

ARTÍCULOS

Análisis integral del potencial de desarrollo de los yacimientos U y M1 en el Bloque 86 de la Cuenca Oriente utilizando herramientas de simulación numérica.

Comprehensive analysis of the development potential of the U and M1 reservoirs in Block 86 of the Oriente Basin using numerical simulation tools.



Jeanpierre Armando Chamorro-Enríquez¹, Carlos Andrés Narváez-Romero², Guillermo Javier Miranda-Díaz³



jachamorro@uce.edu.ec

¹ Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Jerónimo Leiton y Gilberto Gatto Sobral. 17052. Quito, Pichincha, Ecuador.



canarvaez@uce.edu.ec

² Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Jerónimo Leiton y Gilberto Gatto Sobral. 170521. Quito, Pichincha, Ecuador.



guillermo.miranda@epn.edu.ec

³ Escuela Politécnica Nacional. Departamento de Petróleos. Ladrón de Guevara E11-253. 170525. Quito, Pichincha, Ecuador.

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

Modalidad: Continua

vol. 21, núm. 1, 2026

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 24 abril 2025

Aprobación: 16 marzo 2026

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.8142>

Autor de correspondencia:

guillermo.miranda@epn.edu.ec



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0)

Cómo citar:

Chamorro-Enríquez, J.A., Narváez-Romero, C.A. & Miranda-Díaz, G.J. (2026). Análisis integral del potencial de desarrollo de los yacimientos U y M1 en el Bloque 86 de la Cuenca Oriente utilizando herramientas de simulación numérica. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 21(1), e8142. <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.8142>

RESUMEN

La disminución progresiva de la producción petrolera en Ecuador, acentuada por el cierre programado del Bloque 43 (ITT), plantea la necesidad urgente de explorar nuevas áreas con potencial hidrocarburífero. El Bloque 86, ubicado en el extremo suroriente de la Cuenca Oriente, ha sido identificado como una zona prometedora, aunque presenta alta incertidumbre debido al limitado acceso geológico y la escasa información sísmica disponible. El presente estudio tuvo como objetivo evaluar el potencial de desarrollo de los reservorios “U” y “M1” mediante la integración de datos geológicos, petrofísicos y simulación numérica. Se analizaron cinco pozos exploratorios (Amazonas001, Balsaura001, Conambo001, Huito001 y Marañón001), utilizando registros eléctricos para calcular porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad. La información fue usada para construir un modelo geológico estático y, posteriormente, un modelo dinámico dividido por estructuras. Se estimó un volumen de petróleo original en sitio (POES) de 1.559 MMBLS. Se propuso la perforación de 30 pozos piloto, optimizados según propiedades petrofísicas. El campo Conambo-Huito presentó el mayor potencial con un factor de recobro estimado de 0,5%, seguido por Balsaura y Amazonas. La producción acumulada proyectada para 10 años fue de 10,5 millones de barriles de petróleo. Los resultados confirman que el Bloque 86, en especial la estructura Conambo-Huito, tiene un alto potencial para contribuir a la seguridad energética del país. Sin embargo, existen limitaciones importantes, como la ausencia de sísmica 3D y datos de laboratorio, que deben ser corregidas para mejorar la precisión de las estimaciones. El estudio demuestra la utilidad de la simulación numérica como herramienta estratégica en la planificación petrolera nacional.

Palabras claves: Suroriente; simulación de yacimientos; predicción; POES

ABSTRACT

The progressive decline in Ecuador's oil production, intensified by the planned closure of Block 43 (ITT), has created an urgent need to explore new hydrocarbon prospects. Block 86, located in the southeastern edge of the Oriente Basin, has been identified as a promising area, although it presents high uncertainty due to limited geological access and the lack of 3D seismic data. This study aimed to assess the development potential of the “U” and “M1” reservoirs through the integration of geological, petrophysical, and numerical simulation data. Five exploratory wells (Amazonas001, Balsaura001, Conambo001, Huito001, and Marañón001) were analyzed to calculate porosity, water saturation, clay volume, and permeability using well log data. A static geological model and a dynamic model by structure were constructed. The original oil in place (OOIP) was estimated at 1.559 MMBLS. Thirty pilot wells were proposed, strategically located based on favorable petrophysical properties. The Conambo-Huito field showed the highest potential, with an estimated recovery factor of 0.5%, followed by Balsaura and Amazonas. The projected cumulative oil production over 10 years is 10.5 million barrels. The results confirm that Block 86 especially the Conambo-Huito structure has strong potential to contribute to Ecuador's energy security. However, key limitations, such as the absence of 3D seismic data and laboratory core analysis, must be addressed to improve forecast accuracy. The study demonstrates that numerical reservoir simulation is a valuable strategic tool for national oil development planning.

Keywords: Southeast; reservoir simulation; prediction; OOIP

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriente de Ecuador es una de las principales regiones productoras de hidrocarburos del país y ha sido objeto de múltiples estudios geológicos y exploratorios a lo largo de las últimas décadas (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014). En particular, el Bloque 86, ubicado en el extremo suroriente de la cuenca, ha sido identificado como un área con potencial hidrocarburífero debido a la presencia de reservorios en las arenas “U” y “M1”, que han mostrado indicios de acumulaciones de petróleo en exploraciones previas. (Cushpa y Malliquinga, 2015). A pesar de los avances, el desarrollo de la zona aún enfrenta importantes desafíos. Aunque se han llevado a cabo estudios sísmicos en dos dimensiones que han revelado la presencia de múltiples estructuras, la baja resolución de los datos obtenidos limita su interpretación detallada.

En la actualidad, Ecuador enfrenta una declinación progresiva en su producción petrolera, una situación que se agravará con el cierre del Bloque 43 (ITT), mismo que alcanzó su pico de producción el 1 de octubre de 2019 con un aproximado de 82.658 BPPD. Además, el Bloque 43 cuenta con 1.672 MMBLS de petróleo en reservas probadas (Infante y Jiménez, 2020, pp. 23), lo que hace urgente la exploración de nuevas áreas con potencial hidrocarburífero para mitigar la caída en la producción nacional. A nivel mundial, la producción petrolera tiene un gran peso en la economía de productores y no productores de petróleo, y Ecuador no es la excepción, ya que el petróleo equilibra la balanza comercial y su precio es una parte fundamental en el Presupuesto General del Estado (PGE), mismo que en los últimos años se ha visto afectado por el precio a la baja del barril de petróleo debido a la crisis económica mundial y nacional (Chamorro, 2022).

Sin embargo, la información disponible sobre los reservorios U y M1 en el Bloque 86 es limitada, lo que impide establecer con precisión su capacidad productiva y su viabilidad para el desarrollo comercial. Además, no existe actualmente un modelo dinámico en la zona suroriente de la Cuenca; por ello, este estudio busca desarrollar un modelo de simulación numérica que permita evaluar el comportamiento de los reservorios U y M1. Para lograrlo, se integrarán datos petrofísicos y registros de pozos exploratorios, y se propondrá la perforación de pozos piloto con el fin de generar escenarios de producción optimizados. Además, se analizará la influencia de un acuífero teórico en la dinámica del yacimiento, evaluando su posible impacto en la recuperación de hidrocarburos, debido a la incertidumbre existente respecto al mecanismo de empuje que tienen los reservorios en esta zona de la cuenca.

El área de investigación abarca el bloque 86 de la Cuenca Oriente (Figura 1). Utilizando información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas.

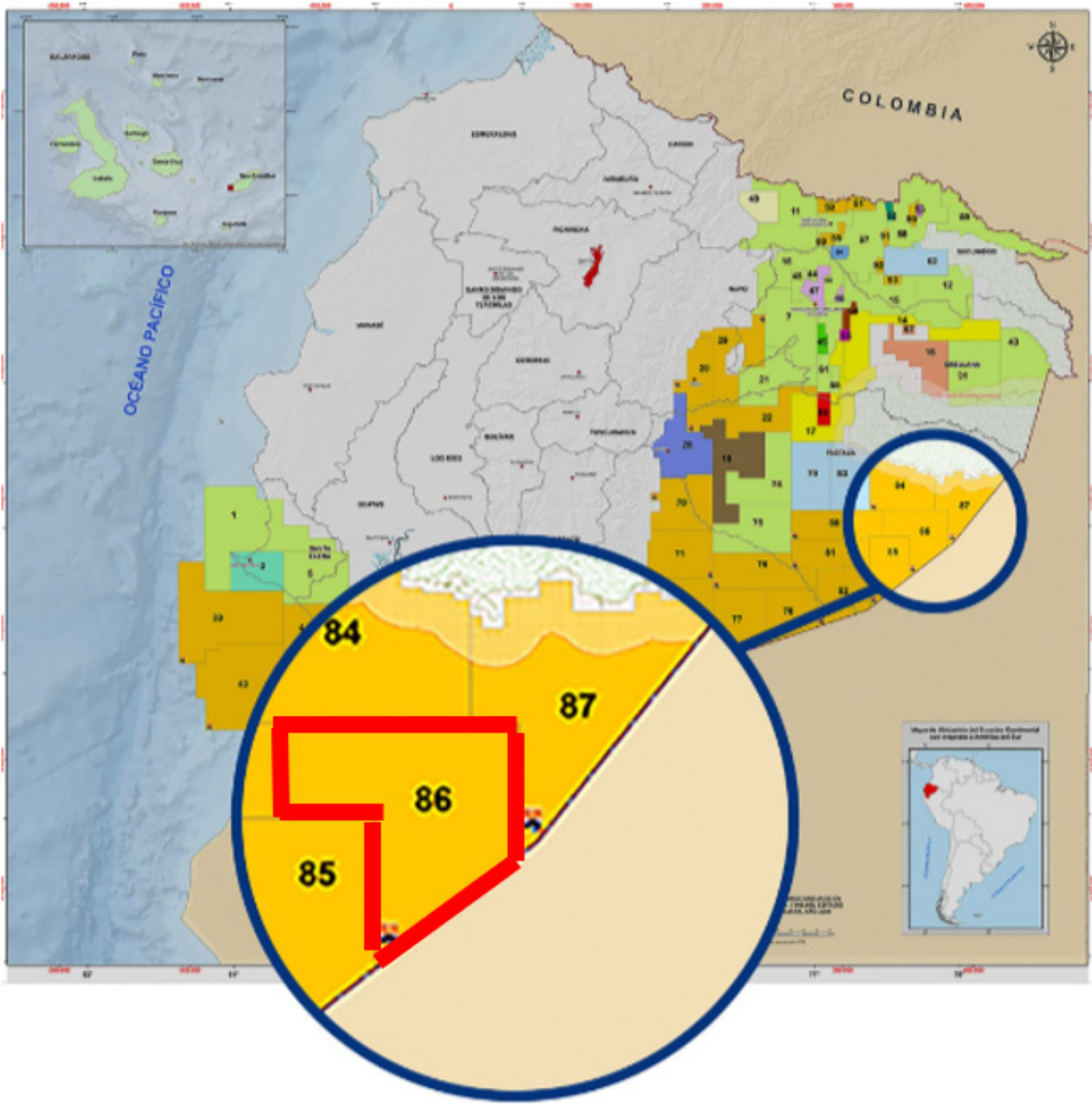


FIGURA 1
Mapa de bloques petroleros del Ecuador

Ministerio de Energía y Minas (2023)

