

CO₂隔離技術と水素エネルギー

平井秀一郎

東京工業大学

152-8552 東京都目黒区大岡山2-12-1

CO₂ Sequestration Technology and Hydrogen Energy

Shuichiro HIRAI

Tokyo Institute of Technology

2-12-1 Ookayama, Meguroku, Tokyo 152-8552

CO₂ capture and storage technology, now called CCS, is to sequester CO₂ in ocean and underground, which is one of the promising options for CO₂ mitigation. The present paper describes not only the outline of these sequestration technologies but also combination with hydrogen fuel-cell system, which shows an efficient CO₂ sequestration as compared with that of conventional case.

Key words: hydrogen energy CO₂ sequestration, CCS, ocean, underground

1. はじめに

第二次大戦後、化石燃料の大量消費により大気中の二酸化炭素濃度は急速に増加しており、これにより地球が温暖化し、気候変動が生じるとの予測から、将来の人類に直接かかわる深刻な問題として地球温暖化問題は国際的にも高い関心を集めている。1997年12月に開催された「気候変動枠組み条約第三回締約国会議（COP3、温暖化防止京都会議）」において、日本の場合、二酸化炭素を含む温室効果ガスの削減目標を、1990年を基準に6%削減するとして京都議定書が採択され、2005年に発効に至っている。CO₂の排出は経済の発展に伴って増加してきたものであり、現在でも短中期的には文明が必要とするエネルギーの獲得には化石燃料の大量消費に頼らざるを得ない以上、これにより膨大な量の二酸化炭素が排出されることから、気候変動防止の必要性を認めつつも、その削減にはさまざまな制約があると考えられている。

現在の社会生活レベルを維持しつつ、排出されるCO₂の量を抑制するためには、化石燃料からのエネルギー抽出効率を上げることにより、単位量のエネルギーを獲得するのに排出されるCO₂量を削減するエネルギーの有効利用がある。燃料電池を中心とした水素エネルギーは、最終的な仕事を得るのに要する効率が従来のエネルギー

システムより良いことから、この代表的な例となる。一方、火力発電所などの大規模排出源から回収し、貯留する方法がある。この方法は、CO₂回収貯留技術(CCS, CO₂ capture and storage technology)と呼ばれている。CO₂はその排出量が莫大であるために量的に意味のある貯留先は自ずと限定されることとなり、地中および海洋だけがその対象となる。

CO₂隔離は、当初は火力発電所などの大規模排出源からのCO₂を対象としていたが、最近では、燃料電池を中心とした水素エネルギーとCO₂隔離の統合が考えられている。すなわち、水素エネルギーシステムの効率が高いことによりCO₂を削減するだけでなく、水素はコスト・効率の面から化石燃料から生成するのが最も効率的であることをふまえ、水素生成の際に発生するCO₂を隔離すると、CO₂削減効果は火力発電所からのCO₂隔離と比較して、相乗的に大きくなる。このような、将来考えられている水素エネルギーシステムとCO₂隔離をコンバインさせることが地球温暖化対策として大幅に有効にするものと考えられる。以降ではCO₂隔離技術の水素エネルギーとの関係も含めて紹介することにする。

