



IMPIANTO GEOTERMICO PILOTA
DENOMINATO “LATERA”
ALLEGATO 2: MODELLAZIONE NUMERICA DEL
SERBATOIO GEOTERMICO

Progetto No. P22_LTR_045

Doc. No. P22045-X-RL-00_AL-02-0

REV.	DATA	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA
0	14-Lug-2023	V. Ciani	L. Favaro	P. Basile

Preparato per: Latera Sviluppo S.r.l.



STEAM srl
Via Ponte a Piglieri 8
Pisa 56121
ITALY
VAT no. IT01028420501

1	INTRODUZIONE E SCOPO DEL LAVORO	1
2	MODELLAZIONE NUMERICA DEL SERBATOIO GEOTERMICO.....	3
2.1	MODELLO GEOLOGICO E GEOTERMICO	4
2.2	MODELLO FISICO DEL SISTEMA GEOTERMICO	8
2.3	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE NUMERICA	13
3	CONCLUSIONI	21
4	BIBLIOGRAFIA	22

INDICE FIGURE

Figura 1.a	Localizzazione dell'area sulla quale è stata realizzata la simulazione numerica.	2
Figura 2.1.a	Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 3 e Latera 3D (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).	5
Figura 2.1.b	Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 14 e Latera 2 (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).	5
Figura 2.1.c	Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 4 e Valentano 2 (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).....	6
Figura 2.1.d	Sezione geologica ricostruita con dati di pozzo e prospezioni geofisiche (Bertrami et al 1984, Enel,1983).....	6
Figura 2.2.a	Modello tridimensionale di riferimento utilizzato durante le simulazioni numeriche. Il dominio considerato consta di un prisma di 8 km * 8 km *5 km. La topografia, il top del serbatoio geotermico e del Bedrock sono stati impostati alle opportune quote del Volume. La linea rossa è il limite del PR "Latera" (si veda a confronto la Figura 1.a), le aree in blu scuro individuano le postazioni di produzione e di reiniezione in Progetto.	9
Figura 2.2.b	Vista in pianta della discretizzazione del Modello Numerico sul piano XY	11
Figura 2.2.c	Discretizzazione del Modello lungo il piano orizzontale (XY) e lungo la verticale (Z).	11
Figura 2.2.d	Profilo di permeabilità caratteristico del modello considerato e geometria dei pozzi. Le parti in rosso delle traiettorie dei pozzi indicano i tratti in open-hole.	12
Figura 2.3.a	Sezioni Termiche ottenute dopo un tempo di simulazione di 100.000 anni. Il piano XY visualizzato è posto a -1.000 m.s.l.m. ed è rappresentativo della distribuzione delle temperature nel serbatoio geotermico in corrispondenza dell'alto strutturale. Le parti in rosso delle traiettorie dei pozzi indicano i tratti in open-hole.	14
Figura 2.3.b	Confronto tra le temperature misurate nei pozzi esistenti e le temperature simulate su alcuni pozzi scelti allo stato stazionario. La linea rossa indica per ciascun pozzo la quota del tetto del serbatoio geotermico.	15
Figura 2.3.c	Confronto tra le pressioni misurate nei pozzi esistenti e le pressioni simulate su alcuni pozzi scelti allo stato stazionario.	16
Figura 2.3.d	Distribuzione delle Temperature dopo 30 anni dall'inizio della coltivazione, con produzione e reiniezione, rappresentate su due sezioni passanti in prossimità dei pozzi di processo. Il piano XY visualizzato è posto a -500 m.s.l.m.	18
Figura 2.3.e	Andamento delle Temperature dall'inizio della coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo produttivo verticale LT1A.....	18

Figura 2.3.f	Andamento della pressione di lungo periodo generato dall'attività di coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo produttivo verticale LT1A.	19
Figura 2.3.g	Andamento della pressione di lungo periodo generato dall'attività di coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo reiniettivo verticale LT2A.....	20

INDICE TABELLE

Tabella 2.1.a	Risultati delle perforazioni geotermiche di Latera da Sabatelli & Mannari 1995	8
Tabella 2.2.a	Parametri petrofisici assegnati agli strati geologici modellati.	12

1 INTRODUZIONE E SCOPO DEL LAVORO

La presente relazione relativa alla modellazione numerica del serbatoio geotermico, interessato dalle opere in progetto, è stata predisposta nell'ambito della procedura di VIA dell'Impianto Pilota Geotermico "Latera", che la società Latera Sviluppo s.r.l. intende realizzare nel territorio comunale di Latera (VT) e Valentano (VT).

In particolare, il progetto in esame consiste in un impianto geotermoelettrico pilota, con centrale di produzione elettrica a ciclo organico, per la coltivazione di fluidi geotermici, con assenza di emissioni in atmosfera. I fluidi geotermici, una volta utilizzati nell'impianto per la produzione di energia elettrica ed eventualmente per la cessione di calore per usi agricoli o industriali, verranno integralmente reiniettati, ivi inclusi i relativi gas incondensabili naturalmente presenti, nelle formazioni di provenienza.

L'impianto Pilota denominato "Latera" sarà costituito essenzialmente da:

- una centrale con tecnologia Organic Ranking Cycle (ORC), con condensazione ad aria, capace di sviluppare una potenza netta immessa in rete di 5 MW elettrici;
- n.2 pozzi di produzione (di cui 1 deviato) da realizzare in un'unica postazione di produzione denominata LT1;
- n.2 pozzi di reiniezione (di cui 1 deviato) da realizzare in un'unica postazione di reiniezione denominata LT2;
- n.1 postazione di produzione e n.1 postazione di reiniezione "di riserva", denominate rispettivamente LT3 e LT4.

Le postazioni LT_3 e LT_4 sono definite "di riserva" in quanto hanno lo scopo di garantire l'operatività del progetto anche nella improbabile situazione per la quale le postazioni ed i relativi pozzi previsti non risultino pienamente efficienti dal punto di vista tecnico-economico per la coltivazione delle risorse geotermiche.

Per maggiori dettagli sulle opere si rimanda al Progetto Definitivo, di cui la presente relazione costituisce l'Allegato 2.

La modellazione previsionale degli effetti potenziali dovuti alla coltivazione prevista nel Permesso di Ricerca per risorse geotermiche finalizzato alla sperimentazione di impianto pilota denominato "Latera", ha lo scopo di:

- valutare quantitativamente gli effetti indotti dall'emungimento e dalla reiniezione dei fluidi nelle stesse formazioni di provenienza;
- riprodurre le variazioni di pressione e di temperatura indotte sia nella zona di emungimento che di reiniezione;
- verificare la sostenibilità del progetto geotermico.

L'area interessata dalla modellazione numerica del serbatoio è riportata, in viola, in Figura 1.a. Sulla stessa figura sono riportati anche l'estensione del Permesso di Ricerca (PR) ed i pozzi produttivi e reiniettivi di progetto, utilizzati nella modellazione numerica.

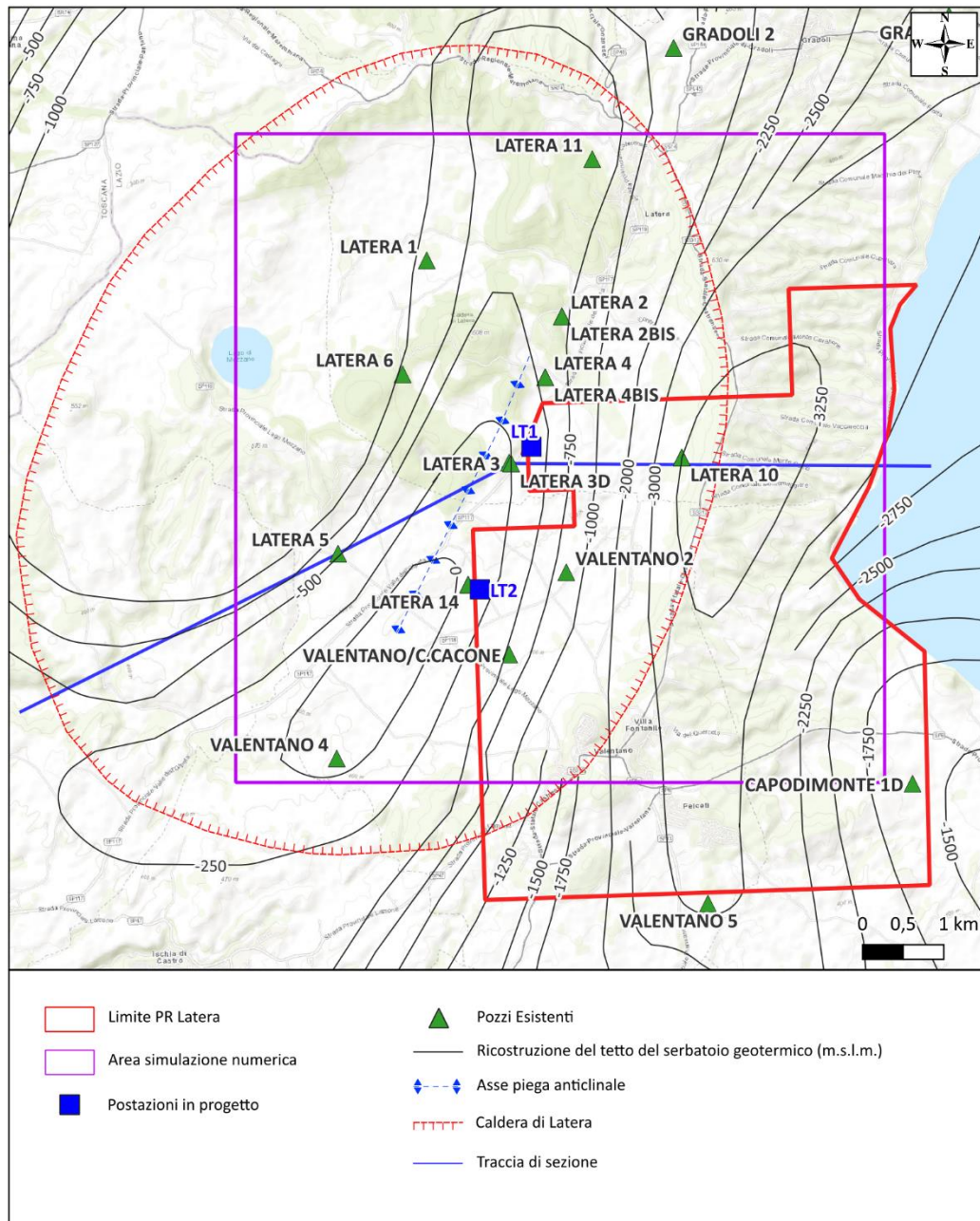


Figura 1.a Localizzazione dell'area sulla quale è stata realizzata la simulazione numerica.

2 MODELLAZIONE NUMERICA DEL SERBATOIO GEOTERMICO

Di seguito viene presentato un set di simulazioni numeriche mirato a studiare gli effetti dell'iniezione ed emungimento di fluidi all'interno del reservoir geotermico in esame, dal punto di vista delle variazioni di pressione e di temperatura indotte, nonché degli effetti di deformazione del suolo. I dati ricavati dalle simulazioni saranno utilizzati anche per l'analisi della possibile sismicità correlata alla reiniezione dei fluidi.

Le simulazioni sono eseguite utilizzando il codice di calcolo numerico TOUGH2® (Pruess, 1991).

TOUGH2 permette il calcolo degli scambi di massa e di calore dovuti al flusso tridimensionale di miscele multifase (gas e liquidi) di varie specie chimiche all'interno di un mezzo poroso di permeabilità assegnata, assumendo l'equilibrio locale tra fluidi e matrice rocciosa. Le equazioni di conservazione della massa e dell'energia, che descrivono le condizioni termodinamiche del sistema, vengono discretizzate nella loro forma integrale, in uno schema detto metodo delle differenze finite integrali (Edwards, 1972). Le soluzioni consistono in un insieme di valori di due variabili termodinamiche indipendenti (nel nostro caso pressione P e temperatura T) che definiscono univocamente lo stato del sistema. Queste variabili vengono stimate, in funzione del tempo, nei centri delle celle in cui il volume discretizzato è stato suddiviso.

