



Ricerca di Sistema elettrico

Modello di distribuzione della permeabilità nell'area del permesso di ricerca minerario attraverso i dati di fratturazione

A. Plaisant, D.Multineddu, A. Maiu, V.Anardu
M.C.Tartarello , S. Bigi

Modello di distribuzione della permeabilità nell'area del permesso di ricerca minerario attraverso i dati di fratturazione

A. Plaisant, V.Anardu (Sotacarbo S.p.A.)
M.C.Tartarello , S. Bigi (Università La Sapienza, CERI)

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

Progetto: *Tecnologie e metodologie low carbon e Edifici a energia quasi zero (nZEB) - CUP: I12F16000180001*

Obiettivo: Parte A – Tecnologie per l'impiantistica energetica 'low carbon'

Tema B: Monitoraggio e confinamento geologico della CO2

Task 6: Elaborazione del modello geologico statico di un'area di faglia e popolazione del modello geologico statico area vasta con i dati di fratturazione (modello di distribuzione della permeabilità)

Responsabile del Progetto: dott.ssa Franca Rita Picchia ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Tecnologie e metodologie low carbon e Edifici a energia quasi zero (nZEB)*"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico SOTACARBO: ing. Enrico Maggio

Indice

SOMMARIO	4
1 INTRODUZIONE	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI	6
3 ALLEGATI.....	7

Sommario

Questo lavoro si inserisce nell'ambito dell'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2016, relativamente al tema di ricerca PARTE A Titolo B "Monitoraggio e confinamento geologico della CO₂" e riguarda l'attività del task 6 "Elaborazione del modello geologico statico di un area di faglia e popolazione del modello geologico statico area vasta con i dati di fratturazione (modello distribuzione della permeabilità)".

Lo studio ha previsto la stima della permeabilità secondaria nelle rocce di copertura e del reservoir all'interno del permesso di ricerca minerario della Sotacarbo, al fine di popolare il modello geologico dell'area vasta definirne la distribuzione della permeabilità.

1 Introduzione

L'attività si è concentrata sullo studio della fratturazione delle formazioni *reservoir*, approfittando della disponibilità di osservare questa formazione nelle particolari condizioni di confinamento disponibili nella miniera di Nuraxi Figus, al fine di stimare la distribuzione della permeabilità secondaria nelle rocce.

In particolare, per la Formazione del Cixerri e del Miliolitico sono stati utilizzati i dati di diverse scan lines, in modo da poter confrontare i relativi risultati. Dal confronto si può vedere che i valori di porosità della F.ne del Cixerri ottenuti dalle due scan lines sono del tutto confrontabili, mentre quelli di permeabilità variano, probabilmente a causa del diverso esponente della power law utilizzato, che influenza la distribuzione delle lunghezze, e di conseguenza anche le aperture delle fratture. Anche per il Miliolitico la situazione è abbastanza confrontabile sia in termini di porosità, sia per le permeabilità. È interessante notare come all'aumentare dell'apertura media in input, i valori di permeabilità cambino significativamente

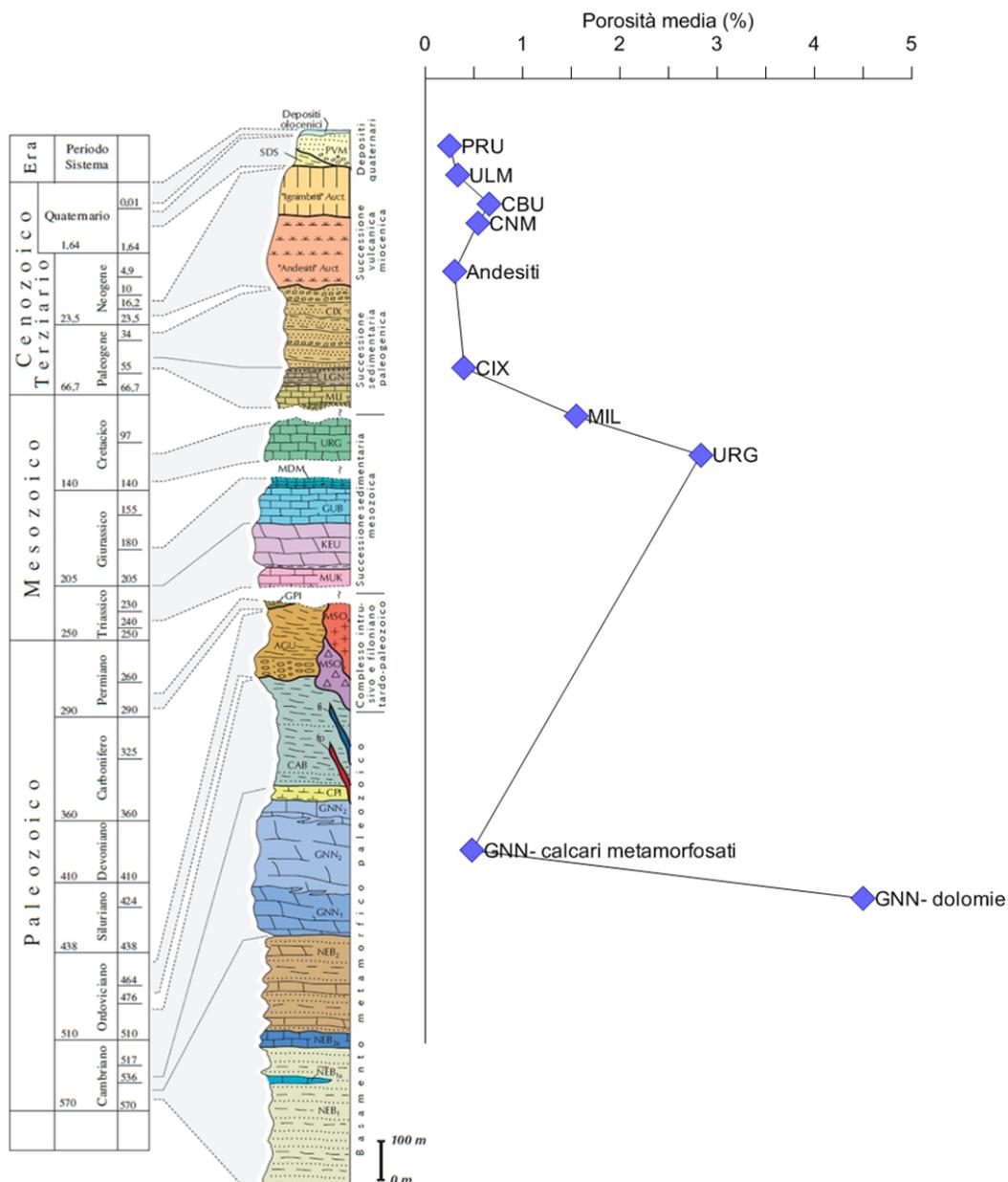


Figura 1 Andamento della porosità secondaria nelle diverse formazioni

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

Oltre all'elaborazione del modello di permeabilità di un volume rappresentativo delle Formazioni presenti nell'area di studio utilizzando Move®, si è scelto di utilizzare anche Petrel (Schlumberger).

I volumi rappresentano la successione stratigrafica della parte meridionale del bacino carbonifero del Sulcis; in particolare sono stati ricostruiti i volumi relativi al Miliolitivo, Lignitifero, F.ne del Cixerri, vulcaniti inferiori (ossia, andesiti/basalti), vulcaniti superiori (sequenza ignimbratica miocenica) e depositi alluvionali.

Nell'elaborazione del modello di permeabilità effettuata con Petrel, i volumi sopra descritti sono stati popolati con i dati di fratturazione raccolti nell'area dalla Sapienza.

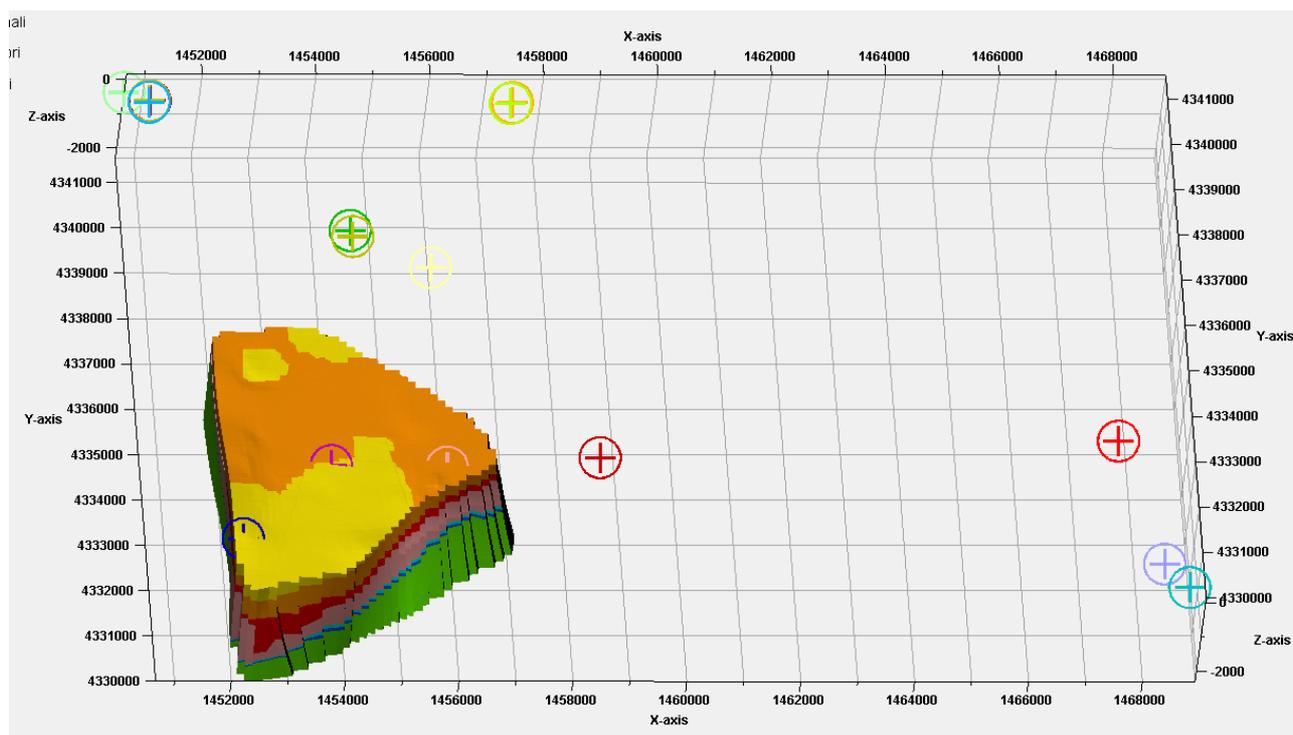


Figura 2 Visione globale dei dati utilizzati per la modellazione con Petrel. I cerchi rappresentano le scan lines misurate.

