



UNIVERSITAT_{DE}
BARCELONA

Desarrollo de un *workflow* integrado entre softwares de modelización de reservorios (MRST) y de simulación técnico-económica (GEOPHIRES) para la evaluación de sistemas geotérmicos con análisis de sensibilidad. Estudio sobre el modelo geotermal en 3D de la Fossa del Camp

Autor: Diego José Valdés Larraín

Tutor: Ignasi Herms (Tutor ICGC) y Enrique Gómez Rivas (Tutor UB)

Curs acadèmic: 2025/2026

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

I. Índice

I.	Índice	1
II.	Listado de figuras	3
III.	Listado de tablas	4
IV.	Agradecimientos	5
V.	Resumen	6
VI.	Abstract	7
1.	Introducción: Contexto energético	8
1.1.	Contexto energético global y el papel de la geotermia en Europa	8
1.2.	La Fossa del Camp como caso de estudio real y motivación concreta	8
1.3	El Problema: La brecha entre simulación física y evaluación económica	9
1.4	Hipótesis y enfoque del trabajo	10
1.5	Objetivos	10
1.5.1	Objetivo general	10
1.5.2	Objetivos específicos	10
1.6	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	11
2.	Marco Teórico y Estado del Arte	11
2.1	Geotermia de baja-media entalpía	11
2.2	Simulación numérica de yacimientos geotérmicos	12
2.3	Evaluación tecno-económica de proyectos energéticos	13
2.3.1	Estructura de costes: CAPEX y OPEX	13
2.3.2	Valor Actual Neto (NPV) y Tasa Interna de Retorno (IRR)	14
2.3.3	Coste Nivelado del Calor (LCOH)	14
2.3.4	Periodo de recuperación (<i>Payback</i>)	14
3.	Metodología: Desarrollo del <i>Pipeline</i> Integrado MRST ↔ GEOPHIRES	15
3.1	Arquitectura general del <i>workflow</i>	15
3.2	Estrategia de interoperabilidad y control de procesos	16
3.3	Configuración del modelo físico en MRST	17
3.3.1	Entradas del modelo	18
3.3.2	Flujo de procesamiento interno	18
3.3.3	Resolución numérica y convergencia	19
3.3.4	Salidas del modelo	19
3.4	Configuración del modelo económico en GEOPHIRES-X	19
3.4.1.	Orquestación, validación y datos (Bloques morados y azules)	20

3.4.2. Anulación del modelo térmico analítico (Bloques verdes)	21
3.4.3. Termodinámica de la planta de superficie (Bloque amarillo)	21
3.4.4 Consolidación financiera y Resultados (Bloques rojo y gris)	21
3.4.5. Bucle de Sensibilidad (Bloque inferior punteado)	21
3.5 Parámetros de interfaz y transferencia de datos	21
3.6 Diseño del sistema de análisis de sensibilidad (OFAT)	22
4. Caso de Estudio: Acuífero Jurásico en La Fossa del Camp	22
4.1 Caracterización geológica y petrofísica	22
4.2 Diseño del sistema de explotación	24
4.2.1 Justificación del doblete direccionado tipo-J	24
4.2.2 Geometría del doblete	25
4.2.3 Parámetros operativos y financieros del escenario base	25
4.3 Definición de rangos para el análisis de sensibilidad	27
5. Resultados y Validación	28
5.1 Validación del <i>Pipeline</i> : Cuantificación de la desviación entre el modelo analítico interno de GEOPHIRES y la simulación numérica 3D de MRST	28
5.1.1 Desviación en la jerarquía de riesgo	29
5.2 Simulación termo-hidráulica (MRST)	29
5.2.1 Comportamiento termo-hidráulico	29
5.2.2 Evolución de la pluma térmica	30
5.3 Indicadores tecno-económicos del caso base	31
5.3.1 Estructura de inversión y gasto operativo	31
5.3.2 Competitividad y resiliencia financiera	32
5.4 Análisis de sensibilidad paramétrica y jerarquía de riesgo	32
5.4.1 Dominio termodinámico e hidráulico	34
5.4.2 Dominio de superficie: Eficiencia termodinámica y balance comercial	34
5.4.3 La geología como soporte no restrictivo	35
6. Discusión	35
6.1 El valor estratégico de la integración: la falsa viabilidad analítica	35
6.2 Limitaciones del modelo	36
6.3 Reproducibilidad y aplicabilidad	36
7. Conclusiones y Trabajo Futuro	36
7.1 Síntesis de hallazgos del desarrollo de software	37
7.2 Síntesis de viabilidad del caso de estudio	37
7.3 Trabajo Futuro	37
8. Referencias	38

9. Anexos	41
9.1 Glosario.....	41
9.2 Tablas, figuras y conceptos de referencia	42

II. Listado de figuras

Figura 1: Distribución en planta de las temperaturas en el techo de la formación. Elaboración propia con figuras de ICGC	8
Figura 2: Flujo de trabajo tradicional descentralizado, ilustrando el cuello de botella operativo en la transferencia manual de datos.....	9
Figura 3: Configuración de la automatización con Python y relaciones entre herramientas.	15
Figura 4: MRST y su flujo de simulación física del subsuelo.....	18
Figura 5: GEOPHIRES-X y su flujo de simulación económica del proyecto.	20
Figura 6: Caracterización estructural del acuífero del Jurásico en la Fossa del Camp. (a) Mapa estructural del techo del Jurásico (coordenadas UTM 31N); las curvas de nivel representan la profundidad del techo en metros. Se indican las posiciones del PAD de perforación, el target del pozo productor (PROD) y el target del pozo inyector (INJ). (b) Vista tridimensional del techo y piso del acuífero; la escala de color indica la profundidad del techo en metros. Elaboración propia a partir del modelo voxet del ICGC.	23
Figura 7: Modelo 3D del acuífero del Jurásico superpuesto con imagen satelital del área de Reus.	24
Figura 8 Temperatura de producción y presión de fondo para sistema simulado en un horizonte temporal de 30 años.....	30
Figura 9: Distribución espacial de pluma térmica al año 30	31
Figura 10: Diagrama de Tornado para el NPV ($\Delta\%$ respecto al caso base).	33
Figura 11: Diagrama de Tornado para el LCOH ($\Delta\%$ respecto al caso base).....	33
Figura A 1: Factor de capacidad de plantas geotérmicas por tipo de tecnologías y tamaño del proyecto. (IRENA, 2024)	47
Figura A 2: Diagrama de Tornado para el payback ($\Delta\%$ respecto al caso base).	50

III. Listado de tablas

Tabla 1: Geometría del doblete direccionado tipo-J.	25
Tabla 2 Parámetros del análisis de sensibilidad OFAT con variación uniforme del 20% respecto al caso base.....	27
Tabla 3: Indicadores tecno-económicos caso base en ambas simulaciones	28
Tabla A 1 Parámetros para estimación del WACC.....	43
Tabla A 2: Propiedades petrofísicas y del fluido del acuífero jurásico de la Fossa del Camp.	44
Tabla A 3: Parámetros completos de entrada a GEOPHIRES-X — Escenario base (valores en USD dado que la herramienta recibe parámetros en esta moneda).....	45
Tabla A 4: Parámetros y su impacto porcentual sobre el NPV de la simulación analítica pura al realizarse variaciones en sus valores.	47
Tabla A 5: Parámetros y su impacto porcentual sobre el NPV de la simulación acoplada al realizarse variaciones en sus valores.....	48
Tabla A 6: Resumen de resultados del análisis de sensibilidad del caso base acoplado	49

IV. Agradecimientos

Quiero detenerme a agradecer a todas las personas que fueron parte de mi gran experiencia a lo largo de este 25/26, incluso lejos desde Chile.

Agradecer a Carolina, mi pareja, por siempre impulsarme a seguir mis sueños, ayudándome a encontrar mi mejor versión, apoyándome en cada etapa y desafío propuesto, por más difícil que sea para ella o para mí.

Por otro lado, imposible no dejar palabras a mi familia, a cada uno gracias por hacer esto posible, los esfuerzos puestos en poder vivir estas experiencias, apoyarme e impulsarme en cada decisión y por fomentar el crecimiento personal y profesional.

Gracias a todos los amigos y compañeros, por su apoyo constante, por los buenos momentos juntos y por hacer de este último año una tremenda experiencia.

*Por ultimo y no menos importante, a Ignasi Herms y Enrique Gómez Rivas, por su guía, tiempo y dedicación a lo largo de este trabajo, y por permitirme también realizar este **Trabajo de Fin de Máster (TFM)**, el cual se ha realizado gracias a una beca de prácticas otorgada y subvencionada por el Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya (ICGC).*

V. Resumen

La evaluación *open source* de proyectos geotérmicos profundos con aplicación industrial se enfrenta a una separación estructural entre las condiciones del reservorio geotérmico en el subsuelo y los análisis financieros de este, lo que tradicionalmente se ha realizado mediante acoplamientos manuales e ineficientes de herramientas de caracterización del recurso. Este trabajo desarrolla, implementa y valida un *workflow* automatizado para el acoplamiento de herramientas computacionales, orquestado desde Python, que integra la simulación petrofísica y termo-hidráulica mediante el software MRST (*MATLAB Reservoir Simulation Toolbox*) con la herramienta de análisis analítico-económico que proporciona GEOPHIRES-X. Esto elimina la intervención humana en la integración de datos, transformando las simulaciones en procesos numéricos auditables, trazables y reproducibles.

La arquitectura del *workflow* desarrollado se basa en un control secuencial mediante la serialización de datos en disco y llamadas síncronas en modo *batch*, incorporando un *bypass* sobre GEOPHIRES-X y anulando sus simplificaciones nativas de simulación del subsuelo en medios homogéneos para obligar a la lectura directa de datos petrofísicos y factores de corrección de CAPEX estimados en MRST.

Para validar el *workflow* y la necesidad de acoplamiento de ambas herramientas, el trabajo se aplicó a un caso de estudio en el acuífero Jurásico de la Fossa del Camp (Tarragona), cuenca carbonatada con el recurso geotérmico estimado a 2.000- 3.000 metros de profundidad, con temperaturas entre 70-90°C y con altas permeabilidades de hasta 2.930 mD. Este caso evalúa un doblete direccionado tipo-J con una separación de 1.200 metros entre pozos para suministrar calor industrial al polígono Mas Batlller de Reus durante 30 años.

El resultado principal es la cuantificación del sesgo que incorporan los modelos analíticos cuando se analizan cuencas con características heterogéneas. El modelo analítico de GEOPHIRES sobreestima el NPV en más de 10 veces y subestima el LCOH en un 72% respecto a los resultados obtenidos mediante la implementación del *workflow* acoplado. Esta divergencia es causada por la incapacidad del software de capturar el confinamiento real de la pluma térmica junto con características petrofísicas y geométricas del sistema, lo que contrae la potencia térmica extraída en un 39% con consecuencias en cascada sobre otros indicadores financieros. Esta diferencia repercute en la clasificación del proyecto como altamente rentable a marginalmente viable, lo que se logra evidenciar en el análisis de sensibilidad paramétrica implementado, arrojando resultados en los que la alta transmisividad del reservorio convierte a la geología de la zona en una variable no limitante, trasladando el riesgo financiero hacia la eficiencia de operación en la planta de superficie, donde el caudal de producción y la temperatura de reinyección resultan ser los parámetros con más impacto en los indicadores financieros evaluados.

En conclusión, el *workflow* desarrollado se consolida como una contribución metodológica transferible y de código abierto, siendo agnóstica al yacimiento aplicado. Su principal aportación reside en la demostración que la brecha entre la simulación física y la evaluación tecno-económica con herramientas *open source* repercute directamente en la confiabilidad financiera de proyectos geotérmicos.

Palabras clave: Acoplamiento computacional, Geotérmica profunda, MRST, Simulación termo-hidráulica, GEOPHIRES-X, Análisis tecno-económico, NPV, LCOH.

VI. Abstract

The open-source evaluation of deep geothermal projects with industrial applications faces a structural gap between subsurface reservoir conditions and its surface financial analysis, which has traditionally been bridged through manual and inefficient tool coupling. This work develops, implements, and validates an automated workflow for the coupling of computational tools, orchestrated via Python. The workflow integrates the 3D thermo-hydraulic reservoir simulation of the MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox) software with the techno-economic evaluation engine provided by GEOPHIRES-X. This eliminates human intervention in data integration, transforming simulations into auditable, traceable, and reproducible numerical processes.

The architecture of the developed workflow relies on advanced sequential control through on-disk data serialization and synchronous batch-mode calls. It incorporates an algorithmic bypass of GEOPHIRES-X, overriding its native homogeneous subsurface simplifications to enforce the direct assimilation of petrophysical data and CAPEX correction factors calculated in MRST.

To validate the workflow and the necessity of this coupling, the pipeline was applied to a case study in the Jurassic aquifer of La Fossa del Camp (Tarragona, Spain), a carbonate basin with an estimated geothermal resource at a depth of 2,000–3,000 meters, with temperatures ranging from 70–90 °C and high permeabilities of up to 2,930 mD. This case evaluates a J-type directional doublet with a 1,200-meter well separation designed to supply industrial heat to the Mas Batlller industrial park in Reus over a 30-year operational horizon.

The main result is the quantification of the bias introduced by analytical models when applied to heterogeneous basins. The standalone GEOPHIRES analytical model overestimates the NPV by more than tenfold and underestimates the LCOH by 72% relative to the coupled workflow results. This divergence is caused by the software's inability to capture the real confinement of the thermal plume, alongside the petrophysical and geometric characteristics of the system. Consequently, the actual extracted thermal power is reduced by 39%, triggering cascading errors across other financial indicators. This discrepancy shifts the project's classification from highly profitable to marginally viable, a finding evidenced by the implemented parametric sensitivity analysis (OFAT). The analysis demonstrates that the reservoir's high transmissivity renders the local geology a non-limiting variable. This shifts the financial risk toward the operational efficiency of the surface plant, where the production flow rate and reinjection temperature emerge as parameters with the greatest leverage on the evaluated financial indicators.

In conclusion, the developed workflow establishes itself as a transferable and open-source methodological contribution, remaining entirely reservoir-agnostic. Its primary value lies in demonstrating that the gap between physical simulation and techno-economic evaluation using open-source tools directly distorts the financial reliability of geothermal projects, mitigating risks in capital allocation.

Keywords: Computational coupling, Deep geothermal energy, Thermo-hydraulic simulation, MRST, GEOPHIRES-X, Techno-economic analysis, NPV, LCOH.

1. Introducción: Contexto energético

1.1. Contexto energético global y el papel de la geotermia en Europa

La transición energética hacia sistemas energéticos descarbonizados es uno de los mayores retos tecnológicos e industriales de este siglo. En este contexto, las energías renovables de base, capaces de suministrar energía de forma ininterrumpida e independiente de las condiciones climáticas existentes, poseen un papel estratégico que otras tecnologías como la eólica o fotovoltaica, por su naturaleza intermitente, no pueden cumplir.

La energía geotérmica es una de las pocas fuentes renovables con capacidad de producción ininterrumpida, con una corteza terrestre que es fuente de energía térmica las 24 horas del día y con factores de utilización superiores al 80-90% (IRENA, 2024). Estas características la sitúan en un complemento natural e imprescindible para cualquier estrategia de mix energético nacional renovable.

Europa cuenta con un potencial geotérmico significativo pero repartido de forma desigual y poco uniforme en el continente. Países como Islandia, Italia o Francia han desarrollado de forma importante el aprovechamiento del recurso geotérmico en todas sus formas y poseen una industria madura, mientras que en la Península Ibérica este recurso carece de presencia industrial a pesar de contar con cuencas sedimentarias con gradientes geotérmicos favorables para su explotación.

En el contexto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (MITECO, 2021) y los objetivos de la neutralidad climática de la Unión Europea para 2050, la investigación, identificación y evaluación de los recursos geotérmicos como La Fossa del Camp adquieren una relevancia que justifica su estudio riguroso.

1.2. La Fossa del Camp como caso de estudio real y motivación concreta

Cataluña en particular presenta condiciones geológicas interesantes para el aprovechamiento de geotermia y en específico la Fossa del Camp situada en Tarragona representa un caso de interés para el uso de geotermia de media-baja entalpía. El yacimiento objetivo es un acuífero del Jurásico que se sitúa a profundidades de entre los 2.000 y 3.000 metros con un pliegue en forma de valle en ciertas zonas, encontrando temperaturas de 70-90°C (Figura 1). Los datos geológicos revelan propiedades petrofísicas favorables, destacando permeabilidades de 2.930 mD en los primeros 150 metros del techo de la formación.

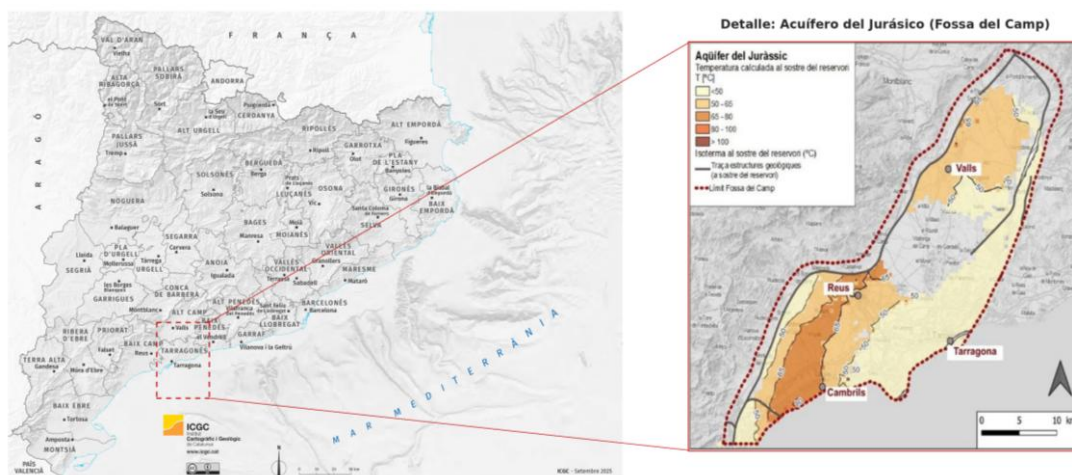


Figura 1: Distribución en planta de las temperaturas en el techo de la formación. Elaboración propia con figuras de ICGC

Sin embargo, el recurso térmico requiere una aplicación cercana y viable para ser explotado, por ello, la elección de este emplazamiento radica en su coincidencia con el polígono industrial Mas Batller, en Reus. Al tratarse de energía con baja exergía, es crítico que la extracción sea cercana al punto de consumo, ya que lo contrario dispararía los costes de distribución y Coste Nivelado del Calor (LCOH), haciendo inviable la explotación del recurso frente a la utilización de energía fósil.

Finalmente, las restricciones del emplazamiento motivan el uso del *workflow* (flujo de trabajo) acoplado, el cual se desarrollará en este trabajo. La heterogeneidad geológica y la estratificación de densidad (haloclina) en el acuífero descartan la fiabilidad de las herramientas estándar. Al mismo tiempo, el entorno urbanizado de la zona obliga a perforar un doblete direccionado tipo J desde una única plataforma (PAD), incorporando una bomba de calor de baja temperatura (LTHP) y estableciendo una distancia entre los puntos de extracción de 1.200 metros para evitar cortocircuito térmico. Cuantificar la rentabilidad de esta compleja realidad exige un rigor técnico-económico que la integración las herramientas utilizadas nos puede entregar.

