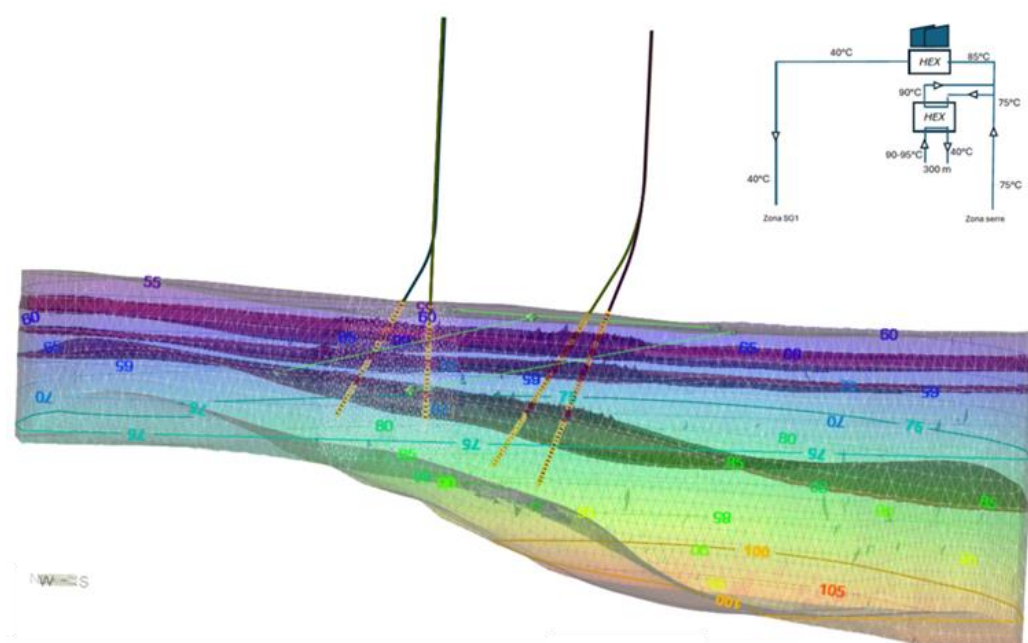


Permesso di Ricerca fluidi geotermici  
 “San Giovanni”, Ostellato (FE). *Modello  
 numerico di Serbatoio* (D.Lgs. 22/2010 e  
 Circolare MISE 20 luglio 2016)

Relazione



**FRI-ELGEO**

Report

February 2026

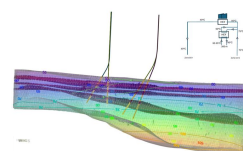
This report has been prepared under the DHI Business Management System  
certified by Bureau Veritas to comply with ISO 9001 (Quality Management)



# Permesso di Ricerca fluidi geotermici “San Giovanni”, Ostellato (FE). *Modello numerico di Serbatoio* (D.Lgs. 22/2010 e Circolare MISE 20 luglio 2016)

## Relazione

Client FRI-EL GEOPOWER S.r.l.  
 Client Representative: PhD. Andrea Marchetti, ing. Matthias Scheuber



*Comprehensive deep geological model*

|                    |                     |
|--------------------|---------------------|
| Project manager    | Marco Bersano Begey |
| Quality supervisor | Andrea Crosta       |
| Author             | Marco Bersano Begey |

|                         |                   |
|-------------------------|-------------------|
| Project code - document | 22805154-02-00101 |
| Approval date           | 27/02/2026        |
| Revision                | Final 1.1         |
| Classification          | Limited           |



## INDICE

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1</b>  | <b>Premessa .....</b>  | <b>1</b>  |
| <b>2</b>  | <b>Descrizione delle attività.....</b>   | <b>2</b>  |
| <b>3</b>  | <b>Codice di calcolo utilizzato.....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>4</b>  | <b>Inquadramento geologico e stratigrafico di riferimento per<br/>l'implementazione del modello.....</b>                     | <b>5</b>  |
| <b>5</b>  | <b>Schema stratigrafico di dettaglio e costruzione della griglia di calcolo.....</b>   | <b>7</b>  |
| <b>6</b>  | <b>Parametri idraulici e termici.....</b>  | <b>9</b>  |
| 6.1       | Parametrizzazione del mezzo acquifero (livelli stratigrafici / target reservoirs) .....                                      | 9         |
| 6.2       | Parametrizzazione termo-viscosa del fluido .....   | 10        |
| <b>7</b>  | <b>Implementazione del modello statico .....</b>   | <b>11</b> |
| <b>8</b>  | <b>Modello geotermico dinamico (condizioni operative).....</b>   | <b>13</b> |
| 8.1       | Scenario A.....  | 15        |
| 8.1.1     | Scenario A1 - Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2-3).....   | 16        |
| 8.1.2     | Scenario A2 - Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2-3) e A2-e1 (Lobo 4).....  | 21        |
| 8.2       | Scenario B.....  | 27        |
| 8.2.1     | Scenario B1 - Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2-3).....   | 27        |
| 8.2.2     | Scenario B2 - Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2-3) e A2-e1 (Lobo 4).....  | 33        |
| 8.3       | Scenario C .....   | 37        |
| 8.3.1     | Scenario C1 - Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2-3).....   | 38        |
| 8.3.2     | Scenario C2 - Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2-3) e A2-e1 (Lobo 4).....  | 43        |
| <b>9</b>  | <b>Bilancio energetico del reservoir geotermico: valutazione dell'Heat in Place<br/>e dell'energia totale scambiata.....</b> | <b>48</b> |
| <b>10</b> | <b>Valutazioni comparative degli scenari analizzati e conclusioni.....</b>   | <b>52</b> |



# 1 Premessa

Nell'area del Permesso di Ricerca "San Giovanni" è attualmente in fase di studio un impianto geotermico costituito da sezioni distinte di produzione e stoccaggio ATES, nel Comune di Ostellato (FE).

Per tale impianto è stato sviluppato, con il contributo degli scriventi, uno studio modellistico che ha individuato come soluzione preferenziale per la sezione di produzione un sistema composto da quattro pozzi, verticali e/o orientati, realizzati a partire da due stazioni di perforazione localizzate nelle aree "Serre" e "Pozzo San Giovanni" (Figura 1), rispettivamente destinate al prelievo e alla reimmissione del fluido geotermico.

Con riferimento alla sezione di prelievo e reiniezione del fluido dal serbatoio, costituito da torbiditi medio-distali comprese tra circa 1700 e 2400 m di profondità, è attualmente in corso, da parte di FRI-EL, la predisposizione della documentazione tecnica finalizzata al "Riconoscimento del carattere nazionale o locale delle risorse geotermiche" ai sensi del D.Lgs. 22/2010.

In tale contesto, e facendo riferimento ai contenuti tecnici dell'istanza definiti dalla Circolare MISE del 20 luglio 2016, la presente offerta riguarda lo sviluppo delle attività indicate al punto 4 della stessa Circolare, ovvero:

**Modello di serbatoio.** ... predisposizione di un modello dettagliato del serbatoio, che consenta di valutare il comportamento della struttura in scenari produttivi plausibili e da cui emergano, nell'arco della vita utile dell'impianto, le variazioni di pressione e temperatura nell'ambito del serbatoio, nonché eventuali interferenze con altri sistemi geotermici limitrofi. Sono richiesti dati di porosità e permeabilità del serbatoio.



Figura 1 – Localizzazione poli di estrazione (area "Serre") e di reiniezione (Area "San Giovanni")

## 2 Descrizione delle attività

Il “Modello di Serbatoio” in coerenza con quanto definito dalla Circolare MISE 2016, si basa sull’implementazione di un modello numerico di simulazione in condizioni statiche e nella fase di sfruttamento .

Obiettivo specifico dell’attività è stato lo sviluppo di un modello numerico termo-idraulico del serbatoio geotermico finalizzato alla simulazione del comportamento del sistema in condizioni di esercizio pluriennale, con orizzonte temporale di riferimento pari a 30 anni.

L’attività ha riguardato la valutazione comparativa di differenti scenari stratigrafici di reservoir sfruttato e di diverse configurazioni geometriche dei pozzi di produzione e reiniezione, con le seguenti finalità:

- analisi dell’evoluzione del campo termico e verifica dell’assenza di fenomeni di thermal breakthrough;
- valutazione della distribuzione del carico idraulico e delle sovrappressioni ai poli di reiniezione;
- analisi dell’interferenza idraulica tra pozzi e dell’influenza dell’orientazione dei tratti drenanti;
- stima delle portate sostenibili e del potenziale di scambio termico complessivo.

I parametri caratterizzati da maggiore sensibilità ai fini delle simulazioni — in particolare la conducibilità idraulica — sono stati considerati in termini probabilistici, facendo riferimento ai percentili P50 e P90. Il valore P50 rappresenta la stima mediana/attesa del parametro, mentre il P90 costituisce una condizione cautelativa (*worst case*), utile a inquadrare la risposta del sistema nell’intervallo di variabilità dei dati disponibili, e supportare le valutazioni di ottimizzazione preliminare dell’assetto dei pozzi.

Il modello acquisisce elementi tecnici dalle simulazioni condotte nella precedente fase di studio, ma si basa su una nuova schematizzazione concettuale e parametrica, rappresentata tramite tematismi vettoriali nell’ambiente sw LEAPFROG (SEEUENT) direttamente interfacciabile con il sistema modellistico FEFLOW (DHI) utilizzato per le simulazioni.

Nel dettaglio sono state condotte le attività descritte nei punti a seguire.

### A) Acquisizione ed elaborazione dei dati di base

L’attività ha previsto la raccolta e l’elaborazione dei dati geologici, petrofisici e termici necessari alla parametrizzazione del modello numerico del reservoir, forniti dalla Committente e derivanti dal modello geologico concettuale in ambiente LEAPFROG e dalle valutazioni tecniche preliminari sull’esercizio dell’impianto (rif. Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1).

In particolare sono stati utilizzati:

- modello strutturale e stratigrafico tridimensionale dei livelli target di prelievo e reiniezione;
- campi di permeabilità, porosità ed elastic storage per la modellazione del flusso;
- parametri termofisici dei litotipi (conducibilità e capacità termica volumetrica);
- distribuzione di temperatura e pressione in condizioni statiche;
- vincoli tecnici di esercizio (temperature e pressioni di reiniezione ammissibili, obiettivi energetici).



#### B) Attività di implementazione modello geotermico statico di dettaglio reservoir target

È stato sviluppato un modello numerico termo-idraulico tridimensionale del reservoir target, trattato come sistema idraulicamente confinato e connesso agli strati superiori e inferiori esclusivamente per conduzione termica.

Il modello è stato costruito mediante griglie di calcolo destrutturate, adattate alla geometria stratigrafica e all'assetto dei pozzi, con raffinamento locale in corrispondenza dei tratti drenanti.

La calibrazione in condizioni statiche è stata eseguita sul gradiente termico sperimentale e sul flusso geotermico profondo, al fine di riprodurre il campo di temperatura di equilibrio antecedente l'esercizio (condizione ante-operam).

#### C) Simulazione e ottimizzazione scenari operativi di impianto

Sulla base del modello statico sono state condotte simulazioni in regime transitorio su orizzonte trentennale, finalizzate al confronto tra:

- differenti scenari stratigrafici di reservoir intercettato;
- diverse configurazioni geometriche dei pozzi di produzione e reiniezione;
- condizioni parametriche medie (P50) e cautelative (P90).

Le simulazioni hanno consentito di valutare:

- evoluzione del campo termico e verifica del rischio di thermal breakthrough;
- distribuzione del carico idraulico;
- interferenza pressoria tra poli;
- portate sostenibili e potenza termica estraibile.

I risultati sono stati sintetizzati mediante indicatori energetici e idraulici oggettivi (temperature ai pozzi, head di produzione e reiniezione, potenza termica prodotta), costituendo la base per le valutazioni comparative e le conclusioni riportate nei capitoli successivi.

## 3 Codice di calcolo utilizzato

Le simulazioni sono state eseguite principalmente mediante il codice di calcolo FEFLOW FMH3 (DHI-WASY), nella versione corrente 11.0 (2026).

FEFLOW (Finite Element Subsurface FLOW System) è un software dedicato alla simulazione del flusso di acque sotterranee, del trasporto di massa e del trasporto di calore in mezzi porosi e fratturati. Il programma utilizza il metodo degli elementi finiti per la risoluzione delle equazioni di moto delle acque sotterranee in condizioni sature e insature, nonché delle equazioni di trasporto di massa e calore, includendo gli effetti della densità del fluido, viscosità dinamica, e la cinetica di reazioni multicomponente.

Il codice è stato originariamente sviluppato (1979–1990) presso l'Institute of Mechanics of the German Academy of Sciences di Berlino, successivamente dalla società WASY, ed è oggetto di aggiornamento continuo dal 2007 da parte del team internazionale DHI, fino all'attuale versione 10.0 (2025).

Per applicazioni specifiche di simulazione di sistemi geotermici a media temperatura, in particolare per impianti geotermici a prevalenza liquida (Liquid Dominated Geothermal Plants), FEFLOW è considerato uno standard internazionale e uno strumento tecnico ottimale, in quanto

integra funzionalità essenziali dedicate a tale tipologia di applicazioni. In particolare, il software consente:

- Discretizzazione del dominio di simulazione mediante mesh a elementi finiti, con griglie parzialmente o totalmente destrutturate, che permettono la modellazione ad alto dettaglio di strutture complesse ed eterogeneità su larga scala nei serbatoi geotermici profondi (faglie, superfici di sovrascorrimento, pieghe, pozzi direzionati di estrazione e reiniezione indipendentemente da traiettoria e orientamento).

- Modellazione geologica inversa integrata.

- Inserimento e modifica di strutture con remeshing della griglia originaria (funzioni di mesh repair), che consentono una rapida implementazione di differenti modelli geologici e traiettorie di pozzo, risultando uno strumento critico per approcci statistici alla valutazione delle risorse geotermiche profonde grazie alla possibilità di testare un elevato numero di configurazioni probabili di reservoir.

- Risoluzione del trasporto di massa e calore in miscele fluide multicomponente.

- Simulazione di flusso a densità variabile, con dipendenza della densità da temperatura e concentrazione di massa (moto convettivo dipendente dalla densità).

- Simulazione di flusso a viscosità variabile, con dipendenza della viscosità da temperatura e concentrazione di massa.

- Convergenza numerica stabile e rapidità di calcolo\*\*, mediante:

  - computazione parallelizzata,

  - solver lineari e paralleli,

  - parallelizzazione su GPU,

  - calcolo ad alte prestazioni su cloud (opzione "DHI Cloud").

- Modellazione idro-geochimica integrata degli equilibri chimici e dei fenomeni di precipitazione tramite plugin piChem (accoppiamento con USGS-PHREEQC).

- Modellazione geomeccanica integrata tramite plugin piHMC (processi idro-meccanici accoppiati), che consente la simulazione del campo di sforzo e in particolare di:

  - variazioni dei carichi efficaci in funzione della pressione idrostatica e delle sue variazioni in condizioni operative (estrazione e reiniezione),

  - deformazioni superficiali e profonde del terreno (analisi di subsidenza),

  - riduzione di permeabilità e porosità per compattazione ed espulsione dei fluidi.

- Simulazione integrata di flusso, trasporto di massa e calore all'interno dei pozzi di estrazione e reiniezione (simulazioni termo-aline).

- Simulazione personalizzabile di scambiatori di calore mediante modulo BHE (Borehole Heat Exchanger) integrato.

- Simulazione dello scambio termico d'impianto tramite condizione al contorno dedicata, con possibilità di:

  - assegnazione del differenziale di temperatura ( $\Delta T$ ) tra sistemi di estrazione e reiniezione,

  - assegnazione della potenza termica scambiata ( $P$ ) a livello d'impianto.

- Capacità di open programming, che consente l'automazione efficiente dei flussi di lavoro di modellazione.
- Simulazione dell'estrazione di salamoie e del recupero del litio tramite modulo Mike Mine Lithium.
- Funzionalità avanzate di analisi di sensitività e ottimizzazione del modello, che permettono:
  - la valutazione dell'influenza dei parametri chiave sul comportamento del sistema geotermico,
  - l'ottimizzazione del design produttivo e delle strategie operative.

Nelle versioni più recenti è stata inoltre integrata una nuova funzionalità basata su Equazioni di Stato (EOS – Equation of State), finalizzata al miglioramento dell'accuratezza nei calcoli energetici geotermici. Tale implementazione consente una modellazione più realistica delle proprietà dei fluidi in condizioni geotermiche variabili. Gli aspetti principali includono:

- Calcolo non lineare di densità e viscosità del fluido: la densità può essere espressa come funzione non lineare di concentrazione, temperatura e pressione. Densità e viscosità vengono calcolate direttamente nei nodi locali della mesh agli elementi finiti, migliorando l'accuratezza numerica. L'implementazione supporta intervalli di temperatura compresi tra 0 e 300 °C, concentrazioni tra 0 e 300 g/l e pressioni fino a 100 MPa (1000 bar).
- Temperatura relativa all'ebollizione: introduzione di un nuovo parametro ausiliario che calcola la differenza tra la temperatura locale e il punto di ebollizione dipendente dalla pressione, utile per individuare regioni potenzialmente soggette a cambiamenti di fase.
- Configurazione delle Equazioni di Stato: presenza di una pagina dedicata nelle impostazioni del problema che consente il controllo delle leggi di dipendenza di densità e viscosità da concentrazione, temperatura e pressione, permettendo la personalizzazione delle simulazioni geotermiche.

Tale insieme integrato di strumenti conferma FEFLOW come uno dei software di riferimento a livello internazionale per la modellazione numerica avanzata dei sistemi geotermici e per l'ottimizzazione delle prestazioni di esercizio.

## 4 Inquadramento geologico e stratigrafico di riferimento per l'implementazione del modello

Il sottosuolo dell'area di Ostellato (Ferrara), fino a una profondità di circa 2300 m, è costituito da un sistema multi-acquifero complesso, caratterizzato dalla successione di depositi deltizi e torbiditici intercalati da livelli a bassa permeabilità (aquitard) che regolano il flusso dei fluidi e la compartimentazione idraulica.

Dal punto di vista stratigrafico, la sequenza risulta composta, dal basso verso l'alto, da:

- Depositi di piana deltizia e fronte deltizio (Plio-Pleistocene), rappresentativi di ambienti sedimentari influenzati da dinamiche fluviali e costiere.
- Sequenze torbiditiche (Pliocene superiore – Pleistocene inferiore), indicative di sedimentazione episodica in ambiente marino profondo, generalmente associata a eventi deposizionali rapidi connessi a variazioni del livello del mare e attività tettonica.

Tali depositi appartengono al bacino di avantfossa dell'Appennino settentrionale, nel quale la sedimentazione è stata controllata dall'interazione tra la subsidenza della Pianura Padana e l'apporto sedimentario proveniente dalla catena appenninica.

Dal punto di vista idrogeologico, la successione è caratterizzata dall'alternanza di livelli permeabili a funzione acquifera e livelli a minore permeabilità con funzione di aquitard, configurando un sistema multilayer costituito da unità idrauliche tra loro distinte.

All'interno del complesso torbiditico profondo, tali unità sono organizzate in corpi sabbiosi lenticolari ("lobi") a differente continuità laterale e spessore, separati da intercalazioni più fini a comportamento di aquitard. I lobi acquiferi più profondi, ospitati prevalentemente in sabbie e silti torbiditiche, risultano in larga misura idraulicamente compartimentati dalla presenza di livelli argillosi, che limitano gli scambi verticali di fluido e contribuiscono alla definizione di un sistema confinato multilivello..

L'inquadramento geologico, idrogeologico e geotermico di dettaglio è riportato nella documentazione tecnica specialistica predisposta dai consulenti incaricati (cfr. Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1), alla quale si rimanda per gli approfondimenti specifici.

Nel seguito si riporta esclusivamente una sintesi della successione stratigrafica e dei principali livelli acquiferi, con relativa codifica, ai fini del presente inquadramento modellistico. In tale schema è evidenziato il reservoir target individuato per lo sfruttamento geotermico, costituito in particolare da:

#### **Unità Acquifere A3-a / A3-b / A2-e: reservoir di riferimento per i doppietti di produzione.**

Il progetto complessivo prevede stoccaggio stagionale ATES nell'ambito del reservoir Unità Acquifera A1-a, non oggetto del modello di serbatoio nel presente report.

Table 1 – Modello idrostratigrafico complessivo (rif. Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1 per dettagli) – in azzurro i livelli acquiferi. Viene evidenziato il reservoir inferiore, target di riferimento per i doppietti di produzione, oggetto del presente "modello di serbatoio"

| Volumes  | Surfaces - Depth  | Depositional Environment  |
|--|---|---|
| Aquifer Unit A0-a (shallow aquifers)                                     | Ground level - 185 m  | Delta Plain – Delta Front – Shallow aquifers with predominantly brackish water – Possible presence of shallow wells.    |
| Aquitard Unit A0-b   | 185 m - 200 m   |   |
| Aquifer Unit A1-a  | 200 m - 360 m   | Delta Front (predominantly sandy facies – delta front sandy sheets)   |
| Aquitard Unit A1-b   | 360 m - Base of Sequence Q3 (~895 m)                            | Prodelta (predominantly fine silty-clayey facies with possible sandy intervals)   |
| Aquifer Unit A2-a  | Base of Sequence Q3 (~895 m - 1170 m)                           | Medium-proximal turbidites with predominant multi-meter sandy sheets compared to fine silty-clayey facies               |
| Aquitard Unit A2-b   | 1170 m - 1330 m   | Distal turbidites – Epibathyal with predominantly fine facies   |
| Aquifer Unit A2-c  | Base of Sequence (Q2-b 1330 m - 1450 m)                         | Medium-proximal turbidites with predominant multi-meter sandy sheets compared to fine silty-clayey facies               |
| Aquitard Unit A2-d   | ~1450 m - ~1570 m   | Epibathyal  |
| Aquifer Unit A2-e<br><i>target reservoir (production doublets)</i>       | 1570 m - Base of Sequence Q2-a (~1770 m)                        | Medium-proximal turbidites with predominant multi-meter sandy sheets (quartz sand) compared to fine silty-clayey facies |
| Aquitard Unit A2-f   | Base of Sequence Q2-a (~1770 m) - Base of Sequence P7 (1865 m)  | Epibathyal  |
| Aquifer Unit A3-a, A3-b<br><i>target reservoir (production doublets)</i> | Base of Sequence P7 (1865 m) - Base of Sequence PL3-b (~2240 m) | Medium-proximal turbidites with predominant multi-meter sandy sheets compared to fine silty-clayey facies               |

Per la specifica area, la sequenza, con indicazione degli acquiferi target di riferimento è rappresentata nello schema 3D in Figura 2.

Per la costruzione del modello di serbatoio, è stata resa disponibile una caratterizzazione di dettaglio delle unità target, con ulteriori distinzioni interne stratigrafiche e di parametrizzazione geotermica, di riferimento per il “modello di serbatoio”, come riportato nei successivi paragrafi (rif. sezioni in Figura 3, Figura 4).

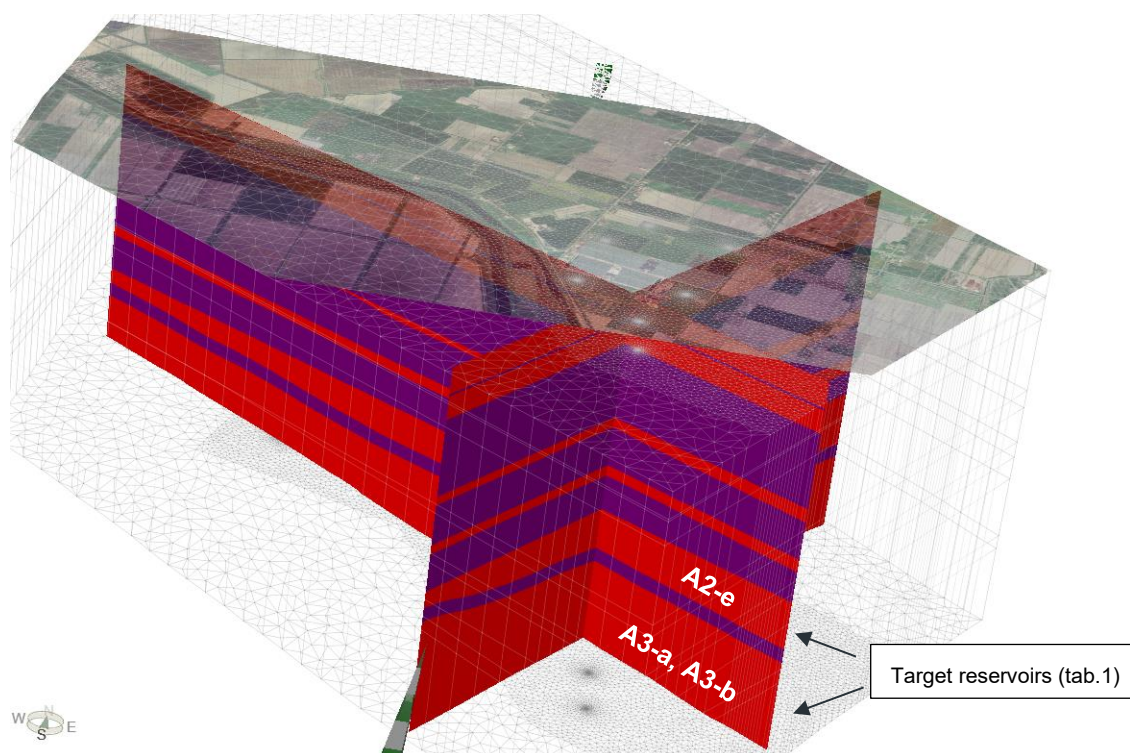


Figura 2 – Schema stratigrafico complessivo: livelli acquiferi reservoirs in rosso, acquitardi/ acquicludi in viola. Classificazione stratigrafica di dettaglio dei target reservoir nella sezione di Figura 3, Figura 4

## 5 Schema stratigrafico di dettaglio e costruzione della griglia di calcolo

Come descritto nella Relazione Mineraria e Geotermica (Elab. A.GEN.1) a cui si rimanda integralmente per il dettaglio, lo schema stratigrafico complessivo è stato sviluppato con l'inserimento di ulteriori compartimentazioni nell'ambito del target reservoir A3 (“Lobi” 1÷3, aq. A3a-b1-b2), da cui la struttura multilayer riportata nelle successive Figura 3 e Figura 4.

