



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN APLICANDO LA TÉCNICA
DUMPFLOODING EN EL CAMPO CHONTA SUR, BLOQUE 61.**

AUTORA

Tomalá Ricardo Denisse Gabriela

**TRABAJO DE TITULACIÓN EN MODALIDAD DE
INFORME DE INVESTIGACIÓN**

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

PhD. Ordoñez Andrade Jorge

La Libertad, Ecuador

2026



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

PhD. Álvarez Acosta Roxana
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA

PhD. Ordoñez Andrade Jorge
TUTOR

PhD. Gutiérrez Hinstroza Marllelis
DOCENTE ESPECIALISTA

Mgtr. Carlos Malavé Carrera
DOCENTE ESPECIALISTA

Mgtr. Rivera González María
SECRETARIA GENERAL
UPSE



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por Tomalá Ricardo Denisse Gabriela, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

PhD. Jorge Ordoñez Andrade

24 días del mes de junio del año 2026



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Tomalá Ricardo Denisse Gabriela

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **Optimización de la producción aplicando la técnica dumphlooding en el campo Chonta Sur, bloque 61**; previo a la obtención del título en Magister en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías, consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 24 días del mes de junio del año 2026

LA AUTORA

Denisse Gabriela Tomalá Ricardo



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **Optimización de la producción aplicando la técnica dumpflooding en el campo Chonta Sur, bloque 61**; presentado por el estudiante, Tomalá Ricardo Denisse Gabriela fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 Certificado de análisis Compilatio Magister+ UPSE-ECU	
Compilatio_Tesis_Maestria_corr ID : f2d7630383fb44a08eea1d27391b06bd690b9c7a	
 3% Textos sospechosos	
Nombre del fichero : Compilatio_Tesis_Maestria.txt Tamaño del archivo original : 95,56 kB Número de palabras : 13.680 Número de caracteres : 84226	Depositante : JORGE PAUL ORDOÑEZ ANDRADE Fecha de depósito : 23 de junio de 2026 Tipo de carga : interface fecha de fin de análisis : 23 de junio de 2026

TUTOR

PhD. Jorge Ordoñez Andrade



UPSE
UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO

AUTORIZACIÓN

Yo, Denisse Gabriela Tomalá Ricardo

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

La Libertad, a los 24 días del mes de junio del año 2026

LA AUTORA

Denisse Gabriela Tomalá Ricardo

AGRADECIMIENTO

Al Rey de Reyes, a mi Salvador porque me alcanza con su herencia para no rendirme, su amor divino.

A mis hijos por acompañarme en cada proyecto de formación profesional que ejecuto.

A mi esposo por ayudarme a construir un camino de futuro y éxito para los nuestros y la sociedad.

A mi hermano Eduardo, el instruido en nanotecnología por facilitar la realización de mis ideas con sus habilidades en programación.

Denisse Gabriela Tomalá Ricardo

DEDICATORIA

A mis hijos, Karla y Carlos por ser las fuentes de inspiración filial y amor bendito.

A mi esposo Carlos por su amor a prueba de todo, quien me demuestra día a día su inmedible cariño y protección.

A mis padres y hermanos por su imbatible querencia y lealtad, por el legado de sus principios éticos y por creer en mí.

Denisse Gabriela Tomalá Ricardo

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
RESUMEN	XIII
ABSTRACT.....	XIV
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de la investigación.....	2
Justificación	3
Formulación del problema de investigación	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos	4
Planteamiento hipotético.....	5
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	6
1.1. Revisión de literatura	6
1.2. Desarrollo teórico y conceptual	12
1.2.1 Dumpflooding.....	12
1.2.2 Modelo numérico de la técnica dumpflooding.....	23
1.2.3 Descripción general del campo Chonta Sur	29
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA	35
2.1. Contexto de la investigación	35
2.2. Diseño y alcance de la investigación	35
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	36

2.4. Población y muestra	36
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	36
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información	37
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	40
3.1 Propiedades petrofísicas y datos PVT de las formaciones UI, TI y HI del campo Chonta Sur.....	40
3.2 Área de flujo.....	41
3.3 Reservas de las formaciones UI, TI y HI	41
3.4 Modelo matemático en Python que integra el mecanismo dumpflooding	41
3.5 Recuperación de petróleo con dumpflooding en los reservorios UI y TI del campo Chonta Sur.....	43
3.6 Comportamiento incorporado de inyección y producción de agua en un mismo pozo para el incremento del factor de recobro de las formaciones UI y TI	52
CONCLUSIONES	57
RECOMENDACIONES.....	59
REFERENCIAS.....	61
ANEXOS	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios técnicos dumpflooding.....	16
Tabla 2 Características de la técnica dumpflooding y waterflooding.....	18
Tabla 3 Variables de entrada del modelo para el reservorio y el acuífero.....	28
Tabla 4 Variables de entrada del modelo sobre el área de flujo	28
Tabla 5 Propiedades petrofísicas de las formaciones	34
Tabla 6 Propiedades PVT de las formaciones	34
Tabla 7 Reservas de las arenas Napo U inferior y Napo T inferior.....	35
Tabla 8 Criterio cuantitativo entre el modelo y SU et al. (2015).....	38
Tabla 9 Pruebas de tolerancia en el modelo numérico	38
Tabla 10 Variables de entrada del modelo de la formación Napo U Inferior y Napo T inferior	40
Tabla 11 Variables de entrada del modelo de la formación Hollín inferior	40
Tabla 12 Variables de entrada del modelo con respecto al pozo y al área de flujo	41
Tabla 13 Variables de entrada del modelo con respecto a las reservas de las formaciones Napo U inferior y Napo T inferior	41
Tabla 14 Variables de entrada del modelo con respecto a la reserva de agua de la formación Hollín inferior.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Método dumpflooding.....	13
Figura 2 Dumpflooding con flujo ascendente.....	14
Figura 3 Dumpflooding con flujo descendente	15
Figura 4 Completación con dumpflooding natural	19
Figura 5 Completación con dumpflooding asistido por estrangulamiento.....	21
Figura 6 Completación con dumpflooding asistido por ESP.....	22
Figura 7 Ubicación del campo Chonta Sur.....	29
Figura 8 Reflexiones sísmicas del campo Chonta Sur.....	30
Figura 9 Columna estratigráfica del campo Chonta	33

Figura 10 Comportamiento de la presión en la arena U inferior y Hollín inferior	43
Figura 11 Comportamiento de caudales de inyección y producción en la arena U inferior	44
Figura 12 Comportamiento de la inyección acumulada de agua en la arena U inferior	46
Figura 13 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo en la arena U inferior	46
Figura 14 Comportamiento de la producción acumulada de agua en la arena U inferior	46
Figura 15 Comportamiento del factor de recobro en la arena U inferior	47
Figura 16 Comportamiento del índice de productividad en la arena U inferior	47
Figura 17 Comportamiento de la presión en la arena T inferior y Hollín inferior	48
Figura 18 Comportamiento de caudales de inyección y producción en la arena T inferior	49
Figura 19 Comportamiento de la inyección acumulada de agua en la arena T inferior	51
Figura 20 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo en la arena T inferior	51
Figura 21 Comportamiento de la producción acumulada de agua en la arena T inferior	51
Figura 22 Comportamiento del factor de recobro en la arena T inferior	52
Figura 23 Comportamiento del índice de productividad en la arena T inferior	52

RESUMEN

El método de recuperación secundaria dumpflooding representa innovación y mejora para el desarrollo de campos maduros. La depletación de presión en el campo Chonta Sur, bloque 61, demanda un mecanismo que permita desplazar el petróleo atrapado en el medio poroso de sus formaciones productoras. El objetivo consiste en evaluar la producción con recuperación secundaria dumpflooding mediante un modelo matemático predictivo para aumentar el factor de recobro en las arenas UI y TI.

En el desarrollo de la presente investigación se utilizó bibliografía confiable de campo sobre la factibilidad de aplicar inyección de agua con el mecanismo dumpflooding y el escrutinio de información confidencial acerca del campo para la recopilación y control técnico de los datos indispensables para el modelo numérico resuelto en Python. Los resultados demuestran que la presión en la formación U inferior aumentó de 1158.85 psi hasta 2620.83 psi alcanzando un factor de recobro adicional de 5.42% durante 8 años, y la presión en la formación T inferior aumentó de 1180.61 psi hasta 2722.36 psi alcanzando un factor de recobro adicional de 3.28% durante 4 años.

Según el análisis de resultados con la técnica dumpflooding hay transferencia de energía natural, incremento del factor de recobro y extensión del tiempo de explotación. El modelo numérico con mecanismo dumpflooding se convierte en una herramienta viable para que otros profesionales fijen metas de reinversión para optimizar la producción de petróleo de los campos considerando un diferencial de presión entre la zona de agua y de petróleo.

Palabras claves: dumpflooding, inyección, producción

ABSTRACT

Secondary recovery through dumpflooding represents innovation and improvement for the development of mature oil fields. Pressure depletion in the Chonta Sur Field, Block 61, requires a mechanism capable of mobilizing the oil trapped within the porous media of its producing formations. The objective of this study is to evaluate production with dumpflooding secondary recovery using a predictive mathematical model, in order to increase the recovery factor in the UI and TI reservoirs.

For the development of this research, reliable literature on the feasibility of applying water injection through the dumpflooding mechanism was utilized, along with the scrutiny of confidential field information for the collection and technical control of the essential data required for the numerical model solved in Python. The results demonstrate that the pressure in the lower U formation increased from 1158.85 psi to 2620.83 psi, achieving a recovery factor of 5.42% over 8 years, while the pressure in the lower T formation increased from 1180.61 psi to 2722.36 psi, achieving a recovery factor of 3.28% over 4 years.

According to the analysis of the results using the dumpflooding technique, there is a natural energy transfer, an increase in the recovery factor, and an extension of the production life of the reservoir. The numerical model with the dumpflooding mechanism becomes a viable tool for other professionals to set reinvention goals aimed at optimizing oil production in fields, considering a pressure differential between the water and oil zones.

Keywords: dumpflooding, injection, production

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo a nivel nacional ha venido disminuyendo a partir del 2020, en el año 2021 hubo un rendimiento de 482416 bbl diarios, en el año 2022 se produjo 481842 bbl diarios, en el año 2023 se obtuvo 475247 bbl diarios y en el 2024 se alcanzó 466895 bbl diarios; detectando un escenario negativo para el desempeño económico del país (Orozco, 2025).

Ante esta realidad, el actual gobierno impulsa acciones estratégicas para abordar el Plan Nacional de Desarrollo, por lo que fortalece al sector petrolero con inversión para sostener y recuperar la producción nacional (Ministerio de Energía y Minas, 2024).

Entonces, en el informe estadístico mensual del 2024, EP Petroecuador publica su aporte al Estado como empresa pública con más del 80% de producción petrolera provenientes de 23 bloques activos, 9 de 12 campos del bloque 61 presentan una variación porcentual negativa de producción del año 2023 al 2024. En un caso particular, el campo Chonta Sur, en promedio mantenía sus niveles de producción anual con 717730 bbl hasta el año 2023 pero durante los meses del año 2024 se registró decremento de producción llegando a una variación porcentual anual de 18.9% con respecto a la producción del 2023 (Ep Petroecuador, 2024b).

Además, en el año 2018, se registra al campo Chonta Sur para la implementación de recuperación secundaria por la depletación temprana de presión en sus yacimientos, más aún cuando el mecanismo de producción predominante es por expansión roca y fluido, el mecanismo más deficiente que no aporta eficiencia de recobro de los pozos y afecta la productividad y rentabilidad del campo.

También, para revitalizar el sector hidrocarburífero y en mención al avance tecnológico de los equipos de producción, se propone explorar y evaluar alternativas que mejoren la productividad en aquellos campos depletados para expandir la vida útil de sus pozos.

La recuperación secundaria *dumpflooding* es una técnica innovadora que aprovecha una instalación dual en un mismo pozo para utilizar la presión de la zona productora de agua y desplazar el petróleo de la zona de petróleo, siempre que la presión

de la zona de agua sea superior a la zona de petróleo. El campo Chonta Sur del bloque 61, es un campo que por la distribución de sus formaciones cuenta en primer grado con este ambiente (Elembaby et al., 2023).

En base al análisis de cuatro reservorios del campo Chonta Sur, US, UI, TS y TI, se seleccionaron Napo UI y Napo TI por poseer las reservas remanentes más altas, en la formación Napo UI es de 46.09 MMbbl de petróleo con un factor de recobro del 5.18 % y de la formación Napo TI es de 36.46 MMbbl de petróleo con un factor de recobro del 1.97% lo cual hace importante diagnosticar mediante un modelo matemático el comportamiento de barrido de petróleo con el mecanismo dumpflooding para predecir la optimización de sus factores de recobro, lo mismo que significaría un incremento a la productividad del campo. Adicionalmente, analizar la formación Hollín Inferior como la zona productora de agua (López, 2017).

Planteamiento de la investigación

EP Petroecuador frecuentemente analiza alternativas tecnológicas para la recuperación mejorada de petróleo e intensificar la eficiencia productiva de hidrocarburos a nivel nacional, al mismo tiempo para cumplir su compromiso de desarrollar prácticas que aporten con la producción programada, responsable y eficiente.

Hoy en día, la Cuenca Oriente es explotada con métodos primarios que tan solo permiten extraer entre un 15% y 20% del total de hidrocarburos de los reservorios. En comparación con métodos secundarios, su implementación representaría la maximización del recobro de reservas adicional del 15% y su extensión económica (Ep Petroecuador, 2025).

Según Almeida et al. (2024), un poco más del 80% de los campos petroleros de Ecuador rinden por mecanismos de producción primaria y presentan pérdida de energía. Por otro lado, solo el 17.8 % de campos han implementado proyectos de recuperación secundaria y el 2% de los 7497 pozos existentes se han convertido en pozos inyectoras; lo mismo recalca cuan alejado está el país sobre el estudio de la eficiencia de inyectar agua en áreas potenciales.

Chonta Sur es uno de los campos que inició su producción con una presión promedio de reservorio de 3900 psi y ha declinado a 1170 psi, razón que lo convierte en parte de ese 80% con pérdida de energía, además en el año 2020 se convirtió en el catorceavo campo de la Cuenca oriente en someterse a proyectos de inyección de agua.

Asimismo, informa que el campo Chonta Sur posee una relación de pozos inyectoros y productores (I/P) baja que corresponde a 0.1, por lo tanto, esta relación podría ser mejorada con pozos inyectoros y potenciar el área con producción.

En efecto, no existe información sobre la recuperación de energía, el comportamiento productivo de petróleo y el factor de recobro en el campo Chonta Sur mediante la inyección de agua con tecnología duffflooding.

Justificación

El tema: Optimización de la producción aplicando la técnica duffflooding en el campo Chonta Sur, bloque 61 adopta un enfoque cuantitativo que proporcionará a las empresas operadoras interesadas, una solución técnica moderna y viable para aumentar sus márgenes de producción de petróleo. Además, puede utilizarse como base informativa para establecer estrategias de inversión o futuras investigaciones de desarrollo.

En función del objetivo empresarial 3: incrementar la producción de petróleo, con la estrategia de implementar completaciones duales por año, la empresa Petroecuador plantea aplicar la inyección de agua con técnica duffflooding (Ep Petroecuador, 2023).

El gobierno exige el uso de tecnologías que optimicen la explotación petrolera, especialmente en campos maduros para garantizar la sostenibilidad energética y cumplimiento de proyectos nacionales. Al presente año, el gobierno aprueba proyectos de inyección de agua y esta investigación es importante si se la atiende como una solución al proceso secundario de los campos.

Por otro lado, se requiere la validación de modelos computacionales y matemáticos aplicados a la ingeniería de yacimientos, especialmente en recuperación secundaria y tal propuesta metodológica que integra simulación matemática en Python ofrece un código aplicable para evaluar la producción de campos donde la tasa de

producción esta declinando, si bien es cierto facilita la toma de decisiones técnicas basada en un modelo predictivo.

En el ámbito socioeconómico, la búsqueda constante de alternativas económicas para mejorar el factor de recobro de campos maduros emerge tal estudio, el cual modelará las tasas de petróleo y agua prediciendo la optimización de producción del campo Chonta Sur; así mismo representa mayores ingresos para la empresa operadora y para el Estado por su costo operativo y rentabilidad. Conjuntamente, la necesidad de herramientas amigables con el ambiente hace que la sociedad requiera que las empresas petroleras usen alternativas de producción más seguras, en este caso la técnica dumpflooding contribuye con la extracción de hidrocarburos de forma más eficiente impactando positivamente en la huella ambiental.

Formulación del problema de investigación

¿Cómo la inyección de agua tipo dumpflooding contribuye en el aumento del factor de recobro frente a la limitada producción de petróleo del campo Chonta Sur?

Objetivo General

Evaluar la producción con recuperación secundaria dumpflooding utilizando un modelo matemático predictivo en el campo Chonta Sur.

Objetivos Específicos

1. Caracterizar las propiedades petrofísicas de las formaciones UI, TI y HI del campo Chonta Sur.
2. Desarrollar un modelo matemático en Python que integre el mecanismo de recuperación secundaria con técnica dumpflooding.
3. Evaluar las curvas del comportamiento de recuperación de petróleo sobre los parámetros dumpflooding en los reservorios del campo Chonta Sur.
4. Determinar el comportamiento incorporado de inyección y producción de agua en un mismo pozo para el incremento del factor de recobro de las formaciones UI y TI.

Planteamiento hipotético

La inyección de agua con técnica dumpflooding incrementará el factor de recobro de las arenas U inferior y T inferior del campo Chonta Sur.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

Acosta et al. (2018) documentaron sobre Un yacimiento condenado sorpresivamente se convirtió en un yacimiento maduro con potencial, caso histórico de inyección endógena (dumpflooding) en el campo Boca-Venezuela con el objetivo de evaluar la revitalización del yacimiento 95Y-102 por el proceso de inyección de agua dumpflooding y replicar la técnica de manera controlada en campos maduros.

El proceso metodológico que apoyó el estudio integrado del yacimiento fue la revisión estructural, estratigráfica y sedimentológica, la interpretación del contacto agua petróleo, el mapeo de electrofacies, el reconocimiento de las propiedades isoparamétricas, la consistencia volumétrica con el modelo de balance de materiales, el chequeo del historial de producción, la comparación de las tasas de producción antes y después de la inyección de agua y la estimación del recobro adicional mediante análisis de declinación.

El manejo de la información comprende la recolección de datos de registros eléctricos de 68 pozos para aplicar un modelo petrofísico que calcule las propiedades de reservorio como volumen de lutita, porosidad efectiva, saturación inicial de agua y permeabilidad, al punto de obtener los mapas isoparamétricos y validarlos con la información de los mapas de electrofacies.

Luego, analizan las unidades de flujo con el gráfico de Lorenz modificado para registrar la distribución de porosidad y permeabilidad de los pozos X-3 y X-6 para confirmar condiciones hidráulicas similares, esto también respaldó la identificación de facies de canal. De allí, se realizan pruebas de presión y análisis de curvas de producción de petróleo, gas y agua, esto permitió detectar la alta producción de agua del pozo X-6.

La técnica dumpflooding fue efectiva en el campo Boca, Venezuela, de forma accidental, puesto que después de sugerir el abandono del pozo X-6 por la producción marginal y alta producción de agua del yacimiento 95 Y-102, este yacimiento cobra importancia cuando identifican que el agua producida provenía del acuífero 101 proporcionándole energía al yacimiento 95 Y-102 por la comunicación no planificada de un acuífero con el yacimiento tratándose de una fuga en el revestidor.

De tal manera, completan el pozo X-3 para aprovechar la inyección de agua natural del yacimiento 95 Y-102, y tal práctica reactivó su producción de 0 a 300 bopd pasando de un factor de recobro del 12% al 14%. El 2% de factor de recobro adicional representó para el campo 197000 bbl de petróleo.