3 Allegati

Modello di distribuzione della permeabilità nell'area del permesso di ricerca minerario attraverso i dati di fratturazione.

*M.C. Tartarello & S. Bigi
Centro di ricerca Previsione, Prevenzione e Controllo dei Rischi Geologici - CERl*

Settembre, 2017



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Sommario

1. Introduzione	3
2. Inquadramento geologico	3
3. Modello di distribuzione della permeabilità nell'area del permesso di ricerca minerario attraverso i dati di fratturazione	6
3.1 Modellazione della permeabilità secondaria elaborata con il software Petrel	12

1. INTRODUZIONE

Questo lavoro rappresenta la prosecuzione delle varie campagne di rilevamento geologico-strutturale nell'area, che hanno previsto l'analisi delle deformazioni superficiali, principalmente nelle rocce di copertura, e l'individuazione dei principali sistemi di fratturazione e la loro distribuzione nelle diverse formazioni. L'attività si è poi concentrata sullo studio della fratturazione delle formazioni *reservoir*, approfittando della disponibilità di osservare questa formazione nelle particolari condizioni di confinamento disponibili nella miniera di Nuraxi Figus, gestita dalla Carbosulcis S.p.A..

L'elaborazione di un modello geologico 3D offre anche la possibilità di popolare i volumi definiti con i dati di fratturazione disponibili dal precedente rilevamento strutturale, in modo da poter così valutare la porosità e la permeabilità secondarie delle formazioni interessate dal test di iniezione.

2. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

La formazione del bacino carbonifero del Sulcis è da ricondursi al Cenozoico, ed in particolare al Paleogene. Dopo una fase di emersione della piattaforma carbonatica cretacea della Sardegna occidentale, testimoniata da superfici di disconformità con i successivi depositi paleogenici, si assiste ad un graduale sprofondamento dell'area. La prima fase può essere attribuita allo sviluppo di un *peripheral bulge* dovuto all'avanzare delle coltri pirenaiche, mentre la seconda potrebbe essere connessa all'aumento del carico litostatico oppure alla formazione di un bacino di *pull-apart* (Barca & Costamagna, 2000). Queste due ipotesi (compressione o trazione) sono state oggetto di dibattito nella comunità scientifica, poiché entrambe presentano indizi a favore e a sfavore. Infatti, l'ipotesi compressiva presenta delle forti analogie con i bacini di avampaese delle successioni iberiche legate alla "fase pirenaica", per cui il bacino rappresenterebbe l'evoluzione del sistema catena-avanfossa-avampaese. D'altro canto, l'ipotesi trazionale non ha il supporto di particolari evidenze di terreno (nell'area del Sulcis-Iglesiente non sono state individuate grandi faglie trascorrenti), anche se situazioni simili sono presenti in Sardegna Nord-Orientale. Queste faglie trascorrenti avrebbero la medesima direzione della faglia trasforme N-pirenaica (prima della rotazione del blocco sardo-corso) e potrebbero essersi attivate già durante l'Eocene (Chabrier & Mascle, 1975; Letouzey et al., 1982; Cherchi & Montadert, 1982).

All'inizio dell'Eocene, il mare inizia a trasgredire nella Sardegna, consentendo il deposito prima di depositi terrigeni (*Arenarie di Monte Margiani*), passanti a depositi di mare aperto (*Calcarei a Macroforaminiferi*), testimoniando così un veloce approfondimento del bacino. Questa condizione determina l'instaurarsi di una sedimentazione di tipo carbonatica (*Miliolitico*). Tuttavia, questa fase evolve da condizioni paraliche e di mare basso ad ambienti palustri, con la sedimentazione di depositi ricchi in materia organica, marne ed argille (*Lignitifero*). Nell'Oligocene superiore-Miocene Inferiore, il blocco Sardo-Corso subisce gli effetti della collisione tra il margine sud-europeo e la placca apula (Carmignani et al., 1994); in questo periodo è attiva un'importante tettonica trascorrente, che porterà alla formazione di numerosi bacini di pull-apart, che verranno colmati dai depositi derivanti dallo smantellamento del prisma pirenaico (*Formazione del Cixerri*).

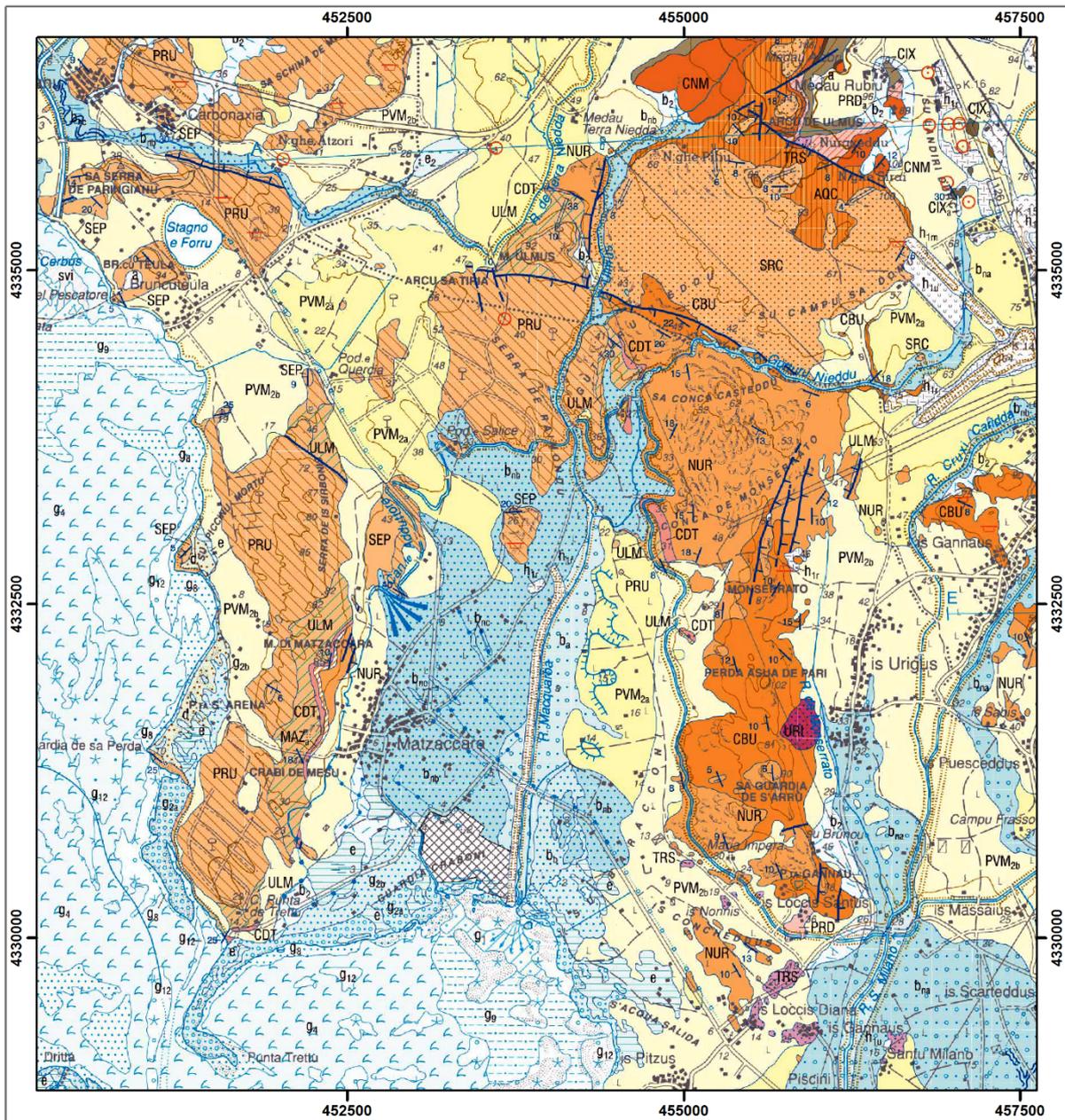


Figura 1 – Stralcio della carta geologica alla scala 1:50.000 – F°564 Carbonia.

Durante il Burdigaliano-Langhiano si sviluppa una tettonica estensionale, legata alla rotazione del blocco Sardo-Corso e all'apertura del Bacino Balearico e del Tirreno settentrionale. In concomitanza, si ha una delle attività vulcaniche più importanti del Mediterraneo occidentale, caratterizzata da colate laviche, domi lavici e piroclastiti messi in posto in condizioni subaeree e da epiclastiti e filoni, associata ad una subduzione oceanica (Lecca *et al.*, 1997; Savelli, 2002; Speranza *et al.*, 2002). Infatti il chimismo delle serie magmatiche varia dalla serie calcalkalina a quella andesitica. Il vulcanismo andesitico del Burdigaliano Superiore è quello volumetricamente più importante nell'area di Carbonia, responsabile della messa in posti di edifici lavici di centinaia di metri di spessore. Durante questa prima fase, gli apparati vulcanici erano del tipo "strato-vulcano", caratterizzati da una

buona continuità laterale e da uno spessore delle unità pressoché costante. Col proseguire dell'attività, questi edifici hanno iniziato a frammentarsi (probabilmente per una concomitante attività tettonica), con conseguente deposizione in discordanza delle formazioni vulcaniche successive. Una fase erosiva ha caratterizzato la fase di quiescenza tra la deposizione del ciclo andesitico e quello delle successive ignimbriti. A partire dal Langhiano, una nuova attività vulcanica, a carattere prevalentemente esplosivo, interessa l'area; la distribuzione delle piroclastiti è fortemente controllata dall'energia e dai volumi emessi dalle eruzioni, oltre che dalla paleomorfologia dei rilievi andesitici preesistenti. Le piroclastiti volumetricamente più consistenti e con un grado di frammentazione maggiore sono le "Rioliti di Nuraxi" e le "Rioliti di Monte Crobu", le quali hanno anche un'estensione molto ampia. Il controllo paleo-morfologico è evidente fino alla deposizione delle Rioliti di Monte Crobu; le varie unità mostrano rapporti stratigrafici di tipo *onlap* nella valle avente direzione NW-SE (sia longitudinalmente, che in direzione trasversale). In particolare, le rioliti di Monte Crobu mostrano variazioni di spessori anche dieci volte superiori a quelli osservati in altre aree. Inoltre, le giaciture della base delle rioliti mostra un andamento radiale attorno ai rilievi andesitici, indicando questi ultimi come una barriera morfologica. I rapporti giacitureali, le variazioni di spessore, nonché i criteri di prossimalità e distalità dei flussi piroclastici, indicano una provenienza dei prodotti piroclastici da NW e da N rispetto a Sant'Antioco, nell'area a W di Portoscuso. Questi prodotti piroclastici sono interessati da una blanda attività tettonica distensiva, con rigetti che al massimo raggiungono i 50 metri. Il Quaternario nell'area oggetto di studio è rappresentata da depositi alluvionali, sabbie e ghiaie di spiaggia e sabbie eoliche (ISPRA, Note illustrative F°564).