2. 水素エネルギーとCO₂隔離

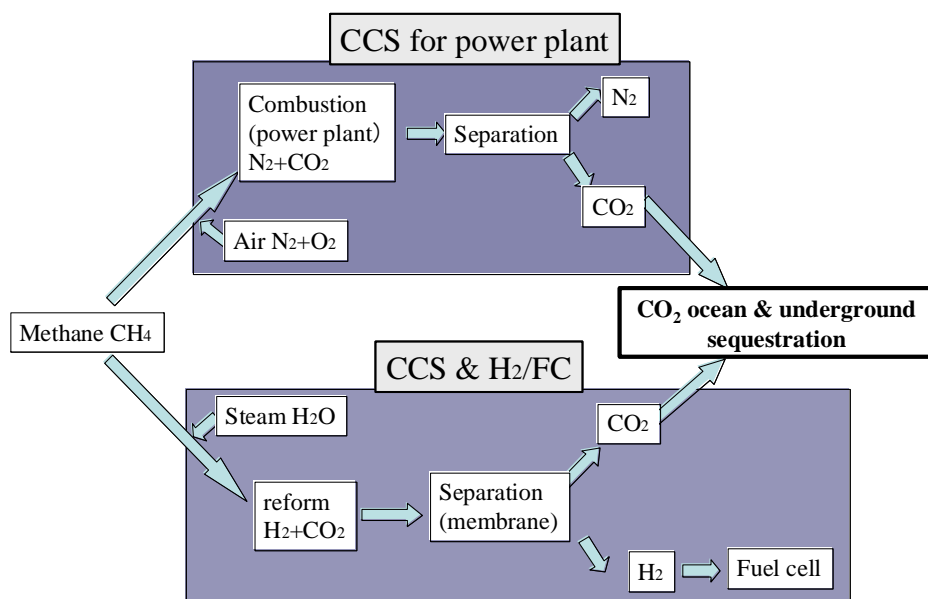


図1. 火力発電所からのCCSと水素・燃料電池システムとCCSの融合

図1上部に示されているのが通常考えられているCO₂隔離で下部に示されているのが燃料電池を中心とした水素エネルギーシステムにおけるCO₂隔離である。水素製造は天然ガスからの改質がコスト的にも効率の上からも最も有利であることをふまえ、2つのエネルギーシステムの出発点を同じにするために、図の上部の通常のCO₂回収隔離は天然ガスCH₄を用いた火力発電の場合を対象としている。天然ガスなどの化石燃料は一般的に空気中で燃焼するために、燃焼排ガスは主にN₂、CO₂、H₂Oの混合気体となる。水蒸気H₂Oは、凝縮により容易に分離することができるため、N₂とCO₂の混合ガスから、CO₂を分離することが必要となる。なお、気体の分離には仕事（エネルギー）の注入が必要であり、分離効率を高める手法の開発や分離仕事を最小にするシステムの最適化が重要な課題となっている。現在のところ、アミン吸収液を用いた分離が有力な方法となっている。一方、図1の下部に示されるように水素・燃料電池システムとCO₂隔離を統合させた場合、分離に要するエネルギーの注入はより小さいものとなる。これは、水素H₂を生成するのにメタンCH₄からの水蒸気改質は、メタンからCO₂とH₂が生成されるが、分子量が大きく違うため、まだ開発途上であるものの、水素分離膜を用いれば、極めて効率よく分離してH₂を精成した上でCO₂を回収隔離することが可能なためである。このように、水素エネルギーをCO₂隔離と統合させることにより、通常の化石燃料からの燃焼排ガスより高効率でCO₂隔離を行なうことが可能で、燃

料電池を中心とした水素エネルギーシステムがそもそも効率が高いこととあわせて、極めて有効な温暖化対策となりうる可能性を有している。以下では分離回収されたCO₂の隔離先として、地中（3節）と海洋（4節）について述べる。

3. 地中隔離

3.1 分類

主要な地下貯留（geological storage）方法を図2に示す。貯留層としては1) 帯水層(aquifer)、2) 枯渇油層・ガス層(depleted oil and gas field)、3) 石炭層(coal seam)が主要な候補となっている。それぞれの貯留層に対する貯留容量は全世界では膨大な量を有するものの、国内の地下貯留容量としてどれだけCO₂が安定に地下に貯留できるか、4つのカテゴリーに分けられている[1]。カテゴリー1は、「大規模な既発見の油・ガス田にある油・ガス層及び帯水槽」で、貯留可能量は約20億トン、カテゴリー2は、「過去に国による基礎試験が行われ、背斜構造が確認されている帯水」で約15億トンである。これらは、「確認されているトラップ構造内への貯留可能量」、すなわち、カテゴリー1と2は貯留されたCO₂が安定に存在するといわれている構造を有している地下の構造で計35億トンである。カテゴリー3は、「陸域で確認されている堆積盆地内の背斜構造を伴わない帯水層」で約160億トン、カテゴリー4は「海域の堆積盆地内の背斜構造を伴わない帯水層」で約720億トンである。これらのカテゴリー3と4は、帯水層上部にCO₂の漏洩を防ぐ構造を有していないもので計880億トンである。日本から排出されるCO₂が12億トン程度であることを考えると、カテゴリー1と2だけでは不十分である。カテゴリー3と4までいければ、量的には充分であるが、カテゴリー3と4まで使用できるかどうかは今後の研究、実証や議論が必要である。以下ではこれらの3種類の貯留層に対して、世界でのCO₂地下貯留の原理と開発状況を説明するとともに、主要プロジェクトを紹介する。

