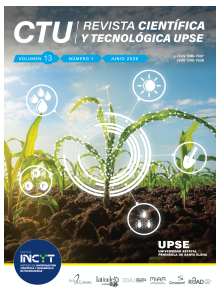
Articulo de investigación

Comparación de métodos térmicos para crudo extrapesado en el campo Pungarayacu mediante simulación numérica de yacimientos

Comparison of thermal recovery methods for extra-heavy oil in the Pungarayacu Field through numerical reservoir simulation



Guillermo Javier Miranda Díaz[1]
Oscar Paúl Jami Jami[2]

https://orcid.org/0000-0002-9344-5230
https://orcid.org/0000-0001-8219-7529

[1]Escuela Politécnica Nacional, EPN, Quito - Ecuador. CP 170525
[2]Universidad Central del Ecuador – UCE – CP. 170402

guillermo.miranda@epn.edu.ec

https://doi.org/10.26423/rctu.v13i1.1492
Páginas: 73- 88

Resumen

El campo Pungarayacu constituye una de las mayores acumulaciones de crudo extrapesado de la Cuenca Oriente del Ecuador; sin embargo, su desarrollo comercial ha sido limitado por la elevada viscosidad del crudo, la influencia del contacto agua-petróleo (CAP) y la escasa evaluación comparativa de métodos térmicos a escala piloto. Este estudio comparó mediante simulación numérica el desempeño de inyección cíclica de vapor (CSS), inyección continua de vapor (ICV) y drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) en los sectores de los pozos IP-5B e IP-15. Se construyeron modelos estáticos y dinámicos sectoriales a partir de registros de pozo, reinterpretación petrofísica, correlaciones de permeabilidad, caracterización PVT y ajuste histórico de los pilotos CSS ejecutados en campo. Se evaluaron escenarios de precalentamiento entre 0 y 6 meses y un periodo predictivo de hasta 12 meses, usando como métricas Qo, Np, corte de agua, SOR y sensibilidad de Morris. Los mejores escenarios alcanzaron aproximadamente 8 300 bbl para SAGD-IP5B (0M), 15 000 bbl para ICV-IP15 (3M) y 49 000 bbl para SAGD-IP15 (5M), con SOR promedio cercano a 5 bbl/bbl en el mejor caso SAGD-IP15. Los resultados indican mayor eficiencia relativa de SAGD en IP-15, aunque su extrapolación a todo el campo requiere validación adicional por el carácter sectorial de los modelos y la incertidumbre asociada al CAP.

Palabras clave: CSS, crudo extrapesado, inyección continua de vapor, Pungarayacu, SAGD, simulación térmica.

Abstract

The Pungarayacu field is one of the largest extra-heavy oil accumulations in Ecuador's Oriente Basin; nevertheless, commercial development has been constrained by high oil viscosity, the influence of the oil-water contact, and limited pilot-scale assessment of thermal recovery methods. This study compared cyclic steam stimulation (CSS), continuous steam injection (CSI), and steam-assisted gravity drainage (SAGD) through sector-scale numerical reservoir simulation around wells IP-5B and IP-15. Static and dynamic models were built from well logs, petrophysical reinterpretation, permeability correlations, PVT characterization, and historical matching of field CSS pilots. Preheating scenarios from 0 to 6 months and a predictive period of up to 12 months were evaluated using oil rate, cumulative oil, water cut, steam-oil ratio, and Morris sensitivity analysis. The best scenarios reached approximately 8,300 bbl for SAGD-IP5B (0M), 15,000 bbl for CSI-IP15 (3M), and 49,000 bbl for SAGD-IP15 (5M), with an average SOR close to 5 bbl/bbl in the best SAGD-IP15 case. Results indicate a higher relative efficiency of SAGD in IP-15, although field-scale extrapolation requires additional validation because the models are sectorial and subject to uncertainty related to the oil-water contact.

Keywords: CSS, extra-heavy crude, continuous steam injection, Pungarayacu, SAGD, thermal simulation.

Recepción: 18 de marzo 2026 | Aprobación: 16 de junio 2026 | Publicación: 30 junio 2026

1. Introducción

En la Cuenca Oriente ecuatoriana, Pungarayacu es considerado uno de los activos con mayor volumen de crudo originalmente contenido en el subsuelo, con estimaciones que varían aproximadamente entre 4,5 y 21,7 mil millones de barriles de petróleo según diferentes evaluaciones reportadas en la literatura [1], [2]. Este yacimiento está localizado en la provincia de Napo, dentro del sector occidental de la cuenca, donde la unidad productora de mayor interés corresponde a la formación Hollín inferior, identificada como el principal horizonte reservorio.

El conocimiento técnico del campo se ha desarrollado de manera progresiva. Las primeras evaluaciones geológicas (Poveda *et al.*, 1995; CEPE, 1987) delimitaron el potencial volumétrico del yacimiento, con estimaciones entre 4,5 y 21,7 mil millones de barriles [1], [3]. Posteriormente, Males *et al.*. (2020) y el Ministerio de Minas (2008) analizaron estrategias de explotación y desarrollo conceptual, identificando los procesos térmicos como la alternativa más prometedora [2], [4]. En una etapa más reciente, Llamuca *et al.*. (2020) y Cortez *et al.* (2020) incorporaron ensayos con radiofrecuencia y variantes de SAGD con aditivos, mostrando mejoras de movilidad, pero sin llegar a modelos dinámicos calibrados con datos de campo [5], [6]. Ninguno de estos estudios presentó una comparación numérica calibrada de CSS, ICV y SAGD con ajuste histórico de pilotos reales, lo que constituye la brecha que el presente trabajo busca llenar.

A pesar de estos antecedentes, la evidencia de campo continúa siendo limitada. La aplicación real de métodos térmicos en Pungarayacu se restringe a los pilotos CSS ejecutados por Ivanhoe en los pozos IP-5B e IP-15 entre 2008 y 2015, con resultados productivos reducidos: 139,37 bbl acumulados en IP-5B y 0 bbl en IP-15 según los reportes disponibles [7].

La comparación se planteó a escala sectorial y no como una predicción directa de desarrollo comercial de todo el campo. Esta delimitación es relevante porque los modelos incorporan heterogeneidad vertical, pero asumen continuidad lateral de propiedades alrededor de cada pozo, por lo que los resultados deben interpretarse dentro del rango de condiciones simuladas.

El presente trabajo es el primero en integrar reinterpretación petrofísica propia, ajuste histórico calibrado de pilotos CSS reales y análisis de sensibilidad global (método de Morris) para comparar simultáneamente CSS, ICV y SAGD en los sectores IP-5B e IP-15. Esta integración metodológica permite jerarquizar escenarios piloto con mayor fundamento técnico que evaluaciones basadas exclusivamente en analogías o correlaciones.

Así, el objetivo del estudio fue comparar cuantitativamente, mediante simulación numérica de yacimientos, el desempeño de CSS, ICV y SAGD en los sectores IP-5B e IP-15 del campo Pungarayacu, evaluando Qo, Np, corte de agua, SOR y sensibilidad de parámetros críticos para establecer oportunidades y restricciones técnicas de futuros pilotos térmicos.

Marco conceptual y Modelo de trabajo

Los métodos térmicos evaluados se sustentan en la transferencia de calor hacia el crudo extrapesado para reducir su viscosidad, aumentar la movilidad de la fase oleosa y mejorar el drenaje hacia los pozos productores [8], [9], [10]. En CSS, el vapor se inyecta y se deja en remojo antes de producir desde el mismo pozo, por lo que su eficiencia depende del tiempo de residencia térmica, la pérdida de calor hacia overburden y underburden, el confinamiento vertical, la declinación de productividad por ciclo y la interacción con agua móvil [9], [11]. En la inyección continua de vapor, la respuesta está controlada por el barrido entre inyector y productor, la calidad del vapor, el diferencial de presión, la canalización de fluidos y la gestión de agua producida [12], [13]. En SAGD, el desempeño depende de la formación, crecimiento y estabilidad de la cámara de vapor, así como del drenaje gravitacional del petróleo calentado hacia el pozo horizontal productor [14], [15].

Como hipótesis técnica de trabajo se planteó que la eficiencia de los métodos térmicos en los sectores IP-5B e IP-15 de Pungarayacu depende de la interacción entre calentamiento, reducción de viscosidad, drenaje gravitacional, contacto agua-petróleo (CAP), propiedades roca-fluido y restricciones operativas de los pozos. Esta hipótesis es consistente con estudios de simulación de pilotos SAGD, SAGD asistido con espuma o solventes y procesos térmicos en crudos pesados, donde la configuración de pozos, el arranque térmico y la eficiencia de cámara controlan la producción y el SOR [16], [17], [18], [19], [20], [21]. En consecuencia, la comparación se operacionalizó mediante producción acumulada de petróleo (Np), tasa de petróleo (Qo), corte de agua, Relación Vapor-Petróleo (SOR) instantánea y sensibilidad de los parámetros operativos y petrofísicos. Las curvas de permeabilidad relativa y sus parámetros de Corey se consideraron variables críticas porque controlan la movilidad relativa de agua y petróleo durante el calentamiento, mientras que el CAP se trató como restricción hidráulica local que puede acelerar la irrupción de agua y penalizar el SOR.

2. Materiales y Métodos

El estudio tuvo un diseño cuantitativo, aplicado y predictivo basado en simulación numérica de yacimientos, con una primera fase de reconstrucción histórica de pilotos CSS y una segunda fase de evaluación técnico-operativa de escenarios ICV y SAGD. La metodología integró evaluación petrofísica, construcción de modelos estáticos sectoriales, caracterización PVT, modelado roca-fluido, inicialización, ajuste histórico, definición de escenarios de precalentamiento, análisis de sensibilidad global y comparación mediante indicadores de desempeño. Las herramientas principales fueron CMG versión 2024 para simulación térmica de procesos con vapor, WinProp (incluido en CMG 2024) para modelado PVT de petróleo muerto y DecisionSpace Petrophysics 10 para la reinterpretación de registros, todos los programas se usaron bajo licencia académica.

