

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

Moisés Dávila Serrano

Tema 4: Almacenamiento

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.

4.1. Tipos de Almacenamiento Geológico

4.1.1. Diferentes Formaciones Rocosas

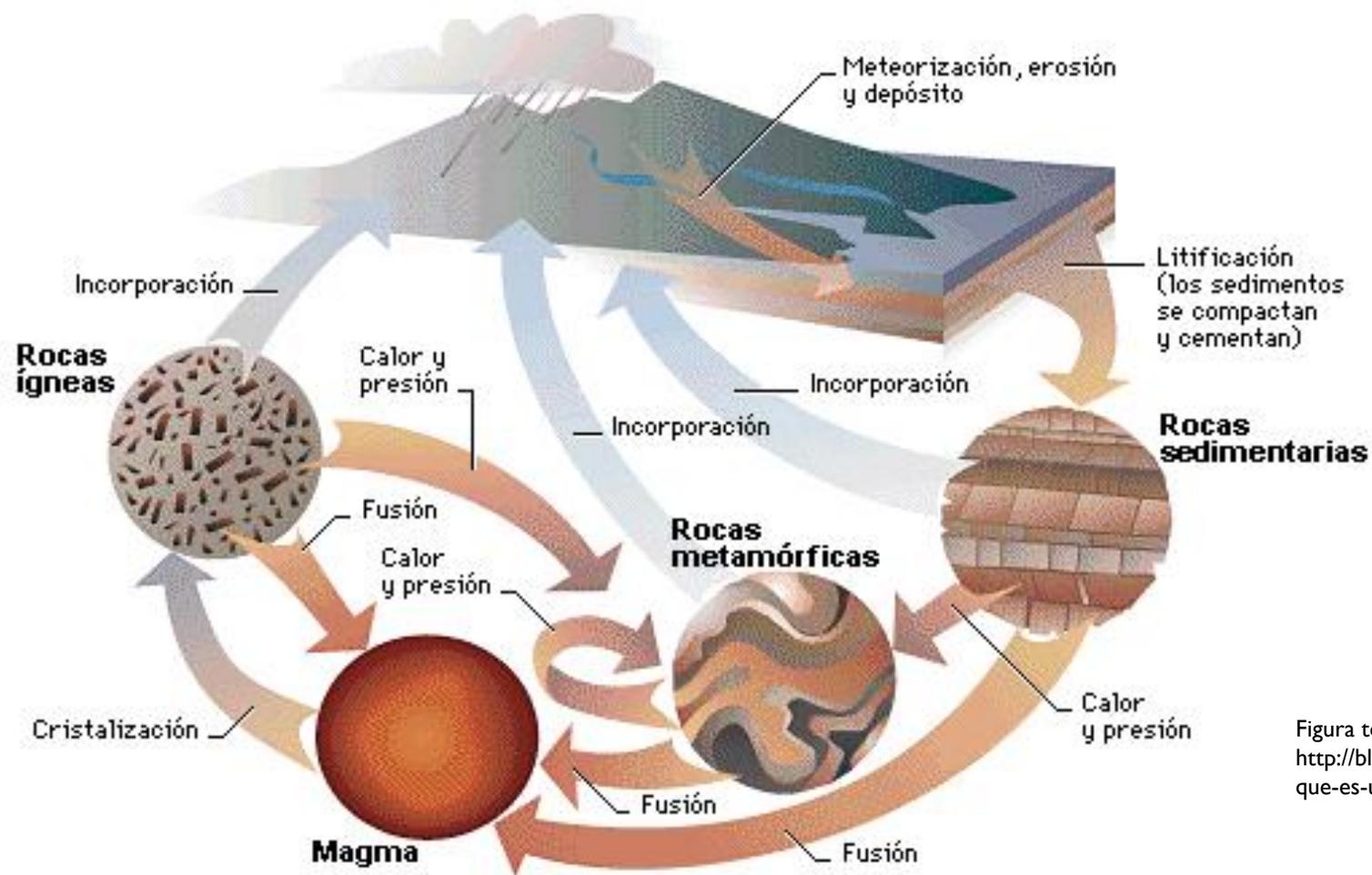


Figura tomada de:
<http://blog.espol.edu.ec/josmvala/2011/07/30/que-es-una-roca>

4.1.1. Diferentes Formaciones Rocosas

Rocas Sedimentarias

Este tipo de rocas se generan por materiales provenientes del intemperismo de rocas más antiguas, erosión y transportes de dichos componentes para ser depositados en las cuencas continentales o marinas y sus alteraciones diagenéticas durante el sepultamiento para finalmente ser litificados (Boggs, 2002).



Caliza (Química/Bioquímica)



Carbón (Orgánica)

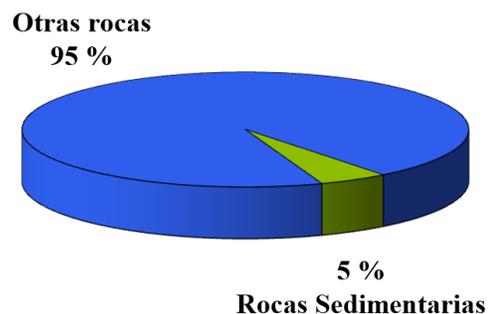


Arenisca (Siliciclástica)

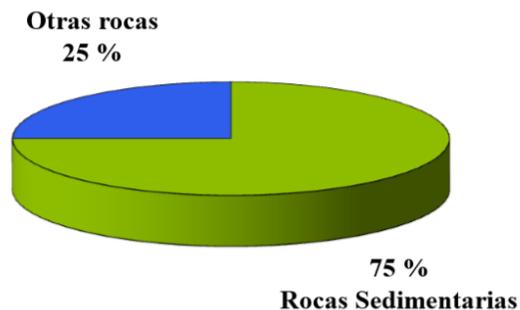
4.1.1. Diferentes Formaciones Rocosas

Abundancia de la Rocas Sedimentarias

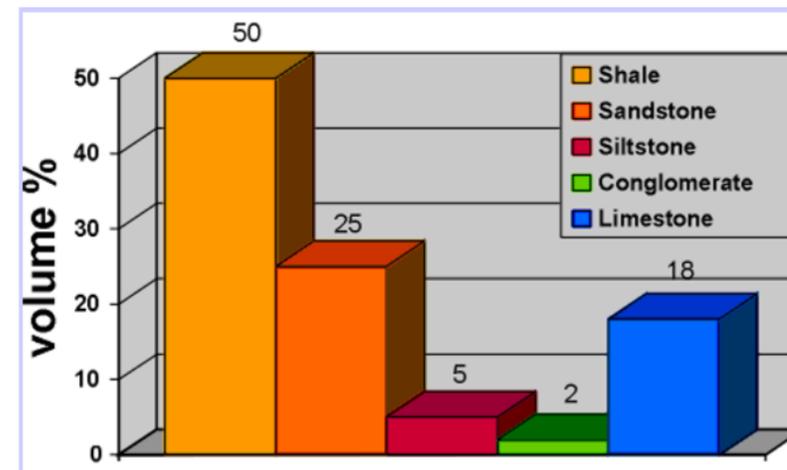
Distribución de las Rocas en la Corteza (Volumen)



Distribución de las Rocas en la Superficies Terrestre (Área)



Abundancia de las Rocas Sedimentarias (Volumen)



Carenas, et al. 2014

4.1.2. Propiedades de las Rocas Sedimentarias

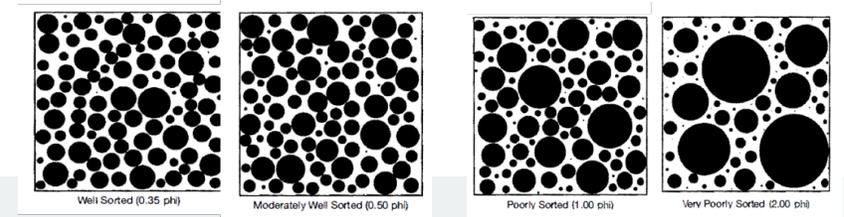
Tamaño de partículas

- Refleja los procesos de meteorización y erosión (los cuales generan partículas de varios tamaños) y la naturaleza de los procesos de transporte subsecuentes.



Clasificación o gradación

- La clasificación de un población de granos es una medición del rango de los tamaños de grano presentes y la magnitud de la dispersión o clasificación de esos tamaños es aproximadamente el tamaño promedio.

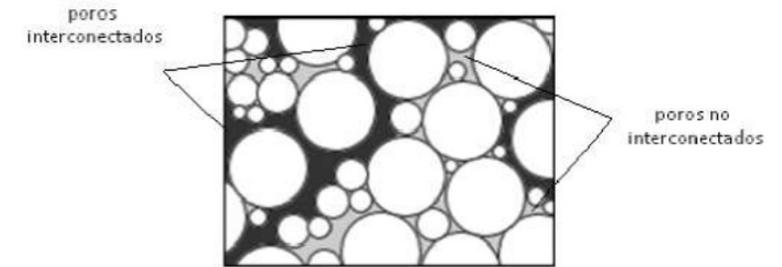


4.1.2. Propiedades de las Rocas Sedimentarias

Las texturas primarias de las rocas sedimentarias controlan las propiedades de **porosidad** y **permeabilidad** de las mismas rocas.

POROSIDAD

- Se define como el volumen de espacios vacíos (poros vacíos) en un sedimento o roca sedimentaria en relación al volumen total de poros de la roca.
- *Porosidad Total (Absoluta)* es el espacio poroso total presente en la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos.
- *Porosidad Efectiva* es el volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. Excluye los poros aislados.



$$\text{porosity (\%)} = V_p / V_b \times 100$$

V_p = Volumen de poros

V_b = Volumen total

$$\text{effective porosity (\%)} = IV_p / V_b \times 100$$

IV_p = Volumen de poros interconectados

V_b = Volumen total

4.1.2. Propiedades de las Rocas Sedimentarias

- *La porosidad en las rocas sedimentarias se ve afectada por tamaño del grano, clasificación, forma, empaquetamiento y arreglo; además por procesos post-depositacionales como compactación, solución y cementación.*
- Sedimentos bien gradados tienden a tener bajas porosidades y permeabilidades debido a que el empaquetamiento es más estrecho permitiendo que los sedimentos más finos rellenen los poros de la roca.
- La porosidad incrementa con la disolución.

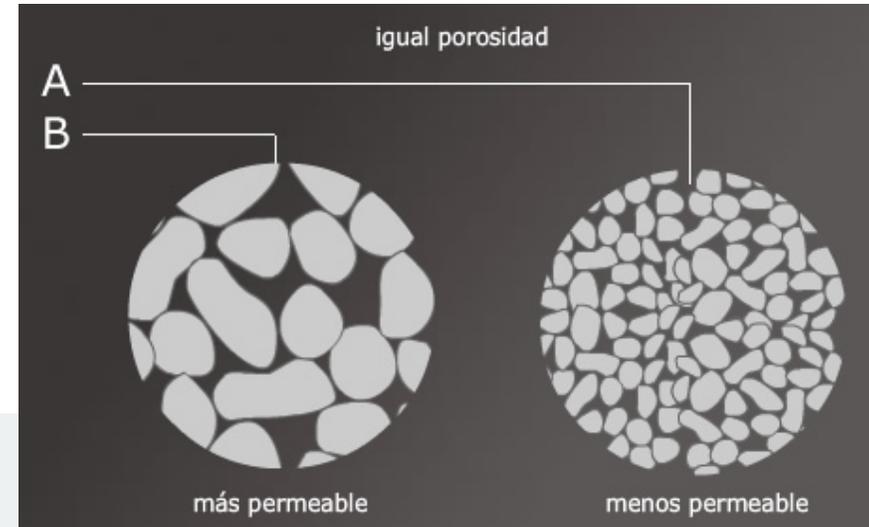
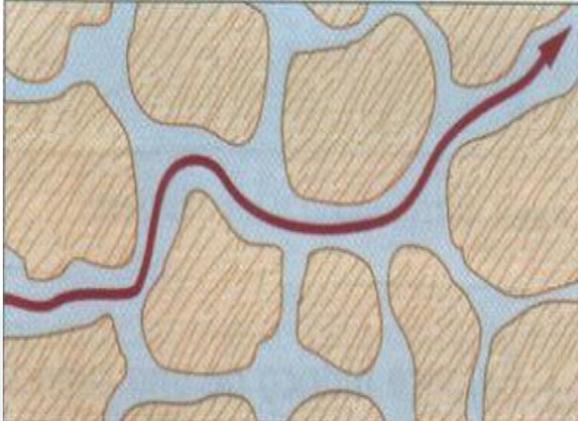
Valores estimados de la porosidad (%), según Sanders (1998)

| | total | eficaz |
|-------------------------------------------|----------|----------------|
| Arcillas | 40 a 60 | 0 a 5 |
| Limos | 35 a 50 | 3 a 19 |
| Arenas finas, arenas limosas | 20 a 50 | 10 a 28 |
| Arena gruesa o bien clasificada | 21 a 50 | 22 a 35 |
| Grava | 25 a 40 | 13 a 26 |
| Shale intacta | 1 a 10 | 0,5 a 5 |
| Shale fraturada/alterada | 30 a 50 | |
| Arenisca | 5 a 35 | 0,5 a 10 |
| Calizas, dolomías NO carstificadas | 0,1 a 25 | 0,1 a 5 |
| Calizas, dolomías carstificadas | 5 a 50 | 5 a 40 |
| Rocas ígneas y metamórficas sin fracturar | 0,01 a 1 | 0,0005 |
| Rocas ígneas y metamórficas fracturadas | 1 a 10 | 0,00005 a 0,01 |

4.1.2. Propiedades de las Rocas Sedimentarias

Permeabilidad

- Comúnmente definida como la habilidad de un medio para permitir el paso de fluidos.
- El fluido pasa a través de los poros interconectados.



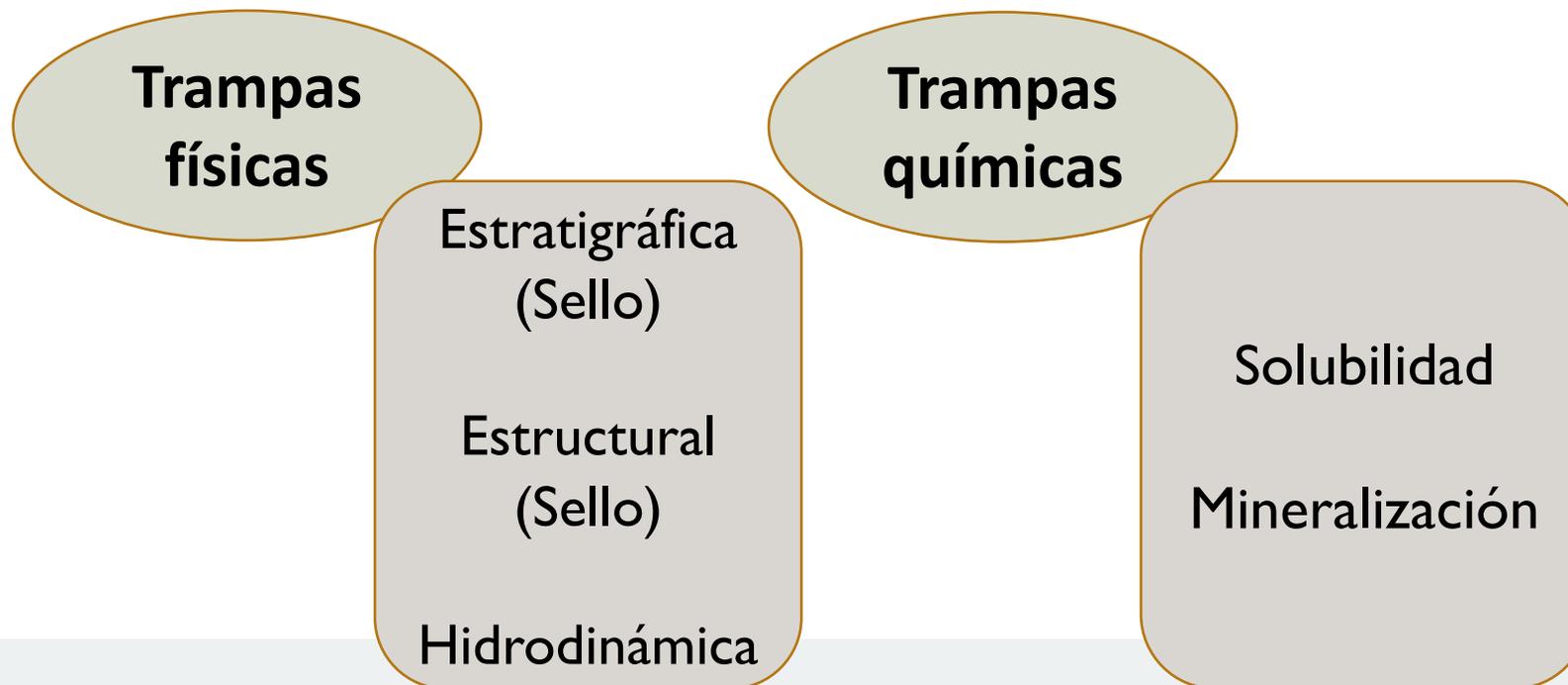
Relación entre porosidad (total) y permeabilidad

4.1.2. Propiedades de las Rocas Sedimentarias

Regiones más apropiadas para almacenamiento de CO₂ por el tipo de roca predominante

