

米国における CO₂ フリーのアンモニア生産の可能性¹

— CO₂-EOR と CO₂ サプライチェーンの経済性評価 —

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

計量分析ユニット

担任補佐・研究主幹 平井晴己

化石エネルギー・電力ユニット 石油グループ 研究員 川上恭章

1. はじめに

CO₂を利用した原油の3次回収（EOR：Enhanced Oil Recovery）、すなわち、CO₂-EORは、米国の原油生産において長い実績を有するが、注入されるCO₂は、地下に貯留されている天然のCO₂（以下、「Natural CO₂」または「天然CO₂田」²と言う）を採掘して利用する場合が大半である。しかし、今後のCO₂-EORによる原油生産は、DOE/NETLの見通し³によると、レファレンスシナリオ（CO₂削減を促進する政策は現状通りで、新たな政策は実施しない）の場合でも、2040年には約75万b/d（2014年比+45万b/d）に達すると見込まれ、天然CO₂田からの供給量では対応できず、産業部門（発電部門を含む）から排出されるCO₂の調達が必要となる。一方、産業部門では、CO₂排出量の削減対策として、EORによるCO₂の貯留（油の採掘・回収後）が、CCS（Carbon Capture and Storage）における「付帯的貯留」⁴として認知されつつあり、EORの積極的活用が注目を浴びるようになった。

今後、産業部門から排出されるCO₂が大量に利用されはじめると、長距離輸送（工場とEORサイトの間）、プラントの稼働時間の長短、あるいは負荷変動（定修・休止を含む）にともなうCO₂の生産量（＝排出量）の変動などが大きな比重を占めるようになる。このため、本来は、CO₂-EOR事業（原油の生産計画）に従って、CO₂が供給されるという枠組み⁵が、次第に難しくなると考えられる。従って、より多くのCO₂生産者（排出者）とCO₂-EOR事業者が参加した、CO₂パイプライン網（サプライチェーン）を形成し、個別の需給変動を、システム全体で吸収し調整することが重要になってくる。こうした形が進むと、幹線パイプラインの建設等についても、参加者全体が応分に負担する形（シェアリング方式）へと発展し、CO₂パイプライン網の大規模化・集積化が進むことになる。当然、CO₂の取引価格

¹ 2017年7月24日付HP掲載「日本におけるアンモニアのエネルギー利用について」（以下、「HP前掲書」という）の続編にあたる。

² 本稿の第3章3.3、3.4に詳述。

³ “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”, 2015（第3章3.5に詳述）。

⁴ EORによるCO₂の貯留を「付帯的貯留」と定義する。

⁵ EOR事業では、原油の生産計画に従いCO₂が安定的に供給されることを前提としている。一方、産業部門では、CO₂を回収する工場の稼働停止（事故等）や稼働率低下（工場出荷製品の市場変化等）から、CO₂の供給ストップや供給量減少が起り、原油の生産計画を変更せざるを得ない事態が生じやすい。

も、従来の需要者と供給者間の相対取引から、CO₂のパイプライン網（サプライチェーン）に基づいた市場価格による取引に、将来的には変化し得ると予想される。

米国のアンモニアの生産プラントは、豊富な天然ガスが存在するガルフ・コースト地域に集中しているが（全米生産量の約 60%を占める）、同時に、同地域は CO₂-EOR 事業の中心地でもある。CO₂パイプライン網（サプライチェーン）の拡大により、アンモニアの生産プラントは、これに組み込まれていくと考えられる。仮に、アンモニアのエネルギー利用が進めば、生産プラントからの CO₂ 供給ポテンシャルは大幅に増加し、また、CO₂ の取引価格の水準が、アンモニア生産の採算性に与える影響も次第に高まるものと考えられる。

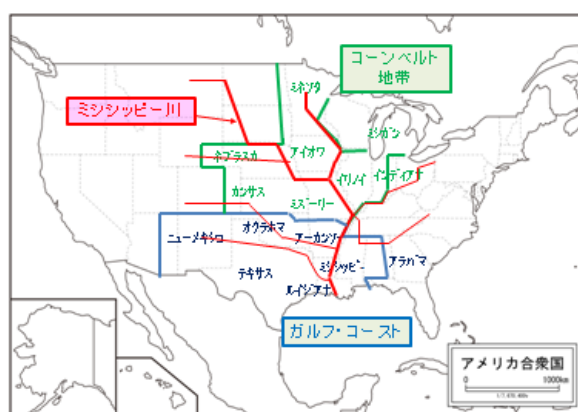
こうした背景を踏まえて、前掲書の続編にあたる本稿⁶では、米国における CO₂ フリーのアンモニア生産の可能性について、以下の2つの点を中心に分析することを目的とした。

- (1) CO₂ の付带的貯留（CCS）として、CO₂-EOR 事業の利用を考える場合、その現状と今後の可能性についての検討を行い、アンモニア生産プラントと CO₂-EOR 事業間におけるサプライチェーン（CO₂パイプライン網）の形成とその拡大を展望する（第2章～第3章）。
- (2) 原油価格や天然ガス価格等の変動により、米国における CO₂ フリーのアンモニア生産の経済性がどう変化するかを定量的に分析し、アンモニア事業の収益を織り込んだ日本到着価格の試算を行う（第4章）。

2. 米国におけるアンモニア生産の現況について

アンモニアは、農業生産で使用する化学肥料原料（尿素、硫酸アンモニウム、硝酸アンモニウム等）として、その大半が消費されるが、中でも、中西部の穀倉地帯（コーンベルト⁷）では、全米の需要のうち約 70%が消費されている。

図 2-1 米国における穀倉地帯(中西部)とガルフ・コースト

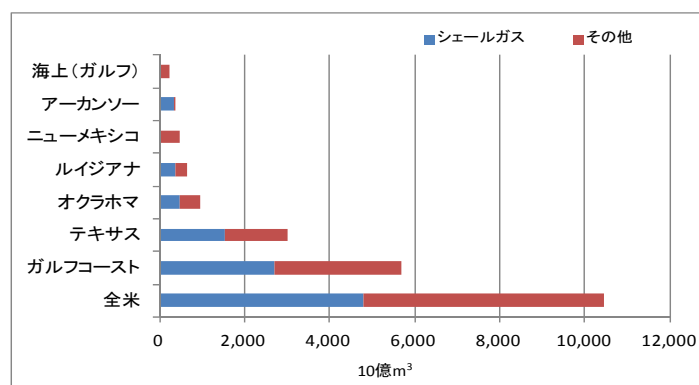


⁶ 前掲書の第3章 3.2(1)「水素及びアンモニア価格の前提」では、アンモニアの輸入価格は、水素との比較をする際の条件を統一するため、コストを積み上げで C&F 価格を設定した。従って、アンモニア事業の収益（現地の事業者）を織り込んだ、日本への輸入価格は検討しなかった。

⁷ アイオワ、ミネソタ、ネブラスカ、カンサス、ミズーリー、イリノイ、インディアナ、ミシガン。

一方、アンモニアの生産プラントは、コーンベルトの南側に位置するガルフ・コースト地域⁸に集中しており、2015 年時点での生産能力は、全米約 1,200 万トンのうち、約 58%をガルフ・コースト地域が占める。また、ガルフ・コースト地域は、アンモニアの原料である天然ガスが大量に生産される地域でもあり、図 2-2 に示すように、ガルフ・コースト地域の天然ガスの確認埋蔵量は、全米の約 10.5 兆 m³（2014 年末）のうち約 55%を占める。

図 2-2 米国の天然ガス確認埋蔵量 (2014 年末)



(出所)EIA データより作成、(注)全米 2 位ペンシルベニア州 (1.7 兆 m³)、4 位西バージニア州 (0.9 兆 m³)

米国が消費するアンモニアの量は、世界の約 10%を占め、世界有数のアンモニア消費国である。図 2-3 に示すように、リーマンショックの影響を受けた 2009 年こそ、アンモニアの需要量は、年間 1,500 万トン近くまで減少したものの、それ以降は、堅調な経済成長に支えられて反転し、2020 年には、年間 2,000 万トンの大台を超えるものと見られる。

図 2-3 米国のアンモニア需給見通し

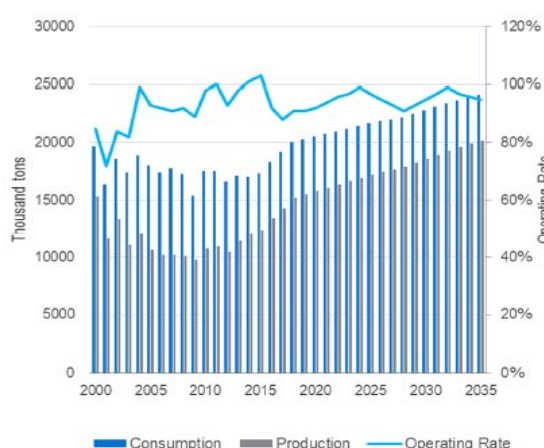
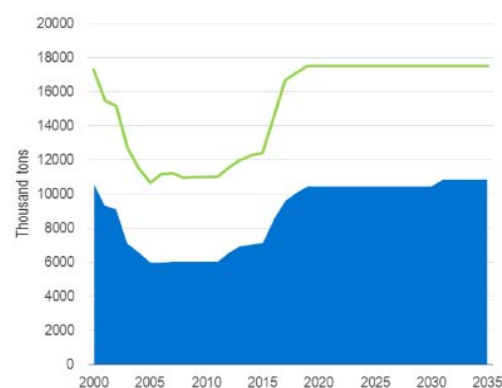


図 2-4 米国のアンモニア生産能力見通し



(出所) 左図、右図は Nexant 資料、(注)右図：緑色は全米、青色はガルフ・コースト地域

⁸ 本稿では、一般的な定義とは異なり、テキサス、アーカンソー、ルイジアナ、ミシシッピ、アラバマ、ニューメキシコ、オクラホマの各州をその範囲とした。

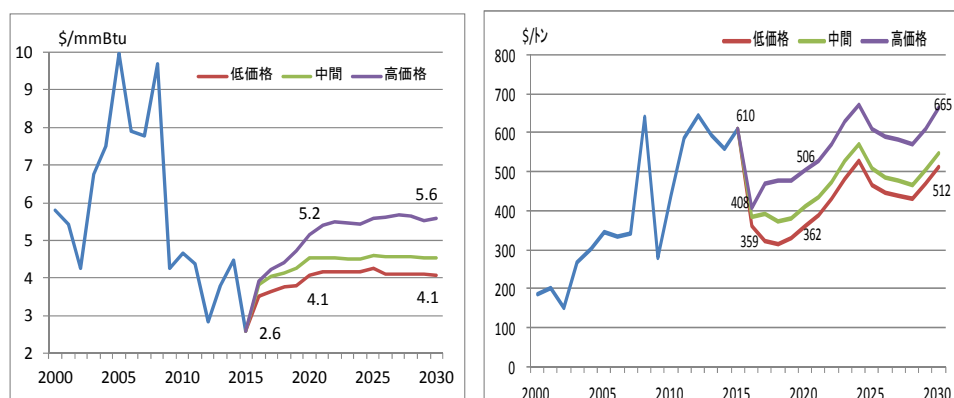
一方、ガルフ・コースト地域は、トリニダード・トバゴやベネズエラなどカリブ海諸国から米国へ輸入される貿易ルート（世界最大のアンモニア貿易ルート）となっており、アンモニアの需給バランスは、国内の需要が常に国内生産を上回る、輸入ポジションの状態が続いている。