Según planificaciones futuras, proponen revitalizar el campo completando pozos productores e inyectores con la finalidad de aprovechar la energía del acuífero y maximizar la eficiencia de recobro.

Los investigadores enfatizan que el éxito del proceso se debía la comunicación hidráulica entre el yacimiento y el acuífero y no al avance del CAP por ende recomiendan que ejecuten la técnica dumpflooding de forma planificada en campos donde los costos de inyección convencional de agua son altos.

Zadravec & Brkić (2020) redactaron un paper sobre Pozo inteligente de dumpflooding natural de un caso de estudio en la región occidental del Golfo Pérsico/Árabe y posible aplicación en el campo petrolero maduro Croata Benicanci con el fin de sopesar la posible aplicación de una completación inteligente en el campo onshore Croata tras el éxito que tuvo en un campo offshore del Golfo Pérsico en términos de integridad del pozo, inyección de agua eficiente y monitoreo remoto.

El marco metodológico comenzó con el análisis de pozos abandonados por conceptos de integridad debido a la corrosión por contacto de agua salina, del Golfo Pérsico. Después, diseñaron la perforación de nuevos pozos con completaciones inteligentes que incluían empacadores, válvulas de control, sensores y transmisores acústicos; considerando que la fuente de agua estaba por encima de la zona de petróleo.

Igualmente, un modelo geológico y estratigráfico fue tabulado identificando la profundidad de 2 acuíferos y tres reservorios de petróleo. También se realizaron pruebas de integridad con registros de corrosión y cementación; y pruebas de inyektividad conservando la presión de fractura para no incidir en la migración indeseada de fluidos.

En relación a un pozo piloto del campo Croata, BE-62, se reconocieron dos acuíferos A y B ubicados por encima del reservorio Mioceno determinando presión,

permeabilidad, porosidad y salinidad. De igual forma, se diseñó un sistema dumpflooding para que el agua fluya naturalmente hasta el reservorio agotado.

El procesamiento de los datos inicia estudiando las consideraciones para la aplicación de dumpflooding natural en el Golfo Pérsico donde se establecieron medidas de presión promedio de acuíferos y yacimientos, salinidad del agua y temperaturas de hasta 130°C. Se utilizaron registros como GR, HRLA, AIT y MDT para definir capas frentes de saturación, presión de poro y permeabilidad por capas.

A continuación, las pruebas de inyección sirvieron para conocer el índice de inyectividad obteniendo 200 m³/día por unidad de presión (MPa) con una tasa de inyección máxima de 2000 m³/día con una presión de inyección de 30 MPa. Acerca del pozo BE-62, se emplearon registros de temperatura antes y después de la inyección de agua a 3, 8 y 16 horas.

Entre las principales conclusiones tenemos que en el campo del Golfo Pérsico el diseño de nuevos pozos fue pensado específicamente para inyectar agua por gravedad desde un acuífero y controlarlos sin la necesidad de instalaciones en superficie permitiendo la técnica dumpflooding natural. Al final, en la práctica detectaron flujo descendente, control de válvulas con sliding sleeves y monitoreo por sensores acústicos. El monitoreo en tiempo real por los sensores y transmisores acústicos mejoró el control de inyección.

La presión de los acuíferos superaba los 30 MPa y la presión en los yacimientos se aproximaban a 20 MPa, indicadores suficientes para desplazar el agua hacia los yacimientos sin bomba en el campo del Golfo Pérsico. En similitud con el campo Croata, en ambos campos había diferencial de presión entre los acuíferos y los yacimientos necesario para el dumpflooding natural, pozos con productividad reducida, los acuíferos se hallaban sobre las formaciones productoras.

En el pozo BE-62 se confirmó el flujo de agua por gravedad por el comportamiento de las curvas en los registros de temperatura a 3, 8 y 16 horas posterior a la inyección de agua validando la técnica dumpflooding natural. Seguramente la buena calidad petrofísica de los reservorios favoreció la inyección y por el diferencial de presión, la presión del acuífero fue de 20 MPa y del yacimiento de 18.5 MPa.

Posteriormente, se localizó un estudio de Mahmud et al. (2022) sobre la paridad de la inyección con dumpflooding por gravedad y asistida implementada en un campo maduro, destinado a incrementar la producción del petróleo, mejorar la eficiencia del barrido de petróleo y restaurar el yacimiento acrecentando la presión por arriba del punto de burbuja.

La estrategia metodológica que se persiguió fue en dos fases. La selección de pozos cerrados con acuíferos donde el diferencial de presión entre éste y la zona de petróleo sea favorable. En esta fase se analiza la compatibilidad del agua de formación del acuífero y del yacimiento Gir; y se rediseñan tres pozos como inyectores dumpflooding por gravedad. En la segunda fase, después de evaluar la eficiencia del método de inyección de agua por gravedad se lo optimiza colocando bomba ESP en las completaciones de los pozos inyectores.

El tratamiento de la información fue necesario durante 8 años monitoreando diariamente presión, caudal e índices de corte de agua con registro de producción PLT y pruebas de presión. El ajuste de chokes en los pozos productores B8, B9 y J1 para maximizar su producción. Incluso se comparó el factor de recobro antes y después de la completación PADF en el pozo B8.

Como resultado, se recompletó a los pozos inyectores B11, B14 y B15 con la variante dumpflooding asistida por energía-PADF después de la variante dumpflooding asistida por gravedad-GADF. El sistema PADF mejora la tasa de inyección por la instalación de bombas sumergibles eléctricas, pues el sistema GADF solo usa la presión del acuífero. La completación fue monitoreada con la instalación conformada por Y-tool, bomba, sensor de presión, de temperatura y de vibraciones, válvulas de control de flujo.

El caudal de inyección de agua de GADF a PADF asciende de 329 bwpd a 3045 bwpd, de 224 bwpd a 1745 bwpd y de 210 bwpd a 2362 bwpd en los pozos B11, B14 y B15, respectivamente. El pozo B8 restaura su presión inicial llegando a 2194 psi por un incremento de presión de 213 psi; y mejora el factor de recobro de 8.9 % a 10.7 % y la producción con 1629 bopd de 570 bopd, esta reactivación provocó la reapertura del pozo B9 y J1. En el tiempo del control no hubo reportes de incrustaciones, obstrucciones y

corrosión en equipos. Incluso los autores aseguran que, en comparación de la inyección convencional de agua, el CAPEX se reduce en un 45% y el OPEX disminuye en un 25%.

Mas tarde, cuatro ingenieros de Egipto, Elembaby et al. (2023) compartieron su estudio sobre Aplicaciones de la inyección de agua mediante la tecnología dumpflooding power y optimización energética con el propósito de demostrar que la validez técnica, económica y ambiental de la tecnología Power Dumpflooding-PDF en yacimientos agotados accede a presurizar reservorios de petróleo, incrementar la producción de petróleo, optimizar el uso de energía, minimizar contaminación ambiental y reducir costos de CAPEX y OPEX.

El esquema metodológico pertinente se basó en la identificación de datos de yacimientos arenosos agotados con merma de producción, ósea que hayan iniciado con presión de 3000psi aproximadamente y hayan bajado de 750 psi a 800 psi adjuntado a una marcada reducción de producción de petróleo de hasta el 65%. Sobre el costo operativo, limitaciones geológicas y de superficie, se seleccionaron 65 pozos de campos arenosos para la factibilidad de la tecnología dumpflooding ESP.

Por consiguiente, se instalaron completaciones duales con ESP incluyendo Y-tool, packer y conexiones con variador de frecuencia con la finalidad de extraer agua del acuífero desde una formación inferior y redirigirla hacia la zona de petróleo valiéndose de la presión diferencial generada por la bomba. Con el sistema SCADA se monitorearon los pozos en tiempo real. Al igual, se cambió el sistema energético en 15 de 65 pozos seleccionados que funcionaban con generadores de diésel por fuentes eléctricas renovables.

También, se hizo una evaluación para verificar las mejoras de producción después de implementar la recuperación secundaria con dumpflooding midiendo tasas de producción de petróleo, presión del yacimiento y la compatibilidad del agua inyectada con la formación de almacenamiento de crudo.

Por los resultados, analizaron dos reservorios de arenas agotadas con recuperación primaria, el primer reservorio aumentó su productividad de 570 bopd a 1424 bopd modificando la presión de 750 psi a 1700 psi; y en el segundo reservorio mejoró de 1395 bopd a 2509 bopd aumentando la presión de 800 psi a 1750 psi. La tasa de inyección

corresponde a 3700 bwpd con una presión de succión de 400 psi y una presión de inyección de 2400psi prevaleciendo un flujo controlado en ambos reservorios.

Asimismo, encontraron que la formación proveedora del agua estaba por encima de las formaciones de petróleo; y el agua de formación de las zonas eran compatibles. Agregaron, que en un campo con la tecnología dumpflooding Power ahorraron 50 millones de dólares a razón de las instalaciones de superficie y la perforación de pozos de inyección. Finalmente, gracias al cambio del sistema energético de los 15 pozos se mitigó emisiones, se disminuyó el consumo de diésel y se redujo costos operativos en zonas agrícolas.

También, Idahor y Ohenhen (2024) realizaron un Análisis comparativo de inyección convencional de agua y técnica dumpflooding asistida con bomba electrosumergible-ESP para la recuperación mejorada de petróleo en un caso de estudio del campo ABX2 en el Delta de Níger; con el objetivo de comparar la efectividad de dos técnicas de recuperación secundaria durante 20 años mediante simulación numérica.

Los métodos aplicados para la sustentación del artículo fueron la simulación numérica con el programa ARCO's Comprehensive Reservoir Simulator-ACRES para plotear en 2D flujo trifásico modelando 3 escenarios, recuperación primaria, inyección convencional de agua y dumpflooding asistido con ESP; y configurar la grilla tanto para el yacimiento como para el acuífero. De igual modo, el diseño de completación de un pozo inyector-productor; y propiedades del fluido del modelo black oil y del acuífero.

La disposición de la información permitió tratar datos reales del yacimiento del campo ABX2 como la porosidad, saturación de agua, presión inicial y el volumen original en sitio. También, se contó con muestras de fluidos para conseguir los datos PVT. Siendo así, se construyó el modelo estático del yacimiento en ACRES discretizando en mallas el modelo de la zona productora y el acuífero; y se modelaron los 3 eventos de recuperación de petróleo. Al igual, para validar el comportamiento del yacimiento se generaron curvas de presión vs tiempo, relación gas petróleo y recuperación acumulada para analizar los resultados de producción y como si no bastara, una comparación técnica, económica y operativa.

Con respecto a los resultados, se determinó que la presión inicial del yacimiento fue 4500 psi y la presión de burbuja de 3471 psi, esta última presión es necesaria para el análisis de los métodos de inyección de agua. Es importante aclarar que el acuífero constaba con una presión de 500 psi y un volumen de agua de 20MMbbl.

Comparando los tres escenarios, en la recuperación primaria la presión cayó por debajo de la presión de burbuja alcanzando un 15.7% de recobro del OOIP, en la inyección convencional de agua la presión se mantuvo sobre la presión de burbuja obteniendo el 35% de recobro del OOIP y con dumpflooding ESP, la presión se mantuvo sobre la presión de burbuja obteniendo el 34% de recobro del OOIP.

La presión promedio del yacimiento adquirida fue de 4510 psi con la tasa de inyección de 2740 bwpd en la recuperación secundaria dumpflooding, mientras que la presión promedio del yacimiento adquirida fue de 6000 psi con la tasa de inyección de 11000 bwpd en la recuperación secundaria con inyección convencional de agua.

Aunque en las técnicas de recuperación secundaria hay una diferencia del 1% del factor de recobro, ambas formas consiguieron un barrido areal eficiente debido al empuje del petróleo por encima del CAP, no justifica que la inyección convencional de agua tiene un mayor costo por costos de instalaciones en superficie, mantenimiento, tiempo de implementación por lo que la técnica dumpflooding representa una alternativa prometedora y económica.

Python desarrolla códigos para modelar la recuperación secundaria empleando la técnica dumpflooding mediante su lenguaje de programación, además resuelve ecuaciones y permite la visualización de resultados. En este caso, calcula presiones, tasas de inyección, tasas de producción y porcentaje de recobro, definiendo parámetros de entrada (Reyes, 2024).

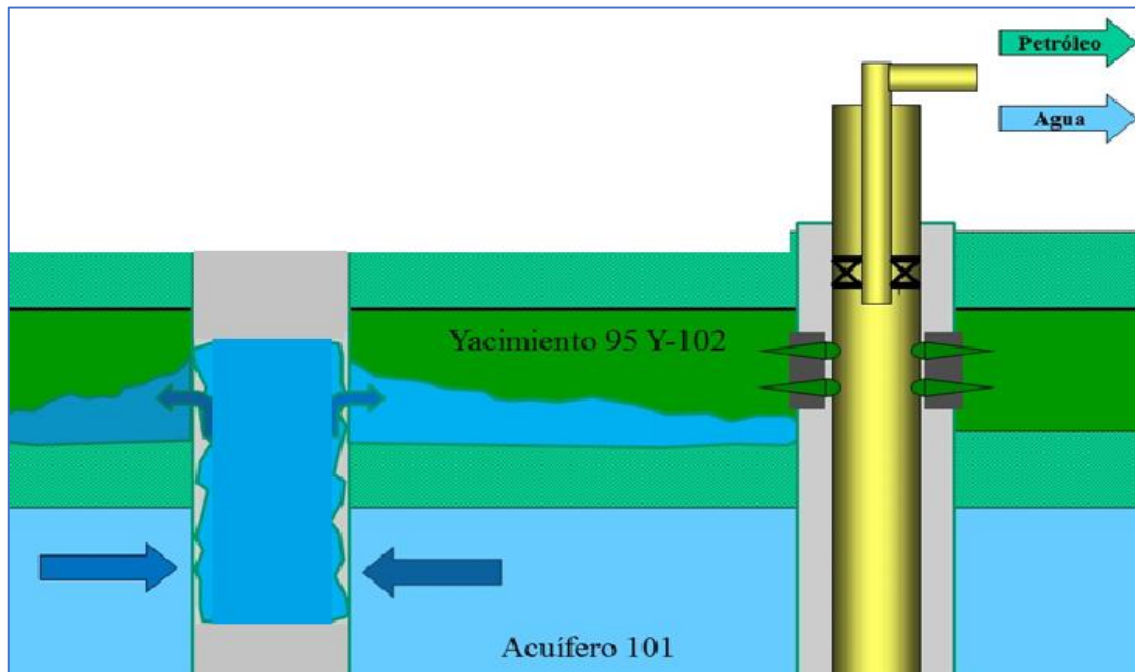
1.2. Desarrollo teórico y conceptual

1.2.1 Dumpflooding

Dumpflooding es un método autónomo de recuperación secundaria que radica en inyectar agua subterránea de forma intencional en la zona de petróleo sustraída desde una zona con acuífero activo con una presión diferencial suficiente para desplazar los fluidos

hacia los pozos productores (Noman et al., 2015). Para implementar la técnica dumpflooding en un pozo, la zona de agua debe poseer una alta presión, superior a la presión de la zona reservorio. Es importante corroborar que el agua proveniente del acuífero esté asociada con los fluidos de la formación de inyección mediante un análisis físico químico (SU et al., 2015).

Figura 1 Método dumpflooding

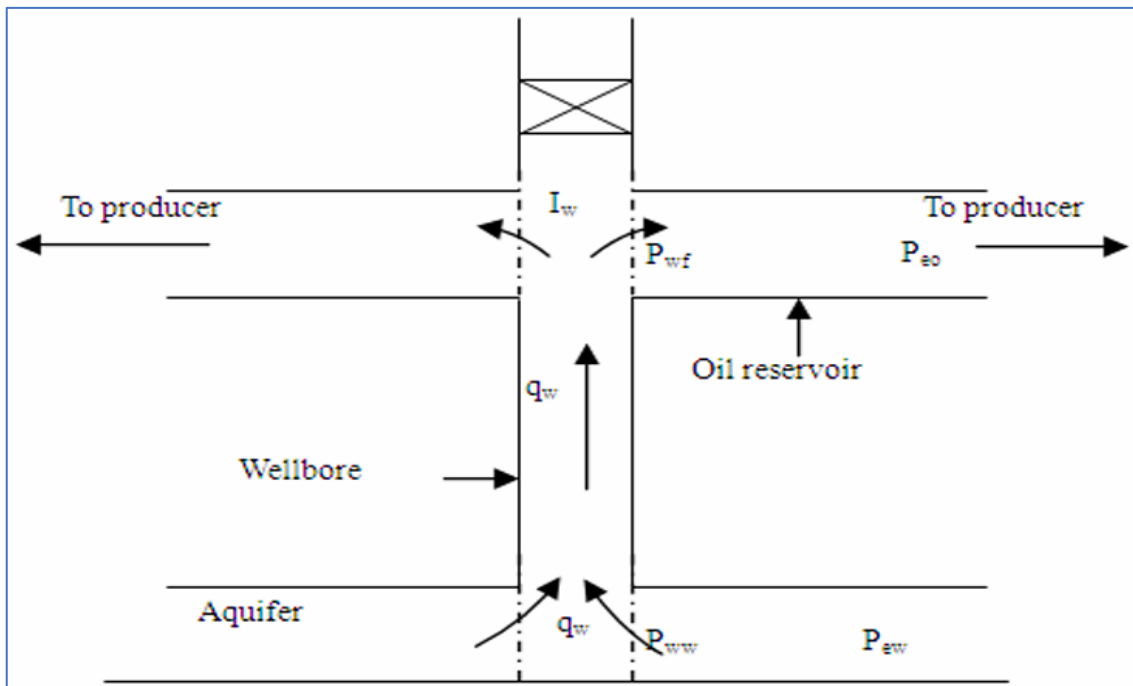


Nota. La imagen representa la inyección de agua con el método dumpflooding. Tomado de *Accidental Water Dump Flood Injection Scheme*, por Centro de Geociencias Anzoátegui, 2018, Researchgate (https://www.researchgate.net/publication/323200233_A_Doomed_Reservoir_Surprisingly_Became_a_Mature_Reservoir_with_Potential_Water_Dump_Flooding_Case_Study_in_Boca_Field).

1.2.1.1 Funcionamiento de dumpflooding

El principio de funcionamiento se basa en el flujo ascendente o descendente de agua del acuífero transfiriéndose hacia el yacimiento mediante una comunicación de los intervalos perforados en las zonas agua-petróleo en un mismo pozo. El flujo de agua, entre zonas agua-petróleo finitas, cambia por sus gradientes de presión y tal modificación a la tasa de inyección de agua con respecto al tiempo permite el desplazamiento de petróleo en la zona de petróleo.