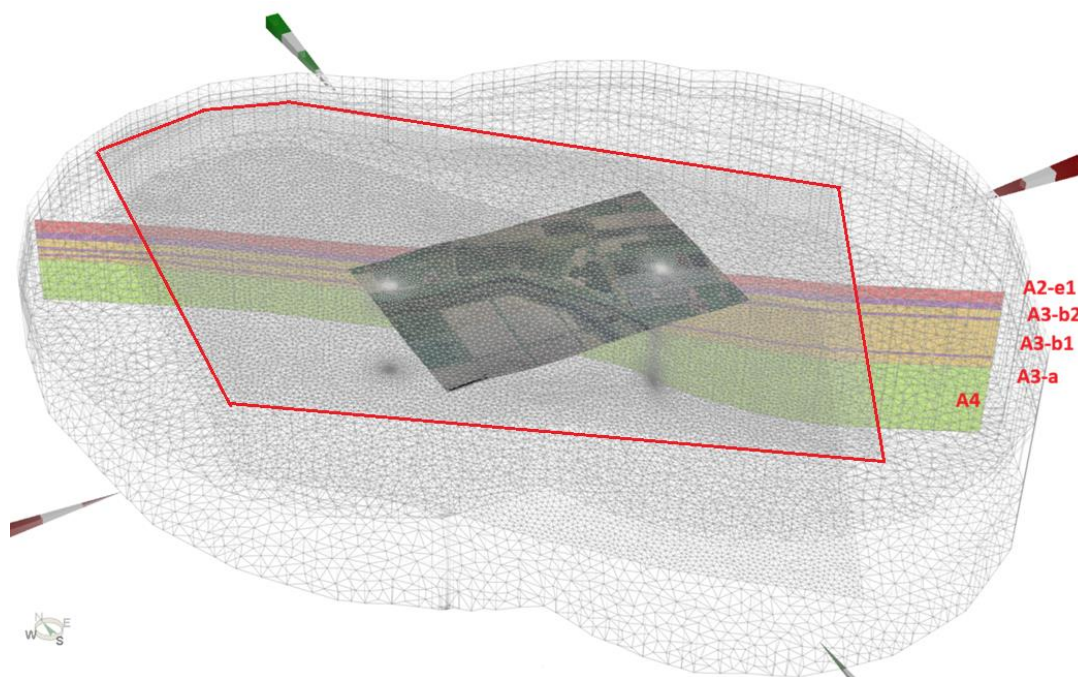
E' stato inoltre inserito a partire da base A3, ulteriore layer acquifero profondo, A4, costituito da torbiditi medio-distali con sheet sabbiosi. Si tratta per quest'ultimo di un livello inserito nel modello statico ma al momento non considerato negli scenari dinamici di prelievo e reiniezione, in relazione alla probabile minore permeabilità e continuità degli sheet sabbiosi.

In Figura 3 è riportato il dominio di calcolo del modello numerico. Il poligono rosso in superficie individua l'area di ricostruzione diretta del modello stratigrafico, ottenuta dall'interpretazione dei dati disponibili. A partire da tale area, l'assetto stratigrafico è stato successivamente esteso a un

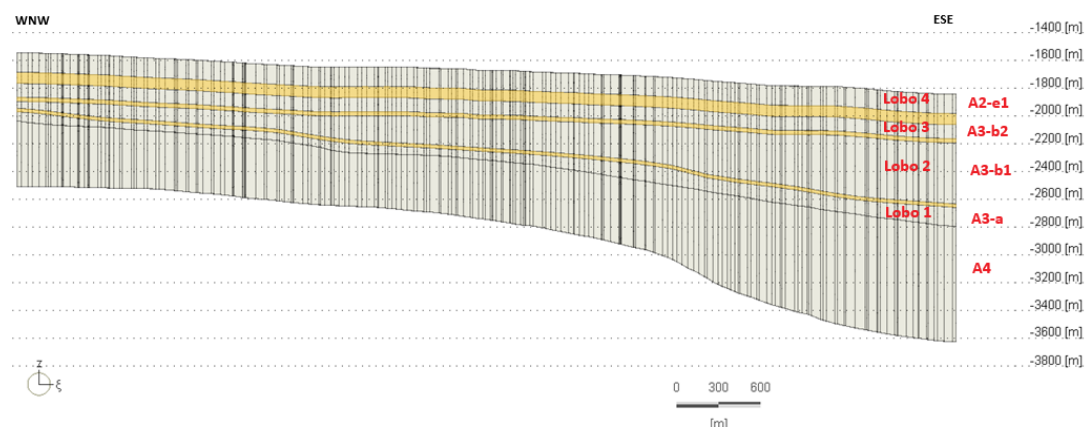


dominio più ampio mediante l'introduzione di un buffer con raggio di circa 3500 m rispetto ai punti di perforazione GH e SG.

Tale estensione è stata adottata per finalità tecnico-modellistiche, al fine di rappresentare un campo di pressioni sufficientemente esteso nell'intorno dei pozzi geotermici e di collocare le condizioni al contorno a distanza adeguata, riducendone l'influenza sui risultati del modello dinamico ed evitando effetti di vincolo artificiale dovuti a limiti troppo prossimi all'area di interesse.



**Figura 3** Dominio di modello 3D. Dettaglio stratigrafico delle unità "target reservoir" e degli acquitardi (livelli in viola). La delimitazione in rosso si riferisce al settore di modellazione geologico-stratigrafica.



**Figura 4** Schematizzazione stratigrafica e nomenclatura di riferimento delle unità "target reservoir" (sezione da Figura 3, limitatamente all'area di modellazione geologico-stratigrafica)

## 6 Parametri idraulici e termici

I parametri idraulici e termici per l'implementazione del modello sono stati forniti agli scriventi sulla base dell'elaborazione dei dati di prova riportata nella Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1.

In particolare, i parametri di permeabilità e conducibilità del serbatoio geotermico derivano dalle analisi condotte sui pozzi offset ubicati nei settori limitrofi al Permesso di Ricerca "San Giovanni", come documentato nella citata Relazione, e si basano su dati provenienti da prove di laboratorio su carote, da test di produzione (gas) e da fonti bibliografiche di riferimento.

### 6.1 Parametrizzazione del mezzo acquifero (livelli stratigrafici / target reservoirs)

I parametri idraulici e termofisici derivanti dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1, sono riportati nella seguente Tabella 1.

I parametri caratterizzati da maggiore sensibilità ai fini delle simulazioni — in particolare la conducibilità idraulica — sono stati considerati in termini probabilistici, facendo riferimento ai percentili P50 e P90.

Il valore P50 rappresenta la stima mediana/attesa del parametro, mentre il P90 costituisce una condizione cautelativa (worst case tecnico), utile a inquadrare la risposta del sistema nell'intervallo di variabilità dei dati disponibili.

Nelle simulazioni di trasporto di calore e di massa è stata adottata, quale parametro di riferimento, la porosità mobile (nm), introdotta in fase di modellazione come stima del volume poroso effettivamente interessato dal moto del fluido.

Tale scelta è motivata dall'esigenza di rappresentare in modo più realistico i fenomeni di advezione e mixing all'interno del reservoir, evitando la sovrastima dei volumi dinamicamente coinvolti che deriverebbe dall'utilizzo della porosità drenabile totale (ne). La porosità mobile assume pertanto un significato operativo legato alla porzione di pori idraulicamente connessi e attivi nel trasporto.

Tabella 1 – Parametri di riferimento per la modellizzazione statica e dinamica (rif. Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1)

| A | Parametri idrodinamici e geotermici       | symbol | units  | A4        | A3-a<br>(lobo 1) | A3-b1/b2<br>(lobi 2-3) | A2-e1<br>(lobo 4) |
|---|---|--------|--------|-----------|------------------|------------------------|-------------------|
|   |   |        |        |           |                  |                        |                   |
|   | Conducibilità idraulica orizzontale (P50) | Kh     | m/s    | 6.1E-7    | 9.1E-7           | 1.9E-6                 | 6.9E-6            |
|   | Conducibilità idraulica verticale (P50)   | Kv     | m/s    | 6.1E-8    | 9.1E-8           | 1.9E-7                 | 6.9E-7            |
|   | Conducibilità idraulica orizzontale (P90) | Kh     | m/s    | 4.8E-7    | 6.7E-7           | 8.7E-7                 | 1.7E-6            |
|   | Conducibilità idraulica verticale (P90)   | Kv     | m/s    | 4.8E-8    | 6.7E-8           | 8.7E-8                 | 1.7E-7            |
|   | Drain fillable porosity                   | ne     | [-]    | 0.2       | 0.21             | 0.25                   | 0.24              |
|   | Mobile porosity                           | nm     | [-]    | 0.12      | 0.12             | 0.15                   | 0.15              |
|   | Specific Storage (compressibility)        | Ss     | 1/m    | 1e-5      | 1e-5             | 1e-5                   | 1e-5              |
|   | Gradiente idraulico                       | i      | [-]    | 0         | 0                | 0                      | 0                 |
|   | Temperature profile (H vs. T)             | T      | m, T°C | 0.022 (*) | 0.022 (*)        | 0.022 (*)              | 0.022 (*)         |
|   | Local heat baseflow                       | HF     | mW/m2  | 55        | 55               | 55                     | 55                |

|          |   |                 |                     |        |        |        |        |
|----------|---|-----------------|---------------------|--------|--------|--------|--------|
|          | Dispersività termica longitudinale                | $\alpha T$      | m                   | 10     | 10     | 10     | 10     |
|          | Dispersività termica trasversale                  | $\alpha L$      | m                   | 1      | 1      | 1      | 1      |
|          |   |                 |                     |        |        |        |        |
| <b>B</b> | <b>Parametri termofisici dell'acquifero</b>       |                 |                     |        |        |        |        |
|          | Conducibilità termica della matrice solida        | $\lambda$ (s)   | J/m/s/K             | 2.4    | 2.4    | 2.4    | 2.4    |
|          | Capacità termica volumetrica della matrice solida | $C_v$ (s)       | J/m <sup>3</sup> /K | 2.2E+6 | 2.2E+6 | 2.2E+6 | 2.2E+6 |
|          | Conducibilità termica del fluido                  | $\lambda$ (f)   | J/m/s/K             | 0.61   | 0.61   | 0.61   | 0.61   |
|          | Capacità termica volumetrica del fluido           | $C_v$ (f)       | J/m <sup>3</sup> /K | 4.0E+6 | 4.0E+6 | 4.0E+6 | 4.0E+6 |
|          | Densità del fluido                                | w- $\rho$       | kg/m <sup>3</sup>   | 1045   | 1045   | 1045   | 1040   |
|          |   |                 |                     |        |        |        |        |
| <b>C</b> | <b>System operating parameters</b>                |                 |                     |        |        |        |        |
|          | Temperatura fluido in reiniezione                 | $T_{min}$ (out) | °C                  | -      | 35     | 35     | 35     |

(\*) non lineare, rif. Figura 5

## 6.2 Parametrizzazione termo-viscosa del fluido

Nel modello termo-idrogeologico è stata attivata la dipendenza della viscosità dinamica del fluido dalla temperatura, mediante la formulazione relativa implementata in FEFLOW. La viscosità  $\mu$  viene aggiornata in ciascun passo di calcolo come funzione della temperatura locale  $T$ , rispetto a un valore di riferimento  $\mu_0$  definito alla temperatura di riferimento  $T_0$ . Quest'ultima è stata assunta pari a 65 °C, corrispondente alla temperatura media dell'intervallo di profondità impegnato dai pozzi. In tal modo si mantiene costante la conducibilità idraulica del mezzo poroso quale proprietà intrinseca del reservoir, attribuendo le variazioni di mobilità esclusivamente alle proprietà del fluido.

La variazione relativa della viscosità è espressa secondo la correlazione polinomiale adottata dal codice, nella forma:

$$\frac{\mu(T)}{\mu_0} = \frac{1 + 0.7063 \zeta_0 - 0.04832 \zeta_0^3}{1 + 0.7063 \zeta - 0.04832 \zeta^3}$$

Con

$$\zeta = \frac{T - 150}{100}, \quad \zeta_0 = \frac{T_0 - 150}{100}$$

dove  $T$  e  $T_0$  sono espressi in °C.

La formulazione consente di rappresentare la riduzione della viscosità all'aumentare della temperatura e il conseguente incremento della mobilità del fluido nel reservoir, con effetti diretti sui gradienti di pressione necessari a sostenere le portate di estrazione e reiniezione nell'intervallo termico di esercizio.

La densità del fluido è stata invece assunta costante, in quanto la salinità risulta uniforme nel sistema e le variazioni termo-dipendenti attese sono di entità secondaria rispetto agli obiettivi della modellazione.



## 7 Implementazione del modello statico

Il modello termico statico è stato implementato sulla base del profilo verticale di temperatura derivato dai dati del pozzo San Giovanni e dei pozzi offset, come elaborati e riportati nella Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1, alla quale si rimanda per il dettaglio metodologico e interpretativo.

Come da Figura 5, il profilo termico evidenzia una lieve deviazione dalla linearità del gradiente geotermico tra ~1700 e 2750 m. Considerata l'assenza di una circolazione significativa gradient-driven, l'andamento è attribuibile prevalentemente a un regime conduttivo controllato dall'eterogeneità termo-litologica della successione torbiditica e dalla presenza di acquitardi. La subsidenza e il seppellimento progressivo dei depositi possono inoltre generare componenti termiche transitorie e locali scostamenti dall'equilibrio stazionario, contribuendo alla curvatura osservata senza implicare circolazioni fluide attuali.

L'inizializzazione del campo termico del modello è stata effettuata mediante assegnazione diretta delle temperature ai nodi sulla base della relazione empirica  $T-z$ . In particolare, per ciascun nodo (e relativi elementi di spessore) la temperatura è stata attribuita in funzione della profondità secondo la curva esponenziale interpolante i dati misurati (rif. medesima Figura 5), in modo da riprodurre nel volume di calcolo il campo termico statico osservato e le sue eventuali non linearità.

Tale approccio è stato ritenuto preferibile rispetto all'implementazione di un modello termico puramente conduttivo basato esclusivamente sul flusso di calore (heat-flow) e su proprietà termiche medie, indipendente dalle temperature misurate. L'assegnazione nodale consente infatti di vincolare il modello allo stato termico reale del reservoir, includendo implicitamente gli effetti combinati di eterogeneità litologica, contrasti di conducibilità e possibili componenti transitorie legate alla storia di seppellimento, che un'impostazione teorica stazionaria potrebbe non rappresentare adeguatamente.

Ai limiti superiore e inferiore del dominio sono state applicate condizioni al contorno di flusso termico costante (heat-flow entrante/uscente pari a  $55 \text{ mW m}^{-2}$ ), al fine di garantire la coerenza fisica del sistema e la possibilità di un riequilibrio conduttivo di lungo periodo. Tuttavia, nel contesto di modello considerato, limitato a uno scenario operativo trentennale, tali condizioni risultano sostanzialmente ininfluenti sull'evoluzione del campo termico interno, poiché i tempi caratteristici della diffusione conduttiva su scala chilometrica sono significativamente superiori all'orizzonte temporale di simulazione.

Ne consegue che l'evoluzione termica modellata riflette principalmente le perturbazioni indotte dall'esercizio dell'impianto a partire da uno stato iniziale calibrato sui dati sperimentali, mentre i contributi di riequilibrio conduttivo regionale restano trascurabili nel periodo analizzato.

Il modello termico statico è riportato in Figura 6. Nello specifico è riferito a una mesh del modello stratigrafico destrutturata, costituita da circa 1.84 milioni di elementi tetraedrici. I differenti scenari di configurazione dei pozzi successivamente analizzati in condizioni dinamiche richiedono peraltro il remeshing completo del modello, da cui la reimplementazione del modello statico di base su ciascuna griglia specifica.

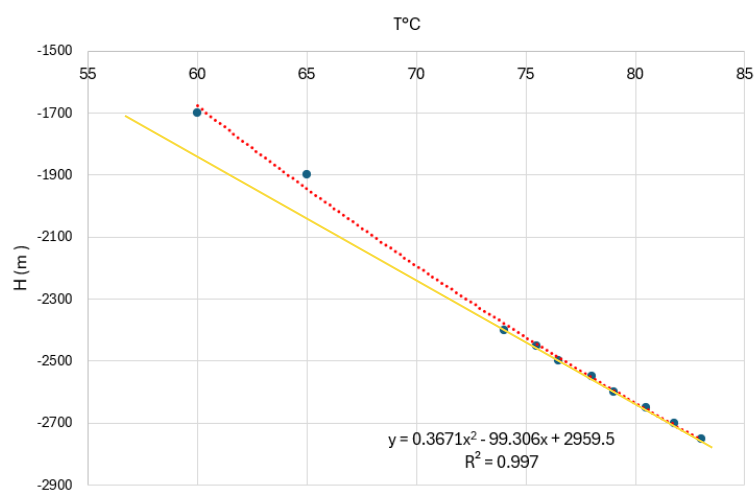


Figura 5 Profilo termico sperimentale, da pozzo “San Giovanni” e altri offset-wells

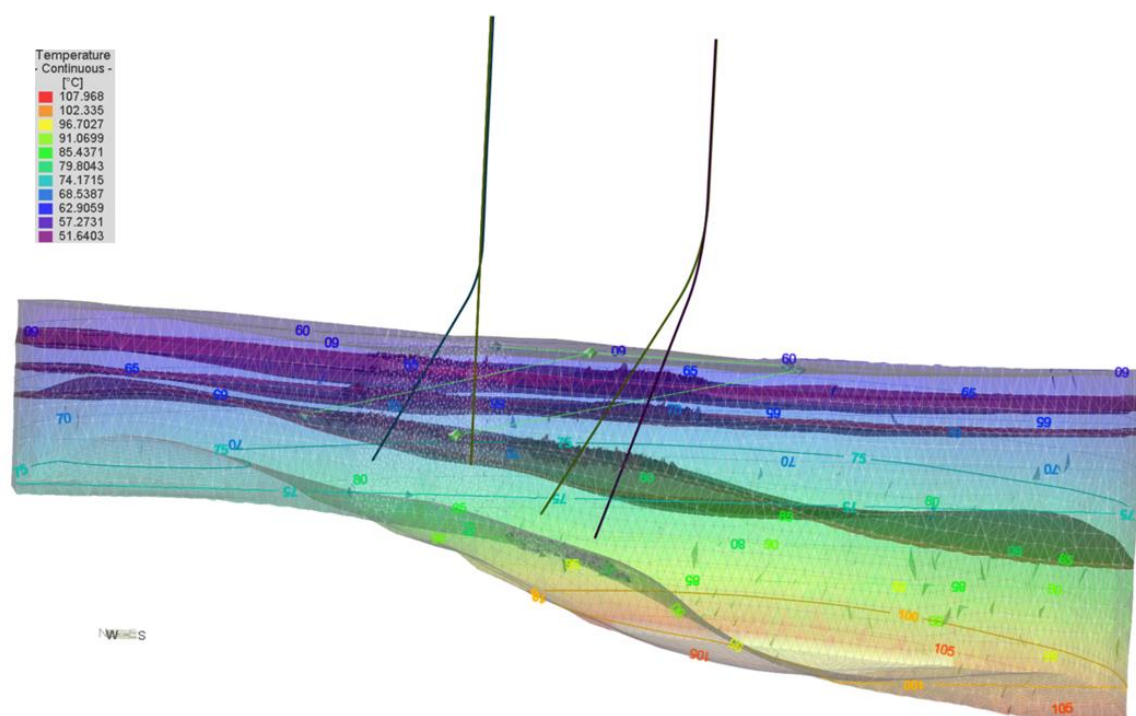


Figura 6 Modello termico statico (in viola opaco gli acquitardi, in trasparenza con rappresentazione a isoterme i livelli acquiferi)

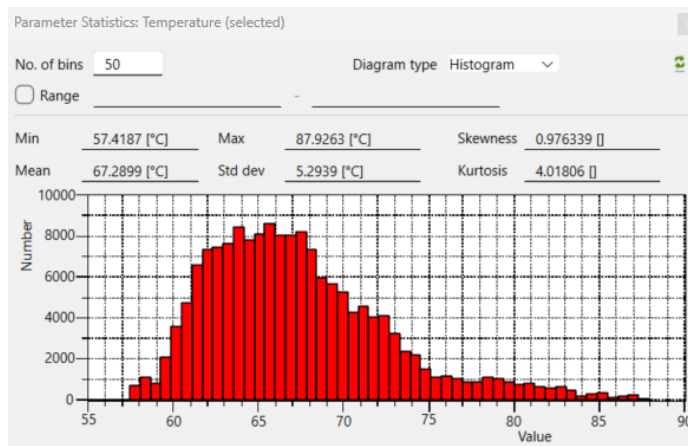


Figura 7 Campo di temperature statico target reservoir (lobo 1 ÷ lobo 4)

## 8 Modello geotermico dinamico (condizioni operative)

Il modello geotermico dinamico è stato realizzato con l'inserimento sul modello statico ( $t=0$ ) dei pozzi nelle opzioni di progetto, e in particolare

- due pozzi nel polo di estrazione (cod. GH, zona “Serre”);
- due pozzi nel polo di reiniezione (cod. SG, zona “San Giovanni”)

Le portate di prelievo e reiniezione sono equiripartite per le coppie di pozzi in entrambi i poli ( $Q_{GH1}=Q_{GH2}$ ,  $Q_{SG1}=Q_{SG2}$ ).

Sulla base dei profili di pozzo allo studio sono stati analizzati diversi scenari realizzativi, attraverso la combinazione di doppietti con andamenti verticali e direzionati (A, B, C - Tabella 2, profili e proiezione dei pozzi in Figura 8 e Figura 9).

Per ciascuno scenario sono stati valutati due sottoscenari, in funzione delle unità acquifere intercettate dai tratti filtranti della colonna di rivestimento, come di seguito specificato (rif. Figura 10):

- 1) Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2–3).

Con tale configurazione viene sfruttata la porzione stratigrafica intermedia del reservoir utile.

- 2) Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2–3) e A2-e1 (Lobo 4).

Con tale configurazione viene sfruttata la porzione stratigrafica superiore del reservoir utile.

In nessuno degli scenari attuali è prevista la captazione dell'acquifero inferiore, unità A-4, che verrà tuttavia interessata dalla sezione più profonda delle perforazioni, e che è stata dunque inserita nel modello come blocco di elementi non attivi, a supporto di eventuali valutazioni successive basate su dati sperimentali.

I modelli dinamici hanno riguardato l'analisi di sei scenari complessivi, derivanti dalla combinazione delle configurazioni di pozzo (A, B, C) e dei relativi sottoscenari (1–2), con variabile disposizione dei tratti filtranti e dei livelli acquiferi intercettati.

