Meccanismi di tenuta del serbatoio: sviluppo di un modello integrato

Sabina Bigi
Dipartimento di Scienze della Terra
Sapienza Università di Roma

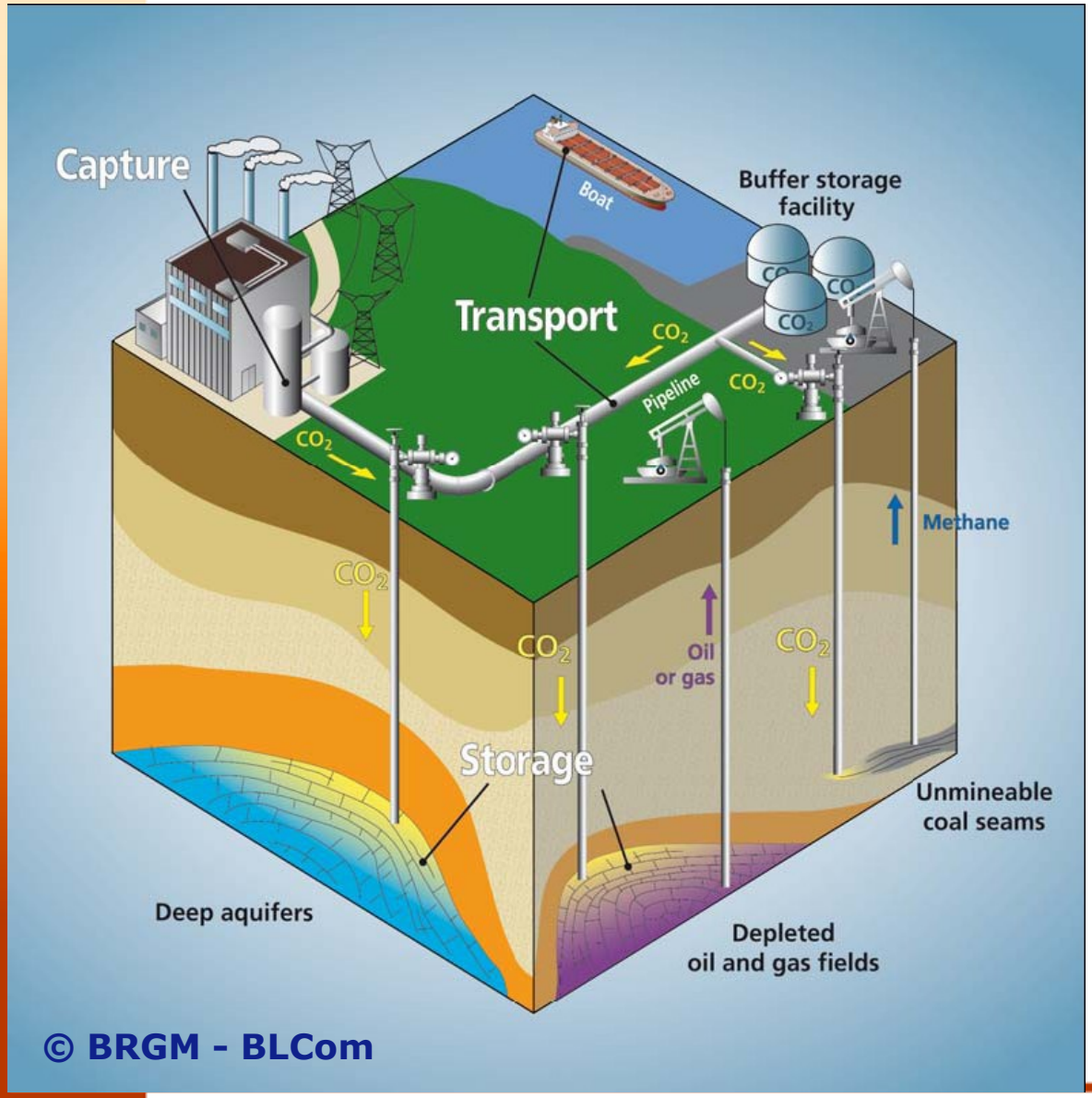
Fluid Chemistry Laboratory
Prof. S. Lombardi
Department of Earth Sciences, "La Sapienza"
University of Rome, Italy

Schlumberger

Introduzione

- The CO_2 Capture and Storage techniques (CCS) rappresenta uno strumento per la riduzione della quantità di CO_2 immessa nell'atmosfera.
- Consiste nella cattura della CO_2 emessa da impianti industriali, il trasporto e la immissione in formazioni rocciose che presentano determinati requisiti.
- Lo stoccaggio geologico permette di immagazzinare CO_2 per intervalli temporali significativi.

I principi della cattura e dello stoccaggio geologico della CO_2



Possibilità di:
- accumulare un determinato volume di CO2
- stoccaggio in tempo reale, ad esempio durante la sfruttamento di un giacimento
- conservazione nel tempo, per evitare l'emissione di CO2 non controllata.
- prossimità con le zone di produzione della CO2

Potenziali siti:
- Acquiferi salini
- Giacimenti sfruttati di petrolio e gas
- Giacimenti di carbone

Progetti in atto a scala commerciale in diverse parti del mondo

Sleipner, deep saline aquifer, Norway, 1 Mt CO_2/y since 1996

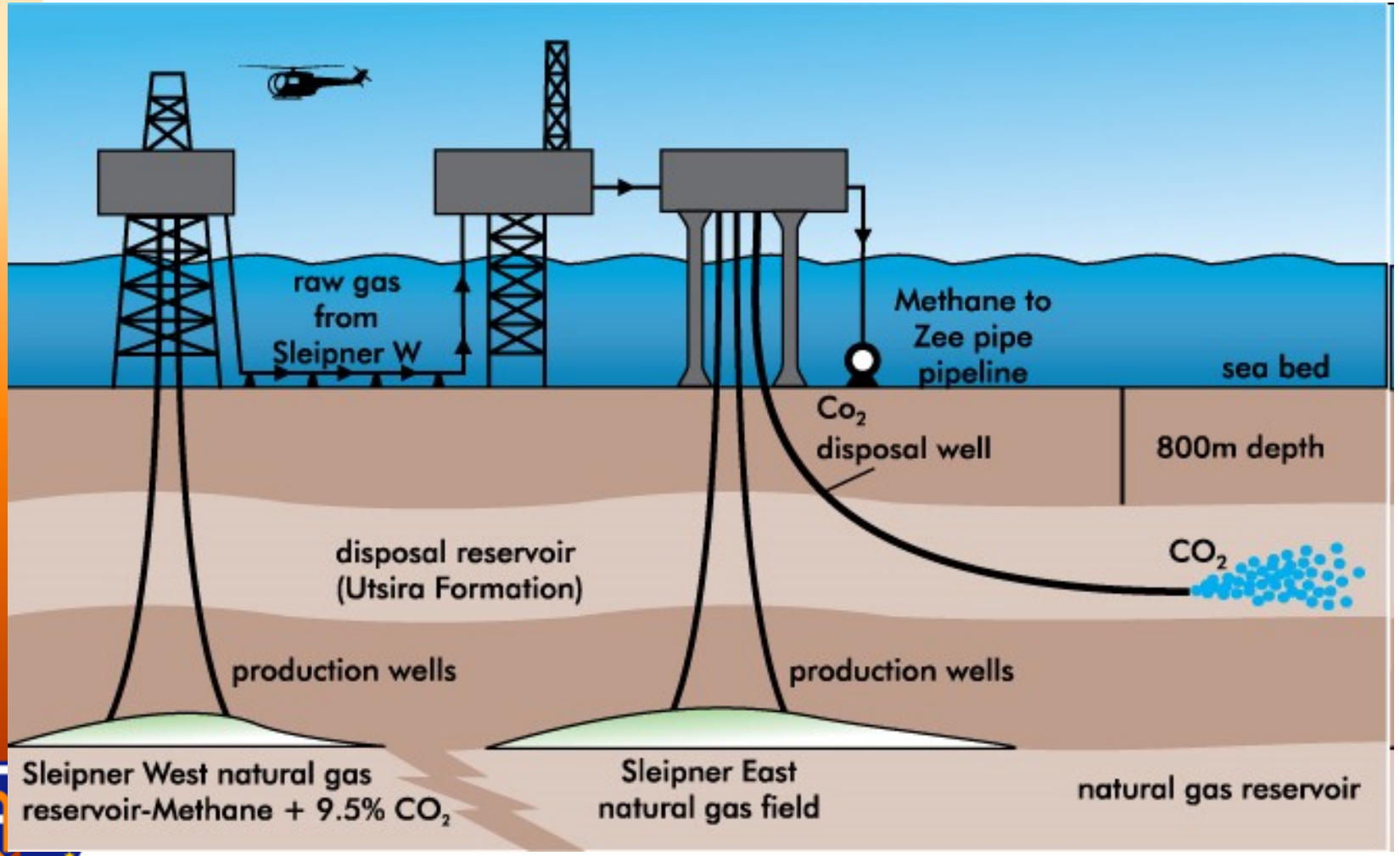
Weyburn-Midale, oil reservoir, Canada, 1.8 Mt CO_2/y since 2000

In-Salah, gas reservoir, Algeria, 1 Mt CO_2/y since 2004

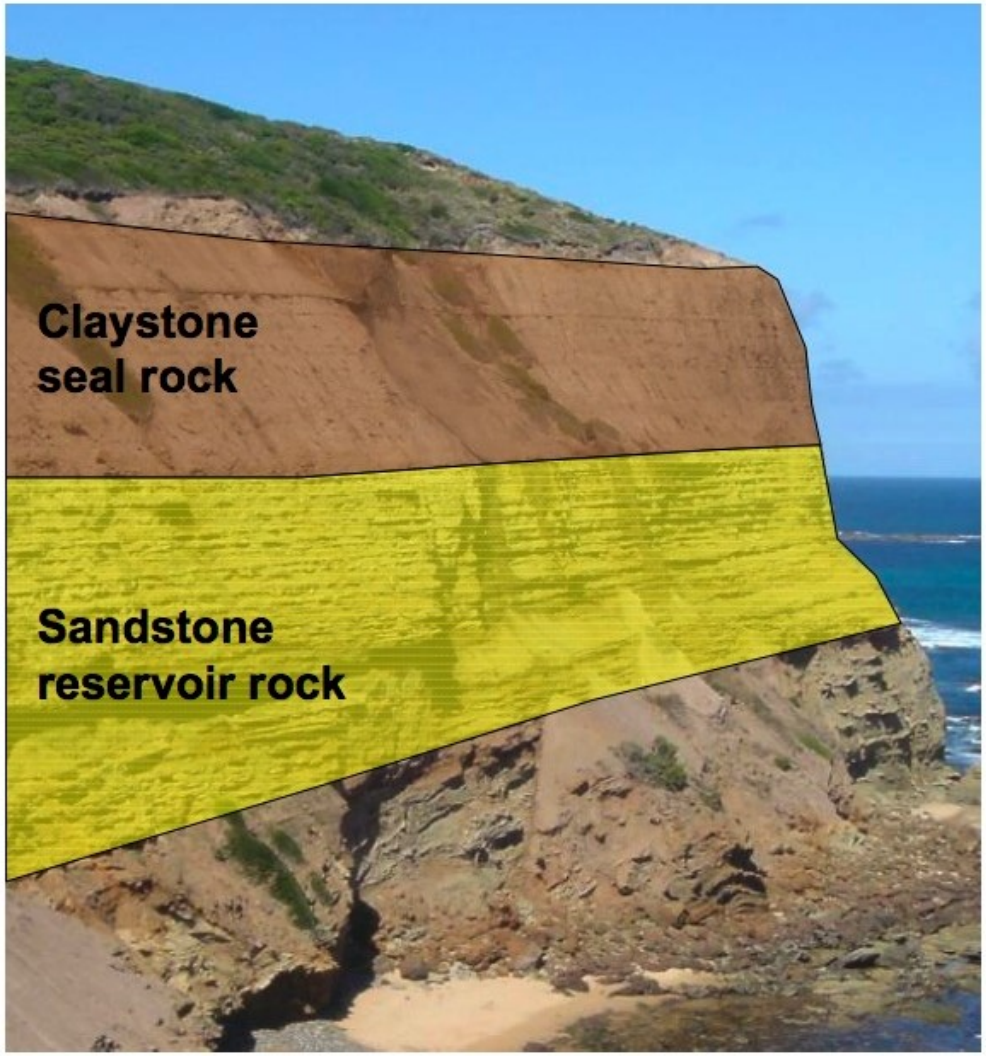
Snohvit, deep saline aquifer, Norway, 0.7 Mt CO_2/y since 2007

Courtesy CO2REMOVE, Statoil, PTRC

Il progetto Sleipner nel Mare del Nord è il più noto e studiato ed è il primo a scala commerciale dedicato alla cattura e allo stoccaggio della CO2



Stoccaggio geologico della CO2



Reservoir rock
porosità primaria o secondaria

Seal rock
impermeabile, non porosa

La CO_2 viene iniettata nelle rocce del *reservoir* e mantenuta in profondità

Reservoir rock (roccia serbatoio)

Il serbatoio (reservoir) è costituito dal rocce sedimentarie che permettono la mobilità dei fluidi al loro interno.

