



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO EN EL CAMPO ÉDEN-YUTURI, ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

VICTOR MANUEL FLORES VITERI

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO
NATURALMENTE FRACTURADO EN EL CAMPO ÉDEN-
YUTURI, ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

VICTOR MANUEL FLORES VITERI

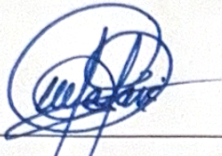
TUTOR:

**ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA,
PhD.**

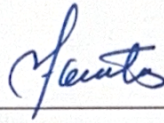
LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

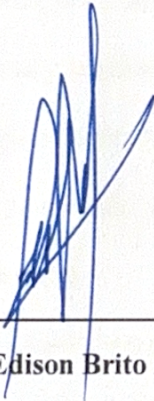
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc
DIRECTOR DE CARRERA



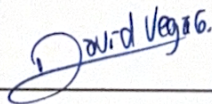
Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Edison Brito Ávila, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por ser mi guía y darme la fortaleza necesaria para no rendirme en los momentos más difíciles.

A mi madre, por ser mi apoyo incondicional, mi refugio y la razón que me impulsó a seguir adelante. Este logro es tan suyo como mío.

A mi familia, por enseñarme el valor del esfuerzo, la disciplina y la perseverancia, y por recordarme siempre que el verdadero crecimiento no solo está en lo que se aprende, sino en la persona en la que uno se convierte.

Y a todas aquellas personas que formaron parte de este camino, dejando una huella significativa en mi vida.

Victor Manuel Flores Viteri

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema elaborado
**“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO EN EL CAMPO ÉDEN-YUTURI, ECUADOR”** por la estudiante
Victor Manuel Flores Viteri, De la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la
Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el
sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos
exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración
permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

Tesis V Flores

ID : b9528d9b2f5c3cb1c1eb4f814514d1ba00b6c9d9



<1%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : Tesis V Flores.txt
Tamaño del archivo original : 37,78 kB
Número de palabras : 4867

Depositante : Marllelis Del Valle Gutiérrez
Fecha de depósito : 23 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 23 de julio de 2026



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

C.I.: 096102768-7

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
Celular: 0962183538
Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

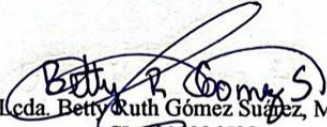
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, denominado **"SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI, ECUADOR"**, del estudiante: **VICTOR MANUEL FLORES VITERI**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 23 de Julio del 2026


Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
CI. 0913036529

**LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Victor Manuel Flores Viteri, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN EL CAMPO ÉDEN-YUTURI, ECUADOR”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente



VICTO MANUEL FLORES VITERI

Autor de Tesis

C.I. 0928412873

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN EL CAMPO ÉDEN-YUTURI, ECUADOR**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la señorita Victor Manuel Flores Viteri, de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

C.I.: 096102768-7

AGRADECIMIENTOS:

En primer lugar, agradezco a Dios, quien me dio la fuerza, la claridad y la paciencia necesarias para recorrer este camino y llegar hasta aquí.

De manera muy especial, agradezco a mi madre, Bety, por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles de mi carrera, por sus consejos, su paciencia y por ser el pilar fundamental que me impulsó a seguir adelante.

A mi familia, que nunca soltó mi mano, por enseñarme disciplina, valores y propósito. Por recordarme que crecer no es solo aprender, sino también convertirse en alguien que entiende el porqué de cada paso que da.

Expreso mi más sincero agradecimiento a la Doctora Marllelis Gutiérrez, por su guía y acompañamiento a lo largo de este proceso. Asimismo, al Ingeniero Sadi Iturralde, a cuya memoria guardo un profundo respeto y gratitud. Su ejemplo y enseñanzas marcaron de manera significativa mi formación.

Agradezco también al Ingeniero Carlos Malavé, por su disposición constante para compartir su conocimiento y brindar apoyo a quienes lo necesitan. De igual manera, extendiendo mi reconocimiento a todos los docentes que formaron parte de mi formación universitaria, quienes con su dedicación, experiencia y sabiduría contribuyeron significativamente a mi desarrollo académico y profesional.

A mis amigos, por su compañía, por las risas, el apoyo y por hacer de este proceso una experiencia más llevadera y significativa.

Finalmente, expreso mi agradecimiento a la empresa EP Petroecuador por abrirme sus puertas y brindarme la oportunidad de aprender en campo, formando parte de un equipo comprometido con el desarrollo del sector energético del país.

De igual manera, agradezco a mi universidad, por ser el espacio donde este camino tomó forma, por brindarme las herramientas necesarias y permitirme crecer tanto en lo académico como en lo personal. Este logro también le pertenece.

ÍNDICE

CONTENIDO

<i>DEDICATORIA</i>	<i>iv</i>
<i>AGRADECIMIENTOS:</i>	<i>vii</i>
<i>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
1.1. Problema de investigación	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Desarrollo del modelado geológico y estructural	3
1.3.1. Referencias de campos en Ecuador:	3
1.4. HIPÓTESIS	4
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo general	4
1.5.2. Objetivos específicos	4
1.6. VARIABLES	5
1.6.1. Variable dependiente.....	5
1.6.2. Variables independientes	5
<i>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</i>	<i>6</i>
2.1. Contexto de los yacimientos naturalmente fracturados	6
2.1.1. Importancia en la Industria Petrolera.....	6
2.1.2. Retos de Caracterización Frente a Yacimientos Convencionales.....	7

2.2.	Antecedentes del campo Edén-Yuturi	8
2.2.1.	Ubicación del campo	10
2.2.2.	Relevancia como caso de estudio para medios fracturados	11
2.2.3.	Dinámica de producción en medios fracturados	12
2.2.4.	Mecanismos de empuje y su interacción con fracturas naturales	13
2.2.5.	Impacto en la movilidad de hidrocarburos.....	14
2.3.	Condiciones geográficas y ambientales	15
2.3.1.	Ubicación amazónica y su influencia en la explotación	15
2.3.2.	Factores ambientales que condicionan la operación	16
2.4.	Características geológicas del reservorio.....	17
2.4.1.	Estructura tectónica y fallas.....	17
2.4.2.	Heterogeneidad litológica y fracturas	18
2.5.	Estratigrafía y arquitectura sedimentaria	19
2.5.1.	Secuencias de areniscas, lutitas y carbonatos	20
2.5.2.	Variaciones petrofísicas y su efecto en el flujo	20
2.6.	Litología	21
2.6.1.	Areniscas como medios de almacenamiento	23
2.6.2.	Lutitas como barreras	23
2.6.3.	Implicaciones en modelos numéricos	24
2.7.	Herramientas de caracterización de pozos	25
2.7.1.	Resistividad, densidad, sónico y rayos gamma.....	25
2.7.2.	Uso en estimación de parámetros críticos para simulación:	26
2.8.	Fundamentos de la mecánica de rocas	28
2.8.1.	Esfuerzos y deformaciones	28
2.8.2.	Constantes elásticas y estabilidad del reservorio	29
2.9.	Presiones y condiciones de formación	30

2.9.1.	Presión de poro y su impacto en producción	31
2.9.2.	Seguridad y diseño de estrategias de explotación.....	31
2.10.	Propiedades petrofísicas clave	32
2.10.1.	Porosidad, permeabilidad y saturación	33
2.10.2.	Relevancia en modelos de doble porosidad/permeabilidad	33
2.11.	Comportamiento de fluidos en medios fracturados.....	34
2.11.1.	Densidad, viscosidad y compresibilidad	35
2.11.2.	Influencia en la movilidad y en la simulación	35
2.12.	Modelos de simulación numérica	36
2.12.1.	Principios de modelado en reservorios fracturados.....	36
2.12.2.	Herramientas computacionales (MATLAB)	37
2.12.3.	Limitaciones y ventajas de cada enfoque.....	38
<i>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA</i>		39
3.1.	Tipo de metodología	39
3.2.	Universo y muestra.....	39
3.2.1.	Universo	39
3.2.2.	Muestra.....	40
3.3.	Método y técnicas de recopilación de datos	40
3.4.	Procesamiento y análisis de la información.....	41
3.5.	Flujo de trabajo.....	42
3.5.1.	Recolección de información	43
3.5.2.	Caracterización del reservorio	43
3.5.3.	Construcción del modelo numérico	44
3.5.4.	Desarrollo del simulador	45
3.5.5.	Ejecución de simulaciones.....	45
3.5.6.	Interpretación de resultados.....	46

<i>CAPÍTULO IV RESULTADOS</i>	51
4.1. Configuración del modelo numérico	52
4.2. Resultados generales de la simulación numérica del sector M2 del campo Edén– Yuturi. 55	
4.3. Análisis del comportamiento productivo del yacimiento	58
4.4. Evolución de la producción de petróleo (Qo)	59
4.5. Evolución de la producción de agua (Qw)	60
4.6. Water Cut	61
4.7. Comportamiento de la presión promedio	62
4.8. Interpretación general de las curvas	62
4.9. Análisis e interpretación de los mapas tridimensionales del sector M2 del campo Edén–Yuturi	64
4.10. Distribución de permeabilidad	65
4.11. Distribución de porosidad	66
4.12. Distribución final de la saturación de agua	67
4.13. Interpretación integrada de los mapas tridimensionales	68
4.14. Discusión de resultados.....	69
<i>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES</i>	75
<i>REFERENCIAS</i>	79

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Campo Edén Yuturi, estación central.	11
Figura 2. Ejemplo de registros y evaluación petrofísica de un pozo en el que U-4 y U-5 presentan diferente calidad de roca y unidades hidráulicas distintas. Los puntos de presión evidencian el agotamiento diferencial de U-5.	13
Figura 3. Representativa del registro de la Formación de Napo en Eden Yuturi.	22
Figura 4. Flujo de trabajo.	50
Figura 5. Interfaz principal del simulador desarrollado en MATLAB para la configuración de parámetros del modelo numérico.....	54
Figura 6. Resumen técnico generado por el simulador desarrollado en MATLAB.....	56
Figura 7. Evolución de la producción de petróleo, producción de agua, presión promedio del reservorio y Water Cut durante la simulación.	59
Figura 8. Distribución tridimensional de permeabilidad, porosidad y saturación final de agua del modelo desarrollado.....	65
Figura 9. Resumen técnico con un tiempo de simulación de 15 años generado por el simulador desarrollado en MATLAB.....	72
Figura 10. Resumen técnico con un tiempo de simulación de 20 años generado por el simulador desarrollado en MATLAB.....	73

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Parámetros y ecuaciones del modelo.....	27
Tabla 2. Matriz de cumplimiento de los objetivos de investigación.	46
Tabla 3. Parámetros principales utilizados en el modelo numérico.	55
Tabla 4. Principales resultados obtenidos en la simulación.	56
Tabla 5. Matriz de verificación.....	63

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Problema de investigación

Los yacimientos naturalmente fracturados como Éden-Yuturi representan un reto por su baja permeabilidad, alta heterogeneidad y complejidad estructural. Los modelos tradicionales simplifican el flujo entre matriz y fractura, lo que genera predicciones inexactas de producción y evaluación económica.

La simulación numérica permite superar estas limitaciones integrando datos geológicos, petrofísicos y de producción en un modelo calibrado que facilite evaluar diferentes configuraciones de pozos y determinar las condiciones óptimas para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

La simulación numérica de un yacimiento naturalmente fracturado en el campo Éden-Yuturi constituye un desafío técnico relevante debido a la compleja interacción entre la matriz porosa y el sistema de fracturas que controla gran parte del flujo de hidrocarburos. En este tipo de yacimientos, la permeabilidad efectiva está dominada por la red de fracturas, mientras que la mayor parte del volumen de hidrocarburo se almacena en la matriz, generando un comportamiento de flujo dual difícil de predecir con modelos convencionales. En el caso específico de Éden-Yuturi, la heterogeneidad litológica, la anisotropía del medio y la limitada disponibilidad de datos de caracterización de fracturas incrementan la incertidumbre en la estimación de parámetros como la conectividad, conductividad y densidad de fracturas. Estas limitaciones afectan directamente la capacidad de los ingenieros para evaluar el comportamiento dinámico del yacimiento, optimizar estrategias de producción y definir planes de recuperación secundaria o mejorada. Asimismo, la ausencia de un modelo

numérico robusto que represente de manera adecuada la transferencia de flujo matriz-fractura dificulta la predicción del rendimiento futuro de los pozos, pudiendo conducir a decisiones operativas subóptimas, sobreexplotación localizada o ineficiencias económicas. Por ello, se vuelve imprescindible desarrollar un modelo de simulación numérica que capture adecuadamente la física del flujo en sistemas naturalmente fracturados y permita reducir la incertidumbre en la planificación del desarrollo del campo, garantizando una explotación sostenible y técnicamente confiable.

1.2. Antecedentes

Los yacimientos naturalmente fracturados (**NFR**) son sistemas complejos en ingeniería de yacimientos debido a su heterogeneidad espacial y al intercambio dinámico entre matriz y fracturas. La presencia de fracturas naturales controla en gran medida el flujo de hidrocarburos, mientras que la matriz contribuye al almacenamiento.

Modelos clásicos:

- Warren y Root (1963): Introdujeron el modelo de doble porosidad (dual-porosity), donde las fracturas presentan alta conductividad y baja capacidad de almacenamiento y la matriz baja permeabilidad pero alta capacidad de almacenamiento. Este modelo permite incorporar términos de transferencia entre matriz y fractura, fundamentales para comprender el flujo en NFR (Warren & Root, n.d.).
- Kazemi (1969): Propuso modificaciones al modelo dual, considerando flujos transitorios entre matriz y fractura, mejorando la predicción del

comportamiento dinámico del yacimiento frente a variaciones de presión y producción (KAZEMI H et al., 1969).

1.3. Desarrollo del modelado geológico y estructural

Los avances en caracterización geológica, sísmica, registros de pozo e imágenes han permitido construir modelos más realistas de NFR. Por ejemplo, se pueden generar modelos 3D simplificados de fracturas y matriz, asignando propiedades equivalentes para la simulación dinámica de flujo de hidrocarburos (Chen, 2020).

Estudios recientes combinan redes de fracturas explícitas (Discrete Fracture Networks, DFN) con modelos dual-porosity o dual-permeabilidad, logrando capturar de manera más completa la conectividad y distribución de fracturas a diferentes escalas (Chen, 2020).

1.3.1. Referencias de campos en Ecuador:

En Ecuador, actualmente no existen yacimientos identificados como naturalmente fracturados. Sin embargo, para el desarrollo del anteproyecto se utilizan datos de campos convencionales amazónicos para la referencia técnica y la calibración de modelos numéricos. Estos datos incluyen registros de pozo, propiedades petrofísicas y producción histórica, que permiten construir modelos simplificados dual-porosity para simulaciones dinámicas.

- Éden-Yuturi: Datos de pozo YU-101 y propiedades del reservorio utilizadas para calibración del modelo y análisis de flujo.

- Pucuna: Información de propiedades de matriz y fracturas utilizada para comparación de parámetros y soporte técnico.
- Sacha: Datos de producción y densidad de fracturas empleados como referencia adicional para el modelado conceptual.

1.4. HIPÓTESIS

La integración de modelos geológico, estructural, petrofísico, de fluidos, estático, dinámico y económico, aplicada mediante simulación numérica con MATLAB (software de cálculo y modelación numérica para análisis de datos y resolución de ecuaciones complejas), permitirá reducir la incertidumbre técnica y económica en la predicción del comportamiento del yacimiento Éden-Yuturi.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Modelar el comportamiento del yacimiento Éden-Yuturi en Ecuador para escenarios de desarrollo y la recuperación de hidrocarburos.

1.5.2. Objetivos específicos

1. Caracterizar los registros petrofísicos y el comportamiento dinámico del reservorio mediante técnicas de simulación numérica.

2. Analizar el sistema de fracturas y las propiedades físico-geológicas del yacimiento a través de interpretación de registros.

3. Construir el modelo geológico-estructural integrando fallas y zonas fracturadas con herramientas de modelado tridimensional en MATLAB.

4. Generar el modelo estático como base para la construcción del modelo dinámico mediante esquemas de simulación tridimensional y representación computacional, empleando el entorno de programación y cálculo numérico MATLAB.

5. Evaluar el desempeño predictivo del yacimiento en diferentes escenarios de explotación mediante análisis técnico empleando MATLAB.

1.6. VARIABLES

Para el desarrollo de esta investigación, es necesario identificar las variables que influyen en el comportamiento del yacimiento y cómo se relacionan entre sí.

1.6.1. Variable dependiente

- Yacimiento naturalmente fracturado.