Las simulaciones ejecutadas en CMG STARS 2024 utilizaron formulación térmica multifásica (TFORM = SXY) y discretización totalmente implícita. Se empleó un criterio de convergencia basado en residuales totales (TOTRES) con tolerancia máxima de 1x10^(-6), un máximo de 15 iteraciones de Newton por paso de tiempo y hasta 7 reducciones automáticas de paso (NCUTS = 7). El tamaño inicial del paso de tiempo tras cambios operativos de pozo fue de 0,01 días (DTWELL = 0,01 d). Para la resolución

del sistema lineal se utilizó el solucionador AIMSOL con ordenamiento REDBLACK y un máximo de 30 iteraciones. Las corridas fueron aceptadas únicamente cuando se verificó convergencia numérica, estabilidad de presión, saturación y temperatura, así como cierre consistente de los balances de masa y energía.

El flujo metodológico se organizó en fases cronológicas: recopilación de información secundaria y registros de pozo; evaluación petrofísica; definición de topes, bases y propiedades; escalamiento vertical; construcción de modelos estáticos; definición de propiedades térmicas; caracterización de fluidos; generación de curvas roca-fluido; inicialización por presión, temperatura y contactos; ajuste histórico CSS; simulación predictiva de ICV y SAGD; análisis de sensibilidad; y comparación de resultados con literatura reciente, tal como se observa en la Figura 1. La información propia del campo fue proporcionada por el Banco de Información Petrolera del Ecuador a través del Ministerio de Ambiente y Energía.

Figura 1: Metodología del estudio

Para mejorar la trazabilidad, las variables se clasificaron como: variables de entrada (presión de inyección, presión de fondo, tasa de inyección, tasa de producción, temperatura y calidad de vapor), variables de control (geometría del modelo, duración de precalentamiento, periodo predictivo y restricciones de pozo), variables inciertas (conductividad térmica, saturaciones críticas, permeabilidades relativas y exponentes de Corey) y variables de respuesta (Qo, Np, corte de agua y SOR). Esta clasificación vincula el marco conceptual con el análisis de resultados: Qo y Np miden respuesta productiva, el corte de agua evalúa la interacción con el CAP, el SOR mide eficiencia energética acumulada y

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

μ*/σ del método de Morris identifica influencia e interacción de variables críticas. La operacionalización de variables se observa en la Tabla 1.

Tabla 1: Variables operativas, petrofísicas, térmicas y de respuesta empleadas en los modelos de simulación.

Variable	Tipo	Indicador	Unidad
Presión de inyección	Operativa	BHP inyector	psi
Temperatura de inyección	Operativa	Temperatura del vapor	°F
Calidad de vapor	Operativa	Fracción de vapor seco	%
Presión de fondo fluyente	Operativa	BHP productor	psi
Tiempo de precalentamiento	Operativa	Duración del precalentamiento	meses
Conductividad térmica de roca	Incertidumbre	Conductividad térmica	Btu/(ft · día · °F)
Swc	Incertidumbre	Saturación irreducible de agua	fracción
Sor	Incertidumbre	Saturación residual de petróleo	fracción
Kro@Swc	Incertidumbre	Permeabilidad relativa al petróleo	fracción
Krw@Sor	Incertidumbre	Permeabilidad relativa al agua	fracción
Nw, Now	Incertidumbre	Exponentes de Corey	fracción
Qo	Respuesta	Tasa de petróleo	bbl/d
Np	Respuesta	Petróleo acumulado	bbl
Wcut	Respuesta	Corte de agua	%
SOR	Respuesta	Relación vapor-petróleo	bbl vapor/bbl petróleo

Evaluación petrofísica

La selección de los pozos IP-15 e IP-5B se justificó por tres criterios: disponibilidad de registros petrofísicos y datos de laboratorio, existencia de antecedentes operativos de pilotos CSS reportados por Ivanhoe y contraste entre condiciones locales del yacimiento, especialmente respecto a espesor neto, calidad petrofísica y cercanía al CAP. Ambos pozos contaban con registros gamma ray, resistividad, porosidad efectiva, saturación de agua y densidad, lo que permitió construir modelos sectoriales comparables para evaluar la respuesta de los métodos térmicos.

Con ayuda del registro gamma ray se identificaron los topes del miembro Hollín inferior para los dos pozos, los cuales se señalan en la Tabla 2.

Tabla 2: Topes y bases identificados para el miembro Hollín inferior.

Pozo	Tope (MD) (ft)	Base (MD) (ft)
IP-15	1006,50	1237,50
IP-5B	753,50	1007,00

Posteriormente, se ajustaron los parámetros para estimar los volúmenes de arcilla, porosidad y saturación de agua. Los valores obtenidos para los pozos se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Valores obtenidos en el análisis petrofísico.

Pozo	Espesor (ft)	NTG pago (frac.)	AV. PHI (frac.)	AV. SW (frac.)
IP-5B	253,5	0,12	0,26	0,21
IP-15	231	0,80	0,21	0,18

Seguidamente, se realizó una estimación de la permeabilidad, para lo cual se usó la ecuación propuesta en el estudio realizado en el campo por [22] y que se muestra en la Ecuación 1.

$$LogPerm = -1 + 16,0479 * PHIE \quad (1)$$

Donde:
PHIE = Porosidad

Modelo estático

A continuación, se desarrollaron modelos estáticos conceptuales para las zonas aledañas a los dos pozos. Estos modelos se diseñaron como modelos sectoriales de geometría cuadrada de 10 acres y 5 celdas en cada eje x e y, lo que configuró celdas de 40,24 m por lado. Esta escala permitió representar el entorno inmediato de cada pozo y evaluar pilotos térmicos, pero no pretende capturar la variabilidad espacial completa del campo.

En el caso del eje z, se definieron capas de 1 pie de espesor, de manera que se configuraron modelos de 231 capas y 254 capas verticales para los modelos generados en las áreas aledañas a los pozos IP-15 e IP-5B respectivamente.

Así, los modelos contaron con un total de 5 775 celdas y 6 350 celdas.

Seguidamente, se procedió a escalar las propiedades petrofísicas, de manera que se incorpore la heterogeneidad vertical en el modelo. Para esto se utilizó el algoritmo de promedio aritmético para la porosidad y saturación de agua.

Estos valores verticales fueron posteriormente poblados de manera constante al resto del modelo; es decir, se asumió que cada capa vertical tenía un valor lateralmente homogéneo en el área sectorial, tal como se observa en la Figura 2. Esta simplificación reduce la incertidumbre geométrica y permite comparar mecanismos térmicos bajo condiciones controladas, pero constituye una limitación porque puede subestimar canalización, barreras laterales, variabilidad de permeabilidad y heterogeneidad no capturada por los registros de un solo pozo.

La representatividad de los resultados queda, por tanto, limitada a modelos sectoriales alrededor de IP-5B e IP-15. La extrapolación a otras zonas del campo requiere modelos geológicos con mayor control lateral, integración sísmica, datos de núcleos adicionales y validación dinámica independiente.

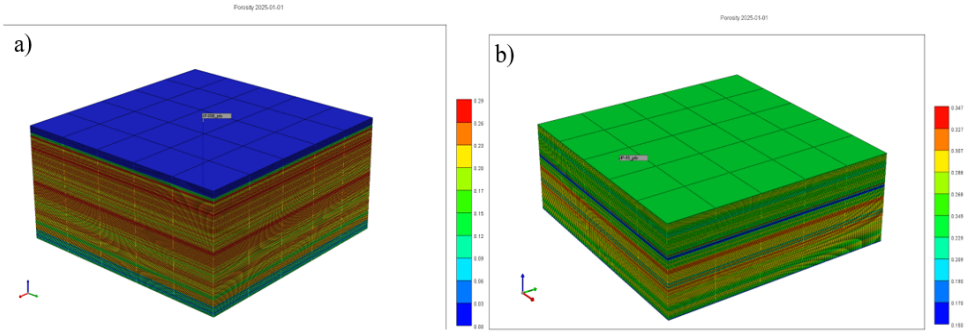


Figura 2: Modelos conceptuales de porosidad alrededor de los pozos: a) IP-15 y b) IP-5B. Los paneles muestran la distribución vertical de porosidad empleada para poblar lateralmente los modelos sectoriales.

Modelo dinámico

A continuación, se definieron las ecuaciones de gradiente de temperatura para que se calculen las temperaturas iniciales en los dos modelos. Las ecuaciones usadas se muestran a continuación:

$$PozoIP - 15 = (0,019 * X0) + 142,71 \quad (2)$$

$$PozoIP - 5B = (0,028 * X1) + 121,56 \quad (3)$$

Donde:
X0, X1= Grid Paydepth (Profundidad MD en pies del centro de cada celda)

Para la estimación de las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos, se emplearon correlaciones y criterios de evolución térmica de propiedades de reservorio reportados en literatura reciente [23]. Los valores obtenidos se resumen en la siguiente Tabla 4:

Tabla 4: Propiedades térmicas de roca y fluidos obtenidas mediante correlaciones.