I flussi di fluidi sono descritti tramite l'equazione di Darcy, espressa in una forma multifase e multicomponente:

$$\mathbf{F} = -K \frac{\rho}{\mu} (\nabla P - \rho \mathbf{g}) \quad (\text{equazione di Darcy})$$

$$F_{\beta} = -K \frac{k_{r\beta} \rho_{\beta}}{\mu_{\beta}} (\nabla P_{\beta} - \rho_{\beta} \mathbf{g}) \quad (\text{equazione di Darcy multicomponente})$$

Dove, F è il flusso di massa attraverso l'unità di superficie, K è la permeabilità assoluta, μ la viscosità, ρ la densità, ∇P il gradiente di pressione e g l'accelerazione di gravità. Nell'equazione multicomponente β indica la fase liquida o gassosa, il coefficiente $k_{r\beta}$ rappresenta un fattore di riduzione della permeabilità effettiva all'interno dei pori nei quali è presente la fase β . La permeabilità relativa è funzione della frazione dei pori occupata dalla fase fluida.

Il flusso di calore viene descritto considerando termini conduttivi e convettivi. La natura e le proprietà delle miscele di fluidi che scorrono nel mezzo poroso vengono considerate nelle equazioni attraverso i parametri fisici (densità, viscosità, entalpia), calcolati in funzione delle condizioni termodinamiche stimate.

2.1 MODELLO GEOLOGICO E GEOTERMICO

Il modello geologico e geotermico dell'area interessata dal PR Latera è stato ampiamente descritto nel Progetto Definitivo, a cui si rimanda per i dettagli completi. Di seguito, se ne riporta una sintesi.

La successione stratigrafica presente nell'area in esame è ben caratterizzata e nota grazie ai numerosi dati geologici, geofisici e derivanti dai pozzi perforati nella zona di Latera per fini geotermici, disponibili in letteratura. Questi ultimi sono stati perforati nell'ambito dell'esplorazione geotermica effettuata dall'Enel negli anni 80 e 90.

La successione stratigrafica può essere riassunta come segue, dall'alto verso il basso:

- Depositi olocenici fluvio lacustri all'interno della struttura calderica poligenica di Latera;
- Formazioni ignimbritiche voluminose con minori lave e tefra eruttate dal Complesso Vulcanico di Latera, attivo per lo più tra 278 e 150 ka;
- Formazioni Flyschoidi dell'Unità di Santa Fiora (Cretaceo-Eocene), costituite da calcareniti, calcari marnosi, argilliti ed arenarie micacee;
- Serie Toscana (Trias-Paleocene), costituita da evaporiti, calcari, calcilutiti, argilliti, marne e radiolariti;
- Le Unità tettoniche più profonde, costituite dalla successione paleozoica metamorfica, costituita da filladi quarzitiche scure e metarenarie quarzose, non sono state attraversate dai pozzi perforati e sono affioranti sul Monte Bellino (*Dessau et al., 1972; Funicello et al., 1984*).

L'assetto geologico-stratigrafico descritto presenta differenti caratteristiche idrogeologiche che possono essere schematicamente raggruppate come segue:

- Acquifero superficiale, con buona permeabilità, costituita dai prodotti vulcanici. Tale acquifero generalmente ospita acque fredde superficiali di nessun interesse geotermico.
- Acquiclude, rappresentato dalle vulcaniti argillificate di base e soprattutto dalle formazioni Flyschoidi dell'Unità di Santa Fiora, che costituisce la copertura impermeabile dell'acquifero profondo e raggiunge spessori di diverse centinaia di metri;
- Acquifero profondo, caratterizzato da permeabilità secondaria e costituito dalle formazioni prevalentemente carbonatiche della Serie Toscana di età mesozoica. Questo acquifero contiene fluidi geotermici, presenta una permeabilità non omogeneamente distribuita, ma fortemente controllata dalla fratturazione tettonica;
- Acquicludo: al di sotto della Serie Toscana sono presenti litologie impermeabili rappresentate sia dalle Formazioni Flyschoidi dell'Unità di Santa Fiora, che da litologie termometamorfosate da intrusioni sienitiche e dalle intrusioni sienitiche stesse.

L'interpretazione integrata dei dati a disposizione ha permesso di ricostruire il modello geologico-geotermico di riferimento.

Lo spessore delle successioni vulcaniche è molto variabile, ed è da correlare alle attività vulcaniche e magmatiche che si sono susseguite nell'area e che hanno portato alla formazione

della caldera poligenica di Latera. Gli spessori variano da qualche centinaio di metri, fino ad oltre 1.500 metri (Figura 2.1.a, Figura 2.1.b, Figura 2.1.c e Figura 2.1.d).

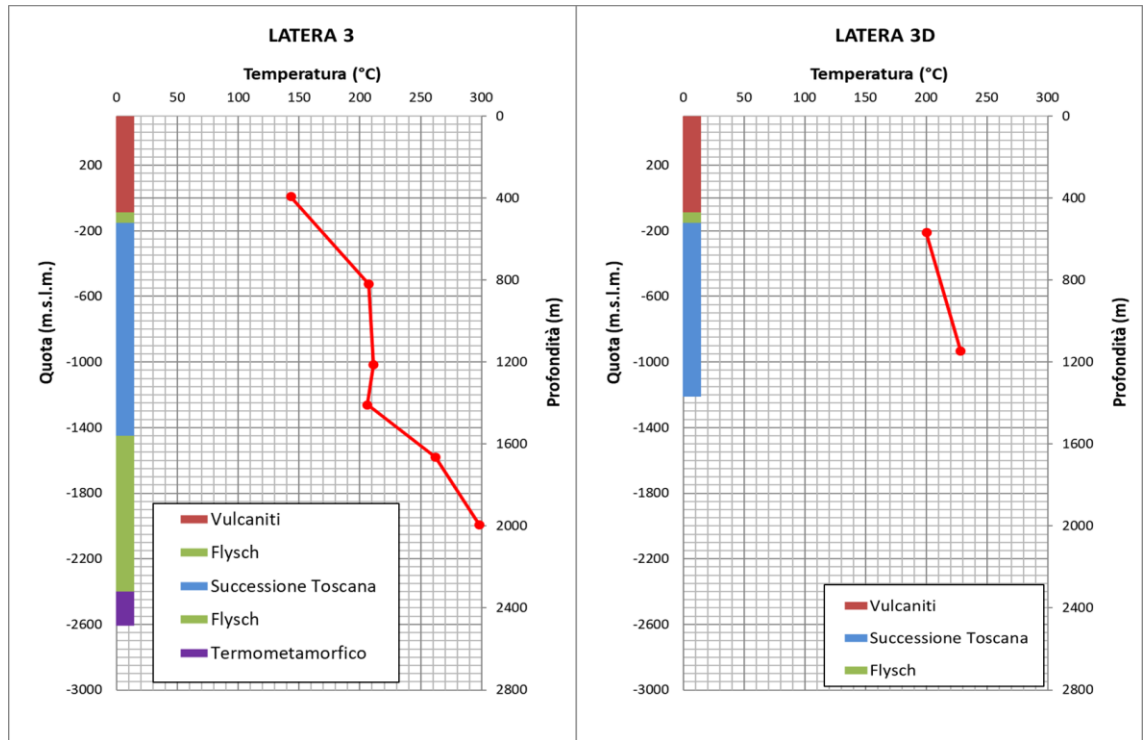


Figura 2.1.a Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 3 e Latera 3D (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).

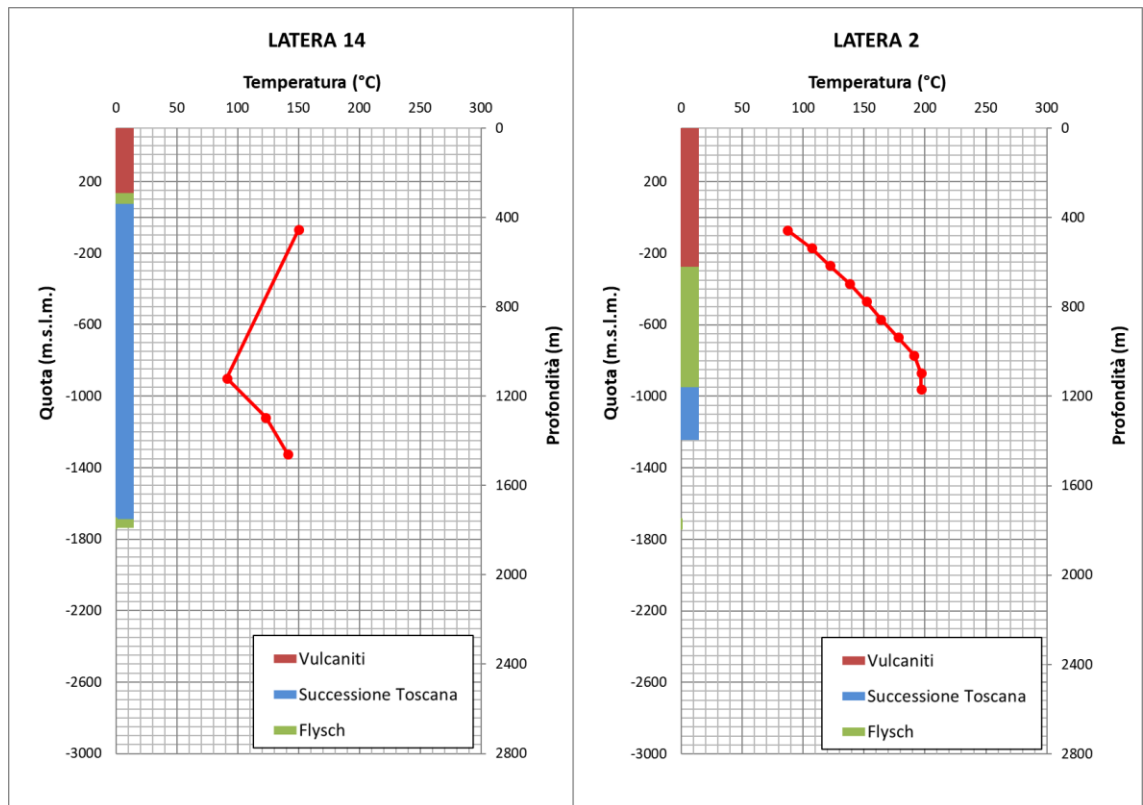


Figura 2.1.b Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 14 e Latera 2 (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).