1.6.2. Variables independientes

- Simulación numérica.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Contexto de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados son un tipo de reservorio que, a diferencia de los convencionales, presentan una red de fracturas que se han formado de manera natural a lo largo del tiempo geológico. Estas fracturas pueden originarse por esfuerzos tectónicos, cambios de presión o procesos propios de la evolución de la roca, y terminan influyendo directamente en cómo se almacenan y se mueven los hidrocarburos dentro del yacimiento (Ronald Nelson, 2001).

En este tipo de sistemas es importante entender que no todo ocurre en la roca como tal. Por un lado, está la matriz, que generalmente contiene la mayor cantidad de hidrocarburos, pero tiene baja permeabilidad. Por otro lado, están las fracturas, que aunque ocupan menos volumen, son las que realmente permiten que el fluido se mueva con mayor facilidad. Esta interacción entre matriz y fracturas da lugar a lo que se conoce como sistemas de doble porosidad y doble permeabilidad, concepto ampliamente utilizado en la ingeniería de yacimientos.

Este tipo de yacimientos es bastante común en formaciones carbonatadas y ha tenido un papel importante en la producción mundial de hidrocarburos, especialmente en campos donde la presencia de fracturas mejora significativamente la productividad del sistema.

2.1.1. Importancia en la Industria Petrolera

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen un peso importante dentro de la industria petrolera, ya que en muchos casos la producción depende directamente de la

presencia de estas fracturas. Sin ellas, la roca no tendría la capacidad suficiente para permitir un flujo eficiente de hidrocarburos.

Una de sus principales características es que pueden presentar altas tasas de producción inicial. Esto ocurre porque las fracturas actúan como canales preferenciales de flujo, facilitando el movimiento de los fluidos hacia el pozo. Sin embargo, este comportamiento también puede generar caídas rápidas de presión si el yacimiento no se maneja adecuadamente.

Además, el estudio de este tipo de reservorios ha impulsado el desarrollo de herramientas más avanzadas dentro de la ingeniería, como la simulación numérica y el modelado de sistemas complejos. Muchos de estos enfoques se basan en modelos conceptuales como el de doble porosidad propuesto por Warren and Root (1963), que sigue siendo una referencia fundamental en el análisis de estos sistemas.

En el caso de países como Ecuador, donde existen campos en etapas maduras, una adecuada comprensión de este tipo de yacimientos puede contribuir a mejorar la recuperación de hidrocarburos.

2.1.2. Retos de Caracterización Frente a Yacimientos Convencionales

La caracterización de yacimientos naturalmente fracturados representa un desafío considerable en comparación con los yacimientos convencionales. Esto se debe principalmente a la alta heterogeneidad del sistema, ya que las fracturas no se distribuyen de manera uniforme y pueden variar significativamente en sus propiedades.

A diferencia de los yacimientos convencionales, donde la porosidad y permeabilidad de la matriz permiten describir el comportamiento del flujo, en estos sistemas es necesario

considerar también el efecto de las fracturas, lo que complica tanto la interpretación de datos como la construcción de modelos representativos.

Otro aspecto importante es la limitada disponibilidad de información directa sobre las fracturas. En muchos casos, su caracterización depende de métodos indirectos, lo que introduce incertidumbre en el análisis del yacimiento.

Finalmente, el comportamiento del flujo de fluidos es más complejo debido a la interacción entre matriz y fracturas. Este fenómeno, descrito en modelos clásicos de ingeniería de yacimientos (Warren y Root, 1963), implica procesos de transferencia de masa que no se presentan de la misma forma en sistemas convencionales, lo que hace más difícil su modelado y simulación.

2.2. Antecedentes del campo Edén-Yuturi

El campo Edén Yuturi se remonta a la década de 1970, cuando la empresa Minas y Petróleos realizó la perforación del pozo exploratorio Yuturi-01 en la zona del periclinal sur de la estructura. Este pozo permitió identificar la presencia de hidrocarburos en las areniscas “U Superior”, “T principal” y “M-2”, con un crudo estimado entre 12,8 y 18 °API, lo que marcó uno de los primeros indicios de potencial productivo en el área.

Posteriormente, durante la década de 1990, la empresa Occidental Exploration & Production Company (OXY) retomó la exploración del bloque mediante la perforación de nuevos pozos exploratorios en 1993, confirmando la presencia de producción en las mismas unidades arenosas ya identificadas previamente. Años más tarde, en 1996, la perforación del pozo Edén-01, ubicado hacia el extremo norte de la estructura, permitió no solo ratificar los reservorios ya conocidos, sino también incorporar nuevas arenas productoras como “M-1” y

“U Inferior”, con crudos de mejor calidad que alcanzaban valores entre 19,9 y 23,1 °API (Carvajal, 2011; Males, 2013).

El inicio formal de la producción del campo Edén Yuturi se dio el 22 de octubre de 2002, con la puesta en marcha de los pozos EY-C05 y EY-C06. Este último tuvo además un rol operativo importante dentro de las pruebas de producción y el acondicionamiento de líneas de flujo hacia las facilidades de superficie, lo que permitió consolidar la infraestructura inicial del campo.

En la etapa actual de explotación, la producción se concentra principalmente en las areniscas de las formaciones Napo y Hollín, que constituyen los principales objetivos productivos del campo. Paralelamente, también se han implementado estrategias de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, destacándose la existencia de varios pozos inyectoras asociados a la formación Tiyuyacu, lo cual ha permitido mantener la presión del reservorio y mejorar la eficiencia de recuperación (Obando, 2012).

En términos de administración del bloque, el Edén Yuturi forma parte del Bloque 12, el cual ha pasado por diferentes etapas contractuales y operativas a lo largo del tiempo. Inicialmente, fue operado bajo esquemas de concesión por parte de Occidental, bajo contratos firmados en la década de 1980 y posteriormente modificados hacia esquemas de participación a finales de los años 90. Actualmente, el bloque se encuentra bajo control estatal ecuatoriano, lo que ha permitido una reorganización de su gestión operativa (Obando, 2012).

Por su extensión y complejidad operativa, el Bloque 12 se encuentra dividido en dos grandes áreas funcionales: CPF (Central Production Facilities) y EPF (Edén Yuturi Production Facilities). El área CPF agrupa varios complejos operativos como Indillana, Limoncocha, Yanaquín y Paka, cada uno con campos asociados y objetivos de producción

principalmente en las areniscas “U inferior” y “T principal”. En contraste, el área EPF corresponde exclusivamente al campo Edén Yuturi, donde los objetivos principales de perforación se concentran en las arenas “M-1”, “U inferior” y “T principal”, mientras que “M-2” y “U superior” se consideran objetivos secundarios (Mosquera, 2008).

En cuanto a la evolución productiva, en 2007 se reactivaron actividades de perforación dentro del bloque con el objetivo de incrementar la producción y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Posteriormente, en 2008, Petroamazonas EP asumió la operación mediante contratos de prestación de servicios específicos, consolidando la administración de los campos bajo esquemas estatales de operación técnica (Obando, 2012).

En términos acumulados, hasta aproximadamente 2014 se habían perforado alrededor de 180 pozos productores en el campo Edén Yuturi, con producción proveniente principalmente de las areniscas de la formación Napo (M-1, M-2, U Superior, U Inferior y T). Adicionalmente, el sistema de manejo de reservorio incluye pozos inyectores de agua y pozos de disposición (disposal), lo que permite sostener la presión del yacimiento y gestionar adecuadamente los fluidos producidos.

2.2.1. Ubicación del campo

El campo Edén Yuturi se encuentra dentro del Bloque 12, anteriormente identificado como Bloque 15, operado actualmente por PETROAMAZONAS EP. Geográficamente, está ubicado en la región amazónica del oriente ecuatoriano, abarcando zonas cercanas a La Joya de los Sachas en la provincia de Orellana, así como áreas hacia el noreste de Shushufindi en la provincia de Sucumbíos. Esta ubicación lo inserta en un entorno típicamente amazónico,

con alta complejidad ambiental y logística asociada a la explotación petrolera (Mosquera, 2008).



Figura 1. Campo Edén Yuturi, estación central.

Fuente: (DAAI, DigitalGlobe, GeoEstrix, Earthstar Geographics, 2023).

2.2.2. Relevancia como caso de estudio para medios fracturados

El campo Edén Yuturi resulta especialmente relevante como caso de estudio debido a la complejidad que presenta su comportamiento. La variabilidad en la producción entre pozos sugiere que existen factores adicionales, más allá de las propiedades convencionales de la roca, que están controlando el flujo de hidrocarburos.

En este contexto, la posible presencia de fracturas naturales o discontinuidades estructurales juega un papel importante, ya que estas pueden actuar como canales

preferenciales de flujo, generando respuestas productivas diferenciadas. Este tipo de comportamiento es consistente con lo descrito en modelos de yacimientos naturalmente fracturados, donde la interacción entre matriz y fracturas condiciona la dinámica del sistema (Warren and Root, 1963).

Además, el tamaño del campo y la cantidad de información disponible lo convierten en un caso adecuado para la aplicación de metodologías de análisis más específicas. En ese sentido, trabajar con un conjunto amplio de pozos permite identificar patrones, mientras que el análisis detallado de un pozo en particular facilita el desarrollo de modelos más precisos.

2.2.3. Dinámica de producción en medios fracturados

La dinámica de producción en yacimientos naturalmente fracturados es diferente a la de los yacimientos convencionales, principalmente por la interacción entre la matriz rocosa y el sistema de fracturas. Mientras la matriz almacena la mayor parte del hidrocarburo, las fracturas funcionan como vías preferenciales de flujo, lo que genera un comportamiento productivo más complejo.

En este tipo de sistemas, el flujo no depende únicamente de la permeabilidad de la roca, sino también de factores como la conectividad, orientación y densidad de las fracturas. Por esta razón, es común observar producciones iniciales altas seguidas de declinaciones pronunciadas. Este comportamiento ha sido ampliamente descrito en la literatura mediante modelos de doble porosidad, donde se considera la transferencia de fluidos entre matriz y fracturas como un proceso fundamental (Warren and Root, 1963; Kazemi, 1969).

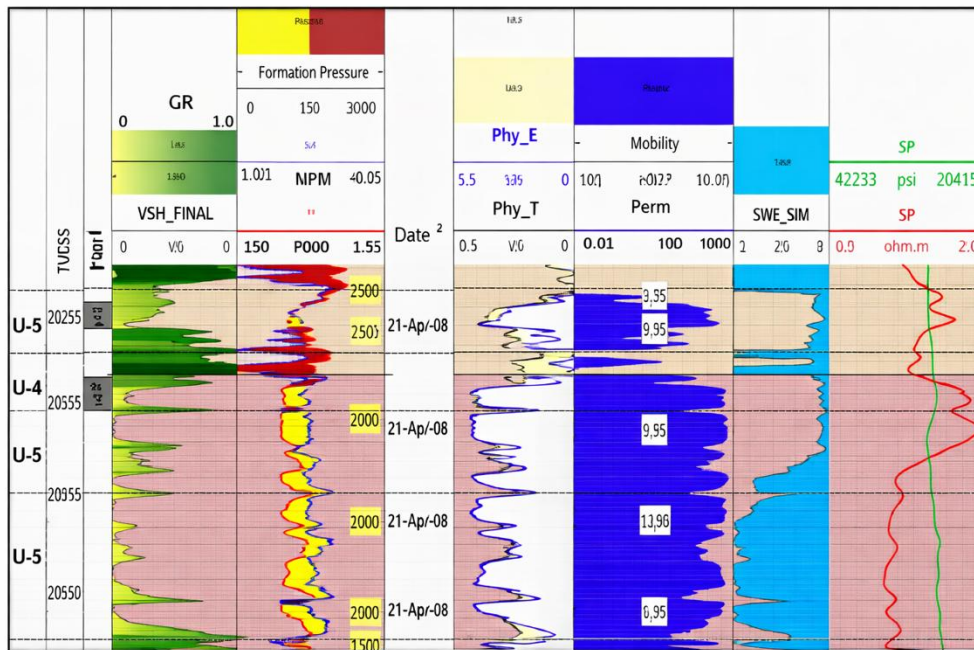


Figura 2. Ejemplo de registros y evaluación petrofísica de un pozo en el que U-4 y U-5 presentan diferente calidad de roca y unidades hidráulicas distintas. Los puntos de presión evidencian el agotamiento diferencial de U-5.

Fuente: informe técnico del Bloque 12, Campo Edén Yuturi.

2.2.4. Mecanismos de empuje y su interacción con fracturas naturales

En los yacimientos naturalmente fracturados, los mecanismos de empuje tradicionales siguen presentes, pero su comportamiento cambia debido a la influencia de las fracturas.

Por ejemplo, en un sistema con empuje de agua, las fracturas pueden facilitar una invasión más rápida del agua hacia los pozos productores, lo que puede provocar una aparición temprana de agua en producción. De manera similar, en el caso del empuje por gas

en solución, la liberación y migración del gas puede verse acelerada dentro del sistema de fracturas.

Lo importante es que las fracturas no solo permiten el flujo, sino que también modifican la eficiencia de los mecanismos de desplazamiento dentro del yacimiento. Esta interacción ha sido analizada por varios autores, quienes destacan que el intercambio de fluidos entre matriz y fracturas controla en gran medida el comportamiento productivo (Ronald Nelson, 2001; Allan and Sun, 2003).

Además, si la transferencia de fluidos desde la matriz hacia las fracturas es limitada, el sistema puede presentar una rápida caída de producción. En cambio, cuando esta transferencia es más eficiente, el yacimiento logra sostener su producción durante períodos más prolongados.

2.2.5. Impacto en la movilidad de hidrocarburos

La movilidad de los hidrocarburos en medios fracturados está fuertemente condicionada por la presencia de fracturas, ya que estas ofrecen caminos de menor resistencia al flujo. En términos prácticos, esto significa que el fluido tiende a desplazarse más rápidamente a través de las fracturas que a través de la matriz.

Sin embargo, este comportamiento también puede generar efectos no deseados. Uno de los más comunes es la canalización, donde el fluido desplazante (agua o gas) circula preferentemente por las fracturas sin barrer de manera eficiente el petróleo contenido en la matriz. Este fenómeno reduce la eficiencia de recuperación del yacimiento y ha sido ampliamente documentado en estudios de ingeniería de reservorios (Society of Petroleum Engineers, 2017).

Adicionalmente, la movilidad efectiva depende de la interacción entre propiedades como la permeabilidad, la saturación y la geometría del sistema de fracturas. Por esta razón, varios autores coinciden en que el análisis de estos sistemas requiere modelos más avanzados que integren tanto el comportamiento de la matriz como el de las fracturas (Kazemi, 1969; Nelson, 2001).

2.3. Condiciones geográficas y ambientales

El campo Edén Yuturi se encuentra ubicado en la región amazónica ecuatoriana, en la provincia de Orellana, dentro de un entorno caracterizado por alta biodiversidad, densa cobertura vegetal y condiciones propias de la selva húmeda tropical. Este contexto geográfico no solo define el entorno físico del campo, sino que también condiciona directamente la forma en que se desarrollan las actividades de explotación petrolera.

Las condiciones propias de la Amazonía representan un reto importante para la operación. Factores como la alta humedad, las precipitaciones constantes y la presencia de una extensa red hidrográfica dificultan tanto el acceso como la logística en campo. En este tipo de ambientes, la infraestructura y el transporte dependen en gran medida de ríos navegables, lo que introduce un nivel adicional de vulnerabilidad operativa (Society of Petroleum Engineers [SPE], 2017). En este contexto, se han registrado situaciones en las que la disminución del caudal de ríos amazónicos, como el Napo, ha afectado la continuidad de las operaciones petroleras en campos de la zona, incluyendo Edén Yuturi (Ecuavisa, 2024).

2.3.1. Ubicación amazónica y su influencia en la explotación

La ubicación del campo dentro de la Amazonía influye de manera directa en el desarrollo de las actividades de explotación. A diferencia de otras regiones petroleras, aquí no solo se debe considerar la eficiencia técnica, sino también las restricciones ambientales y logísticas propias del entorno.

Gran parte de la infraestructura petrolera se encuentra rodeada por ecosistemas sensibles, lo que obliga a aplicar criterios más estrictos en la planificación y ejecución de las operaciones. En este sentido, diversos estudios han señalado que las actividades petroleras en zonas amazónicas pueden generar impactos ambientales si no se implementan medidas adecuadas de control y mitigación (Finer et al., 2008).

Además, la lejanía geográfica del campo incrementa la complejidad operativa. El acceso limitado, sumado a condiciones climáticas variables, puede afectar la continuidad de las actividades. A esto se suman factores sociales, como la relación con comunidades cercanas, que en determinados casos también han influido en la operación de campos petroleros en la región (S&P Global, 2021).