	IP-15	IP-5B	Unidad
Compresibilidad de la roca			
Presión de referencia	485,82	381,14	Psi
Compresibilidad	0,000031672	0,000032366	1/psi
Propiedades térmicas			
Capacidad Calorífica volumétrica	23,79	23,79	Btu/(ft3*°F)
Conductividad térmica roca	12,168	12,168	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica petróleo	1,5878	1,5878	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica agua	8,52	8,52	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica gas	0,022477	0,022477	Btu/(ft*día*°F)
Pérdidas de calor (underburden y overburden)			
Capacidad Calorífica volumétrica	23,79	23,79	Btu/(ft3*°F)
Conductividad térmica roca	12,168	12,168	Btu/(ft*día*°F)

Después, se procedió con la elaboración del modelo de fluido, para lo cual se empleó el aplicativo Winprop del software CMG, considerando un modelo de petróleo sin gas en solución (petróleo muerto de un solo componente). En este módulo se ingresaron los datos correspondientes a los fluidos de los pozos IP-15 e IP-5B que se señalan en la Tabla 5.

Tabla 5: Propiedades de los fluidos obtenidas en laboratorio.

Propiedad	Valor IP-5B	Valor IP-15	Unidad
Gravedad especifica	1,06351	1,0112	-
Peso molecular	534	538	kg/kg-mol
Densidad	1063,5	1011,2	kg/m3
° API	1,55	8,4	
Temperatura	68	60	°F
Presión	14,7	14,7	psi

Sin embargo, se recurrió también a datos de campos análogos y correlaciones recientes, especialmente para completar parámetros PVT no disponibles directamente en los análisis de laboratorio del campo, como peso molecular, viscosidad de crudo muerto y comportamiento viscosidad-temperatura. Así, se emplearon criterios de correlaciones de viscosidad y datos análogos de bitumen/crudo pesado para los modelos de los pozos IP-5B e IP-15 [24], [25].

Por otra parte, se usaron los datos proporcionados por Gushor [7] como parámetro de control para ajustar los resultados del modelo de fluido generado. El ajuste se realizó modificando coeficientes de regresión hasta reproducir de forma consistente la tendencia de viscosidad con temperatura observada en los datos experimentales disponibles. La validación fue cualitativa-cuantitativa respecto a la forma de la curva y su rango de valores, reconociendo que los

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

parámetros PVT faltantes se apoyaron en correlaciones recientes y campos análogos cuando no existía medición directa para Pungarayacu [24], [25].

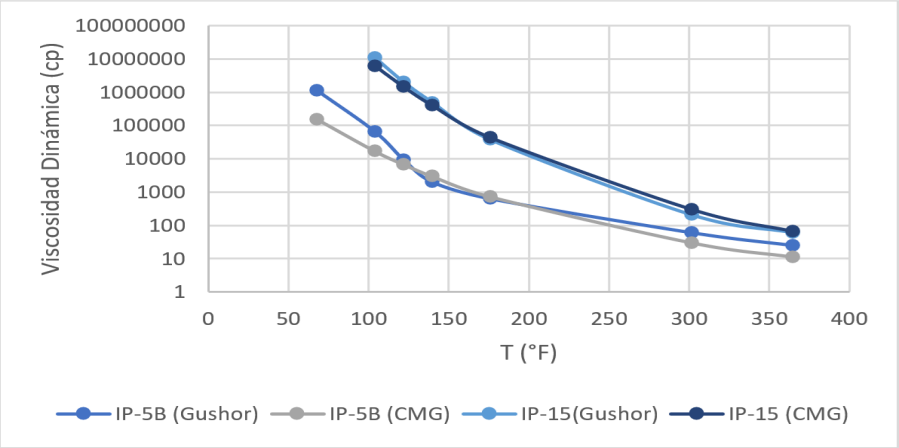


Figura 3: Modelos de fluido para IP-5B e IP-15 y ajuste con datos experimentales de viscosidad-temperatura proporcionados por Gushor [7].

A continuación, se realizó el modelo roca-fluido del campo, para lo cual se usó como referencia los resultados del análisis realizado por [26] ya que es el único estudio del que se tienen datos medidos con muestras del campo, aunque el estudio señala que se usó un crudo sintético con una relación de viscosidades petróleo-agua de 250, la cual resulta pequeña en comparación con los valores que muestran las viscosidades de los fluidos obtenidos en los pozos IP-15 e IP-5B (Figura 3). Estos datos fueron suavizados usando la correlación de Corey y el resultado se puede observar en la Figura 4.

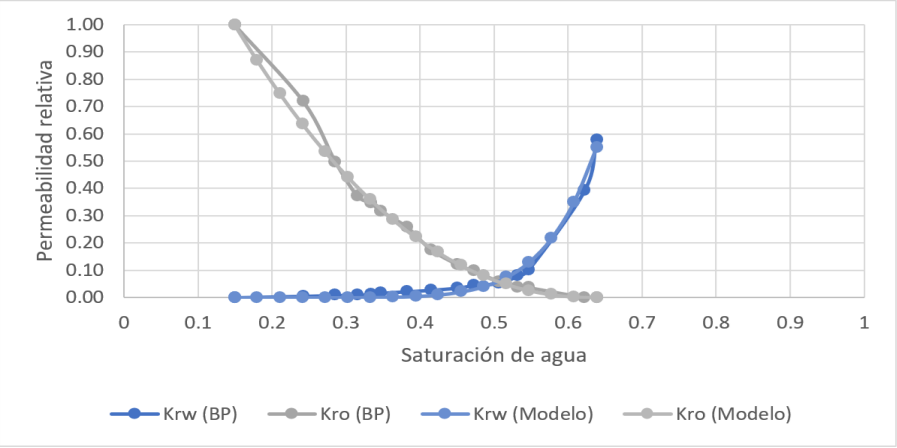


Figura 4: Curvas de permeabilidad relativa roca-fluido (kr): datos base de BP (1986) y curvas suavizadas mediante Corey usadas en los modelos dinámicos.

Seguidamente, se incluyeron los datos de presión a la profundidad de referencia para inicializar la presión de los modelos. Estos fueron calculados en base al gradiente del agua de 0.433 psi/ft, el cual se tomó como referencia en base a la densidad usada para la perforación de los pozos del campo [1].

Asimismo, se establecieron los valores de contacto agua petróleo para el pozo IP-15 y nivel de petróleo más bajo conocido para el pozo IP-15. Todos estos datos se resumen en la Tabla [6].

Tabla 6: Presiones y profundidades de referencia.

Pozo	Profundidad de referencia SSTVD (ft)	Presión de referencia (Psi)	KB (ft)	CAP/LKO (ft)
IP-5B	782,75	381,14	1 663,0	-872,0
IP-15	-2 327,50	516,35	3 564,0	-2 326,5

Posteriormente, se generaron las configuraciones a fin de establecer el caso base y los escenarios con los pilotos de inyección continua de vapor y drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD). Para el caso base se configuraron los parámetros de los pozos IP-15 e IP-5B tomando en consideración los datos operativos reportados por [7] en las pruebas de inyección alternada de vapor aplicadas a los pozos.

Así, en primer lugar, se establecieron los disparos a las profundidades señaladas en la Tabla 7.

Tabla 7: Intervalos de disparo de los pozos.

Pozo	Intervalo MD (ft)	Intervalo SSTVD (ft)
IP-5B	752; 760	-910; -903
IP-15	1 160; 1 220	-2 404; -2 344

Después, se incluyeron las restricciones operativas de los pozos, tanto en su operación como productores, como en su operación como inyectores. Estos datos se muestran en la Tabla 8:

Tabla 8: Parámetros operativos de pozos en modo inyectores/productores.

	IP-5B Iny	IP-5B Prod	IP-15 Iny	IP-15 Prod
Tasa de agua (B/D)	50	-	385	-
Tasa de líquido (B/D)	-	92	-	498
Presión de fondo (Psi)	812	305	526	413
Calidad de vapor (%)	77	-	57	-
Temperatura de inyección (°F)	459	-	450	-

Los pozos fueron configurados para trabajar en secuencias de 49 días de inyección, 6 días de remojo y 30 días de producción (IP-5B), y 12 días de inyección, 11 de días de remojo y 27 días de producción (IP-15).

Seguidamente, se realizó la configuración del escenario de predicción para los pilotos de inyección continua de vapor, para lo cual se incluyó un pozo adicional a cada pozo existente, el cual fue configurado como inyector, mientras que los pozos originales (IP-5B e IP-15) se mantuvieron como productores.

La aplicación de microorganismos benéficos y sustancias húmicas y fúlvicas en plántulas de cacao, no generó diferencias estadísticas significativas en las variables agronómicas evaluadas bajo las condiciones experimentales del presente estudio. No obstante, algunos tratamientos presentaron mayores promedios cuantitativos respecto al testigo, em especial en variables relacionadas con altura de planta, longitud radicular y ritmo de crecimiento diario.

Además, se establecieron tiempos de pre-calentamiento para generar una temperatura suficiente que facilite la movilización de los fluidos entre el pozo inyector y productor. Este proceso se estableció simulando una circulación de fluido en circuito cerrado en cada pozo (inyección por tubing y retorno por espacio anular).

El tiempo de precalentamiento fue definido en función de la capacidad de los 2 generadores usados por la empresa Ivanhoe en los pilotos de inyección alternada (1x 108 BTU/D por cada generador).

De esta manera, se realizó un análisis de sensibilidad con tiempos de 0 a 6 meses de precalentamiento (con pasos de 1 mes) y se estableció un período de hasta 12 meses para la producción de los modelos.

Asimismo, se configuraron las restricciones de pozo con los parámetros establecidos en la Tabla 9. Las presiones de inyección se definieron como 0,7 de la presión litostática para reducir el riesgo de fracturamiento no representado explícitamente en los modelos, mientras que la presión de fondo fluyente fue definida como 0,8 de la presión de referencia para representar un escenario de flujo restrictivo por la alta viscosidad del fluido. Las condiciones de borde se asumieron cerradas en el modelo sectorial, de modo que la respuesta simulada corresponde al volumen drenado alrededor de cada configuración de pozo.