MATERIALES Y MÉTODOS

En el presente estudio se aplicó un enfoque técnico, descriptivo y analítico, en el cual se analizaron estrategias de desarrollo para los yacimientos “U” y “M1” en las diferentes estructuras del Bloque 86, empleando un software comercial, basados principalmente en datos como registros de los pozos exploratorios perforados, mapas estructurales 2D y estudios anteriores en esta área de la Cuenca Oriente, tales como Rivadeneira, Vásquez y Simba (2006); Rodas (2007); Cushpa y Malliquinga (2015); y Chamorro y Narváez (2025).

El estudio se desarrolló siguiendo un enfoque secuencial, garantizando así un procesamiento riguroso y una adecuada utilización de los datos analizados. La estructura del flujo de trabajo se ilustra en la Figura 2 y es similar a la que se señala en el trabajo de Chamorro Narváez (2025).

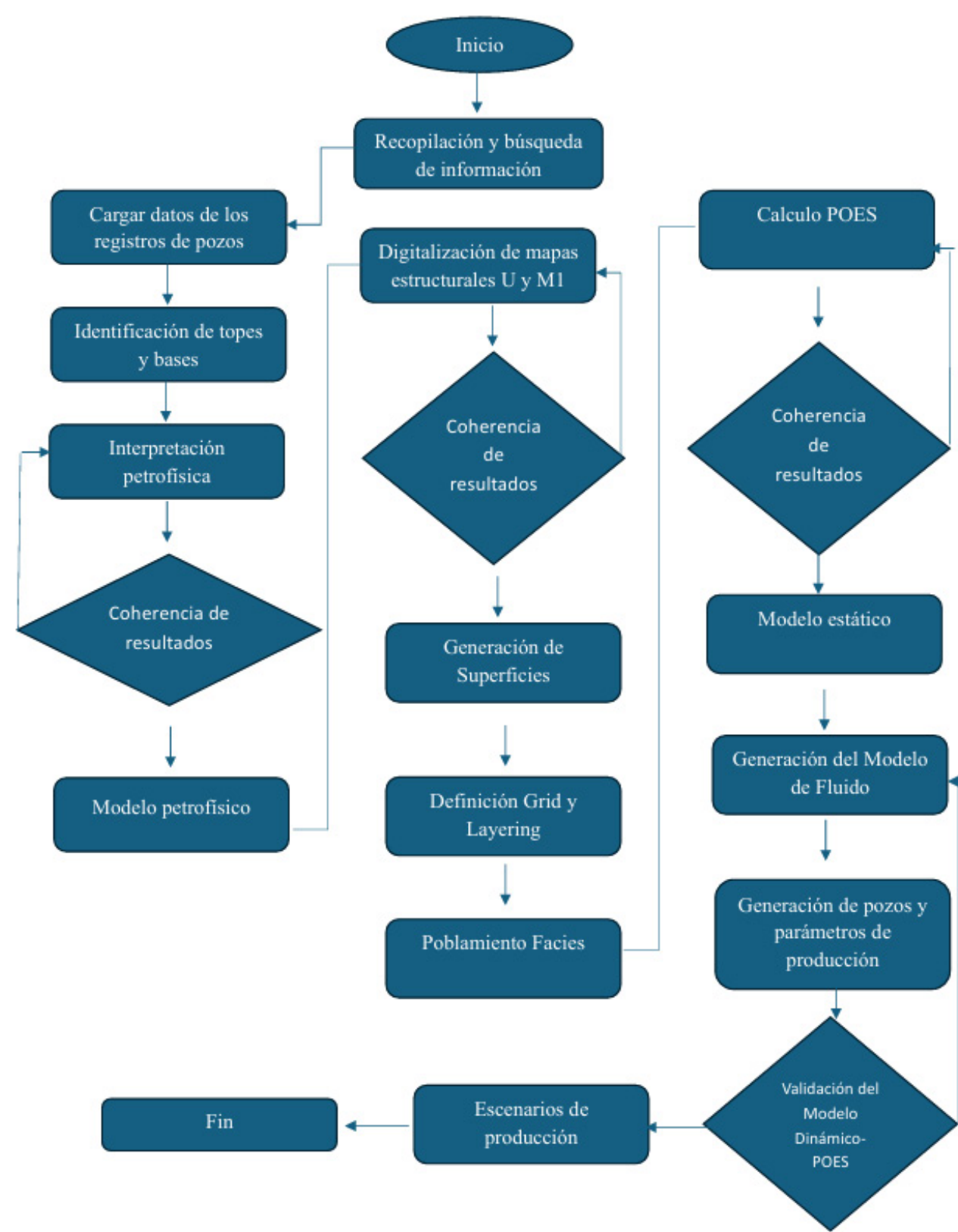


FIGURA 2
Diagrama de flujo para el procesamiento y análisis de la información

La información disponible corresponde a 5 pozos exploratorios, que fueron probados en las arenas U Superior, U Inferior y M1.

TABLA 1
Topes de los reservorios por pozo

Pozo	Nomenclatura	Yacimiento	Profundidad (MD)
Amazonas001	TM1S	Tope arenisca M1	8.842'
	BM1S	Base arenisca M1	8.932'
	TUUS	Tope arenisca U superior	9.479'
	TLUS	Tope arenisca U inferior	9.510, 5'
	BLUS	Base arenisca U inferior	9.538'
Balsaura001	TM1S	Tope arenisca M1	9.100'
	BM1S	Base arenisca M1	9.185'
	TUUS	Tope arenisca U superior	9.726'
	TLUS	Tope arenisca U inferior	9.749'
	BLUS	Base arenisca U inferior	9.810'
Conambo001	TM1S	Tope arenisca M1	8.815'
	BM1S	Base arenisca M1	8.894'
	TUUS	Tope arenisca U superior	9.448'
	TLUS	Tope arenisca U inferior	9.486'
	BLUS	Base arenisca U inferior	9.512'
Huito001	TM1S	Tope arenisca M1	8.710'
	BM1S	Base arenisca M1	8.824'
	TUUS	Tope arenisca U superior	9.380'
	TLUS	Tope arenisca U inferior	9.395'
	BLUS	Base arenisca U inferior	9.425'
Marañón001	TM1S	Tope arenisca M1	8.850'
	BM1S	Base arenisca M1	9.014'
	TUUS	Tope arenisca U superior	9.543'
	TLUS	Tope arenisca U inferior	9.552'
	BLUS	Base arenisca U inferior	9.585'

Luego de cargar los registros de pozos al software, se procedió a definir topes y bases para cada pozo. En la Tabla 1 se detallan las profundidades de los reservorios “M1” y “U”.

Evaluación petrofísica: La resistividad del agua de formación (R_w) fue estimada utilizando el registro de Potencial Espontáneo (SP), determinándose un valor promedio específico para cada reservorio en cada uno de los pozos analizados.

El volumen de arcilla fue obtenido de manera individual en cada pozo usando el registro Gamma Ray dado que es único registro que está presente en todos los pozos considerados en la muestra del estudio.

La porosidad y la saturación de agua se calcularon empleando las ecuaciones de Densidad e Indonesian, respectivamente. Los valores de resistividad del agua de formación utilizados en estos cálculos fueron los obtenidos previamente a partir del registro de Potencial Espontáneo (SP). Para las constantes petrofísicas (a, m, n), se asignaron valores de 1, 2 y 2 en el caso de la arena M1, mientras que para la arena U se utilizaron los valores 0,62; 2,15 y 2. Estas constantes son representativas del comportamiento promedio de estos cuerpos arenosos en la región correspondiente de la Cuenca Oriente (Cushpa y Malliquinga, 2015, pp. 14).

En la Tabla 2 se presentan los parámetros empleados para estimar la porosidad y la saturación de agua.

TABLA 2
Parámetros para el cálculo de Sw

Pozo	TD (ft)	Rmf @ FmT (M1)	Rmf @ FmT (U)	Max T° (F°)	FmT° (F°) (M1)	FmT° (F°) (U)	Rw
AMAZONAS001	10.400'	0,366	0,349	229	207	216	0,0145
BALSAURA001	10.186'	0,44	0,427	208	194	202	0,011
CONAMBO001	10.300'	1,19	1,14	240	217	227	0,0108
HUITO001	10.090'	0,364	0,349	220	201	210	0,0094
MARAÑON001	10.491'	0,505	0,487	216	196	204	0,010

La permeabilidad se estimó mediante la correlación de Timur, la cual relaciona la permeabilidad con la porosidad efectiva y la saturación de agua irreducible (Swir).

La saturación irreducible de agua (Swir) fue estimada utilizando la relación de Buckle, la cual consiste en dividir el volumen de agua total (BVW) por la porosidad efectiva obtenida a partir de los registros. Los resultados de este procedimiento se presentan en la Tabla 3. Cabe destacar que dichos valores son aproximados, ya que fueron calculados mediante esta metodología ante la ausencia de datos provenientes de análisis de núcleos.