2.3.2. Factores ambientales que condicionan la operación

Las condiciones ambientales del campo Edén Yuturi juegan un papel clave en la planificación y ejecución de las operaciones. Al tratarse de un entorno con alta sensibilidad ecológica, es necesario implementar controles rigurosos en aspectos como el manejo de residuos, el tratamiento de aguas de producción y la prevención de derrames.

Por otro lado, las características del suelo amazónico representan un desafío adicional. La presencia de suelos poco consolidados, junto con altos niveles de humedad,

dificulta la construcción y mantenimiento de infraestructura, lo que obliga a adoptar soluciones técnicas más especializadas para garantizar la estabilidad de las instalaciones.

Asimismo, investigaciones realizadas en la Amazonía ecuatoriana han evidenciado que, en ausencia de controles adecuados, las actividades petroleras pueden generar afectaciones sobre cuerpos de agua y sedimentos, incluyendo la presencia de contaminantes asociados a hidrocarburos (INIAP, s.f.). Esto refuerza la necesidad de integrar criterios ambientales dentro del diseño y operación de los proyectos petroleros.

2.4. Características geológicas del reservorio

El análisis geológico del reservorio es clave para entender el comportamiento productivo de un campo como Edén Yuturi. En este tipo de yacimientos, no basta con conocer la litología general, sino que es necesario considerar aspectos estructurales y heterogeneidades que influyen directamente en la acumulación y flujo de hidrocarburos.

En particular, la presencia de estructuras tectónicas, fallas y variaciones litológicas hace que el reservorio no sea uniforme, lo que complica tanto su caracterización como su modelamiento. Este tipo de complejidad aparece generalmente en la cuenca Oriente, donde los procesos tectónicos han tenido un papel importante en la configuración de los sistemas petroleros (Baby et al., 2014).

2.4.1. Estructura tectónica y fallas

La estructura tectónica del campo Edén Yuturi está influenciada por la evolución geológica de la cuenca Oriente, la cual ha sido afectada por eventos tectónicos compresivos asociados a la formación de la cordillera de los Andes. Estos procesos han generado

plegamientos, fallamientos y reactivaciones estructurales que afectan directamente la geometría del reservorio.

Las fallas presentes en el sistema pueden cumplir distintos roles. En algunos casos, actúan como barreras al flujo, limitando la comunicación entre zonas del yacimiento; en otros, pueden comportarse como conductos que facilitan la migración de hidrocarburos. Esta dualidad hace que su caracterización sea especialmente importante dentro del estudio del reservorio (Society of Petroleum Engineers, 2017).

Además, la presencia de fallas puede estar asociada a zonas de mayor fracturamiento, lo que incrementa la complejidad del sistema. Estas estructuras no solo influyen en la distribución de los fluidos, sino también en la respuesta productiva de los pozos, generando variaciones que no siempre pueden explicarse únicamente a partir de propiedades petrofísicas convencionales.

2.4.2. Heterogeneidad litológica y fracturas

Otro aspecto fundamental del reservorio es su heterogeneidad litológica. En el caso de Edén Yuturi, como en muchos campos de la Amazonía ecuatoriana, es frecuente encontrar variaciones en las propiedades de la roca, tanto vertical como lateralmente. Estas diferencias pueden estar relacionadas con cambios en los ambientes de deposición, lo que da lugar a capas con distintas características de porosidad y permeabilidad.

Esta heterogeneidad afecta directamente la distribución de los hidrocarburos y la eficiencia del flujo dentro del yacimiento. En zonas donde la permeabilidad es baja, el movimiento del fluido se ve restringido, mientras que en sectores más permeables el flujo es más favorable.

A esto se suma la presencia de fracturas naturales, que introducen un nivel adicional de complejidad. Las fracturas pueden mejorar significativamente la permeabilidad efectiva del sistema, actuando como caminos preferenciales de flujo. Sin embargo, su distribución no es uniforme, lo que genera comportamientos altamente variables entre diferentes zonas del reservorio.

Diversos estudios han demostrado que la interacción entre heterogeneidad litológica y sistemas de fracturas es uno de los factores que más influye en el comportamiento de yacimientos complejos, especialmente en aquellos con características de doble porosidad (Nelson, 2001).

2.5. Estratigrafía y arquitectura sedimentaria

El análisis estratigráfico y de la arquitectura sedimentaria es fundamental para comprender la distribución de los fluidos dentro del reservorio. En campos como Edén Yuturi, estas características permiten identificar cómo se organizan las diferentes capas de roca y de qué manera influyen en el comportamiento del yacimiento.

La estratigrafía en la cuenca Oriente está asociada a ambientes de depósito variables, donde se intercalan secuencias de areniscas, lutitas y, en menor medida, carbonatos. Esta disposición no es aleatoria, sino que responde a cambios en las condiciones de sedimentación a lo largo del tiempo geológico, lo que da lugar a una arquitectura compleja del reservorio (Baby et al., 2014).

2.5.1. Secuencias de areniscas, lutitas y carbonatos

Dentro del reservorio, las areniscas suelen constituir las principales unidades productoras debido a su mayor porosidad y permeabilidad. Estas capas permiten el almacenamiento y flujo de hidrocarburos, convirtiéndose en los intervalos más relevantes desde el punto de vista productivo.

Por otro lado, las lutitas actúan generalmente como barreras o sellos internos, ya que presentan muy baja permeabilidad. Su presencia dentro de la secuencia estratigráfica puede generar compartimentación del reservorio, limitando la comunicación entre diferentes zonas.

En cuanto a los carbonatos, aunque no siempre están presentes de forma dominante, pueden aportar complejidad adicional al sistema, especialmente cuando presentan fracturamiento natural. En estos casos, su comportamiento puede diferir significativamente del de las areniscas, ya que el flujo de fluidos depende en mayor medida de las fracturas que de la matriz rocosa (Ronald Nelson, 2001).

La intercalación de estos tres tipos de litologías da lugar a un sistema heterogéneo, donde las propiedades del reservorio varían tanto vertical como lateralmente, afectando directamente la distribución de los hidrocarburos.

2.5.2. Variaciones petrofísicas y su efecto en el flujo

Las variaciones petrofísicas dentro del reservorio son una consecuencia directa de su arquitectura sedimentaria. Propiedades como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos no son constantes, sino que cambian dependiendo de la litología y del ambiente de depósito.

En las areniscas más limpias, por ejemplo, la permeabilidad suele ser mayor, lo que favorece el flujo de hidrocarburos. En cambio, en zonas con mayor contenido de arcillas o intercalaciones de lutitas, la permeabilidad disminuye, generando restricciones al flujo.

Estas variaciones tienen un impacto directo en la dinámica del yacimiento. En algunos casos, pueden provocar que ciertas zonas produzcan más eficientemente que otras, o que existan volúmenes de hidrocarburos que no son fácilmente recuperables debido a limitaciones en la conectividad del sistema.

Además, en presencia de fracturas, las diferencias petrofísicas entre capas se vuelven aún más relevantes. Las fracturas pueden conectar zonas de distinta calidad de roca, modificando los patrones de flujo y generando comportamientos que no se ajustan a modelos homogéneos. Este tipo de interacción ha sido ampliamente estudiado en sistemas complejos, donde la heterogeneidad del medio controla en gran medida la eficiencia de recuperación (Society of Petroleum Engineers, 2017).

2.6. Litología

La litología del reservorio no solo define las características físicas de la roca, sino que también tiene un impacto directo en la forma en que se representan los procesos dentro de un modelo numérico. En el caso de campos como Edén Yuturi, donde existe una combinación de diferentes tipos de roca, es fundamental entender cómo cada una influye en el comportamiento del flujo para poder construir modelos más realistas.

En simulación de yacimientos, la simplificación excesiva de la litología puede llevar a resultados poco representativos. Por eso, se suele diferenciar las unidades principales del reservorio en función de sus propiedades petrofísicas y su rol dentro del sistema,

especialmente cuando se trabaja con medios heterogéneos (Society of Petroleum Engineers [SPE], 2017).

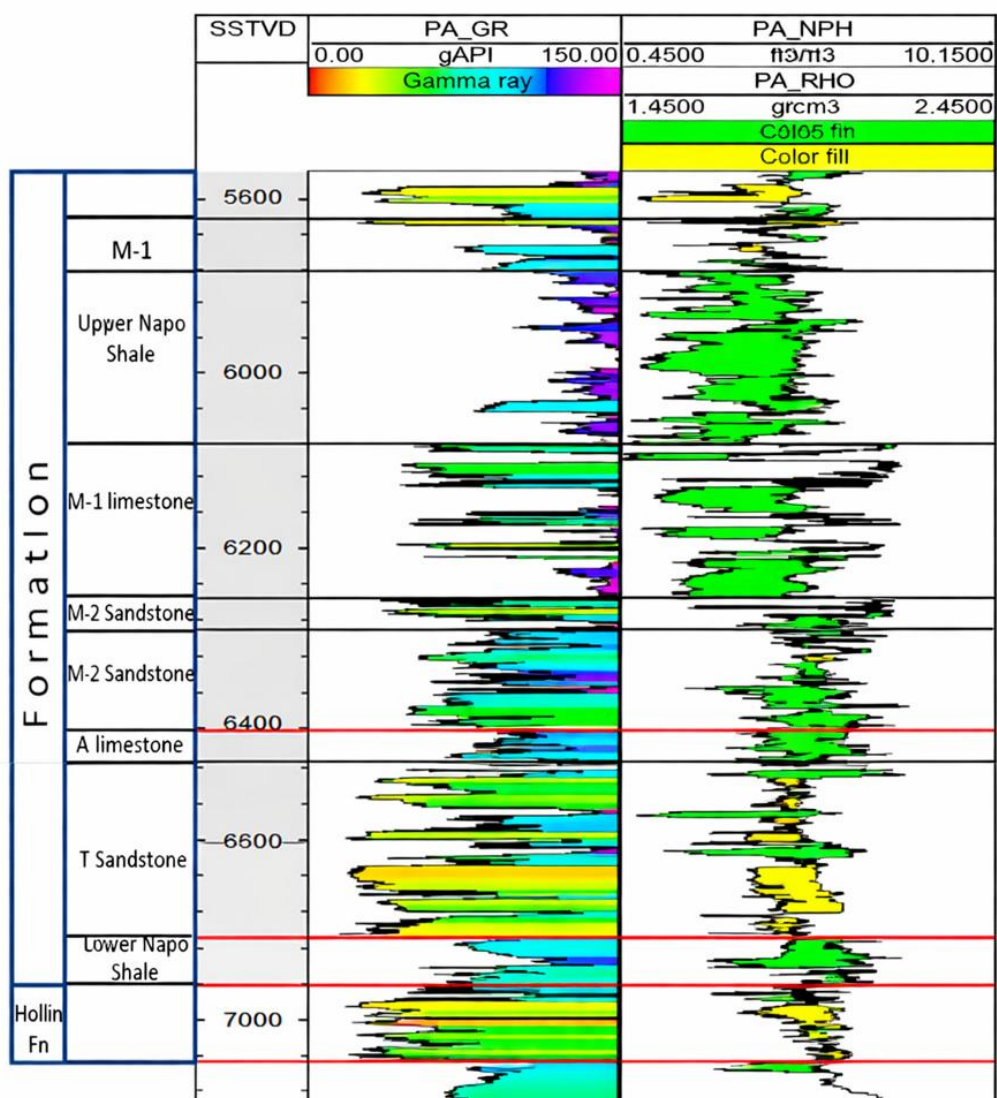


Figura 3. Representativa del registro de la Formación de Napo en Éden Yuturi.

Informe técnico del Bloque 12, Campo Edén Yuturi.

2.6.1. Areniscas como medios de almacenamiento

Las areniscas constituyen, en la mayoría de los casos, las principales unidades de almacenamiento de hidrocarburos dentro del reservorio. Esto se debe a que generalmente presentan mejores condiciones de porosidad y permeabilidad en comparación con otras litologías, lo que permite tanto la acumulación como el flujo de fluidos.

Dentro de un modelo numérico, las areniscas suelen ser representadas como las celdas activas del sistema, donde ocurre la mayor parte del almacenamiento y producción. Sus propiedades petrofísicas —como porosidad, permeabilidad y saturación— son parámetros clave que deben ser definidos con precisión para garantizar que la simulación refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento (Nelson, 2001).

Sin embargo, no todas las areniscas son iguales. Variaciones en su composición, grado de cementación o contenido de arcillas pueden generar diferencias importantes en su comportamiento, lo que hace necesario incorporar cierto nivel de heterogeneidad dentro del modelo.

2.6.2. Lutitas como barreras

Las lutitas, por su parte, cumplen un rol completamente diferente dentro del sistema. Debido a su muy baja permeabilidad, actúan como barreras al flujo, limitando la comunicación entre distintas zonas del reservorio.

En términos de simulación, estas unidades suelen ser representadas como capas o celdas con permeabilidad extremadamente baja, o incluso como zonas inactivas dependiendo del nivel de detalle del modelo. Su correcta identificación es importante, ya que pueden

generar compartimentación del reservorio y afectar directamente la distribución de presiones y fluidos.

Además, las lutitas pueden influir en la dirección del flujo, obligando a los hidrocarburos a desplazarse por rutas más complejas. Este efecto es particularmente relevante en yacimientos heterogéneos, donde pequeñas variaciones litológicas pueden tener un impacto significativo en la respuesta del modelo (Society of Petroleum Engineers, 2017).

2.6.3. Implicaciones en modelos numéricos

La combinación de areniscas y lutitas dentro del reservorio introduce un nivel importante de complejidad en los modelos numéricos. No se trata solo de asignar propiedades, sino de representar adecuadamente la distribución espacial de estas litologías y su influencia en el flujo de fluidos.

En modelos más avanzados, esta heterogeneidad se incorpora mediante la discretización del reservorio en celdas con propiedades variables, lo que permite capturar mejor los cambios en porosidad y permeabilidad. Sin embargo, esto también incrementa la complejidad computacional y la necesidad de contar con información detallada del yacimiento.

Adicionalmente, cuando se incluyen fracturas en el modelo, la interacción entre litología y sistema de fracturas se vuelve aún más relevante. Las fracturas pueden conectar zonas de alta y baja calidad de roca, modificando los patrones de flujo y generando comportamientos que no serían evidentes en un modelo homogéneo. Este tipo de enfoques ha sido ampliamente desarrollado en simulación de yacimientos complejos, especialmente en sistemas de doble porosidad (Warren & Root, 1963).

2.7. Herramientas de caracterización de pozos

La caracterización de pozos es una etapa fundamental en el análisis de yacimientos, ya que permite obtener información directa de las propiedades del subsuelo. A través de registros geofísicos de pozo, es posible estimar parámetros petrofísicos que luego se utilizan como base en la simulación numérica del reservorio.

En campos como Edén Yuturi, donde existe heterogeneidad litológica y posible presencia de fracturas, el uso adecuado de estas herramientas es clave para reducir la incertidumbre en la interpretación del yacimiento. Los registros más utilizados incluyen resistividad, densidad, sísmico y rayos gamma, cada uno aportando información específica sobre las características de la formación (Asquith & Krygowski, 2004).

2.7.1. Resistividad, densidad, sísmico y rayos gamma

El registro de rayos gamma se utiliza principalmente para diferenciar litologías. Permite identificar zonas con mayor contenido de arcillas (lutitas), que presentan valores altos, frente a intervalos más limpios como areniscas, donde los valores son menores. Esta información es fundamental para delimitar las unidades productoras y las barreras dentro del reservorio.

Por su parte, el registro de resistividad es uno de los más importantes en la evaluación de hidrocarburos, ya que permite inferir la saturación de fluidos en la roca. En términos generales, zonas con mayor resistividad suelen estar asociadas a la presencia de hidrocarburos, mientras que valores bajos indican mayor contenido de agua (Schlumberger, 2013).

El registro de densidad proporciona información sobre la densidad de la formación, lo que permite estimar la porosidad cuando se combina con otros registros. Es especialmente útil en la identificación de cambios litológicos y en la evaluación de la calidad del reservorio.

El registro sísmico, por otro lado, mide la velocidad de propagación de ondas acústicas a través de la roca. Este dato también se utiliza para estimar porosidad y, en algunos casos, para inferir propiedades mecánicas de la formación. Además, puede ser útil en la detección indirecta de fracturas, ya que estas afectan la propagación de las ondas (Rider & Kennedy, 2011).

2.7.2. Uso en estimación de parámetros críticos para simulación:

Los datos obtenidos a partir de los registros de pozo son fundamentales para alimentar los modelos de simulación numérica. A partir de estos registros, se pueden estimar parámetros clave como la porosidad, la permeabilidad (de manera indirecta), la saturación de agua y la distribución de litologías dentro del reservorio.

