

革新的環境技術シンポジウム2021

CO₂地中貯留技術実用化に向けての取り組み — 研究開発から実用化・事業化への推進 —

二酸化炭素地中貯留技術研究組合・技術部長

(公財)地球環境産業技術研究機構 (RITE)
CO₂貯留研究グループリーダー

せつ じきゅう

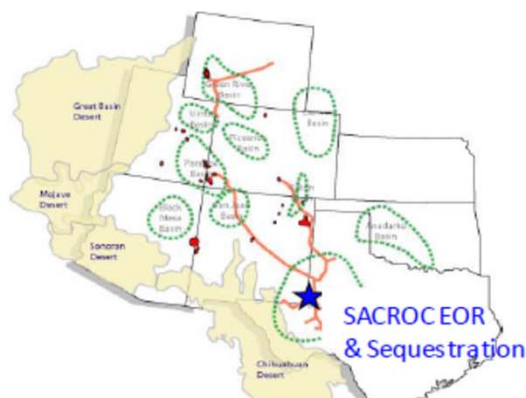
薛 自求

Ziqiu Xue (xue@rite.or.jp)



1. 温故知新—CO₂-EOR/ CO₂地中貯留

Before looking ahead, let's review the journey so far



Enhanced Oil Recovery - US

(DOE, 2020)

- First US patent for CO₂ EOR issued in 1952
- First field test in 1964
- First commercial project (SACROC) in 1972



Sleipner Project- Norway

- CO₂ removed from natural gas produced on production platform in North Sea
- Injection into saline reservoir under sea
- Started 1996

実用化？

圧入規模: 100万トン/年



Weyburn – Saskatchewan

- EOR project with 50 wells
- Uses CO₂ from coal gasification plant
- Started 2000

日本: 長岡CO₂圧入実証プロジェクト始動

米国: テキサスFrioプロジェクト始動

Carbon Storage Program

Improving and Optimizing Performance

US/DOE (2020)

Regional Carbon Sequestration Partnerships (RCSPs)

地域特性を考慮



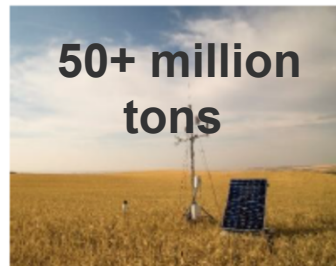
2005-2011
1 million tons

Advancing monitoring and measurement tools: improving characterization and reducing the uncertainty about the CO₂ and pressure fronts.



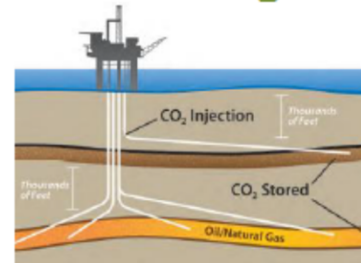
Fiber Optic Distributed Acoustic Sensing (DAS)

CarbonSAFE



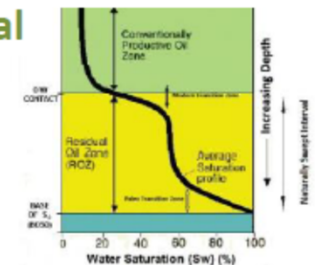
2011- (new regional initiative)

Offshore Storage

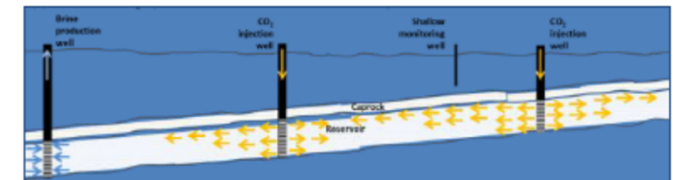


Unconventional EOR

Shale Oil EOR

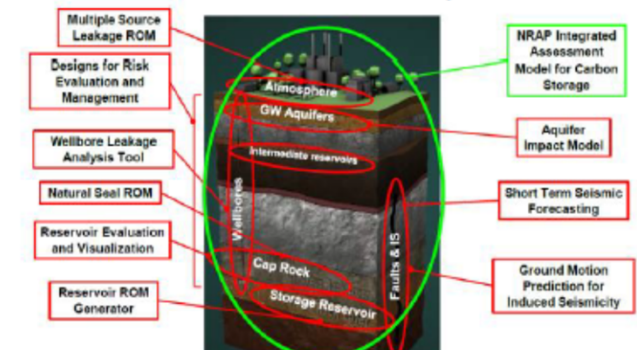


Brine Extraction Storage Tests (BEST)



地層水汲み上げによる圧力緩和法

National Risk Assessment Partnership (NRAP) is developing toolsets to reduce uncertainty and quantify potential impacts related to release of CO₂ and induced seismicity

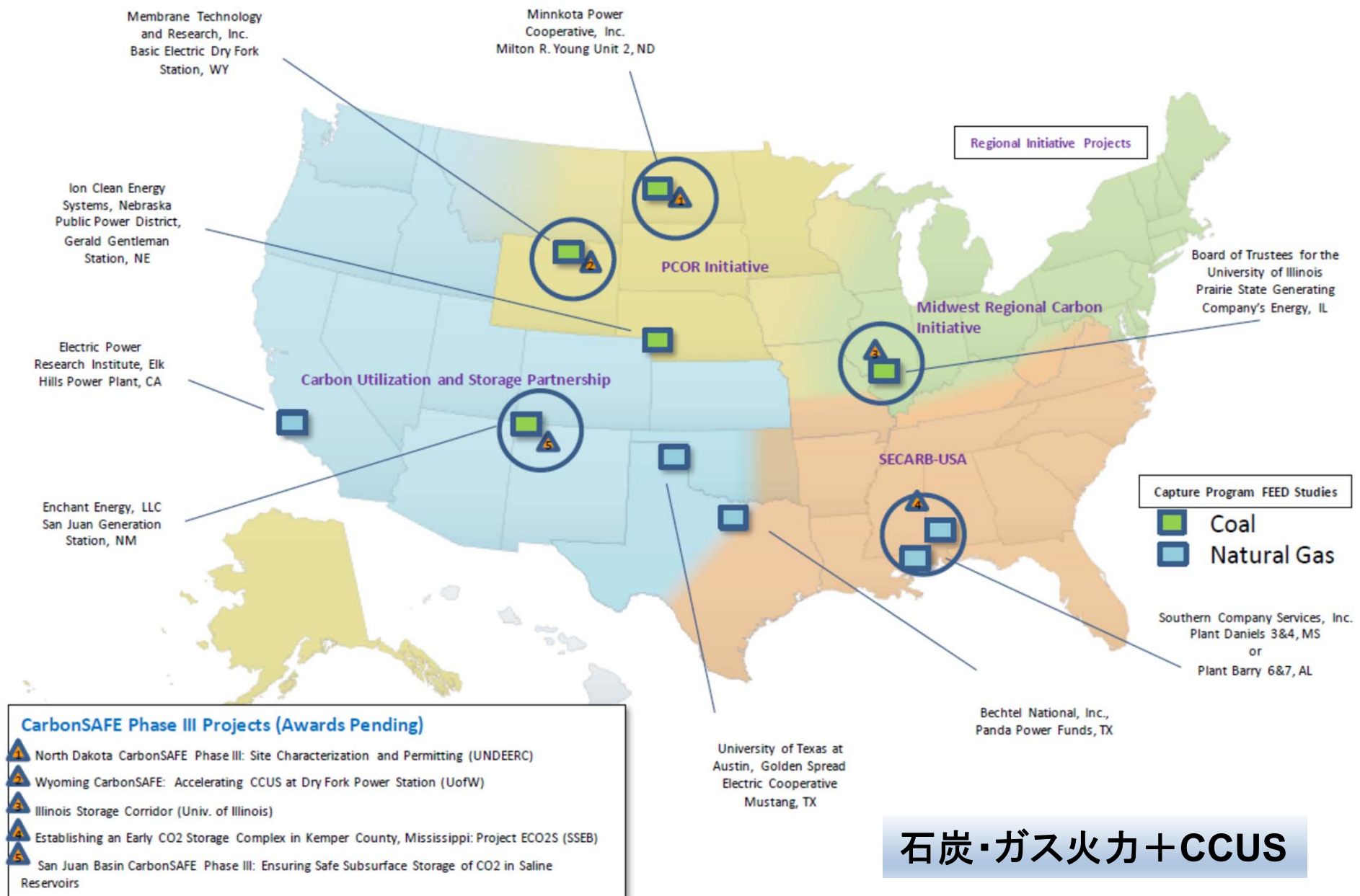


CARBON STORAGE PROGRAM



光ファイバーセンシング技術

Carbon Storage Assurance Facility Enterprise (CarbonSAFE)

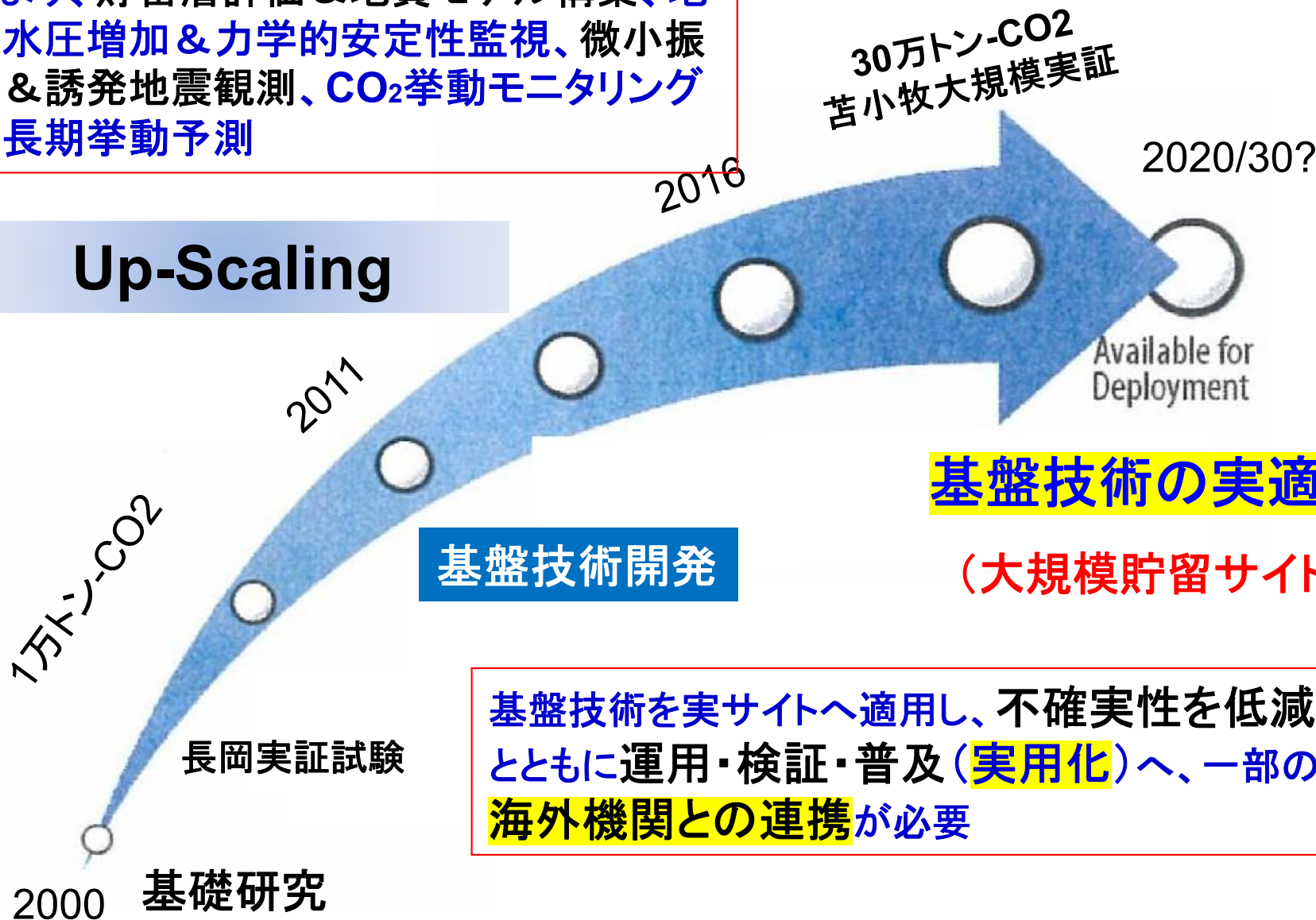


石炭・ガス火力+CCUS

貯留層規模／CO₂圧入規模のUp-scaling
により、貯留層評価&地質モデル構築、地
層水圧増加&力学的安定性監視、微小振
動&誘発地震観測、CO₂挙動モニタリング
&長期挙動予測

国内においては、これまでの取り組み

Up-Scaling



二酸化炭素地中貯留技術研究組合の概要 (2021年6月14日時点)

設立年月日

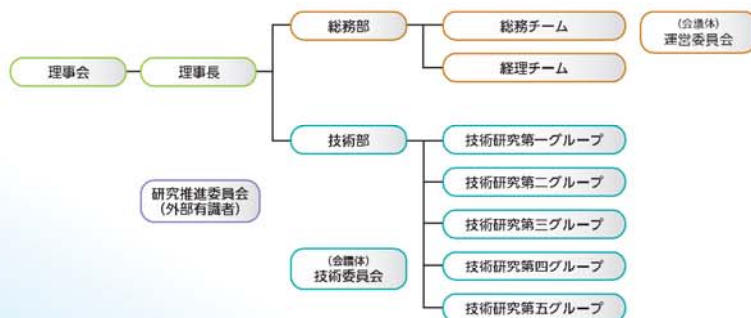
2016年4月1日

組 合 員

- ・応用地質株式会社
- ・株式会社INPEX
- ・石油資源開発株式会社
- ・大成建設株式会社
- ・国立研究開発法人産業技術総合研究所
- ・公益財団法人地球環境産業技術研究機構
- ・JX石油開発株式会社
- ・電源開発株式会社
- ・伊藤忠商事株式会社
- ・伊藤忠石油開発株式会社