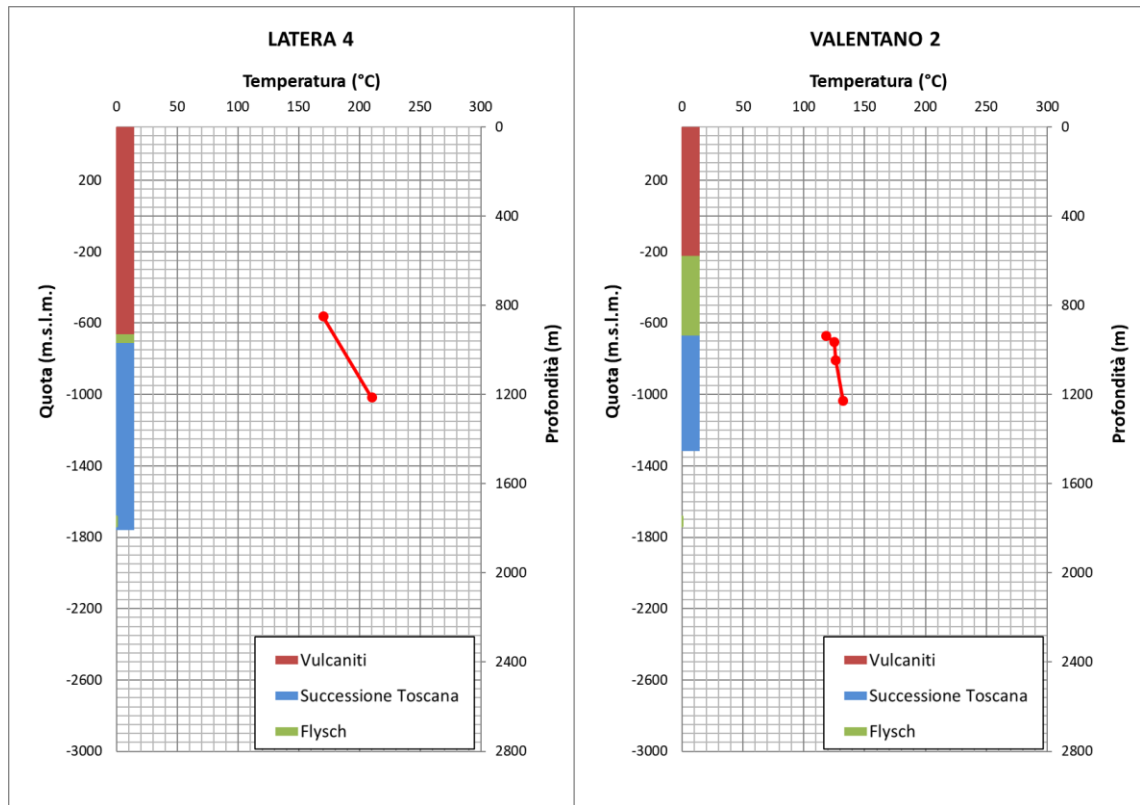


Figura 2.1.c Stratigrafie e log termici dei pozzi Latera 4 e Valentano 2 (elaborazione dati Enel-Mica, 1987).

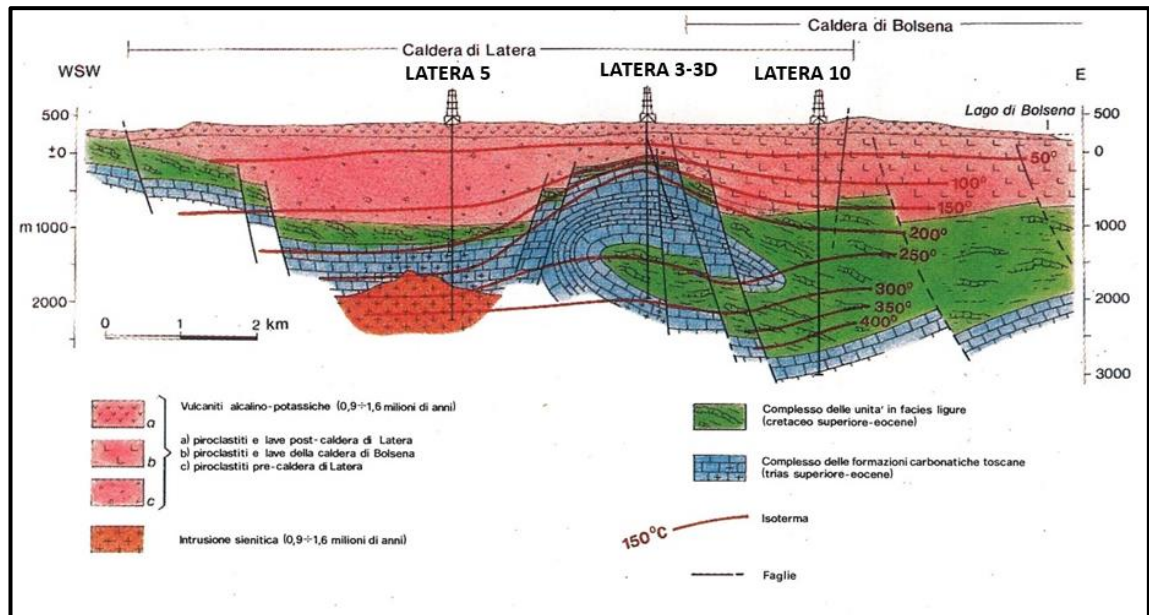


Figura 2.1.d Sezione geologica ricostruita con dati di pozzo e prospezioni geofisiche (Bertrami et al 1984, Enel,1983).

Le formazioni carbonatiche della Serie Toscana, che ospitano il serbatoio geotermico, mostrano un alto strutturale allungato in direzione circa NNE-SSW, con quote tra 0 e -500 m.s.l.m (Figura 1.a). L'alto strutturale è caratterizzato da fianchi molto ripidi, infatti le quote del tetto del serbatoio si abbassano repentinamente fino a -1.000 m.s.l.m verso Ovest. Ad Est dell'alto strutturale, la Serie Toscana si rinviene al di sotto di uno spessore di oltre 2.000 m di formazioni appartenenti ai Flysch. Lo spessore della Serie Toscana varia da qualche centinaio ad oltre 2.000

metri, sulla base delle stratigrafie dei pozzi che ne hanno attraversato tutto lo spessore. In corrispondenza dell'alto strutturale, lo spessore è di circa 1.000 metri (Figura 2.1.c e Figura 2.1.d).

L'elemento strutturale principale che coinvolge nel sottosuolo la Serie Toscana e le unità flyschoidi è una piega anticlinale rovesciata (Buonasorte et al., 1987). Al di sotto della struttura plicativa sono presenti rocce carbonatiche termometamorfosate/metasomatizzate appartenenti in origine alle formazioni del Trias superiore delle sequenze "Toscane", rese impermeabili da processi idrotermali (Cavarretta et al., 1985). La piega, la cui traccia dell'asse è riportata in Figura 1.a, si colloca in corrispondenza dell'alto strutturale della Serie Toscana, e risulta inoltre dislocata da faglie dirette ad alto angolo (Figura 2.1.c e Figura 2.1.d).

Il serbatoio geotermico target del Progetto è costituito quindi dall'alto strutturale della Serie Toscana all'interno della struttura plicativa descritta, provato dai pozzi geotermici perforati tra gli anni '80 e '90 qui presenti: LATERA 2, LATERA 3, LATERA 3D, LATERA 4, LATERA 11, LATERA 14 e VALENTANO 2.

Di questi:

- i pozzi LATERA 2, LATERA 3D, LATERA 4 e LATERA 11 sono risultati produttivi da orizzonti permeabili;
- i pozzi LATERA 14, LATERA 14 BIS e VALENTANO 2, hanno individuato orizzonti permeabili; nella sperimentazione e nel breve esercizio della centrale di Latera questi pozzi sono stati destinati alla reiniezione.

I pozzi perforati all'esterno dell'alto strutturale sono risultati non produttivi.

La temperatura registrata nel serbatoio geotermico dai pozzi esistenti, in corrispondenza dell'alto strutturale, è compresa tra 210 e 230 °C. Il pozzo LATERA 3 ha incontrato al di sotto della Serie Toscana delle formazioni termometamorfosate, e le temperature registrate a fondo foro sono di circa 300 °C (Figura 2.1.c e Figura 2.1.d).

I dati di produttività e di iniettività dei pozzi del campo geotermico di Latera sono noti in letteratura (Sabatelli & Mannari 1995, Tabella 2.1.a) e sono relativi ai test di funzionamento dell'impianto geotermico a contro-pressione da 4,5 MW che rimase in funzione dal 1984 fino al 1987.

Diverse configurazioni di pozzi produttori e reiniettori e test di portata furono realizzati. Nella prima configurazione il pozzo LATERA 3D era utilizzato come produttore ed il pozzo LATERA 2 come reiniettore, prima della perforazione del pozzo LATERA 14 BIS utilizzato successivamente per la reiniezione e la conversione del pozzo LATERA 2 in produttore (Sabatelli & Mannari 1995).

Well	Depth [m]	Productivity [(t/h)/bar]	Injectivity [(m ³ /h)/bar]	Max. flow rate [t/h]	Max. inj. rate with P _{wh} =0 [m ³ /h]	Reservoir Temp. [°C]	Fluid	Electric Power [MW] (1)
L1	2796	0	0	0	0	—	—	0
L2	1394	70-300		500		210	—	9
L3	2485	-0.5	-1	30	50	210	water	0
L3D	1369	~70	-200 (2)	600		230		14
L4	1808	3	2-7	200		210	—	3
L5	2651	0	0	0	0	—	—	0
L6	2018	0	0	0	0	—	—	0
L10	2507	-0.1	1	-15		360	steam	1
L11	1399	>100		400		200	CO ₂	0
L14	1790		-70 (2)		400	60-70	water	0
L14bis	455		>400	600	1000	170	CO ₂	0
VAL2	1455		-70 (2)		~500	130	water	0
GR1	2260	40	-30	400	-600	190	water	5
GC1	3000	0	0	0	0	—	—	0
GR2	1901		60 (2)	600	1000	190	water	8

Tabella 2.1.a Risultati delle perforazioni geotermiche di Latera da Sabatelli & Mannari 1995

Importanti appaiono i dati relativi al pozzo LATERA 3D ed al pozzo LATERA 14 in Tabella 2.1.a, in quanto la postazione di produzione LT1, in progetto, è ubicata nei pressi dei pozzi LATERA 3 e LATERA 3D, mentre la postazione di reiniezione LT2 è ubicata nei pressi dei pozzi LATERA 14 e LATERA 14 BIS. Si suppone quindi che le perforazioni da realizzare troveranno condizioni simili, se non identiche, a quelle individuate dai pozzi esistenti.

Il pozzo LATERA 3D ha mostrato un indice di produttività di circa 70 (t/h)/bar, mentre il pozzo LATERA 14, utilizzato per la reiniezione, ha mostrato un indice di iniettività pari a circa 70 (m³/h)/bar. Pertanto, i dati riportati in Tabella 2.1.a evidenziano condizioni di serbatoio molto favorevoli alla coltivazione della risorsa geotermica sull'alto strutturale.

Dall'analisi integrata dei dati a disposizione, è possibile inoltre affermare che il serbatoio geotermico target sia limitato all'alto strutturale della Successione Toscana, con una larghezza pari a circa 1,5 km ed un'area di circa 20 km² (Sabatelli & Mannari 1995). I dati dei pozzi esistenti, infatti, indicano che l'unica zona in cui è stata registrata permeabilità e presenza di fluidi geotermici, è relativa ad una stretta fascia in corrispondenza di questo elemento strutturale. I pozzi perforati al di fuori dell'alto strutturale (LATERA 1, LATERA 5, LATERA 6, LATERA 10), dove il tetto del serbatoio geotermico si approfondisce fino a profondità molto importanti, non sono risultati produttivi e non hanno registrato presenza di livelli permeabili. La permeabilità della Successione Toscana, risulta non omogeneamente distribuita, e fortemente controllata dalla fratturazione tettonica, come dimostrato dai pozzi LATERA 3 e LATERA 3D. Il pozzo LATERA 3 è stato classificato come sterile, mentre il pozzo LATERA 3D (deviato dalla stessa postazione) è risultato produttivo.

Il serbatoio geotermico di Latera è ad acqua dominante con circa il 3 % in peso di CO₂. La distribuzione della pressione in profondità è di tipo idrostatico.

2.2 MODELLO FISICO DEL SISTEMA GEOTERMICO

Per la realizzazione del modello tridimensionale della zona in esame sono stati utilizzati i dati geologici, geofisici e di sottosuolo dei pozzi perforati nella zona di Latera disponibili in letteratura.

È stato considerato un areale del dominio ampio, e centrato sul sito di sviluppo, con una superficie complessiva approssimativamente di 8 km * 8 km ed uno spessore di 5 km. In particolare, la superficie topografica è stata modellata tramite un'estrapolazione 3D del modello digitale del terreno, mentre il sistema è stato approssimato come una sequenza di tre strati rappresentanti rispettivamente una copertura impermeabile, il reservoir vero e proprio ed un basamento sottostante (Figura 2.2.a).