Por ejemplo, la porosidad puede calcularse utilizando registros de densidad o sísmico, mientras que la saturación de agua suele estimarse a partir de modelos basados en resistividad, como la ecuación de Archie. Estos parámetros son esenciales para definir las propiedades de las celdas dentro del modelo de simulación.

Además, la identificación de capas de lutitas mediante rayos gamma permite definir barreras internas, lo que influye directamente en la distribución del flujo dentro del modelo. De igual forma, variaciones en los registros pueden indicar zonas de mejor calidad de roca, que tendrán mayor impacto

en la producción.

En yacimientos complejos, como aquellos con presencia de fracturas, la interpretación de registros cobra aún mayor importancia, ya que permite identificar indirectamente zonas con comportamiento no convencional. Esto contribuye a construir modelos más representativos del sistema real (Society of Petroleum Engineers [SPE], 2017).

Tabla 1. Parámetros y ecuaciones del modelo.

Fuente: (Craft y Hawkins, 1991).

Parámetro	Fórmula	Uso
Porosidad (φ)	$\varphi = \frac{V_p}{V_b}$	Relación entre volumen de poros y volumen total de la roca
Permeabilidad (k)	$q = -\left(\frac{kA}{\mu}\right) * \left(\frac{\Delta P}{L}\right)$	Controla el flujo de fluidos según la Ley de Darcy
Esfuerzo total (σ)	$\sigma = \frac{F}{A}$	Fuerza aplicada sobre un área
Esfuerzo efectivo (σ')	$\sigma' = \sigma - P_p$	Esfuerzo total menos presión de poro
Deformación unitaria (ε)	$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_0}$	Cambio relativo de longitud
Ley de Hooke	$\sigma = E \cdot \varepsilon$	Relación lineal entre esfuerzo y deformación
Compresibilidad roca (c_r)	$c_r = -\left(\frac{1}{V_b}\right) * \left(\frac{\partial V_b}{\partial P}\right)$	Variación del volumen de la roca con la presión
Compresibilidad fluido (c_f)	$c_f = \left(\frac{1}{V_f}\right) * \left(\frac{\partial V_f}{\partial P}\right)$	Variación del volumen del fluido con la presión
Módulo de Poisson (ν)	$\nu = -\frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{axial}}$	Relación entre deformación lateral y axial

Módulo de Young (E)	$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$	Rigidez del material
Ley de continuidad	$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0$	Conservación de masa en simulación numérica

2.8. Fundamentos de la mecánica de rocas

La mecánica de rocas es una disciplina fundamental en la ingeniería de yacimientos, ya que permite entender cómo responde la formación ante cambios de presión y esfuerzos durante la producción. En el contexto de campos como Edén Yuturi, donde existen heterogeneidades y posibles fracturas naturales, este análisis se vuelve aún más importante.

A medida que se extraen los hidrocarburos, el reservorio experimenta variaciones en presión que pueden alterar el estado de esfuerzos de la roca. Estos cambios pueden generar deformaciones, reactivación de fracturas o incluso problemas de estabilidad en el sistema, afectando directamente el comportamiento productivo (Zoback, 2010).

2.8.1. Esfuerzos y deformaciones

En términos generales, los esfuerzos representan las fuerzas que actúan sobre la roca por unidad de área, mientras que las deformaciones corresponden a la respuesta de la roca frente a esos esfuerzos. Dentro del subsuelo, estos esfuerzos se originan principalmente por el peso de las capas suprayacentes, así como por fuerzas tectónicas.

En un reservorio, es común trabajar con tres esfuerzos principales: vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo. El equilibrio entre estos esfuerzos define el estado mecánico de la formación y su comportamiento ante cambios operativos.

Cuando se inicia la producción, la reducción de presión de poro genera un reajuste en estos esfuerzos, lo que puede provocar compactación de la roca o cambios en la apertura de fracturas existentes. En medios naturalmente fracturados, este efecto es especialmente relevante, ya que pequeñas variaciones pueden modificar significativamente la permeabilidad efectiva del sistema (Mark D. Zoback, 2010).

Además, dependiendo de la magnitud de los esfuerzos, la roca puede comportarse de manera elástica (deformación reversible) o plástica (deformación permanente). Esta distinción es clave para evaluar la estabilidad del reservorio durante su vida productiva.

2.8.2. Constantes elásticas y estabilidad del reservorio

Las constantes elásticas son parámetros que describen cómo responde la roca ante la aplicación de esfuerzos. Entre las más importantes se encuentran el módulo de Young, el coeficiente de Poisson y el módulo de corte, los cuales permiten cuantificar la rigidez y deformabilidad del material.

Estas propiedades pueden estimarse a partir de registros de pozo, especialmente mediante el uso de datos sísmicos, lo que permite integrarlas en modelos geomecánicos del reservorio (Rider & Kennedy, 2011).

En términos prácticos, estas constantes son fundamentales para evaluar la estabilidad del reservorio. Por ejemplo, un módulo de Young alto indica una roca más rígida, menos propensa a deformarse, mientras que un valor bajo sugiere mayor susceptibilidad a la compactación.

Asimismo, el coeficiente de Poisson permite analizar cómo se deforma la roca lateralmente cuando es sometida a esfuerzos verticales, lo cual es relevante en la evaluación de integridad de la formación y comportamiento de fracturas.

En el contexto de la simulación y producción, estas propiedades ayudan a predecir fenómenos como subsidencia, colapso de formación o cambios en la conductividad de fracturas. Por esta razón, su inclusión en modelos integrados de reservorio es cada vez más común, especialmente en yacimientos complejos (Society of Petroleum Engineers [SPE], 2017).

2.9. Presiones y condiciones de formación

Las presiones dentro del reservorio son uno de los factores más importantes para entender su comportamiento productivo. En un campo como Edén Yuturi, donde existen variaciones geológicas y posibles sistemas fracturados, el análisis de la presión de formación permite no solo evaluar la capacidad de producción, sino también anticipar riesgos operativos.

A medida que se produce el yacimiento, la presión interna disminuye, lo que genera cambios en el equilibrio del sistema. Estos cambios pueden afectar tanto el flujo de los hidrocarburos como la estabilidad de la roca, por lo que su monitoreo y correcta interpretación son fundamentales durante toda la vida productiva del campo (Dake, 1978).

2.9.1. Presión de poro y su impacto en producción

La presión de poro corresponde a la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. Este parámetro es clave, ya que controla la capacidad de los hidrocarburos para moverse dentro del reservorio.

En condiciones iniciales, una presión de poro adecuada permite que el fluido fluya naturalmente hacia el pozo. Sin embargo, conforme avanza la producción, esta presión tiende a disminuir, lo que puede reducir la energía disponible para el desplazamiento de los hidrocarburos.

En yacimientos naturalmente fracturados, este comportamiento puede ser más complejo. Las fracturas permiten un flujo más rápido, lo que puede generar caídas de presión más pronunciadas en comparación con sistemas convencionales. Además, la interacción entre matriz y fracturas hace que la distribución de presión no sea uniforme dentro del reservorio (Ronald Nelson, 2001).

Otro aspecto importante es que la reducción de la presión de poro modifica el estado de esfuerzos en la formación, lo que puede provocar compactación de la roca o cambios en la apertura de fracturas. Esto, a su vez, impacta directamente en la permeabilidad y en la capacidad de producción del yacimiento.

2.9.2. Seguridad y diseño de estrategias de explotación

El conocimiento de las presiones de formación no solo es importante para la producción, sino también para la seguridad de las operaciones. Una estimación incorrecta de la presión puede generar problemas como pérdida de circulación, influx de fluidos o incluso eventos más críticos durante la perforación y producción.

Por esta razón, el diseño de estrategias de explotación debe considerar cuidadosamente la evolución de la presión del reservorio. Esto incluye la selección de métodos de producción adecuados, el control de tasas de extracción y, en algunos casos, la implementación de técnicas de mantenimiento de presión, como la inyección de agua o gas.

Además, en términos geomecánicos, es necesario evitar condiciones que puedan comprometer la estabilidad del reservorio. Por ejemplo, una caída excesiva de presión puede inducir subsidencia o afectar la integridad de las formaciones, lo que impacta tanto la seguridad como la eficiencia operativa (Mark D. Zoback, 2010).

evaluar distintos escenarios de explotación. Esto facilita la toma de decisiones orientadas a maximizar la recuperación de hidrocarburos sin comprometer la estabilidad del sistema (Society of Petroleum Engineers [SPE], 2017).

2.10. Propiedades petrofísicas clave

Las propiedades petrofísicas son fundamentales para describir el comportamiento de un yacimiento, ya que permiten cuantificar tanto la capacidad de almacenamiento como la facilidad con la que los fluidos se desplazan dentro de la roca. En campos como Edén Yuturi, donde existen heterogeneidades y posibles sistemas fracturados, estas propiedades adquieren aún mayor importancia, especialmente cuando se busca representarlas dentro de modelos numéricos.

En general, las propiedades más relevantes son la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos, ya que controlan directamente el volumen de hidrocarburos presentes y su movilidad dentro del reservorio (Dake, 1978).

2.10.1. Porosidad, permeabilidad y saturación

La **porosidad** representa la fracción del volumen total de la roca que está ocupada por espacios vacíos. Es, en términos prácticos, una medida de cuánto fluido puede almacenar el reservorio. En areniscas, este valor suele ser relativamente alto, mientras que en lutitas es considerablemente menor.

Por su parte, la **permeabilidad** describe la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. A diferencia de la porosidad, no solo depende de la cantidad de espacio vacío, sino también de la conectividad entre los poros. Esto explica por qué una roca puede tener buena porosidad pero baja permeabilidad.

La **saturación** indica la proporción de los diferentes fluidos presentes en el reservorio, principalmente agua, petróleo y gas. Este parámetro es clave para estimar las reservas de hidrocarburos y evaluar el potencial productivo del yacimiento.

En conjunto, estas tres propiedades definen el comportamiento básico del flujo en el reservorio. Sin embargo, en sistemas complejos, su distribución no es uniforme, lo que introduce variabilidad en la respuesta productiva (Society of Petroleum Engineers, 2017).

2.10.2. Relevancia en modelos de doble porosidad/permeabilidad

En yacimientos naturalmente fracturados, las propiedades petrofísicas deben analizarse considerando la existencia de dos medios: la matriz y las fracturas. Este enfoque da lugar a los modelos de doble porosidad y doble permeabilidad, donde se reconoce que el almacenamiento y el flujo no ocurren de la misma manera en todo el sistema.

En estos modelos, la matriz suele contener la mayor parte del volumen de hidrocarburos, mientras que las fracturas actúan como principales vías de flujo. Esto implica que la porosidad de la matriz es dominante en términos de almacenamiento, pero la permeabilidad efectiva está fuertemente controlada por las fracturas (Warren and Root, 1963).

Además, la saturación de fluidos puede variar entre matriz y fracturas, lo que influye en los mecanismos de transferencia de masa entre ambos sistemas. Este fenómeno es clave para entender la dinámica de producción en este tipo de yacimientos.

La correcta representación de estas propiedades dentro de un modelo numérico permite capturar de manera más realista el comportamiento del reservorio. Por esta razón, es habitual que los simuladores incorporen parámetros diferenciados para matriz y fracturas, lo que incrementa la precisión de los resultados (Kazemi, 1969).

2.11. Comportamiento de fluidos en medios fracturados

El movimiento de los fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado no es tan “ordenado” como en un reservorio convencional. Aquí todo es más irregular, porque la matriz y las fracturas se comportan de forma distinta: la matriz almacena la mayor parte del petróleo, pero el flujo real ocurre principalmente por las fracturas.

En este tipo de sistemas, las propiedades del fluido como la densidad, la viscosidad y la compresibilidad no son solo datos de laboratorio, sino que influyen directamente en cómo se va a comportar el yacimiento cuando empieza la producción (Dake, 1978).

2.11.1. Densidad, viscosidad y compresibilidad

La densidad básicamente influye en cómo se distribuyen los fluidos dentro del reservorio. Cuando tienes agua, petróleo y gas juntos, cada uno tiende a moverse o acomodarse de forma distinta dependiendo de su peso, especialmente cuando hay fracturas que facilitan el movimiento.

La viscosidad es, en simple, qué tan “espeso” es el fluido. Si el petróleo es muy viscoso, le cuesta más moverse. En un yacimiento fracturado esto se compensa un poco porque las fracturas actúan como autopistas, pero igual sigue siendo un factor clave en la producción.

La compresibilidad tiene que ver con cuánto cambian el volumen del fluido y de la roca cuando baja la presión. Esto es importante porque cuando empiezas a producir, el sistema reacciona a esos cambios de presión y eso afecta directamente el comportamiento del flujo (Society of Petroleum Engineers, 2017).

2.11.2. Influencia en la movilidad y en la simulación

La movilidad básicamente es qué tan fácil se mueven los fluidos dentro del yacimiento. Aquí entra una relación simple: si el fluido es muy viscoso o el medio es poco permeable, el movimiento es lento; si hay fracturas bien conectadas, el flujo se acelera bastante.

El problema en los medios fracturados es que ese flujo no es uniforme. El fluido se va por las fracturas rápidas, pero muchas veces deja petróleo atrapado en la matriz. Eso hace que el yacimiento no se drene de forma eficiente, aunque al inicio parezca muy productivo.

Por eso, cuando se hace simulación numérica, no se puede tratar el reservorio como si fuera homogéneo. Hay que separar el comportamiento de la matriz y el de las fracturas, porque si no, el modelo no representa bien la realidad.

Este tipo de comportamiento ya está descrito en modelos clásicos como el de doble porosidad, donde se entiende que la matriz alimenta lentamente a las fracturas, y estas son las que realmente controlan el flujo hacia el pozo (Warren and Root, 1963; Kazemi, 1969).

2.12. Modelos de simulación numérica

La simulación numérica en ingeniería de yacimientos se ha convertido en una herramienta clave para entender el comportamiento de reservorios complejos sin necesidad de intervenir directamente el campo. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, esto es aún más importante, porque el sistema no se comporta de forma uniforme: la matriz almacena los fluidos, pero las fracturas dominan el flujo.

Hoy en día, estos modelos no buscan ser “perfectos”, sino lo suficientemente representativos como para apoyar decisiones de producción, optimizar estrategias y reducir incertidumbre en la explotación del reservorio (Aziz & Settari, 2020; Lake et al., 2014).

2.12.1. Principios de modelado en reservorios fracturados

En la práctica actual, la mayoría de los modelos siguen basándose en la idea de medio dual, pero con mejoras importantes en la forma en que se representa la interacción entre matriz y fracturas. Ya no se trata solo de un esquema teórico, sino de una representación dinámica donde la transferencia de fluidos depende del tiempo, la presión y la conectividad del sistema.

En este contexto, el concepto desarrollado originalmente por Warren & Root ha sido ampliado por trabajos más recientes que buscan representar mejor la heterogeneidad real del subsuelo. Autores como Gong et al. (2019) y Li & Zhang (2021) han incorporado enfoques más flexibles para describir redes de fracturas no uniformes, mientras que Ahmed (2018) ha trabajado en la integración de propiedades petrofísicas variables dentro de simulaciones de flujo en medios complejos.

La idea general es que el flujo no ocurre de manera homogénea, sino que depende de la conectividad de fracturas, la calidad de la matriz y la variación de presiones dentro del sistema, lo que hace que el comportamiento del reservorio sea altamente no lineal.

2.12.2. Herramientas computacionales (MATLAB)

Aunque en la industria se utilizan simuladores comerciales muy robustos, en el ámbito académico MATLAB sigue siendo una herramienta muy útil para construir modelos desde cero. Su valor no está en ser un simulador completo de campo, sino en permitir entender cómo se comporta el sistema paso a paso.

En los últimos años, su uso se ha mantenido vigente en investigación por su capacidad de resolver sistemas de ecuaciones diferenciales y por la facilidad que ofrece para implementar métodos numéricos personalizados. Esto ha sido destacado en trabajos de verificación y modelado conceptual en ingeniería de yacimientos (Tavassoli et al., 2020).

Además, MATLAB permite visualizar rápidamente cómo cambia la presión, la producción o la interacción entre matriz y fracturas, lo que ayuda bastante en la interpretación de resultados y en la validación de hipótesis del modelo.

2.12.3. Limitaciones y ventajas de cada enfoque

Los modelos de simulación tienen ventajas claras: permiten analizar escenarios complejos, probar estrategias de producción y reducir costos asociados a pruebas de campo. En sistemas fracturados, esto es especialmente valioso porque el comportamiento real del reservorio es difícil de observar directamente.