・三菱ガス化学株式会社

組織構成



二酸化炭素地中貯留技術研究組合

Geological Carbon dioxide Storage Technology Research Association

〒619-0292 京都府木津川市木津川台9丁目2番地

E-mail: inquiry@co2choryu-kumiai.or.jp

TEL: 050-3757-2989

<http://www.co2choryu-kumiai.or.jp>



二酸化炭素地中貯留技術研究組合

Geological Carbon Dioxide Storage Technology Research Association

2021.6



二酸化炭素地中貯留 技術研究組合

Geological Carbon Dioxide Storage
Technology Research Association



二酸化炭素地中貯留技術研究組合

Geological Carbon dioxide Storage Technology Research Association

設立年月日

2016年4月1日



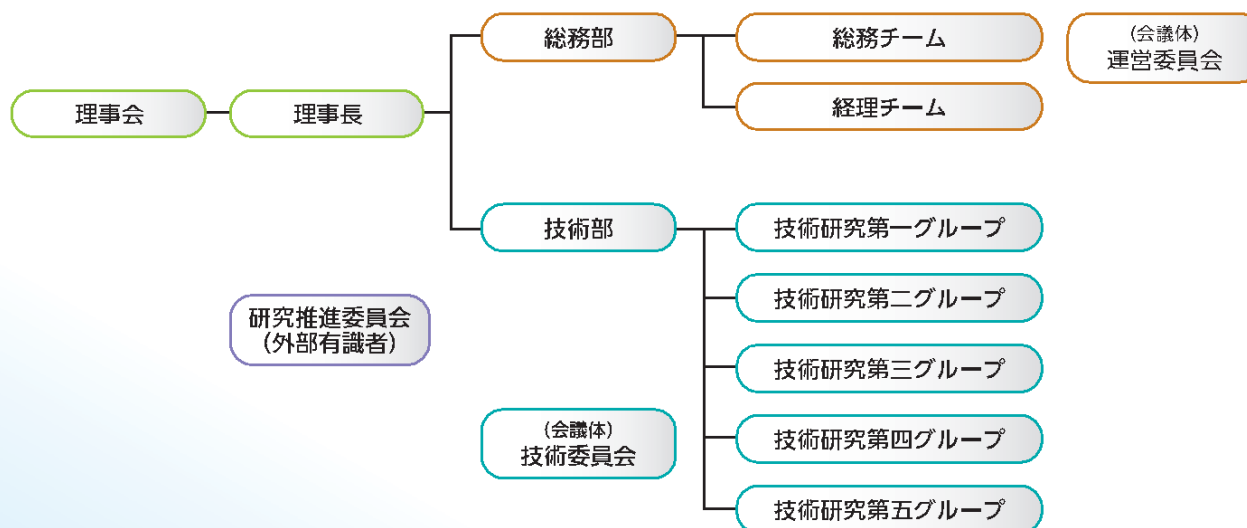
二酸化炭素地中貯留技術研究組合

組 合 員

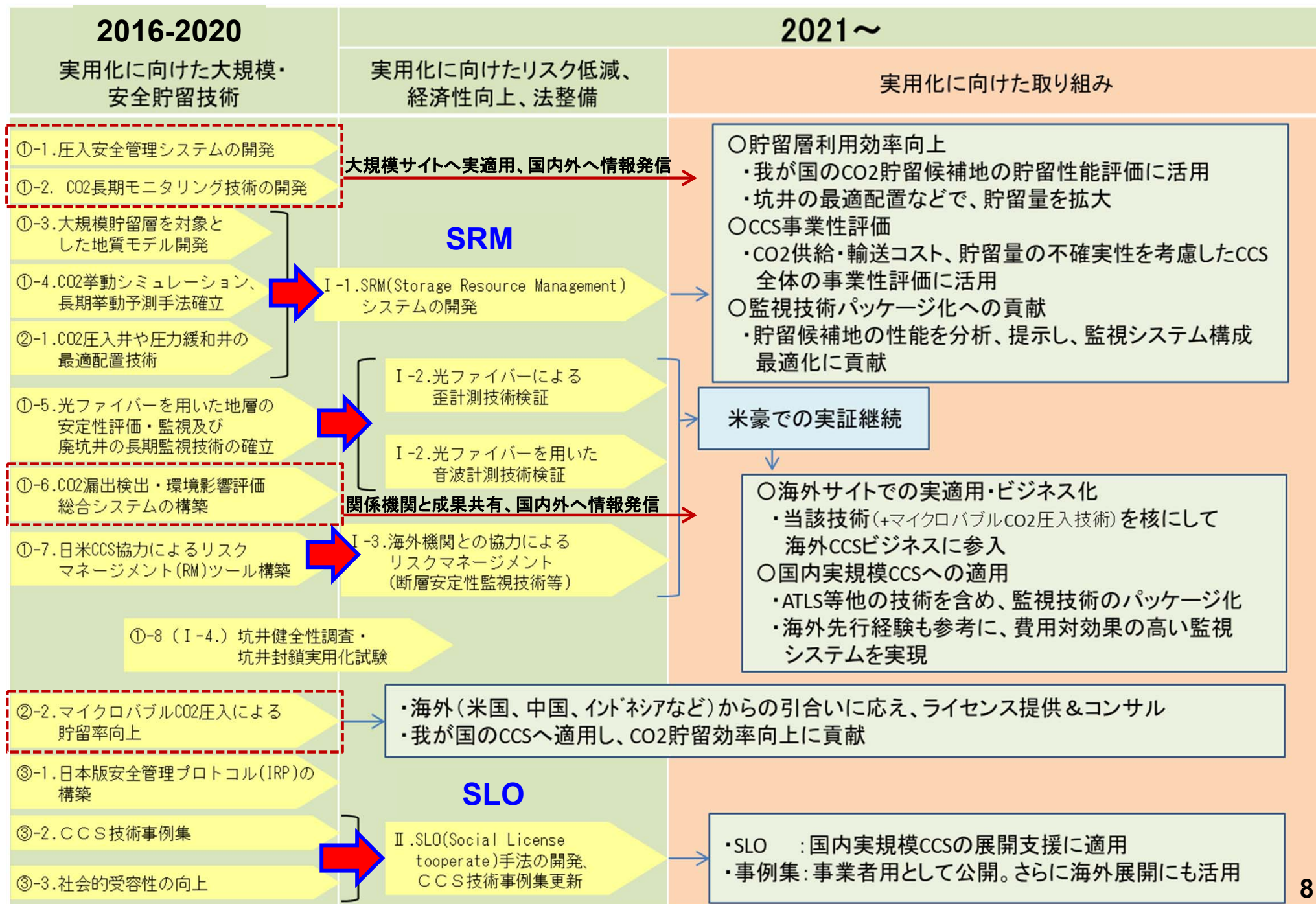
- ・応用地質株式会社
- ・株式会社INPEX
- ・石油資源開発株式会社
- ・大成建設株式会社
- ・国立研究開発法人産業技術総合研究所
- ・公益財団法人地球環境産業技術研究機構
- ・JX石油開発株式会社
- ・電源開発株式会社
- ・伊藤忠商事株式会社
- ・伊藤忠石油開発株式会社

・三菱ガス化学株式会社

組織構成



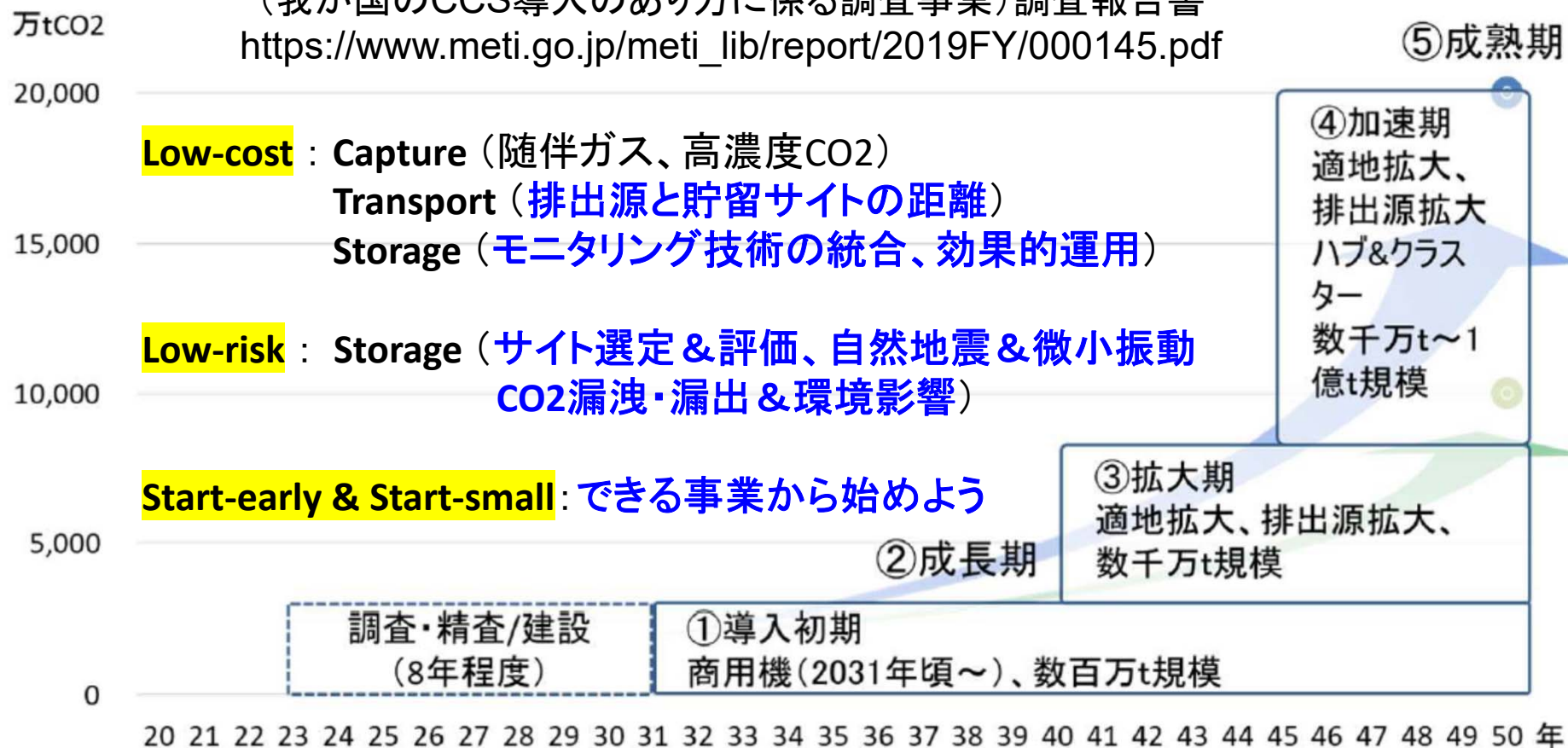
5ヶ年の研究成果の総括および2021年度以降の取り組み (中間評価資料抜粋)



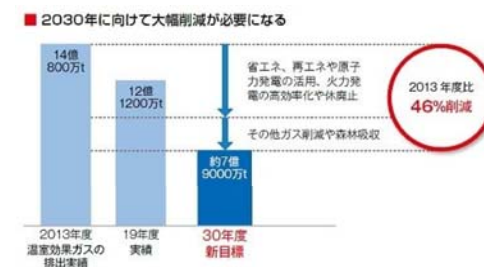
➤ Scaling up to Commercial-scale

2050年に向けて、徐々に拡大するケース

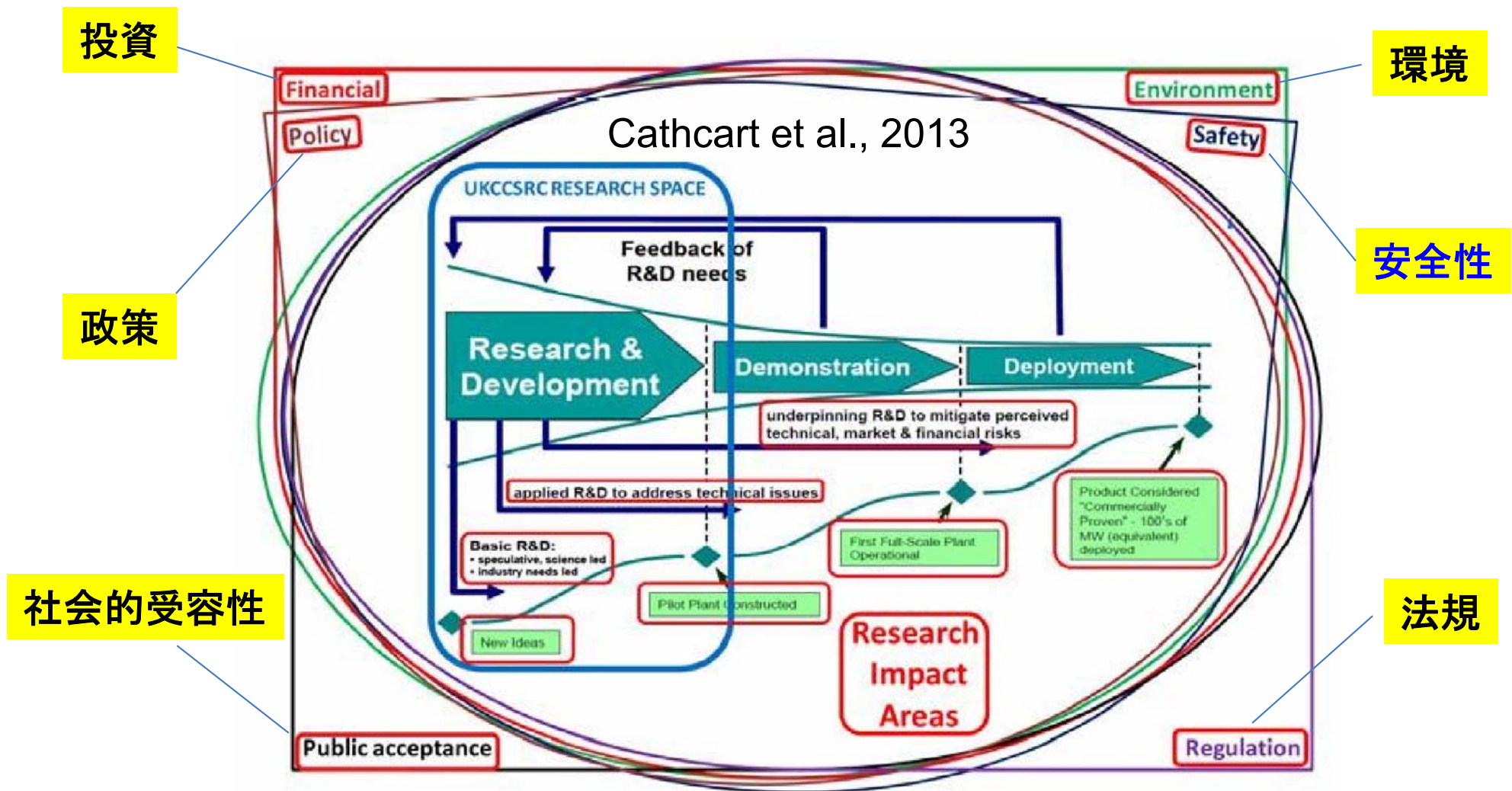
(我が国のCCS導入のあり方に係る調査事業)調査報告書
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000145.pdf



50年にカーボンニュートラル(実質排出ゼロ)を実現するために、今から毎年、同じ削減量で減らしていくと計算すると、30年時点では45.9%の削減が必要になる。この計算で割り出された数字を意識して、新目標が決まったとみられる。



2. CO₂地中貯留技術の実用化・事業化へ



技術開発や知見の提供

Research & Development → **Demonstration, Deployment**

実用化には、技術開発以外の要素(安全性、経済性、社会的受容性、法整備)

「二酸化炭素を地下に埋める」注目の技術“CCS”が抱える期待と課題【脱炭素とはなにか#5】

<https://www.businessinsider.jp/post-234099>



三ツ村 崇志 [編集部]

🕒 Apr. 30, 2021, 03:00 PM | TECH INSIDER 📶 9,929



2020年12月に発表された、日本の脱炭素に向けたロードマップであるグリーン成長戦略でも、電力部門で排出している二酸化炭素の30～40%分の削減を、原子力発電と火力発電にCCUS（CCS含む）を組み合わせた技術で達成するとしている。

