

## CO<sub>2</sub> 貯留領域からの漏えいに対する貯留圧力の効果についての考察

公益財団法人未来工学研究所 佐々木 久郎

今後の海底下への二酸化炭素回収・貯留に係る海洋環境の保全の在り方について(案)の p.15 35 行目「一般的に圧入終了後、地下で圧力が減少し、安定化していく方向にある。」に関わる「CO<sub>2</sub> 海底下貯留において、CO<sub>2</sub> 漏えいと貯留圧力との関係」についての考察を記述する。

### 1. 圧入井周辺の圧力上昇の領域

いま、簡潔なモデルとして、垂直圧入井から一定の CO<sub>2</sub> 圧入レートで、外縁が開いた概ね均一な多孔質層(例えば海底下帯水層のような貯留層)にその上盤側の遮蔽層の健全性を考慮して圧力上昇を数 MPa 程度に抑えて圧入するものと仮定する。CO<sub>2</sub> の地中貯留対象となる帯水層や油層のような貯留層は、数ミクロンオーダーの孔隙がネットワーク状に多数連結された構造を有する。この時、CO<sub>2</sub> 圧入レートは貯留層の浸透率に依存する(苫小牧 CCS における萌別層の場合:浸透率約 1000md=10<sup>-12</sup>m<sup>2</sup>で圧入レート 20 万トン/年。参考文献2)においては、遮蔽層の浸透率によっては圧入井周辺領域の圧力上昇量と領域面積が影響される数値シミュレーション結果が示されているが、本考察では遮蔽層の浸透率は貯留層に比較して十分に低く、貯留圧力の上昇に影響しないと仮定する。

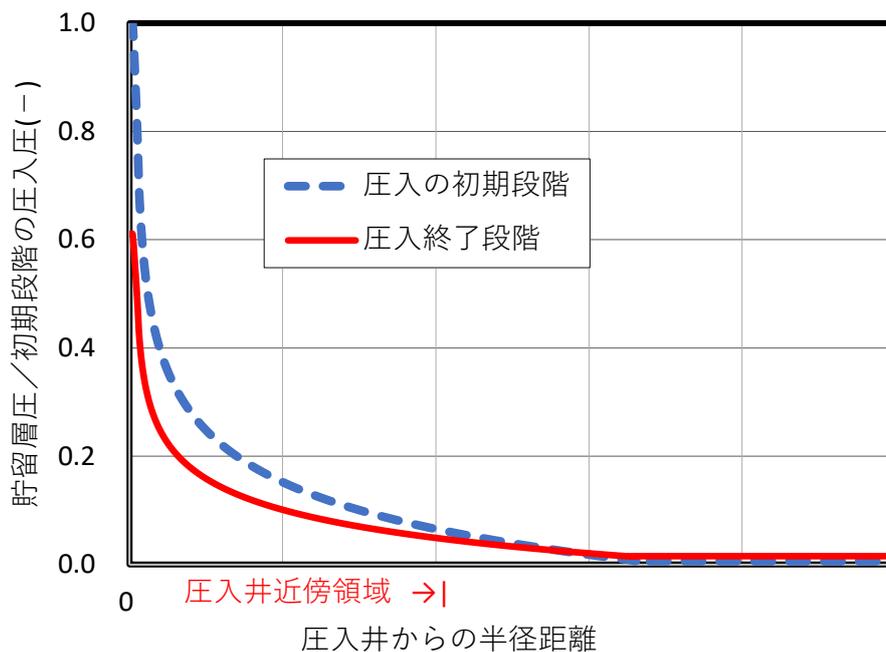
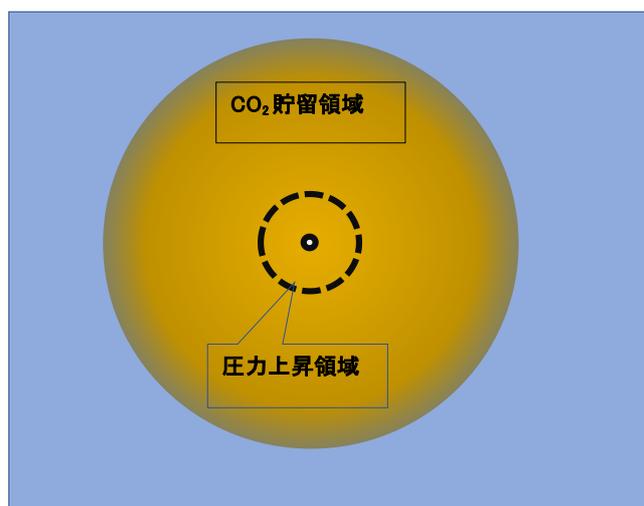