Sin embargo, los estudios más recientes coinciden en que la principal limitación sigue siendo la incertidumbre en los datos de entrada. Si la caracterización petrofísica o estructural no es buena, el modelo pierde precisión rápidamente (Lake et al., 2014; Aziz & Settari, 2020).

Otro problema importante es que, incluso con herramientas avanzadas, sigue siendo difícil representar con exactitud la geometría real de las fracturas y su conectividad. Investigaciones recientes en simulación de medios fracturados han mostrado que esta simplificación puede afectar la predicción de producción a largo plazo (Li & Zhang, 2021).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. Tipo de metodología

La metodología empleada en esta investigación es de carácter descriptivo y predictivo, ya que permite analizar las características geológicas, petrofísicas y dinámicas de un yacimiento naturalmente fracturado del campo Edén-Yuturi, con el propósito de representar su comportamiento mediante simulación numérica y evaluar su desempeño bajo diferentes escenarios de explotación.

La investigación busca integrar información técnica del reservorio para desarrollar modelos computacionales capaces de reproducir los mecanismos de flujo presentes en sistemas naturalmente fracturados. A partir de estos modelos será posible analizar la interacción entre matriz y fracturas, evaluar la evolución de variables como presión y saturación, y generar predicciones sobre el comportamiento futuro del yacimiento.

3.2. Universo y muestra

3.2.1. Universo

De acuerdo con Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista (2014), el universo o población corresponde al conjunto total de elementos, individuos o unidades de análisis que poseen características comunes y constituyen el objeto de estudio de una investigación.

En la presente investigación, el universo está conformado por la información técnica disponible del campo Edén-Yuturi, incluyendo datos geológicos, petrofísicos, estructurales

y productivos utilizados para la construcción del modelo de simulación numérica del yacimiento. Esta información comprende las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, características estructurales y datos de producción necesarios para representar el comportamiento dinámico del sector M2 mediante el simulador desarrollado en MATLAB y MRST.

3.2.2. Muestra

Según Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista (2014), la muestra es un subconjunto del universo que se selecciona para obtener información representativa del fenómeno de estudio y sobre el cual se realiza el análisis correspondiente.

En esta investigación, la muestra corresponde al conjunto de datos técnicos seleccionados para representar el comportamiento del yacimiento dentro del modelo numérico. Esta comprende las propiedades petrofísicas de la arenisca M2, las propiedades de los fluidos, los parámetros geológicos y estructurales, así como la información histórica de producción empleada para la construcción, calibración y evaluación del modelo de simulación desarrollado en MATLAB y MRST.

3.3. Método y técnicas de recopilación de datos

De acuerdo con Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista (2014), las técnicas de recopilación de datos comprenden el conjunto de procedimientos e instrumentos utilizados para obtener información confiable y pertinente que permita responder al problema de investigación y alcanzar los objetivos planteados.

En la presente investigación, la recopilación de información se realizó mediante la revisión documental de artículos científicos, publicaciones técnicas, tesis relacionadas con el campo Edén-Yuturi, reportes de la industria petrolera y bibliografía especializada en simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados. Esta información permitió obtener los parámetros geológicos, petrofísicos y dinámicos necesarios para la construcción del modelo de simulación.

Entre los datos recopilados se incluyen valores de porosidad, permeabilidad, saturaciones iniciales, espesores de formación, propiedades de los fluidos, características estructurales y parámetros de producción utilizados para representar el comportamiento del reservorio. Posteriormente, toda la información fue organizada y procesada para su implementación en el entorno de programación MATLAB, utilizando la librería MRST como herramienta para la construcción del modelo geológico, el modelo estático, el modelo dinámico y la simulación del comportamiento del yacimiento.

3.4. Procesamiento y análisis de la información

Según Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista (2014), el procesamiento y análisis de la información consiste en organizar, clasificar, interpretar y transformar los datos recopilados con el propósito de obtener resultados que permitan responder a los objetivos de la investigación.

En este estudio, el procesamiento de la información se desarrolló mediante una metodología secuencial orientada a la construcción de un modelo numérico representativo del sector M2 del campo Edén-Yuturi.

Inicialmente, se realizó la recopilación, depuración y organización de la información geológica, petrofísica y productiva obtenida de diferentes fuentes bibliográficas y técnicas. Posteriormente, se efectuó la caracterización del reservorio, definiendo las propiedades petrofísicas, estructurales y de los fluidos que controlan el comportamiento del sistema naturalmente fracturado.

Con la información caracterizada se desarrolló el modelo geológico tridimensional mediante MATLAB, incorporando la distribución espacial de la porosidad, permeabilidad y las principales heterogeneidades del reservorio. A continuación, se construyó el modelo estático, el cual sirvió como base para el desarrollo del modelo dinámico, integrando las propiedades de roca, fluidos, condiciones iniciales y parámetros operacionales requeridos para la simulación.

Finalmente, se ejecutaron diferentes escenarios de simulación numérica utilizando la librería **MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox)**, con el objetivo de analizar la evolución de variables como presión, saturación de agua, producción de petróleo, producción de agua, factor de recobro y criterio de abandono económico. Los resultados obtenidos fueron representados mediante gráficas de producción, mapas tridimensionales y tablas comparativas, permitiendo interpretar el comportamiento dinámico del yacimiento y evaluar el desempeño del modelo desarrollado.

3.5. Flujo de trabajo

El desarrollo de la investigación se ejecutó mediante una secuencia ordenada de actividades, desde la recopilación de información hasta el análisis de los resultados obtenidos mediante

el simulador desarrollado en MATLAB y MRST. La Figura 4. Presenta el flujo metodológico seguido durante la investigación.

3.5.1. Recolección de información

Durante esta etapa se realizó la recopilación y clasificación de la información técnica necesaria para el desarrollo del modelo numérico.

- Revisión de artículos científicos relacionados con simulación numérica de yacimientos.
- Revisión de tesis desarrolladas sobre el campo Edén-Yuturi.
- Obtención de información geológica y estructural del reservorio.
- Recopilación de propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturaciones).
- Recopilación de propiedades de los fluidos y datos PVT.
- Organización de la información para su posterior procesamiento.

3.5.2. Caracterización del reservorio

Con la información recopilada se realizó la caracterización del reservorio para definir las propiedades necesarias para la construcción del modelo.

- Análisis de la geometría del yacimiento.

- Caracterización petrofísica.
- Definición de zonas de alta permeabilidad.
- Representación de fracturas naturales equivalentes.
- Definición de barreras lutíticas.
- Elaboración del modelo conceptual del reservorio.

3.5.3. Construcción del modelo numérico

Se desarrolló el modelo computacional utilizando MATLAB y la librería MRST.

- Construcción de la malla tridimensional.
- Generación del modelo geológico.
- Construcción del modelo estático.
- Incorporación de propiedades roca-fluido.
- Configuración de condiciones iniciales.
- Configuración del pozo productor y del pozo inyector.

3.5.4. Desarrollo del simulador

Se implementó una aplicación computacional que permitió automatizar el proceso de simulación.

- Desarrollo de la interfaz gráfica.
- Programación de los módulos de simulación.
- Integración con MRST.
- Generación automática de gráficos.
- Generación automática de mapas tridimensionales.
- Cálculo automático de indicadores técnicos.

3.5.5. Ejecución de simulaciones

Con el simulador desarrollado se ejecutaron los escenarios de producción definidos para la investigación.

- Configuración de parámetros de simulación.
- Ejecución de escenarios.
- Evaluación del comportamiento del productor.
- Evaluación del comportamiento del inyector.

- Obtención de curvas de producción.
- Obtención de indicadores técnicos.

3.5.6. Interpretación de resultados

Finalmente, se analizaron los resultados obtenidos durante la simulación.

- Interpretación de curvas de producción.
- Interpretación de mapas tridimensionales.
- Evaluación del comportamiento dinámico.
- Análisis del POES y del factor de recobro.
- Evaluación del criterio de abandono económico.
- Elaboración de conclusiones.

Tabla 2. Matriz de cumplimiento de los objetivos de investigación.

Autor: (Flores, V. 2026.)

Objetivos	Actividades
Objetivo general: Modelar el comportamiento del yacimiento Edén-Yuturi en Ecuador para escenarios de desarrollo y la recuperación de hidrocarburos.	Se desarrolló un modelo numérico tridimensional del yacimiento utilizando MATLAB y MRST, incorporando propiedades petrofísicas, heterogeneidad, fracturas naturales, pozos productores e inyectores, condiciones iniciales y simulación dinámica. Posteriormente se evaluó la respuesta del reservorio mediante curvas de producción, presión, saturación, mapas tridimensionales y métricas de recuperación para diferentes escenarios de explotación.
1. Caracterizar los registros petrofísicos y el comportamiento dinámico del reservorio mediante técnicas de simulación numérica.	Se recopilaron los parámetros petrofísicos del campo Edén-Yuturi a partir de la información bibliográfica utilizada en la investigación. Se definieron valores de porosidad, permeabilidad, presión inicial, saturación de agua y propiedades de los fluidos. Estos parámetros fueron implementados en MATLAB para construir el modelo numérico y analizar el comportamiento dinámico del reservorio durante la producción.
2. Analizar el sistema de fracturas y las propiedades físico-geológicas del	Se representó computacionalmente la distribución de fracturas naturales mediante zonas equivalentes

Objetivos	Actividades
yacimiento a través de interpretación de registros.	de alta permeabilidad, incorporando además canales arenosos y barreras lutíticas para reproducir la heterogeneidad del yacimiento. La influencia de estas estructuras fue evaluada mediante la distribución espacial de propiedades petrofísicas y mapas tridimensionales generados durante la simulación.
3. Construir el modelo geológico-estructural integrando fallas y zonas fracturadas con herramientas de modelado tridimensional en MATLAB.	Se generó una malla cartesiana tridimensional representativa del sector M2 del campo Edén-Yuturi utilizando MRST sobre MATLAB. Sobre esta malla se integraron zonas fracturadas, canales de alta permeabilidad y capas de baja permeabilidad, obteniendo un modelo geológico-estructural simplificado apto para simulación numérica.
4. Generar el modelo estático como base para la construcción del modelo dinámico mediante esquemas de simulación tridimensional y los pozos. Posteriormente, se implementó el representación computacional, modelo dinámico mediante MRST, estableciendo empleando el entorno de condiciones iniciales, propiedades PVT	Se construyó el modelo estático definiendo la geometría del reservorio, propiedades petrofísicas, distribución espacial de la roca y configuración de simulación tridimensional y los pozos. Posteriormente, se implementó el representación computacional, modelo dinámico mediante MRST, estableciendo empleando el entorno de condiciones iniciales, propiedades PVT

Objetivos	Actividades
programación y cálculo numérico MATLAB.	simplificadas, cronograma de simulación y escenarios de producción para analizar la evolución temporal del reservorio. Se ejecutaron simulaciones para escenarios de producción a tiempo fijo y hasta abandono económico. Los resultados fueron analizados mediante curvas de producción de petróleo y agua,
5. Evaluar el desempeño predictivo del yacimiento en diferentes escenarios de explotación mediante análisis técnico en MATLAB.	evolución de la presión promedio, Water Cut, recuperación acumulada, factor de recobro, POES estimado y visualización tridimensional de la distribución espacial de propiedades y saturaciones. Adicionalmente, se desarrolló una interfaz gráfica que permitió modificar parámetros del modelo, ejecutar simulaciones y visualizar automáticamente los resultados obtenidos.

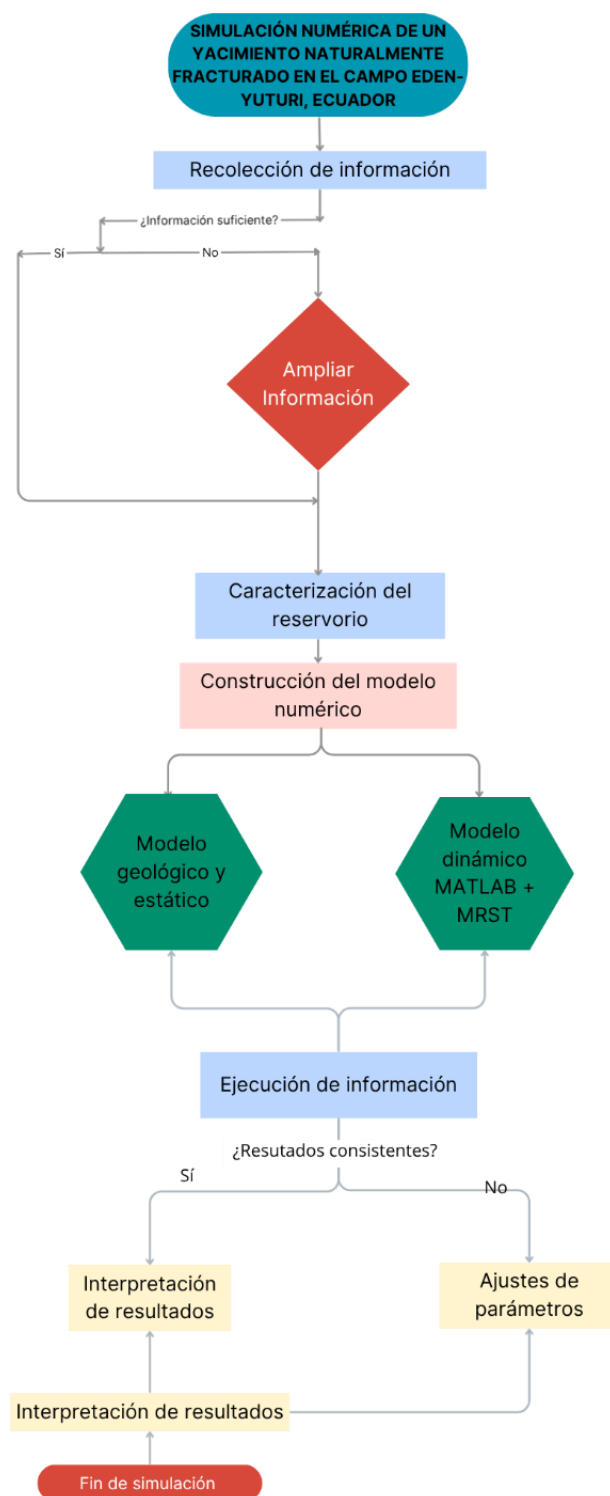


Figura 4. Flujo de trabajo.

Fuente: (Flores, V. 2026.)

CAPÍTULO IV RESULTADOS

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos mediante la simulación numérica del yacimiento naturalmente fracturado correspondiente a la Arena M2 del campo Edén–Yuturi, Ecuador. El modelo fue desarrollado en el entorno MATLAB utilizando el MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST), con el propósito de representar el comportamiento dinámico del reservorio bajo un escenario de producción con soporte por inyección de agua.

La simulación permitió evaluar la evolución temporal de las principales variables de ingeniería del yacimiento, incluyendo la producción de petróleo y agua, la presión promedio del reservorio, el incremento del *Water Cut*, el volumen acumulado producido, el Petróleo Original en Sitio (POES) estimado y el factor de recobro correspondiente al sector representado por el modelo. De manera complementaria, el simulador generó mapas tridimensionales de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, facilitando la interpretación espacial del comportamiento del sistema durante el proceso de explotación.

Los resultados obtenidos se presentan mediante tablas, gráficas y representaciones tridimensionales, acompañados de su respectivo análisis técnico, con el objetivo de interpretar la respuesta del reservorio frente a las condiciones de operación definidas en el modelo. La discusión desarrollada en este capítulo permite evaluar la influencia de la heterogeneidad geológica, las fracturas naturales equivalentes y el proceso de inyección de agua sobre el desempeño productivo del yacimiento, verificando además el cumplimiento de los objetivos planteados en la presente investigación.

4.1. Configuración del modelo numérico

La construcción del modelo numérico se realizó mediante el desarrollo de una aplicación en MATLAB utilizando el *MATLAB Reservoir Simulation Toolbox* (MRST), permitiendo representar de forma simplificada el comportamiento dinámico del sector M2 del campo Edén–Yuturi. Para la discretización espacial del reservorio se empleó una malla cartesiana tridimensional compuesta por **40 × 40 × 8 bloques**, equivalente a un total de **12 800 celdas activas**, suficiente para reproducir la distribución espacial de las propiedades petrofísicas y la interacción entre las diferentes unidades geológicas representadas en el modelo.