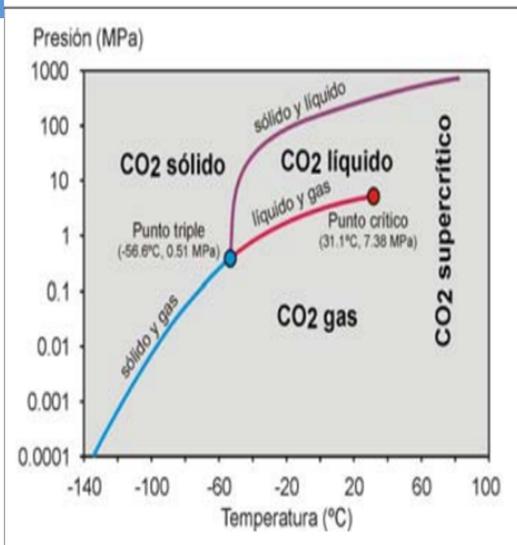


4.1.3. Tipos de Retención Geológica de CO₂

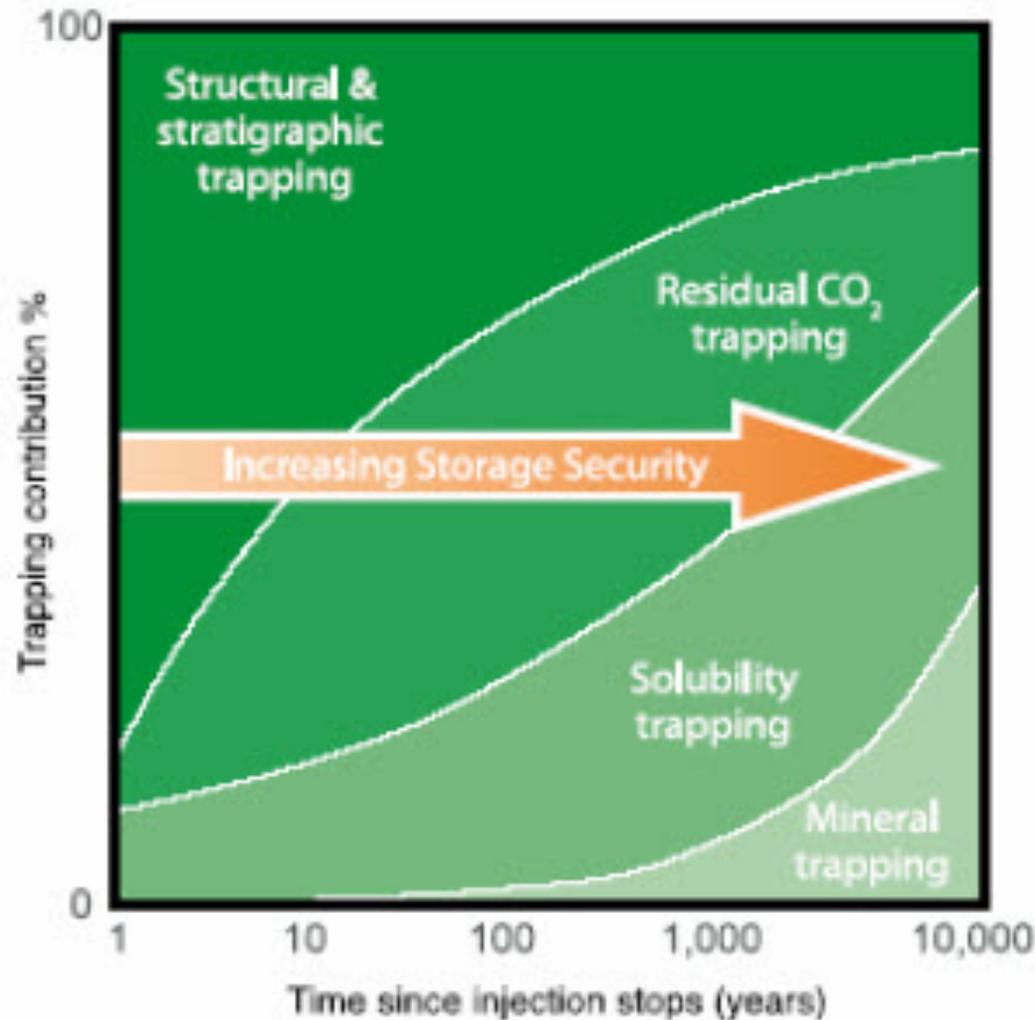
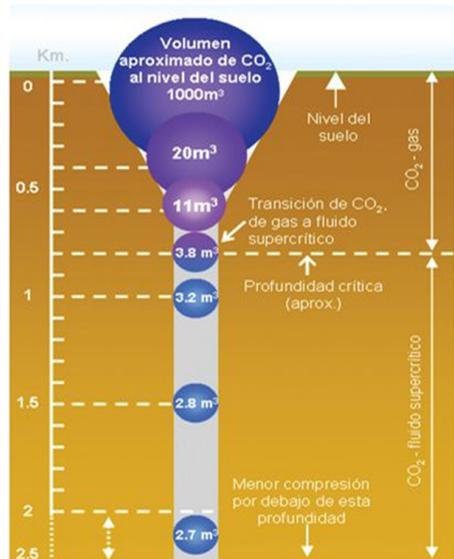


4.1.3. Tipos de Retención Geológica de CO₂

EFFECTIVIDAD EN EL TIEMPO

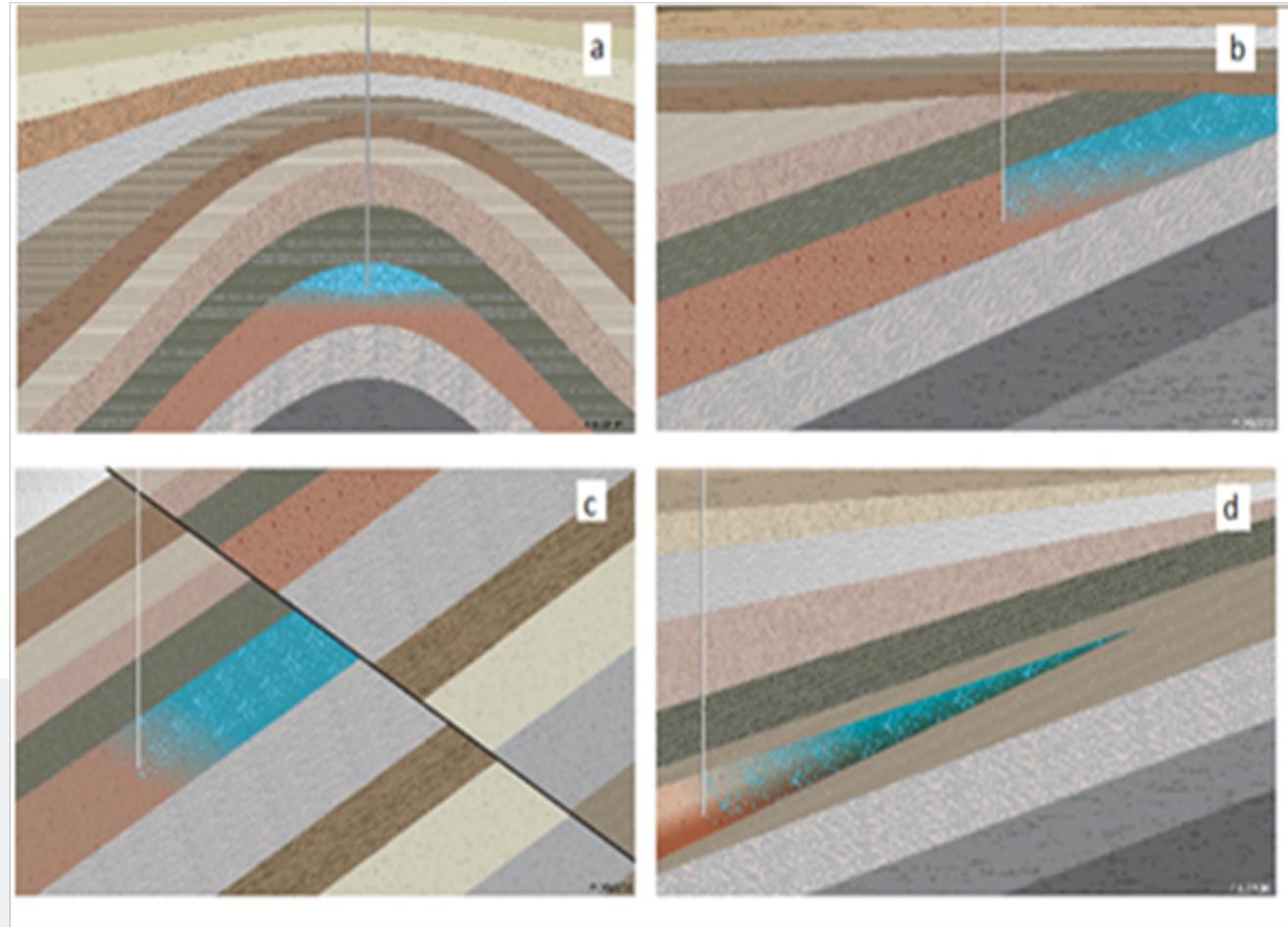


- ✓ SC: superior al punto crítico a 31.1 °C y 7.38 MPa.
- ✓ Fase: L-G, donde no se produce licuefacción ni evaporación
- ✓ Reduce su volumen de 1000 m³ a 3.8 m³
- ✓ Aumenta su densidad a 650



4.1.3. Tipos de Retención Geológica de CO₂

RETENCIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA



4.1.3. Tipos de Retención Geológica de CO₂

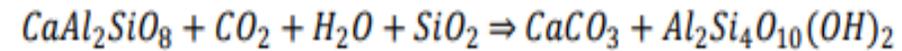
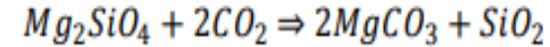


- Potentially most secure trapping mechanism
- Variety of minerals can precipitate
- Long and uncertain timescales
- Modelling complexity
 - e.g. reservoir heterogeneity

CO₂ acidifica agua de acuíferos →
detona reacciones

MINERAL TRAPPING

Pero se neutraliza con las
siguientes reacciones:

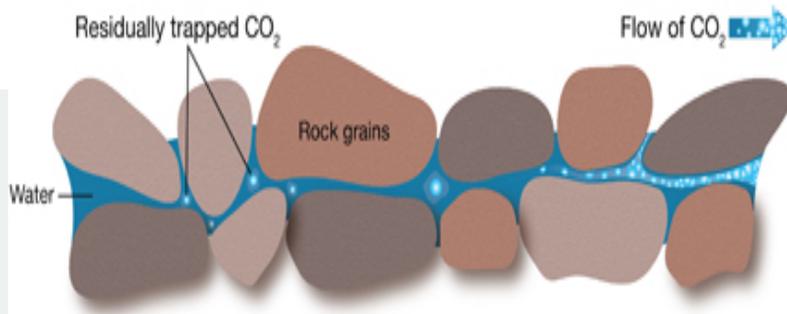


Forsterita



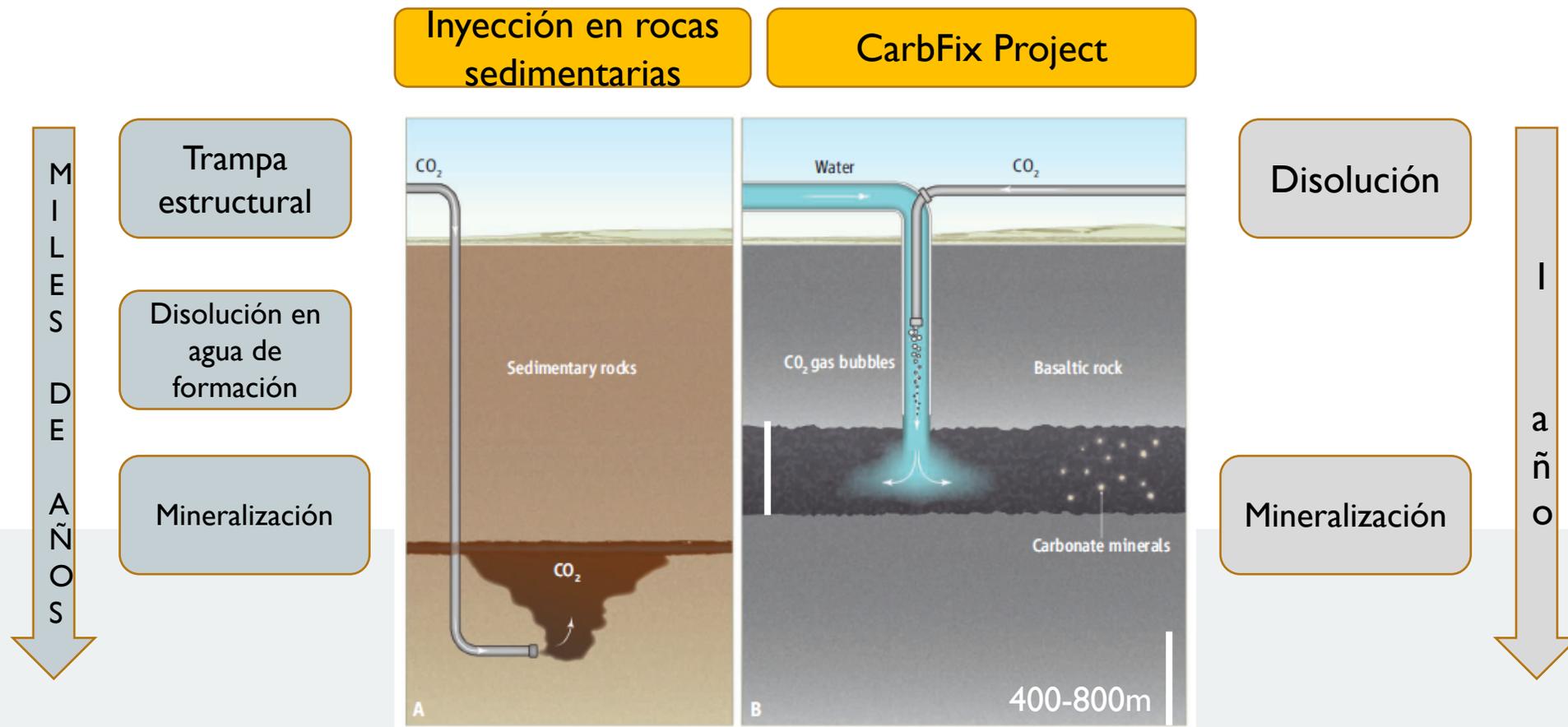
Anortita

RESIDUAL TRAPPING

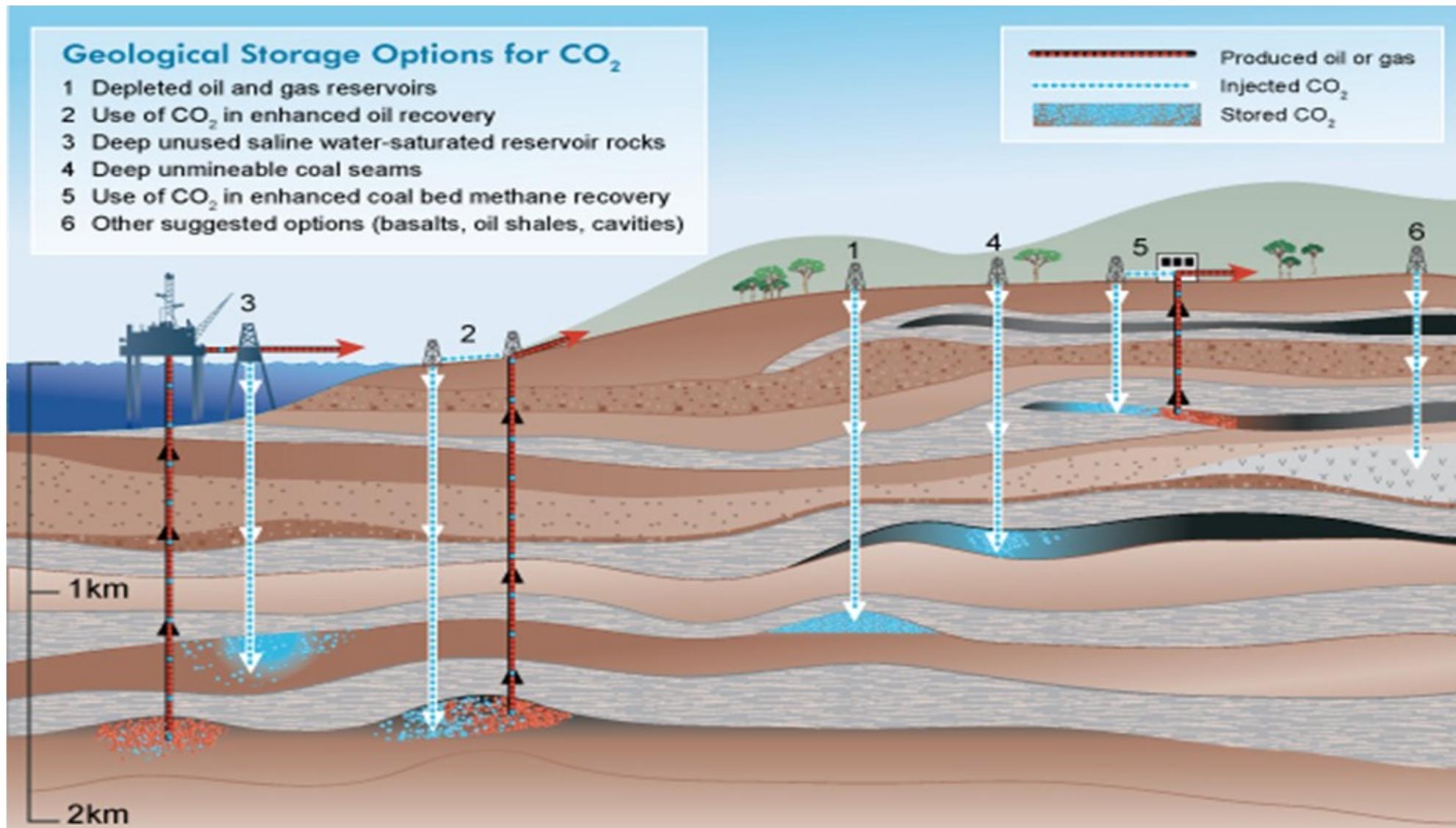


4.1.3. Tipos de Retención Geológica de CO₂

Retención de CO₂ en rocas sedimentarias vs basaltos estimulados



4.2. Formas de Almacenamiento Geológico



4.2.1. Almacenamiento en formaciones salinas profundas

- Salinidad > 10 000 ppm
- Profundidades > 800 m
- Sello –Trampa

1% subsuelo profundo salino sedimentario es suficiente para almacenar emisiones globales

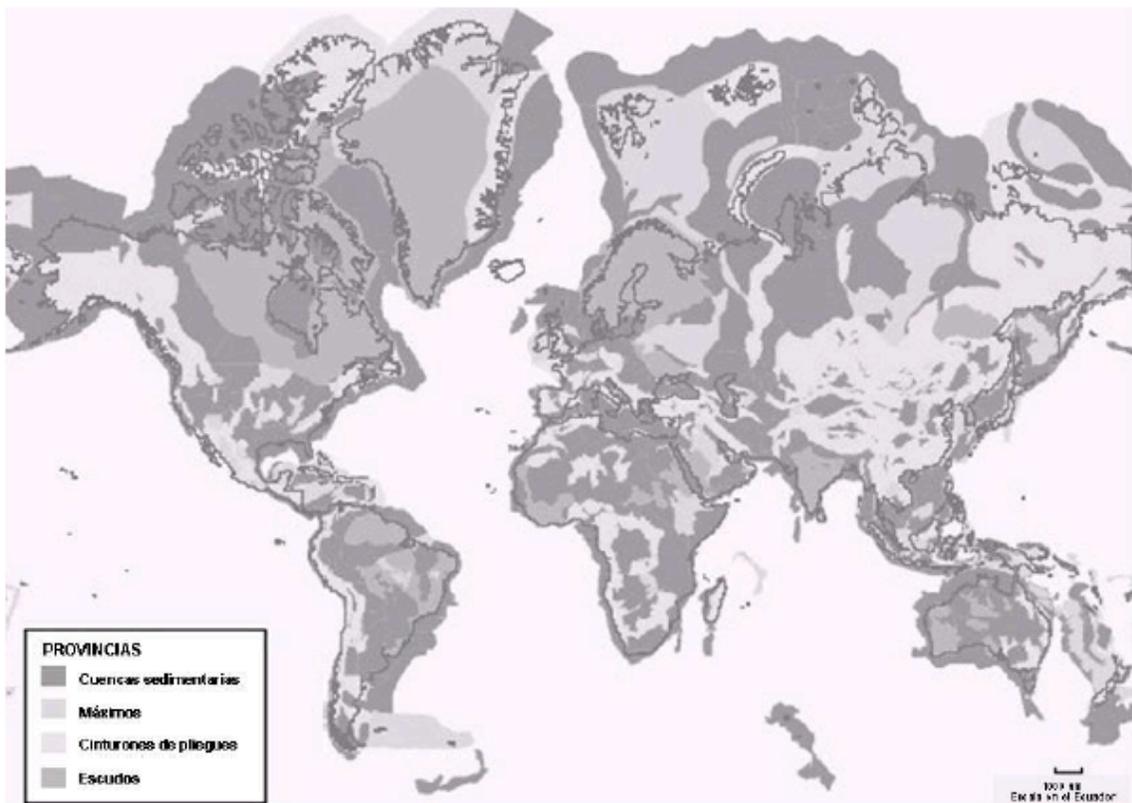


Figura 2-1.- Distribución general de cuencas sedimentarias alrededor del mundo. Bradshaw y Dance, 2005