3. MODELLO DI DISTRIBUZIONE DELLA PERMEABILITÀ NELL'AREA DEL PERMESSO DI RICERCA MINERARIO ATTRAVERSO I DATI DI FRATTURAZIONE

I modelli petrofisici vengono utilizzati principalmente nell'industria petrolifera, allo scopo di definire la quantità di idrocarburi all'interno del reservoir e i percorsi di migrazione dei fluidi. La costruzione di un modello geologico che descriva le variazioni laterali e verticali delle caratteristiche petrofisiche (porosità e permeabilità) è di primaria importanza per la stima di questi fattori (Aydin, 2000; Van Dijk et al., 2000; Aliverti et al. 2003; Marchegiani et al., 2006). A tal scopo, è necessario il riconoscimento di fratture e faglie all'interno del reservoir, descrivendone qualitativamente e quantitativamente le caratteristiche, quali geometrie (orientazione, lunghezza, apertura), spaziatura, distribuzione e connettività.

Il medesimo approccio può essere utilizzato nel campo dello stoccaggio di anidride carbonica, ove accanto ai più noti reservoir in formazioni porose (ad esempio arenarie), negli ultimi anni si stanno affiancando anche i reservoir in carbonati, che necessitano di una caratterizzazione petrofisica più approfondita. Nel caso dello stoccaggio di CO₂, la modellazione petrofisica è mirata a definire la capacità di stoccaggio dovuta a fratturazione, a verificare la buona tenuta delle rocce di copertura e ad identificare eventuali possibilità di *leakage* in corrispondenza di zone di faglia (Rutqvist, 2012; Raza et al., 2016).

Nell'area del Sulcis, a partire dal 2014 è stato condotto un esteso rilevamento geologico-strutturale, durante il quale sono stati raccolti dati relativi all'architettura delle faglie presenti nell'area e alla fratturazione delle varie formazioni che costituiscono la successione, dai più antichi termini paleozoici fino a quelli più recenti delle vulcaniti mioceniche e delle deformazioni recenti nei sedimenti quaternari. Sono state effettuate, inoltre, misure di fratturazione sui calcari del Miliolitico anche all'interno della miniera di Nuraxi Figus. Tutti i dati qui elencati sono stati già presentati nei rapporti tecnici annuali (Bigi et al., 2014; Bigi et al., 2015; Bigi et al., 2016). In questi report, i dati misurati mediante scan lines e scan areas sono stati utilizzati per la costruzione di Discrete Fracture Network (DFN).

I DFN consentono di distribuire delle proprietà, quali spaziatura, orientazione, geometria delle fratture, in un volume, permettendo di calcolare la porosità e la permeabilità secondarie all'interno del volume definito. Nei lavori precedenti, sono stati considerati i volumi a scala regionale, o più in generale, ricostruendo una geometria più o meno nota delle formazioni considerate. In particolare, sono stati ricostruiti i seguenti DFN:

- DFN del Miliolitico nell'area di Matzaccara, rappresentato dal volume compreso tra le faglie bordiere della piana e con una profondità inferiore a 800 m;
- DFN del Miliolitico nella miniera, ricostruito in due volumi rappresentativi delle due gallerie principali;
- Modello di sintesi della successione dal Paleozoico al Miocene, ipotizzando una geometria schematica dei volumi in un'area di 1 km².

Per consentire una visione più organica e chiara delle differenze in porosità e permeabilità secondaria delle diverse Formazioni, si è scelto di riutilizzare i dati di fratturazione per elaborare i modelli petrofisici su un unico volume.

In questa rielaborazione è stato costruito un volume costituito da un cubo con un lato di 20 m (8000 m³), avente celle di 1 m³. L'utilizzo di un volume "piccolo" consente di rappresentare meglio la scala dell'affioramento, e di poter utilizzare i parametri così come sono stati misurati in campagna, oltre che di velocizzare il processo di calcolo delle proprietà petrofisiche.

Poiché nei precedenti DFN i volumi utilizzati erano di diversi km³, alcuni parametri, quali P32 e lunghezze delle fratture stati scalati di due ordini di grandezza per consentire la costruzione dei reticoli di fratture con le capacità di calcolo consentite dal software (Move[®] 2016) e dai computer.

In questa nuova elaborazione si è visto che, utilizzando i parametri reali, si ottengono dei valori di porosità del tutto confrontabili con quelli a più grande scala (tenendo ovviamente conto dei due ordini di grandezza di differenza), il che è compatibile con il comportamento frattale delle fratture. In letteratura è stato ampiamente dimostrato che le caratteristiche geometriche delle fratture, quali lunghezza, apertura, spaziatura hanno si ripetono uguali nella struttura a scale diverse, dalla micro- alla macro-scala (Mandelbrot, 1983; Brown & Scholz, 1985; Kulatilake et al., 1997).

In Tabella 1 sono mostrati i risultati di questa rielaborazione dei dati di fratturazione. In particolare, come input sono stati inseriti:

- le orientazioni dei set di fratture (non riportate in questo documento);
- la densità di fratturazione, espressa come P32;
- il range di lunghezze misurato in campagna (da notare che Move[®] 2017 non consente di inserire lunghezze inferiori a 0,10 metri), distribuita secondo una legge di power law;
- l'apertura delle fratture, calcolata come proporzionale alla lunghezza.

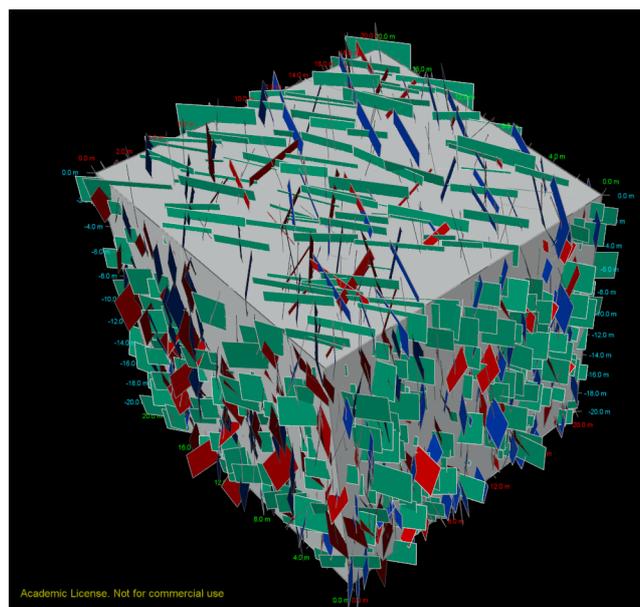


Figura 2 – Esempio di set di fratture elaborati per il volume.

Sono stati elaborati diversi DFN per ciascuna formazione, variando aperture e lunghezze dei set di fratture, in modo da verificare che i risultati ottenuti siano conformi alle osservazioni fatte in campagna.

In particolare, per la Formazione del Cixerri e del Miliolitico sono stati utilizzati i dati di diverse scan lines, in modo da poter confrontare i relativi risultati. Dal confronto si può vedere che i valori di porosità della F.ne del Cixerri ottenuti dalle due scan lines sono del tutto confrontabili, mentre quelli di permeabilità variano, probabilmente a causa del diverso esponente della power law utilizzato, che influenza la distribuzione delle lunghezze, e di conseguenza anche le aperture delle fratture. Anche per il Miliolitico la situazione è abbastanza confrontabile sia in termini di porosità, sia per le permeabilità. È interessante notare come all'aumentare dell'apertura media in input, i valori di permeabilità cambino significativamente.

Tabella 1 – Tabella riassuntiva dei parametri di input e output dei modelli petrofisici delle diverse formazioni.

Litologia	Parametri input			Parametri output					
	L	a media ¹	exp Power law	ϕ media	ϕ min	ϕ max	K min	K max	P32
	(m)	(mm)		%	%	%	mD	mD	(1/m)
Rioliti di Paringianu (PRU)	0.5-10	1	-1.0857	0.25	0	5.07	0	56093	1.103
Rioliti di M. Ulmus (ULM)	0.5-5	0.5	-0.0411	0.33	0	1.238	0	693	4.875
Rioliti di M. Crobu (CBU)	0.1-5	0.5	-0.0257	0.66	0.039	1.483	13	897	8.949
Daciti di Corona Maria (CNM)	0.1-5	0.5	-0.015	0.538	0	1.747	0	961	7.352
	0.1-5	1	-0.015	1.07	0	3.495	0	7694	7.352
Andesiti	0.1-2	0.5	-0.0195	0.3	0.038	0.716	9.652	418	4.15
F.ne del Cixerri (CIX)	0.1-2	0.5	-0.0803	0.4	0.087	0.972	28	566	5.542
	0.1-2	0.5	-1	0.413	0.026	1.576	3.73	2497	3.752
Miliolitico (MIL)	0.1-2	0.5	-0.0362	1.55	0.675	2.568	262	1241	21.531
	0.1-2	1	-0.0362	3.09	1.35	5.137	2100	9931	21.531
	0.1-2	0.5	-0.1161	2.096	0.861	3.45	326	1775	28.529
Urgoniano (URG)	0.1-1	0.5	-0.051	2.83	2.043	3.615	781	1594	41.237
F.ne di Gonnese (GNN- calcari metamorfosati)	0.1-5	0.5	-0.0065	0.48	$5.883 \cdot 10^{-5}$	1.327	1.35	710.6	6.566
F.ne di Gonnese (GNN- dolomie)	0.1-1	0.5	-0.1009	4.5	3.804	6.3361	1624	2999	71.746

¹ a: L'apertura media è calcolata come proporzionale alla lunghezza delle fratture.