仮に40%すべてをCCSで達成するには、年間1.8億トンもの二酸化炭素を処理しなければならない計算となる。

埋める
場所はあるか

日本近海で二酸化炭素1400億トン分の容量

日本CCS調査では、貯留層と遮蔽層を兼ね備えた1億トン以上の二酸化炭素を貯留できる立地を3カ所程度選定することを目指し、日本近海の調査を進めている。

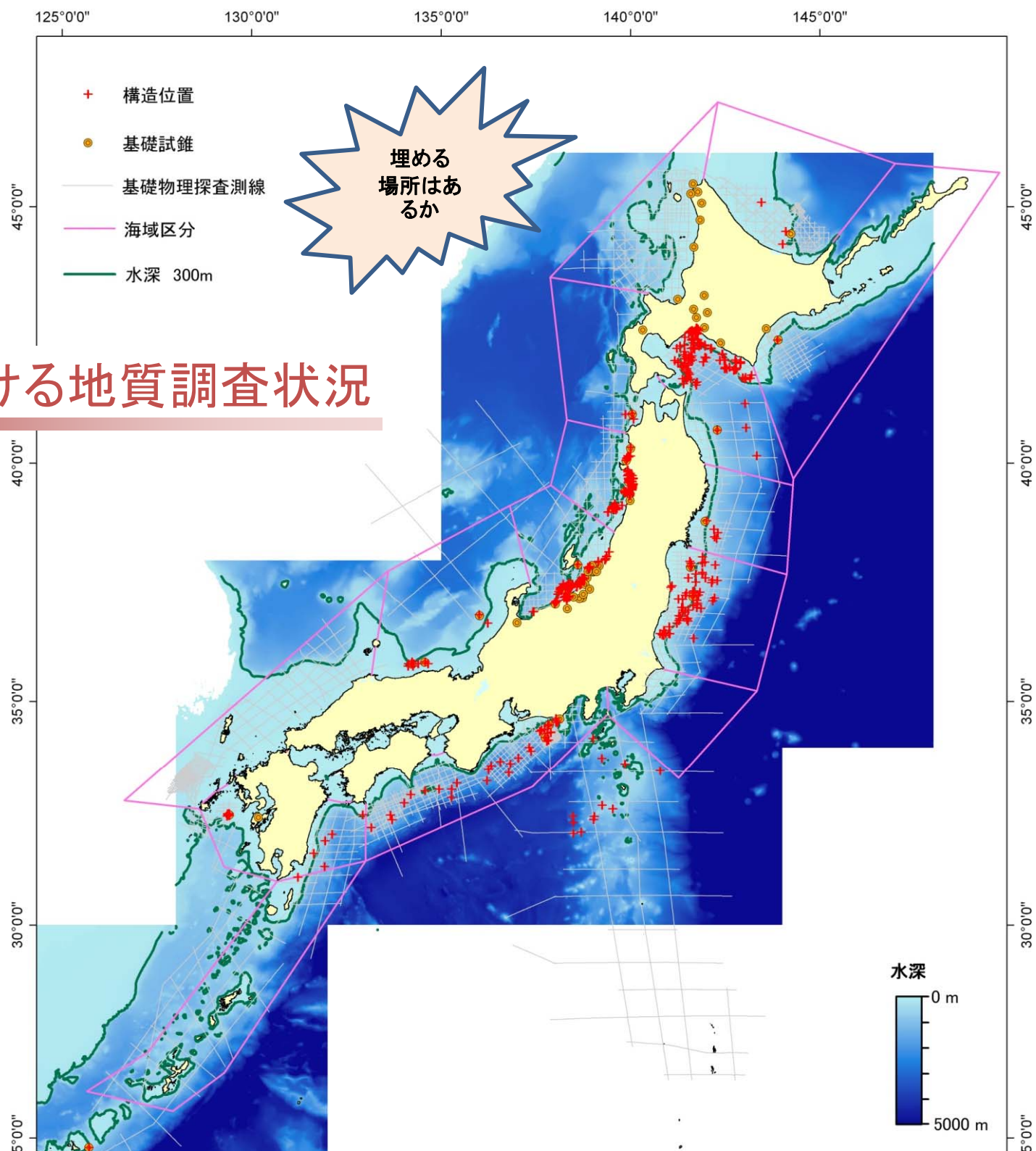
本当に
安全か

コストの壁をどうクリアするのか？

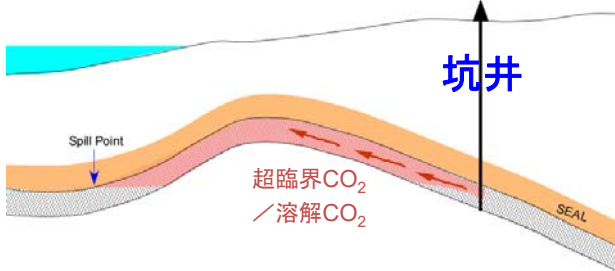
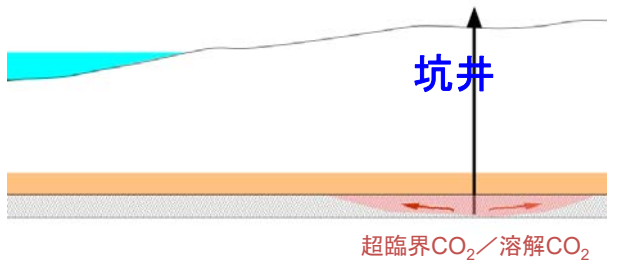
海外では、二酸化炭素を単純に地中に埋め戻すCCSではなく、二酸化炭素を油田に送り込むことで石油の生産を増やす「原油増進回収法（EOR）」という手法を用いている企業が多い。

長期安全性（貯留メカニズム）、地域社会の理解（地震や漏洩への懸念解消）

国内における地質調査状況



カテゴリー分類と貯留ポテンシャル試算(M1)

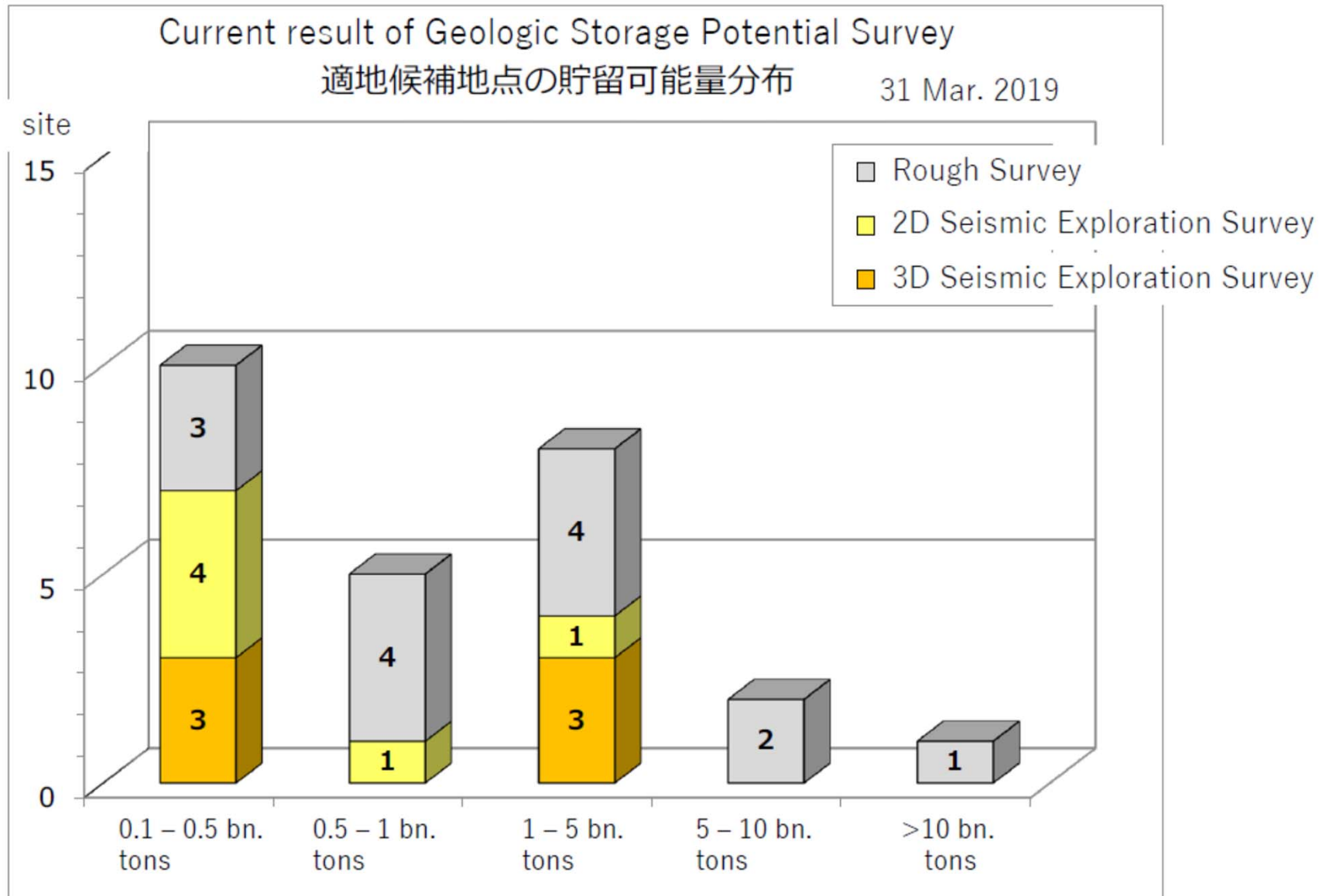
地質データ		カテゴリーA	カテゴリーB
油ガス田	坑井・震探データが豊富	A1 (旧1) 35億t-CO ₂	B1 (旧3) 275億t-CO ₂
基礎試錐	坑井・震探データあり	A2 (旧2) 52億t-CO ₂	
基礎物探	坑井データなし、震探データあり	A3 (旧4の一部) 214億t-CO ₂	B2 (旧4) 885億t-CO ₂
貯留概念図			
(参考) 実施状況		Weyburn(カナダ)等 長岡プロジェクト	Sleipner(ノルウェー)等
計		約300億t-CO ₂	約1,160億t-CO ₂

(注) 内陸盆地、湾(瀬戸内海、大阪湾、伊勢湾など)は対象外。B1、B2は水深200m以浅を対象。

カテゴリーA: シール層が期待され、かつクロージャーが想定される帯水層
 カテゴリーB: 連続的なシール層が期待される帯水層

CO2 Storage potential in Japan

METI(2020)

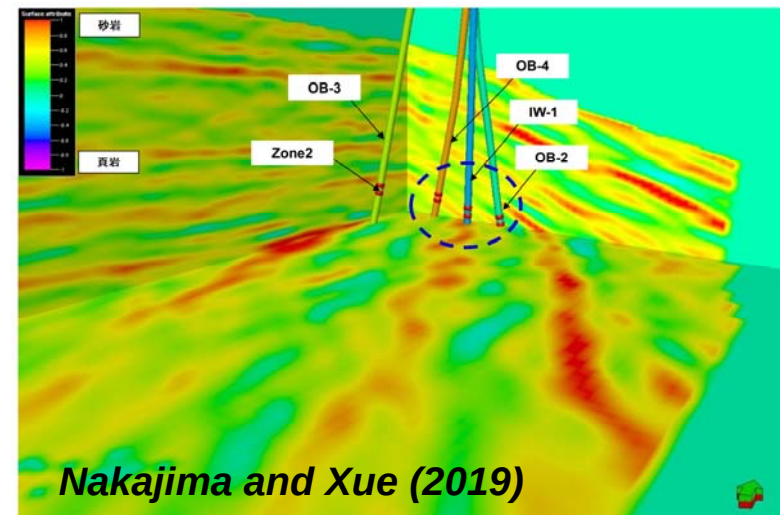
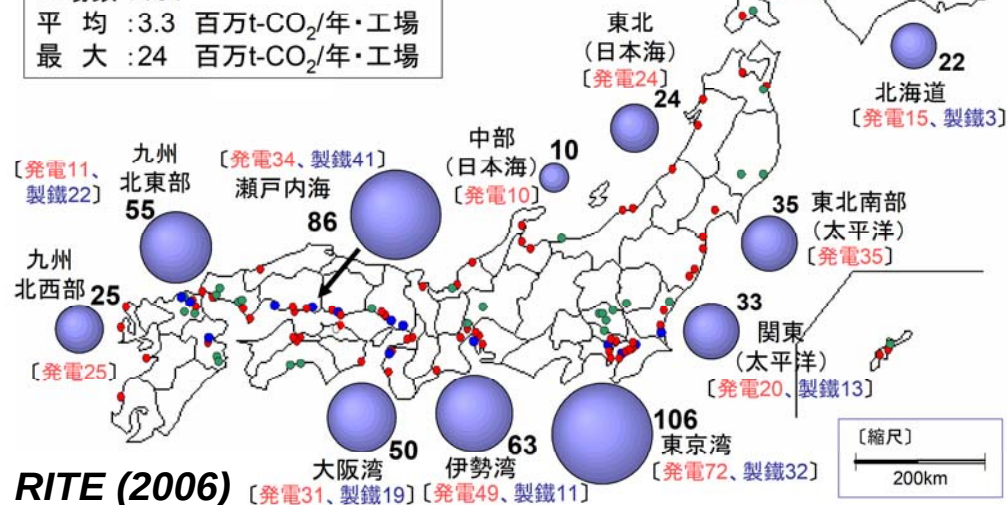


SRM: CO₂ Storage Resources Management (経済性評価込み)

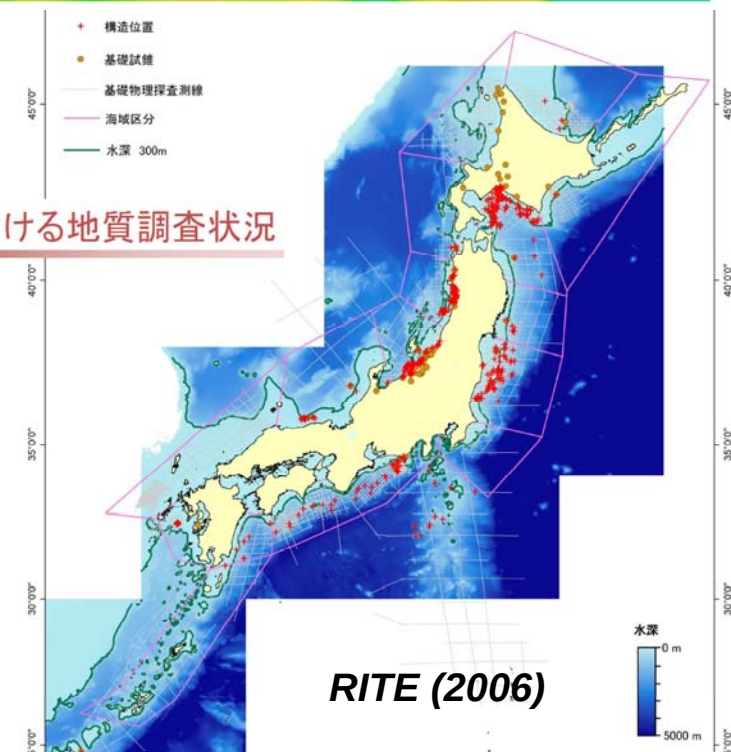
全国的主要大規模排出源 (数字は推定排出量 百万t-CO₂/年)

● 火力発電所 ● 一貫製鉄所 ● セメント工場

合計 : 539 百万t-CO₂/年
工場数 : 161
平均 : 3.3 百万t-CO₂/年・工場
最大 : 24 百万t-CO₂/年・工場



国内における地質調査状況



1. Depth: > 1 km

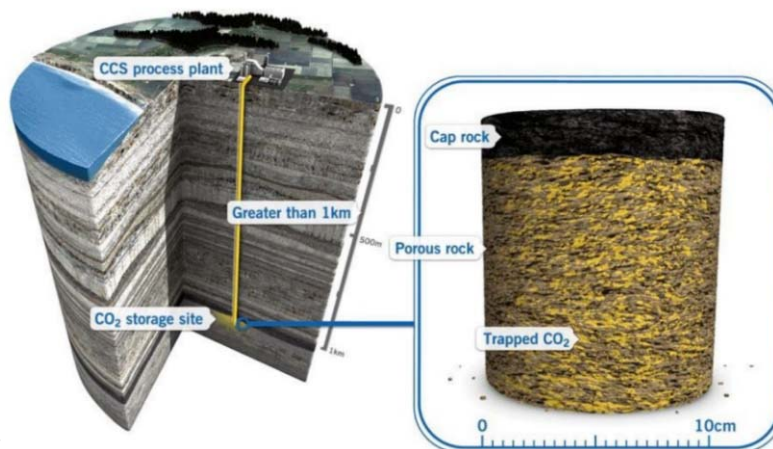
2. Location:

- reservoir and containment
- accessible

3. Capacity:

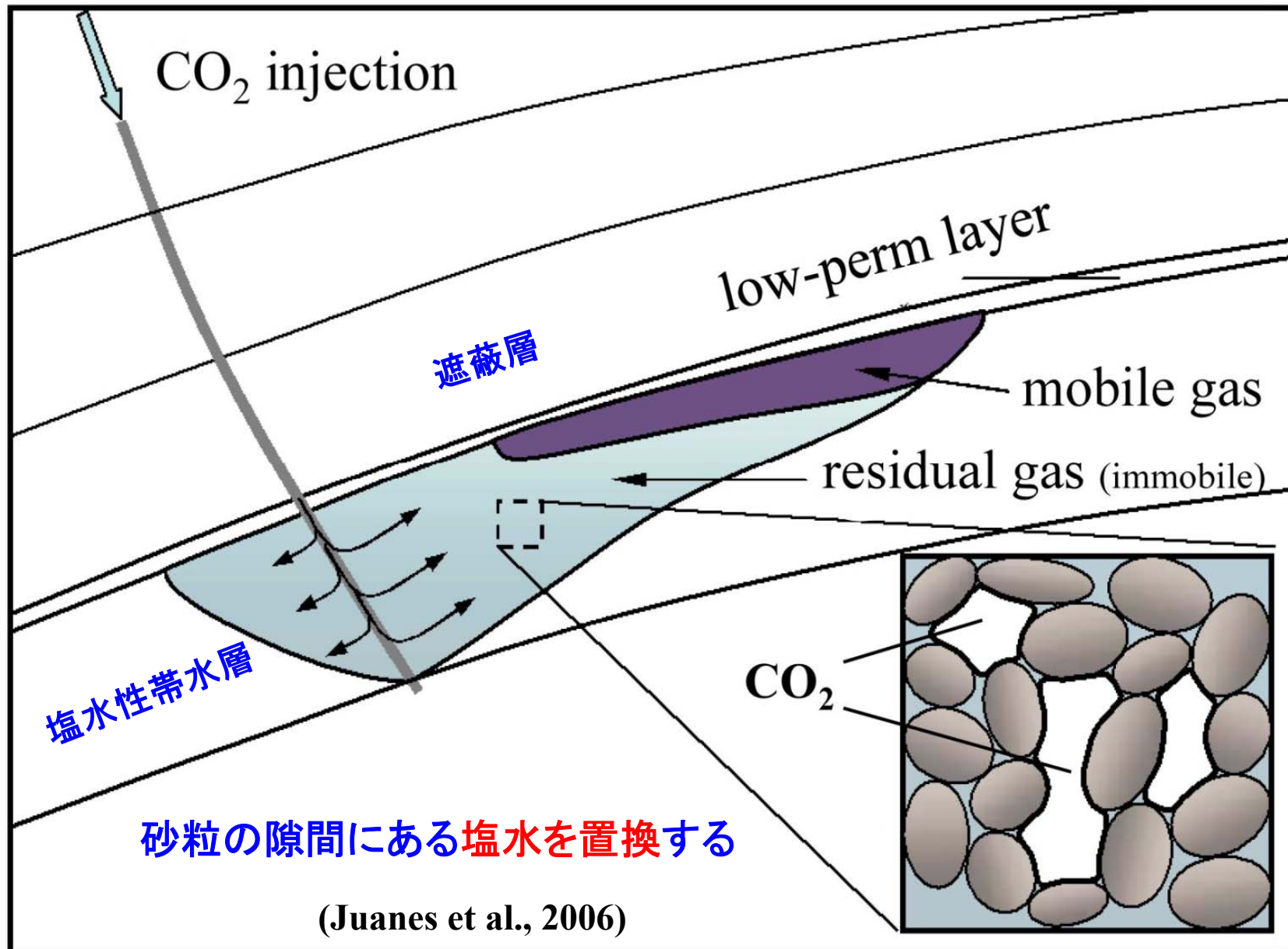
Space to hold all the planned CO₂

Source: GCCSI

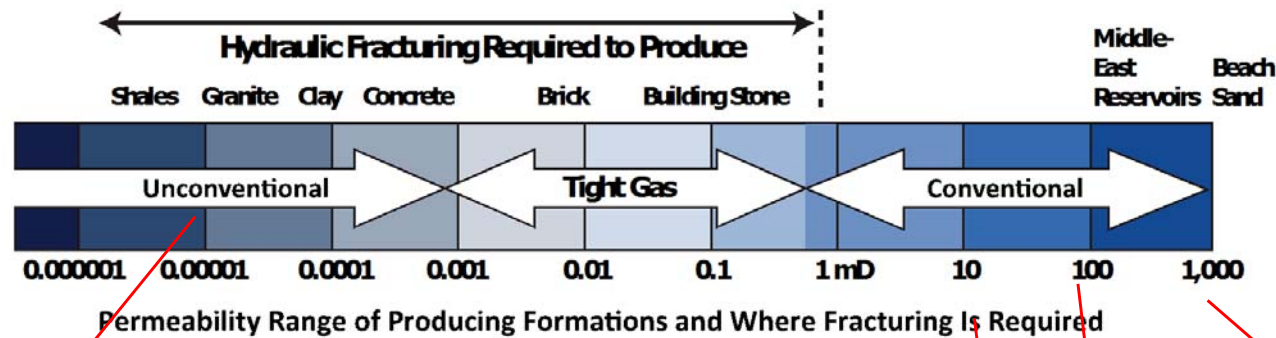


貯留可能量、排出源(排出量、距離)、輸送手段、貯留規模、経済性、社会的受容性(SLO)、複数の実想定サイトを選定！

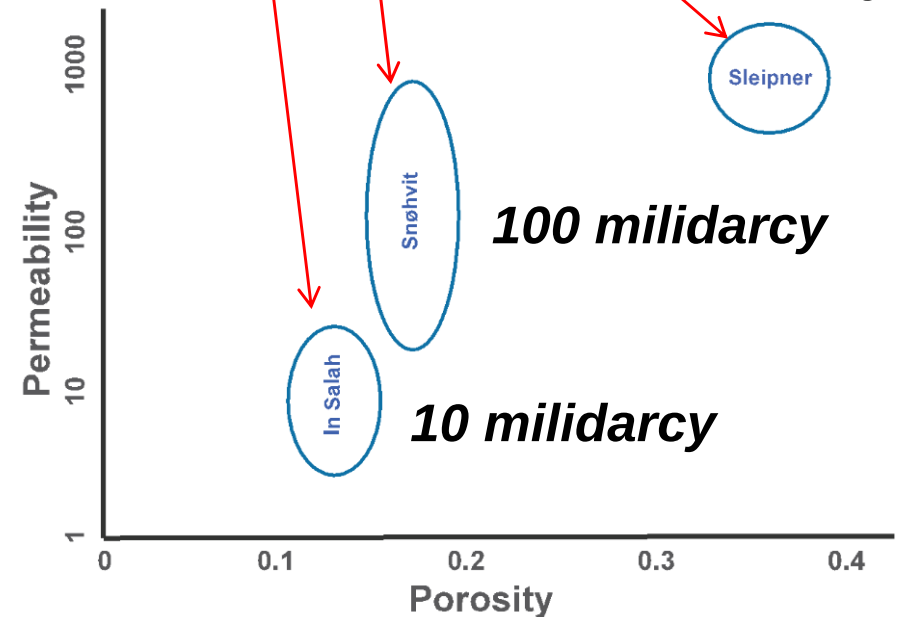
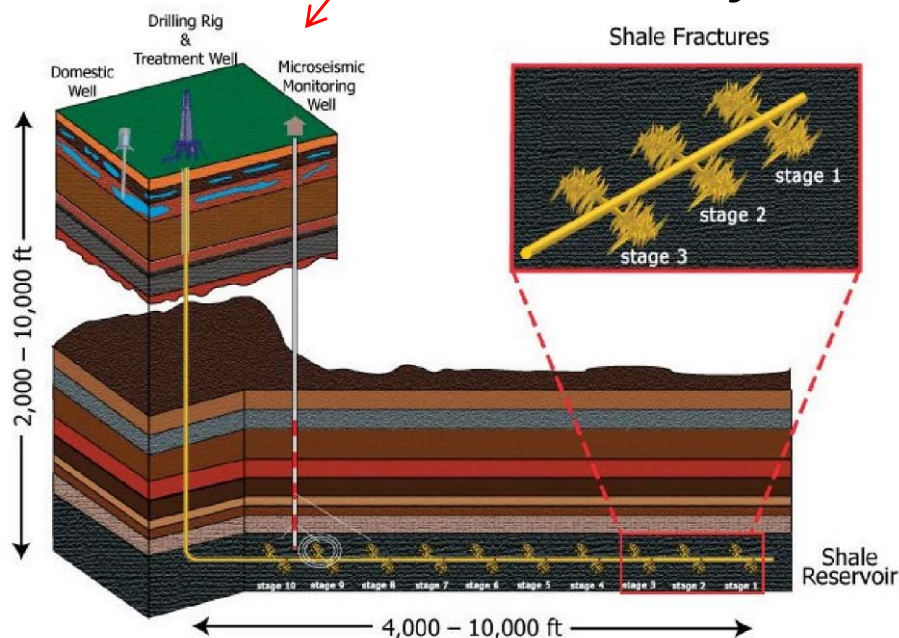
CO₂ 地中貯留メカニズムの模式図



非在来型油ガス開発、CO₂地中貯留 における流体圧入地層の違い



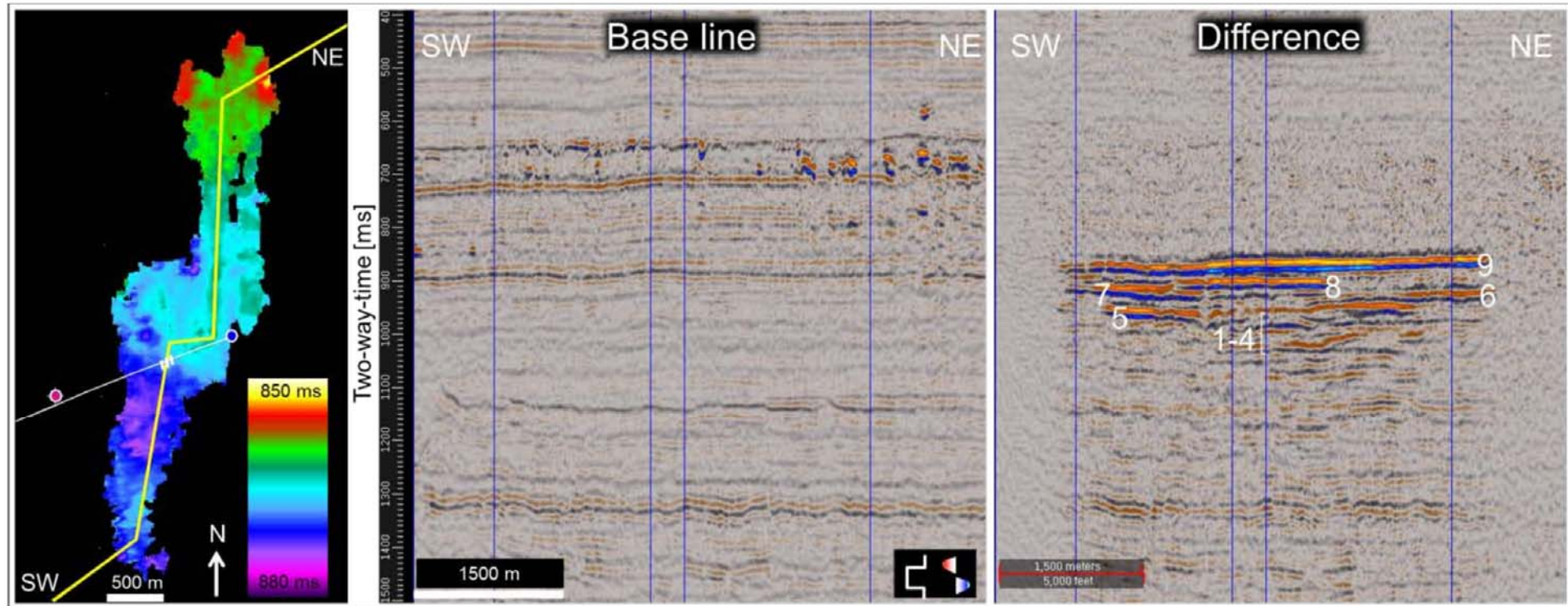
0.001 milidarcy



CO₂ high buoyancy in high permeability and thick formation (1/2)