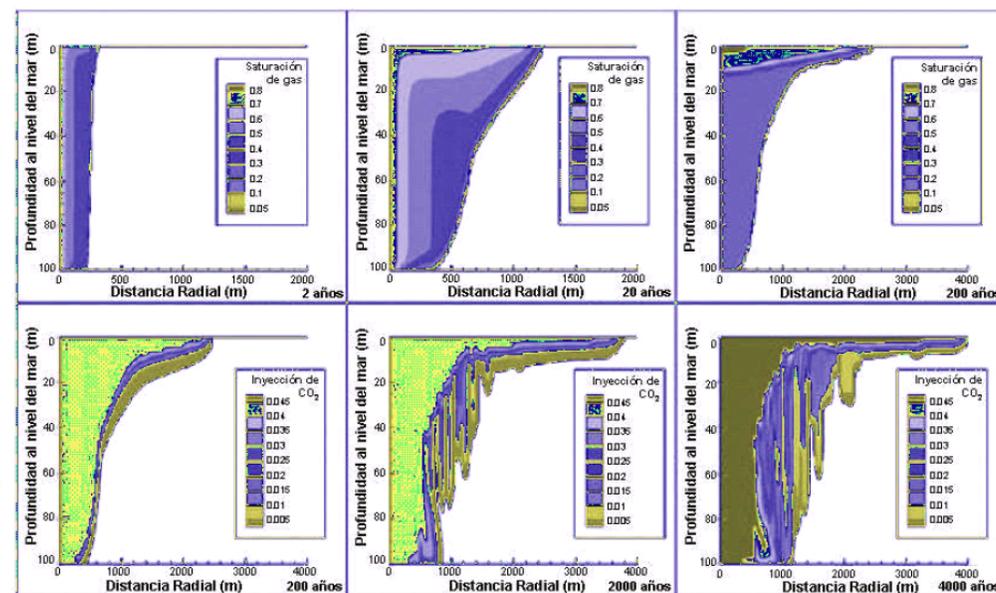
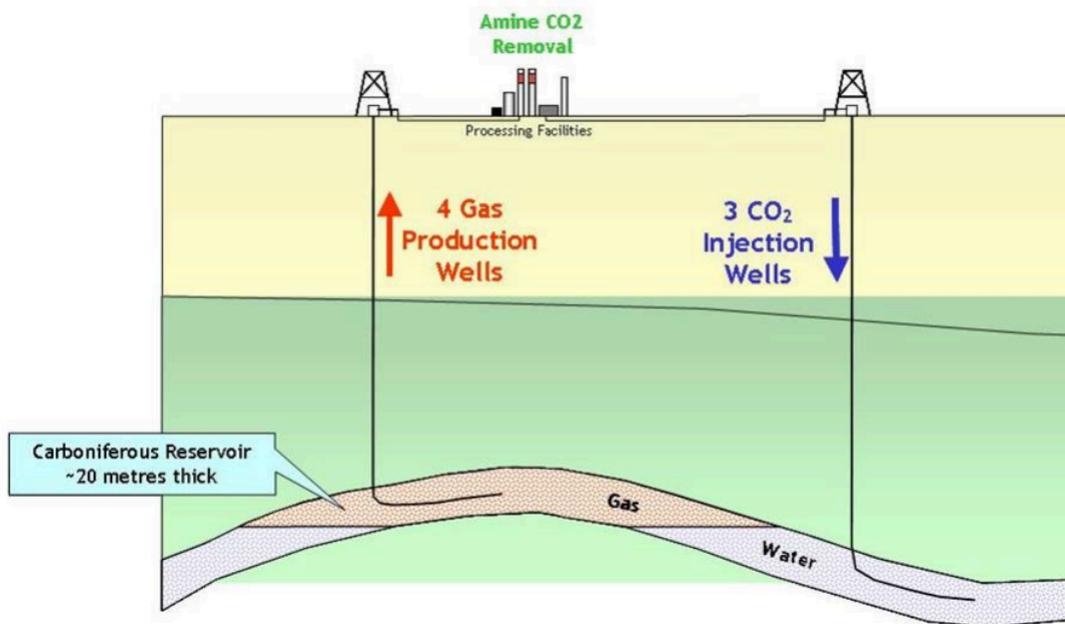


Figura 2-7.- Simulación de saturación de CO2 en una formación homogénea. Solomon, 2007; después de Ennis-King y Paterson, 2003.

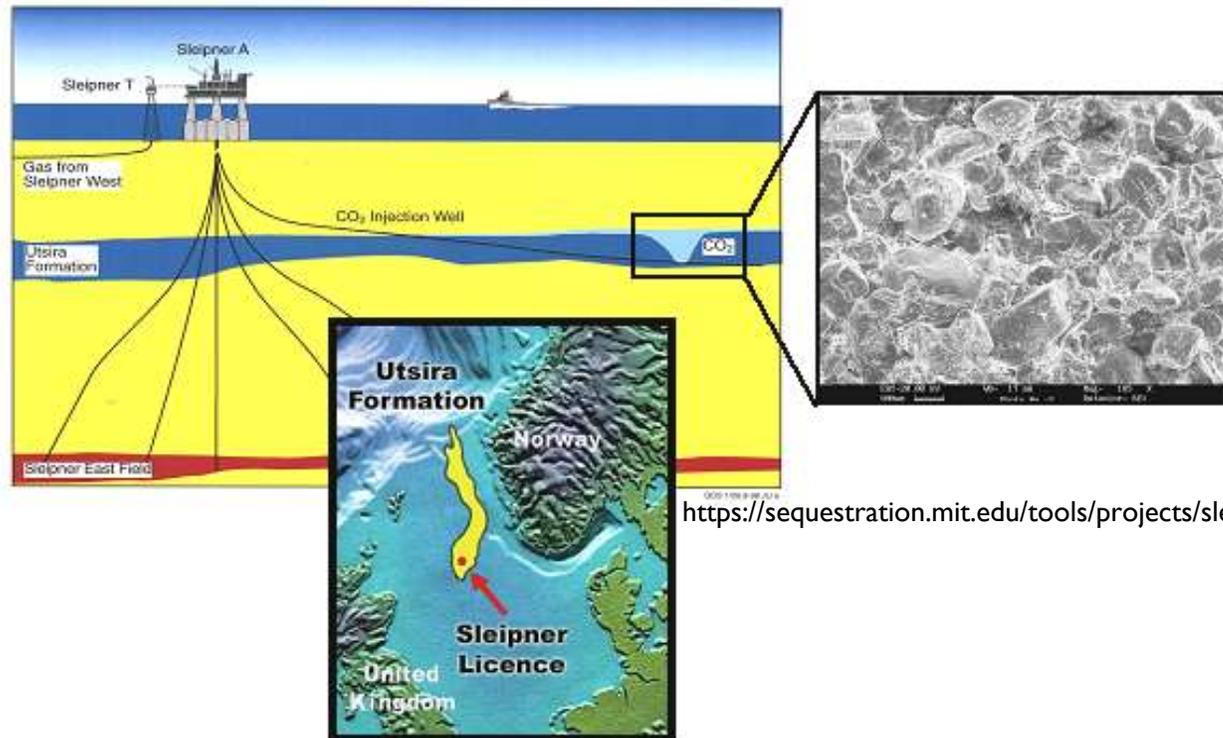
4.2.1. Almacenamiento en formaciones salinas profundas



In Salah inyectó desde 2004 y hasta 2017 1 MtCO₂/año a 1900 m de profundidad en una formación de arenisca de edad carbonífera que era un antiguo reservorio de gas natural

<http://www.zeroco2.no/projects/in-salah>

Sleipner almacena 0,9 MtCO₂/año desde 1996 en el mar del norte a 800-1000 m debajo del piso marino. La formación Utsira tiene de 100 a 250 m de espesor y se estima que puede almacenar 600 kMt/CO₂.

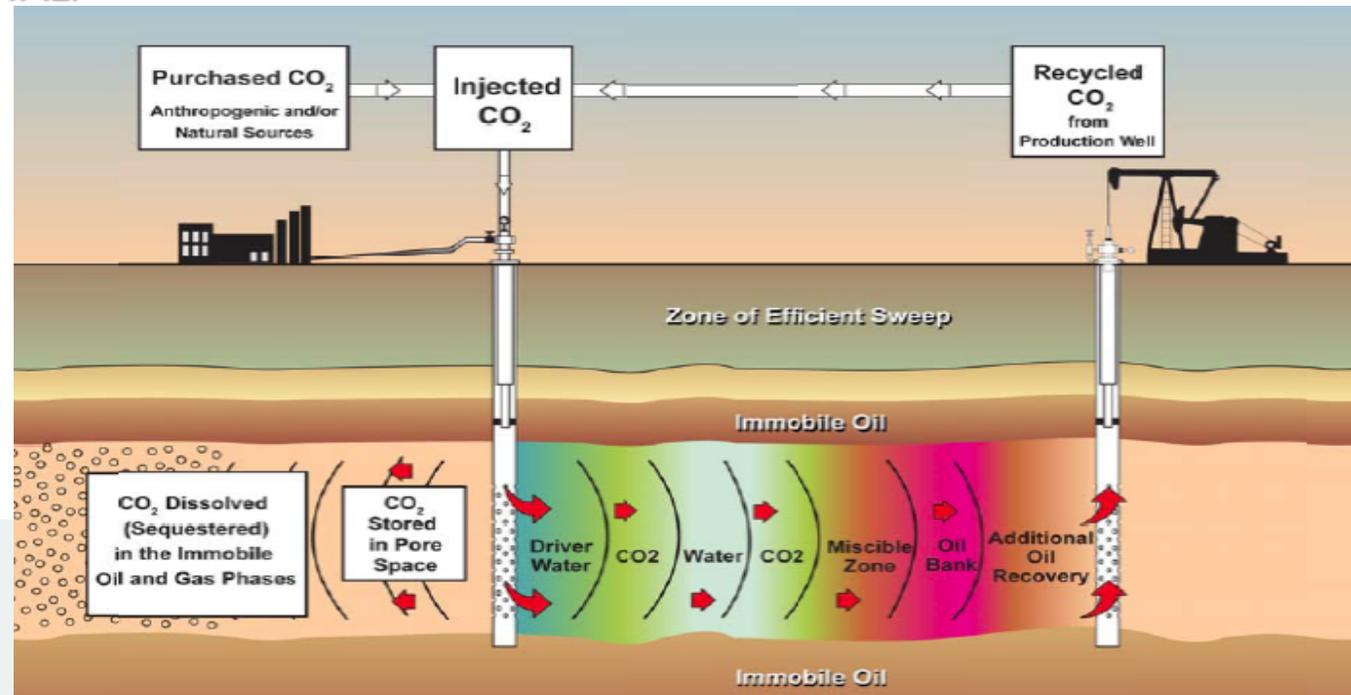
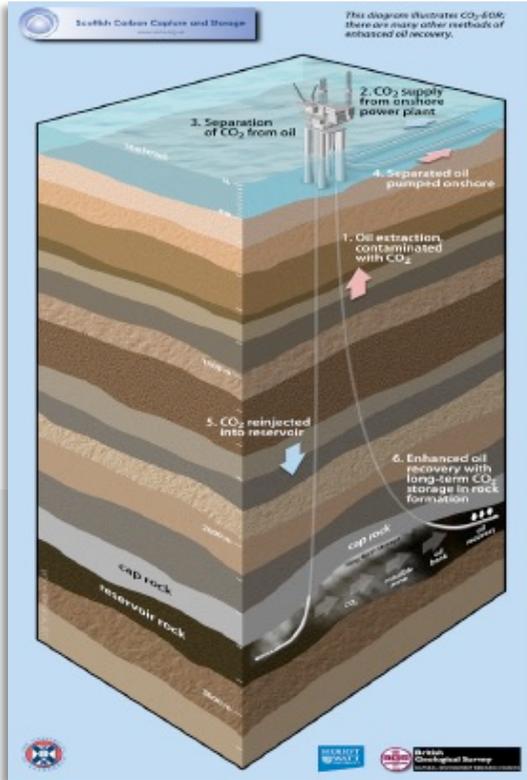


<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html>

4.2.2. Almacenamiento asociado a EOR

Lo que se hace en este proceso es aprovechar ambas eficiencias Microscópica y Macroscópica (del CO₂ y el agua) lo que lleva a un incremento en la recuperación superior a la que se obtendría si se usaran ambos agentes por separado.

Deseablemente el CO₂ es miscible con el aceite, aunque no es mandatorio. Para que se considere CCS-EOR PERMANENTE se requiere tener la contabilidad del CO₂ inyectado y producido, monitoreo de la pluma de CO₂ y MRV que incluya los pozos heredados. Si no, se considera INCIDENTAL.



Proceso WAG para EOR²

¹García M. 2005. Optimization of a CO₂ Flood Design, Wasson Field, Texas. Master Thesis, Texas A&M University, College Station, TX, USA.

²CSLF. 2013. Technical Challenges in Conversion of CO₂-EOR Projects to CO₂ Storage Projects. USA.

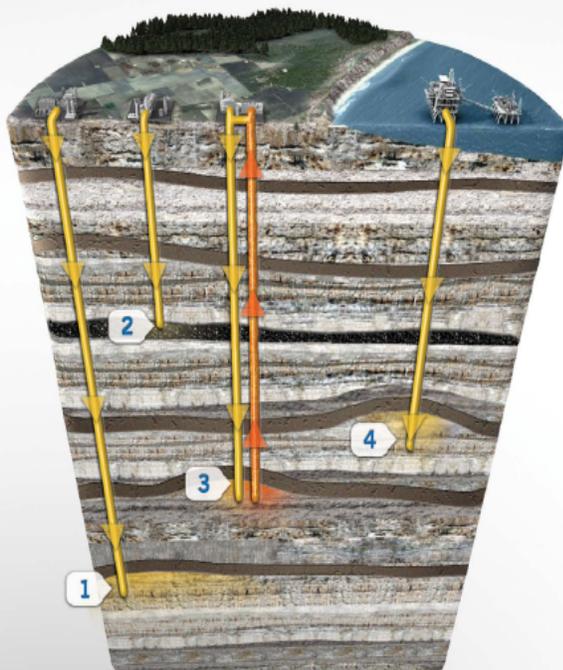
Visión de las ventajas del almacenamiento con EOR vs ASP

| Tipo | ASP | EOR |
|----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Deterioro de Terrenos en Superficie | variable | Ya impactados |
| Gestión del CO ₂ | Sólo Inyección de CO ₂ | Inyección de CO ₂ , producción de hidrocarburos, reciclado de CO ₂ |
| Riesgo por el incremento de presión | Potencial de incremento en áreas considerable, se requiere gestión | El incremento de la presión es el objetivo del EOR |
| Confinamiento del CO ₂ | Mecanismos inferidos | Confinamiento demostrado para el yacimiento de hidrocarburos |
| Solubilidad del CO ₂ en los fluidos de la formación | CO ₂ débilmente soluble en la salmuera | Alta solubilidad del CO ₂ en el aceite |
| Densidad de información del subsuelo | Pocos pozos, información escasa | Muchos pozos, subsuelo bien conocido |
| Integridad mecánica/Riesgo de falla en pozos | Pocos pozos cuidadosamente perforados, ademados y cementados | Muchos pozos preexistentes, algunos en malas condiciones, Necesidad de reparación, vías francas de escape |
| Acceso al espacio de poro | Variable dependiendo del Estado (USA) Regulación inexistente en México | Marco legal ya existente (USA) Regulación inexistente en México |
| Recursos para compensar costos de captura | NO | SI |
| MVA | MVA debe basarse en estudios geológicos profeso | El conocimiento de la exploración y explotación contribuye al MVA |
| Aceptación de la Sociedad | Desconocido aún | Probablemente bueno. Al publico le es familiar la industria de los hidrocarburos |

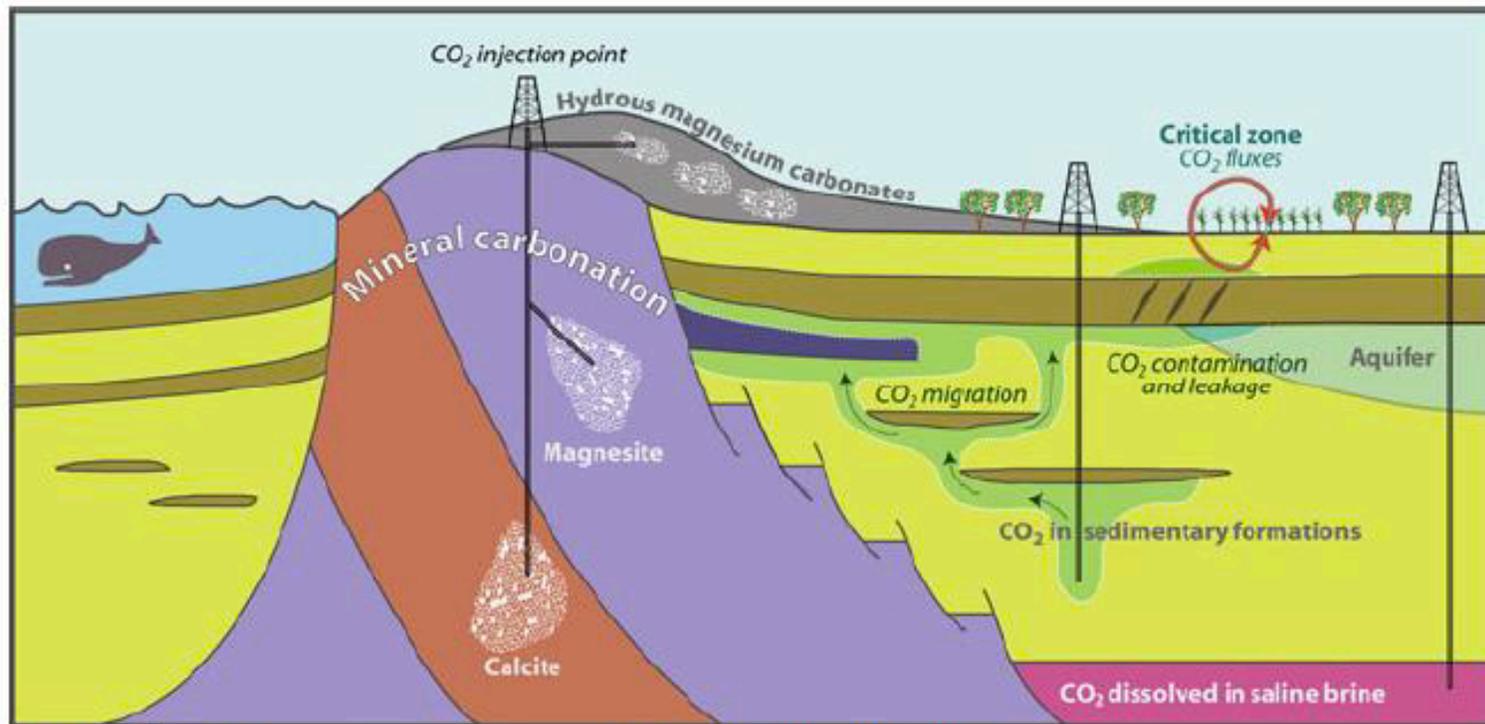
STORAGE OVERVIEW

SITE OPTIONS

- 1 Saline formations
- 2 Injection into deep unmineable coal seams or ECBM
- 3 Use of CO₂ in enhanced oil recovery
- 4 Depleted oil and gas reservoirs



4.2.3. Almacenamiento en Basaltos



Rocas Ígneas

- Rocas Ultramáficas
Peridotita
- Rocas Máficas
Basaltos

Rocas Sedimentarias

- Arenisca
- Roca sello (Lutita)

- Residuos de cemento.
- Suelos.
- Residuos de minas.
- Fracturas y Fallas.