In Figura 3 è evidente come la porosità secondaria aumenti drasticamente nei carbonati, a partire dal Miliolítico, raggiungendo valori molto elevati (fino al 6%) in corrispondenza del membro dolomitico della Formazione di Gonnesa, particolarmente fratturato.

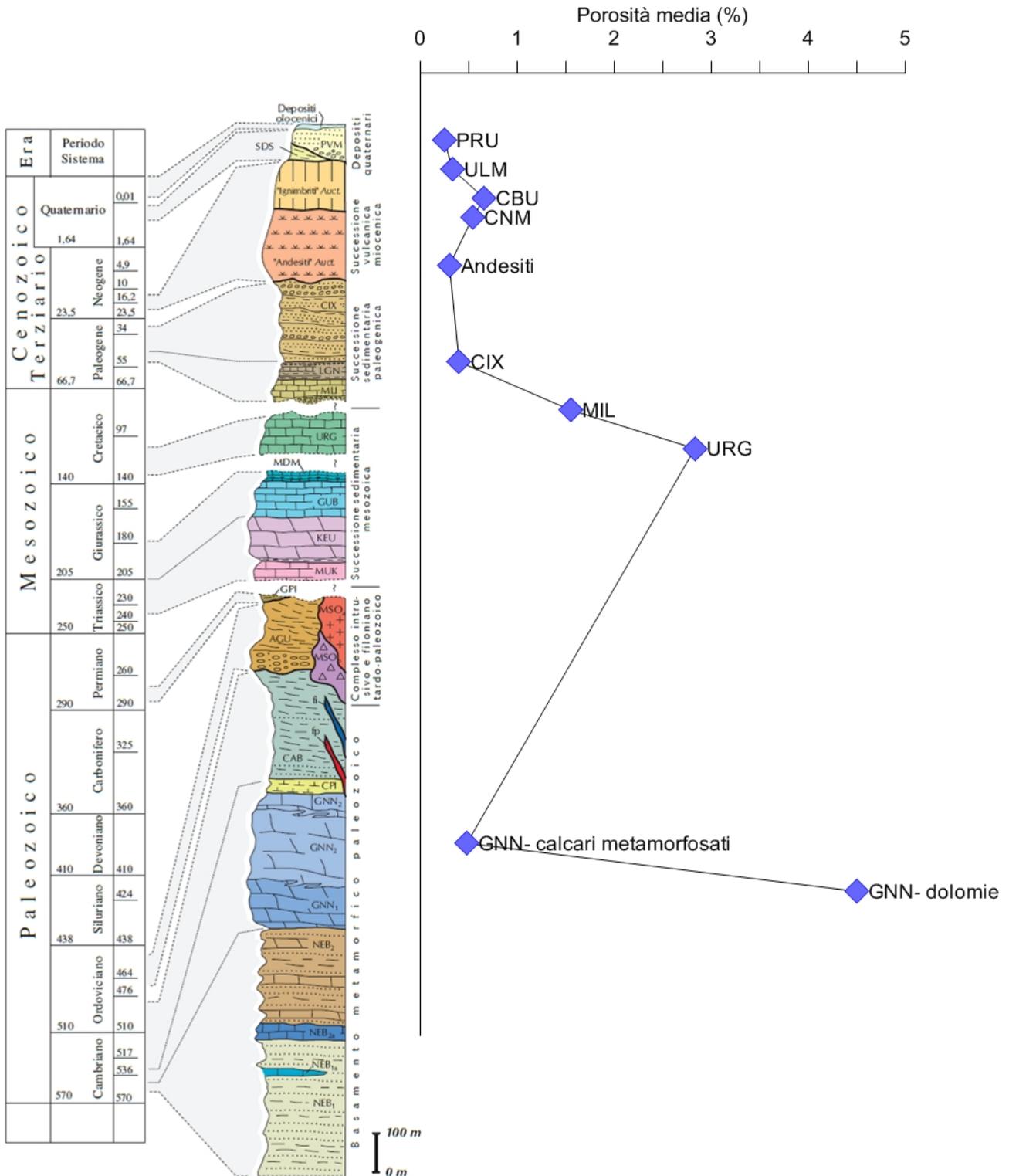


Figura 3 – Andamento della porosità secondaria nelle diverse formazioni.

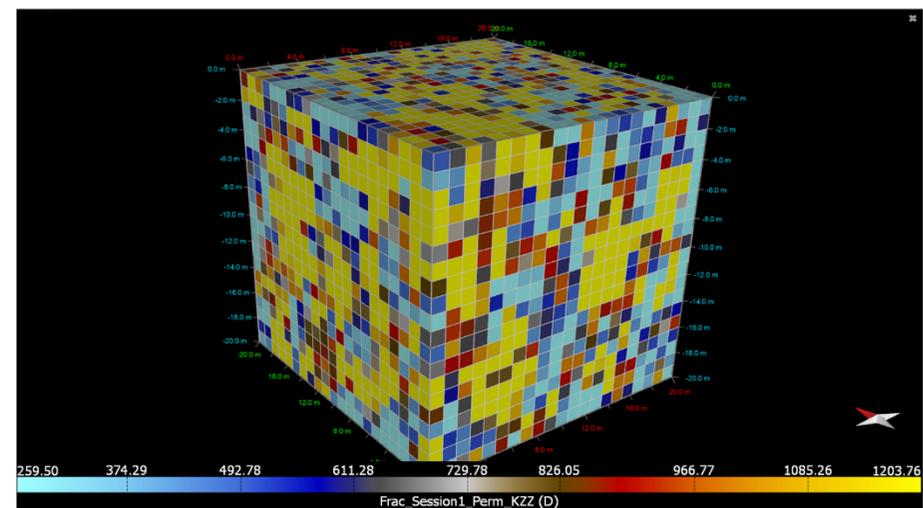
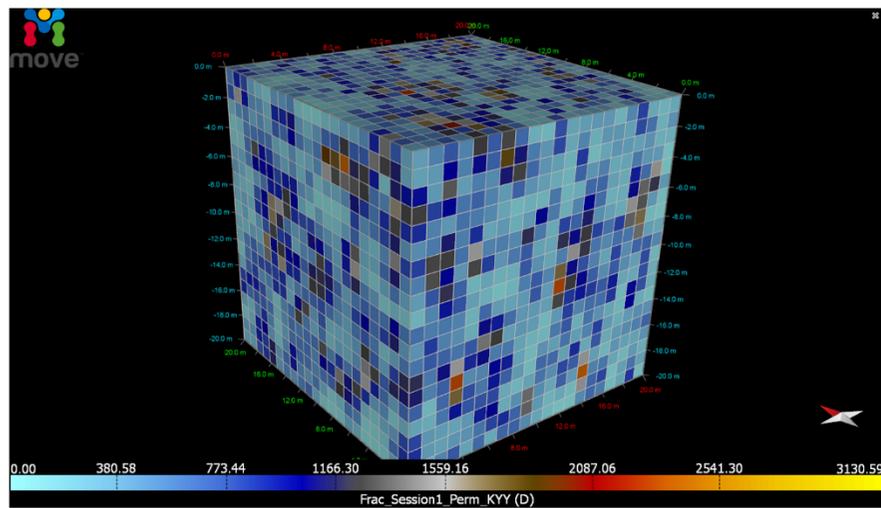
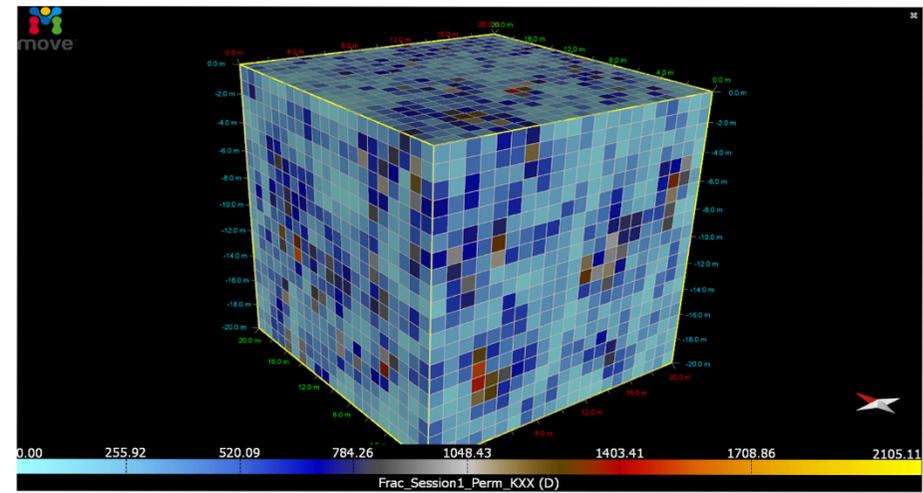
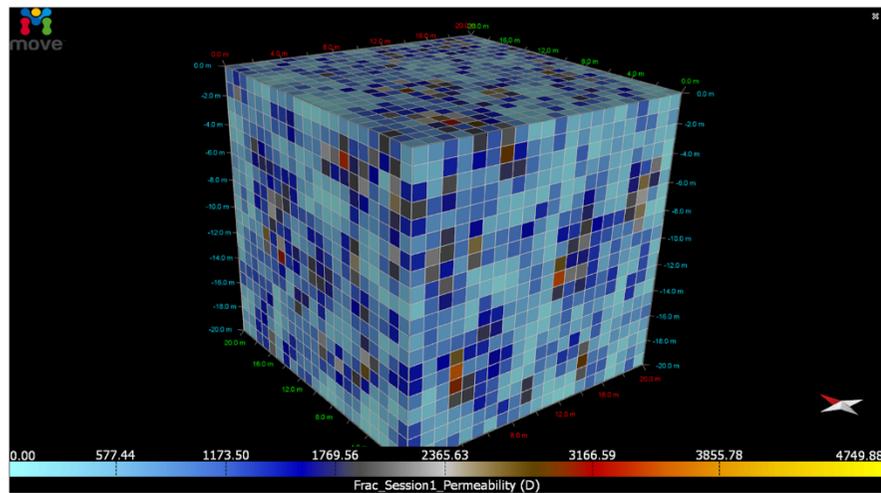


Figura 4 – Esempio di distribuzione della permeabilità totale e della permeabilità nelle 3 direzioni principali del tensore (XX, YY e ZZ).