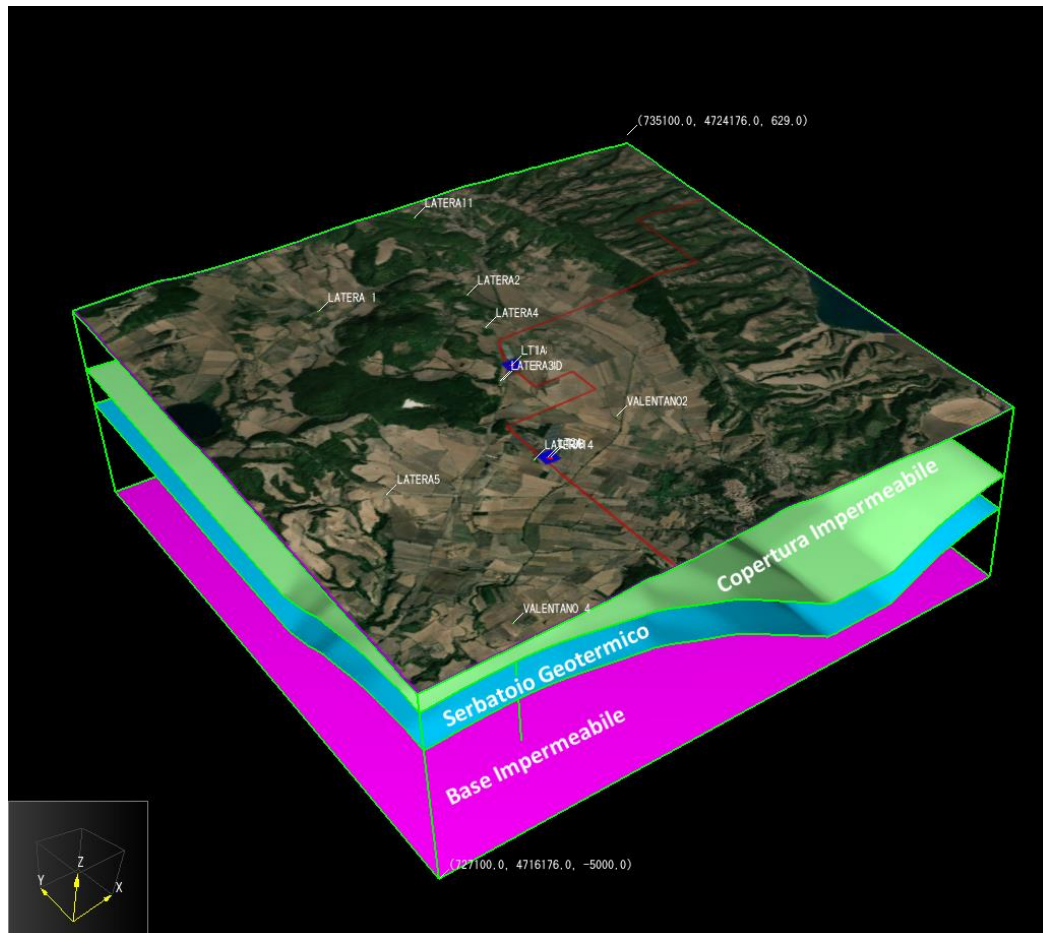


Figura 2.2.a

Modello tridimensionale di riferimento utilizzato durante le simulazioni numeriche. Il dominio considerato consta di un prisma di 8 km * 8 km * 5 km. La topografia, il top del serbatoio geotermico e del Bedrock sono stati impostati alle opportune quote del Volume. La linea rossa è il limite del PR "Latera" (si veda a confronto la Figura 1.a), le aree in blu scuro individuano le postazioni di produzione e di reiniezione in Progetto.

Rispetto al modello idrogeologico definito nel Paragrafo 2.1, sono state introdotte delle semplificazioni, che vengono di seguito descritte.

Le successioni vulcaniche e le unità flyschoidi sono state accorpate in unico strato di copertura. Questa assunzione è derivata dall'attenta analisi e revisione delle stratigrafie dei pozzi presenti nel database ENEL-MiCA (1987) (Figura 2.1.c). La revisione dei dati ha permesso di identificare la presenza delle unità flyschoidi tra la successione vulcanica ed il serbatoio geotermico, in tutte le stratigrafie di pozzo analizzate. Le unità flyschoidi si comportano da acquicludo e di fatto sono da considerarsi impermeabili. Per questo motivo nella trattazione della modellazione numerica abbiamo assunto uno strato impermeabile omogeneo di copertura, mancando di fatto una connessione tra l'acquifero nelle vulcaniti ed il serbatoio geotermico.

Per quanto riguarda, invece, la modellazione tridimensionale del serbatoio geotermico, si è assunto per questo strato uno spessore costante, pari a 1.000 metri, ovvero circa lo spessore incontrato nel pozzo LATERA 3 perforato in corrispondenza dell'alto strutturale. Questa assunzione è stata necessaria in quanto i dati a disposizione relativi allo spessore e all'andamento della base del serbatoio sono estremamente limitati, di fatto corrispondenti solamente ad alcuni dati puntuali rappresentati dalle perforazioni che hanno attraversato tutto lo spessore di formazioni carbonatiche (ad es. LATERA 3, LATERA 5, LATERA 14, VALENTANO 2). Avendo il Progetto come target la coltivazione della risorsa geotermica in corrispondenza del solo alto strutturale, è stata ritenuta questa assunzione accettabile dal punto di vista numerico.

Al di sotto del serbatoio geotermico, sulla base dei dati di pozzo analizzati, sono presenti diverse formazioni geologiche impermeabili, costituite da:

- unità flyschoidi (come, ad esempio nel LATERA 3);
- rocce carbonatiche termometamorfosate da intrusioni sienitiche (come, ad esempio nel LATERA 3 e nel LATERA 10);
- intrusioni a composizione sienitica (come, ad esempio nel LATERA 5 e nel LATERA 1).

E' molto probabile che altre intrusioni a composizione sienitica (per analogia con le intrusioni incontrate dai pozzi LATERA 1 e LATERA 5), siano presenti lungo l'asse della piega anticlinale ed in maniera più generale all'interno della caldera poligenica di Latera. A questo strato basale impermeabile sono state attribuite le stesse caratteristiche petrofisiche delle unità flyshoidi.

La base del modello numerico è stata posta a -5.000 m.s.l.m., abbondantemente al di sotto della base del serbatoio, in modo tale da contenere l'intero volume di serbatoio all'interno del dominio di calcolo.

La piega anticlinale che caratterizza l'alto strutturale non è stata geometricamente modellata, in quanto non solo i dati a disposizione per una corretta definizione tridimensionale non sono sufficienti, ma l'introduzione di questo elemento strutturale complesso avrebbe introdotto notevole instabilità nel modello numerico. A questo proposito si sottolinea che la coltivazione della risorsa prevista dal progetto è limitata alla sola porzione della piega che determina l'alto strutturale del serbatoio geotermico.

Il volume così composto è stato suddiviso in una griglia di 55.980 celle trapezoidali elementari di area massima pari a 64.000 m², ridotta in prossimità dei pozzi a 100 m². Il sistema di riferimento considerato prevede l'asse X in direzione Est-Ovest, l'asse Y in direzione Nord-Sud e l'asse Z orientato verso l'alto (Figura 2.2.b e Figura 2.2.c).

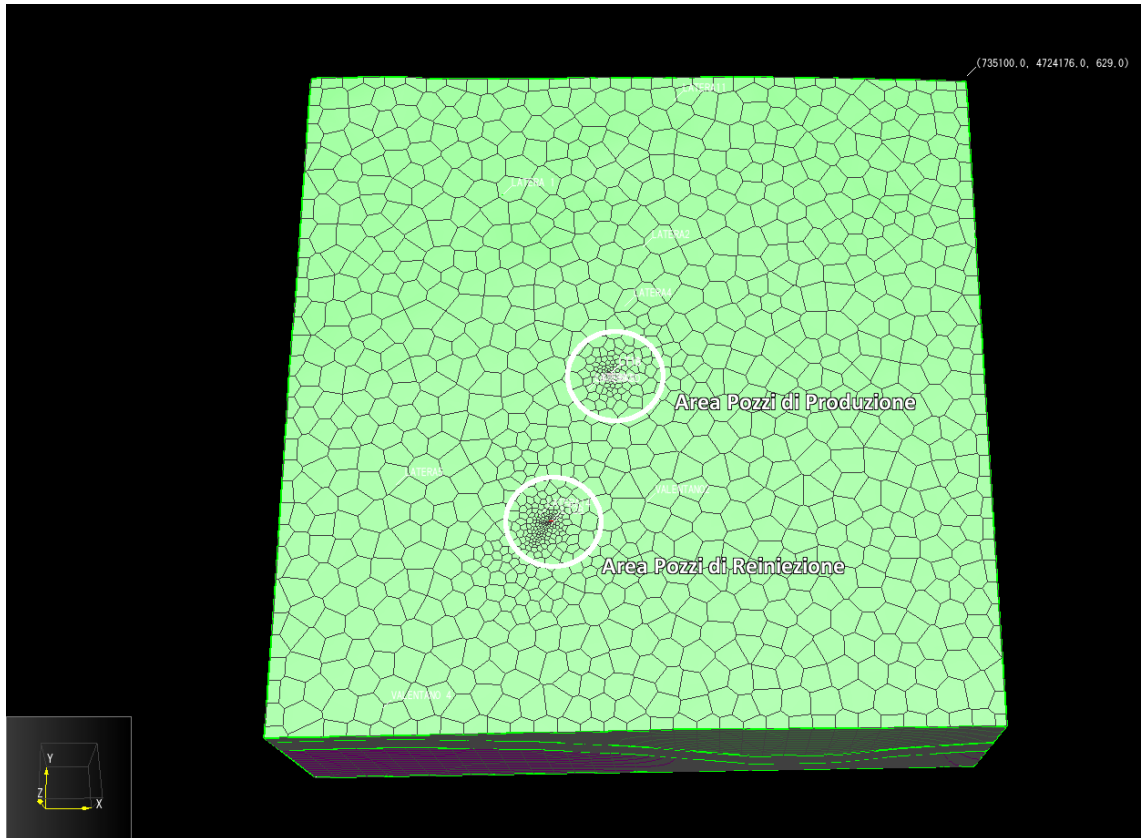


Figura 2.2.b Vista in pianta della discretizzazione del Modello Numerico sul piano XY

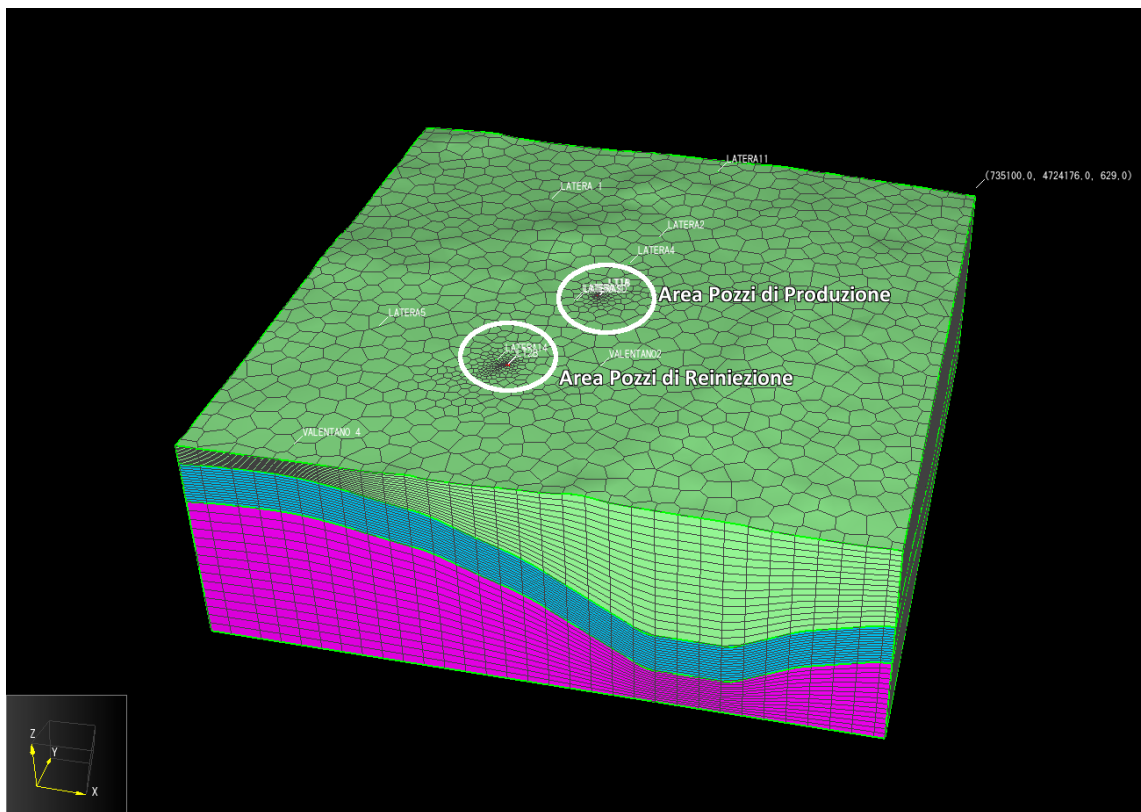


Figura 2.2.c Discretizzazione del Modello lungo il piano orizzontale (XY) e lungo la verticale (Z).