Tabella 2 Scenari di configurazioni geometriche dei pozzi di prelievo e reiniezione

|                  |              | Scenario A<br>(A1-A2) | Scenario B<br>(B1-B2) | Scenario C<br>(C1-C2) |
|------------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| GH-1 (dir.)      | Prelievo     | Deviato               |                       | Deviato               |
| GH-1 (verticale) | Prelievo     |                       | Verticale             |                       |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato               | Deviato               | Deviato               |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale             | Verticale             |                       |
| SG-2 (dir.)      | Reimmissione |                       |                       | Deviato               |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato               | Deviato               |                       |
| SG-1_ST2 (dir.)  | Reimmissione |                       |                       | Deviato               |

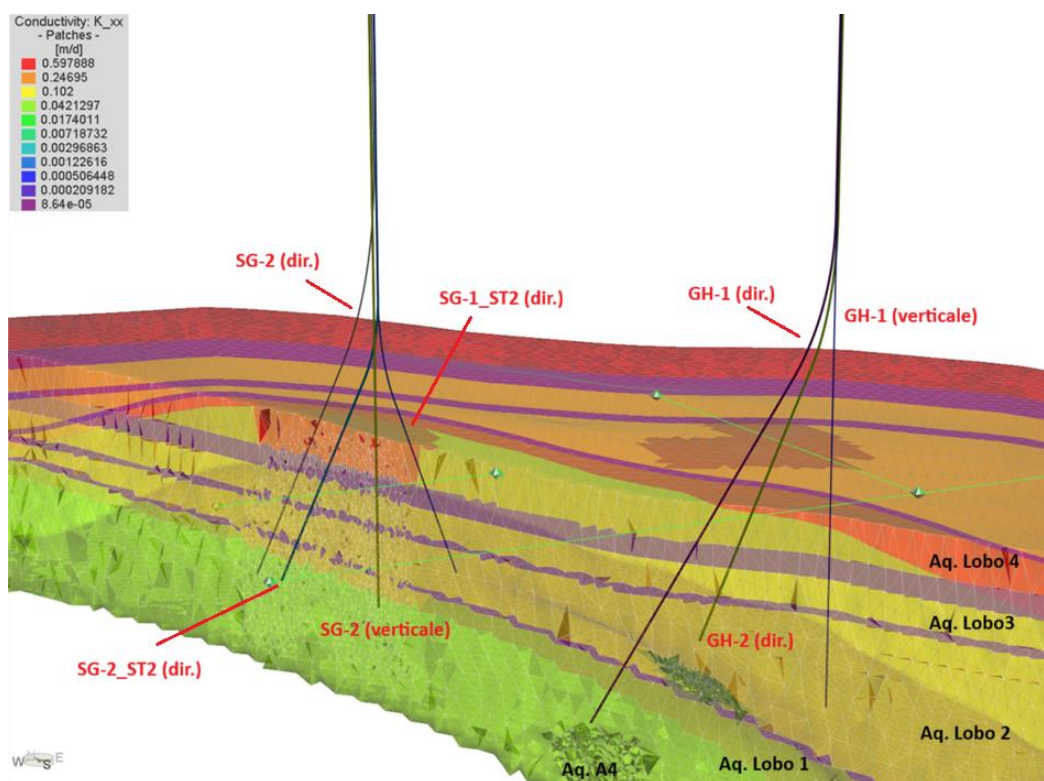


Figura 8 Pozzi e codici di riferimento per scenari dinamici A, B, C

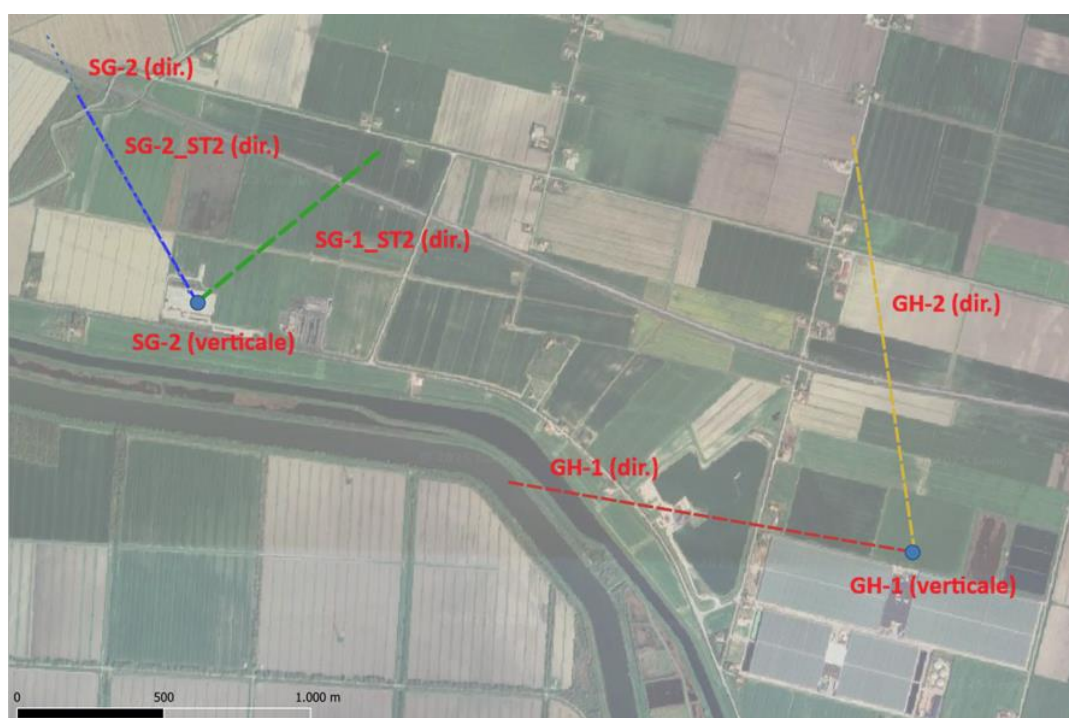


Figura 9 Teste pozzo e proiezione della traccia dei pozzi negli scenari di perforazione

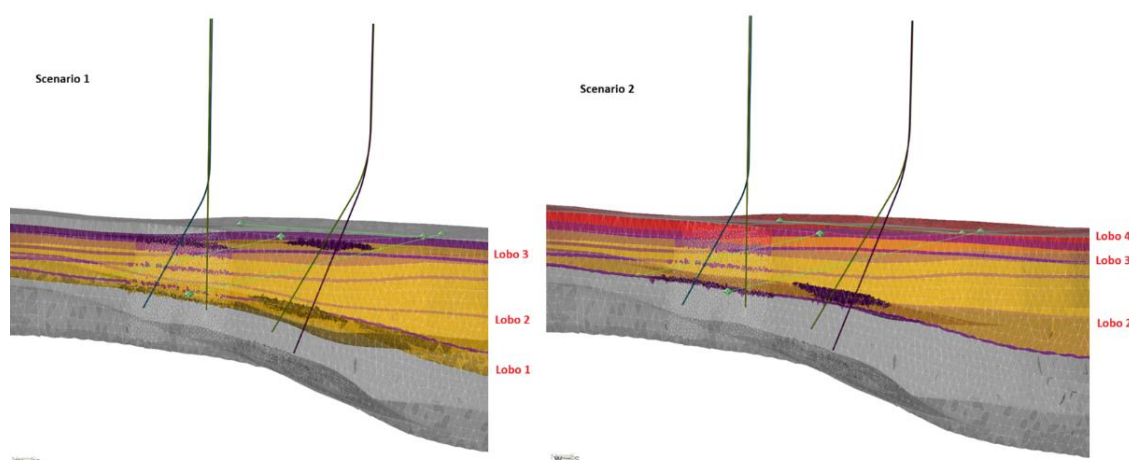


Figura 10 Scenari di captazione: 1) reservoir "lobi" 1+3; 2) "lobi" 2+4

## 8.1 Scenario A

La configurazione dei pozzi per lo Scenario A è riepilogata nella seguente Tabella 3. Con tale configurazione del sistema di prelievo e reimmissione, sono testati i sottoscenari stratigrafici A1 e A2.

Tabella 3 – Riepilogo configurazione Pozzi “Scenario A”

|                  |              | Scenario A<br>(A1-A2) |
|------------------|--------------|-----------------------|
| GH-1 (dir.)      | Prelievo     | Deviato               |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato               |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale             |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato               |

### 8.1.1 Scenario A1 - Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2–3).

Le condizioni operative per lo scenario A1 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 4.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa 69°C (Figura 12), reiniezione 35°C, da cui  $\Delta T \approx 34^\circ\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=10.0$  MW, compatibile ovvero superiore alle previsioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale.

Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità:

- “P50”, stima mediana/attesa del parametro;
- “P90”, worst case tecnico.

Tabella 4 Scenario A1: punti di prelievo e reimmissione

|                  |              |           | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|------------------|--------------|-----------|----------|-------------------|
| GH-1 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -3024    |                   |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -3024    |                   |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale | 3024     | 35                |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato   | 3024     | 35                |

Tabella 5 Scenario A1: Potenza scambiata

| Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| 6048     | 70.00   | 34              | 4.20E+06    | 1.00E+07 | 10.0   |



### 8.1.1.1 Parametri P50

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 11;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 12;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 13;
- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 14.

Dalle elaborazioni numeriche emergono i seguenti elementi interpretativi:

#### 1. Evoluzione termica ai pozzi di produzione

Le temperature simulate ai pozzi di estrazione si mantengono sostanzialmente costanti per l'intero orizzonte temporale di simulazione (30 anni), senza evidenza di decadimenti progressivi o anomalie locali. Tale comportamento indica assenza di fenomeni di thermal breakthrough, ovvero non intercettazione del fronte freddo di reiniezione da parte dei pozzi produttori nel periodo considerato.

#### 2. Distribuzione della perturbazione termica e particle tracking

Le mappe di temperatura e le superfici isoterme mostrano che la perturbazione termica indotta dalla reiniezione resta confinata nell'intorno dei pozzi di reimmissione, senza connessione diretta con i poli di estrazione.

L'analisi di forward particle tracking conferma tale evidenza: le traiettorie di flusso originate dai pozzi di reiniezione non intercettano i pozzi produttivi, indicando assenza di corto circuito termo-idraulico e coerenza tra campo di temperatura, campo di velocità di Darcy e geometria stratigrafica del reservoir.

#### 3. Assetto del carico idraulico (Head)

Il campo piezometrico simulato evidenzia valori significativamente differenziati lungo l'asse dei pozzi, con:

- depressioni dell'ordine di ~ -60 m in corrispondenza dei poli di estrazione;
- sovrappressioni dell'ordine di 120–140 m in corrispondenza dei poli di reiniezione.

Tale differenziale è coerente con il bilancio di portata imposto dal modello e risulta controllato principalmente da due fattori:

Riduzione della trasmissività nel settore SG (San Giovanni), imputabile alla diminuzione stratigrafica di potenza dei livelli reservoir e quindi alla riduzione dello spessore saturo efficace. A parità di portata, una minore trasmissività implica gradienti piezometrici più elevati e maggiori drawdown/incrementi di head locali.

Effetto termico sulla conducibilità idraulica, connesso alla temperatura di reiniezione inferiore rispetto a quella di produzione. Il raffreddamento del fluido comporta un aumento della viscosità

dinamica e quindi una riduzione della conducibilità idraulica equivalente ( $K$ ), contribuendo all'incremento delle sovrappressioni in prossimità dei pozzi di reimmissione.

#### 4. Coerenza geometrico-stratigrafica dell'assetto dei pozzi

L'orientazione verso W del pozzo SG-2 risulta coerente con la direzione di progressiva riduzione di spessore dell'unità reservoir individuata dal modello stratigrafico. Tale assetto geometrico è compatibile con la distribuzione simulata di trasmissività e con l'andamento del campo piezometrico, confermando la correlazione tra controllo stratigrafico e risposta idraulica del sistema.

In sintesi, il modello evidenzia un sistema termo-idraulico stabile nel periodo trentennale simulato, caratterizzato da assenza di interferenza termica tra i poli, perturbazioni termiche localizzate e gradienti piezometrici governati principalmente da eterogeneità stratigrafiche e dipendenza termo-viscosimetrica della conducibilità idraulica.

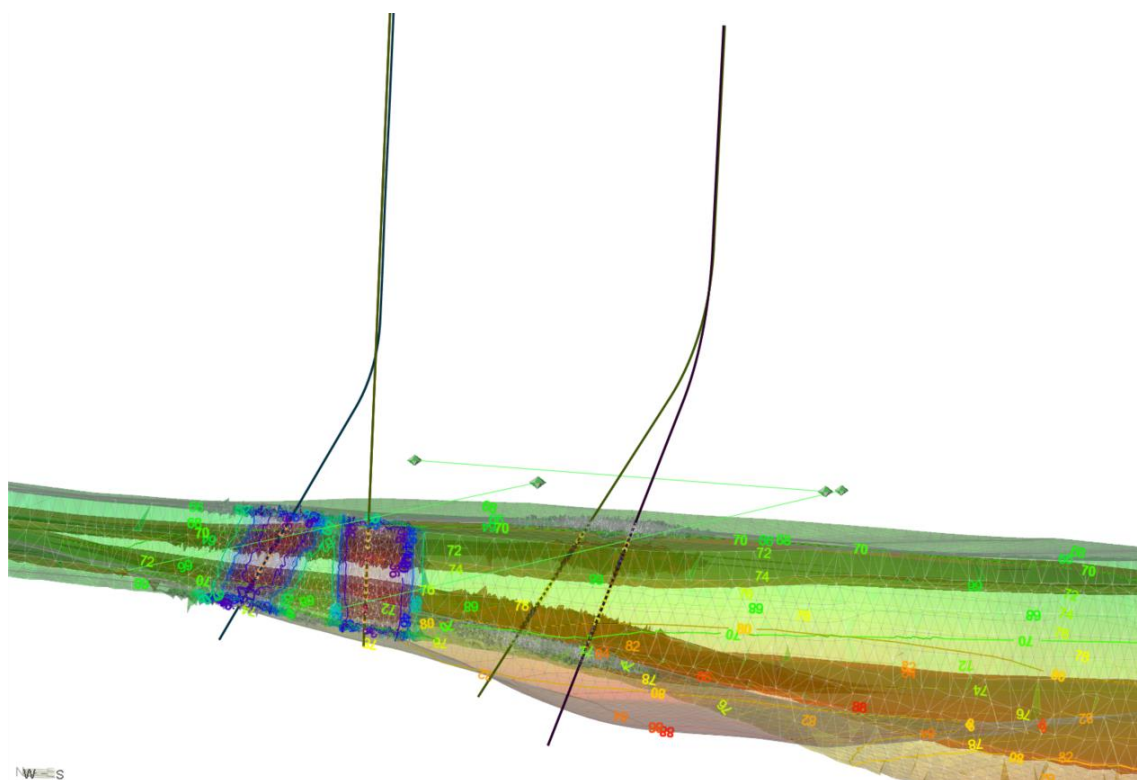


Figura 11 Scenario A1: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale



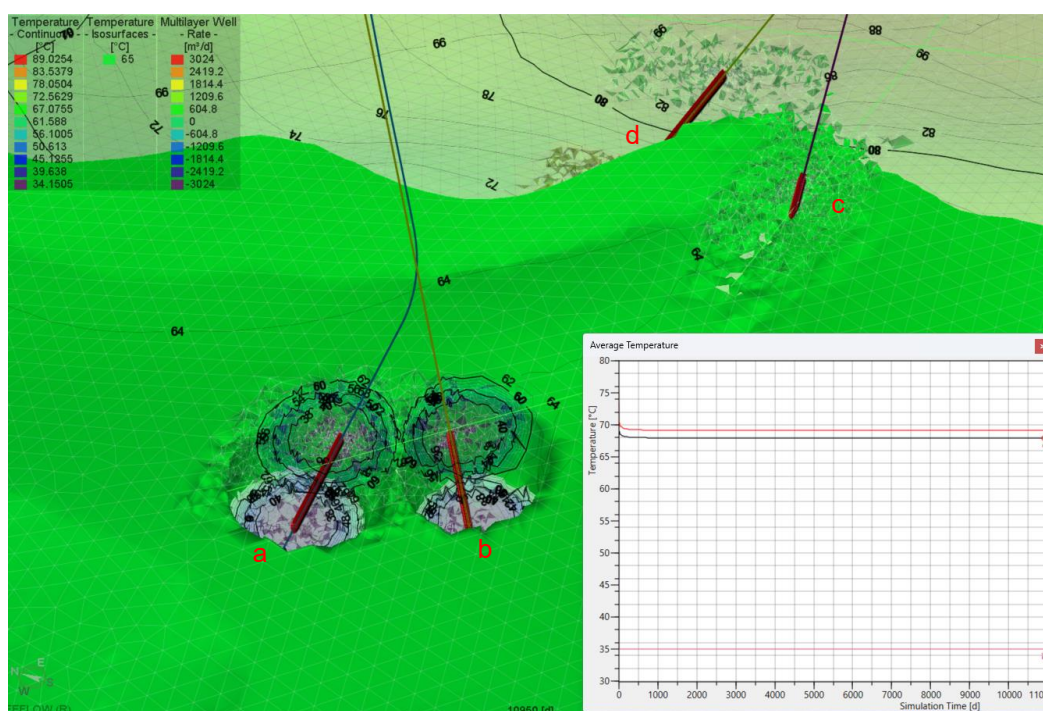


Figura 12 Scenario A1: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (rif. cod. curve a-b-c-d)

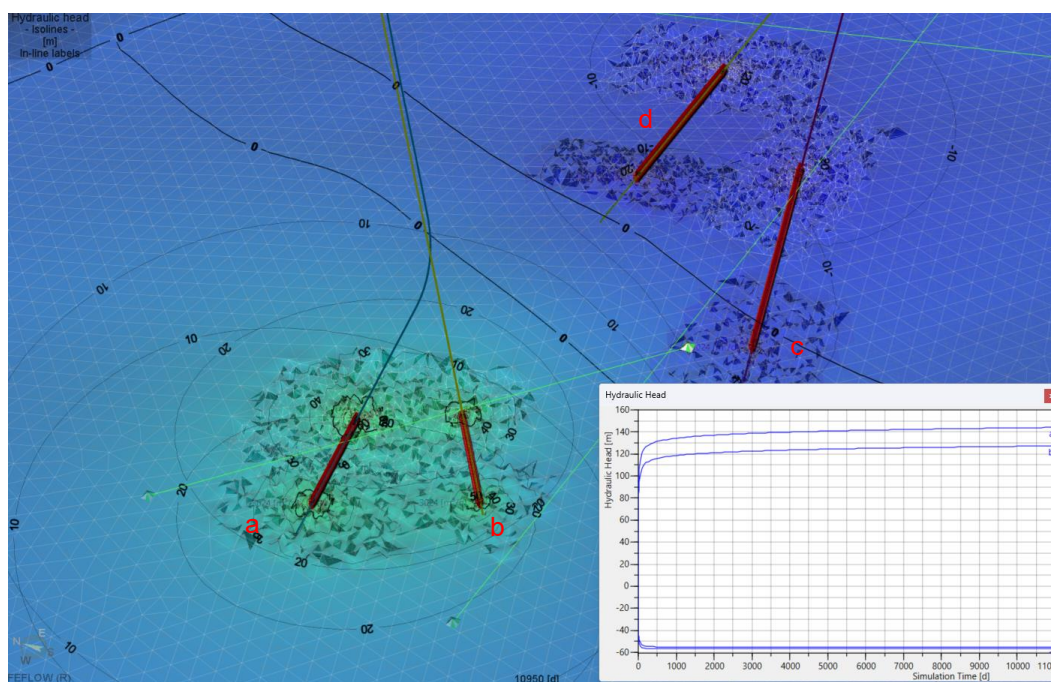


Figura 13 Scenario A1: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)

#### 8.1.1.2 Parametri P90 (Worst Case Scenario – pressioni di reiniezione)

In entrambi i casi si osserva una risposta transiente rapida nella fase iniziale di esercizio, con variazioni di head concentrate nei primi tempi, seguita dal raggiungimento di un regime pseudo-stazionario nel prosieguo della simulazione.

Il confronto tra i pozzi evidenzia abbassamenti (drawdown) più marcati in corrispondenza dei poli di estrazione e innalzamenti (build-up) più elevati ai poli di reiniezione, come atteso in condizioni di trasmissività ridotta e in conseguenza un incremento marcato del differenziale di carico tra estrazione e reiniezione rispetto agli scenari con K più elevata.

22805154-02-00101 (1)

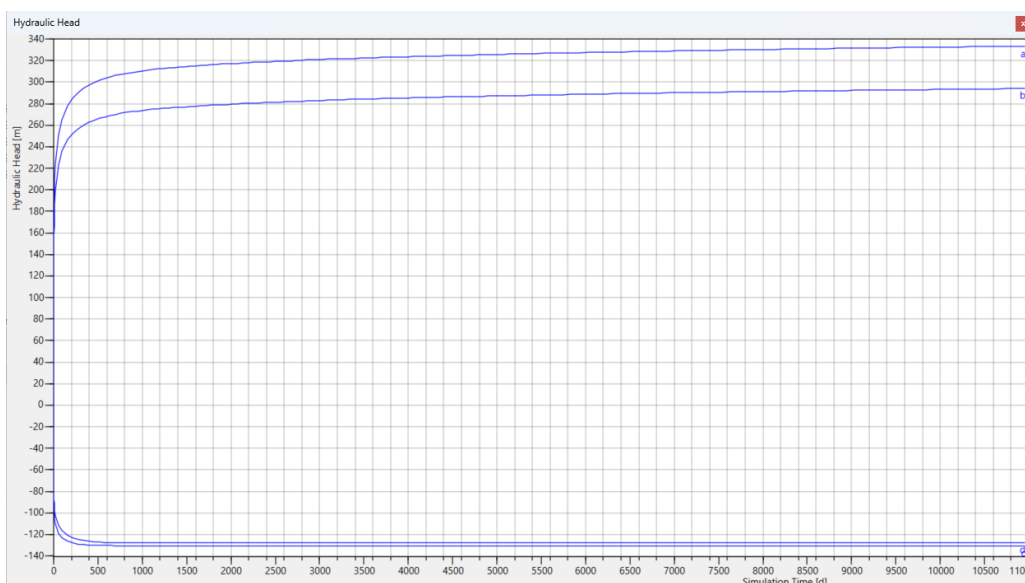


Figura 15 – Scenario A1, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head).



Figura 16 – Scenario A1, Parametri P90, elastic storage  $S_s=1e-6$  1/m ( $K_{xyz}$ ,  $S_s$  Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head)

### 8.1.2 Scenario A2 – Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2–3) e A2-e1 (Lobo 4)

Le condizioni operative per lo scenario A2 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 6.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa  $64^{\circ}\text{C}$  (Figura 18), di reiniezione  $35^{\circ}\text{C}$ , da cui  $\Delta T \approx 29^{\circ}\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=14.6$  MW (Tabella 7), compatibile ovvero superiore alle valutazioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATEs stagionale.



Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità:

- “P50”, stima mediana/attesa del parametro;
- “P90”, worst case tecnico.

**Tabella 6 Scenario A2: punti di prelievo e reimmissione**

|                  |              |           | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|------------------|--------------|-----------|----------|-------------------|
| GH-1 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -5184    |                   |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -5184    |                   |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale | 5184     | 35                |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato   | 5184     | 35                |

**Tabella 7 Scenario A2: Potenza scambiata**

| Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| 10368    | 120.00  | 29              | 4.20E+06    | 1.46E+07 | 14.6   |

### 8.1.2.1 A2 - Parametri P50

Lo Scenario A2 si distingue dal precedente, con l'esclusione dalla colonna filtrante del lobo 1 inferiore (A3a), per l'inclusione di una unità reservoir sommitale a maggiore permeabilità (A2-e1, Lobo 4), condizione che comporta un incremento della trasmissività complessiva del sistema e consente l'impostazione di portate di prelievo e reiniezione superiori rispetto allo Scenario A1. Tale modifica stratigrafica si riflette in modo diretto sia sulla risposta idraulica sia sulla distribuzione delle perturbazioni termiche.

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare sono riportati:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 17;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 18;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 19;
- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 20-Figura 21.

Dall'analisi congiunta delle elaborazioni grafiche e delle serie temporali emergono le seguenti evidenze principali.

#### 1. Evoluzione termica ai pozzi di produzione

Le temperature simulate ai pozzi di estrazione si mantengono sostanzialmente stabili per l'intero orizzonte temporale di simulazione (30 anni), senza evidenza di decadimenti progressivi o anomalie locali, confermando anche in questo scenario l'assenza di fenomeni di thermal breakthrough.

Rispetto allo Scenario A1 si osserva tuttavia una riduzione della qualità termica del fluido prodotto, con temperatura media di produzione dell'ordine di ~64 °C (vs ~69 °C scenario A1). Tale scostamento è attribuibile all'inclusione dell'unità reservoir sommitale a maggiore permeabilità, che incrementa il contributo relativo degli orizzonti più superficiali — caratterizzati da temperature inferiori — al bilancio complessivo di produzione, determinando un moderato effetto di mixing verticale.

## 2. Distribuzione della perturbazione termica e particle tracking

La distribuzione della perturbazione termica conferma un comportamento analogo allo Scenario A1, con assenza di connessioni dirette tra poli di reiniezione e produzione. Si osserva tuttavia una maggiore estensione laterale del fronte termico negli strati superiori, coerente con la maggiore permeabilità dell'unità sommitale.

Le analisi di forward particle tracking evidenziano percorsi di flusso più sviluppati orizzontalmente e una marcata canalizzazione nei livelli superiori più permeabili, senza intercettazione dei pozzi produttivi e quindi in assenza di corto circuito termo-idraulico nel periodo simulato.

## 3. Assetto del carico idraulico (Head)

Il campo piezometrico mantiene la medesima impostazione qualitativa dello Scenario A1, ma con gradienti medi inferiori a parità di incremento di portata, effetto riconducibile all'aumento della conducibilità idraulica equivalente del sistema per effetto dell'unità sommitale più permeabile.

## 4. Coerenza geometrico-stratigrafica dell'assetto dei pozzi

L'assetto dei pozzi e la distribuzione dei campi di flusso risultano coerenti con la geometria stratigrafica del reservoir anche in questo scenario. L'inclusione dell'unità superiore introduce un maggiore contributo idraulico degli orizzonti sommitali, con effetti principalmente riconducibili a una più ampia diffusione laterale delle perturbazioni e a un incremento della capacità di smaltimento idraulico del sistema.