Esquema de inyección en basaltos y formación de calcita (García del Real, P., et. al., 2016).

4.2.3. Almacenamiento en Basaltos

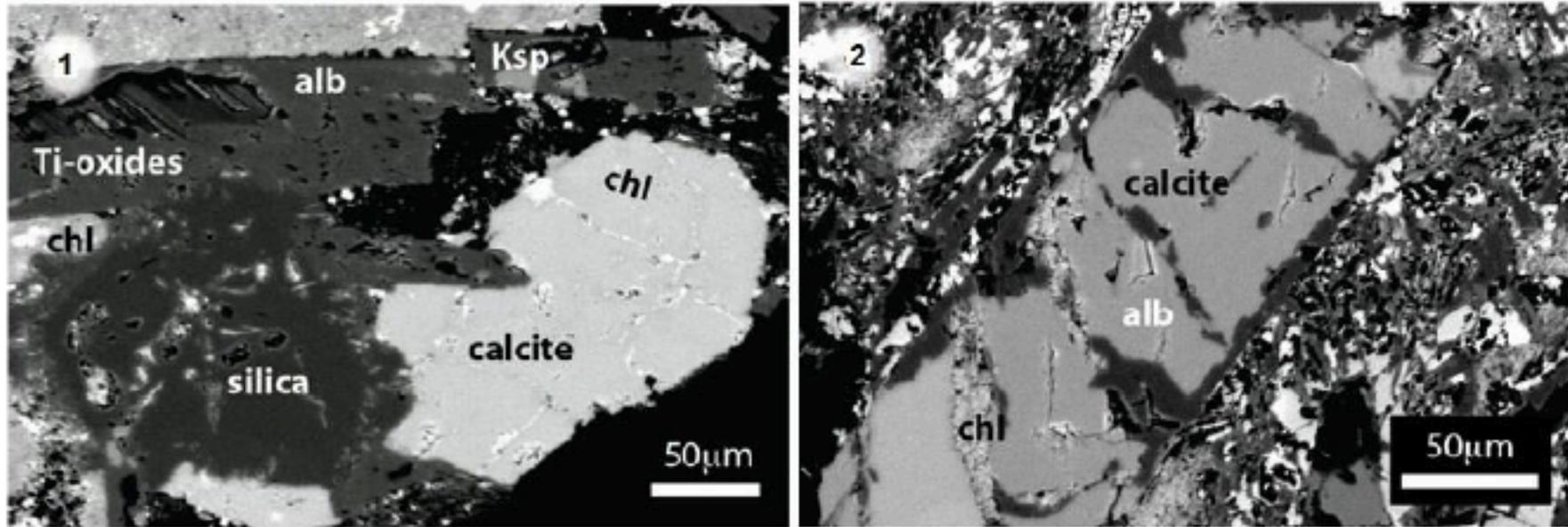
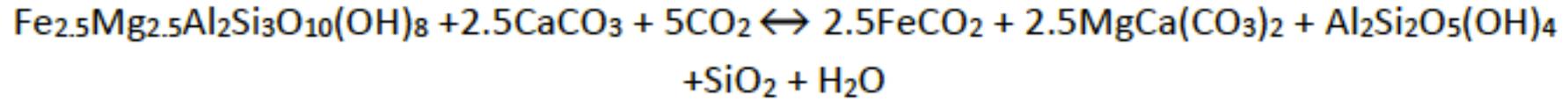


Fig. 2.6. Secciones de basalto alterado de la zona de Islandia, observadas en microscopio electrónico de barrido, Universidad de Stanford. (García del Real, P., et. al., 2016)

4.2.3. Almacenamiento en Basaltos

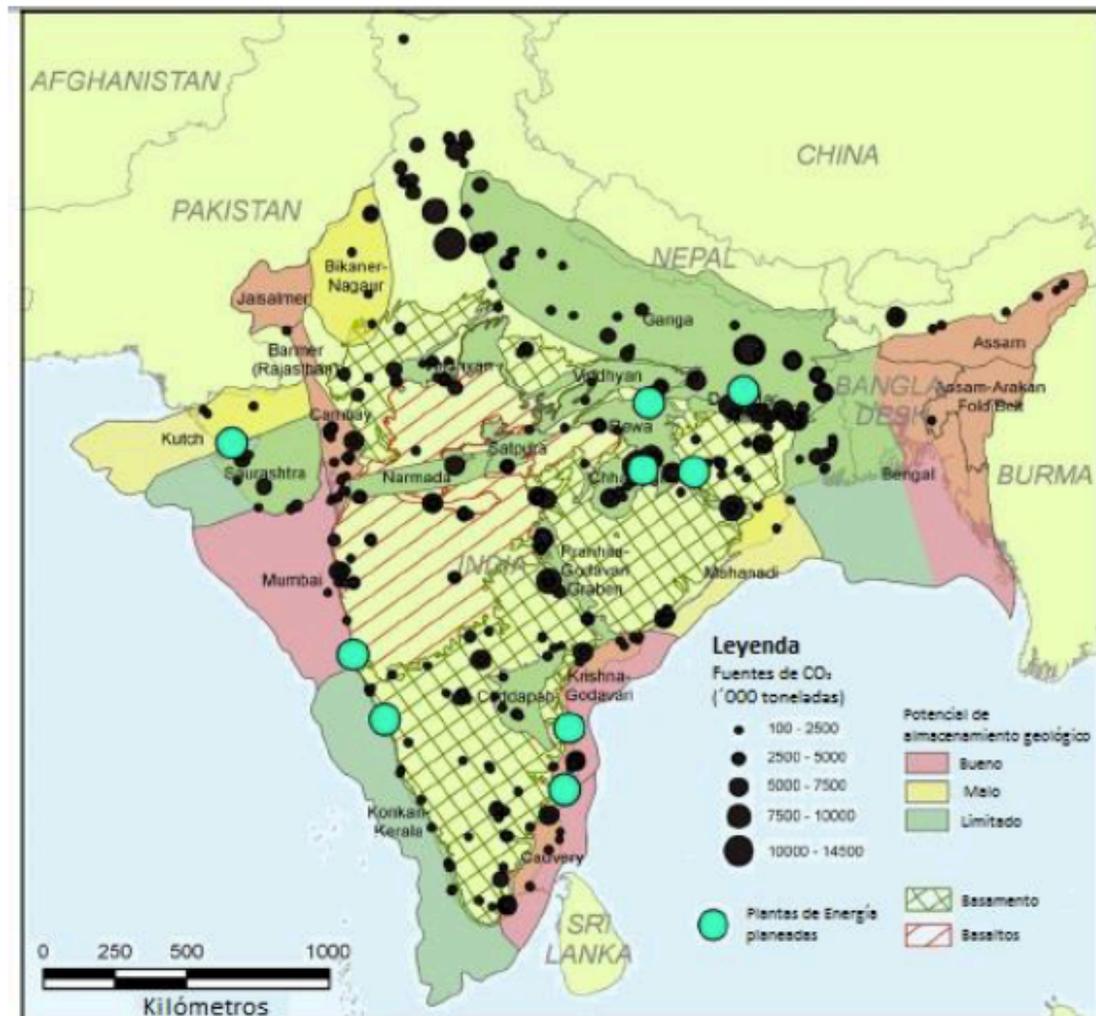
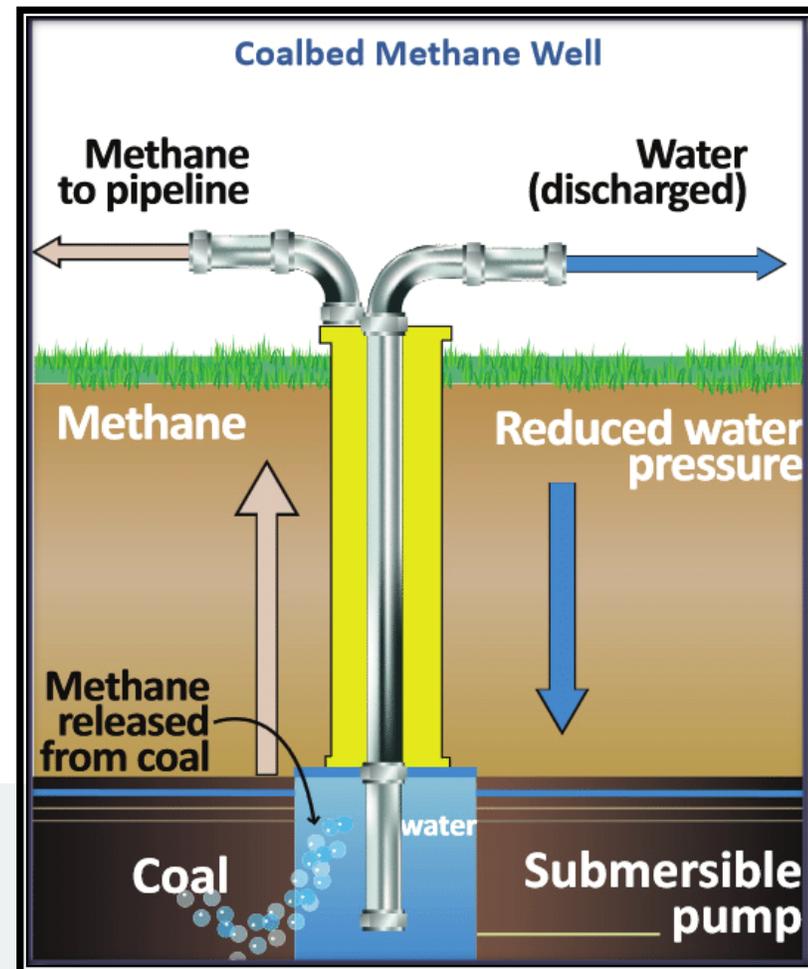
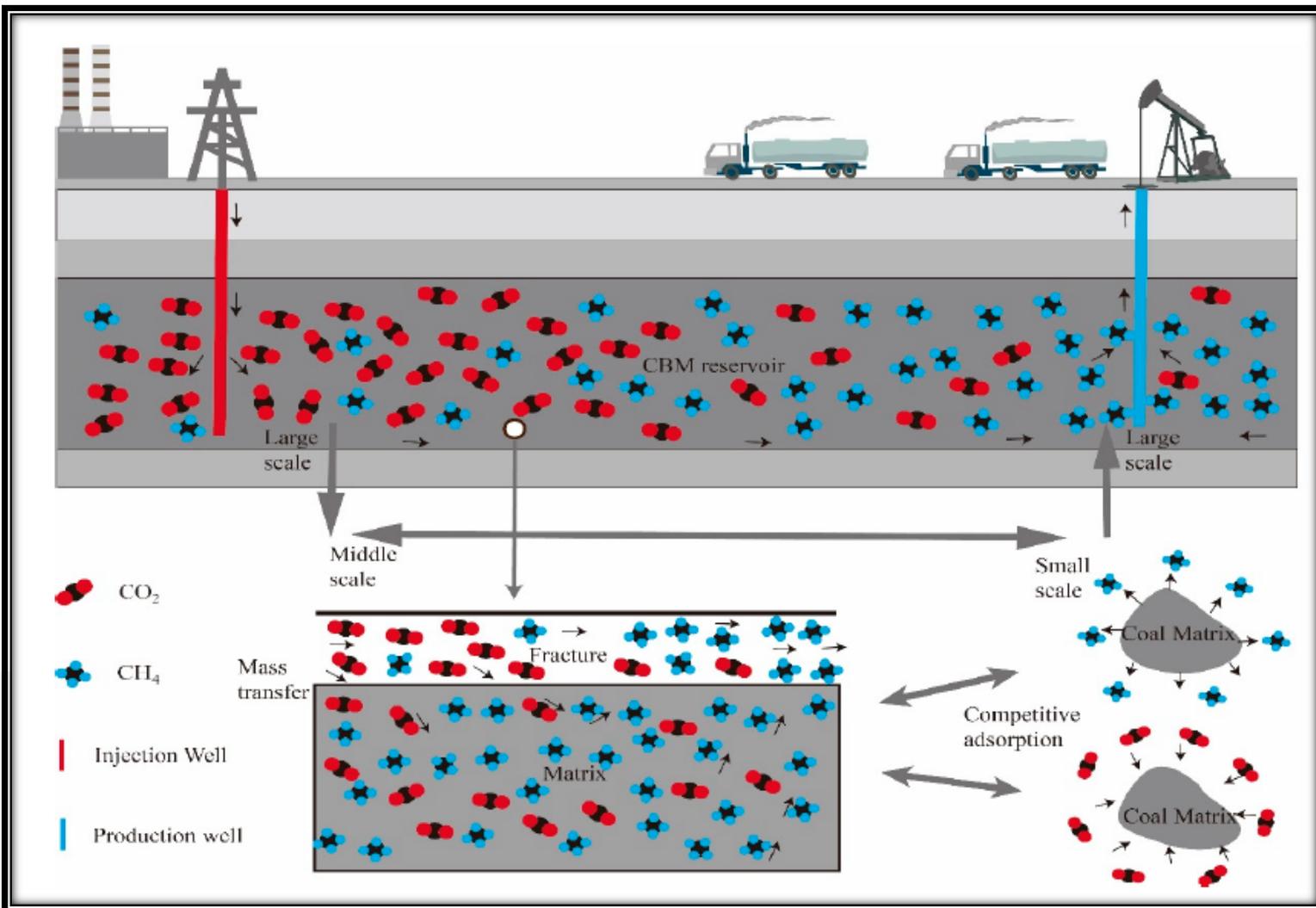


Fig. 3.8. Mapa de India, muestra lugares con las mayores emisiones de CO₂, el potencial de almacenamiento de las cuencas, las plantas eléctricas planeadas donde se integrará el sistema de captura de CO₂, zonas de basaltos de posible almacenamiento por mineralización (Kapila, R.V., et al., 2009).

4.2.4. Almacenamiento en lechos de carbón



4.2.5. Posibilidades de Almacenamiento en México

Estimación Regional de Capacidad de Almacenamiento en Formaciones Salinas Profundas



North American Carbon Storage Atlas 2012

CO₂ Storage Resource Estimates for Saline Formations in Assessed Geological Provinces / Sectors in Mexico

| Geological Province | Sedimentary Sequence | Theoretical Storage Potential (Gigatonnes) | Sectors Assessed |
|---------------------|----------------------|--------------------------------------------|------------------|
| Chihuahua | Carbonate | <1 | 5 |
| | Carbonate | 6 | 10 |
| Coahuila | Terrigenous | 7 | 2 |
| | Carbonate | <1 | 1 |
| Burgos | Terrigenous | 17 | 31 |
| Tampico-Misantla | Carbonate | 3 | 4 |
| | Terrigenous | 7 | 8 |
| Veracruz | Carbonate | 1 | 5 |
| | Terrigenous | 14 | 16 |
| Southeastern | Terrigenous | 24 | 17 |
| Yucatan | Carbonate | 4 | 2 |
| | Terrigenous | 10 | 5 |
| Chiapas | Carbonate | 6 | 5 |
| Mexico Total | — | 100 | 111 |

Assessed Saline Formations



Exclusion and Inclusion Zones



Geological Provinces

4.2.5. Posibilidades de Almacenamiento en México

Campos maduros de HC con posibilidad para almacenar CO₂ asociado a EOR

Tabla V-1 Capacidad de almacenamiento en campos de la cuenca Tampico Misantla.

| Campo | Capacidad (Mt CO ₂) |
|---------------|---------------------------------|
| Acuatempa* | 0.07 |
| Aguacate* | 5.85 |
| Jiliapa | 0.67 |
| Poza Rica* | 5.61 |
| Rancho Nuevo | 0.82 |
| San Andrés | 8.37 |
| Tres Hermanos | 1.46 |
| Total | 22.9 |

*Campos cuyos datos fueron analizados en un solo pozo y por interpretación de registros geofísicos de pozos.

Tabla V-2 Capacidad de almacenamiento en campos del Sureste.

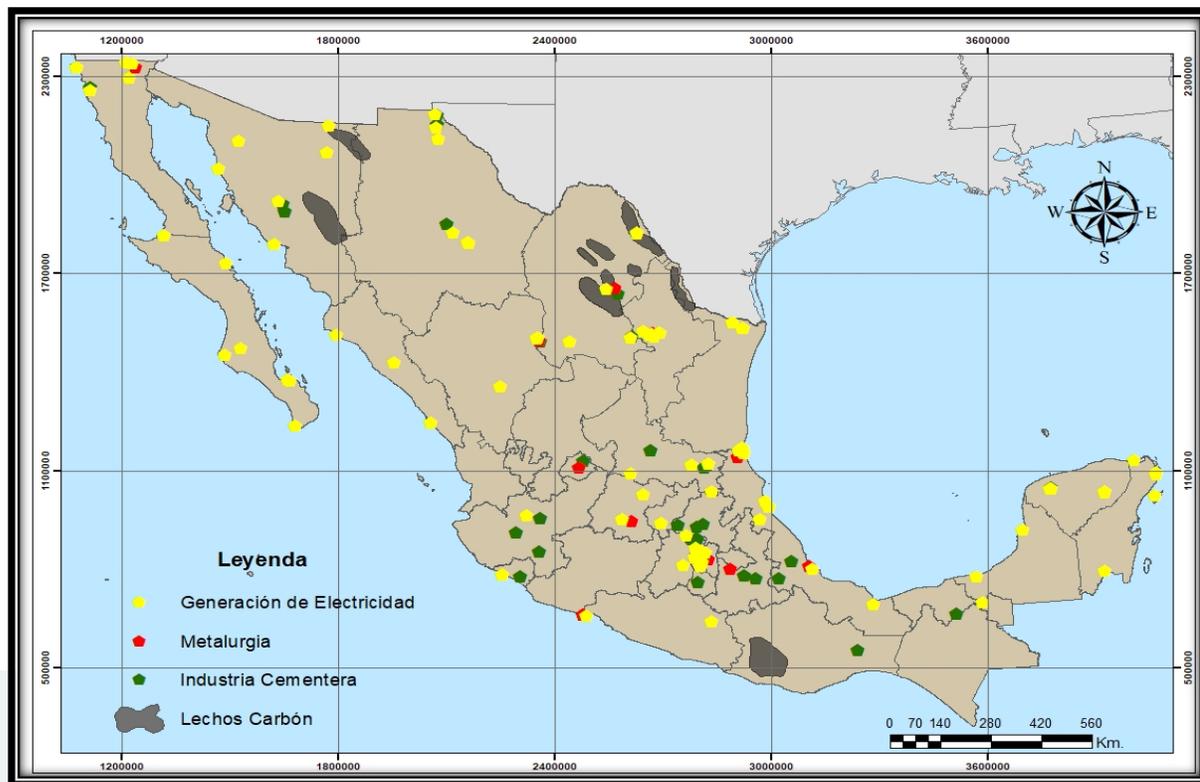
| Campo | Capacidad (Mt CO ₂) |
|-------------------|---------------------------------|
| Arroyo Prieto | 1.6 |
| Bacal | 38.1 |
| Blasillo | 41.1 |
| Brillante | 14.3 |
| Cinco Presidentes | 25.2 |
| Guaricho | 4.6 |
| Lacamango | 4.3 |
| Los Soldados | 67.7 |
| Nelash | 28.0 |
| Ogarrio | 61.9 |
| Rabasa | 45.4 |
| Rodador | 37.3 |
| Total | 369.5 |