Figura 2 Dumpflooding con flujo ascendente

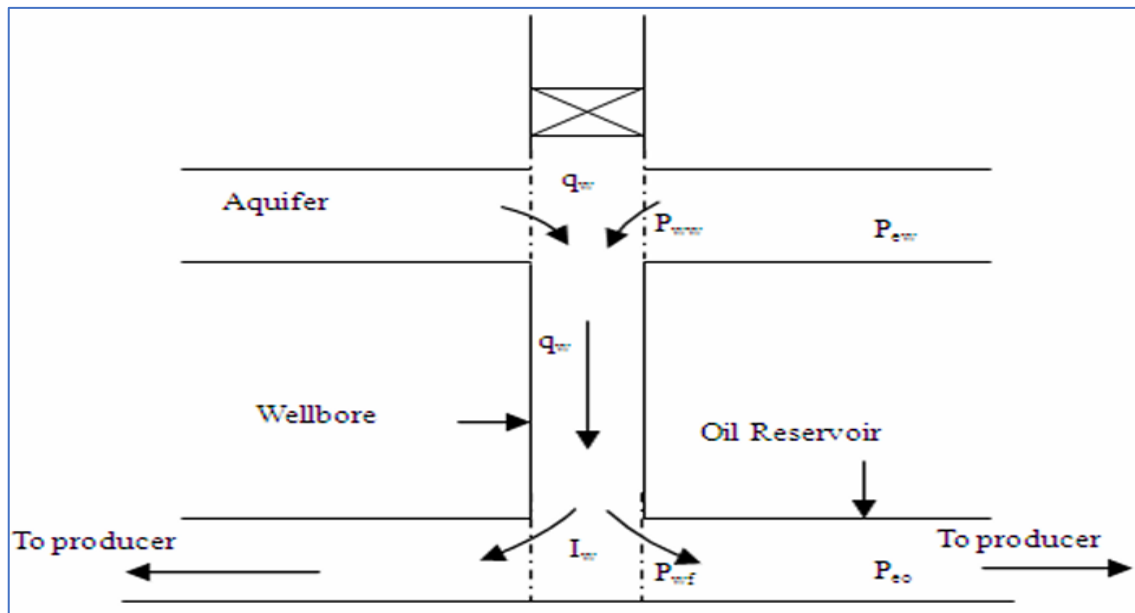


Nota. La imagen refiere al método dumpflooding con reservorio de petróleo sobre el acuífero. Tomado de “Theoretical Analysis of Gravity controlled Waterfloods” (p. 370), por T. Ofei y R. Amorin, 2011, *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 3(5).

El mecanismo de flujo ascendente que se muestra en la Fig. 2 describe el movimiento del agua a partir del acuífero hasta el reservorio de petróleo sobre cuatro puntos de control, presión en el límite del acuífero (P_{ew}), presión del acuífero en comunicación con el pozo (P_{ww}), presión de fondo fluyente en la zona de petróleo en comunicación con el pozo (P_{wf}) y presión límite de la zona de petróleo (P_{eo}).

La presión diferencial $P_{ew} - P_{ww}$ induce el flujo del agua hacia el pozo a una determinada tasa de producción (q_w); el agua sigue su recorrido por el pozo donde se produce una caída de presión $P_{ww} - P_{wf}$ debido al contacto del líquido con las paredes del pozo y a su propio movimiento. El agua al llegar al reservorio de petróleo con una tasa de producción I_w se suscita una caída de presión $P_{wf} - P_{eo}$ para impulsar el desplazamiento del petróleo al pozo productor.

Figura 3 Dumpflooding con flujo descendente



Nota. La imagen refiere al método dumpflooding con reservorio de petróleo por debajo del acuífero. Tomado de “Theoretical Analysis of Gravity controlled Waterfloods” (p. 370), por T. Ofei y R. Amorin, 2011, *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 3(5).

La Fig. 3 retrata el mecanismo de flujo descendente donde la diferencia con respecto al mecanismo de flujo ascendente radica en la ubicación del acuífero, el cual se encuentra por encima del reservorio de petróleo.

1.2.1.2 Requerimientos

Condición geológica, el pozo inyector debe estar asociado a un acuífero.

Diferencial de presión. Zonas con diferencia de presión para que exista flujo, indispensablemente la presión de la zona de agua debe ser mayor.

Ubicación del acuífero. La zona productora de agua puede estar por arriba o debajo del reservorio de petróleo, si la zona de agua está sobre el reservorio el flujo es descendente y si la zona de agua está bajo el reservorio el flujo es ascendente.

Completación del pozo. El pozo existente debe ser productor e inyector de agua al mismo tiempo. La completación de fondo debe permitir producir agua de un acuífero e inyectarla en la zona productora de petróleo.

Capacidad de flujo. Capacidad productiva e inyectora de la zona fuente para conservar el flujo. El pozo debe tener buena conductividad de flujo.

Calidad del agua. La compatibilidad del agua con los fluidos de la zona de inyección para evitar emulsiones y precipitación de sales que bloqueen el flujo. El análisis del agua de formación es imprescindible por las variaciones regionales al posible efecto diagénico que inciden en la calidad del agua y la inyección (Badusha et al., 2017).

Control de sólidos, la concentración de sólidos en el flujo de agua prácticamente debe ser nula para reducir riesgos de daño en la bomba o al reservorio de petróleo (Al-Hajeri & Anthony, 2015).

Anisotropía. La capa de agua como la capa de petróleo deben tener anisotropía débil.

Contenido de gas. El yacimiento no debe presentar alto contenido de gas.

1.2.1.3 Criterios

Según Imuokhuede et al. (2020), los criterios técnicos para recuperar hidrocarburos con la inyección convencional de agua en un campo son la profundidad, °API, la viscosidad del petróleo, la viscosidad del agua, la permeabilidad del yacimiento y la saturación de petróleo residual. Adicional, con el escrutinio de investigaciones sobre la aplicación dumpflooding en diferentes campos petroleros se establecieron las siguientes referencias.

Tabla 1 Criterios técnicos dumpflooding

Parámetro	Referencia
°API	> 23
Viscosidad del petróleo	< 30 cp
Permeabilidad	> 10 md
Saturación de petróleo residual (S_{or})	mayor al 33 %

Nota. Elaboración propia con información de SU et al. (2015), Vidal (2022), Idahor y Ohenhen (2024) y Gamboa (2019).

1.2.1.4 Beneficios

Con la técnica dumpflooding, se repone y mejora la producción de petróleo gracias al proceso autorregulado, se produce e inyecta agua con un sistema integrado, se monitorea la tasa de inyección en función del tiempo, se eliminan las líneas de inyección de agua en superficie, se evita el tratamiento químico del agua para su compatibilidad con la zona productora de petróleo y se reduce el impacto medioambiental por ser una técnica de producción e inyección de agua en un mismo pozo.

La presión que impulsa el acuífero de forma natural, usualmente es menor que la presión hidrostática de una columna de agua desde superficie lo cual permite inyectar agua a tasas menores y controladas, sostenidas al comportamiento natural del yacimiento. Asimismo, optimiza la eficiencia de barrido del petróleo (Helaly et al., 2013).

El sistema hermético de dumpflooding minimiza problemas de corrosión en las tuberías por la poca presencia de oxígeno, por si fuera poco, tienen la opción de completarse con empaques de grava o mallas de arena expandible para controlar la producción de arena, con medidores de flujo y manómetros para garantizar controles tempranos de tasas de inyección y presión (Osharode et al., 2010).

1.2.1.5 Desventajas

Requiere un análisis detallado de las formaciones comprometidas para su implementación por lo contrario la eficiencia de barrido puede ser ineficiente por incompatibilidad de fluidos y la alta heterogeneidad del yacimiento.

Esta técnica no permite registrar la cantidad de agua inyectada, incluso si la reposición de espacios es insuficiente o excesivo se provocaría una ruptura temprana de agua.

Por otro lado, existe la posibilidad de añadir a la completación una tubería debajo de las perforaciones de la zona de agua para la intervención de inhibidores de corrosión por la presencia de fluido corrosivo.

1.2.1.6 Completación dumpflooding

Las formas de implementación que se conocen son: dumpflooding natural y dumpflooding asistida. Dumpflooding natural requiere de un acuífero con alta presión y

un yacimiento con baja presión. El agua migra y se inyecta desde el acuífero a la formación del yacimiento por diferencia de presión en el mismo pozo. Las diferencias de presiones y tasas de inyección disminuyen con el tiempo, es decir, a medida que aumenta o disminuye la presión del yacimiento, se agota la presión del acuífero; mientras que dumpflooding asistida requiere un sistema inteligente de inyección de agua en el fondo del pozo para soportar la presión del yacimiento agotado (Elembaby et al., 2023).

Dumpflooding asistida es posible por estrangulamiento y por ESP. La aplicación de dumpflooding asistida por estrangulamiento refiere a la caída ligera de la presión del acuífero en comparación con la caída de presión de la zona de petróleo resultando diferenciales de presión y tasas de inyección altas. Físicamente, facilita la inspección y manipulación del caudal de inyección en superficie controlando de forma parcial o total el suministro del agua mediante válvulas de fondo y estranguladores variables.

En tanto que, la aplicación de dumpflooding asistida por ESP proporciona presión al flujo del acuífero y estabiliza la tasa de inyección deseada. Físicamente, esta modificación utiliza una bomba para inyectar el agua que suministra desde la formación del acuífero con la tasa de inyección requerida por la formación de petróleo. De este modo, es importante incluir una herramienta de control de arena para proteger a la bomba de cualquier fino (Helaly et al., 2013).

1.2.1.7 Contraste con respecto a la inyección convencional de agua

Tabla 2 *Características de la técnica dumpflooding y waterflooding*

Dumpflooding	Waterflooding
Agua subterránea inyectada directamente	Agua superficial tratada para la inyección
Inyección por presión o gravedad	Inyección controlada con bombas
Pozo dual	Pozo inyector y productor
Sin infraestructura compleja en superficie	Requiere líneas de flujo, instalación de tratamiento de agua, equipo de bombeo, recolectores de agua
Mejor control de inyección	Control de inyección

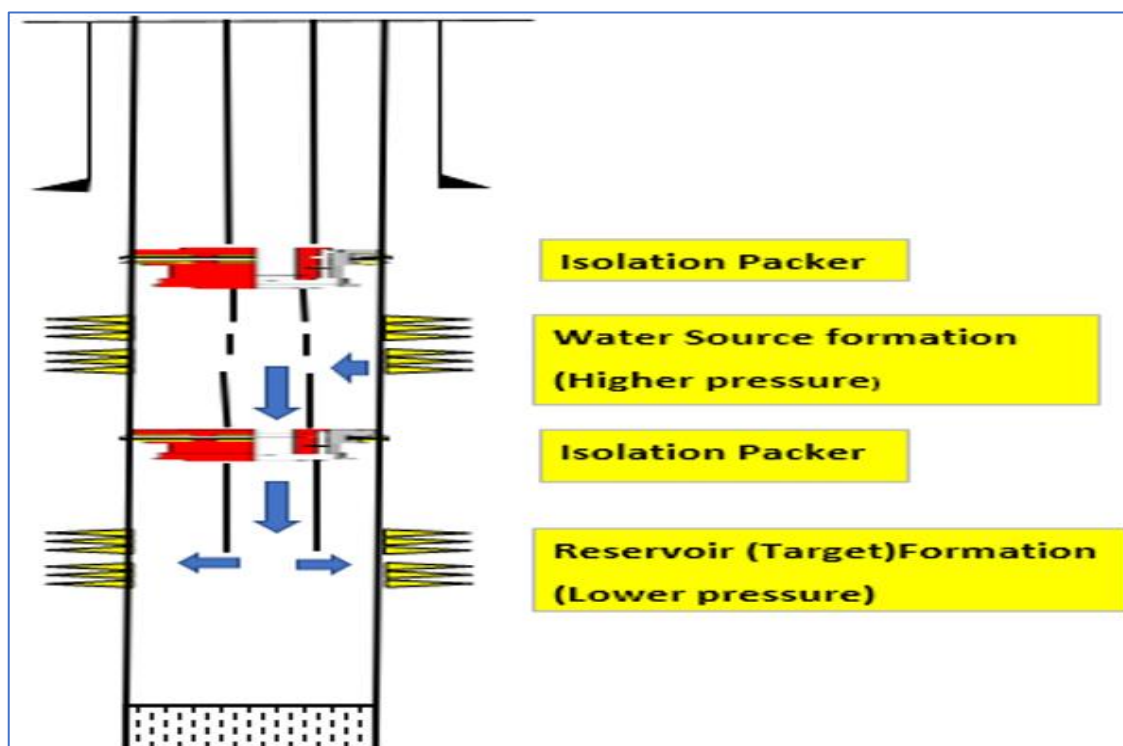
Recuperación de petróleo aproximado 5%	Recuperación de petróleo aproximado 10%
Tasa de inyección según la presión diferencial de las capas de petróleo y agua	Tasa de inyección regulable
Bajo costo de capital porque se simplifica el equipo de inyección	Sistema de inyección costoso, más el mantenimiento de equipos

Nota. Elaboración propia con información de Helaly et al. (2013), Osharode et al. (2010), Elembaby et al. (2023) y Tarek (2010).

1.2.1.8 Equipos de completación

El equipo de completación para dumpflooding natural es un packer de aislamiento, este sirve para sellar y aislar las zonas de agua y petróleo; y con la incorporación de cables de comunicación monitorea las zonas de forma individual.

Figura 4 Completación con dumpflooding natural

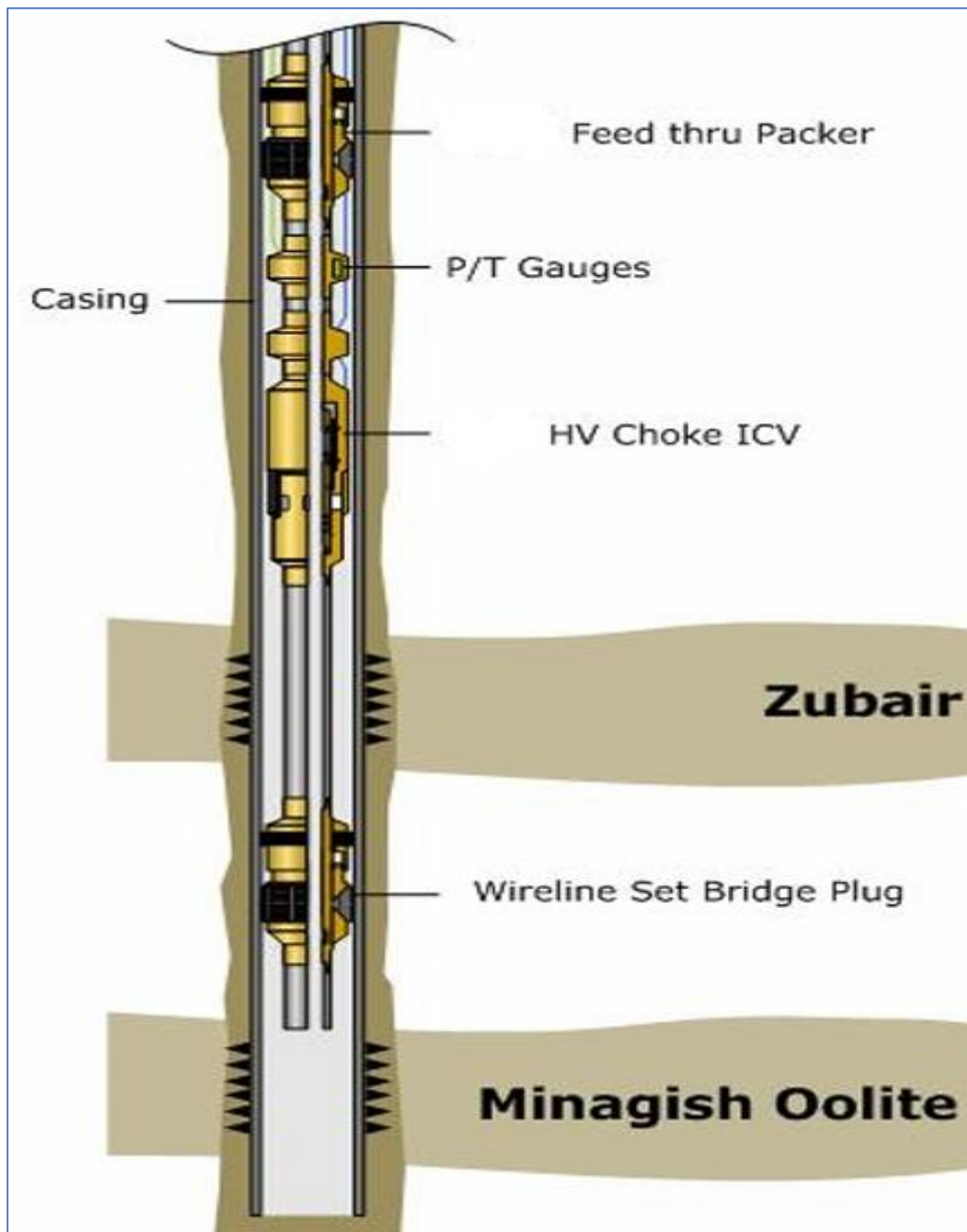


Nota. La figura refiere al uso de packer de aislamiento para la completación de dumpflooding natural. Tomado de “Applications of water injection using power dump flood technology and power optimization” (p.79), por M. Elembaby, A. Salem, S. Elsayed y M. Elnoby, 2023, *Journal of Fluid Flow, Heat and Mass Transfer*, 10(1).

Los equipos de completación para dumpflooding asistido son: dispositivos de control de flujo, packers de aislamiento, cables de comunicación y potencia; y sensores de fondo de pozo. Específicamente, por estrangulamiento se menciona a la tubería de producción para transportar el agua de inyección desde el acuífero a la zona de petróleo, el mandril de doble calibre, aquella herramienta de fondo para medir presión y temperatura en el tubing y casing mediante un sistema permanente de monitoreo (PDHMS) y la válvula de control de intervalo (ICV) para controlar el caudal de agua.

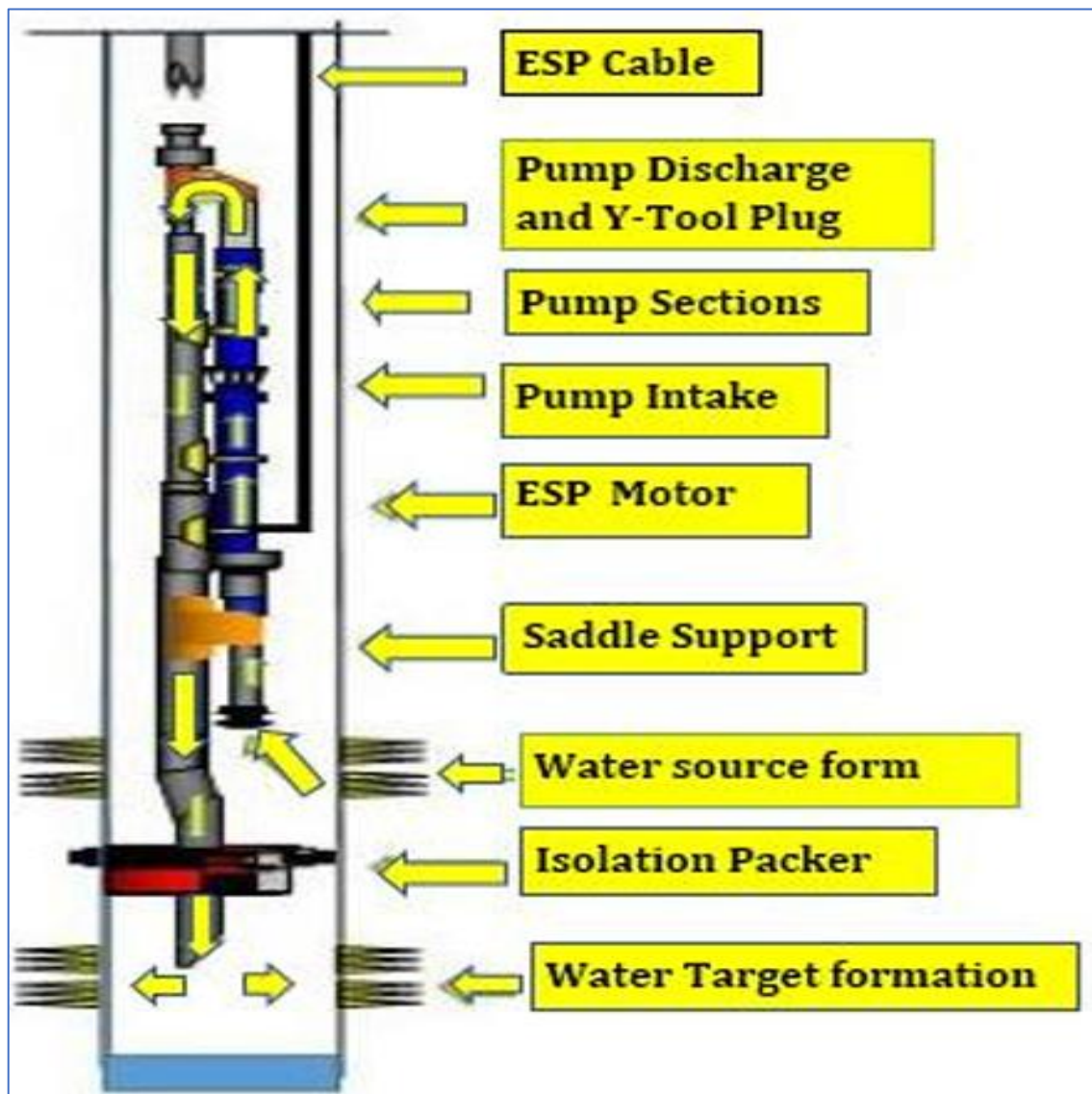
Por ESP, tenemos la bomba para mover el agua, el trayecto inicia a la entrada de la bomba desde el espacio anular, prosigue por varias etapas con fuerza centrífuga hasta descargar a la tubería con la presión y tasa de inyección requeridas; el motor ESP para impulsar a la bomba haciendo girar el eje de la bomba mediante energía mecánica, el cable ESP para transferir energía desde el transformador hasta el motor ESP; el empaquetador de aislamiento para aislar las zonas de agua y petróleo y solo después de aumentar la presión del agua a través de la bomba, facilitar la comunicación del agua con la zona de petróleo; y el tapón Y tool invierte la dirección agua traspasando su flujo ascendente a un flujo descendente para inyectarlo a la formación de petróleo.