Tabla 9: Parámetros operativos de pozos para el escenario de inyección continua.

Pozo	Restricciones Inyectores BHP (psi)	Restricciones STL (B/D)	Productores BHP (psi)
IP-15	526	500	413
IP-5B	350	500	305

Finalmente, se construyeron los modelos para la predicción de los pilotos de SAGD, para ello se incluyeron dos pozos horizontales separados verticalmente cerca de 15 ft en cada modelo, de los cuales el superior actuó como inyector y el inferior como productor en la fase de operación.

Sin embargo, para precisar una representación real de los procesos de SAGD, también se incluyó un período de precalentamiento, el cual fue simulado asumiendo una circulación en circuito cerrado dentro de todos los pozos horizontales y con una emisión de energía equivalente a la que pueden proporcionar los generadores usados realmente y que se señalaron anteriormente.

Para estos escenarios también se realizaron sensibilidades con respecto al tiempo de precalentamiento con una configuración similar que la usada para los modelos de inyección continua (0 a 6 meses) y un tiempo de predicción de hasta 12 meses. Igualmente, se colocaron las restricciones de pozos inyectores y productores conforme se muestra en la Tabla 10 en la que se consideraron los mismos parámetros explicados anteriormente para los casos de inyección continua.

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

Tabla 10: Parámetros operativos de pozos para el escenario de SAGD.

Pozo	Restricciones Inyectores BHP (psi)	Restricciones STL (B/D)	Productores BHP (psi)
IP-15	526	700	413
IP-5B	350	700	305

Análisis de sensibilidad y métricas de desempeño

Posteriormente se efectuó un análisis de sensibilidad para los modelos que presentaron mejor comportamiento de producción para cada pozo (SAGD e ICV) en los cuales se incorporaron como variables de análisis los parámetros señalados en la Tabla 11

Tabla 11: Variables usadas para el análisis de sensibilidad (valores base y rangos).

Variable	Unidades	IP-5B			IP-15		
		Valor base	Valor mínimo	Valor máximo	Valor base	Valor mínimo	Valor máximo
Presión de inyección	psi	812	609	1015	526	395	658
Tasa de calentamiento de pozo inyector/productor	MMBTU/día	N/A	N/A	N/A	100	75	125
Temperatura de inyección	°F	459	344	573	450	338	563
Calidad del vapor inyectado	%	85,0	63,7	95,0	85,0	80,0	95,0
Presión de fondo fluyente	Psi	305	228	381	413	310	516
Tasa máxima de producción	BPD	500	375	625	500	375	625
Conductividad térmica de la roca	Btu/(ft*día*°F)	12,17	9,13	15,21	12,17	9,13	15,21
Swc	Fracción	0,15	0,113	0,188	0,15	0,113	0,188
Sor	Fracción	0,361	0,271	0,451	0,361	0,271	0,451
Kro@Swc	Fracción	1	0,75	1	1	0,75	1
Krw@Sor	Fracción	1	0,75	1	0,55	0,413	0,688
Nw	Adimensional	3	2,25	3,75	3	2,25	3,75
Now	Adimensional	3	2,25	3,75	2,18	1,64	2,73

Para evaluar la influencia de la incertidumbre de los parámetros del modelo sobre la producción acumulada de petróleo se aplicó el método de Morris, un enfoque de sensibilidad global basado en efectos elementales [26].

La respuesta principal fue Np acumulado al cierre del periodo predictivo y, como respuestas complementarias, se revisaron Qo, corte de agua y SOR. El SOR se calculó como el volumen acumulado de vapor inyectado equivalente dividido para el volumen acumulado de petróleo producido durante el intervalo evaluado, por lo que se reporta como indicador acumulado/promedio del escenario. La selección del escenario óptimo consideró simultáneamente mayor Np, menor SOR, estabilidad de Qo y menor penalización por corte de agua. El promedio absoluto de los efectos elementales (μ^*) se interpretó como influencia global del parámetro, mientras que la desviación estándar (σ) se usó para identificar interacciones o no linealidad. El diseño se aplicó como tamizaje global tipo one-at-a-time sobre las variables de la Tabla 11, usando los niveles mínimos, base y máximo definidos para cada parámetro y procesando por separado los cuatro modelos de mejor desempeño: ICV-IP5B, SAGD-IP5B, ICV-IP15 y SAGD-IP15.

La interpretación de incertidumbre se contrastó con literatura reciente de cuantificación de incertidumbre en simulación de yacimientos [27].

Se verificó la consistencia de unidades antes de comparar escenarios: la calidad de vapor se reportó como porcentaje, las tasas en bbl/d o B/D según variable, el SOR en bbl/bbl y las propiedades térmicas en unidades de campo. En la Tabla 11, los valores de calidad de vapor se expresan como porcentaje y los valores no aplicables se indican como N/A; los parámetros Nw y Now se consideran exponentes adimensionales de Corey, no variables enteras. Sor se usa para saturación de petróleo residual, mientras que SOR se reserva para Relación Vapor-Petróleo.

3. Resultados y Discusión

La sección de resultados se organiza siguiendo las variables de respuesta definidas en la metodología: primero se presenta el ajuste histórico CSS; luego se comparan Qo, Np y corte de agua para ICV y SAGD; posteriormente se analiza la sensibilidad de Morris; y finalmente se evalúa el SOR como indicador energético.

Los resultados del caso base evidenciaron la necesidad de ajustar curvas de permeabilidad relativa y condiciones cercanas al pozo para reproducir los pilotos CSS históricos. Los cambios incluyeron NOW = 3 en ambos pozos, Krw@Sor = 1 en IP-5B, reducción de presión de fondo fluyente a 100 psi en IP-15 y 28 psi en IP-5B, además de una estimulación local representada con skin = -2, condición usual en proyectos de inyección de vapor y reportada en la literatura [9], [11]. Estos ajustes no son únicos, por lo que se interpretan como una calibración razonable dentro de la información dinámica disponible.

Con los cambios mencionados, se alcanzó un ajuste razonable entre los resultados reportados por [7] y los resultados simulados, resumidos en la Tabla 12. En general, el modelo reprodujo adecuadamente los volúmenes acumulados de inyección y producción de fluidos para ambos pozos, con errores inferiores al 13 % en la mayoría de las variables evaluadas.

Tabla 12: Comparación entre resultados históricos reportados y resultados simulados para los pilotos CSS.

Pozo	Variable	Histórico (bbl)	Simulado (bbl)	Error absoluto (bbl)	Error (%)
IP-15	Inyección acumulada de agua	5007,00	4620,00	387,00	7,73
IP-15	Producción acumulada de líquido	7558,45	7360,88	197,57	2,61
IP-15	Producción acumulada de agua	7558,45	7344,13	214,32	2,84
IP-15	Producción acumulada de petróleo	0,00	16,75	16,75	N/A
IP-5B	Inyección acumulada de agua	2500,00	2500,00	0,00	0,00
IP-5B	Producción acumulada de líquido	1440,00	1263,83	176,17	12,23
IP-5B	Producción acumulada de agua	1170,00	1124,46	45,54	3,89
IP-5B	Producción acumulada de petróleo	270,00	139,37	130,63	48,38

En IP-15, la simulación mantuvo la baja productividad observada en campo, estimando únicamente 16,75 bbl de petróleo acumulado frente a una producción histórica reportada de 0 bbl. En IP-5B, aunque el modelo reprodujo satisfactoriamente la inyección acumulada de agua y la producción de fluidos, la producción acumulada de petróleo fue subestimada respecto al valor histórico reportado (139,37 bbl simulados frente a 270 bbl observados). Sin embargo, el modelo logró capturar el comportamiento general de los pilotos CSS, caracterizado por bajas recuperaciones de petróleo y una marcada influencia de la producción de agua. En consecuencia, el ajuste obtenido se consideró suficientemente representativo para la evaluación comparativa de los escenarios ICV y SAGD.

Ahora bien, los resultados obtenidos confirman la dificultad que presenta el yacimiento para ser producido mediante la técnica de inyección cíclica de vapor, mostrando que apenas se obtiene valores de 16,75 barriles de petróleo y 139,37 barriles de petróleo para los pozos IP-15 e IP-5B según la simulación.

La Figura 5 muestra que el efecto del tiempo de precalentamiento sobre Qo difiere según el pozo y el método. En IP-5B, SAGD genera picos iniciales más altos (700 bbl/d), pero de corta duración por irrupción temprana de agua; ICV ofrece una respuesta más gradual y sostenida. En IP-15, donde el CAP ejerce menor control hidráulico, SAGD alcanza picos similares, pero con mayor continuidad, mientras que ICV mantiene tasas entre 300 y 450 bbl/d durante varios meses. SAGD en IP-15 presenta la ventaja productiva más sostenida del conjunto evaluado.

