

**Escuela Superior Politécnica del Litoral**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**Desarrollo de una Plataforma web para la Simulación de procesos de  
inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.**

**Proyecto de Titulación**

Previo la obtención del Título de:

**Magíster en Petróleos con mención en Recobro por Inyección de Agua y Gas**

**Presentado por:**

Nayeli Stefania Castellano Jacome

**Guayaquil - Ecuador**

Año: 2025

## **Dedicatoria**

---

El presente proyecto lo dedico a David Calapaqui por ser mi apoyo constante, quien transformo los momentos de mayor incertidumbre en motivación, por sus palabras de aliento durante largas jornadas de estudio.

## Agradecimientos

---

Mi más sincero agradecimiento a mi familia, especialmente a mis padres Margoth Jacome y Juaquin Castellano, por su amor incondicional y su apoyo constante, su fe en mí ha sido el motor que me permitió completar este camino, a mis hermanos, por sus palabras de aliento, gracias por ser mi pilar en los momentos difíciles, sin ustedes, este logro no habría sido posible.

## Declaración Expresa

---

Yo Castellano Jacome Nayeli Stefania acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/ innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 22 de diciembre del 2025.

Castellano Jacome Nayeli Stefania

## **Evaluadores**

---

**Arcentales Bastidas Danilo Andrés**

Profesor de Materia

---

**Lligüizaca Dávila Jorge Rodrigo**

Tutor de proyecto

## Resumen

El presente proyecto desarrolla una plataforma web orientada a la simulación numérica de yacimientos, mediante la integración del simulador de reservorios OPM Flow, con el objetivo de proporcionar un entorno accesible, automatizado y basado en software de código abierto para la ejecución de modelos comparativos y la realización de análisis de sensibilidad. La herramienta busca facilitar la modificación de parámetros clave del modelo y evaluar su impacto sobre la respuesta productiva del yacimiento, atendiendo a la creciente necesidad de soluciones flexibles y reproducibles en contextos académicos y técnicos.

El desarrollo de la plataforma incluyó la implementación de una API REST, la ejecución del simulador OPM Flow dentro de contenedores Docker y la construcción de módulos funcionales para la carga de casos, la gestión de simulaciones, el procesamiento de resultados y la generación automatizada de escenarios parametrizados. Para la validación del sistema se emplearon modelos de referencia, como el SPE1, representativo de un yacimiento sintético de petróleo negro con comportamiento simple, y el campo Norne, un caso realista de mayor complejidad geológica y operacional. Sobre estos modelos se aplicaron técnicas de análisis de sensibilidad, considerando parámetros petrofísicos como la permeabilidad y la porosidad, así como variables operativas relacionadas con la producción, en particular el caudal de inyección.

Los resultados obtenidos evidencian que la plataforma reproduce de forma consistente los modelos implementados y gestiona adecuadamente los escenarios de sensibilidad, permitiendo identificar variaciones significativas en el comportamiento productivo frente a cambios en los parámetros analizados. Finalmente, se concluye que la herramienta constituye un soporte funcional y confiable para estudios de simulación numérica y análisis de sensibilidad, y que presenta un alto potencial de ampliación en futuras versiones, incluyendo la incorporación de nuevos procesos de recuperación y metodologías avanzadas de análisis.

**Palabras clave:** Simulación, yacimientos, sensibilidad, plataforma web, OPM Flow.

## **Abstract**

This project develops a web-based platform for reservoir numerical simulation through the integration of the OPM Flow reservoir simulator, with the aim of providing an accessible, automated, and open-source environment for running comparative models and performing sensitivity analyses. The platform is designed to facilitate the modification of key model parameters and to evaluate their impact on reservoir production response, addressing the growing need for flexible and reproducible solutions in academic and technical contexts.

The platform development included the implementation of a REST API, the execution of the OPM Flow simulator within Docker containers, and the construction of functional modules for case loading, simulation management, results processing, and the automated generation of parameterized scenarios. System validation was carried out using reference models such as SPE1, which represents a synthetic black-oil reservoir with simple behavior, and the Norne field, a more realistic case with higher geological and operational complexity. Sensitivity analysis techniques were applied to these models, considering petrophysical parameters such as permeability and porosity, as well as production-related operational variables, particularly the injection rate.

The results demonstrate that the platform consistently reproduces the implemented models and effectively manages sensitivity scenarios, enabling the identification of significant variations in production behavior in response to changes in the analyzed parameters. Finally, it is concluded that the developed tool constitutes a functional and reliable support for reservoir simulation and sensitivity analysis studies, with strong potential for future expansion, including the incorporation of additional recovery processes and advanced analytical methodologies.

**Keywords:** simulation, reservoirs, sensitivity, web platform, OPM Flow.

# ÍNDICE GENERAL

Resumen .....	6
Abstract .....	7
Abreviaturas .....	10
Índice de figuras .....	11
Capítulo 1 .....	12
1.1    Introducción.....	12
1.2    Descripción del Problema.....	13
1.3    Justificación del Problema.....	14
1.4    Objetivos.....	14
1.4.1    Objetivo general .....	14
1.4.2    Objetivos específicos.....	14
1.5    Marco teórico .....	15
1.5.1    Técnicas de recuperación secundaria inyección de agua y gas .....	15
1.5.2    Simulación de Yacimientos .....	17
1.5.3    Soluciones open source .....	20
Capítulo 2 .....	22
2.    Metodología.....	22
2.1    Selección y análisis de la Data .....	23
2.1.1    Modelo Norne.....	23
2.1.2    Modelo SPE1.....	23
2.2    Implementación del backend .....	24
2.2.1    Configuración de la Infraestructura y el Entorno .....	25
2.2.2    Recepción de archivos (.DATA) mediante solicitud POST.....	26
2.2.3    Orquestación Segura del Proceso .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.4    Post-Procesamiento y Entrega de Resultados.....	26
2.3    Implementación del frontend .....	28

2.3.1	Arquitectura y Navegación Principal .....	28
2.3.2	Gestión de Modelos y Datos Base.....	29
2.3.3	Orquestación de la Simulación.....	29
2.4	Análisis de sensibilidad .....	31
2.4.1	Cálculo matemático del coeficiente de sensibilidad.....	33
2.4.2	Diagrama de tornado .....	33
Capítulo 3	.....	34
3.	Resultados y análisis.....	34
3.1	Validación de la Plataforma.....	34
3.2	Resultados del caso base.....	35
3.3	Campo SPE1 .....	35
3.3.1	Resultados de Producción para el caso SPE1 .....	35
3.3.2	Comparación de la simulación realizada con OPM Flow modelo SPE1. ....	36
3.3.3	Análisis de sensibilidad Porosidad ( $\phi$ ) campo SPE1.....	37
3.3.4	Análisis de sensibilidad Permeabilidad (k) campo SPE1 .....	38
3.3.5	Análisis de sensibilidad Caudal de Inyección campo SPE1.....	39
3.3.6	Representación mediante Diagrama de Tornado campo SPE1. ....	40
3.4	Campo Norne.....	41
3.4.1	Resultados de Producción para el campo Norne .....	41
3.4.2	Comparación de la simulación realizada con OPM Flow modelo Norne field.....	42
3.4.3	Análisis de sensibilidad campo Norne .....	43
3.4.4	Representación mediante Diagrama de Tornado campo Norne. ....	44
Capítulo 4	.....	46
4.1	Conclusiones y recomendaciones .....	46
4.1.1	Conclusiones.....	46
4.1.2	Recomendaciones .....	48
Referencias	.....	49

## Abreviaturas

API	Interfaz de Programación de Aplicaciones
CMG	Grupo de Modelado Computacional
CSS	Hojas de Estilo en Cascada
ECLIPSE	Simulador numérico de yacimientos desarrollado por Schlumberger
EGRID	Archivo de malla (grilla) del modelo de simulación
FOPR	Tasa de Producción de Petróleo del Campo
GEM	Modelo general basado en ecuaciones de estado
HTTP	Protocolo de transferencia de hipertexto
HTML	Lenguaje de marcado de hipertexto
IMEX	Simulador de flujo en medios porosos con esquema implícito–explícito
JSON	Notación de objetos de JavaScript
OPM FLOW	Simulador de flujo a través de medios porosos de código abierto
SLB	Schlumberger
SPE1	Caso 1 de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo
REST	Transferencia de Estado Representacional
UNSMRY	Archivo de resumen de resultados de la simulación
WOPT:PROD	Producción total de petróleo del pozo productor
WSL	Subsistema de Windows para Linux

## Índice de figuras

Figura 1: Flujograma de la metodología. ....	22
Figura 2: Diagrama de proceso de Implementación del backend .....	25
Figura 3: Respuesta del servidor después de ejecutar la simulación.....	27
Figura 4: Diagrama de proceso de Implementación del frontend. ....	28
Figura 5: Interfaz web .....	30
Figura 6: Plataforma web de simulación campo SPE1 .....	34
Figura 7: Plataforma web de simulación campo Norne. ....	35
Figura 8: Curva de Producción del Yacimiento SPE1. ....	36
Figura 9: Curva de Producción del Yacimiento SPE1. ....	37
Figura 10: Análisis de sensibilidad de la porosidad. ....	38
Figura 11: Análisis de sensibilidad de la permeabilidad.....	39
Figura 12: Análisis de sensibilidad del caudal de inyección.....	40
Figura 13: Diagrama de tornado campo SPE1. ....	41
Figura 14: Curva de producción campo Norne. ....	42
Figura 15: Curva de Producción del campo Norne. ....	43
Figura 16: Análisis de sensibilidad campo Norne.....	44
Figura 17: Análisis de sensibilidad campo Norne.....	45

# Capítulo 1

## 1.1 Introducción

El desarrollo del sector hidrocarburífero es un pilar esencial para la estabilidad económica de los países productores de petróleo. En este contexto, la eficiencia en la gestión de campos petroleros, en especial de los considerados como campos maduros, resulta determinante para mantener los niveles de producción y prolongar la vida útil de los yacimientos. Entre las estrategias más utilizadas para este objetivo destacan los métodos de recuperación secundaria, que comprenden la inyección de agua y de gas, para mantener la presión del reservorio y mejorar el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores, incrementando así el factor de recobro (Ahmed, 2010).

El uso de herramientas de simulación numérica se ha convertido en un componente indispensable para el diseño y la evaluación de estas estrategias. A través de la simulación es posible representar virtualmente el comportamiento del subsuelo y analizar los efectos de distintas condiciones operativas, reduciendo la incertidumbre y mejorando la capacidad de planificación (Celi, Gómez, & Enríquez, 2021). Sin esta capacidad de modelado, las decisiones en campos maduros dependerían de supuestos con un alto grado de incertidumbre.

Pese a los beneficios que ofrece esta tecnología, su implementación se ve limitada por el elevado costo de los simuladores comerciales más reconocidos, como ECLIPSE y CMG, cuyos esquemas de licenciamiento restringen su acceso en instituciones académicas o de investigación con presupuestos reducidos (Deutsch, 1999). En contraste, el proyecto Open Porous Media (OPM) Flow se presenta como una alternativa gratuita y de código abierto con prestaciones comparables; sin embargo, su uso sigue siendo complejo debido a su ejecución basada en línea de comandos y a la necesidad de configurar manualmente archivos de entrada y dependencias técnicas, lo cual representa una barrera para usuarios con menor experiencia (Reiso, et al., 2025).

Considerando estas limitaciones, el presente trabajo propone el desarrollo de una plataforma web con una interfaz gráfica interactiva que facilite el uso del simulador OPM Flow e incorpore un módulo de análisis de sensibilidad. Este módulo permitirá evaluar el efecto sobre los parámetros petrofísicos, que son la porosidad y la permeabilidad, y del reservorio, como el caudal de inyección, sobre la producción de fluidos. La iniciativa busca promover el aprovechamiento de software libre, fortalecer las capacidades prácticas de simulación y contribuir al desarrollo de estrategias más eficientes para la gestión de yacimientos maduros.

## **1.2 Descripción del Problema**

La simulación numérica de yacimientos constituye una herramienta fundamental para la evaluación técnica de estrategias orientadas a mejorar el factor de recobro en campos petroleros. No obstante, las soluciones comerciales dominantes se encuentran restringidas por costos de licenciamiento elevados, lo que limita su accesibilidad y afecta la formación, la investigación y la aplicación práctica de la ingeniería de yacimientos (Deutsch, 1999).

Aunque OPM Flow ofrece una alternativa robusta y gratuita (OPM Project, 2023), su operatividad resulta compleja debido a su interfaz basada en la línea de comandos y a la dispersión de tareas requeridas para la configuración manual de archivos de entrada. Esto dificulta su implementación en entornos académicos y de formación de nuevos profesionales (Reiso, et al., 2025).

Los usuarios de OPM Flow suelen verse obligados a emplear múltiples herramientas externas para completar un ciclo de simulación. Por ejemplo, la edición de archivos requiere un editor de código como Visual Studio Code, mientras que la ejecución requiere entornos virtuales como Linux WSL. Esta fragmentación operacional incrementa la barrera de aprendizaje y no solo limita la capacidad para explorar de forma ágil distintos escenarios de inyección de agua y gas, sino que también dificulta la realización eficiente de análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de variables críticas como la porosidad, la permeabilidad y el caudal de inyección.

### **1.3 Justificación del Problema**

La optimización de la recuperación de hidrocarburos en la industria petrolera depende de manera directa del uso eficiente y extensivo de la simulación de yacimientos. Por ello, la presencia de barreras técnicas para acceder a herramientas potentes como OPM Flow genera retrasos en la innovación y limita la transferencia de conocimiento. En este contexto, el desarrollo de una interfaz gráfica web intuitiva, que integre un módulo de análisis de sensibilidad, no constituye únicamente una mejora de software, sino una habilitación tecnológica necesaria. Esta plataforma permitirá simplificar el uso de OPM Flow, fomentar el aprendizaje práctico de la simulación numérica y, de forma aún más relevante, potenciar la investigación aplicada en procesos de inyección de agua y gas. Con ello, tanto los entornos académicos como la industria podrán adoptar tecnologías libres de manera ágil, eficiente y alineada con las demandas actuales de ingeniería de yacimientos.