Low storage factor at Sleipner, North Sea

Furre et al., 2017

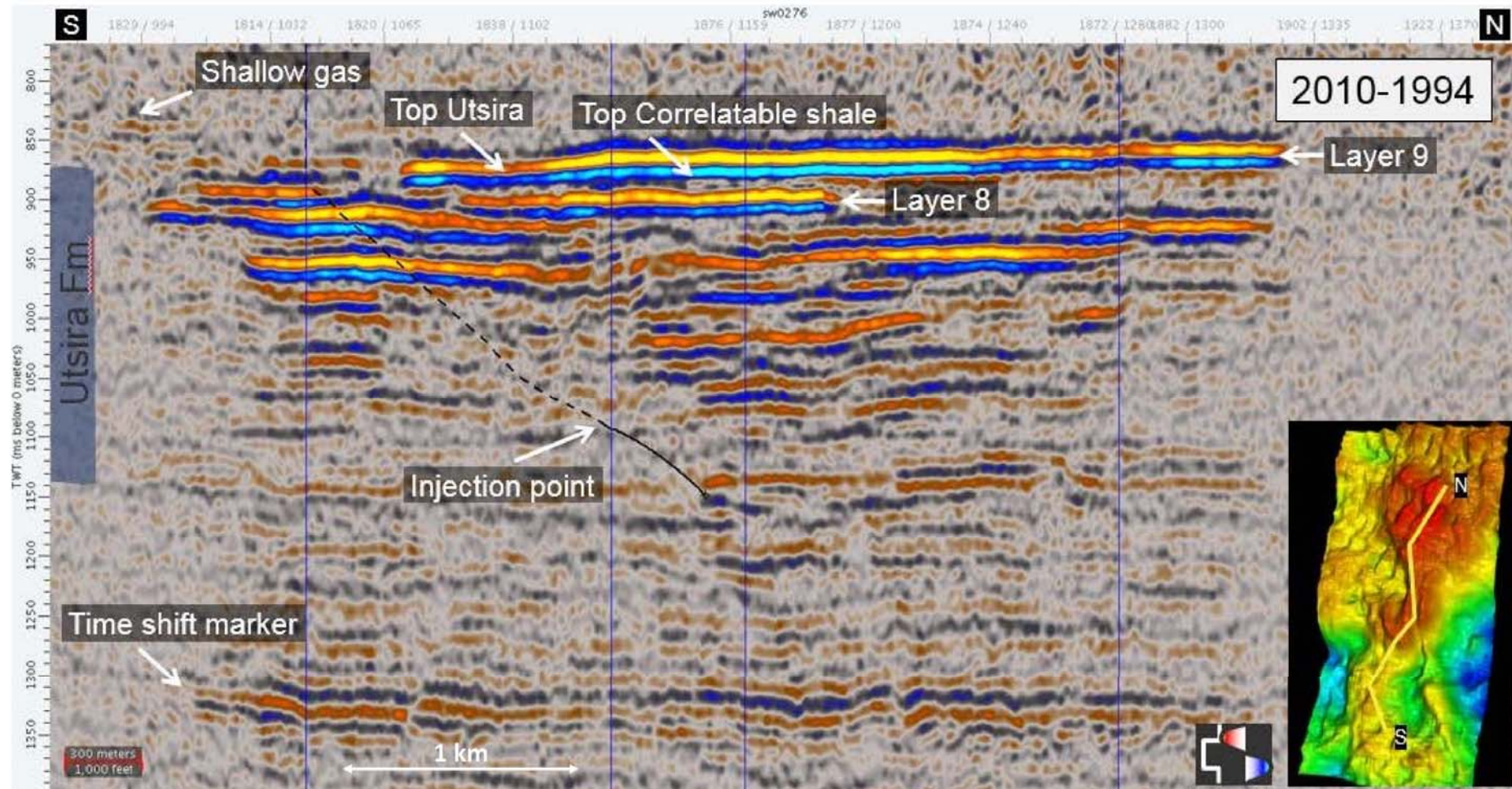


Map of the two-way time interpretation of the CO₂ plume in Utsira sand

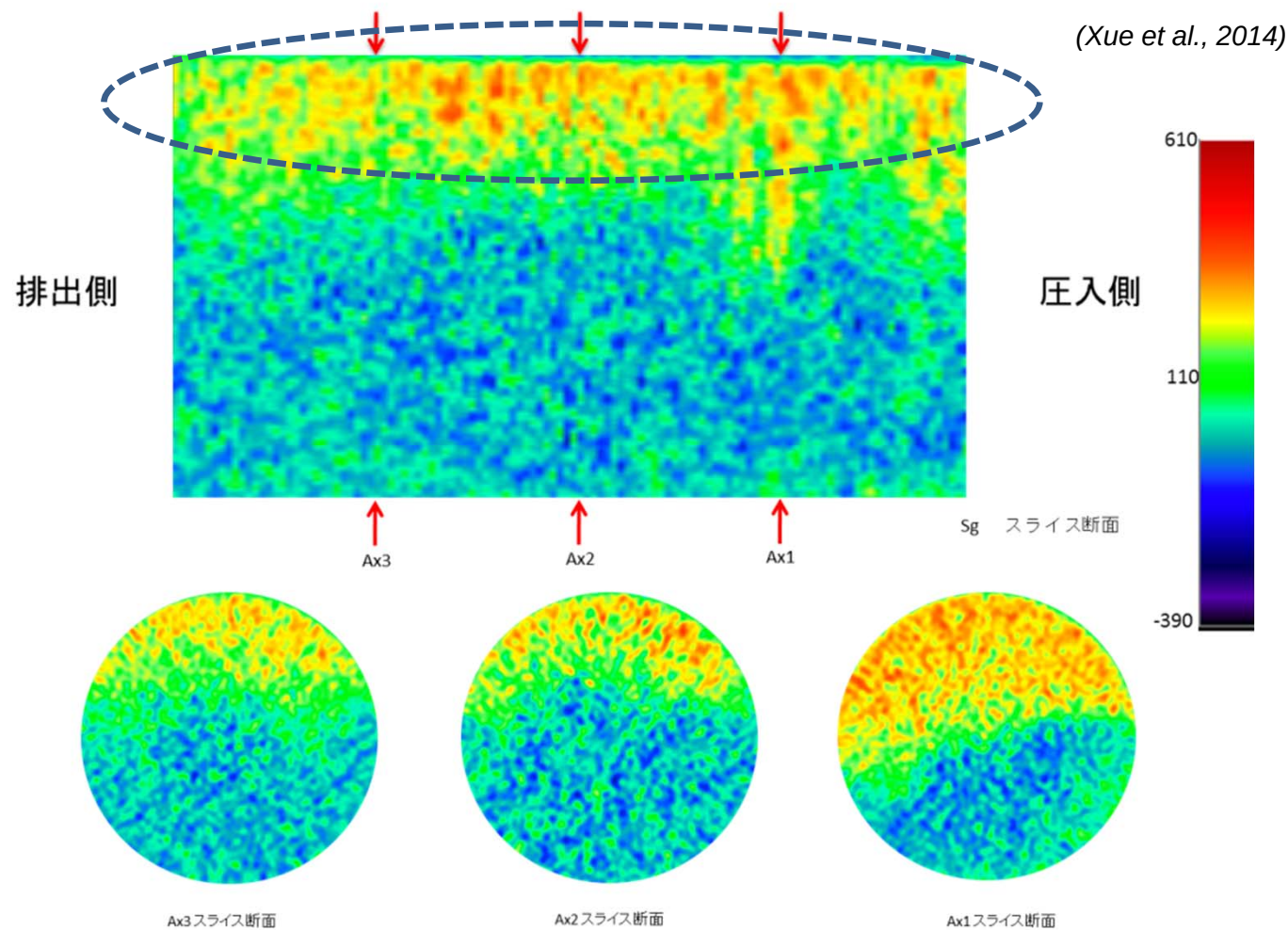
(Utsira sand: a giant sand body with high permeability and large thickness)

In the early years the CO₂ signatures in the shallower layers (6-9) were spatially small, and in more recent data, imaging is better for layers 5-9, whereas layers 1-4 are challenging to interpret.

CO₂ high buoyancy in **high** permeability and **thick** formation (2/2)
at the Sleipner site



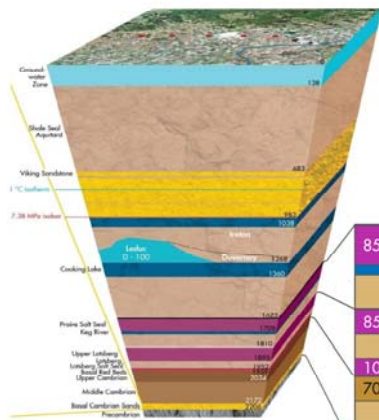
Gravity Override of the Injected CO₂ In high permeability reservoir



the high storage factor at Quest (high CO₂ saturation)

1 Mt/year, started in 2015

The Storage Complex



BCS Storage Complex

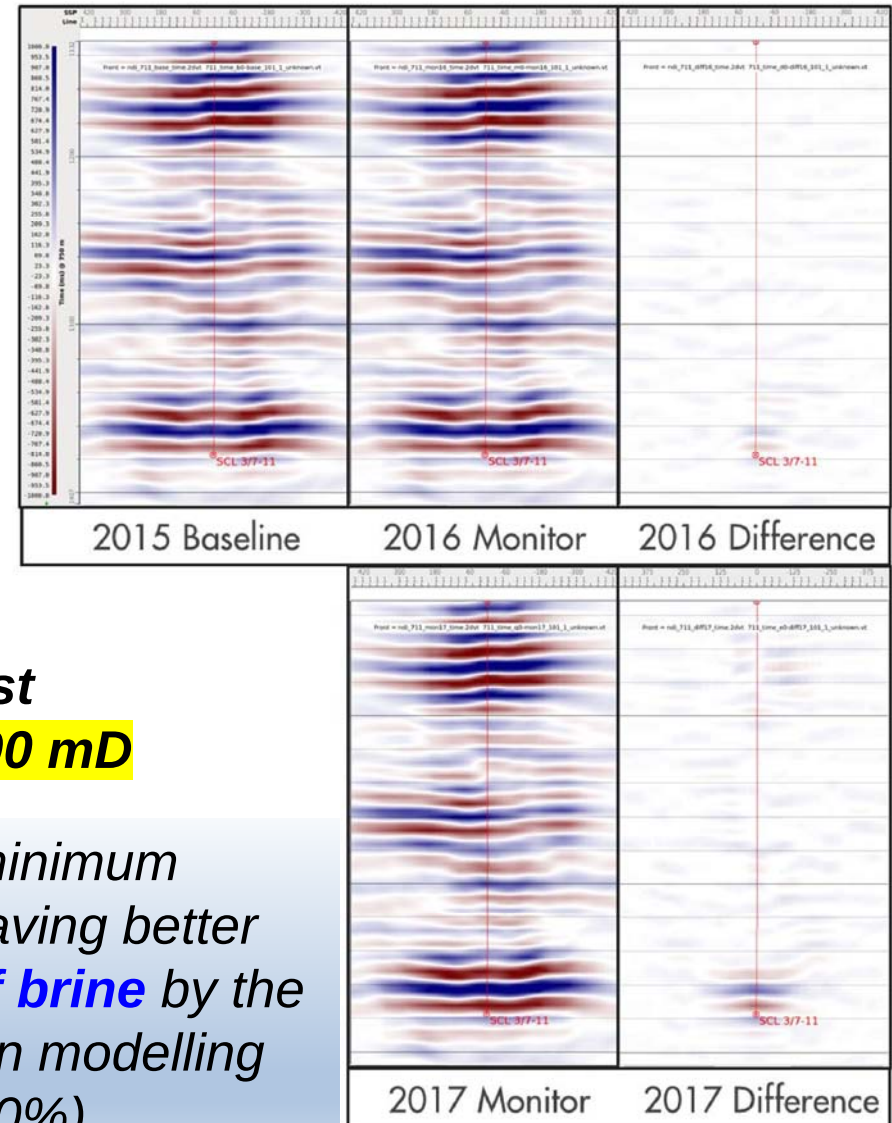
- Deep (~2km) saline aquifer
- Below potable water zones, zones with hydrocarbon potential
- Multiple thick, continuous seals (>150m within the complex)
- High quality (~17% porosity) sandstone reservoir
- Excellent permeability (~1000mD)

8.5m	Prairie Evaporite	– Additional Seal	BCS Storage Complex
8.5m	Upper Lotsberg Salt	– Ultimate Seal	
10m	Lower Lotsberg Salt	– Secondary Seal	
70m	Middle Cambrian Shale	– Primary Seal	
40m	Basal Cambrian Sand	– Storage Reservoir	
	PreCambrian Shield		

Sandstone reservoir property Quest

thickness: 40m; permeability: ~ 1,000 mD

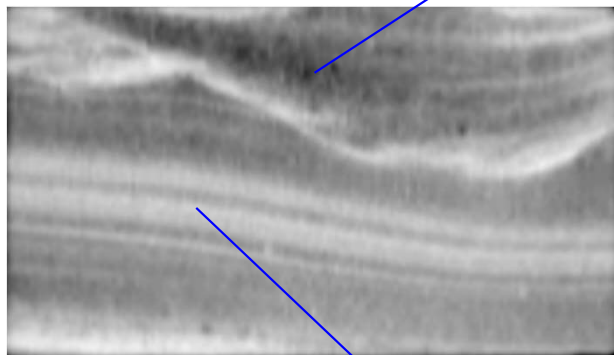
the plume extent is closer to the theoretical minimum is another indication that the reservoir is behaving better than expected, and that the **displacement of brine** by the CO₂ may be **more effective** than pre-injection modelling predicted. (CO₂ saturation assumed up to 100%)



医療用X-CTによる砂岩中のCO₂挙動の可視化



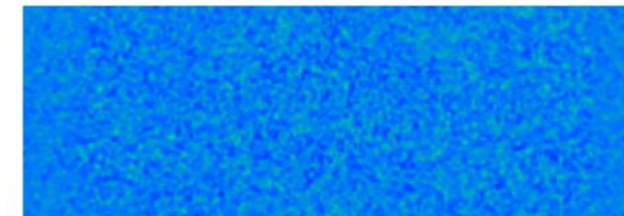
灰色-黒色域: 密度が低い(隙間が多い)



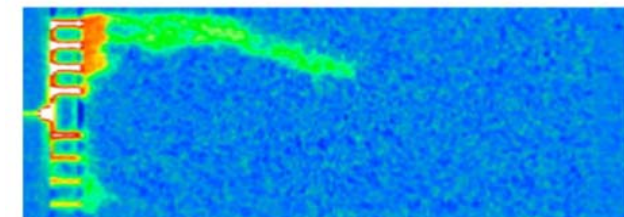
白色域: 密度が高い(隙間が少ない)