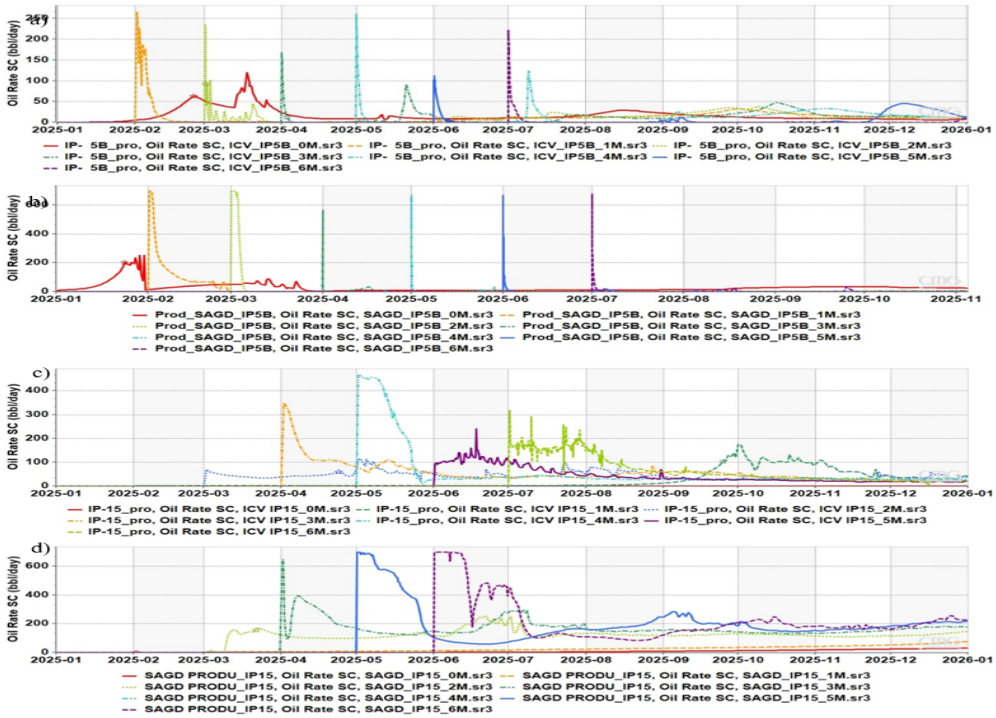


Figura 5: Tasas de petróleo para escenarios ICV y SAGD: a) ICV-IP5B, b) SAGD-IP5B, c) ICV-IP15 y d) SAGD-IP15. Cada panel compara periodos de precalentamiento entre 0 y 6 meses durante el periodo predictivo.

La Figura 6 identifica los escenarios de mayor recuperación acumulada. En IP-5B, tanto ICV (5 800 bbl) como SAGD (8 300 bbl) alcanzan su mejor resultado sin precalentamiento (0M), y la recuperación cae abruptamente con retrasos mayores a dos meses. En IP-15 el comportamiento es opuesto: ICV alcanza su máximo en 3M (15 000 bbl) y SAGD en 5M (49 000 bbl), indicando que la cámara de vapor requiere maduración previa para desarrollarse eficientemente en este sector.

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

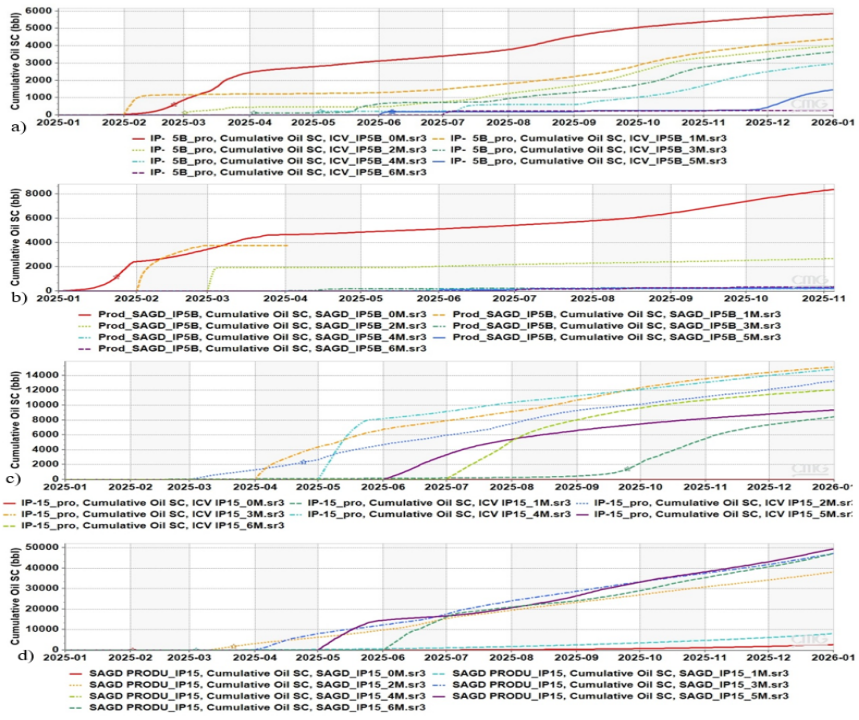


Figura 6: Petróleo acumulado para escenarios ICV y SAGD: a) ICV-IP5B, b) SAGD-IP5B, c) ICV-IP15 y d) SAGD-IP15, diferenciando periodos de precalentamiento entre 0 y 6 meses.

La Figura 7 evidencia el contraste en el manejo del frente acuoso entre ambos pozos. En IP-5B, el corte de agua alcanza valores de 0,95–1,00 de forma casi inmediata en todos los escenarios, confirmando el control dominante del CAP independientemente del método aplicado. En IP-15, los escenarios óptimos (ICV-5M y SAGD-5M) mantienen cortes de agua entre 0,65 y 0,80 durante la mayor parte del período, lo que indica que el tiempo de maduración térmica mejora simultáneamente la recuperación y el control del agua producida.

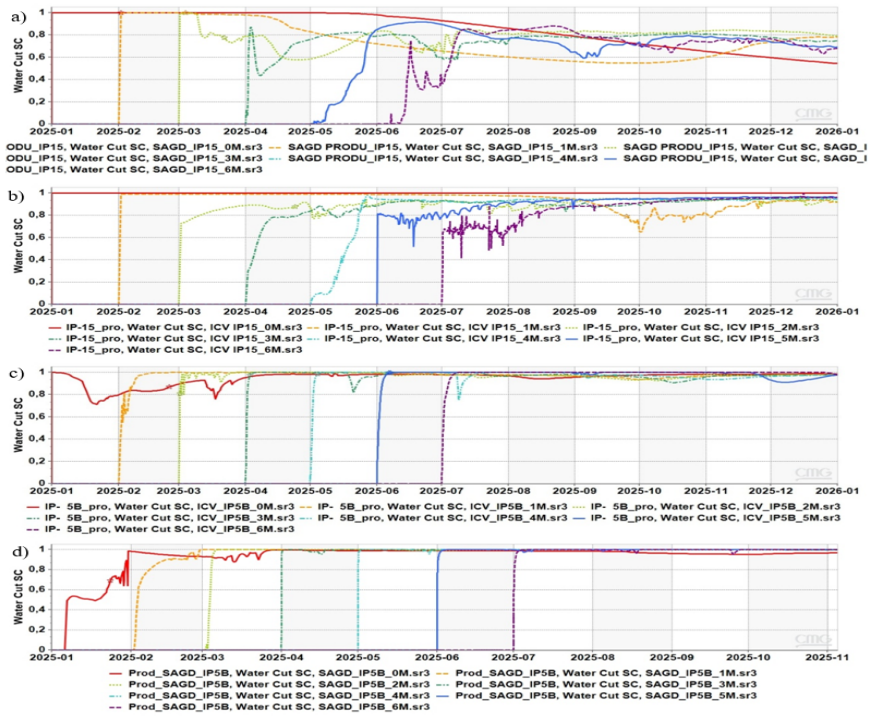


Figura 7: Corte de agua para escenarios ICV y SAGD: a) ICV-IP5B, b) SAGD-IP5B, c) ICV-IP15 y d) SAGD-IP15. Los paneles muestran la respuesta por periodo de precalentamiento y su relación con la cercanía al CAP.

El análisis de Morris permitió identificar las variables con mayor influencia sobre Np acumulado. Los resultados se resumen en la Tabla 13 y Tabla 14. Los resultados tabulados del análisis de Morris muestran que las variables operativas asociadas al control de presión constituyen los parámetros más influyentes sobre la producción acumulada de petróleo. En IP-5B (Tabla 13), la respuesta está dominada principalmente por la presión de inyección y la calidad del vapor, mientras que los parámetros roca-fluido presentan una influencia secundaria.

Tabla 13: Resultados del análisis de Morris para IP-5B.

Técnica simulada	Variable	*		Interpretación
ICV	InjectorQual	1800	0	Muy alta influencia
ICV	ProducerStl	1300	0	Alta influencia
ICV	InjectorBhp	620	670	Alta influencia con interacción
ICV	Thconr	400	0	Influencia moderada
ICV	ProducerBhp	340	0	Influencia moderada
SAGD	InjectorBhp	3000	0	Influencia dominante
SAGD	InjectorQual	500	0	Influencia moderada
SAGD	ProducerBhp	450	0	Influencia moderada
SAGD	Thconr	420	0	Influencia moderada
SAGD	ProducerStl	350	0	Influencia moderada

En contraste, los modelos de IP-15 muestran una participación más importante de las permeabilidades relativas y exponentes de Corey (Tabla 14), evidenciada por los elevados valores de σ observados para Relpermcorr5, Relpermcorr6 y Relpermcorr7. Estos resultados sugieren que el desempeño de SAGD en IP-15 depende de una interacción compleja entre condiciones operativas, movilidad relativa y desarrollo de la cámara de vapor, mientras que en IP-5B la respuesta está más controlada por restricciones operativas y por la influencia del contacto agua-petróleo.

Tabla 14: Resultados del análisis de Morris para IP-15.

Técnica simulada	Variable	*		Interpretación
ICV	ProducerBhp	6100	0	Muy alta influencia
ICV	Relpermcorr7 (Now)	5900	4500	Alta influencia e interacción
ICV	Relpermcorr6 (Nw)	5200	5400	Alta influencia e interacción
ICV	ProducerStl	4900	5400	Alta influencia e interacción
ICV	InjectorBhp	4600	4200	Alta influencia e interacción
SAGD	InjectorBhp	36000	8500	Influencia dominante
SAGD	ProducerBhp	11000	8500	Muy alta influencia
SAGD	ProducerStl	9000	9500	Muy alta influencia
SAGD	Relpermcorr5 (Krw@Sor)	6500	0	Influencia moderada-alta
SAGD	Relpermcorr4 (Sor)	5000	4500	Influencia e interacción significativa

La Figura 8 muestra que en IP-5B la eficiencia energética es limitada en ambos métodos. Bajo ICV, el SOR del escenario 0M desciende inicialmente a 15–30 bbl/bbl pero se incrementa hacia el final del período por el avance de agua. SAGD-0M exhibe una tendencia más favorable, estabilizándose en 20–30 bbl/bbl, lo que confirma que el drenaje gravitacional aprovecha el calor de forma más eficiente que la inyección continua aún bajo influencia del CAP.