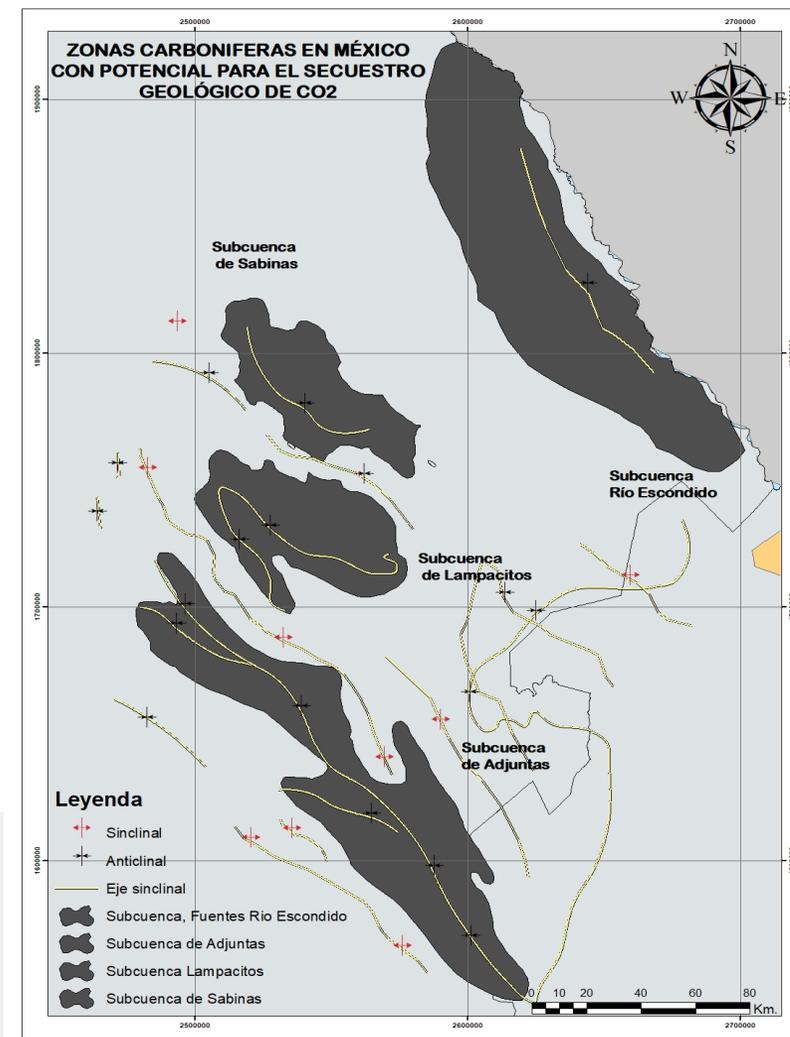
Estimación preliminar de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de México con oportunidad de Recuperación Mejorada.
Verónica Rodríguez. UNAM. 2020

4.2.5. Posibilidades de Almacenamiento en México

Yacimientos de carbón en México con posibilidad para almacenar CO₂



Viabilidad de almacenamiento de CO₂ en lechos de carbón en México. David Sandoval Dávila. ESIA, IPN, 2019



4.2.5. Posibilidades de Almacenamiento en México

Formaciones de Basalto profundo en México con posibilidad para almacenar CO₂

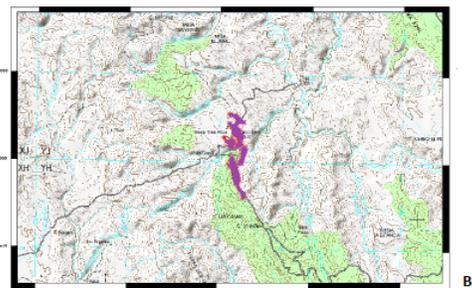
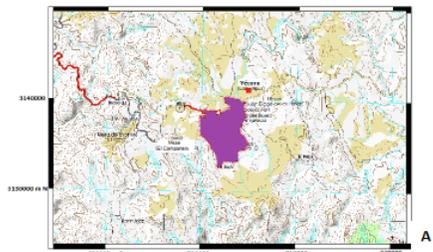


Fig. 4.29. Extensión de basaltos en el área de Sonora. A: Yécora, Sonora. B: Nácori Chico-Madera.

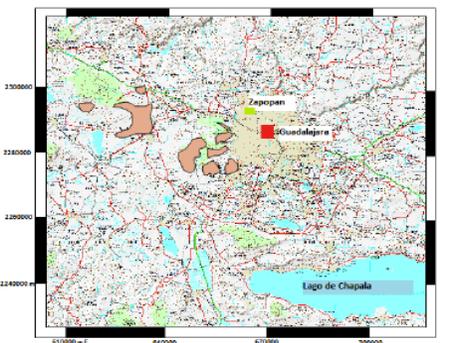
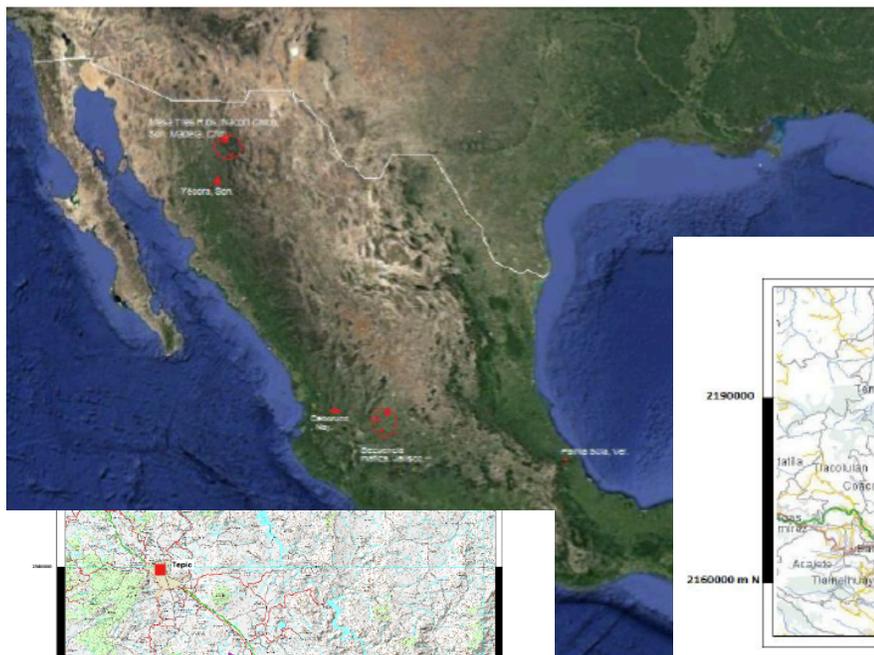


Fig. 4.30. Extensión de basaltos, C: San Pedro-Ceboruco, Nayarit. D: Rio Santiago-Caldera La Primavera, Jalisco.

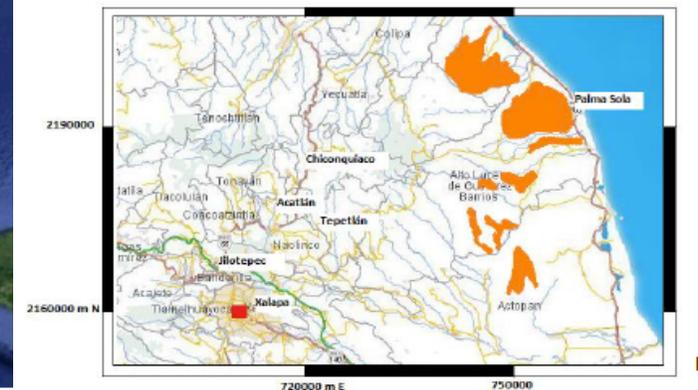


Fig. 4.31. Extensión de basaltos, E: Palma Sola, Veracruz.

Tesis. Viabilidad técnica del almacenamiento de CO₂ en basaltos en México.
Yokabel Yumiko Sánchez Ayala. UNAM. 2019

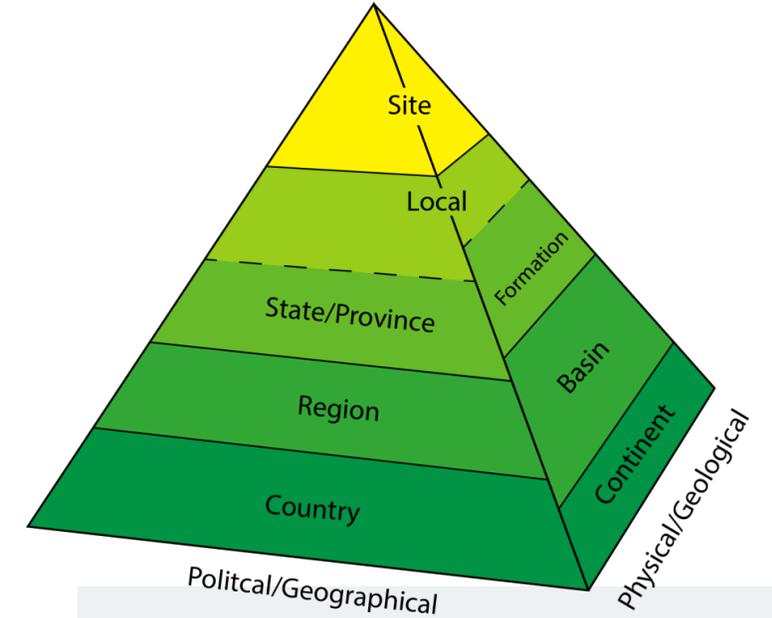
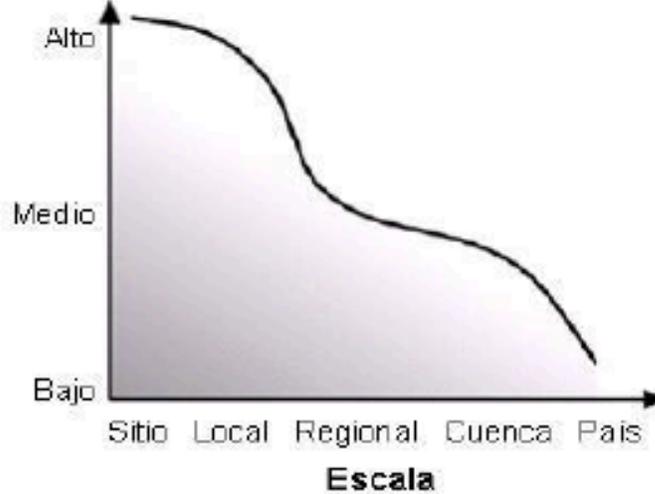
4.3. Selección y evaluación de sitios

4.3.1. Criterios de selección y evaluación

(a) Mayor grado de seguridad de almacenamiento potencial



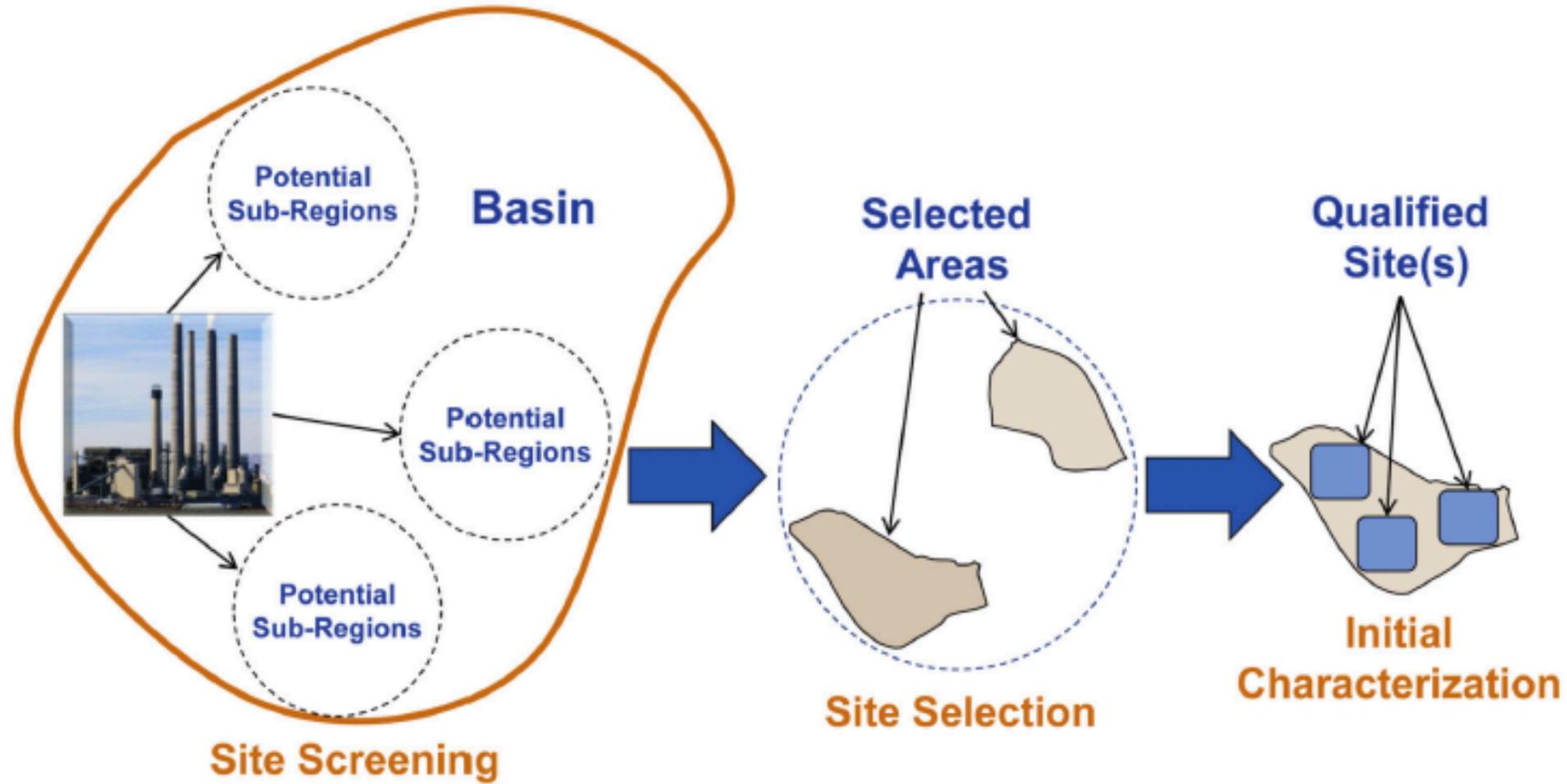
(b) Escalas de evaluación y resolución



- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et. al. (2007) en Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007.

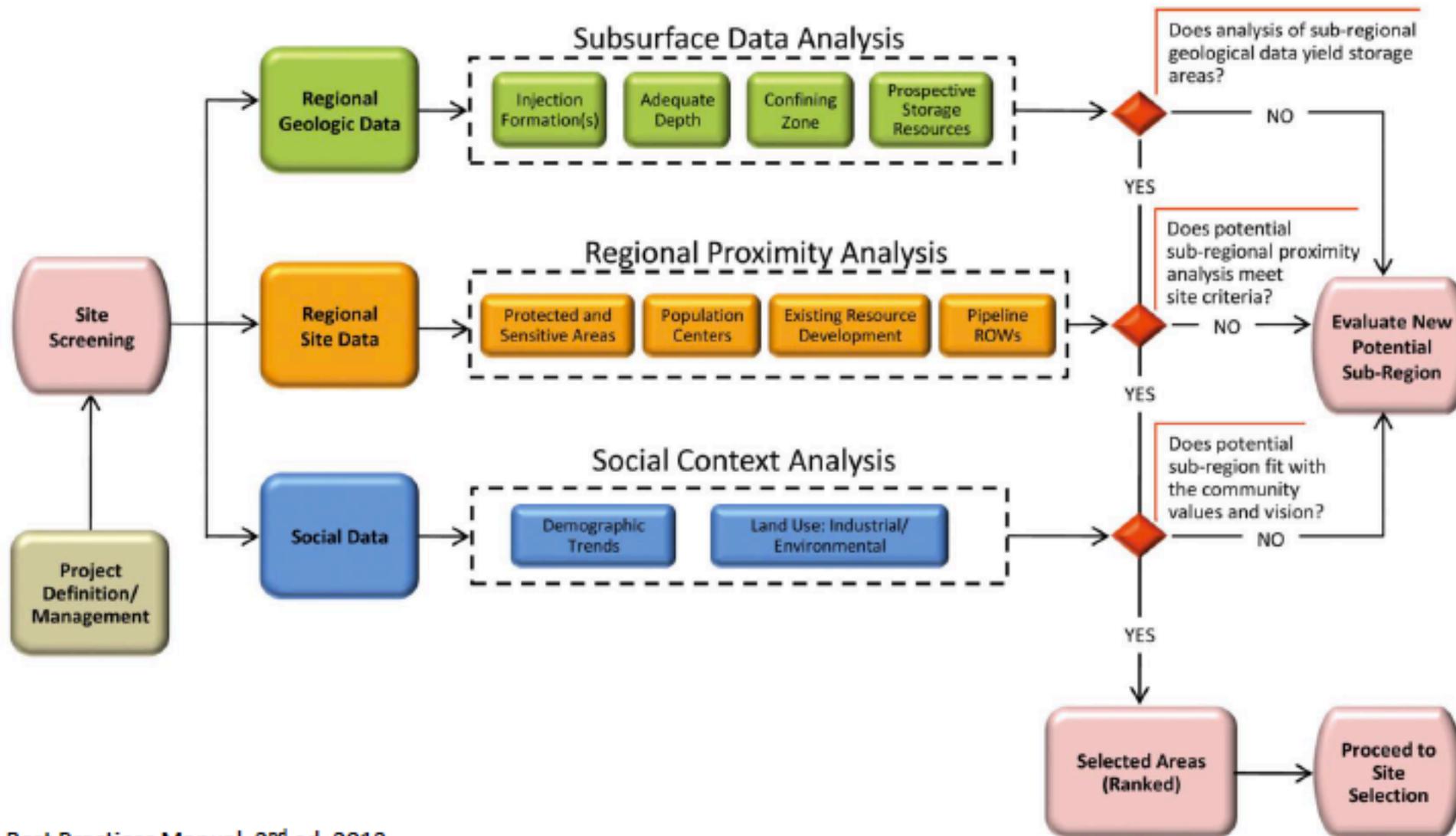
4.3. Selección y evaluación de sitios

4.3.1. Criterios de selección y evaluación



NETL Best Practices Manual, 2nd ed. 2013

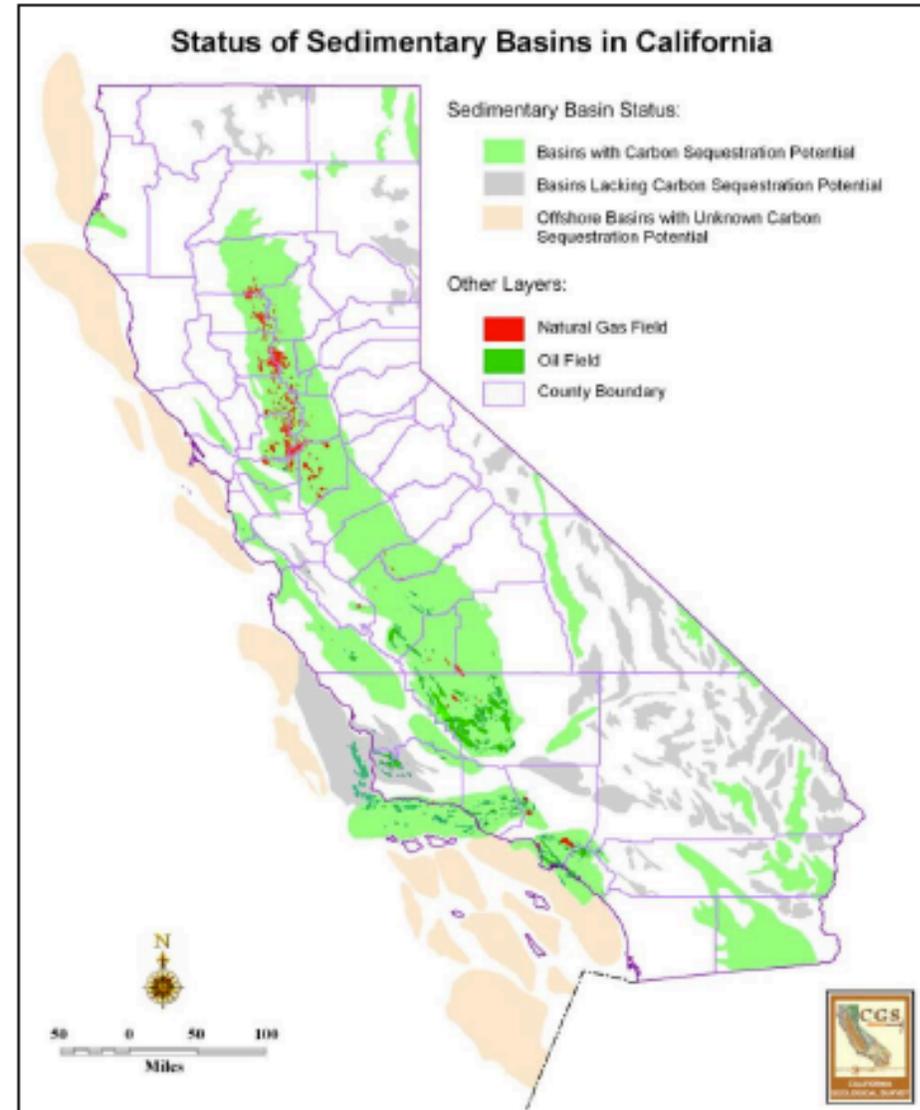
4.3.1. Criterios de selección y evaluación