### **1.4 Objetivos**

#### ***1.4.1 Objetivo general***

Desarrollar una plataforma web mediante la integración de OPM Flow con una API REST y contenedores Docker para la simulación numérica del proceso de inyección de agua y gas incluyendo el análisis de sensibilidad.

#### ***1.4.2 Objetivos específicos***

- Diseñar la interfaz y el backend de la plataforma web, mediante una API REST y contenedores Docker, para la carga y modificación dinámica de secciones clave en los archivos de simulación de reservorios.
- Desarrollar una sección de análisis de sensibilidad para los parámetros de permeabilidad, porosidad y caudal de inyección de agua, con el fin de evaluar el impacto que las variaciones de estos parámetros de entrada generan sobre la producción de hidrocarburos.

- Evaluar la aplicación de la plataforma web para la simulación del modelo comparativo SPE1 y el modelo de campo NORNE Field.

## **1.5 Marco teórico**

### ***1.5.1 Técnicas de recuperación secundaria inyección de agua y gas***

La recuperación secundaria comprende los métodos aplicados después de la etapa primaria para aumentar la extracción de hidrocarburos remanentes. Entre estos, destacan la inyección de agua (waterflooding) y la inyección de gas (gasflooding), mecanismos fundamentales para mantener la presión del yacimiento y mejorar la eficiencia de barrido del petróleo. Su correcta implementación requiere supervisión constante, análisis de desempeño y un diseño adecuado de los pozos inyectoros (Ezekwe, 2011).

La inyección de agua constituye la técnica de recuperación secundaria más empleada a nivel mundial debido a su capacidad para sostener la presión y desplazar el petróleo residual atrapado en la matriz del yacimiento. Este método consiste en introducir agua mediante pozos inyectoros dispuestos en patrones definidos como la inyección en línea, el patrón de cinco puntos o configuraciones más complejas que permiten controlar el avance del frente de desplazamiento. La selección del patrón adecuado depende de la geometría del yacimiento, la distribución de la permeabilidad y la posición de las zonas de mayor saturación de hidrocarburos (Willhite, 1986).

La efectividad del waterflooding está estrechamente vinculada a la comprensión de la mojabilidad, la heterogeneidad del medio poroso y la relación de movilidad entre agua y petróleo. Estos aspectos determinan la estabilidad del frente de desplazamiento y condicionan el volumen de petróleo que puede ser contactado y producido. Su análisis adecuado permite optimizar la estrategia de inyección y establecer ajustes operativos que mantengan la eficiencia del proceso a lo largo del tiempo (Lake, 2014).

Para maximizar la recuperación de petróleo y garantizar la estabilidad operativa del yacimiento patrones de inyección eficientes, optimizar la relación entre barrido areal y vertical y evitar

problemas como la canalización prematura del agua. Además, la selección correcta de caudales, presiones y ubicaciones de pozos influye directamente en la sostenibilidad del proceso. Cuando estos elementos se integran de manera coherente, el waterflood no solo mantiene la presión del yacimiento, sino que prolonga su vida productiva y mejora el rendimiento económico del campo. Si el diseño es deficiente, incluso un yacimiento con buenas propiedades puede mostrar un desempeño limitado (Chappell, 2020).

Aunque la inyección de agua es el método de recuperación secundaria más desarrollado, no siempre resulta suficiente para mantener la presión o lograr un barrido eficiente en yacimientos caracterizados por alta heterogeneidad o contrastes marcados en la movilidad de los fluidos. Estudios recientes demuestran que, en estos escenarios, el waterflooding tiende a generar canalización temprana y zonas de derivación donde grandes volúmenes de petróleo permanecen sin desplazar (Ozowe & Daramola, 2023). Estas limitaciones han impulsado la adopción de métodos alternativos, entre ellos la inyección de gas, que destaca por su capacidad para restituir la energía del yacimiento y mejorar el contacto entre el agente desplazante y el crudo.

La Inyección de Gas es la segunda técnica fundamental utilizada para optimizar la Recuperación Secundaria, desplaza el petróleo aprovechando la capacidad del gas inyectado para reducir la viscosidad del petróleo y aumentar la energía del yacimiento. Este proceso mejora el contacto con el crudo remanente en zonas donde el agua presenta un barrido limitado, favoreciendo una movilización más efectiva del hidrocarburo atrapado. Su aplicación resulta especialmente valiosa en yacimientos con heterogeneidades marcadas, donde la inyección continua de agua no logra mantener la eficiencia del desplazamiento (Paris de Ferrer, 1993).

Este método permite aprovechar fuentes de gas disponibles localmente como gas asociado, gas pobre o incluso CO<sub>2</sub> reduciendo venteos y generando un uso más eficiente de los recursos del campo. La posibilidad de ajustar caudales, presiones y esquemas de inyección lo convierte en un proceso versátil que puede integrarse progresivamente según el comportamiento dinámico del

yacimiento. Su implementación contribuye a mejorar la sostenibilidad del desarrollo petrolero al disminuir emisiones y optimizar la energía interna del sistema (Shafiei, et al., 2024). La inyección de CO<sub>2</sub> inmisible puede ser altamente efectiva en yacimientos de crudo pesado gracias a su capacidad para reducir de forma significativa la viscosidad del aceite y mejorar su movilidad provocando expansión del volumen del aceite y una disminución de la tensión interfacial, facilitando el desplazamiento dentro del medio poroso (Wang, Zhao, & Li, 2022).

La aplicación de CO<sub>2</sub> en condiciones inmiscibles en el campo Bell Creek ha demostrado que el gas puede mejorar significativamente la movilidad del crudo pesado y reforzar la energía interna del yacimiento. En estos sistemas, caracterizados por presiones relativamente bajas y viscosidades elevadas, la inyección de gas inmisible favorece un desplazamiento más eficiente que el obtenido únicamente con agua. Además, el CO<sub>2</sub> contribuye a expandir los fluidos del reservorio y a reducir la saturación residual de aceite, lo que incrementa la eficiencia volumétrica del barrido. La experiencia operativa evidencia que este método es una alternativa viable para yacimientos en los que la inyección de agua no proporciona el impulso energético necesario. En este contexto, la simulación numérica resulta indispensable para predecir el comportamiento del gas, optimizar los patrones de inyección y evaluar escenarios que maximicen la recuperación final (Hamling, Gorecki, Klapperich, Saini, & Steadman, 2013).

### ***1.5.2 Simulación de numérica de yacimientos en procesos de inyección de agua y gas***

Las tendencias actuales proyectan una evolución hacia herramientas cada vez más automatizadas, integradas a múltiples escalas y capaces de operar en tiempo casi real, además de ofrecer mejores mecanismos para manejar la incertidumbre geológica. En este contexto, el desarrollo de plataformas accesibles para la simulación de procesos de recuperación, como la inyección de agua y gas, resulta fundamental, ya que contribuye a fortalecer la investigación aplicada y a facilitar la evaluación de distintas estrategias de desarrollo de yacimientos (Jansen, 2011). Este avance tecnológico da continuidad a un proceso iniciado décadas atrás, cuando la simulación numérica

comenzó a emplearse como una herramienta para representar el comportamiento del subsuelo y estimar el potencial productivo de los campos petroleros, consolidándose progresivamente como un apoyo clave en la toma de decisiones técnicas.

Con el incremento de la capacidad computacional, los primeros modelos unidimensionales dieron paso a representaciones bidimensionales y tridimensionales más complejas, capaces de incorporar heterogeneidades geológicas y condiciones operativas realistas. A partir de los años ochenta y noventa, se integraron modelos composicionales y térmicos, lo que permitió analizar procesos avanzados asociados a la inyección de gas y vapor, así como a otros métodos de recuperación mejorada. Para mediados de los años noventa, la simulación ya se había consolidado como una herramienta indispensable gracias a su capacidad para integrar información geológica, petrofísica y de producción en un solo entorno analítico, facilitando así la comprensión del comportamiento real del yacimiento (Jansen, 2011)

En la actualidad, la simulación constituye un pilar fundamental para la ingeniería de yacimientos debido a su capacidad para describir y predecir el flujo multifásico en diferentes escenarios operativos. La disciplina ha evolucionado desde modelos simplificados basados en valores promedio hacia representaciones que incorporan variaciones temporales y espaciales de presión, porosidad, permeabilidad y saturación, lo que reduce la incertidumbre en la estimación del comportamiento futuro del campo (Ertekin, Abou-Kassem, & Rey, 2001). Este progreso ha permitido que la simulación numérica se convierta en una herramienta esencial no solo para analizar el desempeño del reservorio, sino también para apoyar decisiones estratégicas de desarrollo, al proporcionar un entorno capaz de evaluar escenarios operativos, estimar la respuesta futura del yacimiento y determinar las configuraciones de producción e inyección más eficientes para el campo (D'Orazio, 2007).

En este proceso, los modelos estáticos constituyen la base estructural de cualquier estudio. Integran información geológica, sísmica y petrofísica para construir una representación tridimensional del

yacimiento que define la litología, la geometría, las facies y propiedades como la porosidad y la permeabilidad. Su función es cuantificar la heterogeneidad y establecer las condiciones iniciales necesarias para iniciar cualquier análisis dinámico, además de estimar el volumen de hidrocarburos en sitio, un parámetro clave para evaluar el potencial productivo (Liu, et al., 2023).

Sobre esta base descansa el modelo dinámico, encargado de modelar la física del flujo multifásico a lo largo del tiempo. Mediante el cotejamiento histórico (history matching), estos modelos se calibran con datos reales de producción para aumentar su confiabilidad y permitir la evaluación de escenarios de explotación, la predicción del comportamiento futuro y la selección de estrategias óptimas de inyección. En años recientes, la incorporación de técnicas de análisis de datos y métodos asistidos por aprendizaje automático ha permitido actualizar los modelos con mayor rapidez y mejorar su capacidad predictiva (Blunt, 2017).

El análisis de sensibilidad es una metodología esencial para explorar la respuesta del yacimiento y comprender cómo la variación de diferentes propiedades puede modificar la producción de petróleo y la eficiencia de los métodos implementados. Dependiendo de la complejidad del modelo, pueden emplearse enfoques como análisis diferencial, diseño factorial o métodos integrales basados en índices de sensibilidad, que permiten una evaluación más profunda del desempeño bajo distintos escenarios operativos (Sharma, Moradi, & Moldestad, 2021)

A medida que los modelos se vuelven más complejos, surge la necesidad de analizar cómo las variables clave inciden en los resultados de la simulación. El análisis diferencial de sensibilidad permite cuantificar la influencia de parámetros como la porosidad, la permeabilidad y el caudal de inyección al evaluar cambios fraccionales en torno al caso base. Esta metodología proporciona un primer ranking de los parámetros críticos y permite reducir la dimensionalidad del problema al descartar aquellos de impacto insignificante (Hamby, 1994).

El crecimiento de la simulación de yacimientos ha impulsado el desarrollo de un mercado dividido entre plataformas comerciales y herramientas de código abierto, cada una con ventajas y

limitaciones en cuanto a accesibilidad, capacidad de modelado y nivel de personalización. Estas diferencias influyen directamente en su adopción en entornos académicos, industriales y de investigación (Chen, 2007). De este modo, la selección de un simulador adecuado depende tanto de los requerimientos técnicos del estudio como de la necesidad de contar con herramientas que permitan profundizar en la comprensión del comportamiento del yacimiento sin comprometer la calidad del análisis.

### ***1.5.3 Soluciones open source en la simulación de yacimientos***

La simulación de yacimientos se ha realizado predominantemente mediante herramientas comerciales para el desarrollo de proyectos de recobro mejorado; por ejemplo, compañías como Computer Modelling Group (CMG) y ECLIPSE de SLB han desarrollado simuladores líderes en la industria, reconocidos por su precisión y versatilidad. Herramientas como IMEX y GEM (CMG, 2025) o las diversas soluciones de SLB (SLB, 2023) están diseñadas para modelar el comportamiento estático y dinámico de fluidos en el medio poroso bajo condiciones físicas y composicionales complejas. Si bien estos software ofrecen una capacidad analítica inigualable, su modelo de suscripción de pago genera dos retos principales para la investigación y el desarrollo de casos de estudio: el alto costo de las licencias y la limitación en la manipulación profunda de la lógica interna del simulador, lo que dificulta la automatización avanzada y la integración personalizada.