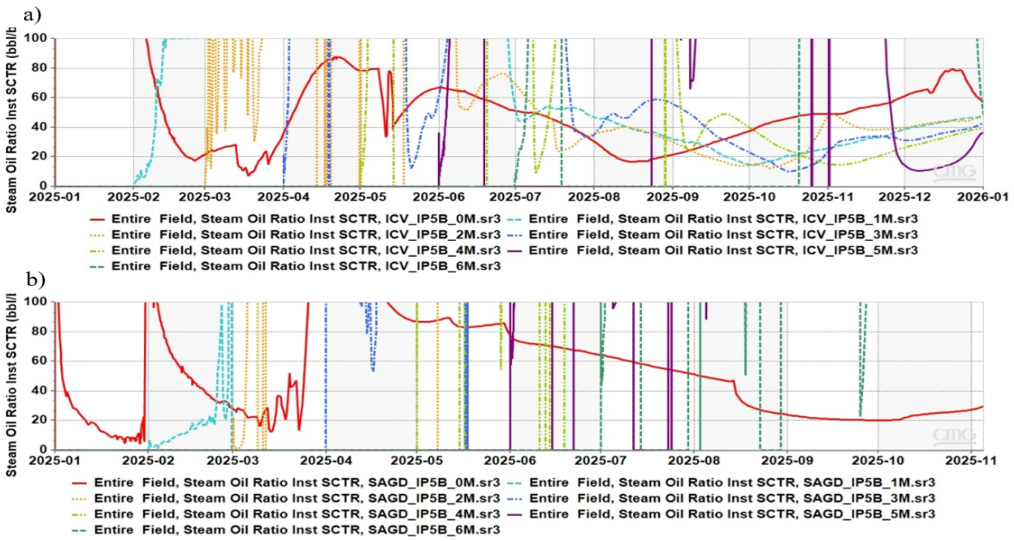


Figura 8: Relación Vapor-Petróleo (SOR) para el sector IP-5B: a) ICV y b) SAGD, por periodo de precalentamiento.

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

La Figura 10 revela la mayor diferencia de eficiencia entre métodos. Bajo ICV, el escenario 5M mantiene un SOR moderado (10–25 bbl/bbl), mientras que escenarios con poco precalentamiento superan 80 bbl/bbl. SAGD-5M logra el mejor desempeño del conjunto: SOR de 3–8 bbl/bbl tras la fase inicial, lo que confirma que en IP-15 la cámara de vapor se consolida eficientemente y que el período de maduración mejora de forma simultánea la recuperación y el aprovechamiento energético.

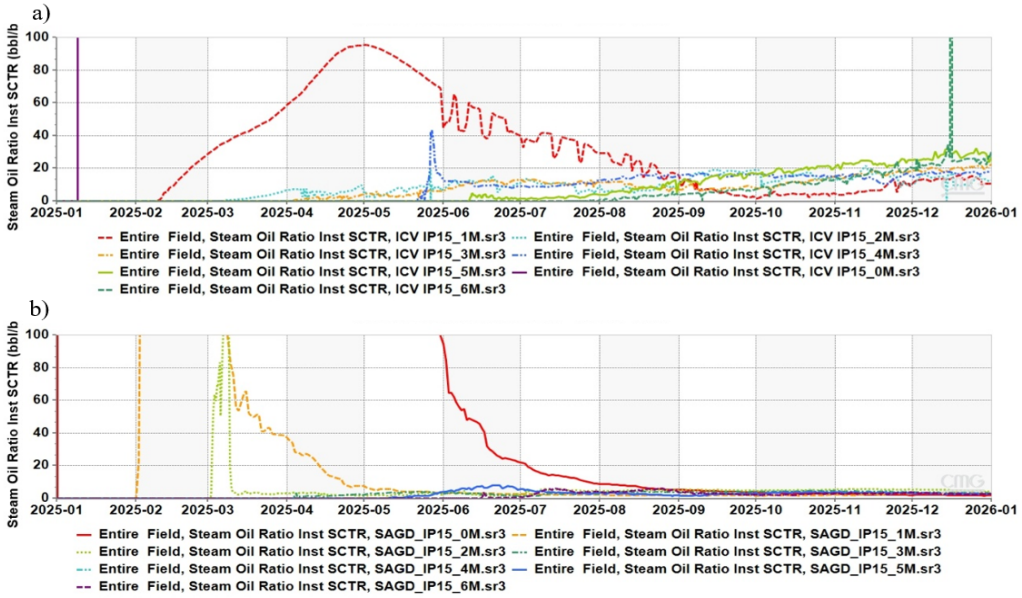


Figura 9: Relación Vapor-Petróleo (SOR) para el sector IP-15: a) ICV y b) SAGD, por periodo de precalentamiento.

Los resultados del presente estudio, particularmente la dinámica de arranque, el corte de agua elevado en proximidad al contacto agua-petróleo (CAP) y la evolución de la Relación Vapor-Petróleo (SOR), son consistentes con comportamientos reportados internacionalmente para procesos térmicos, aunque con diferencias atribuibles a escala, calidad del yacimiento, configuración de pozos, duración de la simulación, disponibilidad de datos y control operativo. Los resultados de los mejores escenarios se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15: Resultados obtenidos para los escenarios simulados.

Método	Qo pico (bbl/d)	Np acumulado (bbl)	SOR promedio
ICV – IP-5B (0M)	120	5800	45
SAGD – IP-5B (0M)	700	8300	32
ICV – IP-15 (3M–5M)*	450	15000	18
SAGD – IP-15 (5M)	700	49000	5

Adicionalmente, los resultados indican que la selección del método térmico debe considerar simultáneamente recuperación y eficiencia energética. Aunque SAGD requiere infraestructura adicional para pozos horizontales y control de la cámara de vapor, presentó los menores valores de SOR y las mayores recuperaciones acumuladas. En contraste, la proximidad al CAP incrementó el corte de agua y penalizó el aprovechamiento energético del vapor en IP-5B. Estos resultados sugieren que futuros pilotos térmicos deberían priorizar sectores con menor influencia hidráulica del CAP y mejores condiciones para el desarrollo de cámaras de vapor estables.

Bajo las condiciones evaluadas, SAGD en el sector IP-15 representa la alternativa técnicamente más favorable al combinar mayores niveles de recuperación con un uso más eficiente de la energía inyectada; sin embargo, su viabilidad definitiva deberá complementarse mediante estudios económicos, disponibilidad de combustible para generación de vapor y evaluación de infraestructura a escala de campo.

4. Discusión

En primer lugar, la baja respuesta del caso CSS (inyección cíclica) puede interpretarse dentro del marco de literatura que reconoce que el calentamiento cíclico de crudos pesados mejora movilidad en etapas iniciales, pero puede perder eficiencia por enfriamiento, heterogeneidad, canalización, interacción con agua móvil y aumento de emisiones o consumo energético cuando el sistema no sostiene una zona calentada efectiva [8], [9], [10], [11]. En Pungarayacu, la combinación de crudo extrapesado y condiciones cercanas a CAP, especialmente para el pozo IP-5B, favorece escenarios donde el calor se traduce en agua producida, condensado o interacción con zona acuosa más que en incremento sostenido de petróleo, lo cual eleva SOR e impone límites

operacionales.

Para el caso de inyección continua de vapor (steamflood/continuous steam injection), la literatura muestra que el éxito depende fuertemente del barrido, el control de canalización, la calidad del vapor, el patrón inyector-productor y la condición previa de saturación de agua [12], [13]. Estudios experimentales de steamflooding en crudos pesados posteriores a procesos de agua han mostrado que la eficiencia térmica mejora cuando existe respuesta petrolera suficiente y control de producción de agua [13]. En ese contexto, los resultados para inyección continua, con SOR inicialmente muy alto durante el calentamiento y posterior reducción hacia valores menores cuando hay respuesta petrolera, siguen la forma esperada: el indicador se dispara cuando el denominador (Qo) aún es bajo y se estabiliza cuando el sistema entra en un régimen de producción más consistente. Este comportamiento es coherente con el carácter transitorio de la transferencia de calor y con la necesidad de superar un umbral térmico para movilizar crudo altamente viscoso.

En cuanto a SAGD, estudios recientes destacan que, una vez establecida la cámara de vapor y el drenaje gravitacional, el desempeño depende del control de presión, de la estabilidad de la cámara, de la composición de fluidos y de la capacidad de sostener producción con menor penalización energética [14], [15]. En el presente proyecto, el hecho de que SAGD alcance valores de SOR bajos y relativamente estables en el pozo IP-15 tras el arranque es consistente con esa evidencia, lo que respalda la interpretación de que el mecanismo dominante pasa a ser el drenaje gravitacional y el aprovechamiento más eficiente del calor almacenado en la formación, en comparación con la inyección continua.

La bibliografía también refuerza la importancia de controlar la etapa de arranque y el crecimiento de cámara de vapor. Estudios de simulación y experimentación física han mostrado que la interacción entre cámara de vapor, banco líquido, aditivos o esquemas de control de presión puede modificar de forma significativa la eficiencia térmica y la estabilidad productiva de SAGD [19], [20], [21]. Estos hallazgos son coherentes con la sensibilidad observada en Pungarayacu, donde el desempeño depende no solo del método seleccionado, sino de la maduración térmica, el CAP y las restricciones operativas aplicadas.