Este parámetro puede calcularse de la siguiente manera (Buckles, 1965) que vincula el volumen total de agua con la porosidad efectiva y la saturación de agua:

$$BVW = \varnothing_{ef} * S_w \qquad \text{Ec. (1)}$$

Se parte del supuesto de que la saturación de agua actual es equivalente a la saturación de agua irreducible, es decir:

$$S_w = S_{wi} \qquad \text{Ec. (2)}$$

Sustituyendo la Ecuación 2 en la Ecuación 1, se obtiene la expresión para calcular la saturación irreducible de agua, como se muestra en la Ecuación 3:

$$S_{wi} = \frac{BVW}{\varnothing_{ef}} \qquad \text{Ec. (3)}$$

El parámetro BVW permite predecir si un reservorio tenderá a producir petróleo o agua. Valores bajos de BVW indican que el reservorio se encuentra en condiciones de saturación irreducible de agua y, por tanto, producirá petróleo sin producción significativa de agua; mientras que valores elevados de BVW están asociados a una mayor producción de agua (Abuhagaza et al., 2021, pp. 32).

TABLA 3
Valores de Volumen total de agua (BVW) y Swir determinados

Pozo	BVW “M1”	BVW “U”	Swir “M1”	Swir “U”
AMAZONAS001	0,03	0,025	0,228	0,151
BALSAURA001	0,05	0,02	0,276	0,139
CONAMBO001	0,035	0,04	0,191	0,208
HUITO001	0,02	0,09	0,106	0,483
MARAÑON001	0,03	0,07	0,161	0,449

Para estimar la permeabilidad se utilizó la correlación de Timur, empleando los parámetros a = 8.521; b = 4,4 y c = 2. Estos valores corresponden a los coeficientes predeterminados establecidos por el software para esta metodología.

Carga de Pozos: Para llevar a cabo el modelamiento estático, se cargaron los headers de los pozos, cuyos detalles se encuentran en la Tabla 4. Asimismo, se incorporaron los registros eléctricos, los datos petrofísicos calculados y, finalmente, las profundidades de los topes y bases.

TABLA 4
Cabeceras de los pozos

Pozo	X (m)	Y (m)	EMR	TD (MD)
AMAZONAS001	349.977,88	9.780.819,63	744'	10.400'
BALSAURA001	342.438,93	9.782.300,47	767'	10.186'
CONAMBO001	353.000,05	9.773.944,11	681'	10.300'
HUITO001	362.763,31	9.758.512,87	680'	10.090'
MARAÑON001	363.622,71	9.752.236,52	713'	10.491'

Digitalización Mapas estructurales: Después de analizar la información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas, se confirmó la disponibilidad de un mapa estructural correspondiente al techo de las arenas “M1” y “U” (Figura 3). En consecuencia, se procedió con su digitalización.

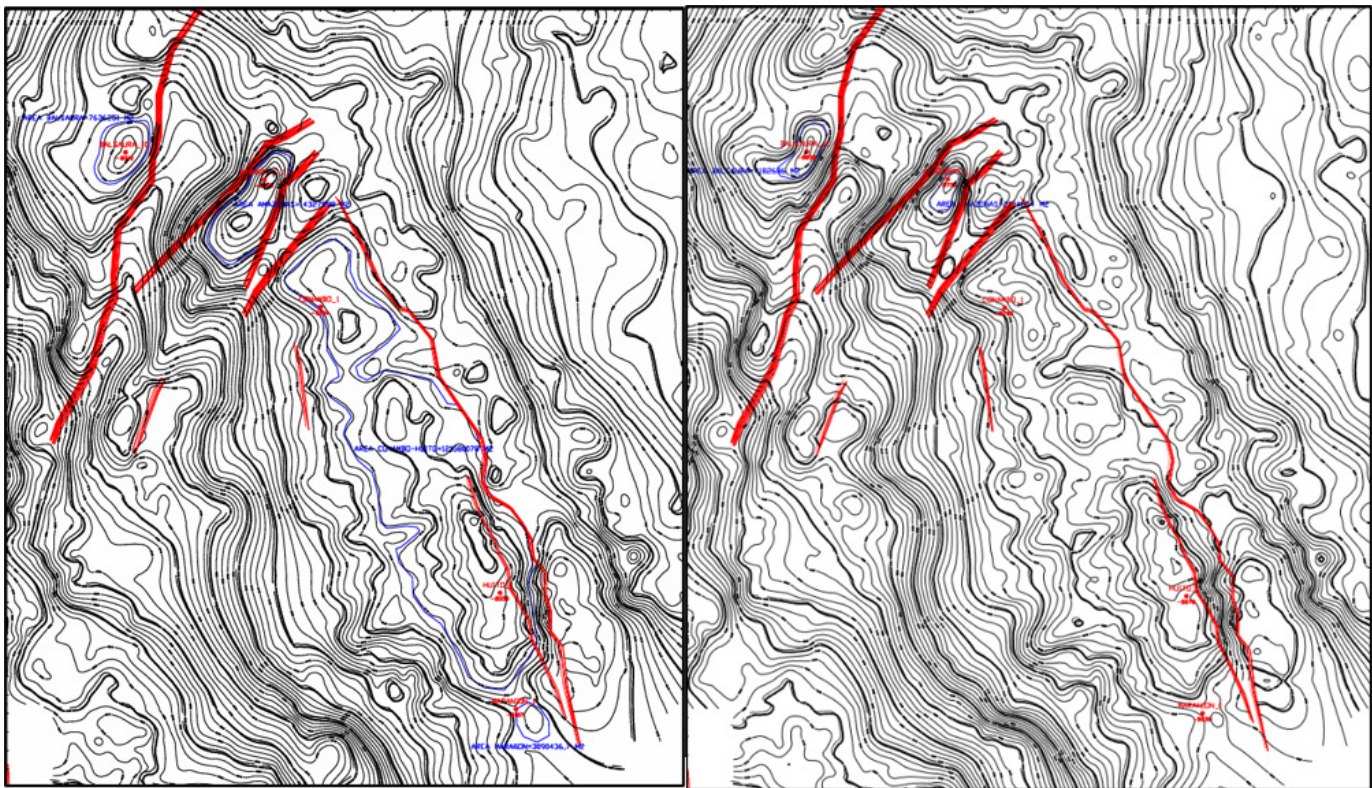


FIGURA 3
Mapa estructural al tope de los reservorios “M1” y “U”

El proceso comenzó con la georreferenciación de los mapas originales usando sus coordenadas geográficas, garantizando la integridad de la posición relativa de las formaciones. Seguidamente, estos mapas se importaron al software en formato ráster y se digitalizaron sistemáticamente las curvas de nivel. A partir de las curvas digitalizadas, se generaron nubes de puntos que representaron las superficies del techo de los reservorios “M1” y “U”. Para dotar de un valor de profundidad real a cada contorno inicialmente registrado con Z = 0, se creó una hoja de cálculo en Excel donde se asignaron los valores de Z correspondientes a cada línea de contorno. Como resultado de este procedimiento, se obtuvo un conjunto de datos digitalizados que representan la configuración estructural de las arenas “M1” y “U” en el bloque 86.

Generación de superficies: Una vez asignados los valores de profundidad a todas las curvas de contorno, se generaron las superficies de los cuerpos arenosos “M1” y “U”. Estas superficies, derivadas del mapa digitalizado, se presentan en la Figura 4.

Antes de construir la malla del modelo, se integraron las fallas estructurales que atraviesan el bloque, debido a su papel determinante en la geometría de los reservorios y en la generación de cierres estructurales. Al no contar con información sísmica suministrada por el Ministerio de Energía y Minas, no fue posible aplicar técnicas convencionales de modelado de fallas; por lo tanto, dichas fallas se digitalizaron manualmente a partir del mapa estructural bidimensional proporcionado.

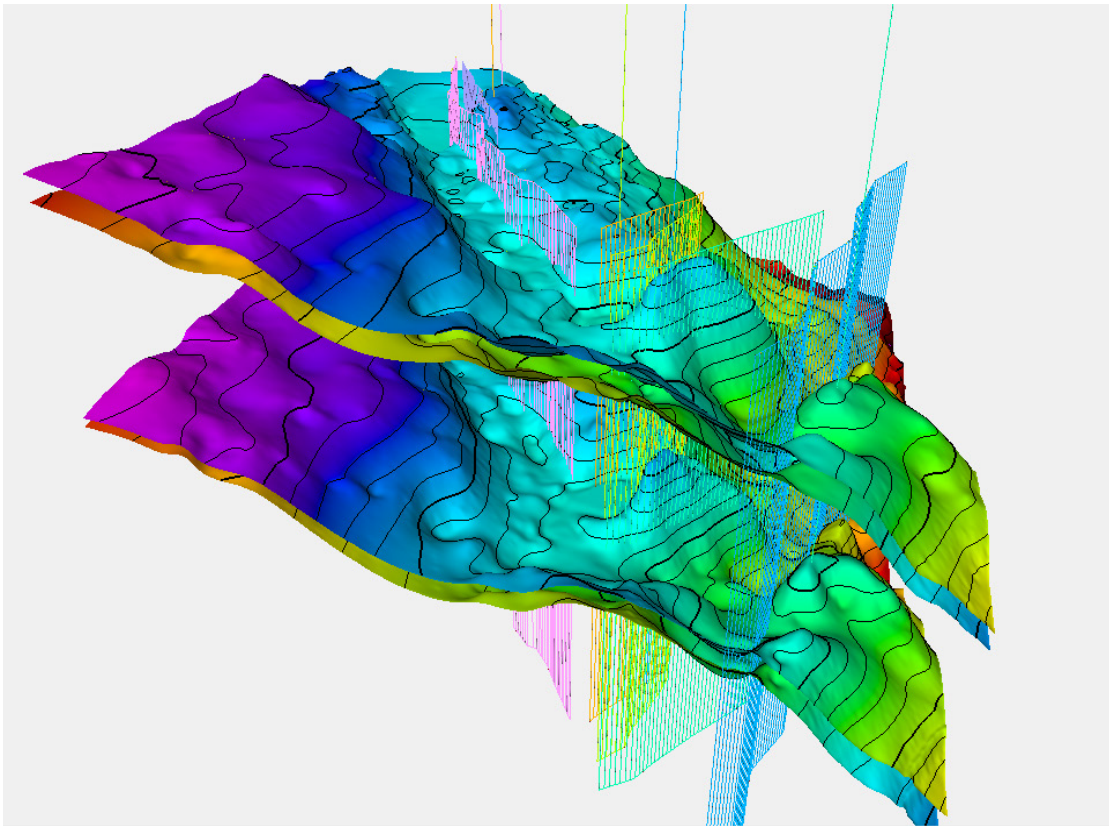


FIGURA 4
Mapa estructural de las arenas “M1”, “U” y fallas geológicas modeladas

Modelado de facies: Las facies de los cuerpos litológicos “U” y “M1” se modelaron a partir de la interpretación de los registros petrofísicos PHIE y VCLGR. Los litotipos resultantes se presentan en la Tabla 5. Debido a la ausencia de información complementaria, se aplicó la misma estrategia de asignación de electrofacies para ambos miembros litológicos.