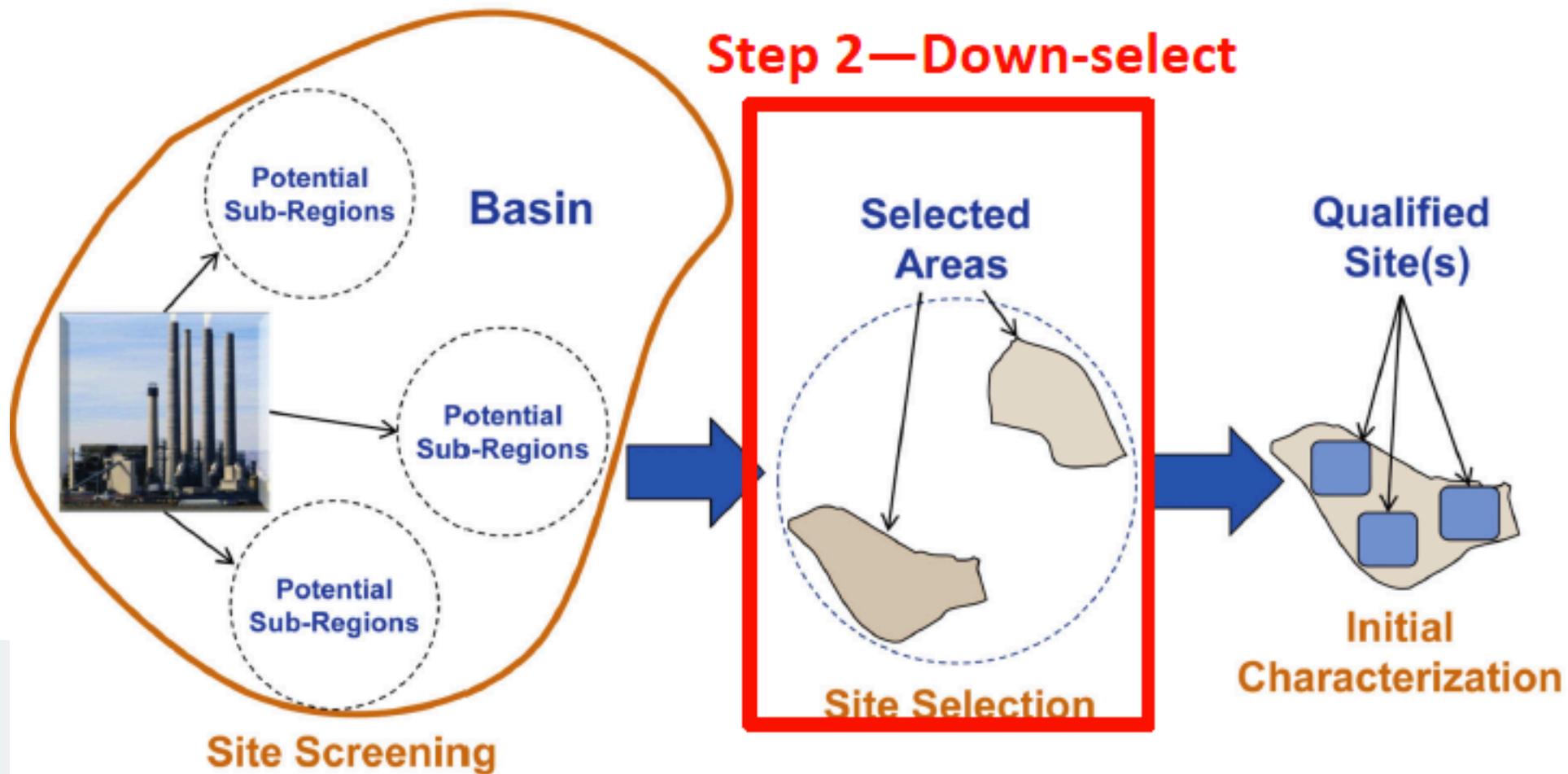
NETL Best Practices Manual, 2nd ed. 2013

4.3.1. Criterios de selección y evaluación

- Oil reservoirs & enhanced oil recovery (EOR)
 - 121 fields
 - 6.8 billion tonnes
- Gas reservoirs
 - 128 fields
 - 1.8 billion tonnes
- Saline formations
 - 27 basins
 - 75-300 billion tonnes

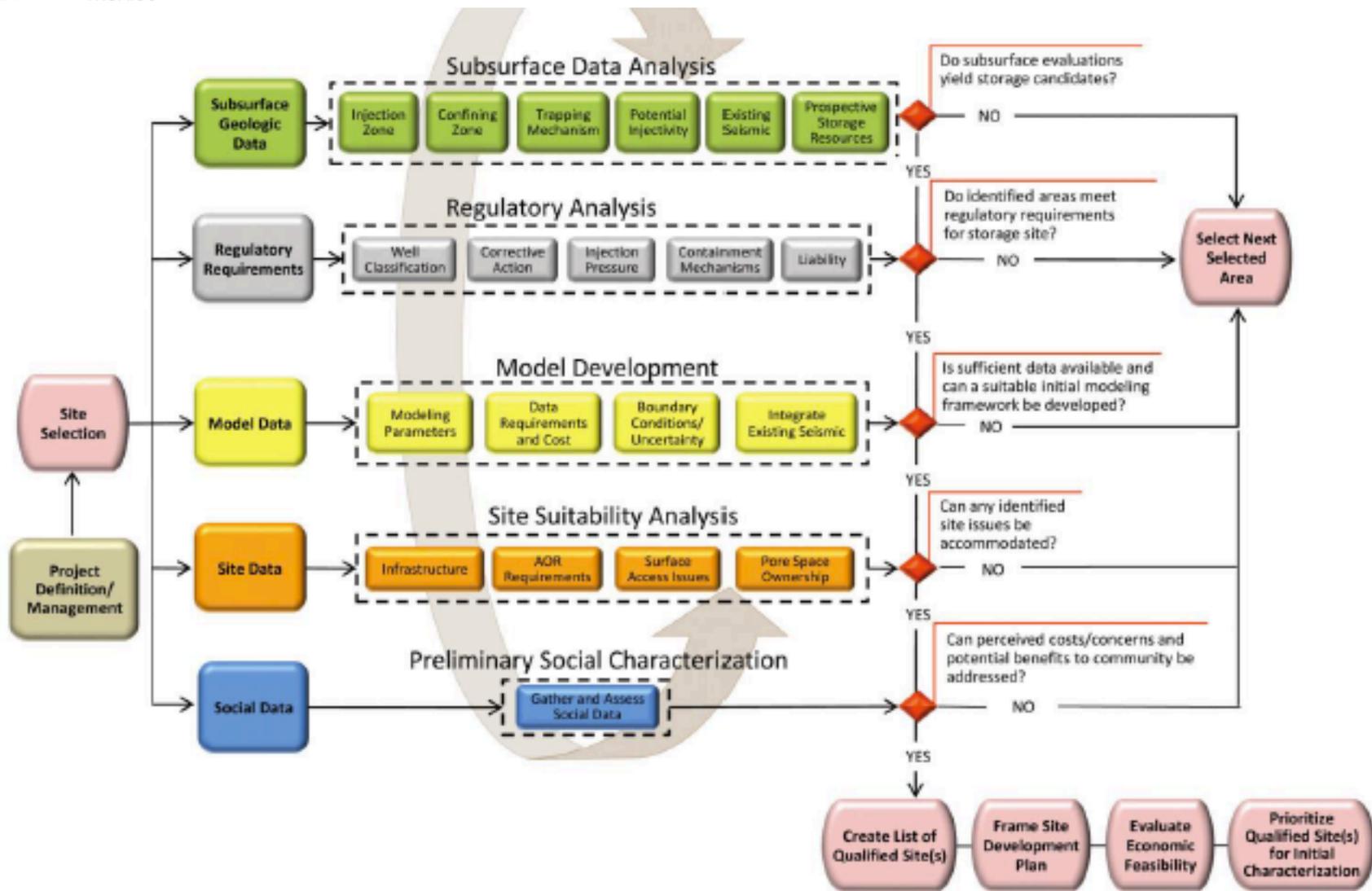


4.3.1. Criterios de selección y evaluación



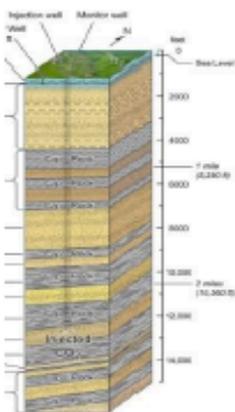
NETL Best Practices Manual, 2nd ed. 2013

4.3.1. Criterios de selección y evaluación



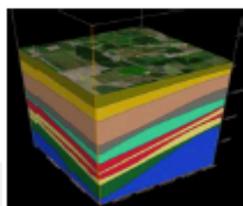
4.3.1. Criterios de selección y evaluación

Montezuma Hills

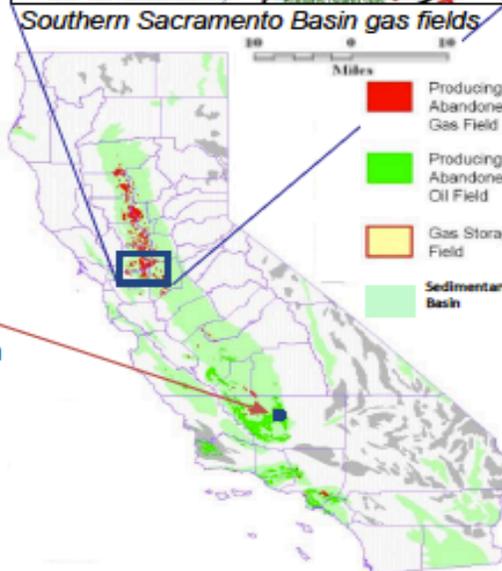
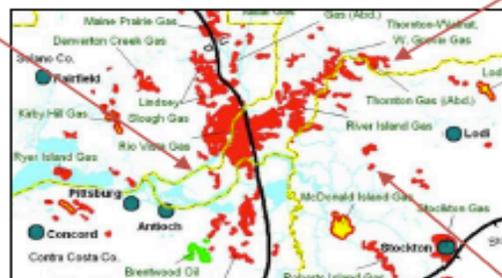


- Stratigraphy similar to Thornton and King Island but correlated formations significantly deeper. Wells planned to 11,000 ft (3 km) for TDS >10,000 ppm.
- Faulting and potential for induced seismicity was a permitting issue.
- Industry partner planned 6000-tonne injection with possibility for commercial scale to sequester CO₂ from refinery, but subsequently withdrew from the project.

Kimberlina



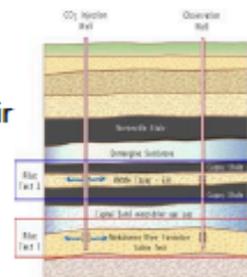
- Initial site for Phase III, 1-million tonne CO₂ injection near Bakersfield.
- Developed geomodel and injection simulation showing CO₂ trapped <1 mile from injection well.
- Performed detailed risk assessment.
- Industry partner was unable to develop generation facility and CO₂ source.
- Site is available for a characterization well.



Modified after Downey and Clinkenbeard, 2008, Preliminary Geologic Assessment of the Carbon Sequestration Potential of the Upper Cretaceous Mokelumne River, Starkey, and Winters Formations – Southern Sacramento Basin, California. California Energy Commission, PIER Energy-Related Environmental Research

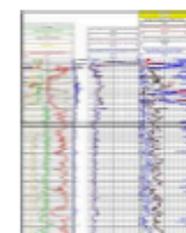
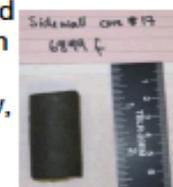
Thornton

- Original Phase II storage test site.
- From a single well, planned small-scale CO₂ injections into a saline formation and a deeper depleted gas reservoir similar to many others in northern CA.
- Industry partner withdrew from the project and mineral rights owner became concerned about subsurface trespass.

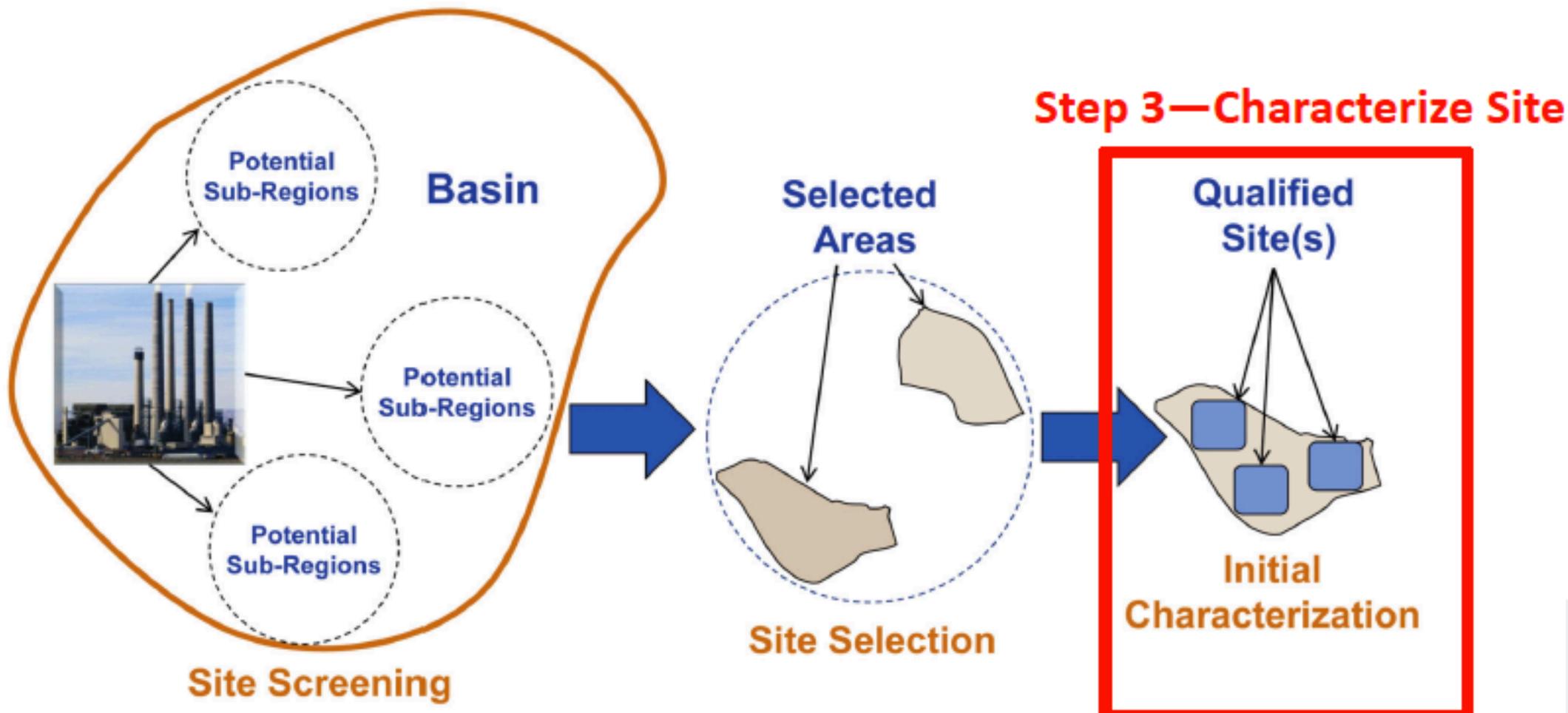


King Island

- A characterization well was drilled to 6920 ft, penetrating laterally extensive gas-bearing and saline formations in the southern Sacramento Basin.
- A full suite of well logs and core samples from multiple reservoir and seal formations will provide data on porosity, permeability, mineralogy, geochemical interactions, fluid flow, and petrophysical properties.
- Simulations of CO₂ injection, multi phase flow, and trapping mechanisms will be performed.
- The data will apply regionally.
- The drill site and mineral rights owner had a drilling permit, provided an existing well pad and surface casing to 500 feet, and assumed liability for the well.



