

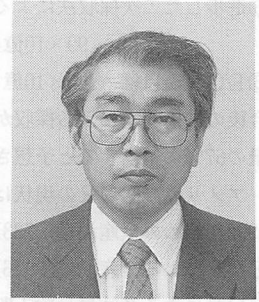
■ 展望・解説 ■

地球環境を考慮した二酸化炭素の 原油採収への有効利用システムの研究

Study on Effective System of Carbon Dioxide Flooding
Related to Global Environmental Issues

田 中 彰 一*

Shoichi Tanaka



られた。

1. はじめに

地球環境問題は多様な局面を抱えているが、その中の地球温暖化問題への対策の一つとして、二酸化炭素の油層への圧入を検討した。大気中の濃度を減らすには、排出を削減すること、他の空間に移すこと、あるいは固体化することが考えられる。ここで検討した方法は大気に放出せずに、地下空間に移す方法である。

この研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構からの委託により(財)エンジニアリング振興協会において「地球環境を考慮した二酸化炭素の有効利用技術に関する調査」として平成2年度と平成3年度の2か年にわたり行われたものの要旨である。なお、本調査は文献の解析のみにより行われた。

この研究を進めるに当たり三つの原則を立てた。

- ①二酸化炭素を廃棄物として棄てるのではないこと。
- ②固定化した二酸化炭素で周辺の環境に影響を及ぼさないこと。
- ③将来、二酸化炭素の有効利用が可能な形にしておくこと。

具体的には、原油の採収を促進・向上させるために油層に二酸化炭素を圧入する方法があり、アメリカを中心に若干の国で実用あるいは試験の段階にある。この方法を二酸化炭素の固定化の観点から見ようというものである。二酸化炭素は原油の増産に寄与する薬剤と見做せる。油層は原油とそれに溶解しているガスを漏れないように保持している構造であるから、この構造を破壊しない限り安定した容器である。油層に圧入された二酸化炭素は必要に応じて随時地表に取り出すことも可能である。

平成2年度の調査・検討により、時間的経過を無視した静的な容量として、全世界の油層を対象とすれば約630億トンの二酸化炭素を固定化する可能性が得

2. 二酸化炭素圧入法の概要

油層の持つ自然の排油エネルギーによって原油が産出する段階を一次採収という。これによる採収率は油層自体の性質、原油の性質、および排油エネルギーの種類により異なる。原油の粘性が大きくなり、油層内で原油を下から押し上げる水の力が強い水押しの場合には、平均して50%程度の採収率である。原油より遊離したガスの膨脹力による溶解ガス押しの場合には20%前後である。重質油の場合には1%前後と言うこともある。残りの原油は地下に残留する。溶解ガス押しの場合には80%前後が残留する。

残留している原油に人工的に地表から流体を圧入して採収率を向上させる方法を二次採収法という。溶解ガス押し油層に対しては水を圧入する水攻法が用いられる。人工的に水押し機構を作り、採収率を50%前後まで上げることを目的とする。重質油に対しては水蒸気圧入などの熱を加える方法が採用される。

二次採収を行っても50%前後の原油は油層に残留している。これを対象にして三次採収を行う。重質油には熱採収法が主として用いられるが、中質から軽質の原油に対しては化学薬品溶液圧入、ガス圧入、微生物の利用などの方法が研究されている。これらの新しい採収率向上法をEOR (enhanced oil recovery) と呼んでいる¹⁾。

研究の最も進んでいるアメリカの例を紹介する²⁾。1987年末のアメリカの原油の原始埋蔵量は513×10億バレル、この内訳は以下の通りである。

- ①累計産出量 : 145×10億バレル (28%)
- ②未採収確認量 : 27×10億バレル (5%)
- ③現存する採収法による全採収量 (①+②) :
172×10億バレル (33%)
- ④残留原始埋蔵量 (⑤+⑥) :
341×10億バレル (67%)

*東京大学工学部資源開発工学科教授

〒113 東京都文京区本郷7-3-1

⑤進歩した二次採取法による採取可能量：

99×10億バレル (19%)

⑥EORの目標：242×10億バレル (48%)

今後の技術開発による採取が期待される量は原始埋蔵量の67%に相当すると予想されている。

アメリカのEORの現状は以下のようである³⁾。

1992年始めの全産油量：733万バレル/日

EORによる全産油量：76万バレル/日

EORによる産油量は約1割に達している。その内重質油を対象にした熱採取法によるものは、46万バレル/日で約60%である。残りは中質から軽質の原油に対するものであるが、その詳細は以下のようである。