Figura 5 Completación con dumpflooding asistido por estrangulamiento



Nota. La figura refiere a los componentes de completación para el flujo dumpflooding con estrangulamiento. Tomado de *Dumpflood Completion*, por J. Rawding, B. Matar y M. Konopczynski, 2008, Onepetro (<https://onepetro.org/SPEIE/proceedings-abstract/08IE/All-08IE/145896>).

Figura 6 Completación con dumpflooding asistido por ESP



Nota. La figura refiere a los componentes de completación para el flujo dumpflooding con ESP. Tomado de “Applications of water injection using power dump flood technology and power optimization” (p.80), por M. Elembaby, A. Salem, S. Elsayed y M. Elnoby, 2023, *Journal of Fluid Flow, Heat and Mass Transfer*, 10(1).

La instalación dumpflooding asistida requiere de componentes en superficie como son la caja de conexiones como la vía de contacto con el cable de fondo del pozo, el variador de velocidad que ajusta la frecuencia eléctrica en función de la demanda del sistema y protege al equipo de fondo de irregularidades de voltaje que suministra el transformador y el sistema SCADA que se conecta a los sensores de fondo de pozo para transferir datos de presión, temperatura y caudal, principalmente.

1.2.2 Modelo numérico de la técnica dumpflooding

Los investigadores SU et al. (2015) explican sobre el modelo numérico para predecir el comportamiento de inyección de agua con la técnica dumpflooding.

1.2.2.1 Fundamentación numérica

Condición de flujo de agua

La expresión numérica para la recuperación de petróleo con el mecanismo dumpflooding inicia con la determinación de la presión mínima de dumpflooding. Como en teoría el mecanismo dumpflooding funciona siempre que el agua fluya con presión suficiente hacia la zona de petróleo superando la presión de la zona de petróleo, la presión diferencial entre la zona de petróleo y el pozo, la presión diferencial entre la zona de agua y el pozo, la presión por fricción y la presión hidrostática; entonces tenemos:

$$p_{min} = p_{oi} + p_{ow} + p_{ww} + p_f + p_h \quad \text{ecuación 1}$$

Donde, la presión mínima de dumpflooding (p_{min}) es la presión diferencial entre el acuífero y la zona de inyección que sostiene la tasa de inyección de agua para la producción de fluidos y que está en función del balance de presiones.

La presión actual de la zona de inyección o de petróleo (p_{oi}) es la presión presente al momento de iniciar el dumpflooding.

La presión diferencial entre el pozo y la zona de petróleo (p_{ow}) es la caída de presión a través del estrangulamiento del yacimiento de petróleo.

$$p_{ow} = \frac{q_{iw}}{I_w} \quad \text{ecuación 2}$$

La presión diferencial entre el acuífero y el pozo (p_{ww}) es la caída de presión a través del estrangulamiento del acuífero.

$$p_{ww} = \frac{q_{iw}}{J_w} \quad \text{ecuación 3}$$

La pérdida de presión por fricción (p_f) es la caída de presión del fluido a través del revestimiento debido a la fricción.

$$p_f = ad_w \left(0.3164 \left(\frac{(A_o u_w)}{(d_w q_{iw} d)} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \left(\frac{h}{2d} \right) \left(\frac{q_{iw}}{A_o} \right)^2 \quad \text{ecuación 4}$$

La presión hidrostática (p_h) es la presión por el peso de la columna de agua en el pozo.

$$p_h = b d_w g h \quad \text{ecuación 5}$$

Una vez que la presión diferencial es suficiente, SU et al. (2015) describen que las reservas de una formación de petróleo se pueden recuperar mediante el método dumpflooding solo si la presión de la capa de agua es superior a la presión mínima dumpflooding; así al sustituir expresiones en la ecuación 1 tenemos:

$$p_w = p_{oi} + \left(\frac{q_{iw}}{I_w}\right) + \left(\frac{q_{iw}}{J_w}\right) + \left(ad_w \left(0.3164 \left(\frac{(A_o u_w)}{(d_w q_{iw} d)}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(\frac{h}{2d}\right) \left(\frac{q_{iw}}{A_o}\right)^2\right) + (b d_w g h) \quad \text{ecuación 6}$$

Tasa de inyección de agua

Con la ecuación anterior se puede calcular la tasa de inyección de agua necesaria para mantener la presión de producción, la misma que está controlada por la presión de la zona de agua y la presión de la zona de petróleo. Con el tiempo, la presión que posee el acuífero disminuye en base a la producción de agua y se refleja con la variación de presión de la zona inyectada.

Por la expresión de la ecuación 6, q_{iw} se halla de forma implícita para ser resuelta por un método iterativo, en este caso por el método de Newton con una solución inicial $q_{iw(n=0)}$.

$$q_{iw(n+1)} = q_{iw(n=0)} - \left(\frac{F(q_{iw(n)})}{F'(q_{iw(n)})}\right) \quad \text{ecuación 7}$$

$$F(q_{iw(n)}) = p_o - p_w + \left(\frac{q_{iw}}{I_w}\right) + \left(\frac{q_{iw}}{J_w}\right) + \left(ad_w \left(0.3164 \left(\frac{(A_o u_w)}{(d_w q_{iw} d)}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(\frac{h}{2d}\right) \left(\frac{q_{iw}}{A_o}\right)^2\right) + (b d_w g h) \quad \text{ecuación 8}$$

$$F'(q_{iw(n)}) = \left(\frac{1}{I_w}\right) + \left(\frac{1}{J_w}\right) + \left(ad_w \left(0.3164 \left(\frac{(A_o u_w)}{(d_w q_{iw} d)}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(\frac{h}{(d(A_o)^2)}\right) q_{iw}\right) + \left(ad_w \left(\frac{h}{2d}\right) \left(\frac{q_{iw}}{A_o}\right)^2 \left(\frac{-0.3164}{4}\right) \left(\left(\frac{(A_o u_w)}{(d_w d)}\right)^{\frac{1}{4}}\right) q_{iw}^{\left(-\frac{5}{4}\right)}\right) \quad \text{ecuación 9}$$

Dado un error e , si $q_{iw(n+1)} \leq e$, entonces $q_{iw(n+1)}$ es la solución.

Inyección acumulada de agua

En efecto de la inyección de agua, se calcula la inyección acumulada de agua W_{iw} y representa el volumen de agua inyectada desde la aplicación de dumpflooding hasta un tiempo t transcurrido.

$$q_{iw} = \int q_{iw} \partial t \quad \text{ecuación 10}$$

Pero, la teoría de Buckley-Leverett permite calcular el volumen de agua inyectado requerido $W_{iw(T)}$ para alcanzar la saturación del frente de agua y donde el flujo de fluidos es bifásico relacionando el volumen poroso invadido por el agua a la velocidad de avance del frente de agua (Tarek, 2010).

$$W_{iw(T)} = \frac{(f_i A_1 L)}{(f'_{w@Swf})} \quad \text{ecuación 11}$$

Desde la fórmula 11, la derivada de la fracción de flujo de agua con respecto a la saturación de ruptura, definida como la velocidad de avance del frente de agua para que el pozo produzca agua, requiere de las curvas de permeabilidad relativa al petróleo y al agua. Pues conociendo las curvas mencionadas se pueden calcular b , $f_{w@Swf}$ y por consiguiente $f'_{w@Swf}$.

$$f_{w@Swf} = \frac{1}{\left(1 + \left(\left(\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\right)\left(\frac{u_{w1}}{u_o}\right)\right)\right)} \quad \text{ecuación 12}$$

$$f'_{w@Swf} = b(f_w^2 - f_w) \quad \text{ecuación 13}$$

Donde el valor de b corresponde a la tasa de cambio logarítmica de la relación k_{ro}/k_{rw} respecto a S_w , y se la define como la constante de comportamiento exponencial de la movilidad relativa del petróleo y agua conforme aumenta la saturación de agua.

Tasa de producción de petróleo y agua

Sobre las variables dependientes ya explicadas, en la zona de petróleo hay producción de líquido en régimen monofásico igual a la tasa de producción de petróleo antes de la ruptura de agua.

$$q_l = q_o = J_{lo}(p_o - p_{wf}) \quad \text{ecuación 14}$$

Entonces, la tasa de producción de petróleo es proporcional a la capacidad de flujo del pozo y a la energía disponible de empuje para mover el petróleo desde el yacimiento hasta el pozo. La capacidad del pozo es constante y depende de la permeabilidad, la viscosidad y la geometría del reservorio.

Pero, después de la ruptura la tasa de producción de líquido en régimen bifásico es la tasa de flujo de petróleo y agua.

$$q_l = q_w + q_o = J_l(p_o - p_{wf}) \quad \text{ecuación 15}$$

De tal manera, el pozo produce petróleo y agua a una tasa que depende de la capacidad de flujo del pozo para entregar fluido y a la energía disponible de empuje para mover el fluido desde el yacimiento hasta el pozo. La capacidad de flujo del pozo cambia y depende de las permeabilidades relativas del petróleo y agua a partir de la saturación del frente de agua, S_{wf} .

$$J_l = \left(\left(\frac{k_{ro}@S_w}{k_{ro}@S_{wi}} \right) + \left(\frac{((k_{rw}@S_w) \times u_o)}{((k_{ro}@S_{wi}) \times u_{w1})} \right) \right) J_{lo} \quad \text{ecuación 16}$$

Dada la ecuación, la capacidad de flujo del pozo cuantifica la pérdida de eficiencia del pozo ajustando la productividad monofásica en base a las permeabilidades relativas al petróleo y agua y las viscosidades del petróleo y agua, porque comparten el flujo en el medio poroso.

Al igual, la tasa de producción del agua es igual a la tasa de producción de líquido por la fracción del volumen de agua.

$$q_w = q_l f_w \quad \text{ecuación 17}$$

Y, la tasa de producción de petróleo es igual a la tasa de producción de líquido por la fracción del volumen de petróleo.

$$q_o = q_l(1 - f_w) \quad \text{ecuación 18}$$

Producción acumulada de petróleo

Ahora, podemos calcular la producción acumulada de petróleo N_p que representa el volumen de petróleo producido desde la aplicación de dumpflooding hasta un tiempo t .

$$N_p = \int q_o \partial t \quad \textbf{ecuación 19}$$

Producción acumulada de agua

También, la producción acumulada de agua W_p que cuenta el volumen de agua producido desde la aplicación de dumpflooding hasta un tiempo transcurrido.

$$W_p = \int q_w \partial t \quad \textbf{ecuación 20}$$

Presión en la zona de petróleo

Ahora, la presión en la zona de petróleo es una variable del balance de materia que refleja la energía disponible en base al equilibrio de la presión de la zona de petróleo al instante cero de dumpflooding, del agua inyectada al sistema, los fluidos producidos y la capacidad de almacenamiento del yacimiento de petróleo.

$$P_o = p_{oi} + \left(\frac{(W_{iw} - (N_p B_o) - W_p)}{(N_o B_{oi} C_{to})} \right) \quad \textbf{ecuación 21}$$

Presión en la zona de agua

La presión en la zona de agua es una variable del balance de materia que refleja la energía disponible en base a la presión del acuífero al instante cero de dumpflooding y del volumen de agua transferido a la zona de petróleo.

$$P_w = p_{wi} - \left(\frac{W_{iw}}{(N_w B_w C_{tw})} \right) \quad \textbf{ecuación 22}$$

Tiempo de inyección

Por lo tanto, el tiempo transcurrido de inyección depende de la relación entre el volumen acumulado de agua y la tasa de inyección.

$$t = \frac{W_{iw(T)}}{q_{iw}} \quad \textbf{ecuación 23}$$

Factor de recobro

Finalmente, el factor de recobro dimensiona la fracción del petróleo recuperado de las reservas remanentes, en un régimen monofásico y bifásico.

$$f_r = \frac{N_p}{N_o} \quad \text{ecuación 24}$$

1.2.2.2 Variables de entrada del modelo

El modelo numérico requiere conocer variables del reservorio, del acuífero, del pozo y de contorno. Las ecuaciones asociadas con la inundación por vertido se aplican por igual para ambos mecanismos de flujo. **Fig. 2 y 3**

Tabla 3 Variables de entrada del modelo para el reservorio y el acuífero

Variables del reservorio	Variables del acuífero
Presión actual, p_{oi}	Presión actual, p_{wi}
Presión de fondo fluyente, p_{wf}	Espesor, h
Espesor, h	Permeabilidad, k
Permeabilidad, k	Viscosidad, μ_w
Porosidad, f_i	Factor volumétrico actual, B_w
Factor volumétrico inicial, B_{oi}	Compresibilidad, C_{tw}
Factor volumétrico actual, B_o	Densidad del agua, d_w
Viscosidad del petróleo, μ_o	Reservas, N_w
Viscosidad del agua, μ_{w1}	Índice de productividad, J_w
Compresibilidad, C_{to}	
Reservas, N_o	
Índice de inyektividad, I_w	
Índice de productividad, J_{lo}	

Nota. Elaboración propia con información de SU et al. (2015).

Tabla 4 Variables de entrada del modelo sobre el área de flujo

Variables del pozo	Otras variables
Diámetro, d	Distancia entre la zona de petróleo y agua, h

Área, A_o	Distancia entre el pozo inyección y productor, L
	Área de la región de flujo, A_1

Nota. Elaboración propia con información de SU et al. (2015).

Las ecuaciones no lineales que constituyen la parte numérica del modelo dumpflooding permiten cribar aquellos campos que tienen la oportunidad de rehabilitar su producción con el desarrollo de un algoritmo con base de datos del campo petrolero.

1.2.3 Descripción general del campo Chonta Sur

El campo Chonta Sur que pertenece a la zona sur del bloque 61 se encuentra en la provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, parroquia Inés Arango; ocupando un área total de 29.0627 km². Está limitada al norte con el campo Chonta Este, al sur con el campo Rumiyacu, al este con el campo Shiripuno Centro y al oeste con el campo Mono (Ramírez, 2014).

Figura 7 Ubicación del campo Chonta Sur



Nota. La figura refiere a la localización del campo Chonta Sur. Tomado de *Bloque petrolero Auca*, por Ep Petroecuador, 2024, Eppetroecuador (<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/12/Bloques-petroleros.pdf>).

El primer pozo exploratorio fue el Chonta Sur 01 en el año 2014 alcanzando una profundidad total de 11400 ft TVD bajo la administración de la empresa pública Petroamazonas y en este mismo año inicia la producción del reservorio Hollín Inferior con una tasa de 2539 bopd (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

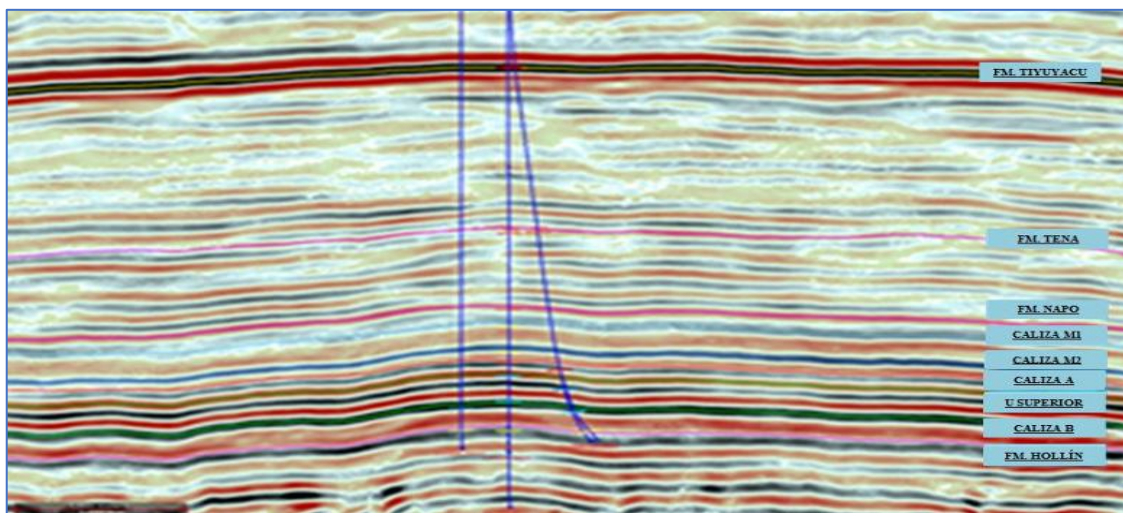
El campo Chonta Sur cuenta con 140.32 MMbbl de petróleo original en sitio (POES). Los principales reservorios del campo Chonta Sur son U superior, U inferior, T superior, T inferior, Hollín superior y Hollín inferior con un crudo de 33° API en promedio (Vidal, 2022). Este campo inicia con los proyectos de inyección de agua en el año 2020 (Ep Petroamazonas, 2020).

Actualmente está administrada por la empresa pública Petroecuador y tiene 16 pozos perforados que producen por sistema de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico.

1.2.3.1 Estructura y sísmica regional

La estructura geológica es un anticlinal asimétrico de 3 km de largo y 2 km de ancho con dos fallas inversas, la primera falla tiene una longitud de 1.2 km al norte del campo y la segunda falla tiene una longitud de 0.8 km al sur del campo (Loor, 2017).

Figura 8 Reflexiones sísmicas del campo Chonta Sur



Nota. La figura refiere a las reflexiones sísmicas del campo Chonta Sur. Tomado de Marcadores sísmicos interpretados del campo Chonta Sur, por Ep Petroamazonas, 2017, Dspace (<https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/4df9eeca-67da-4119-babd-66700e622c67/content>).

La imagen relaciona la sección sísmica con la estratigrafía del Campo Chonta Sur donde se identificaron 9 horizontes principales que comprende la cronología del Precretácico al Terciario. La sección sísmica muestra las interfaces entre diferentes capas

de roca en contraste de impedancia acústica. Las formaciones identificadas son Tiyuyacu, Tena, Napo, Caliza M1, Caliza M2, Caliza A, Arenisca U Superior, Caliza B y Hollín.

1.2.3.2 Características de las formaciones

Napo U superior

El paleoambiente es plataforma marina. Está compuesta de arenisca cuarzosa con tonos blanco y gris verdoso de granos finos y medios, también contiene glauconita. La matriz es arcillosa. La porosidad es pobre. Hay hidrocarburo en forma de manchas oscuras, aunque escaso.