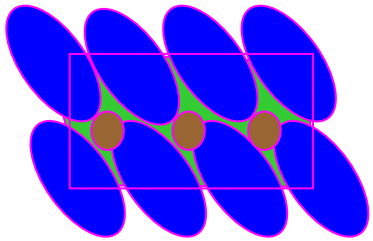
I parametri che le caratterizzano sono:

Porosità e permeabilità

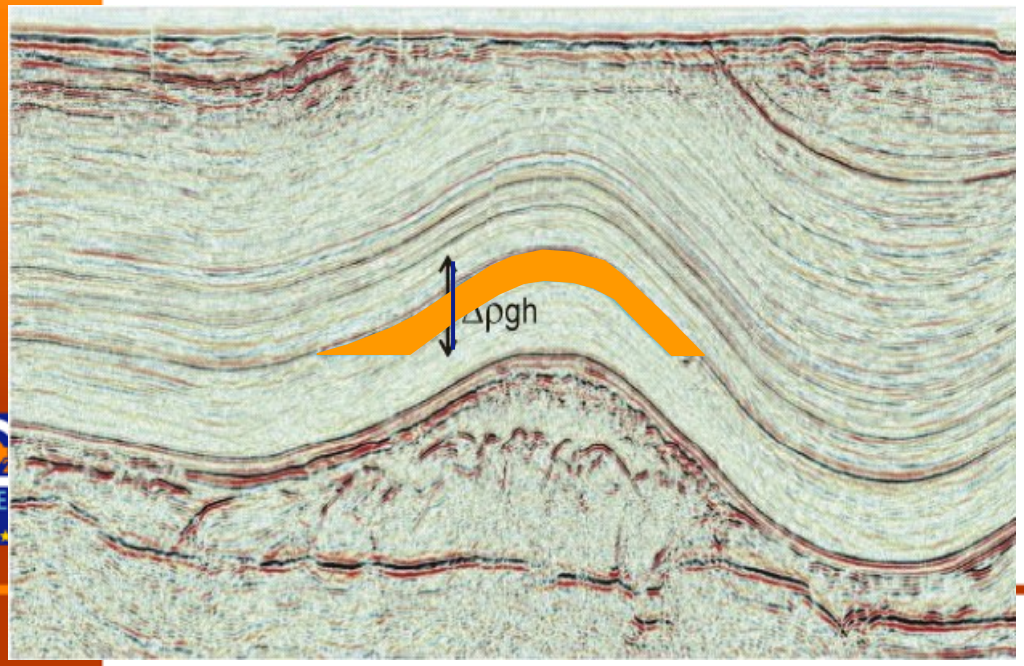
La porosità è la frazione di roccia occupata da vuoti

Porosità primaria si forma durante la deposizione dei sedimenti a la formazione delle rocce (porosità intergranulare delle arenarie e quella intracristallina dei calcari)

Porosità secondaria si forma durante la defomazione delle rocce sottoposte a campi di forze regionali.



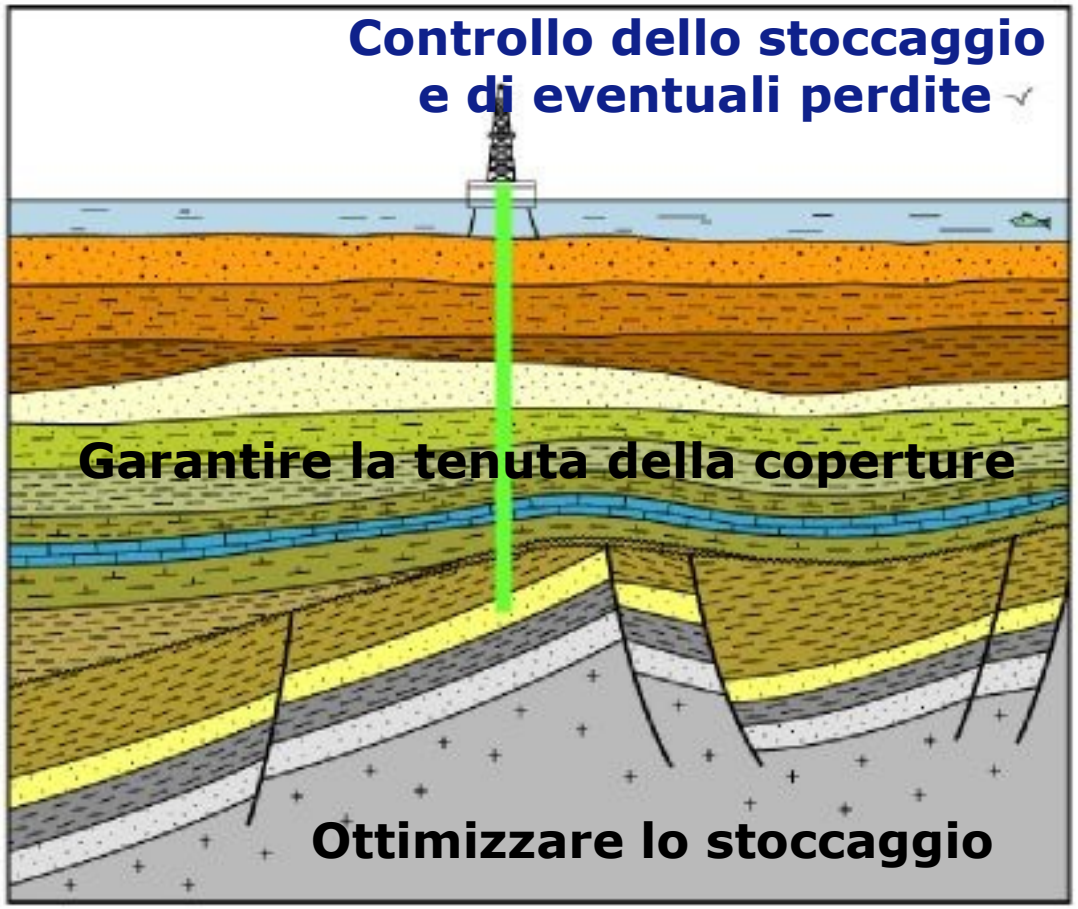
Seal o cap rock (roccia di copertura)



Per **roccia di copertura** si intende una roccia **impermeabile** e **plastica** che **impedisca** (o rallenti) la **dispersione** del fluido (nel caso, la CO2) **proteggendo** contemporaneamente l'**accumulo** dalle **infiltrazioni** delle acque meteoriche.

Le rocce di copertura più efficaci sono rappresentate da:
-**rocce clastiche** a grana **molto fine** (dimensioni dei granuli inferiori a 1/256 di mm) come le **argille**
-**rocce evoporitiche** (dovute alla precipitazione di sali) come **gessi**, **anidriti** e più raramente **salgemma**.

Campi di ricerca a sostegno dello stoccaggio: efficenza e sicurezza per alcuni secoli



obiettivi:

- **Controllo dello stoccaggio e di eventuali perdite**
- **Gerantire la tenuta del reservoir**
- **Ottimizzare lo staccaggio**

Punti chiave:

- **Selezione del sito e caratterizzazione geologica**
- **Modelli predittivi: sviluppo di modelli concettuali di migrazione di fluidi**
- **Monitoraggio**

Combinazione dei risultati ottenuti da diverse discipline geologiche e lo sviluppo di un modello integrato

- I modelli possono rappresentare i principali parametri geologici
- Possono essere utilizzati per simulare una migrazuione di fluidi
- Possono essere utilizzati per valutare le potenzialità di un sito

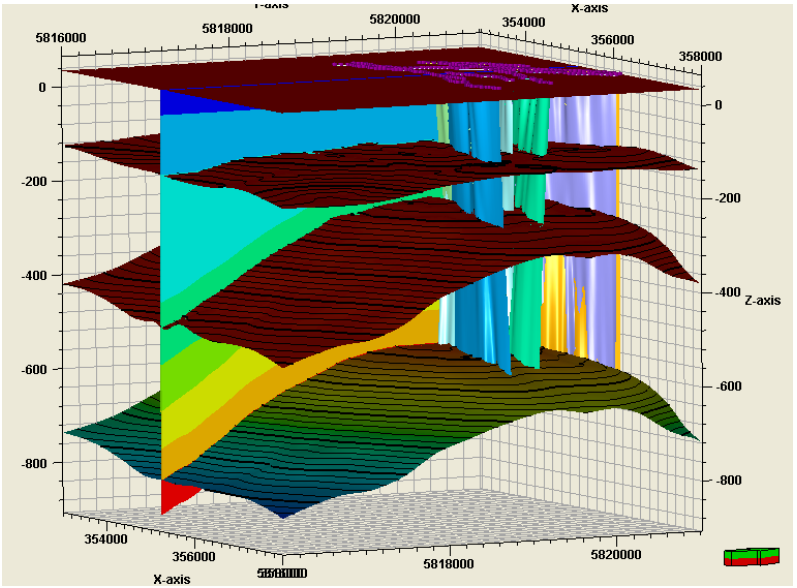
Sono applicabili a

- Caprock
- Reservoir
- Faults
- (Wells)

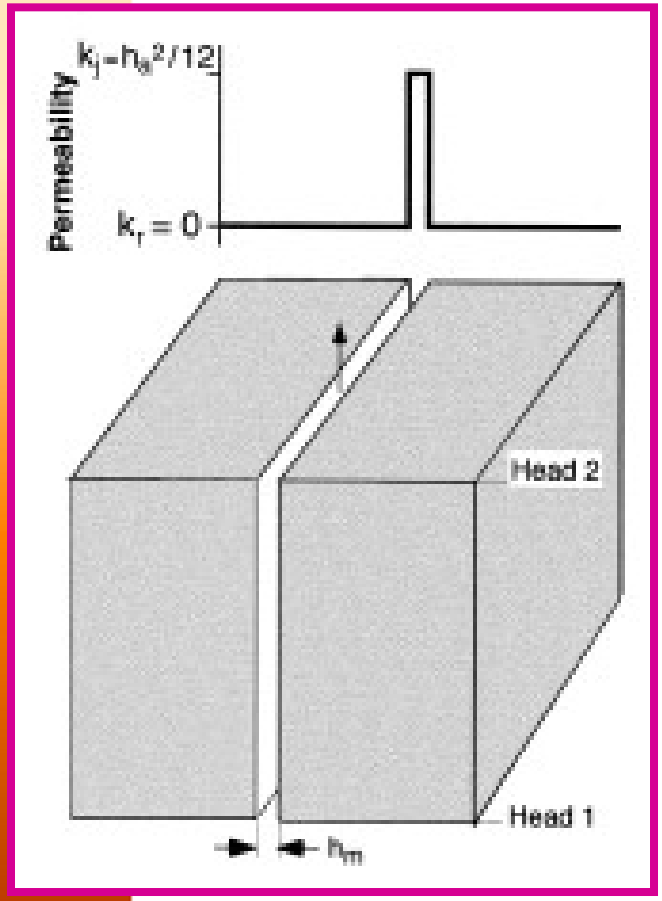
Modelli concettuali di migrazione dei fluidi in rocce fratturate

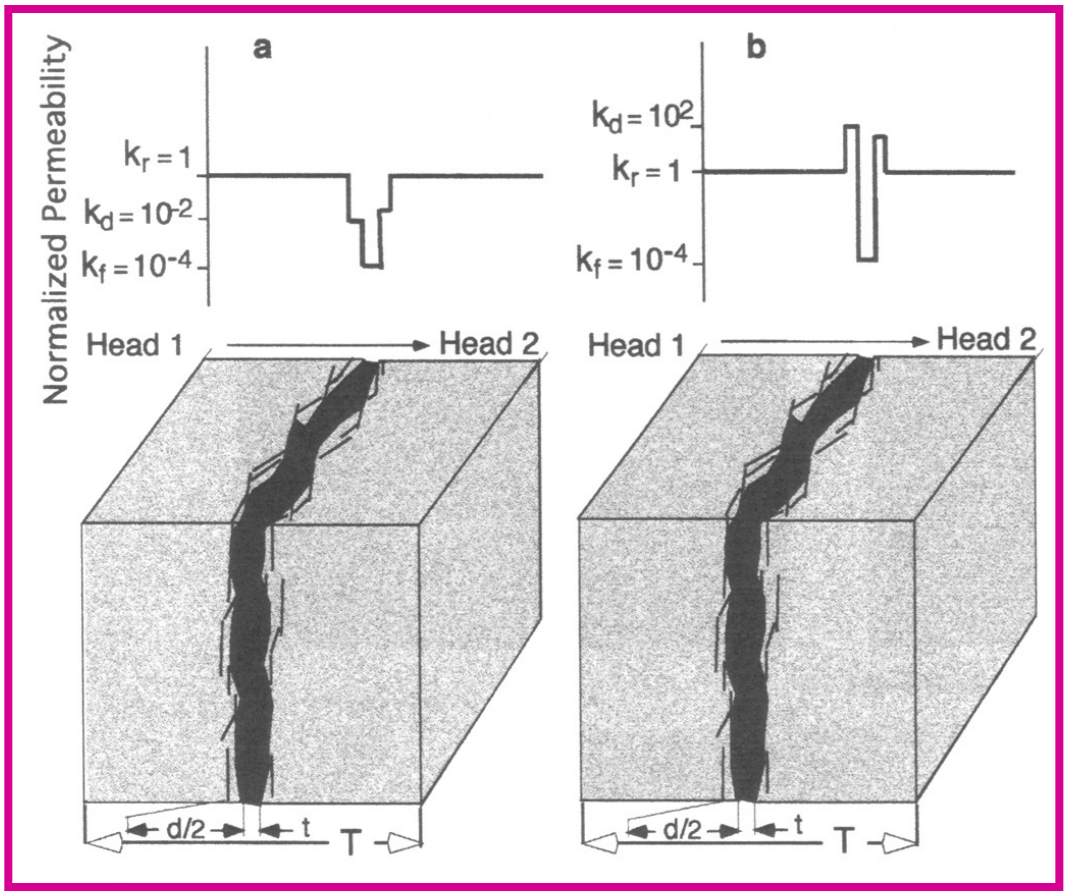
Diverse discipline lavorano insieme:

Geochimica dei fluidi e geologia strutturale



La porosità secondaria – le discontinuità apertura e permeabilità





Fratture aperte

Deformation bands

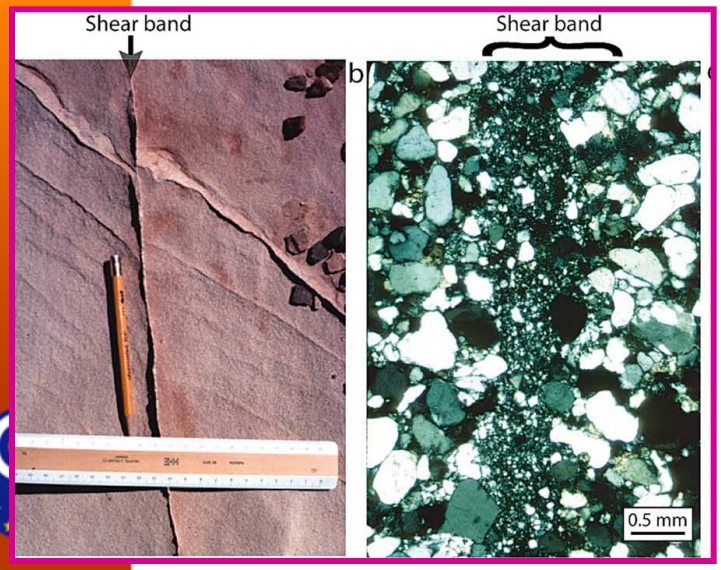
Estensione e taglio

Aydin (2000)

Aumento e/o riduzione della abili

Calcari di piattaforma carbonatica, Latemar (Dolomiti, Italia)

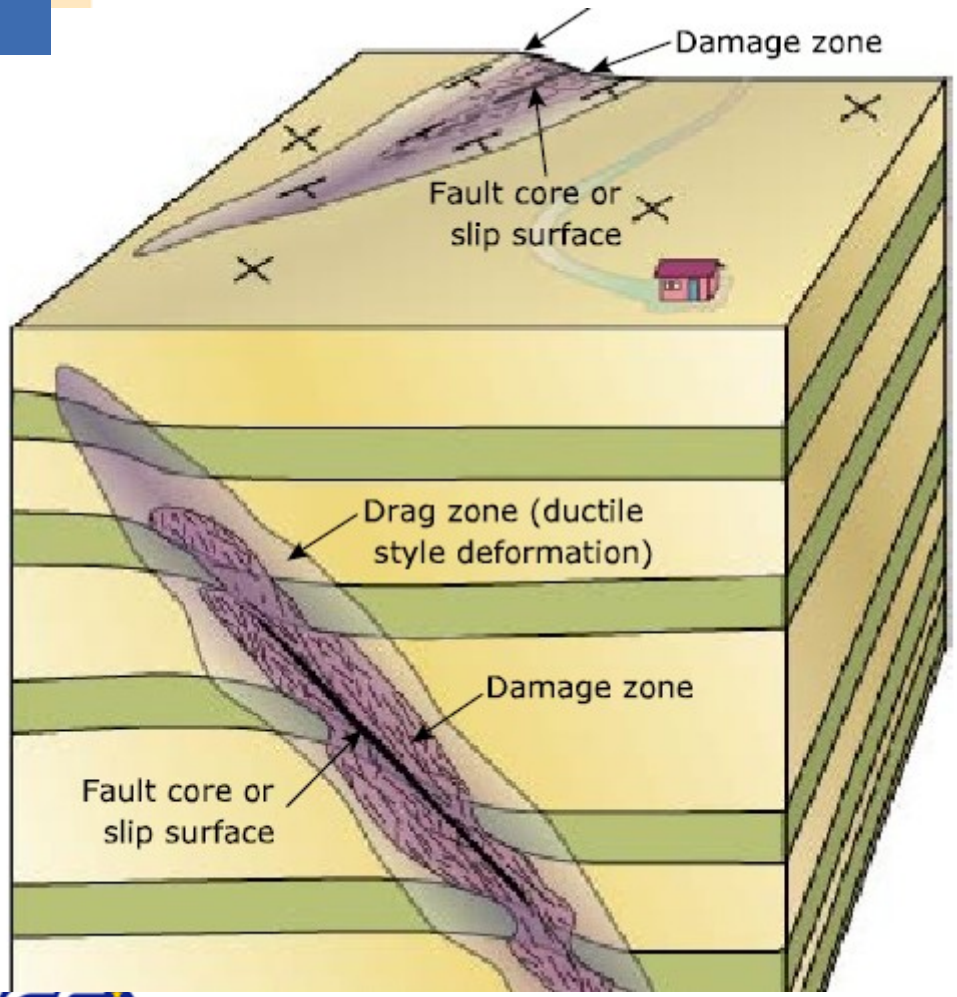
Calcari di slope-bacino, Maiella (Appennino centrale)



Entrada sandstone,
San Rafael Desert, Utah
Da Aydin, 2006

Arenarie della F-ne Cellino,
Italia Centrale

Architettura di una zona di faglia



Caine et al., 1996

Core della faglia - porosità e permeabilità controllata dalla granulometria

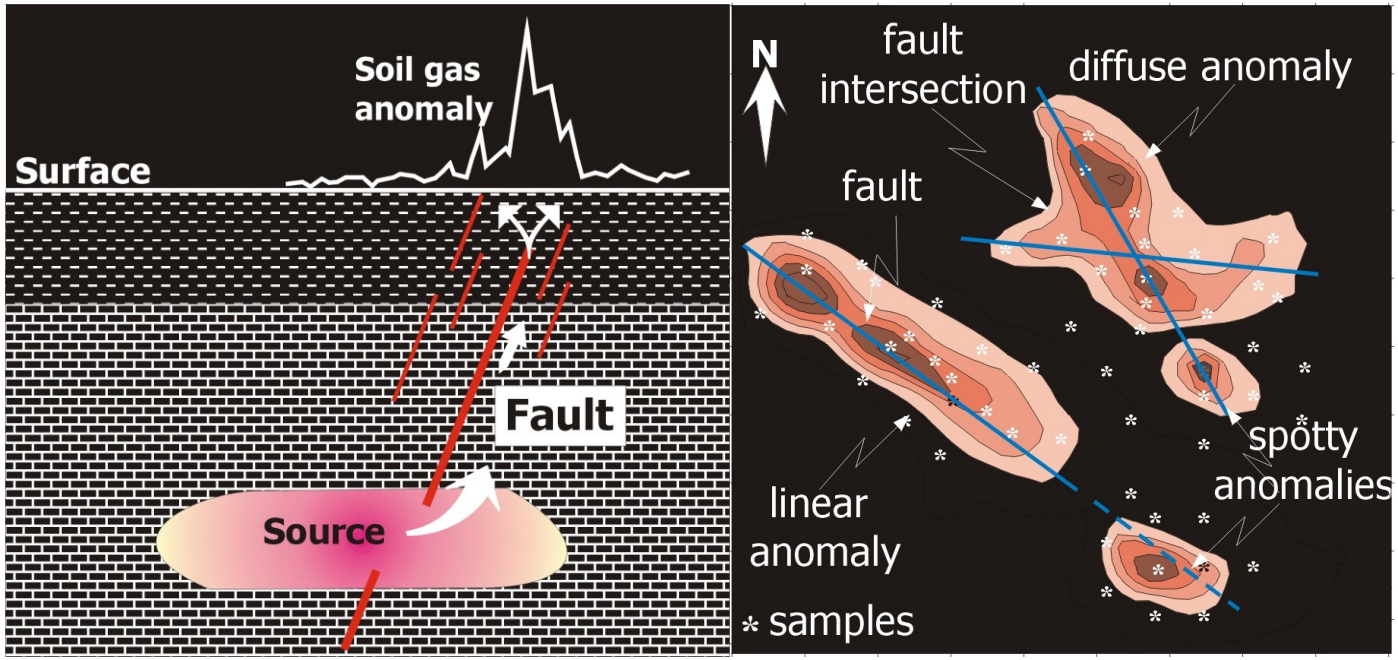
Damage zone – porosità e permeabilità controllata fratturazione parallela al piano principale

Protolite - porosità e permeabilità primaria

Principale via naturale di migrazione di fluidi sono le discontinuità

1. Microscala

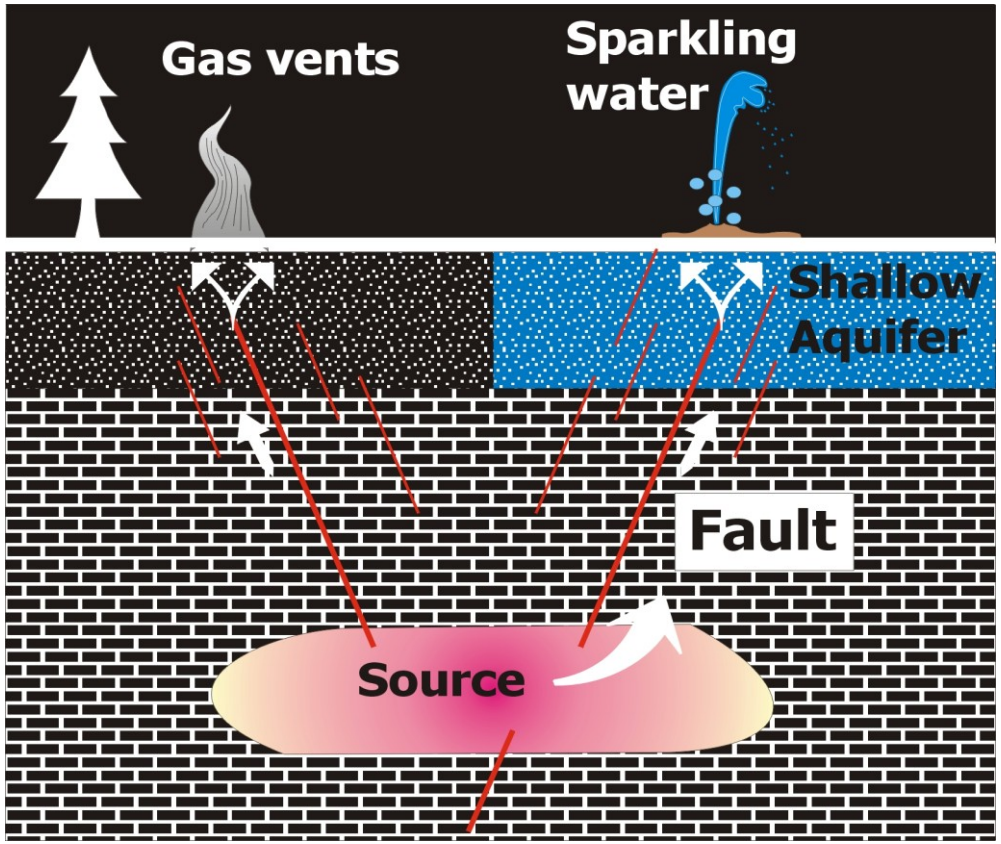
- Anomalie dei valori di flusso “di base” di un area
- Valori in generali bassi e determinabili solo con strumenti sensibili



Principale via naturale di migrazione di fluidi sono le discontinuità

2. Macroscala

- Manifestazioni superficiali quali gas vent o acque minerali
- Si verificano in zone molto fratturate e dove i fluidi sono emessi con conitnuità (aree geotermiche)