Ante las limitaciones de las soluciones comerciales, el uso de software de código abierto para la simulación de yacimientos es una práctica cada vez más común. Un ejemplo es el simulador OPM Flow, que constituye una alternativa gratuita, accesible y sin dependencia de licencias. Este simulador se utiliza para modelar el comportamiento de los fluidos en el reservorio, optimizar la recuperación secundaria de petróleo mediante inyección de agua o gas, realizar análisis de sensibilidad e impulsar la investigación y desarrollo de yacimientos. Además, fomenta la colaboración dentro de la comunidad científica, lo que permite compartir los avances y evaluar

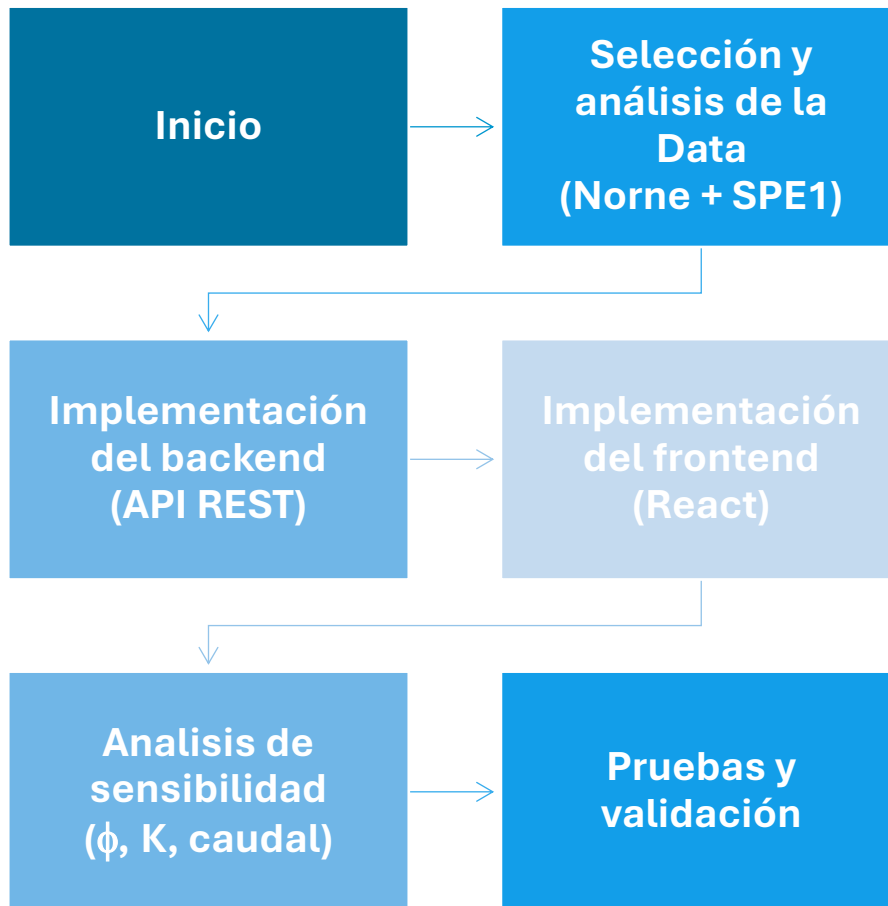
distintas estrategias de gestión. OPM Flow ofrece una documentación completa basada en casos reales, ideal para la formación educativa, y su compatibilidad con varios formatos facilita la interacción con otros software de simulación de yacimientos (OPM Project, 2023).

Una alternativa al simulador de reservorios de OPM Flow es MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST), una herramienta de código abierto desarrollada por el grupo de Applied Computational Science de SINTEF Digital, diseñada para el prototipado rápido y la simulación numérica de flujo en medios porosos utilizando la plataforma MATLAB o GNU Octave. Esta caja de herramientas ofrece una estructura modular con un núcleo básico y múltiples módulos adicionales que incluyen solvers, métodos de discretización y modelos físicos, lo que permite a los investigadores construir y personalizar simuladores de yacimientos, así como probar nuevos métodos numéricos sin depender de software propietario. MRST no solo soporta modelos estándar de la industria, como black-oil y composicionales, sino que también incorpora herramientas para trabajar con mallas no estructuradas y flujos complejos, lo que la convierte en una opción ampliamente utilizada en investigación, educación y desarrollo de simuladores personalizados. Su enfoque abierto y flexible favorece la innovación en estudios avanzados de simulación de yacimientos y ha sido adoptada por una comunidad internacional de usuarios en múltiples proyectos académicos y científicos (Lie, 2019).

## Capítulo 2

### 2. Metodología.

La metodología utilizada para el desarrollo de este proyecto se centró en un enfoque práctico orientada a la simulación numérica y el análisis de sensibilidad mediante la integración de estos procesos dentro de una plataforma web. El proceso se estructuró y ejecuto en cinco etapas principales como se indica en la figura 1 el flujo de la metodología (Hernández, Fernández, & Baptista, 2014).



**Figura 1: Flujograma de la metodología.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

## ***2.1 Selección y análisis de la Data***

La etapa de validación de la plataforma se fundamentó en la selección rigurosa de datos provenientes de dos campos modelo extraídos directamente del repositorio OPM DATA, donde es fundamental destacar que esta librería opera bajo el esquema de código abierto (open source), lo cual facilitó el acceso a esta información. Por otro lado, la disponibilidad de estos casos de estudio reales se ajustó a la complejidad y realidad operativa de yacimientos petroleros, lo que permitió realizar pruebas de simulación y validaciones comparativas.

### ***2.1.1 Modelo Norne***

El campo Norne es un yacimiento de petróleo y gas ubicado en el Mar de Noruega, fue descubierto en 1992 y es operado por Equinor, se encuentra a una profundidad de 2,500 metros bajo el nivel del mar, las rocas productoras del reservorio son areniscas de la Era Jurásica, la formación tiene un comportamiento dinámico caracterizado por una porosidad promedio del 25% y una permeabilidad que puede superar los 1,000 mD, bajo una presión inicial de reservorio de 270 bares (Rwechungura, Suwartadi, Dadashpour, Kleppe, & Foss, 2010).

La inyección de agua depende de la complejidad geológica del yacimiento, por ejemplo, el Campo Norne Field, donde la inyección de agua se implementó en 1998 con énfasis en los flancos del yacimiento y en la formación heterogénea Tilje. Esta formación carece de un empuje natural significativo debido a la ausencia de un acuífero activo, por lo que la inyección forzada de agua se convierte en el principal mecanismo de desplazamiento (Galindo & Saucha, 2019).

### ***2.1.2 Modelo SPE1***

El campo SPE1 es un caso Black oil tridimensional establecido por la Society of Petroleum Engineers, como un modelo de referencia para la validación de códigos de simulaciones numéricas, que estudia un yacimiento subsaturado y estratificado, que opera bajo un esquema de inyección de gas en la capa superior y la producción de petróleo en la capa inferior (Odeh, 1981).

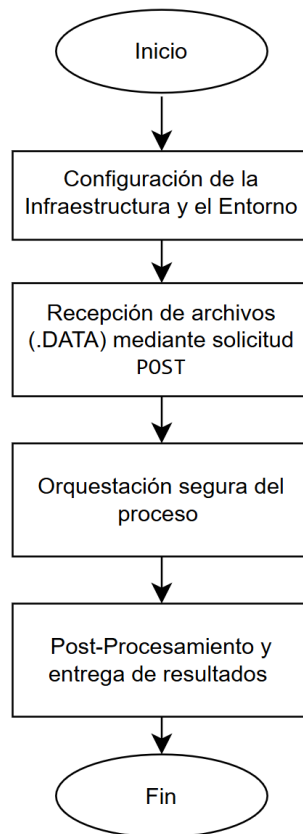
El diseño y la predicción de resultados de esta técnica dependen de la interacción compleja entre las propiedades de la roca, las características del fluido, la presión y la temperatura del subsuelo. Por ejemplo, el Modelo Comparativo SPE1 es un benchmark altamente utilizado de la industria petrolera que permite a los simuladores comparar y validar resultados bajo condiciones específicas de inyección de gas y agua (OPM Project, 2023) .

### ***Frontend y Backend***

El desarrollo web es el proceso de construir y programar sitios y aplicaciones en línea, transformando diseños en plataformas interactivas y funcionales, esta disciplina se divide principalmente en dos áreas: frontend es la parte con la que el usuario interactúa directamente, enfocándose en la interfaz visual y la presentación de la información de forma clara, utiliza tecnologías como HTML para estructurar el contenido y CSS para darle estilo y diseño, por otro lado, el backend se encarga de la lógica del negocio, el procesamiento de datos y la comunicación con servidores y bases de datos (Martinez, 2025).

### **2.2 Implementación del backend**

El backend fue diseñado para funcionar como un motor de orquestación, gestionando desde la recepción de los modelos de yacimientos hasta el procesamiento final de los resultados. Su propósito principal fue ejecutar el simulador numérico OPM Flow de forma controlada y extraer datos para el análisis, como se indica en la figura 2.



**Figura 2: Diagrama de proceso de Implementación del backend**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### ***2.2.1 Configuración de la Infraestructura y el Entorno***

Una API REST actúa como un puente o intermediario entre distintos sistemas, facilitando la interacción para obtener, modificar o ejecutar datos y funciones específicas a través de solicitudes HTTP. Las respuestas a estas peticiones generalmente se presentan en formatos como JSON o XML, lo que permite manipular la información con algún lenguaje de programación preferido. Por ejemplo, incluye su propia HTTP API con funciones diseñadas para enviar estas solicitudes a una API REST o a cualquier otro servidor, además de herramientas para interpretar las respuestas recibidas (Cardona, 2022).

El levantamiento del servicio se realizó mediante la configuración de un servidor HTTP utilizando Django REST Framework (APIView), ya que esta capa permitió una gestión eficiente de las peticiones de la API. La inicialización del servidor se llevó a cabo empleando el comando estándar `python manage.py runserver` desde el directorio raíz del proyecto. La integración del simulador, considerado el núcleo del sistema, requirió la incorporación de las herramientas de Open Porous Media (OPM), donde el simulador Flow fue integrado como un binario accesible y ejecutable directamente desde el backend mediante llamadas al sistema.

### ***2.2.2 Recepción de archivos (.DATA) mediante solicitud POST***

El servidor procesó la petición POST del cliente, esta petición incluye la carga del archivo .DATA del modelo. Posteriormente los datos fueron validados utilizando el sistema de Serializers de Django para la manipulación de los datos.

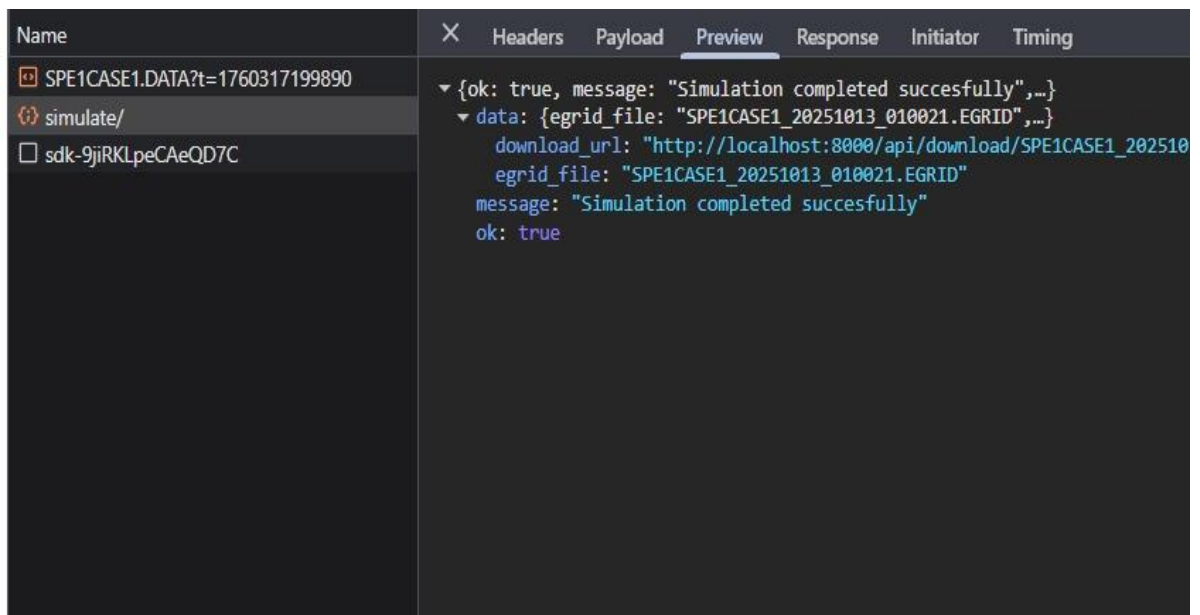
### ***2.2.3 Orquestación Segura del Proceso***

Un aspecto clave de la implementación fue la delegación de la ejecución del simulador a un script auxiliar en Python (`sim_run.py`), el cual se ejecutó mediante un subproceso utilizando `subprocess.run`. Esta estrategia resultó fundamental para aislar la carga computacional asociada al cálculo numérico del hilo principal del servidor, permitiendo además una gestión más controlada de las salidas estándar y de los posibles errores generados durante la ejecución.

El script secundario se encargó de invocar OPM Flow mediante la instrucción correspondiente para la carga del deck. Una vez finalizada la simulación, la salida del subproceso fue capturada y procesada, convirtiendo estructuras de datos complejas a un formato transmisible mediante `json.loads`, con el fin de obtener el estado final de la ejecución. Finalmente, el éxito de la simulación se validó a partir de la respuesta `{"status": "ok"}`, confirmando la correcta finalización del proceso.

### 2.2.4 Post-Procesamiento y Entrega de Resultados

Una vez validada la correcta ejecución del simulador, el sistema procedió a gestionar los resultados generados por OPM Flow, iniciando con la identificación y extracción del archivo EGRID, el cual representa la malla numérica del modelo y constituye una evidencia directa de una simulación completada exitosamente. Este archivo fue utilizado como insumo principal para etapas posteriores de análisis y visualización en herramientas especializadas como ResInsight. De forma paralela, se implementó un proceso de análisis de resultados mediante la clase SensitivityRunner, encargada de interpretar el archivo binario de resumen UNSMRY, a partir del cual se filtraron y consolidaron métricas clave de producción y presión en una estructura tipo DataFrame, facilitando así el análisis de sensibilidad de los parámetros evaluados. Posteriormente, con el fin de habilitar el acceso remoto a los resultados, el archivo EGRID fue trasladado desde el entorno temporal de ejecución hacia un directorio permanente del servidor, permitiendo finalmente la generación de una URL de descarga específica que garantizó la recuperación del archivo por parte del frontend a través de un endpoint dedicado, tal como se ilustra en la Figura 3.