3.2 帯水層

地下には帯水層と呼ばれる内部に水を蓄えている地層構造が存在する。体積割合で最大20%程度の空隙を有

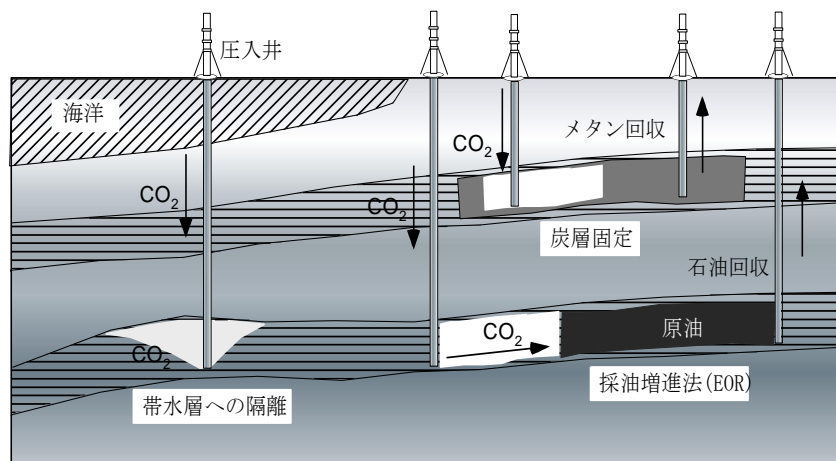


図2. 地下貯留の概念図.

し、この中が地下水で満たされている[2]。地下では地表からの深度が増すにつれて、温度・圧力共に高くなる。一般的に、地表から地下約700mまで、CO₂は気体であるが、それ以上の深度の温度・圧力条件において、超臨界状態となる。超臨界CO₂の密度は水の約7割であり、気体状態に比べ比体積が小さくなるため、貯留効率が良くなる[3]。一方、深度が更に増加するとCO₂圧入井を掘削するためのコストが増加するために、深度700-3000mの範囲が最も経済的であると云われている。

超臨界状態のCO₂は周囲の水よりも軽いために地下に注入されると浮力を受け、上方へゆっくりと移動する。よって、CO₂が再び大気へと放出されることなく安定に貯留されるには、CO₂を貯留する帯水層の上部に漏洩を防ぐキャップロック（帽岩）と呼ばれる不透層の存在が重要となる。前述の 카테고리1と2の定義の中にある「トラップ構造」とはこのことを意味している。帯水層内でCO₂が保持されるメカニズムを詳細に見ていくと次のようになる。圧入井から帯水層へと注入されたCO₂は浮力により上方へ移動する。このとき、CO₂が通過した岩石中には、CO₂の毛管力により比較的広い空隙内にCO₂がトラップされる。これを残留ガストラップと呼ぶ。次に、キャップロック下に到達したCO₂はキャップロックにより物理的に保持される。一部のCO₂は5-30年程度の注入期間中に塩水へと溶解しトラップされる[4]。塩分濃度や圧力、温度条件に依存し、注入したCO₂の2-7%[5]あるいは10-20%[6]が塩水への溶解により安定的にトラップされると予想されている。このように帯水層に圧入されたCO₂は上方への移流溶解や化学反応などを経るために、圧入の操業を終了した後も継続的なモニタリングが必要となる。