TABLA 5
Condicionales para determinación de facies en los reservorios “M1” y “U”

Nomenclatura Litotipo	Condicional (Facies Cutoff)
LITO 0: Arenisca	$VCLGR \leq 0,35$ y $PHIE \geq 0,17$
LITO 1: Arenisca Arcillosa	Resto de condiciones
LITO 2: Lutita	$VCLGR \geq 0,7$ y $PHIE \leq 0,04$

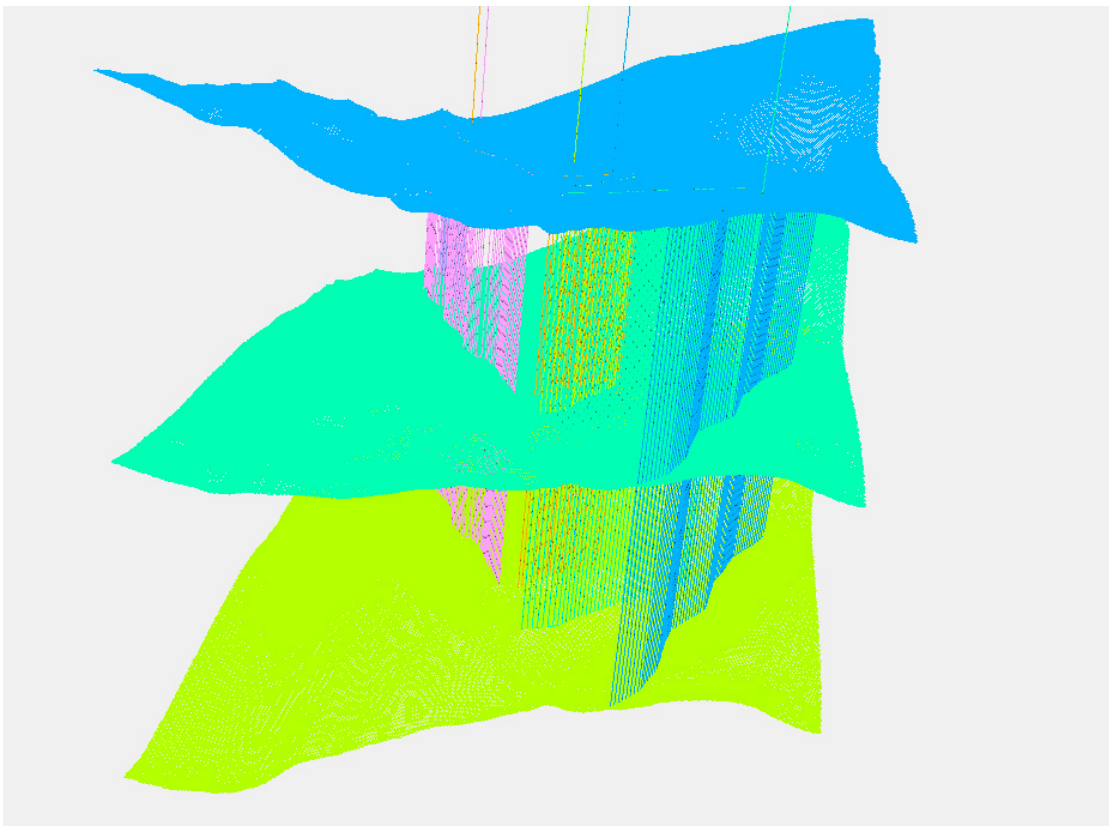


FIGURA 5
Construcción del esqueleto 2D de la malla de simulación

Definición grilla de simulación: Para generar el esqueleto de la malla de simulación, se utilizó el método de Pillar Gridding, el propósito de este paso es definir la forma de cada falla que se muestra en el modelo (Figura 5), esto se hace por la generación de "Key Pillars" (Jaimes, 2016). Además, se implementó un procedimiento de control de calidad consistente en la calibración de las orientaciones de los ejes i y j para cada falla. Al optimizar estas direcciones, se garantizó que las celdas conservaran geometrías regulares y se evitó la aparición de distorsiones que podrían derivar en inconsistencias o errores en la simulación del flujo de fluidos en etapas posteriores.

Creación de capas: Se estableció un número de 40 capas para ambos cuerpos litológicos, decisión respaldada por la considerable variabilidad en el espesor de los reservorios "M1" y "U" observada entre los pozos analizados. Al encontrarse estos pozos dispersos geográficamente y en diferentes campos, resultarían inadecuadas las capas determinadas únicamente a partir del espesor, dado que este difiere sustancialmente de un sitio a otro. Por ello, se ejecutaron varias iteraciones con el fin de preservar al máximo la información durante el escalamiento. El número de celdas configurado en los grids para cada yacimiento se especifica en la Tabla 6.

TABLA 6
Dimensiones de las celdas de la grilla

Yacimiento	Celdas en X	Celdas en Y	Celdas en Z	Total Celdas
M1	544	555	40	12.076.800
U	544	555	40	12.076.800

Escalamiento: En el escalado se incluyeron las propiedades de litología, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, y posteriormente se realizó una validación para garantizar que la pérdida de información fuera la mínima posible, dado que el escalamiento debe conservar el mínimo de información geológica para mantener las características de almacenamiento de datos reales de la formación (Barboza y Sifontes, 2010).

Poblamiento: En el presente estudio se exploraron varios modelos de variograma, identificándose al variograma esférico como el más adecuado. Sin embargo, esta selección incorpora un alto nivel de incertidumbre, dado que no se disponía de estudios sedimentológicos específicos para esta área de la cuenca y el número de pozos exploratorios en las diferentes estructuras era limitado. Por tanto, los variogramas se elaboraron únicamente a partir de la correlación derivada de los datos disponibles y se validaron mediante el ajuste de los modelos en el simulador (Tabla 7).

TABLA 7
Variogramas usados para facies y propiedades

Arena	Propiedad O Facie	Modelo Variograma	Rango mayor (m)	Rango menor (m)	Rango Vertical (m)	Nugget	Sill
M1	Arenisca	Esférico	26.550,845	12.563,111	30,887	0,5592	0,5004
U		Esférico	1.204,089	831,04	54,877	0,5484	0,4525
M1	Arenisca Arcillosa	Esférico	32.204,655	9.062,812	16,649	0,7813	0,2187
U		Esférico	699,094	1.283,502	44,337	0,6014	0,3874
M1	Lutita	Esférico	11.374,166	9.525,63	23,433	0,4389	0,6063
U		Esférico	425,373	391,635	28,227	0,6338	0,4149
M1	Porosidad	Esférico	16.943,198	1.667,746	47,847	0,6902	0,3519
U		Esférico	9.237,671	13.168,308	33,672	0,5135	0,4674
M1	Saturación de agua	Esférico	12.557,945	23.024,464	73,811	0,5088	0,4808
U		Esférico	8.467,193	6.006,927	27,721	0,5163	0,4593
M1	Permeabilidad	Esférico	16.355,471	15.550,725	78,829	0,4669	0,9698
U		Esférico	9.551,95	6.557,548	56,224	0,7303	1,0337

Correcciones: Durante el proceso de modelado, se implementó un control de calidad en cada uno de los modelos generados con el fin de garantizar la coherencia entre los resultados obtenidos y las características petrofísicas esperadas de los distintos tipos de roca. En el modelo de porosidad se detectó la presencia de lutitas con valores altos de porosidad y arenas con valores de porosidad bajos, lo cual requirió ajustes basados en los condicionales usados para la clasificación de facies. De manera análoga, en el modelo de saturación de agua se identificaron valores cercanos a cero en zonas correspondientes a lutitas, lo cual no corresponde con sus propiedades típicas de baja permeabilidad y alta saturación. Finalmente, en el modelo de permeabilidad se observaron lutitas con valores comparables o incluso superiores a los de las arenas, situación que también fue corregida.

Definición de los contactos Agua- Petróleo (CAP): Para definir estos contactos se consideraron los resultados del análisis petrofísico realizado y se contrastaron con estudios previos de esta porción de la Cuenca Oriente. Los valores determinados se muestran en la Tabla 8.

TABLA 8
CAP definido para cada campo

Campo	Reservorio	Profundidad CAP (MD)
Amazonas	M1	8.930'
	U	9.520'
Balsaura	M1	9.154'
	U	9.780'
Conambo-Huito	M1	8.863'
	U	9.512'
Marañón	M1	8.899'
	U	9.584'

Cálculo del POES: La estimación del POES se realizó mediante un enfoque volumétrico, aplicando el cálculo a cada celda de la malla geoestadística. Este procedimiento permitió cuantificar el POES proyectado en la zona surooriental para los campos Amazonas, Balsaura, Conambo-Huito y Marañón, considerando los reservorios “M1” y “U”.

Modelo dinámico: Tras la construcción del modelo estático y la determinación del POES correspondiente al caso de estudio, se procedió a exportar los datos a un software de simulación para elaborar el modelo dinámico. En esta etapa, el modelo se dividió en ocho grids, dos para cada estructura, asignando uno a cada reservorio (M1 y U), salvo en el caso del campo Conambo-Huito, que se abordó como una sola estructura.