1.3 El Problema: La brecha entre simulación física y evaluación económica

La evaluación de viabilidad de proyectos geotérmicos presenta una separación estructural entre el rigor físico y el financiero, especialmente en el ecosistema de herramientas *open source*. Los simuladores numéricos de yacimiento como MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) permiten realizar una representación física de alta fidelidad, resolviendo ecuaciones de conservación de masa y energía en medios porosos acoplados en 3D, modelando con exactitud el comportamiento termo-hidráulico del doblete y teniendo en consideración heterogeneidad petrofísica y efectos de flotabilidad por estratificación salina, entre muchas otras características que se pueden definir. Sin embargo, esta herramienta no permite hacer una evaluación financiera ya que no está diseñada para realizar flujos de caja o extraer indicadores económicos vinculantes para la toma de decisiones como lo pueden ser el LCOH, *Net Present Value* (NPV), *Payback*, entre otros.

En el otro extremo, las herramientas de análisis técnico-económico *open source* como GEOPHIRES-X emplean modelos analíticos simplificados que, por defecto, asumen bloques de roca homogéneas e isotrópicas, ignorando realidades geológicas críticas como lo es la estratificación de permeabilidades, fallas geológicas, entre otros. En cuencas sedimentarias complejas como la Fossa del Camp esta simplificación representa una fuente de error en la predicción.

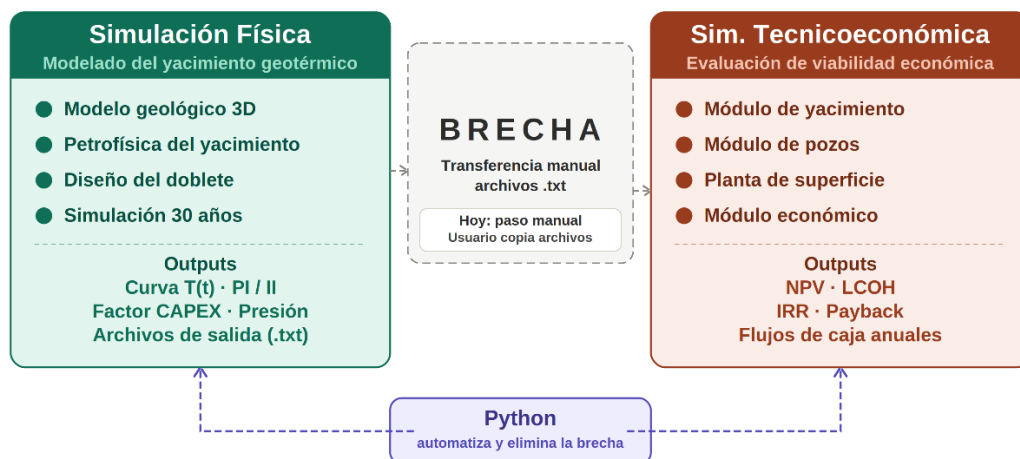


Figura 2: Flujo de trabajo tradicional descentralizado, ilustrando el cuello de botella operativo en la transferencia manual de datos

Esta brecha ilustrada en la Figura 2 del ecosistema de código abierto obliga a depender de acoplamientos manuales entre los distintos entornos de simulación (MATLAB y Python) provocando un cuello de botella operativo. Sumando a lo anterior, la intervención manual produce que la ejecución eficiente del análisis de sensibilidad de distintos parámetros sea altamente compleja, siendo esta la limitación concreta que el trabajo viene a resolver.

1.4 Hipótesis y enfoque del trabajo

La hipótesis de partida es que la automatización en la comunicación mediante procesos externos entre MRST y GEOPHIRES, orquestada en Python, permite construir un *workflow* reproducible y *open source*. Este enfoque elimina la intervención manual de los procesos y entrega una evaluación tecno-económica con un rigor físico que modelos analíticos integrados de GEOPHIRES no son capaces de generar.

Esta hipótesis se resume en tres afirmaciones verificables:

- **Modelado físico de alta fidelidad (MRST):** Es posible desarrollar un código numérico robusto que integre datos litológicos y petrofísicos heterogéneos reales, para entregar una caracterización termo-hidráulica de calidad considerando configuraciones de perforación complejas, como un doblete direccionado tipo-J.
- **Acoplamiento computacional y automatización del *pipeline*:** Es factible modificar el código y módulos internos de GEOPHIRES para asimilar condiciones calculadas externamente y orquestar esta transferencia de datos mediante Python, para asegurar una comunicación fluida, trazable y sin intervención manual, siendo capaz de soportar análisis de sensibilidad masivos.
- **Justificación tecno-económica:** La combinación de MRST y GEOPHIRES es capaz de producir una diferencia cuantificable significativa en la predicción de indicadores como el NPV o LCOH, justificando el esfuerzo de desarrollo y coste computacional del acoplamiento frente al uso aislado de modelos analíticos.

Este diseño modular, al separar los motores físicos y económicos, tiene consecuencias prácticas fundamentales: resulta ser un *workflow* replicable en cualquier yacimiento donde se posean datos litológicos 3D y petrofísicos. La reproducibilidad del proceso es un requisito de diseño y un resultado central del trabajo.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Desarrollar, implementar y validar un *workflow* computacional automatizado de código abierto que permita acoplar la modelación física 3D de yacimientos de MRST con la evaluación tecno-económica otorgada por GEOPHIRES. El propósito es crear un flujo de trabajo que elimine la intervención manual del traspaso de información entre ambas herramientas y proporcione un rigor analítico en la estimación de viabilidad de proyectos geotérmicos de media-baja entalpía.

1.5.2 Objetivos específicos

En pos de alcanzar el objetivo general, se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. **Simulación termo-hidráulica de alta fidelidad:** Configurar un modelo numérico 3D del acuífero del Jurásico en la Fossa del Camp con MRST, acoplando propiedades petrofísicas heterogéneas reales de una malla Voxet y evaluando el transporte de masa y energía durante un escenario de 30 años para un doblete direccionado tipo-J equipado con bomba de calor en superficie.
2. **Evaluación tecno-económica acoplada:** Configurar GEOPHIRES para que pueda incorporar información estimada en el análisis numérico físico en sus modelos, sustituyendo sus aproximaciones analíticas nativas, y por ende determinar los indicadores financieros del caso base.
3. **Orquestación automatizada:** Crear un controlador con Python, que automatice la ejecución de ambas herramientas, la transferencia de datos entre ellas y el registro de resultados, sin intervención manual en ninguna etapa del proceso.
4. **Análisis de sensibilidad paramétrica masivo:** Diseñar e implementar iteraciones automatizadas (físicas y financieras) para jerarquizar mediante diagramas de tornado, las variables de mayor impacto sobre el riesgo y la rentabilidad del proyecto, demostrando así la capacidad analítica del *workflow* desarrollado.

1.6 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El presente Trabajo de Fin de Máster se alinea de forma directa con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, contribuyendo con el desarrollo de tecnologías de descarbonización en base a un enfoque multidisciplinar. En detalle el *workflow* se alinea con los siguientes objetivos:

- **ODS 7 (Energía asequible y no contaminante):** El núcleo de la investigación es la optimización de herramientas de *software* para un recurso geotérmico profundo como fuente de energía limpia y facilitando la diversificación del mix energético con una energía base sostenible.
- **ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura):** El trabajo desarrolla un *workflow* computacional innovador orientado a facilitar la realización de estudios de viabilidad de proyectos.
- **ODS 13 (Acción por el clima):** El estudio aporta una visión de rigor técnico y financiero necesario para la transición energética, buscando mitigar el riesgo en las inversiones en tecnologías renovables.

2. Marco Teórico y Estado del Arte

2.1 Geotermia de baja-media entalpía

La geotermia de baja y media entalpía se refiere al aprovechamiento del calor del subsuelo con temperaturas inferiores a 150°C, lo que ocurre principalmente en acuíferos sedimentarios profundos y en la roca circundante. Al contrario de la geotermia de alta entalpía, que está principalmente orientada hacia la producción de energía eléctrica, los sistemas de baja-media entalpía extraen calor útil directamente para aplicaciones industriales, procesos agroindustriales o climatización urbana sin la necesidad de una conversión termo-mecánica previa. En 2024, Europa contaba con 412 sistemas operativos y cerca de 500 proyectos en desarrollo, considerándose como una de las aplicaciones geotérmicas en gran expansión (EGEC, 2024).

El problema intrínseco de estos sistemas es su baja exergía, esto dado que un fluido a 70-90°C si bien contiene abundante energía térmica, no tiene mucha capacidad de realizar trabajo útil. Esto viene dado

por la ecuación de calorimetría que nos permite determinar la potencia térmica bruta (P_{th}) que es capaz de extraerse:

$$P_{th} = \dot{m}c_p(T_{prod} - T_{inj}) \quad (1)$$

Donde: $\dot{m}$: Flujo másico; c_p : Calor específico de la salmuera; T_{prod} : Temperatura de producción en cabeza de pozo; T_{inj} : Temperatura de reinyección

Dada esta baja exergía, es crítico establecer el punto de extracción cerca del punto de consumo de la energía, como también elevar la temperatura del fluido a niveles compatibles con procesos industriales. Para este último punto se incorporan bombas de calor de baja temperatura (LTHP) que actúan como amplificadores térmicos, consumiendo electricidad (W_{elec}) para transferir calor útil (Q_{out}) hacia el circuito de distribución. Es importante definir el rendimiento termodinámico de las bombas, que se cuantifica mediante el Coeficiente de Rendimiento (COP):

$$COP = \frac{Q_{out}}{W_{elec}} \quad (2)$$

Por otro lado, la configuración estándar de explotación para acuíferos sedimentarios profundos es el doblete geotérmico, consistente en un pozo productor que extrae agua caliente del yacimiento y un pozo inyector que incorpora en el sistema agua enfriada para mantener la presión hidrostática y garantizar la sostenibilidad del recurso. Respecto a lo anterior, otro parámetro de diseño importante es la separación geométrica entre ambos pozos ya que una distancia insuficiente acelera el *breakthrough* térmico, degradando la temperatura de producción y reduciendo la vida útil del proyecto.

Para el caso de yacimientos heterogéneos donde la permeabilidad y otras características varían en el espacio, y por tanto también afectan de forma importante el flujo del fluido, es imprescindible la necesidad de simulaciones numéricas 3D en lugar de aproximaciones analíticas. En el caso de estudio, la necesidad de evitar un cortocircuito térmico obliga a establecer la distancia mínima entre pozos, así como las distintas permeabilidades presentes hacen que la captura numérica dinámica sea imprescindible para la fiabilidad de la evaluación.

2.2 Simulación numérica de yacimientos geotérmicos

La simulación numérica de yacimientos geotérmicos se basa en la resolución acoplada de dos ecuaciones de conservación en medios porosos: la ecuación de conservación de energía y la ecuación de conservación de masa. Por un lado, la primera ecuación, relativa a la energía para el sistema roca-fluido acoplado sería la siguiente (Nield & Bejan, 2017):

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho c_p T + (1 - \phi) \rho_r c_{p,r} T] + \nabla \cdot (\rho c_p u T) = \nabla \cdot (\lambda_{ef} \nabla T) + q_e \quad (3)$$

Donde: c_p y $c_{p,r}$ son los calores específicos del fluido y de la roca respectivamente, ρ_r la densidad de la roca, λ_{ef} la conductividad térmica efectiva del medio poroso saturado y q_e el término fuente energético.

Por otro lado, en su formulación general la conservación de masa se expresa mediante la ecuación de continuidad acoplada a la ley de Darcy:

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = q_m \quad (4)$$

$$u = \frac{-K}{\mu} (\nabla p - \rho g \nabla z) \quad (5)$$

Donde: ϕ es la porosidad, ρ es la densidad del fluido, u es la velocidad de Darcy, K es el tensor de permeabilidad, μ la viscosidad dinámica, p la presión y q_m el termino fuente masico asociado a los pozos.

La unión entre ambas ecuaciones se produce a través de la dependencia de ρ y μ con la presión y temperatura, convirtiendo el sistema en no lineal y requiriendo métodos alternativos de resolución. En respuesta a lo anterior, MRST y su arquitectura utilizada de resolución numérica permite abordar el uso de mallas telescópicas y anisotropía petrofísica, lo que la distingue cualitativamente de las otras herramientas de simulación analítica que asumen medios homogéneos e isotropos.

La forma en que los simuladores numéricos de yacimiento han ido evolucionando comienza con TOUGH2 en 1991, “un simulador numérico para flujos no isotérmicos de fluidos multicomponentes y multifásicos en medios porosos y fracturados” (Pruess et al., 1999), y que durante décadas fue el más utilizado para luego continuar con herramientas como FEFLOW o ECLIPSE, ambas potentes pero sujetas a licencias de alto coste. En el ecosistema *open source*, MRST emerge como una alternativa para la investigación (Lie, 2019) ya que su modulo geotérmico resuelve las ecuaciones planteadas anteriormente con métodos de volúmenes finitos (para garantizar la conservación de masa y energía) de forma simultánea con soporte nativo para heterogeneidad 3D y trayectorias de pozos complejas. Además, su estructura modular permite la edición de los distintos parámetros de la roca y, de particular relevancia para este trabajo, permite la ejecución del código desde entornos externos. Esta flexibilidad algorítmica convierte a MRST en una herramienta de código abierto ideal para caracterizar dobles geotérmicos e integrarse fluidamente con el *pipeline* automatizado.

2.3 Evaluación tecno-económica de proyectos energéticos

La viabilidad termodinámica de un proyecto geotérmico no posee valor si es que no se demuestra su rentabilidad financiera. En este trabajo las variables físicas extraídas del análisis numérico son transformadas e interpretadas mediante la evaluación económica, ya sea variables como la evolución de temperaturas, presiones y caudales, para luego transformarlas en flujos de caja anuales mediante una tasa de descuento. Las métricas financieras estimadas en GEOPHIRES se describen a continuación:

2.3.1 Estructura de costes: CAPEX y OPEX

El flujo de caja de un proyecto geotérmico se caracteriza por una alta inversión inicial (CAPEX) seguido de una serie de costos operativos (OPEX) sostenidos a lo largo de la vida útil. En específico, en GEOPHIRES se calcula el CAPEX de la siguiente forma:

$$CAPEX = C_{expl} + C_{pozos} + C_{estim} + C_{recolec} + C_{planta} + C_{distrib} \quad (6)$$

Donde los términos representan respectivamente los costes de exploración, perforación de pozos, estimulación hidráulica, red de recolección, planta de superficie y red de distribución. De todas formas, en específico para un sistema como el planteado en la Fossa del Camp, los términos C_{estim} , $C_{recolec}$ y $C_{distrib}$ son nulos o despreciables dado que el acuífero resulta tener alta permeabilidad y por tanto no necesita fracturación hidráulica, y dado que los pozos se perforan desde un

único PAD y la zona de consumo energético es muy cercano a la extracción. El termino dominante es C_{pozos} que, al tratarse de pozos tipo-J se debe aplicar un factor de ajuste geométrico derivado de la longitud real perforada y no de la profundidad vertical (ver Anexo 1). Por otro lado, el OPEX anual se estructura como:

$$OPEX = C_{\text{mant}} + C_{\text{bombeo}} + C_{\text{electrico}} \quad (7)$$

Donde se considera el costo de mantenimiento de pozos e instalaciones, el trabajo mecánico de extracción (determinado por los índices de productividad e inyectabilidad calculados en MRST) y el consumo eléctrico de la bomba de calor

2.3.2 Valor Actual Neto (NPV) y Tasa Interna de Retorno (IRR)

El Valor Actual Neto (NPV) logra cuantificar la creación absoluta de valor de un proyecto de inversión descontando los flujos futuros a una tasa de descuento r durante la vida útil, descontando el valor de inversión inicial.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX \quad (8)$$

Es importante tener en cuenta que la condición mínima de viabilidad es un $NPV > 0$, indicando que la rentabilidad es mayor al costo de inversión inicial (CAPEX). Por otro lado, la Tasa Interna de Retorno (IRR) se define como la tasa de descuento que hace $NPV=0$, representando la rentabilidad intrínseca del proyecto.

2.3.3 Coste Nivelado del Calor (LCOH)

En los casos de proyectos de geotermia con uso directo de energía térmica, el Coste Nivelado del Calor (LCOH) resulta ser el indicador competitivo primario ya que representa el precio de venta por unidad de energía térmica producida, que se estima de la siguiente forma (Beckers & McCabe, 2019):

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (9)$$

Donde E_t es la energía neta térmica útil en el año t . Lo importante de esta métrica es que nos permite comparar directamente frente a fuentes térmicas alternativas para la industria como lo pueden ser las calderas de gas natural. Podemos ver que, desde una perspectiva física, en un caso de que exista un cortocircuito térmico de la pluma, se representaría en un doble impacto en el LCOH: reduce la energía útil E_t y también aumenta el consumo eléctrico de la bomba de calor en el OPEX. Esta sensibilidad cruzada entre ambos análisis es justamente la que justifica el acoplamiento numérico entre ambas herramientas.

2.3.4 Periodo de recuperación (Payback)

El *Payback* determina el tiempo en años donde los flujos de caja futuros acumulados y descontados mediante la tasa de descuento resultan iguales al CAPEX inicial, lo que resulta un indicador muy importante en el análisis de viabilidad económica dado que entrega información sobre la liquidez del proyecto, lo cual es indispensable para decisiones de inversión y financiación.

3. Metodología: Desarrollo del *Pipeline* Integrado MRST ↔ GEOPHIRES

3.1 Arquitectura general del *workflow*

El *workflow* desarrollado está compuesto por tres componentes con roles técnicos delimitados y no intercambiables: MRST como motor físico, GEOPHIRES como motor de evaluación técnico-económica, y por último Python como orquestador de la ejecución conjunta de forma secuencial y generador de resultados sobre el análisis de sensibilidad. La Figura 3 muestra el diagrama secuencial del *workflow*.

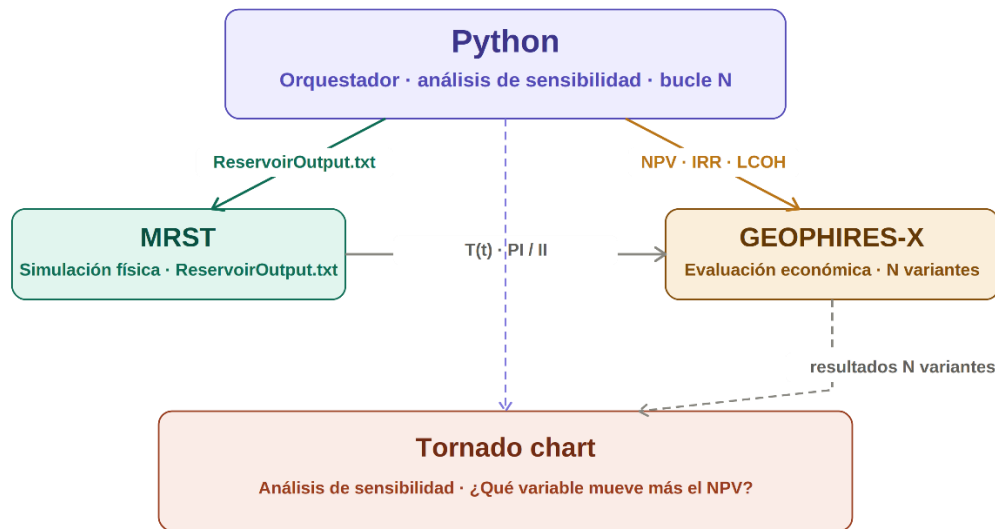


Figura 3: Configuración de la automatización con Python y relaciones entre herramientas.