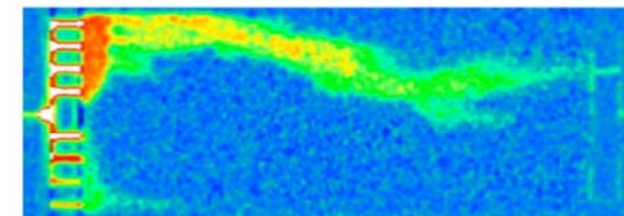
MB CO₂ Injection



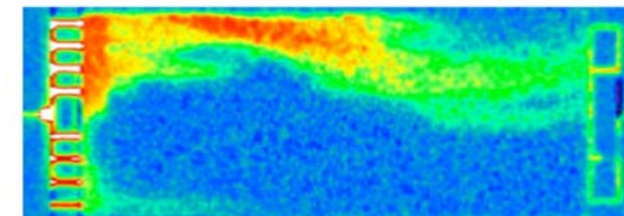
initial



0.03PV

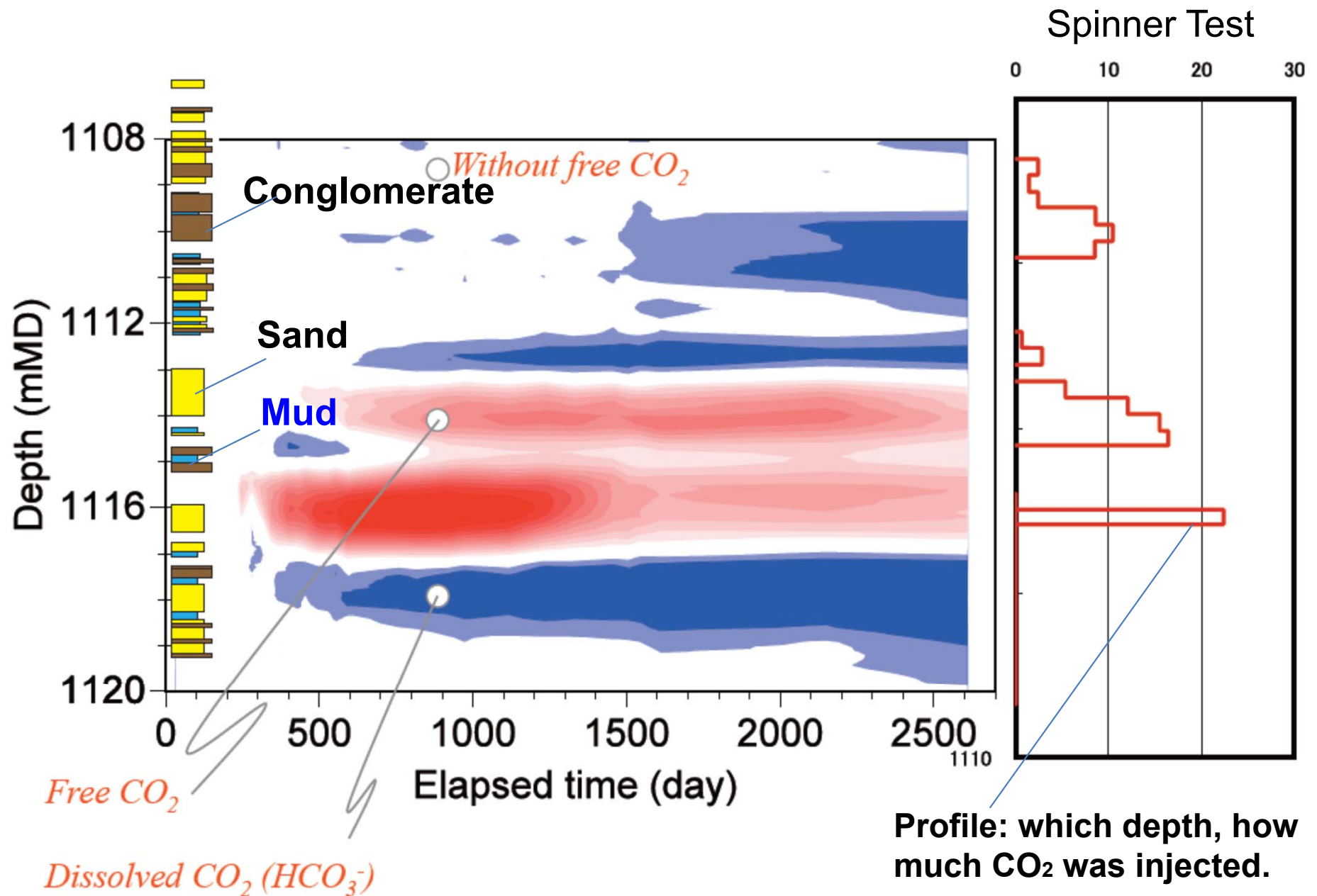


0.07PV
_BT

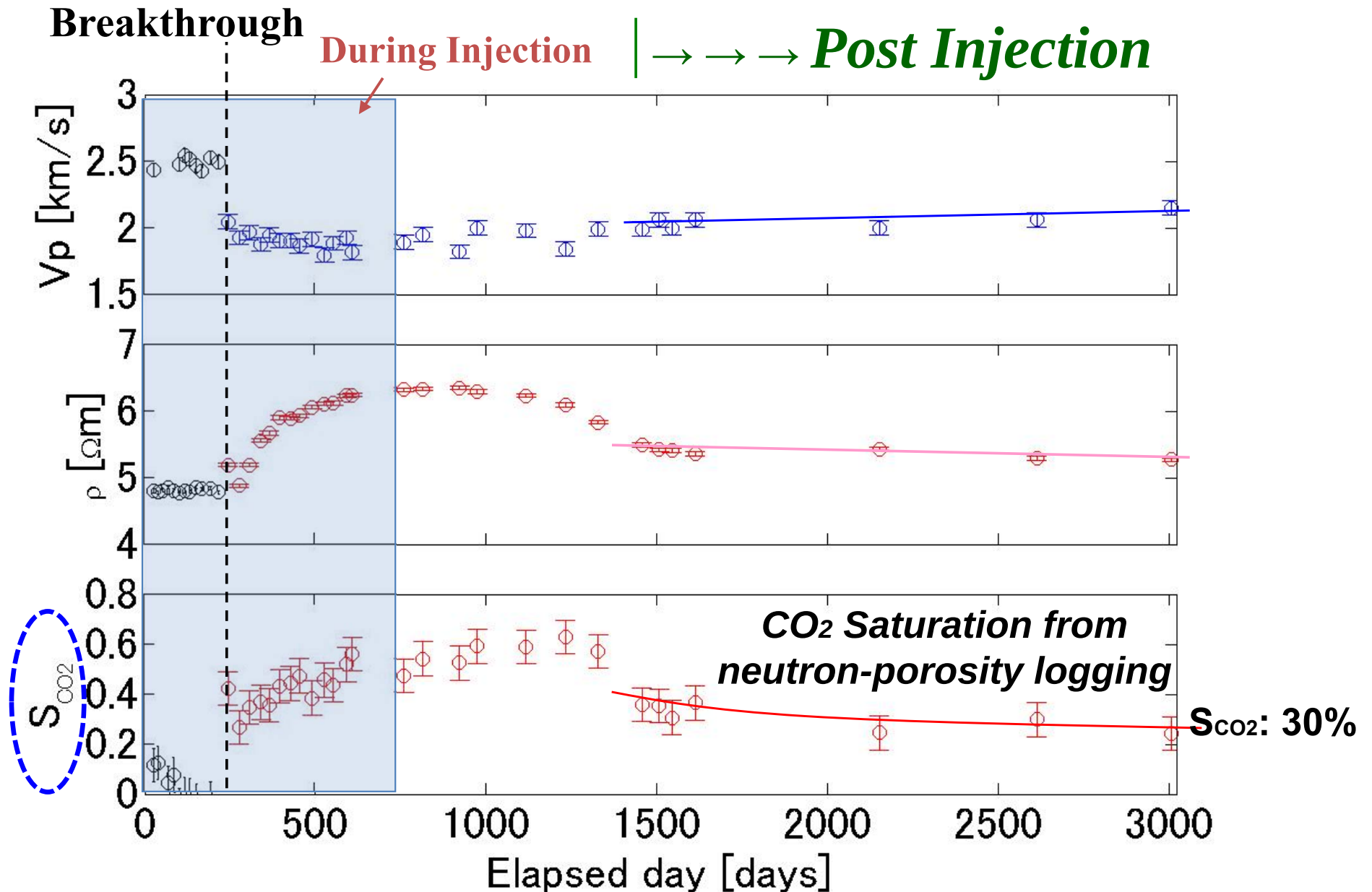


0.28PV

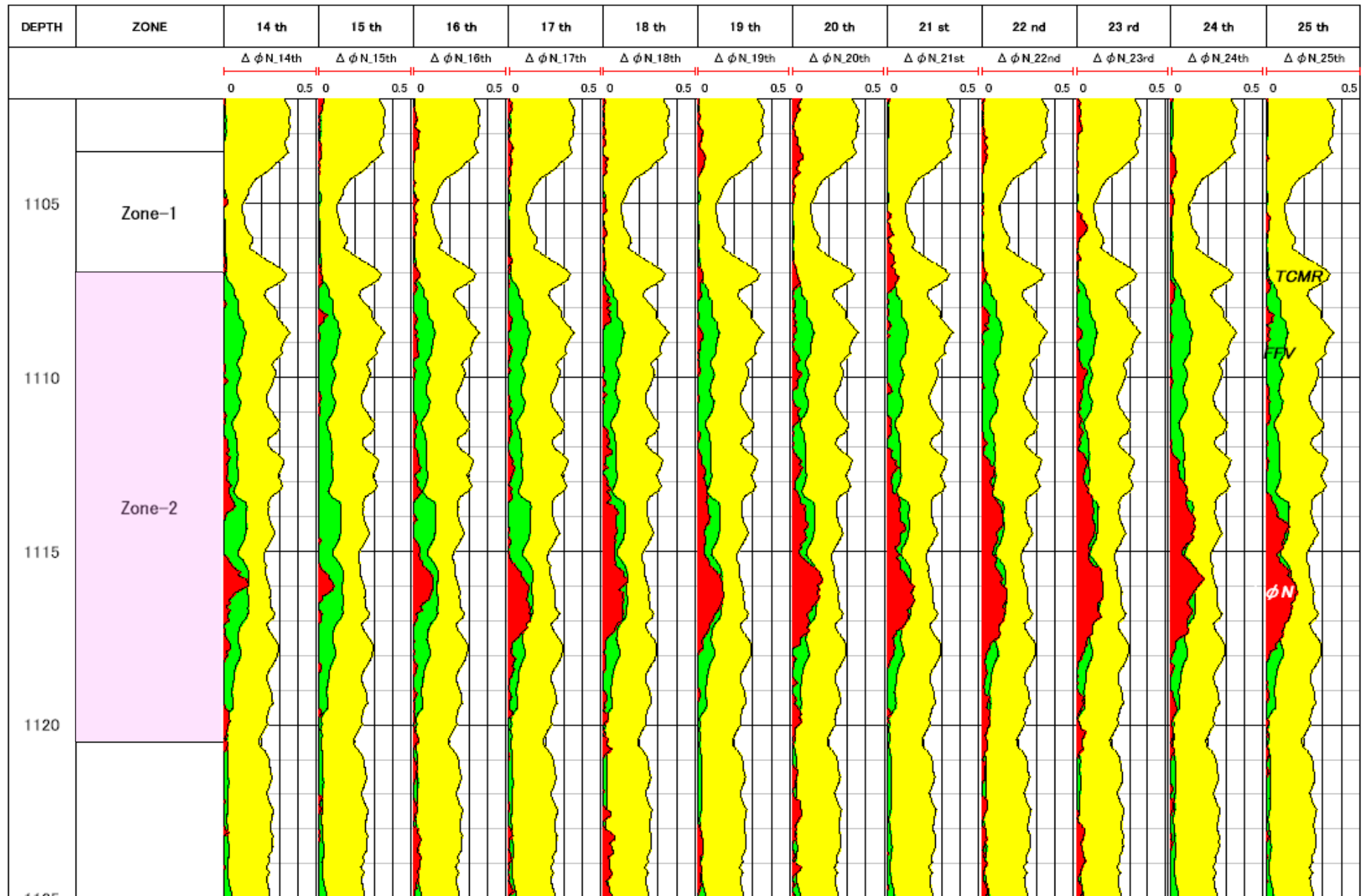
CO₂ Distribution @Nagaoka, Japan



Time-lapse Changes at (1116.0m @OB-2)



中性子孔隙率(CO₂含有率)変化図 (OB-2)



Estimating Volumetric Storage Capacity

S_f: Storage efficiency

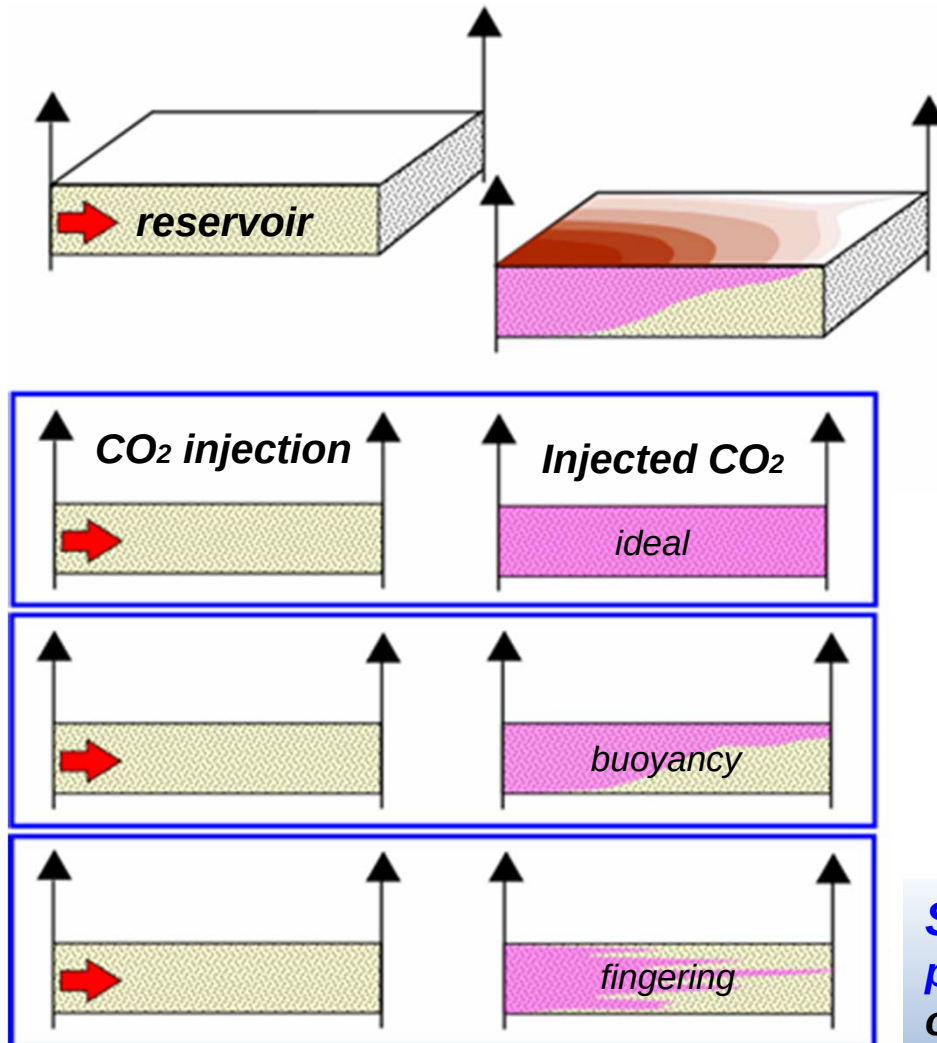
(RITE, 2006; Ogawa et al., 2011)

To calculate the CO₂ storage capacity of a deep saline aquifer, the following equation may be used:

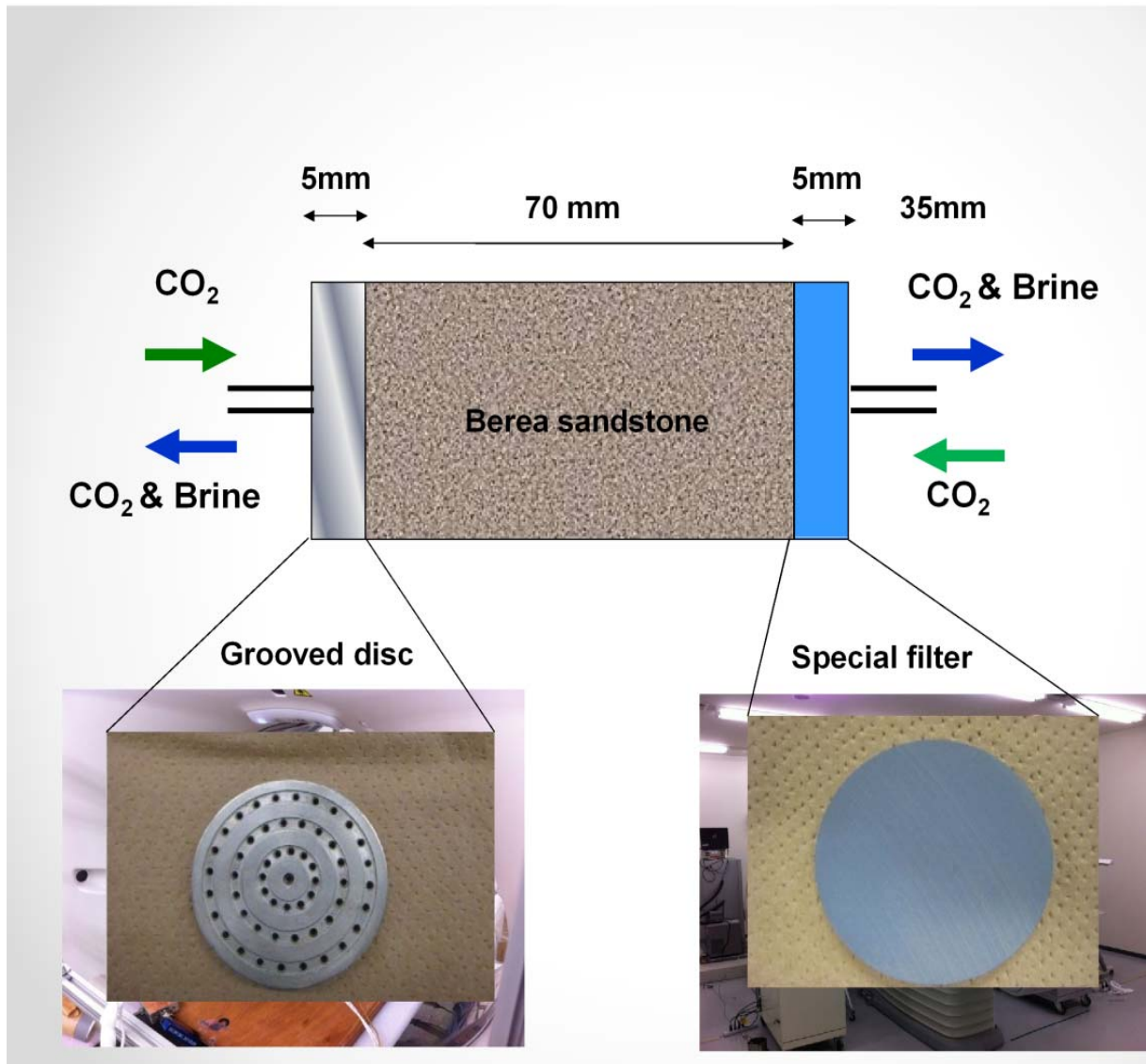
$$\text{CO}_2 \text{ storage capacity (mass)} = \frac{S_f \times A \times h \times \phi \times S_g \times \rho}{B_g \text{CO}_2}$$

where A , h and ϕ are aquifer area, effective aquifer thickness and porosity respectively, so that the product $(A \times h \times \phi)$ represents the total pore volume within the aquifer volume under consideration. S_g is the supercritical CO₂ gas-phase volume fraction in the injected CO₂ plume. ρ is CO₂ density at standard conditions ($=1.976 \text{ kg/m}^3$), and $B_g \text{CO}_2$ is the CO₂ volume factor, which depends on local pressure and aquifer temperature. Therefore, the term $(\rho/B_g \text{CO}_2)$ represents the in situ density of pure CO₂ at the local pressure and temperature. S_f represents a “storage factor”, the ratio of immiscible CO₂ plume volume to total pore volume, which incorporates the combined effects of trap heterogeneity, CO₂ buoyancy and displacement efficiency and so on. In the calculation, the entire aquifer below a depth of 800 m is considered.

