる環境負荷低減を目指すにあたっては、CO₂と水素をより効率的に分離することが課題の一つである。

<解決の方向性>

- 炭酸ガスマネジメント技術による分離性能の向上、経済合理性の確保、設備の長寿命化などは、これらの課題に対する解決の方向性として考えられる。

5.2 提言

新たな化石資源の確保、並びに化石資源の高効率利用において、膜分離を活用した分離技術の重要性が高まっている。膜分離技術については、これまで、我が国が世界に先駆けて先進的に開発を進めてきた特徴を活かし、一層の基盤研究での充実とともに、今後は、一部先行して開発された技術に関しては実用化に向けた実証試験等の実施が望まれる状況にある。新たな化石資源の確保、並びに化石資源の高効率利用の分野において、当該技術分野の基礎となる材料・部材開発から、社会実装するための実証規模の試験、評価事業等を実施するに際し、国による財政的支援等を期待したい。

5.2.1 化石資源の確保に関する提言

(1) 高酸性度天然ガス資源の開発促進

安定かつ安価なエネルギー資源を確保することは、わが国にとって最も大きな課題の一つである。高濃度の酸性ガス(炭酸ガス)が含まれている天然ガスから高効率で安価に酸性ガスを分離できれば、新

規ガス田からの天然ガス生産と確保にむけた開発が促進でき、わが国のエネルギーセキュリティの向上に資することになる。

分離膜を用いて炭酸ガスを分離する技術は、エネルギー消費が従来法に比して大幅に削減できるものである。例えば、本報告書に記載したゼオライト分離膜は、学術の創成から社会実装による産業化にいたるまで、産官学の密接な共同研究開発により我が国が世界を常にリードしてきたが、今後厳しい開発競争が予想される状況にある。したがって、今後は、現在の学術的・技術的アドバンテージを活かし、ゼオライト分離膜をはじめとする高性能新規分離膜の部材開発や透過分離のメカニズムを扱う基礎研究の促進によって、世界に対して先んじた研究開発体制をオールジャパンで構築し、世界をリードする位置を確たるものとするのが重要である。また、実用化へ向けては、基盤研究の充実と並行して、先行して開発が進められている高性能新規分離膜の適用性・実用性・耐久性、さらには経済的な優位性を示し、開発のスピードアップを図って実用化を推進することが不可欠である。そのため、実証プラントを設置しての試験(実証試験)を行うことも必須である。高性能新規分離膜技術の基盤研究促進から実用化まで、下記のスケジュールが想定される。

2014年度～ : 高性能新規分離膜の基盤研究

2014～2015年度: 中小規模膜分離モジュール組込設備による国内での実証試験

2016～2017年度: 商業規模膜分離モジュール組込設備および実ガスを用いた海外実証試験

2018年度～ : 商業規模設備による実用化

なお、高酸性度天然ガスの開発においては、炭酸ガスの分離に加えて、一部ガス田において炭酸ガスとともに随伴する硫化水素ガスの効率的な除去も大きな課題である。硫化水素は、一般的にはクラウス法等により処理され、吸収液等で吸収され濃縮後水素は水となり廃棄されている。また、PSA等の吸着法により吸着処理され、吸着剤と共に廃棄されているが、コストの高い点が課題である。こうした課題に対応するため、硫化水素の分離にも膜分離技術を活用し高酸性度天然ガスから分離すること、さらには、水素と硫黄に分解し膜分離により水素を製造・精製するとともに単体硫黄を回収することにより、エネルギー資源の確保に貢献することが期待できる。この技術の実用化を目指すためには、まずは経済性評価・フィージブルスタディとともに、分離膜部材開発、透過分離機構の基礎研究、メンブレンリアクターの基盤研究開発を進め、実証化を進めていくべきである。

また、高酸性度ガスに関する高性能新規分離膜の実証試験や事業化を進めるにあたり、分離した炭酸ガスの近傍油田でのCO₂EOR等による貯留の実施可能性について検討すべく、十分留意して進めるべきである。

以上、本分野の高性能新規分離膜技術の基礎研究を充実させるとともに、先行して開発が進められている技術については速やかに実用化を図ることにより、世界的な優位性を確保することは、本邦の学術と産業のさらなる活性化、優位性の確保に大きく資するとともに、わが国のエネルギー資源の確保につながるものであり、オールジャパンの基礎研究の体制構築、実証試験の実施をはじめとする技術開発を推進すべく、国による財政的支援等を期待したい。

図表 5-1 化石資源確保に資する膜分離技術利用の取り組み提案

課題	高酸性度天然ガスの生産コスト低減 高効率・安価な炭酸ガス分離技術(+硫化水素の分解分離)
解決方向性	高性能新規分離膜の適用:従来法(化学吸収)で必要な加熱・加圧が不要 エネルギー消費の大幅削減可能=ランニングコスト低減
日本のアドバンテージ	<ul style="list-style-type: none"> ・例えば、新規ゼオライト分離膜技術は日本の産官学で開発され世界をリード ・技術の学術の創成から社会実装による産業化にいたるまでの、我が国における包括的な取り組み実績あり
今後の取り組み(提案)	<p>【基盤研究】 高性能新規分離膜の部材開発や透過分離のメカニズムを扱う基礎研究の促進 オールジャパン研究開発体制構築による対海外優位性確保</p> <p>【実証試験】 先行開発されている高性能新規分離膜の実証試験(適用性・実用性・耐久性) 中小規模での国内実証試験⇒商業規模での海外実証試験⇒実用化 (国内実証試験で10億円程度、海外実証試験で20~30億円程度を見込む)</p>