4.3.1. Criterios de selección y evaluación

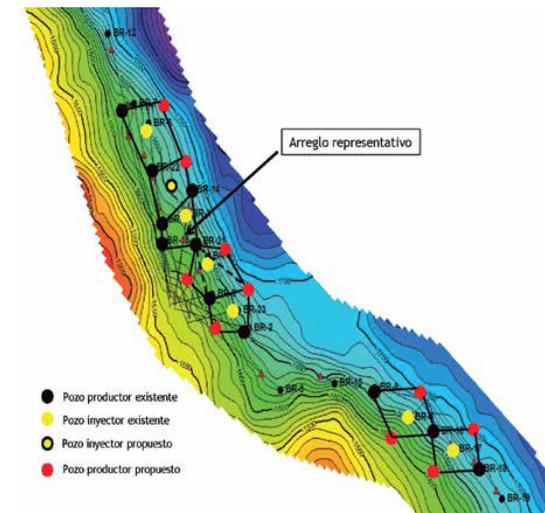
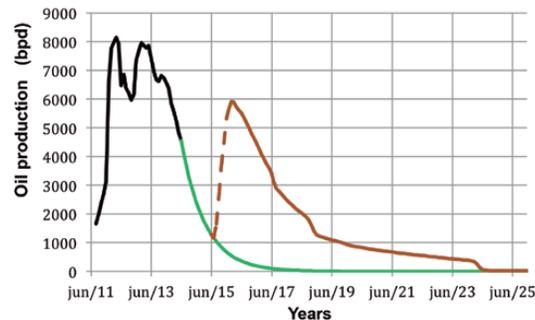


NETL Best Practices Manual, 2nd ed. 2013

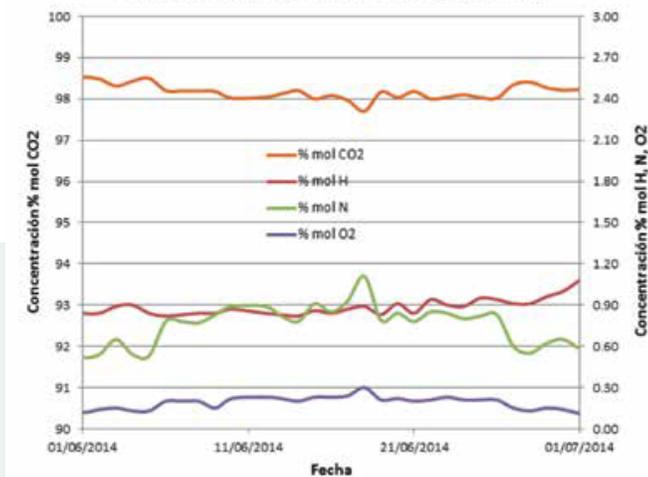
4.3.1. Criterios de selección y evaluación

- **Subsurface Data Analysis**
 - Supplement existing data with new well logs and tests, core samples, water samples, geophysical data, seismic surveys, remote sensing data, soil surveys, etc.
 - Collect baseline data—reservoir properties, overlying drinking water compositions, formation water compositions, injection and confining zone pressures,
 - Analyze potential for induced seismicity
 - Evaluate risk from old wells, other leakage paths
- **Regulatory Issue Analysis**
 - Federal, state, and local regulations for initial site characterization activities, meetings with regulators
 - Apply for permits for wells, surveys, etc.
 - Develop well plan
- **Model Refinement**
 - Update model with field data
 - Run scenario models
 - Provide results to inform Area of Review, monitoring plans, etc.
- **Outreach Assessment**
 - Establish outreach team
 - Communications and outreach preliminary plans
- **Site Development—initial plan**
 - Infrastructure needs
 - Tender offers and cost estimates
 - Rights to land use and pore space
 - Assess permits for scale-up to pilot or demonstration phase

4.3.1. Criterios de selección y evaluación

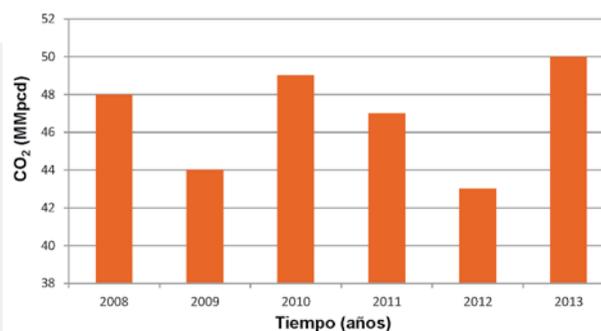


Composición de la corriente de CO₂ de petroquímica



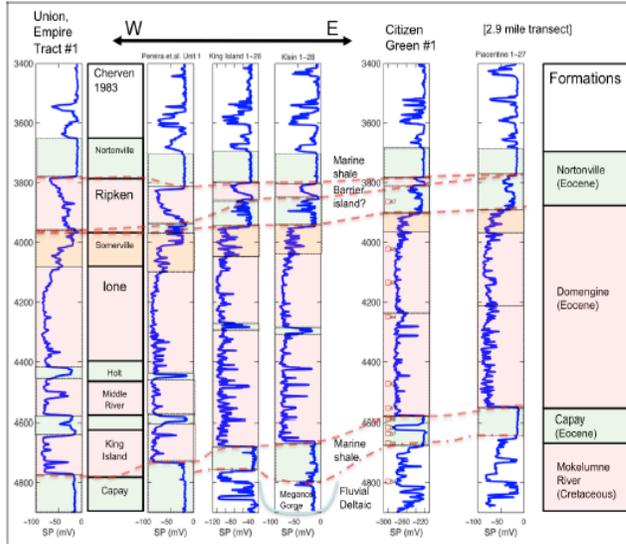
| Propiedad | Límite de aplicación | Campo Brillante |
|--------------------|--------------------------------------|-----------------|
| Profundidad (pies) | > 2,000 | 6,900 |
| Densidad (°API) | > 26 | 30 |
| Viscosidad (cp) | < 15 | 1.5 |
| Litología | Arenisca o carbonato poco fracturado | Arenisca |
| Permeabilidad (mD) | > 5 | 180 |
| So (%) | > 30 | 66 |
| Presión (psi) | > 1200 | 2,150 |
| Temperatura (°F) | < 250 | 140 |

Producción de CO₂ del CPQ de Cosoleacaque



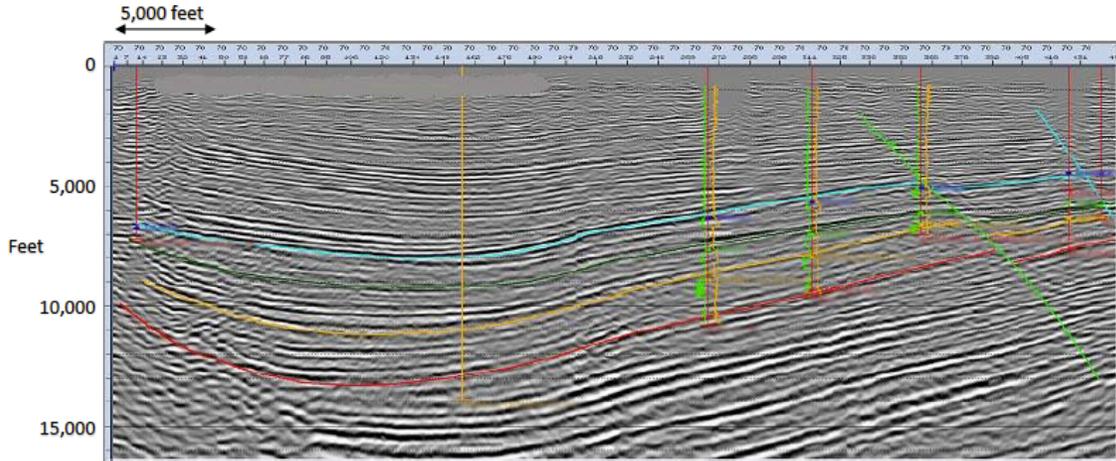
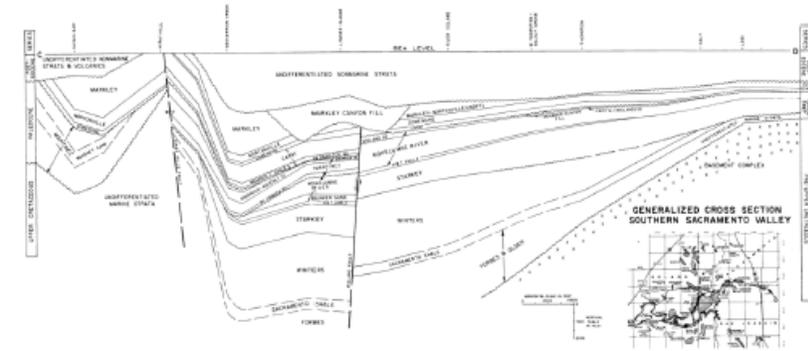
4.3.1. Criterios de selección y evaluación

- Regionally “continuous” shales
- Nortonville and Capay shales laterally continuous over a few miles at prospective storage site
- Thinner shales provide seals over smaller distances (baffles)



Field Site Characterization in California: Potential in depleted gas pools and underlying saline formations

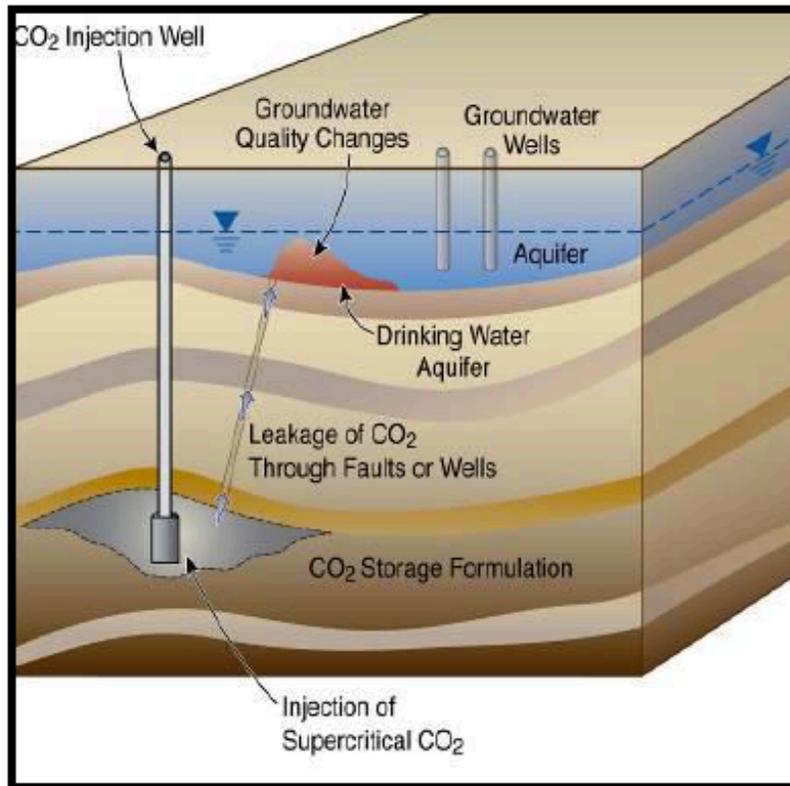
- Mokelumne and Starkey may contain gas trapped against sealing faults
- Volumes of these pools generally are small
- Numerous stacked sands below gas zone have high potential as CCS reservoirs
- Intervening thick shales provide seals
- Proving injectivity and continuity of stacked sands is key to making resource and capacity estimates



Source: Shell

4.3.2. Riegos del reservorio

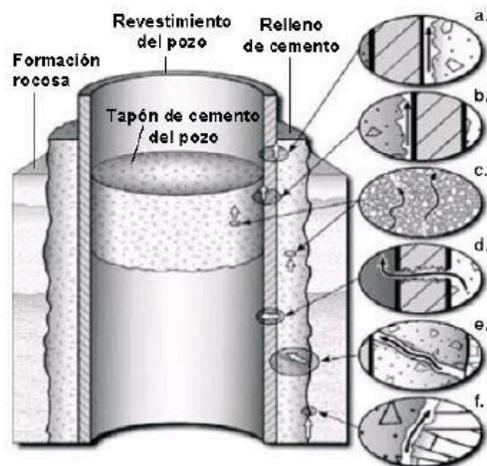
Initial site characterization includes risk assessment



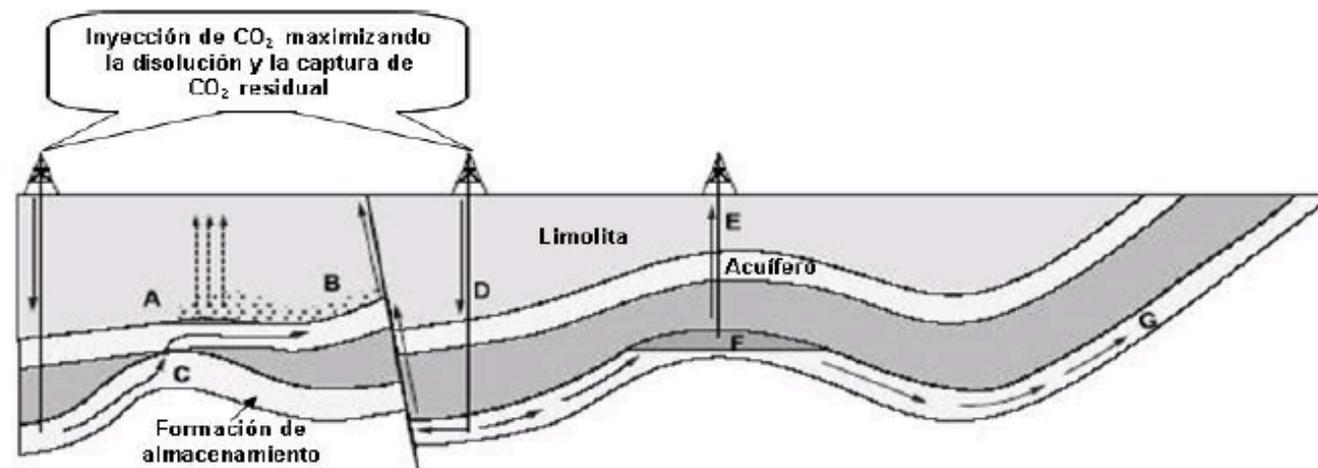
Concerns

- CO₂ dissolves in groundwater may mobilize hazardous ions, corrode well casing, and dissolve well cement
- Pressure increase effects on sealing units
- Effects on drinking water aquifers
- Leaky old or abandoned wells
- Pressure effects on seismicity

4.3.2. Riegos del reservorio



Causas comunes de fuga de gas en pozos; a y b: entre el cemento y el ademe, c: en empaques, d: por el ademe, e: por el cemento, f: entre el cemento y la formación. Gasda et. al., 2004²⁹.



Mecanismos potenciales de escape

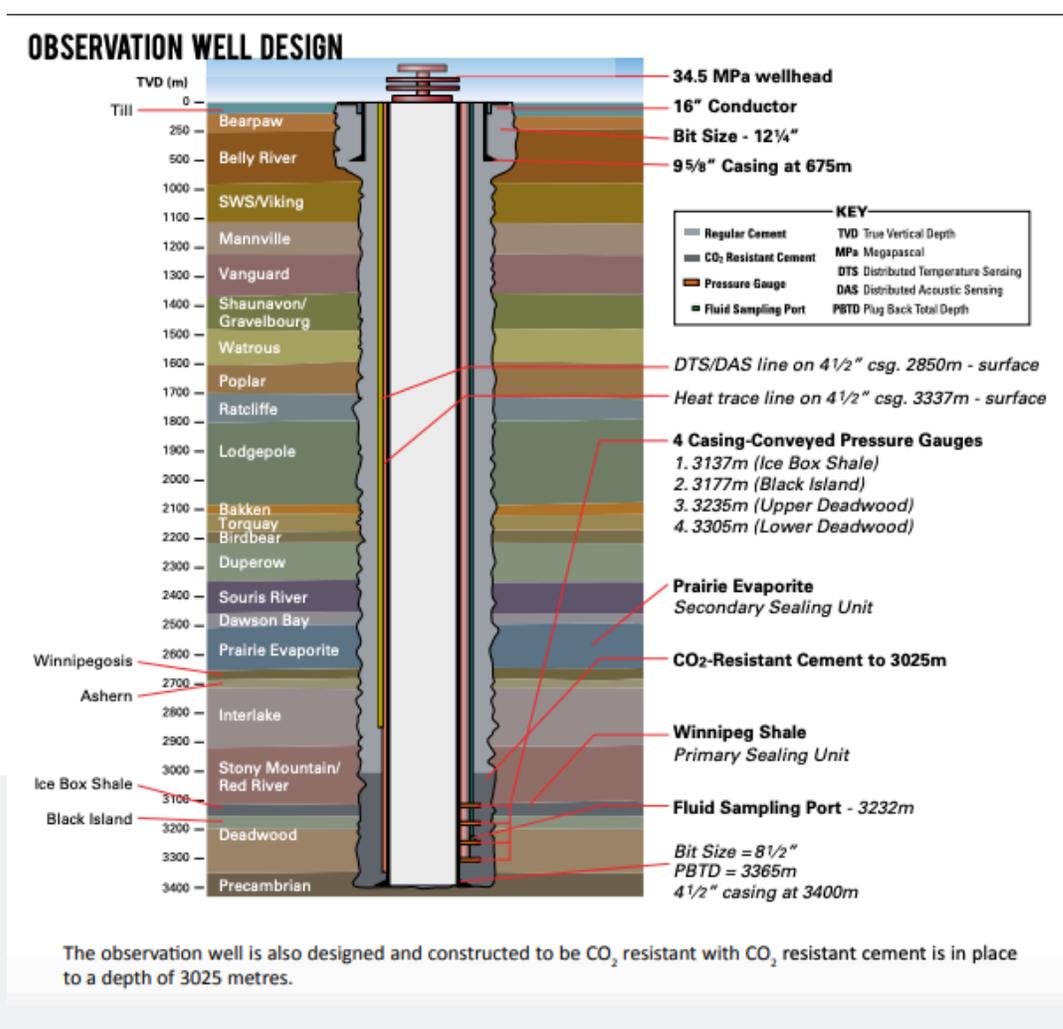
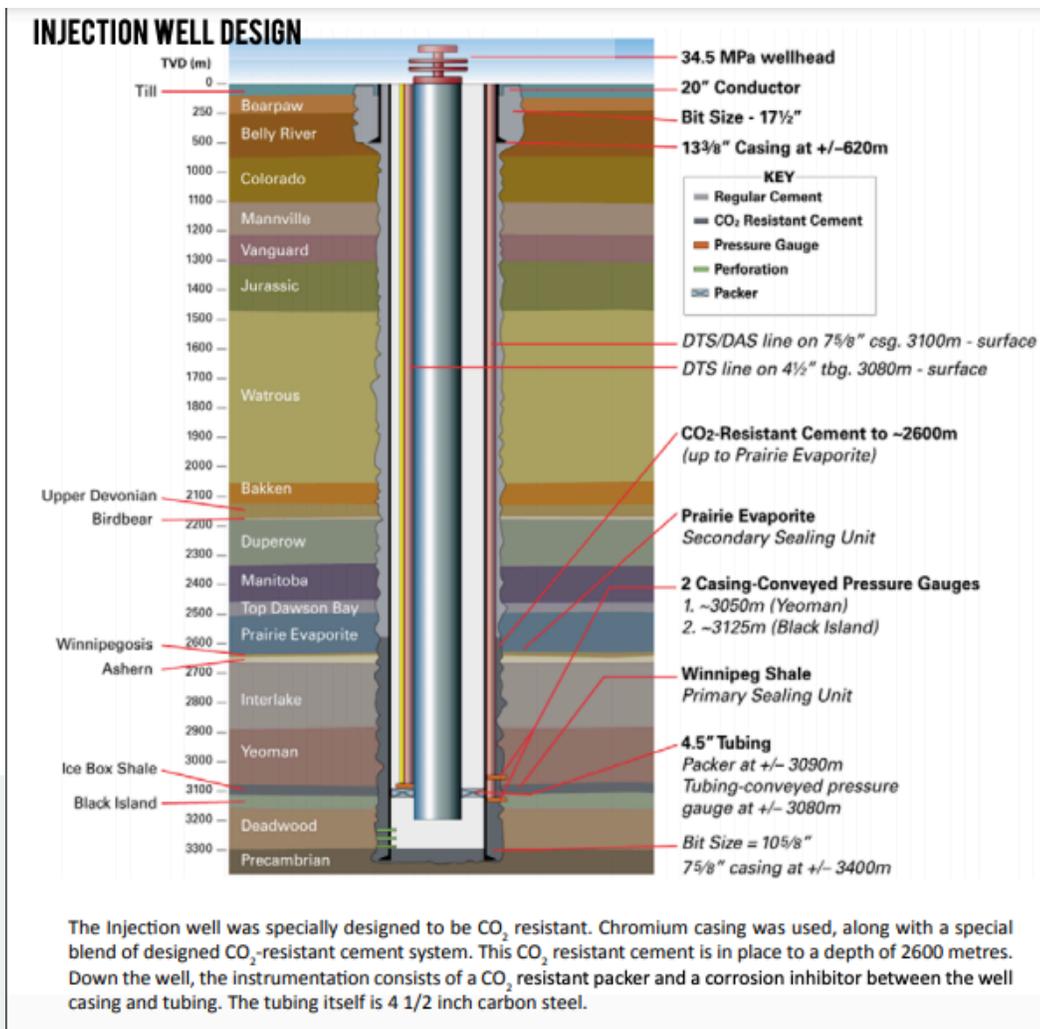
| | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| A₁ la presión del gas de CO ₂ supera la presión capilar y pasa a través de limolita | B₁ El CO ₂ libre se fuga desde A en el acuífero superior hasta la falla | C₁ El CO ₂ escapa a través del "gap" en cap rock en la parte superior del acuífero | D₁ El CO ₂ se inyecta y aumenta la presión del depósito y la permeabilidad de la falla | E₁ El CO ₂ se escapa a través del viejo pozo abandonado | F₁ El flujo natural disuelve el CO ₂ en la interfaz de CO ₂ /agua y lo transporta fuera | G₁ El CO ₂ disuelto sale a la atmósfera o a los océanos |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|

Medidas Correctivas

| | | | | | | |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| A. Extrae y purifica el agua subterránea | B. Extrae y purifica el agua subterránea | C. Remueve el CO ₂ y lo reinyecta en otro lugar | D. Disminuye los niveles de presión de inyección | E. Sella el pozo con cemento | F. Intercepta y reinyecta el CO ₂ | G. Intercepta y reinyecta el CO ₂ |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|

Figura 2-14.- Potenciales modos de escape de CO2 inyectado en acuíferos salinos profundos. IPCC, 2005.