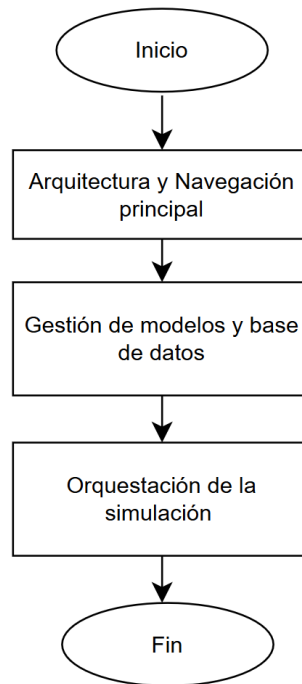


**Figura 3: Respuesta del servidor después de ejecutar la simulación.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

## 2.3 Implementación del frontend

La interfaz de usuario se desarrolló utilizando React, enfocándose en el modularidad y una interacción clara para el manejo de los modelos de simulación, el diseño permite la exploración de los decks disponibles y su ejecución directa como se indica en la Figura 4.



**Figura 4: Diagrama de proceso de Implementación del frontend.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### 2.3.1 Arquitectura y Navegación Principal

La aplicación se organiza bajo un diseño de dos paneles, optimizado para facilitar la gestión y edición de los modelos de simulación. En el panel lateral de navegación, ubicado en el lado izquierdo de la interfaz, se concentra la funcionalidad destinada a la administración de los casos de simulación, donde los modelos de yacimiento, representados por sus respectivos decks —como SPE1CASE1 o Norne—, se presentan mediante el componente `SimulationCaseItem.tsx` en una estructura jerárquica. Para decks de mayor complejidad, como el caso Norne, este listado adopta el comportamiento de un explorador de archivos, permitiendo visualizar tanto el archivo principal (NORNE\_ATW2013.DATA) como los archivos includes asociados, tales como

PERM\_0704.prop. Por su parte, el panel central, ocupado por el componente SimulationEditor.tsx, actúa como un visor de texto para el contenido del archivo de simulación seleccionado; al interactuar con cualquier elemento del panel lateral, el contenido correspondiente se carga de forma asíncrona desde GitHub y se despliega en esta área para su visualización y posible edición.

### ***2.3.2 Gestión de Modelos y Datos Base***

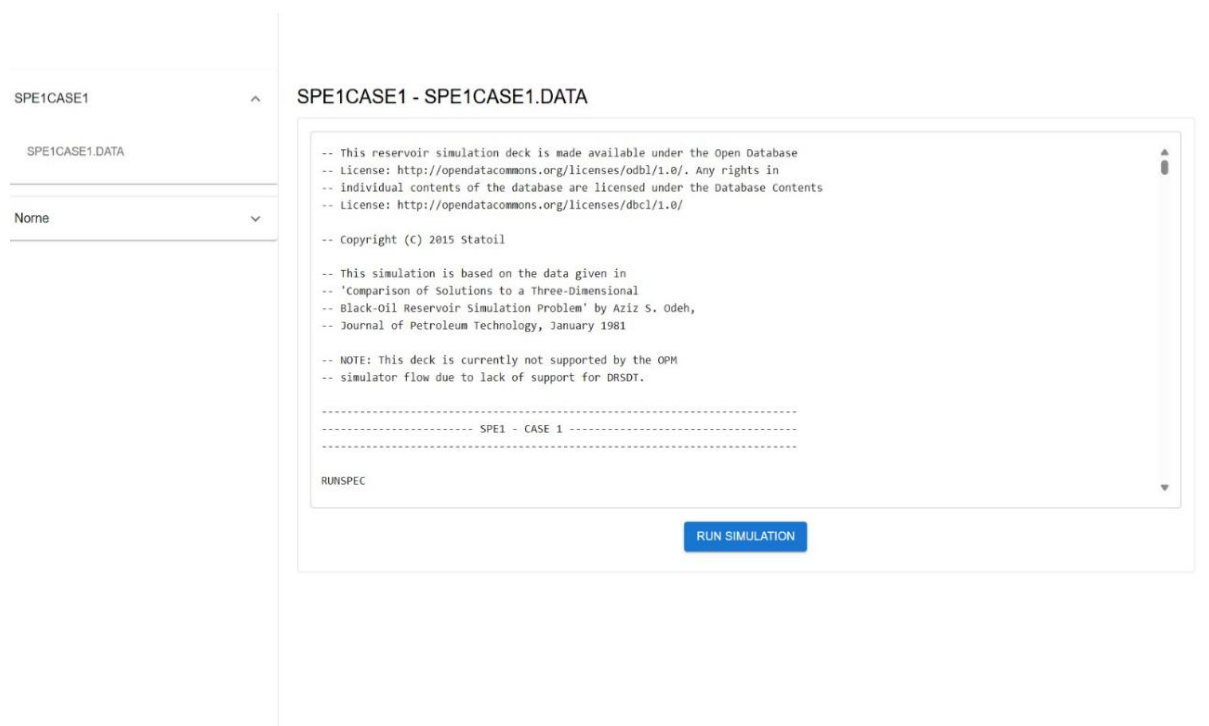
Como parte del flujo de preparación de los modelos de simulación, la aplicación mantiene un catálogo de decks preconfigurados, gestionado mediante una estructura JSON local (simulationCases) que almacena los nombres de los casos y las URLs en formato raw de GitHub, provenientes del repositorio OPM Data, necesarias para la obtención dinámica de los archivos de entrada, tales como .DATA y .INC. A partir de este catálogo, la selección de un deck activa un proceso de carga asíncrona, en el cual la función fetchFileContent(url) emplea la API nativa fetch para recuperar el contenido de los archivos de forma no bloqueante, proporcionando la base necesaria para su posterior edición o ejecución dentro del entorno de simulación.

### ***2.3.3 Orquestación de la Simulación***

La interacción con el backend se centraliza en la funcionalidad fetch, encapsulada dentro de un módulo de servicios de la API que gestiona la comunicación entre el frontend y el servidor. Al pulsar el botón RUN SIMULATION, el frontend inicia el flujo de ejecución, serializando el contenido actual del editor y enviándolo al endpoint de Django (/api/simulate/) mediante un objeto FormData, a través de la función runSimulationFromData, o runSimulationWithIncludes en el caso de decks complejos. Una vez recibida la respuesta del servidor, la aplicación verifica el estado de la ejecución mediante el indicador ok: true, tal como se observa en la Figura 2 en la pestaña Preview, y extrae la download\_url correspondiente al archivo de resultados EGRID. Esta acción habilita dinámicamente la visualización del componente DownloadButton.tsx, etiquetado como “Descargar archivo” en la interfaz, permitiendo al usuario obtener la malla del yacimiento para su análisis en herramientas externas. En este contexto, la arquitectura del frontend se encuentra

orientada a la gestión y visualización de los modelos de simulación, presentando en el panel lateral izquierdo un listado jerárquico de los casos de simulación disponibles, donde cada deck está conformado por uno o varios archivos de entrada que contienen las instrucciones completas para el simulador; de forma complementaria, en la sección central de la pantalla se despliega el contenido del archivo .DATA seleccionado, el cual actúa como el main deck y define la malla, las propiedades de los fluidos, las condiciones iniciales y el schedule de la simulación, tal como se ilustra en la Figura 5

Finalmente se utiliza un Docker que es una tecnología que permite empaquetar una aplicación con todas sus dependencias en un contenedor, lo que facilita su despliegue y portabilidad, también sirve para automatizar el proceso de mover una aplicación de un entorno a otro sin problemas, asegurando que funcione de la misma manera en todas partes, es decir, cuando se trata de gestionar muchos de estos contenedores, especialmente en grandes proyectos (Aguilar, 2023).



**Figura 5: Interfaz web**

**Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)**

## 2.4 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad constituye una etapa fundamental en la simulación de yacimientos, ya que permite evaluar cómo las variaciones en parámetros petrofísicos y operativos afectan la respuesta dinámica del modelo. Se analizó la sensibilidad de tres parámetros críticos para procesos de recuperación secundaria: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad ( $k$ ) y caudal de inyección de agua, debido a su influencia directa sobre la capacidad de almacenamiento, la movilidad de los fluidos y la eficiencia de barrido del yacimiento (Lake, 2014).

La porosidad es una propiedad fundamental de las rocas que cuantifica su capacidad de almacenar fluidos; se expresa como el porcentaje del volumen total ocupado por los espacios vacíos interconectados poros o fisuras, y constituye un parámetro de importancia esencial en la industria petrolera (Bjørlykke, 2010).

La porosidad se establece además como una variable de entrada crítica debido a su influencia directa en la capacidad del yacimiento para contener hidrocarburos. Si bien este parámetro define el volumen originalmente presente, su estimación en el subsuelo conlleva un grado significativo de incertidumbre, por lo que resulta indispensable cuantificar rigurosamente su efecto sobre las predicciones del modelo, razón por la cual su variabilidad debe ser analizada mediante técnicas de sensibilidad (Aziz, 2005).

La permeabilidad describe la facilidad con la que los fluidos pueden desplazarse a través de los espacios porosos de una roca; por ello, no basta con que un yacimiento presente una alta porosidad, sino que también es indispensable que los poros estén adecuadamente conectados para permitir el flujo de hidrocarburos (Bjørlykke, 2010).

La permeabilidad se reconoce como uno de los parámetros más sensibles e inciertos del modelo, dado que controla directamente el flujo y, por ende, las predicciones de producción; por esta razón, la evaluación de su coeficiente de sensibilidad es fundamental para cuantificar cómo su variación

afecta el desempeño del yacimiento y por ende determinar las estrategias de desarrollo y optimización de las inyecciones de agua y gas (Aziz, 2005).

A diferencia de la porosidad y la permeabilidad, el caudal de inyección de agua es una variable operativa que el ingeniero puede ajustar durante la recuperación secundaria. Representa el volumen de agua introducido al yacimiento por unidad de tiempo y controla la velocidad del frente de desplazamiento, afectando la eficiencia del barrido (Lake, 2014).

La selección adecuada del caudal es crucial, ya que una variación inapropiada puede comprometer el desempeño del proceso o generar riesgos operacionales. Debido a su naturaleza de variable de control, ocupa un lugar central en los análisis de sensibilidad. El análisis diferencial permite cuantificar de forma precisa cómo sus variaciones dentro de los límites operativos impactan la producción (Essen, Zandvliet, & Jansen, 2009).

El enfoque empleado fue un método diferencial local, técnica ampliamente utilizada en estudios preliminares y análisis no lineales por su facilidad de implementación y capacidad para capturar perturbaciones (Jansen, 2011). Cada parámetro se modificó en un rango de  $\pm 10\%$ , valor recomendado por estudios de sensibilidad por ofrecer una perturbación suficientemente amplia para evidenciar cambios en las variables dinámicas sin inducir comportamientos no físicos o inestables en el simulador (Chen, 2007).

Para cada caso se realizaron tres simulaciones independientes:

- Caso base
- Incremento del 10 %
- Disminución del 10 %.

El cálculo fue automatizado mediante el módulo SensitivityRunner, que procesó los archivos .UNSMRY, extrajo las curvas dinámicas pertinentes y consolidó los datos en estructuras tipo DataFrame, lo que garantizó reproducibilidad y minimizó errores asociados al tratamiento manual de archivos.

### ***2.4.1 Cálculo matemático del coeficiente de sensibilidad***

$$S = \frac{\Delta Q}{\Delta P}$$

Donde Q representa la variable de salida y P el parámetro modificado

Este coeficiente permitió comparar parámetros con unidades distintas y evaluar de forma consistente su relevancia relativa en el comportamiento del yacimiento.

### ***2.4.2 Diagrama de tornado***

El diagrama de Tornado permitió representar de forma clara y comparativa el efecto que ejerce cada parámetro sobre las variables dinámicas del modelo. Al ordenar las barras de mayor a menor influencia, fue posible establecer un ranking de importancia que facilita la identificación del parámetro con mayor peso en el comportamiento del yacimiento (Sharma, Moradi, & Moldestad, 2021). Esta visualización también sirvió como mecanismo de verificación, pues la magnitud relativa de cada barra debe ser coherente con la física del flujo multifásico y las características del proceso de inyección. En modelos sometidos a desplazamiento por agua o gas, suele observarse que la permeabilidad controla la respuesta instantánea de producción, la porosidad influye más en los valores acumulados y el caudal de inyección regula la eficiencia del barrido y el desempeño global del proceso, tendencias que el diagrama permitió evidenciar de manera intuitiva.

# Capítulo 3

## 3. Resultados y análisis

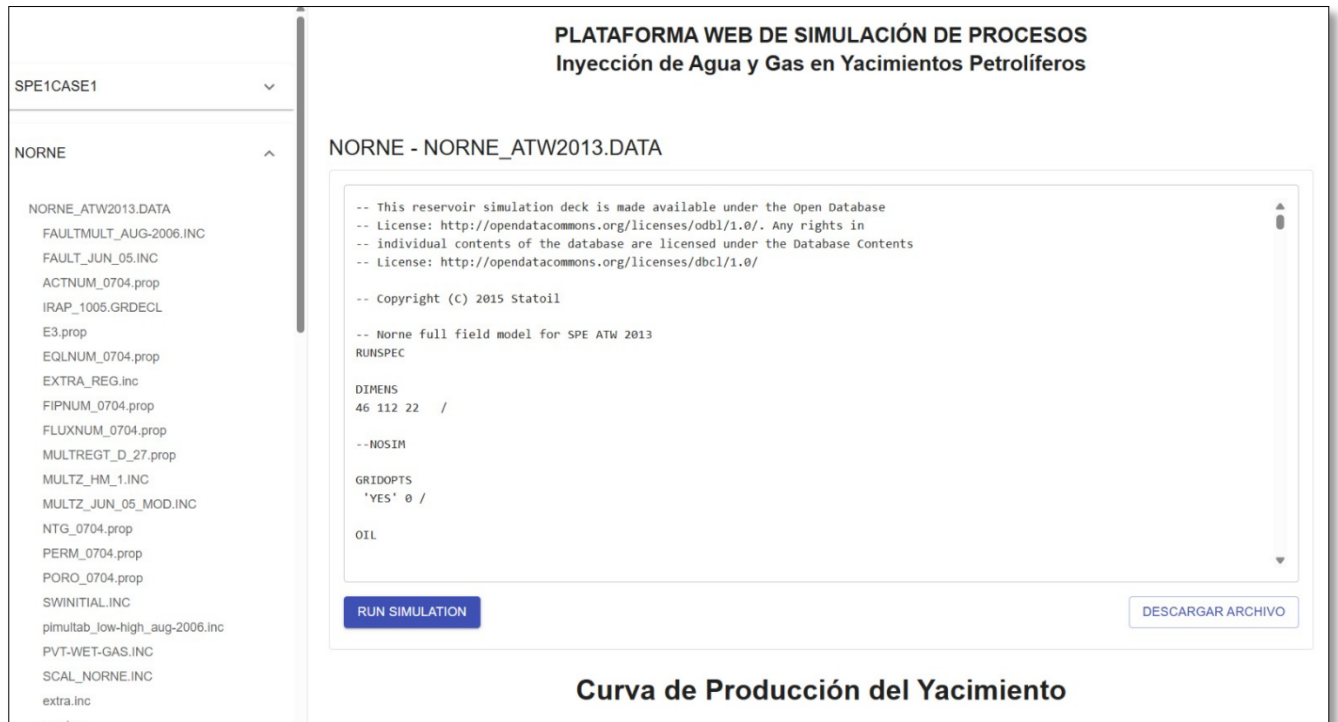
### 3.1 Validación de la Plataforma

Las simulaciones se ejecutaron correctamente dentro de la plataforma desarrollada como se indica en la figura 6 el modelo SPE1 y en la figura 7 el modelo Norne. El motor OPM Flow procesó los archivos de entrada sin errores de sintaxis ni inconsistencias numéricas, generando los archivos UNSMRY y .EGRID necesarios para el análisis posterior. La descarga y visualización desde el frontend funcionaron según lo esperado, y los valores de WOPT:PROD obtenidos coincidieron con los resultados reportados en versiones de referencia, confirmando la fiabilidad del entorno. Esta coherencia con estudios previos permitió validar tanto el flujo operativo como la integración del backend y frontend.