図 2-5（左図）に示すように、2000 年代前半の天然ガス価格は、100 万 Btu あたり 10\$に近い水準まで上昇し高止まりの状態が続いた。このため、アンモニアの国内生産能力は、図 2-4 に示すように、年間 1,800 万トン水準から 1,100 万トンまで大幅に減少した。しかし、2000 年代後半に入ると、シェール革命により（図 2-5 の左図に示すように）、天然ガス価格は、逆に、100 万 Btu あたり 2\$台まで急落し、その後、低価格の水準が定着すると、国内のアンモニア生産設備の競争力が復活し、プラントの新設・増強ラッシュが続くこととなった。2020 年頃には生産能力は、全米で年間 1,800 万トン、ガルフ・コースト地域で年間 1,000 万トンの大台に達すると見られる。

図 2-5 米国の天然ガス価格及びアンモニア価格の見通し（2015 年基準）

（天然ガス国内価格）

（アンモニア価格：ガルフ・コースト, FOB)⁹



（出所）Nexant, "Strategic Business Analysis: Price & Profitability Ammonia", 2016 から IEEJ が作成

（注）右図のアンモニア価格は非エネルギー利用、中間ケース(2020~2030 年)：トンあたり 400\$~550\$

今後の天然ガス価格は、図 2-5 に示すように、緩やかな上昇基調に入り、2030 年頃には、100 万 Btu あたり 4\$~6\$の水準になると見る向きが多いが、不透明な部分も多い。こうしたこともあり、2020 年代前半までは、国内の堅調なアンモニア需要の増加に対しては、輸入を調整弁としつつ、プラントの稼働率上昇で対応すると思われるが、設備能力の更なる拡充は、長期的な天然ガス価格の動向を睨みながらの展開となると考えられる。

⁹ 米国市場での天然ガス価格と原油価格の連動性は小さいため、アンモニア生産コストに与える原油価格の影響は低い。一方、経済成長及び人口増加による農業生産の増加（化学肥料生産の増加）により、アンモニア市場の規模が拡大するため需給均衡価格が傾向的に上昇する。また、景気変動と設備投資のラグによる稼働率の変化が織り込まれている。

3. 米国における CO₂-EOR の発展と今後の見通し

3.1 CCS と CO₂-EOR

世界で進行している大規模 CCS プロジェクトは、図 3-1 に示されるように、2016 年末時点で、15 か所のサイトが稼働している。そのうちの 12 か所は CO₂-EOR タイプの CCS であり、深部塩水層に貯留するタイプの CCS はわずか 3 か所にすぎない。原油増産によるメリットを包含できる EOR タイプの CCS でないと、炭素価格が低迷する現状では、政府からの多額の財政的支援がない限り難しいことを物語っている。北米では、開始予定のものを除き 3 件の CCS プロジェクトが進行中である。そのうち 1 件は産業プロセス(水素製造装置)から発生する CO₂ を深部塩水層に貯留するプロジェクト (Quest プロジェクト¹⁰) であるが、残りの 2 件は CO₂-EOR タイプである。

図 3-1 世界の大規模 CCS プロジェクト (2016 年)



(出所) GCCSI, “The Global Status of CCS 2016”³⁾ をもとに筆者らが作成

3.2 石油増産と EOR

3.2.1 EOR の仕組み

(1) 代表的な EOR について

油田における、原油生産¹¹のライフサイクルは、図 3-2 に示すような形で推移する。まず、初期の段階(「1 次回収」と呼ぶ)では、原油は、油層内の自然圧力により生産される。やがて、生産が進むにつれて油層内の圧力が低下し生産効率が低下する。このため、油層内の圧力を維持するために、水(水攻法)あるいはガス(ガス注入攻法)を注入して、人工的に、井戸元へ油を押し出すエネルギーを付与(圧力維持)する方法がとられる。これを「2 次回収」と呼ぶ。しかし、2 次回収が進むと、油層内の圧力を維持しても、井戸元へ押

¹⁰ 第 3 章追記参照(現地調査報告:2016 年 9 月、筆者らが、GCCSI 主催の現地視察ツアーに参加)

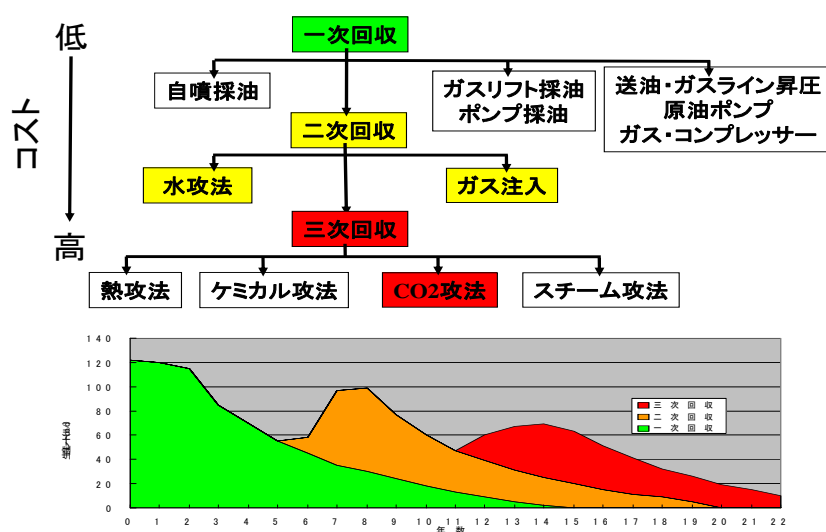
¹¹ 一般に油層内は、孔隙率が大きく、浸透率が高いほど生産性が高くなる。

し出せる油量が低下してくる。これは、油の粘性等による抵抗が増大して、貯留岩内の孔隙に残される油量が多くなるからである。

そこで、生産量を再び増加させる方法として、「3次回収¹²⁾」が実施される。3次回収は、2次回収と異なり、油の粘性そのものを低下させて油層内での流動性を高めることにより、井戸元への油の押し出しを容易にする。

3次回収のうち、代表的なものとして、「蒸気攻法」やCO₂による「ガス攻法」（以降、「CO₂攻法」という）があげられる。蒸気攻法（あるいは火攻法）は、直接、熱エネルギーを油に与え、油の粘性を低下させて流動性を高める手法である。API比重が25以下の重質油やオイルサンド（API比重13以下）といった、粘性が極めて高く流動性が乏しい油の場合に使用される。CO₂攻法（miscible）¹³⁾では、CO₂は、多くの場合、油層内の温度、圧力条件下では、超臨界状態にあり、油と混和状態となり流動性が高まり、井戸元へ油を押し出すことが容易となる。比較的、孔隙率が小さく浸透率が低い油層では、CO₂攻法による3次回収(EOR)の効果¹⁴⁾は大きいと言える。

図 3-2 石油の増産方法（1次回収、2次回収、3次回収）



（出所） IEEJ（兼清賢介）「石油開発の基礎知識（2003年）」を修正

¹²⁾ 3次回収を“Enhanced Oil Recovery(EOR)”と呼ぶのに対し、2次回収を “Improved Oil Recovery (IOR)”と呼称する場合が多いが、関係者によっては、EOR と IOR を区別しない場合もある。

¹³⁾ CO₂は、臨界点(温度 31℃、圧力 73.8 気圧)を超える圧力・温度下では、液体・気体を形成せず超臨界(Super Critical)となる。こうした状態にある CO₂は、通常他のガス体と比較して、高密度、高粘度といった特性を示し、油層内では、油と十分な混和状態を形成する。

¹⁴⁾ CO₂攻法の対象となる原油の比重（API）は、25～45の範囲にある。粘性が極度に高い場合には、蒸気法や火攻法等（直接加熱）により、流動性の増大を図るのが効果的である。

(2) 米国における EOR 生産量の推移

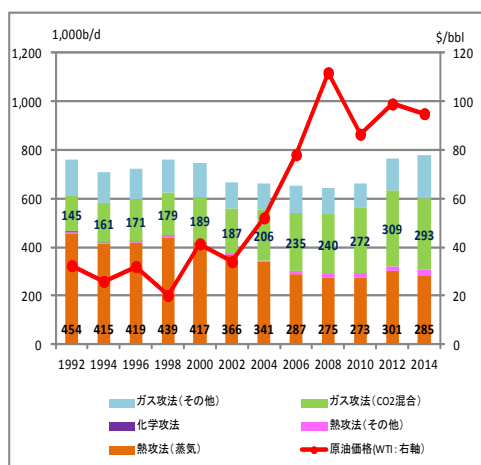
米国では、油田回収技術として、様々なタイプの EOR が実施されている先進地域であり、世界各地における石油増産技術の先導役を果たしている。図 3-3 に、米国における、攻法別のプロジェクト数及び EOR による原油生産量の推移を示した。

1992 年と 2014 年を比較すると、EOR のサイト数（プロジェクト数）は 271 から 199 へと約 27%減少したが、EOR による原油生産量は 1992 年の 76.1 万 b/d から 2014 年の 77.8 万 b/d とほぼ横ばいで推移し、1 サイトあたりの生産規模が大きくなっている。

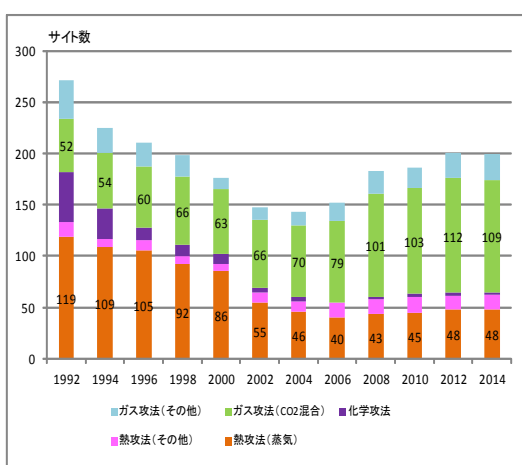
EOR のうち、熱攻法（蒸気・火炎）と、ガス攻法、とりわけ CO₂ 攻法（miscible）の 2 つが主要な攻法となっている。蒸気攻法¹⁵は、EOR の原油生産量では、1992 年の 45.4 万 b/d から 2014 年の 28.5 万 b/d へと減少したが、サイト数でも 1992 年の 119 から 2014 年には 48 へと大きく減少している。一方、CO₂（miscible）攻法は、EOR の原油生産量では、1992 年の 14.5 万 b/d から 2014 年には 29.3 万 b/d へと倍増し、サイト数でも 1992 年の 52 から 2014 年には 109 へと倍増している。EOR における CO₂（miscible）攻法の比重が高まっている。

図 3-3 攻法別の EOR 生産量・プロジェクト数の推移(米国：2014 年 4 月)

(攻法別 EOR の生産量と原油価格の推移)



(攻法別 EOR のサイト数推移)



(出所) Oil and Gas Journal, “2014 worldwide EOR survey”, Apr. 7, 2014 に基づき IEEJ が作成

(注) 上記図表には微生物攻法を除く(1992～1998 年)、原油価格は 2015 年基準。

OGJ(Oil and Gas Journal)の調査によると、2014 年時点における全米の EOR の生産井は 38,005、注入井は 13,140 で、そのうち、CO₂(miscible)の生産井は 11,887（全体の 31%）、注入井は 8,333(全体の 63%)となっている。CO₂-EOR¹⁶のサイトあたりの生産井の数は 109、注入井は 76、1 サイトあたりの EOR による原油生産量は、約 0.27 万 b/d となっている。