5.2.2 化石資源の高効率利用に関する提言

(1) 製油所水素製造装置における水素の高効率製造技術の開発促進

水素社会の実現に向けた取組として、水素の供給インフラを整備するとともに、水素を低コストで安定的に供給できる効率的製造技術の開発が課題になっている。こうした課題を解決するための対策として、高圧下で運転される製油所水素製造装置においては、膜分離技術を活用した水素の分離、精製が有効である。製油所水素製造装置は供給ポテンシャルが高く、将来の水素社会における水素供給源としての役割が期待されていることから、実用化に向けた技術開発の推進が必要である。

製油所における水素製造装置への膜分離技術の活用に関しては、石油エネルギー技術センターにおいて、高純度水素の分離、精製と炭酸ガスの分離が可能な技術として、水素分離膜モジュールと炭酸ガス分離膜モジュールを交互に組み合わせた「ハイブリット分離膜型水素精製装置」の技術開発が実施されている。今後は、分離膜を集積した大型モジュール開発、商用のプロセス設計に向けたスケールアップ技術の開発として、実証規模で不純物を含む実使用環境下での性能、耐久性、信頼性を評価するための試験検討等の実施が必要である。

また、実用化に向けた要素技術開発を確立するためには、実証試験で得られたデータを活用して、分離膜によるガス透過機構やその劣化メカニズムを解明することが必要であり、そのための分析技術やシミュレーション技術等に関する基盤研究が必要である。さらに新規分離膜部材の探索・開発といった基盤研究も世界に対しての学術的・技術的優位性を確保する上で欠かせない。なお、概略のスケジュールは、以下が考えられる。

2014～2018年度： 基盤研究(新規分離膜開発、膜透過・劣化メカニズム解明、分析・シミュレーション技術開発等)

2014～2015年度： 実証試験検討(実証規模での耐久性評価試験等)

2016～2018年度： 実用化検討(スケールアップ検討、コスト・信頼性検証等)

これらの技術開発を推進するためには、産業界による実証試験、実用化検討、および基盤となる学術研究を実施するための国による財政的支援、産官学の技術連携を推進するための施策が必要である。

(2) 高性能新規分離膜を活用する化学プラント等における省エネルギー技術の開発促進

分離膜を用いての炭酸ガスの分離は、原料ガスが持つ圧力を炭酸ガス分離の推進力とする特徴を有するため、既存の化学吸収法に比べて熱エネルギー消費の大幅な削減が可能となり、コスト削減も期待できる。各種プロセスにおける炭酸ガス分離工程の省エネへの貢献の観点から、化学プラント等においては例えば本報告書に記載した新規高分子分離膜などの活用を図るべきであり、国による財政的支援等による推進を期待したい。また、先行技術の実用化に向けては下記のスケジュールが想定できる一方、分離膜の新規開発、分離膜の作用機構解明、耐久性向上等において産学連携による基盤研究の推進を図ることが必要である。

2014～2018年： 化学プラント・リファイナリーでの炭酸ガス分離工程の省エネに向けての
高性能新規分離膜モジュール開発と実プラント条件に見合う実証試験、
及び化学プラント以外への応用に向けた開発検討

図表 5-2 化石資源有効利用に資する膜分離技術利用の取り組み提案

課題	<p style="text-align: center;">水素の低コスト・安定供給 製油所水素製造装置の高効率化（水素社会に向けての技術開発） 化学プラント・リファイナリーの省エネ</p>
<p>解決方向性</p> <p>・</p> <p>日本のアドバンテージ</p>	<p style="text-align: center;">高性能新規分離膜の適用(加熱・加圧不要)によるランニングコスト低減</p> <ul style="list-style-type: none"> ・水素社会のインフラ構築を含めた産官学一体での取り組み ・製油所における高純度水素分離精製と炭酸ガス分離が可能な技術開発実績 ・本邦企業による、透過性、分離選択性の高い新規高分子膜開発実績
<p>今後の取り組み (提案)</p>	<p>【基礎研究】 分離メカニズム解明や、新規分離膜部材の探索・開発などの促進</p> <p>【実証試験等】 製油所水素製造における実証規模での耐久性試験、実用化試験 化学プラント等における新規高分子分離膜などの実証試験</p>

5.2.3 取り組み体制案

取り組み体制としては、学術（分離膜研究）－産業（分離膜事業）－産業（分離膜ユーザー～化石資源の確保／有効活用）による取組が想定され、本プロジェクトに当てはめると以下のような例が考えられる。

< 学術（分離膜研究）> 早稲田大学、産業技術総合研究所、地球環境産業技術研究機構

< 産業（分離膜事業）> 三菱化学、住友商事、住友商事ケミカル

< 産業（分離膜ユーザー～化石資源の確保／有効活用）>

JX日鉱日石エネルギー、国際石油開発帝石、千代田化工建設

なお、海外での実証試験や事業展開においては、日本の資源戦略や展開する相手国のカントリーリスクチェックの観点から、国の関与・指導を受けながらの取り進めが望ましい。

以上

産業競争力懇談会（COCN）

東京都千代田区丸の内一丁目 6 番 6 号 〒100-8280

日本生命丸の内ビル（株式会社日立製作所内）

Tel : 03-4564-2382 Fax : 03-4564-2159

E-mail : cocn.office.aj@hitachi.com

URL : <http://www.cocn.jp/>

事務局長 中塚隆雄