I parametri petrofisici utilizzati sono analoghi, per ciascuna formazione considerata, a quelli riportati in pubblicazioni esistenti per il vicino campo geotermico di Torre Alfina ubicato a circa 15 km in direzione Nord-Est (Volpi et al., 2018). Questi valori sono analoghi a quelli utilizzati da vari autori (Romagnoli et al., 2010; Ebigo et al., 2016) in altre modellazioni numeriche di serbatoio in aree geotermiche toscane e laziali.

I tre strati geologici in cui è stato suddiviso il volume considerato vengono caratterizzati da una permeabilità ipotizzata pari, rispettivamente, a $1 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$, $1 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$ e $1 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$ (Figura 2.2.d). E' stata supposta una porosità di 0,015 per la copertura impermeabile, di 0,03 per il reservoir e di 0,015 per il basamento. La conducibilità termica della matrice rocciosa in ogni strato è stata considerata rispettivamente pari a 2,4, 3,5 e $2,4 \text{ Wm}^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. La densità della matrice rocciosa è stata considerata pari rispettivamente a 2.400, 2.660 e 2.400 kg/m^3 . Il calore specifico è stato considerato rispettivamente pari a 883, 836, e $883 \text{ Jkg}^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ (Figura 2.2.d e Tabella 2.2.a).

Materiale	Densità	Porosità	Permeabilità	Comprimibilità	Cond. Termica	Calore specifico
	kg/m ³	-	m ²	1/Pa	W/m °C	J/kg °C
Copertura Impermeabile	2.400	0,015	$1 \cdot 10^{-18}$	$5 \cdot 10^{-9}$	2,4	883
Successione Toscana	2.660	0,03	$1 \cdot 10^{-14}$	$2,5 \cdot 10^{-10}$	3,5	836
Base Impermeabile	2.400	0,015	$1 \cdot 10^{-18}$	$5 \cdot 10^{-9}$	2,4	883

Tabella 2.2.a Parametri petrofisici assegnati agli strati geologici modellati.

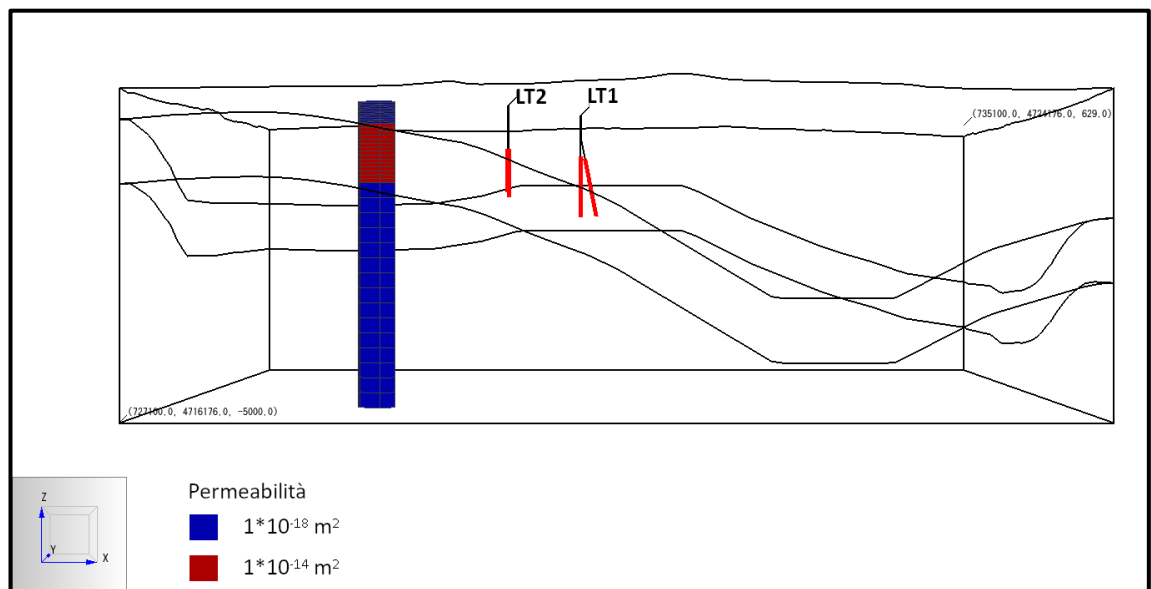


Figura 2.2.d Profilo di permeabilità caratteristico del modello considerato e geometria dei pozzi. Le parti in rosso delle traiettorie dei pozzi indicano i tratti in open-hole.

Al fine di ricostruire una condizione quanto più rappresentativa dello stato attuale (indisturbato), in termini di T e P, il modello è stato vincolato con condizioni al contorno "fisse":

- alle celle del top del modello è stata assegnata una temperatura di 15 °C e una pressione di 1 bar, corrispondenti alle condizioni atmosferiche locali;
- alle celle della base del modello è stata assegnata una temperatura di 350 °C, tranne al di sotto del pozzo LATERA 3 dove la perforazione ha incontrato rocce termometamorfosate e temperature di circa 300 °C; la temperatura imposta in quest'area è pari a 400 °C.

Sulla base dei dati di Progetto, relativi ai pozzi di produzione e di reiniezione da realizzare, sono stati simulati gli effetti della coltivazione dei pozzi produttivi della postazione LT1 e dei pozzi reiniettivi della postazione LT2, non sono stati quindi introdotti nella simulazione le postazioni di riserva.

La simulazione tiene conto della traiettoria dei pozzi, così configurati: n° 2 pozzi di emungimento (LT1A e LT1B) con profondità verticale massima di 2.000 m dal p.c. e deviazione a 500 m circa dal p.c.; scostamento orizzontale massimo tra fondo pozzo e l'asse verticale del pozzo pari a 450 m; n° 2 pozzi di reiniezione (LT2A e LT2B) con profondità verticale massima di 2.000 m dal p.c. e deviazione a 600 m circa dal p.c.; scostamento orizzontale massimo tra fondo pozzo e l'asse verticale del pozzo pari a 450 m.

Nella modellazione lo spessore produttivo/reiniettivo dei pozzi corrisponde all'intervallo di serbatoio attraversato Figura 2.2.d. Quindi i pozzi di produzione/reiniezione presentano un intervallo foro libero (tratto open-hole) tra 800 m e 1.800-1.900 m di profondità.

La temperatura di reiniezione del fluido è stata posta pari a 80 °C, al fine di simulare una condizione più conservativa rispetto lo stato di progetto che prevede una temperatura di reiniezione definita in un range tra 85-90 °C.

2.3 RISULTATI DELLA SIMULAZIONE NUMERICA

In condizioni indisturbate, un serbatoio geotermico presenta condizioni termodinamiche costanti nel tempo e generalmente dipendenti dalla profondità. La prima parte della modellazione ha avuto l'obiettivo di ricostruire tale stato 'imperturbato' del sistema, inteso come condizione di quasi equilibrio (stato stazionario) in cui gli andamenti della pressione e della temperatura siano compatibili con quelli previsti prima dell'inizio dello sfruttamento geotermico dei pozzi. La stazionarietà di tale condizione va intesa nel senso in cui i cambiamenti naturali siano trascurabili rispetto a quelli indotti dalla coltivazione.

Il modello raggiunge lo stato stazionario dopo 100.000 anni di simulazione, coerentemente con l'età più recente del vulcanismo che ha interessato l'area in esame. Lo stato stazionario servirà come tempo T=0 per la simulazione in transitorio.

I valori di temperatura (Figura 2.3.a) e di pressione restituiti dal modello stazionario sono stati confrontati con quelli disponibili e misurati nei pozzi rappresentati in Figura 2.1.c. La differenza di temperatura e di pressione tra i dati noti disponibili dei pozzi esistenti e quelli ottenuti con la simulazione risulta compatibile con una buona affidabilità dei risultati.

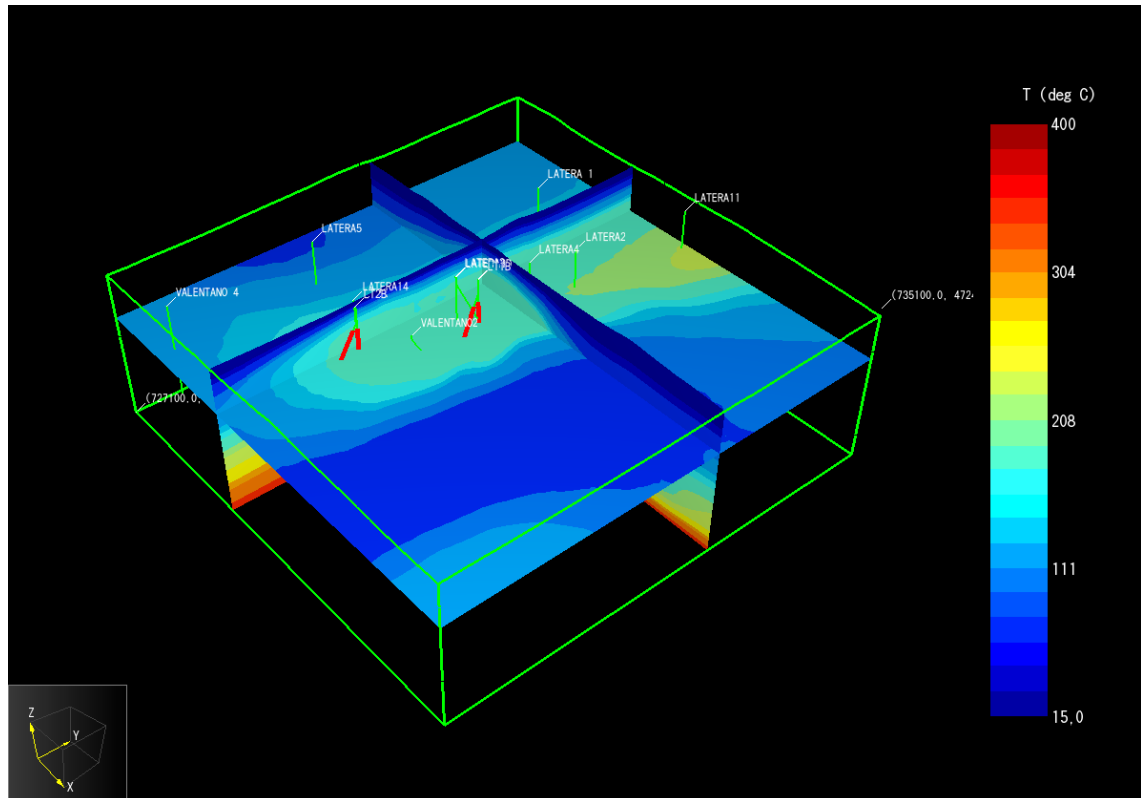


Figura 2.3.a *Sezioni Termiche ottenute dopo un tempo di simulazione di 100.000 anni. Il piano XY visualizzato è posto a -1.000 m.s.l.m. ed è rappresentativo della distribuzione delle temperature nel serbatoio geotermico in corrispondenza dell'alto strutturale. Le parti in rosso delle traiettorie dei pozzi indicano i tratti in open-hole.*

Per riguarda il fitting tra le temperature misurate nei pozzi esistenti e le temperature simulate i dati ottenuti sono mostrati nei grafici di Figura 2.3.b. In generale è possibile evidenziare un appiattimento dei profili termici all'interno del serbatoio geotermico, dovuto all'instaurarsi di moti convettivi.