En esta etapa, se incorporan al modelo las propiedades características del reservorio, tales como las facies, la saturación de agua, la porosidad efectiva, la permeabilidad y los NULLBLOCKS, que indican las celdas inactivas.

En este estudio se asumió que la permeabilidad en los ejes i y j es idéntica y que la permeabilidad en la dirección k corresponde al 30 % de la permeabilidad horizontal.

Modelado del PVT: Para la elaboración del modelo se incorporaron diversos datos previos, los cuales se especifican en la Tabla 9. En particular, los valores de salinidad se obtuvieron de Cushpa y Malliquinga (2015), quienes reportaron salinidades promedio para los reservorios de las areniscas U y M1 en la zona surooriental de la cuenca. Por su parte, la presión de burbuja (P_b) se determinó empleando la correlación desarrollada por Standing.

TABLA 9
Data usada para la creación de los diferentes modelos de Blackoil

Campo	Reservorio	Temperatura (°F)	Presión de burbuja (psi)	°API	Salinidad del agua (ppm NaCl)
Amazonas	M1	207,33	1.532	9,6	142.000
	U	216,46	1.491	18,3	111.000
Balsaura	M1	194,92	682,29	24	142.000
	U	202,94	1.248,02	13,5	111.000
Conambo-Huito	M1	218,94	1.137,29	10	142.000
	U	227	2.022,06	-	111.000
Marañón	M1	204,24	985,63	11,7	142.000
	U	204,5	1.824,77	-	111.000

En los campos Conambo-Huito y Marañón, las pruebas de producción realizadas en los intervalos evaluados fueron negativas, lo cual sugiere que la arena U se halla completamente saturada de agua. Con base en las trazas de petróleo halladas, cuya gravedad API oscila entre 8 y 11°, se adoptó un valor representativo de 10° API para las simulaciones. Además, a partir de los datos recopilados, se elaboraron para cada campo las curvas de solubilidad de gas y de factor volumétrico del petróleo versus la presión.

Propiedades Roca – Fluido: Ante la falta de datos puntuales, las curvas de permeabilidad relativa se generaron mediante las correlaciones disponibles en el software, ya que no se contaba con información de núcleos para cada campo. Para su calibración, se recurrió a las curvas de un campo análogo para las areniscas “U” y “M1”, basándose en los valores propuestos por Telenchana (2014). Los parámetros empleados se presentan en la Tabla 10.

TABLA 10
Data usada para las curvas de permeabilidad relativa

Descripción	“M1”	“U”
SWCON	0,17	0,18
SOIRW	0,27	0,28
KROCW	1	1
KRWIRO	0,255	0,16
Exponente para K _{rw}	2,5	2,5
Exponente para K _{row}	2	2
Exponente para K _{rog}	2	2,3
Exponente para K _{rg}	3,5	3

Condiciones iniciales: A cada bloque de la malla se le asignaron valores iniciales de presión y saturación de fluidos. La distribución de presión, así como las saturaciones de agua (S_w) y petróleo (S_o), fueron establecidas manualmente. Además, se utilizó un valor constante de presión de burbuja para cada uno de los modelos generados.

Pozos y trayectorias: En las estructuras situadas en el Bloque 86, los pozos perforados son de carácter exploratorio y tienen trayectorias completamente verticales. El objetivo de su perforación fue evaluar el potencial productivo de los reservorios “M1” y “U”, los cuales fueron atravesados durante el proceso.

Para cada pozo se establecieron tres parámetros clave de monitoreo y control: presión de fondo (BHP), corte de agua (BSW) y una tasa mínima de producción de petróleo (BPPD). Los valores indicados en la Tabla 11 fueron determinados a partir de los resultados de las pruebas de producción realizadas, y posteriormente ajustados mediante simulaciones preliminares. La primera corrida en CMG se ejecutó con una duración de un día, con el objetivo de evaluar el comportamiento dinámico inicial de los pozos. Esta duración reducida respondió a la limitada disponibilidad de datos, ya que las pruebas de producción realizadas fueron de corta duración y no ofrecieron resultados concluyentes.

TABLA 11
Parámetros (CONSTRAINTS) establecidos para cada pozo

Pozo	Reservorio	Tasa Líquido (BFPD)	Presión Fondo (psi)	Status
AMAZONAS001	M1	100	400	OPEN
	U	970	200	OPEN
BALSaura001	M1	1.500	200	OPEN
	U	1.500	400	OPEN
CONAMBO001	M1	100	200	OPEN
	U	100	200	OPEN
HUITO001	M1	100	400	OPEN
	U	100	200	OPEN
MARañON001	M1	150	300	OPEN
	U	100	200	OPEN

La presión mínima de fondo fue determinada a partir del proceso de calibración con los datos de las pruebas de producción. Además, se fijó un valor límite de 98 % para el corte de agua (WCUT); si este umbral es superado, el pozo se considera fuera de condiciones operativas adecuadas y se procede a su cierre (SHUT-IN). De igual manera, se definió una tasa mínima de producción en superficie de 10 barriles por día de petróleo (BPPD); si la producción desciende por debajo de este valor, el pozo se clasifica como no rentable.

Pozos piloto: Con el objetivo de evaluar distintos escenarios de producción, se planteó la perforación gradual de 30 pozos piloto distribuidos en las diversas estructuras del Bloque 86. La ubicación de estos pozos se seleccionó estratégicamente en áreas con condiciones petrofísicas favorables, caracterizadas por una porosidad media superior al 15% y una permeabilidad promedio cercana a los 300 mD (ver Figura 6).

Los pozos ubicados se distribuyeron de la siguiente forma: 8 pozos para el campo Amazonas (4 en la arenisca M1 y 4 en la arenisca U), 8 pozos para el campo Balsaura (4 en la arenisca M1 y 4 en la arenisca U), 6 pozos en el campo Marañón (3 en la arenisca M1 y 3 en la arenisca U) y 8 pozos en el campo Conambo-Huito (4 en la arenisca M1 y 4 en la arenisca U).

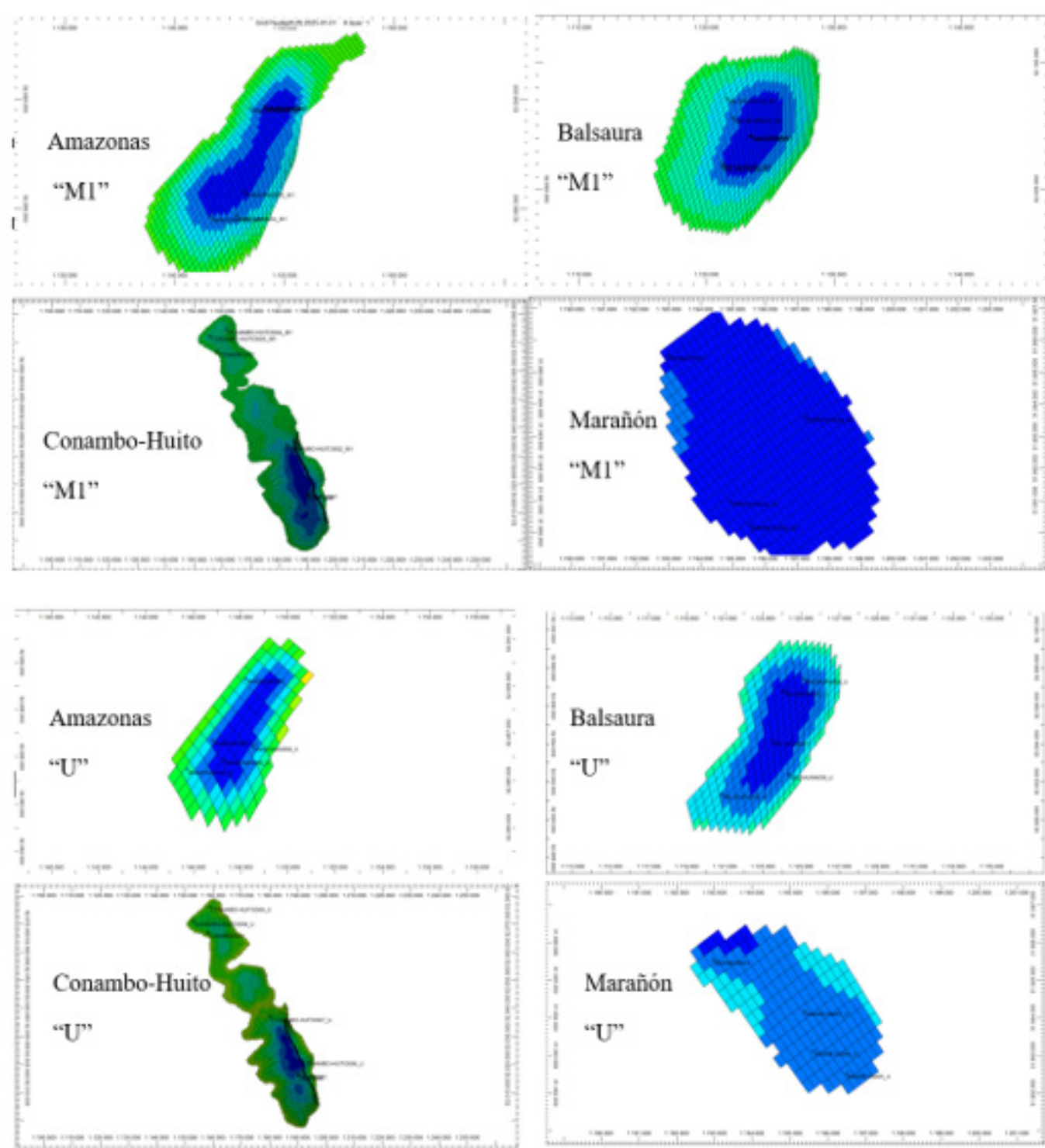


FIGURA 6
 Ubicación de los pozos piloto propuestos en el grid para “M1” y “U”

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Uno de los principales retos al elaborar los mapas estructurales fue representar con precisión las fallas geológicas, ya que la carencia de datos sísmicos detallados limitó la fidelidad tridimensional del modelo. Dichas fallas determinan en gran medida la geometría de los reservorios. Es relevante señalar que, según los mapas suministrados por el Ministerio de Energía y Minas, el campo Marañón no aparece claramente delimitado por ninguna falla. Rodas (2007) señala que existe incertidumbre respecto al tipo de entrapamiento en esta zona, aunque las pruebas de producción han confirmado la presencia de crudo. Esto sugiere que el almacenamiento de hidrocarburos en Marañón podría estar relacionado con un entrapamiento estratigráfico o mixto, en lugar de uno estructural."