世界初の商用規模の帯水層へのCO₂地下貯留が北海の

スライプナー(Sleipner)ガス田(スタットオイル社)で1996年よりスタートしている[7]。年間100万トンのCO₂を海底下1000mのウツシラ構造体と呼ばれる砂岩層に注入しており、これまでに500万トン以上のCO₂が埋め戻されている。これに並行して1998年からSACSプロジェクトがスタートし、スライプナーにおけるCO₂の挙動を3次元地震波探査することに成功している。その結果、CO₂が浮力により上昇し、キャップロックの下部に蓄積されながら、更に水平方向に広がっていく様子が示された。スライプナーのCO₂は帯水層より更に深部のガス層から生産される天然ガスから分離されている。

スタットオイル社では、次のプロジェクトとしてバレンツ海のスノビットガス田でも同様に年間70万トンのCO₂を生産ガスから分離し帯水層へと貯留する計画を進めている[8]。スライプナープロジェクトと異なる点として、CO₂の貯留層がガス層よりも深いことと、CO₂の分離がスライプナーの場合、海上のプラットフォームで行われるのに対し、スノビットではいったん陸上に輸送した後、陸上で分離する点が挙げられる。特に、水素を生成し、水素タービンを用いて発電することも特に注目されている。

国内では、CO₂地下貯留における圧入実証試験として、新潟県長岡市のテストサイトにおいて、2003-2005年にかけて約10,400トンのCO₂が地下約1100mの帯水層内に圧入されている。

3.3 枯渇油層・ガス層

CO₂地下貯留のそもそもの発想は石油増進回収(EOR, enhanced oil recovery)[9]から出発していると考えられる。油層の圧力を自然のまま利用し、自噴あるいは汲み上げにより油を生産することを1次回収と呼び、油層内に存在する全ての油のうち25%程度を回収することができる。

次に2次回収として水やガス、蒸気を注入し油層圧力を上昇させる方法が採られる。水を利用する水攻法が一般的である。3次回収では、油層に存在しない物質の注入を行い、油を回収する。これには様々な手法があるが、その中の一つがCO₂攻法である。CO₂-EORは既に確立された技術であり、米国では74のEORプロジェクトで年間約3300万トンのCO₂が注入されている[10]。油層の油は数百万年に渡って安定的に貯留されてきているために、トラップ構造を有していることが既に証明されている。また、油の採掘過程で十分な地質学的調査がなされているといった長所がある。また、枯渇油層にも依然として十分な油が残されているために、将来の価格高騰やEOR技術の発展により、再び生産を開始する可能性が残されている。

地下貯留を意識したCO₂-EORプロジェクトとして、2000年からIEA ワイバーン(Weyburn) CO₂モニタリング・貯留プロジェクトがスタートしている[11][12]。カナダ・サスカチュワン州のワイバーン油田は1954年から生産を開始し、1964年に1次枯渇したため水攻法を開始している。1996年までに石油3億2800万バレルを生産しているが、CO₂を一日あたり5000トン注入することにより、更に1億3000万バレルの石油を生産し、油田の寿命を25年延ばすと予測されている。プロジェクト期間中に2000万トンのCO₂が注入され、EORに用いるCO₂は320km離れた米国の燃料製造工場からパイプラインで輸送される。4年間のプロジェクトでは、油層内のCO₂の挙動がモニタリングされ、CO₂貯留の技術のおよび経済的な可能性が多角的に検討される計画である。

3.4 石炭層

石炭の中には大量のメタンが吸着されている。これはコールベッドメタン(CBM, coal bed methane)と呼ばれ、炭坑爆発の原因となるため、ガス抜き井戸から除去され、その一部が利用されるに留まっていた。しかし、米国を中心として80年代より、非在来型天然ガスとしての開発が進められ[9][13]、米国では天然ガス生産量5200億m³の約5%を占めるに至っている。CBMの資源量は米国、中国、オーストラリア、カナダの4カ国で24兆m³との報告がある。CBMの開発自身が比較的新しい技術であり、様々な方法が考えられているが、その一つに採掘が困難な石炭層からCBMを回収しながらCO₂の固定する方法が考えられている[14]。石炭はメタンよりもCO₂を吸着しやすい性質を有する。よって、石炭層にCO₂を注入する

と、吸着されているメタンが脱着し、メタン1分子あたりCO₂2分子が吸着されると言われている。石炭層に吸着されたCO₂は石炭が採掘されない限り、炭層内に原理的には留まり続けると考えられている。