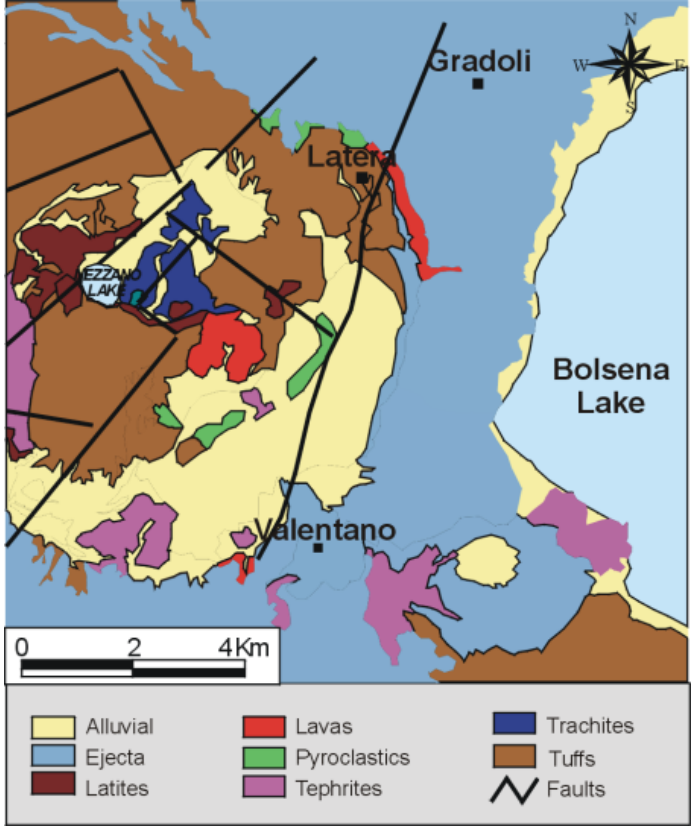


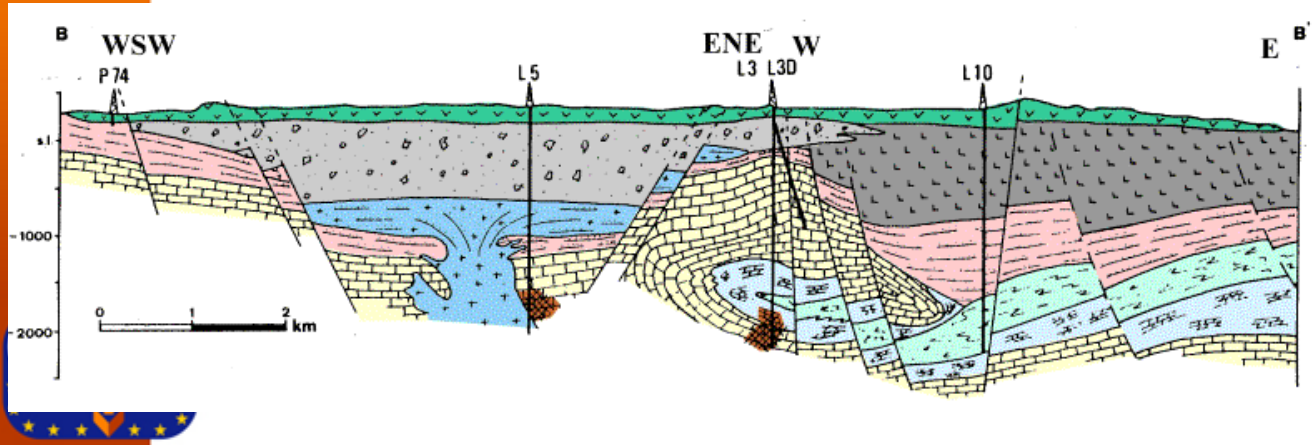
Il contributo degli laboratori naturali

- Osservazione diretta e monitoraggio delle emissioni di gas in analoghi naturali (volumi, distribuzioni, variazioni temporali)
- Studio degli aspetti strutturali alla scala regionale e alla mesoscala che controllano queste variazioni – studio della fratturazione negli analoghi naturali monitorati
- Costruzione di un modello concettuale di migrazione e distribuzione dei fluidi

L’esempio di Latera

- Sistema vulcanico potassico e campo geotermico
- Produzione di CO_2 per reazioni termometamorfiche
- Migrazione dei gas lungo le faglie
- Tre architetture si faglia diverse
- Variano nel tempo e nello spazio

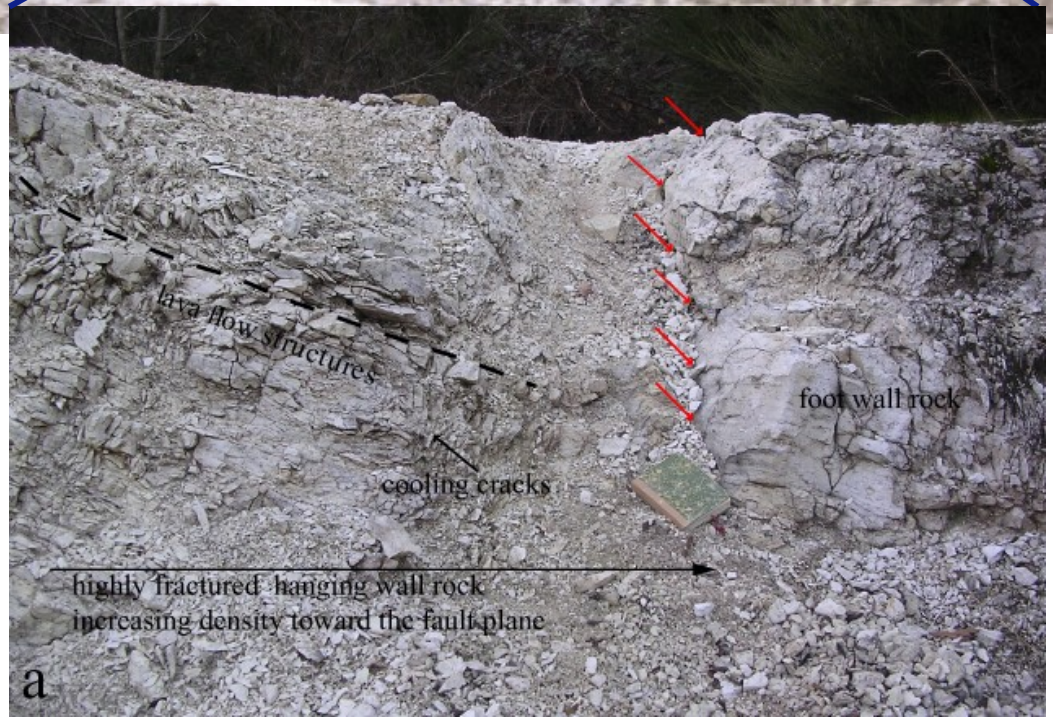


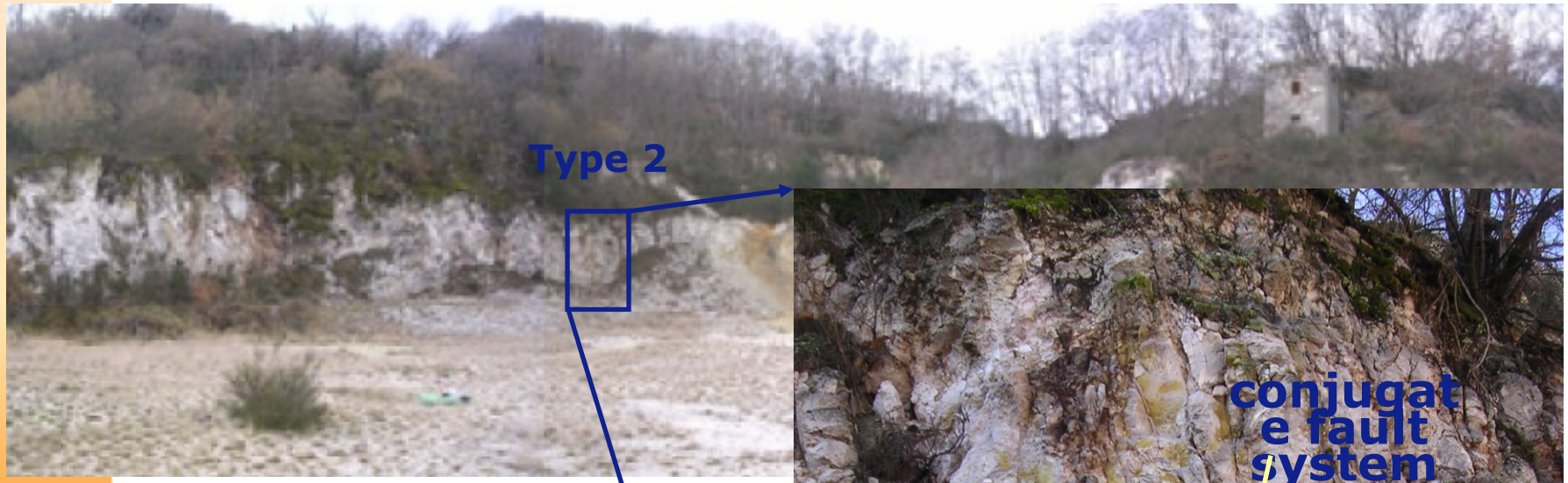


after Bertrami et al., 1984

Cava di caolino e feldspati
Caldera di Latera

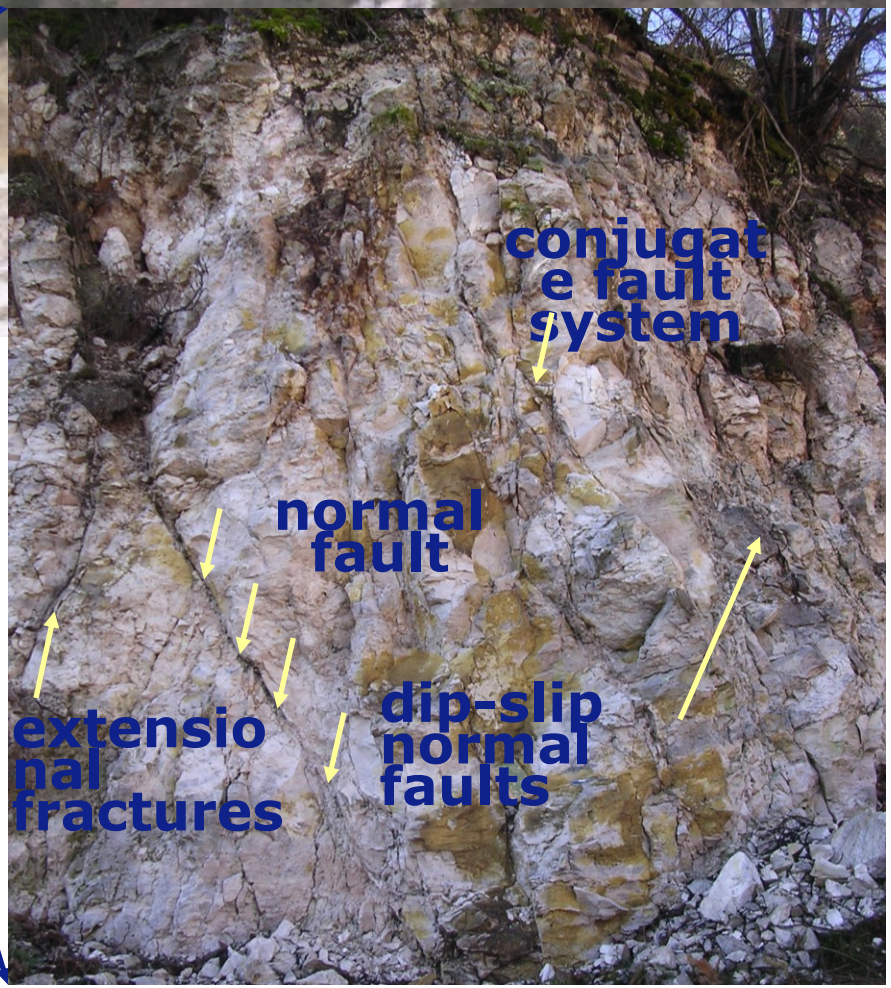
- Piano principale ben definito
- Network poco sviluppato
- Fratturazione decrescente dalla faglia



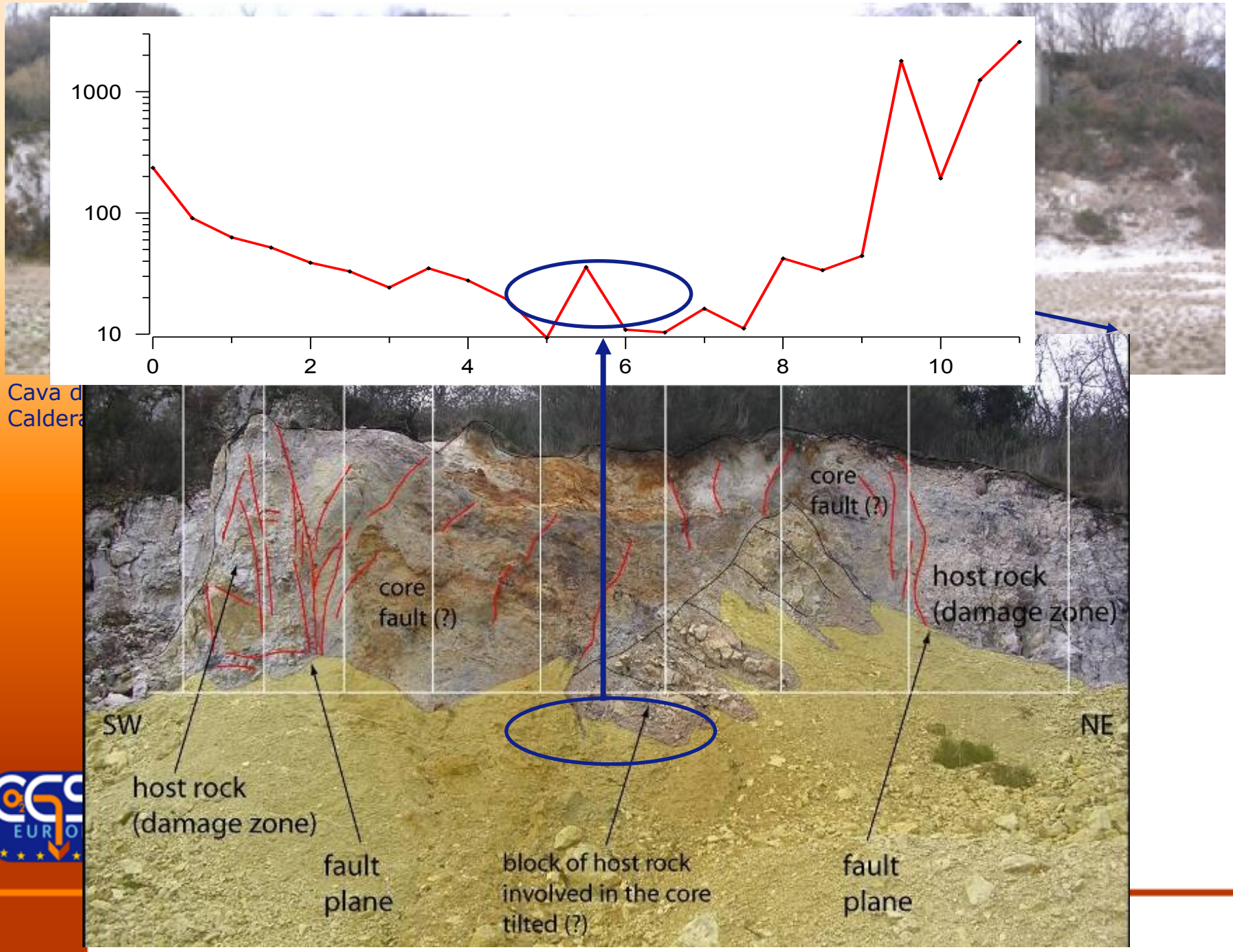


Cava di caolino e feldspati
Caldera di Latera

- Sistemi coniugati di fratture di taglio e faglie normali
- Network molto ben sviluppato
- Frattura spaziata e distribuita in modo omogeneo