Además, se configuraron inicialmente 12.076.800 celdas para cada uno de los reservorios “M1” y “U”. Para mejorar la eficiencia de la simulación, se optó por segmentar el bloque en estructuras individuales en lugar de evaluarlo de forma regional. Para ello se empleó una malla booleana, donde las celdas con valor 1 correspondían a la estructura de interés y las de valor 0 a las áreas fuera de ella. La cantidad de celdas activas en cada campo se detalla en la Tabla 12.

TABLA 12
 Celdas activas por campo

Campo	Reservorio	Celdas Activas
Amazonas	M1	36.120
	U	5.040
Balsaura	M1	35.280
	U	11.840
Conambo-Huito	M1	451.080
	U	405.240
Marañón	M1	21.320
	U	4.440

Además, la limitada cantidad de pozos y la falta de estudios sedimentológicos detallados han provocado incertidumbre en la caracterización de los yacimientos M1 y U. No obstante, al emplear los parámetros propuestos por Saldaña y Guevara (2022), se identificó que un azimut de 345° mejora el ajuste de los variogramas. Este valor se adoptó porque el Bloque 86 forma parte del sistema Capiron–Tiputini, al igual que el área analizada por estos autores.

La Figura 7 ilustra las distribuciones promedio de las propiedades petrofísicas de la arenisca M1 en los distintos campos del Bloque 86.

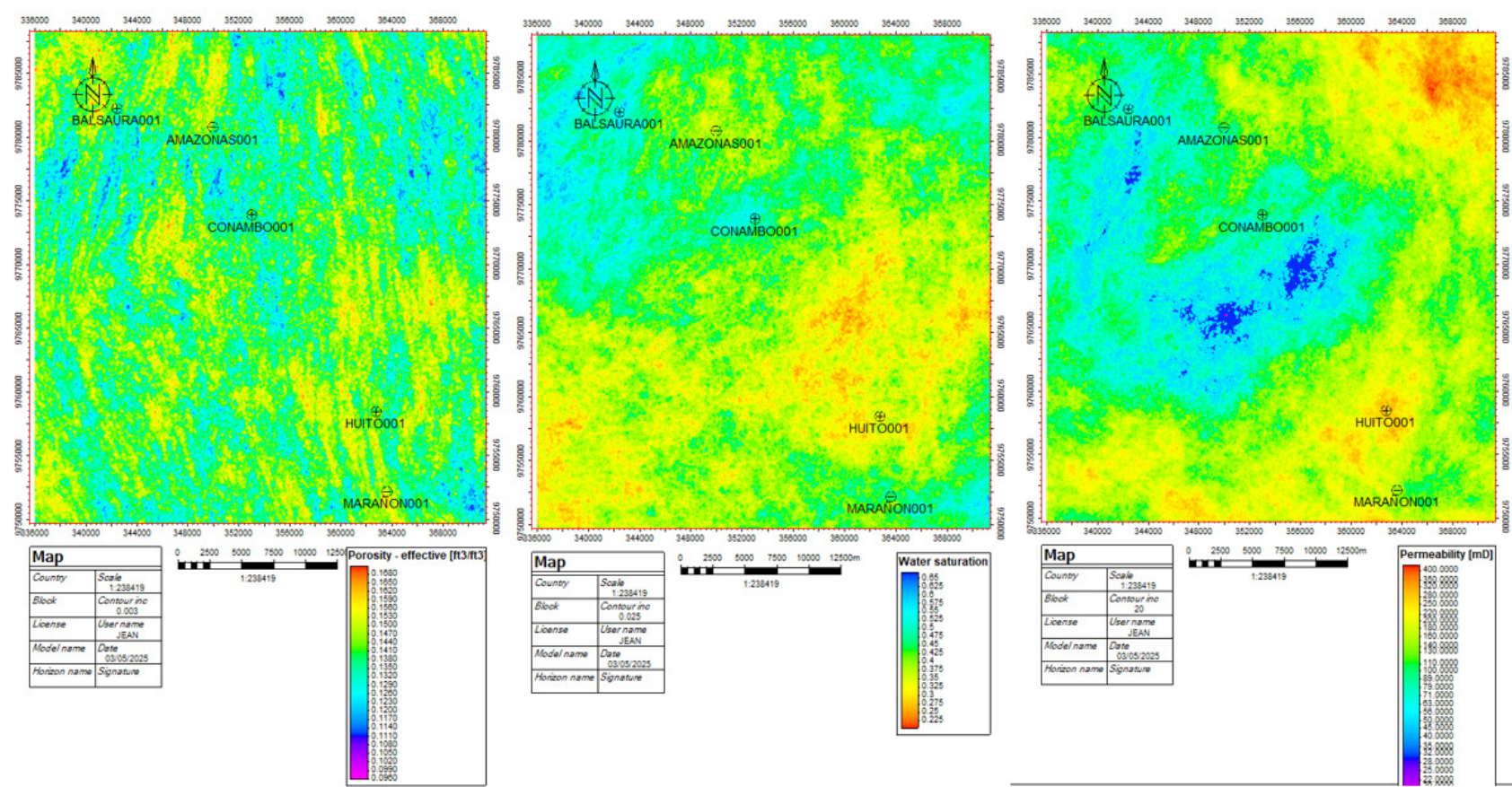


FIGURA 7
Mapas de propiedades petrofísicas en el bloque 86 para la arena “M1”

De acuerdo con la Tabla 13, el POES calculado en este estudio fue de 1.559 MMBLS, frente a los 1.542,41 MMBLS reportados por Cushpa y Malliquinga (2015), lo que supone una variación cercana al 1% y evidencia una estimación comparable. Por su parte, Rivadeneira et al. (2006) reportaron un POES de 737,05 MMBLS, cifra sensiblemente inferior debido a que no incluyeron el reservorio U en Conambo-Huito y Marañón, al registrarse un BSW del 100% en las pruebas de producción. En contraste, el informe del Ministerio de Energía y Minas (2023) estimó un POES de 2.310 MMBLS, un 32% superior a nuestro valor, diferencia que podría atribuirse a metodologías disímiles en la asignación de propiedades del reservorio y a criterios más conservadores en el presente trabajo.

TABLA 13
POES estimado para el Bloque 86

Campo	Reservorio	Boi (bbl/STB)	POES (MMBLS)
Amazonas	M1	1,1	126
	U	1,17	7
Balsaura	M1	1,1	26
	U	1,17	13
Conambo-Huito	M1	1,1	1.105
	U	1,1	254
Marañon	M1	1,124	25
	U	1,1	3
TOTAL			1.559

Además, en la simulación dinámica se emplearon los valores de permeabilidad derivados de la caracterización petrofísica. Se asumió los mismos valores de permeabilidad en las direcciones i y j ($k_i=k_j$), mientras que la permeabilidad vertical (k_v) se fijó en el 30 % de k_i . Sin embargo, los primeros resultados del simulador pusieron de manifiesto la necesidad de aplicar un factor de ajuste de 1,5 a la permeabilidad.

Además, se perforaron treinta pozos piloto de trayectoria vertical, distribuidos uniformemente con cuatro pozos en cada una de las areniscas “M1” y “U” por campo. La localización de estos pozos se basó en zonas con elevados valores de porosidad, permeabilidad y saturación de petróleo. La puesta en producción se llevó a cabo de manera escalonada, activando un pozo cada dos meses a partir del 1 de enero de 2025.

En la Figura 8 se muestra la evolución temporal de las tasas de producción de petróleo (línea azul) y de agua (línea verde) para los reservorios “M1” y U del Bloque 86.

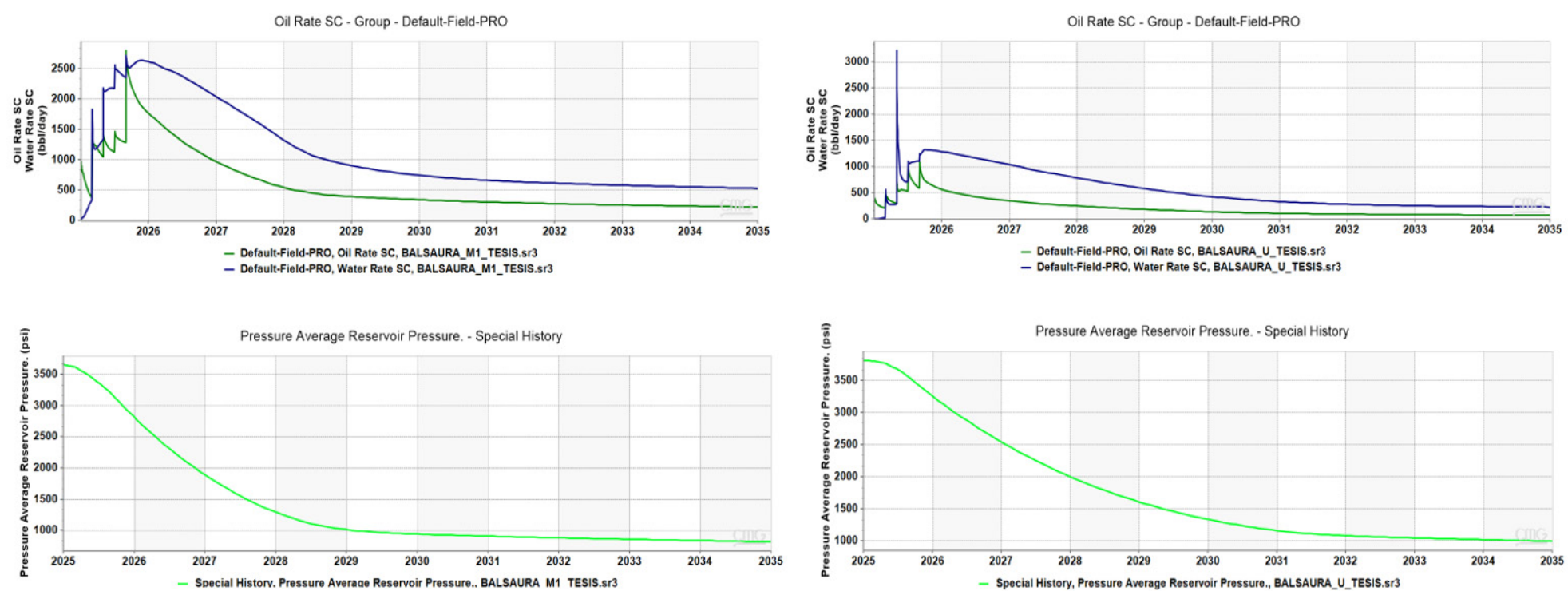


FIGURA 8

Tasa de petróleo, agua y presión vs tiempo del campo Balsaura

En las estructuras de Conambo, Huito y Marañón se preveía que la formación “U” estuviera mayoritariamente saturada por agua, dado que las pruebas de producción no arrojaron resultados favorables; dicha presunción fue confirmada a través de la simulación realizada.