Con el propósito de aproximar el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado, el modelo incorpora una distribución heterogénea de porosidad y permeabilidad, donde las propiedades de la roca varían espacialmente dentro del dominio de simulación. Adicionalmente, se implementaron regiones equivalentes de alta permeabilidad que representan la presencia de fracturas naturales, un canal arenoso de elevada conductividad hidráulica y barreras lutíticas de baja permeabilidad, permitiendo reproducir distintos caminos preferenciales para el flujo de los fluidos y restricciones parciales al flujo vertical.

El escenario de producción fue configurado mediante un sistema compuesto por un pozo productor central, identificado como **YU-101_M2**, y un pozo inyector de agua ubicado en el sector suroeste del modelo. Ambos pozos operan bajo control de presión de fondo (*Bottom Hole Pressure, BHP*), condición que permite mantener un comportamiento estable durante toda la simulación y evaluar la influencia de la inyección de agua sobre la evolución del reservorio.

Las condiciones iniciales del modelo fueron establecidas considerando una **presión promedio de 2800 psia**, una saturación inicial de agua representativa del sistema y propiedades petrofísicas compatibles con la Arena M2 del campo Edén–Yuturi. Asimismo, se definieron las propiedades básicas de los fluidos, incluyendo viscosidad del petróleo, viscosidad del agua y relaciones de permeabilidad relativa necesarias para resolver el flujo bifásico mediante el simulador.

Una de las principales ventajas de la herramienta desarrollada consiste en la incorporación de una **interfaz gráfica**, la cual permite modificar los principales parámetros del modelo antes de ejecutar la simulación. Entre las variables configurables se encuentran la presión inicial del yacimiento, presión de fondo del productor, presión del inyector, saturación inicial de agua, dimensiones de la malla, rangos de porosidad y permeabilidad, viscosidad de los fluidos, tiempo máximo de simulación y criterio de terminación. Esta funcionalidad convierte al simulador en una herramienta flexible para evaluar distintos escenarios de explotación sin necesidad de modificar directamente el código fuente.

La **Figura 5** presenta la interfaz principal del simulador, donde se observa el panel destinado a la configuración de parámetros de entrada. Esta interfaz constituye el punto de partida para la construcción automática del modelo geológico simplificado, la generación de la malla computacional y la ejecución del proceso de simulación numérica.

1. Parametros
2. Resumen tecnico
3. Curvas de produccion
4. Mapas 3D

SIMULADOR NUMÉRICO EDEN-YUTURI M2

Parametros precargados del caso de tesis; puede modificarlos antes de ejecutar.

Tiempo maximo [años]	12	K matriz min [mD]	100	Modo de simulación	Hasta abandono economico
Presion inicial [psi]	2800	K matriz max [mD]	300	Qo limite abandono [STB/d]	78.6
BHP productor [psi]	1800	K fractura min [mD]	1000	WC limite abandono [%]	99.5
BHP inyector [psi]	3000	K fractura max [mD]	3000	EJECUTAR SIMULACIÓN	
Sw inicial [-]	0.3	Nx	40		
Mu petroleo [cP]	12	Ny	40		
Porosidad min [-]	0.11	Nz	8		
Porosidad max [-]	0.18	Semilla aleatoria	42		

Estado: simulación terminada. Revise las pestanas Resumen, Curvas y Mapas.

Figura 5. Interfaz principal del simulador desarrollado en MATLAB para la configuración de parámetros del modelo numérico.

Fuente: (Flores,V. 2026).

Tabla 3. Parámetros principales utilizados en el modelo numérico.

Fuente: (Flores,V. 2026).

Parámetros	Valor	Unidad
Dimensiones de la malla	40 × 40 × 8	Bloques
Número total de celdas	12 800	Celdas
Presión inicial	2800	psia
Presión del productor (BHP)	1800	psia
Presión del inyector (BHP)	3000	psia
Viscosidad del petróleo	12	cP
Viscosidad del agua	1	cP
Tiempo de simulación	Hasta abandono económico	—

4.2. Resultados generales de la simulación numérica del sector M2 del campo Edén–Yuturi.

Una vez configurado el modelo numérico y definidas las condiciones iniciales del reservorio, se ejecutó la simulación dinámica utilizando el motor de cálculo de MRST integrado en MATLAB. La simulación se desarrolló bajo un escenario de producción asistida mediante inyección de agua, se ejecutó utilizando el modo de abandono económico, por lo que el proceso finalizó automáticamente cuando se alcanzó alguno de los criterios de terminación definidos en el simulador. Para el presente estudio se establecieron como condiciones de

abandono una tasa mínima de producción de petróleo (**Qo**) de **78.6 STB/d** o un **Water Cut** igual o superior al **99.5 %**. En el escenario evaluado, la simulación concluyó a los **12 años** debido a que el Water Cut alcanzó el límite establecido, mientras que la producción de petróleo permanecía por encima del valor mínimo definido.

1. Parametros

2. Resumen tecnico

3. Curvas de produccion

4. Mapas 3D

	Metrica	Valor	Unidad
1	Campo / Reservoirio	Eden-Yuluri / Arena M2	-
2	Modo de simulación	Hasta abandono: Qo <= 7.	-
3	Vida simulada	12.00	años
4	Malla	40 x 40 x 8	celdas
5	Celdas totales	12800	celdas
6	Porosidad promedio	0.1198	fraccion
7	Permeabilidad promedio	540.5	mD
8	Presion inicial	2800	psi
9	Presion final	2101	psi
10	Qo inicial	684.2	STB/d
11	Qo final	78.6	STB/d
12	Declinacion	88.5	%
13	Np acumulado	0.959	MMSTB
14	Water Cut final	99.5	%
15	POES estimado	1.751	MMSTB
16	Factor de recobro	54.8	%
17	Sw final promedio	0.629	fraccion

INTERPRETACION RAPIDA:

El modelo representa un sector M2 heterogeneo y naturalmente fracturado. La produccion de petroleo declina de 684.2 a 78.6 STB/d, con Np = 0.96 MMSTB.

El Water Cut final alcanza 99.5%, indicando avance del frente de agua y madurez del pozo. La presion final es 2101 psi, por lo que la inyeccion mantiene parte de la energia del sistema.

Simulación numérica para evaluar comportamiento productivo, presion, saturacion y recuperacion secundaria.

Indicador	Valor	Unidad
Qo Limite	78.6	STB/d
Water Cut Límite	99.5	%
Vida simulada	12	años
Presión inicial	2800	psia
Presión final	2101	psia
Producción inicial de petróleo	684.2	STB/d
Producción final de petróleo	78.6	STB/d
Producción acumulada de petróleo (Np)	0.959	MMSTB
Water Cut final	99.5	%
Saturación promedio final de agua	0.629	fracción
POES estimado	1.751	MMSTB
Factor de recobro	54.8	%

Los resultados obtenidos muestran una respuesta coherente con el comportamiento esperado de un yacimiento naturalmente fracturado sometido a un proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua. Durante la simulación se observa una disminución gradual de la producción de petróleo, acompañada por un incremento continuo en la producción de agua, fenómeno asociado al desplazamiento progresivo del frente de inyección hacia el pozo productor.

La presión promedio del reservorio disminuyó desde **2800 psia** hasta aproximadamente **2101 psia**, lo que representa una reducción cercana al **25 %** respecto a la condición inicial. Aunque la presencia del pozo inyector contribuye al mantenimiento parcial de la energía del sistema, la producción continua de fluidos provoca una pérdida gradual de presión a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Este comportamiento es consistente con procesos de recuperación secundaria donde la inyección de agua retrasa el agotamiento energético, pero no evita completamente la declinación de presión.

Uno de los resultados más relevantes corresponde a la estimación del **Petróleo Original en Sitio (POES)** para el volumen representado por el modelo, obteniéndose un valor aproximado de **1.751 MMSTB**. A partir de este volumen inicial y de la producción acumulada de petróleo registrada durante la simulación, se estimó un **factor de recobro del 54.8 %**, indicador que refleja la eficiencia del mecanismo de desplazamiento implementado dentro de las condiciones simplificadas del modelo.

4.3. Análisis del comportamiento productivo del yacimiento

El análisis de las curvas de producción constituye una de las etapas más importantes en la evaluación del comportamiento dinámico del reservorio, ya que permite interpretar la evolución temporal de las principales variables de producción y establecer la relación entre las condiciones de operación y la respuesta del yacimiento. En el presente estudio, las curvas generadas por el simulador muestran la evolución de la producción de petróleo (Q_o), producción de agua (Q_w), presión promedio del reservorio y porcentaje de agua producida (*Water Cut*) durante toda la vida útil del proyecto.

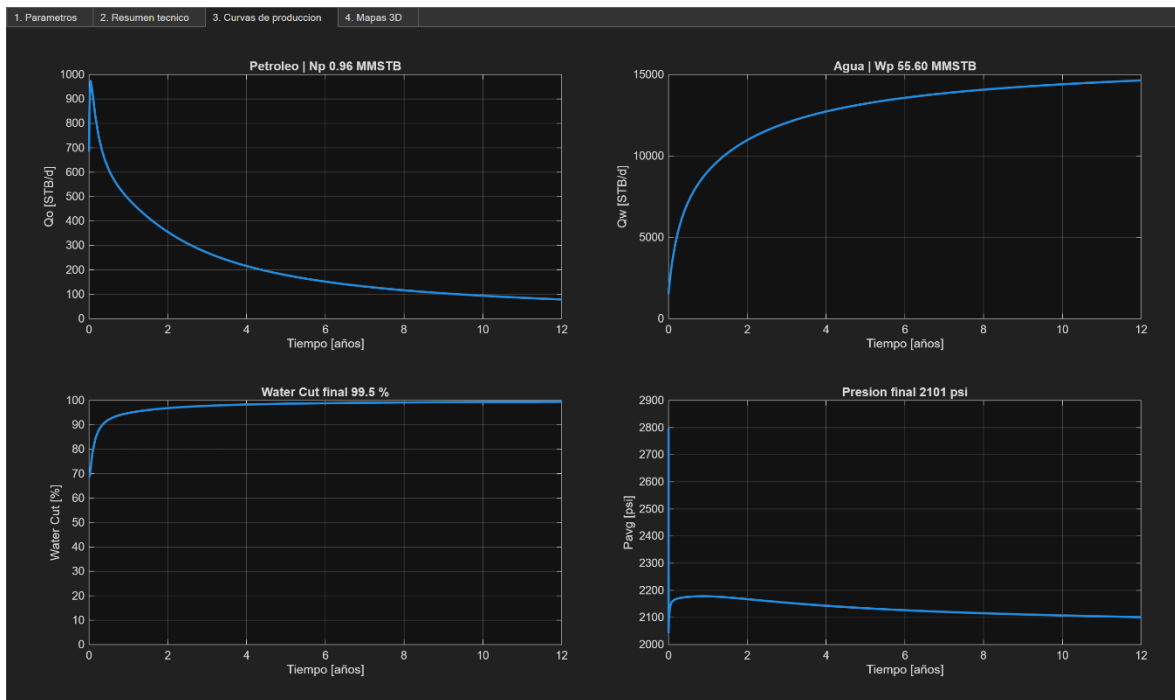


Figura 7. Evolución de la producción de petróleo, producción de agua, presión promedio del reservorio y Water Cut durante la simulación.

Fuente: (Flores,V. 2026).

4.4. Evolución de la producción de petróleo (Q_o)

La producción de petróleo presenta una tendencia decreciente durante todo el periodo de simulación. Al inicio del proceso productivo se registra una tasa aproximada de **684.2 STB/d**, valor que corresponde a la máxima capacidad de producción bajo las condiciones iniciales del reservorio. Conforme avanza la explotación, la presión disponible disminuye y el desplazamiento del petróleo por efecto de la inyección de agua modifica la distribución de fluidos dentro del medio poroso, provocando una reducción gradual del caudal de petróleo hasta alcanzar aproximadamente **78.6 STB/d** al final de la simulación.

Esta disminución representa una **declinación cercana al 88.5 %** respecto a la producción inicial, comportamiento que resulta consistente con el agotamiento progresivo de la energía del reservorio y con el incremento de la saturación de agua en las cercanías del pozo productor. La tendencia observada indica que, aunque la inyección de agua contribuye al mantenimiento parcial de la presión, la capacidad del yacimiento para producir petróleo disminuye a medida que el frente de agua invade las zonas inicialmente saturadas con hidrocarburos.

4.5. Evolución de la producción de agua (Q_w)

A diferencia de la producción de petróleo, la producción de agua presenta un incremento continuo durante todo el periodo de simulación. Inicialmente, el volumen de agua producido es reducido debido a que el frente de inyección aún no ha alcanzado el pozo productor. Sin embargo, conforme el agua avanza a través de las zonas de mayor conductividad hidráulica, la producción de agua aumenta progresivamente hasta convertirse en el fluido dominante al final del proyecto.

La producción acumulada de agua alcanza aproximadamente **55.60 MMSTB**, valor considerablemente superior a la producción acumulada de petróleo. Este comportamiento evidencia que el sistema de inyección mantiene un elevado movimiento de fluidos dentro del reservorio; sin embargo, parte importante del agua inyectada circula a través de caminos preferenciales generados por las fracturas naturales equivalentes y por las zonas de alta permeabilidad incorporadas en el modelo.

4.6. Water Cut

El comportamiento del **Water Cut** constituye uno de los principales indicadores para evaluar el estado de madurez del pozo durante el proceso de producción. En la simulación desarrollada se observa un incremento continuo de este parámetro hasta alcanzar un valor final cercano al **99.5 %**, Es importante destacar que el criterio de abandono económico implementado en el simulador no representa el agotamiento físico del yacimiento, sino un límite operacional definido para el escenario de estudio. Aunque la simulación finaliza cuando el Water Cut alcanza el **99.5 %**, el reservorio aún conserva capacidad para producir petróleo. No obstante, la elevada proporción de agua producida reduce considerablemente la eficiencia operativa y puede incrementar los costos asociados al manejo, tratamiento y disposición del agua, razón por la cual se adoptó dicho criterio como condición de terminación.

El aumento progresivo del porcentaje de agua producida indica que el frente de inyección ha establecido comunicación hidráulica con el pozo productor, provocando que la mayor parte del fluido extraído corresponda a agua y no a petróleo. Este comportamiento es esperado en yacimientos naturalmente fracturados, donde las fracturas incrementan significativamente la conectividad entre el inyector y el productor, favoreciendo una canalización temprana del agua.

Aunque el incremento del *Water Cut* representa una disminución en la rentabilidad del proyecto, también confirma que el mecanismo de desplazamiento implementado en el modelo se desarrolla de forma coherente con las condiciones físicas representadas en el reservorio.

4.7. Comportamiento de la presión promedio

La presión promedio del reservorio disminuye desde **2800 psia** hasta aproximadamente **2101 psia** durante el periodo de simulación, equivalente a una reducción cercana a **699 psia**. Esta disminución refleja la pérdida progresiva de energía ocasionada por la extracción continua de fluidos; sin embargo, la presencia del pozo inyector permite retardar parcialmente este proceso al aportar soporte hidráulico al sistema.

La evolución relativamente estable de la presión demuestra que el esquema de inyección implementado cumple adecuadamente su función de mantenimiento de presión, evitando un colapso abrupto del reservorio y permitiendo prolongar la vida productiva del pozo hasta alcanzar el criterio de abandono económico.

En términos de ingeniería de yacimientos, este comportamiento confirma que la estrategia de producción utilizada en el modelo resulta adecuada para mantener condiciones de operación estables durante gran parte de la vida útil del proyecto, aun cuando la eficiencia de recuperación se ve limitada por la heterogeneidad del medio poroso y por el avance preferencial del agua.

4.8. Interpretación general de las curvas

El análisis conjunto de las curvas de producción evidencia una fuerte relación entre la disminución de la producción de petróleo, el incremento del *Water Cut* y la reducción gradual de la presión del reservorio. Estos tres parámetros evolucionan de manera consistente y reflejan el comportamiento típico de un sistema sometido a recuperación secundaria mediante inyección de agua.

Los resultados obtenidos indican que el modelo desarrollado reproduce adecuadamente la interacción entre las propiedades petrofísicas del reservorio, la presencia de fracturas naturales equivalentes y las condiciones operacionales definidas en el simulador. En consecuencia, las curvas generadas constituyen una base confiable para interpretar el desempeño del yacimiento y respaldan la validez del modelo numérico implementado en MATLAB y MRST.

Tabla 5. Matriz de verificación.

Fuente: (Flores,V. 2026).