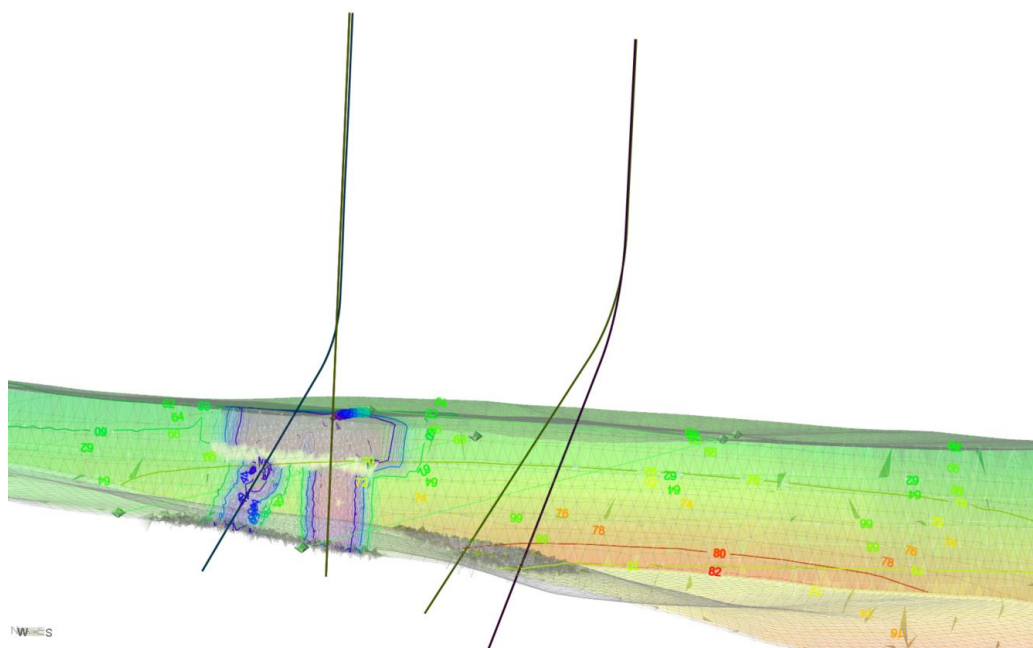


Figura 17 Scenario A2: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale

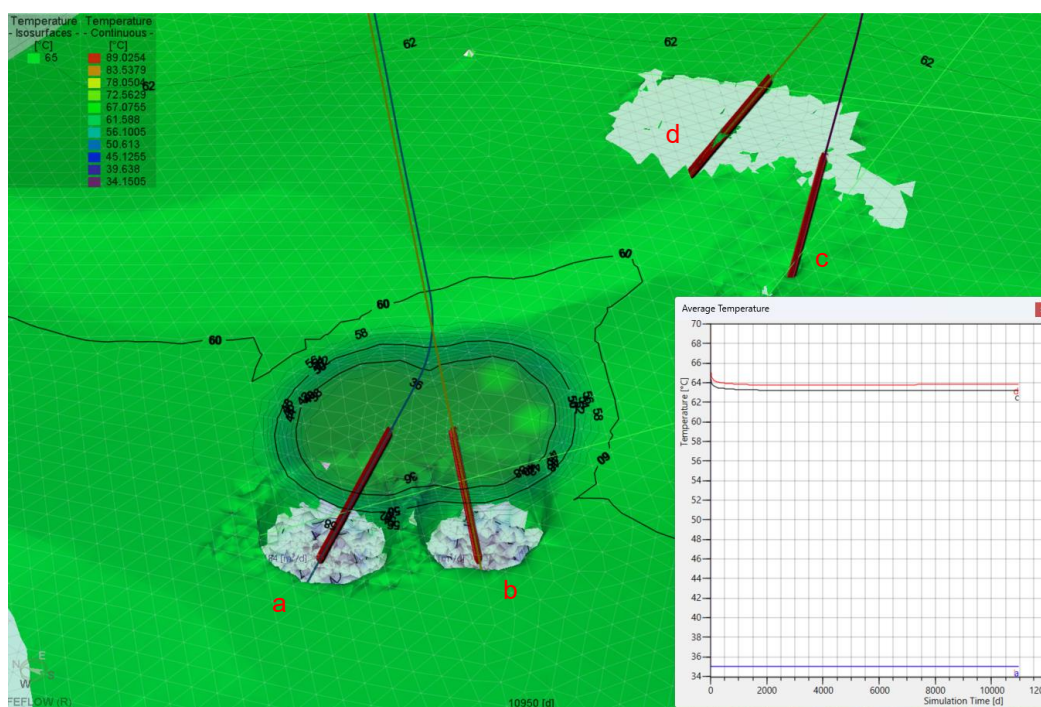


Figura 18 Scenario A2: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (rif. cod. curve a-b-c-d)



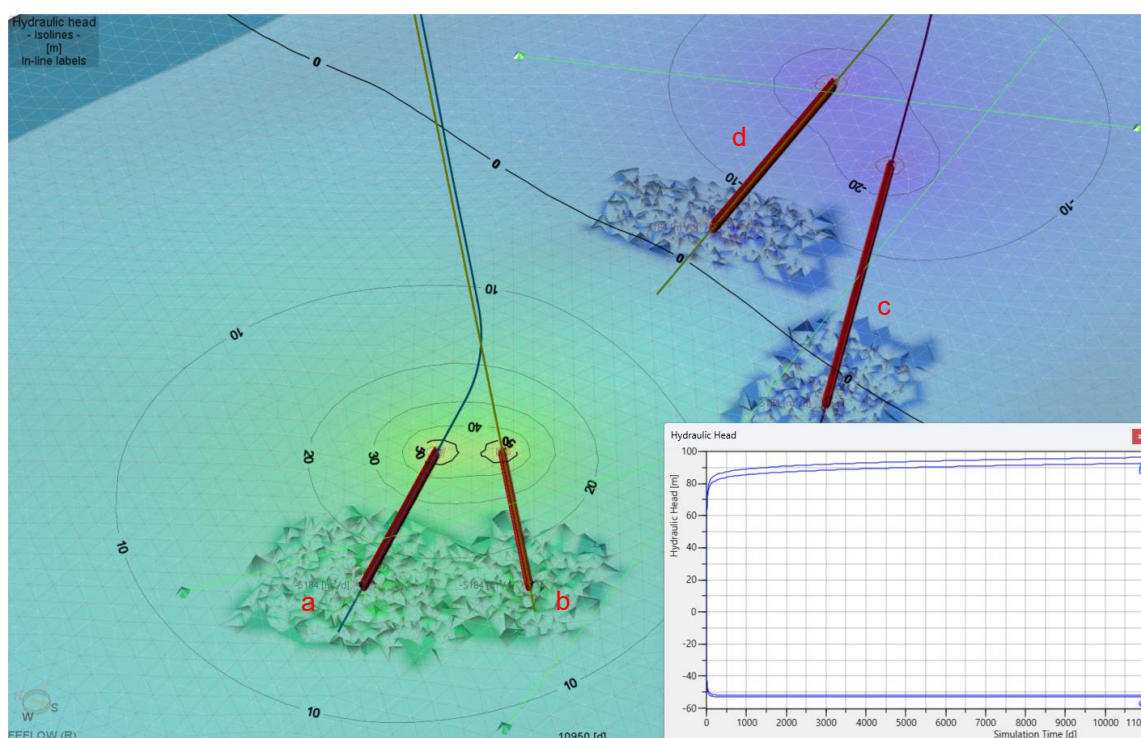


Figura 19 Scenario A2: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)

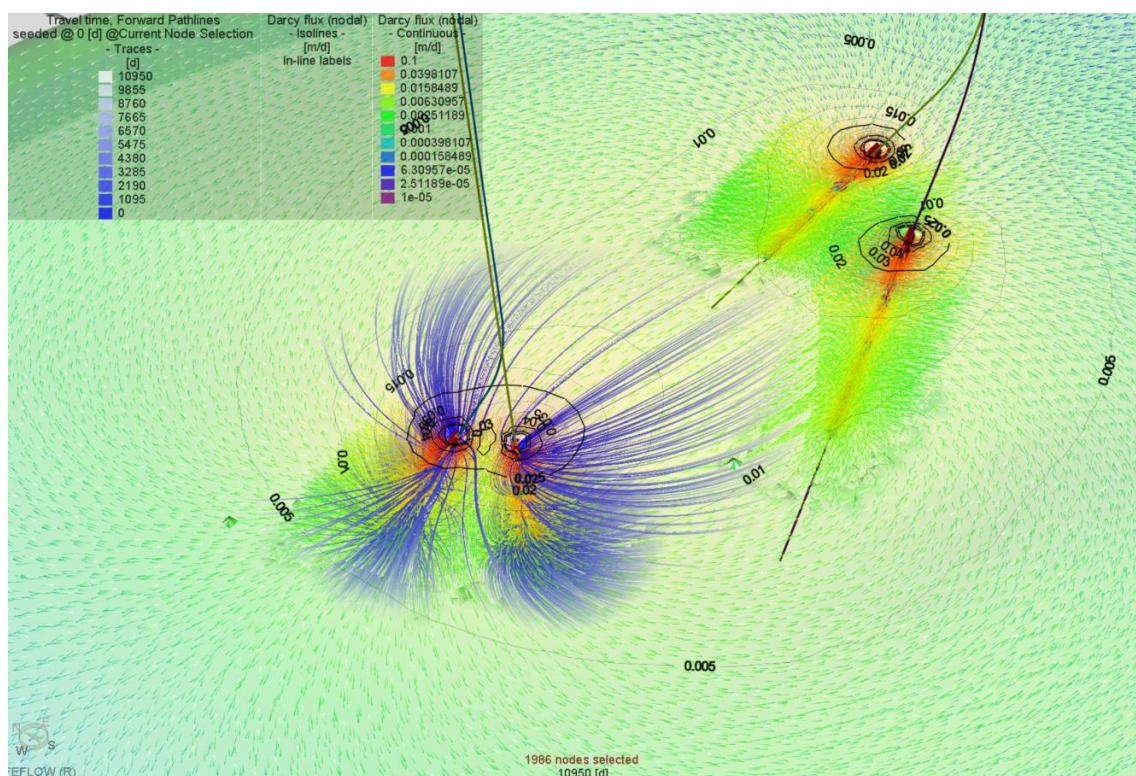


Figura 20 Scenario A2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy



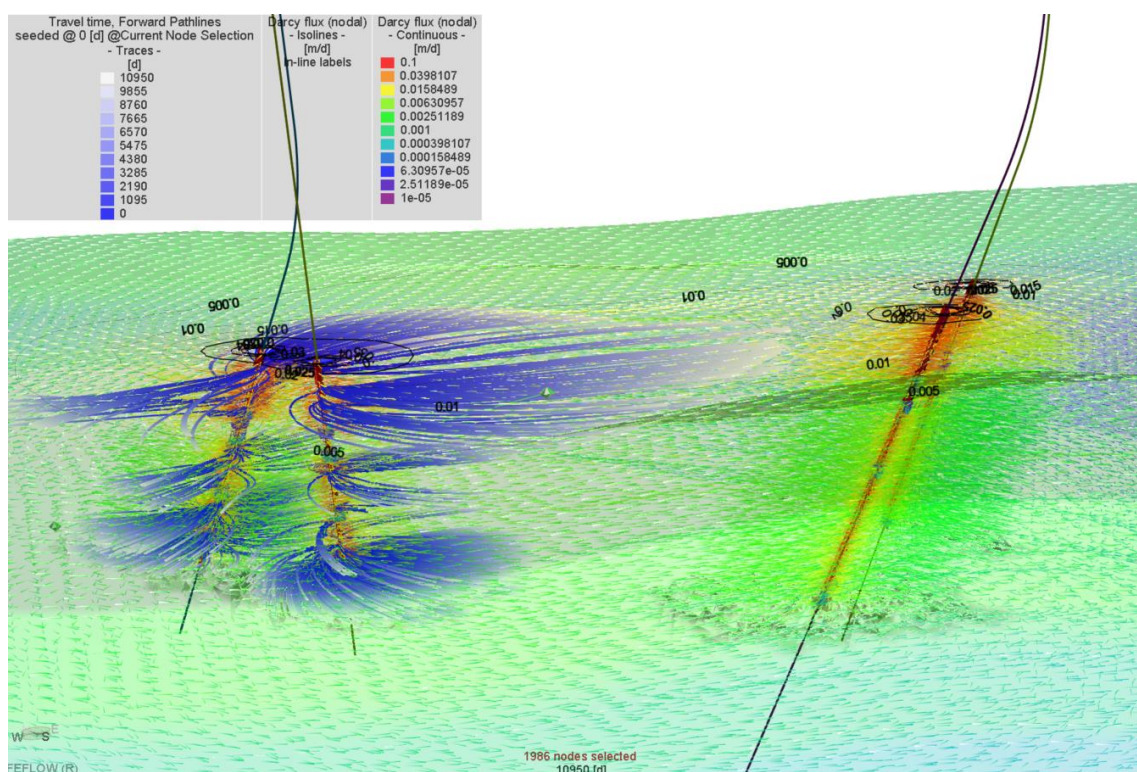


Figura 21 Scenario A2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy – Vista 3D laterale, si noti la maggiore distanza percorsa nella porzione superficiale, Lobo 4 aq. A2e-1 (a maggiore permeabilità)

#### 8.1.2.2 A2 - Parametri P90

La simulazione P90 dello Scenario A2 (Figura 22, Head vs. t) conferma l'assetto di risposta già discusso per il caso P90 dello Scenario A1: transiente iniziale rapido (assestamento del campo piezometrico all'avvio dell'esercizio) e successivo raggiungimento di un regime pseudo-stazionario lungo l'orizzonte trentennale.

Rispetto allo Scenario A1–P90, l'inclusione dell'unità reservoir sommitale a maggiore permeabilità determina una risposta complessiva coerente con una maggiore trasmissività equivalente del sistema:

- a parità di condizioni operative, si osserva una riduzione relativa dei gradienti piezometrici necessari a sostenere i flussi;
- nel contempo, l'assetto di head riflette le portate più elevate impostate nello Scenario A2, mantenendo un differenziale stabile tra poli di estrazione (drawdown) e reiniezione (build-up).

In sintesi, lo scenario P90 di A2 rappresenta una condizione cautelativa in termini di permeabilità, ma mostra che la presenza dell'orizzonte sommitale più permeabile contribuisce a migliorare l'iniettabilità complessiva e a contenere l'incremento dei carichi idraulici, pur in presenza di un regime di esercizio più spinto rispetto allo Scenario A1.





Figura 22 Scenario A2, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head)

## 8.2 Scenario B

La configurazione dei pozzi per lo Scenario B è riepilogata nella seguente Tabella 6. Con tale configurazione del sistema di prelievo e reimmissione, sono testati i sottoscenari stratigrafici B1 e B2.

Tabella 8 – Riepilogo configurazione Pozzi “Scenario B”

|                  |              | Scenario B (B1-B2) |
|------------------|--------------|--------------------|
| GH-1 (verticale) | Prelievo     | Verticale          |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato            |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale          |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato            |

### 8.2.1 Scenario B1 – Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2–3)

Le condizioni operative per lo scenario A1 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 9.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa 69°C (Figura 12), reiniezione 35°C, da cui  $\Delta T \approx 34^\circ\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=10.0$  MW (Tabella 10), compatibile ovvero superiore alle previsioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale.

Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità:

- "P50", stima mediana/attesa del parametro;
- "P90", worst case tecnico.

Tabella 9 Scenario B1: punti di prelievo e reimmissione

|                  |              |           | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|------------------|--------------|-----------|----------|-------------------|
| GH-1 (verticale) | Prelievo     | Verticale | -3024    |                   |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -3024    |                   |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale | 3024     | 35                |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato   | 3024     | 35                |

Tabella 10 Scenario B1: Potenza scambiata

| Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| 6048     | 70.00   | 34              | 4.20E+06    | 1.00E+07 | 10.0   |

### 8.2.1.1 B1 - Parametri P50

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare sono riportati:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 23;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 24;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 25;
- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 26.

Il confronto tra Scenario A1 e Scenario B1, a parità di assetto stratigrafico e parametri di esercizio (portate e temperature di reiniezione), evidenzia che la sola variazione dell'orientazione dei pozzi di produzione non introduce benefici apprezzabili sulla risposta termo-idraulica complessiva del sistema. In particolare, l'orientazione dei pozzi lungo la direzione di progressiva riduzione di spessore dell'unità reservoir non determina incrementi significativi di produttività né miglioramenti nella distribuzione termica.

Le simulazioni mostrano infatti:

- andamenti termici sostanzialmente sovrapponibili ai pozzi di produzione, con assenza di fenomeni di thermal breakthrough in entrambi gli scenari;
- perturbazioni termiche confinate nell'intorno dei pozzi di reiniezione e traiettorie di flusso / particle tracking non intercettanti i poli di estrazione;

- riguardo al campo piezometrico, lo scenario B1 presenta lievi ma significative variazioni, ovvero differenze dell'ordine di:

+10–15 m di sovraccarico ai pozzi di reiniezione,

~5 m di drawdown aggiuntivo ai pozzi di produzione.

L'incremento di build-up rispetto al precedente scenario A1 è correlato alla minore interferenza idraulica con i produttori. Peraltro, l'incremento di drawdown ai produttori è molto contenuto rispetto al precedente scenario, in quanto l'orientazione dei pozzi verso il thinning del reservoir non comporta miglioramenti significativi nella resa idraulica rispetto allo scenario con pozzo verticale.

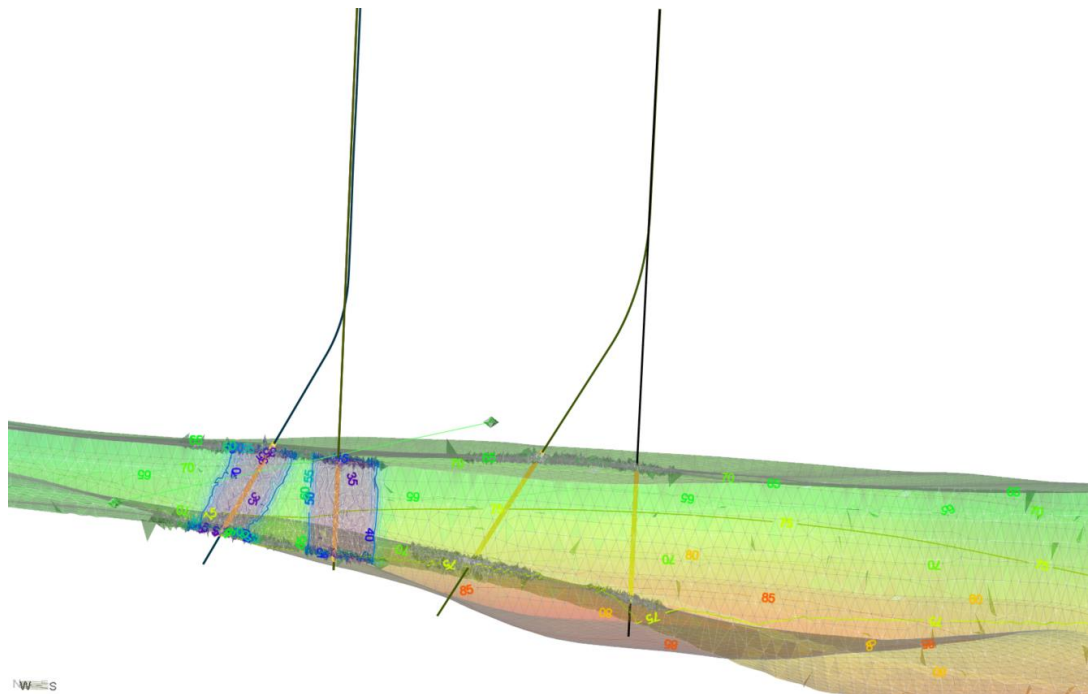


Figura 23 Scenario B1: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale

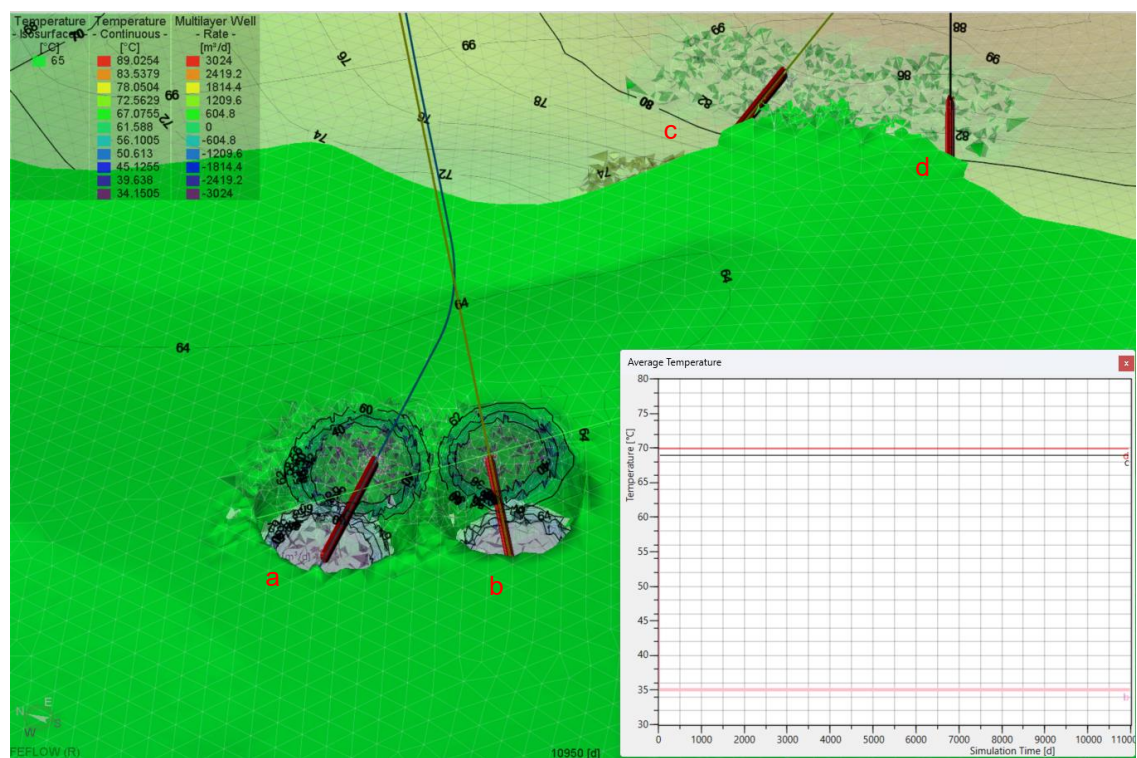


Figura 24 Scenario B1: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione

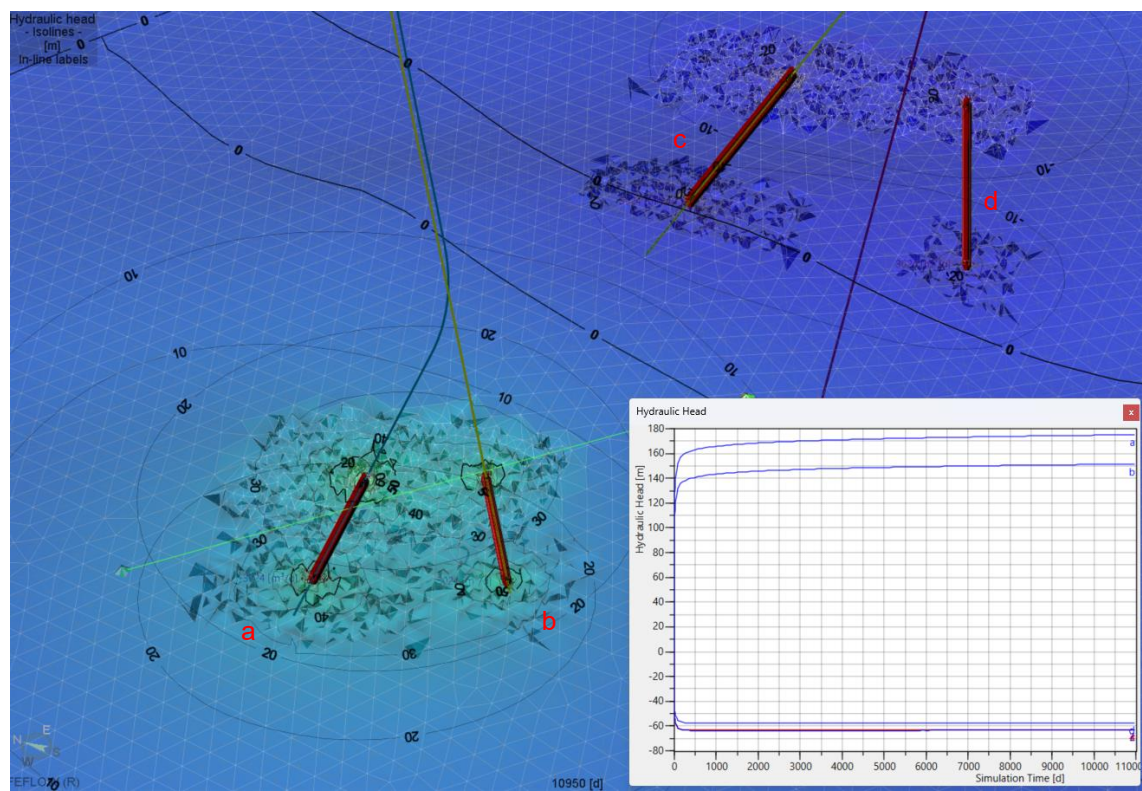


Figura 25 Scenario B1: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)



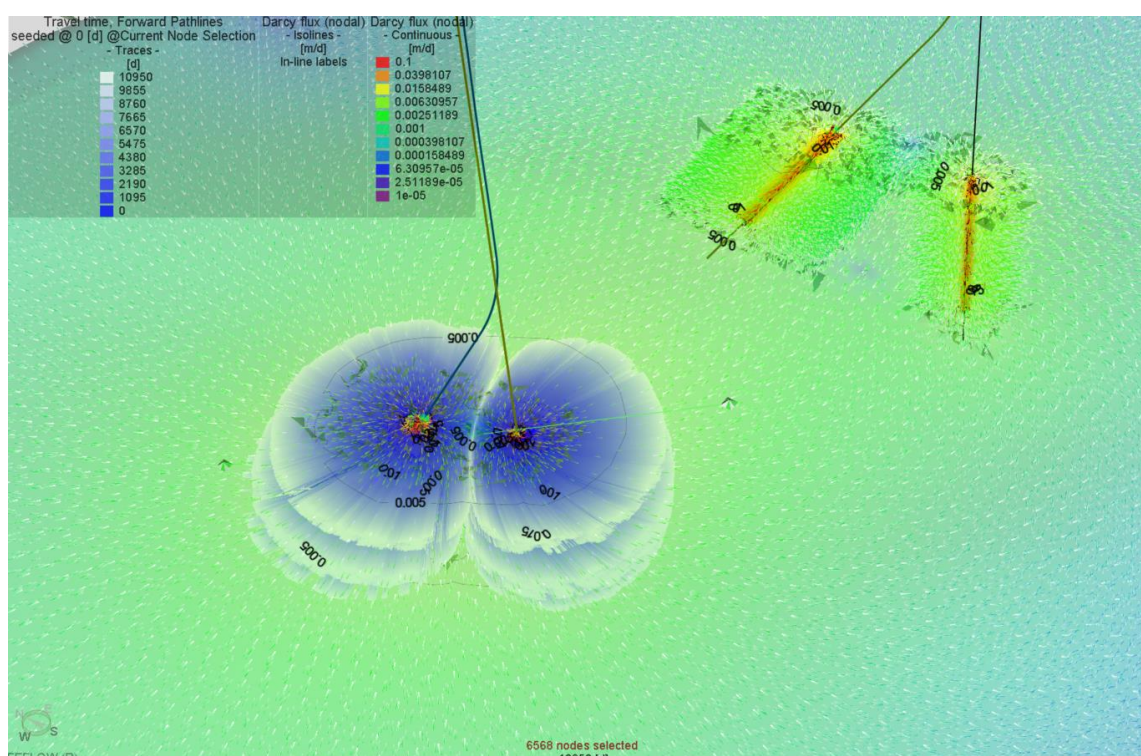


Figura 26 Scenario B1: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy

### 8.2.1.2 B1 - Parametri P90

L'analisi dello Scenario B1 con parametri P90 (riduzione della conducibilità idraulica nel campo atteso) evidenzia una risposta piezometrica complessivamente coerente con i casi precedenti in termini di dinamica temporale — rapido transiente iniziale e successivo regime pseudo-stazionario — ma mette in luce in modo più marcato l'effetto dell'assetto dei pozzi sulla interferenza idraulica tra polo di estrazione e polo di reiniezione.