Lo más importante de esta arquitectura del *workflow* es la separación estricta entre la física que ocurre en MRST y la economía del proyecto. MRST opera exclusivamente sobre el modelo voxel tridimensional y produce una descripción detallada cuantitativa del sistema, además de estimar la curva de variación de la temperatura de extracción también calcula dinámicamente decenas de parámetros (los cuales pueden variar dependiendo la información que se le entregue a la herramienta) los cuales se inyectan directamente a GEOPHIRES mediante un archivo “input” (Archivo_Input.txt). Entre las variables más importantes presentes en este archivo de texto se encuentran:

- **Rendimiento hidráulico estabilizado:** Los índices de productividad e inyectabilidad extraídos de las presiones de fondo (BHP) como también el caudal másico real.
- **Geometría y penalización de perforación:** La profundidad vertical del reservorio, separación entre pozos, factor de ajuste de CAPEX (que lleva consigo el sobrecoste geométrico por la perforación de un pozo direccionado tipo-J), entre otros.
- **Estado termodinámico y volumétrico:** Volumen efectivo de roca mallada, presión hidrostática inicial y su evolución en el tiempo, gradiente térmico, temperatura máxima, entre otros.

GEOPHIRES recibe los datos físicos mencionados anteriormente e impone sus propias estimaciones. El paso más importante de la conexión entre ambas herramientas es que el modelo base, tomando las temperaturas máximas del yacimiento, realiza una estimación analítica de evolución de temperaturas en el reservorio lo que podría arrastrar errores. Al ingerir el archivo parametrizado de temperaturas desde

MRST, lo que sucede es que GEOPHIRES hace un *bypass* en sus estimaciones analíticas y utiliza directamente la información proporcionada en el archivo “input” (ReservoirOutput.txt), como también aprovecha fuertemente otros tres módulos centrales.

- **Módulo de pozos:** Para estimar las pérdidas térmicas y de carga durante el ascenso del fluido (modelo Ramey¹), caídas de presión y potencia de bombeo, entre otros.
- **Módulo de planta de superficie:** En este módulo se dimensiona termodinámicamente la bomba de calor de baja temperatura (LTHP), teniendo en consideración su COP y estimando su consumo eléctrico necesario para alcanzar la temperatura industrial.
- **Módulo económico:** Toma en consideración todo el flujo de caja de flujos futuros y aplica la tasa de descuento para estimar viabilidad económica del proyecto (NPV, LCOH, IRR, *Payback*)

Por último, para unir ambas herramientas, Python opera como un orquestador mediante un código el cual gatilla la simulación (correr_pipeline.py). Por su parte no realiza ningún cálculo físico ni económico, su función se resume en garantizar la reproducibilidad y automatización de la cadena mediante 4 fases de control:

1. **Inyección paramétrica:** Escribe un archivo .json que envía a MRST y este lo asimila al arrancar, pudiendo alterar el modelo físico desde el exterior, pero sin modificar el código como tal.
2. **Ejecución:** Lanza MATLAB en modo *batch*² mediante una librería llamada *subprocess*, imponiendo también *timeouts* de seguridad para evitar procesos divergentes.
3. **Validación:** Verifica la calidad de los outputs de MRST y actualiza de forma dinámica las rutas de lectura para así garantizar la compatibilidad entre herramientas.
4. **Extracción:** Le da el punto de entrada a GEOPHIRES, luego captura la información generada y extrae los indicadores clave para así luego generar un análisis de sensibilidad.

Esta arquitectura nos permite garantizar la auditoría independiente de cada etapa y también es el núcleo del análisis de sensibilidad integrado en el trabajo.

3.2 Estrategia de interoperabilidad y control de procesos

Dado que los motores de cálculo utilizados se basan en lenguajes nativos distintos (MATLAB y Python), su integración plantea un desafío de interoperabilidad estructural. En base a esto, se desarrolló una arquitectura de acoplamiento débil (*loose coupling*) que se basa en llamadas de sistema y serialización de datos sobre disco. Esta elección responde a la necesidad de que los archivos intermedios generados en cada iteración (mrst_params.json, ReservoirOutput.txt, Archivo_Input.txt) persistan en el disco y se puedan inspeccionar de forma independiente, convirtiendo así cada ejecución en un experimento auditable y reproducible sin necesidad de re-ejecutar la cadena completa.

Esta estrategia se basa en tres pilares:

1. **Serialización paramétrica (JSON):** Al inyectar variables dinámicas en los análisis de sensibilidad, esta fase se realiza mediante un archivo estándar “mrst_params.json” el cual incorpora la información desde el controlador hacia el motor físico MRST. Para cada iteración del análisis de sensibilidad, el orquestador de Python sobrescribe este archivo antes de lanzar nuevamente

¹ Modelo analítico que calcula los cambios de temperatura del fluido que circula por un pozo geotérmico a través del tiempo.

² Modo de ejecución de MATLAB sin interfaz gráfica, que permite su control desde procesos externos.

MRST. Este enfoque nos permite una transferencia exacta de valores sin modificar el código base del modelo de simulación.

2. **Llamadas del sistema y gestión de bloqueo (subprocess):** La simulación en MRST se gobierna desde Python mediante la función “subprocess.run”, que ejecuta MATLAB con el parámetro “batch”. Esta configuración es crítica para la ejecución, ya que a MRST le quita la interfaz gráfica, deshabilita todos los resultados interactivos y garantiza *outputs* limpios del proceso, que Python luego interpreta para garantizar el éxito o fracaso de la simulación. La llamada entre ambos es totalmente síncrona, el orquestador luego de lanzar MATLAB queda en estado de espera bloqueada durante la ejecución para evitar que se interpreten resultados antes de tiempo, una vez finalizada la etapa de simulación física entra en acción nuevamente. Por último, para proteger la simulación, se implementa una restricción temporal (*timeout*) de 900 segundos, con el fin de evitar simulaciones eternas y en caso de extenderse por sobre ese tiempo, el orquestador interrumpe la simulación del parámetro específico, lo registra y continua con la siguiente iteración.
3. **Aislamiento e intercepción local (wrapper_mrst.m):** La recepción y asimilación de los parámetros de MATLAB se delega a un script intermediario que actúa como barrera de control: lee el archivo JSON, recupera las anotaciones paramétricas y las protege frente al comando “*clear*” presente en el código y que se ejecuta al iniciar cada iteración. Al mismo tiempo anula la renderización visual para prevenir bloqueos por saturación gráfica y estructura la simulación dentro de una estructura “*try/catch*”. Gracias a esto, en el caso de que se produzca un fallo en el algoritmo, MRST no se congela, sino que se corta la simulación dada y se continua con la siguiente iteración.

3.3 Configuración del modelo físico en MRST

MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox) es una librería *open source* especializada en la simulación numérica de flujos de fluidos en el subsuelo. Posee una estructura modular que incorpora distintas herramientas dedicadas a distintos fines geológicos, en específico, el módulo utilizado en este trabajo es el geotérmico, que resuelve de manera conjunta las ecuaciones de transporte de energía y masa (ecuaciones 3 y 4), con soporte nativo para trayectorias de pozos complejas, heterogeneidad 3D y anisotropía de permeabilidad.

La Figura 4, muestra el diagrama de flujo de la simulación configurada en este trabajo, que puede ser replicable a otra configuración de parámetros, y estructurándose lógicamente en: entradas (inputs, izquierda), procesamiento y resolución (centro) y salidas (outputs, derecha), ilustrando como un mapa de ruta de la estructura de la herramienta y código.

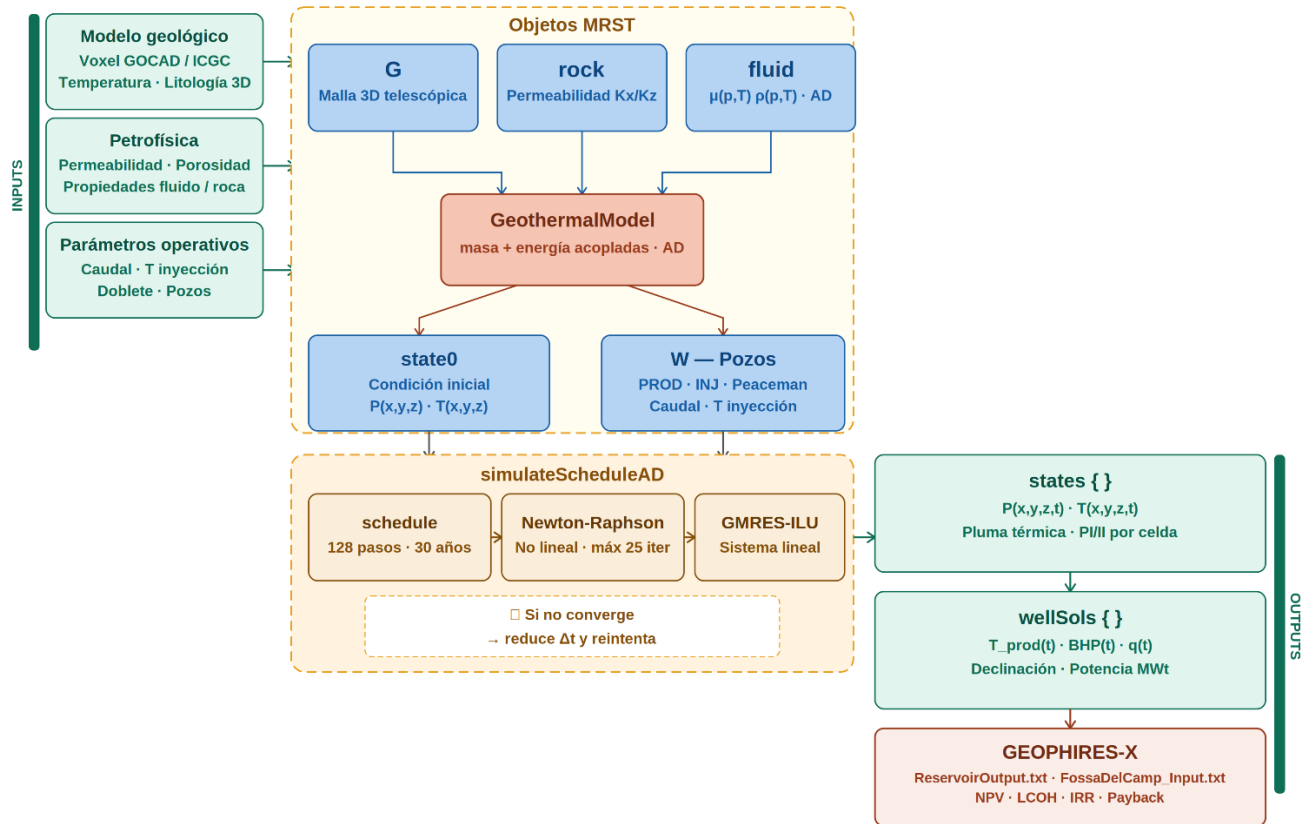


Figura 4: MRST y su flujo de simulación física del subsuelo.

3.3.1 Entradas del modelo

Tal como se ilustra en los bloques verdes de la izquierda de la Figura 4, MRST se alimenta de tres *inputs* de datos para configurar la simulación:

- **Modelo geológico:** Este input respecta a la geometría del subsuelo, que se presenta en formato Voxel y transporta la malla tridimensional donde cada celda posee valores discretos de distintas propiedades como lo son la temperatura inicial y litología.
- **Petrofísica:** Se le entrega información sobre las características petrofísicas de cada celda: porosidad, permeabilidad, propiedades térmicas de la roca y el fluido, etc. En específico en el *pipeline* orquestado por Python, esta información se inyecta dinámicamente permitiendo modificaciones externas.
- **Parámetros operativos:** Aquí se definen la geometría de los pozos (doblete tipo-J), caudales de diseño, temperatura de reinyección del fluido, etc.

3.3.2 Flujo de procesamiento interno

Una vez que se hayan inyectado las entradas, la herramienta une la física del problema. Este proceso en específico corresponde al bloque central punteado de la Figura 4 y se divide en etapas secuenciales:

1. **Malla y geometría (G):** Representa la construcción de la malla de cálculo 3D, se emplea una malla telescópica que da más resolución en el entorno de los pozos y manteniendo celdas más grandes a la distancia, logrando mayor detalle en zonas de interés y optimización computacional.

2. **Propiedades físicas (rock y fluid):** la física del modelo se encierra en dos objetos, por un lado “rock” mapea la permeabilidad celda a celda dependiendo de la anisotropía, y por el otro lado “fluid” define presiones hidrostáticas, dependencias de viscosidad y densidad en estado termodinámico, etc.
3. **Estado inicial (state0):** Define las condiciones iniciales de pre-explotación del yacimiento, mapa de presiones y de temperaturas en toda la malla.
4. **Modelo de pozos (W-pozos):** Se incorpora el doblete, calculando los puntos más calientes dentro de una zona de interés determinada para dirigir los pozos junto con restricciones de separación mínima entre ellos, definición del PAD de perforación, y demás parámetros de diseño relevantes.
5. **Ensamble acoplado (GeothermalModel):** Este objeto tiene la función de integrar los distintos objetos mencionados anteriormente en un único sistema de ecuaciones de energía-masa, con una infraestructura de diferenciación automática.

3.3.3 Resolución numérica y convergencia

El bloque central inferior de la Figura 4 (simulateScheduleAD) integra todo lo anterior y lo simula en el tiempo. En específico la simulación se discretiza mediante un objeto “schedule” que define, para un horizonte de tiempo de 30 años, 129 pasos temporales, donde en cada paso el sistema se resuelve iterativamente.

Por un lado, la no linealidad térmica la resuelve con el método Newton-Raphson³ y, por otro lado, el sistema de ecuaciones posteriores se resuelve mediante el método de GMRES⁴. Tal como se ilustra en la Figura 4, en el caso de que una iteración no converja, se reduce el paso de tiempo y se reintenta el cálculo.

3.3.4 Salidas del modelo

Por último, en el lado derecho de la Figura 4 (outputs), la simulación converge en dos archivos de datos exportables:

- **states{}**: Almacena la información tridimensional de presión y temperatura en el tiempo ($P(x,y,z,t)$ y $T(x,y,z,t)$), permitiendo rastrear el avance espacial de la pluma térmica.
- **wellSols{}**: Almacena información temporal de los pozos: temperatura de producción, presiones de fondo BHP y potencia en MWt

Ambos archivos finalizan en el bloque inferior derecho del diagrama, donde el *script* extrae toda la información de los vectores y parámetros, consolidándolos en dos archivos .txt. Llamados “ReservoirOutput.txt” y “Archivo_Input.txt”. Este es el paso final con el que MRST concluye su trabajo y cede control a GEOPHIRES para comenzar con las estimaciones técnico-económicas y cerrando el ciclo detallado en el esquema.

3.4 Configuración del modelo económico en GEOPHIRES-X

GEOPHIRES es una herramienta de evaluación técnico-económica *open source* desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Su motor analítico constituye la base de plataformas de

³ Método iterativo para encontrar aproximaciones sucesivas a las raíces de ecuaciones o sistemas no lineales.

⁴ Algoritmo numérico iterativo para resolver grandes sistemas lineales no simétricos minimizando la norma del residuo.

cálculo *open source* como la “*Geothermal Platform*” de SWG (NREL, s. f.), que permite realizar distintos análisis de sensibilidad e incluso análisis de Monte Carlo. Sin embargo, dado que el uso de esta interfaz web impide la manipulación del código base del cálculo, en este proyecto se ha descargado e intervenido directamente su código base original.

Si bien su arquitectura nativa está diseñada para realizar cálculos de forma autónoma incorporando modelos analíticos internos de yacimiento, en el trabajo desarrollado se altera esta arquitectura con el objetivo de anular sus módulos de física del subsuelo los cuales no tienen la capacidad de detalle como MRST, limitando a que actúe exclusivamente como motor de análisis financiero.

La Figura 5 detalla el *workflow* de la herramienta, atravesando secuencialmente los siguientes componentes:

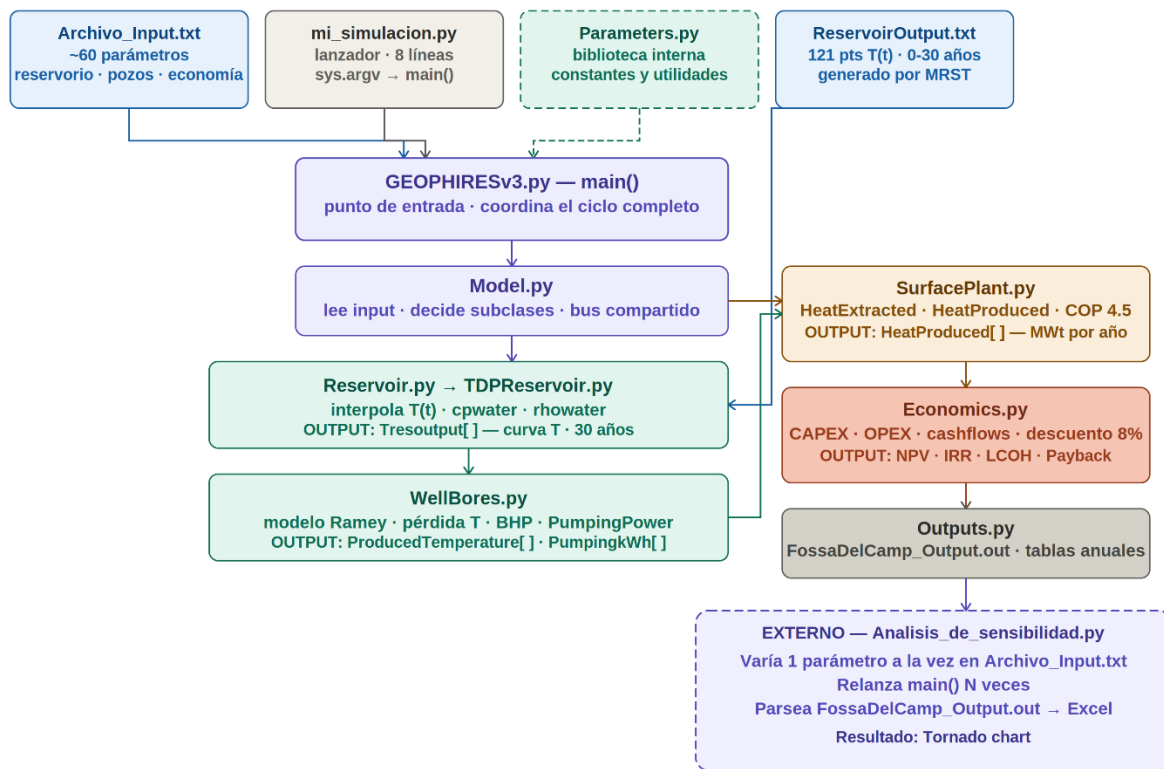


Figura 5: GEOPHIRES-X y su flujo de simulación económica del proyecto.