S_f : a “storage factor”, the ratio of immiscible CO₂ plume volume to total pore volume, the combined effects of trap heterogeneity, CO₂ buoyancy and displacement efficiency.



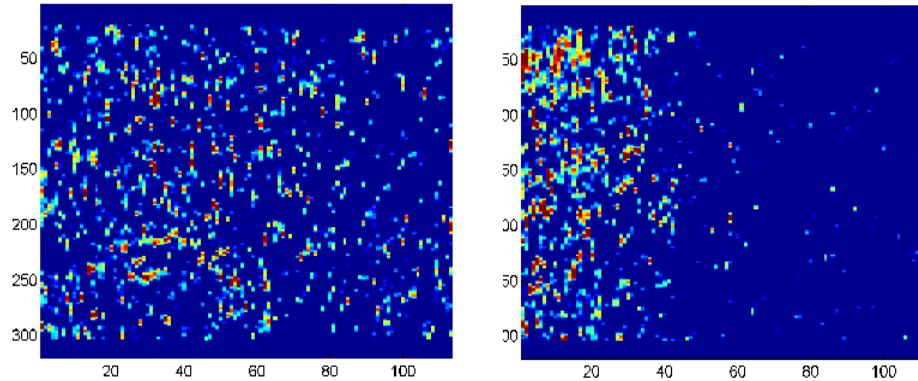
Sample arrangement for X-CT imaging



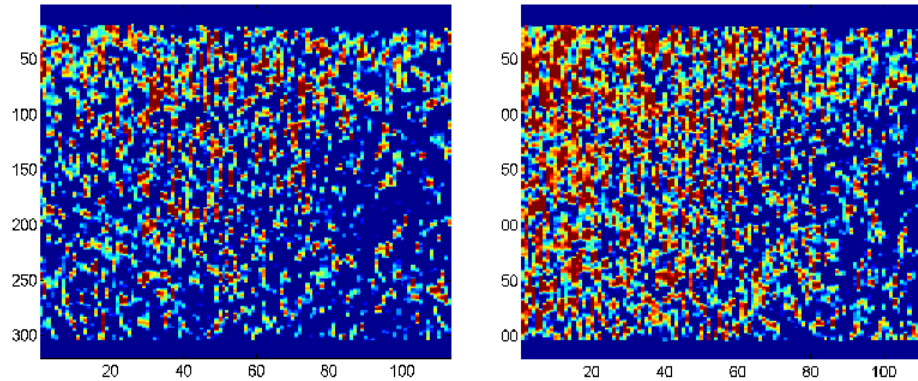
**Confining pressure: 12MPa
Pore pressure: 10MPa
Temperature: 40°C**

CO₂ distribution (left: **grooved disc**; right: **special filter**)

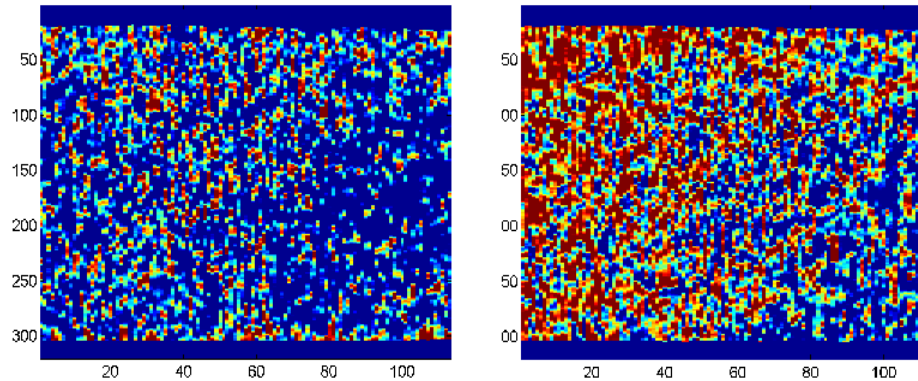
0.045 PV



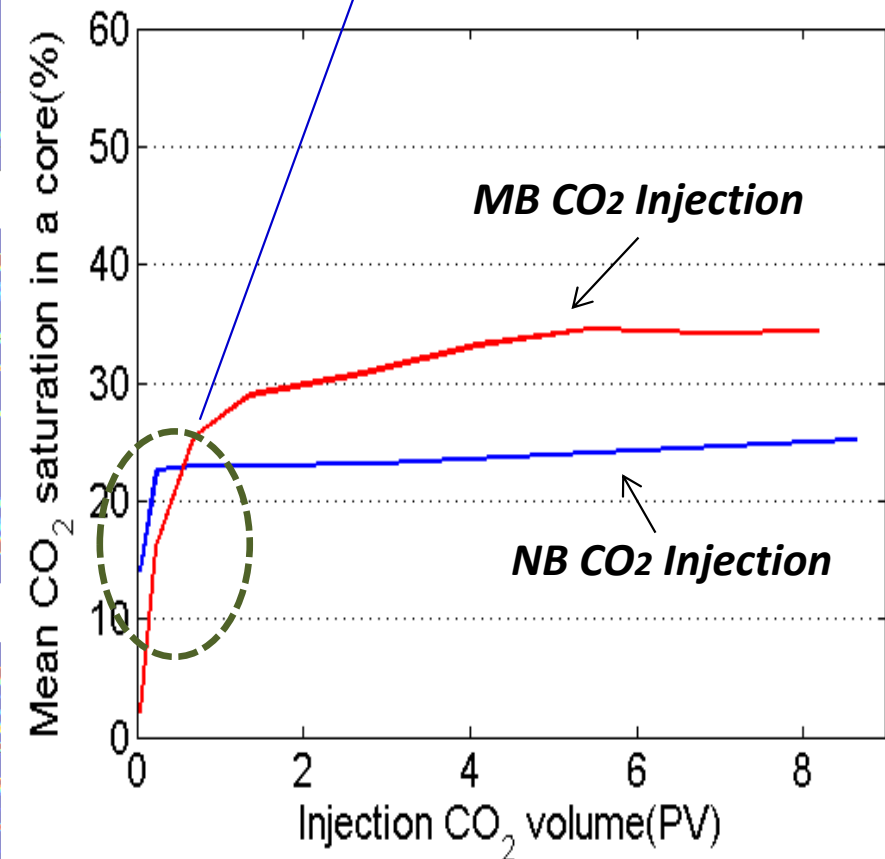
0.68 PV

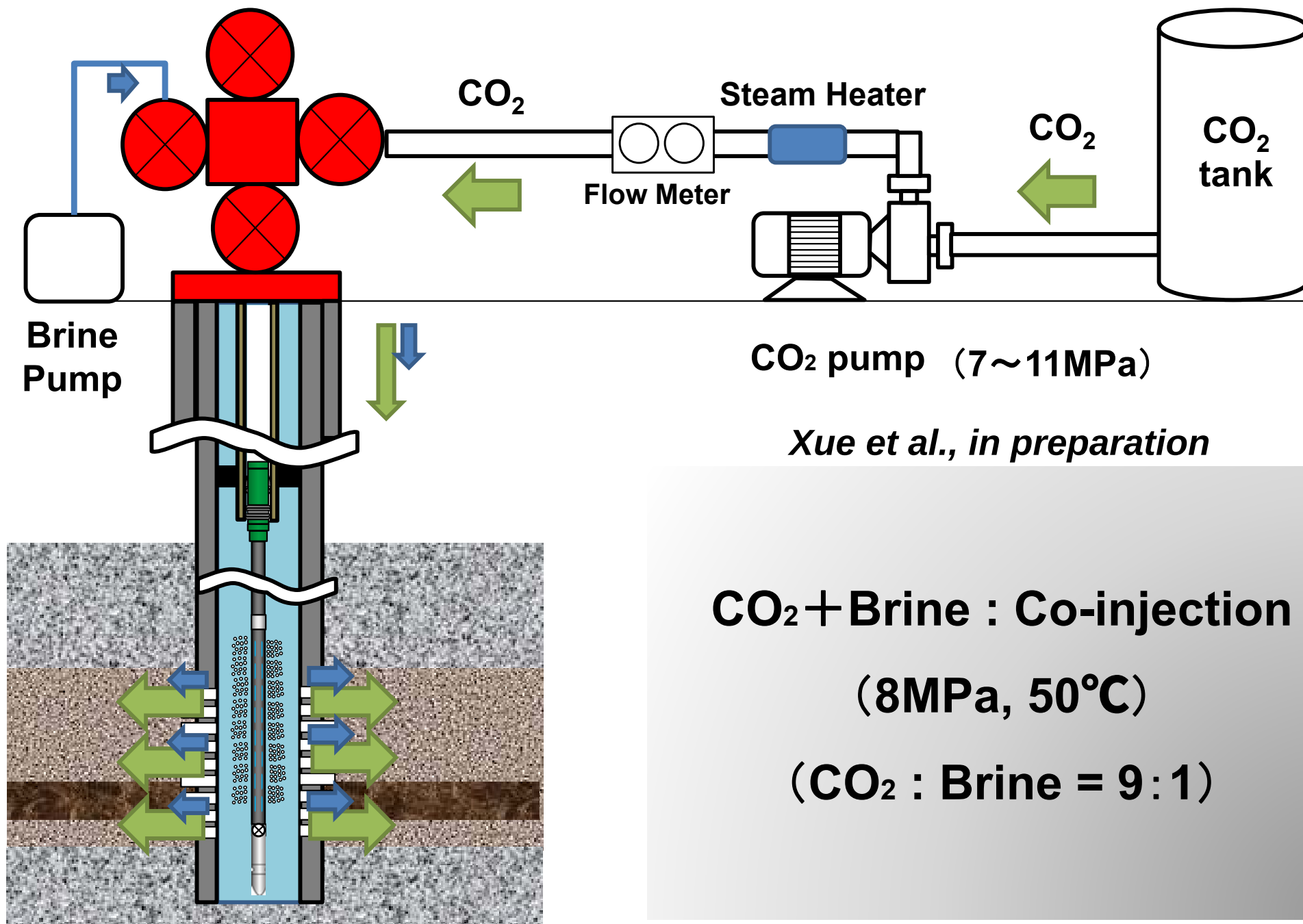


8.18 PV



Enhanced CO₂ Dissolution





CO₂ + Brine : Co-injection
(8MPa, 50°C)
(CO₂ : Brine = 9 : 1)

Bubbling test at lab

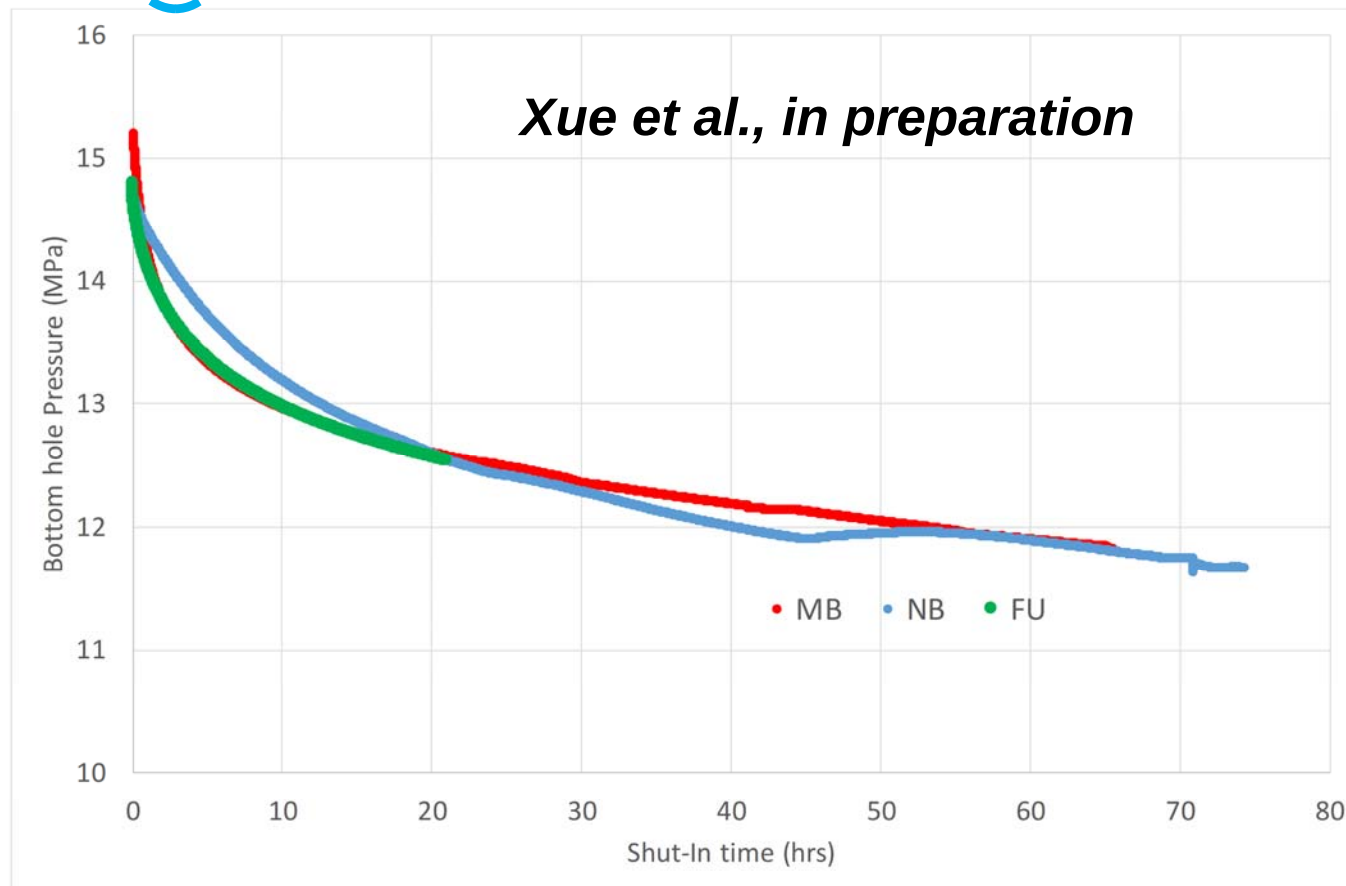
Downhole Tool for Microbubble CO₂ Generation