La Figura 9 evidencia el potencial de la zona, mostrando un máximo de producción de 6.995 BPPD y 13 797 BAPD; al final del período simulado, dichas tasas pasan a 1.693 BPPD y 5.541 BAPD.

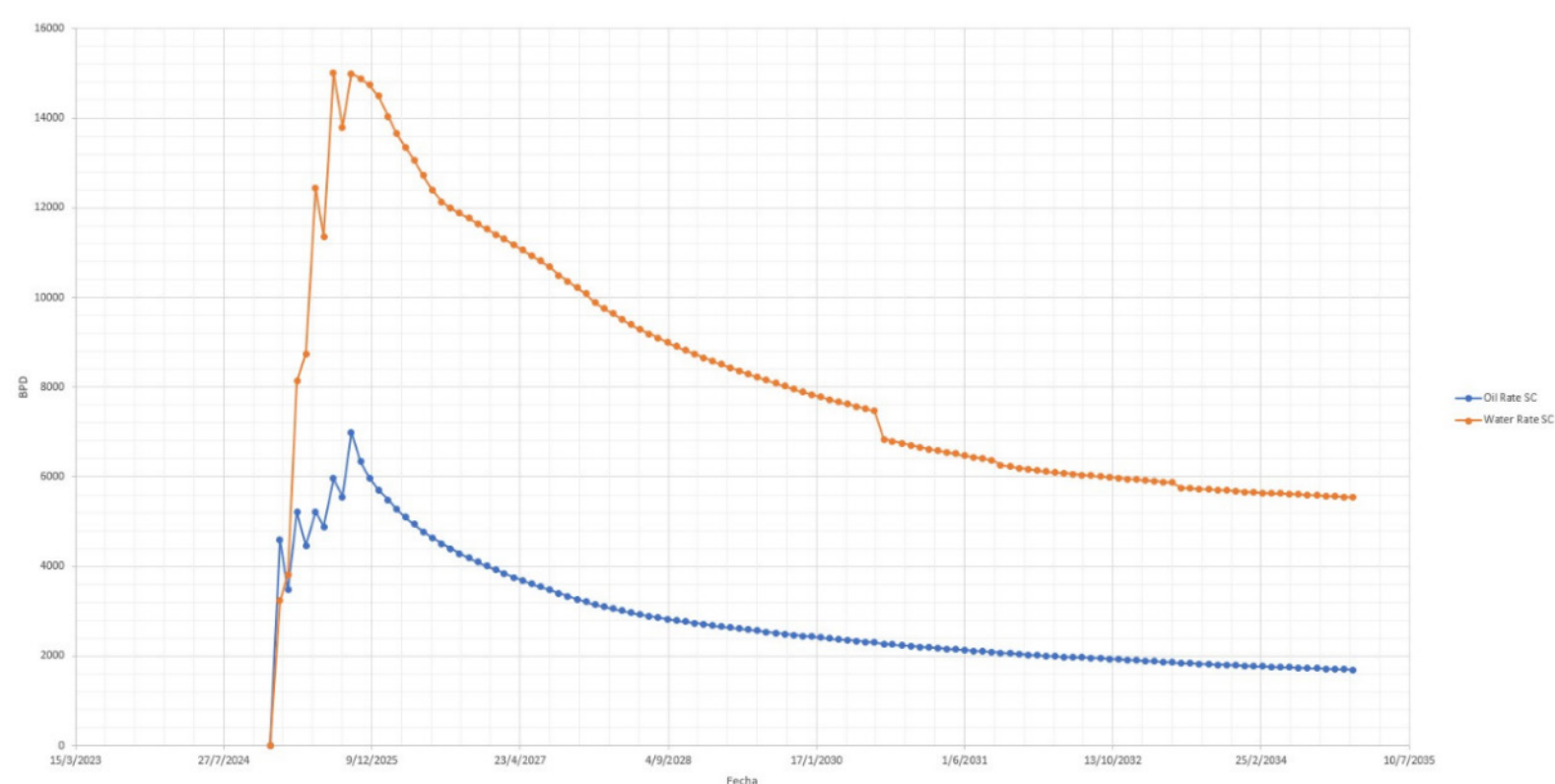


FIGURA 9

Producción de agua y petróleo de los pozos piloto

De igual manera, al término de los diez años, la arena M1 acumuló 9.520 173,38 barriles de petróleo y la arena U 1.038.588,22 barriles, sumando en conjunto un total de 10.588.731,59 barriles.

Desde una perspectiva económica, la producción acumulada proyectada de 10,56 millones de barriles en diez años, bajo un precio referencial de 65 USD por barril, podría generar ingresos brutos cercanos a 686 millones de USD. Sin embargo, esta cifra debe analizarse en relación con la inversión requerida para desarrollar el bloque.

La perforación de 30 pozos piloto podría implicar una inversión superior a 300 millones de USD, asumiendo un costo promedio de 10 millones USD por pozo en condiciones logísticas del suroriente ecuatoriano. A ello deben sumarse costos asociados a infraestructura superficial, facilidades de separación y sistemas de manejo de agua, particularmente considerando la producción acumulada de 30,3 MMBLS de agua.

Un factor determinante en la viabilidad económica es la inexistencia de oleoducto en el suroriente ecuatoriano. La ausencia de infraestructura de transporte obliga a contemplar alternativas como la construcción de un nuevo ramal de conexión al sistema nacional, la instalación de líneas provisionales o el transporte terrestre inicial. Cualquiera de estas opciones incrementa significativamente el CAPEX o el OPEX del proyecto. La construcción de un oleoducto dedicado implicaría inversiones adicionales considerables, mientras que el transporte por carretera puede resultar ineficiente para volúmenes cercanos al pico proyectado de 6.995 BPPD.

A la luz de los resultados obtenidos, el desarrollo de modelos estático-dinámicos en áreas con información limitada, como el suroriente de la Cuenca Oriente, implica necesariamente un grado elevado de incertidumbre estructural, petrofísica y dinámica. En el presente estudio, aunque la estimación del POES (1.559 MMBLS) muestra consistencia con valores previamente reportados, la confiabilidad del modelo está condicionada por restricciones técnicas propias de la zona.

Uno de los principales factores de incertidumbre radica en la ausencia de sísmica 3D. La digitalización manual de fallas a partir de mapas estructurales 2D limita la representación geométrica real de los cierres estructurales, particularmente en campos como Marañón, donde el tipo de entrapamiento no está claramente definido. Esta limitación puede afectar significativamente la continuidad lateral de las arenas y, por ende, la estimación volumétrica y la conectividad dinámica entre bloques. En contextos estructuralmente complejos como el sistema Capiron–Tiputini, pequeñas variaciones en la interpretación estructural pueden generar diferencias sustanciales en el cálculo del volumen original en sitio.

Desde el punto de vista petrofísico, la carencia de análisis de núcleos obligó a utilizar correlaciones empíricas (Timur, Buckle) y parámetros regionales promedio. Si bien estas metodologías son técnicamente válidas, introducen incertidumbre en la estimación de permeabilidad efectiva y saturación irreducible, particularmente en facies heterogéneas. El ajuste posterior de un factor multiplicador de 1,5 a la permeabilidad durante la calibración dinámica evidencia posibles discrepancias entre la caracterización estática y el comportamiento real del reservorio, lo cual sugiere que la anisotropía y la conectividad efectiva podrían no estar completamente representadas en el modelo geoestadístico inicial.

En el modelo dinámico, el uso de curvas de permeabilidad relativa análogas y un modelo Black Oil simplificado constituye otra fuente de limitación. La variabilidad en gravedad API (8–24°) y las diferencias de salinidad entre reservorios U y M1 podrían requerir un tratamiento composicional más riguroso para capturar con mayor precisión los cambios de propiedades bajo condiciones de presión variable. La ausencia de datos PVT medidos in situ impide validar completamente las correlaciones empleadas para presión de burbuja y factores volumétricos.

El comportamiento productivo proyectado refleja desafíos operativos relevantes. Aunque el campo Conambo-Huito concentra el 87 % del POES estimado, los factores de recobro obtenidos son bajos en algunos sectores ($\leq 0,5$ % en U), lo que sugiere mecanismos de empuje limitados, alta viscosidad del crudo o presencia significativa de agua estructural. El incremento sostenido del corte de agua durante la simulación confirma la posible influencia dominante del acuífero y evidencia la necesidad de estrategias de manejo temprano de agua.

El suroriente ecuatoriano presenta además retos logísticos y socioambientales particulares. La limitada infraestructura, las restricciones ambientales y la ubicación en zonas de alta biodiversidad implican que cualquier plan de desarrollo debe considerar no solo la viabilidad técnica sino también la sostenibilidad operativa y regulatoria. En este contexto, los resultados del modelo deben interpretarse como un escenario técnico preliminar, más que como una predicción determinística de producción.