Sul pozzo LATERA 3 si è ottenuto un buon fitting con le temperature all'interno del serbatoio geotermico, anche se leggermente sottostimate. Al di sotto dei -1.500 metri, quindi al di fuori del serbatoio geotermico, le temperature risultano sottostimate, ma ai fini della simulazione numerica non sono di interesse, in quanto relative a misure nelle sottostanti formazioni impermeabili.

Sul pozzo LATERA 14, destinato alla reiniezione, si è ottenuto un buon fitting con le temperature misurate al tetto del serbatoio geotermico, mentre il modello numerico non simula l'inversione termica registrata, in quanto non è nota la fenomenologia causale.

Per quanto riguarda i pozzi LATERA 2 e LATERA 4 il modello numerico simula alla perfezione i log termici misurati. Le temperature simulate sul pozzo LATERA 3D (direzionato) risultano sottostimate, ma comunque accettabili all'interno del serbatoio geotermico.

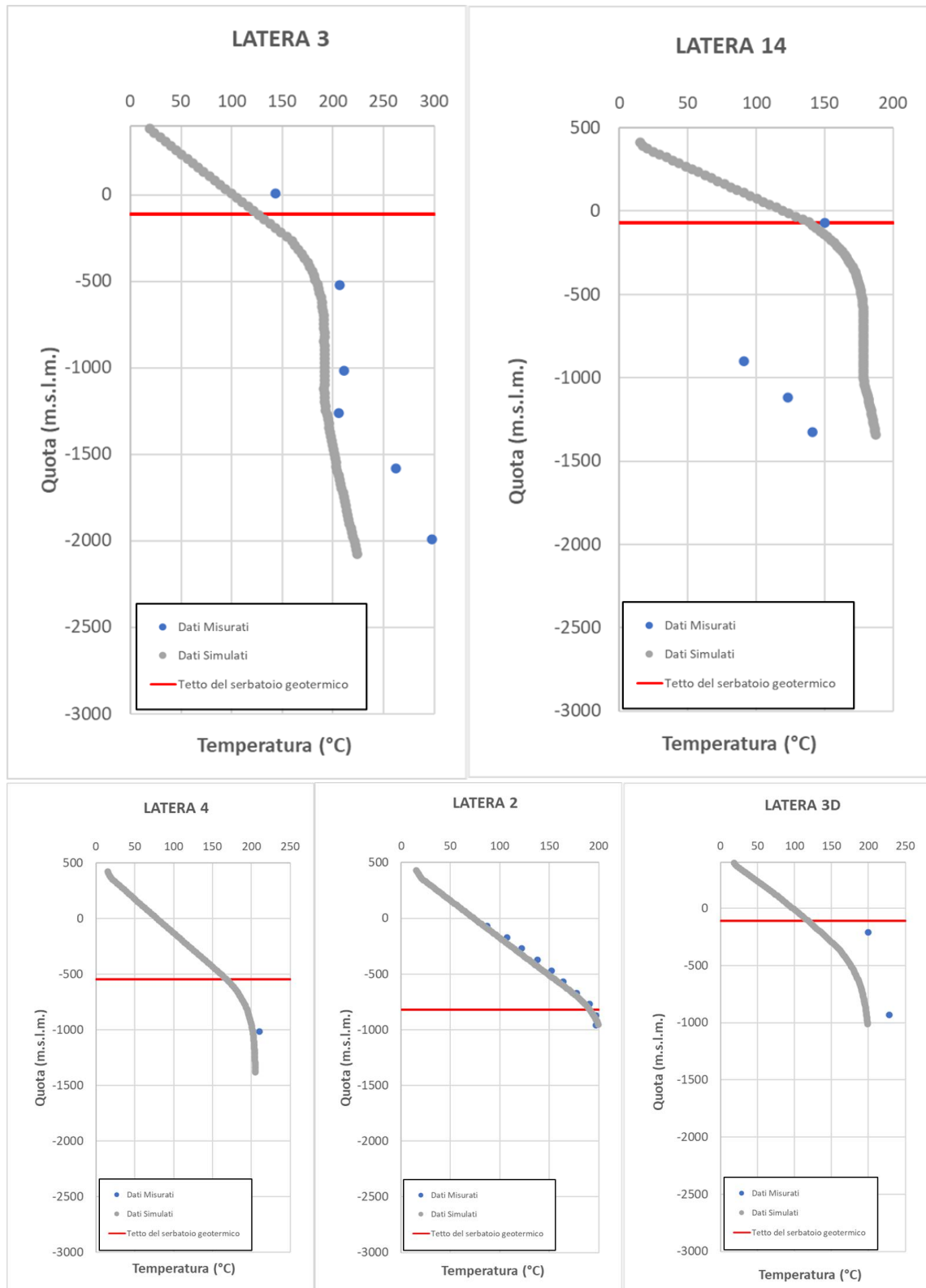


Figura 2.3.b Confronto tra le temperature misurate nei pozzi esistenti e le temperature simulate su alcuni pozzi scelti allo stato stazionario. La linea rossa indica per ciascun pozzo la quota del tetto del serbatoio geotermico.

Per riguarda il fitting tra le pressioni misurate nei pozzi esistenti e le pressioni simulate i dati ottenuti sono mostrati nel grafico di Figura 2.3.c. In generale è possibile evidenziare come le

pressioni, di tipo idrostatico, misurate nel serbatoio geotermico nei pozzi esistenti alle varie profondità, si dispongano su una retta, descritta dalla relazione di *Barelli et al., 1983*:

$$P = 26 + h * 0,09$$

dove:

P = Pressione espressa in bar

h = profondità sotto il livello del mare in metri.

Come visibile dal grafico, si è ottenuta una buona correlazione tra le pressioni misurate e le pressioni simulate allo stato stazionario.

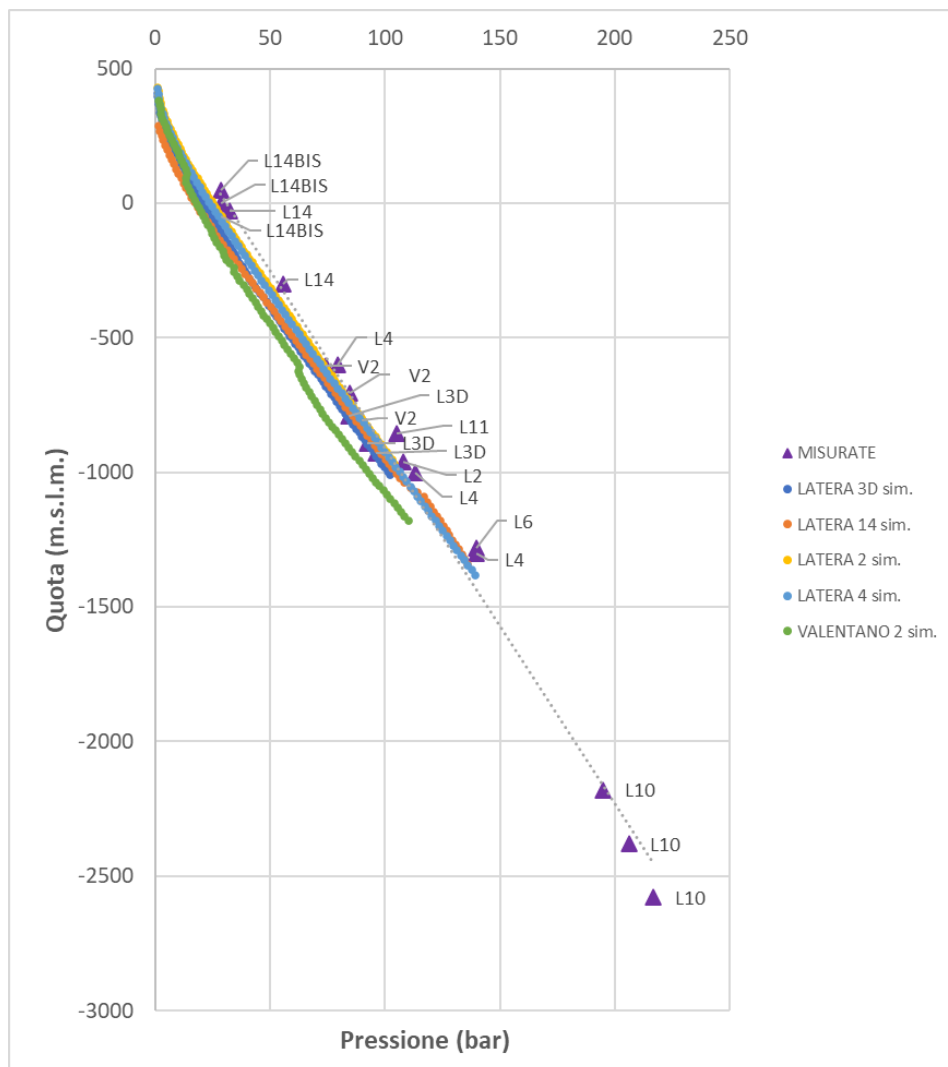


Figura 2.3.c

Confronto tra le pressioni misurate nei pozzi esistenti e le pressioni simulate su alcuni pozzi scelti allo stato stazionario.

Partendo dalla soluzione stazionaria, sono stati introdotti nel modello i pozzi di produzione e re-iniezione previsti nel Progetto, per valutare la sostenibilità di coltivazione del campo mediante

impianti geotermoelettrici a re-iniezione totale del fluido. Ogni volta che un serbatoio subisce l'iniezione o l'estrazione di fluido si innesca una reazione nel campo di pressione.

Tale reazione è composta da due fasi consecutive. La prima fase è detta di regime transitorio (non stazionario) mentre la seconda fase è detta di regime stazionario o pseudo-stazionario a seconda delle condizioni al contorno. Le portate di prelievo imposte, come previste dal progetto, sono state di 150 t/h per ciascun pozzo di prelievo e di 150 t/h per ciascun pozzo di re-iniezione.

Il tempo simulato è di 30 anni, in considerazione del tempo di vita media dell'impianto. In questo arco di tempo sono stati analizzati i valori di variazione di pressione e di temperatura rispetto allo stato indisturbato.

Gli effetti del ciclo simulato di iniezione/emungimento di fluidi nel sistema sono sintetizzati nelle figure successive.

La simulazione numerica ha mostrato che la temperatura del fluido geotermico nella parte produttiva del serbatoio rimane sostanzialmente la stessa per un periodo superiore a 30 anni di coltivazione, nonostante la reiniezione di fluido freddo nei pozzi del polo reiniettivo. E' importante sottolineare che dalla simulazione emerge l'assenza di qualsiasi significativa interazione termodinamica tra la zona perturbata dall'emungimento e la zona perturbata dalla reiniezione dei fluidi.

A titolo illustrativo, la Figura 2.3.d mostra che dopo 30 anni di coltivazione del campo geotermico, la propagazione del disturbo termico (temperature di reiniezione = 80 °C) rimane circoscritta all'immediato intorno dei pozzi reiniettivi e senza alcun effetto nella zona di produzione.