Rispetto allo Scenario A1, nello Scenario B1 si osserva infatti una più netta separazione dei livelli di carico idraulico tra produttori e reiniettori, con:

- sovrappressioni maggiori ai poli di reiniezione,
- drawdown leggermente più contenuti ai poli di produzione,

a parità di portata imposta.

Tale comportamento è attribuibile alla minore interferenza pressoria reciproca tra i poli nello Scenario B1, dove la presenza di un pozzo produttivo sub-verticale riduce l'allineamento geometrico con il settore di assottigliamento del reservoir e quindi la sovrapposizione dei coni di depressione e sovrappressione.

Ne consegue che, in condizioni cautelative di permeabilità (P90), l'assetto B1 tende a comportarsi come un sistema idraulicamente più disaccoppiato, con un differenziale di head complessivo più elevato ma anche con una minore redistribuzione interna dei gradienti.

In termini interpretativi, ciò implica che l'effetto dell'orientazione dei pozzi, marginale nei casi con parametri medi, diventa più rilevante in condizioni conservative, dove la ridotta trasmissività



amplifica le differenze di interferenza tra poli e rende più evidente il trade-off tra drawdown ai produttori e build-up ai reiniettori.

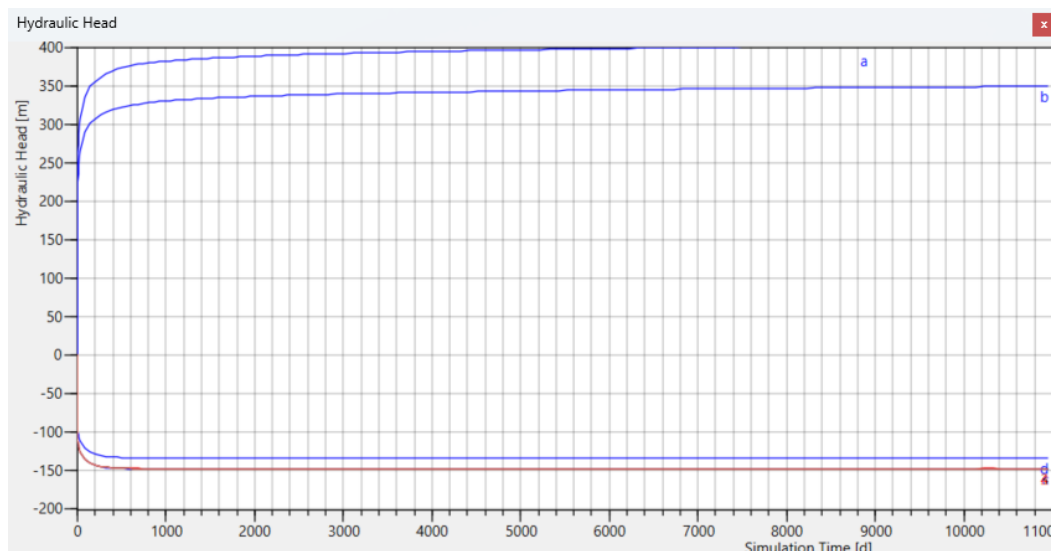


Figura 27 Scenario B1, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario)

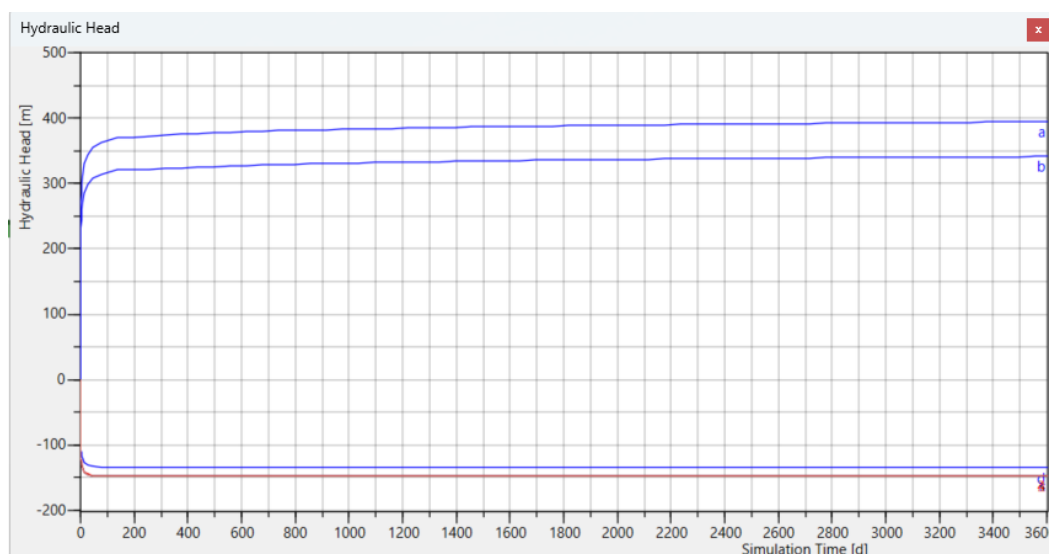


Figura 28 Scenario B1, Parametri P90, elastic storage  $S_s=1e-6$  1/m ( $K_{xyz}$ ,  $S_s$  Worst Case Scenario)

## 8.2.2 Scenario B2 – Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2–3) e A2-e1 (Lobo 4)

Le condizioni operative per lo scenario A1 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 11.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa 64°C (Figura 30), reiniezione 35°C da cui  $\Delta T \approx 29^\circ\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=14.6$  MW (Tabella 12), compatibile ovvero superiore alle previsioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale.

Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità:

- “P50”, cinquantesimo percentile, valori medi attesi;
- “P90”, novantesimo percentile, valori inferiori attesi.

Tabella 11 Scenario B1: punti di prelievo e reimmissione

|                  |              |           | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|------------------|--------------|-----------|----------|-------------------|
| GH-1 (verticale) | Prelievo     | Verticale | -5184    |                   |
| GH-2 (dir.)      | Prelievo     | Deviato   | -5184    |                   |
| SG-2 (verticale) | Reimmissione | Verticale | 5184     | 35                |
| SG-2_ST2 (dir.)  | Reimmissione | Deviato   | 5184     | 35                |

Tabella 12 Scenario B1: Potenza scambiata

| Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| 10368    | 120.00  | 29              | 4.20E+06    | 1.46E+07 | 14.6   |

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare sono riportati:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 29;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 30;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 31;
- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 32-Figura 33.

## 8.2.2.1 B2 - Parametri P50

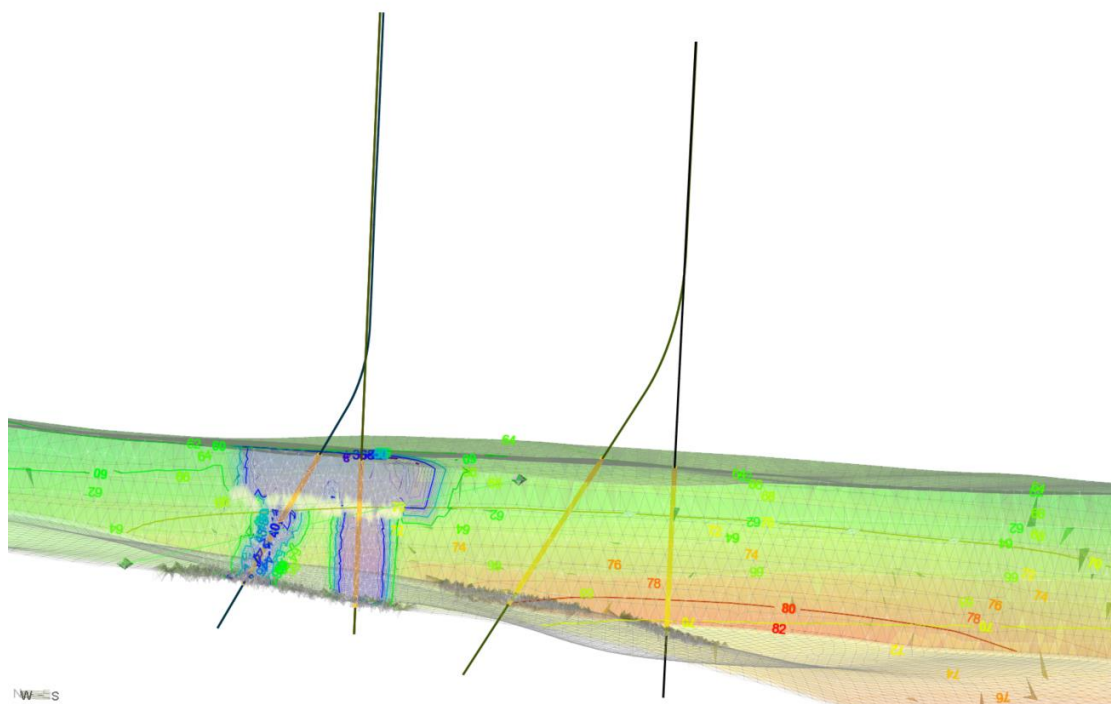


Figura 29 Scenario B2: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale

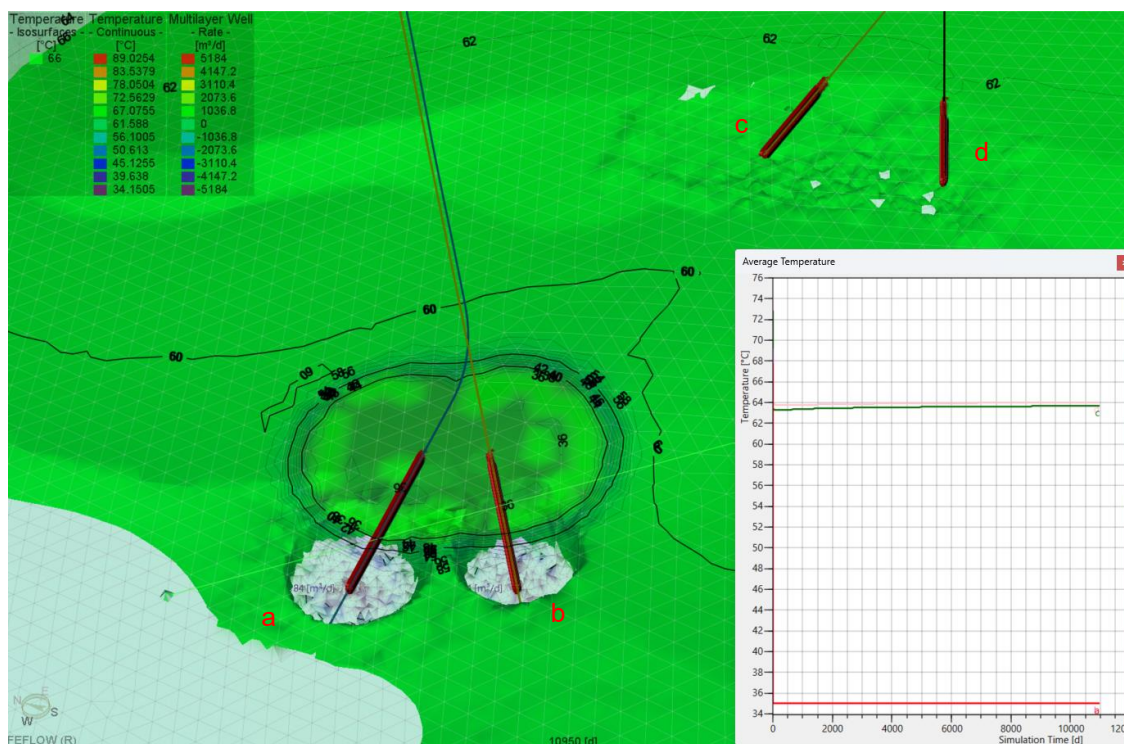


Figura 30 Scenario B2: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione



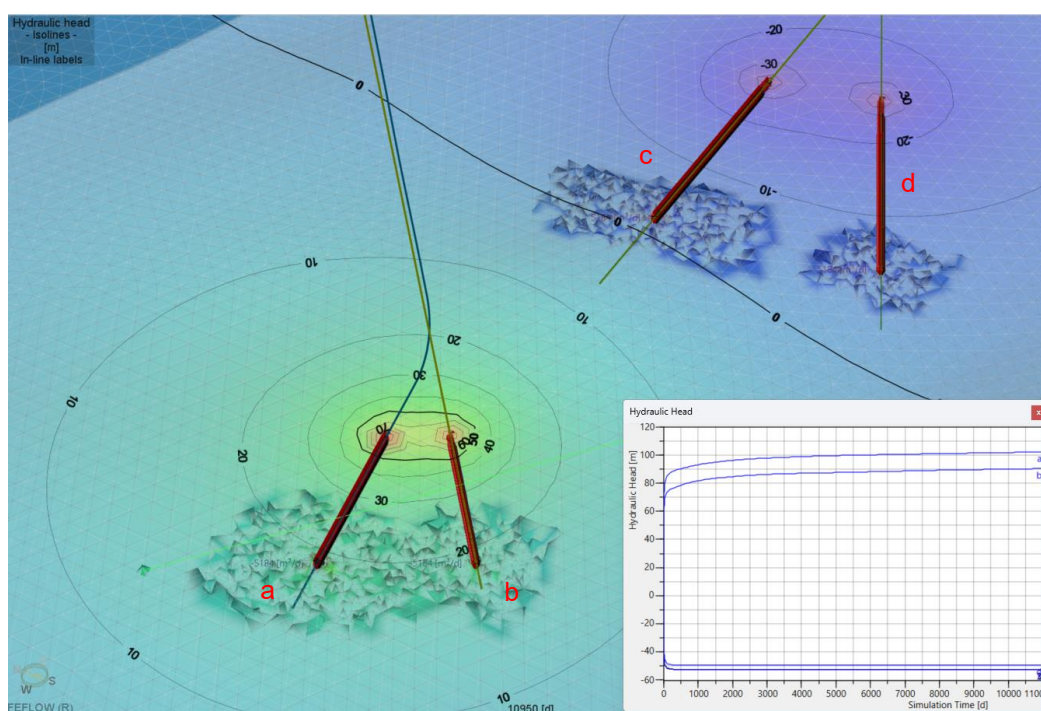


Figura 31 Scenario B2: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)

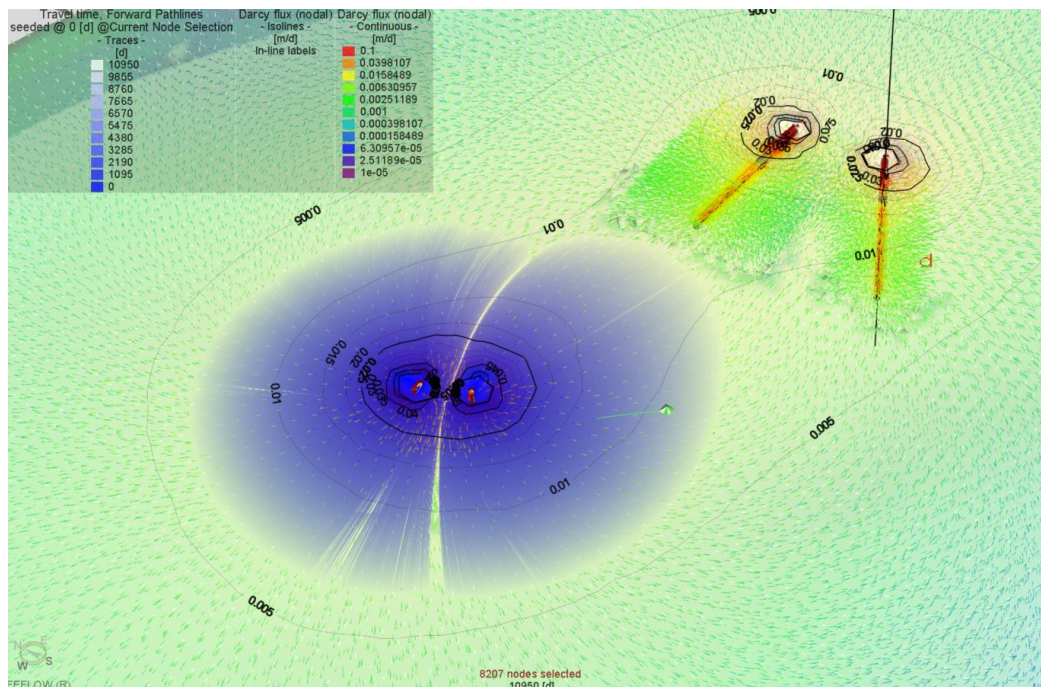


Figura 32 Scenario B2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy



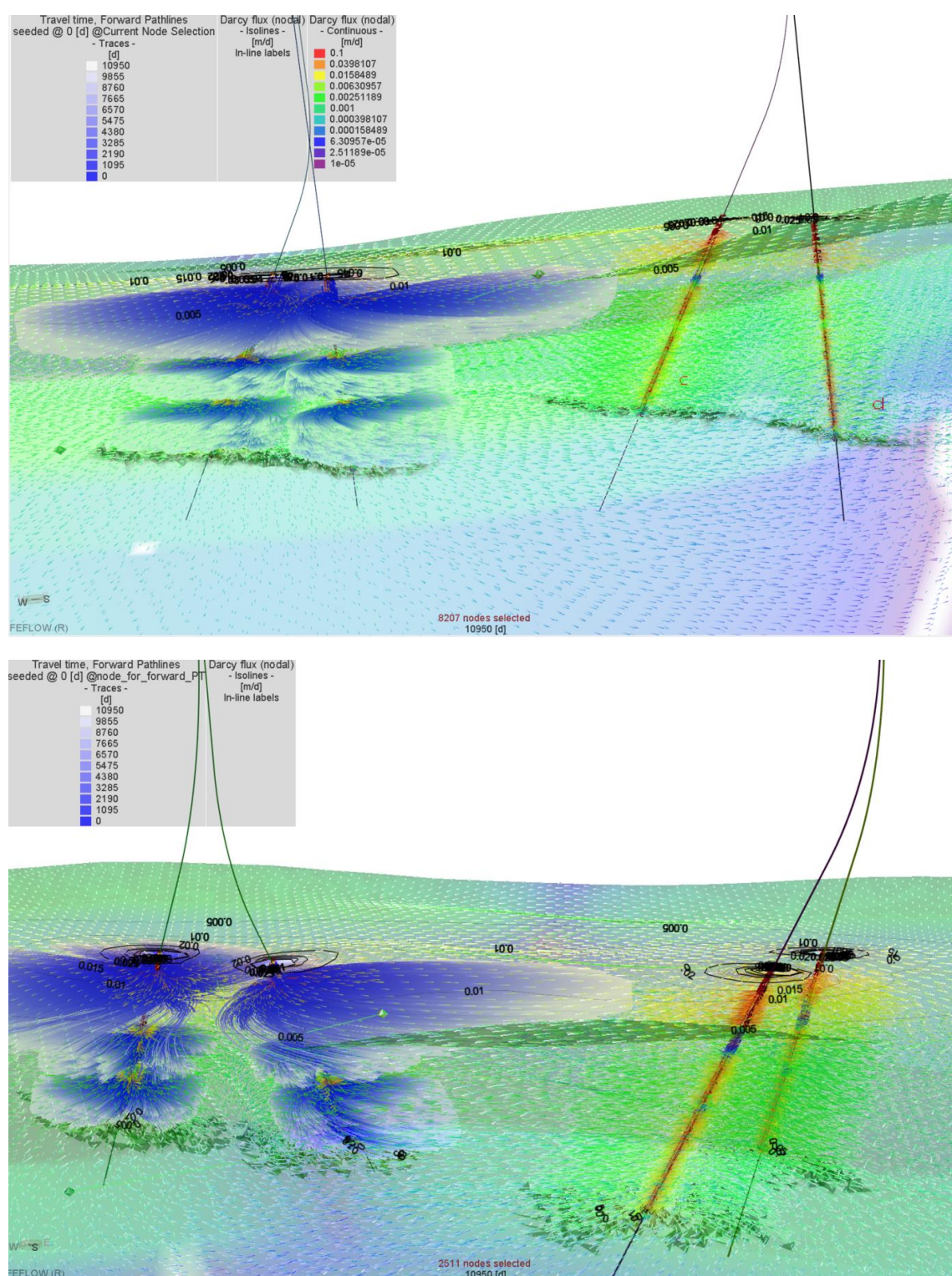


Figura 33 Scenario B2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy – Vista 3D laterale, si noti la maggiore distanza percorsa nella porzione superficiale, Lobo 4 aq. A2e-1 (a maggiore permeabilità)



### 8.2.2.2 B2 - Parametri P90

In Figura 34 sono riportate le serie temporali dei valori di Hydraulic Head ai pozzi di prelievo e reiniezione, rappresentative del comportamento pressorio del sistema nello scenario cautelativo.

I risultati confermano le tendenze già descritte per lo scenario A2 in condizioni medie, con amplificazione dei differenziali di carico tra poli di produzione e reiniezione coerente con la minore trasmissività del mezzo.

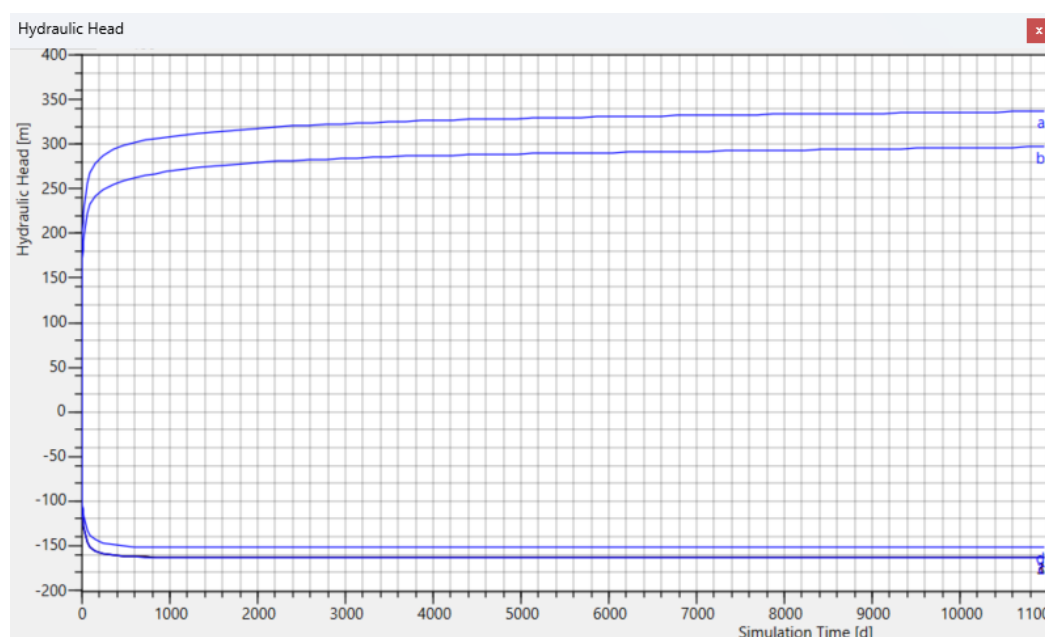


Figura 34 Scenario B2, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head)

## 8.3 Scenario C

La configurazione dei pozzi per lo Scenario C è riepilogata nella seguente Tabella 13. Con tale configurazione del sistema di prelievo e reimmissione, sono testati i sottoscenari stratigrafici C1 e C2.

Tabella 13 Riepilogo configurazione Pozzi "Scenario C"

|                 |              | Scenario C (C1-C2) |
|-----------------|--------------|--------------------|
| GH-1 (dir.)     | Prelievo     | Deviato            |
| GH-2 (dir.)     | Prelievo     | Deviato            |
| SG-2 (dir.)     | Reimmissione | Deviato            |
| SG-1_ST2 (dir.) | Reimmissione | Deviato            |

### 8.3.1 Scenario C1 – Acquiferi attivi: A3-a (Lobo 1) e A3-b1/b2 (Lobi 2–3)

Le condizioni operative per lo scenario C1 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 14.

Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità:

- “P50”, stima mediana/attesa del parametro;
- “P90”, worst case tecnico.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa 69°C (Figura 36), reiniezione 35°C, da cui  $\Delta T \approx 34^\circ\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=10.0$  MW (Tabella 15), compatibile ovvero superiore alle valutazioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale. Per lo scenario C1, è stato valutato ulteriore scenario, specificamente per la parametrizzazione P90 “worst case”, finalizzato a contenere le pressioni di build-up entro un range Head  $\approx 200$  m, attualmente coerente con l'ottimizzazione impiantistica prevista, da cui il valore di potenza scambiata pari a  $P=6.3$  MW (Tabella 15), prossimo al limite o inferiore al fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale, stimato dallo studio preliminare.