①化学薬品溶液圧入法：0.2万バレル/日

内訳

界面活性剤法：0.02万バレル/日

ポリマー法：0.19万バレル/日

②ガス圧入法：29.8万バレル/日

内訳

炭化水素ガス：11.3万バレル/日

二酸化炭素：14.5万バレル/日

窒素ガス：2.3万バレル/日

燃焼ガス等：1.7万バレル/日

このように中質から軽質の原油に対しては炭化水素ガスと二酸化炭素が主力である。現在は天然ガスの価格が安いので、原油の採取に使われているが、価格が上がれば、これらは二酸化炭素に切り替えられる可能性がある。

二酸化炭素圧入法（通常は炭酸ガス攻法と称している）に関してはアメリカ以外ではハンガリーが6,000バレル/日程度のもを行っている。他の国は試験段階である。日本も石油公団と帝国石油㈱の共同研究として、新潟県の頸城油田で水攻法終了後の地域に15トンCO₂/日の圧入量で試験を行っている。平成4年度終了の計画である。

二酸化炭素圧入法は二酸化炭素の油層内での状態により、原油との間に界面が存在するインミシブルな状態と、界面が無くなり残留していた原油のほとんどが流動し始めるミシブルな状態とがある。後者のミシブルな状態を作り出すことを多くのプロジェクトは目標にしている。このために若干の条件が存在する。ミシブルにするには高圧力が必要であり、油層がそれに耐える強さを持つことが必要である。一般的には600m以深に油層があることが望ましい。比重が25API度以上の軽い油が望ましいとされている。ミシブルフロ

トが通り過ぎると後にはアスファルト分が残留する。これは約5%と見積もられており、従って二酸化炭素圧入法により採取率は95%程度まで向上できるとされている。

現場における圧入の仕方には色々なものが考案されているが、標準的には次ぎのようである。油層の内部は原油と水の混じった状態にあり、そこに圧入井から二酸化炭素を圧入し、原油と水を産出井に押しに行く状態を考える。

①二酸化炭素を油層の孔隙容積の5%程度圧入する。

②水を圧入する。

③二酸化炭素の圧入と水の圧入を数回繰り返す。

④最終的に二酸化炭素の圧入量が孔隙容積の15~20%になるようにする。

⑤最後は水で原油が採取できなくなるまで押す。

この方法はWAG (water-alternating-gasinjection process) と呼ばれている。この他に変形WAGとか、連続的に最後まで二酸化炭素を圧入する方法とか色々検討されている。

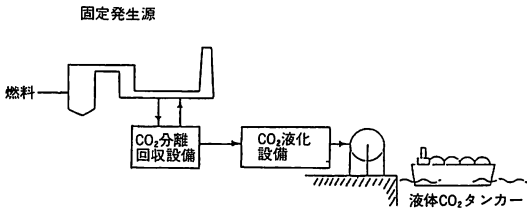
原油の産出の際には水の他に二酸化炭素と炭化水素ガスが伴ってくる。この二酸化炭素は分離・回収され、加圧されて圧入井より油層にリサイクルされる。

アメリカの二酸化炭素圧入法の実施されている油田数はテキサス州 (10) が中心で、コロラド州 (1)、ユタ州 (1)、ミシシッピ州 (2)、ニューメキシコ州 (1) である。これらには東部ロッキー山脈地帯 (コロラド州、ワイオミング州、ニューメキシコ州) とミシシッピ州の地下に形成されている天然の二酸化炭素層からパイプラインで二酸化炭素が供給されている。主要な5本のパイプラインの供給量は2BCF/D (5,663万m³/D) である。最終的には3.5BCF/Dの能力を持つとされている⁴⁾。カナダおよびハンガリーでも地下の二酸化炭素層を利用している。

現在行われている二酸化炭素圧入法では地下から二酸化炭素を採取して利用している。これに産業から排出される二酸化炭素を利用できないかという設問が本調査の主目的である。

本年 (1992) 3月にオランダで開催された第1回二酸化炭素除去に関する国際会議 (ICCDR) の主題は二酸化炭素の回収・利用・貯蔵の可能性の追及でしたが、産業から回収した二酸化炭素のEORへの応用については本調査の他に、多寡の差はありますが、アメリカ・カナダ・オランダ・イギリスからの発表で触れられていました。