3.4.1. Orquestación, validación y datos (Bloques morados y azules)

La ejecución de la herramienta es gatillada por el lanzador “*mi_simulacion.py*” que su función es invocar el núcleo del sistema llamado “*GEOPHIRESv3.py*”. Luego de esto, el código inicializa “*Model.py*” que actúa como *script* almacenador de memoria. Para lograr interpretar la gran cantidad de variables y parámetros inyectados en “*Archivo_Input.txt*” (que es *output* de MRST), el sistema se apoya en un módulo auxiliar “*Parameter.py*”. Esta biblioteca de datos tiene la función de validador de los datos incorporados en el sistema antes de que “*Model.py*” comience su trabajo para el resto del ciclo.

3.4.2. Anulación del modelo térmico analítico (Bloques verdes)

Como configuración intrínseca de GEOPHIRES, esta emplea modelos de declinación térmica simplificados, por lo que en este trabajo (aprovechando la información proveniente de MRST) se hace un *bypass* a esta configuración. Tal como muestra la Figura 5, el vector de temperaturas temporales generado en MRST “ReservoirOutput.txt” se inyecta directamente en “TDPReservoir.py” que es un submódulo perteneciente a las características del reservorio. De esta forma el sistema asimila la curva térmica de alta fidelidad que es transferida al siguiente módulo de la secuencia “Wellbores.py” para estimar las pérdidas de temperatura generadas durante el ascenso del fluido y la potencia de bombeo necesitada.

3.4.3. Termodinámica de la planta de superficie (Bloque amarillo)

Una vez definidas las condiciones de cabeza de pozo, comienza la etapa de simulación en la planta de superficie. Dado el uso de baja entalpía de este trabajo, “Model.py” invoca a “SurfacePlantHeatPump.py”, modulo que dimensiona el ciclo termodinámico para elevar la temperatura al nivel necesario en el uso industrial caracterizado, ingiriendo la información de COP de la bomba de calor de baja temperatura y estimando el calor bruto extraído como también la penalización energética del compresor, siendo este último paso de gran importancia dado que influye en el OPEX estimado en la siguiente etapa.

3.4.4 Consolidación financiera y Resultados (Bloques rojo y gris)

Toda la información geométrica y termodinámica de las etapas anteriores ingresa en “Economics.py”, modulo que integra costes de capital (CAPEX) aplicando factores de corrección geométricos importados desde MRST, como también los costes operativos (OPEX) a lo largo de los 30 años de vida útil establecidos para la planta (Anexo 2). Por último, procesa los flujos de caja del proyecto aplicando una tasa de descuento establecida en 7% (Anexo 3) para calcular los indicadores de viabilidad: NPV, IRR, LCOH y *Payback*, para recopilar la información en el módulo “Outputs.py”, y generar el documento de resumen técnico y económico final (FossaDelCamp_Output.out).

3.4.5. Bucle de Sensibilidad (Bloque inferior punteado)

Como agregado a la última etapa del ciclo de GEOPHIRES, se desarrolló el anclaje para que un *script* externo como lo es “Análisis_de_sensibilidad.py” lea y analice los resultados financieros, iterando la ejecución completa del modelo cambiando un parámetro a la vez (método OFAT), fase que permite generar los diagramas de tornado finales que nos dan información del riesgo del proyecto.

3.5 Parámetros de interfaz y transferencia de datos

Tal como se ha detallado anteriormente, la transferencia de los datos físicos entre las herramientas de simulación se materializa con los archivos “Archivo_Input.txt” y “ReservoirOutput.txt”, sin embargo, esta exportación no es simplemente una transferencia directa de variables, sino que requiere transformaciones matemáticas previas en MRST para garantizar la compatibilidad con la lógica de GEOPHIRES. Estas transformaciones se resumen en tres procesos:

- **Regularización del vector térmico:** Dado que MRST posee pasos de tiempo adaptativos y GEOPHIRES exige series temporales periódicas para sus flujos de caja, MRST extrae e interpola la curva de temperaturas $T(t)$ para generar un vector de 121 valores equidistantes en el tiempo.
- **Estabilización de la resistencia hidráulica:** GEOPHIRES en su arquitectura propia asume resistencias hidráulicas constantes para poder calcular la potencia de bombeo (OPEX). Para

conseguir esto desde un modelo dinámico, MRST analiza la curva de presiones de fondo (BHP) y estima promedios para exportar índices de Productividad (PI) e Inyectividad (II) fijos y representativos del comportamiento a largo plazo.

- **Traducción geométrica del CAPEX:** Por último, GEOPHIREs estima costes de perforación de pozos basándose en correlaciones para pozos estrictamente verticales. Para no caer en el error de subestimar costes de perforación en un doblete tipo-J, MRST compara analíticamente la profundidad vertical con la longitud realmente perforada. Con esto en consideración, calcula un factor de corrección (*Well Drilling Adjustment Factor*) que actúa como multiplicador financiero para absorber el sobre coste de un pozo direccionado.

3.6 Diseño del sistema de análisis de sensibilidad (OFAT)

Como última etapa de la simulación y automatización del *workflow*, la evaluación del riesgo del proyecto frente a distintos parámetros se consolidó en un único orquestador unificado. Este implementa un bucle de análisis de sensibilidad automatizado basado en el método *One-Factor-at-a-Time* (OFAT), permitiendo así evaluar el impacto individual de cada parámetro mientras el resto permanece igual al escenario base.

Para asegurar la eficiencia computacional de este análisis, se hace que Python incorpore una estrategia de bifurcación de ejecución, donde el algoritmo clasifica las variables activas en dos niveles operativos para optimizar la ejecución.

- **Nivel 1: Variables económicas (ejecución rápida):** Parámetros como el costo de energía, tasa de descuento, factor de utilización de la planta, entre otros, no alteran la termodinámica del subsuelo. Es por esto que, cuando el bucle detecta que se está analizando estas variables, el controlador bloquea la ejecución de MRST y solamente se limita a simular GEOPHIREs con el escenario físico base. Este nivel algorítmico permite aislar y hacer análisis de sensibilidad técnico-económico en muy poco tiempo (segundos).
- **Nivel 2: Variables geológicas (ejecución pesada):** Los parámetros físicos como la permeabilidad de la roca, caudal de extracción, porosidad, entre otros, sí afectan directamente el transporte de masa y energía del subsuelo. Es por esto que, cuando el bucle detecta se está analizando estas variables, el controlador activa la cadena completa de análisis (MRST+GEOPHIREs) para cada parámetro, teniendo que realizar esta secuencia en cada iteración de estas variables.

Por último, al finalizar cada iteración, una función de extracción analiza los reportes brutos hechos por GEOPHIREs y captura automáticamente las métricas fundamentales del proyecto: NPV, IRR, LCOH y *Payback*. Luego de esto, el sistema envía estos valores a un documento Excel, calculando las variaciones relativas respecto al caso base y crea los diagramas de tornado respectivos, logrando exponer visual y jerárquicamente que variables presentan mayor apalancamiento sobre la rentabilidad y riesgo del proyecto.

4. Caso de Estudio: Acuífero Jurásico en La Fossa del Camp

4.1 Caracterización geológica y petrofísica

La Fossa del Camp es una cuenca sedimentaria con orientación NE-SW ubicada en la provincia de Tarragona, Región de Catalunya (ver Figura 1). El yacimiento objetivo del trabajo corresponde al acuífero Jurásico que posee una formación carbonatada compuesta por calizas y dolomías del Jurásico Medio-

Superior (ICGC, 2023), con profundidades entre los 2.000 y 3.000 metros en el área de interés (Piris et al., 2021).

El modelo geológico 3D emplea la malla voxet desarrollada por el ICGC del proyecto GeoEnergía-GP (ICGC, 2023). Este modelo entrega información digital del subsuelo en forma de malla regular voxet, donde cada una de las celdas posee información discretizada de litología y temperatura inicial, constituyendo la única entrada geológica del *workflow*. MRST lo carga directamente, decodifica la litología con base a información integrada en una máscara de bits binarios e identifica las celdas del acuífero Jurásico.

La Figura 6 muestra el mapa estructural del techo del Jurásico en el *Area of Interest* (AOI), e ilustra las curvas de nivel las cuales reflejan una morfología irregular de tipo valle con zonas más deprimidas al suroeste del PAD donde se encuentran las zonas de mayor temperatura, con el techo del Jurásico situado a aproximadamente 2.125 metros de profundidad. En adición, la Figura 6, complementa lo anterior con una perspectiva tridimensional ilustrando el espesor variable y relieve estructural de la formación al mostrar simultáneamente el techo y fondo del acuífero.

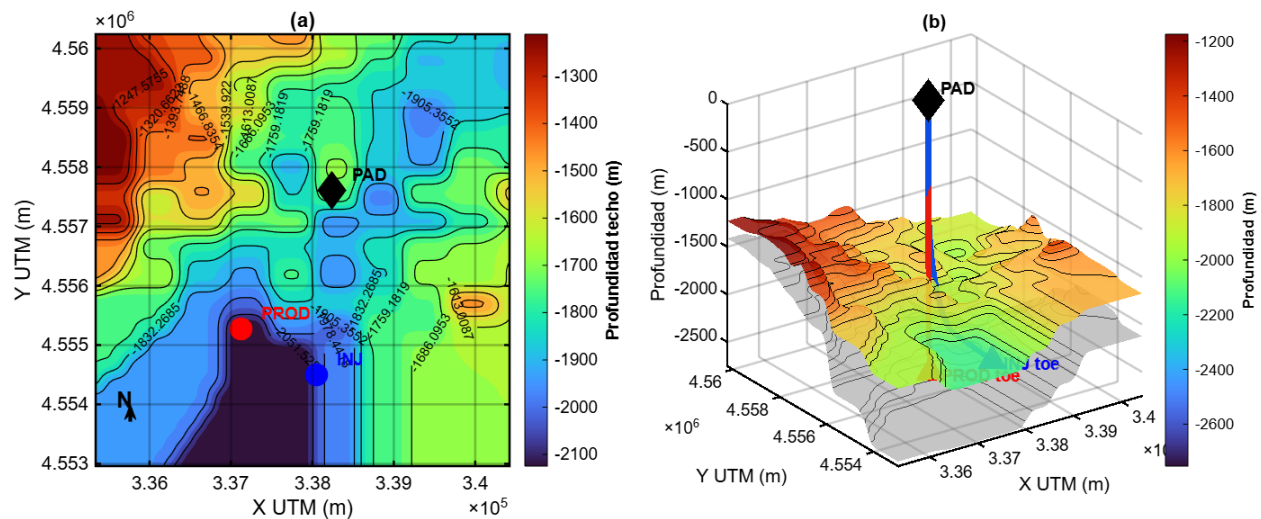


Figura 6: Caracterización estructural del acuífero del Jurásico en la Fossa del Camp. (a) Mapa estructural del techo del Jurásico (coordenadas UTM 31N); las curvas de nivel representan la profundidad del techo en metros. Se indican las posiciones del PAD de perforación, el target del pozo productor (PROD) y el target del pozo inyector (INJ). (b) Vista tridimensional del techo y piso del acuífero; la escala de color indica la profundidad del techo en metros. Elaboración propia a partir del modelo voxet del ICGC.

Las características petrofísicas del acuífero presentan una estratificación vertical de permeabilidad crítica para el diseño de la simulación. Datos provenientes de *Drill Stem Test* (DST) revelan una heterogeneidad en la capa superior “techo” del yacimiento, donde los primeros 150 metros poseen permeabilidades de 2.930 mD, mientras que para los metros inferiores se establecieron valores de 1.000 mD. En adición a esto, basándonos en acuíferos sedimentarios carbonatados con condiciones similares como la cuenca de Paris, se estableció una anisotropía de $K_h / K_v = 100$ (Thomas et al., 2023), condicionando el flujo horizontal de la pluma térmica. El listado completo de propiedades petrofísicas y del fluido se detallan en el Anexo 4, Tabla A2.

El gradiente geotérmico de la formación si bien no es completamente regular, se determina a partir de la temperatura máxima registrada en el AOI registrada en el techo del Jurásico, con valores de $T_{max,techo} = 84,89$ °C y $Z_{techo} = -2.250$ m, y la temperatura superficial para la zona de Tarragona de $T_{sup} = 16,5$ °C:

$$\nabla T = \frac{T_{max,techo} - T_{sup}}{Z_{techo}} = \frac{84,89 - 16,5}{2,25} = 30,31^{\circ}C/km$$

Valor consistente con lo obtenido en los datos obtenidos en la zona por el ICGC para la cuenca de Reus-Valls (ICGC, 2023).

Por último, una característica geológica importante a tener en consideración para la estimación de la presión hidrostática (BHP) es la presencia de haloclina⁵, que para fines del trabajo se estableció una zona de transición entre las profundidades de 1.000 a 1.300 metros, donde la salinidad aumenta progresivamente desde aguas meteóricas superficiales hasta salmuera Jurásica con sólidos disueltos totales de 22,676 g/kg, fenómeno que es modelado en MRST mediante una integración hidrostática de tres capas. Este fenómeno es crítico dado que la elevada salinidad del fluido tiene consecuencias operativas, presentando un potencial de precipitación química y formación de incrustaciones en el intercambiador de calor.

4.2 Diseño del sistema de explotación

4.2.1 Justificación del doblete direccionado tipo-J

La configuración del doblete adoptado para este trabajo responde a dos necesidades concretas con relación al emplazamiento y restricciones dadas. La Figura 7 ilustra la necesidad de realizar la perforación de los pozos en un lugar cercano a la zona de consumo (Polígono industrial Mas Batller), y el entorno urbano circundante impide disponer de una segunda superficie de perforación. Estas restricciones obligan a operar desde una única plataforma (PAD) ubicada en las coordenadas UTM 31N (XPAD, YPAD) = (337.124,0; 4.555.270,5).

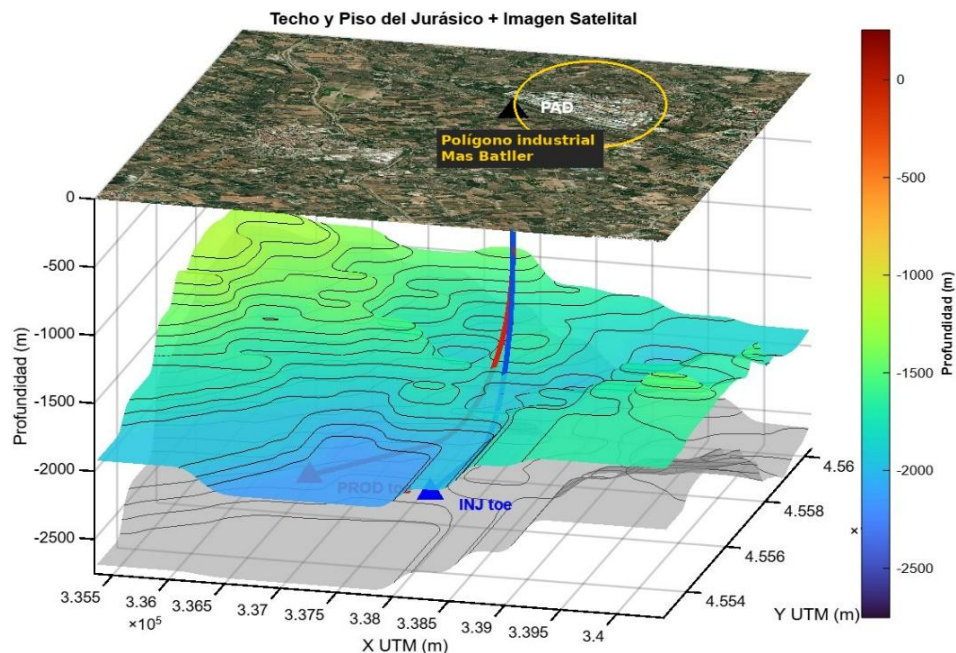


Figura 7: Modelo 3D del acuífero del Jurásico superpuesto con imagen satelital del área de Reus.

⁵ Capa estratigráfica del subsuelo caracterizada por un fuerte gradiente de salinidad, común en acuíferos y cuencas evaporíticas.

Al mismo tiempo, al necesitar una separación mínima de 1.200 metros entre los puntos de inyección y extracción (establecida para prevenir un cortocircuito térmico prematuro de la pluma fría de reinyección), conlleva a exigencia de trayectorias con bastante desplazamiento horizontal respecto a la vertical. En base a esto, la solución implementada es un doblete direccionado tipo-J que comienza con la perforación de ambos pozos en el PAD para luego a una profundidad de 1.000 metros presentar el *Kick-Off Point* (KOP), y a partir de ese punto aumentan progresivamente su distanciamiento entre pozos y su inclinación hasta llegar a 90°.

4.2.2 Geometría del doblete

En el entorno de MRST se crea una función llamada “build_J_trajectory” que genera automáticamente las trayectorias óptimas de ambos pozos, dados los datos de ubicación del PAD, el punto objetivo de inyección y extracción de los pozos, y los parámetros geométricos de diseño. La Tabla 1 resume esta geometría mencionada para el escenario base.

Tabla 1: Geometría del doblete direccionado tipo-J

Parámetro	Pozo productor	Pozo inyector	Unidad
TVD (<i>True Vertical Depth</i>)	2.257	2.257	m
MD (<i>Measured Depth</i>)	4.803	4.820	m
Relación MD/TVD	2,128	2,136	—
<i>Step-out</i> horizontal desde PAD	2.586	3.103	m
Separación horizontal entre <i>targets</i>	1.200	—	m
KOP	1.000	1.000	m
Ángulo máximo de inclinación	90	90	°
Diámetro de completación	11,8	11,8	pulg.

Es importante detenerse en la relación MD/TVD $\approx 2,13$, lo que evidencia que la longitud total de perforación es más del doble que la distancia vertical de perforación, consecuencia directa de la longitud horizontal necesaria para lograr la separación de diseño entre ambos puntos desde un único PAD. En adición, esta decisión geométrica resulta en implicaciones económicas directas que el *workflow* estima automáticamente: dado que GEOPHORES estima los costes de perforación en base a TVD, MRST calcula un factor de corrección del CAPEX de perforación teniendo en cuenta lo anterior para que así las estimaciones financieras sean realistas. El desarrollo del cálculo mencionado se encuentra en el Anexo 1.

4.2.3 Parámetros operativos y financieros del escenario base

El escenario base se logra caracterizar con todos los parámetros físicos que fueron descritos en las secciones anteriores junto con una serie de parámetros operativos y financieros los cuales vienen dados por datos del mercado, bibliografía, como también de normas propias de España. En específico, a lo largo de esta sección se definirán y detallarán los parámetros claves y de más peso en los análisis de sensibilidad posteriores, adicionándose al resto de parámetros de entrada presentados en la Tabla A3 del Anexo 5.