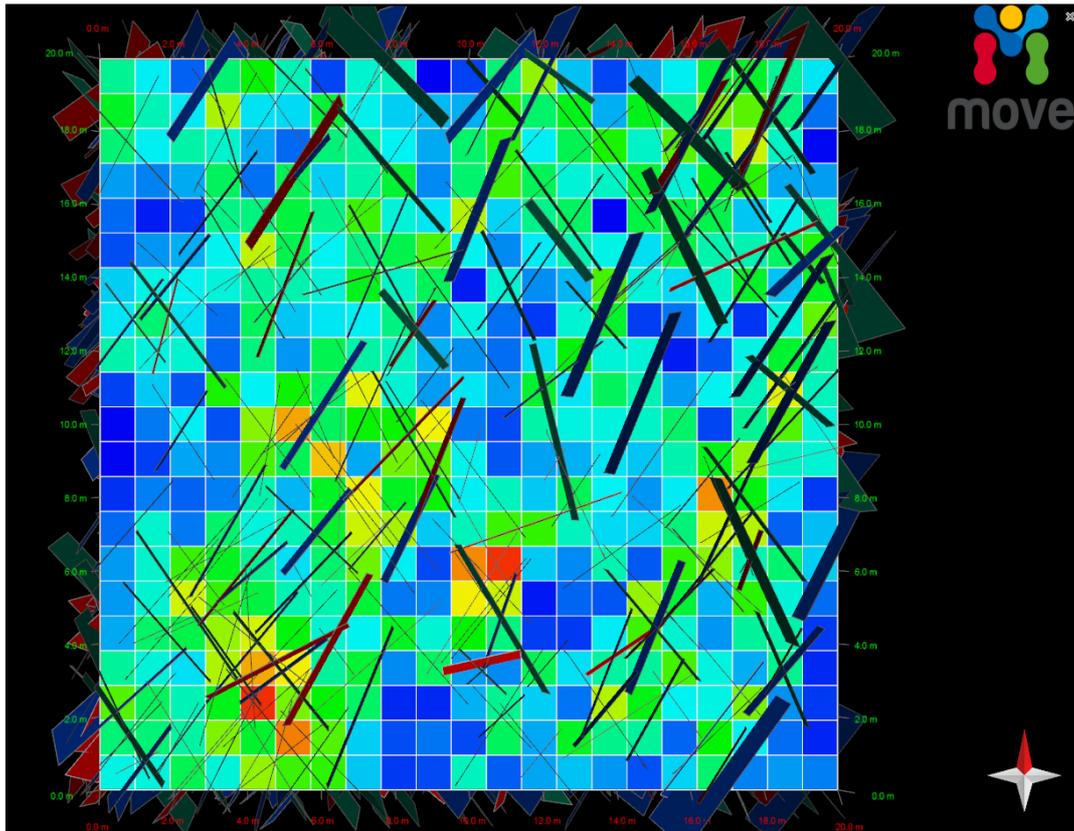


Figura 5 – Esempio di porosità vista sulla superficie XY. Da notare come i valori maggiori (in rosso) siano in corrispondenza delle aree con maggior numero di fratture.

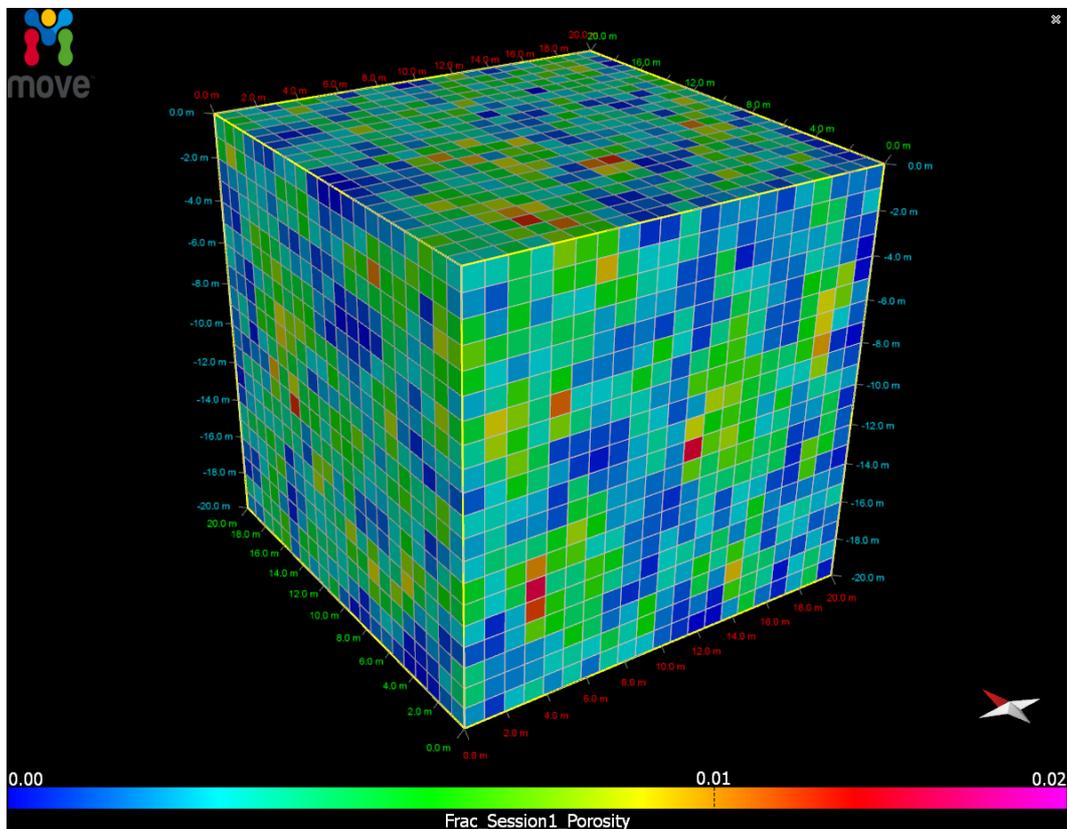


Figura 6 – Esempio di distribuzione della porosità nel volume considerato.

3.1 Modellazione della permeabilità secondaria elaborata con il software Petrel

Per l'elaborazione dei DFN possono essere utilizzati software differenti, ciascuno dei quali consente di rappresentare più o meno fedelmente le variabili naturali, che in questo caso sono rappresentate dalle fratture. La differenza sostanziale tra i diversi software sta nelle complessità del workflow da seguire per la modellazione e nella tipologia di input richiesto. Per questi ultimi, infatti, è molto importante capire che tipo di parametri sono richiesti, in che formato, ma soprattutto quanto e come possono essere trattati affinché essi rispecchino i dati di campagna. D'altra parte, il vantaggio dell'impiego di più software è quello di poter innanzitutto comparare i risultati, evidenziando sia gli aspetti critici (legati per esempio al tipo di input), ma anche quelli puramente pratici (ad esempio, versatilità a seconda dei dati disponibili, velocità di calcolo, ecc.).

Per i motivi sopra elencati, oltre all'elaborazione del modello di permeabilità di un volume rappresentativo delle Formazioni presenti nell'area di studio utilizzando Move®, si è scelto di utilizzare anche Petrel (Schlumberger), utilizzando i volumi forniti da RSE per la cosiddetta "area vasta".

I volumi realizzati da RSE rappresentano la successione stratigrafica della parte meridionale del bacino carbonifero del Sulcis; in particolare sono stati ricostruiti i volumi relativi al Miliolitico, Lignitifero, F.ne del Cixerri, vulcaniti inferiori (ossia, andesiti/basalti), vulcaniti superiori (sequenza ignimbratica miocenica) e depositi alluvionali (Figura 19).

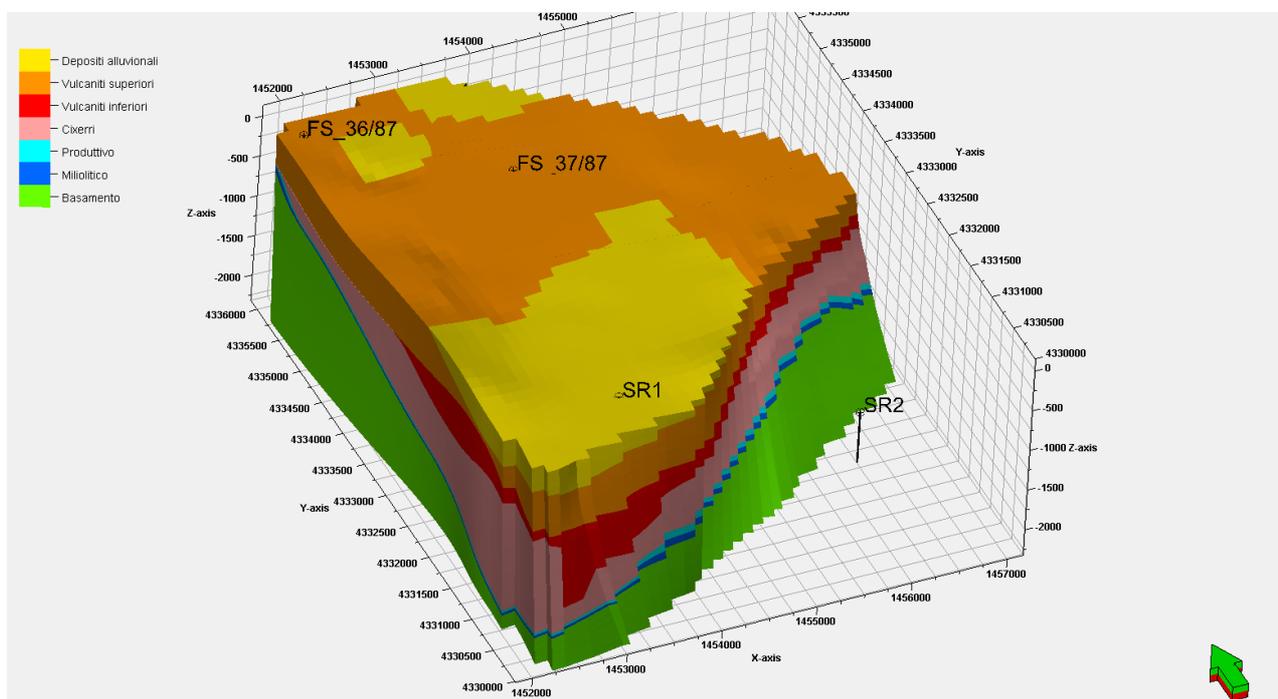


Figura 7 – Volumi rappresentanti la successione stratigrafica nell'area del permesso di ricerca (dati forniti da RSE).