図 1 垂直坑井による CO<sub>2</sub> 圧入圧に対する貯留層内の圧力上昇比を示す模式図(文献 3,4)を参考に予測(初期段階での CO<sub>2</sub> 圧入圧が苫小牧 CCS とほぼ同一の 1MPa と仮定した場合は縦軸の数値は貯留層圧と考えることができる; 圧入終了段階では圧入された超臨界 CO<sub>2</sub> によって貯留層内流体の粘性が平均的に減少することで圧力上昇が抑制されることを考慮)

対象となる貯留層に掘削した垂直坑井から CO<sub>2</sub> を圧入した場合の CO<sub>2</sub> 圧入井の周辺の圧力上昇の様子を模式的に図1に示す。いま、CO<sub>2</sub> 圧入レートを一定と想定すると、圧入井周辺領域における注視すべき圧力上昇領域は圧入井から 50～数百 m 以内の半径領域であり、その外側領域の貯留層は顕著な圧力上昇とはならない。



a) CO<sub>2</sub> 圧入初期段階(中央が圧入井、貯留領域と圧力上昇領域はおよそ 0.01～0.1 km<sup>2</sup>)



b) CO<sub>2</sub> 圧入終了段階(中央が圧入井、貯留領域は数 km<sup>2</sup>～10 km<sup>2</sup>、圧力上昇領域はおよそ 0.01～0.1 km<sup>2</sup>)

図2 圧力上昇領域と CO<sub>2</sub> 貯留領域の関係を示す模式図

貯留層外縁部においても浸透率の高い開放的な貯留層では、図2に示すように、CO<sub>2</sub>を貯留層内に封止する上で注視すべき圧力上昇領域の広さと CO<sub>2</sub> 貯留領域の広さ(あるいは圧入期間)との相関関係が弱いことを意味する。したがって、車両タイヤのような空間に CO<sub>2</sub> を圧入したときに、パスカルの原理によって、圧力上昇が空間全体に作用する場合は異なる。すなわち、地中貯留事業の CO<sub>2</sub> 圧入初期段階および進捗・終了段階においても、圧力上昇領域は概ね圧入井に近い領域が主となる。

したがって、圧入井近傍の遮蔽層や圧入井のケーシング管外のセメンチング部に封止上の不具合が存在すると仮定した場合、累計 CO<sub>2</sub> 貯留量が少ない圧入初期段階での圧力上昇によって CO<sub>2</sub> 漏えいが誘起される可能性が高い。ただし、漏えい量が限られることで環境への影響に関わるリスク強度は比較的低いと推測される。

一方、圧入進捗段階(圧入開始から 10~20 年程度まで)に圧入井近傍における漏えいなどが封止されている場合、圧入井とその周辺領域の遮蔽性が継続できている状態と判定できるものの、圧入井における圧力減少がその周辺領域よりも外側の CO<sub>2</sub> 貯留領域の遮蔽性を担保するための必要十分条件とは言えない。とくに累計 CO<sub>2</sub> 貯留量が数千万トンに及ぶ規模であれば、リスク強度も極めて大きくなることから、より慎重な対応が必要となる。