¹⁵ 石油製品の需要構成の変化(軽質化)や原油の重軽格差の縮小(重質原油と軽質原油の価格差)もあって、重質原油(超重質油)の EOR を実施する経済メリットが低下していることも 1 つの原因と考えられる。

¹⁶ CO₂ 攻法には、油との混和性を示さない「immiscible」法と、油との混和性を示す「miscible」法があるが、本稿では、これ以降、CO₂-EOR とは miscible 法のみをさすものとする。

3.2.2 CO₂の付帯的貯留 (CO₂-EOR)

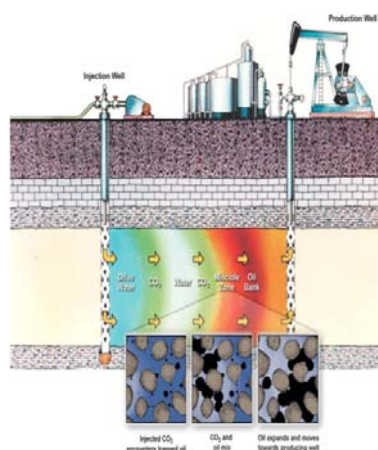
CCS としての CO₂-EOR 利用については、2000 年代の初め頃までは、十分な関心が払われて来なかった。EOR の場合、最小の CO₂ 注入で、最大の石油生産量を実現することが目的であり、CO₂ を油層内に安定的に貯留できるか否かは、プロジェクトの関心の対象外であったからである。実際、EOR による原油生産量（累積）が増加すると、注入された CO₂ の一部は、回収された油とともに生産井を通り地上に戻り、大気へ放出されることになり、次第に放出量が増加するため、CO₂ の隔離・貯留という点では問題があった。しかし、地上に戻った CO₂ を再び圧入する“Recycle 法”（次世代技術）の導入により、CO₂ の大気放出を、ほぼ 0% 近くにすることが可能となった。

また、CO₂-EOR のサイトでは、油層内の温度と圧力が、圧入された CO₂ と石油を十分に混和させる状態（miscible CO₂）で操業されており（原油の最大生産）、CO₂ を油層内で安定的に貯留するという CCS の観点からも好ましい状態にある。図 3-4 に、CO₂-EOR の概要と、IEA の地質条件（CCS としての EOR）に関する審査基準を記載した。

図 3-4 CO₂-EOR の概要と推奨地質条件

CO₂-EOR の概要

CO₂-EOR の地質条件（審査基準）

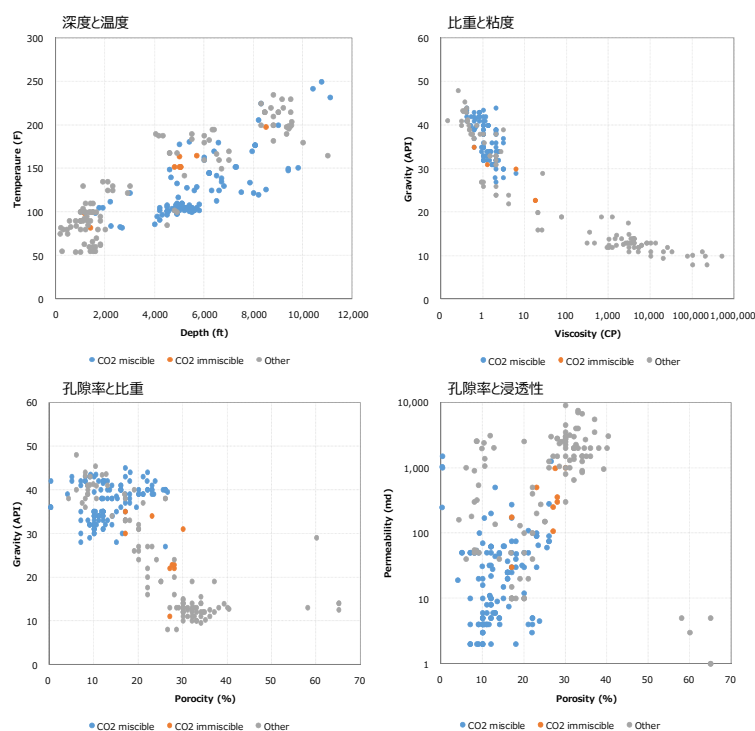


基準	理想条件
深度	>450m (>1,476ft)
温度	>28-121℃
圧力	>最小相溶性、<破砕圧力
孔隙率	>3%
浸透率	>5mD
石油の比重	27-45 API
石油の粘度	<6 cP/mPas
貯留層内の残存油分	>0.3

(出所) 左図：NETL, “Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery”

右図：GCCSI, “The Global Status of CCS ,2015” (IEA 温室効果ガス R&D プログラム,2009)

稼働中の CO₂-EOR の詳細情報は未公開であるが、OGJ のデータに基づき、主要スペック（深度、温度、油の密度（比重）及び粘度、孔隙率、浸透率）をサイト単位で整理したのが図 3-5 である。CO₂-EOR（miscible）は、図中の青いプロットで示した。プロジェクトの大半は、油層の深度は 1,000m から 3,000m、油温は 32℃以上、比重(API)は 30~40、孔隙率は 5%~20%、浸透率は 3md 以上にあり、現在稼働中の CO₂-EOR サイトの大半は、概ね審査基準を満たしている。

図 3-5 米国における CO₂-EOR の地質条件 (2014 年実績)¹⁷

(出所) OGI, “2014 worldwide EOR survey”のデータを元に IEEJ が作成

3.3 米国における CO₂-EOR の現状

表 3-1 に地域別の CO₂-EOR の生産量 (2014 年) を示した。図 3-6 に示すように、米国における、石油の残存原始埋蔵量 (Remaining Oil in place) は、約 4,100 億 bbl で、そのうち 2,840 億 bbl が CO₂-EOR の対象となる。回収率を 20% とすると 576 億 bbl が回収可能量と考えられる。その大半はガルフ・コースト地域 (パーミアン盆地、オクラホマ、ルイジアナ、アーカンソー、テキサスなど) にある。

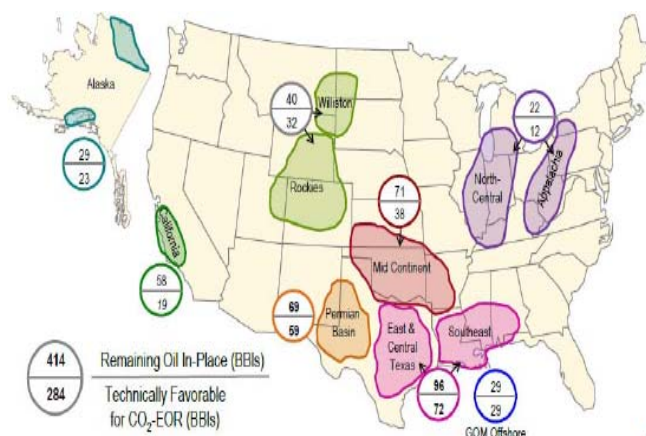
表 3-1 米国における地域別の CO₂-EOR 生産量 (万 b/d、2014 年)

A1	Permian 盆地 (テキサス州西部)	19.9
A2	ガルフ・コースト地域 (沿岸部)	4.7
A3	ロッキー山脈 (ワイオミング、コロラド)	3.9
A4	ガルフ・コースト地域 (内陸部)	1.5
合計		30.0

(出所) IEEJ 作成 : Oil and Gas Journal, “2014 worldwide EOR survey”, Apr. 7, 2014 より

¹⁷ 温度℃=(F-32)÷1.8、1 フィート=0.3048 メートル、API 比重=141.5/比重 60/60°F)-131.5

図 3-6 EOR による原油増産ポテンシャル(米国)



(出所) NETL, “Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery”

(注) Remaining Oil in Place : 残存埋蔵量 (原始埋蔵量)、このうち、Technically Favorable for CO₂-EOR は CO₂-EOR 対象分をさすが、実際に回収 (CO₂-EOR) できる比率を 20% とすれば、568 億 bbl となる (BP 統計: 2014 年末時点の埋蔵量: 約 480 億 bbl)

過去、CO₂-EOR の発展を促したブームは、2 回ほどあったが (下記に示す)、最初のブームは 1980 年代初めに、2 回目のブームは 2000 年代初めに起こった。いずれも原油の高価格時代、あるいは価格の上昇期に生じた。

① 第 1 回目のブーム

図 3-7 には、2014 年時点での、主要な天然 CO₂ 田及び CO₂ パイライン (幹線) の配置が示されている。1980 年代初、最初のブーム、すなわち、CO₂-EOR プロジェクトの著しい発展の舞台となったのは、ニューメキシコ州東部からテキサス州西部にかけての油田地帯、Permian 盆地であった。CO₂ の供給源として、コロラド州南部からニューメキシコ州北部にかけての地域に賦存する、大規模な天然 CO₂ 田が開発され、油田地帯までの CO₂ 幹線パイラインが敷設されたことから始まった。

② 第 2 回目のブーム

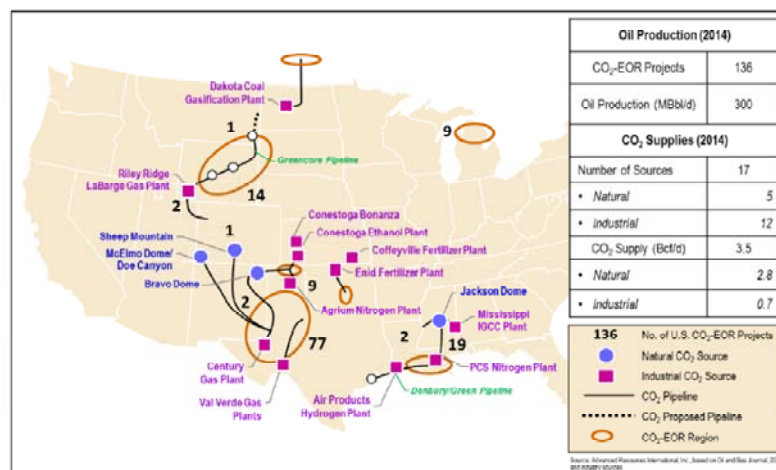
第 2 のブームは、2000 年頃に、ミシシッピ州の Jackson Dome と呼ばれる天然 CO₂ 田の開発や、ワイオミング州西部の天然ガスプラントからの CO₂ 回収を契機として始まり、ガルフ・コースト地域やロッキー山脈周辺地域での CO₂-EOR 事業の発展を大きく促した。

図 3-7 に示すように、現在 136 の CO₂-EOR プロジェクトが進行中で、年間約 6,000 万トン¹⁸の CO₂ が注入されている。CO₂ のうち大部分は、McElmo Dome (ニューメキシコ州) や Jackson Dome (ミシシッピ州、2015 年時点で約 3 億トンの埋蔵量) などの天然 CO₂ 田から

¹⁸ CO₂-EOR による原油生産量を 30 万 b/d、CO₂ 原単位を約 0.56 トン/bbl とすると、CO₂ の注入量は約 6,000 万トンとなる。平均稼働率 80~85% 程度と仮定すれば、CO₂ 供給能力は、日量 35 億 cf³ (日量 1 億 m³) 程度となる (図 3.7)。