4.3.2. Riegos del reservorio



4.4. Monitoreo del reservorio

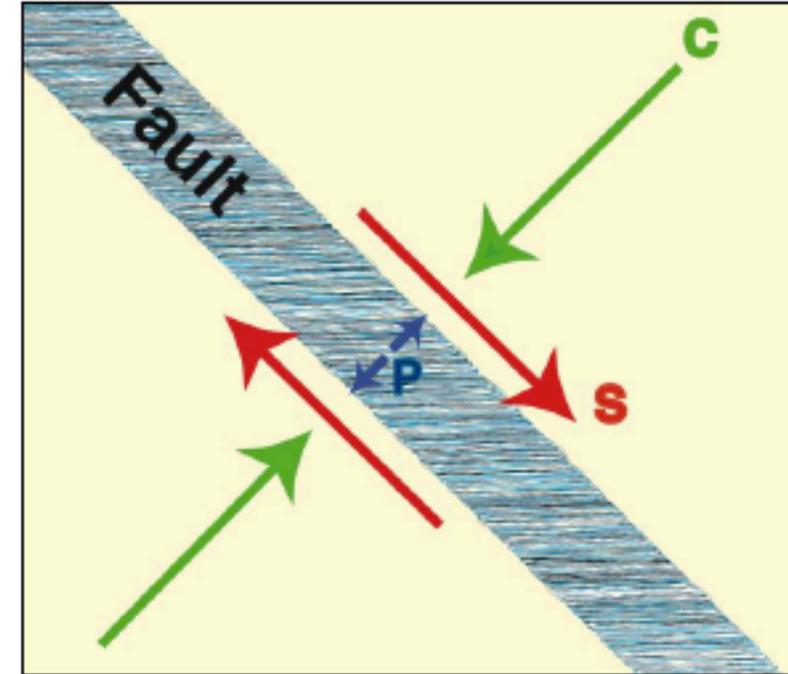
4.4.1. Medios de detección

Concern

- Increased pore pressure from fluid injection can activate faults, depending on level and direction of existing stress

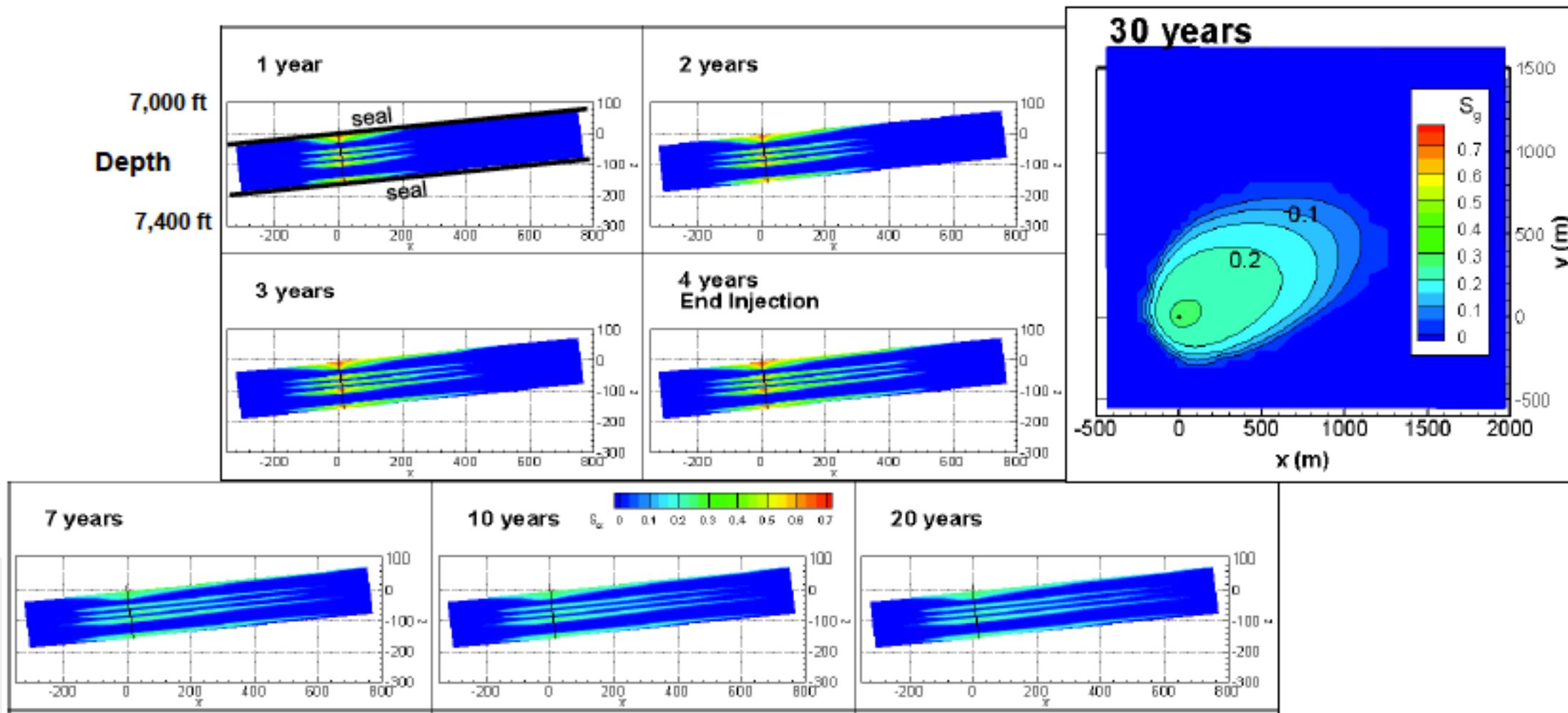
Control / Monitor

- Map active faults
- 3D seismic surveys for geologic structure and CO₂ distribution
- Geomechanical analyses
 - Assess in situ stress state
 - Model effect of pore pressure increase
- Passive seismic monitoring
- Protocol recently developed for CO₂, geothermal, oil & gas injections



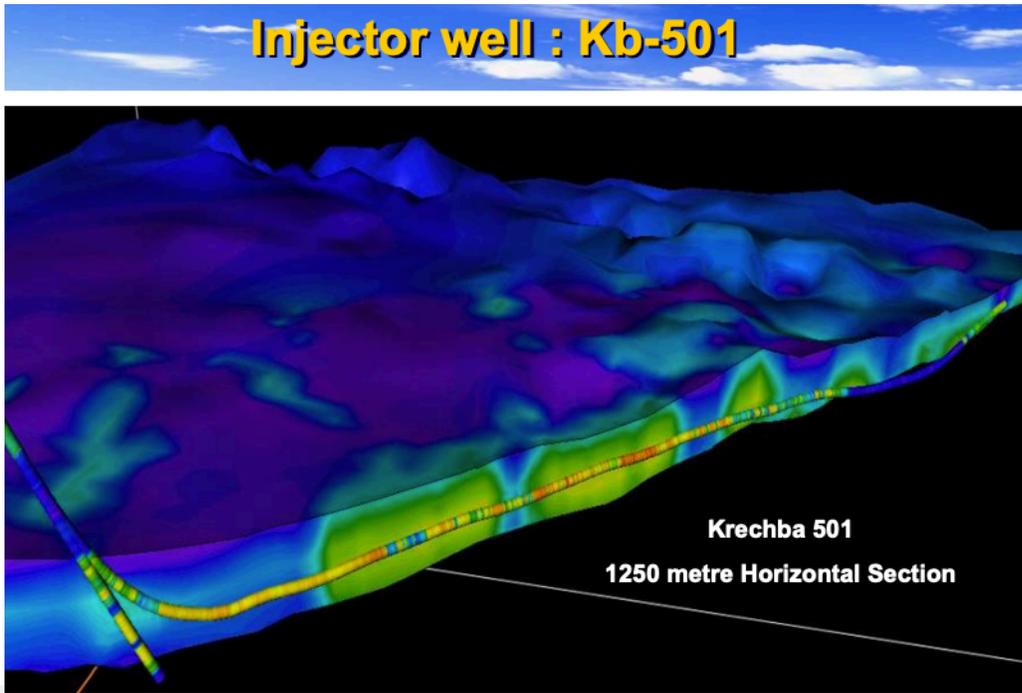
Effective clamping stress = $C - P$

4.4.1. Medios de detección

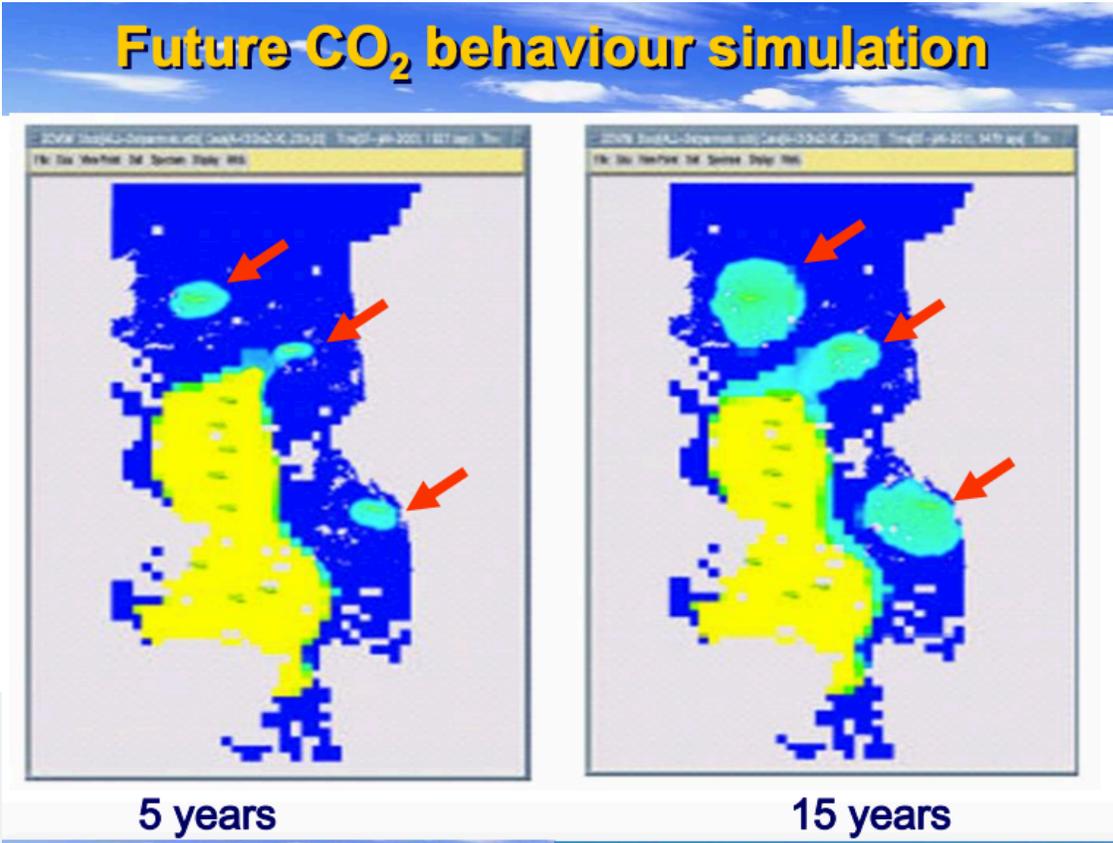


Kimberlina project. C. Doughly, LBNL, 2015

4.4.1. Medios de detección



Mountaneer project. <https://doi.org/10.1002/ghg.1434>



4.4.1. Medios de detección

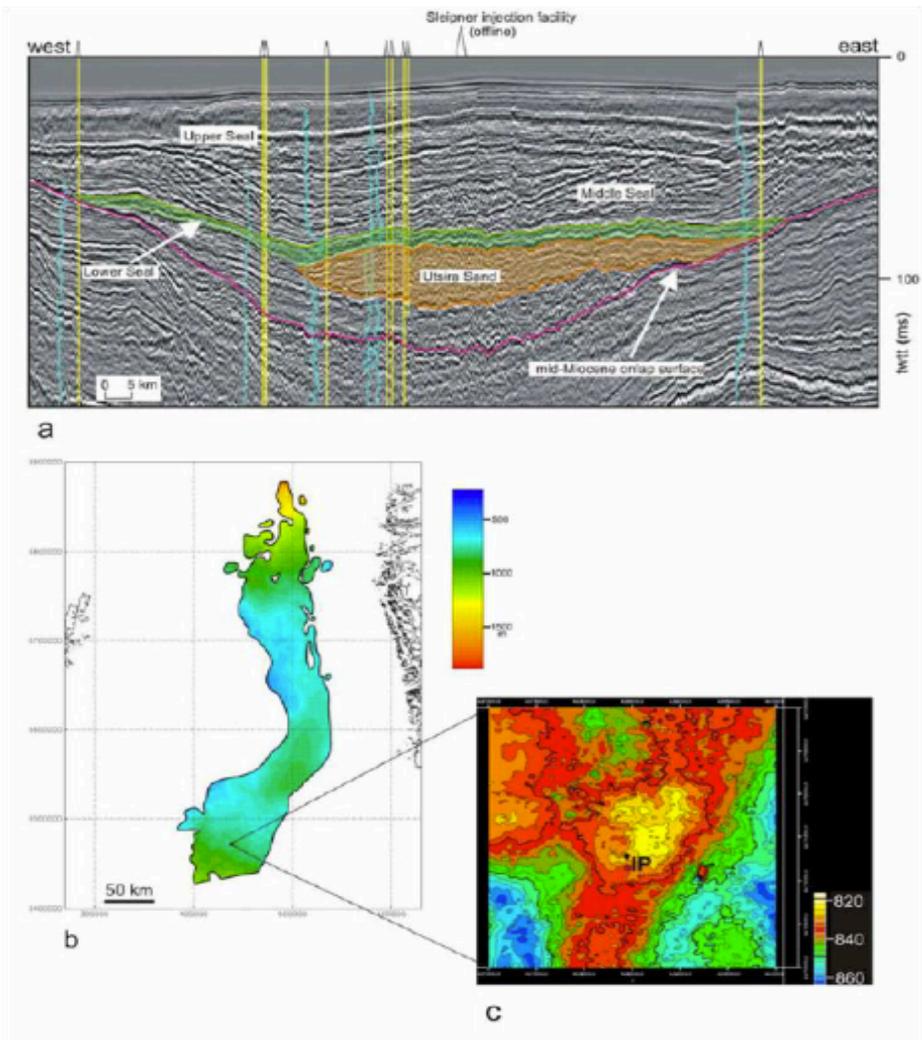


Figura 3-3.- a) Perfil sísmico de reflexión 2D transversal a la Fm Utsira, b) 2D regional de la cima de la Fm Utsira mejorado con 3D alrededor del sitio de inyección, c) 3D de detalle alrededor del sitio de inyección. Solomon, S. 2007.

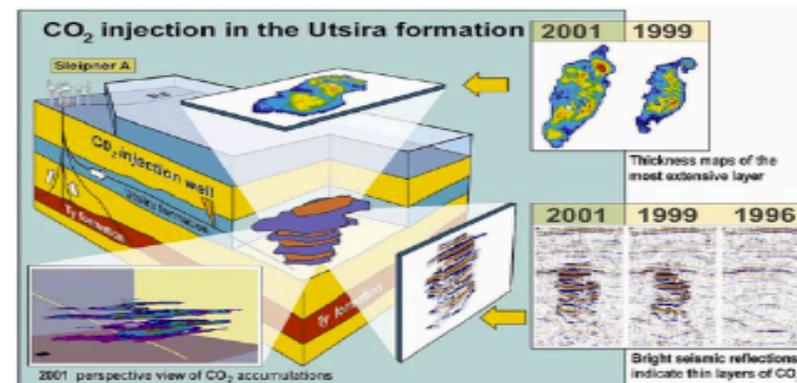
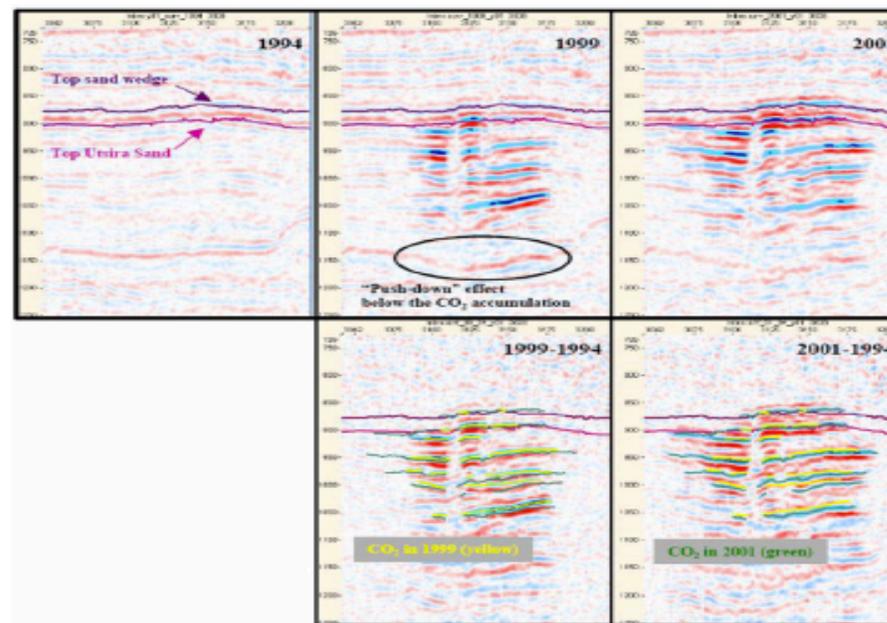


Figura 3-5.- Evolución de la inyección en Sleipner de 1994 a 2001. Solomon, S. 2007.

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

Gracias !!

Moisés Dávila Serrano

moises.davila@ai.org.mx

moises.davila@ingenieria.unam.edu

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.