米国では、エネルギー省(DOE)の資金の下で、Coal-Seqプロジェクトが2000年より3年計画でスタートしている[15]。サン・ファン盆のアリソン鉱区では、メタンの回収を目的として既に10万トン以上のCO₂が注入されている。圧入するCO₂はEOR用に敷設されているCO₂パイプラインから供給されている。また、ティファニー鉱区では燃焼排ガスを直接注入することによりCO₂を隔離するための知見を得ることを目的とし、N₂の圧入によるCBM回収が行われている。同様な、パイロットテストはカナダのアルバータで進んでいる。これらの北米でのプロジェクトに続き、ヨーロッパでも2001年より、EUの資金の下でRECOPOLプロジェクトがスタートした[16]。ポーランドのシレシアン盆にてCO₂隔離とCBM回収の実証試験が行われると共に、将来、CO₂市場でのクレジット獲得を意識して、地震波を用いて炭層内でのCO₂の挙動をモニタリングする予定になっている。国内においても石狩炭田大夕張地区において炭層固定のフィールド試験が進められている。

4. 海洋隔離

4.1 海洋隔離の概念と経緯

海洋は、大気中のCO₂を自然に吸収しており、その量は地球上で最大である。ただし、その吸収は、特に緯度の高い海洋表面でゆっくり行われ、海洋深部へのCO₂の移動は数百年～数千年のタイムスケールで行われている。このCO₂の海洋表面での吸収から深部への移動を、産業活動によって排出されるCO₂を人工的に海洋の中深層に注入することにより早めることが可能で、これにより海洋はCO₂の広大な貯蔵庫となる可能性を有している。この海洋中にCO₂を隔離する方策は、膨大なCO₂の排出量に対応できることを考えると、その処理量などの面でCO₂地下貯留技術と並んで有望な技術となると考えられる。また、火力発電所と製鉄所の大量固定排出源の回収可能なCO₂は、日本の全排出量の4割近くを占めるとともに、その大部分が沿岸地域に立地している。広大な海洋に国土が囲まれている日本において、この海洋貯蔵能力を有効に活用するCO₂海洋隔離は、有望な研究技術開発のターゲットの一つと考えられている。

海洋隔離を最初に提案したのは、1977年のオーストリアのマルケッテイである[17]。地中海は、流入する大きな河川が少なく、また、乾燥地帯に面していることもあって雨が少ないため、大西洋に比べて塩分濃度が高い。大西洋と唯一通じているジブラルタル海峡では、この塩分濃度の差により、表層の水が地中海に流れ込み、中深度では逆に塩分の高い比重の大きな海水が、大西洋の1500m程度の深さに、毎秒100-200万トン流出している。マルケッテイは、この地中海に流出する流れにのせてCO₂を注入すれば、年間100億トンのCO₂を大西洋の海中に貯留できると考えた。その後、このCO₂海洋貯留は、種々の方法が提案され、検討されてきたが、現在では図3の海洋深度1500m～2500m程度の海洋中層に放出されたCO₂液泡群を浮力により海水中を上昇する過程において、CO₂を海水中に直接溶解させて大気から隔離する「希釈溶解型CO₂海洋隔離」についてわが国の国家プロジェクトが進行している。この技術を実効的なものとして確立するためには、海洋に投入された二酸化炭素が、海洋環境へ及ぼす影響をほとんど無視できるほど小さくする必要があり、以降では、希釈溶解型CO₂海洋隔離について概説する。

4.2 CO₂希釈溶解法

CO₂の海洋中層の希釈溶解法は、図3に示されるように1500m～2500m程度の深度の海洋中層に液体のCO₂液泡群を放出し、周囲海水より軽いCO₂液泡が、浮力により海水中を上昇させながら溶解させ、CO₂が気化する深度500mまでにCO₂液泡が消失し、完全に溶解を終了させるように放出するCO₂液泡の大きさを制御することにより、CO₂を海洋中層の海水に溶解させて貯留しようとするものである[18]。放出点が船の速度で移動する効果によりCO₂が希釈され、海洋環境に及ぼす影響が小さくなる効果が期待できる。また大気に戻るタイムスケールについては、CO₂を投入する海域選定についての調査が必要となる。このようなことから、CO₂海洋中層希釈溶解を実効性のあるものにするためには、技術的条件と海域選定基準を明確にし、海洋環境に及ぼす影響を評価することが必要となる。新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)では、平成9年度から5年計画で「二酸化炭素の海洋隔離に伴う環境影響予測技術の開発」プロジェクトを推進した。このプロジェクトは、平成14年度から地球環境産業技術研究機構(RITE)によりフェーズ2に移行し、CO₂隔離を総合的に実効性のあるものを推進することを