の供給に依存し、産業部門（発電部門を含む）からの供給量は、年間約 1,200 万トンで全体の 20%に過ぎない。

図 3-7 CO₂-EOR 及び CO₂ 源・幹線パイプラインの配置 (現状：2014 年)



(出所) NETL, “Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery”

地域別に見れば、テキサス州西部の Permian 盆地が最も多く 77 プロジェクトを数える。次いで 19 プロジェクトがミシシッピ州、そして、14 プロジェクトがワイオミング州で稼働している。ここ数年の間に（2014 年の原油価格急落前）、ガルフ・コースト地域（湾岸）では、Denbury 社により、全長 320 マイル（512km）の幹線パイプライン、Green Pipeline（図 3-12 参照）が建設されて稼働している。また、テキサス州西部では、Occidental Petroleum 社により、天然ガス処理設備からの CO₂ 回収プラント及びパイプラインが建設され稼働するなど、CO₂-EOR プロジェクトの数が拡大してきたが、最近の原油価格の下落・低迷もあり、ここ最近では、やや停滞気味である。

今後の展開は、原油価格の水準に大きく依存するが、長期的に見れば、原油価格が上昇し、その結果、ガルフ・コースト地域を中心として、CO₂-EOR プロジェクトは拡大していくと考えられる。Jackson Dome などの天然 CO₂ 田について、今後の長期的な供給能力¹⁹を勘案すると、産業部門における CO₂ の回収・利用の必要性が高まると考えられる。

3.4 米国における CO₂ パイプラインの現状

3.4.1 概括

現在、米国では、全長 4,500 マイル（7,200km）にも及ぶ CO₂ パイプラインが操業中で、2020 年までには、さらに、全長 600 マイル（960km）の CO₂ パイプラインが、新規に操業開始する予定である。既存の CO₂ パイプラインのうち、ガルフ・コースト地域の幹線パイプライン（Trunk Line）をリストアップしたものが表 3-2 である。

¹⁹ 第 3 章 3.5 の図 3-14 参照。

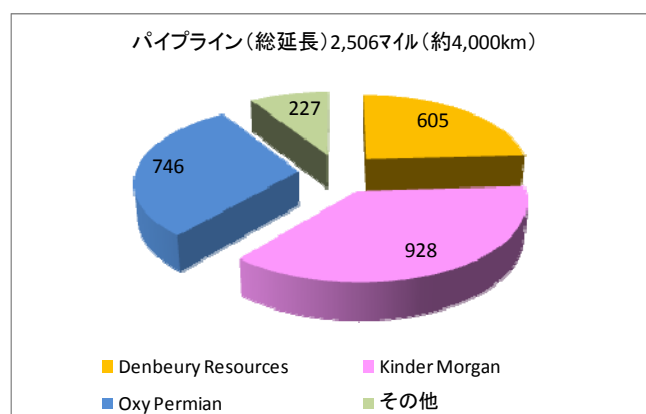
表 3-2 ガルフ・コースト地域における CO₂-EOR 用幹線パイプライン一覧

パイプライン名	規模	操業者	場所(州)	全長(マイル)	管径(インチ)	能力(千トン/日)
Green Line	大規模-幹線	Denbeury Resources	ルイジアナ～テキサス	314	24	48.3
Delta	大規模-幹線	Denbeury Resources	ルイジアナ～ミズリー	108	24	30.6
Northeast Jackson Dome	大規模-幹線	Denbeury Resources	ルイジアナ～ミズリー	183	20	18.7
Canyon Reef Carriers	大規模-幹線	Kinder Morgan	テキサス	170	16	11.4
Centerline	大規模-幹線	Kinder Morgan	テキサス	113	16	11.4
Central Basin	大規模-幹線	Kinder Morgan	テキサス	143	16	11.4
Cortez	大規模-幹線	Kinder Morgan	テキサス	502	30	67.5
Bravo	大規模-幹線	Oxy Permian	ニューメキシコ～テキサス	218	20	19.7
Comanche Creek	小規模-支線	Oxy Permian	テキサス	120	6	3.6
Sheep Mountain	大規模-幹線	Oxy Permian	テキサス	408	24	30.6
Central Oklahoma	小規模-支線	Amdarco	オクラホマ	117	8	4.2
TransPetco	小規模-支線	TransPetco	オクラホマ～テキサス	110	8	4.2
合計				2,506		261.6

(出所) DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”, 2015 から IEEJ が作成

(注) 上表には、幹線パイプライン (Trunk Line) でないものを含むが、全長 100 マイルを超えるものを計上。

表 3-2、図 3-8 に示すように、ガルフ・コースト地域の CO₂ パイプラインの全長は、約 2,500 マイル (約 4,000km) に達するが、それらのパイプラインは、Oxy Permian、Kinder Morgan、Denbury の 3 社で、殆どを占めている。

図 3-8 ガルフ・コースト地域の CO₂ パイプラインと所有者

(出所) 表 3-2 より作成

また、CO₂-EOR の原油生産事業でも、この 3 社が全体の生産量の 80% 以上を占めている。地域的な棲み分けがあり、ガルフ・コースト地域 (沿岸部) は、Denbury 社が一手に運営する一方、Permian 盆地では、Oxy Permian 社と Kinder Morgan 社で分け合っている。

3.4.2 CO₂ 輸送コストについて

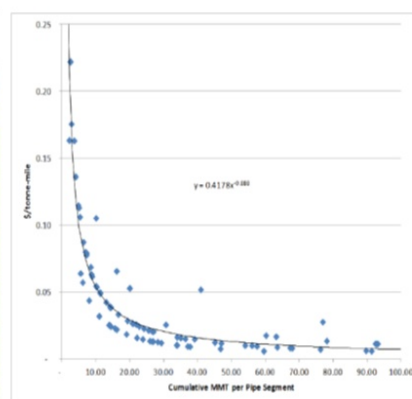
CO₂ 輸送コストは、分離・回収・貯留のコストと比べると比較的小さいものの、CCS の大規模展開（長距離化を含む）が進むと、CO₂ の輸送パイプラインへの投資額は相当程度膨らむことになる。CO₂ パイプラインの所有者兼運用会社である、Kinder Morgan 社が公開した、陸上パイプライン設備コスト算定によれば、最も大きい影響を与えるのが地形である。

図 3-9 米国におけるパイプライン建設（仮想図）



(出所)左図：GCCSI「世界の CCS 動向 2015 年(第 3 章)

図 3-10 輸送コスト



(出所) DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”, 2015

図 3-8 に示すように、平坦で乾燥した地形の CO₂ パイプラインは、30,000\$前後（直径 1 インチ、1 km）であるが、湿地あるいは人口密度の高い地域を横断するパイプラインはコストが 2 倍になると言われている。

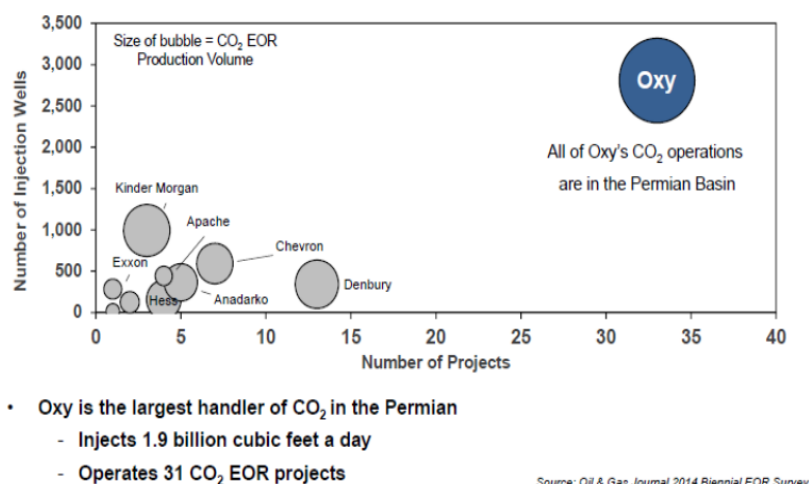
米国における陸上パイプラインの輸送コストの試算を行うと、1 幹線：200 マイル、CO₂ 輸送量を年間 100 万トンとすると、図 3-9 が示すように、45\$/トンとなる。一方、輸送量が年間 2,000 万トンの場合には、わずか 6\$/トンとなることが分かる。従って、CO₂ の輸送量が小さい場合には、EOR サイトの近郊で、CO₂ の供給者を見つけ、相対取引で CO₂ を調達することが経済的であるが、大規模に調達が可能²⁰になると、長距離であっても、規模の経済性が活かせるようになり状況が大きく変わることが理解できる。

3.4.3 CO₂-EOR 事業者について

Denbury 社、Oxy Permian 社及び Kinder Morgan 社について、EOR 事業のサイト数及び生産規模についてマッピングしたのが図 3-11 である。Oxy Permian 社は、プロジェクト数や注入井の数、さらに、EOR による原油生産量の規模の面において、他社と比較して、大きな比重を占めていることが分かる。以下、主要 3 社の現況につき概略を記載した。

²⁰ 第 3 章 3.5 を参照。

図 3-11 米国における主要 EOR 事業者のプロジェクトの操業状況
(2016 年第 3 四半期)



(出所) Oxy Permian 社資料 (OGJ, “2014 worldwide EOR survey”)

(1) Occidental Petroleum 社

米国最大の石油・天然ガス生産者の 1 つであり、原油生産量は 60 万 b/d の規模を持ち、子会社の OxyPermian 社（テキサス州）が、CO₂-EOR サイトを操業している。全資本の 17% に相当する 5 億ドルが、CO₂-EOR 事業に投資されており、CO₂-EOR による原油の生産量は 14.5 万 b/d (NGL 含む) である。全長 1,900 マイル（約 3,000km）の CO₂ パイプライン（年間 5,000 万トンの輸送能力）を所有する。

(2) Kinder Morgan 社

5.6 億ドルを CO₂-EOR 関連の開発・生産事業に、3.2 億ドルを CO₂ の供給・ロジスティックスに投資しており、NGL を含む CO₂-EOR による原油生産量は 8 万 b/d の規模を持つ。Bravo Dome (New Mexico)、Doe Canyon Deep や McElmo Dome (southwestern Colorado) など、いくつかの天然 CO₂ 田に権益を保有している。子会社の Kinder Morgan CO₂ 社は、年間 3,000 万トンの CO₂ を生産・輸送している。

SACROC 油田は 1948 年に発見された米国最大かつ最古の油田の 1 つであり、Kinder Morgan が 97% の権益を有している。2015 年には最大の生産量を記録した（原油 3.37 万 b/d、NGL 2.06 万 b/d）。

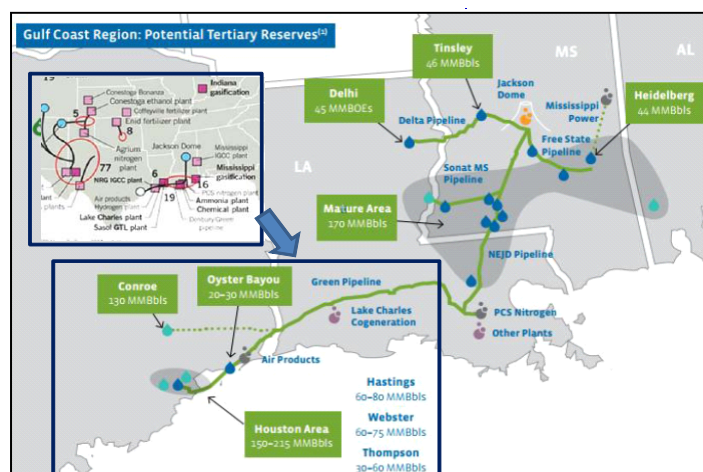
Yates 油田は、米国最大級の油田の 1 つであり、同社が約 50% の権益を保有する。CO₂ の注入と水平掘りの併用により回収率を上げ、生産量を維持している。2015 年には、Yates 油田で、年間 200 万トンの CO₂ を注入し、1.9 万 b/d の原油生産を行った。