- **Caudal y temperatura de reinyección:** Para el caso específico de la Fossa del Camp se ha definido un caudal de 50 l/s ($\dot{m} = 50,8$ kg/s), valor estándar para la industria teniendo en consideración restricciones hidráulicas dadas por el diámetro de perforación de 11,8 pulgadas. Por otro lado, la temperatura de reinyección se establece en $T_{inj}=50^{\circ}\text{C}$, resultante del retorno térmico

del circuito industrial. La eficiencia térmica del Intercambiador de Calor de Placas (PHE), estimada a partir del perfil de temperaturas del pozo de extracción promedia 0,913, adoptándose un valor conservador de 0,90 como “End-Use Efficiency Factor” en GEOPHIRES y situándolo dentro del límite operativo de intercambiadores de placas reales (0,8-0,9). El desarrollo de lo anterior se presenta en el Anexo 6.

- **Bomba de calor de baja temperatura (LTHP):** Con un COP=2,5, valor que fue seleccionado como representativo en base a equipos modernos los cuales operan a condiciones de entrada y salida similares. Con relación a su consumo eléctrico, este constituye un componente de suma relevancia para la estimación del OPEX y se calcula en GEOPHIRES a través del módulo “SurfacePlantHeatPump.py”.
- **Factor de utilización de la planta:** Se adopta un factor de utilización de la planta de 0,85, que equivale a un total de ~7.500 horas anuales de operación y es coherente a factores de capacidad históricos los cuales han sido detallados por IRENA (2024) para específicamente casos de plantas de geotermia con uso directo de calor, oscilando entre el 80% y 95% (más información en Figura A1 del Anexo 7).
- **Tasa de descuento:** Este parámetro resulta ser uno de los más importantes a la hora de realizar la evaluación económica y análisis de sensibilidad, se ha empleado una tasa de descuento de 7% determinada mediante la metodología WACC antes de impuestos aplicada al contexto financiero y regulatorio actual en España. Este parámetro comprende una serie de estimaciones para calcularlo por lo que su desarrollo es presentado en el Anexo 3. Específicamente el valor resultante resulta ser de WACC=7% y es coherente con la tasa exigida por la normativa española para energías renovables (7,398%) (Real Decreto-ley 17/2019), incorporándole una prima adicional asociada al riesgo considerado por ser un proyecto geológico en subsuelo y del tipo *First-Of-A-Kind* en España.
- **Precio de compra de la electricidad:** Para el cálculo del OPEX eléctrico (que tiene relación también con la bomba de calor), se establece una tarifa de 0,12 EUR/kWh correspondiente al precio medio final para consumidores de gran escala en España según datos de Eurostat. A partir de este precio, teniendo en consideración la inflación o distintos fenómenos que pueden ocurrir en el futuro, se establece también una tasa de 1,5% de aumento de valor anual a partir del año 5, logrando así un escenario lo más similar a la realidad posible, y coherente con la tendencia histórica del mercado eléctrico español (Eurostat, s. f.).
- **Ajustes de precio específicos:** Por último, teniendo en consideración que GEOPHIRES es una herramienta propia de U.S.A, debemos tener en cuenta factores que tienen el rol de ajustar distintos parámetros a la realidad local española:
 - **Factor de exploración:** Se establece un valor de 0,4 puesto que la zona ya posee una serie de perforaciones que entregan información de valor, hay investigaciones al respecto en la zona del Valles, por lo tanto, podemos considerar que no es un proyecto que comenzaría desde cero y eliminando gran parte de la incertidumbre exploratoria típica de proyectos de geotermia.
 - **Factor de O&M del campo de pozos:** 2,5. Factor que corresponde a la operación y mantenimiento de la planta, que refleja el potencial de precipitación química y formación de incrustaciones asociadas a la salinidad del fluido (>22 g/kg), lo cual tiene repercusiones

en los costes de mantenimiento del proyecto y ajustando los valores de referencia de GEOPHIRES los cuales se estiman para yacimientos de baja salinidad.

- **Factor del coste de agua:** 2,7. Determinado a partir del coste de reposición del fluido de la tarifa industrial de EMATSA en Tarragona (2,15 EUR/ m^3) (EMATSA, 2026), en comparación con el valor predeterminado de 0,8 EUR/ m^3 de U.S.A.

4.3 Definición de rangos para el análisis de sensibilidad

Tal como se mencionó en el apartado 3.6, el análisis de sensibilidad paramétrico realizado sigue el método OFAT, evaluando el impacto individual de 10 parámetros distintos sobre indicadores de viabilidad económica del proyecto. Implementando este análisis, se diferenciaron los parámetros en dos clasificaciones distintas: parámetros económicos (GEOPHIRES) y parámetros físicos (MRST).

Con el fin de lograr una comparabilidad directa entre parámetros con naturaleza y unidades diferentes, se adoptó una variación uniforme para todas las variables, contemplando el caso base $\pm 20\%$, discretizando en cinco valores equidistantes: -20% , -10% , caso base, $+10\%$ y $+20\%$. Esta decisión se fundamenta en que de esta manera se pueden interpretar de mejor forma los gráficos de tornado de la sección 5, comparándolos bajo una misma sensibilidad matemática y evitando así amplitudes de rango asimétricas que puedan distorsionar la jerarquización del riesgo del proyecto. Es importante entender que esta metodología se acopla muy bien en parámetros económicos, pero en algunas variables geológicas como la permeabilidad (que suele presentar varianza logarítmica) puede presentar incertidumbre intrínseca.

La única excepción a esta metodología es el caso de la heterogeneidad petrofísica, cuyo valor base es 0 y por tanto no admite variación porcentual simétrica. Es por esto que se analiza de forma independiente empleando valores absolutos de 0, 0.25, 0.5, 0.75, 1.0, 1.5.

La Tabla 2 expone los 11 parámetros a analizar su sensibilidad, con sus respectivos valores de simulación. Algo importante a destacar es que, en el caso del factor de utilización, este quedó restringido a su límite superior de 1 (100%). Todos los valores anteriores corresponden a la simulación acoplada.

Tabla 2 Parámetros del análisis de sensibilidad OFAT con variación uniforme del 20% respecto al caso base

Parámetro	Motor	Unidad	-20%	-10%	Base	+10%	+20%
Tasa de descuento	GEOPHIRES	%	5,60	6,3	7,00	7,70	8,40
Precio venta del calor	GEOPHIRES	USD/kWh	0,052	0,058	0,065	0,071	0,078
COP bomba de calor	GEOPHIRES	—	2,0	2,25	2,5	2,75	3,0
Tarifa eléctrica	GEOPHIRES	USD/kWh	0,112	0,126	0,140	0,154	0,168
Factor CAPEX perforación	GEOPHIRES	—	2,122	2,387	2,652	2,917	3,182
Factor de utilización	GEOPHIRES	—	0,680	0,765	0,850	0,935	1,000
Permeabilidad techo Jurásico	MRST	mD	2.344	2.637	2.930	3.223	3.516
Permeabilidad base Jurásico	MRST	mD	800	900	1.000	1.100	1.200
Caudal de producción	MRST	L/s	40	45	50	55	60
Temperatura de reinyección	MRST	°C	40	45	50	55	60

El análisis de los valores resultantes de estos análisis OFAT, incluyendo diagramas de tornado, se desarrollan en la sección 5.

5. Resultados y Validación

5.1 Validación del *Pipeline*: Cuantificación de la desviación entre el modelo analítico interno de GEOPHIRES y la simulación numérica 3D de MRST

La validación del *pipeline* desarrollado se realiza mediante la comparación de resultados entre dos simulaciones: Por un lado una simulación en modo analítico puro, en el que GEOPHIRES emplea sus modelos internos para obtener la declinación térmica sin información externa, y el modo acoplado que vendría a ser la metodología del trabajo que incorpora MRST en el análisis físico, y entregándole la curva térmica $T(t)$ a GEOPHIRES, junto con otros parámetros como los índices de productividad e inyectabilidad, geometría del doblete, entre otros. Ambas simulaciones se realizan desde un mismo escenario base con parámetros financieros, operativos y geométricos idénticos, lo anterior para poder analizar convergencias que puedan ocurrir bajo una misma base.

La Tabla 3 nos expone los indicadores tecno-económicos de un mismo caso base en ambas simulaciones.

Tabla 3: Indicadores tecno-económicos caso base en ambas simulaciones

Indicador	Analítico (GEOPHIRES)	Acoplado (MRST+GEOPHIRES)	Δ absoluto	Δ relativo
NPV (MEUR)	36,19	3,18	-33,01	-91,2%
IRR (%)	15,88	9,01	-6,87 pp	—
LCOH (EUR/MMBTU ⁶)	19,46	33,44	13,98	+71,9%
Payback (años)	8,08	11,95	+3,87	+47,9%
Potencia térmica media neta (MWt)	12,77	7,75	-5,02	-39,3%
CAPEX (MEUR)	31,22	28,67	-2,55	-8,1%

La magnitud de la desviación entre ambas simulaciones es notoria. Por un lado, el modelo analítico el NPV se sobreestima en más de 10 veces respecto al modelo acoplado, proyectando también un LCOH que es 72% menor al que arroja la simulación acoplada.

Una de las causas principales de estas diferencias viene a ser la potencia térmica determinada: GEOPHIRES en modo analítico estima 12,77 MWt asumiendo un medio homogéneo e isótropo, mientras que la simulación 3D con MRST contempla la geometría real del doblete, la estratificación de permeabilidades, la haloclina, entre otros, lo cual produce una potencia de 7,75 MWt (39% menos). Esto

⁶ Unidad de medida que representa un millón de Unidades Térmicas Británicas

sucede porque MRST tiene la capacidad de capturar flujos no homogéneos, reduciendo así la extracción de calor.

Estos resultados termodinámicos de potencia entregada terminan afectando de gran forma a todo el modelo económico simulado. Dado que la potencia térmica determina los ingresos anuales y forma parte del denominador del LCOH (ecuación 9), su disminución repercute en estos indicadores financieros. De la misma manera, la menor entrega de potencia explica la diferencia en el CAPEX obtenido (-8,1%), dado que ambos escenarios se simulan con el factor de corrección de perforación de 2,652, esta disminución de CAPEX refleja un dimensionamiento menor de la planta en superficie dado que su coste aumenta proporcionalmente con la potencia instalada.

5.1.1 Desviación en la jerarquía de riesgo

Las diferencias entre modelos no se limitan solamente al caso base, sino que también afectan al análisis de sensibilidad del proyecto, el cual tiene la finalidad de orientar las decisiones de diseño y financiación. La Tabla A4 y A5 del Anexo 8 nos muestran el listado completo de parámetros por rango de variación del NPV bajo ambas simulaciones. En el modelo analítico, el COP de la bomba de calor resulta ser el parámetro con mayor apalancamiento sobre el NPV (con variaciones del ~120%), seguido del factor de utilización (82,9%) y el caudal de producción (~74,8%).

Por otro lado, en el modelo acoplado, el listado es encabezado por la temperatura de reinyección (rango del ~1.000%) y el caudal de producción (~500%), siendo el COP un parámetro en la cuarta posición (~400%). Esto nos ejemplifica que las prioridades de mitigación de riesgo difieren dependiendo de los modelos utilizados, y al mismo tiempo es importante destacar que las variaciones porcentuales tan elevadas se deben al bajo valor del NPV en el modelo acoplado base (3,18 MEUR).

La cuantificación de estas desviaciones es un resultado central de validación del *workflow*: un análisis basado exclusivamente en la simulación de GEOPHIRES habría clasificado al proyecto como altamente rentable pudiendo mal orientar decisiones de inversión. El *pipeline* acoplado nos revela un proyecto con una rentabilidad muy baja cuyo rendimiento se basa principalmente en los límites de transporte físico de energía y masa que GEOPHIRES no es capaz de capturar.

5.2 Simulación termo-hidráulica (MRST)

La simulación física 3D del acuífero definido en la sección 4 se ejecutó sobre un horizonte de 30 años, resolviendo las ecuaciones de balance de energía y masa, obteniendo resultados que validan la integridad del modelo, la física del diseño y estabilidad del recurso térmico. Las trayectorias de los pozos direccionados estimadas por el orquestador logran alcanzar las celdas objetivo planteadas a 2.257 metros de profundidad, manteniendo la separación mínima entre pozos. Lo anterior consolida el factor de ajuste de CAPEX de 2,65 que se transfiere a GEOPHIRES para sus estimaciones.

Una vez verificado la modelación espacial, el análisis de resultados de la simulación termo-hidráulica se centrará en cuantificar la respuesta dinámica del acuífero frente a su explotación.

5.2.1 Comportamiento termo-hidráulico

La Figura 8 presenta las curvas temporales de las variables claves obtenidas en la simulación, donde su análisis nos permite identificar un comportamiento favorable para la explotación comercial del recurso y destacando dos fenómenos:

- **Estabilidad térmica y entrega de potencia:** La temperatura de producción registrada en la zona de extracción (fondo de pozo) es inicialmente de 75,62°C, lo que, a lo largo de los 30 años de simulación, el sistema experimenta una caída térmica de apenas 0,35°C, finalizando en 75,27°C. Esta gran estabilidad térmica confirma la capacidad de almacenamiento del gran volumen de roca del acuífero Jurásico y su elevada transmisividad. Desde el punto de vista del modelado, la zona recortada asume condiciones de contorno de presión y temperatura constantes en las celdas laterales para emular la recarga infinita del acuífero. Si bien esta simplificación, necesaria para optimizar el coste computacional, puede inducir a una subestimación de la caída térmica, la desviación existe, pero no altera significativamente la viabilidad operativa del doblete. En su configuración actual, se garantiza una entrega de potencia bruta que promedia los 9,25 MWt. Todo lo anterior asegura un suministro energético de calidad y minimiza el agotamiento del recurso a largo plazo.
- **Rendimiento hidráulico y presiones de fondo:** Analizando el comportamiento hidráulico, la respuesta del yacimiento es igualmente estable. Luego de establecerse una presión estacionaria, las presiones de fondo para la extracción se establecen en 225,5 bar y para la inyección de 229,1 bar. Esta diferencia de presión entre ambos pozos a una distancia de 1.200 metros evidencia la calidad petrofísica de la formación, traduciéndose en índices de transmisividad $PI = 80,27 \frac{kg}{s \cdot bar}$ y $II = 56,29 \frac{kg}{s \cdot bar}$. Estos valores son determinantes para la viabilidad económica del proyecto, ya que garantizan que el consumo de las bombas sea bajo.

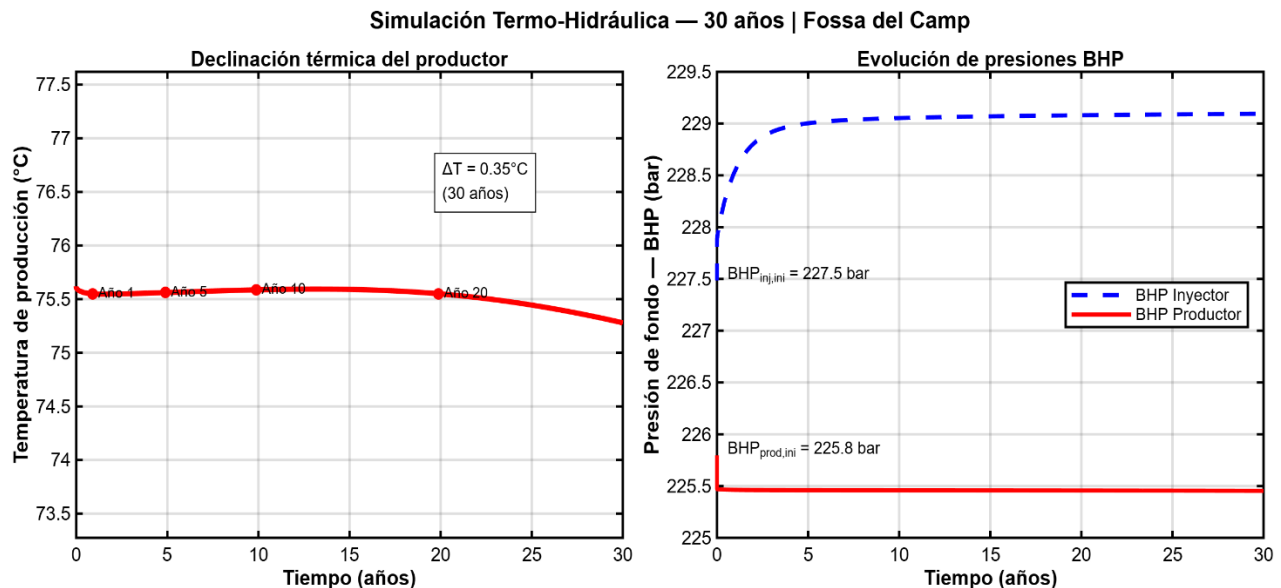


Figura 8 Temperatura de producción y presión de fondo para sistema simulado en un horizonte temporal de 30 años

5.2.2 Evolución de la pluma térmica

La Figura 9 muestra la distribución tridimensional de la pluma térmica al año 30 de operación de la planta, entregándonos información sobre la huella termodinámica que deja el proyecto en el subsuelo de la Fossa del Camp. Es importante mencionar que posee un umbral de visualización de la pluma para celdas cuya temperatura varía 1 grado frente a su temperatura inicial.

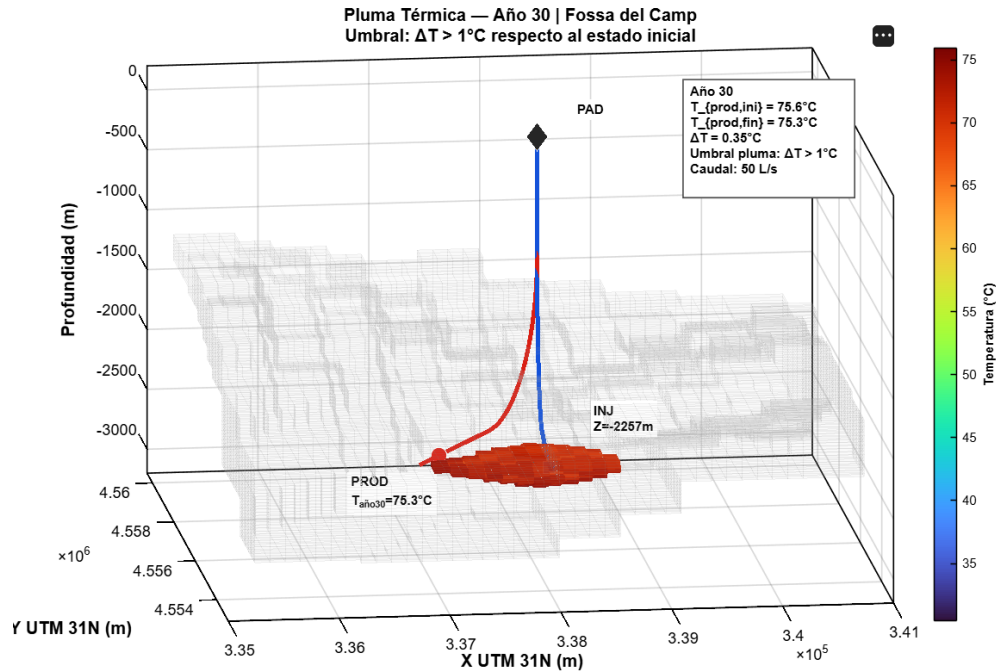


Figura 9: Distribución espacial de pluma térmica al año 30

Se logra apreciar que la pluma térmica posee una clara geometría elongada en el plano horizontal y confinada entre los primeros 150 metros del techo del acuífero Jurásico. Este comportamiento responde a la diferencia de las presiones que incentivan el flujo del fluido hacia el pozo productor, como también dada la anisotropía incorporada presente en la formación, dificultando la migración vertical del fluido y favoreciendo el traslado de energía paralela a los estratos de mayor permeabilidad.