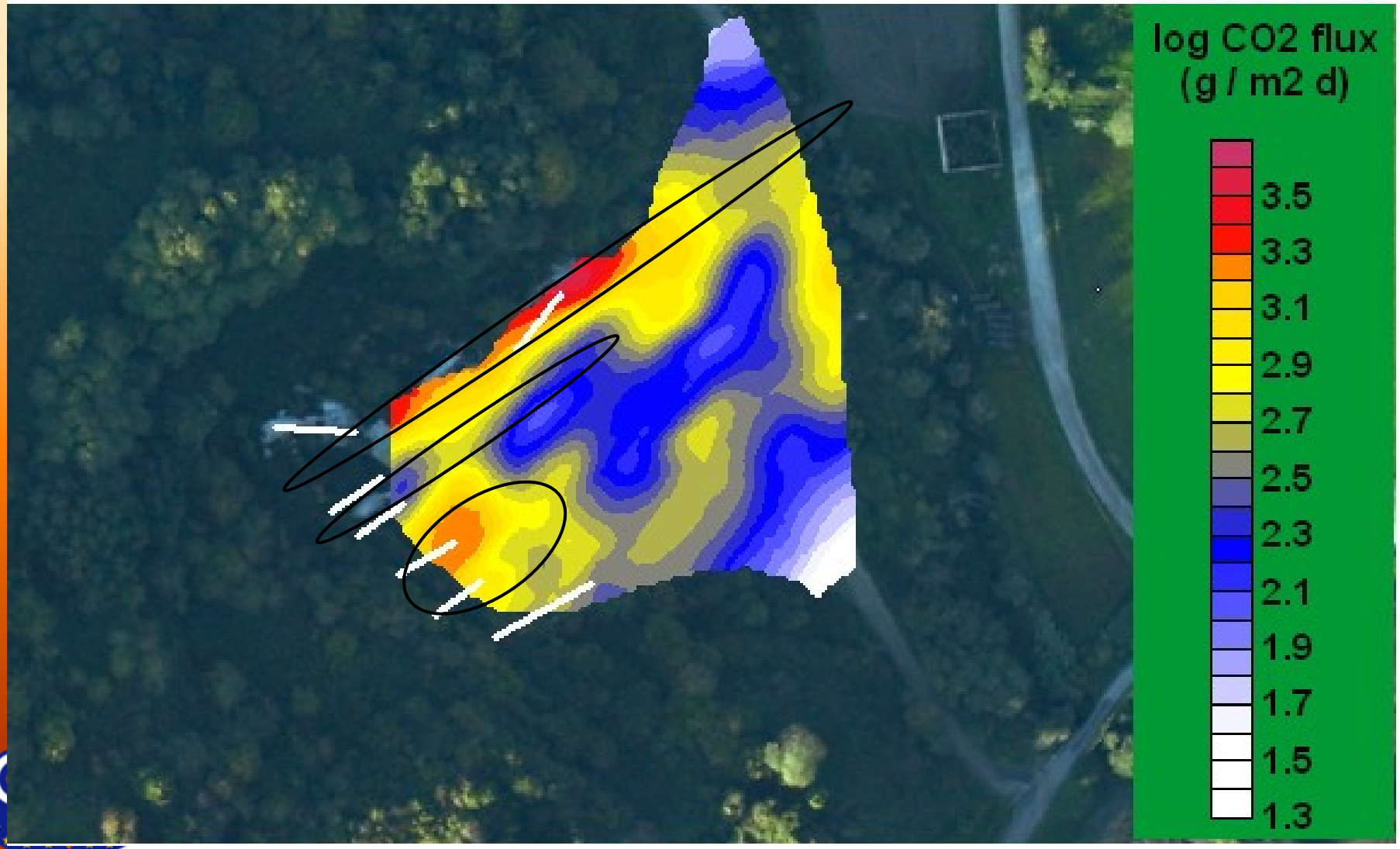
Cava d
Caldera



Faglie e flusso di gas (CO_2)

Base map courtesy of M. Velico of the Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale (OGS) - Trieste, Italy

Faglie e flusso di gas (CO_2)



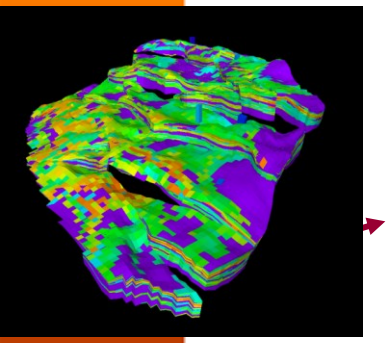
ricostruzione 3D di un volume fratturato per la simulazione della migrazione di fluidi

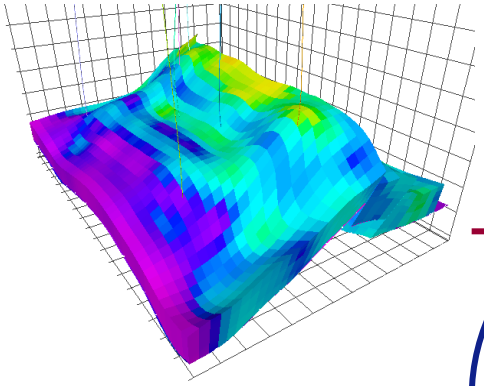
- Latera caldera
- zona di faglia fratturata (damage zone)
- Ristruzione 3D basata su dati di campagna
- “Upscaling” per la permeabilità

Workflow di lavoro per la simulazione del passaggio di fluidi in un volume fratturato

Studio delle fratture

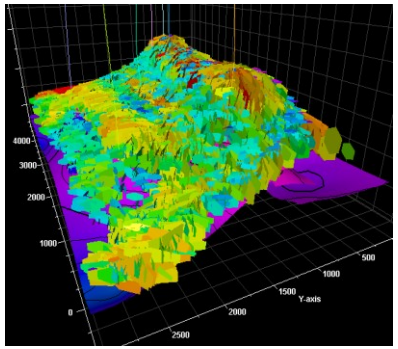
Geologia 3D



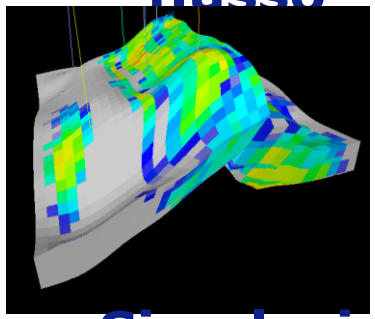


Modello Statistico

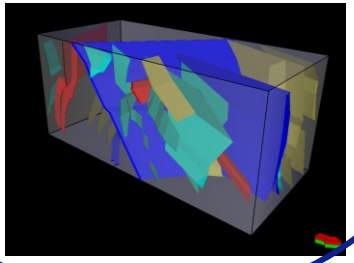
Modello del network di fratture



Proprietà del flusso



Modello reale ricostruito



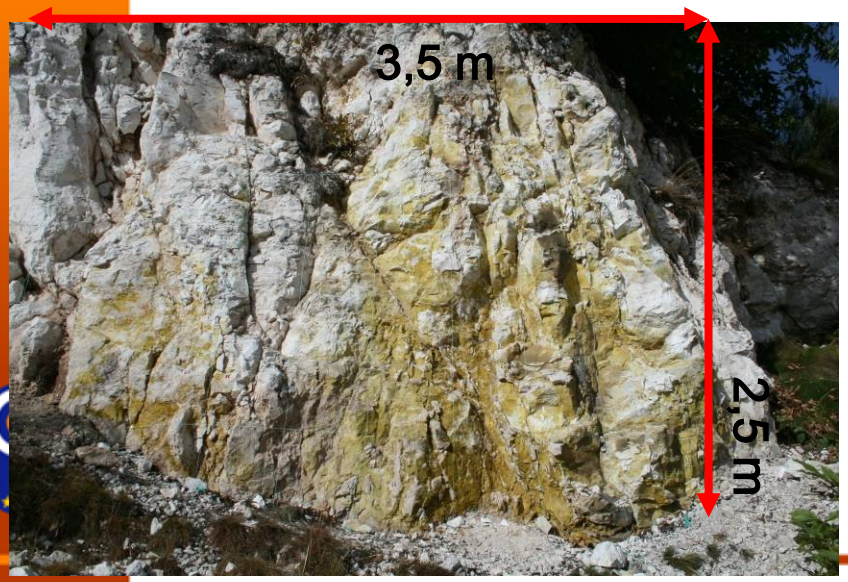
PETREL

Simulazione del flusso

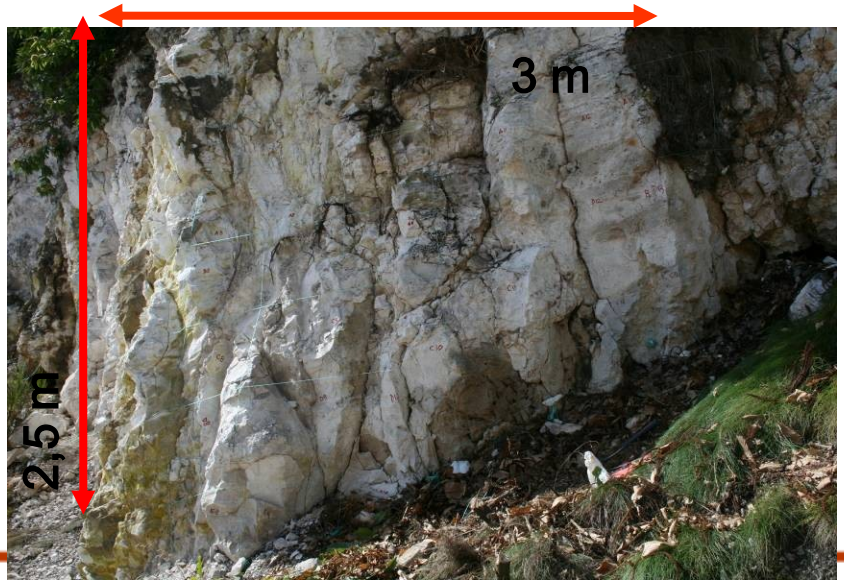
Eclipse

Zona fratturata – faglia tipo due

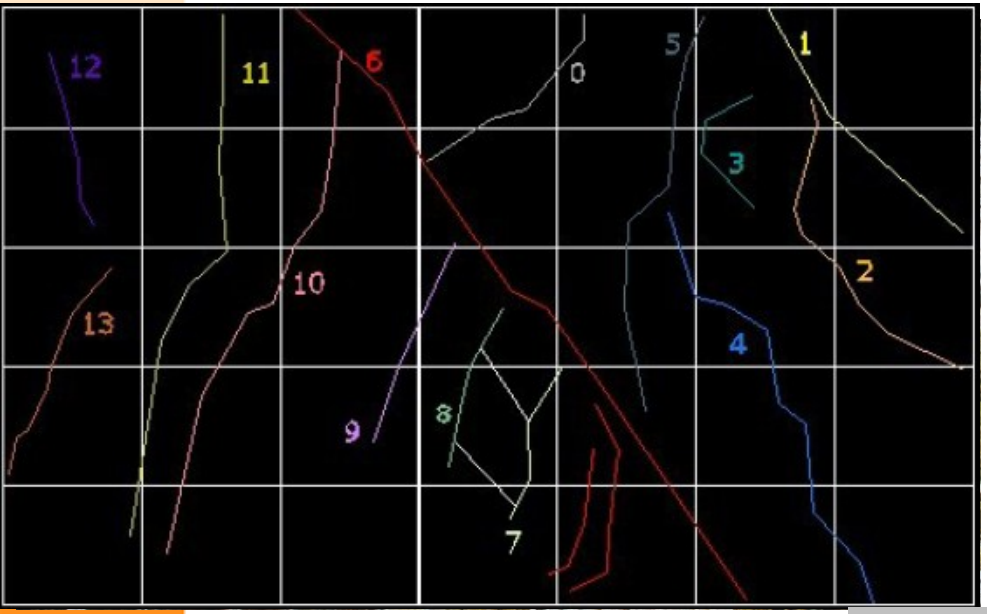
parete 1



Parete 2



- Discrete Fracture Model (2D and 3D)