Napo U inferior

El paleoambiente es estuarino de mareas. Está compuesta de arenisca cuarzosa con tonos gris, blanco y café de granos medios, también contiene glauconita. La matriz es caolinítica. La porosidad es pobre. Hay hidrocarburo en forma de manchas negras, su presencia es regular.

Napo T superior

El paleoambiente es plataforma marina. Está compuesta de arenisca cuarzosa con tonos gris claro y gris verdoso de granos finos y medios, también contiene glauconita. La matriz es arcillosa. La porosidad es pobre. No hay evidencia de hidrocarburos.

Napo T inferior

El paleoambiente es estuarino influenciado por mareas. Está compuesta de arenisca cuarzosa con tono gris claro de granos finos y medios. La matriz es caolinítica. La porosidad es pobre. Hay hidrocarburo en forma de manchas oscuras, aunque pobre (Vidal, 2022).

Hollín Superior

El paleoambiente es marino clástico arenoso. Está compuesta de cuarzos monocristalinos con tono gris de granos finos y gruesos, también hay presencia de glauconita y caolín. La matriz es arcillosa. La porosidad intergranular oscila entre el 11% y 16% pudiendo disminuir por el sobrecrecimiento de cuarzo. Hay hidrocarburo en forma de manchas negras y cafés, aunque pobre.

Hollín Inferior

El paleoambiente es continental. La formación contiene cuarzos monocristalinos de granos finos y medios. Está compuesta de arenisca cuarzosa con tono gris claro de granos finos y medios. La matriz es caolinítica. La porosidad intergranular oscila entre el 13% y 15%. Hay hidrocarburo en forma de manchas negras y cafés, aunque pobre (Loor, 2017).

Figura 9 Columna estratigráfica del campo Chonta

CRONO-ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO
NEOGENO	PLIOCENO			
	MIOCENO	CHALCANA		CHALCANA SUPERIOR
				CHALCANA INFERIOR
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA
		TIYUYACU		TIYUYACU
			CONGL. SUP. TIYUYACU	
			CONGL. INFERIOR TIYUYACU	
	PALEOCENO	TENA		TENA
CRETACICO	TARDIO	NAPO		BASAL TENA
				NAPO
				CALZA "M1"
				BASE CALZA "M1"
				CALZA "M2"
				BASE CALZA "M2"
	TEMPRANO			"A" CALZA
				ARENSCA "U" SUPERIOR
				ARENSCA "U" INFERIOR
				BASE ARENSCA "U" INFERIOR
				CALZA "B"
				ARENSCA "T" SUPERIOR
PRECRE-TACICO				ARENSCA "T" INFERIOR
				BASE ARENSCA "T" INFERIOR
	HOLLIN		CALZA C	
			HOLLIN SUPERIOR	
			HOLLIN INFERIOR	
			BASE HOLLIN INFERIOR	
			PROFUNDIDAD TOTAL	

Nota. La figura refiere a la columna estratigráfica del campo Chonta. Tomado de *Columna Estratigráfica del Campo Chonta*, por Baker Hughes, 2014, Repositorio Upse (<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/7e617960-7631-4b3b-b577-45138cf34b18/content>).

1.2.3.3 Propiedades de las formaciones

Entre las propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad y espesor. Entre los datos PVT: presión inicial, presión actual, presión de burbuja, temperatura, factor volumétrico actual e inicial y viscosidad.

Importante resaltar, la presión inicial, actual, la presión de burbuja, tope y base, reservas, salinidad, API.

Tabla 5 *Propiedades petrofísicas de las formaciones*

Formación	H ft	k prom. mD	Φ prom.	Salinidad ppm	C_{to} 10 ⁻⁶ lpc ⁻¹
U superior	58	76	0.094	20000	-
U inferior	38	76	0.145	20000	4.99
T superior	50	259	0.152	20000	-
T inferior	56	350	0.123	15000	6.26
Hollín superior	69	175	0.137	2000	-
Hollín inferior	48	560	0.159	300	-

Nota. Elaboración propia con información de López (2017), Vidal (2022) y Shaya Ecuador S.A.

Tabla 6 *Propiedades PVT de las formaciones*

Formación	P_i psi	P_a psi	B_{oi} BY/BN	B_o BY/BN	μ_o cp	μ_w cp
U superior	3800	2000	1.078	-	-	-
U inferior	3900	1160	1.078	1.09	8.1	0.35
T superior	3728	1180	1.078	-	-	-
T inferior	3728	1180	1.078	1.16	3.7	0.35
Hollín superior	4580	4300	1.025	-	-	-
Hollín inferior	4613	4500	1.030	-	-	0.3

Nota. Elaboración propia con información de López (2017), Vidal (2022) y Shaya Ecuador S.A.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

Chonta Sur es un campo activo del Activo Auca, bloque 61, aportó con 611942 bbl de petróleo en el 2024, se ubica al sur de la Cuenca Oriente, provincia de Orellana. Su dimensión areal cubre los 29.0276 km².

Tabla 7 Reservas de las arenas Napo U inferior y Napo T inferior

Variables	Napo U inferior	Napo T inferior
POES (m ³)	7328099.394	5796425.95
Reservas @ 2020 (m ³)	7169112.394	5637438.95

Nota. Elaboración propia con información de López (2017) y Shaya Ecuador S.A.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

Por su diseño, la investigación es de carácter no experimental y longitudinal. No experimental porque se analizará las condiciones de los reservorios del campo Chonta Sur a partir de datos existentes y longitudinal porque se comprobará la recuperación de hidrocarburos en el tiempo con la formulación de un modelo matemático que simula la recuperación secundaria con técnica duffflooding.

En cuanto al alcance de la investigación, se considera que es seccional, analítica y explicativa.

Seccional, se recopilan datos de un campo con baja presión, baja productividad y por ende deficiente intervención operacional.

Analítica, estudia variables de las formaciones involucradas para evaluar la respuesta y su impacto en la producción de petróleo con la técnica duffflooding.

Explicativa, explica las fases dinámicas del sistema inyección y producción en base a las curvas de presión, caudal y producción durante la recuperación secundaria con técnica duffflooding.

2.3. Tipo y métodos de investigación

El tipo de investigación es cuantitativo, en vista del desarrollo matemático con parámetros numéricos de los reservorios; que además mide presiones, tasas de inyección, tasas de producción y factor de recobro. En cuanto a los métodos de investigación implicados en el tema de investigación, son analítico y sintético debido al análisis individual de las formaciones U inferior, T inferior y Hollín inferior; y la integración de sus datos para la evaluación de las curvas según el comportamiento de producción de petróleo, inyección y producción de agua, principalmente.

2.4. Población y muestra

En este caso considero a los 6 reservorios del campo Chonta Sur como la población, donde la muestra seleccionada filtra 3 reservorios, UI, TI y HI, por los criterios de técnicos demandados por la técnica dumpflooding y por las reservas remanentes que existen en los reservorios productores de petróleo, UI y TI. De esta manera, se trata de un muestreo no probabilístico por conveniencia, pues los reservorios deben reunir las condiciones requeridas por dumpflooding y las características petrofísicas para cumplir con el objetivo general.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica de revisión documental cuyos instrumentos de verificación fueron reportes técnicos, base de datos petrofísicos y de propiedades PVT del campo Chonta Sur.

La técnica de análisis documental cuyos instrumentos de verificación fueron las matrices de organización de datos categorizadas como variables de entrada petrofísicas y PVT de las formaciones Napo U Inferior, Napo T inferior y Hollín inferior; variables de entrada del pozo; variables de entrada del área de flujo; y variables de entrada de las reservas de Napo U Inferior, Napo T inferior y Hollín inferior. Las matrices de organización de datos se distinguen desde la tabla 10 hasta la tabla 14.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información

El tema de investigación “Optimización de la producción aplicando la técnica dumpflooding en el campo Chonta Sur, bloque 61” fue desarrollado mediante cuatro fases de verificación y validación; la revisión bibliográfica referente al tema, la recopilación de datos de las formaciones Napo UI, Napo TI y Hollín inferior, el desarrollo del modelo matemático en Python y la evaluación de los resultados.

Fase I

La investigación bibliográfica en fuentes confiables facilitó información sobre la recuperación secundaria con técnica dumpflooding que incluyó conceptos, principios, funcionamiento, requerimientos, criterios, diseño, ventajas, desventajas y aplicaciones.

Fase II

La recopilación de datos de las formaciones Napo UI, Napo TI y Hollín I del campo Chonta Sur, específicamente de datos petrofísicos y PVT proveniente de fuentes confiables del campo Chonta Sur.

Fase III

Desarrollo del modelo matemático en Python, el cual integra datos de entrada de las zonas productoras de petróleo y la zona productora de agua y datos del pozo y área de flujo. Por otro lado, específicamente el modelo matemático sujeta expresiones numéricas fundamentadas en la mecánica de fluidos y la ingeniería de yacimientos que demuestran un modelo razonable y confiable, incluso por la información de salida coherente al comportamiento de recuperación secundaria con técnica dumpflooding.

La validación y confiabilidad del modelo matemático en Python comprende criterios técnicos utilizando referencias externas para verificar la coherencia del comportamiento físico y productivo obtenido mediante el modelo. Los criterios técnicos fueron: transferencia de agua a la zona de petróleo desde una zona de mayor presión, aumento de presión y producción en la zona de petróleo, comportamiento de inyección de agua por la presión diferencial entre la zona de agua y petróleo.

La validación y confiabilidad del modelo matemático en Python con criterio cuantitativo se efectuó con datos de la referencia SU et al. (2015).

Tabla 8 *Criterio cuantitativo entre el modelo y SU et al. (2015)*

Variable	Referencia	Modelo	Error relativo
q_{iw}	1005.77 m ³ /d	1015.94 m ³ /d	1 %

Nota. Elaboración propia con información de SU et al. (2015).

$$E_{\text{relativo}} = (|\text{Valor}_{\text{modelo}} - \text{Valor}_{\text{referencia}}| / \text{Valor}_{\text{referencia}}) \times 100$$

Asimismo, la validación y confiabilidad del modelo matemático en Python con criterio interno al utilizar el método iterativo de Newton para la solución explícita de la tasa de inyección.

La resolución numérica del caudal de agua de inyección q_{iw} empleó el método de Newton por su capacidad para determinar iterativamente las raíces de funciones no lineales con el uso de la función y su derivada como se muestra en las ecuaciones del modelo 7, 8 y 9.

Las pruebas de tolerancia no representan una dificultad de implementación; pero si exigen un criterio de convergencia más restrictivo e iteraciones adicionales. El valor 10^{-6} proporciona precisión numérica sin incrementar el proceso iterativo.

Tabla 9 *Pruebas de tolerancia en el modelo numérico*

Tolerancia	Error máximo	Iteraciones	Factor de recobro
10^{-4}	9.98×10^{-5}	234	5.42 %
10^{-5}	8.20×10^{-6}	291	5.42 %
10^{-6}	1.86×10^{-7}	298	5.42 %
10^{-7}	1.21×10^{-8}	300	5.41 %
10^{-8}	3.23×10^{-10}	301	5.41 %

Nota. Elaboración propia

El valor 10^{-6} es el criterio numérico de convergencia para garantizar que la variable q_{iw} sea suficientemente estricta, considerando que la diferencia inferior a 10^{-6} entre iteraciones representa un cambio despreciable de la solución.

Fase IV

Esta fase comprende la evaluación de las curvas de presión de la zona de petróleo y la zona de agua, tasa de inyección de agua, tasa de producción de petróleo, tasa de producción de agua, producción acumulada de petróleo, producción acumulada de agua y factor de recobro, con respecto al tiempo; para las formaciones seleccionadas UI y TI.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Propiedades petrofísicas y datos PVT de las formaciones UI, TI y HI del campo Chonta Sur

Las propiedades petrofísicas y PVT de las formaciones Napo U Inferior (UI) y Napo T Inferior (TI) del campo Chonta Sur fueron fundamentales para evaluar el comportamiento de recuperación secundaria dmpflooding. Los valores necesarios se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10 Variables de entrada del modelo de la formación Napo U Inferior y Napo T inferior

Variables	Napo U inferior	Napo T inferior
p_{oi} (MPa)	7.99	8.14
p_{wf} (MPa)	2.7	3.56
f_i	0.145	0.123
B_{oi} (m ³ / m ³)	1.078	1.078
B_o (m ³ / m ³)	1.09	1.16
u_o (mPa.s)	8.1	3.7
u_{w1} (mPa.s)	0.35	0.35
C_{to} (MPa ⁻¹)	7.237×10^{-4}	9.079×10^{-4}
I_w (m ³ / (d. MPa)	74.4	110
J_{lo} (m ³ / (d. MPa)	2.48	1.8

Nota. Elaboración propia con información de López (2017) y Shaya Ecuador S.A.

Los datos PVT de la formación Hollín Inferior (HI) del campo Chonta Sur fueron fundamentales para evaluar el comportamiento de recuperación secundaria dmpflooding. Los valores necesarios se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11 Variables de entrada del modelo de la formación Hollín inferior

Variables	Hollín inferior
p_{wi} (MPa)	31.03
u_w (mPa.s)	0.3
B_w (m ³ / m ³)	1
C_{tw} (MPa ⁻¹)	7.774×10^{-4}

d_w (kg/ m ³)	1000
J_w (m ³ / (d. MPa))	349

Nota. Elaboración propia con información técnica confidencial de Shaya Ecuador S.A.

3.2 Área de flujo

Los datos físicos del área de flujo con respecto a las formaciones Napo U inferior y Napo T inferior del campo Chonta Sur fueron fundamentales para evaluar el comportamiento de recuperación secundaria dumpflooding. Los valores necesarios se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12 Variables de entrada del modelo con respecto al pozo y al área de flujo

Variables	@ Napo U inferior	@ Napo T inferior
d (m)	0.157	0.157
A_o (m ²)	0.019	0.019
h (m)	173.43	89
L (m)	400	400
A_1 (m ²)	1100	1800

Nota. Elaboración propia con información técnica confidencial de Shaya Ecuador S.A.

3.3 Reservas de las formaciones UI, TI y HI

Tabla 13 Variables de entrada del modelo con respecto a las reservas de las formaciones Napo U inferior y Napo T inferior

Variables	Napo U inferior	Napo T inferior
No (m ³)	7169112.394	5637438.95

Nota. Elaboración propia con información técnica confidencial de Shaya Ecuador S.A.

Tabla 14 Variables de entrada del modelo con respecto a la reserva de agua de la formación Hollín inferior

Variables	Hollín inferior
Nw (m ³)	107536685.9

Nota. Elaboración propia con información técnica confidencial de Shaya Ecuador S.A.

3.4 Modelo matemático en Python que integra el mecanismo dumpflooding

El modelo matemático desarrollado en Python se basa en un algoritmo para simular la recuperación secundaria con el mecanismo dumpflooding propuesto por SU et

al. (2015). El modelo distingue dos etapas: antes de la ruptura y después de la ruptura como se muestra en el diagrama de flujo (anexo 7).

La estructura del modelo integra: la importación de datos de formación de la arena tales como S_w , k_{rw} , k_{ro} , u_o y u_w , el cálculo de f_w según la ecuación 12, el cálculo f'_w según la ecuación 13, la curva de k_{ro}/k_{rw} vs S_w con calidad de ajuste exponencial para identificar el valor de b por lo que representa una variable de la ecuación 13.

Las curvas de k_{ro} vs S_w y k_{rw} vs S_w , la curva f_w vs S_w y la curva f'_w vs S_w para identificar $f_w @ S_{wf}$ y $f'_w @ S_{wf}$ y calcular la fórmula 11. El dato S_{wf} se halla con el uso de la interpolación cúbica y el criterio de la tangente de Buckley-Leverett para conocer los datos S_w , k_{rw} , k_{ro} , u_o y u_w , f_w y f'_w donde inicia el flujo bifásico y permiten resolver las ecuaciones del modelo de la etapa después de la ruptura.

También, el método iterativo de Newton para la solución explícita de la tasa de inyección de agua con una convergencia estable de $q_{iw} - q_{iw} < 10^{-6}$ garantizando la estabilidad numérica en cada paso temporal. Con respecto al balance de materia, el modelo permite simular la presión del reservorio y el acuífero y su interacción con la inyección y producción de agua en el tiempo.

El proceso comienza con la definición de variables iniciales como se muestra en el anexo 2 en un tiempo inicial cero. Después de calcular q_{iw} con la ecuación 7 se obtiene W_{iw} con la ecuación 10. En conjunto, con la determinación de $W_{iw(T)}$ mediante la ecuación 11, se procede a evaluar la condición crítica comparando los valores de W_{iw} y $W_{iw(T)}$.

Si el valor de W_{iw} es inferior a $W_{iw(T)}$ se resuelven las ecuaciones 7, 10, 14, 19, 20, 21, 22 y 24 que corresponden a la producción de fluidos antes de la ruptura, por lo contrario, se resuelven las ecuaciones 7, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24 que corresponden a la producción de fluidos después de la ruptura.

Por otro lado, la condición de parada del código concierne al límite productivo del pozo definido por la presión del reservorio insuficiente para generar flujo, es decir cuando no se cumple que P_o es mayor que P_{wf} .

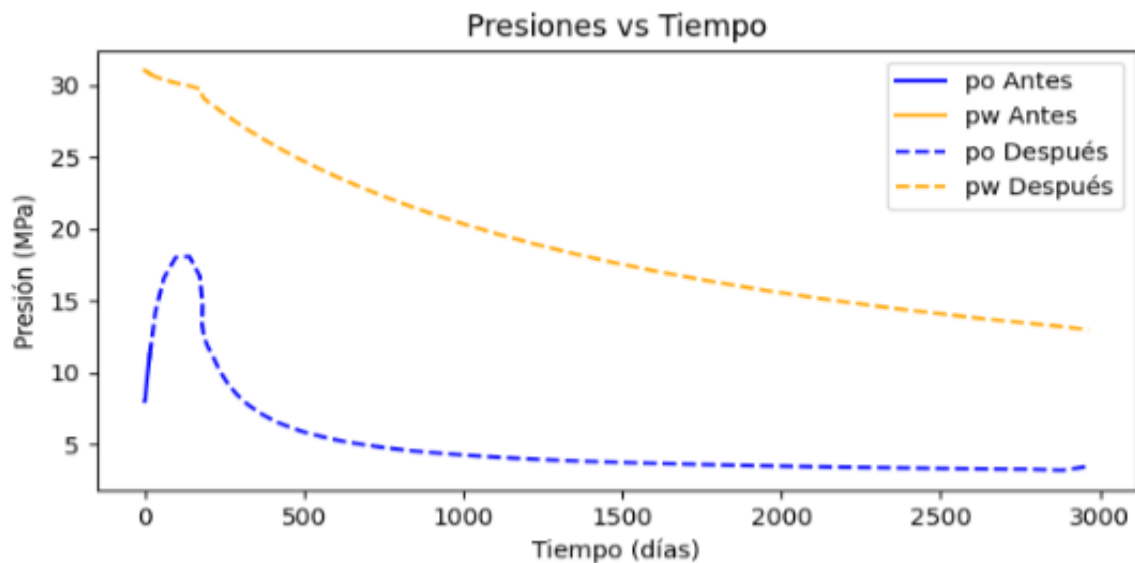
Como resultado, el código muestra tablas cuantitativas del comportamiento de producción de fluidos antes y después de la ruptura, como se observa en los anexos 3 y 4, respectivamente. A la vez presenta las gráficas P_o vs t , P_w vs t , q_{iw} vs t , q_l vs t , q_o vs t , q_w vs t , J_l vs t , W_{iw} vs t , N_p vs t , W_p vs t , f_r vs t , antes y después de la ruptura.