Per completezza, in Figura 2.3.e è rappresentato l'andamento della temperatura nel tempo, restituito dalla simulazione nella cella a fondo pozzo del pozzo produttivo verticale LT1A.

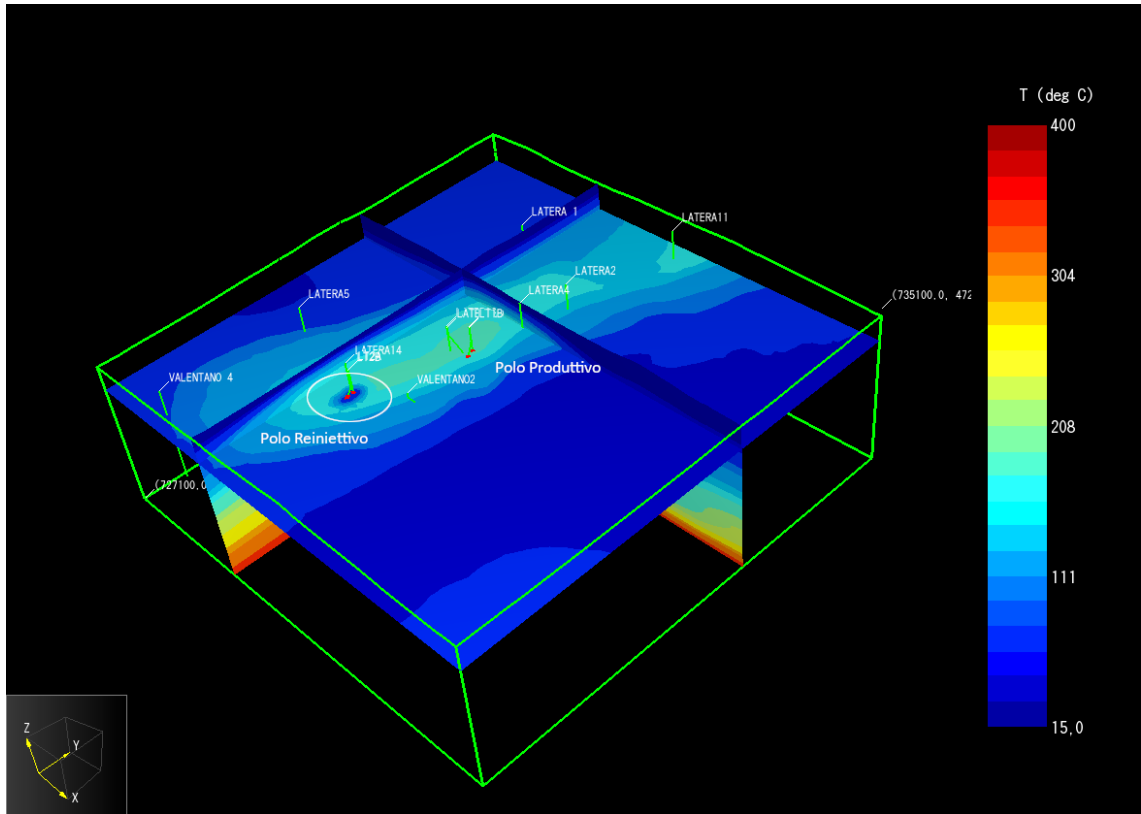


Figura 2.3.d *Distribuzione delle Temperature dopo 30 anni dall'inizio della coltivazione, con produzione e reiniezione, rappresentate su due sezioni passanti in prossimità dei pozzi di processo. Il piano XY visualizzato è posto a -500 m.s.l.m.*

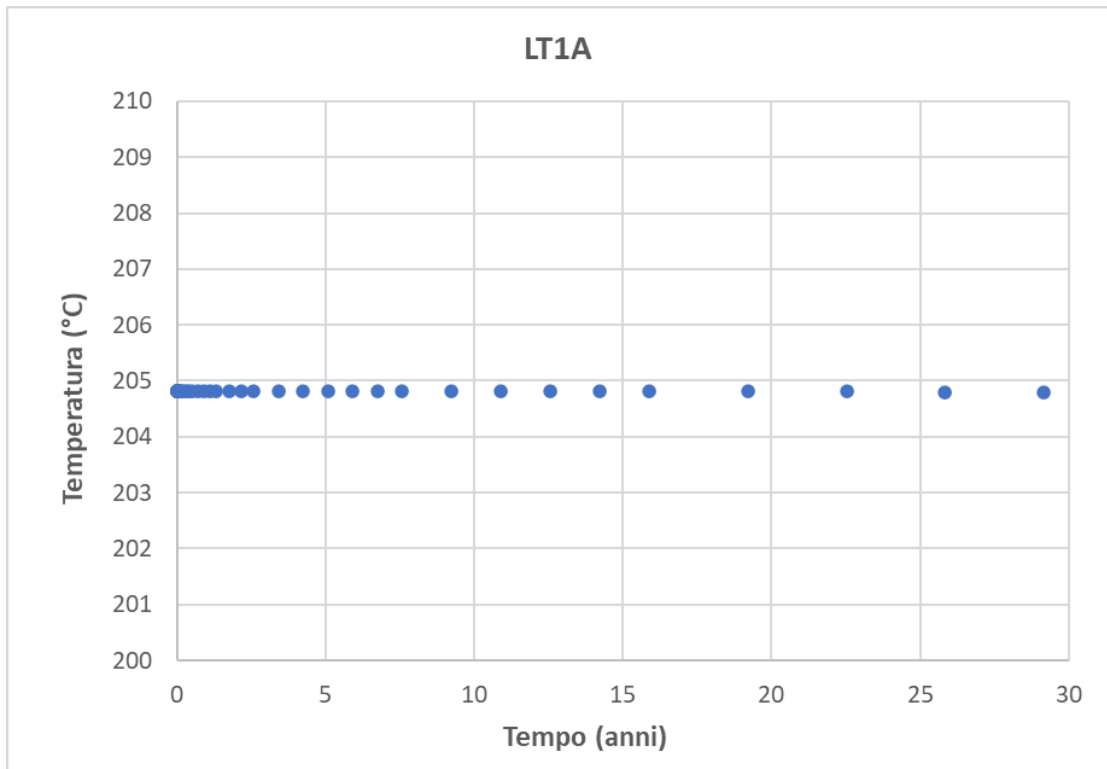


Figura 2.3.e *Andamento delle Temperature dall'inizio della coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo produttivo verticale LT1A.*

Inoltre, la simulazione ha mostrato, che la totale movimentazione di fluido genera modeste variazioni di pressioni nel tempo, nelle porzioni di serbatoio interessate. Variazioni negative di pressione sono ovviamente localizzate intorno alle zone di produzione dei pozzi, mentre variazioni positive nella zona di reiniezione.

Al fine di quantificare l'andamento della pressione (ΔP) di lungo periodo indotte dalla coltivazione del serbatoio geotermico, in Figura 2.3.f e Figura 2.3.g vengono illustrati i risultati della simulazione numerica relativi all'andamento della pressione, generato dall'attività di coltivazione fino alla fine del periodo di vita dell'impianto ipotizzato pari a 30 anni.

Durante i 30 anni di esercizio simulati, le variazioni di pressione nelle zone di fondo dei pozzi, sia di produzione che di re-immissione, corrispondono alle zone di massima variazione. Le variazioni massime avvengono a fondo pozzo ed interessano in sostanza soltanto la base di ogni pozzo, in volumi estremamente piccoli e trascurabili.

In particolare, nell'intorno del pozzo di produzione LT1A (Figura 2.3.f) la modellazione restituisce un decremento di pressione di -3,8 bar dopo 5 anni, di -4,5 bar dopo 10 anni, dopo di che si osserva un trend lentamente decrescente, pressoché lineare, che porta ad attestare la variazione di pressione, alla fine del periodo considerato (30 anni), a valori di circa -6 bar.

Invece, nell'intorno dei pozzi di reiniezione e nello specifico nel pozzo di reiniezione LT2A (Figura 2.3.g), dai risultati della modellazione si riscontra un incremento di pressione di +4,5 bar dopo 5 anni e di +5 bar dopo 10 anni, per stabilizzarsi su tale valore fino a 30 anni con una variazione massima di pressione localizzata esclusivamente lungo il profilo del pozzo reiniettivo.

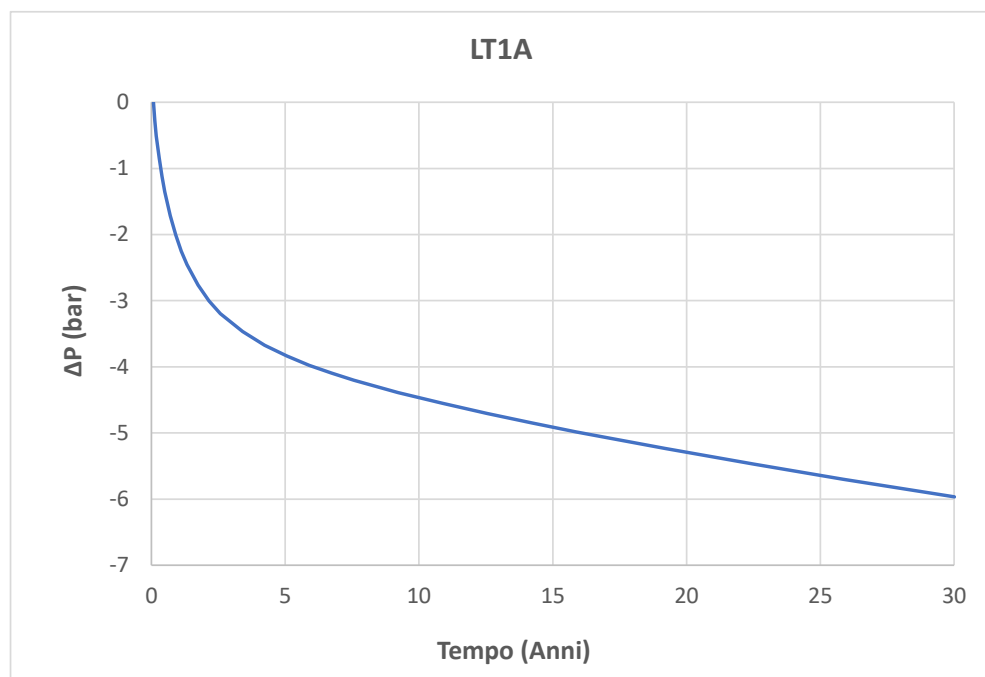


Figura 2.3.f *Andamento della pressione di lungo periodo generato dall'attività di coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo produttivo verticale LT1A.*

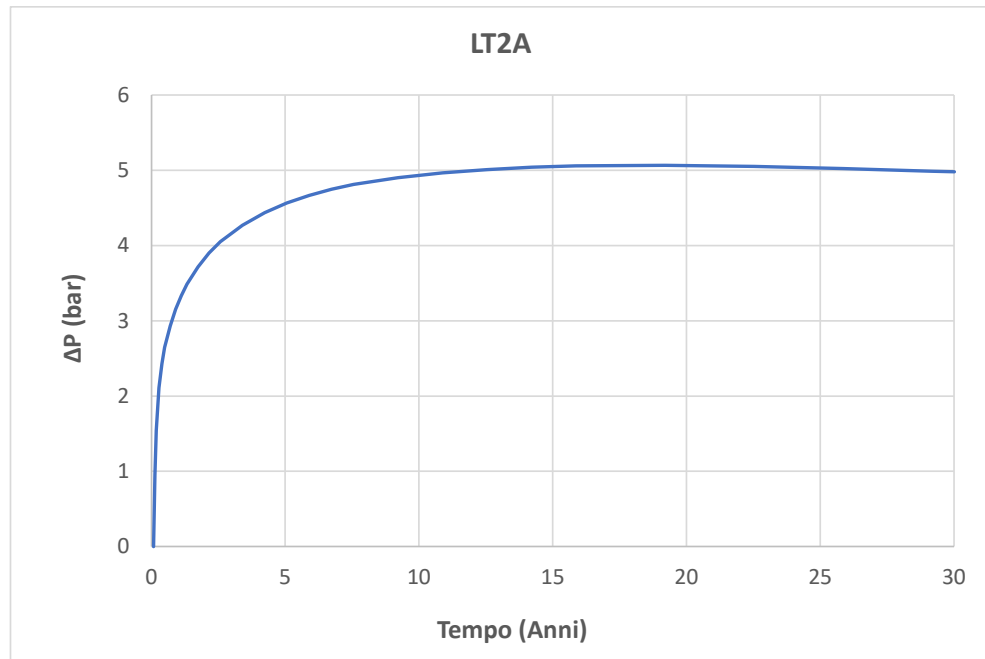


Figura 2.3.g *Andamento della pressione di lungo periodo generato dall'attività di coltivazione fino a 30 anni, simulata in una delle celle interessate dal tratto open-hole del pozzo reiniettivo verticale LT2A.*

I dati simulati sono dello stesso ordine di grandezza con i parametri di produttività ed iniettività dei pozzi geotermici LATERA 3D e LATERA 14 (Sabatelli & Mannari 1995), contigui alle aree delle nuove postazioni da realizzare LT1 e LT2, da cui si possono desumere un indice di produttività pari a 70 (t/h)/bar e un indice di iniettività pari a 70 (m³/h)/bar (si veda il Paragrafo 2.1 e la Tabella 2.1.a). Considerando una portata di progetto pari a 150 t/h per ogni singolo pozzo è perciò possibile attribuire una variazione iniziale di pressione (ΔP) di circa -2,1 bar e +2,2 bar.