Nell'elaborazione del modello di permeabilità effettuata con Petrel, i volumi sopra descritti sono stati popolati con i dati di fratturazione raccolti nell'area dal CERI-Sapienza a partire dal 2014 (Bigi et al., 2014, Bigi et al., 2015, Bigi et al., 2016).

Il workflow del “*Fracture Modeling*” di Petrel si presenta molto più complesso di quello da eseguire con Move. La prima differenza si riscontra nel tipo di input dei dati. Infatti, Petrel è un software nato per l’esplorazione petrolifera, e i dati di fratturazione raccolti su una dimensione lineare (quale è la *scan line*) deve corrispondere a dati di pozzo, in quanto la procedura dell’esplorazione petrolifera si basa sull’elaborazione quasi esclusivamente da dati di pozzo. Di conseguenza i dati di campagna misurati sugli affioramenti devono essere rappresentati come pozzi orizzontali aventi la lunghezza di ciascuna scan line. In ciascun “pozzo” sono state inserite le fratture, nel formato X, Y, Z, MD, Dip azimuth e Dip (dove MD corrisponde alla spaziatura delle fratture) misurate in ogni campagna.

Un’altra impostazione di Petrel diversa da Move è data dal calcolo dei set di fratture. Anche in questo caso, in Petrel la definizione del numero di cluster presenti in un certo dataset può essere effettuata solo manualmente, e non su base statistica come invece accade in Move. Il risultato potrebbe essere quindi meno accurato in quanto vi è una buona dose di soggettività nella definizione manuale dei set. Per migliorare questo aspetto si è scelto quindi di calcolare i cluster di fratture con Move, in modo tale da importare le fratture già suddivise in set.

Una volta inserite tutte le fratture lungo le *scan lines*, si procede con il calcolo degli *intensity log*, ossia di log virtuale connessi con i dati di fratturazione, contenenti tutte le informazioni inserite precedentemente (ad esempio, spaziatura, orientazione, ecc.). Tra i parametri che vengono calcolati nell’*intensity log* vi è l’intensità di fratturazione, espressa come P30, P31 o P32; la definizione di questo parametro con queste modalità è molto vantaggioso, in quanto viene calcolato automaticamente in base al livello di dettaglio che si vuole ottenere, a differenza di ciò che avviene in Move, dove il P32 è un parametro statico, che viene calcolato manualmente per ciascun set.

Gli *intensity log* rappresentano la distribuzione della densità di fratturazione su una dimensione lineare, corrispondente a quella del “pozzo”. Per poter assegnare questa proprietà ad un volume è necessario effettuare un processo noto come *up-scaling*, cioè si assegna a determinate celle del volume un valore medio del parametro (fig. 20).

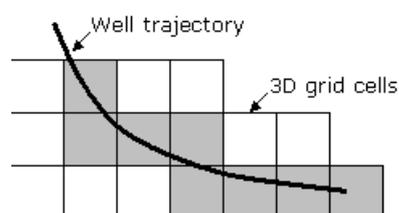


Figura 8 – Schema semplificato del processo di up-scaling. Le celle in grigio rappresentano quelle “up-scalate”, poiché sono attraversate dal pozzo.

Le celle “*up-scalate*” diventeranno poi il dato di input per la distribuzione delle proprietà all’interno dell’intero volume (*Petrophysical modelling*), in un processo sequenziale che va via via a caratterizzare tutte le celle. Per distribuire le proprietà all’interno dell’intero volume, si possono utilizzare diversi algoritmi, come ad esempio il kriging, il *Sequential Gaussian simulation*, oppure la distribuzione normale (fig. 21).

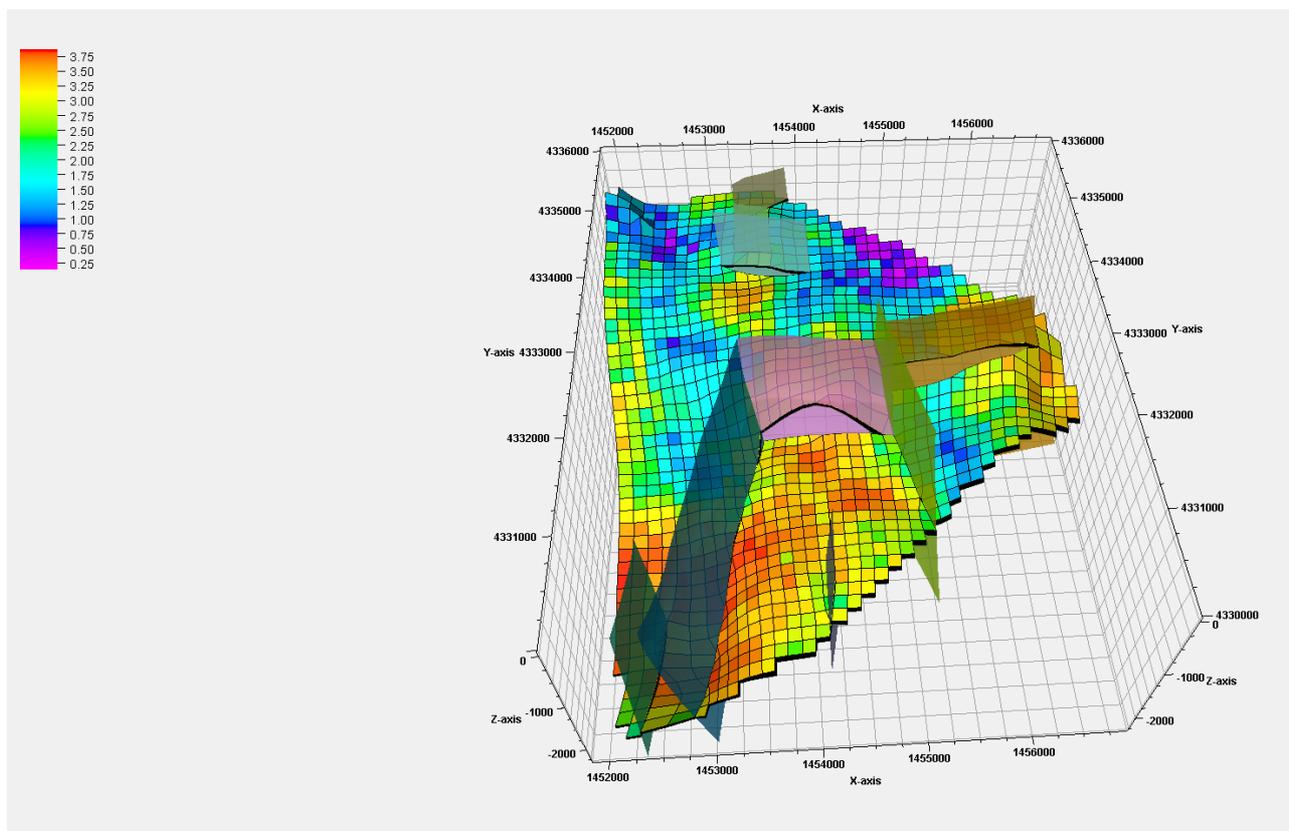


Figura 9 – Up-scaling di un intensity log relativo alla scan line misurata su MIL, calcolato sul rispettivo volume. Le superfici sub-verticali rappresentano le faglie ricostruite da RSE.

Al termine del processo di up-scaling, l'intensità di fratturazione per ciascun set è stata distribuita sull'intero volume, per cui si può procedere al calcolo del Discrete Fracture Network.

Per la costruzione del DFN, Petrel permette di scegliere se utilizzare il metodo deterministico o stocastico. Il primo metodo si utilizza quando si ha una struttura ben nota, oppure semplice (ad esempio, un singolo piano di faglia), o quando si ha un dataset ben definiti mediante sismica 3D o da precedenti modelli di fratturazione. Il metodo stocastico, invece, si utilizza quando la posizione, la lunghezza e l'orientazione delle fratture non sono note direttamente, ma possono essere calcolate statisticamente. Per fare ciò, è necessario definire nell'apposito modulo, tutta una serie di parametri e range di variazione che permettono la costruzione del reticolo di fratture. Questo processo può essere molto laborioso e dispendioso in termini di tempo, soprattutto se il numero di fratture da generare è elevato e se il volume considerato è grande.

Un altro vantaggio di Petrel è la possibilità di poter costruire un *Discrete Fracture Network*, con la modellazione esplicita delle fratture (vengono ricostruiti i piani di ogni frattura), e/o un *Implicit Fracture Model* (IFM), cioè le fratture aventi una lunghezza inferiore ad una certa soglia non vengono costruite come piani, ma vengono rappresentate statisticamente come proprietà continue della griglia. In questo modo, si può snellire il processo di costruzione del network di fratture, conservando però le proprietà (Fig. 22).