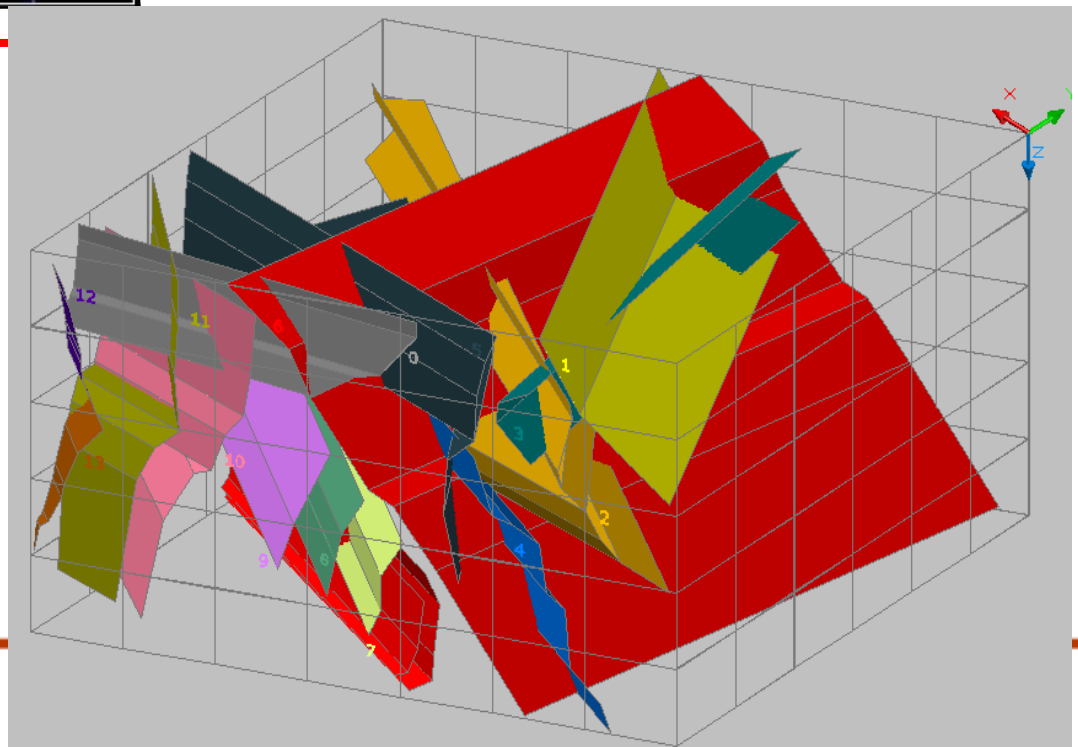


2.5 m

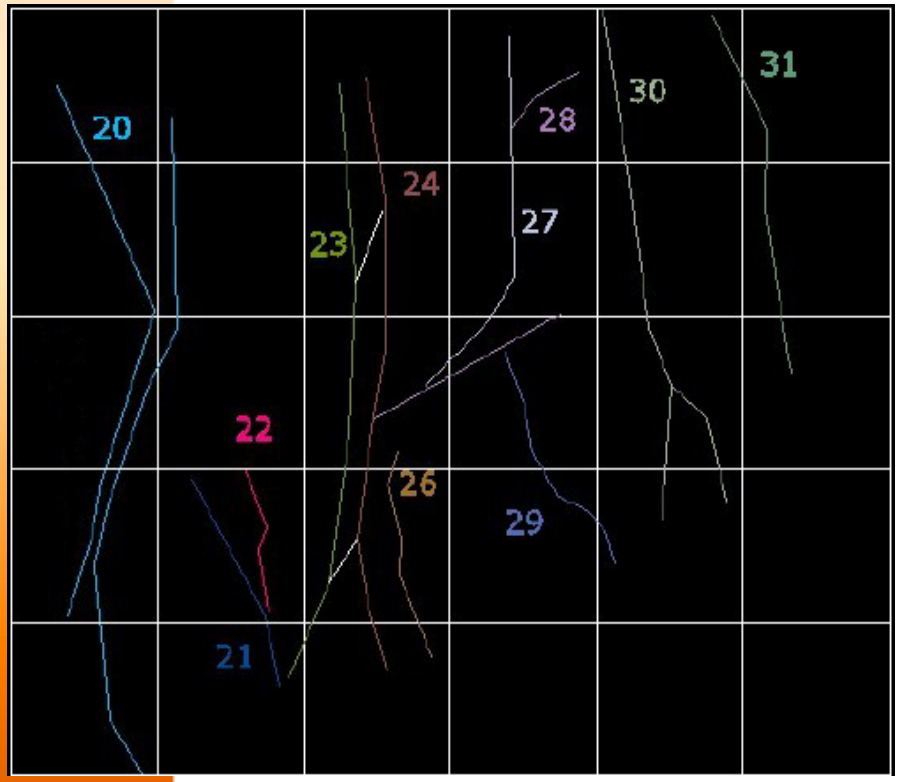
Parete 1

3.5 m

Proiezione tridimensionale



- Discrete Fracture Model (2D and 3D)

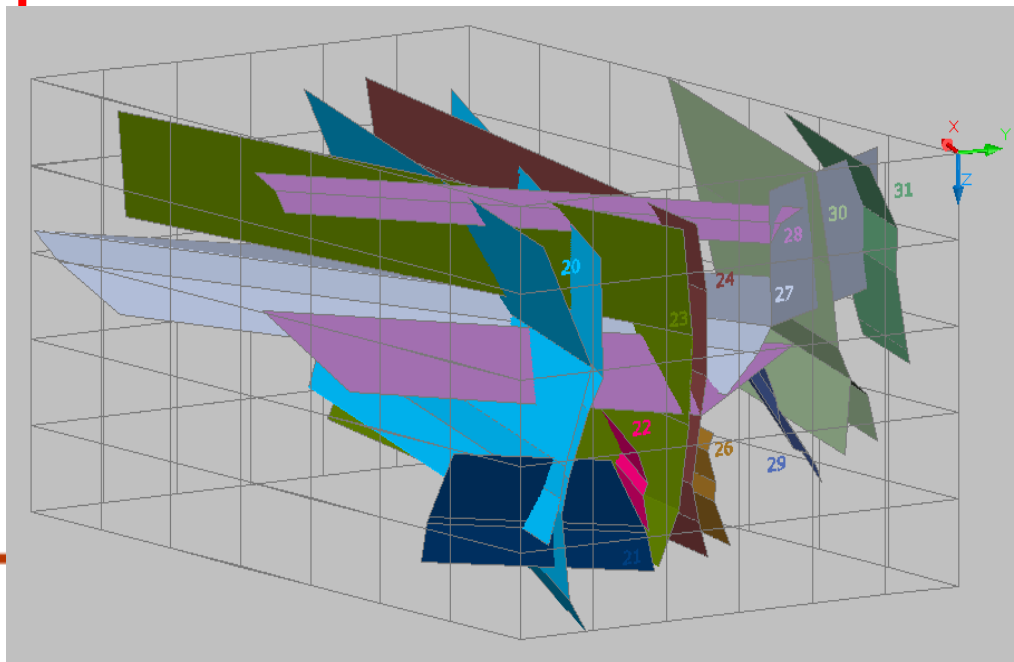


2.5 m

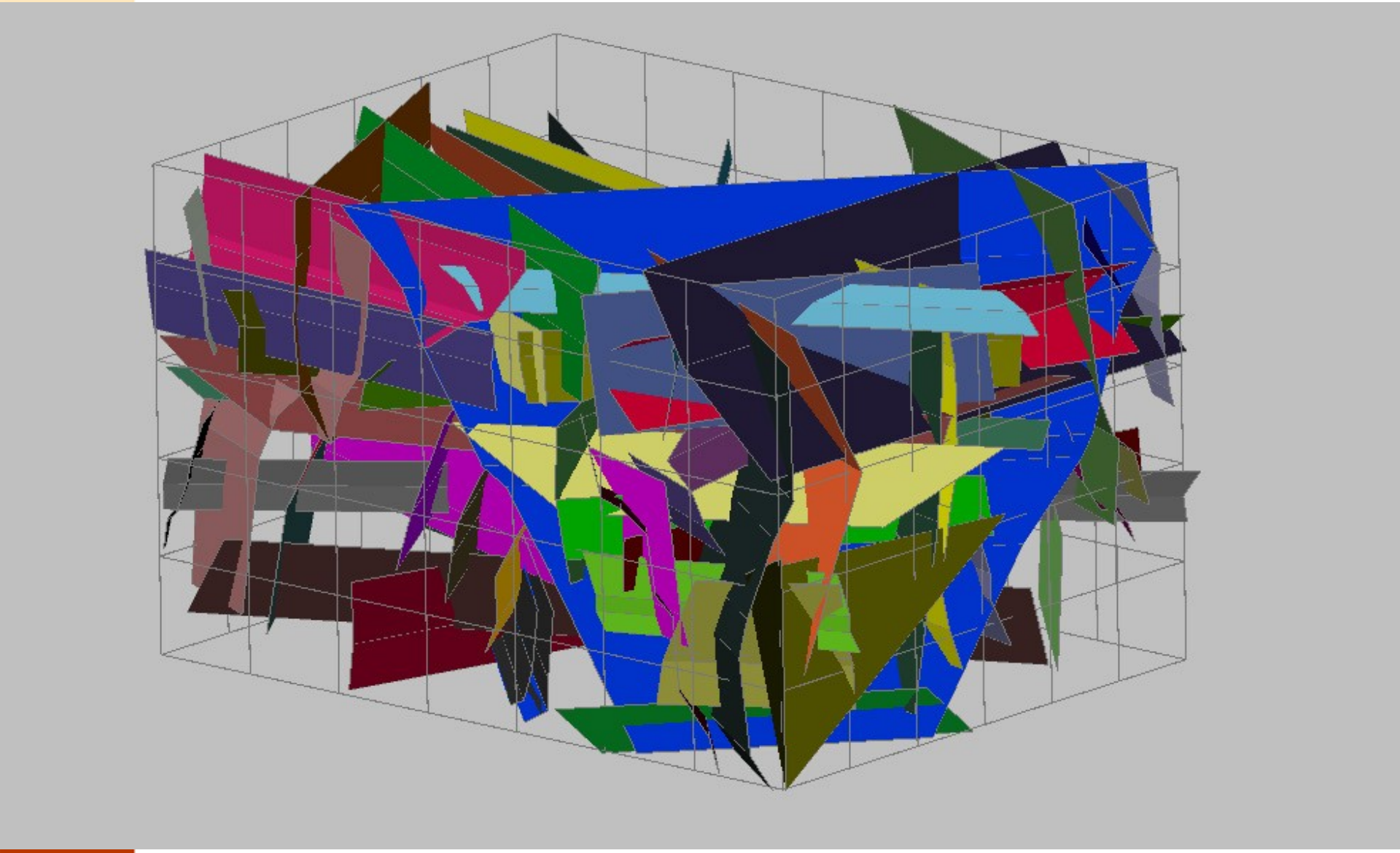
3 m

Parete 2

Proiezione tridimensionale



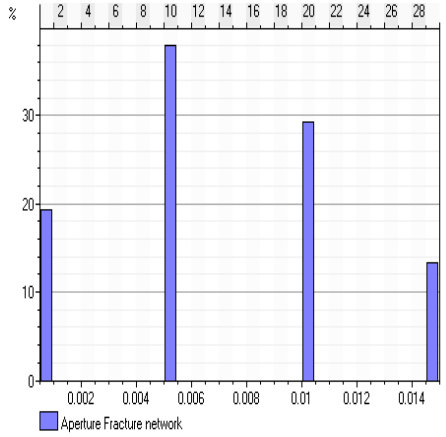
- Discrete Fracture Model (AutoCAD)



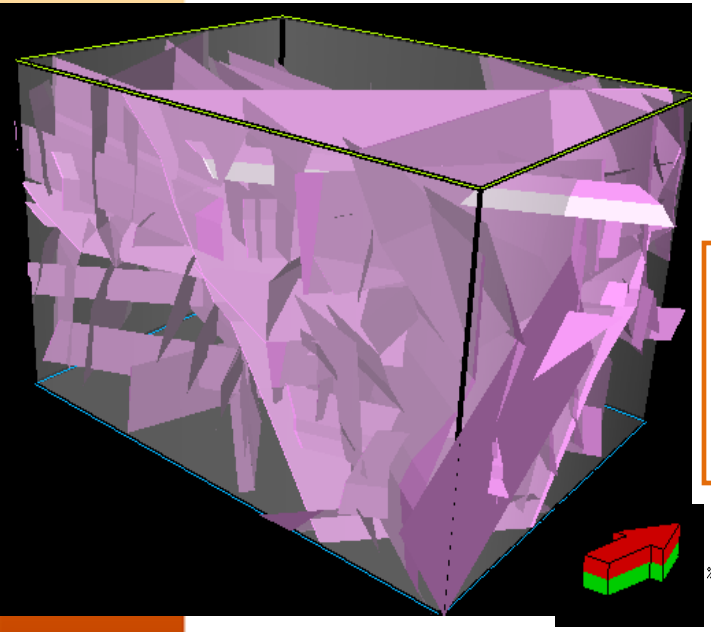
Ricostruzione tridimensionale del volume fratturato (Petrel)