El mismo resultado de que la pluma quede confinada en el techo de la formación y que se acerque, pero no al 100% al pozo productor nos entrega información muy valiosa de que la separación de seguridad previene el cortocircuito térmico del sistema. Al confirmar que la temperatura en la zona de extracción no queda afectada por la inyección fría, se ratifica la viabilidad técnica desde la mirada física del doblete tipo-J como fuente de calor sostenible.

5.3 Indicadores tecno-económicos del caso base

Una vez realizada la simulación de ambas herramientas de forma acoplada, integrando las capacidades de cada una de ellas se logran establecer los resultados financieros del caso base. A diferencia de la comparativa de la sección 5.1, aquí se analiza la composición interna de los costes y el posicionamiento estratégico del trabajo y proyecto simulado en base al *workflow* desarrollado.

5.3.1 Estructura de inversión y gasto operativo

En el escenario acoplado detallado en la Tabla 3, la perforación y completación del doblete tipo-J representa el 71% del CAPEX total (28,67 MEUR). El restante de CAPEX se distribuye en los intercambiadores de calor y la bomba de calor estimada para una potencia de 7,75 MWt.

Por otra parte, el OPEX de 4,18 MEUR/año está determinado con un peso importante del consumo eléctrico de la planta de superficie. Es importante mencionar que dada la alta transmisividad del acuífero

mencionada en la sección 5.2, el coste asociado al bombeo resulta menor en comparación al total del OPEX. Esto nos lleva a la conclusión de que los esfuerzos financieros deben ir a realizar de forma eficiente el salto de temperaturas con la bomba de calor para la venta comercial.

5.3.2 Competitividad y resiliencia financiera

Con un LCOH de 33,44 EUR/MMBTU (aproximadamente 122,11 EUR/MWt), el proyecto presenta una competitividad limitada frente al gas natural (Eurostat, 2026). Esta cifra es mayor que el costo de suministro de gas natural en la mayoría de los escenarios a excepción de situaciones de picos de demanda severos o crisis energética, lo que implica que el sistema geotérmico de la Fossa del Camp bajo los supuestos del trabajo no ofrece una ventaja económica clara frente a combustibles fósiles. La comparación del LCOH frente a otras energías renovables tampoco es favorable, analizando el LCOH del calor solar industrial en Europa del sur, este presenta valores en el rango de 30 a 80 EUR/MWt (Solar Heat Europe, 2024) los cuales son inferiores al caso base estimado del proyecto, aunque sin considerar la ventaja de la geotermia como fuente de calor continua independiente de la irradiación. El NPV de 3,18 MEUR, IRR de 9% y *payback* de 11,95 años confirman la rentabilidad marginal del proyecto, asumiendo además que toda la energía producida es comercializada, lo cual representa un escenario ideal.

Esta viabilidad financiera queda por tanto supeditada a factores externos como lo que podría ser la internalización de costes de emisión de CO_2 o en la obtención de alguna subvención que alivie los costes de inversión inicial. Este escenario de márgenes estrechos obliga a realizar un análisis de sensibilidad para poder identificar los parámetros operativos capaces de disminuir el LCOH a niveles competitivos y garantizar viabilidad del proyecto.

5.4 Análisis de sensibilidad paramétrica y jerarquía de riesgo

Tal como se menciona en las secciones anteriores, el *pipeline* ejecutó un análisis de sensibilidad automatizado (OFAT) sobre el escenario base acoplado, donde las variaciones paramétricas se evaluaron en términos de impacto porcentual sobre el NPV y el LCOH.

Para una consulta detallada de los datos numéricos de las simulaciones, la Tabla A6 del Anexo 9 contiene el desglose completo de las variaciones absolutas y relativas de los parámetros simulados. En adición a esto, en dicho anexo se adjuntan las tablas de evolución OFAT de las variables críticas y el diagrama de tornado correspondiente al *payback* (Figura A2, Anexo 10), proporcionando el respaldo de las tendencias que se analizan a continuación.

Las Figuras 10 y 11 presentan los diagramas de tornado para los parámetros económicos de NPV y LCOH respectivamente, donde sus variables se han categorizado dependiendo de su naturaleza y procedencia dentro del flujo del *workflow*: por un lado, los parámetros resueltos por MRST y por otro lado los parámetros económicos resueltos por GEOPHIRES.

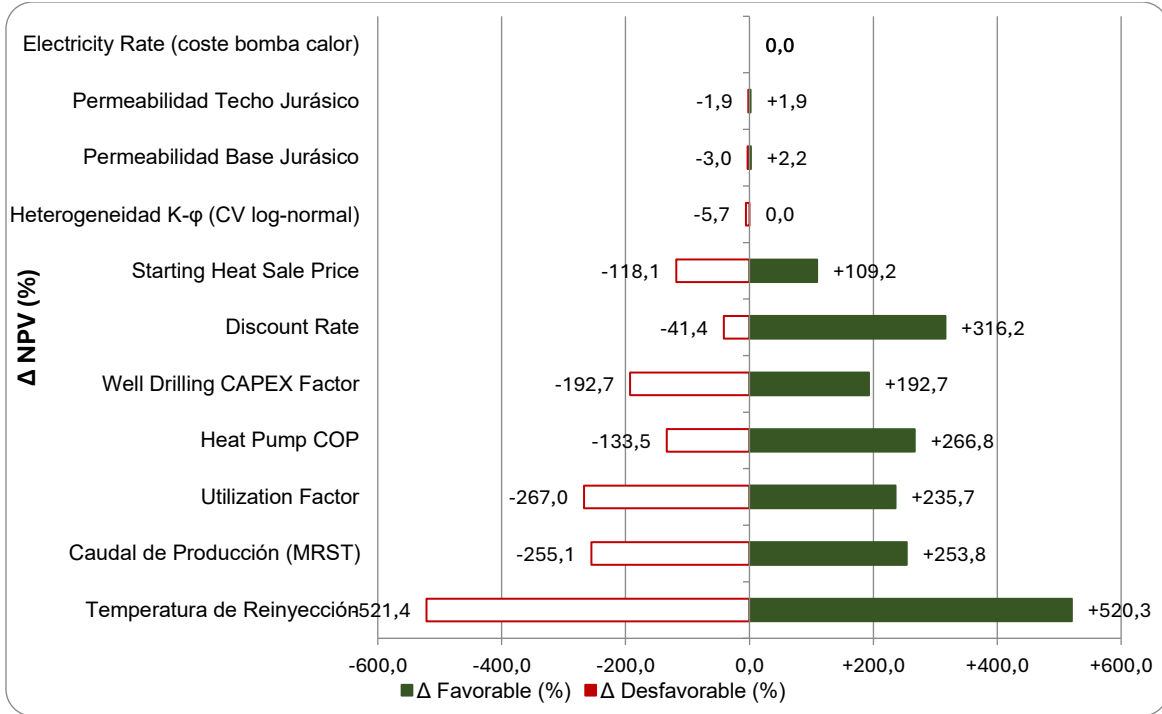


Figura 10: Diagrama de Tornado para el NPV ($\Delta\%$ respecto al caso base).

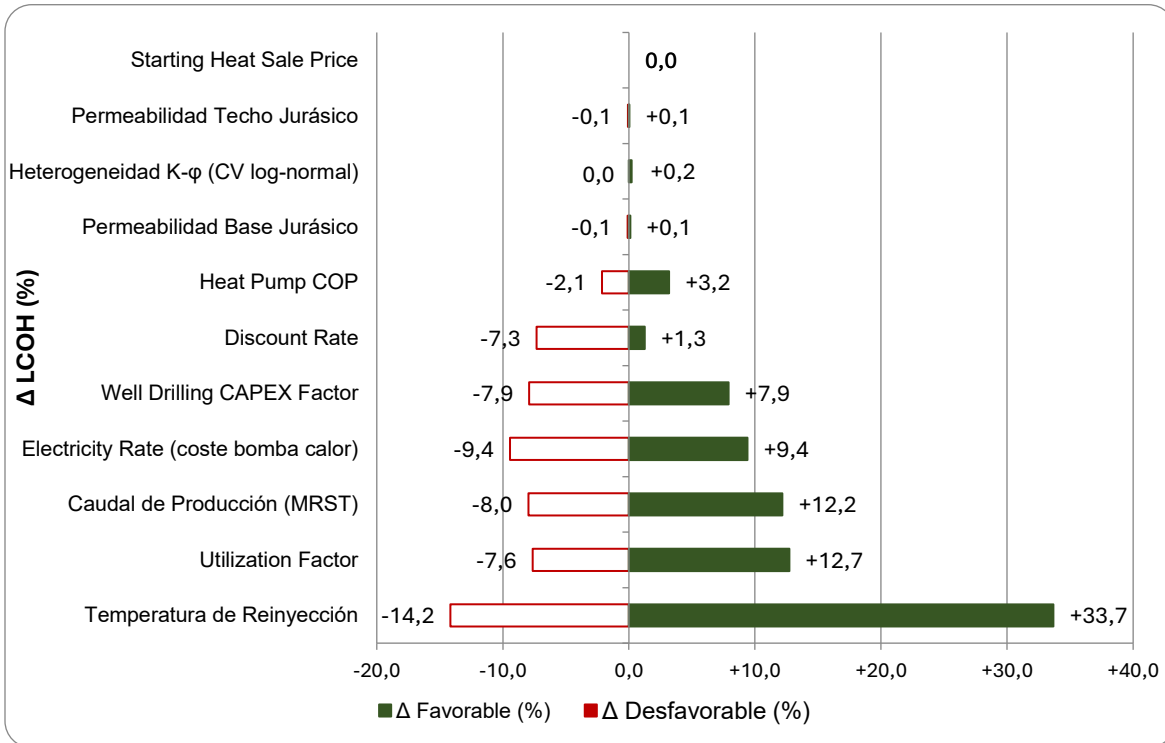


Figura 11: Diagrama de Tornado para el LCOH ($\Delta\%$ respecto al caso base).

5.4.1 Dominio termodinámico e hidráulico

Como se logra apreciar en ambas figuras, todos los parámetros que tienen una influencia directa con la capacidad de extraer energía del subsuelo terminan siendo los factores más determinantes en términos de rentabilidad absoluta y costes unitarios.

1. **Temperatura de reinyección:** Resulta ser la variable más crítica y disruptiva, al reducir la temperatura de reinyección a 40°C, el NPV alcanza un valor mucho más atractivo de 19,8 MEUR y el LCOH se optimiza hasta 28,81 EUR/MMBTU. Por el contrario, si las temperaturas aumentan a 60°C, la rentabilidad se desploma, con pérdidas de -13,4 MEUR y LCOH de 44,8 EUR/MMBTU. Todo lo anterior lleva a preguntarse si físicamente es posible reducir la temperatura de reinyección ya que esto mejoraría los números financieros sin necesidad de aumentar caudal o modificar la perforación, sin embargo, se debe tener precaución en que una disminución de esta puede generar riesgos operativos de precipitación mineral, particularmente de $CaCO_3$ (Boch et al., 2017). Una alternativa para hacer frente a este problema es la acidificación controlada del fluido reinyectado, lo que inhibe la precipitación mencionada y permitiendo operar a temperaturas más bajas sin comprometer la integridad del sistema.
2. **Caudal de producción:** Un aumento del caudal de producción del sistema a 60 l/s resulta en un aumento de ~250% en el NPV, como también de un 8% en el LCOH. Estos resultados dan cuenta de que la transmisividad que existe en el acuífero permitiría distribuir el CAPEX inicial en más energía extraída del sistema sin que el aumento del consumo energético por bombeo anule los ingresos generados.

5.4.2 Dominio de superficie: Eficiencia termodinámica y balance comercial

Analizando un segundo nivel de influencia de parámetros, se revela un *trade-off* crítico entre la eficiencia termodinámica y el balance comercial, lo que se divide en dos puntos clave:

- **COP:** El coeficiente de rendimiento de la bomba presenta un comportamiento contraintuitivo que requiere contexto. Un aumento del COP mejora la eficiencia energética reduciendo el LCOH a 32,73 EUR/MMBTU, pero tiene como consecuencia una disminución en el NPV, pasando de 11,66 a -1,07 MEUR.
Este fenómeno ocurre por la termodinámica del sistema acoplado, ya que este está limitado a la simulación de MRST, y al tener un COP más alto implica que el compresor consume menos electricidad para alcanzar la misma temperatura objetivo, sin embargo, dado que la potencia total vendida es la suma del calor extraído más el trabajo eléctrico, un menor consumo eléctrico disminuye la potencia neta entregada (pasando de 9,30 MWt a 6,98 MWt).
Este comportamiento no debe interpretarse como que una mejora de la eficiencia de la bomba de calor perjudica al proyecto, sino como una limitación del modelo de asignación de ingresos de GEOPHIRES en configuraciones de bomba de calor. Para tener una evaluación más rigurosa debemos desacoplar la contabilidad del calor geotérmico generado del trabajo eléctrico consumido.
- **Tarifa eléctrica y factor de utilización:** Un aumento de un 20% en el precio de la electricidad desplaza también en un 9,4% el LCOH, como también una caída del factor de utilización en un 20% hace el proyecto inviable económicamente.

- **Coste de perforación (f_{CAPEX}):** El impacto del factor de perforación es menor al del resto de los parámetros operativos, lo cual es coherente con un proyecto de vida útil 30 años con OPEX acumulado a lo largo de todo ese tiempo.

5.4.3 La geología como soporte no restrictivo

Uno de los resultados más contraintuitivos es la poca relevancia que poseen los parámetros geológicos en los análisis de sensibilidad. Se logra apreciar que las variaciones de $\pm 20\%$ de las variables seleccionadas no logran afectar más de un 6% en por ejemplo el NPV.

Lo anterior se debe a que el acuífero estudiado posee una permeabilidad excepcional, haciendo que el proyecto opere en condiciones hidráulicas no restrictivas. Esto sumado a que los índices de productividad resultan ser altos (80 kg/s·bar), por lo que las variaciones del 20% en la permeabilidad resultan irrelevantes en la presión de fondo estimada. Estas condiciones hacen que el éxito económico del proyecto dependa más de la gestión térmica y operativa de la superficie que de las incertidumbres del yacimiento. De todas formas, este resultado no es generalizable a otros acuíferos, pueden existir aquellos cuyas permeabilidades o porosidades operen cerca del punto crítico de conectividad hidráulica, por lo que variaciones de magnitud similares podrían llegar a interrumpir las trayectorias de flujo preferencial y provocar caídas importantes de productividad con consecuencias financieras.

6. Discusión

La integración de MRST con GEOPHIRES ha significado avances en la superación de barreras estructurales y de lenguaje en la evaluación de proyectos geotérmicos, la separación entre modelos físicos del subsuelo con los de un modelo tecnoeconómico en la superficie. Sin embargo, estos avances deben ir acompañados de una lectura crítica sobre el valor real de la automatización, la escalabilidad del enfoque y las simplificaciones asumidas.

6.1 El valor estratégico de la integración: la falsa viabilidad analítica

Uno de los hallazgos más relevantes del trabajo es la cuantificación del sesgo de herramientas analíticas cuando se aplican a cuencas sedimentarias heterogéneas con cierta complejidad. Como se demostró en la Sección 5.1, GEOPHIRES aislado proyecta valores económicos sobrestimados (36,19 MEUR), mientras que la simulación acoplada con física real revela un proyecto con rentabilidad marginal (3,18 MEUR).

Esta diferencia no es simplemente un ajuste numérico, representa dos opciones de decisión de inversión sumamente diferentes. La causa raíz identificada es la potencia térmica estimada por cada modelo, mientras GEOPHIRES asume un medio homogéneo e isótropo que repercute en la sobreestimación del recurso, MRST captura el confinamiento de la pluma térmica, su flujo, el balance de masa y energía, entre muchos otros factores que permiten obtener resultados más realistas del sistema. Dado que la potencia determina los ingresos anuales y es el denominador del LCOH, afecta en cascada a muchos otros indicadores, y por tanto resulta fundamental determinar su valor de la forma más acertadamente posible. Esta desviación del LCOH distorsiona la jerarquía de riesgo del modelo analítico puro y habría orientado erróneamente las decisiones de diseño del proyecto.

6.2 Limitaciones del modelo

Si bien el acoplamiento de las herramientas es fiable, el modelo presenta limitaciones que se deben tener en consideración al interpretarse resultados.

Una de las limitaciones metodológicas más relevantes dentro del modelo es la independencia paramétrica asumida en el análisis OFAT. Los resultados nos muestran interacciones cruzadas que el análisis de sensibilidad no es capaz de capturar: reducir la temperatura de reinyección mejora la rentabilidad del proyecto, pero esa misma reducción genera riesgos de precipitación de CaCO_3 dadas las altas concentraciones salinas del fluido, aumentando el OPEX de la planta y reduciendo por tanto las ganancias generadas. Dado esto, un análisis de sensibilidad global como lo son las simulaciones de Monte Carlo podría capturar estas correlaciones y ofrecería una jerarquía de riesgo más robusta.

Por otro lado, este modelo termo-hidráulico no considera que puedan existir degradaciones de las propiedades petrofísicas del acuífero a lo largo de la vida útil del proyecto, como lo puede ser la reducción de permeabilidad inducida por precipitación mineral. Dado que la simulación base dicta rentabilidades muy estrechas, una variación de alguna característica petrofísica puede repercutir en los indicadores financieros.

Por último, el modelo también asume una demanda energética constante y total por parte del polígono industrial Mas Batller, cuando la realidad es que existe variabilidad en esta. Si el factor de utilización resultara inferior a 0,85, el LCOH se podría desplazar a niveles aún menos competitivos y haciendo muy poco viable el proyecto. La validación del *forecast* real de demanda constituye por tanto una etapa crítica en el proyecto.

6.3 Reproducibilidad y aplicabilidad

Uno de los valores más importantes de la herramienta se basa en su arquitectura agnóstica respecto al yacimiento. Al implementar una arquitectura donde la comunicación se orquesta desde Python, el *workflow* resulta ser replicable en cualquier cuenca donde se posea un modelo geológico celular y datos petrofísicos de este, donde entre más completo sea el modelo voxet original, mayor fidelidad tendrá el análisis realizado. Esto convierte al *pipeline* en una herramienta auditable y reproducible sin costes de licencias.

Sin embargo, este acoplamiento de información no resulta en el mismo valor diferencial en todos los contextos. Los resultados de este trabajo sugieren que la necesidad de aplicarse radica en que la geología del sistema sea compleja, con heterogeneidades petrofísicas significativas, geométrica de pozos complejas o alguna característica que se quiera detallar por su relevancia en estudios. En los casos de acuíferos geológicos con datos petrofísicos y geometrías de pozos simples, las aproximaciones que realiza el modelo analítico GEOPHIRES pueden bastar para obtener resultados de prefactibilidad adecuados y el esfuerzo en el desarrollo del modelo físico puede no ser necesario.