(3) Denbury 社

ガルフ・コースト（湾岸部）での CO₂-EOR を主導する会社であり、全長 1,100 マイル（約 1,760km）の CO₂ パイプラインを保有する。2015 年には、14 の CO₂-EOR プロジェクトが稼働し、4.2 万 b/d の原油を生産した。Conroe 油田や Webster 油田で、新規プロジェクトが実施されると、最大で約 7 万 b/d の原油生産が見込まれる。

CO₂ の供給源は、図 3-12 に示すように、ミシシッピ州の天然 CO₂ 田、Jackson Dome（2001 年 2 月に獲得）から調達される。Jackson Dome からルイジアナ州までを NEJD パイプラインが、さらに、人口密集地帯のテキサス州ヒューストンまでは、全長 497 マイル（約 800Km）に及ぶ、Green パイプラインにより、CO₂ が輸送されている。また、Green パイプライン周辺に立地する、化学プラントなど産業部門からの CO₂ の調達も行っている。

図 3-12 Jackson Dome と CO₂ パイプライン
（ガルフ・コースト地域）



(出所)DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”,2015

3.5 米国における EOR 生産と CO₂ パイプラインの将来動向

今後の CO₂-EOR 生産及び CO₂ パイプラインの見通しについての定量的検討結果が、DOE から 2015 年に公表された（“DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”,2015”）。そのうち、EOR の生産量、CO₂ の供給源についての試算結果が報告されているため、以下にその概略を整理した。

3.5.1 前提条件等について

(1) 分析ツール

NEMS モデル（DOE が開発した最適化モデル）

(2) モデルの構造

CO₂ 排出源（供給）、CO₂ 注入先（需要）：EOR、パイプライン(輸送)の 3 ブロック

(3) シナリオと前提条件

レファレンス、CP25、Cap40 の3つのシナリオ（Cap40 は省略）があり、レファレンスは、AEO2014 のレファレンスシナリオを採用している。原油価格（2012 年基準）は 2020 年で 95\$/bbl、2030 年で 117\$/bbl、2040 年で 139\$/bbl と想定している（全シナリオ共通）。一方、CO₂ 価格は、レファレンスでは、新政策なしの現状のままとし 2015 年の 25\$/トンで横ばい、CP25 シナリオでは、2015 年の 25\$/トンから緩やかに上昇し、2040 年には 85\$/トンに達すると想定している。

3.5.2 検討結果について²¹

(1) パイプライン建設

レファレンス：新規建設なし、2040 年：全長 5,100 マイル（≒2015 年時点+建設中含む）

CP25：2040 年には、全長約 21,500 マイル

(2) EOR 生産と CO₂ 排出源

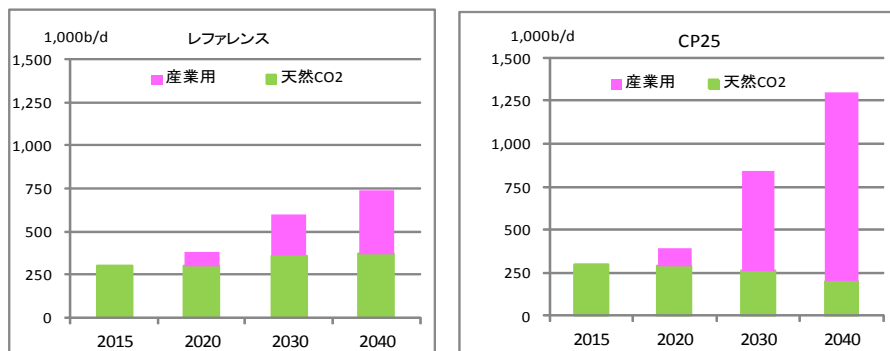
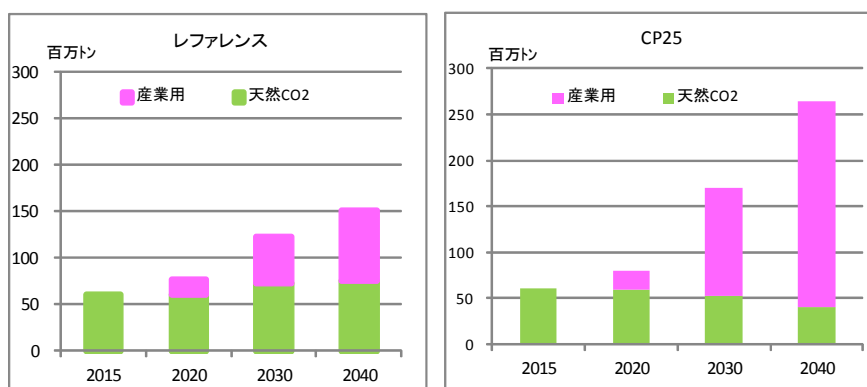
①レファレンスの場合

図 3-13 に示すように、2015 年の約 30 万 b/d から、2040 年には約 75 万 b/d まで、CO₂-EOR による原油生産量が拡大する。注入される CO₂ 量は、図 3-14 に示すように、2015 年の約 6,100 万トンから 2040 年には約 1 億 5,000 万トンまで増加する。これまで、CO₂-EOR の殆どを占めていた天然 CO₂ 田からの供給量は、2015 年の約 6,000 万トンから増加し約 7,500 万トンへ増加するが、産業部門（発電部門を含む）から供給される CO₂ は約 7,500 万トンと大幅に増加する。CO₂ 価格が低いので、新たな幹線パイプラインの建設は行われない。このため、新規に発電所からの供給はなく、既存の CO₂ パイプライン周辺に立地する、天然ガス処理設備、製油所、水素製造装置及びアンモニア製造装置からの供給に依存する形となる。

②CP25 の場合

図 3-13 に示すように、2040 年には 130 万 b/d まで、CO₂-EOR による原油生産量は拡大する。図 3-14 に示すように、供給される CO₂ は全体で約 2 億 6,000 万トンで、産業部門からは、全体の約 84% の 2 億 2,000 万トンが供給される。長距離の幹線パイプラインが新たに敷設され、火力発電所から回収された CO₂ が大量に供給されるようになる。

²¹ 米国において、アンモニアを年間 1,000 万トン生産して日本へ輸出した場合（エネルギー利用）、アンモニア生産量 1 トンあたりの CO₂ 排出量を 1.3 トン、EOR における CO₂ 注入量を 0.56 トン/bbl と仮定すると、CO₂-EOR に注入される、CO₂ は年間約 1,300 万トンとなり、EOR による原油の増産は、約 6.3 万 b/d となる。上記の報告書のレファレンスシナリオ（2040 年時点）と比較すれば、EOR への CO₂ 供給量で約 8.6%、EOR による原油の増産量では、約 8.4%に相当する。

図 3-13 CO₂ 供給源別の CO₂-EOR による原油生産量の今後の見通し(出所)DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”,2015図 3-14 CO₂ 供給源別の CO₂ 注入量の今後の見通し(出所)DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”,2015(注) EOR による CO₂ 注入原単位は 0.56 トン/bbl で計算(追記) 水製造装置からの CO₂ 分離・回収 : Quest CCS プロジェクト現地調査から

アンモニア生産プラントでは、原料となる水素を天然ガスから水蒸気改質により製造する。この時、排出される CO₂ を分離・回収して、EOR または CCS に利用するが、実際に、CO₂ の分離・回収を行っているプラントの現地調査の結果につき、その概略を以下に示す。

アルバータ州の州都 Edmonton 郊外で Shell Canada の関連企業が操業する、Scotford 製油所（希釈ビチューメン専用製油所、処理能力 25.5 万 b/d）において、Shell Canada は希釈ビチューメンのアップグレーディング用水素の製造装置から排出される CO₂ を分離・回収して、年間、約 100 万トン（排出量の 3 分の 1 に相当）を地中に注入して貯留する CCS プロジェクト（Quest プロジェクト）を手掛けている。このプロジェクトは、2015 年末に操業を開始し、分離・回収された CO₂ は、製油所から北へ 65km の地点まで、パイプラインで輸送され

地中に圧入されている。プロジェクト期間は 25 年で、累積 2,700 万トンの貯留予定であるが、補助金等がない場合は、CO₂ クレジットは、80\$/トンから 100\$/トンが採算ラインと報告されている。

図 3-15 水素製造装置 (Up-Grader)

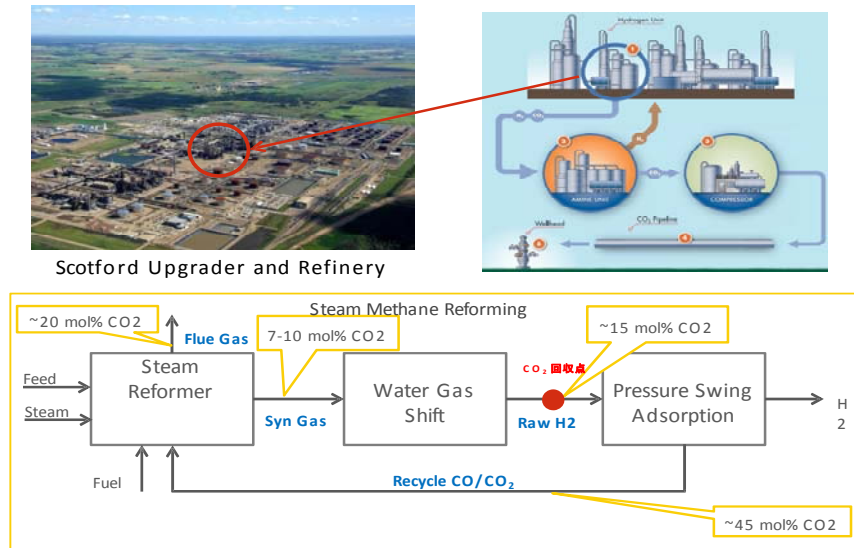


図 3-16 回収・圧縮ユニット(左図)及び注入井(右図)



(注)2016 年 9 月に実施された GCCSI (Global CCS Institute) 主催の現地ツアーに筆者が参加

図 1: QUEST 提供資料、図 2: 筆者らが撮影

4. CO₂-EOR 事業とアンモニア生産における経済性評価

本章の目的は、前章までの考察で示した米国市場での実態を参考にしつつ、米国（ガルフ・コースト地域）において、アンモニア生産プラントから排出される CO₂ を分離・回収して CO₂-EOR 事業へ供給する、サプライチェーン（CO₂ パイプライン網）が形成された場合、原油価格や天然ガス価格等の変動により、米国における CO₂ フリーのアンモニア生産の経済性がどう変化するかを定量的に分析することにある。また、前掲書では試算できなかった、アンモニア生産における事業収益を加味したレベルで、日本へ輸出される場合の日本到着価格の試算を行うことにある。