**Figura 6: Plataforma web de simulación campo SPE1**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)



**Figura 7: Plataforma web de simulación campo Norne.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### 3.2 Resultados del caso base

La validación inicial se realizó ejecutando los modelos SPE1 y Norne sin modificaciones en sus parámetros. Esto permitió verificar la correcta lectura de los archivos de entrada, la ejecución del motor numérico de OPM Flow y la exportación de los resultados. Las curvas obtenidas reflejan las dinámicas características de cada yacimiento, garantizando la confiabilidad del sistema previo al análisis de sensibilidad.

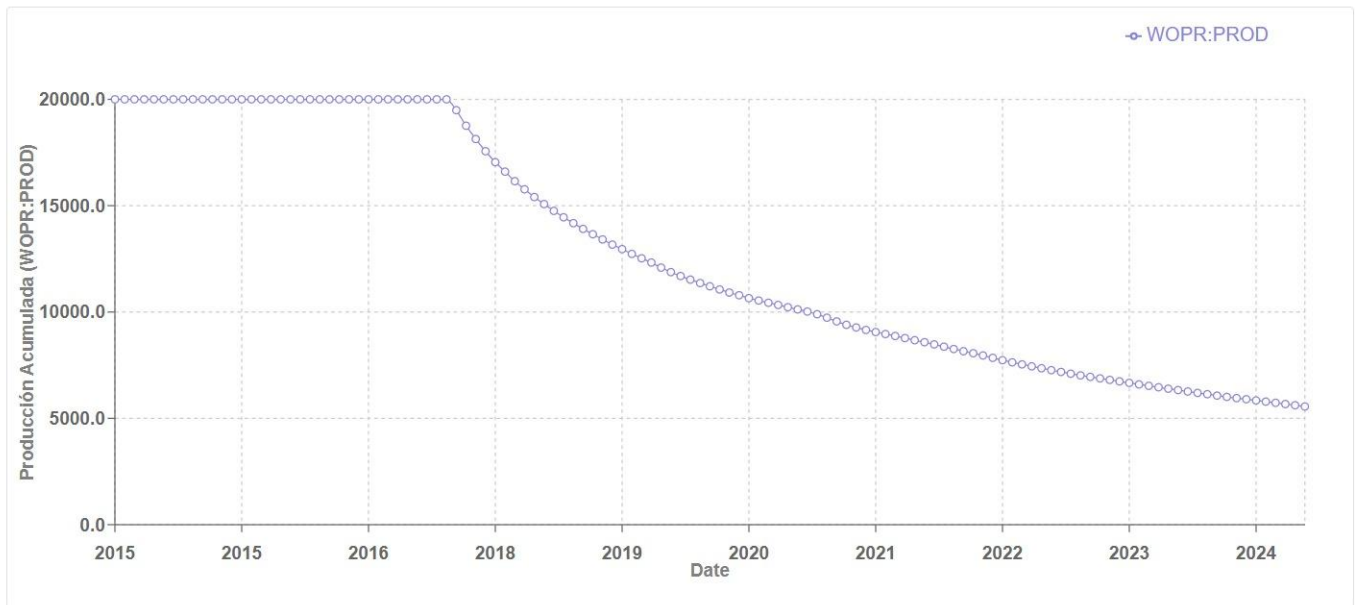
### 3.3 Campo SPE1

#### 3.3.1 Resultados de Producción para el caso SPE1

La Figura 8 muestra la evolución de la tasa de producción de petróleo (WOPR) del pozo PROD en el modelo SPE1, mostrando un comportamiento de dos fases: una fase inicial constante que refleja la estabilidad de las condiciones iniciales del reservorio; y la siguiente fase con un descenso progresivo y sostenido que se mantiene hasta el final de la simulación, indicando el agotamiento

gradual de la energía del yacimiento y la reducción de la capacidad productiva del pozo. La curva presenta un comportamiento esperado para un modelo homogéneo sometido exclusivamente a depleción natural, lo cual confirma la correcta ejecución del caso base y establece una referencia confiable para el posterior análisis de sensibilidad.

### Curva de Producción del Yacimiento



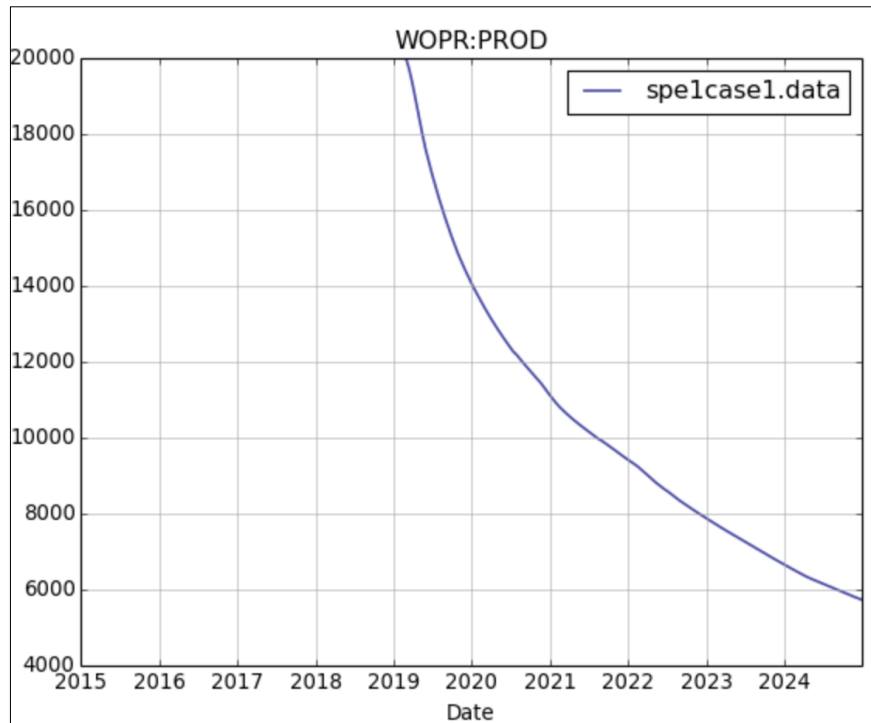
**Figura 8: Curva de Producción del Yacimiento SPE1.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

#### 3.3.2 Comparación de la simulación realizada con OPM Flow modelo SPE1.

Para verificar la correcta ejecución del caso SPE1 dentro de la plataforma desarrollada, se realizó una comparación directa entre la curva WOPR:PROD obtenida por OPM Flow y la generada por el sistema. La Figura 9 presenta el resultado estándar proporcionado por OPM Flow para el caso SPE1, mientras que la Figura 8 muestra la curva obtenida mediante la API desarrollada. Ambas gráficas presentan el mismo comportamiento: un tramo inicial prácticamente constante seguido de un declinamiento progresivo hasta el final del periodo simulado. La coincidencia en la forma, tendencia y escala de las curvas confirma que la plataforma interpreta correctamente el deck SPE1 y ejecuta de manera consistente el solver numérico. Esta verificación es fundamental, ya que

garantiza que los análisis posteriores se basan en un modelo validado y libre de inconsistencias en la lectura de datos, ejecución del simulador o procesamiento de resultados.



**Figura 9: Curva de Producción del Yacimiento SPE1.**

Elaborado por: (OPM Project, 2023)

### **3.3.3 Análisis de sensibilidad Porosidad ( $\phi$ ) campo SPE1**

En la figura 10 se indican las tres simulaciones realizadas modificando la porosidad en un rango de  $\pm 10\%$  con referencia al caso base. Las perturbaciones aplicadas a la porosidad generaron cambios más significativos en WOPT:PROD. Un incremento en la porosidad elevó la capacidad de almacenamiento y retrasó ligeramente el breakthrough, como se muestra en la figura 13, mientras que una disminución aceleró la llegada del agua a los pozos productores. Además, el aumento de porosidad suavizó la pendiente inicial del flujo de agua al permitir una mayor amortiguación del frente de desplazamiento, en contraste con la respuesta más agresiva observada en el caso reducido. En conjunto, la porosidad se comportó como uno de los parámetros con mayor influencia directa en la dinámica del sistema.



**Figura 10: Análisis de sensibilidad de la porosidad.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### ***3.3.4 Análisis de sensibilidad Permeabilidad (k) campo SPE1***

En la figura 11 se indican las tres simulaciones realizadas modificando la permeabilidad en un rango de  $\pm 10\%$  con respecto al caso base. Una variación del 10 % generó cambios moderados en la magnitud de la relación WOPT:PROD. Un aumento en la permeabilidad favoreció un avance más rápido del frente de agua y un incremento pronunciado de la producción acumulada de agua, con un breakthrough notablemente más temprano, como se muestra en la figura 13. Cuando la permeabilidad disminuyó, el desplazamiento fue más estable, pero con un retardo apreciable en la llegada del agua al productor, lo que suavizó la pendiente inicial de la respuesta. En conjunto, la permeabilidad se confirmó como un parámetro moderadamente sensible dentro del comportamiento global del modelo.



**Figura 11: Análisis de sensibilidad de la permeabilidad.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### ***3.3.5 Análisis de sensibilidad Caudal de Inyección campo SPE1***

El análisis de sensibilidad se realizó con una variación del  $\pm 10\%$  en relación al caso base, como se indica en la figura 12. El caudal mostró una sensibilidad intermedia: al incrementarse en  $10\%$ , la velocidad del barrido aumentó, adelantando el breakthrough y elevando rápidamente WOPT:PROD. Cuando el caudal se redujo, el desplazamiento fue más lento y la producción de agua menor durante las primeras etapas del proceso, generando un barrido más uniforme, pero con una respuesta productiva inicial más moderada. En conjunto, el comportamiento confirma que el caudal de inyección influye de forma directa en la dinámica del frente de desplazamiento y en la eficiencia temprana del sistema.

**CAUDAL DE INYECCIÓN**

Base:	100000.00
Inferior:	90000.0000
Superior:	110000.0000

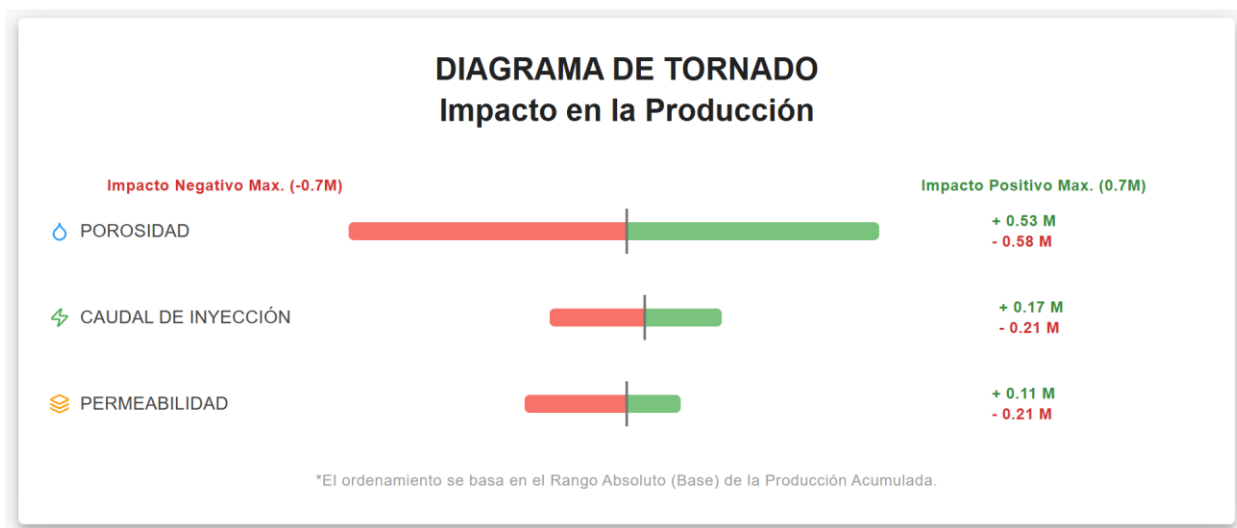
EJECUTAR >

**Figura 12: Análisis de sensibilidad del caudal de inyección.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### ***3.3.6 Representación mediante Diagrama de Tornado campo SPE1.***

El análisis de sensibilidad realizado para el caso SPE1 evidencia que la porosidad es el parámetro con mayor impacto sobre la respuesta productiva del yacimiento, tal como se observa en la figura 13 donde su barra presenta la mayor magnitud relativa. Esto indica que pequeñas variaciones en la permeabilidad generan cambios significativos en las variables de salida del modelo, en comparación con el efecto observado para la porosidad y los demás parámetros evaluados. En consecuencia, la permeabilidad se identifica como la variable crítica para la calibración del modelo, ya que controla directamente la capacidad de flujo en el yacimiento y condiciona la predicción de producción, presión y comportamiento dinámico del sistema.