目的として、中層溶解でのCO₂希釈技術開発と、海水にCO₂が溶解したときに海洋生物に及ぼす影響と海洋調査の3つについて行われている。

CO₂を海洋に溶解させて隔離する場合に、海水の酸性化するおちpH低下とCO₂分圧 p_{CO_2} の増加による海洋生物の影響を無視できるほど小さくする必要がある。希釈するにはCO₂液泡群が溶解する海水の体積をいかに大きくするかがポイントとなる。前述したように移動する船舶よりけん垂したパイプよりCO₂液泡を放出することにより大幅にその影響を低減することが可能となる。このパイプの放出口が、移動することにより希釈される効果に加えて、CO₂液泡が溶解に要する鉛直距離を大きくすることが可能のように、CO₂液泡の放出径を制御することにより、いっそう希釈される。さらにCO₂液泡を放出するのを、船の幅方向に多数のノズルを配置することにより、さらに希釈させることが可能となる。CO₂液泡が海に溶解するとき、海に対してどのような影響がでるか計算を行った。船を6ノット(3m/s)で走らせ、10mの幅のノズルアレイで100kg/sのCO₂を放出する場合について考える。100kg/sのCO₂流量は、約50万kw級の発電所から放出される量に相当する。この定量的な評価を数値計算により示す[19]。

溶解したCO₂は海洋のもつ拡散作用により、拡散するが、その拡散の影響を考慮している。図3のplaneAで液泡が上昇し、溶解したCO₂が拡散する様子を図4に示す。CO₂液泡が上昇し、それに伴いCO₂が溶解した海水でのCO₂濃度が図中のグレーの領域で示されている。60min、120min、180minと時間が経過するに伴いCO₂が溶解したグレーの領域が上昇するが、この領域は液泡群がある領域と対応している。注目すべきは、グレーの下部の領域ではCO₂が溶解した海水が水平方向に拡散して、希釈されていることがわかる。CO₂が溶解することにより増加するCO₂分圧 Δp_{CO_2} が時間に対してどのように変化するか