Le variazioni di pressione simulate, risultano leggermente superiori in virtù del fatto che è stata assegnata una permeabilità bassa al serbatoio geotermico, al fine di ottenere una simulazione conservativa.

3 CONCLUSIONI

Le simulazioni condotte sono state finalizzate a valutare le variazioni termodinamiche del sistema geotermale del campo geotermico di Latera, a seguito dell'attività di coltivazione di fluidi caldi e reiniezione totale del fluido dal e nel reservoir geotermico. Le simulazioni sono basate su un modello concettuale di serbatoio geotermico, ipotizzato dai dati geologici e geofisici come descritto nel Progetto Definitivo.

La modellazione effettuata conferma, con buona approssimazione, la sostenibilità temporale della produzione per il tempo di progetto (30 anni), con portate di 150 t/h di acqua per ogni pozzo (tot 300 t/h), ad una temperatura di emungimento di serbatoio di circa 200-230 °C, e della simultanea reiniezione delle 300 t/h a temperature di 80 °C.

I risultati principali delle simulazioni, eseguite per un periodo di coltivazione della risorsa di 30 anni, possono essere così sintetizzati:

- nel dominio dei pozzi di produzione e dei pozzi di re-iniezione la coltivazione induce un regime transitorio, seguito da una condizione quasi-stazionaria;
- l'aumento di pressione massimo, registrato in corrispondenza di ogni pozzo (alla base della zona di re-iniezione) è pari a circa +5 bar e interessa solo un ridottissimo spazio alla base di ogni pozzo, in volumi molto piccoli;
- il decremento massimo si osserva in corrispondenza dei pozzi di produzione (alla base della zona di estrazione), è di circa -6 bar, in volumi estremamente piccoli;
- il campo termico non mostra sostanziali variazioni di temperatura nel dominio dei pozzi di emungimento, mentre si osserva una diminuzione della temperatura in un volume intorno alla base della zona di re-iniezione, variazioni tipiche delle zone di re-iniezione, in ragione dei fluidi più freddi apportati al sistema geotermale;
- non si evidenziano interazioni termodinamiche tra il dominio spaziale delle perturbazioni causate dall'emungimento e il dominio spaziale delle perturbazioni causate dalla reiniezione dei fluidi.

La coltivazione simulata comporta modesti disturbi di pressione sia in produzione (circa -6 bar) sia in reiniezione (circa +5 bar), a partire da condizioni di serbatoio pari rispettivamente a 150 bar e 130 bar, con conseguente variazione percentuale limitata. La modesta entità di tali disturbi non può essere causa di variazioni apprezzabili nello stato tensionale delle rocce del serbatoio. Inoltre, dalla simulazione emerge che la variazione di pressione che si verifica all'interno di volumi (quello relativo al dominio dei pozzi di emungimento e di re-iniezione rispettivamente) non interferisce tra il polo produttivo ed il polo reiniettivo.

4 BIBLIOGRAFIA

- Allegrini G., Sabatelli F. Cozzini M. (1989) – Thermodynamical analysis of the optimum exploitation of a water-dominated geothermal field with high gas content. Seminar on New Developments in Geothermal Energy – Ankara (Turkey) 22-25 May 1989
- Baldacci A., Dupont R. e Piemonte C., (1999) - Electricity generation from NCG (noncondensable gases) expansion in Latera geothermal plant, Latium, Italy - Bulletin d'Hydrogéologie No 17 (1999) Centre d'Hydrogéologie, Université de Neuchâtel – Editions Peter Lang
- Baldacci A., (2001). La centrale di Latera: compatibilità ambientale. In: La geotermia a Latera: ambiente e sviluppo. Latera, 16 ottobre 1999, 73-81.
- Barberi F., Buonasorte G., Cioni R., Fiordelisi A., Foresi L., Iaccarino S., Laurenzi M.A., Sbrana A., Vernia L., Villa I.M. (1994) – Plio-Pleistocene geological evolution of the geothermal area of Tuscany and Latium. Mem. Descr. Carta Geol. It., 49, 77-134.
- Barelli A., Corsi R., D'Offizi S., Lovari F., Manetti G., Rossi U. (1983) – Results of drilling exploration in the Latera geothermal area: utilization project of a water dominated reservoir. European Geothermal Update 29 November – 1 December 1983 - Munich
- Bertrami R., Cameli G.N., Lovari F., Rossi U. (1984) – Discovery of Latera Geothermal field: problems of exploration and research. Seminar on utilization of geothermal energy for electric power production and space heating.
- Buonasorte G., Fiordelisi A. Rossi U. (1987a) – Tectonic structures and geometric setting of the Vulsini Volcanic Complex. Per. Mineral., 56, pp123-136.
- Buonasorte G., Cataldi R., Ceccarelli A., Costantini A., D'Offizi S., Lazzarotto A., Ridolfi A., Baldi P., Barelli A., Bertini G., Bertrami R., Calamai A., Cameli G., Corsi R., D'Acquino C., Fiordelisi A., Ghezzi A., Lovari F. (1987b) – Ricerca ed esplorazione nell'area geotermica di Torre Alfina (Lazio-Umbria). Boll. Soc. Geol. It., 107, 265-337.
- Buonasorte G., Fiordelisi A., Pandeli E., Rossi U., Sollevanti F., (1987c). Stratigraphic correlations and structural setting of the pre-neoautochthonous sedimentary sequences of Northern Latium. Per. Mineral. 56, 111-122.
- Cavarretta G., Gianelli G., Scandiffio G., Tecce F., (1985). Evolution of Latera geothermal system II: Metamorphic, hydrothermal mineral assemblages and fluid chemistry. J. Volcanol. Geotherm. Res., 26, 337-364.
- Comune di Latera (2001) – Giornata di Studio "La Geotermia a Latera: Ambiente e Sviluppo". Latera 16 Ottobre 1999 Grancia di S. Pietro. Tipografie Ceccarelli Grotte di Castro (VT).
- Corsi R., Culivicchi G., Sabatelli F., (1985). Laboratory and field testing of calcium carbonate scale inhibitors. Symposium on Geothermal Energy, Hawaii. 1985.

- Corsi R., (1986). Scaling and Corrosion in geothermal equipment: problems and preventive measurements. *Geothermics*, 15/5.
- Corsi R., (1987). Engineering aspects of CaCO₃ and SiO₂ scaling. NATO course on "Geothermal Reservoir Engineering", Antalya, Turkey, July 1987.
- Dessau G., Duchi G., Stea B. (1972) - Geologia e depositi minerali nella zona dei Monti Romani - Moneti (comuni di Manciano e Capalbio - Grosseto e Ischia di Castro--- Viterbo). *Mem. Soc. Geol. It.*, 11, 217 - 260.
- Ebigbo A., Niederau J., Marquart G., Dini I., Thorwart M., Rabbel W., Peching R., Bertani R., Clauser C., (2016) - Influence of depth, temperature, and structure of a crustal heat source on the geothermal reservoirs of Tuscany: numerical modelling and sensitivity study. *Geothermal Energy* 4:5;
- ENEL (2017) - Progetto Realizzazione Centrale Geotermoelettrica "Nuova Latera" - Relazione Tecnica Di Progetto – Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale – Regione Lazio
- ENEL – MICA (1987) – Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali – Regione Lazio. Rapporto per Ministro Industria Commercio e Artigianato.
- ENEL (1983) – Project for the utilization of a high-temperature water-dominated geothermal reservoir: Latera back-pressure power plant. European Community Demonstration Projects for Energy saving and Alternative Energy Sources. ENEL Unità Nazionale Geotermica - Commission of the European Communities.
- Fournier R.O., (1973). The solubility of amorphous silica in water at high temperature and high pressures. *American Mineralogist*, vol 62, pp. 1052-1056, 1973;
- Funciello R., Salvini F., Wise D.U. (1984) - Deformational history of basement exposures along the Fiora River, Central Italy. *Boll. Soc. Geol. It.*, 103, 491 - 501.
- Gianelli G., Scandiffio G., (1989). The Latera geothermal system (Italy): chemical composition of the geothermal fluid and hypotheses on its origin. *Geothermics*, Vol. 18 447-463.
- Gunnarson S., Arnosson A., (1987). Amorphous silica solubility and Thermodynamic Properties of H₄SiO₄ in the range of 0-350° at Psat. *Geochimica et Cosmochimica Acta* Vol 64,13, July 1987.
- Klein C. W, (1995) – Management of fluid injection in geothermal wells to avoid silica scaling at low levels of silica oversaturation – Proceedings of the World Geothermal Congress, 1995 pp.2451-2456
- Michels D. E., (1981), CO₂ and Carbonate Chemistry Applied to Geothermal Engineering, Geothermal Reservoir Engineering Management Program, Earth and Science Division, Lawrence Berkley Laboratory, Report LBL-11509, pp 27
- Molli G., (2008) - Northern Apennines - Corsica orogenic system: an updated overview. In: Siegesmund, S., Fügenschuh, B., Froitzheim, N. (Eds.), *Tectonic aspects of the Alpine–Dinaride–Carpathian system*. *Geol. Soc., London, Spec. Publ.* 298, pp. 413–442.
- Parotto M., Praturlon A. (2004) - The southern Apennine arc. Special Volume of the Italian Geological Society for the IGC 32 Florence - 200, 34 - 58.
- Peccerillo A.,(2003) - Plio - Quaternary magmatism in Italy, *Episodes*, 26, 222 - 226.

- Romagnoli P., A. Arias, A. Barelli, M. Cei and M. Casini, (2010). "An updated numerical model of the Larderello-Travale geothermal system, Italy". *Geothermics*, 39(4), 292-313.
- Sabatelli F. & Mannari M. (1995) – Latera Development Update. World Geothermal Congress, Florence, Italy, May 18- 31, 1995. Proceedings, vol. 3, pp. 1785-1789.
- Tiberti M.M., Orlando L., Di Bucci D., Bernabini M., Parotto M. (2005) - Regional gravity anomaly map and crustal model of the Central - Southern Apennines (Italy). *Journal of Geodynamics*, 40, 73 - 91.
- Volpi G., Magri F., Colucci F., Fisher T., De Caro M., Crosta G.B. (2018) - Modeling Highly Buoyant Flows in the Castel Giorgio: Torre Alfina Deep Geothermal Reservoir. *Geofluids*, 2018, 19pp.