Objetivo específico	Actividades realizadas	Resultados
Caracterizar el reservorio	Definición de propiedades petrofísicas e implementación en MRST	Modelo petrofísico y parámetros iniciales
Analizar fracturas	Modelado de fracturas, canales y barreras	Mapas 3D de permeabilidad y porosidad
Construir el modelo geológico	Generación de malla 3D e integración de heterogeneidades	Modelo tridimensional del reservorio
Generar el modelo dinámico	Configuración de fluidos, pozos y cronograma de simulación	Simulación dinámica en MATLAB–MRST

Objetivo específico	Actividades realizadas	Resultados
Evaluar el desempeño	Análisis de producción, presión, saturación y recuperación	Curvas de producción, mapas 3D, Water Cut, POES y factor de recobro

4.9. Análisis e interpretación de los mapas tridimensionales del sector M2 del campo

Edén–Yuturi

Una de las principales ventajas del simulador desarrollado es la posibilidad de representar gráficamente la distribución espacial de las propiedades petrofísicas y la evolución del proceso de desplazamiento de fluidos dentro del reservorio. A diferencia de las curvas de producción, que muestran el comportamiento del yacimiento en función del tiempo, los mapas tridimensionales permiten analizar la variación espacial de las propiedades del medio poroso y comprender la influencia de la heterogeneidad geológica sobre el comportamiento dinámico del sistema.

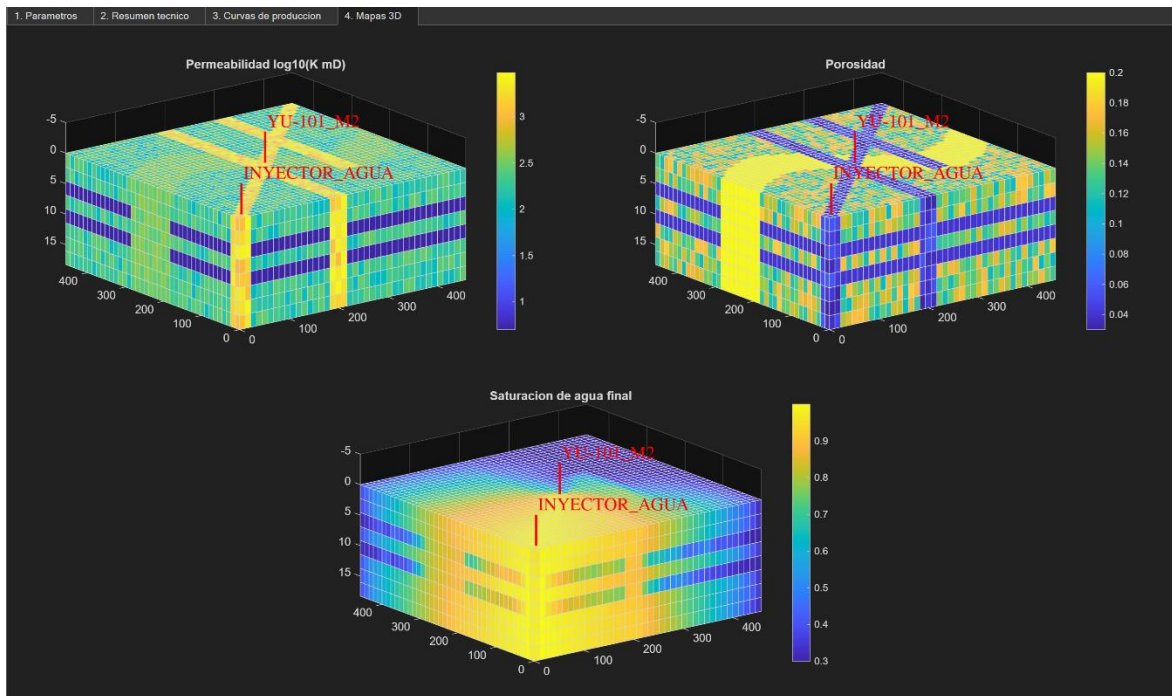


Figura 8. Distribución tridimensional de permeabilidad, porosidad y saturación final de agua del modelo desarrollado.

Fuente: (Flores,V. 2026).

4.10. Distribución de permeabilidad

El mapa tridimensional de permeabilidad evidencia una marcada heterogeneidad en la capacidad de transmisión de fluidos dentro del reservorio. Se identifican zonas de elevada permeabilidad asociadas a las fracturas naturales equivalentes y al canal arenoso incorporado en el modelo, las cuales generan caminos preferenciales para el flujo del agua y del petróleo. En contraste, las barreras lutíticas presentan valores significativamente menores de permeabilidad, limitando parcialmente la comunicación hidráulica entre determinadas regiones del yacimiento.

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, esta distribución resulta fundamental para comprender el comportamiento observado en las curvas de producción. Las regiones de mayor permeabilidad favorecen el desplazamiento rápido del agua inyectada, acelerando el contacto con el pozo productor y promoviendo un incremento temprano del *Water Cut*. Por otra parte, las zonas de menor permeabilidad actúan como sectores de flujo restringido, donde el petróleo permanece por más tiempo antes de ser desplazado.

La heterogeneidad representada en el modelo reproduce de manera simplificada el comportamiento característico de reservorios naturalmente fracturados, donde la variabilidad espacial de las propiedades de la roca condiciona la eficiencia del barrido hidráulico y la recuperación final de hidrocarburos.

4.11. Distribución de porosidad

La distribución espacial de la porosidad representa la capacidad de almacenamiento del reservorio y constituye uno de los parámetros más importantes para estimar el volumen de hidrocarburos originalmente contenidos en la formación. En el modelo desarrollado se asignaron valores variables de porosidad con el propósito de representar la heterogeneidad propia de la Arena M2 del campo Edén–Yuturi.

Los resultados muestran una distribución relativamente uniforme con variaciones locales asociadas a las diferentes unidades representadas en la malla. Las zonas de mayor porosidad corresponden a regiones con mejor calidad de roca, donde existe una mayor capacidad para almacenar petróleo y agua dentro del espacio poroso. En contraste, las áreas de menor

porosidad representan sectores menos favorables desde el punto de vista petrofísico, donde el volumen disponible para el almacenamiento de fluidos es considerablemente menor.

Aunque la porosidad no controla directamente la velocidad de flujo, sí determina la cantidad de hidrocarburos presentes en cada bloque del modelo y, en consecuencia, influye sobre la estimación del **Petróleo Original en Sitio (POES)** y sobre el volumen potencialmente recuperable durante el proceso de explotación.

4.12. Distribución final de la saturación de agua

El mapa tridimensional de saturación final de agua permite visualizar el desplazamiento del frente de inyección al concluir la simulación. Las zonas cercanas al pozo inyector presentan valores elevados de saturación, indicando que el agua ha ocupado gran parte del espacio poroso disponible. Conforme aumenta la distancia respecto al inyector, la distribución de saturación se vuelve más heterogénea debido a la influencia de la permeabilidad y de las fracturas naturales equivalentes.

Se observa que el agua no avanza de manera uniforme en todas las direcciones, sino que tiende a desplazarse preferentemente por las regiones de mayor conductividad hidráulica. Este comportamiento confirma la existencia de caminos preferenciales de flujo dentro del reservorio y explica el incremento progresivo del *Water Cut* observado durante la simulación. Como consecuencia, parte del petróleo permanece atrapado en zonas menos conectadas hidráulicamente, reduciendo la eficiencia global del proceso de barrido.

Desde una perspectiva operativa, este resultado sugiere que la configuración de inyección utilizada en el escenario base presenta una recuperación eficiente en las zonas de alta conectividad, pero también evidencia la posibilidad de optimizar el proceso mediante estrategias que mejoren el barrido en regiones de baja permeabilidad.

4.13. Interpretación integrada de los mapas tridimensionales

El análisis conjunto de los mapas de permeabilidad, porosidad y saturación de agua permite comprender de forma integral el comportamiento del modelo desarrollado. La relación entre estas tres propiedades explica la evolución observada en las curvas de producción y confirma que la respuesta del reservorio está fuertemente condicionada por la heterogeneidad geológica representada en la simulación.

Las zonas de alta permeabilidad favorecen la transmisión rápida de fluidos y aceleran el avance del agua inyectada, mientras que las regiones de mayor porosidad actúan como principales áreas de almacenamiento de hidrocarburos. La interacción entre ambas propiedades determina la eficiencia del barrido hidráulico y controla la distribución final de la saturación de agua dentro del modelo. En consecuencia, la configuración geológica implementada reproduce de manera coherente los mecanismos físicos esperados en un yacimiento naturalmente fracturado sometido a recuperación secundaria.

Los resultados obtenidos demuestran que el simulador desarrollado no solo permite cuantificar variables de producción, sino también interpretar visualmente la evolución espacial del reservorio, proporcionando una herramienta de apoyo para el análisis de

escenarios de explotación y para la comprensión de los procesos que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos heterogéneos.

4.14. Discusión de resultados

Los resultados obtenidos mediante la simulación numérica evidencian que el modelo desarrollado reproduce de manera consistente el comportamiento esperado de un yacimiento naturalmente fracturado sometido a un proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua. La evolución simultánea de la producción de petróleo, la presión promedio del reservorio, el *Water Cut* y la distribución espacial de saturaciones demuestra que la interacción entre las propiedades petrofísicas y las condiciones de operación controla directamente el desempeño productivo del sistema.

La disminución progresiva de la producción de petróleo observada durante la simulación constituye una respuesta natural al agotamiento de la energía del reservorio y al incremento gradual de la saturación de agua en las cercanías del pozo productor. Aunque la inyección de agua contribuye al mantenimiento parcial de la presión, el desplazamiento continuo del frente de agua reduce progresivamente la fracción de petróleo producida, ocasionando una disminución sostenida del caudal de aceite hasta alcanzar el criterio de abandono económico.

Por otra parte, el incremento del *Water Cut* representa uno de los indicadores más importantes para evaluar el estado de madurez del yacimiento. En el escenario analizado, el contenido de agua producido alcanza un valor final cercano al **99.5 %**, reflejando una comunicación hidráulica prácticamente completa entre el pozo inyector y el productor. Este comportamiento confirma que el sistema de inyección mantiene un elevado nivel de

conectividad, aunque también pone en evidencia la presencia de canales preferenciales de flujo que favorecen el avance temprano del agua a través de las zonas de mayor permeabilidad.

La distribución tridimensional de permeabilidad obtenida mediante el simulador permite explicar este comportamiento. Las regiones equivalentes a fracturas naturales y el canal arenoso generan trayectorias de alta conductividad hidráulica que aceleran el movimiento del agua inyectada. En contraste, las barreras lutíticas representadas dentro del modelo limitan parcialmente el flujo vertical, produciendo un barrido no uniforme y favoreciendo la permanencia de volúmenes de petróleo en determinadas zonas del reservorio. Este comportamiento es característico de sistemas heterogéneos, donde la recuperación de hidrocarburos depende en gran medida de la conectividad entre las diferentes unidades geológicas.

La evolución de la presión promedio constituye otro aspecto relevante dentro de la simulación. Aunque se registra una disminución aproximada de **699 psia** respecto a la condición inicial, el reservorio mantiene niveles de presión suficientes para sostener la producción durante gran parte del periodo evaluado. Este resultado demuestra que la estrategia de inyección implementada proporciona soporte energético al sistema, retrasando el agotamiento del yacimiento y permitiendo prolongar su vida productiva hasta aproximadamente **12 años**.

Desde el punto de vista del aprovechamiento del recurso, el modelo estima un **Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.751 MMSTB** para el volumen representado por la malla y un **factor de recobro del 54.8 %**. Estos valores indican que, bajo las condiciones

establecidas en el escenario base, el mecanismo de desplazamiento implementado logra recuperar una fracción significativa del petróleo inicialmente contenido en el modelo. No obstante, también evidencian la existencia de hidrocarburos remanentes que permanecen atrapados en sectores de menor conectividad hidráulica, aspecto que abre la posibilidad de evaluar estrategias de optimización en trabajos futuros.

Es importante señalar que el modelo desarrollado corresponde a una representación simplificada del sector M2 del campo Edén–Yuturi. En consecuencia, los resultados obtenidos no pretenden reproducir con exactitud el comportamiento operativo del campo, sino proporcionar una herramienta académica y computacional que permita comprender los principales mecanismos físicos que gobiernan el flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado. A pesar de esta simplificación, las tendencias observadas durante la simulación son coherentes con los principios de la ingeniería de yacimientos y con el comportamiento reportado para sistemas sometidos a recuperación secundaria mediante inyección de agua.

Con el propósito de analizar el comportamiento del reservorio más allá del criterio de abandono económico, se ejecutaron simulaciones adicionales utilizando tiempos fijos de 15 y 20 años. Los resultados muestran que el yacimiento continúa produciendo petróleo después de los 12 años, alcanzando tasas aproximadas de **62.8 STB/d** para el escenario de 15 años y **46.7 STB/d** para el escenario de 20 años. Sin embargo, durante estos periodos el Water Cut supera el 99.5 %, indicando que la mayor parte del fluido producido corresponde a agua.

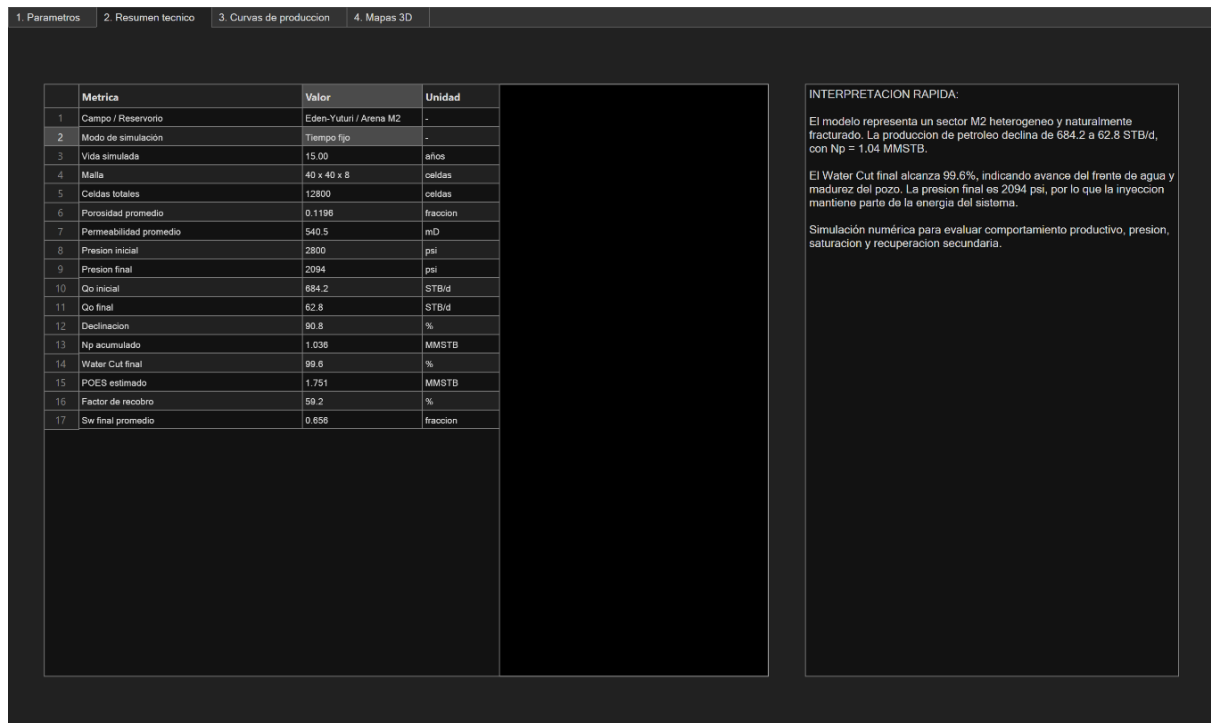


Figura 9. Resumen técnico con un tiempo de simulación de 15 años generado por el simulador desarrollado en MATLAB.

Fuente: (Flores,V. 2026).