Tabella 14 Scenario C1: punti di prelievo e reimmissione

|                 |              |         | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|-----------------|--------------|---------|----------|-------------------|
| GH-1 (dir.)     | Prelievo     | Deviato | -3024    |                   |
| GH-2 (dir.)     | Prelievo     | Deviato | -3024    |                   |
| SG-2 (dir.)     | Reimmissione | Deviato | 3024     | 35                |
| SG-1_ST2 (dir.) | Reimmissione | Deviato | 3024     | 35                |

Tabella 15 Scenario C1: Potenza scambiata (Scenari di verifica con parametri P50, P90)

| Param.   | Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| P50, P90 | 10368    | 70      | 34              | 4.20E+06    | 1.00E+07 | 10.0   |
| P90      | 3800     | 44      | 34              | 4.20E+06    | 6.28E+06 | 6.3    |

#### 8.3.1.1 C1 - Parametri P50

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare sono riportati:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 35;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 36;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 37;

- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 38, Figura 39.

Lo Scenario C1 mantiene invariato l'assetto stratigrafico e i parametri di esercizio adottati negli scenari precedenti A1, B1, differenziandosi esclusivamente per la configurazione geometrica dei pozzi, che risultano in questo caso tutti orientati/deviati. L'analisi comparativa conferma che la variazione di traiettoria (pozzi orientati in entrambi i poli di estrazione e reimmissione) non modifica in modo sostanziale il comportamento termico globale del sistema: le temperature ai poli di produzione restano stabili nel periodo trentennale simulato e non emergono evidenze di thermal breakthrough, con perturbazioni termiche e traiettorie di flusso non intercettanti i produttori.

Lo scenario produce head di stabilizzazione, ovvero differenziale complessivo di carico ( $\Delta\text{Head}$  tra reiniezione e produzione) intermedi tra gli scenari A1 e B1 nelle medesime condizioni, quantitativamente rilevanti in particolare nello scenario worst case (P90). Ne deriva che la configurazione completamente orientata non introduce vantaggi termici misurabili. Dal punto di vista del campo di pressione, come verrà ripreso in maggior dettaglio nel paragrafo di analisi comparativa e conclusioni, il sistema risulta idraulicamente bilanciato ovvero caratterizzato da differenziali  $\Delta\text{Head}$  e valori di build-up intermedi tra i precedenti scenari A1 e B1, configurandosi quindi come un assetto privo di penalizzazioni marcate ma anche senza significativi benefici prestazionali.

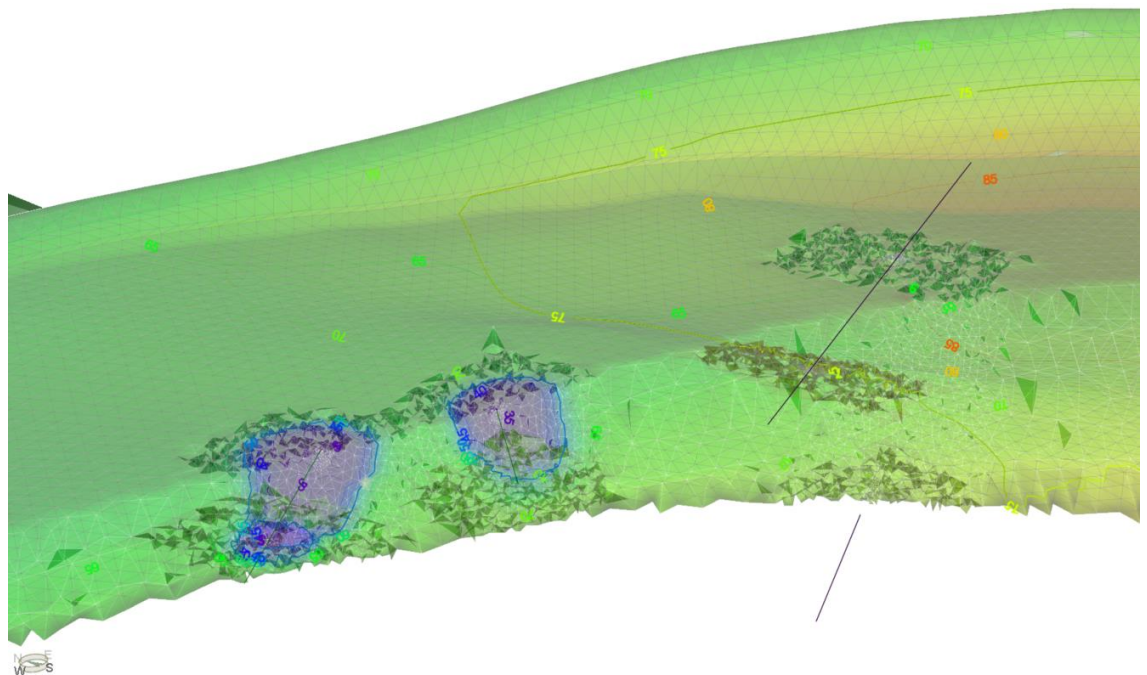


Figura 35 Scenario C1: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale

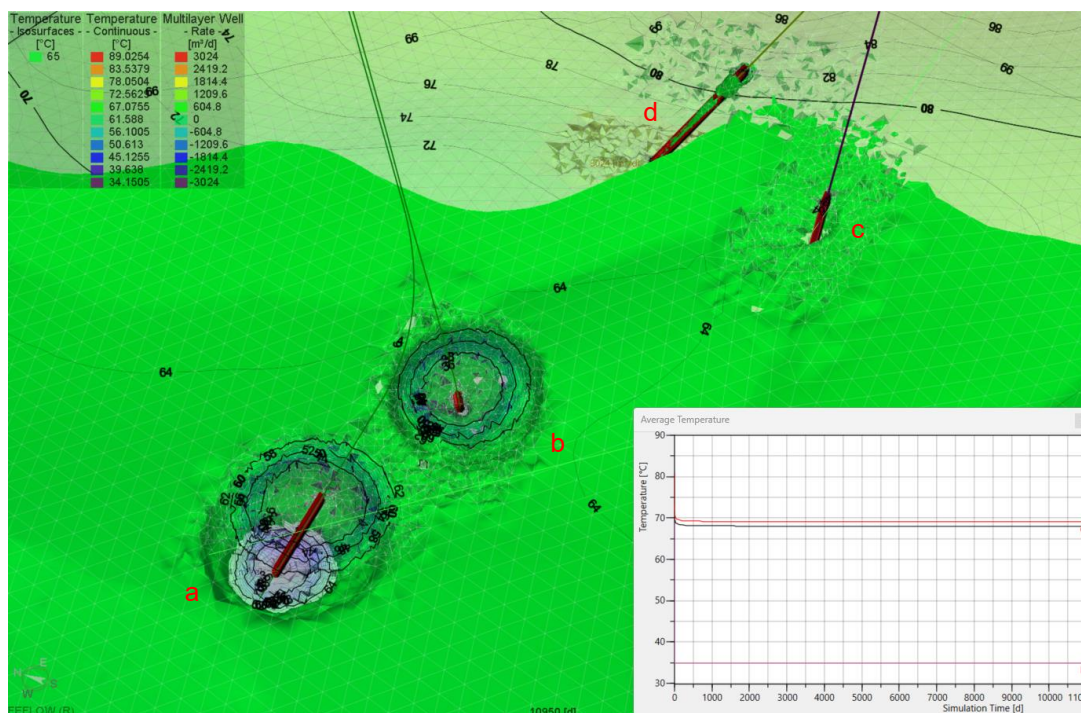


Figura 36 Scenario C1: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione

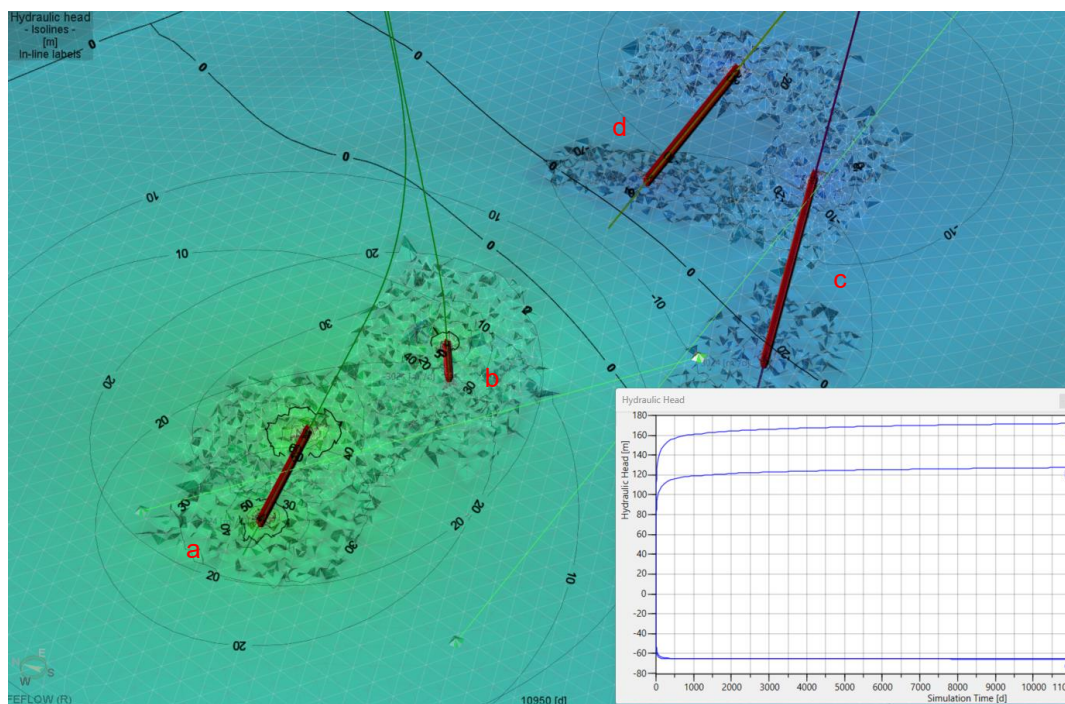


Figura 37 Scenario C1: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)



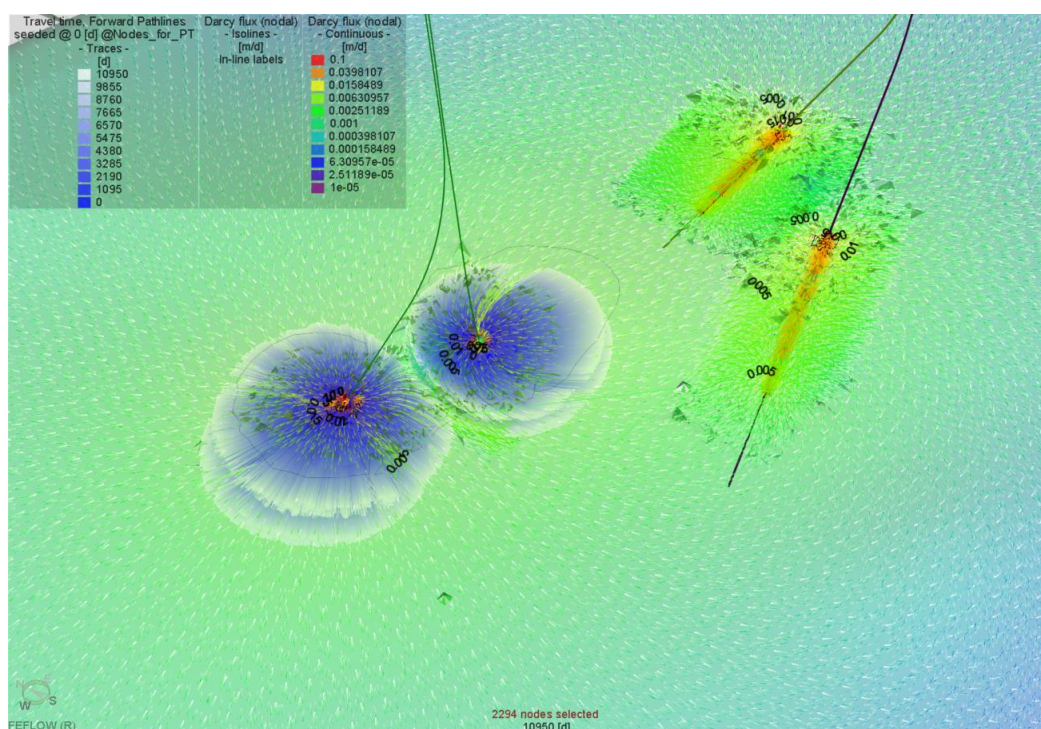


Figura 38 Scenario C1: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy

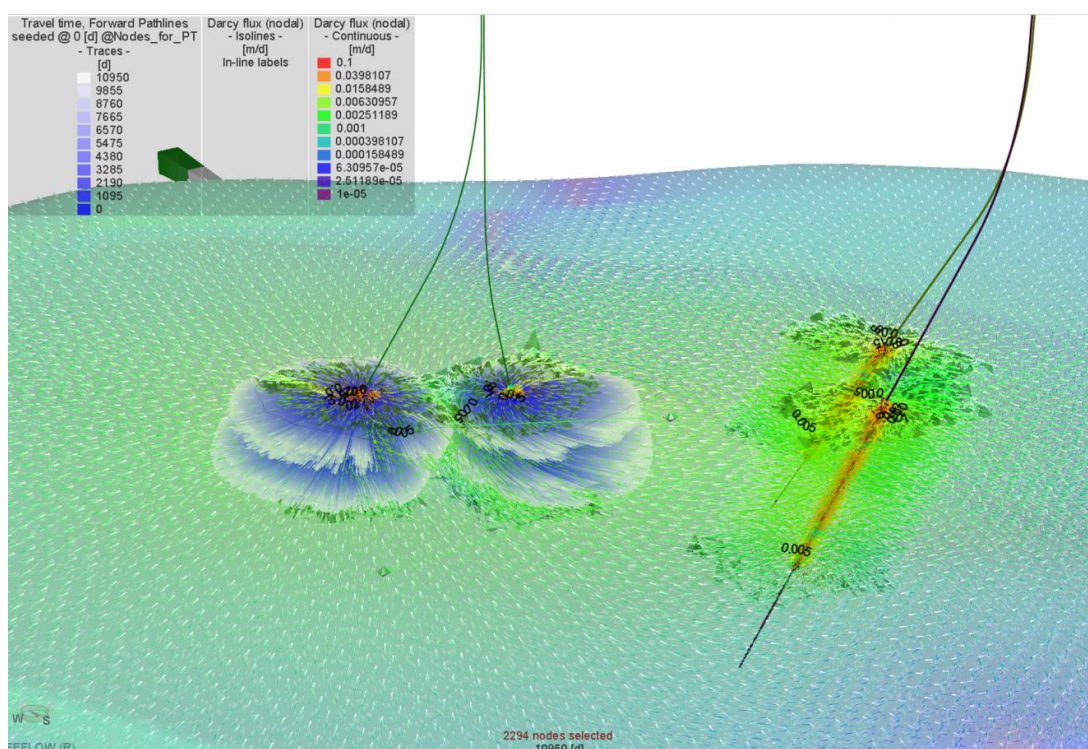


Figura 39 Scenario C1: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy – Vista 3D laterale



### 8.3.1.2 C1 - Parametri P90

Nel caso P90 lo Scenario C1 conferma un assetto pressorio intermedio rispetto alle configurazioni A1 e B1: i valori di head ai poli si collocano tra i due scenari di confronto, senza evidenziare criticità specifiche ma con un differenziale complessivo più marcato in termini assoluti rispetto ai parametri medi.

La configurazione con pozzi completamente orientati mostra quindi un comportamento idraulicamente bilanciato, ma con effetti di separazione dei carichi piezometrici più evidenti in condizioni conservative di permeabilità, dove la ridotta trasmissività del sistema tende ad amplificare le differenze tra i poli senza alterare il quadro termico generale.

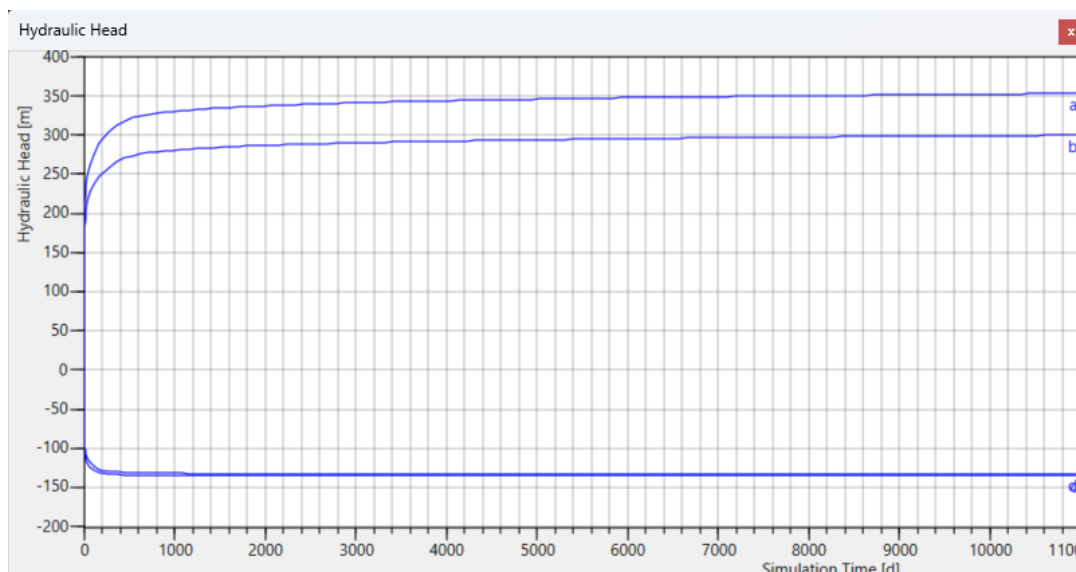


Figura 40 Scenario C1, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head)

Come precedentemente citato, per lo scenario C1 “worst case” P90, è stato valutato ulteriore scenario finalizzato a contenere le pressioni di build-up entro un range Head  $\approx 200$  m, attualmente coerente con l’ottimizzazione impiantistica prevista. Il contenimento delle pressioni è compatibile con una potenza scambiata  $P=10.0$  MW (Tabella 15, Figura 41).

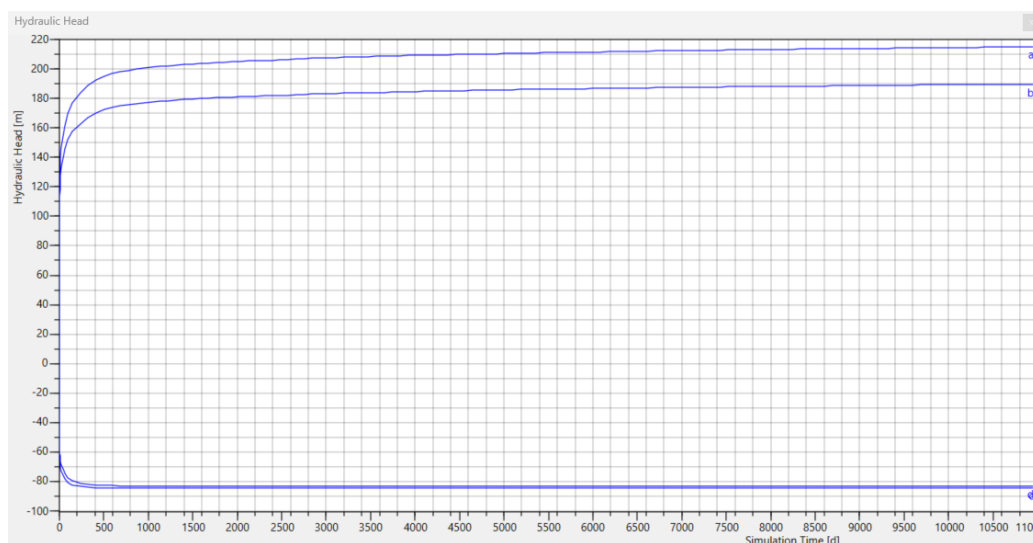


Figura 41 Scenario C2, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head).  $P = 6.30$  MW

### 8.3.2 Scenario C2 – Acquiferi attivi: A3-b1/b2 (Lobi 2–3) e A2-e1 (Lobo 4)

Le condizioni operative per lo scenario C2 (portate, temperatura di reiniezione) sono riportate nella successiva Tabella 16.

Le simulazioni fanno riferimento alla parametrizzazione distribuita secondo principio probabilistico come derivante dalla Relazione Mineraria e Geotermica, Elab. A.GEN.1. In particolare sono condotti due set di simulazioni con riferimento ai valori di permeabilità::

- “P50”, stima mediana/attesa del parametro;
- “P90”, worst case tecnico.

Le stesse fanno riferimento agli scenari di produzione delineati dalla fase di studio preliminare. In particolare, anticipando il risultato di modello relativo ad una temperatura di estrazione media di circa 64°C (Figura 43), reiniezione 35°C, da cui  $\Delta T \approx 29^\circ\text{C}$ , si calcola una potenza scambiata in condizioni di efficienza ideale  $P=14.6$  MW (Tabella 17). Per lo scenario C2, è stato valutato ulteriore scenario, specificamente per la parametrizzazione P90 “worst case”, finalizzato a contenere le pressioni di build-up entro un range Head  $\approx 180\text{-}200$  m, attualmente coerente con l'ottimizzazione impiantistica prevista, da cui il valore di potenza scambiata pari a  $P=10.0$  MW. Entrambi i valori, con parametri P50 e P90 sono compatibili ovvero superiori alle previsioni di fabbisogno energetico per teleriscaldamento diretto e ATES stagionale.

Tabella 16 Scenario C2: punti di prelievo e reimmissione

|                 |              |         | Q (m3/d) | T°C (reiniezione) |
|-----------------|--------------|---------|----------|-------------------|
| GH-1 (dir.)     | Prelievo     | Deviato | -5184    |                   |
| GH-2 (dir.)     | Prelievo     | Deviato | -5184    |                   |
| SG-2 (dir.)     | Reimmissione | Deviato | 5184     | 35                |
| SG-1_ST2 (dir.) | Reimmissione | Deviato | 5184     | 35                |

Tabella 17 Scenario C2: Potenza scambiata (Scenari di verifica con parametri P50, P90)

| Param.   | Q (m3/d) | Q (l/s) | $\Delta T$ (°K) | Cw (J/m3*K) | P (W)    | P (MW) |
|----------|----------|---------|-----------------|-------------|----------|--------|
| P50, P90 | 10368    | 120.00  | 29              | 4.20E+06    | 1.46E+07 | 14.6   |
| P90      | 7094     | 82.12   | 29              | 4.20E+06    | 1.00E+07 | 10.0   |

#### 8.3.2.1 C2 - Parametri P50

Nelle seguenti figure e grafici vengono riportati i risultati di sintesi della simulazione, riferita ad operatività continua e parametri costanti per la durata di 30 anni.

In particolare sono riportati:

- Temperature reservoir a fine periodo di esercizio, vista generale, Figura 42;
- Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio, dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione (t gg. Vs. T°C), Figura 43;
- carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head, m vs. t, gg.), Figura 44;

- Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy, Figura 45, Figura 46.

In sintesi, lo Scenario C2 conferma il comportamento termo-idraulico già osservato negli altri assetti stratigrafici di tipo “2”, caratterizzati dall’inclusione dell’unità reservoir superficiale a maggiore permeabilità. Anche in questa configurazione non si evidenziano fenomeni di thermal breakthrough nel periodo di simulazione trentennale, con temperature ai pozzi di produzione sostanzialmente stabili e valori medi dell’ordine di ~63–64 °C, coerenti con il maggiore contributo degli orizzonti più superficiali.

L’assetto con tutti i pozzi orientati non determina variazioni termiche apprezzabili rispetto agli scenari A2 e B2, mentre sul piano idraulico si osserva un campo di pressione intermedio e complessivamente equilibrato, con sovrappressioni di reiniezione comparabili o lievemente inferiori rispetto alla configurazione B2. Le mappe di particle tracking confermano inoltre l’assenza di connessioni dirette tra poli di reiniezione e produzione, con traiettorie di flusso prevalentemente confinate nei livelli a maggiore permeabilità.

Nel complesso, lo scenario C2 si colloca in continuità con gli altri scenari “2”, mantenendo il vantaggio in termini di portata sostenibile e potenza termica estraibile, senza introdurre criticità aggiuntive né benefici termici significativi legati alla sola orientazione dei pozzi.