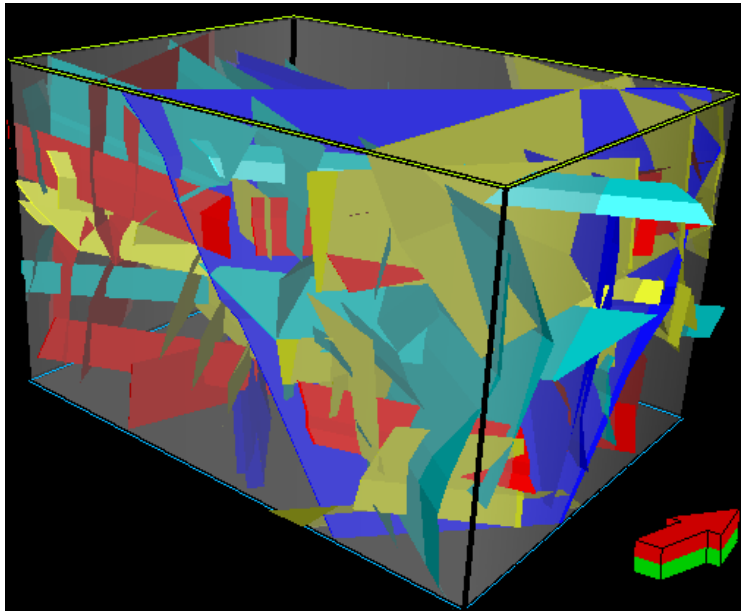
Assegnazione di valori di apertura corrispondenti alla analisi in campagna

Aperture



Ogni colore corrisponde ad un valore di apertura

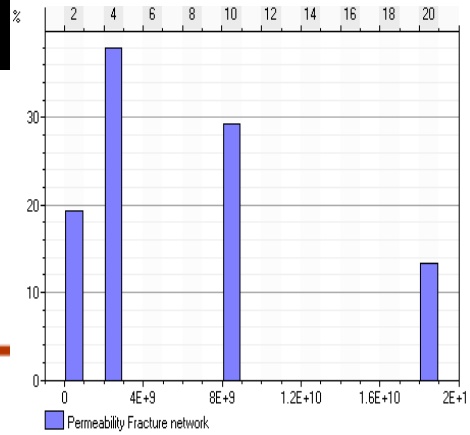




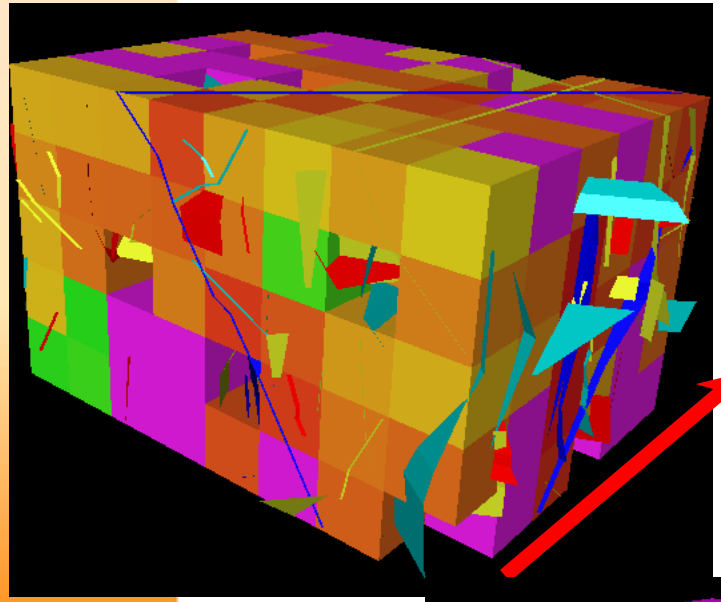
Darcy's Law

$K = Aperture^2 / 12$

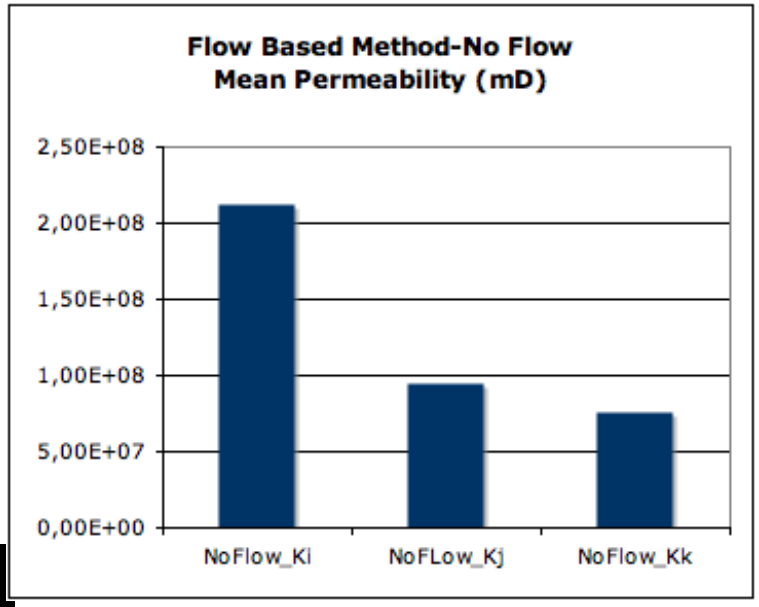
Permeability

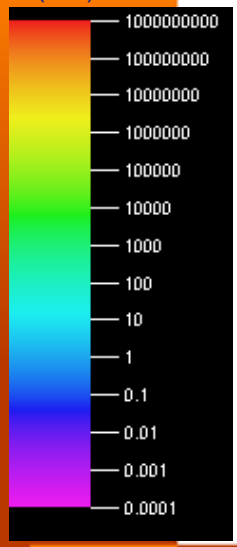


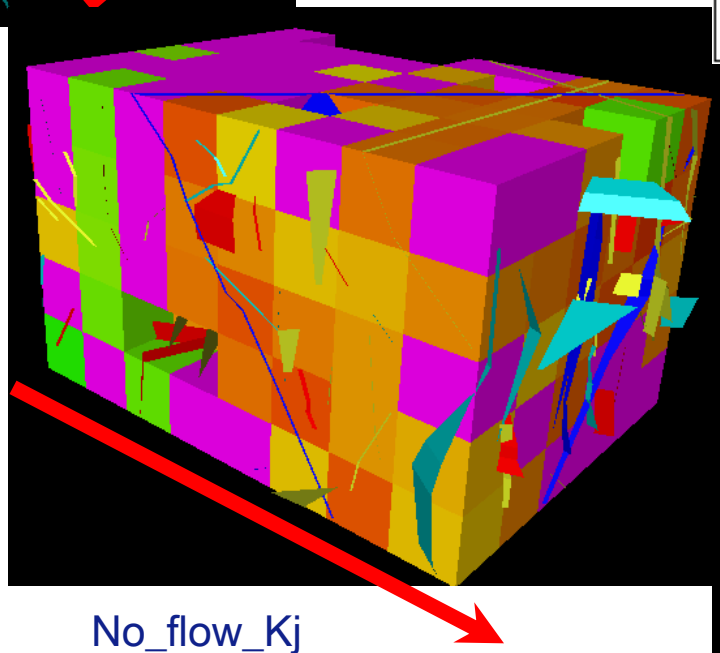
Modello della permeabilità (Petrel)