表 1 CO<sub>2</sub>漏えいに伴う海洋環境に与える影響のリスク強度の推定

比較項目	圧入時の圧力上昇と遮蔽層あるいは坑井の封止上の不具合による漏えいなど	圧入終了後の封止上の遮蔽層あるいは亀裂や断層の不具合による漏えいなど
漏えいが発見される時期の予想	圧入開始後の圧入初期段階 (とくに貯留層の浸透率が低い場合)	圧入終了後以降
漏えいが生じ易い封止が不十分な不具合	圧入井の近傍領域 (とくに貯留層の浸透率が低い場合)	圧入井から離れた CO <sub>2</sub> プリュームの先端近傍が亀裂や断層などに到達 (比較的広範な領域に及ぶ)
貯留領域内の CO <sub>2</sub> 貯留量 (漏れ量のポテンシャル) (トン CO <sub>2</sub> )	累計 CO <sub>2</sub> 貯留量は数万トン程度と少ない	累計貯留量は数千トンに及ぶ可能性がある(年 100 万トンの圧入量を想定)
貯留領域の広さ(ある程度以上の CO <sub>2</sub> 飽和を有する領域) (km <sup>2</sup> )	圧入井から近傍の圧力が比較的高い領域 (0.01~0.1 km <sup>2</sup> 程度と推定)	CO <sub>2</sub> フロントが及ぶ面積 (大まかに数 km <sup>2</sup> ~10 km <sup>2</sup> )
坑井における封止が不十分な不具合の発生確率(-)と遮蔽層における地質学的不具合の包含密度 (箇所/ km <sup>2</sup> )	圧入井のセメンチング部などの不具合の発生確率 + 遮蔽層の地質学的不具合の包含密度 × 貯留面積	封止が不十分な廃止坑井および遮蔽層の地質学的不具合の包含密度 (圧入井近傍領域と同一と仮定)
影響のリスク強度	比較的 小	比較的 大
漏えい速度	比較的速い	比較的遅い
漏えいが継続する期間	比較的短期間	長期に及ぶ可能性がある

## 2. CO<sub>2</sub>漏えいに伴う海洋環境に与える影響のリスク強度の推定

CO<sub>2</sub>漏えいが生じる主な状況として、

- 圧入初期段階における圧入井近傍領域における圧力上昇によってその領域における封止が不十分な遮蔽層の地質学的な不具合あるいは圧入井のケーシング管外のセメンチング部などの不具合を通じた上方への CO<sub>2</sub>漏えい
- 圧入進捗段階あるいは終了後における圧入井から離れた封止が不十分な廃止坑井および遮蔽層の亀裂や断層部などの地質学的な不具合地点からの緩慢な上方への CO<sub>2</sub>漏えい

の 2 つが想定される [文献1]。

いま、漏えいによる海洋環境に与える影響のリスク強度を、原因物質である CO<sub>2</sub> 貯留量 (=漏えい量のポテンシャル) と漏えいが発生する確率の積として推定することを提案する。ただし、漏えいが生じる確率は、遮蔽層等の単位面積当たりの地質学的な封止上の不具合の包含密度と貯留面積の積によって、次式として定義するものとする。

## 海底下貯留域から海底下への CO<sub>2</sub>漏えいに伴う海洋環境に与える影響のリスク強度

= 領域内の CO<sub>2</sub>貯留量(トン CO<sub>2</sub>)

× 貯留領域における遮蔽層等の地質学的不具合の包含密度(箇所/km<sup>2</sup>)

× 貯留領域の広さ(km<sup>2</sup>) (CO<sub>2</sub>飽和度が概ね 0.1 程度のフロントまでの領域)

したがって、貯留面積が大まかに CO<sub>2</sub>貯留量に比例すると仮定した場合では、リスク強度は CO<sub>2</sub>貯留量の二乗に比例することになる。

前述した漏えいが生じる 2 つの状況に対する海洋環境への影響のリスク強度の項目の比較を、表 1 にまとめて示す。圧力上昇に対し封止が不十分な圧入井かその近傍領域の遮蔽層からのリスク強度の小さい漏えいは圧入初期段階において生じる可能性を有するのに対し、封止が不十分な亀裂や断層などに CO<sub>2</sub> プリュームが到達後のリスク強度の大きい CO<sub>2</sub>漏えいは圧入進捗段階あるいは終了後に生ずる可能性を有する。