3.5 Recuperación de petróleo con dumpflooding en los reservorios UI y TI del campo Chonta Sur

Formación Napo U inferior

Antes de la ruptura han pasado 15 días y después de la ruptura transcurren en total 2965 días es decir 8 años, 1 mes.

Figura 10 Comportamiento de la presión en la arena U inferior y Hollín inferior



Nota. Elaboración propia

Sobre las condiciones de la técnica dumpflooding, a los 15 días, se observa una caída leve de la presión en la zona de agua en cambio se observa la recuperación de presión en la zona de petróleo, los datos indican que existe un aporte de energía desde la formación Hollín Inferior con suficiente presión inicial para movilizar los hidrocarburos de la formación Napo U inferior.

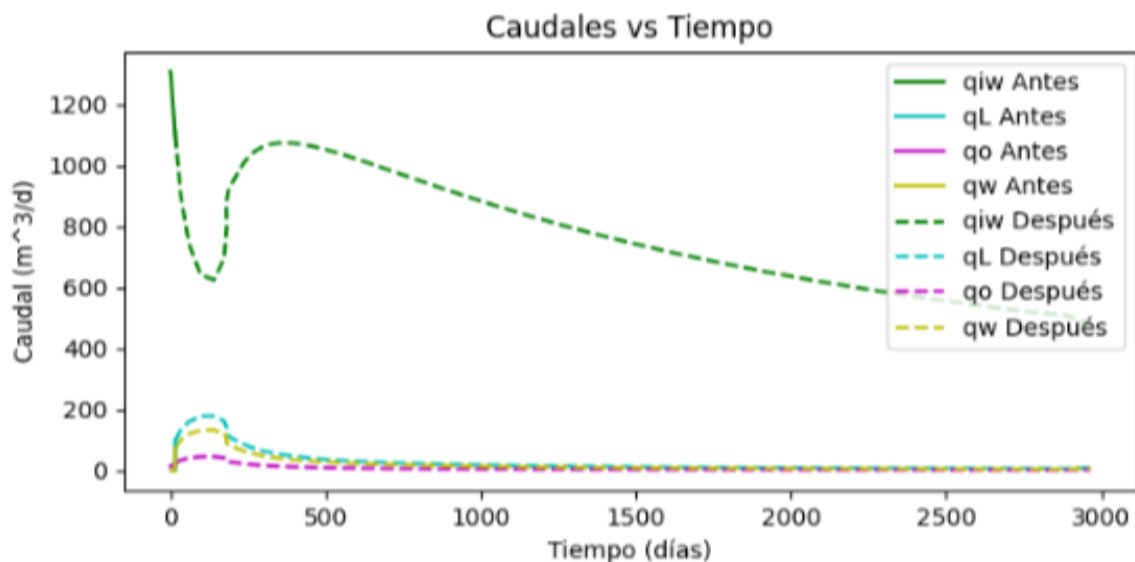
La presión inicial en la zona de agua antes de aplicar la técnica dumpflooding es 31.03 MPa equivalente a 4500 psi y al transcurso de 15 días la presión en esta zona llega a 30.82 MPa equivalente a 4470.06 psi.

La presión inicial en la zona de petróleo antes de aplicar la técnica dumpflooding es 7.99 MPa equivalente a 1158.85 psi y al transcurso de 15 días la presión en la zona de petróleo es 11.01 MPa equivalente a 1596.86 psi.

Después de los 15 días inicia la producción de líquido en 2 fases, agua y petróleo. Podemos predecir la caída uniforme de presión en la zona de agua y el incremento de presión en la zona de petróleo hasta los 140 días es decir casi los 5 meses. En este momento, la presión en la zona de agua es 29.95 MPa equivalente a 4343.88 psi y la presión en la zona de petróleo alcanza los 18.07 MPa equivalente a 2620.83 psi.

Luego de los 140 días, la presión disminuye tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo hasta los 2965 días. Para este tiempo, la presión en la zona de agua es 12.97 MPa equivalente a 1881.14 psi y la presión en la zona de petróleo es 3.45 MPa equivalente a 500.38 psi.

Figura 11 Comportamiento de caudales de inyección y producción en la arena U inferior



Nota. Elaboración propia

El caudal de inyección de agua inicia con 1307.12 m³/d que representan 8221.55 biwpd y se reduce a 1109.65 m³/d que equivalen a 6979.50 biwpd, antes de la ruptura.

Hasta los 15 días, la producción de líquido existe en una sola fase y es igual al caudal del petróleo; el caudal de producción de agua es cero. La tasa de producción de

petróleo inicia con 13.12 m³/d que equivalen a 82.52 bopd y aumenta a 20.61 m³/d que equivalen a 129.63 bopd.

A la ruptura de agua, la tasa de inyección de agua es 1096.78 m³/d y equivale a 6898.55 biwpd, la tasa de producción de líquido es 98.43 m³/d y equivale a 619.11 blpd, la tasa de producción de petróleo es 25.06 m³/d y equivale a 157.62 bopd; y la tasa de producción de agua es 73.36 m³/d y equivale a 461.42 bwpd.

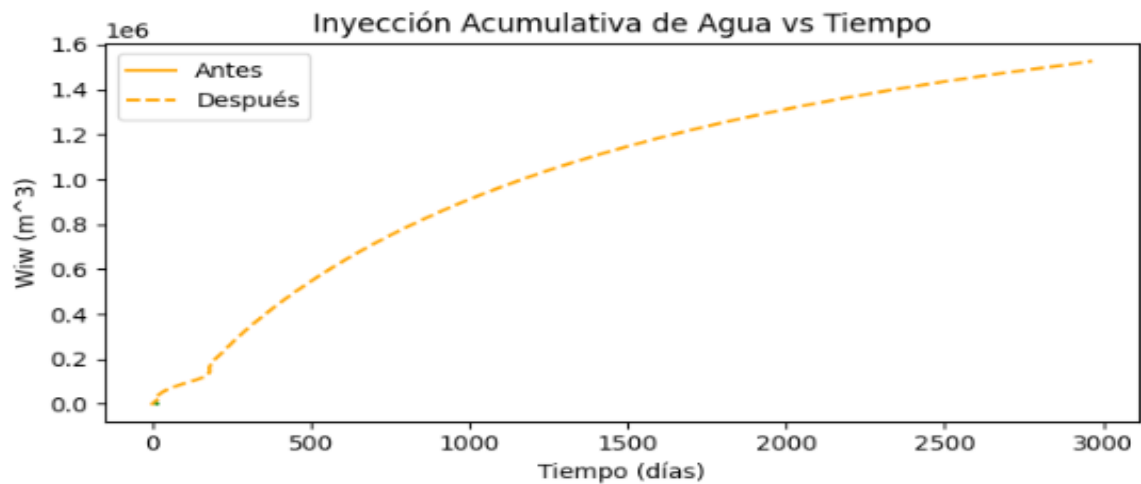
La curva verde de la figura 11 muestra la reducción de la tasa de inyección de agua hasta los 140 días. Al momento, la tasa de inyección de agua es 623.96 m³/d y equivale a 3924.60 biwpd, la tasa de producción de líquido es 177.82 m³/d y equivale a 1118.46 blpd, la tasa de producción de petróleo es 45.28 m³/d y equivale a 284.80 bopd; y la tasa de producción de agua es 132.54 m³/d y equivale a 833.65 bwpd.

Luego, la tasa de inyección de agua crece hasta alcanzar el día 369. Para este instante, la tasa de inyección de agua es 1073.16 m³/d y equivale a 6749.99 biwpd, la tasa de producción de líquido es 50.69 m³/d y equivale a 318.83 blpd, la tasa de producción de petróleo es 12.91 m³/d y equivale a 81.20 bopd; y la tasa de producción de agua es 37.79 m³/d y equivale a 237.69 bwpd.

Después de los 369 días, la tasa de inyección de agua decrece hasta al cabo de 2965 días. Ahora, la tasa de inyección de agua es 479.23 m³/d y equivale a 3014.27 biwpd, la tasa de producción de líquido es 8.73 m³/d y equivale a 54.91 blpd, la tasa de producción de petróleo es 2.22 m³/d y equivale a 13.96 bopd; y la tasa de producción de agua es 6.51 m³/d y equivale a 40.95 bwpd.

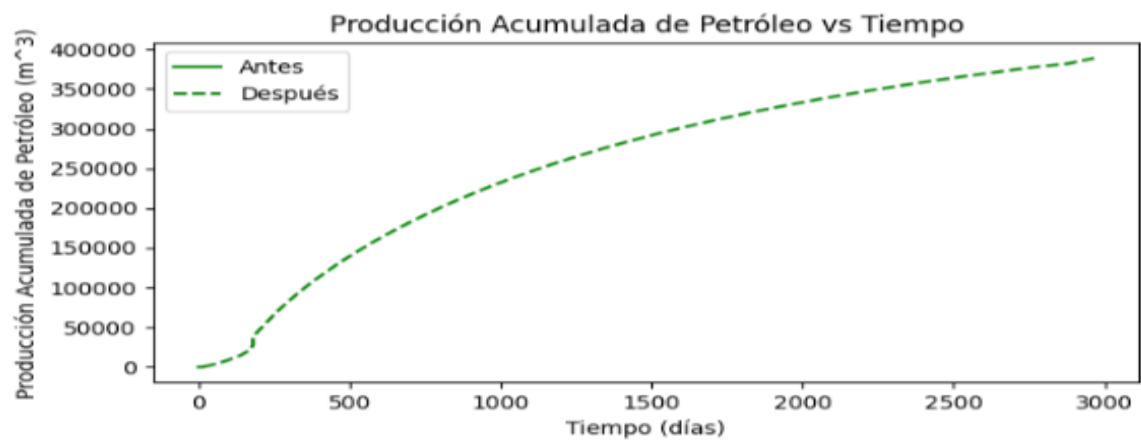
Tras la explicación de la figura 11, entonces al término de 2965 días la inyección acumulada de agua es 1527441 m³ ósea 9.61 MMbbl, la producción acumulada de petróleo es 388688 m³ quiere decir 2.44 MMbbl, la producción acumulada de agua es 1137638 m³ es decir 7.16 MMbbl y el factor de recobro adicional es 5.42 %. Además, el índice de productividad de líquido en la arena UI es 11.57 m³/d. MPa ósea 0.51 blpd. psi.

Figura 12 Comportamiento de la inyección acumulada de agua en la arena U inferior



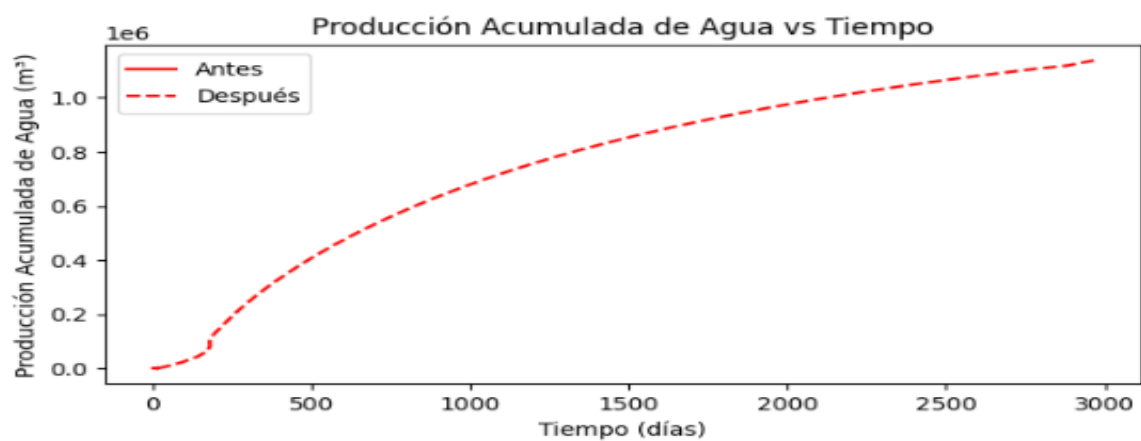
Nota. Elaboración propia

Figura 13 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo en la arena U inferior



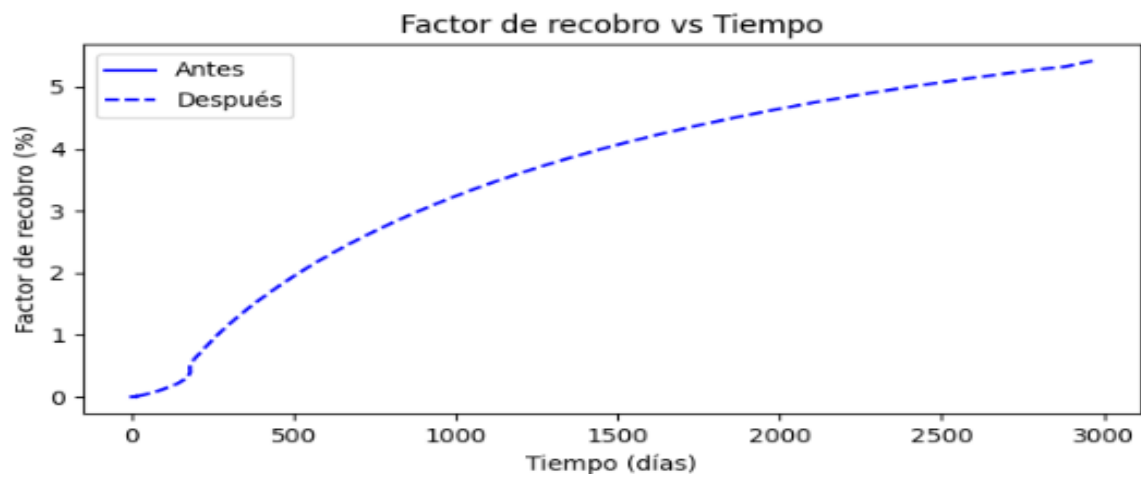
Nota. Elaboración propia

Figura 14 Comportamiento de la producción acumulada de agua en la arena U inferior



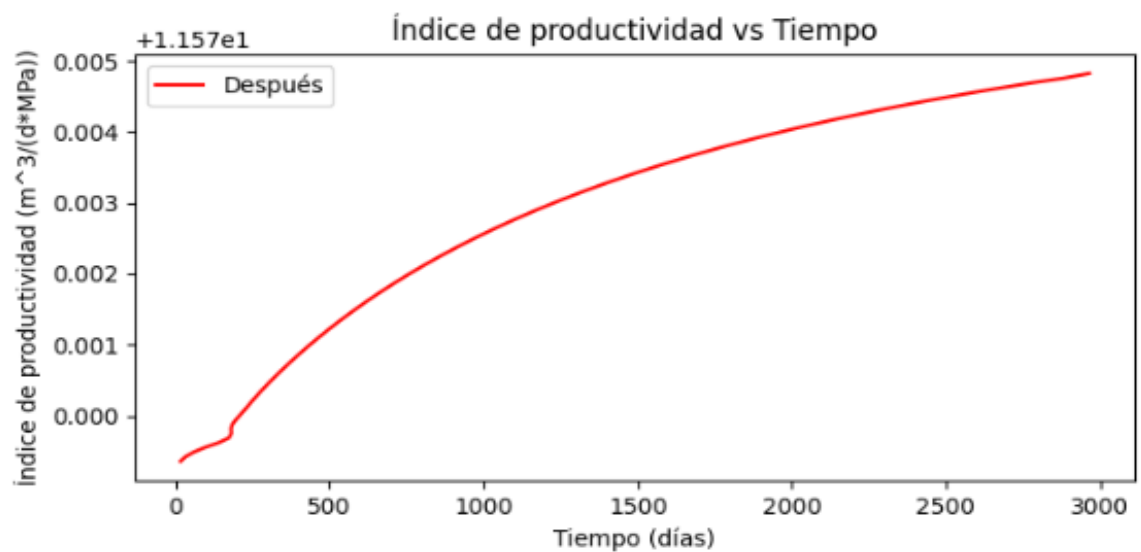
Nota. Elaboración propia

Figura 15 Comportamiento del factor de recobro en la arena U inferior



Nota. Elaboración propia

Figura 16 Comportamiento del índice de productividad en la arena U inferior

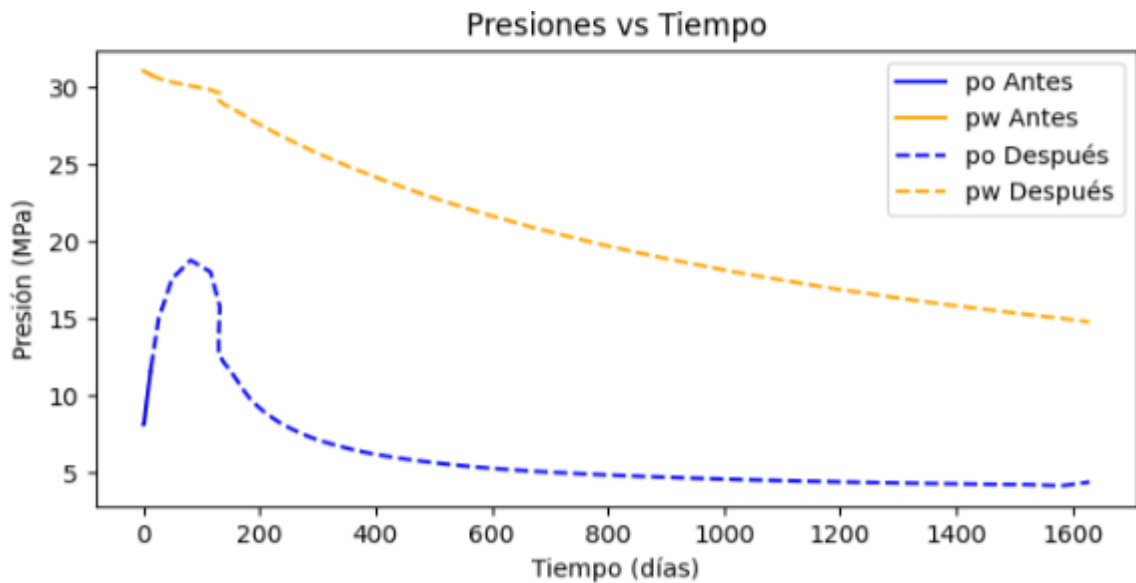


Nota. Elaboración propia

Formación Napo T inferior

Antes de la ruptura han pasado 12 días y después de la ruptura transcurren 1629 días es decir 4 años, 5 meses.

Figura 17 Comportamiento de la presión en la arena T inferior y Hollín inferior



Nota. Elaboración propia

Sobre las condiciones de la técnica dumpflooding, hasta los 12 días, se observa una caída leve de la presión en la zona de agua en cambio se observa la recuperación de presión en la zona de petróleo, los datos indican que existe un aporte de energía desde la formación Hollín Inferior con suficiente presión inicial para movilizar los hidrocarburos de la formación Napo T inferior.