**Figura 13: Diagrama de tornado campo SPE1.**

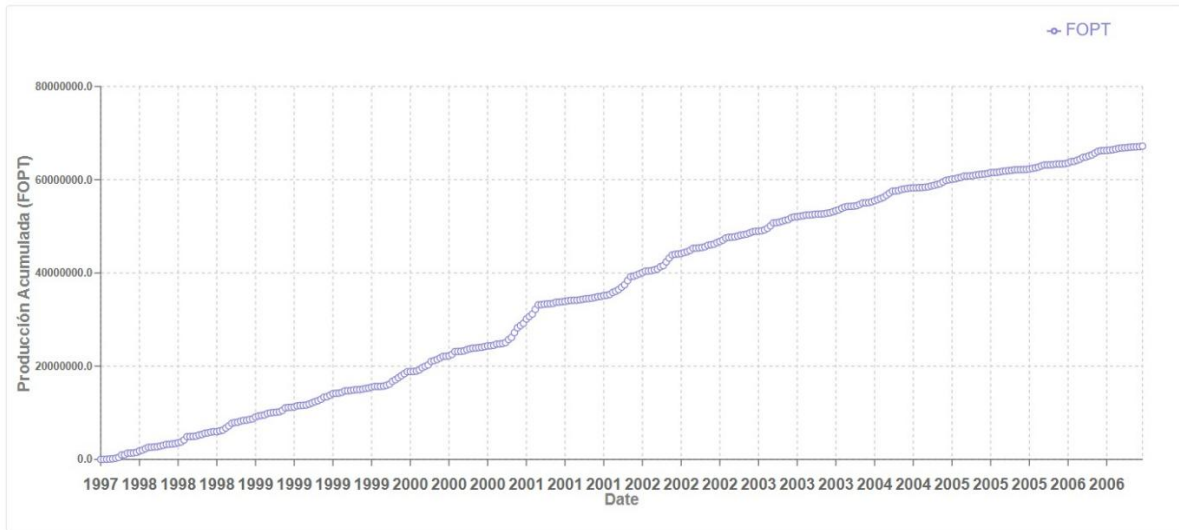
Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### 3.4 Campo Norne

#### 3.4.1 Resultados de Producción para el campo Norne

La curva de producción acumulada del campo Norne muestra un crecimiento sostenido entre 1997 y 2006, reflejando un comportamiento típico de un yacimiento con buena conectividad y una gestión operativa eficiente. Durante los primeros años, el incremento es progresivo y responde a la presión inicial del yacimiento, mientras que entre 2000 y 2002 se observa un aumento más pronunciado en la pendiente, asociado a la incorporación de nuevos pozos y a la optimización de la estrategia de producción que caracterizó esta etapa en Norne. Posteriormente, el avance de la curva continúa de forma estable, aunque con oscilaciones menores atribuibles a ajustes operativos y al manejo del sistema de inyección de agua propio del campo. Hacia los años finales, la pendiente se suaviza ligeramente, lo que indica la transición natural hacia una fase más madura del yacimiento, donde la producción acumulada sigue aumentando, pero a un ritmo menor debido al declive gradual de presión y al agotamiento progresivo de las zonas más productivas, como se indica en la figura 14.

## Curva de Producción del Yacimiento

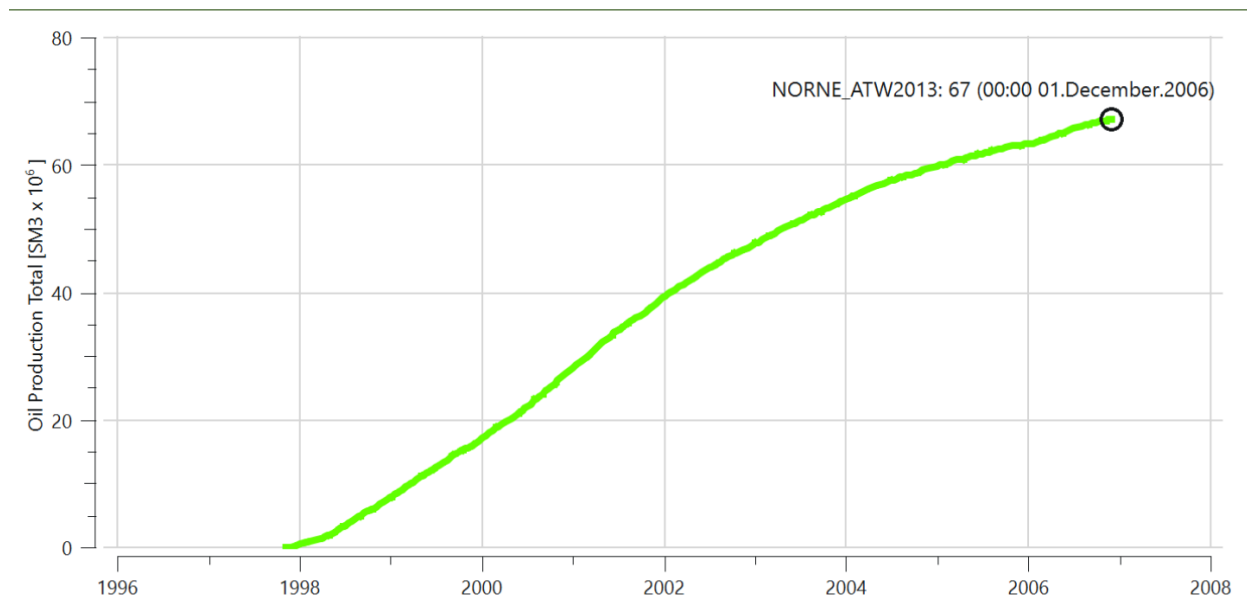


**Figura 14: Curva de producción campo Norne.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### ***3.4.2 Comparación de la simulación realizada con OPM Flow modelo Norne field.***

La comparación entre la curva de producción acumulada (FOPT) generada en esta simulación y la presentada en la interfaz oficial de OPM Flow como se indica en la figura 15, muestra una correspondencia sólida tanto en la tendencia general como en el orden de magnitud, lo que evidencia la correcta configuración del caso Norne y la coherencia de los parámetros empleados. En ambos gráficos, el incremento de FOPT inicia lentamente hacia 1997, seguido de un ascenso sostenido que se intensifica entre 2000 y 2003, periodo en el que la operación del campo alcanzó su mayor productividad debido a la puesta en marcha de nuevos pozos y al efecto de la inyección de agua en el barrido del petróleo. Asimismo, la curvatura suave y la reducción progresiva de la pendiente a partir de 2004 aparecen reflejadas en ambas representaciones, indicando la entrada natural del yacimiento en una fase más madura. El hecho de que la forma de la curva, los cambios en su pendiente y el rango final de producción coincidan con lo reportado por OPM Flow confirma que el modelo reproduce adecuadamente la dinámica real del campo Norne y valida la robustez del proceso de simulación realizado.



**Figura 15: Curva de Producción del campo Norne.**

Elaborado por: (OPM Project, 2023)

### ***3.4.3 Análisis de sensibilidad del campo Norne***

Para el desarrollo del análisis de sensibilidad del campo Norne, caracterizado por sus extensas matrices de datos geológicos que incluyen archivos anexos para la Porosidad y la Permeabilidad, así como para el Caudal de Inyección, se calculó con un método de simplificación mediante el uso de un multiplicador común. Este enfoque permitió estandarizar la evaluación de la influencia de cada parámetro, aplicando una variación de  $\pm 10\%$  sobre el valor Base (1.00) para establecer los límites inferior (0.90) y superior (1.10) de los escenarios de simulación en los tres parámetros, como se indica en la figura 16. Al aplicar esta variación global a las grandes matrices de datos, se garantizó la consistencia en la escala de variación entre los parámetros, facilitando la comparación directa de la sensibilidad y la construcción posterior del diagrama de tornado, el cual reveló la jerarquía de su impacto en la producción acumulada.

Se muestran multiplicadores para los parámetros

## ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

PARÁMETRO	Base	Inferior	Superior
<b>POROSIDAD</b>	1.00	0.9000	1.1000
<b>CAUDAL DE INYECCIÓN</b>	1.00	0.9000	1.1000
<b>PERMEABILIDAD</b>	1.00 1.00 1.00	0.90 0.90 0.90	1.10 1.10 1.10

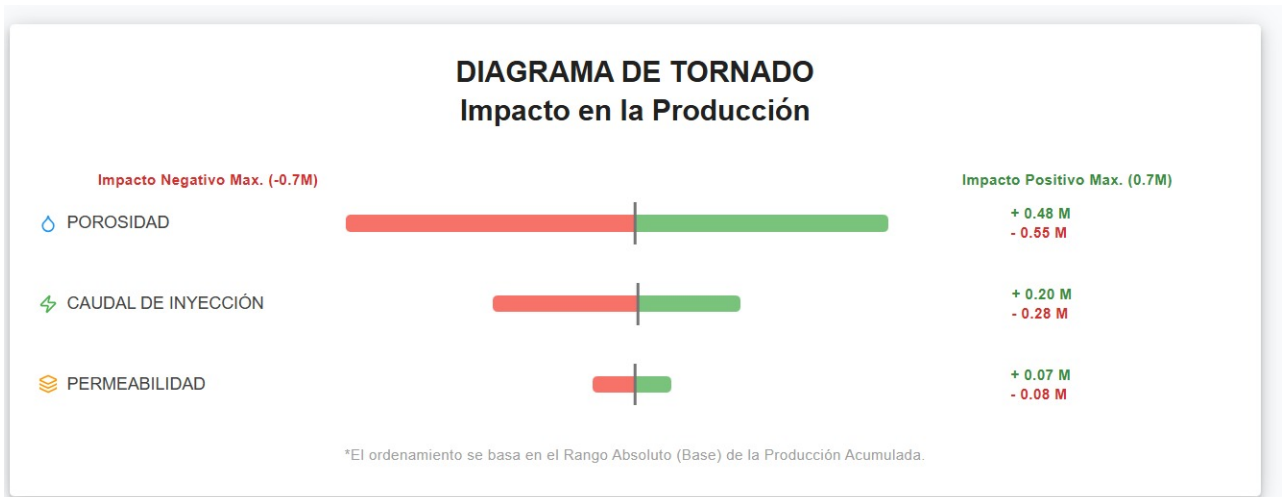
EJECUTAR >

**Figura 16: Visualización de entrada de parámetros para el análisis de sensibilidad del campo Norne.**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

### **3.4.4 Representación mediante Diagrama de Tornado para el campo Norne.**

El análisis de sensibilidad del campo Norne, realizado mediante la aplicación de una variación uniforme de  $\pm 10\%$  a los valores base de la Porosidad, Permeabilidad y Caudal de Inyección, reveló una marcada jerarquía de influencia sobre la producción acumulada. El diagrama de tornado resultante estableció que la Porosidad es el factor de mayor influencia, mostrando el impacto absoluto más significativo, con un rango de sensibilidad que abarca desde (-0.55) hasta (+1.35). Este resultado subraya que la capacidad de almacenamiento es el principal motor de la producción acumulada total. En un segundo orden de impacto se encuentra el Caudal de Inyección, con un rango de (0.220) a (-0.28), cuya influencia es vital para la eficiencia del barrido y la dinámica de desplazamiento de fluidos, especialmente en la compleja estructura geológica de Norne. Por último, la Permeabilidad, aunque con el menor impacto absoluto en los valores acumulados (rango de (-0.08) a (+0.19)), como se indica en la figura 17, conserva una gran relevancia al gobernar la respuesta instantánea del yacimiento y la transmisibilidad.



**Figura 17: Análisis de sensibilidad campo Norne**

Elaborado por: Nayeli Castellano (2025)

## Capítulo 4

### 4.1 Conclusiones y recomendaciones

La ejecución de este proyecto permitió evaluar de manera integral la propuesta de una plataforma web para la simulación numérica de yacimientos utilizando el simulador OPM Flow y un módulo de análisis de sensibilidad. Los resultados obtenidos evidencian el aporte desarrollado, tanto por su capacidad para automatizar procesos tradicionalmente manuales como por su utilidad para simplificar el acceso a herramientas de simulación de código abierto. Entre las principales fortalezas del trabajo destacan la integración eficiente entre backend, frontend y el simulador, así como la correcta reproducción de modelos de referencia como SPE1 y Norne. A pesar de ello, se identificaron áreas de mejora asociadas a la incorporación de herramientas de visualización interna y a la ejecución secuencial de simulaciones, aspectos que se perfilan como oportunidades para futuras investigaciones. Estas observaciones permiten dimensionar con mayor precisión el alcance actual de la plataforma y ofrecen una base sólida para el desarrollo de nuevas funcionalidades orientadas a la optimización y análisis avanzado de yacimientos.