### 3. まとめ

以上の考察から、以下のことがまとめとなる。

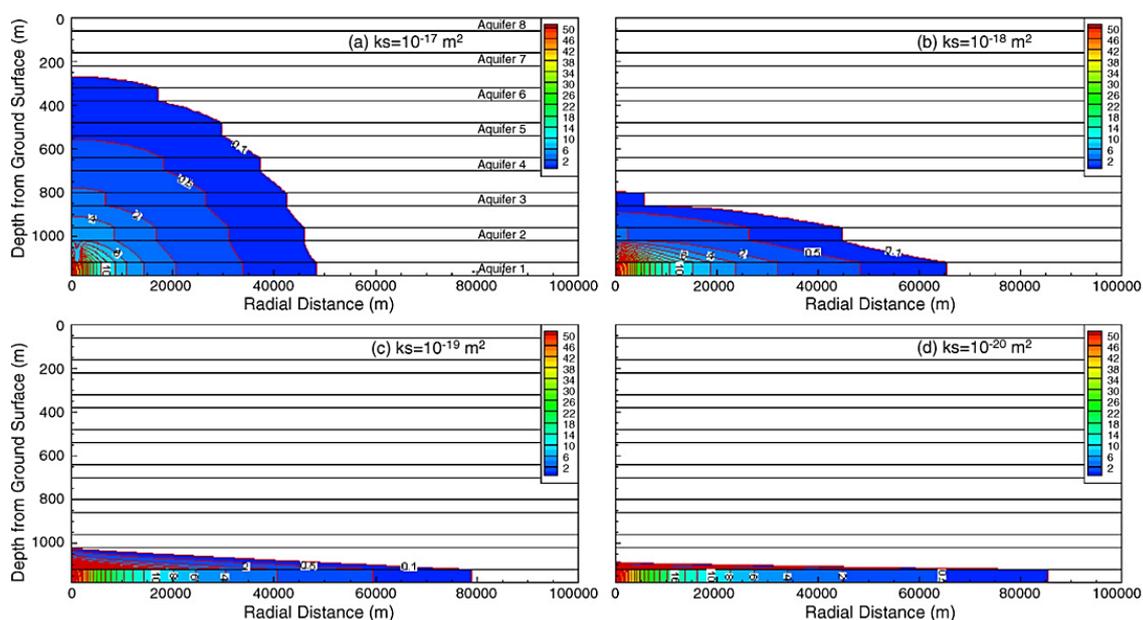
- 1) 外縁部においても浸透率の高い開放的な貯留層においては、CO<sub>2</sub> 圧入初期段階および圧入終了段階においても、対象となる貯留層の圧力上昇領域は概ね圧入井周辺領域が主である。したがって、貯留層内に CO<sub>2</sub> を封止する上で注視すべき圧力上昇領域の広さは CO<sub>2</sub> 貯留領域の広さ(あるいは圧入期間や累計圧入量)に強く依存しないものと推定される。
- 2) CO<sub>2</sub> 圧入井のケーシング管外に施工されたセメンチング部あるいは圧入井近傍領域の遮蔽層の封止が不十分な不具合地点からの漏えいは、圧入初期段階における圧入圧の負荷による圧入井周辺領域の貯留層の圧力上昇によって誘起される可能性が考えられる。
- 3) 漏えいによる海洋環境に与える影響のリスク強度を、原因物質である CO<sub>2</sub> 貯留量(=漏えい量のポテンシャル)と漏えいが発生する確率の積として推定することを提案する。なお、リスク強度は、おおむね CO<sub>2</sub> 貯留量の二乗に比例するものと推定される。
- 4) CO<sub>2</sub> 圧入進捗段階では、CO<sub>2</sub> フロントが圧入井から離れた封止が不十分な廃止坑井や遮蔽層の亀裂あるいは断層などの不具合地点まで拡大後に漏えいあるいは岩石マトリックスの膨潤などが生ずる可能性があり、圧入井周辺領域において貯留層圧力の上昇が解消された後も漏えいリスクは存在すると考えられる。
- 5) CO<sub>2</sub> 地中貯留領域における封止が不十分な地質学的な不具合の包含や貯留層と遮蔽層の岩石マトリックスの膨潤などによる岩盤応力の上昇なども考えられる。そのため、CO<sub>2</sub> の漏えいが顕在化するまでに時間を要する場合がある[文献 2)]ため、CCS 事業完了後においても、貯留層と遮蔽層の地質学的な安定性の確認に関する環境モニタリングが必要と考えられる。