7. Conclusiones y Trabajo Futuro

La realización de este Trabajo de Fin de Máster ha permitido validar y responder a la hipótesis inicialmente planteada, demostrando que la orquestación y acoplamiento de herramientas de simulación física y financieras impacta drásticamente en los análisis de evaluación de viabilidad de proyectos geotérmicos.

A partir del desarrollo del código y el análisis de los resultados obtenidos en el caso de estudio, se concluye lo siguiente.

7.1 Síntesis de hallazgos del desarrollo de software

El principal aporte técnico del trabajo es haber disminuido la brecha entre dos herramientas de trabajo geológico *open source*. Se ha implementado con éxito un *workflow* automático que orquesta MRST y GEOPHIRES mediante un orquestador en Python, garantizando interoperabilidad, reproducibilidad y superando las limitaciones del traspaso manual de datos.

La integración logró cuantificar el sesgo de las herramientas funcionando de forma no acoplada, demostrando que el modelo autónomo en el caso de la Fossa del Camp sobreestima la rentabilidad al no ser capaz de capturar dinámicas físicas que MRST lograría. En adición a lo anterior, el diseño modular del código Python permitió realizar los análisis de sensibilidad OFAT de forma masiva sin intervención humana, validando el *pipeline* como instrumento robusto para toma de decisiones.

7.2 Síntesis de viabilidad del caso de estudio

La simulación 3D confirmó la viabilidad técnica y física del caso de estudio. La imposición de una extracción de 50 l/s mediante un doblete direccionado tipo-J no produce cortocircuito térmico y es térmicamente estable en los 30 años de funcionamiento. De todas formas, el proyecto en su configuración base opera bajo un escenario muy estrecho en el ámbito financiero, con un NPV de 3,18 MEUR y LCOH de 33,44 EUR/MMBTU, se sitúa en una posición de baja competitividad frente a la opción de combustibles fósiles convencionales.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad nos demostró que la gran transmisividad del acuífero estudiado reduce significativamente la incertidumbre geológica del proyecto, trasladando así el riesgo hacia la termodinámica de superficie. La viabilidad del caso de estudio depende de la maximización del salto térmico en el yacimiento y del rendimiento de la bomba de calor, por lo que la ejecución real del proyecto está condicionada a un aumento del precio del gas o de una financiación pública que alivie el CAPEX inicial de perforación.

7.3 Trabajo Futuro

Para poder escalar la precisión y aplicabilidad del *workflow* desarrollado, podemos identificar dos vías de avances que generarían impacto:

1. **Sensibilidad estocástica:** Convertir el módulo de análisis de sensibilidad bajo el modelo de OFAT hacia simulaciones globales que incluyan Monte Carlo, permitiendo capturar las correlaciones cruzadas entre parámetros termodinámicos y financieros, permitiendo generar perfiles de probabilidad de riesgo para el NPV y LCOH.
2. **Mitigación de la exposición tarifaria:** Un avance que puede resultar significativo en el *workflow* sería la implementación de la simulación de un acoplamiento de generación fotovoltaica *in situ* que alimente la bomba de calor. Dado que la tarifa eléctrica resulta ser la tercera variable de mayor impacto en el análisis de sensibilidad del LCOH, permitiría reducir la exposición del proyecto a la volatilidad de la red eléctrica.

8. Referencias

- Banco Central Europeo. (2025). *MFI interest rate statistics — Spain: Cost of borrowing, loans to non-financial corporations* [Base de datos].
<https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/MIR/MIR.M.ES.B.A2I.AM.R.A.2240.EUR.N>
- Beckers, K. F., & McCabe, K. (2019). *GEOPHIRES v2.0: updated geothermal techno-economic simulation tool*. *Geothermal Energy*, 7, Artículo 5. <https://doi.org/10.1186/s40517-019-0119-6>
- Boch, R., Leis, A., Haslinger, E., Goldbrunner, J. E., Mittermayr, F., Fröschl, H., Hippler, D., & Dietzel, M. (2017). Scale-fragment formation impairing geothermal energy production: interacting H₂S corrosion and CaCO₃ crystal growth. *Geothermal Energy*, 5, 4. <https://doi.org/10.1186/s40517-017-0062-3>
- Club del Agua Subterránea. (s.f.-a). Diccionario hidrogeológico (GH). Recuperado el 20 de mayo de 2026, de https://www.clubdelaguasubterranea.org/diccionario_GH.htm
- Club del Agua Subterránea. (s.f.-b). Diccionario hidrogeológico (P). Recuperado el 20 de mayo de 2026, de https://www.clubdelaguasubterranea.org/diccionario_P.htm
- Corporate Finance Institute. (2026, 6 de abril). Net present value (NPV): Definition, examples, how to do NPV analysis. <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/net-present-value-npv/>
- Cosci, C. (s.f.). *GMRES: GMRES algorithm implementation for the numerical solution of an indefinite non-symmetric system of linear equations* [Software]. GitHub.
<https://github.com/CristianCosci/GMRES>
- Damodaran, A. (2026a). *Betas by sector (US) — January 2026*. Stern School of Business, New York University. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- Damodaran, A. (2026b). *Country default spreads and risk premiums — January 2026*. Stern School of Business, New York University.
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html
- EMATSA. (2026, febrero 10). Tarifas. <https://www.ematsa.cat/es/tu-servicio/factura-y-tarifas/tarifas/>
- España. Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 288, de 28 de noviembre de 2014. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-12328>
- Esri. (s.f.). *Acoplamiento flexible*. En Diccionario SIG. Recuperado el 20 de mayo de 2026, de <https://support.esri.com/es-es/gis-dictionary/loose-coupling>
- EGEC European Geothermal Energy Council. (2025, 10 de julio). *EGEC Geothermal Market Report 2024 – Key Findings now available!* <https://www.egec.org/media-publications/egec-market-report-2024-key-findings/>
- Eurostat. (s. f.). Electricity price statistics / nrg_pc_205 [Data set]. European Commission. Recuperado el 11 de mayo de 2026, de https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en

- Eurostat. (2026, 24 de abril). *Gas prices components for non-household consumers - annual data* (nrg_pc_203_c) [Conjunto de datos]. Comisión Europea.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203_c/default/table?lang=en
- Gámez Leal, R. (2023). Además de energía y entropía: Exergía. *Naturalis: Boletín de la Coordinación de Física y Química*, (39), 1–6. https://dcb.ingenieria.unam.mx/wp-content/themes/temperachild/Publicaciones/Naturalis/Boletines/bfyq_39.pdf
- Geological Survey Ireland. (s.d.). FAQs: Large-scale geothermal projects. Recuperado a 20 de mayo de 2026, de <https://www.gsi.ie/ga-ie/programmes-and-projects/geothermal/activities/Pages/FAQs-Large-scale-geothermal-projects.aspx>
- Incropera, F. P., DeWitt, D. P., Bergman, T. L., & Lavine, A. S. (2007). *Fundamentals of heat and mass transfer* (6th ed.). Wiley. https://madar-ju.com/storage/images/files/file_1738891122cRBDf.pdf
- Lie K-A. *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. Cambridge University Press; 2019.
<https://doi.org/10.1017/9781108591416>
- ICGC: Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya. (2023). *Avaluació dels recursos geotèrmics profunds als reservoris mesozoics de la Fossa del Camp: Projecte GeoEnergia* (Informe técnico n.º TR-0001/23). Generalitat de Catalunya. https://datacloud.icgc.cat/datacloud/descarregues-web/bd/pubs/icgc_TR_0001_23.pdf
- ICGC: Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya. (s.f.-a). *Geotermia: Gradiente y flujo de calor*. ICGC. Recuperado el 20 de mayo de 2026, de <https://www.icgc.cat/es/Ambitos-tematicos/Territori-sostenible/Potencial-solar-y-geotermico/Geotermia/Geotermia-Gradiente-y-flujo-de-calor>
- ICGC: Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya. (s.f.-b). *Modelo geotermal en 3D de la Fosa del Camp* [Visor interactivo]. Recuperado el 29 de abril de 2026, de <https://www.icgc.cat/es/Herramientas-y-visores/Visores/Visualizadores-Geoindex/Geoindex-Visor-3D-de-recursos-geologicos/Modelo-geotermal-en-3D-de-la-Fosa-del-Camp>
- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable power generation costs in 2024*.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)*. Boletín Oficial del Estado.
<https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>
- NREL: National Renewable Energy Laboratory. (2024). *GEOPHIRES-X* (v3.x) [Software]. GitHub.
<https://github.com/NREL/GEOPHIRES-X>
- National Renewable Energy Laboratory. (s. f.). *GEOPHIRES: Geothermal Energy Optimization and Hydrologic Performance Research Engine* [Software].
<https://gtp.scientificwebservices.com/geophires/>
- Piris, G., Herms, I., Grier, A., Colomer, M., Arnó, G., & Gomez-Rivas, E. (2021). *3DHIP-Calculator—A new tool to stochastically assess deep geothermal potential using the Heat-In-Place method from voxel-based 3D geological models*. *Energies*, 14, 7338 . <https://doi.org/10.3390/en14217338>

- Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16862
- ScienceDirect. (s.f.-a). *Coefficient of performance*. En ScienceDirect Topics. Recuperado el 20 de mayo de 2026, de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/coefficient-of-performance>
- ScienceDirect. (s.f.-b). *Levelized cost of heat*. En ScienceDirect Topics. Recuperado el 20 de mayo de 2026, de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-heat>
- Shu, B., Bao, Y., Markides, C. N., Besagni, G., & Moore, J. (2025). Incorporating risk in geothermal field development planning: applying decision-theoretic agents. *Geothermal Energy*, 13, 5. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.126329>
- Solar Heat Europe. (2024). *Solar heat for industry — Market segment factsheet*. <https://solarheateurope.eu/market/our-market-segments/industry/>
- Stober, I., Fritzer, T., Obst, K., Agemar, T., & Schulz, R. (2017). *Energía geotérmica profunda: Fundamentos y posibilidades de usos en Alemania*. Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG). https://www.geotis.de/homepage/sitecontent/info/publication_data/public_relations/public_relations_data/LIAG_Energia_Geotermica_Profunda.pdf
- Thomas, H., Brigaud, B., Blaise, T., Zordan, E., Zeyen, H., Catinat, M., Andrieu, S., Mouche, E., & Fleury, M. (2023). Upscaling of geological properties in a world-class carbonate geothermal system in France: From core scale to 3D regional reservoir dimensions. *Geothermics*, 112, 102719. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102719>
- Trading Economics. (2025). *Spain government bond yield — 10 years* [Serie histórica]. <https://es.tradingeconomics.com/spain/government-bond-yield>

9. Anexos

9.1 Glosario

Acoplamiento débil (*loose coupling*): Una relación relativamente desestructurada entre dos componentes de software o programas que funcionan conjuntamente para procesar datos que requieren una superposición escasa entre métodos, ontologías, definiciones de clases, etcétera (Esri, s.f.).

Coefficiente de rendimiento (COP): Medida de la capacidad de refrigeración global (Q) de un sistema en relación con su consumo total de energía (W), y sirve como indicador de la eficiencia energética. (ScienceDirect, s.f.-a)

Levelized cost of heat (LCOH): Indicador que estima el costo del calor generado por un sistema durante su ciclo de vida, considerando la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y otros factores financieros. (ScienceDirect, s.f.-b)

Doblete geotérmico: Par de pozos utilizados para extraer energía geotérmica del subsuelo. Un doblete consta de un pozo de producción (extracción) y un pozo de inyección. El doblete puede ser superficial o profundo, y los dobletes más profundos serán capaces de extraer más calor (Geological Survey Ireland, s.f.).

Haloclina: Capa de una masa de agua estratificada en la que el gradiente de salinidad es máximo (Club del Agua Subterránea, s.f.-a).

Permeabilidad (K): Capacidad de un medio para permitir el flujo de un fluido a través de él. Las magnitudes que determinan la permeabilidad pueden ser intrínsecas (son propias del acuífero y dependen del tamaño de los poros), o extrínsecas (son las que dependen del fluido, principalmente su viscosidad y su peso específico) (Club del Agua Subterránea, s.f.-b).

Índice de Productividad (PI): Describe la tasa de extracción Q (m^3/s) en función del descenso de presión Δp (bar) y puede, en rigor, ser solamente determinado en condiciones de flujo estacionario (Stober et al., 2017).

Exergía: Propiedad termodinámica de una sustancia en un entorno que permite determinar el potencial de trabajo útil de una determinada cantidad de energía que se puede alcanzar por la interacción espontánea entre un sistema y su entorno (Gámez Leal, 2023).

GMRES (*Generalized Minimal Residual Method*): Método iterativo para la solución numérica de un sistema indefinido no simétrico de ecuaciones lineales (Cosci, s.f.).

Gradiente geotérmico: La relación entre la variación de temperatura y la profundidad, además de depender de la profundidad también varía en función del contexto geológico y estructural, las diferencias de propiedades térmicas de las rocas y la circulación de las aguas subterráneas (ICGC, s.f.-a)

Valor Actual Neto (NPV): Valor de todos los flujos de caja futuros (positivos y negativos) a lo largo de toda la vida de una inversión, descontados al momento presente. El análisis de VPN es una forma de valoración intrínseca y se utiliza ampliamente en finanzas y contabilidad para determinar el valor de una empresa, un activo financiero, un proyecto de inversión, un nuevo emprendimiento, un programa de reducción de costos y cualquier actividad que implique flujos de caja (Corporate Finance Institute, 2026).

9.2 Tablas, figuras y conceptos de referencia

Anexo 1: Factor de ajuste CAPEX de perforación

Los factores de ajuste de costes de perforación de GEOPHIRES por defecto incorporan pozos verticales y subestiman el coste real de una perforación direccionado como el del caso de estudio. Para lograr corregir esta desviación, debemos entregarle a la herramienta datos previamente estimados en MRST y que respondan a la realizad de diseño, por lo que MRST calcula en su código fuente la longitud real perforada (MD) de cada pozo direccionado tipo-J mediante la aplicación de una correlación polinómica de segundo grado (NREL, 2024):

$$C_{pozo(MD)} = c_2 \cdot MD^2 + c_1 \cdot MD + c_0$$

Con $c_2 = 0,217333$, $c_1 = 1.362,93$ y $c_0 = 301.066,16$ (coeficientes implementados en “Economics.py” de los módulos de GEOPHIRES). De esta forma el factor de ajuste se obtiene comparando el coste real del doblete comparando el coste real (evaluándolo sobre la MD) con el coste que GEOPHIRES calcularía internamente usando el TVD:

$$f_{CAPEX} = \frac{C_{PROD}(MD_{4.803}) + C_{INJ}(MD_{4.820})}{C_{base}(TVD_{2.257})} = \frac{11,860 + 11,919}{8,963} = 2,652$$

Este factor estimado se termina transfiriendo automáticamente al parámetro “*Well Drilling and Completion Capital Cost Adjustment*” el cual se incorpora en “Factor de FossaDelCamp_Input.txt”, corrigiendo así la subestimación que se produciría al usar TVD en vez de MD para pozos direccionados.

Anexo 2: Desglose y estimación del Gasto Operativo (OPEX)

El gasto operativo anual del sistema que se establece en “Economics.py” se calcula en base a la suma de 5 componentes principales y detallados a continuación:

$$OPEX_{total} = OPEX_{O\&M, pozos} + OPEX_{O\&M, planta} + OPEX_{elec, bombeo} + OPEX_{elec, bomba} + OPEX_{agua}$$

Cada uno de los costes expuestos poseen sus diferentes factores que se detallan a continuación:

- **Operación y mantenimiento (O&M):** los costes fijos de mantenimiento escalan dependiendo de la infraestructura aplicada en el sistema. En el caso de los pozos se le aplica un “Wellfield O&M Cost Adj. Factor” = 2,5 que internaliza costes de mitigación de incrustaciones por la elevada salinidad (>22 g/kg). Por otro lado, en el caso de la planta se aplica un “Surface Plant O&M Cost Adj. Factor” = 1,1, lo anterior para ajustar los costes laborales y materiales de España.
- **Consumo eléctrico de bombeo ($OPEX_{elec, bombeo}$):** El trabajo mecánico necesario para contrarrestar las pérdidas de presión en el subsuelo se calcula utilizando los índices PI e II importados desde MRST:

$$W_{bombeo} = \frac{\dot{m} * \Delta P_{total}}{\rho_f * \eta_{bomba}}$$

El OPEX resulta de multiplicar este W_{bombeo} por las horas de operación (factor de utilización de 85%) y la tarifa eléctrica (0,12 EUR/kWh).

- **Consumo eléctrico de la bomba de calor ($OPEX_{elec,bomba}$):** Resulta ser uno de los OPEX más intensivos. La potencia eléctrica del compresor (W_{bomba}) se determina en base al coeficiente de rendimiento y la potencia térmica útil:

$$W_{bomba} = \frac{Q_{out}}{COP}$$

Este gasto se calcula multiplicando el consumo con la tarifa eléctrica, considerando también a partir del año 5 una tasa de aumento de un 1,5%.

- **Reposición del agua ($OPEX_{agua}$)** = Se asume una pérdida del 5% del caudal, donde el coste de la reposición de esta se ajusta al precio de la tarifa española ("Water Cost Adjustment Factor" = 2,7)

Anexo 3: Tasa de descuento: Desarrollo WACC

La tasa de descuento se determinó mediante el método *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), que fue incorporado en el contexto actual financiero y regulatorio español, contemplando una serie de parámetros los cuales se van relacionando entre sí, detallados a continuación:

Tabla A 1 Parámetros para estimación del WACC

Símbolo	Parámetro	Valor	Fuente
D/A	Fracción de deuda sobre activos	0,40	Estructura de capital objetivo
CP/A	Fracción de capital propio sobre activos	0,60	Estructura de capital objetivo
T	Impuesto de Sociedades España	25%	Ley 27/2014
R_f	Tasa libre de riesgo (Bono ES 10y)	3,44%	Trading Economics (2025)
beta	Beta desapalancada (Green Energy)	0,46	Damodaran (2026a)
ERP	Prima de riesgo de mercado España	5,78%	Damodaran (2026b)
r_d	Coste de la deuda (antes de imp.)	3,30%	BCE (2025)
π_{riesgo}	Prima adicional por riesgo de subsuelo y FOAK	1,55%	Shu et al. (2025)

$$\beta_{CP} = 0,46 \times (1 + 0,75 \times 0,667) = 0,690$$

$$r_{CP} = 3,44 + 0,690 \times 5,78 = 7,43 \%$$

$$WACCdI = 0,60 \times 7,43 + 0,40 \times 0,75 \times 3,30 = 4,46 + 0,99 = 5,45 \%$$

$$r_{descuento} = WACC_{dl} + \pi_{riesgo} = 5,45 + 1,55 = 7,00 \%$$

Cabe destacar que la tasa adoptada de 7% resulta de añadir al WACC calculado (5,45%) una prima de riesgo *First Of A Kind* en España. Esto se basa en lo aplicado en distintos proyectos energéticos de baja entalpía (Shu et al., 2025).