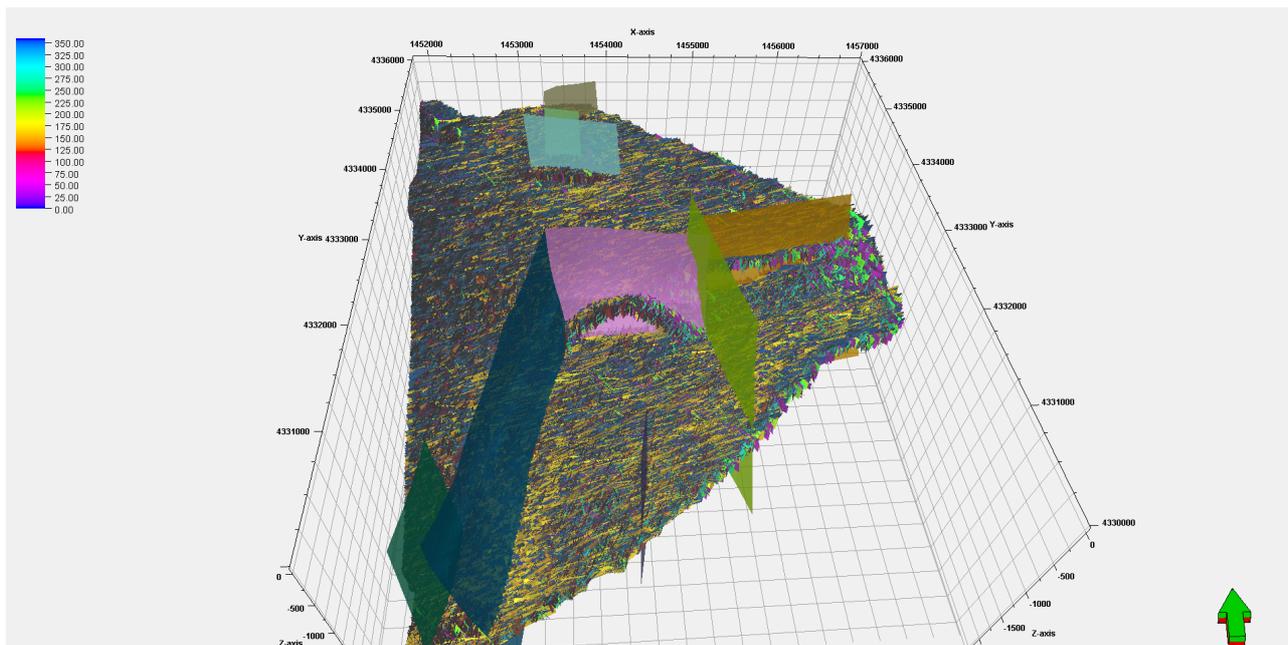


Figura 10 – Elaborazione del DFN+IFM relativo al volume del Miliolitic. Ciascun piano corrisponde ad una frattura avente una lunghezza superiore a 25 metri. I colori, invece, indicano l'orientazione (dip azimuth) dei piani.

Un elemento comune dei due software è la correlazione tra apertura e lunghezza delle fratture, espressa con la *cubic law*:

$$Q = f \cdot a^3 / 12$$

Dove **Q** è il flusso, **a** è l'apertura e **f** è la lunghezza totale della frattura.

Un DFN, oltre ad essere una rappresentazione geometrica tridimensionale di un reticolo di fratture, contiene anche le informazioni riguardanti le proprietà petrofisiche del mezzo fratturato, ossia porosità e permeabilità. Il processo di up-scaling delle proprietà petrofisiche del network di fratture consente di convertire il modello 3D discreto in un nuovo volume, in cui sono distribuite porosità e permeabilità. Questo processo può essere molto complesso, in quanto bisogna tenere conto non solo dei parametri delle fratture (lunghezza, apertura e intensità), ma anche della grandezza delle celle della griglia. Infatti, la scelta di una griglia con dimensioni non adeguate alla lunghezza delle fratture può portare a una stima errata della connettività, e quindi della permeabilità.

Per il calcolo della permeabilità, Petrel utilizza diversi metodi:

- Oda: si utilizza un approccio statistico che stima la permeabilità basandosi solo sul numero e sulla dimensione delle fratture in ogni cella. Questo è un metodo molto veloce, ma che spesso può sovrastimare la permeabilità quando la densità e/o la connettività è bassa. Si possono utilizzare sia le fratture discrete, sia quelle implicite, o entrambe contemporaneamente.
- Flow based: questo metodo utilizza un codice a elementi finiti, simulando un flusso sotto un gradiente di pressione, calcolando la permeabilità nelle 3 direzioni. È un metodo più lento, ma che prende in considerazione l'intera geometria del reticolo di fratture.

Durante l'elaborazione del modello di permeabilità dell'area vasta, si sono incontrate diverse difficoltà legate alla complessità del workflow, alla tipologia di dati di input e alle dimensioni dei volumi da modellare.

Innanzitutto, la maggior parte delle *scan lines* non sono state misurate nell'area in cui sono stati creati i volumi, ma in un'area molto più vasta (fig. 23). Come descritto precedentemente, le *scan lines* vanno inserite sotto forma di pozzi in corrispondenza dei volumi da caratterizzare. Questo procedimento comporta un calcolo laborioso di coordinate, profondità e MD (necessaria per il posizionamento delle fratture lungo il pozzo), che vanno messe in relazione anche con i relativi volumi. Inoltre, per ciascuna *scan line* vanno calcolati esternamente i set di fratture.

Per il popolamento del volume corrispondente alle vulcaniti superiori (ignimbriti) sono state rielaborate le *scan lines* misurate sulle Rioliti di Monte Crobu (CBU), Rioliti di Paringianu (PRU) e Rioliti di Monte Ulmus (ULM). Per le Rioliti di Monte Ulmus (ULM) sono stati calcolati gli *intensity logs*, ma non è stato possibile procedere all'*upscaling* in quanto non vi è corrispondenza tra la posizione dell'affioramento e la litologia interpretata, e rappresentata come volume. Nello specifico, nel volume disponibile in corrispondenza degli affioramenti di questa formazioni sono invece posizionati dei depositi alluvionali, come si può vedere nelle figure 1 e 5. Per le vulcaniti inferiori (andesiti) è stata utilizzata una *scan line*, mentre per la F.ne del Cixerri sono state prese in considerazione 4 *scan lines*, per un totale di 30 metri di lunghezza. Per l'elaborazione del DFN relativo al Miliolitico, invece, sono state utilizzate le *scan lines* misurate all'interno della miniera di Nuraxi Figus.

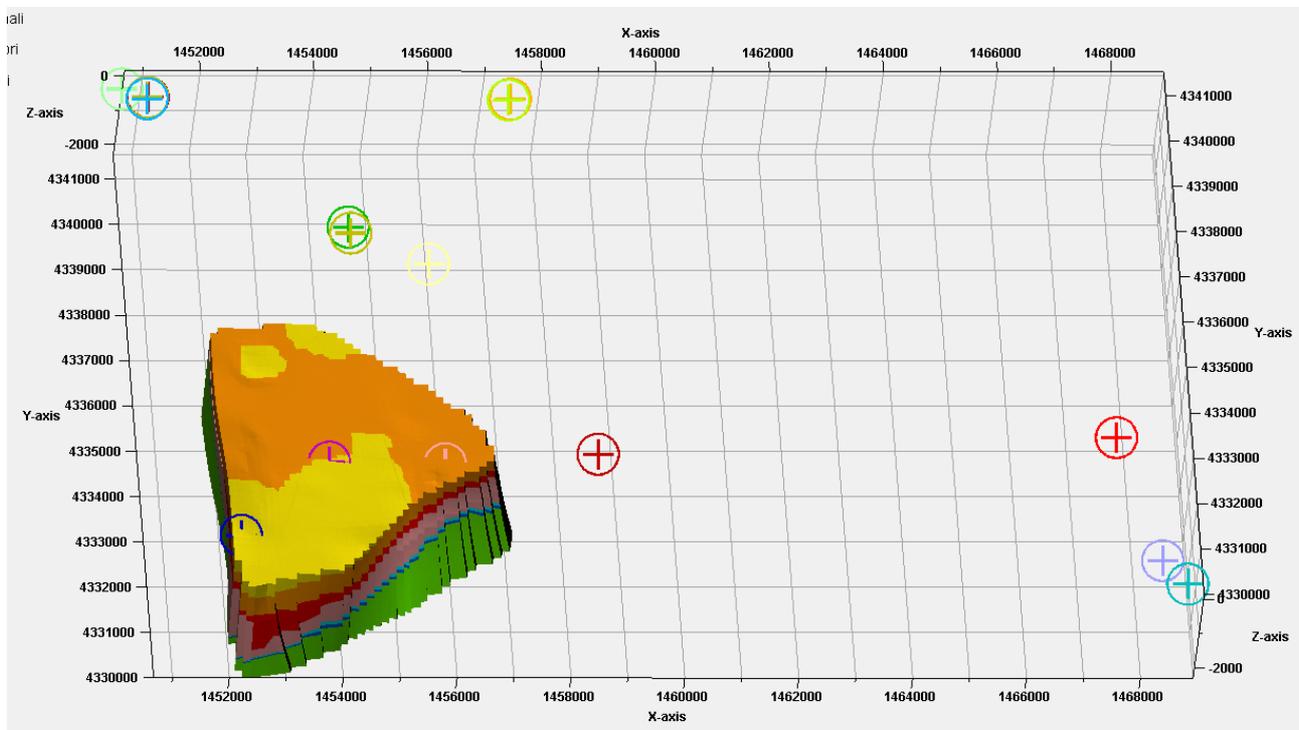


Figura 11 – Visione globale dei dati utilizzati per la modellazione con Petrel. I cerchi rappresentano le *scan lines* misurate.

Un altro processo complesso riguarda la individuazione del giusto compromesso tra velocità di calcolo e grado di definizione delle proprietà, sia nel calcolo degli *intensity log*, che, più in particolare, al livello di dettaglio che si vuole ottenere per la distribuzione della densità di fratturazione.

Attraverso un processo iterativo mirato appunto al raggiungimento degli obiettivi sopra descritti, sono stati calcolati gli *intensity log* di ciascuna formazione, e successivamente sono stati calcolati i DFN. Infine sono state estrapolate le proprietà petrofisiche, rappresentate dalla porosità e dal tensore delle permeabilità.

Va precisato che per il calcolo dei DFN le lunghezze e le aperture delle fratture utilizzate non sono quelle reali misurate negli affioramenti, ma sono parametri “scalati” sulla base delle dimensioni dei volumi utilizzati.

Nella tabella seguente sono riassunti i risultati ottenuti.

Litologia	Φ media (%)	K_i media (mD)	K_j media (mD)	K_k media (mD)
Vulcaniti superiori	0.08	2920.4229	9514.9789	9146.9885
Vulcaniti inferiori	0.03	1597.1018	3086.3238	4003.2293
F.ne del Cixerri (CIX)	0.005	402.3944	358.8230	639.4110
Miliolitico (MIL)	0.30	21660.8908	21985.6851	36102.8819

Si può notare come la F.ne del Cixerri abbia una bassissima porosità e permeabilità, che è di un ordine di grandezza inferiore a quelle delle vulcaniti e di oltre 2 ordini di grandezza rispetto al Miliolitico. La distribuzione delle proprietà petrofisiche all'interno delle vulcaniti (sia nelle ignimbriti, sia nelle andesiti), risulta abbastanza omogenea, ciò può essere attribuito alla spaziatura delle fratture, che essendo perlopiù dovute a raffreddamento, tendono ad avere una distribuzione costante, in assenza di elementi tettonici.