#### 4.1.1 Conclusiones

- La arquitectura implementada permitió automatizar la lectura, modificación y ejecución de los modelos, ofreciendo una interacción más accesible que la interfaz basada en línea de comandos tradicional de OPM Flow. La integración entre frontend y backend demostró ser estable y eficiente, reduciendo la complejidad operativa para el usuario y validando el cumplimiento del primer objetivo específico.
- La plataforma incorporó correctamente un módulo de análisis de sensibilidad, el cual permitió evaluar el impacto de la porosidad, permeabilidad y caudal de inyección sobre la respuesta dinámica del yacimiento. Los coeficientes calculados y su representación mediante diagramas de Tornado mostraron una jerarquización coherente con la física del reservorio, por ejemplo en el diagrama de tornado del Caso Norne evidencia que la

porosidad es el parámetro más sensible con un ante variaciones del  $\pm 10\%$ , seguida del caudal de inyección y la permeabilidad, de acuerdo con el rango absoluto de la producción acumulada.

- La ejecución de los casos SPE1 y Norne validó la capacidad de la plataforma para manejar modelos de distinta complejidad, desde uno homogéneo y de respuesta suave hasta un reservorio altamente heterogéneo como Norne. La alta coincidencia entre las curvas obtenidas y las referencias del simulador OPM Flow confirma la fidelidad numérica del sistema.

#### ***4.1.2 Recomendaciones***

- Se sugiere ampliar las capacidades gráficas incluyendo visualización de mallas, saturaciones y presiones, lo cual facilitaría el análisis dinámico sin depender de herramientas externas como ResInsight.
- Se recomienda ampliar la biblioteca de casos preconfigurados dentro de la plataforma, lo que permitiría validar la herramienta en diferentes tipos de yacimientos y mejorar su versatilidad académica e industrial.
- Futuras versiones del sistema podrían integrar módulos para simulaciones térmicas, inyección miscible o procesos químicos, lo que ampliaría el rango de estudios posibles a nivel de ingeniería de yacimientos.

## Referencias

- Aguilar, L. J. (2023). *Ciencias de datos*. España : Marcombo.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Burlington, Massachusetts: ELSEVIER.
- Arango, D., & Nava, D. (2004). *Universidad Nacional Autónoma de México*. Obtenido de [https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ppt2004/0331206/0331206.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ppt2004/0331206/0331206.pdf?utm_source=chatgpt.com)
- Aziz, K. (2005). *Simulación de yacimientos de petróleo*. California : Stanford University, Stanford.
- Bjørlykke, K. (2010). *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*. New York: Springer.
- Blunt, M. (2017). *Multiphase Flow in Permeable Media A Pore-Scale Perspective*. CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS, 519.
- Cardona, J. J. (2022). *El gran libro de desarrollo de plugins WordPress*. España: Marcombo.
- Celi, J., Gómez, F., & Enríquez, B. (2021). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No-Iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politécnica*, 27–40.
- Chappell, D. (2020). Inyección de agua: Diseño y desarrollo. *OnePetro*, 115.
- Chen, Z. (2007). *Simulación de yacimientos: técnicas matemáticas en la recuperación de petróleo*. Canada: SOCIETY FOR INDUSTRIAL AND APPLIED MATHEMATICS PHILADELPHIA.
- CMG. (2025). *Computer Modelling Group Better Decisions. Faster*. Obtenido de <https://www.cmgl.ca/>

- Deutsch, C. (1999). Reservoir modeling with publicly available software. *ELSEVIER* , 355-365. Obtenido de ELSEVIER.
- D'Orazio, F. ( 2007). Analisis Economico Aplicado a la Industria Petrolera. *Libros en Red*, 364.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & Rey, G. (2001). *Simulación básica aplicada de yacimientos*. SPE Textbook Series.
- Essen, G. V., Zandvliet, M., & Jansen, J. (2009). Optimización robusta de la inyección de agua en múltiples escenarios geológicos. *SPE Journal*, 202–210.
- Ezekwe, N. (2011). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Upper Saddle River: Pearson.
- Galindo, M., & Saucha, D. (2019). *Fundación Universidad de América*. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/90091e5b-864c-4f94-ad53-6d361cc3776d/content>
- Hamby, D. M. (1994). Una revisión de las técnicas para el análisis de sensibilidad de parámetros de modelos ambientales. *SpringerLink*, 135–154.
- Hamling, J., Gorecki, C., Klapperich, R., Saini, D., & Steadman, E. (2013). Overview of the Bell Creek combined CO2 storage and CO2 enhanced oil recovery project. *ELSEVIER*, 6411.
- Hernández, S. R., Fernández, C. C., & Baptista, L. P. (2014). *Metodología de la investigación*. Mexico: McGraw-Hill Education.
- Jansen, J. (2011). Optimización basada en adjuntos del flujo multifásico a través de medios porosos: una revisión. *ELSEVIER*, 40–51.
- Lake, L. (2014). *Enhanced Oil Recovery*. New Jersey: Prentice-Hall Inc.

- Lie, K.-A. (2019). *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. . Obtenido de Cambridge University Press: [www.cambridge.org/9781108492430](http://www.cambridge.org/9781108492430)
- Liu, Z., Chen, D., Gao, Z., Wu, Y., Zhang, Y., Fan, K., . . . Hu, C. (2023). Modelado geológico 3D de un yacimiento de gas de arenisca de baja porosidad y fracturación profunda en la depresión de Kuqa, cuenca del Tarim. *Frontiers in Earth Science*, 12.
- Martinez, J. (2025). *Fundamentos para el Diseño Web: Una Guía para Empezar desde Cero*. Amazon Digital Services.
- Odeh, A. S. (1981). Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem (includes associated paper 9741 ). *Journal Of Petroleum Technology SPE*, 13-15.
- OPM Project. (2023). *OPM Flow Documentation*. Obtenido de <https://opm-project.org/>
- Otmane, M. (1969). Reservoir Simulation...What Is It? . *Journal of Petroleum Technology*, 1388.
- Ozowe, W., & Daramola, G. O. (2023). Avances y desafíos recientes en las técnicas de inyección de gas para la recuperación mejorada de petróleo. *ReserchGate* , 168-178.
- Paris de Ferrer, M. (1993). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Caracas: Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo.
- Reiso, E., Hoegstoel, H., Kippe, V., Kløv, T., Logstein, J. I., Rustad, A. B., . . . Blatt, M. (2025). Lessons Learned in Using Open-Source Simulation Software on Real Asset Models. *OnePetro*.
- Rwechungura, R., Suwartadi, E., Dadashpour, M., Kleppe, J., & Foss. (2010). *The Norne Field Case A Unique Comparative Case Study*. Obtenido de

[https://www.researchgate.net/publication/254531230\\_The\\_Norne\\_Field\\_Case\\_-\\_A\\_Unique\\_Comparative\\_Case\\_Study](https://www.researchgate.net/publication/254531230_The_Norne_Field_Case_-_A_Unique_Comparative_Case_Study)

Shafiei, M., Kazemzadeh, Y., Escrochi, M., Cortés, F. B., A, C., & Riaz, F. M. (2024). Una revisión exhaustiva de los métodos directos para superar las limitaciones de la inyección de gas durante el proceso EOR. *Scientific reports*, 282.

Sharma, B., Moradi, A., & Moldestad, B. (Septiembre de 2021). *ResearchGate*. Obtenido de

[https://www.researchgate.net/publication/355076882\\_Sensitivity\\_Analysis\\_of\\_Oil\\_Production\\_Models\\_to\\_Reservoir\\_Rock\\_and\\_Fluid\\_Properties](https://www.researchgate.net/publication/355076882_Sensitivity_Analysis_of_Oil_Production_Models_to_Reservoir_Rock_and_Fluid_Properties)

SLB. (07 de Septiembre de 2023). *Eclipse industry-reference reservoir simulator*.

Obtenido de <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/eclipse-industry-reference-reservoir-simulator/eclipse>

Toro, F. (2013). *Administración de proyectos de informática*. Colombia : Ecoe Ediciones.

Wang, L., Zhao, Q., & Li, Z. (2022). Investigación experimental de la inyección de dióxido de carbono en yacimientos de petróleo pesado para la recuperación mejorada de petróleo. *ELSEVIER*, 10754-10761.

Watts, J. (1997). Simulación de yacimientos: pasado, presente y futuro. *OnePetro*, 171–176.

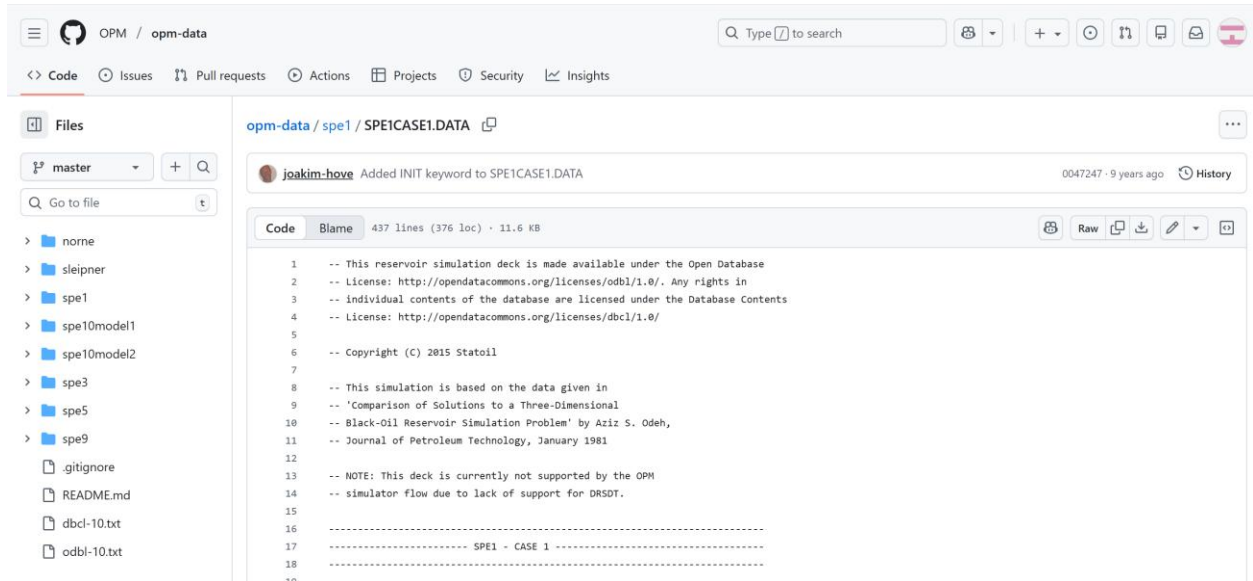
Willhite, P. G. (1986). Waterflooding. *Society of Petroleum Engineers.*, SPE Textbook Series, Vol. 3.

## Apéndice A

### Link de acceso a la plataforma de simulación web.

- <https://opm-web-simulator.netlify.app/>

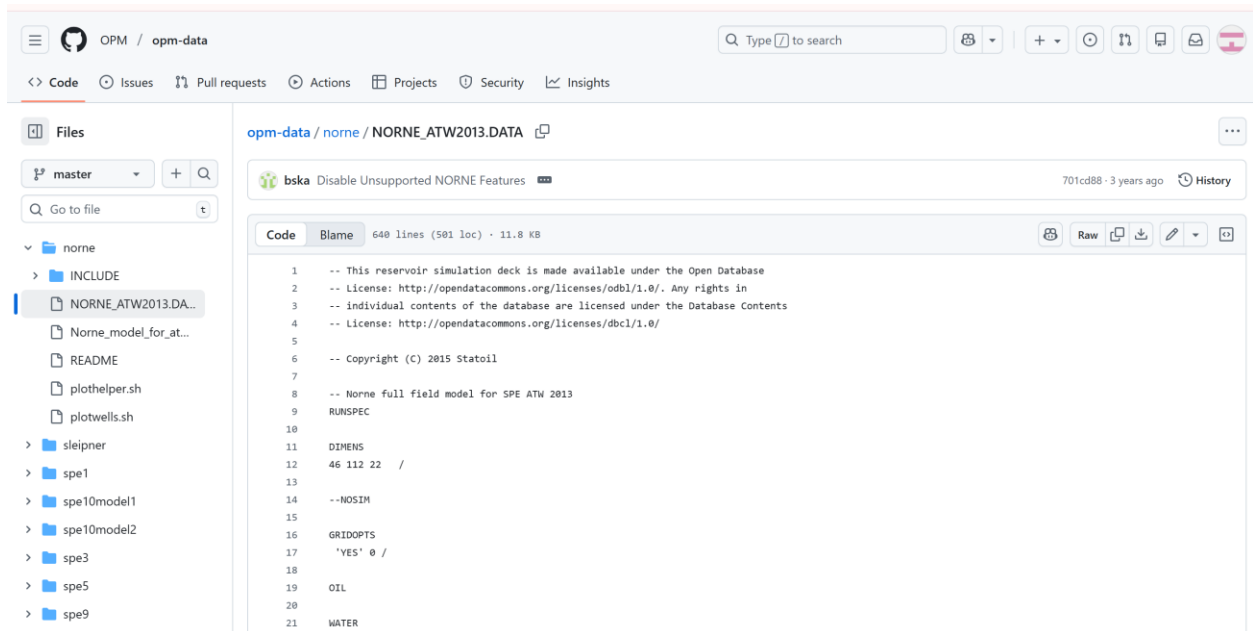
### Deck de simulación SPE1CASE1 proveniente del repositorio OPM Data



The screenshot shows the GitHub interface for the 'opm-data' repository. The file 'SPE1CASE1.DATA' is selected, showing its commit history and code. The code is a simulation deck with the following content:

```
1 -- This reservoir simulation deck is made available under the Open Database
2 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/odbl/1.0/. Any rights in
3 -- individual contents of the database are licensed under the Database Contents
4 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/dbcl/1.0/
5
6 -- Copyright (C) 2015 Statoil
7
8 -- This simulation is based on the data given in
9 -- 'Comparison of Solutions to a Three-Dimensional
10 -- Black-Oil Reservoir Simulation Problem' by Aziz S. Odeh,
11 -- Journal of Petroleum Technology, January 1981
12
13 -- NOTE: This deck is currently not supported by the OPM
14 -- simulator flow due to lack of support for DRSDT.
15
16 -----
17 ----- SPE1 - CASE 1 -----
18 -----
19
```