Es importante remarcar que, la segmentación del bloque en estructuras individuales mejoró la estabilidad numérica y redujo tiempos de simulación, pero impidió evaluar interacciones hidráulicas regionales potenciales entre estructuras. La posible conectividad a escala de bloque completo constituye un aspecto que debería analizarse en estudios futuros mediante modelos regionales integrados.

Finalmente, aunque los resultados confirman el potencial hidrocarburífero del Bloque 86, particularmente en Conambo-Huito, el grado de incertidumbre asociado a la caracterización estructural, la ausencia de datos PVT y de núcleos, y la simplificación del modelo dinámico exige prudencia en la interpretación de los factores de recobro proyectados. El desarrollo futuro del área requerirá adquisición de sísmica 3D, campañas de laboratorio y pruebas dinámicas de presión que permitan reducir las incertidumbres identificadas y optimizar las estrategias de explotación en el suroriente de la Cuenca Oriente.

CONCLUSIONES

Se determinó que el espesor de la arenisca M1 varía entre 70 y 160 pies, mostrando un incremento hacia el sureste de la zona. Desde el punto de vista petrofísico, el campo Conambo-Huito ofrece las mejores condiciones para la producción de hidrocarburos, con una porosidad efectiva en el rango de 0,12–0,16; saturación de agua de 0,25–0,40 y permeabilidades que alcanzan hasta 300 mD, lo que indica un elevado potencial de almacenamiento y flujo. Por el contrario, los yacimientos Amazonas y Balsaura exhiben porosidades inferiores a 0,12, saturaciones de agua entre 0,50 y 0,65 y permeabilidades reducidas, características que limitan su productividad.

Se determinó que el espesor de la arenisca U varía entre 40 y 80 ft, alcanzando sus máximos valores al noroeste del Bloque 86, cerca del campo Balsaura. Desde el punto de vista petrofísico, el campo Amazonas presenta las condiciones más prometedoras para la producción de hidrocarburos, con una porosidad efectiva de 0,14–0,18; una saturación de agua moderada (0,40–0,55) y permeabilidades de hasta 200 mD. Le sigue el campo Balsaura, que exhibe porosidades de 0,12–0,16; saturaciones de agua de 0,45–0,60 y permeabilidades superiores a 150 mD. En contraste, el campo Marañón muestra los valores menos favorables, con porosidades por debajo de 0,12; saturaciones de agua elevadas (0,65–0,82) y permeabilidades inferiores a 50 mD.

Con los datos recopilados y el análisis petrofísico de los pozos exploratorios de la zona, se estimó un volumen de petróleo en sitio de 1.560 millones de barriles en las formaciones del sector suroriental de la cuenca, y unas reservas recuperables cercanas a 159,7 millones de barriles para los reservorios M1 y U.

El campo Conambo-Huito mostró la estimación más alta de volumen con un POES de 1.359 MMBLS, lo que equivale aproximadamente al 87 % del total calculado. De este volumen, la arenisca “M1” aportó 1.105 MMBLS. En segundo lugar, el campo Amazonas registró un POES de 133 MMBLS, desglosados en 126 MMBLS para “M1” y 7 MMBLS para “U”. El campo Balsaura contabilizó 39 MMBLS en su conjunto, con 26 MMBLS atribuibles a “M1” y 13 MMBLS a “U”. Finalmente, el campo Marañón mostró el menor volumen de hidrocarburos en sitio, con un POES total de 28 MMBLS, distribuidos en 25 MMBLS para “M1” y 3 MMBLS para “U”.

El perfil de producción de la zona suroccidental comenzó con 4.591 BPPD de petróleo y 3.236 BAPD de agua. Durante el primer año, la producción de crudo alcanzó un pico de 6.995 BPPD, para luego entrar en un declive constante. A los diez años, la producción de petróleo había disminuido a 1.693 BPPD, mientras que la de agua subió a 5.541 BAPD, lo que resalta la necesidad de implementar estrategias eficaces de manejo de agua. El modelo dinámico generado proyecta que, para el año 2035, se habrán extraído de manera acumulada 10,56 MMBLS de petróleo y 30,3 MMBLS de agua. El campo Conambo-Huito lidera estas cifras con 5,85 MMBLS de crudo y 14,5 MMBLS de agua acumulados. Le sigue Balsaura, con 2,80 MMBLS de petróleo y 5,94 MMBLS de agua, mientras que Amazonas alcanza 1,53 MMBLS de crudo y 4,78 MMBLS de agua. Finalmente, Marañón presenta la recuperación más baja, con 0,379 MMBLS de petróleo y 5 MMBLS de agua acumulados.

Según el análisis a diez años, con fecha de corte al 1 de enero de 2035, el mayor factor de recobro se registró en el campo Balsaura para la arenisca "M1", alcanzando aproximadamente un 7,8 %. Por el contrario, el valor más bajo correspondió al campo Conambo-Huito en la arenisca "U", con tan solo un 0,3 %.

RECOMENDACIONES

Ejecutar análisis PVT en los pozos exploratorios del Bloque 86 para obtener parámetros de fluidos reales y mejorar la precisión en la estimación del POES.

Adquirir sísmica 3D que permita definir horizontes propios de las areniscas "M1" y "U", reduciendo la incertidumbre en las simulaciones de volumen de hidrocarburos en sitio.

Ampliar la base de datos mediante la perforación de nuevos pozos y el estudio de núcleos, de modo que se puedan implementar correcciones y disminuir la incertidumbre derivada de la falta de información.

Diseñar e implementar un programa de pruebas de restauración de presión en los pozos seleccionados de los reservorios U y M1 del Bloque 86, con el fin de recopilar mediciones in situ de la presión de yacimiento.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la empresa Computer Modelling Group (CMG) por haber extendido una licencia académica de los módulos Builder, IMEX y Results. Asimismo, agradecemos a la empresa Halliburton por la licencia académica del software DecisionSpace Petrophysics y a la empresa Petroaptos-RFD por la licencia académica del software tNavigator. Finalmente, agradecemos al Ministerio de Energía y Minas por haber proporcionado la información requerida del Banco de Información Petrolera del Ecuador.

Contribuciones de los autores

Jeanpierre Armando Chamorro Enríquez: análisis formal, investigación, metodología, redacción – borrador original.

Carlos Andrés Narváez Romero: curación de datos, visualización, redacción – borrador original.

Guillermo Javier Miranda Díaz: conceptualización, administración del proyecto, supervisión, redacción – revisión y edición.

Cesión de derechos y declaración de conflicto de intereses

La revista FIGEMPA: Investigación y Desarrollo conserva los derechos patrimoniales (copyright) de la obra publicada, al mismo tiempo que promueve y permite su reutilización. La obra se publica en edición electrónica bajo la licencia Creative Commons CC-BY 4.0, que permite a los usuarios compartir, copiar y redistribuir el contenido, siempre que se dé el debido reconocimiento a los autores. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es_ES).

Los autores declaran haber respetado los principios éticos de investigación y estar libre de cualquier conflicto de intereses.

REFERENCIAS

- Abuhagaza, A.A., El Sawy, M.Z. y Nabawy, B.S. (2021) "Integrated petrophysical and petrographical studies for characterization of reservoirs: A case study of Muglad Basin, North Sudan", *Environmental Earth Sciences*, 80(171). DOI: 10.1007/s12665-021-09489-7
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2014) *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. 2ª ed. Quito, Ecuador: Instituto Francés de Estudios Andinos. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Patrice-Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf
- Barboza, M.E. y Sifontes, V.L. (2010) "Estudio integrado para la construcción del modelo estático y dinámico del yacimiento Los Jabillos QQ-533 del campo Quiriquire Profundo", *XIX Convención Internacional del Gas AVPG*, Caracas, Venezuela. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/374608925/Estudio-integrado-para-la-generacion-del-modelo-estatico-y-dinamico-del-yacimiento-los-jabillos-pdf>
- Buckles, R.S. (1965) "Correlating and averaging connate water saturation data", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 4(1), pp. 42–52. DOI: 10.2118/65-01-07
- Chamorro Guerra, J.A. (2022) *Análisis de la actual situación del mercado petrolero y sus perspectivas de crecimiento en el futuro*. Tesis de pregrado. Universidad Técnica del Norte. Disponible en: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/12283>
- Chamorro Enríquez, J y Narváez Romero, C. (2025) *Evaluación del potencial de producción de los reservorios U y M1 en el Bloque 86 de la Cuenca Oriente mediante simulación numérica*. Tesis de pregrado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/37325>

- Cushpa Telenchana, N. y Malliquinga Cocha, E. (2015) *Caracterización geológica regional y potencial hidrocarburífero en las areniscas "U" y "M1" en el suroriente ecuatoriano*. Tesis de pregrado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://www.dspace.uce.edu.ec/bitstreams/b83aefc1-ce66-465b-b238-bff0af70f3ac/download>
- Guevara Panamá, P. y Saldaña Beltrán, B. (2023) *Construcción del modelo estático del reservorio Basal Tena del campo CBO – SHI*. Tesis de pregrado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/29881>
- Infante Proaño, B. y Jiménez Landa, A. (2020) *Estudio para la optimización del consumo de energía en el sistema de extracción de petróleo en el Bloque 43*. Tesis de pregrado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21489>
- Jaimes Pedroza, L. (2016) *Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación carbonera en un campo de los Llanos Orientales - Colombia*. Tesis de pregrado. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/1687>
- Ministerio de Energía y Minas (2023) *Potencial hidrocarburífero del extremo suroriental del Ecuador*. Quito, Ecuador: Coordinación General de Planificación y Gestión Estratégica. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/03/Informe-Rendicio%CC%81n-de-Cuentas-2023.pdf>
- Rivadeneira, M., Vázquez, J. y Simba, H. (2006) *Evaluación geológica con cálculo de reservas de los campos del sur oriente*. Estudio no publicado.
- Rodas, J. (2007) *Evaluación geológica del tren estructural Balsaura-Huito-Shiviyacu en el suroriente ecuatoriano*. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://tesisjr.blogspot.com/>
- Telenchana Barrionuevo, J. (2014) *Evaluación de resultados del proyecto de inyección de agua implementada en los campos Hormiguero Nantu en el yacimiento "M1" y "U inferior"*. Tesis de pregrado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/2753>