最後に、商業的な CCS 事業における CO<sub>2</sub> 地中貯留の進捗段階あるいは終了後においては、CO<sub>2</sub> 貯留量が数千万トンに達する場合も推定される[文献 1, 2)]ことから、圧入進捗段階あるいは終了後のリスク強度は圧入初期段階の累計貯留量が小さい場合に比較して各段に高いと判定される。したがって、圧入終了後に圧入井周辺領域の貯留層の圧力上昇が減少することをもって貯留領域を対象とした環境モニタリングを終了させる判断は拙速と考えられる。ただし、貯留域の CO<sub>2</sub> プリュームの拡大や貯留層および遮蔽層の膨潤などが収束し、貯留された CO<sub>2</sub> の物理化学的性状が安定状態に推移したと判断できた時点では、圧入終了後の環境モニタリングなどの海洋環境の監視を終了させることに同意する。

## 参考文献

- 1) Chadwick et al.: Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers-Observations and guidelines from the SACS and CO2STORE projects-(2008), <https://core.ac.uk/download/pdf/63085.pdf>, British Geological Survey Website(Access 2019-12-1), 1-267.
- 2) J. T. Birkholzer, C. M. Oldenburg, and Q. Zhou: Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems, Int. J. Greenhouse Gas Control, 3-2(2009), 181-194.
- 3) 秋林智: 水溶性天然ガス生産システムの挙動解析, 技報堂出版(2015), 99-126.
- 4) Q. Sun, K. Sasaki, Q. Dong, Z. Ye, H. Wang, H. Sun: Analysis of pressure response at an observation well against pressure build-up by early stage of CO<sub>2</sub> geological storage project, Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering 1187(2022), 1-15. doi:10.1016/j.jrmge.2023.03.013

## 参考資料 1 [参考文献 2)の Fig.5 の説明]



**Fig. 5 – Contours of pressure buildup, given in bar (change in fluid pressure from the initial hydrostatic condition), at 30 years of CO<sub>2</sub> injection, for different values of seal permeability. A cutoff value of 0.1 bar is set for the contours.  $k_s$  means seal permeability.**

この図は、年間 152 万トンの割合で CO<sub>2</sub> 圧入後における深度方向と半径方向における圧力分布の広がりに対する遮蔽層の浸透率の影響に関する数値シミュレーション結果を示している。貯留層の水平方向の浸透率は  $100\text{md} = 10^{-13}\text{m}^2$  (図中の  $k_s$  は遮蔽層の浸透率  $10^{-17} \sim 10^{-20}\text{m}^2 = 10^{-5} \sim 10^{-8}\text{md}$  を表す) と設定されている。苫小牧 CCS の萌別層の条件と比較すると、圧入レートは約 7.6 倍水平方向浸透率が約 1/10、圧入による圧力上昇量(5MPa)は約 5 倍であり、圧力上昇領域も約 5 倍程度に拡大していることから、苫小牧 CCS よりもリスク強度は極めて高い貯留層モデルの設定となっている。

一方、この数値シミュレーションでは、とくに低浸透率を設定した遮蔽層の圧力が貯留層よりもより速く伝達されているように見える。一般的には浸透率が高い貯留層内の圧力伝播が大きいものと推定され、遮蔽層の数値解析結果の妥当性についての検討が必要と考えられる。