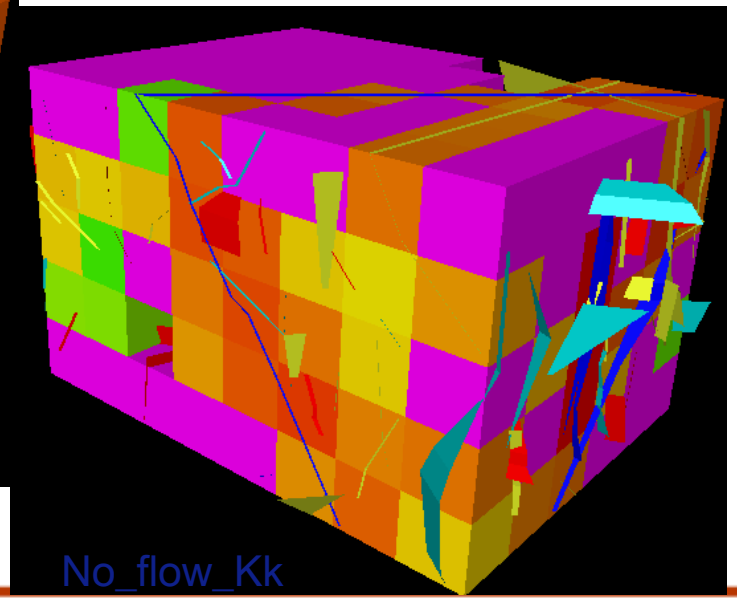
No_flow_Ki



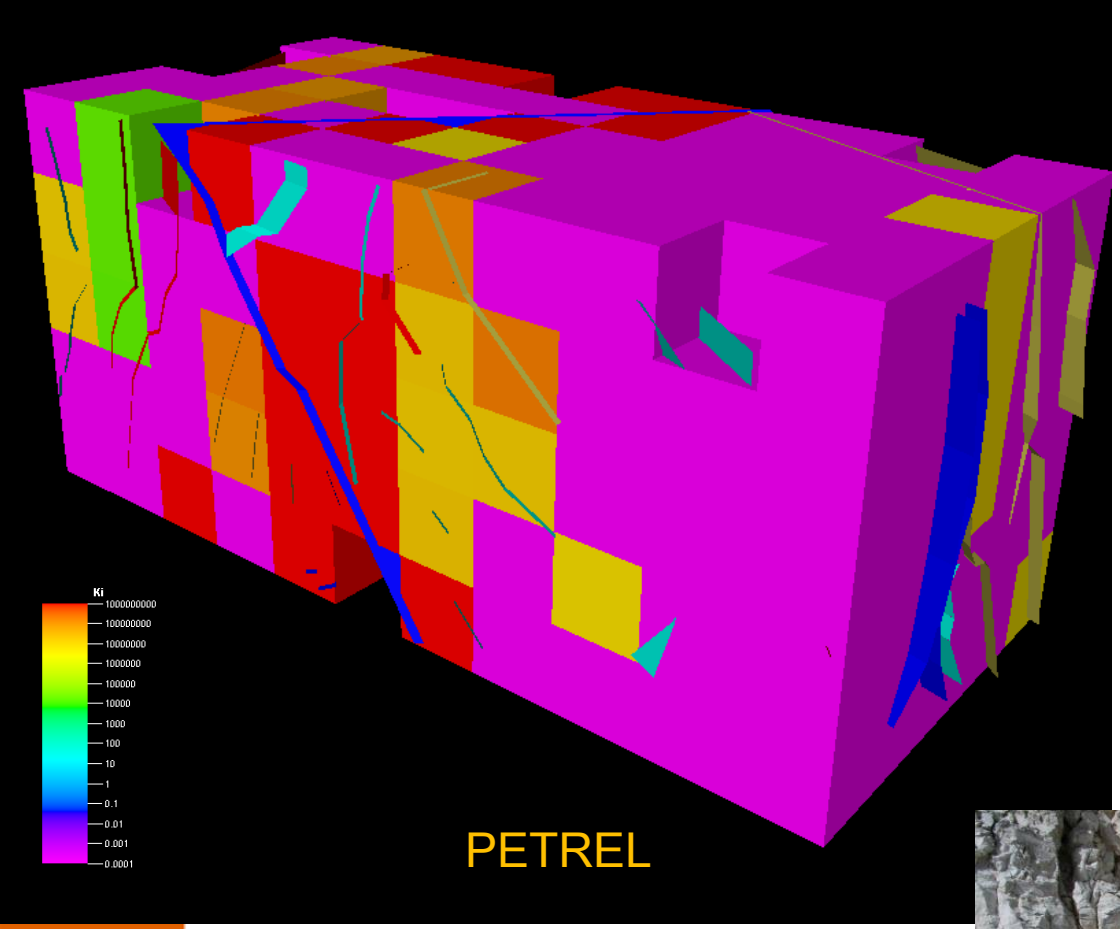




No_flow_Kj



No_flow_Kk



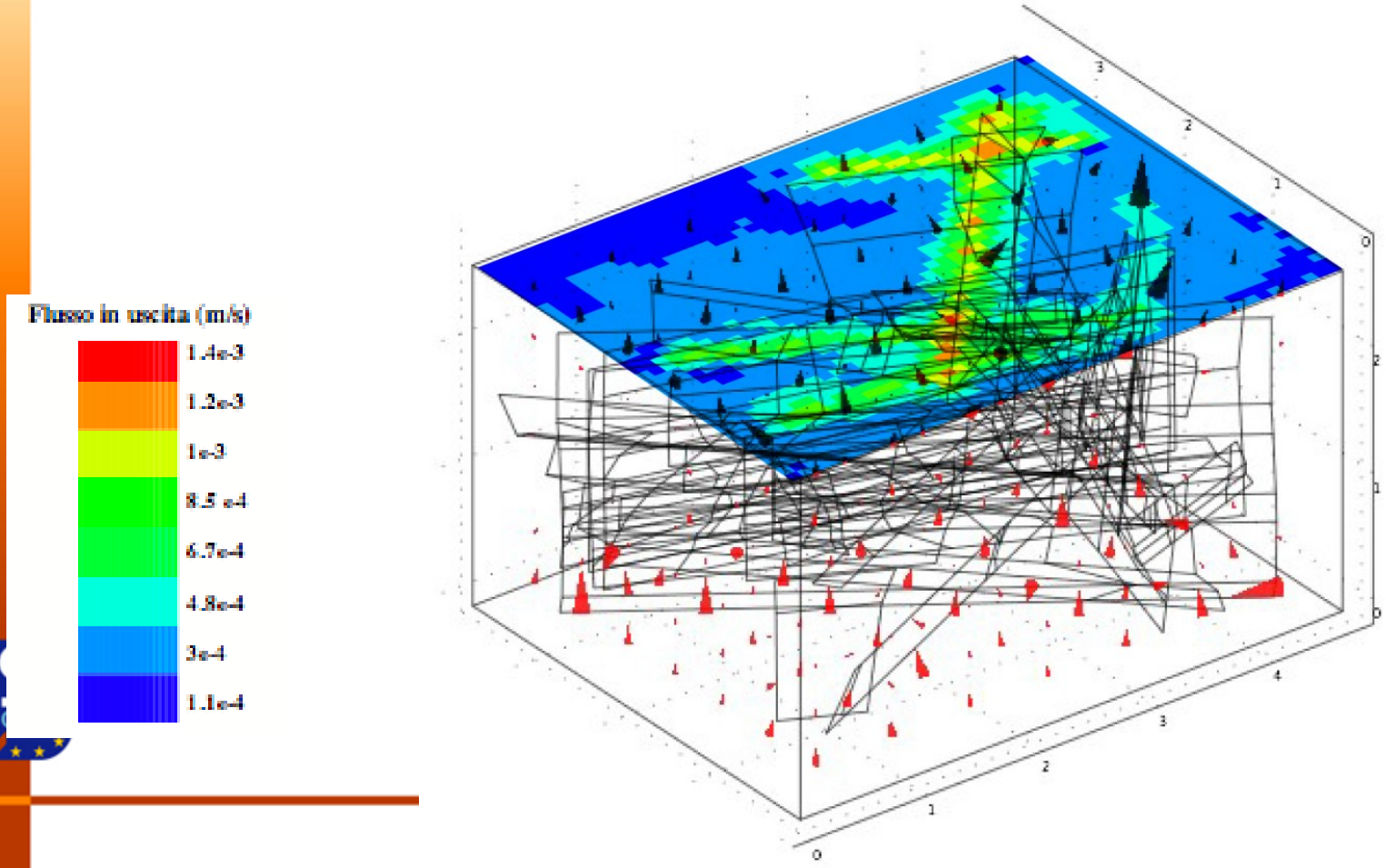
PETREL

Permeability
= (aperture)^2 /12

Type 2

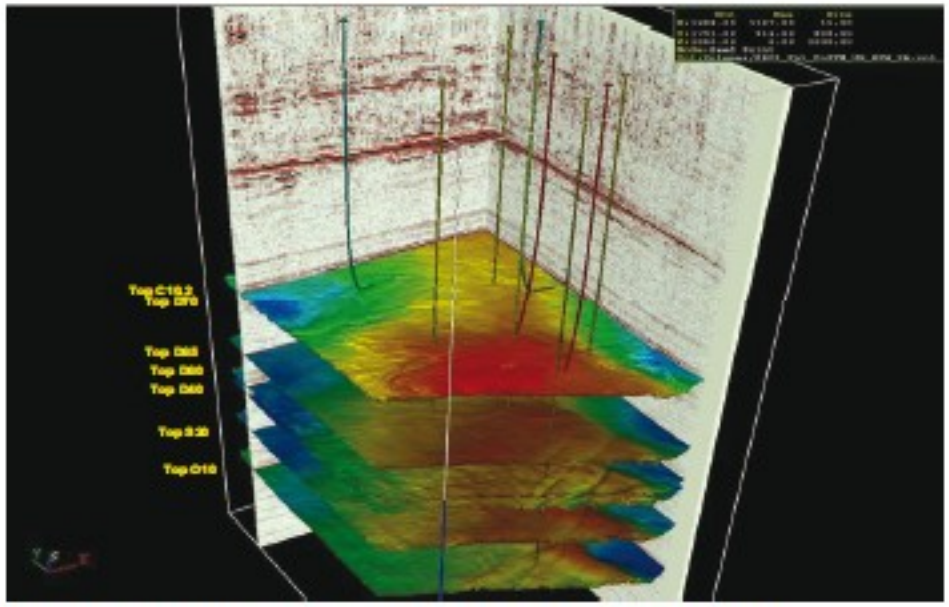
Modello numerico (Comsol Multiphysics)

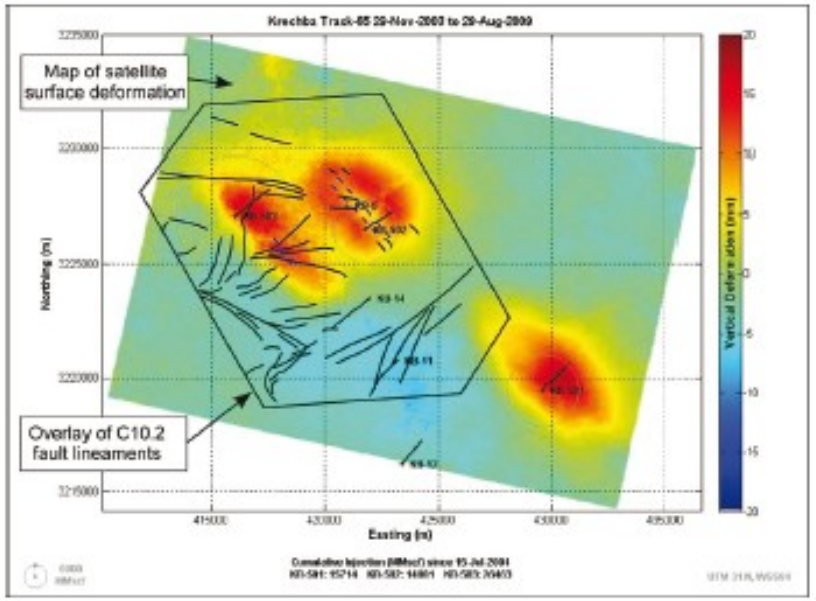
- Modello numerico del flusso di un fluido rappresentativo della CO2 nel modello ricostruito

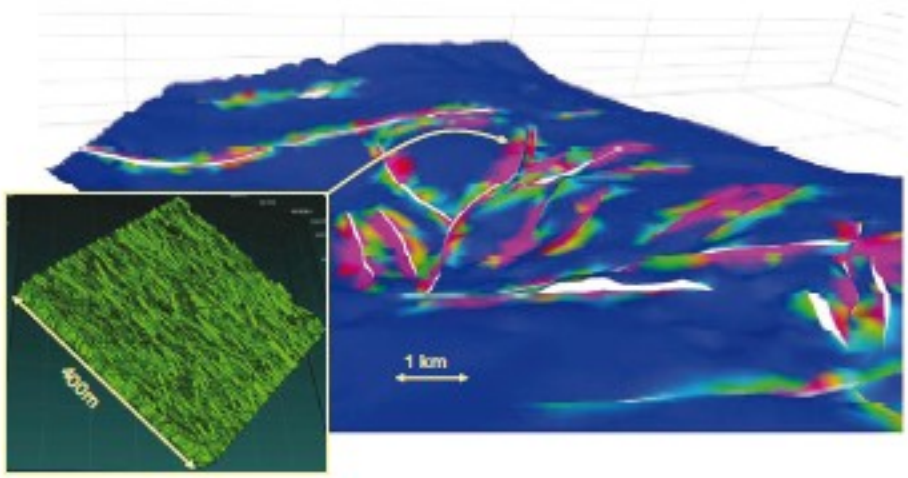


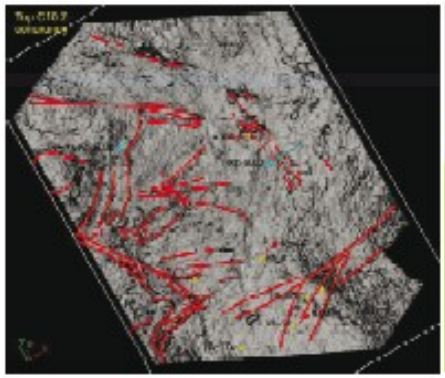
Un esempio: il caso di InSalah, Algeria

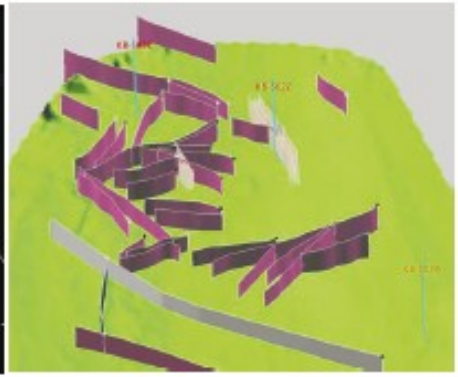
- Reservoir con una configurazione geologica simile ad alcuni casi in Appennino (Adriatico)
- Progetto di Storage industriale cominciato nel 2004
- 1 milione di tonnellate di CO2 all'anno
- Strati pieni di acqua a circa 2000 metri di profondità
- Processi di instabilità osservati in superficie in corrispondenza di faglie nella successione di copertura.



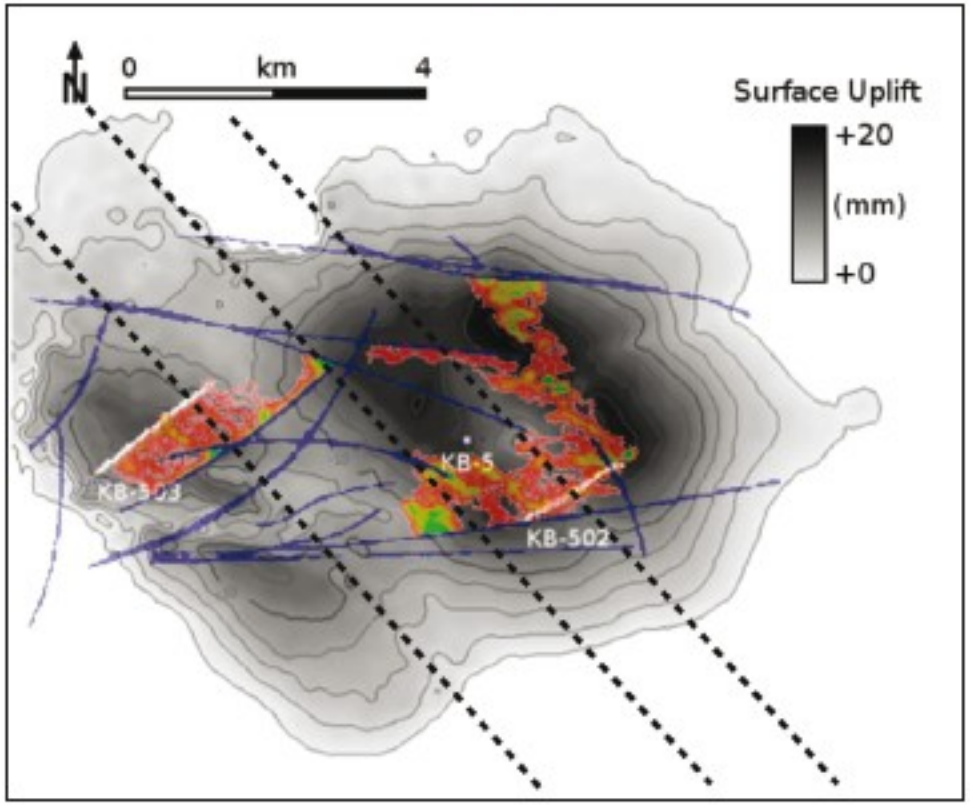








La mappatura delle faglie nella copertura garantisce una migliore caratterizzazione del reservoir e di valutare con precisione la sua “tenuta”



Le zone in rosso rappresentano aree di distribuzione della CO2 in profondità ricostruite per un modello che prevede la resenza di faglie.
I colori dal nero al grigio corrispondono allle zone in sollevamento nell'area.
È evidente la corrispondenza tra I due processi.

Conclusioni

- La combinazione dei dati di monitoraggio delle emissioni di CO2 in analoghi naturali e i dati sulla fagliazione e la fratturazione permettono di ricostruire modelli concettuali della migrazione dei gas e di definirne i fattori di controllo.

- La definizione di questi parametri contribuisce alla selezione di eventuali siti di stoccaggio e alla progettazione di sistemi di monitoraggio.