4.1 検討方法と前提条件

4.1.1 検討方法

検討方法を、図 4-1 に示すように、2つのステージに分けて行う。

(1) 第1次ステージ

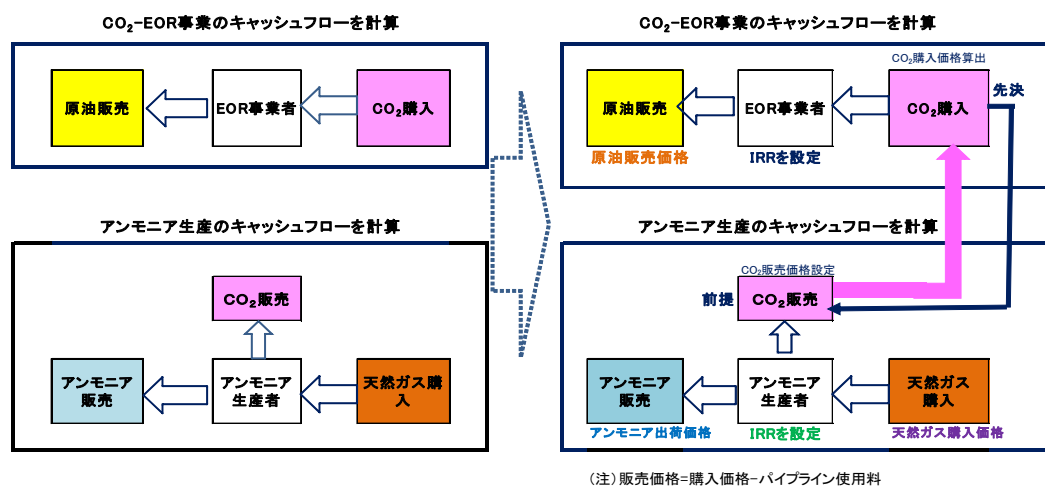
CO₂-EOR 事業とアンモニア生産は、各々、独立しているとして計算を行う。

- ① CO₂-EOR 事業者（図中は、「EOR 事業者」と簡略表記）のキャッシュフローを計算し、原油価格及び CO₂ 価格をパラメータとして感度分析を実施する。
- ② アンモニア生産者のキャッシュフローを計算し、天然ガス価格、アンモニア価格及び CO₂ 価格をパラメータとして感度分析を実施する。

(2) 第2ステージ

- ① CO₂-EOR 事業の採算性（IRR を設定）を満足するような、原油価格及び CO₂ 価格の組み合わせを試算する。
- ② 上記①で試算した CO₂ 価格からパイプライン手数料を控除して CO₂ 販売価格とする。
- ③ アンモニア生産の採算性（IRR を設定）及び上記②の CO₂ 販売価格を満足するような、天然ガス購入価格及びアンモニア出荷価格の組み合わせを試算する。

図 4-1 CO₂-EOR 事業及びアンモニア生産のビジネスモデル



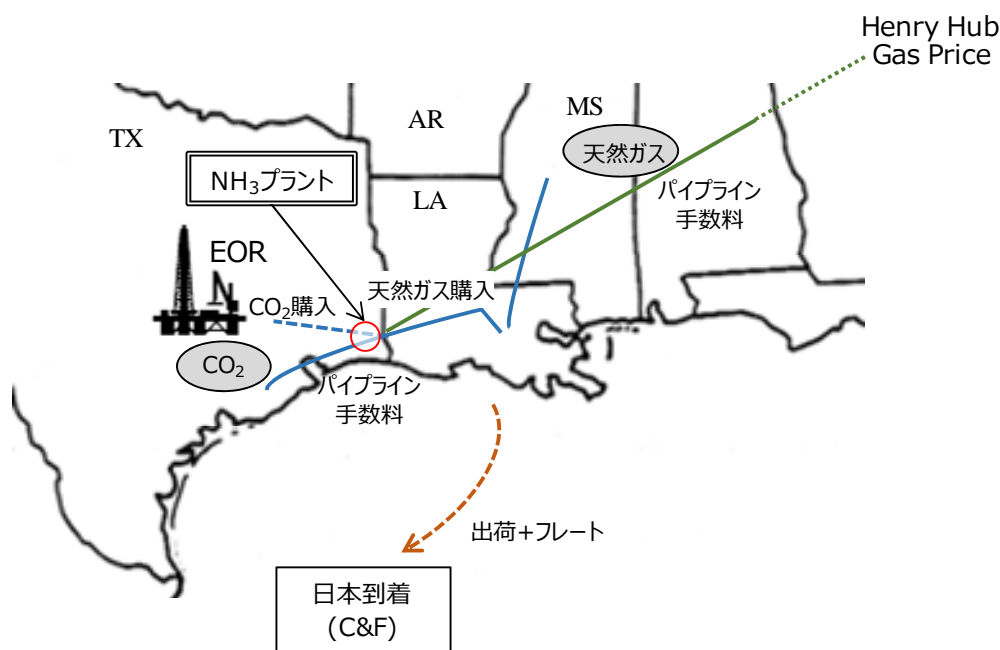
4.1.2 立地²²

アンモニア生産プラントと CO₂-EOR のサイトは、図 4-2 に示すように、ガルフ・コースト地域のテキサス州東部にあり、ルイジアナ州から西に延びる Green パイプラインの近辺に立地するとした（図 3-12 参照）。

CO₂-EOR 事業は、テキサス州東部の Conroe 油田において実施し、原油の生産を行うものとし、1 サイトあたり、CO₂-EOR による原油生産能力²³は 0.82 万 b/d とした（大型プロジェクト）。年間の CO₂ 注入量は約 162 万トンで、この量は、アンモニアプラントから回収される年間量と一致すると仮定した。なお、幹線 CO₂ パイプラインから油田までの引込み線の建設の費用は、CO₂-EOR 投資の内数とした。

アンモニアの生産プラントは、1 基 62.5 万トン/年、2 系列で、年間 125 万トンの生産能力とし（テキサス州 Beaumont 近辺に立地）、原料となる天然ガスは、Henry Hub からの既設パイプラインを利用して購入するものとした。アンモニア生産プラントから回収される CO₂ は約 162 万トンとした。EOR に投入する年間 CO₂ を量に一致する。なお、CO₂ を分離・回収コストは、アンモニア製造プラントの投資の内数とした。

図 4-2 EOR のサイト及びアンモニアプラントの立地



²² Green Pipeline (CO₂ パイプライン)を利用した Conroe 油田の EOR プロジェクトの計画は、DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”,2015 でも言及されているが（詳細は不明）、昨今の原油価格低迷もあり、投資は実行されていない（ペンディング）。本章では、これをモデルとして取り上げ検討することとした。詳細は、委託先の米国シンクタンクからの情報提供やアドバイスを参考に、各種仕様を決定した（アンモニア生産プラントの立地及び能力についても同様）。

²³ 1 サイトあたりの原油生産量（米国平均）は 0.27 万 b/d、第 3 章の 3.2.1(2)を参照。

4.1.3 事業の採算性評価及び諸前提

各事業の採算性（経済性）は、天然ガス価格、アンモニア価格、原油価格およびCO₂価格をパラメータとして、各事業のキャッシュフローを算出し、IRR(内部収益率)で評価を行うこととした。IRRは、表4-1に示すように、EIRR（Equity IRR）を用いて評価するものとした。CO₂-EOR 事業及びアンモニア生産双方の事業評価に際しては、プロジェクト期間²⁴は20年、D/E レシオ 70/30、借入金利は2%で試算を行った。その他、各種前提条件については、表4-2に整理した。

表 4-11 PIRR と EIRR

種類	目的と計算方法
PIRR (Project IRR)	・税制や金利などの立地による影響を排除して、当該プロジェクト固有の収益性を評価するためのIRR。 ・投資総額(Debt + Equity)に対して、収入から運営費を控除した額(EBITDA)の総額がいくらになるかを計算してNPVを求める。
EIRR (Equity IRR)	・投資家(Equity)の立場から、投資額に対して、配当可能なキャッシュがいくら得られるかという視点から収益性を評価するためのIRR。 ・投資額(Equity)に対して、収入から運営費、税金、元本および支払利息を控除した額(配当に回すことができるキャッシュ)の総額がいくらになるかを計算してNPVを求める。

表 4-2 前提条件²⁵

(CO ₂ -EORサイト)			(アンモニアプラント)		
原油	38	API	生産能力	1,250	千トン/年(2系列)
深度	1,500	m	稼働率	100	%
生産能力	8.2	千b/d	(水素製造装置)		
稼働率	95	%	天然ガス投入原単位	36	million Btu/トン
生産井	50	well	(CO ₂ 分離・回収設備)		
注入井	50	well	CO ₂ 回収原単位	1.3	CO ₂ トン/トン
CO ₂ 注入	0.56	CO ₂ t/bbl	投資額	1,970	million \$
(CO ₂ Recycling System)	—		(償却年数)	(10)	年
投資額	522	million \$	固定費(年生産当り)	46.4	\$/トン
(償却年数)	(10)	年	天然ガス購入費	パラメータ	\$/million Btu
固定費(年生産当り)	15	\$/bbl	CO ₂ 収益(副生品)	パラメータ	\$/トン
CO ₂ 購入費	パラメータ	\$/トン	法人税(連邦税)	39	%
ロイヤリティー	10	%	D/E レシオ(70/30)	2.3	
法人税(連邦税)	39	%	借入金利	2.0	%
D/E レシオ(70/30)	2.3		プロジェクト期間	20	年
借入金利	2.0	%	(Green Pipeline)		
プロジェクト期間	20	年	使用料	10	\$/トン

(出所)DOE 等、各種資料より IEEJ が設定

(注)Green Pipeline の操業者は、CO₂-EOR 事業者及びアンモニア生産者と異なる第3者と仮定した。

²⁴プロジェクト期間中の各諸元は変化しないものとした。

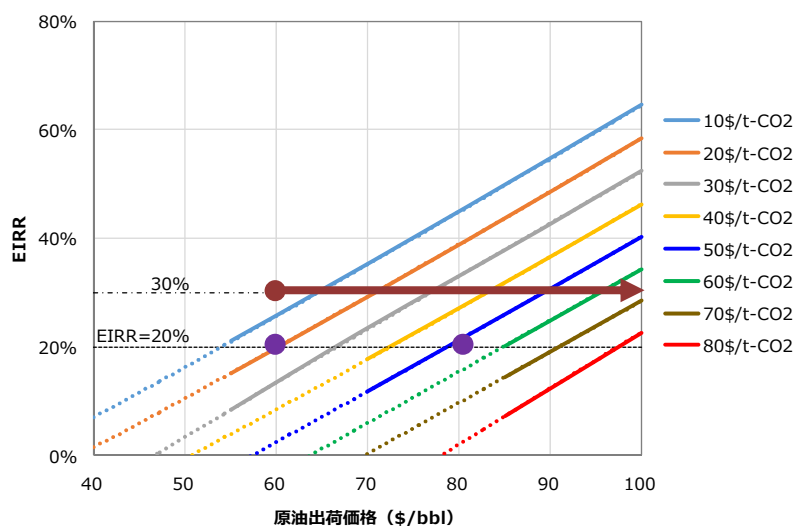
²⁵ 油田の地層条件により大きく変化するので一概に言えないが、ここでは、CO₂ 注入原単位を 0.56 (テキサス州東部実績) と仮定した。将来の技術進歩を考慮すれば、0.40 前後 (“State of Art”の場合は 0.3 前後) まで改善されると言われている。