A : 日本国内における処理系統



B : 産油国への輸送



C : 産油国における処理系統

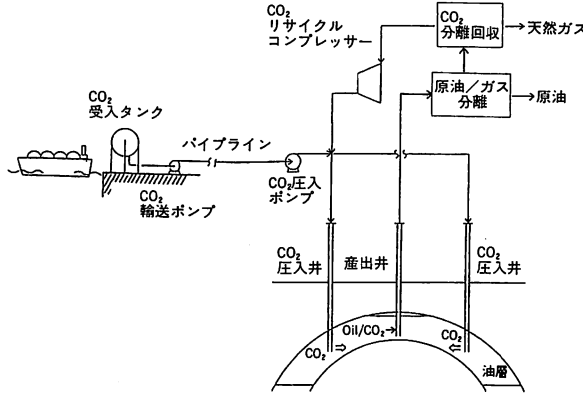


図-1 トータルシステムの概要

3. 対象としたトータルシステム

3.1 トータルシステムの概要

本調査の経済性および技術的課題の検討のためのベースとして用いたトータルシステムの概要を図-1に示す。日本国内、海上輸送および産油国内の三つに分けられる。それぞれの検討ベースのデータを表1に示す。

二酸化炭素圧入法の実績の報告のあるのはアメリカであるので、これらより原油1バレル増産するに必要な二酸化炭素の量と採取率の向上予測などを整理・検討した。これにより平均値として下記の数値を採用することとした。

原油1バレル当りに必要な二酸化炭素の量：

①外部から油田に持ち込む量：6 MSCF/BBL

②油田におけるリサイクル量：2 MSCF/BBL

合計で1バレル当り8 MSCFの二酸化炭素が必要であるとした。メートル法に換算すると159ℓの原油の採取に421kgfの二酸化炭素が必要となる。

原油の採取量は1日当り10万バレル(1.6万ℓ)と仮定した。これより1日当りに必要となる二酸化炭素の量は以下ようになる。

①外部から油田に持ち込む量：600MMSCF/D、二

酸化炭素1 MSCFの重量は52.6kgfであるから、32,000 T/Dになる。

②油田におけるリサイクル量：200MMSCF/D、これは10,500T/Dに当る。

これら原油の量、二酸化炭素の量を元に表1の検討ベースを作成した。

日量32,000トンの二酸化炭素の量の目安として発電所に当て嵌めて見ると、年間利用率70%として、次のようになる。なお二酸化炭素の回収率は90%とする。

600MW LNG発電所：おおよそ7系列

600MW 石炭発電所：おおよそ4系列

産油国に二酸化炭素を輸送するためには液化することが必要になる。タンカーで輸送する場合、圧力が低い程船価が下がるとされているので、二酸化炭素がドライアイスにならないようにすることも考慮して温度と圧力を-50℃と7ataとした。液化した二酸化炭素を貯蔵する球形タンクの容量は検討の結果20,000m³とした。出荷基地にはこのタンクを8基設置するが、これは5日分の量に相当する。

液体二酸化炭素タンカーには20,000m³の球形タンク4基を搭載する。東南アジアに関しては1航海20日として9隻、中東に関しては38日で17隻必要となる。

表1 トータルシステム検討ベース

A 日本国内における処理系統

	固定発生源	CO ₂ 回収設備	CO ₂ 液化設備
事業所数	2	2	2
事業所設備能力 (T/D)	19,008	17,646	17,646
系列数	3	3	3
系列設備能力 (T/D)	6,336	5,882	5,882
CO ₂ 回収率 (%)	—	90	—
CO ₂ 純度 (%)	8.55	99.9	99.9
CO ₂ 圧力 (ata)	1.03	1.03	7.0
CO ₂ 温度 (°C)	100	50	-50

CO₂液化量 : 32,000T/D 液化CO₂貯蔵設備 : タンク容量 20,000m³×8基

B 産油国への輸送

液体CO₂タンカー : 80,000m³/船

東南アジア用 : 9隻, 20日/1航海

中東用 : 17隻, 38日/1航海

C 産油国における処理系統

	CO ₂ 受入設備	CO ₂ 圧入設備	油/ガス 産出設備	リサイクル 設備
CO ₂ 量 (T/D)	32,000	32,000	10,510	10,300
CO ₂ 回収率 (%)	—	—	—	98
CO ₂ 純度 (%)	99.9	99.9	66.7	95.0
CO ₂ 圧力 (ata)	7.0	180	10	180
CO ₂ 温度 (°C)	-50	-50	50	50

液体CO₂貯蔵設備 : タンク容量 20,000m³×8基

CO₂圧入法による増油量 : 100,000BBL/D (15,900kl)

ガス産出量 : 300MMSCF/D (8.6百万m³/D)

産出ガス中のCO₂量 : 200MMSCF/D (5.8百万m³/D)

産出ガス中の天然ガス量 : 100MMSCF/D (2.8百万m³/D)