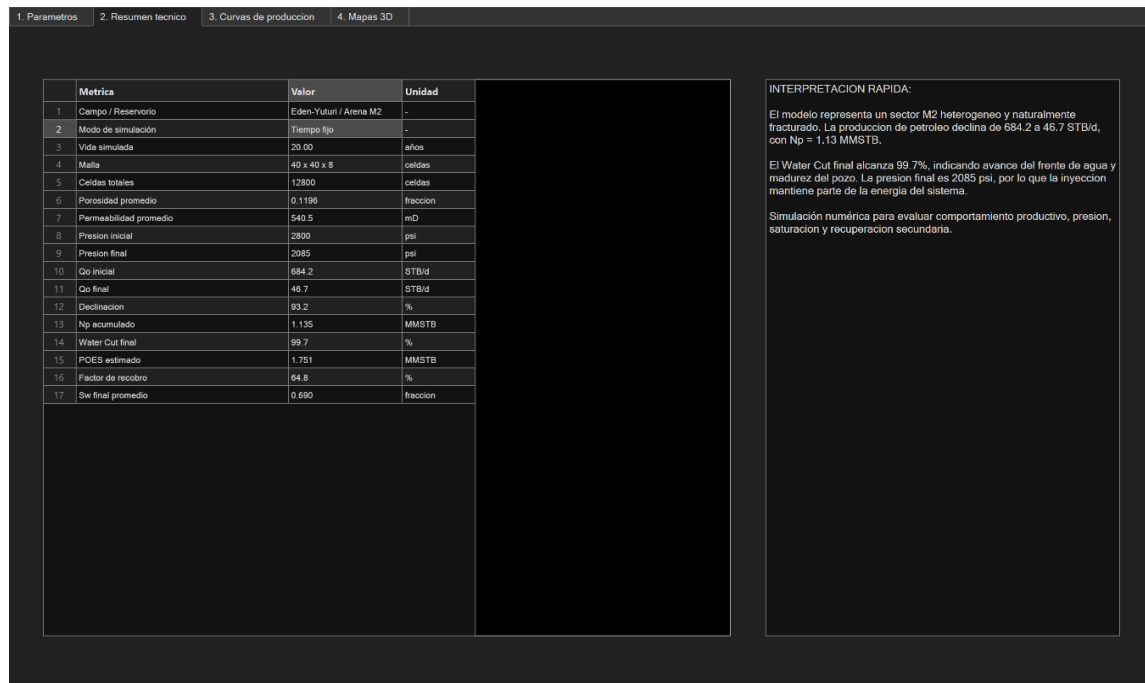


Figura 10. Resumen técnico con un tiempo de simulación de 20 años generado por el simulador desarrollado en MATLAB.

Fuente: (Flores,V. 2026).

Este comportamiento demuestra que el criterio de abandono económico implementado en el simulador no implica que el reservorio haya agotado completamente su capacidad productiva, sino que representa un límite operativo adoptado para evitar condiciones de producción dominadas por agua. En consecuencia, la extensión de la vida productiva permitiría recuperar un volumen adicional de petróleo, aunque a costa de una menor eficiencia de producción y de mayores requerimientos para el manejo del agua producida.

Los escenarios de tiempo fijo evidencian que la vida física del pozo puede extenderse más allá de la vida económica definida en el escenario base. Esta diferencia pone de manifiesto la importancia de distinguir entre el agotamiento del reservorio y los criterios operacionales utilizados para finalizar una simulación. En este trabajo se adoptó un *Water Cut* límite de 99.5 % y una tasa mínima de producción de 78.6 STB/d como parámetros metodológicos para representar el abandono económico del pozo dentro del modelo desarrollado.

Finalmente, el simulador desarrollado en MATLAB utilizando la librería MRST permitió integrar la construcción del modelo geológico simplificado, la configuración de las condiciones operacionales, la ejecución de la simulación numérica y la generación automática de resultados para el sector M2 del **campo Edén–Yuturi**. Los resultados obtenidos permitieron representar el comportamiento dinámico de un yacimiento naturalmente fracturado, analizando la influencia de la heterogeneidad geológica, las fracturas naturales equivalentes y el proceso de inyección de agua sobre la producción de hidrocarburos. Asimismo, la herramienta facilitó la evaluación de variables fundamentales como la producción de petróleo, la presión promedio del reservorio, el *Water Cut*, el Petróleo Original en Sitio (POES) y el factor de recobro, proporcionando una representación coherente del comportamiento del reservorio bajo las condiciones establecidas para el escenario de estudio del **campo Edén–Yuturi**.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

- Se desarrolló un modelo de simulación numérica del sector M2 del campo **Edén–Yuturi** utilizando MATLAB y la librería MRST, el cual permitió representar el comportamiento dinámico de un yacimiento naturalmente fracturado bajo un escenario de recuperación secundaria mediante inyección de agua. El modelo integró la caracterización geológica, las propiedades petrofísicas y las condiciones operacionales necesarias para reproducir la respuesta del reservorio.
- La simulación evidenció que la heterogeneidad geológica y la representación de fracturas naturales equivalentes ejercen una influencia significativa sobre el comportamiento productivo del yacimiento. Las zonas de mayor permeabilidad favorecieron el desplazamiento preferencial del agua inyectada, acelerando el incremento del *Water Cut* y modificando la distribución de saturaciones dentro del reservorio.
- Los resultados obtenidos permitieron estimar un Petróleo Original en Sitio (POES) de **1.751 MMSTB** y un factor de recobro aproximado del **54.8 %** para el volumen representado por el modelo. Asimismo, se observó una disminución progresiva de la producción de petróleo y de la presión promedio del reservorio, comportamiento coherente con un sistema sometido a recuperación secundaria mediante inyección de agua.
- El escenario de abandono económico finalizó a los **12 años**, debido a que el *Water Cut* alcanzó el valor límite de **99.5 %** establecido como criterio de terminación de la simulación. Sin embargo, las simulaciones realizadas con tiempos fijos de **15 y 20 años** demostraron que el yacimiento aún conserva capacidad para producir petróleo, aunque con un contenido de agua significativamente mayor. Esto confirma que el abandono

definido en el modelo corresponde a un **criterio económico y operativo**, y no al agotamiento físico del reservorio.

- El simulador desarrollado permitió generar automáticamente curvas de producción, indicadores técnicos y mapas tridimensionales de permeabilidad, porosidad y saturación de agua, facilitando la interpretación del comportamiento dinámico del sector M2 del campo **Edén–Yuturi** y constituyendo una herramienta de apoyo para el análisis de escenarios de explotación en yacimientos naturalmente fracturados.

RECOMENDACIONES

- **Optimizar las estrategias de inyección de agua en el sector M2 del campo Edén–Yuturi:**

Se recomienda evaluar diferentes configuraciones de inyección de agua, modificando la ubicación de los pozos inyectoros, las presiones de operación y los caudales de inyección, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido, retrasar el avance del frente de agua y aumentar la recuperación de hidrocarburos.

- **Implementar estrategias de control de la producción de agua:**

Se recomienda analizar alternativas para reducir la producción excesiva de agua en los pozos del sector M2, mediante el aislamiento selectivo de intervalos de alta permeabilidad, el control de zonas canalizadas y la aplicación de tratamientos de bloqueo de agua, con el propósito de disminuir el Water Cut y prolongar la vida económica de los pozos.

- **Reubicar o perforar pozos en zonas con petróleo remanente:**

Se recomienda identificar, mediante el análisis de los mapas de saturación, las regiones donde permanece petróleo sin desplazar y evaluar la perforación de nuevos pozos o la reubicación de pozos existentes, con el objetivo de mejorar el contacto con las zonas de menor barrido y aumentar la recuperación final del sector M2.

- **Optimizar la relación entre pozos productores e inyectores:**

Se recomienda revisar el espaciamiento y la comunicación hidráulica entre los pozos productores e inyectores, considerando la presencia de fracturas naturales y canales de alta permeabilidad, para evitar la llegada prematura del agua y lograr una distribución más uniforme del frente de desplazamiento.

- **Aplicar técnicas de conformance control:**

Se recomienda evaluar la aplicación de geles, polímeros u otros tratamientos de control de perfil en las zonas de mayor conductividad, con el fin de reducir la canalización preferencial del agua a través de las fracturas y redirigir el flujo hacia sectores del reservorio con menor eficiencia de barrido.

- **Ajustar las presiones de operación de los pozos:**

Se recomienda optimizar las presiones de fondo de los pozos productores e inyectores, evitando diferencias de presión excesivas que puedan acelerar el avance del agua a través de las fracturas naturales y provocar una disminución prematura de la producción de petróleo.

- **Considerar métodos de recuperación mejorada para el petróleo remanente:**

Se recomienda estudiar la viabilidad técnica de aplicar métodos de recuperación mejorada, como inyección de polímeros o esquemas alternados de agua y gas, en las zonas donde el barrido por agua resulte insuficiente, con el fin de movilizar parte del petróleo remanente y mejorar el factor de recobro.

- **Fortalecer el monitoreo de presión y saturación:**

Se recomienda implementar un seguimiento periódico de la presión, el Water Cut y la saturación de agua en los pozos del sector M2, con el propósito de detectar oportunamente cambios en el comportamiento del frente de inyección y realizar ajustes operacionales antes de que se produzca una canalización severa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook* (5th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs* (2nd ed.). PennWell Books.
- Arias, F. G. (2012). *El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica* (6.ª ed.). Editorial Episteme.
- Aziz, K., & Settari, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers.
- Barenblatt, G. I., Zheltov, I. P., & Kochina, I. N. (1960). Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 24(5), 1286–1303.
- Bernal, C. A. (2016). *Metodología de la investigación: Administración, economía, humanidades y ciencias sociales* (4.ª ed.). Pearson Educación.
- Brooks, R. H., & Corey, A. T. (1964). *Hydraulic Properties of Porous Media*. Colorado State University.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146(1), 107–116.
- Chen, Z. (2007). *Reservoir Simulation: Mathematical Techniques in Oil Recovery*. Society for Industrial and Applied Mathematics.

- Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), 38–41.
- Craft, B. C., Hawkins, M. F., & Terry, R. E. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2nd ed.). Prentice Hall.
- Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic Applied Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers.
- Fanchi, J. R. (2006). *Principles of Applied Reservoir Simulation* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing.
- Figuerola, J., & Moreno, M. (2021). *Caracterización y modelado de yacimientos naturalmente fracturados del campo Edén–Yuturi*. Universidad Central del Ecuador.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (6.^a ed.). McGraw-Hill Education.
- Kazemi, H. (1969). Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(4), 451–462.
- Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.

Lie, K.-A. (2019). *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. Cambridge University Press.

Lie, K.-A., & Møyner, O. (2021). *Advanced Modelling with the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox*. Cambridge University Press.

Nelson, R. A. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.

Peaceman, D. W. (1977). *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier.

Petroamazonas EP. (2018). *Caracterización geológica y petrofísica del campo Edén–Yuturi*. Informe técnico.

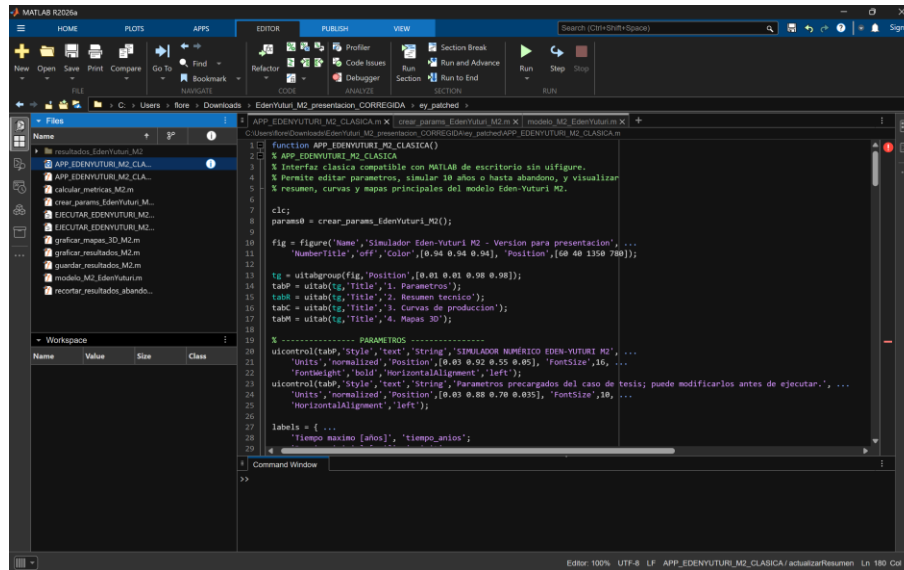
SINTEF Digital. (2024). *MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST): User Documentation*.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.

van Golf-Racht, T. D. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Elsevier.

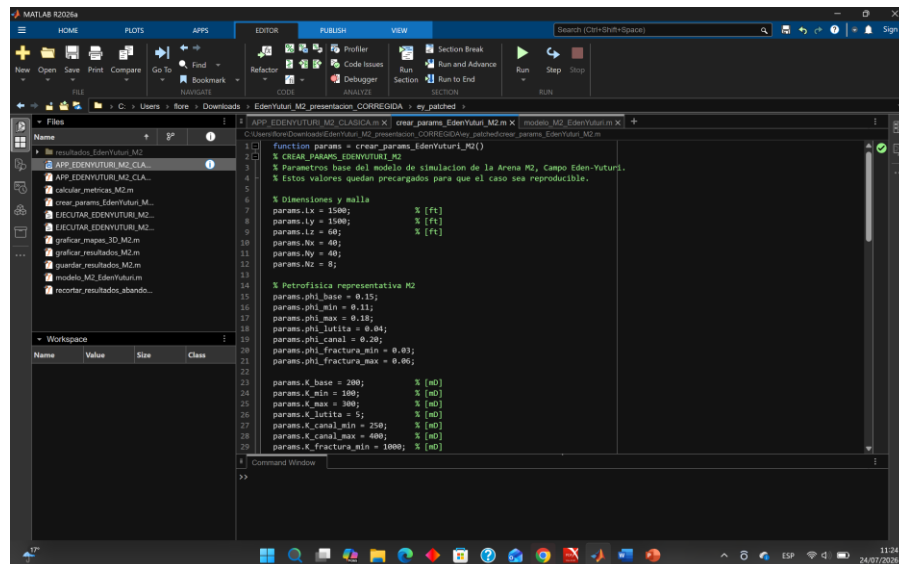
Warren, J. E., & Root, P. J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(3), 245–255.

Anexos



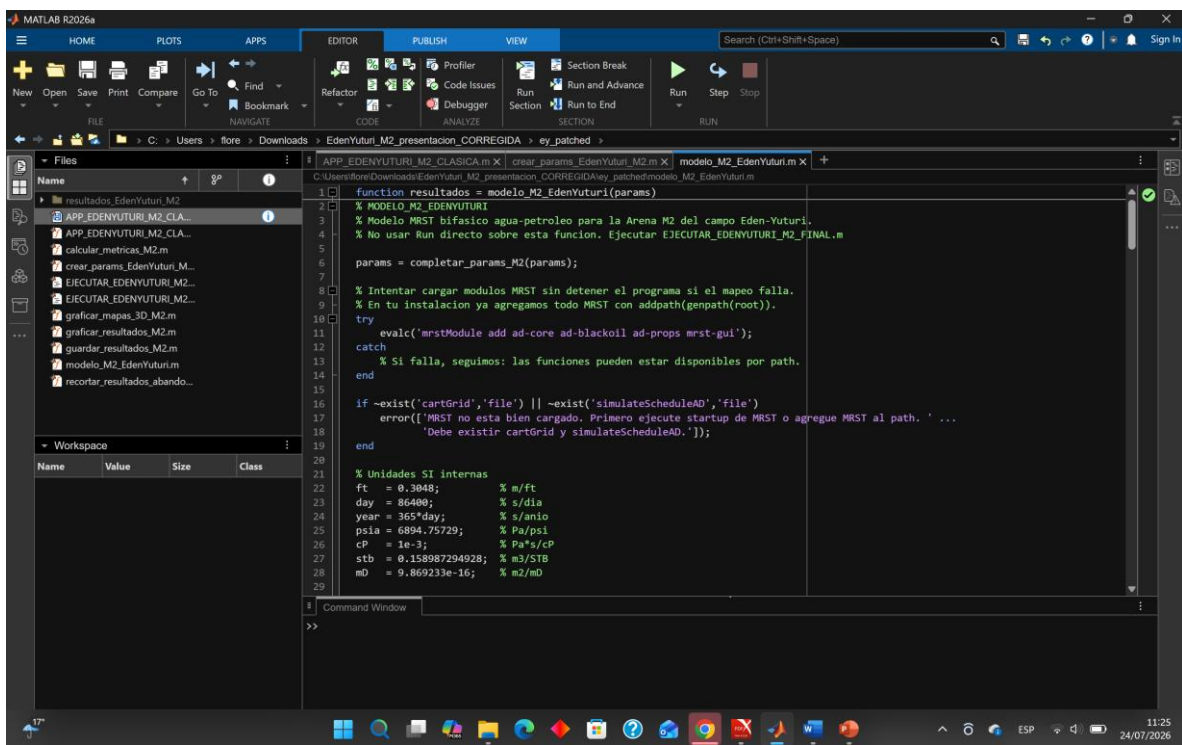
Anexo 1.- Creacion de Interfaz grafica.

Fuente: (Flores,V. 2026).



Anexo 2.- Delimitación de parametros del programa.

Fuente: (Flores,V. 2026).



Anexo 3.- Desarrollo de modelo numérico

Fuente: (Flores,V. 2026).