Respecto al tiempo de precalentamiento/arranque, la literatura muestra una variabilidad amplia y fuertemente dependiente de la comunicación térmica inter-pozos, heterogeneidad y mecanismo aplicado. Estudios recientes de CSS y procesos térmicos asistidos reportan que el calentamiento del reservorio controla la fase de arranque y la posterior eficiencia de producción [28]. Por su parte, análisis de arranque SAGD, incluyendo circulación convencional, evidencian que los periodos de precalentamiento pueden ser del orden de meses, por ejemplo, aproximadamente 187–200 días en ciertos escenarios modelados, destacando que el objetivo es lograr una comunicación térmica suficientemente uniforme antes de entrar al régimen SAGD [18]. Bajo esta perspectiva, la sensibilidad de 0–6 meses para precalentamiento cae dentro de un rango internacionalmente plausible, y el hallazgo de que precalentamientos intermedios tienden a maximizar picos/recuperación en ventanas de simulación cortas es coherente con la física del establecimiento del gradiente térmico, aunque debe interpretarse considerando que la ventana temporal, hasta 12 meses, captura de forma parcial la etapa de ramp-up típica de proyectos SAGD.

Asimismo, el efecto del CAP cercano (pozo IP-5B) sobre corte de agua y SOR también está en línea con la literatura que enfatiza la sensibilidad de SAGD e inyección de vapor a la presencia de agua inferior/superior y a la gestión de drawdown/steam trap. Cuando la cámara de vapor interactúa térmicamente con zona acuosa, aumenta la probabilidad de producción de agua por conificación, invasión o incremento de movilidad, lo que reduce la fracción efectiva de petróleo producido y eleva SOR; esto refuerza la necesidad de controles operacionales conservadores, como subenfriamiento, límites de BHP y control de presión de inyección, para sostener eficiencia térmica [14]. En consecuencia, la conclusión de que SAGD tiende a ser más eficiente en términos de SOR que la inyección continua una vez superado el arranque es consistente con la evidencia internacional, pero la penalización por CAP cercano sugiere que la estrategia de control será determinante para la viabilidad en ciertos sectores del campo.

Es importante señalar que las principales limitaciones del presente estudio están referidas a que los modelos son sectoriales y representan únicamente los entornos IP-5B e IP-15; la heterogeneidad lateral fue simplificada; el ajuste histórico se basó en información dinámica limitada; el periodo predictivo de 12 meses captura de forma parcial la maduración de procesos SAGD; no se incluyó una evaluación económica detallada de generación de vapor, tratamiento de agua ni disponibilidad energética; y las conclusiones dependen de los rangos de incertidumbre definidos para las propiedades roca-fluido y operativas. Estas limitaciones no invalidan la comparación, pero restringen la extrapolación directa a todo el campo sin validación adicional.

5. Conclusiones

La reconstrucción histórica de los pilotos CSS ejecutados en los pozos IP-5B e IP-15 permitió obtener una representación numérica consistente del comportamiento observado en campo, constituyendo una base para la evaluación comparativa de escenarios térmicos alternativos.

Los resultados de simulación mostraron diferencias significativas en el desempeño de los métodos térmicos evaluados. En el sector IP-5B, el mejor escenario correspondió a SAGD sin periodo de precalentamiento (0M), con una producción acumulada aproximada de 8 300 bbl, mientras que en el sector IP-15 el mejor desempeño se obtuvo con SAGD y cinco meses de precalentamiento (5M), alcanzando alrededor de 49 000 bbl de petróleo acumulado.

La respuesta de los modelos evidenció una fuerte influencia del contacto agua-petróleo (CAP) sobre el comportamiento productivo. En IP-5B, la cercanía al CAP favoreció la irrupción temprana de agua, incrementó el corte de agua y limitó la eficiencia térmica de todos los métodos evaluados. En contraste, IP-15 presentó condiciones más favorables para el desarrollo de procesos térmicos sostenidos.

El análisis de sensibilidad mediante el método de Morris identificó a las variables operativas asociadas al control de presión, calidad de vapor y restricciones de producción como los parámetros de mayor influencia sobre la producción

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

acumulada. En los escenarios de mejor desempeño también se observó una participación importante de las propiedades roca-fluido, particularmente de los parámetros que controlan las curvas de permeabilidad relativa.

La evaluación energética basada en la Relación Vapor-Petróleo (SOR) mostró que los escenarios con mayor recuperación no necesariamente presentan el mismo nivel de eficiencia térmica. El caso SAGD-IP15 con cinco meses de precalentamiento combinó la mayor recuperación acumulada con un SOR promedio cercano a 5 bbl/bbl, lo que indica un uso relativamente más eficiente de la energía inyectada dentro de las condiciones simuladas.

Los resultados sugieren que, para los sectores analizados y bajo los supuestos adoptados en los modelos, los esquemas SAGD presentan ventajas respecto a CSS e ICV en términos de recuperación y eficiencia energética. Sin embargo, esta conclusión se limita a las áreas representadas alrededor de los pozos IP-5B e IP-15 y no debe extrapolarse directamente a todo el campo Pungarayacu sin estudios adicionales de escala de campo.

Como trabajo futuro se recomienda desarrollar modelos con mayor caracterización lateral, ejecutar nuevos pilotos en campo, realizar evaluaciones técnico-económicas integradas y analizar alternativas de optimización térmica que permitan reducir el consumo de vapor y mejorar la eficiencia energética de los proyectos.

Financiamiento:

La presente investigación se desarrolló con recursos propios de los autores y en el marco de las actividades académicas y de investigación de la Universidad Central del Ecuador y la Escuela Politécnica Nacional. No se recibió financiamiento específico de agencias públicas, comerciales o entidades sin fines de lucro para la ejecución de este estudio.

Declaración sobre uso de inteligencia artificial generativa:

Los autores declaran que las herramientas de inteligencia artificial generativa fueron utilizadas únicamente como apoyo para la revisión lingüística, corrección de estilo y mejora de la redacción del manuscrito. La conceptualización del estudio, recopilación y análisis de datos, interpretación de resultados, elaboración de figuras y conclusiones fueron realizadas íntegramente por los autores, quienes asumen plena responsabilidad sobre el contenido científico del artículo.

Conflicto de intereses:

Los autores declaran que no existe ningún conflicto de intereses financiero, institucional, profesional o personal que pudiera haber influido en los resultados o interpretaciones presentadas en este estudio.

Declaración de disponibilidad de datos

Los datos que respaldan los resultados de este estudio no se encuentran disponibles públicamente, sin embargo, podrán ser solicitados al autor de correspondencia mediante petición razonable y con fines exclusivamente académicos o científicos.

Contribuciones de los autores (Taxonomía CRediT)

• Javier Miranda (30 %) contribuyó en la conceptualización del estudio, desarrollo metodológico, construcción del modelo geológico estático, análisis petrofísico, simulación numérica, validación de resultados, visualización de datos y redacción del borrador original. • Oscar Jami (15 %) contribuyó en la recopilación y procesamiento de información geológica y petrofísica, curación de datos, interpretación de registros de pozo y aseguramiento de la calidad de los datos empleados. • Oscar Jami (15 %) contribuyó en la caracterización estratigráfica del yacimiento, interpretación geológica, correlación de unidades productoras y discusión de los resultados obtenidos. • Oscar Jami (10 %) contribuyó en la organización de bases de datos, elaboración de figuras, mapas y tablas, búsqueda bibliográfica y gestión de referencias. • Javier Miranda (10 %) contribuyó en la supervisión técnica del modelado geológico y dinámico, evaluación metodológica, validación científica de los resultados y edición académica del artículo. • Javier Miranda (20 %) contribuyó en la dirección científica del proyecto, administración de recursos, definición de lineamientos metodológicos, interpretación integral de resultados, revisión final y aprobación de la versión publicada.

6. Referencias

1. POVEDA, H; GUTIÉRREZ, H; PEÑARANDA, R; ROSE, S; JORDAN, D; BOKHARI, S; REINOSO, H; MALES SAVERIO, Carlos Alfredo y MIRANDA DIAZ, Guillermo Javier. Modelo de simulación matemática para la producción del Campo Pungarayacu-bloque 20 [online]. 2017 [Consulta: 24 jun. 2026]. Disponible en: https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec.
2. MALES SAVERIO, Carlos Alfredo; MIRANDA DÍAZ, Guillermo Javier; PALACIOS SERRANO, Diego Gabriel. Heavy Oil in Ecuador: Pungarayacu Field, New Insights and Predictions for Development Strategy. En: [online]. 2020 [Consulta: 24 June 2026]. Disponible en: https://dx.doi.org/10.2118/199084-MS.
3. CEPE; MALES SAVERIO, Carlos Alfredo y MIRANDA DIAZ, Guillermo Javier. Modelo de simulación matemática para la producción del Campo Pungarayacu-bloque 20 [online]. 2017 [Consulta: 24 jun. 2026]. Disponible en: https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec.
4. PETRÓLEOS, MINISTERIO DE MINAS Y; MALES SAVERIO, Carlos Alfredo y MIRANDA DIAZ, Guillermo Javier. Modelo de simulación matemática para la producción del Campo Pungarayacu-bloque 20 [online]. 2017 [Consulta: 24 jun. 2026]. Disponible en: https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec.

5. LLAMUCA, Luis; BONILLA, Andres; MARIÑO, Rolando. Radio-Frequency Application for Oil Mobility Improvement in the Hollin Formation in Ip-15 Well. Pungarayacu Field. En: [online]. 2020 [Consulta: 24 June 2026]. Disponible en: https://dx.doi.org/10.2118/199002-MS.