表2 二酸化炭素のコスト

	東南アジア	中東
日本より輸送する場合	11,900-15,900	15,400-19,400
内訳		
回収費	4,000 - 8,000	4,000 - 8,000
液化費	2,600	2,600
貯蔵費	450	450
船輸送費	4,000	7,500
受入費	500	500
パイプライン輸送・圧入費	350	350
リサイクル費	3,300	3,300

注 単位 : 円/トンCO₂

産油国における受入基地のタンクは出荷基地と同様である。そこより油田まで100kmのパイプラインで送られる。混相にならないように100kgf/cm²に昇圧して送り込む。油田においては180kgf/cm²まで昇圧して、圧入井から油層に圧入される。

産出井から原油に伴って出てきたガスの2/3は二酸化炭素であり、残りは天然ガスと想定した。

3.2 経済性の検討

上記のトータルシステムに基づいて検討したコストを表2に示す。日本より持ち込む場合には二酸化炭素1トン当りのコストは、東南アジアを対象にした場合には1.2~1.6万円、中東に対しては1.5~1.9万円である。1\$=140円として換算すると東南アジアの場合で4.5~6\$/MSCF、中東の場合で5.8~7.3\$/MSCFである。アメリカ国内のEOR用の二酸化炭素の価格は1.25~2.5\$/MSCFであり、日本からのコストは当然のことながらこれに比べて数倍の高価格である。リサイクルの二酸化炭素のコストは3,300円/トンで、換算すると1.24\$/MSCFになり、アメリカ国内の価格と同水準にある。

上記のような高価格では石油開発企業は日本からの二酸化炭素を購入しないことは明かである。表2のコストの内訳を検討すると、コストの半分以上は日本国内での回収・液化・貯蔵の費用である。これを何等かの形で負担されれば、輸送費と産油国内の費用のみではアメリカ国内の価格をやや上回る程度にまで低下し、購入する意欲がでるものと考えられる。

表3 技術的課題

A: 全般的課題	
省エネルギー	
コストの低減	
二酸化炭素圧入法の優位性の確立	
B: 個別課題	
二酸化炭素回収	: 大型化 重油・石炭焚燃焼の場合の対策
二酸化炭素液化	: フロン22代替冷媒の開発 LNG冷熱有効利用推進
二酸化炭素貯蔵・出荷	: 大型CO ₂ タンクの開発
二酸化炭素輸送船	: 大型CO ₂ タンクの開発
二酸化炭素受入	: 大型CO ₂ タンクの開発
二酸化炭素リサイクル	: 回収用の膜の耐久性の向上 最適プロセスの開発
二酸化炭素圧入法	: 個別油田における予備実験 最適化の検討

3.3 技術的課題の検討

本調査のトータルシステムの技術的検討課題を表3に示す。本調査で想定した技術はいずれも現存技術の延長上にあるが、大型化を必要とする。例えばボイラ排ガスから二酸化炭素を回収する稼働中の設備としてはシドニーのリキッドエアーオーストラリア社のものがあるが、60トン/日の規模である。本調査では6,000トン/日の規模を想定している。このような大型化に伴う問題点の検討が必要である。

液体二酸化炭素タンカーとしてLNG船の利用を検討したが、LNG船のタンクは常圧であり、高圧になると材質の点から船価が大幅に上昇することと、二酸化炭素の固化の問題もあり、兼用は困難であら。

LPG船との兼用も検討された。技術的には可能性はあるが、配船計画を考慮すると困難さがある。メタンール船の場合にはLPG船よりさらに経済性は劣るものと試算された。

EORの種々な方法については先に記したが、これらの選択は油層・原油の自然条件の他に圧入する薬品類の供給状態も関連する。二酸化炭素圧入法が適していても、その供給が困難であれば、例えば粉体で輸送できるポリマーを使用する方法を採択することになる。二酸化炭素圧入法の最適化および二酸化炭素固定量を増加させる方法などの検討事項が残されている。

実際に油田に適用するに当たっては、標準仕様のようなものは無く、それぞれの油田の性質に合わせて計画を立てることが必要である。このために経験の蓄積が望まれる。

4. 二酸化炭素の固定化可能量の概算

現在の技術で二酸化炭素圧入法の適用が可能であると予想される原油埋蔵量を以下の基準により算定した。個々の油層ごとに評価することは不可能であるので、全世界の原油埋蔵量の統計を用いることとした。なお、オイルサンドのような超重質油は除外し、通常の原油を対象とする。

(1)既発見埋蔵量を対象とし、未発見埋蔵量は除外する。既発見可採埋蔵量は約1.2兆バレルとされている。これを採収率で割って原始埋蔵量に直すと約4.5兆バレルになる。