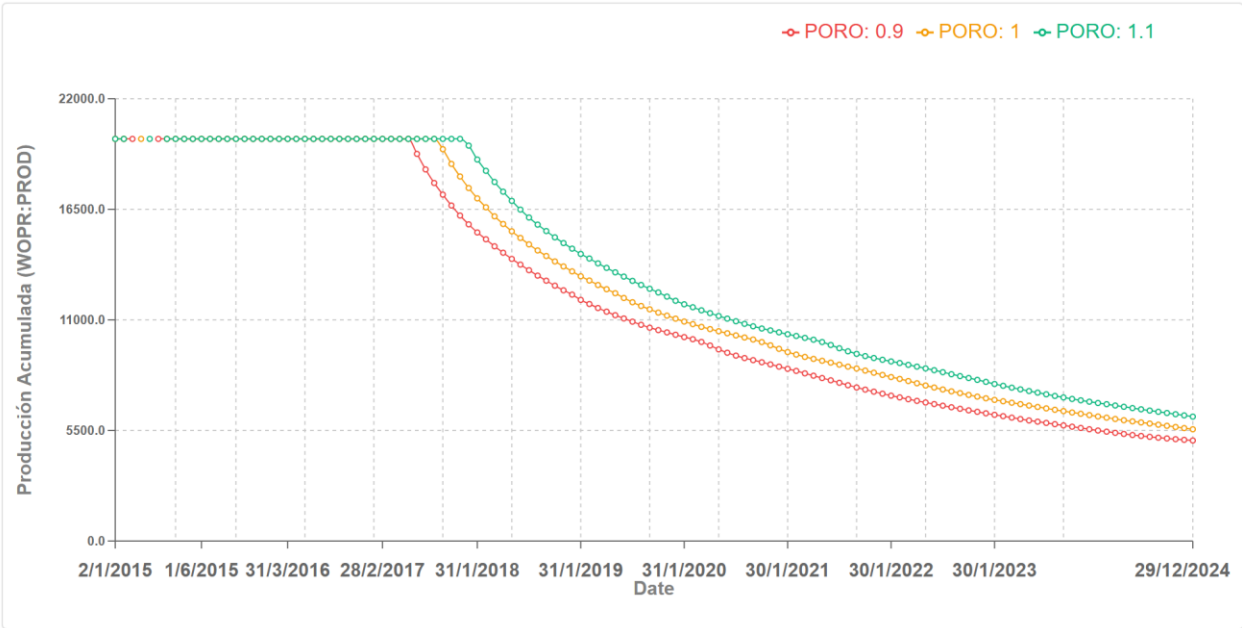
### Deck de simulación NORNE proveniente del repositorio OPM Data



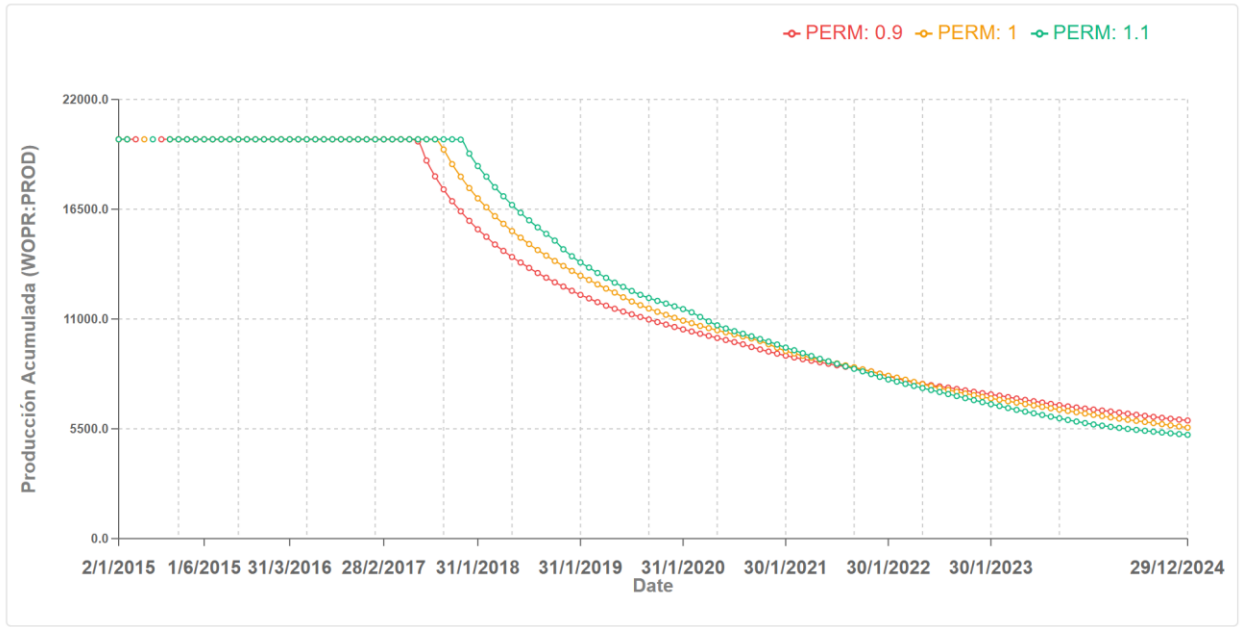
The screenshot shows the GitHub interface for the 'opm-data' repository. The file 'NORNE\_ATW2013.DATA' is selected, showing its commit history and code. The code is a simulation deck with the following content:

```
1 -- This reservoir simulation deck is made available under the Open Database
2 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/odbl/1.0/. Any rights in
3 -- individual contents of the database are licensed under the Database Contents
4 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/dbcl/1.0/
5
6 -- Copyright (C) 2015 Statoil
7
8 -- Norne full field model for SPE ATW 2013
9 RUNSPEC
10
11 DIMENS
12 46 112 22 /
13
14 --NOSIM
15
16 GRIDOPTS
17 'YES' 0 /
18
19 OIL
20
21 WATER
```

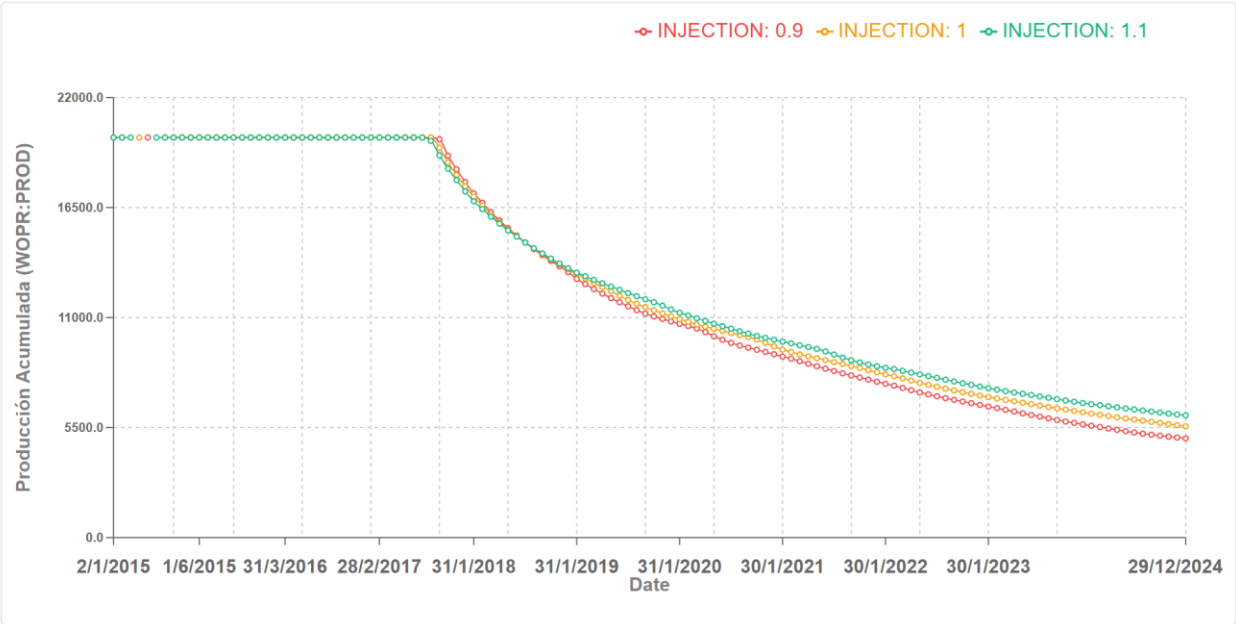
**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción para la porosidad del caso SPE1 ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**



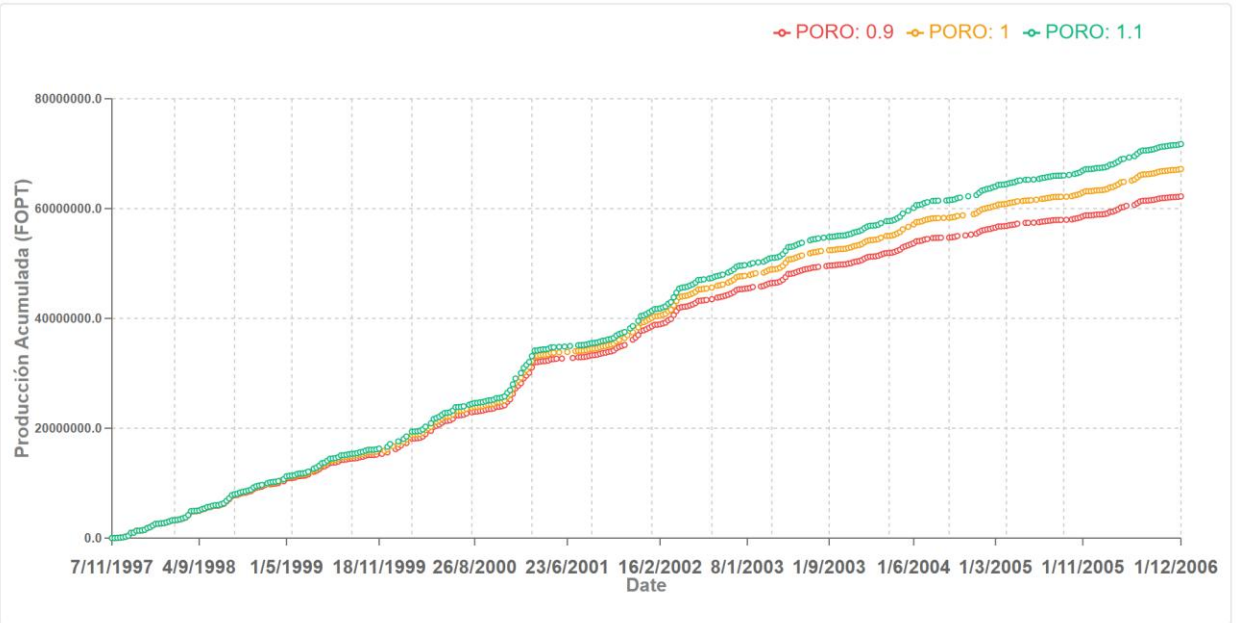
**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción para la permeabilidad del caso SPE1 ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**



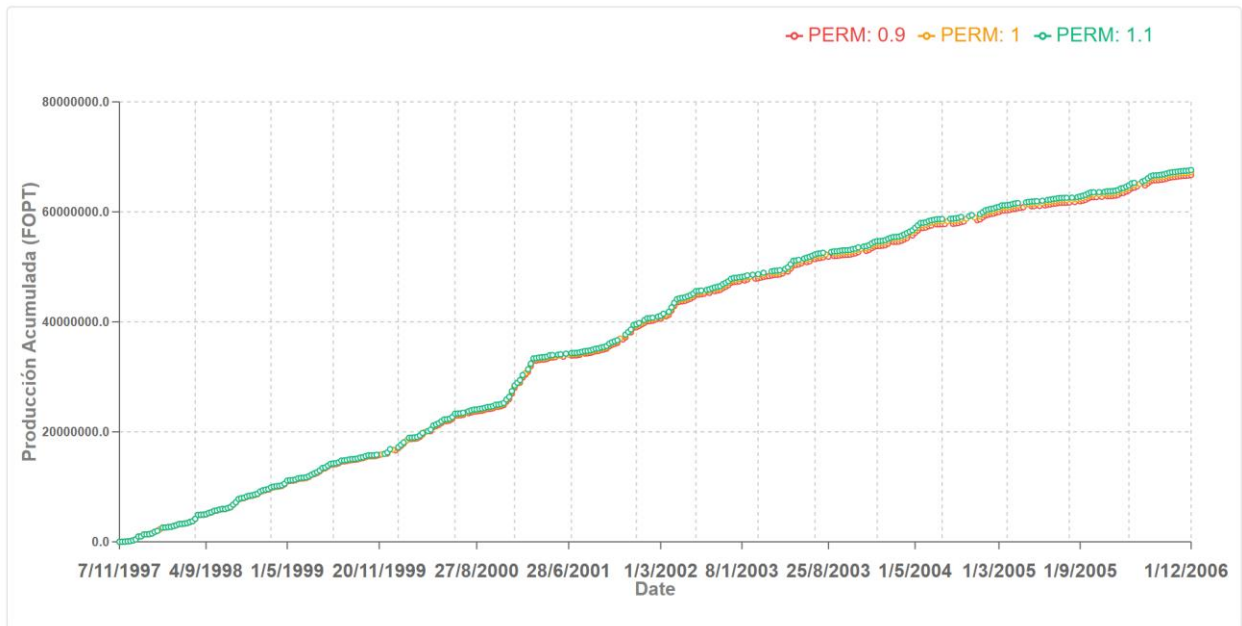
**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción para el caudal de inyección del caso SPE1 ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**



**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción acumulada para la porosidad del caso Norne ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**



**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción acumulada para la permeabilidad del caso Norne ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**



**Curvas del Análisis de Sensibilidad aplicado en la producción acumulada para el caudal de inyección del caso Norne ante variaciones del  $\pm 10\%$ .**