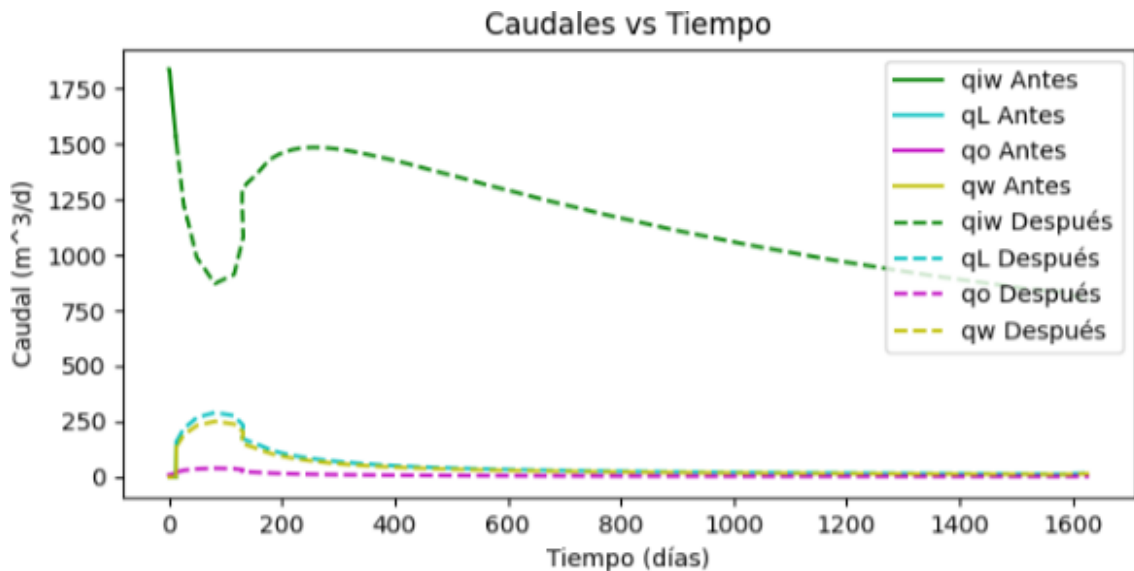
La presión inicial en la zona de agua antes de aplicar la técnica dumpflooding es 31.03 MPa equivalente a 4500 psi y al transcurso de 12 días la presión en esta zona llega a 30.80 MPa equivalente a 4467.16 psi.

La presión inicial en la zona de petróleo antes de aplicar la técnica dumpflooding es 8.14 MPa equivalente a 1180.61 psi y al transcurso de 12 días la presión en la zona de petróleo es 11.55 MPa equivalente a 1675.19 psi.

Después de los 12 días inicia la producción de líquido en 2 fases, agua y petróleo. Podemos predecir la caída uniforme de presión en la zona de agua y el incremento de presión en la zona de petróleo hasta los 81 días es decir casi 3 meses. En este momento, la presión en la zona de agua es 30.07 MPa equivalente a 4361.28 psi y la presión en la zona de petróleo alcanza los 18.77 MPa equivalente a 2722.36 psi.

Pero después de 81 días, la presión disminuye tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo hasta los 1629 días. Para este tiempo, la presión en la zona de agua es 14.77 MPa equivalente a 2142.21 psi y la presión en la zona de petróleo es 4.41 MPa equivalente a 639.62 psi.

Figura 18 Comportamiento de caudales de inyección y producción en la arena T inferior



Nota. Elaboración propia

El caudal de inyección de agua inicia con 1839.54 m³/d que representan 11570.38 biwpd y se reduce a 1536.15 m³/d que equivalen a 9662.11 biwpd, antes de la ruptura.

Hasta los 12 días, la producción de líquido existe en una sola fase y es igual al caudal del petróleo; el caudal de producción de agua es cero. La tasa de producción de petróleo inicia con 8.24 m³/d que equivalen a 51.83 bopd y aumenta a 14.38 m³/d que equivalen a 90.45 bopd.

A la ruptura de agua, la tasa de inyección de agua es 1511.21 m³/d y equivale a 9505.24 biwpd, la tasa de producción de líquido es 157.30 m³/d y equivale a 989.39 blpd, la tasa de producción de petróleo es 21.10 m³/d y equivale a 132.72 bopd; y la tasa de producción de agua es 136.20 m³/d y equivale a 856.67 bwpd.

La curva verde de la imagen 18 muestra la reducción de la tasa de inyección de agua hasta los 81 días. Al momento, la tasa de inyección de agua es 871.43 m³/d y

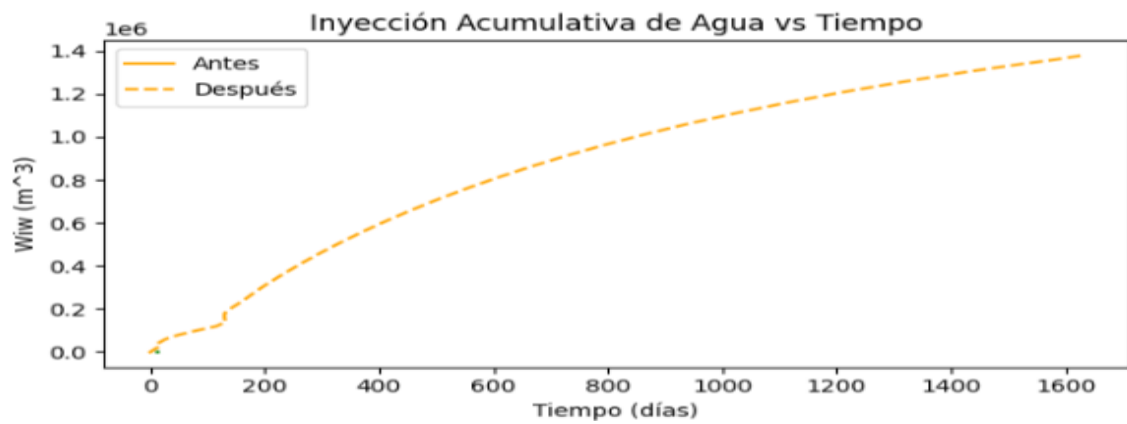
equivale a 5481.14 biwpd, la tasa de producción de líquido es 289.41 m³/d y equivale a 1820.34 blpd, la tasa de producción de petróleo es 38.82 m³/d y equivale a 244.17 bopd; y la tasa de producción de agua es 250.59 m³/d y equivale a 1576.17 bwpd.

Luego, la tasa de inyección de agua crece hasta alcanzar el día 256. Para este instante, la tasa de inyección de agua es 1485.90 m³/d y equivale a 9346.05 biwpd, la tasa de producción de líquido es 81.27 m³/d y equivale a 511.17 blpd, la tasa de producción de petróleo es 10.90 m³/d y equivale a 68.56 bopd; y la tasa de producción de agua es 70.37 m³/d y equivale a 442.61 bwpd.

Después de los 256 días, la tasa de inyección de agua decrece hasta al cabo de 1629 días. Ahora, la tasa de inyección de agua es 793.48 m³/d y equivale a 4990.85 biwpd, la tasa de producción de líquido es 16.22 m³/d y equivale a 102.02 blpd, la tasa de producción de petróleo es 2.17 m³/d y equivale a 13.65 bopd; y la tasa de producción de agua es 14.04 m³/d y equivale a 88.31 bwpd.

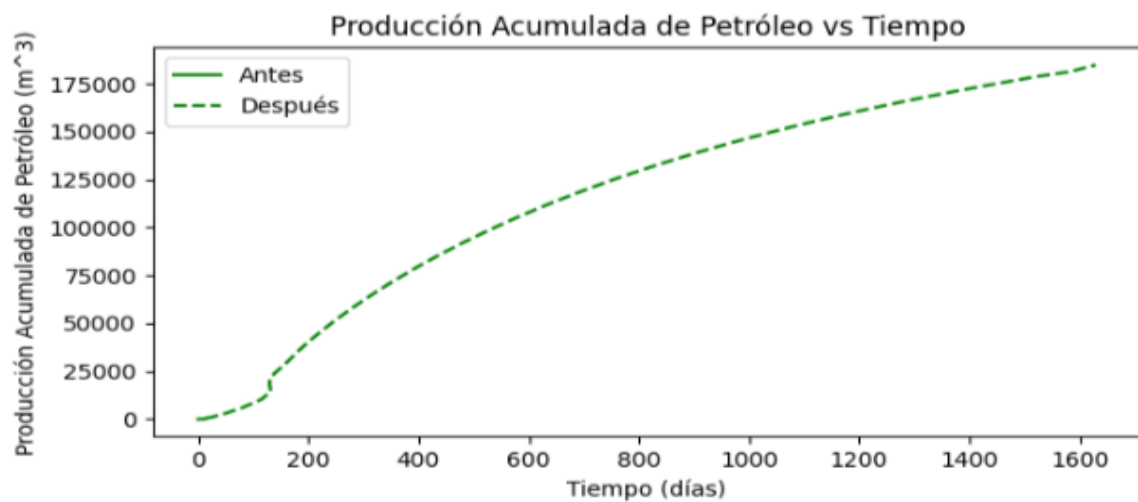
Tras la explicación de la figura 18, entonces al término de 1629 días la inyección acumulada de agua es 1378685 m³ ósea 8.67 MMbbl, la producción acumulada de petróleo es 184694 m³ quiere decir 1.16 MMbbl, la producción acumulada de agua es 1192014 m³ es decir 7.50 MMbbl y el factor de recobro adicional es 3.28 %. Además, el índice de productividad de líquido en la arena TI es 19.03 m³/d. MPa ósea 0.84 blpd. psi.

Figura 19 Comportamiento de la inyección acumulada de agua en la arena T inferior



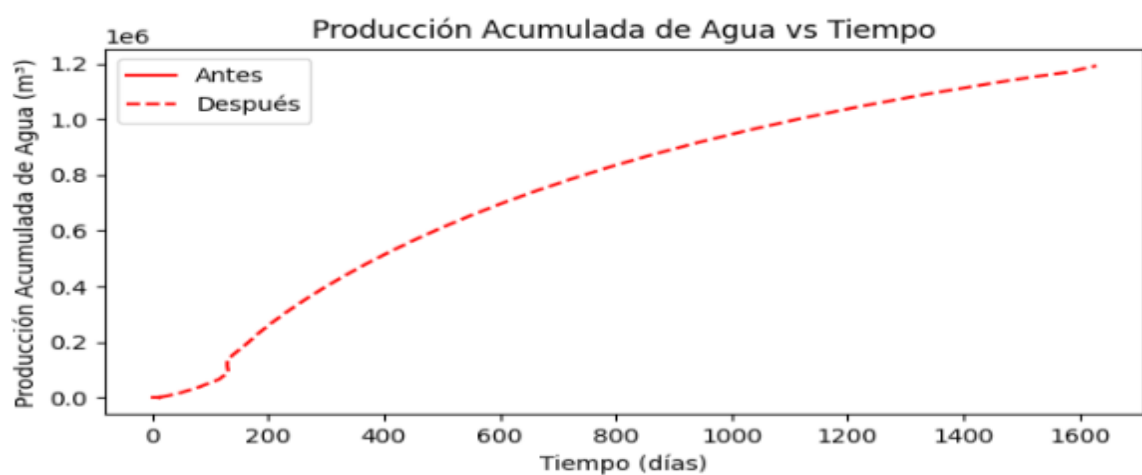
Nota. Elaboración propia

Figura 20 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo en la arena T inferior



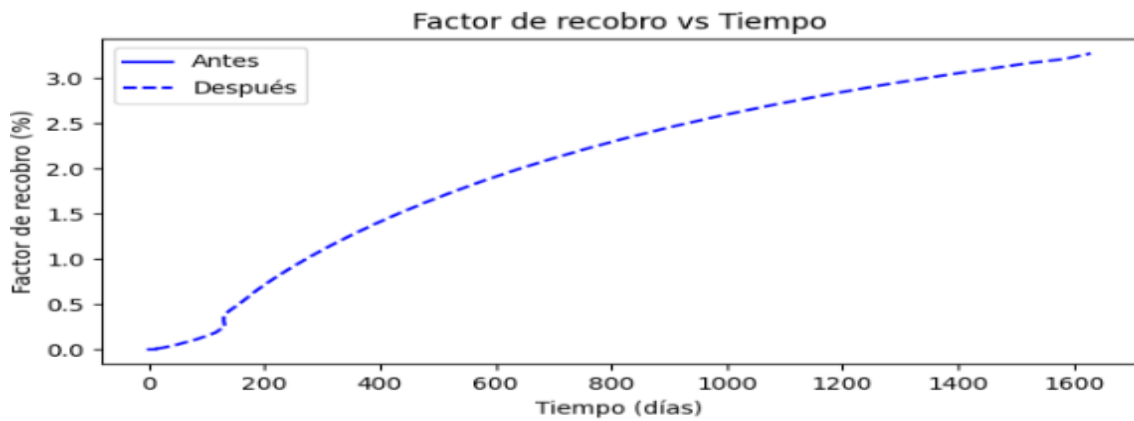
Nota. Elaboración propia

Figura 21 Comportamiento de la producción acumulada de agua en la arena T inferior



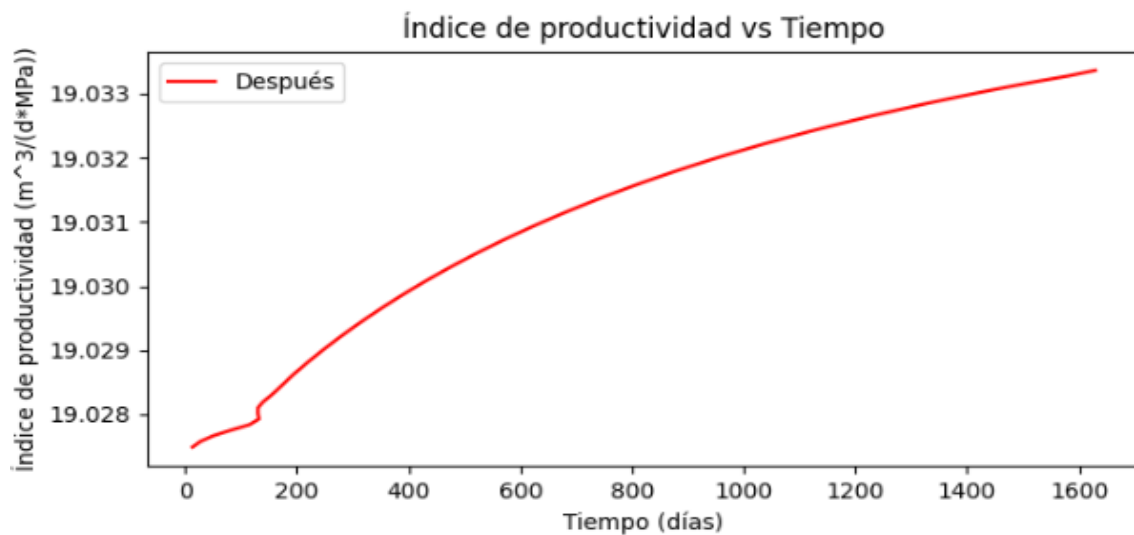
Nota. Elaboración propia

Figura 22 Comportamiento del factor de recobro en la arena T inferior



Nota. Elaboración propia

Figura 23 Comportamiento del índice de productividad en la arena T inferior



Nota. Elaboración propia

3.6 Comportamiento incorporado de inyección y producción de agua en un mismo pozo para el incremento del factor de recobro de las formaciones UI y TI

El mecanismo dumpflooding establece que la inyección de agua se sostiene por la presión diferencial entre el acuífero y la zona de inyección para la recuperación de petróleo. De tal manera, que el comportamiento de la curva P_{oi} y P_{wi} responde al $\Delta P = P_{wi} - P_{oi}$, si aquella diferencia aumenta la tasa de inyección aumenta, y viceversa.

El comportamiento dinámico de presiones y caudales simula la comunicación vertical efectiva y un mecanismo de distribución volumétrica que contribuye al incremento del factor de recobro. Ahora analizaremos el comportamiento de la

recuperación secundaria con tecnología dumpflooding en las formaciones UI y TI del campo Chonta Sur.

Formación UI

En una fase inicial de 0 a 15 días de producción monofásica, el incremento de presión en la formación UI evidencia un efecto directo de soporte de presión interzonal. Aunque en este tramo, al disminuir la presión diferencial entre la arena UI y HI, el caudal de inyección también disminuye 197.47 m³/d equivalente a 1242.05 biwpd; es favorable iniciar con una tasa de inyección de 1307.12 m³/d equivalente a 8221.55 biwpd al margen de movilizar más petróleo logrando un incremento de 7.49 m³/d equivalente a 47.11 bopd.

La formación U inferior está en una fase de respuesta dinámica por la acumulación de energía proveniente de Hollín inferior. El aumento de presión en esta zona vence las fuerzas capilares y permite que el petróleo fluya hacia el pozo.

En una fase intermedia de 15 a 140 días con producción bifásica, el soporte energético interzonal es máximo. Pese a la caída de 683.15 m³/d equivalente a 4296.89 biwpd de la tasa de inyección, la producción de petróleo aumentó 32.16 m³/d equivalente a 202.28 bopd en respuesta a una formación energizada.

Es importante, recalcar el impacto que puede abarcar la presión diferencial interzonal natural para el desplazamiento de petróleo ante el comportamiento de la presión diferencial del yacimiento hasta el pozo la cual aumentó hasta los 140 días.

En una fase final de 140 a 2965 días con producción bifásica, el agotamiento del sistema es progresivo debido a la caída de presión diferencial interzonal y reducción de la relación de movilidad k_{ro}/k_{rw} .

Aunque en la fase final inicia la caída de presión de la zona de petróleo, la presión diferencial aumenta hasta los 369 días y por consiguiente la tasa de inyección. Pero este efecto solo se refleja hasta la estabilidad dinámica de presión en la zona de petróleo más la continua caída de presión de la zona de agua, que también significa que posterior a los 369 días vuelva a disminuir la presión diferencial interzonal.

En la zona de inyección puede observarse distribución energética debido al soporte hidráulico, estabilización de tasas de producción de líquido y flujo interzonal. La estabilización de tasas de producción indica que el sistema alcanzó un régimen pseudo estacionario controlado por la movilidad relativa del agua y del petróleo y la conectividad vertical entre UI y HI sosteniendo la recuperación de petróleo por 8 años, 1 mes.

A pesar de una irrupción prematura, el promedio de corte de agua fue del 74% y puede interpretarse como consecuencia del avance del frente de desplazamiento, canalización en zonas de mayor permeabilidad y a la relación de movilidad. Pero forma parte del equilibrio del sistema permitiendo sostener presión en la formación UI y aumentar el factor de recobro.

Si bien, en las tres fases, la recuperación de petróleo tiene un comportamiento creciente llegando el factor de recobro adicional al límite de 5.42 %. El crecimiento más rápido de su curva ocurre hasta los 1500 días por el barrido eficiente del petróleo. A partir de los 1500 días la curva empieza aplanarse es decir el incremento adicional del factor de recobro se aproxima a su límite.

El comportamiento de la curva del factor de recobro después de los 1500 días también pertenece a la recuperación secundaria con técnica dumpflooding ya que el incremento adicional requiere de tiempo ante la disminución de presión en la formación, la movilidad de petróleo y la saturación de agua.

Formación TI

El incremento de presión en la zona de inyección Napo TI se atribuye a la transferencia hidráulica desde la formación Hollín inferior.

En una fase inicial de 0 a 12 días de producción monofásica, el incremento de presión en la formación TI evidencia un soporte inmediato de presión interzonal. La tasa de inyección inicial es 1839.54 m³/d equivalente a 11570.38 biwpd y en este tramo disminuye 303.39 m³/d equivalente a 1908.27 biwpd porque también disminuye la presión diferencial pero el caudal de petróleo aumenta 6.14 m³/d equivalente a 38.62 bopd.

En una fase intermedia de 12 a 81 días con producción bifásica, el soporte energético es máximo. Aunque la tasa de inyección se reduce $968.11 \text{ m}^3/\text{d}$ equivalente a 6089.24 biwpd, la producción de petróleo aumenta $30.58 \text{ m}^3/\text{d}$ equivalente a 192.34 bopd mostrando un sistema activo.

En una fase final de 81 a 1629 días con producción bifásica, el agotamiento del sistema es progresivo debido a la caída de presión diferencial y reducción de la relación de movilidad.

Aunque en la fase final inicia la caída de presión de la zona de petróleo, la presión diferencial aumenta hasta los 256 días y por consiguiente la tasa de inyección. Pero este efecto solo se refleja hasta la estabilidad dinámica de presión en la zona de petróleo más la constante caída de presión de la zona de agua que también incide que después de los 256 días vuelva a disminuir la presión diferencial interzonal.