Il Miliolitico, invece, mostra un aumento di porosità e permeabilità nell'*hanging wall* delle faglie principali e in corrispondenza dei piani delle faglie stesse (Fig. 24)

Le differenze nei valori di porosità e permeabilità calcolate sui volumi elementari e su quelli dell'area vasta sono attribuibili innanzitutto al volume utilizzato nei calcoli, che ovviamente influisce sui valori di output finali. Altri elementi che vanno tenuti in considerazione sono le lunghezze e le aperture delle fratture, che influenzano fortemente il calcolo della permeabilità mediante la *cubic law*.

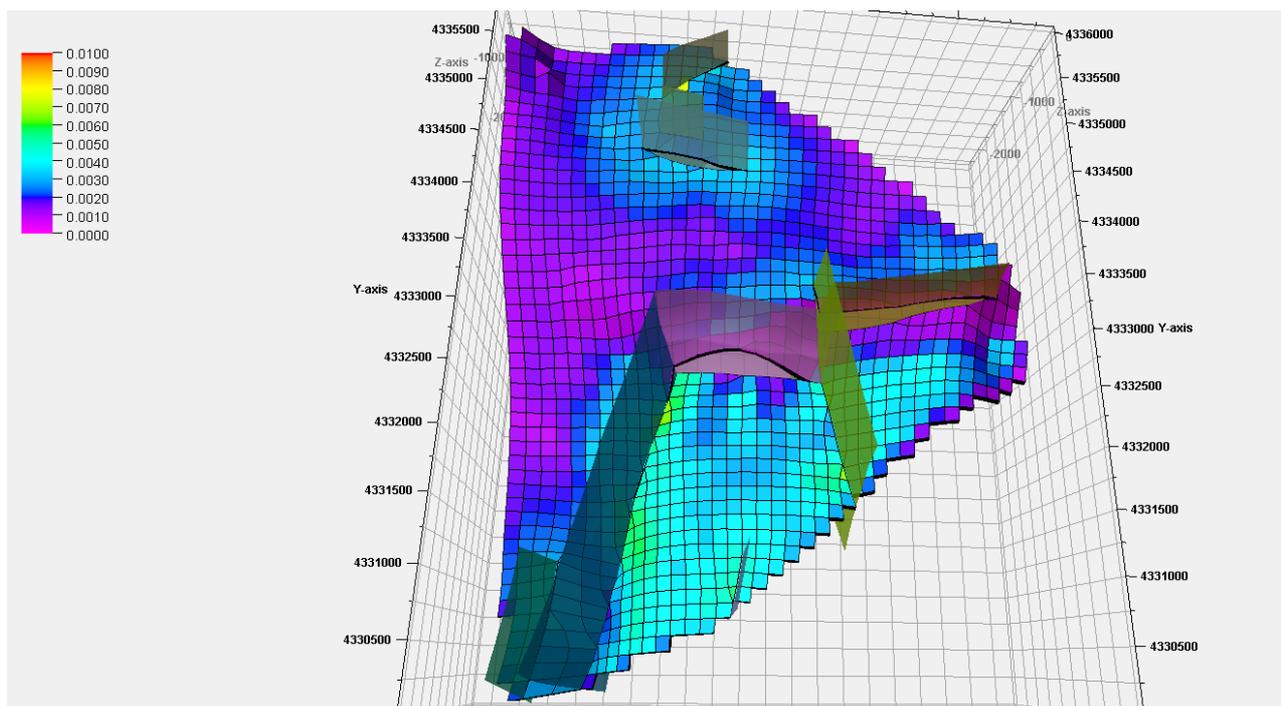


Figura 12 – Distribuzione della porosità secondaria all'interno del Miliolítico. Si noti l'aumento di porosità in corrispondenza dei piani di faglia e dell'*hanging wall* del sistema di faglie principale.

Bibliografia

- Aliverti, E., Biron, M., Francesconi, A., Mattiello, D., Nardon, S., & Peduzzi, C. (2003). Data analysis, processing and 3D fracture network simulation at wellbore scale for fractured reservoir description. *Geological Society, London, Special Publications*, 209(1), 27-37.
- Aydin, A. (2000). Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow. *Marine and petroleum geology*, 17(7), 797-814.
- Barca, S., & Costamagna, L. G. (2000). Il bacino paleogenico del Sulcis-Iglesiente (Sardegna SW); nuovi dati stratigrafico-strutturali per un modello geodinamico nell'ambito dell'orogenesi pirenaica. *Bollettino della Società Geologica Italiana*, 119(2), 497-515.
- Bigi S., Tartarello M.C., Ruggiero L., De Angelis D., Sacco P., Lombardi S. (2014). Raccolta delle informazioni, ricostruzione critica delle attività pregresse. Rilievo geostrutturale. Report di Ricerca Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA.
- Bigi S., Tartarello M.C., Ruggiero L., De Angelis D., Conti A., Romano V., Lombardi S. (2015). Caratterizzazione geo-strutturale dell'area del bacino carbonifero del Sulcis. Report di Ricerca Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA.
- Bigi S., Tartarello M.C., Ruggiero L. (2016). Caratterizzazione delle rocce di copertura e completamento dell'analisi della fratturazione nelle rocce del potenziale reservoir. Report delle attività nell'ambito del contratto CERI-Sotacarbo.
- Brown, S. R., & Scholz, C. H. (1985). Broad bandwidth study of the topography of natural rock surfaces. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90(B14), 12575-12582.
- Calcagno, P., Chilès, J. P., Courrioux, G., & Guillen, A. (2008). Geological modelling from field data and geological knowledge: Part I. Modelling method coupling 3D potential-field interpolation and geological rules. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 171(1), 147-157.
- Carmignani, L., Carosi, R., Di Pisa, A., Gattiglio, M., Musumeci, G., Oggiano, G., & Carlo Pertusati, P. (1994). The hercynian chain in Sardinia (Italy). *Geodinamica Acta*, 7(1), 31-47.

- Chabrier, G., & Mascle, G. (1975). Comparaison des évolutions géologiques de la Provence et de la Sardaigne. *Rev. Géogr. Phys. Géol. Dynam.*, 17, 121-136.
- Cherchi, A., & Montadert, L. (1982). Il sistema di rifting oligo-miocenico del Mediterraneo occidentale e sue conseguenze paleogeografiche sul Terziario sardo. *Mem. Soc. Geol. It.*, 24, 387-400.
- Houlding, S. W. (1994). 3D geoscience modelling. *Computer techniques for geological characterisation*. ISPRA. Note illustrative della Carta Geologica d'Italia alla scala 1:50.000. Foglio 564 – Carbonia.
- Kulatilake, P. H., Fiedler, R., & Panda, B. B. (1997). Box fractal dimension as a measure of statistical homogeneity of jointed rock masses. *Engineering Geology*, 48(3-4), 217-229.
- Lecca, L., Lonis, R., Luxoro, S., Melis, E., & Secchi, F. (1997). Oligo-Miocene volcanic sequences and rifting stages in Sardinia: a review. *Periodico di mineralogia*, 66, 7-61.
- Letouzey, J., Wannesson, J., & Cherchi, A. (1982). Apport de la microtectonique au problème de la rotation du bloc corso-sarde. *CR Acad. Sci. Paris*, 294(II), 595-602.
- Mallet, J. L. (2002). *Geomodeling*. Oxford University Press.
- Mandelbrot, B. B. (1983). The fractal geometry of nature/Revised and enlarged edition. *New York, WH Freeman and Co.*, 1983, 495 p.
- Marchegiani, L., Van Dijk, J. P., Gillespie, P. A., Tondi, E., & Cello, G. (2006). Scaling properties of the dimensional and spatial characteristics of fault and fracture systems in the Majella Mountain, central Italy. *Geological Society, London, Special Publications*, 261(1), 113-131.
- Raza, A., Rezaee, R., Gholami, R., Bing, C. H., Nagarajan, R., & Hamid, M. A. (2016). A screening criterion for selection of suitable CO₂ storage sites. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28, 317-327.
- Ren, L., Dai, H., Li, Y., & Wang, E. (2017). Application of Three-Dimensional Geological Modelling in Coal Mining. *Geo-Resources Environment and Engineering (GREE)*, 2, 223-226.
- Rutqvist, J. (2012). The geomechanics of CO₂ storage in deep sedimentary formations. *Geotechnical and Geological Engineering*, 30(3), 525-551.
- Savelli, C. (2002). Time–space distribution of magmatic activity in the western Mediterranean and peripheral orogens during the past 30 Ma (a stimulus to geodynamic considerations). *Journal of Geodynamics*, 34(1), 99-126.
- Speranza, F., Villa, I. M., Sagnotti, L., Florindo, F., Cosentino, D., Cipollari, P., & Mattei, M. (2002). Age of the Corsica–Sardinia rotation and Liguro–Provençal Basin spreading: new paleomagnetic and Ar/Ar evidence. *Tectonophysics*, 347(4), 231-251.
- Van Dijk, J. P., Bello, M., Toscano, C., Bersani, A., & Nardon, S. (2000). Tectonic model and three-dimensional fracture network analysis of Monte Alpi (southern Apennines). *Tectonophysics*, 324(4), 203-237.
- von Däniken, P. A., & Frehner, M. (2017). 3D structural model and kinematic interpretation of the Panixer Pass Transverse Zone (Infrahelvetic Complex, eastern Switzerland). *Swiss Journal of Geosciences*, 110(2), 653-675.
- Wijns, C., Boschetti, F., & Moresi, L. (2003). Inverse modelling in geology by interactive evolutionary computation. *Journal of Structural Geology*, 25(10), 1615-1621.
- Wu, Q., Xu, H., & Zou, X. (2005). An effective method for 3D geological modeling with multi-source data integration. *Computers & Geosciences*, 31(1), 35-43.
- Zhang, Z., Wang, G., Ma, Z., & Gong, X. (2017). Interactive 3D Modeling by Integration of Geoscience Datasets for Exploration Targeting in Luanchuan Mo Polymetallic District, China. *Natural Resources Research*, 1-32.