Anexo 4: Propiedades petrofísicas y del fluido en el escenario base

Tabla A 2: Propiedades petrofísicas y del fluido del acuífero jurásico de la Fossa del Camp.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Fuente
Permeabilidad techo Jurásico (0–150 m)	$K_{h,techo}$	2.930	mD	ICGC TR-0001/23
Permeabilidad base Jurásico (>150 m)	$K_{h,base}$	1.000	mD	ICGC TR-0001/23
Espesor zona de alta permeabilidad	—	150	m	ICGC TR-0001/23
Anisotropía K_h/K_v	—	100	—	(Thomas et al., 2023)
Porosidad	ϕ	0,16	—	ICGC TR-0001/23
Densidad de la roca	ρ_r	2.630	kg/m ³	ICGC TR-0001/23
Conductividad térmica de la roca	λ_r	3,0	W/(m·K)	ICGC TR-0001/23
Calor específico de la roca	$c_{p,r}$	1.000	J/(kg·K)	ICGC TR-0001/23
Compresibilidad de la roca	c_r	10 ⁻⁵	bar ⁻¹	Estándar calizas/dolomías
Salinidad del fluido (TDS)	—	22,676	g/kg	ICGC TR-0001/23
Densidad de la salmuera	ρ_f	1.016	kg/m ³	Calculado
Viscosidad dinámica a 30°C	μ	0,83	mPa·s	Correlación Dornan
Calor específico del fluido	$c_{p,fc}$	4.000	J/(kg·K)	Literatura
Conductividad térmica del fluido	λ_f	0,60	W/(m·K)	Literatura
Profundidad haloclina (tope/base)	—	1.000 / 1.300	m	ICGC TR-0001/23

Anexo 5: Parámetros de entrada para GEOPHIRES-X

Tabla A 3: Parámetros completos de entrada a GEOPHIRES-X — Escenario base (valores en USD dado que la herramienta recibe parámetros en esta moneda)

Parámetro GEOPHIRES-X	Valor	Unidad	Justificación
Reservoir Model	5	—	Bypass modelo analítico: usa curva T(t) de MRST
Gradient	30,31	°C/km	Calculado por MRST
Reservoir Depth	2,2566	km	TVD calculado por MRST
Maximum Temperature	75,34	°C	Temperatura media inicial celdas PROD (MRST)
Productivity Index	80,27	kg/(s·bar)	Calculado por MRST (pasos 10–13)
Injectivity Index	56,29	kg/(s·bar)	Calculado por MRST (paso 10)
Reservoir Volume	2,34 veces 10 ¹⁰	m ³	Volumen Jurásico en AOI (MRST)
Well Separation	1.200	m	Separación de diseño PROD-INJ
Reservoir Hydrostatic Pressure	22.674	kPa	Presión hidrostática inicial PROD (MRST)
Production Flow Rate per Well	50,80	kg/s	Caudal de diseño
Well Drilling Cost Correlation	4	—	Pozo desviado, gran diámetro
Well Drilling Adjustment Factor	2,652	—	Calculado por MRST: Ratio MD vs TVD
Exploration CapEx Adj. Factor	0,40	—	Caracterización previa ICGC
Reservoir Stimulation Adj. Factor	0,00	—	K = 2.930 mD: estimulación innecesaria
Wellfield O&M Cost Adj. Factor	2,5	—	Salinidad (TDS) > 22 g/kg
Surface Plant O&M Cost Adj. Factor	1,1	—	Sobrecoste CIP compensado por menor coste laboral ES
Water Cost Adjustment Factor	2,7	—	Tarifa EMATSA Tarragona
Water Loss Fraction	0,05	—	NREL: estándar inyección profunda
Heat Pump COP	2,5	—	Equipos LTHP modernos
End-Use Efficiency Factor	0,90	—	Promedio variación año0 – año 30 (PHE)
Utilization Factor	0,85	—	IRENA (2024)
Discount Rate	7,0%	—	WACC España + prima FOAK (<i>First-Of-A-Kind</i>)
Starting Heat Sale Price	0,0648	USD/kWh	Paridad gas natural industrial (Eurostat, 2026)
Ending Heat Sale Price	0,0900	USD/kWh	Precio máximo escalado
Heat Escalation Rate Per Year	1,1%	/año	IPC energía España
Heat Escalation Start Year	5	año	Periodo de estabilización

Starting Electricity Buy Price	0,14	USD/kWh	Tarifa industrial ES, banda ID (Eurostat, s.f.)
Electricity Buy Escalation Rate	1,5%	/año	Tendencia histórica
Elec. Buy Escalation Start Year	5	año	—
Inflation Rate (Construction)	2,0%	—	Proyección BCE / Eurosistema
Plant Lifetime	30	años	—
Economic Model	2	—	Standard Levelized Cost
Injection Temperature	50	°C	—

Anexo 6: Eficiencia térmica del Intercambiador de Calor de Placas (PHE)

Para determinar la potencia térmica neta entregada al consumidor final se debe aplicar un multiplicador sobre la potencia térmica bruta extraída del sistema. Este multiplicador se le conoce como factor de eficiencia y representa la eficiencia térmica del intercambiador de calor de placas (PHE) de la planta en la superficie. El valor utilizado en GEOPHIRES es de 0,9.

La efectividad de un intercambiador de calor se define como la relación entre el calor final entregado y el extraído del subsuelo:

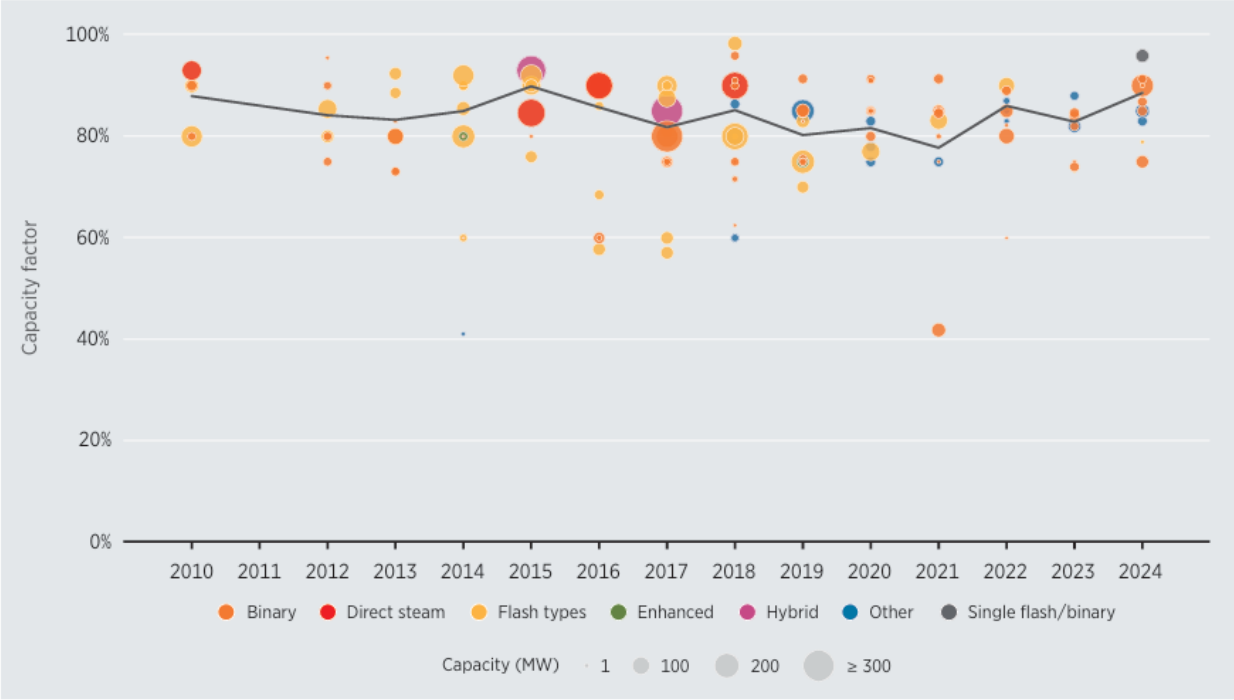
$$\varepsilon = \frac{T_{h,in} - T_{h,out}}{T_{h,in} - T_{c,in}}$$

Donde $T_{h,in}$ es la temperatura de producción en cabeza de pozo (75,6 °C), $T_{h,out}$ es la temperatura de reinyección (50°C) y $T_{c,in}$ es la temperatura de entrada del circuito secundario (industrial).

A partir de los resultados obtenidos de MRST se analizó el rendimiento para el escenario base. Considerando un salto térmico de 25,6°C y una diferencia de temperatura mínima de 2 a 3°C (típico de intercambiadores de alta eficiencia), la efectividad media estimada resulta de 0,913.

Dado lo anterior, se ha optado por un factor de eficiencia térmica de 0,9 para adoptar un valor más conservador, valor que suelen presentar los intercambiadores de placas de alta eficiencia en aplicaciones industriales (Incropera, et al., 2007)

Anexo 7: Factores de capacidad en plantas geotérmicas



Note: MW = megawatt.

Figura A 1: Factor de capacidad de plantas geotérmicas por tipo de tecnologías y tamaño del proyecto. (IRENA, 2024)

Anexo 8: Listado completo de parámetros por rango de variación del NPV bajo ambas simulaciones

Tabla A 4: Parámetros y su impacto porcentual sobre el NPV de la simulación analítica pura al realizarse variaciones en sus valores. (valores en USD dado que la herramienta recibe parámetros en esta moneda)

NPV ($\Delta\%$ respecto al caso base)						
Parámetros ordenados por rango de variación de NPV						
Parámetro	NPV Base (MUSD)	Δ Min (%)	Δ Máx (%)	Rango (%)	Δ Desfavorable (%)	Δ Favorable (%)
Heat Pump COP	42,10	0,0	+120,7	+120,7	0,0	+120,7
Utilization Factor	42,10	-44,0	+38,9	+82,9	-44,0	+38,9
Production Flow Rate per Well	42,10	-40,0	+34,8	+74,8	-40,0	+34,8
Discount Rate	42,10	-25,6	+32,4	+58,0	-25,6	+32,4
Starting Heat Sale Price	42,10	-18,1	+16,7	+34,9	-18,1	+16,7
Well Drilling CAPEX Factor	42,10	-17,3	+17,3	+34,5	-17,3	+17,3
Electricity Rate (coste bomba calor)	42,10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla A 5: Parámetros y su impacto porcentual sobre el NPV de la simulación acoplada al realizarse variaciones en sus valores.
(valores en USD dado que la herramienta recibe parámetros en esta moneda)

NPV ($\Delta\%$ respecto al caso base)						
Azul = parámetro GEOPHIRES Amarillo = parámetro MRST						
Parámetro	NPV Base (MUSD)	Δ Mín (%)	Δ Máx (%)	Rango (%)	Δ Desfavorable (%)	Δ Favorable (%)
Temperatura de Reinyección	3,70	-521,4	+520,3	+1041,6	-521,4	+520,3
Caudal de Producción (MRST)	3,70	-255,1	+253,8	+508,9	-255,1	+253,8
Utilization Factor	3,70	-267,0	+235,7	+502,7	-267,0	+235,7
Heat Pump COP	3,70	-133,5	+266,8	+400,3	-133,5	+266,8
Well Drilling CAPEX Factor	3,70	-192,7	+192,7	+385,4	-192,7	+192,7
Discount Rate	3,70	-41,4	+316,2	+357,6	-41,4	+316,2
Starting Heat Sale Price	3,70	-118,1	+109,2	+227,3	-118,1	+109,2
Heterogeneidad K- ϕ (CV log-normal)	3,70	-5,7	0,0	+5,7	-5,7	0,0
Permeabilidad Base Jurásico	3,70	-3,0	+2,2	+5,1	-3,0	+2,2
Permeabilidad Techo Jurásico	3,70	-1,9	+1,9	+3,8	-1,9	+1,9
Electricity Rate (coste bomba calor)	3,70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anexo 9: Tabla resumen resultados simulación acoplada

Tabla A 6: Resumen de resultados del análisis de sensibilidad del caso base acoplado (valores en USD dado que la herramienta recibe parámetros en esta moneda).

Resumen Análisis de Sensibilidad Completo — Fossa del Camp

Parámetros GEOPHIRES (fondo blanco) y MRST (fondo amarillo) — NPV y LCOH respecto al caso base

Parámetro	Tipo	Unidad	Valor Min	Valor Base	Valor Máx	NPV Min (MUSD)	NPV Base (MUSD)	NPV Máx (MUSD)	Δ NPV Min (%)	Δ NPV Máx (%)	Rango Δ NPV (%)
Discount Rate	GEOPHIRES	%	0,056	0,07	0,084	2,17	3,70	15,40	-41,4%	+316,2%	+357,6%
Starting Heat Sale Price	GEOPHIRES	USD/kWh	0,052	0,065	0,078	-0,67	3,70	7,74	-118,1%	+109,2%	+227,3%
Heat Pump COP	GEOPHIRES	-	2	2,5	3	-1,24	3,70	13,57	-133,5%	+266,8%	+400,3%
Electricity Rate (coste bomba calor)	GEOPHIRES	USD/kWh	0,112	0,14	0,168	3,70	3,70	3,70	0,0%	0,0%	0,0%
Well Drilling CAPEX Factor	GEOPHIRES	-	2,122	2,6519	3,182	-3,43	3,70	10,83	-192,7%	+192,7%	+385,4%
Utilization Factor	GEOPHIRES	-	0,68	0,85	1	-6,18	3,70	12,42	-267,0%	+235,7%	+502,7%
Permeabilidad Techo Jurásico	MRST	mD	2344	2930	3516	3,63	3,70	3,77	-1,9%	+1,9%	+3,8%
Permeabilidad Base Jurásico	MRST	mD	800	1000	1200	3,59	3,70	3,78	-3,0%	+2,2%	+5,1%
Heterogeneidad K-φ (CV log-normal)	MRST	-	0	0	1,5	3,49	3,70	3,70	-5,7%	0,0%	+5,7%
Caudal de Producción (MRST)	MRST	L/s	40	50	60	-5,74	3,70	13,09	-255,1%	+253,8%	+508,9%
Temperatura de Reinyección	MRST	°C	40	50	60	-15,59	3,70	22,95	-521,4%	+520,3%	+1041,6%

Parámetro	Tipo	Unidad	LCOH Min	LCOH Base	LCOH Máx	Δ LCOH Min (%)	Δ LCOH Máx (%)	Rango Δ LCOH (%)
Discount Rate	GEOPHIRES	%	36,06	38,91	39,40	-7,3%	+1,3%	+8,6%
Starting Heat Sale Price	GEOPHIRES	USD/kWh	38,91	38,91	38,91	0,0%	0,0%	0,0%
Heat Pump COP	GEOPHIRES	-	38,08	38,91	40,15	-2,1%	+3,2%	+5,3%
Electricity Rate (coste bomba calor)	GEOPHIRES	USD/kWh	35,24	38,91	42,57	-9,4%	+9,4%	+18,8%
Well Drilling CAPEX Factor	GEOPHIRES	-	35,83	38,91	41,99	-7,9%	+7,9%	+15,8%
Utilization Factor	GEOPHIRES	-	35,94	38,91	43,86	-7,6%	+12,7%	+20,4%
Permeabilidad Techo Jurásico	MRST	mD	38,88	38,91	38,93	-0,1%	+0,1%	+0,1%
Permeabilidad Base Jurásico	MRST	mD	38,87	38,91	38,95	-0,1%	+0,1%	+0,2%
Heterogeneidad K-φ (CV log-normal)	MRST	-	38,91	38,91	38,99	0,0%	+0,2%	+0,2%
Caudal de Producción (MRST)	MRST	L/s	35,81	38,91	43,65	-8,0%	+12,2%	+20,1%
Temperatura de Reinyección	MRST	°C	33,40	38,91	52,01	-14,2%	+33,7%	+47,8%

Anexo 10: Diagrama de tornado para análisis de sensibilidad de parámetros frente al *payback*

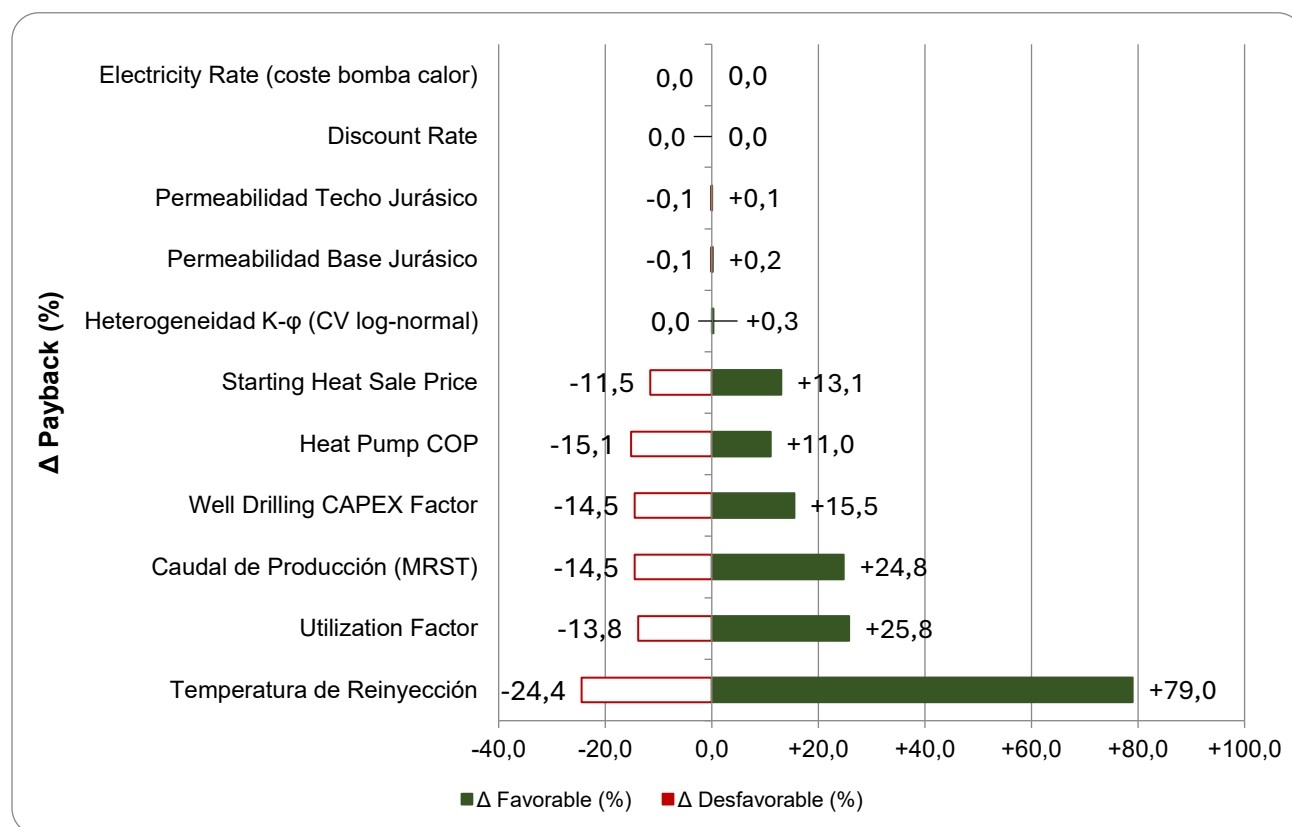


Figura A 2: Diagrama de Tornado para el *payback* (Δ% respecto al caso base).