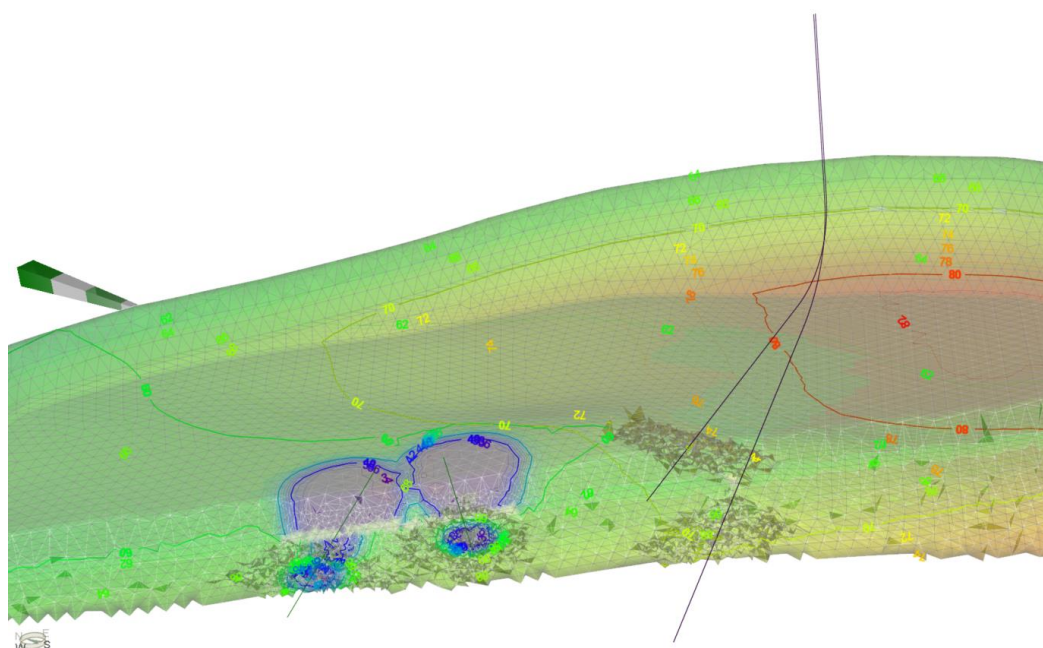


Figura 42 Scenario C2: Temperature reservoir a fine periodo di esercizio (30 anni), vista generale

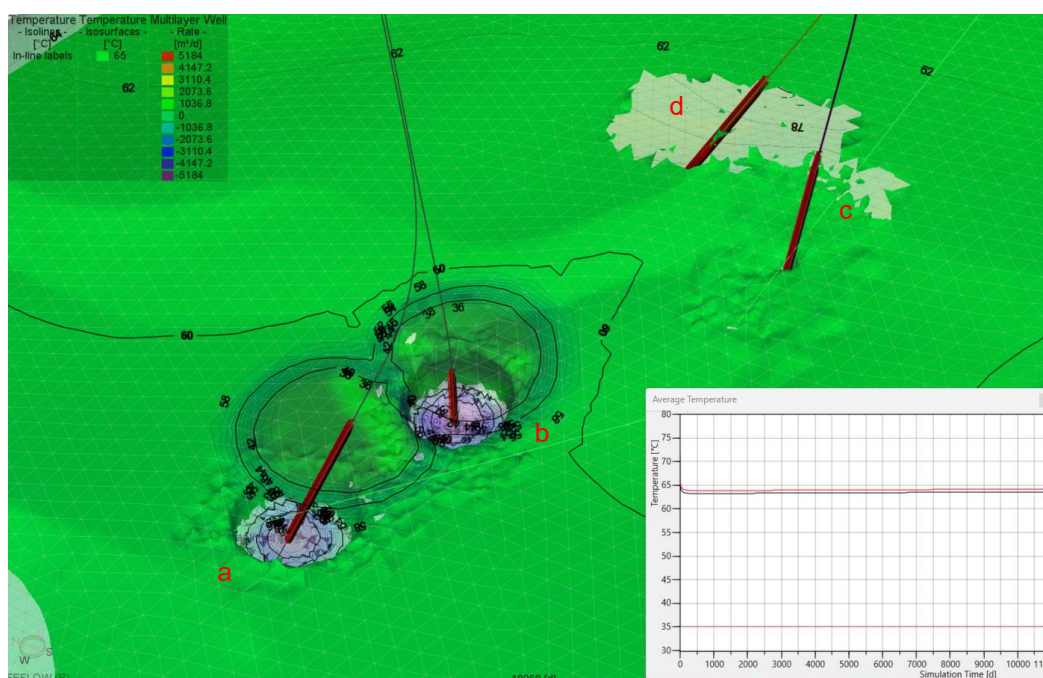


Figura 43 Scenario C2: Temperature (isolinee e superficie isoterma) a fine periodo di esercizio (30 anni), dettaglio; grafico temperatura ai pozzi di prelievo e reimmissione

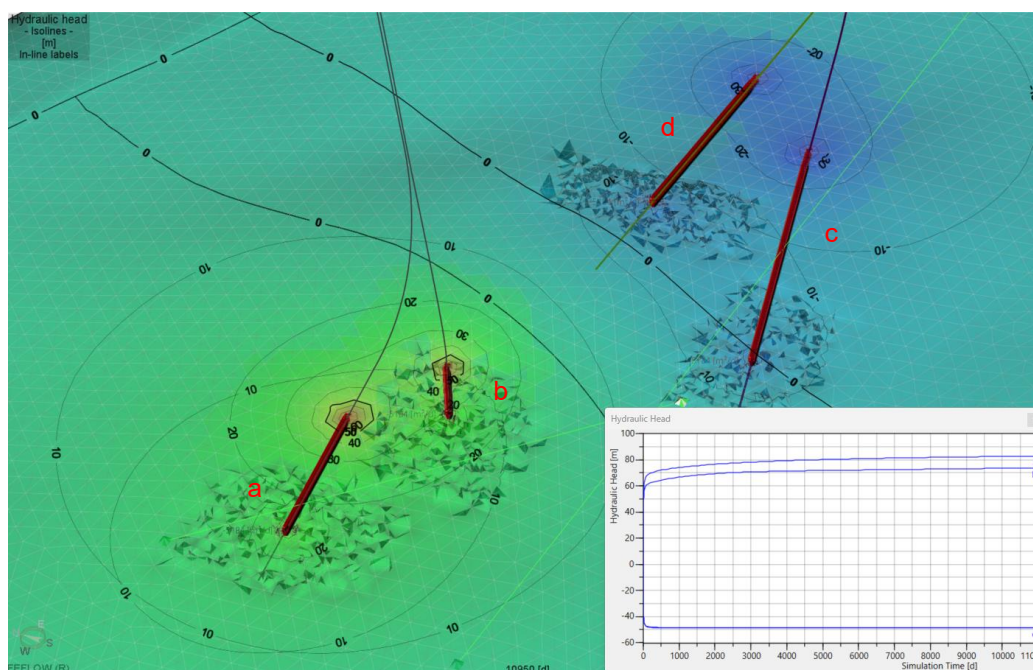


Figura 44 Scenario C2: rappresentazione di dettaglio del carico idraulico (isolinee) a fine esercizio, 30 anni, e grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (Head vs.t)



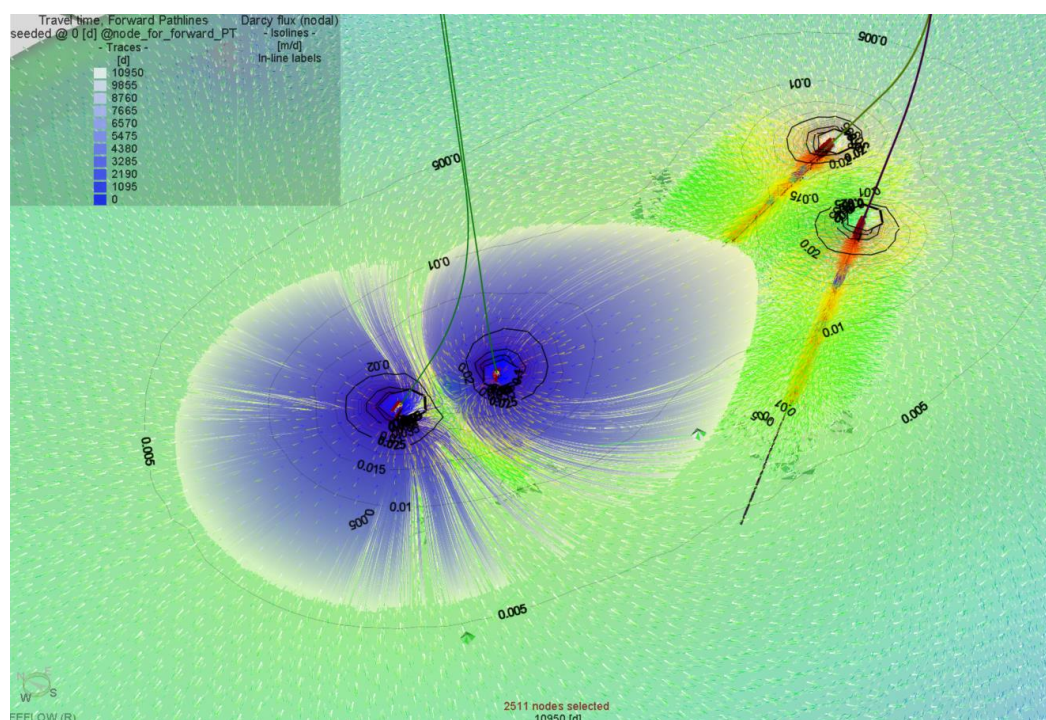


Figura 45 Scenario C2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy

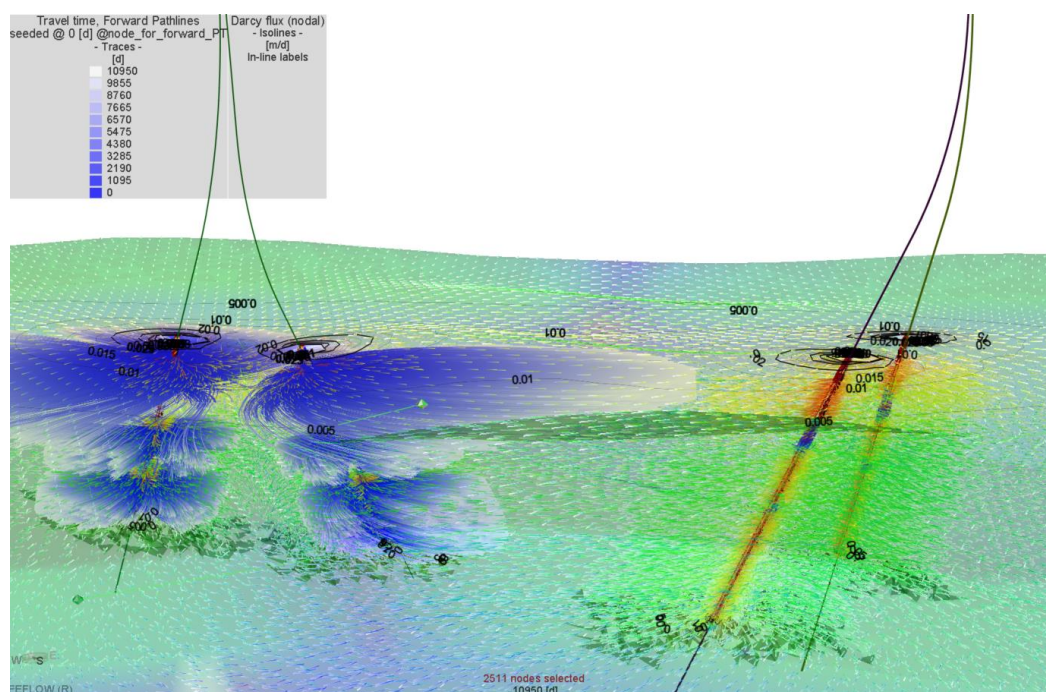


Figura 46 Scenario C2: Particle Tracking a 30 anni (0-10950 gg., vedi legenda) con origine dai pozzi di reiniezione e flusso specifico di Darcy – Vista 3D laterale, si noti la maggiore distanza percorsa nella porzione superficiale, Lobo 4 aq. A2e-1 (a maggiore permeabilità)



### 8.3.2.2 C2 - Parametri P90

In Figura 47 sono riportate le serie temporali dei valori di Hydraulic Head ai pozzi di prelievo e reiniezione, rappresentative del comportamento pressorio del sistema nello scenario cautelativo.

I risultati confermano le tendenze già descritte per lo scenario C2 in condizioni medie, con amplificazione dei differenziali di carico tra poli di produzione e reiniezione coerente con la minore trasmissività del mezzo.

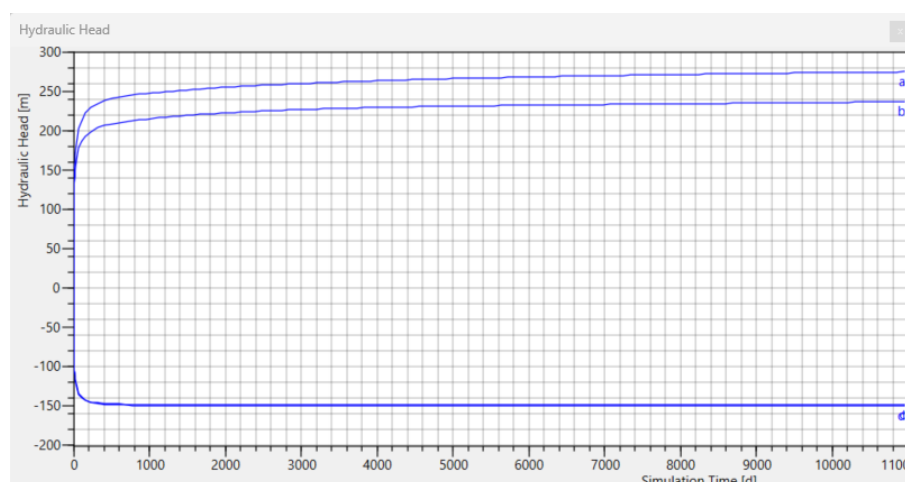


Figura 47 Scenario C2, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head).  $P = 15.6$  MW

Come precedentemente citato, per lo scenario C2 “worst case” P90, è stato valutato ulteriore scenario finalizzato a contenere le pressioni di build-up entro un range Head  $\approx 200$  m, attualmente coerente con l’ottimizzazione impiantistica prevista. Il contenimento delle pressioni è compatibile con una potenza scambiata  $P=10.0$  MW (Tabella 17, Figura 48).

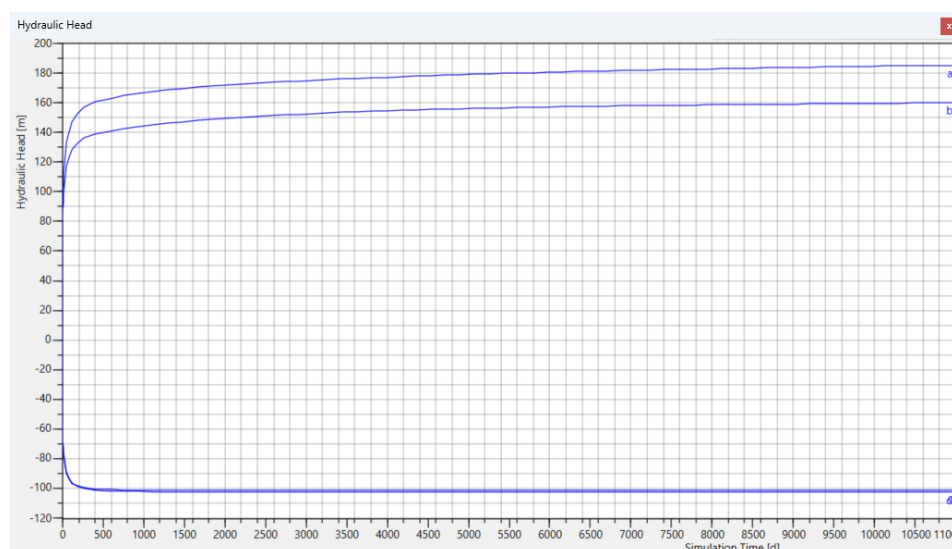


Figura 48 Scenario C2, parametri P90 ( $K_{xyz}$ , Worst Case Scenario); grafico valori ai pozzi di prelievo e reiniezione (t vs. Head).  $P = 10.0$  MW

## 9 Bilancio energetico del reservoir geotermico: valutazione dell'Heat in Place e dell'energia totale scambiata

L'"heat in place" di un serbatoio geotermico rappresenta la quantità totale di energia termica immagazzinata nel serbatoio, considerando il volume del serbatoio, la capacità termica della matrice solida e del fluido, e la differenza di temperatura tra il serbatoio e un valore di riferimento (di norma la temperatura minima di scambio ovvero la temperatura di reimmissione dei fluidi).

In un sistema monofase, l'heat in place per unità di volume ( $\text{KJ/m}^3$ ) è calcolato come la somma dei contributi dell'entalpia specifica del fluido e della matrice solida ( $\text{KJ/kg}$ ), ponderati dalle rispettive densità e frazioni volumetriche all'interno del sistema.

Per un mezzo fratturato saturo l'HIP totale è calcolabile come somma dell'energia nel mezzo acquifero e nel fluido, in funzione del calore specifico e della porosità efficace del mezzo stesso. La formulazione specifica per il calcolo del HIP totale in un mezzo fratturato saturo in fluido è dunque:

$$Q(\text{HIP}) = V \cdot [\phi \cdot \rho_f \cdot C_f + (1 - \phi) \cdot \rho_r \cdot C_r] \cdot \Delta T$$

Dove:

$\phi$  = porosità efficace del serbatoio geotermico (adim.)

$\rho_f$  = densità del fluido in frattura ( $\text{kg/m}^3$ );

$C_f$  = capacità termica volumetrica del fluido ( $\text{J/kg}^\circ\text{C}$  o  $\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$ );

$\rho_r$  = densità della roccia serbatoio ( $\text{kg/m}^3$ );

$C_r$  = capacità termica volumetrica della roccia ( $\text{J/kg}^\circ\text{C}$  o  $\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$ );

Il modello consente di stimare l'heat in place per settori specifici ovvero selezioni di elementi, corrispondenti ad esempio a sistemi acquiferi o porzioni di essi.

Nel caso specifico il calcolo è stato riferito a:

1 - Intera area di studio / ricostruzione geologico stratigrafica, come valutazione teorica di potenziale sfruttamento del reservoir geotermico rispetto all'energia estratta dall'impianto allo studio, e in particolare a:

- Volume target, da base lobo stratigrafico 1 a top lobo 4, rif. Figura 49;

- Volume target, da base lobo stratigrafico 1 a top lobo 4, esclusi acquitardi intermedi (disponibilità effettiva), rif. Figura 50.

2) In scenario dinamico, alla zona di influenza termo-idraulica determinata dall'esercizio trentennale dell'impianto, con riferimento alle medesime configurazioni stratigrafiche di riferimento / scenari reservoir target (1 – Lobi 1÷3, 2 – Lobi 2÷4).

Come si evidenzia dalle Figura 49 e Figura 50, la disponibilità teorica di energia nel volume di riferimento totale si attesta su valori dell'ordine di  $4.3\text{E}+8$  MWh. Si tratta di valori di scarso significato pratico in quanto relativi allo scenario di estrazione di energia termica fino ad una temperatura finale uniforme del reservoir pari a  $35^\circ\text{C}$  (temperatura di reiniezione), ma comunque sono indicativi della disponibilità per "energy mining" nel volume di serbatoio di riferimento, nell'ambito del Permesso di Ricerca complessivo.

In un modello di serbatoio geotermico con un doppietto prelievo-reiniezione, si considera significativo l'heat in place specificamente riferito al volume di reservoir che può essere effettivamente intercettato e utilizzato durante il ciclo di vita operativo dell'impianto stesso.

Tale volume effettivo deriva dalle simulazioni di flusso e di trasporto del calore effettuate ovvero dalla zona di influenza termica del doppietto. L'approccio modellistico permette dunque di identificare il volume che effettivamente contribuisce alla produzione di energia termica sfruttabile per l'impianto specifico.

Il volume di riferimento per il calcolo dell'HIP è stato definito sulla base degli scenari modellistici sviluppati, considerando un tempo di esercizio pari a 30 anni e assumendo come dominio l'involuppo degli elementi caratterizzati da variazioni di temperatura.

Nel dettaglio, per semplificazione, la zona "dinamica" è stata fatta coincidere con l'insieme degli elementi di modello ricompresi nell'involuppo di forward particle tracking a 30 anni generato dal doppietto di reiniezione.

Tale scelta rappresenta un approccio cautelativo, in quanto non include al margine esterno il contributo della dispersione idrodinamica; tuttavia, può essere ritenuta realistica, poiché dalle simulazioni emerge che la perturbazione termica al limite dell'involuppo di particle tracking risulta trascurabile.

I risultati della valutazione sono riportati in Figura 51 per lo scenario stratigrafico "1" (filtri pozzi nei Lobi 1-2-3) e Figura 52 per lo scenario "2" (Lobi 2-3-4). Per evitare ridondanza di informazioni, la simulazione riportata riguarda, per i due scenari stratigrafici di riferimento, la configurazione pozzi A, non rilevandosi differenze di significato pratico per le corrispondenti configurazioni pozzi B, C.

I valori di energia totale stoccata nei due volumi acquiferi di riferimento sono rispettivamente pari a  $1.36E+7$  MWh (scenario stratigrafico "1") e  $2.3E+7$  MWh (scenario "2").

Nella successiva Tabella 18 sono riportati i valori di energia scambiata con il reservoir nel periodo operativo di 30 anni ( $GWh_{th}$ ) per i due scenari stratigrafici, e il rapporto percentuale con la disponibilità di energia Heat in Place. Dai dati in tabella si evidenzia in particolare:

- l'incidenza minima dell'esercizio trentennale sull'HIP riferito al volume complessivo (modello di approfondimento stratigrafico), con un rapporto  $E_{max} 30y / HIP_{tot} < 1\%$  (elevata potenzialità residua per Energy Mining);
- incidenza bassa per il medesimo periodo in riferimento allo specifico volume di perturbazione termo-idraulica  $E_{max} 30y / HIP_{vp} < 20\%$  (potenzialità residua ultratrentennale per lo specifico impianto).

**Tabella 18** Produzione di energia a 30 anni ( $E_{max}$ ,  $E_{min}$ , per ogni scenario stratigrafico), Heat in Place e rapporto  $E/HIP\%$ . Tabella superiore: HIP riferito a volume modello stratigrafico nel Permesso di Ricerca. Tabella inferiore: HIP riferito a solo volume di perturbazione termo-idraulica (rif ambiti precedenti Figura 49÷**Error! Reference source not found.** e Figura 51-Figura 52

| Rif. HIP volume tot. reservoir modello stratigrafico |           |          |           |           | tesercizio = 30 anni |            |            |            |
|--|-----------|----------|-----------|-----------|----------------------|------------|------------|------------|
| Scenario   | reservoir | HIP (GW) | Pmin (MW) | Pmax (MW) | Emin (GWh)           | Emax (GWh) | Emin/HIP % | Emax/HIP % |
| 1  | Lobi 1+3  | 3.56E+05 | 6.3       | 10.0      | 1655.6               | 2628.0     | 0.5        | 0.7        |
| 2  | Lobi 2+4  | 7.64E+05 | 10.0      | 14.6      | 2628.0               | 3836.9     | 0.3        | 0.5        |
|  |           |          |           |           |                      |            |            |            |
| Rif. HIP volume di perturbazione termo-idraulico     |           |          |           |           | tesercizio = 30 anni |            |            |            |
| Scenario   | reservoir | HIP (GW) | Pmin (MW) | Pmax (MW) | Emin (GWh)           | Emax (GWh) | Emin/HIP % | Emax/HIP % |
| 1  | Lobi 1+3  | 1.36E+04 | 6.3       | 10.0      | 1655.6               | 2628.0     | 12.2       | 19.3       |
| 2  | Lobi 2+4  | 2.25E+04 | 10.0      | 14.6      | 2628.0               | 3836.9     | 11.7       | 17.1       |

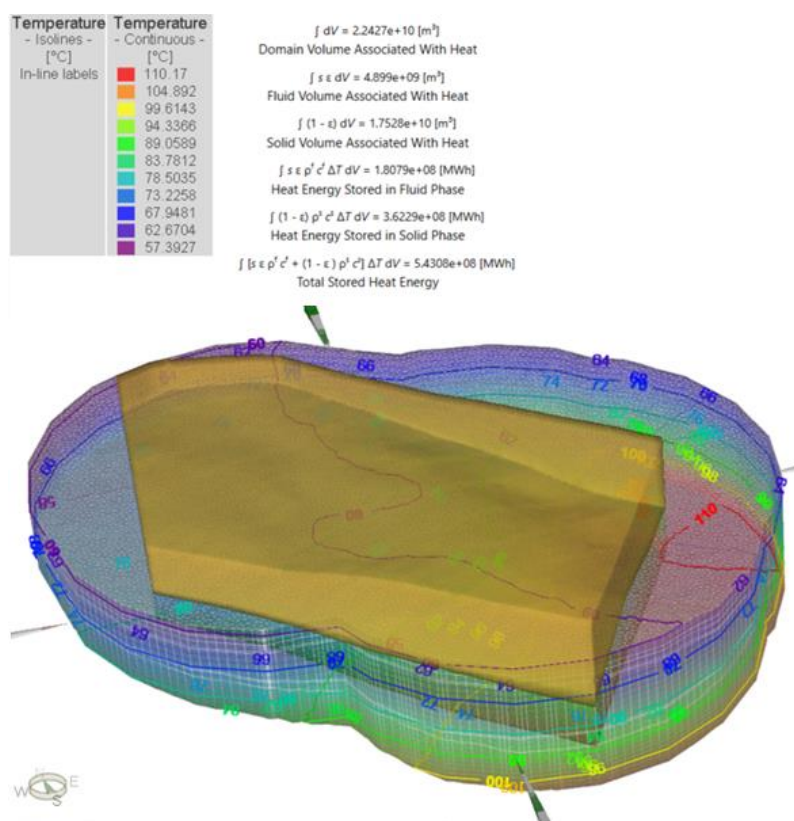


Figura 49 Volume reservoir target (Lobi 1-4), calcolo dell'Heat in Place

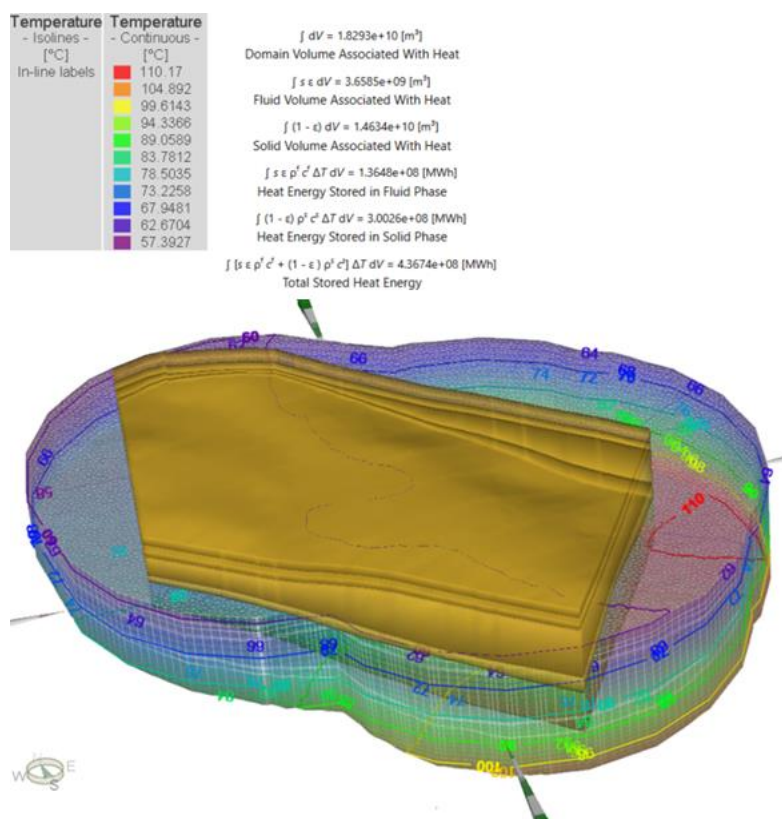


Figura 50 Volume reservoir target (Lobi 1-4), calcolo dell'Heat in Place – Disponibilità effettiva (esclusi acquitardi)