Xue et al., in preparation

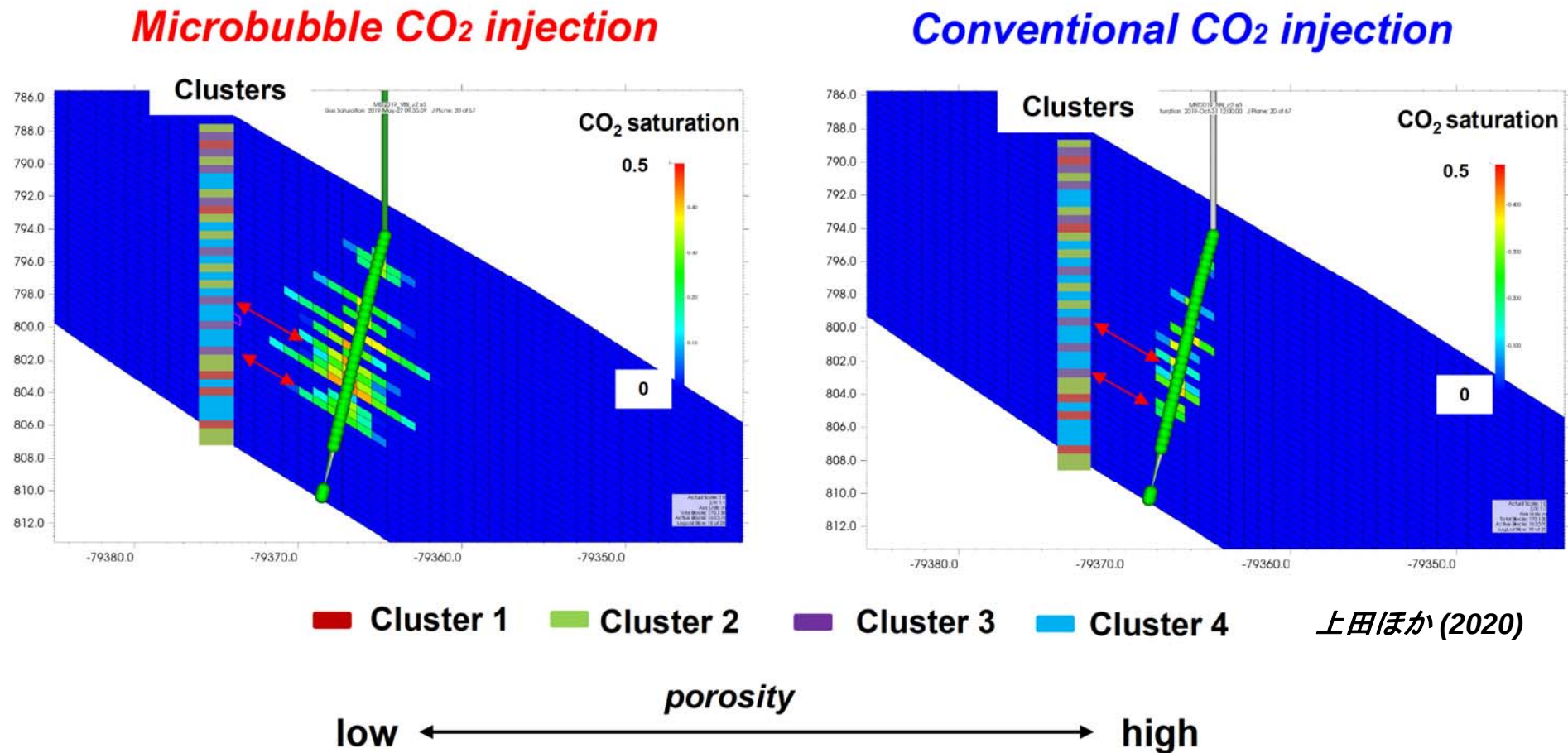


Table 1 Results of the injection and production tests

	Injection		Production			CO ₂ stored	Injection index
	tonne	KL	tonne	KL	KL		
Microbubble injection	CO ₂	brine	CO ₂	brine	oil	80%	0.39 tonne/D/MPa
	20	4	3.9	1.2	0.6		
Conventional injection	CO ₂	brine	CO ₂	brine	oil	63%	0.09 tonne/D/MPa
	5.8	1.2	2.1	0.35	0		

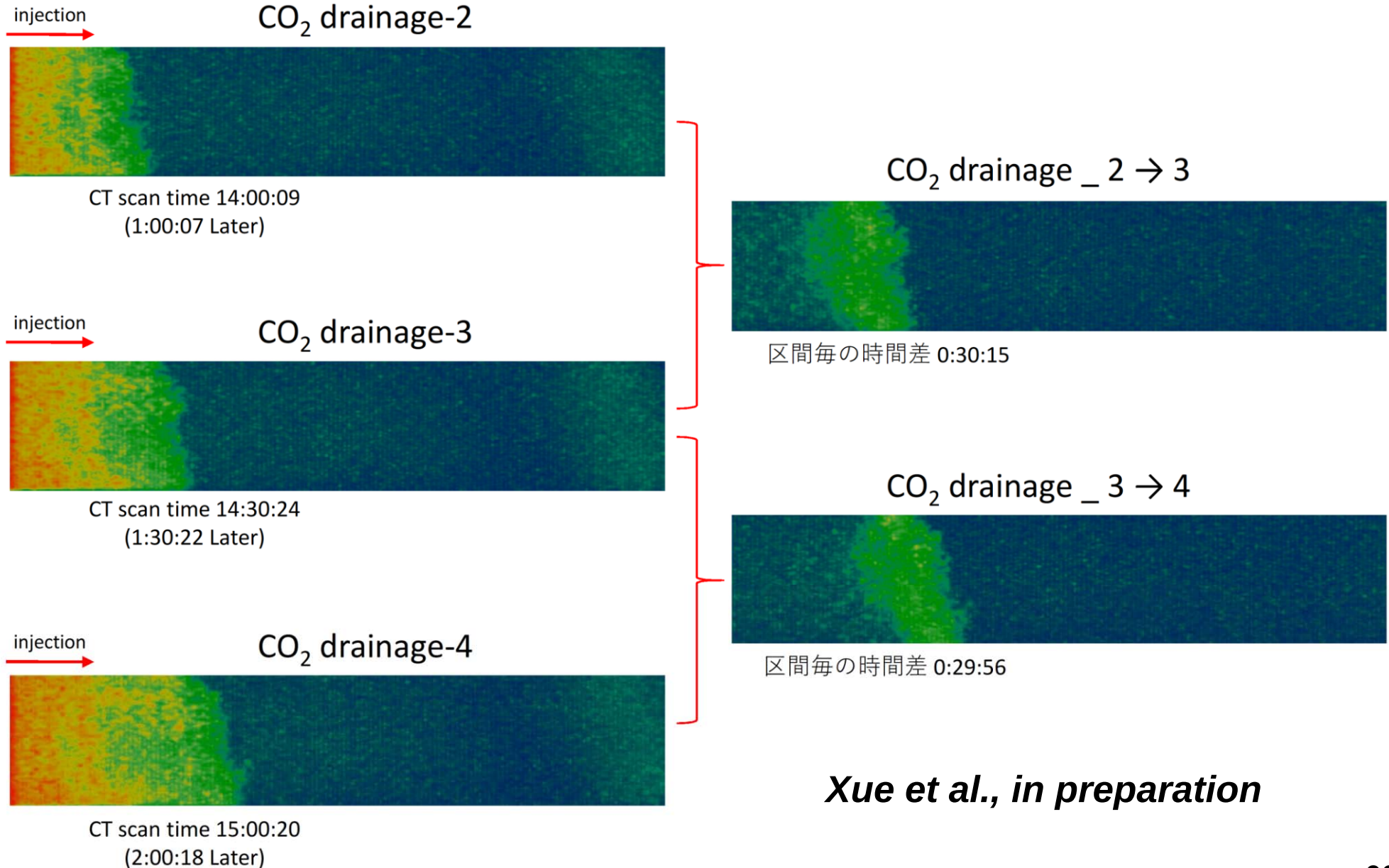


Preliminary Results from CO₂ Injection Simulations (with / without microbubble filter)

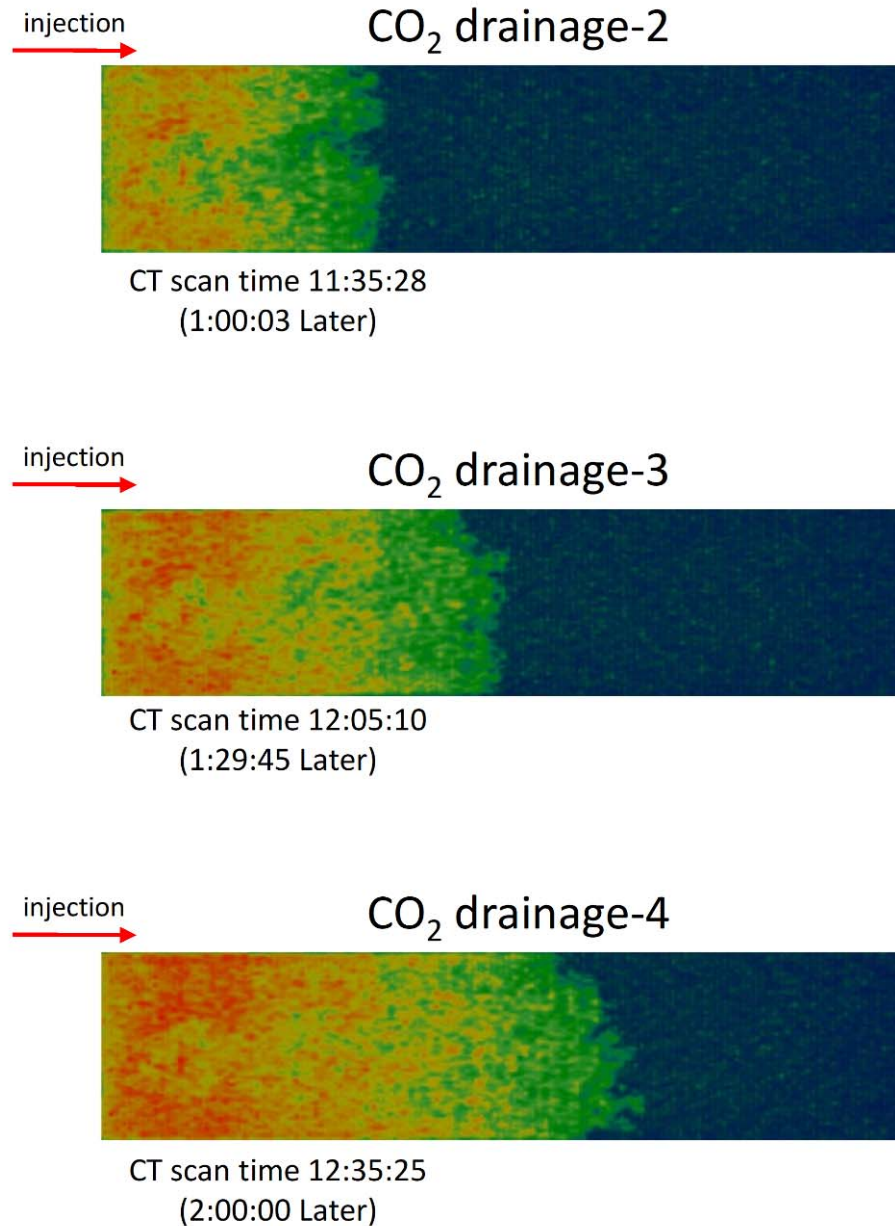


Xue et al., in preparation for Int. J. Greenhouse Gas Control

Visualization of **Microbubble** CO₂ Injection with X-CT In low permeability sandstone sample

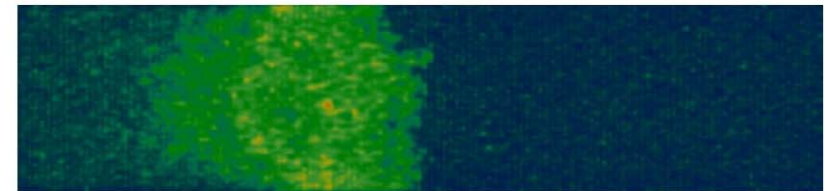


Visualization of **Normal bubble** CO₂ Injection with X-CT In low permeability sandstone sample



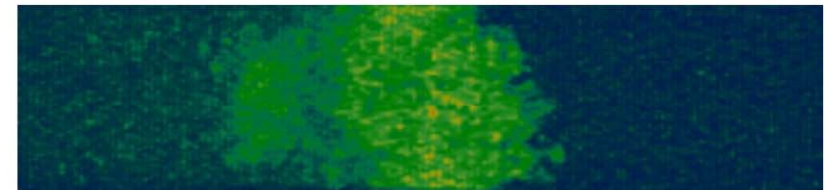
Xue et al., in preparation

CO₂ drainage _ 2 → 3



区間毎の時間差 0:29:42

CO₂ drainage _ 3 → 4



区間毎の時間差 0:30:15

**Injecting MB CO₂: *Control* CO₂ *Mobility*, *Reduce*
risks of early breakthrough**

➤ Recommended Technologies for Improved Pore Space Utilisation:

P	Technology Type	Prior R&D and application	Technology Readiness Level (TRL)	Technology Prospectively
1	Microbubble CO ₂ Injection	Laboratory and Modelled, prototype	TRL 4	High potential
2	Swing Injection	Laboratory and Modelled	TRL 3	High potential
3	Increased Injection Pressure	Laboratory and Modelled	TRL 3	High potential
4	Active Pressure Relief (increase sweep & reduce lateral spread)	Enhanced Oil Recovery (EOR), planned for Gorgon CO ₂ injection project	TRL 6	High potential
5	Foams (block high permeability pathways)	EOR	TRL 6	Reasonably well understood
6	Passive Pressure Relief	Modelled	TRL 4	Limited effectiveness
7	Polymers (increase formation water viscosity)	EOR	TRL 7	Reasonably well understood
8	Surfactants (reduce residual saturation of formation water)	EOR	TRL 7	Reasonably well understood
9	CO ₂ saturated water injection & geothermal energy	Laboratory and Modelled	TRL 3	Site specific & lower volume

* minor modelling and laboratory investigations may be required prior to commercial scale application

CCS技術事例集の作成



長岡実証試験＋海外事例に基づき、Vol.1を完成 →→→ 逐次公開、英訳も



苫小牧大規模実証試験や海外の新規事例を加え、2020年度末までにVol.1を完成



二酸化炭素地中貯留
技術研究組合

Geological Carbon Dioxide Storage
Technology Research Association



CO₂ 地中貯留技術事例集

Phase 01

基本計画



Geological Carbon Dioxide Storage
Technology Research Association



Practical Guidance for
Geological CO₂ Storage

Phase 01

Overview of
Geological CO₂ Storage

謝 辞

この成果は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)
の委託業務の結果得られたものです。