(2)重質油は除外する。一般にAPI25度以下の重質油は二酸化炭素圧入法には不適当とされている。最近では重質油への適用も試験的に増加しているが、ここでは25度以上の軽い原油を対象とする。全世界平均で89%の

原油がこの範囲に入る。

(3)油層の深度については、二酸化炭素と原油とがミシブルの状態になるのに必要な圧力に油層が耐えることが必要なことから浅い方の深度に制限がある。また、深くなると圧入施設の耐圧に関係するので、アメリカの実績も加味して900～3,300mの深度範囲にあるものを対象とする。発表されている資料より推定すると全世界平均で90%の埋蔵量がこの範囲にある。

(4)他のEOR方法との競合。油田に関するデータが最も整備されているアメリカに対して上記の3条件を適用すると、既発見原始埋蔵量の54%がこの範囲に入る。一方、アメリカのNPC (1984) の報告では同国の二酸化炭素圧入法の適用可能は30%としている。これよりEORの中の二酸化炭素圧入法の適用率を56% ($30/54=56\%$) と設定した。

(5)以上より全世界の既発見原始埋蔵量の内の約2兆バレルを二酸化炭素圧入法の対象とした。

(6)一次および二次採取の後に三次採取として二酸化炭素圧入法が実施されることが普通である。同法による採取率の向上を10%と仮定すると、増油量は2,000億バレルとなる。

(7)上述のように外部から持ち込む二酸化炭素の必要量は6 MSCF/BBLであり、1 MSCFは52.6kgfであるので、これらの数値より二酸化炭素の固定量の算定値として約630億トンが得られる。

(8)二酸化炭素圧入法は一次および二次採取の後に適用されるから、個々の油田により実施の時期は異なる。既に圧入を始めている油田もあれば、中東の巨大油田のように数十年後に適用可能になるものもある。上記の数値はこれらの実施時期を無視した静的な容量を意味している。

5. まとめ

大気中の二酸化炭素の削減は多様な手段の組み合わせを必要とする問題である。地下の油層に固定化することもその一つであるが、他の方法に無い特徴を持っている。それは今後もエネルギーの中心となる石油の生産に寄与することと、随時取り出し可能な形で固定できることである。ここで算定された約630億トンの数字は種々な仮定の元に得られた値であり、どちらかと言えば控え目なものと思われるが、あくまでも紙上のものである。また実行に移されたとしても時間的に長期間を要して達成されるものである。このことを念頭にとどめて置くことが大切である。

本トータルシステムにおいて排出される二酸化炭素は日本国内の回収・処理、海上輸送、および産油国内の処理とリサイクルを含めて、東南アジアの場合で120kgf/TCO₂、中東の場合で160kgf/TCO₂程度と試算されている。

この研究が地球環境問題対策の一環として寄与することができれば幸いである。

謝辞：この発表を許可された新エネルギー・産業技術総合開発機構と(株)エンジニアリング振興協会に謝意を表します。また、2年間にわたり努力された調査委員会の方々のお名前を記して感謝致します。(敬称略) 白田利勝(化学技術研究所)、和田恭彦(石油公団)、西川信行(東京電力(株))、清原正高(関西電力(株))、吉田 弘(中部電力(株))、牧田武紀(東北電力(株))、平井武夫、野口嘉一(電源開発(株))、鈴木啓之、寒河井正、三樹正美、佐藤 徹(石油資源開発(株))、相岡雅俊、佐野正治(帝国石油(株))、藤田和男、宮下久頭、佐溝信幸(アラビア石油(株))、生田義明、飯島正樹、伊藤和逸、塚本 修(三菱重工業(株))、和光俊幸、本田秀幸(日本酸素(株))、手塚和幸、海堀敏司、中村裕仁(コスモエンジニアリング(株))、桜間雄蔵、藤村久夫(鹿島建設(株))

注：石油開発企業で慣用されている単位を使用したのでその説明と換算を記す。

M：1,000を表す。

MM：1,000,000を表す。

B：1,000,000,000を表す。

CF：立方フィート

1 CF=0.0283m³

SCF：基準状態で計測したガス量を立方フィートで表したもの。

1 MMSCF=28,830m³

BBL：バレル

100,000BBL=15,900kl

参考文献

- 1) 石油技術協会編；石油鉱業便覧，12. 2 二・三次採取(1983)。
- 2) J.P. Brashear et al. ; J. of Petroleum Technology, Dec., 1991, 1496-1501.
- 3) G. Moritis ; Oil and Gas J., Apr. 20, 1992, 51-79.
- 4) F. D. Martin & J. J. Taber ; J. of Petroleum Technology, April, 1992, 396-400.