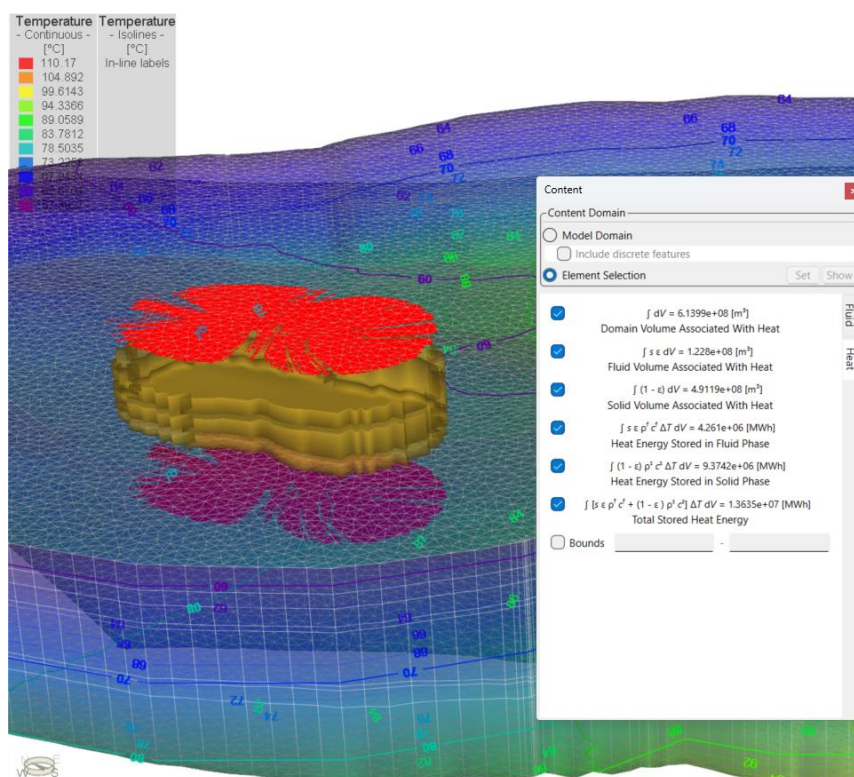


Figura 51 – Stima dell'HIP nella zona di disturbo termico (involuppo particle tracking a 30 anni, pozzi di reiniezione) - **Scenario stratigrafico 1 (A1)**

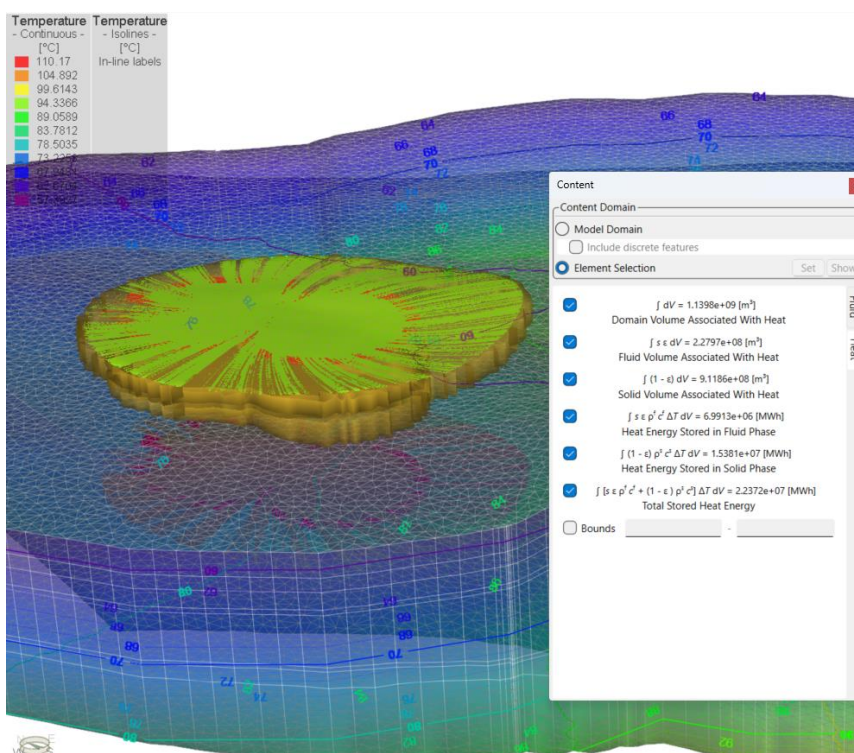


Figura 52 Stima dell'HIP nella zona di disturbo termico (involuppo particle tracking a 30 anni, pozzi di reiniezione) - **Scenario stratigrafico 2 (A2)**

## 10 Valutazioni comparative degli scenari analizzati e conclusioni

Lo studio di modellazione del reservoir geotermico ha consentito di valutare, su un orizzonte di esercizio trentennale, il comportamento dinamico del sistema in differenti configurazioni stratigrafiche e geometriche dei pozzi, con particolare riferimento all'evoluzione del campo termico, alla distribuzione del carico idraulico e all'interferenza tra poli di produzione e reiniezione.

Il confronto quantitativo tra gli scenari è stato sviluppato sulla base delle elaborazioni di dettaglio e dei parametri sintetizzati nella Tabella 18 e nel grafico comparativo di Figura 50, che riassumono i risultati nelle condizioni parametriche P50 e P90.

Sulla base delle evidenze emerse, si riportano di seguito le principali considerazioni conclusive.

### **Comportamento termico**

In tutti gli scenari simulati non si evidenziano condizioni di thermal breakthrough nel periodo considerato; le perturbazioni termiche restano confinate nell'intorno dei pozzi di reiniezione e non vengono intercettate dai produttori.

Le differenze principali riguardano la qualità termica del fluido prodotto:

- Scenari 1 (reservoir "Lobi" 1-2-3): temperature di produzione mediamente 69 °C, associate a una maggiore partecipazione degli orizzonti profondi e più caldi;
- Scenari 2 (reservoir "Lobi" 2-3-4): temperature di produzione inferiori, dell'ordine di  $\approx 64$  °C, dovute al maggiore contributo dei livelli più superficiali.

Un'ulteriore verifica (rif. Figura 53) è stata condotta mediante analisi di backward streamlines a partire dai pozzi di produzione, finalizzata alla stima dei tempi minimi teorici di possibile connessione idraulica tra poli di reiniezione ed estrazione (flow breakthrough). Tale elaborazione, di natura cautelativa, evidenzia come negli Scenari 1 i tempi di prima connessione risultino dell'ordine di  $\sim 90$  anni, quindi ampiamente superiori all'orizzonte di esercizio considerato, mentre negli Scenari 2 tali tempi si riducono sensibilmente per effetto della maggiore trasmissività dell'unità superficiale.

Pur non configurandosi fenomeni di corto circuito termico nel periodo simulato, tale differenza indica un margine di sicurezza idraulico più contenuto negli scenari con reservoir superficiale attivo, evidenziando l'opportunità di una successiva rifinitura del modello sulla base dei dati locali acquisibili in fase di perforazione e prova del primo pozzo.

### **Comportamento idraulico e pressioni di reiniezione**

L'elemento di maggiore sensibilità emerso dallo studio riguarda il campo di pressione, in particolare le sovrappressioni ai poli di reiniezione. I confronti numerici mostrano che:

- in condizioni medie, i valori di head ai reiniettori risultano generalmente compresi tra  $\sim 90$  e 180 m;
- negli scenari cautelativi P90 (worst case) tali valori possono crescere fino a  $\sim 300$ – $350$  m di head equivalente.

L'incremento delle pressioni di reiniezione è riconducibile a due fattori concorrenti:

- 1) assottigliamento stratigrafico dell'unità reservoir nel settore degli iniettori, con riduzione dello spessore saturo efficace e della trasmissività;
- 2) temperatura di reiniezione inferiore rispetto a quella di produzione, che determina aumento della viscosità dinamica del fluido e conseguente riduzione della conducibilità idraulica equivalente.

È opportuno evidenziare che i valori di drawdown e build-up riportati derivano dal modello come pressioni di formazione (ovvero riferite al mezzo poroso nel punto di contatto pozzo-reservoir), calcolate in condizioni ideali che non includono le perdite di carico lungo il tubing e le componenti impiantistiche di superficie. Le pressioni operative effettive al wellhead o alla pompa potranno pertanto risultare superiori (in reiniezione) o inferiori (in produzione) rispetto ai valori modellati, configurando questi ultimi come stime cautelative ma ottimistiche dal punto di vista impiantistico.

### **Effetto dell'assetto dei pozzi**

Le diverse configurazioni geometriche dei pozzi (verticali vs. orientati) non producono variazioni significative sul comportamento termico del sistema, ma influenzano in modo misurabile la distribuzione delle pressioni nel reservoir. Dal confronto numerico dei valori di head sintetizzati nei grafici emerge che le differenze tra le configurazioni A, B e C risultano contenute ma sistematiche.

In entrambi gli assetti stratigrafici analizzati, la configurazione di pozzi B tende a presentare i valori più gravosi sia in termini di drawdown ai produttori sia di sovrappressione ai reiniettori, configurandosi come l'assetto idraulicamente meno favorevole. Le configurazioni A e C mostrano invece un comportamento più equilibrato, con valori pressori generalmente inferiori e differenziali di carico più contenuti; in particolare, la configurazione C risulta associata ai valori di build-up più bassi lato reiniezione, soprattutto nello scenario stratigrafico 2 ad alta portata.

Tale effetto risulta più evidente negli scenari cautelativi P90, dove la ridotta conducibilità idraulica del sistema amplifica le differenze geometriche tra i pozzi e rende maggiormente percepibile la separazione dei livelli piezometrici tra poli. L'influenza dell'assetto dei pozzi si configura quindi come un fattore di ottimizzazione fine del bilancio pressorio, percepibile soprattutto in condizioni conservative, ma non dominante rispetto al controllo esercitato dalla stratigrafia e dalla trasmissività dei livelli reservoir sul comportamento termico e idraulico complessivo.

### **Inquadramento energetico complessivo**

Un elemento chiave emerso dall'analisi riguarda la trasmissività dei livelli superficiali (c.d. "Lobo 4"), che negli Scenari 2 consente l'impostazione di portate di esercizio superiori rispetto agli Scenari 1. Tale maggiore capacità di drenaggio/iniettività si traduce, a parità o anche in presenza di condizioni pressorie comparabili o inferiori, in un incremento dello scambio termico complessivo.

Pur registrandosi negli Scenari 2 una temperatura del fluido prodotto inferiore ( $\approx 64$  °C contro  $\approx 69$  °C degli Scenari 1), la maggiore portata sostenibile consente di raggiungere potenze termiche simulate dell'ordine di  $\sim 15$  MW, contro i  $\sim 10$  MW degli Scenari 1. Il beneficio associato alla maggiore trasmissività superficiale compensa quindi, sul piano della potenza totale estraibile, la penalizzazione termica unitaria.

Tuttavia, introducendo il vincolo tecnologico raccomandato dai progettisti corrispondente a circa 20 bar di pressione di formazione al reiniettore ( $\approx 200$  m di head equivalente, al netto di  $\sim 5$  bar di perdite di carico nel circuito impiantistico), le configurazioni più performanti in condizioni P90 (worst case) — in particolare le soluzioni C — richiedono una riduzione della portata di esercizio, con conseguente ridimensionamento della potenza scambiata (Figura 51).

Nel dettaglio:

- nello Scenario stratigrafico 1, la configurazione C in condizioni P90 passa da una potenza teorica di  $\sim 10$  MW (P50) a  $\sim 6$  MW in assetto cautelativo;
- nello Scenario stratigrafico 2, la configurazione C in condizioni P90, inizialmente prossima ai  $\sim 14$ – $15$  MW in condizioni medie, si attesta intorno a  $\sim 10$  MW quando viene imposto il limite di build-up di 200 m.

Ne deriva che il vincolo pressorio costituisce un fattore effettivamente condizionante nelle configurazioni più spinte, in presenza di parametri idraulici fortemente cautelativi (P90).

### **Valutazione comparativa e preferenza**

Il confronto quantitativo sintetizzato nella Tabella 19 e nei grafici di Figura 54 e Figura 55 evidenzia che, sia in condizioni medie (P50) sia in condizioni cautelative (P90), risultano disponibili configurazioni operative in grado di garantire potenze di scambio termico compatibili — e in più casi superiori — ai valori di riferimento della domanda energetica del sistema integrato Produzione / Stoccaggio ATES, come definiti dalla modellazione energetica preliminare.

In particolare:

- negli Scenari stratigrafici 2 (Lobi 2-3-4), la maggiore trasmissività del livello superficiale consente, anche con vincolo tecnologico di build-up pari a 20 bar ( $\approx 200$  m di head), di mantenere potenze dell'ordine di  $\sim 10$  MW in condizioni P90 e  $\sim 14$ – $15$  MW in P50;

- negli Scenari stratigrafici 1 (Lobi 1-2-3), le potenze risultano dell'ordine di  $\sim 10$  MW in condizioni medie, con riduzione in caso P90 più conservativo, comunque in un intervallo compatibile con scenari di esercizio modulato.

Il solo caso maggiormente cautelativo (Scenario 1 – P90) rappresenta una condizione di riferimento prudenziale, rispetto alla quale, in fase esecutiva, potrà essere valutata:

- l'adozione dell'assetto stratigrafico alternativo (Scenario 2),
- oppure l'ottimizzazione del bilancio termico mediante adeguamento del  $\Delta T$  operativo,
- o ancora l'eventuale rimodulazione del limite di build-up entro il campo tecnologicamente gestibile.

Ne deriva che il sistema modellato presenta, nell'intervallo probabilistico analizzato (P50–P90), un ventaglio di configurazioni tecnicamente coerenti con la domanda energetica prevista, nel rispetto dei vincoli impiantistici e dei margini cautelativi considerati.

#### *Nota metodologica*

*Si evidenzia che le valutazioni svolte riguardano esclusivamente la risposta termo-idraulica del sistema reservoir-pozzi. I valori di sovrappressione e drawdown riportati devono pertanto intendersi come grandezze idrauliche di formazione, finalizzati alla valutazione della sostenibilità operativa del sistema di scambio. Gli aspetti di natura geotecnica deformativa sono da riferire a valutazioni specialistiche dedicate e non costituiscono oggetto del presente elaborato.*



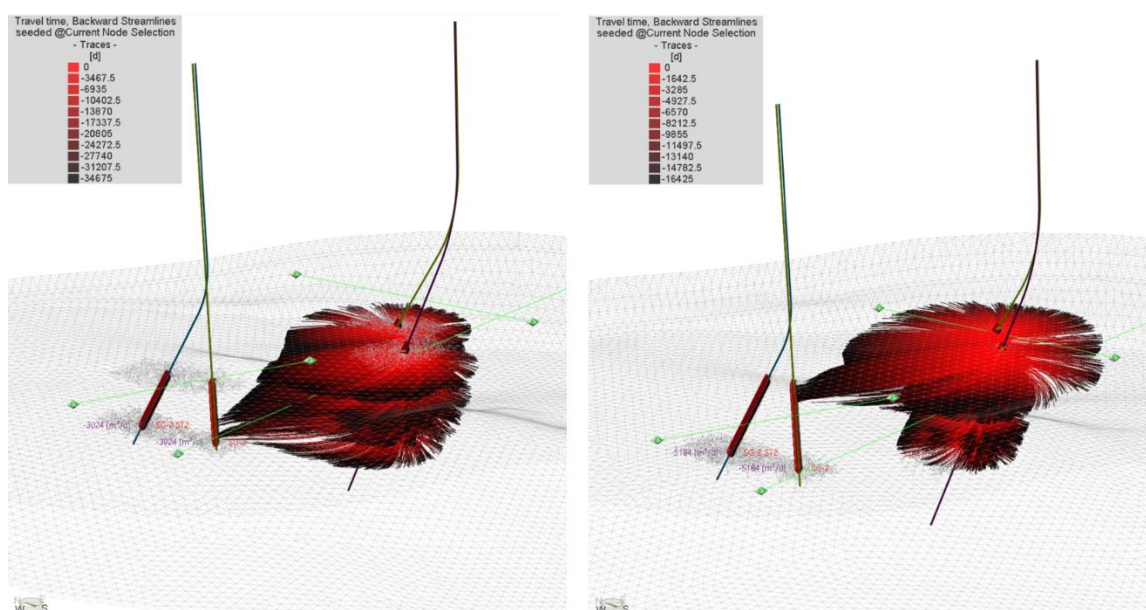


Figura 53 Scenari teorici di primo “flow breaktrough”, confronto esemplificativo tra scenari 1 e 2: a sinistra, scenario A1 (lobi acquiferi attivi 1-2-3),  $t \approx 90$  a; a destra, scenario A2 (lobi acquiferi attivi 2-3-4),  $t \approx 45$  a

Tabella 19 Confronto parametri operativi: valori di Head ai pozzi di produzione e reiniezione,  $\Delta H$ , portata totale, e potenza scambiata

| Scen. | P (MW) | $\pm Q$ (m <sup>3</sup> /d) | Param. | Head (produttori, drawdown) |            |      |           | Head (iniettori, build-up) |                  |     |               | DH (m) |
|-------|--------|-----------------------------|--------|-----------------------------|------------|------|-----------|----------------------------|------------------|-----|---------------|--------|
|       |        |                             |        | min                         | Cod.       | max  | Cod.      | min                        | Cod.             | max | Cod.          |        |
| A1    | 10     | 6048                        | P50    | -55                         | GH-2 dir.  | -57  | GH-1 dir. | 127                        | SG-2 vert.       | 144 | SG-2_ST2 dir. | 192    |
| B1    | 10     | 6048                        | P50    | -58                         | GH-1 vert. | -64  | GH-2 dir. | 151                        | SG-2 vert.       | 175 | SG-2_ST2 dir. | 224    |
| C1    | 10     | 6048                        | P50    | -64                         | GH-1 dir.  | -65  | GH-2 dir. | 139                        | SG-1_ST-2 (dir.) | 172 | SG-2 dir.     | 220    |
| A1    | 10     | 6048                        | P90    | -131                        | GH-2 dir.  | -128 | GH-1 dir. | 313                        | SG-2 vert.       | 358 | SG-2_ST2 dir. | 465    |
| B1    | 10     | 6048                        | P90    | -134                        | GH-1 vert. | -148 | GH-2 dir. | 349                        | SG-2 vert.       | 404 | SG-2_ST2 dir. | 518    |
| C1    | 10     | 6048                        | P90    | -128                        | GH-1 dir.  | -134 | GH-2 dir. | 302                        | SG-1_ST-2 (dir.) | 352 | SG-2 dir.     | 458    |
| A2    | 15.6   | 10368                       | P50    | -52                         | GH-2 dir.  | -53  | GH-1 dir. | 92                         | SG-2 vert.       | 96  | SG-2_ST2 dir. | 147    |
| B2    | 15.6   | 10368                       | P50    | -49                         | GH-1 vert. | -53  | GH-2 dir. | 90                         | SG-2 vert.       | 102 | SG-2_ST2 dir. | 147    |
| C2    | 15.6   | 10368                       | P50    | -48                         | GH-1 dir.  | -49  | GH-2 dir. | 73                         | SG-1_ST-2 (dir.) | 82  | SG-2 dir.     | 126    |
| A2    | 15.6   | 10368                       | P90    | -158                        | GH-2 dir.  | -160 | GH-1 dir. | 296                        | SG-2 vert.       | 314 | SG-2_ST2 dir. | 464    |
| B2    | 15.6   | 10368                       | P90    | -152                        | GH-1 vert. | -163 | GH-2 dir. | 296                        | SG-2 vert.       | 336 | SG-2_ST2 dir. | 474    |
| C2    | 15.6   | 10368                       | P90    | -156                        | GH-1 dir.  | -152 | GH-2 dir. | 231                        | SG-1_ST-2 (dir.) | 277 | SG-2 dir.     | 408    |

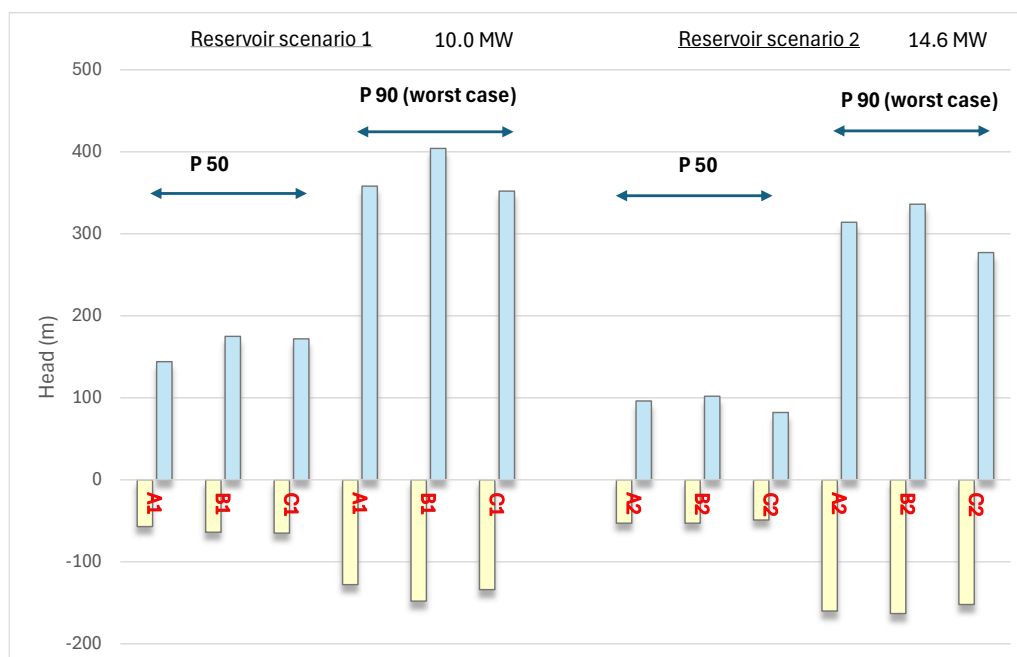


Figura 54 Grafico comparativo degli scenari stratigrafici 1 e 2 (valori a tempo di esercizio  $t=30$  a)

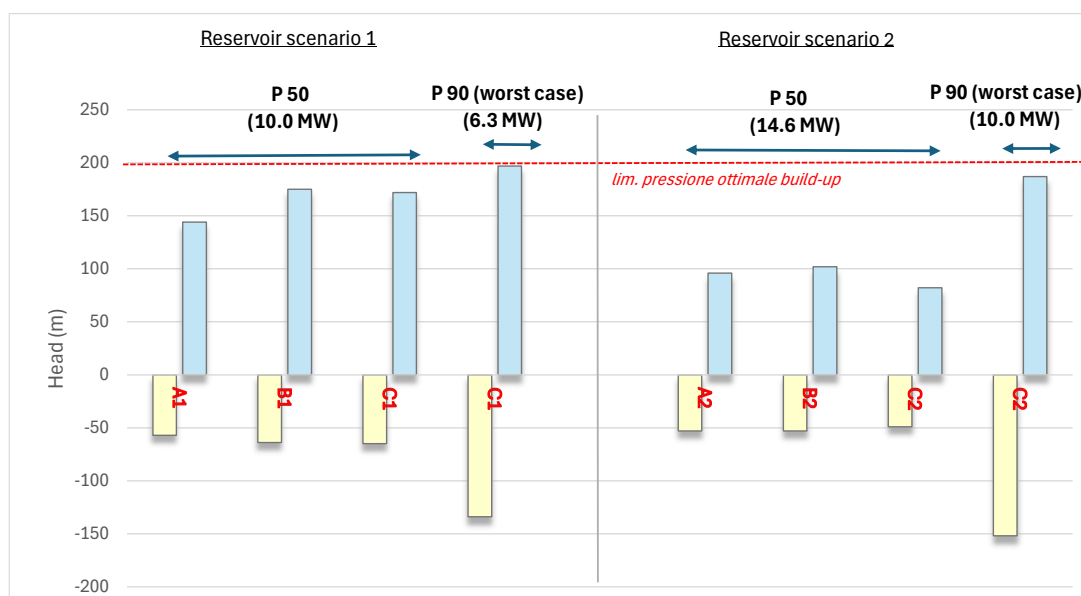


Figura 55 Grafico comparativo degli scenari stratigrafici 1 e 2 (valori a tempo di esercizio  $t=30$  a) – Riduzione della capacità di scambio per opzione (C) P90 (worst case) funzione del limite tecnico di ottimizzazione della pressione di build-up