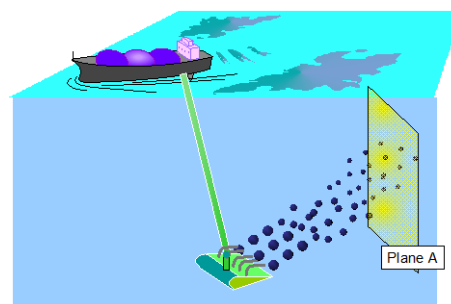


図3. 海洋中深層溶解希釈型CO₂隔離

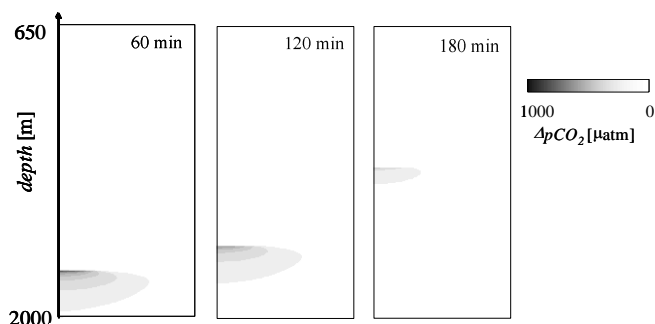


図4. CO₂液滴群の上昇・溶解・拡散挙動

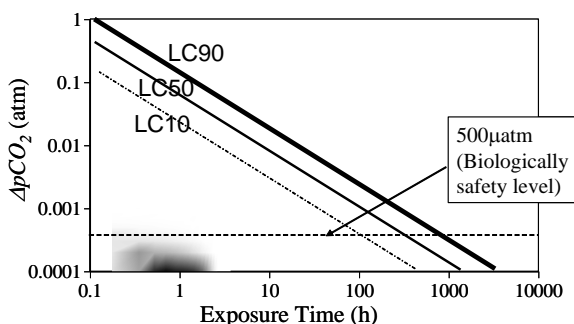


図5. 海洋中に溶解したCO₂分圧と生物影響の比較

を生物影響と比較したものを、図5に示す。生物はどれだけ長い間CO₂が溶解した海水にいたかというExposure time (横軸) と、CO₂濃度 (縦軸) で示されている。左下であればあるほど安全で、右上が危険な方向となる。また、本プロジェクトではCO₂が溶解した海水に生物がいたときの影響について詳細に調べられており、十分な安全率をとった上で、CO₂分圧の増加が500 μatm以下では安全であるとの指針を得ている。本希釈法を用いた場合、CO₂を含んだ海水は図中のグレーの領域であらわされるとところに位置し、このように、CO₂濃度は生物学的に安全なレベルより十分に薄く希釈できることがわかる。

5. おわりに

CO₂問題は、今まで他の公害問題と本質的に異なるのは、排出される量が膨大であることと、文明に必要なエネルギーの獲得にCO₂排出が伴うこと、また、技術だけでなく、社会的な解決も求める必要があることである。このような観点から、CO₂貯留技術は、量に対応できるポテンシャルを有している解決策である。2003年2月に米国ブッシュ大統領はFutureGenプロジェクトと称し、

温室効果ガスを含めたゼロエミッション石炭火力発電所を10年間で10億ドルかけて建設するとアナウンスした。CO₂も全て回収され、地下貯留される計画になっている。発電所の経済性を疑問視する意見も聞かれるが、貯留技術を含めた周辺技術開発は今後一気に加速すると考えられる。また、本稿で紹介したプロジェクト以外にも、世界各国にて様々な実証プロジェクトが進行しつつある。地球温暖化問題の緊急性と相俟って、早急かつ確実な技術開発が期待されており、今後、実施にむけて産官学の協力を保ちながら推進する必要があると考えられている。

参考文献

- 1) 超長期エネルギー技術ロードマップ報告書、エネルギー総合工学研究所、<http://www.iae.or.jp/research/cho06.htm>
- 2) OECD/IEA, Prospects for CO₂ Capture and Storage, OECD/IEA, 2004.
- 3) J. Ennis-King, and L. Paterson, Proc. 5th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies CD-ROM, 2002.
- 4) J. Gale, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 207, 2002.
- 5) K. Pruess, T. Xu, J. Apps, and J. Garcia, SPE J., 49, 2003.
- 6) J. Ennis-King and L. Paterson, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 507, 2002.
- 7) T. A. Torp, and J. Gale, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 311, 2002.
- 8) T. Maldal and I. M. Tappel, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 601, 2002.
- 9) 例えば、山崎豊彦編、オイルフィールド・エンジニアリング入門、海文堂出版、1997.
- 10) IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Putting Carbon Back into the Ground, IEA, 2001.
- 11) R. Moberg, D. B. Stewart, and D. Stachniak, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 219, 2002.
- 12) R. Moberg, RITE Now, 41, 15, 2001.
- 13) 島田荘平, 資源と素材, 111, 3, 135, 1995.
- 14) 島田荘平, 資源と素材, 117, 12, 923, 2001.
- 15) S. Reeves, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 557, 2002.
- 16) F. van Bergen, H. J. M. Pagnier, L. G. H. van der Meer, F. J. G. van den Belt, P. L. A. Winthaegeen, and R. S. Westerhoff, Proc. 6th Intern. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 1, 569, 2002.
- 17) C. Marchetti, Climate Change, 1, 59, 1977.
- 18) N. Nakashiki et al., Direct Ocean Disposal of Carbon Dioxide, Terrapub, 183, 1995.
- 19) S. Tsushima, S. Hirai and M. Ozaki, GHGT8 (CD-ROM)