4.2 検討結果

4.2.1 CO₂-EOR 事業の採算性（第1ステージ）

CO₂-EOR 事業の採算性（EIRR）を、2つのパラメータ、すなわち、原油価格（販売価格）と CO₂ の購入価格を変化させて計算を行い整理したのが図 4-3 である。CO₂-EOR 事業の採算が成り立つ CO₂ の購入価格（上限）は、原油価格の水準により大きく変化する。

図 4-3 CO₂-EOR 事業の採算性（EIRR）



(注)上図の CO₂ 購入コストはパイプライン使用料（トンあたり 10\$）を含む。

① 原油価格 60\$/bbl²⁶

CO₂ 購入価格（上限）は 0\$/トン近辺となり、CO₂-EOR 事業の経済性は成立しない。

② 原油価格 70\$/bbl

CO₂ 購入価格(上限)が 20\$/トン前後となり、この水準で調達可能（既存の天然 CO₂ 田からの購入等）であれば、採算が成立つ。但し、パイプライン使用料 10\$/トンを控除した CO₂ の販売価格（上限）は、僅か 10\$ の水準であり、アンモニア生産プラントからの供給は、CO₂ の分離・回収コスト²⁷から考えて、供給は困難と言える。

③ 原油価格 80\$/bbl²⁸

CO₂ 購入価格（上限）は 35\$/トン近辺まで上昇する。パイプライン使用料の 10\$/CO₂ トンを控除した販売価格（上限）で考えると 25\$/トンとなり、CO₂ 分離・回収コスト（30～40\$/CO₂ トン）の大半が回収されることになる。残りの未回収分を、アンモニアの出荷価

²⁶ 投資基準（EIRR）を 20%に緩和すれば、CO₂ 購入価格(上限)は約 20\$/トンとなる。

²⁷ 天然ガス価格等の変化により変動するが、概ね 30～40\$/トン（昇圧コストを含む）の水準にある。

²⁸ 投資基準（EIRR）を 20%に緩和すれば、原油価格が 80\$/bbl を超えれば、CO₂ 購入価格（上限）は 60\$/トンまで上昇するので、アンモニア生産プラントでの CO₂ 分離・回収コストは、全額回収可能となる。また、油田の地層条件やオフサイトの投資額などが前提条件よりも良い場合でも、採算基準となる原油価格が低い、CO₂ 購入価格の上限が上昇するので同様なことが生じる。

格に転嫁できる市場環境となれば、アンモニアの生産者は、CO₂ を回収して、CO₂-EOR 事業者への販売に踏み切れる段階となる。

③ 原油価格が 100\$/bbl

CO₂ 購入価格（上限）は 70\$/トン前後（販売価格（上限）では 60\$/トン前後）まで跳ね上がると、CO₂ 分離・回収コストは全額回収される（あるいは利益が生じる）ので、アンモニア生産者から CO₂-EOR 事業への CO₂ の供給はスムーズに進むと予想される。

以上のことから、原油価格が高いほど CO₂ の購入価格（上限）が高くとも CO₂-EOR 事業は経済性を有し、同事業への CO₂ 供給はスムーズに進むことになる。なお、現状では、アンモニア生産プラントからの CO₂ を分離・回収コストが高いため、CO₂-EOR の事業性の観点から、原油価格は、80\$/bbl から 100\$/bbl（EIRR \geq 30%）の水準が必要となる。今後、分離・回収コストが低下すれば、要求される原油価格の必要水準が低下し、EOR 事業の拡大に貢献することになる。

4.2.2 アンモニア生産者の採算性（第 1 ステージ）

アンモニア生産の採算性は、原料となる天然ガスの価格、アンモニア出荷価格（＝スポット価格）及び副産品となる CO₂ 販売価格により変化する。そこで、天然ガス価格については、図 2-5（右図）を参考に、高価格ケースと低価格ケースの 2 ケースを設定し、アンモニアの出荷価格及び CO₂ の販売価格を変化させて、EIRR がどう変化するか感度分析を行った。分析結果を整理してまとめたのが図 4-4 である。

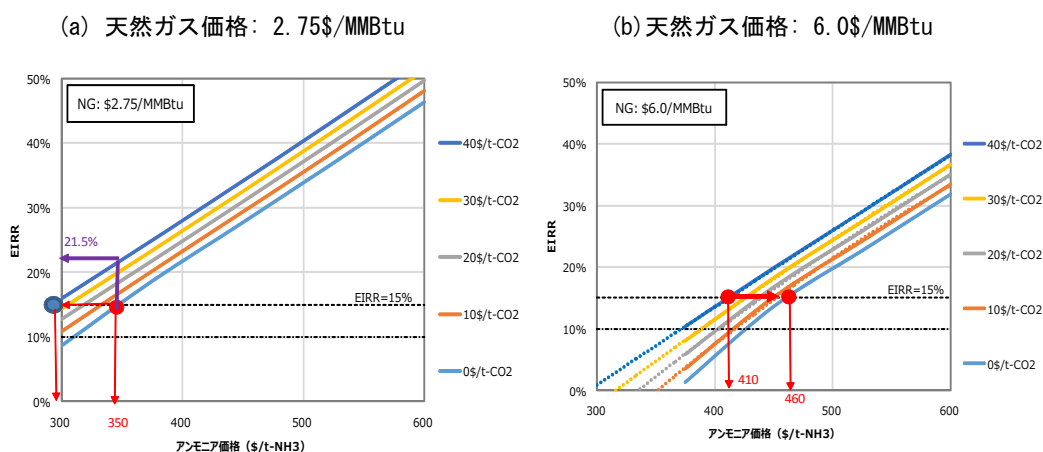
① ケース(a)

天然ガス価格の水準が低位にある：2.75\$/百万 Btu

② ケース(b)

天然ガス価格の水準が高位にある場合：6.0\$/百万 Btu

図 4-4 アンモニア生産の採算性(EIRR)



(1) 天然ガス価格が低い水準にある場合（ケース(a)）

アンモニア生産の採算性(EIRR)は高く、アンモニアの出荷価格（下限）が、350\$/トン以上であれば、CO₂の販売ができない場合でも、EIRR は 15%以上を確保できる。さらに、CO₂を 40\$/トン以上の価格で販売できた場合には（分離・回収コストを上回る水準）、EIRR は 6.5%上昇するが、EIRR=15%とすれば、アンモニアの出荷価格（下限）は 300\$/トン以下となる。

(2) 天然ガス価格が高い水準にある場合（ケース(b)）

CO₂の分離・回収コストを上回る水準で、CO₂の販売できたとしても、アンモニアを 410\$/トン以上の価格で出荷できないと、EIRR は 15%に達しない。当然のことであるが、CO₂の販売が期待できない場合には、アンモニアは、460\$/トン以上の価格で出荷しないと、EIRR は 15%以上を確保できないことになる。

以上のことから、CO₂をより高く販売できれば、天然ガス価格が高い場合でも、アンモニアの出荷価格（下限）を、より低いとどめる効果があると言える。

4.2.3 CO₂-EOR とアンモニア生産を結合した場合の採算性(第2ステージ)

以上を踏まえて、CO₂-EOR による原油生産に必要な CO₂が、アンモニア生産プラントから CO₂パイプラインを経由して供給される場合の経済性を試算する。

計算の手順は以下の通りである。

- ① 原油価格の水準を設定し、CO₂-EOR 事業者が目標とする EIRR \geq 30%を満たす CO₂の購入価格（上限）を算出する。
- ② その購入価格から CO₂パイプラインの手数料（10\$/t-CO₂）を控除したものを、アンモニア生産者の CO₂販売価格（上限）とする。
- ③ 上記②の CO₂販売を前提に、アンモニア生産の採算性（EIRR \geq 15%）を満たすアンモニアの出荷価格(下限)について、天然ガス価格をパラメータとして試算する。
- ④ 但し、CO₂の販売価格（上限） \geq 0、CO₂の購入価格(上限) \geq 10\$とする。

上記試算結果を、アンモニアの出荷価格(下限)を、原油価格及び天然ガスを説明変数（パラメータ）として整理したのが図 4-5 である。

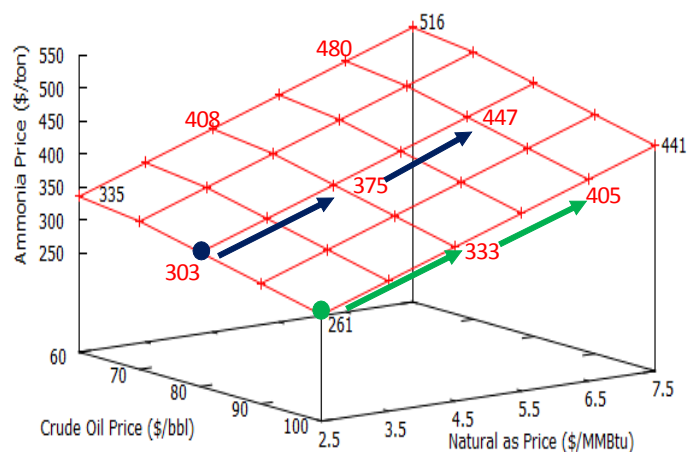
4.2.1 で明らかにしたように、CO₂フリーのアンモニア生産を維持するためには、原油価格は、80\$/bbl から 100\$/bbl の水準（それ以上）にあることが必要と考え、それに基づいて、アンモニアの出荷価格（下限）を検討することとした。

図 4-5 上にプロットされた青色の点は、原油価格 80\$/bbl、天然ガス価格 2.5\$/百万 Btu、アンモニア出荷価格（下限）303\$/トンを示す点である。原油価格を固定して、天然ガス価格を上昇させてみた（矢印の方向にそって）。同様に、緑色の点（原油価格 100\$/bbl、天然ガス価格 2.5\$/百万 Btu、アンモニア出荷価格（下限）261\$/トン）を、原油価格を固定し、

天然ガス価格を上昇させてみた（矢印の方向にそって）。アンモニア出荷価格（下限）の変化を整理すると以下の通りである。

図 4-5 原油及び天然ガス価格の変化によるアンモニア出荷価格（下限）試算

(EIRR : $\text{CO}_2\text{-EOR} \geq 30\%$ 、アンモニア $\geq 15\%$)



(1)原油価格が 80\$/bbl の場合

天然ガス価格（百万 Btu あたり） : 2.5\$⇒4.5\$⇒6.5\$
 アンモニア出荷価格（トンあたり） : 303\$⇒375\$⇒447\$
 CO_2 購入価格の上限（販売価格の上限） : 35.0\$/トン（25.0\$/トン）

(注) CO_2 の分離・回収コストは全額回収できず、未回収分はアンモニア出荷価格に転嫁²⁹

(2)原油価格が 100\$/bbl の場合

天然ガス価格（百万 Btu あたり） : 2.5\$⇒4.5\$⇒6.5\$
 アンモニア出荷価格（トンあたり） : 261\$⇒333\$⇒405\$
 CO_2 購入価格の上限（販売価格の上限） : 67.5\$/トン（57.5\$/トン）

(注)コストは全額回収されるか販売利益が生じ、アンモニア出荷価格(下限)が低下する³⁰

上記の結果をもとに、日本までのフレート、工場から港湾までの輸送費及び輸出基地経費を加算³¹して日本到着価格（C&F）を計算したものが表 4-3 である。事業性の観点から、アンモニアの生産プラントから分離・回収された CO_2 が、EOR サイトで利用されるという条件（ CO_2 サプライチェーン）が満される場合には、日本到着価格は、水素換算で Nm^3 あたり 23~35 円（為替 110 円/\$）となる。この水準は、原油価格が 80\$/bbl~100 \$/bbl に達すれ