6. CORTEZ NAVAS, SANTIAGO AND LEMA SARABIA, CHRISTIAN AND ÁLVAREZ MARTÍNEZ, JOSÉ AND SALAZAR ANALUISA, BRYAN AND MANTILLA RIVADENEIRA, ATAHUALPA. FIGEMPA: Investigación y Desarrollo. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo* [online]. 2020, vol. 10, n.º 2, págs. 24-31 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 2602-8484. Disp. desde DOI: 10.29166/revfig.v1i2.2537.

7. IVANHOE ENERGY ECUADOR AND MALES SAVERIO, CARLOS ALFREDO AND MIRANDA DIAZ, GUILLERMO JAVIER. Modelo de simulación matemática para la producción del Campo Pungarayacu-bloque 20 [online]. [s.f.] [Consulta: 24 jun. 2026]. Disponible en: https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec.

8. LI, Jiangang (□□□); DENG, Bo (□□); ZHENG, Hua (□□); JIA, Xinfeng (□□□); ZHANG, Ke (□□); JIANG, Liangliang (□□□) y CHEN, Zhangxin (□□□). Reservoir heating in cyclic steam stimulation for heavy oil recovery. *Physics of Fluids* [online]. 2025, vol. 37, n.º 4, pág. 047110 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 1070-6631. Disp. desde DOI: 10.1063/5.0251117.

9. AMIN, Yahya; MUSA, Tagwa; IBRAHIM, Gasim; ELBASHIR, Nimir. Comprehensive evaluation of cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery: assessing production and CO2 emissions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* [online]. 2025, vol. 15, no. 10, pág. 158 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 2190-0566. Disp. desde DOI: 10.1007/s13202-025-02052-1.

10. LI, Xuening; ZHANG, Fusheng; LIU, Guoliang. Review on new heavy oil viscosity reduction technologies. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* [online]. 2022, vol. 983, no. 1, pág. 012059 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1755-1315. Disp. desde DOI: 10.1088/1755-1315/983/1/012059.

11. ELKAMEL, Loai Saifelden; SEDAEE, Behnam. Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Naturally Fractured Reservoirs. *Arabian Journal for Science and Engineering* [online]. 2022, vol. 47, no. 9, págs. 11623–11633 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 2191-4281. Disp. desde DOI: 10.1007/s13369-021-06399-5.

12. XU, Yunfeng; ZHANG, Zhiquan y ZHOU, Yuhui. A brief review of steam flooding and its applications in fractured oil shale reservoirs. *Frontiers in Earth Science* [online]. 2023, vol. 11 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 2296-6463. Disp. desde DOI: 10.3389/feart.2023.1268103.

13. ZHANG, Wei; LIU, Yigang; ZOU, Jian; WANG, Qiuxia; WANG, Zhiyuan; ZHAO, Yongbin; SUN, Xiaofei. Comprehensive Experimental Study of Steam Flooding for Offshore Heavy Oil Recovery After Water Flooding. *Energies* [online]. 2025, vol. 18, no. 12, pág. 3140 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1996-1073. Disp. desde DOI: 10.3390/en18123140.

14. XU, Zhengxiao (□□□); LIU, Wanjia (□□□); TAO, Lei (□□); SHI, Wenyang (□□□); BAI, Jiajia (□□□); XU, Yunfei (□□□); DING, Yuchen (□□□) y LI, Songyan (□□□). Enhanced oil recovery in heavy oil by steam-assisted gravity drainage using self-generated gas. *Physics of Fluids* [online]. 2025, vol. 37, n.º 8, pág. 083125 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 1070-6631. Disp. desde DOI: 10.1063/5.0284182.

15. JIA, Lu; SHI, Guowei; LU, Xing; JIANG, Yawen; ZHAO, Xuedan; LI, Junhao. Heavy Oil Production Forecasting Using Steam-Assisted Gravity Drainage. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils* [online]. 2026, vol. 62, no. 1, págs. 72–79 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1573-8310. Disp. desde DOI: 10.1007/s10553-026-02033-y.

16. FU, Yujie; LIN, Riyi; ZHANG, Liqiang; CHEN, Pengyu; FU, Jing; YIN, Weicheng; GUO, Jiahao; ZHU, Ningmin; LI, Peiyuan; YANG, Huirong y PANG, Bi. Optimizing thermal recovery strategies: the advantages of expanding solvent-steam assisted gravity drainage (ES-SAGD) in heavy oil reservoirs. *Petroleum Science and Technology* [online]. 2026, vol. 44, n.º 7, págs. 1038-1057 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 1091-6466. Disp. desde DOI: 10.1080/10916466.2024.2446611.

17. MOHAN, V; SU, Y; WANG, J; GATES, J.D. Rich solvent - Steam assisted gravity drainage (RS-SAGD): An option for clean oil sands recovery processes. *Cleaner Engineering and Technology* [online]. 2022, vol. 8, pág. 100463 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 2666-7908.

© 2026 Derechos de autor: Miranda G.| Jami O.

Disp. desde DOI: 10.1016/j.clet.2022.100463.

18. WU, Yongbin; YANG, Zhaocheng; YANG, Zhi; WANG, Chao. Strategies of SAGD Start-Up by Downhole Electrical Heating. *Energies* [online]. 2022, vol. 15, no. 14, pág. 5135 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1996-1073. Disp. desde DOI: 10.3390/en15145135.

19. LI, J; PENG, B; FENG, Q; WANG, X. Dimethyl ether-steam assisted gravity drainage: Physical 2D heavy oil simulation. *Fuel* [online]. 2023, vol. 342, pág. 127821 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 0016-2361. Disp. desde DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127821.

20. SHI, Lanxiang; LI, Xiuluan; GOU, Yan; LIU, Peng y YI, Leihao. Coupling of steam chamber and liquid pool during steam-assisted gravity drainage process in heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [online]. 2022, vol. 212, pág. 110108 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 0920-4105. Disp. desde DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110108.

21. JIA, XINFENG AND WANG, KANGKANG AND XIONG, JIAN AND JIAO, BINHAI AND LIU, DONG AND CHEN, ZHANGXIN AND JIANG, LIANGLIANG AND PANG, ZHANXI. A new pressure control scheme on steam-assisted gravity drainage for heavy oil production. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* [online]. 2024, vol. 102, no. 8, págs. 2754–2767 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1939-019X. Disp. desde DOI: 10.1002/cjce.25233.

22. HALLIBURTON; MALES SAVERIO, Carlos Alfredo y MIRANDA DIAZ, Guillermo Javier. Modelo de simulación matemática para la producción del Campo Pungarayacu-bloque 20 [online]. 2017 [Consulta: 24 jun. 2026]. Disponible en: https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec.

23. SUBBOTINA, Maria; MUKHINA, Elena; KARAMOV, Tagir; POPOV, Evgeny; KOZLOVA, Elena; MORKOVKIN, Andrey; MUKHAMETDINOVA, Aliya; PROCHUKHAN, Konstantin y CHEREMISIN, Alexey. Evolution of reservoir properties of oil shale rocks under hydro-thermal treatment: Investigations from micro- to macro-scale. *Geoenergy Science and Engineering* [online]. 2023, vol. 228, pág. 211972 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 2949-8910. Disp. desde DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211972.

24. HADAVIMOGHADDAM, FAHIMEH AND OSTADHASSAN, MEHDI AND HEIDARYAN, EHSAN AND SADRI, MOHAMMAD ALI AND CHAPANOVA, INNA AND POPOV, EVGENY AND CHEREMISIN, ALEXEY AND RAFIEEPOUR, SAEED. Prediction of Dead Oil Viscosity: Machine Learning vs. Classical Correlations. *Energies* [online]. 2021, vol. 14, no. 4, pág. 930 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1996-1073. Disp. desde DOI: 10.3390/en14040930.

25. SOURAKI, Yaser; ASHRAFI, Mohammad; KARIMAIE, Hassan; TORSAETER, Ole. Experimental Analyses of Athabasca Bitumen Properties and Field Scale Numerical Simulation Study of Effective Parameters on SAGD Performance. *Energy and Environment Research* [online]. 2012, vol. 2, no. 1, p140 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1927-0569. Disp. desde DOI: 10.5539/eer.v2n1p140.

26. MORRIS, Max D. Factorial Sampling Plans for Preliminary Computational Experiments. *Technometrics* [online]. 1991, vol. 33, n.º 2, págs. 161-174 [Consulta: 24 jun. 2026]. ISSN 0040-1706. Disp. desde DOI: 10.1080/00401706.1991.10484804.

27. TUCZYŃSKI, Tomasz; STOPA, Jerzy. Uncertainty Quantification in Reservoir Simulation Using Modern Data Assimilation Algorithm. *Energies* [online]. 2023, vol. 16, no. 3, pág. 1153 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 1996-1073. Disp. desde DOI: 10.3390/en16031153.

28. ZHAO, R; WANG, J; MEN, Z; HE, J; SUN, Z; WANG, T; LI, X; YUAN, Y; XU, H; ZHANG, H. Experimental investigation on cyclic steam stimulation assisted modified THAI to enhance oil recovery in steam-treated heavy oil. *Energy* [online]. 2024, vol. 307, pág. 132533 [Consulta: 24 June 2026]. ISSN 0360-5442. Disp. desde DOI: 10.1016/j.energy.2024.132533.

Artículo de **libre acceso** bajo los términos de una ***Licencia Creative Commons Reconocimiento – NoComercial – CompartirIgual 4.0 Internacional.*** Se permite que otros remezclen, adapten y construyan a partir de su obra sin fines comerciales, siempre y cuando se otorgue la oportuna autoría y además licencien sus nuevas creaciones bajo los mismos términos.