²⁹ コスト削減が実現し全額回収できるようになると、アンモニアの出荷価格に転嫁される分がなくなり、出荷価格は下がることになる。

³⁰ 実際の経済行為としては、値下げをせず、EIRR が 15% より高くなることが多いが、ここでは、EIRR は下限値 15% の時のアンモニア出荷価格（下限）を求めている（理論値）。

³¹ 合計 100\$/トンと仮定。但し、タンカーの大型化によるスケールメリットについては考慮していない。

ば、現状の技術で実行可能であり、また、アンモニア供給者の利益を含んでおり、日本におけるアンモニア発電用燃料として要求される価格水準を十分に満足するものと言える。

表 4-3 CO₂ フリーアンモニアの日本到着価格 (C&F) の試算結果
(CO₂ のサプライチェーンが成立する場合)

		(上段:\$/トン、下段:水素換算-\$/Nm ³)		
天然ガス価格	(\$/百万Btu)	2.5	4.5	6.5
原油価格	80 \$/bbl	403	475	547
		0.23	0.28	0.32
	100 \$/bbl	361	433	505
		0.21	0.25	0.29

5. まとめと今後の課題

5.1 まとめ

5.1.1 CCS としての CO₂-EOR について

(1) CCS の現状

世界で進行している大規模 CCS プロジェクトの大半は、CO₂-EOR タイプの CCS であり、深部塩水層に貯留するタイプの CCS はわずかにすぎない。炭素価格が低迷する現状では、原油増産によるメリットが加算される EOR タイプの CCS を除き、政府からの多額の助成がない限り難しい。

(2) CCS としての CO₂-EOR

CO₂-EOR の利用は、2000 年代初頃までは、十分な関心が払われなかった。EOR 事業自体が、最小のコストで最大の原油増産を実現することが目的であり、CO₂ を油層内に安定的に貯留することは関心の対象外であったからである。また、注入された CO₂ の一部が生産井を通り地上に戻り大気へ放出されるため（次第に放出量が増加）、CO₂ の隔離・貯留という点で問題があった。しかし、“Recycle 法”（次世代技術）の導入により、CO₂ の大気放出を、ほぼ 0% 近くにすることが可能となり、CCS における付帯的貯留として、注目を集めるようになってきた。

5.1.2 米国における CO₂-EOR による原油生産と今後の見通しについて

(1) 米国における CO₂-EOR の現状

米国では、CO₂-EOR 攻法による原油増産は、50 年近い長い実績を有し、2014 年現在、136 の CO₂-EOR プロジェクトが稼働し、約 30 万 b/d の原油生産が行われている。また、注入されている CO₂ は、年間約 6,000 万トンで、その大部分は、調達コストが比較的安い、天然 CO₂ 田からの供給に依存している。産業部門からの供給は、年間約 1,200 万トンで全体の 20% に過ぎないが、これは、排出される CO₂ の分離・回収コストが高いため、多くの

場合、経済性が成立しないからである。

(2) CO₂ パイプラインの現状

ガルフ・コースト地域における操業中の CO₂ パイプラインは、全長は約 2,500 マイル（約 4,000km）に達するが、その殆どを、3 社（Oxy Permian、Kinder Morgan、Denbury）が所有し操業を行っている。CO₂ の取引は、主として相対取引が中心である。

(3) CO₂-EOR の将来見通しと CO₂ サプライチェーンの変化

DOE/EIA の予測によれば、米国における CO₂-EOR による原油生産は今後拡大し、これまでの天然 CO₂ 田を中心とした供給では追いつかなくなり、産業部門からの調達が必要となる。CO₂ の注入量は、リファレンスシナリオの場合、2015 年の約 6,100 万トンから、2040 年には約 1 億 5,000 万トンへと増加する。積極的な CO₂ 削減策がとられる場合は、約 2 億 6,000 万トンまで拡大する。天然 CO₂ 田からの供給ポテンシャルは、最大で約 7,500 万トン程度と考えられるので、産業部門からの CO₂ を大量に調達する以外に、そのギャップを埋める手立てがない。従って、今後、新規のパイプラインの敷設など、CO₂ パイプライン網（サプライチェーン）の拡大と集積が進み、CO₂ の取引形態も大きく変化すると考えられる。

5.1.3 日本への CO₂ フリーのアンモニア輸入の可能性について

(1) 日本への輸出が与える影響について

米国のガルフ・コースト地域から日本へ、アンモニアを年間 1,000 万トン輸出する場合を考えた場合³²、EOR に投入される CO₂ 量は年間で約 1,300 万トンなり、原油生産量は約 6.3 万 b/d となる。天然ガス消費量は、20 年稼働を仮定すると累積で 2,000 億 Nm³ となり、現在のガルフ・コースト地域の確認埋蔵量の約 5.8 兆 m³ の 3.4% を占める（図 2-2 参照）。

ガルフ・コースト地域のアンモニア生産能力（非エネルギー用）は、2020 年以降、1,000 万トンの大台（図 2-4 参照）に乗ると考えられるが、輸出用の生産能力約 1,000 万トンが追加された場合は、全体で生産能力は 2 倍以上に増加する。これまで、化学肥料用へと供給されていたアンモニアの一部が、エネルギー用に振り返られることも考えられ、市場全体に及ぼす影響については、別途、検討する必要があると考えられる。

(2) 日本の輸入価格³³

CO₂ のサプライチェーンが成立する場合には、日本到着価格は水素換算で Nm³ あたり 23~35 円（為替 110 円/\$）となる。この価格水準は、現在の技術により実現可能であり、アンモニア生産の収益も含む。発電用燃料として要求される水準を十分に満足する。

³² 第 3 章の 3.5 の脚注 22 参照。

³³ 図 2-5 の右図の非エネルギー利用（化学肥料等）のアンモニア価格の見通しのうち、中間ケース（天然ガス価格が 4.5\$/百万 Btu）の場合は、米国ガルフ FOB 価格は、400\$/トン～550\$/トン（2020 年～2030 年）となっている。日本到着価格（C&F）に換算すると、500\$/トン～650\$/トンになり、エネルギー利用で試算した値と比較して、20%から 30%程度割高となる（HP 前掲載書の第 2 章 2.2 の図 2-1 説明参照）。

表 5-1 CO₂ フリーアンモニアの日本到着価格の試算結果（表 4-3 再掲）

		(上段:\$/トン、下段:水素換算-\$/Nm ³)		
天然ガス価格	(\$/百万Btu)	2.5	4.5	6.5
原油価格	80 \$/bbl	403	475	547
		0.23	0.28	0.32
	100 \$/bbl	361	433	505
		0.21	0.25	0.29

5.2 今後の課題

5.2.1 輸出市場の形成について

事業性の観点から CO₂-EOR サイトとアンモニアプラント間で、CO₂ のサプライチェーンの形成が可能となり、原油価格が 80 \$/bbl 以上の水準に達すれば、現状の技術でも、CO₂ フリーのアンモニアを米国（ガルフ・コースト地域）で生産し、日本へ輸出することは、「経済性が十分に成立する」というのが本稿の結論である。

しかし、「点から線に、そして面へ」と、個別案件を超えて、エネルギー用アンモニアの輸出市場の形成という評価を行うには、本稿の検討では十分ではなく残された課題も多い。とりわけ、以下の 3 点は、より詳細な検討が必要で、今後の研究課題としたい。

(1) 原油価格及び CO₂ 購入価格（上限）の水準について

CO₂-EOR 事業の採算性は、主として、原油価格と CO₂ の購入価格の水準に左右されるが、油田自体が持つ地質的特性に大きく依存すること、また回収技術（EOR）の進歩にも大きく依存する。CO₂ の購入価格の上限について、第 4 章で設定したモデルの試算結果を、直ちに、全体へと拡張できるかは、より詳細な検討を要する。

(2) CO₂ パイプラインの拡大・集積化の進展について

CO₂-EOR のサイト、あるいはアンモニア生産プラントから、幹線パイプラインへの接続の可能性（比較的低コストで実現）が、各プロジェクトの実現性に大きな影響を与える。CO₂ のサプライチェーン（パイプライン）の発展は、米国の CO₂ 削減政策に大きく依存するので、中長期的な政策動向を十分に踏まえることが必要と言える。

(3) CO₂ の分離・回収コストの大幅削減の見通し

第 4 章でも明らかになったように、CO₂ の分離・回収コストを大幅に削減する必要がある、技術的な可能性の判断を把握するとともに、研究開発に対する支援も必要となる。CO₂ の分離・回収コストの削減の進展は、原油価格が低水準であっても、CO₂-EOR 事業の採算性は高まり、市場規模が広がることに繋がる。

5.2.2 CCS における CO₂-EOR の役割とその位置づけ

CO₂-EOR は、CO₂ を利用して原油増産を行うことが目的である。従って、生産された原

油（石油製品等として燃焼する際に発生する CO₂）をどう考えるかであるが、厳密には、これ差し引いた量を CCS として貯留量されたもの、すなわち「付帯的貯留」と考えるべきであろう。但し、再生可能エネルギーでも議論されるように、CO₂ 排出量の LCA 評価を行う際のバウンダリーの定義如何によっては、CO₂ 排出があり、それをカウントすれば CO₂ フリーでなくなる場合がある。本稿では、一般的に、再生可能エネルギーが「CO₂ フリー」と考えられているように、生産された原油については、バウンダリーからはずし、EOR 利用のアンモニアについても、便宜上、「CO₂ フリー」と考えることにする。但し、CO₂ を貯留するだけの深部塩水層タイプ³⁴の CCS とは、本質的に異なることには注意が必要であろう。

深部塩水層タイプの CCS は、コストそのものであり、付加価値（利益）を生み出すわけではない。CO₂ に適切な価値（回避コスト）³⁵が付与される制度が設計され、市場原理が十分に機能すれば、状況は大きく変化するであろう。但し、こうした環境を実現するには、相当程度、長期のリードタイムが必要と考えられ、その間、CO₂-EOR タイプの CCS が果たす役割は大きいと考えられる。

参考文献

- 1) 平井晴己、呂正、川上恭章、「日本におけるアンモニアのエネルギー利用について—水素社会における、もう 1 つのエネルギーキャリア—」、2017 年 7 月
- 2) Global CCS Institute, “The Global Status of CCS 2015”
- 3) DOE/NETL, “A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S.”, 2015
- 4) 平井晴己、呂正、高木英行、村田晃伸、「アンモニアの需給及び輸入価格の現状について—アンモニアのエネルギー利用に関する予備的調査—」、2015 年 9 月
- 5) Oil and Gas Journal, “2014 worldwide EOR survey”, Apr. 7, 2014 Vol. 112.4
- 6) DOE/NETL, “Near-Term Projections of CO₂ Utilization for Enhanced Oil Recovery”, 2014
- 7) IEEJ/JOGMEC, 「石油・天然ガス開発のしくみ：技術・鉱区契約・価格とビジネスモデル」、2013 年 4 月
- 8) DOE/NETL, “Global Technology Roadmap for CCS in Sectoral Assessment - CO₂ Enhanced Oil Recovery”, 2011

お問合せ: report@tky.ieej.or.jp

³⁴ 帯水層タイプの CCS も同様。

³⁵ カナダの Quest プロジェクトの場合、現時点で、市場ベースで経済性を成立させるには、CO₂ 価格は少なくともトンあたり 100\$ 以上は必要との報告があった。