Además, en la zona de inyección puede observarse distribución energética debido al soporte hidráulico, estabilización de tasas de producción de líquido y flujo interzonal. La estabilización de tasas de producción indica que el sistema alcanzó un régimen pseudo estacionario controlado por la movilidad relativa del agua y del petróleo y la conectividad vertical entre TI y HI sosteniendo la recuperación de petróleo por 4 años, 5 meses con un factor de recobro adicional del 3.28 %.

Si bien, en las tres fases, la recuperación de petróleo tiene un comportamiento creciente llegando el factor de recobro al límite de 3.28 %. El crecimiento más rápido de su curva ocurre hasta los 800 días por el desplazamiento eficiente del petróleo y buena movilidad del fluido desplazante. Mas tarde, la curva empieza aplanarse es decir el incremento adicional del factor de recobro se aproxima a su límite.

El comportamiento de la curva del factor de recobro después de los 800 días pertenece a la recuperación secundaria con técnica duffflooding con la disminución natural de eficiencia con respecto al tiempo ante la disminución de presión en la formación, la movilidad de petróleo y la saturación de agua. El promedio de corte de agua, 85%, concierne al avance del frente de desplazamiento, canalización más severa en zonas de mayor permeabilidad y caída de la relación de movilidad.

Finalmente, el modelo numérico que incorpora el mecanismo dumpflooding desarrollado en Python presenta consistencia con los resultados de simulación reportados por Vidal (2022) para el yacimiento Napo U inferior de Chonta Sur. En particular, la presión inicial de la formación UI utilizada en el modelo fue de 1158.85 psi y la presión inicial de la formación UI registrada antes de la implementación de la recuperación secundaria fue 1160 psi. A partir de esta comparación, el modelo predice un incremento de presión hasta 2620.83 psi y después de la implementación de la recuperación secundaria se predice un incremento de presión hasta 2540 psi. El petróleo recuperado fue 2.44 MMbbl por el modelo en un tiempo estimado de 8 años y el petróleo recuperado fue 1.66 MMbbl reportado por Vidal (2022) en un tiempo estimado de 15 años, lo que evidencia una respuesta positiva del reservorio ante el mecanismo de dumpflooding.

CONCLUSIONES

El análisis de los datos petrofísicos y PVT de las formaciones U inferior y T inferior del campo Chonta Sur permitió estudiar la eficiencia de producción mediante el mecanismo de recuperación primaria en conjunto con el comportamiento de producción del campo, lo cual deduce la importancia de aplicar el mecanismo de recuperación secundaria dumpflooding para remover el petróleo atrapado en el medio poroso.

El análisis conjunto de los datos petrofísicos y PVT de las formaciones U inferior, T inferior y Hollín inferior obtenidos del campo Chonta Sur permitió identificar la presión diferencial entre la zona acuífera y la zona de petróleo lo cual garantiza el flujo interzonal del agua hacia la zona de inyección para mejorar el barrido del banco de petróleo.

La formación Hollín inferior tiene las características favorables como zona proveedora del agua, principalmente por su capacidad de almacenamiento y fuente de energía hidráulica para el sistema de inyección de agua por diferencial de presión por lo que se pronostica una comunicación interzonal efectiva con las formaciones U inferior y T inferior.

En este estudio, la formación Hollín inferior que conserva 4500 psi proporciona soporte energético para aumentar la presión en la formación U inferior de 1158.85 psi hasta 2620.83 psi y en la formación T inferior de 1180.61 psi hasta 2722.36 psi.

El modelo matemático codificado en Python representa el comportamiento dinámico del proceso de inyección de agua con condiciones de la técnica dumpflooding integrando variables de las formaciones U inferior, T inferior y Hollín inferior, del pozo y del área de flujo, y simulando la evolución de presiones de las formaciones involucradas como las tasas de inyección, de producción y de factor de recobro de las zonas de petróleo; haciendo de este modelo una herramienta robusta para el análisis de inyección agua con técnica dumpflooding.

La inserción del método iterativo Newton Raphson en el modelo mostró ser consistente cuantificando la evolución de la tasa de inyección con un alto grado de precisión. El error máximo registrado fue 1.86×10^{-7} para la resolución de la ecuación

no lineal de la formación U inferior y el error máximo registrado fue 5.21×10^{-7} para la resolución de la ecuación no lineal de la formación T inferior.

Por el análisis del comportamiento de las curvas de inyección y producción de agua, la recuperación secundaria con técnica dmpflooding induce a la reposición de presiones, el incremento de tasas de producción de petróleo, la extensión del tiempo de producción y el aumento del factor de recobro, lo cual supone que la técnica dmpflooding optimiza la producción de las formaciones productoras del campo Chonta Sur.

La calidad de las formaciones, la presión diferencial y la interacción del agua inyectada y el petróleo en el medio poroso interfieren en la movilidad de fluidos para maximizar la productividad de las arenas de petróleo. Por la capacidad de recuperación del sistema, el factor de recobro adicional en la formación U inferior alcanza el 5.42 % y en la formación T inferior alcanza el 3.28 %.

Los caudales de inyección en las formaciones U inferior y T inferior no representan tasas de inyección convencional sino tasas de transferencia gravitacional por presión diferencial interzonal por lo que está controlada por la conectividad vertical que facilita la formación Hollín inferior, pero agréguese el efecto de permeabilidades relativas al agua y al petróleo y su relación de movilidad.

RECOMENDACIONES

La heterogeneidad de los reservorios y las variaciones espaciales de las propiedades petrofísicas deberían incorporarse al modelo matemático con mecanismo dumpflooding para evaluar con mayor eficiencia el barrido areal y vertical del petróleo.

La simulación computacional numérica de yacimientos con técnica dumpflooding contribuye a la evaluación de escenarios de producción, sin embargo, se recomienda complementar el análisis de curvas con el uso de software especializados para validar resultados y abarcar escenarios más complejos en la toma de decisiones.

La computación de la técnica dumpflooding en Python para campos maduros se desarrolló para que los ingenieros analicen su aplicabilidad y monitoreen la tasa de inyección de agua y la tasa de producción de petróleo, lo cual permitiría la reapertura de pozos que se cerraron por alta producción de agua tras una buena gestión de pozos.

Esta herramienta tecnológica para estimar la eficiencia de barrido mediante un método analítico resulta útil para ajustar sus proyecciones de rentabilidad. Un caso, por preferencia del modelo desarrollado en Python, en la formación U inferior podrían aplicar recuperación secundaria con técnica dumpflooding hasta los 4 años con un factor de recobro adicional de 4% y conservando 539 psi; y en la formación T inferior podrían aplicar recuperación secundaria con técnica dumpflooding hasta los 2 años con un factor de recobro adicional de 2.33% y conservando 700 psi; para estudiar otro método de recuperación secundaria o terciaria.

Los horizontes operativos propuestos para U inferior y T inferior se fundamentan en la evolución temporal del factor de recobro, la presión diferencial interzonal y las tasas de inyección y producción descritos evaluados en los resultados del modelo dumpflooding desarrollado en Python.

También, se recomienda monitorear en tiempo real las curvas de presión, producción e inyección mediante las mediciones periódicas de PLT y DFL para determinar la eficiencia del proceso de inyección de agua en el tiempo.

Los sensores de fondo son permisibles para identificar cambios importantes en el comportamiento del sistema y así ajustar las condiciones operativas y mejorar la capacidad predictiva del modelo. Los pozos cerrados cercanos al pozo productor/injector podrían actuar como sensores naturales de presión para notar comunicación hidráulica entre la zona de producción e inyección de agua.

Se recomienda optimizar la tasa de inyección de agua para retrasar la ruptura y controlar el avance del frente de agua con la implementación de completaciones con sistemas asistidos, también en aquel caso donde la presión diferencial interzonal no sea suficiente, pero si disponga de un acuífero activo.

Es importante implementar completaciones duales optimizadas para el aislamiento adecuado entre zonas de producción e inyección de agua, para aprovechar el diferencial de presión disponible y mejorar el desempeño de inyección de agua con dumpyflooding.

REFERENCIAS

- Acosta, Elías; Ortega, Carlos; Riveros, Gina; Molina, Luis; Rosales, E. (2018). *A Doomed Reservoir Surprisingly Became a Mature Reservoir with Potential: Water Dump Flooding Case Study in Boca Field*. https://www.researchgate.net/publication/323200233_A_Doomed_Reservoir_Surprisingly_Became_a_Mature_Reservoir_with_Potential_Water_Dump_Flooding_Case_Study_in_Boca_Field
- Al-Hajeri, N., & Anthony, E. (2015, October 11). Tandem ESP-Packer Dumpflood Completion Application in North Kuwait Field - A Successful Alternative to Conventional Encapsulated ESP systems - Case Study. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/175352-MS>
- Almeida, Carolina; Iza, Henry; Herrera, Luis; González, Nicolás; Serrano Agustina; Castro, R. (2024). *Desarrollo de los procesos de inyección de agua en el Ecuador: estado actual, lecciones aprendidas y oportunidades futuras*. https://www.researchgate.net/publication/383665797_Desarrollo_de_los_procesos_de_inyeccion_de_agua_en_el_Ecuador_estado_actual_lecciones_aprendidas_y_oportunidades_futuras
- Badusha, S., Al-Tahou, Y., Qamber, A., Al-Jasmi, A., & Juma, M. A. (2017, October 15). Regional Variations in Water Quality - A Key Factor Influencing Water Injection. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/187573-MS>
- Elembaby, M. A., Salem, A. M., & Elsayed, S. K. (2023). Applications of Water Injection Using Power Dump Flood Technology and Power Optimization. *Journal of Fluid Flow, Heat and Mass Transfer*. <https://doi.org/10.11159/jffhmt.2023.011>
- Ep Petroecuador. (2024a). *Información de Bloques Petroleros*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/12/Bloques-petroleros.pdf>
- Ep Petroecuador. (2024b). *Informe estadístico mensual 2024*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp->

content/uploads/downloads/2025/01/INFORME-ESTADISTICO-MENSUAL-2024.pdf

Ep Petroecuador. (2025). *EP Petroecuador analiza nuevas tecnologías para la recuperación mejorada de crudo*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=26180>

Gamboa, J. (2019). *Análisis de factibilidad técnica económica para la implementación de una completación Dump flooding para un proyecto de recuperación secundaria*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20561>

Helaly, R., Bekheit, A., Farahaty, M., & Tawfik, M. (2013, April 15). Overcoming the Typical Operational Problems & Cost of Water Injection Using Dumpflooding. *North Africa Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/164661-MS>

Idahor, T., & Ohenhen, I. (2024). *Comparative Analysis of ESP-Assisted Dump-flooding and Conventional Water Injection for Enhanced Oil Recovery: A Case Study of Field ABX2 in the Niger Delta*. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-4784282/v1>

Imuokhuede, P. I., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. A. (2020, August 11). Screening Criteria for Waterflood Projects in Matured Reservoirs: Case Study of a Niger Delta Reservoir. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/203701-MS>

José Vidal. (2022). *Estudio Técnico del Yacimiento U Inferior para la Optimización de la Producción en el Proyecto de Inyección de Agua del Activo Auca, Campo Chonta Sur, Bloque 61*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/ef5a7ede-f3d8-4e0b-a988-d785e1e83f77/content>

Loor, S. (2017). *Desarrollo del Modelo Estático de la Arena Hollín del Campo Chonta Sur*. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/4df9eeca-67da-4119-babd-66700e622c67/content>

López, G. (2017). *Análisis y determinación de límites económicos en pozos productores de los bloques 55 y 61 del Oriente Ecuatoriano* [Universidad Central del Ecuador]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/b6605ae5-bc4a-498b->

- Mahmud, W. M., Abdussalam, O. E., Swissi, Y., & Elmabrouk, S. K. (2022, February 21). Case Study of Gravity and Power Assisted Dump Floods Implemented in a Mature Oil Field. *International Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-22419-MS>
- Minas, M. de E. y. (2023). *5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano*. https://www.ambienteenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Perforacion-de-pozos_compressed.pdf
- Minas, M. de E. y. (2024). *El Gobierno Nacional gestionó inversión adicional por USD 52 millones en el Bloque 64 – Palanda Yuca Sur*. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/el-gobierno-nacional-gestiono-inversion-adicional-por-usd-52-millones-en-el-bloque-64-palanda-yuca-sur/#:~:text=La inversión de la contratista,con enfoque ambiental y social>.
- Noman, M., Mehmood, F., Majeed, W., & Mufti, M. (2015, November 24). A Case Study of Improved Oil Recovery through Successful Application and Effective Management of Dumpflood Water Injection Technique. *SPE/PAPG Pakistan Section Annual Technical Conference*. <https://doi.org/10.2118/181120-MS>
- Ofei, T; Amorin, R. (2011). Theoretical Analysis of Gravity Controlled Waterfloods. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 3(5), 369–376. <https://maxwellsci.com/print/rjaset/v3-369-376.pdf>
- Orozco, M. (2025). *Producción petrolera de Ecuador cierra 2024 con la peor cifra en cuatro años, ¿qué esperar en 2025?* <https://www.primicias.ec/economia/produccion-petroleo-sacha-privadas-caida-proyeccion2025-86626/#:~:text=La producción petrolera cerró el,en la economía del país>.
- Osharode, C. O., Erivona, G., Nnadi, M., & Folorunso, K. (2010, July 31). Application of Natural Water Dumpflood in a Depleted Reservoir for Oil and Gas Recovery - Egbema West Example. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*.

<https://doi.org/10.2118/140634-MS>

- Petroamazonas, E. (2020). *Perspectivas 2020*. https://www.spe-ecuador.org/sites/default/files/2020-03/Presentación SPE_20_feb_2020_Send.pdf
- Petroecuador, E. (2023). *Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de EP Petroecuador 2023*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/09/PGN-2023-FINAL-con-actualizacion-estimados-05-07-2023-con-resolucion.pdf>
- Ramírez, D. (2014). *Estudio de Optimización de Prácticas Operacionales en la Perforación de Pozos del Oriente Ecuatoriano para la Reducción de Tiempo No Productivo y de Tiempo Invisible ILT*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/7e617960-7631-4b3b-b577-45138cf34b18/content>
- Rawding, J., Al Matar, B. S., & Konopczynski, M. R. (2008, February 25). Application of Intelligent Well Completion for Controlled Dumpflood in West Kuwait. *Intelligent Energy Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/112243-MS>
- Reyes, E. (2024). *Estudio del requerimiento de un sistema de levantamiento artificial mediante análisis nodal con el uso de una aplicación web y python* [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/11807/1/UPSE-TIP-2024-0035.pdf>
- SU, H., MU, L., HAN, H., LIU, Y., & LI, B. (2015). Development mechanisms and influencing factors of dump flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 42(5), 691–696. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30064-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30064-1)
- Tarek, A. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*.
- Zadravec, D., & Brkić, V. (2020). INTELLIGENT NATURAL DUMP FLOODING WELL - CASE STUDY FROM THE AREA OF THE WESTERN PERSIAN/ARABIAN GULF AND POSSIBLE APPLICATION IN THE CROATIAN MATURE OIL FIELD BENIČANCI. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik*, 35(4), 21–31. <https://doi.org/10.17794/rgn.2020.4.3>

Acrónimos

AIT: array induction tool
CAP: contacto agua petróleo
CAPEX: capital expenditure
DFL: distribution focal loss
ESP: electric submersible pump
GR: gamma ray
HRLA: high resolution laterolog array
MDT: modular dynamics tester
OOIP: original oil in place
OPEX: operating expenses
PLT: production logging tool
SCADA: supervisory control and data acquisition
TVD: true vertical depth

Abreviatura técnica

a = factor de conversión, 2.29668×10^{-15}
 A_o = área seccional del flujo, m^2
 A_1 = área seccional de la región de flujo, m^2
 b = factor de conversión, 1×10^{-6}
bbl= barriles
Biwpd: barriles de inyección de agua por día
Blpd: barriles de líquido por día
 B_o = factor volumétrico del petróleo, m^3/m^3
 B_{oi} = factor volumétrico inicial del petróleo, m^3/m^3
Bopd: barriles de petróleo por día
 B_w = factor volumétrico del agua, m^3/m^3
Bwpd: barriles de agua por día
 C_{to} = compresibilidad total en la zona de petróleo, MPa^{-1}
 C_{tw} = compresibilidad total en la zona de agua, MPa^{-1}
 d = diámetro del pozo, m
 d_w = densidad del agua de formación, kg/m^3
 e = error del método

f_i = porosidad en la zona de petróleo, %
 f_r = factor de recobro dumpflooding, %
 f_w = fracción del volumen de agua
 $f_w'@S_{wf}$ = derivada de la fracción de flujo de agua a la saturación de ruptura
 $F(q_{iw})$ = desequilibrio de presiones del sistema, MPa
 $F'(q_{iw})$ = sensibilidad del desequilibrio de presiones, MPa/ m³/d
 g = aceleración de la gravedad, m/s²
 h = longitud entre la zona de agua y la zona de petróleo, m
 I_w = índice de inyectividad de la zona de petróleo, m³/ (d. MPa)
 J_l = índice de productividad de líquido, m³/ (d. MPa)
 J_{l0} = índice de productividad sin corte de agua, m³/ (d. MPa)
 J_w = índice de productividad de la zona de agua, m³/ (d. MPa)
 k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo
 k_{rw} = permeabilidad relativa al agua
 L = espacio entre el pozo de inyección y el pozo de producción, m
MMbbl: millones de barriles
MPa: megapascal
 n = número de iteraciones
 N_o = reserva actual en la zona de petróleo, m³
 N_p = producción acumulada de petróleo, m³
 N_w = reservas en la zona de agua, m³
 P_f = pérdida de presión por fricción del revestimiento, MPa
 P_h = presión hidrostática, MPa
 P_{min} = presión mínima de dumpflooding, MPa
 P_o = presión en la zona de petróleo en el tiempo t , MPa
 P_{oi} = presión actual de la zona de petróleo, MPa
 P_{ow} = presión diferencial entre el pozo y la zona de petróleo, MPa
Psi: pounds per square inch
 P_w = presión en la zona de agua en el tiempo t , MPa
 P_{wf} = presión mínima en el fondo del pozo, MPa
 P_{wi} = presión actual en la zona de agua, MPa
 P_{ww} = presión diferencial entre la zona de agua y el pozo, MPa
 q_{iw} = tasa de inyección de agua, m³/d

q_l = tasa de producción de líquido, m^3/d

q_o = tasa de producción de petróleo, m^3/d

q_w = tasa de producción de agua, m^3/d

S_w = saturación del agua, f

S_{wi} = saturación inicial del agua, f

t = tiempo de inyección de agua, d

T = tiempo de ruptura del agua, d

u_o : viscosidad del petróleo, mPa.s

u_w = viscosidad del agua de la zona de agua, mPa.s

u_{w1} : viscosidad del agua de la zona de petróleo, mPa.s

W_{iw} = inyección acumulada del agua antes de la ruptura de agua, m^3

$W_{iw(T)}$ = inyección acumulada del agua después de la ruptura de agua, m^3

W_p = producción de agua acumulada, m^3

ANEXOS

Anexo 1: Código del modelo con mecanismo dumpflooding

codigo_python_UI

April 8, 2026

```
[1]: #Importar librerias
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import math
import copy
from scipy.optimize import curve_fit
from scipy.interpolate import interp1d
from scipy.optimize import minimize_scalar
from scipy.optimize import fsolve

[2]: # Importar datos de formacion
def convert_commas(x):
    return float(str(x).replace(',', '.')) if isinstance(x, str) else float(x)

df = pd.read_csv('/content/datos_formacionUI.csv', header=None)
df.columns = ['Sw', 'krw', 'kro', 'o', 'w']
df = df.map(convert_commas)

[3]: # Calcular fw y kro/krw
df['fw'] = (df['krw']/df['w']) / ((df['krw']/df['w']) + (df['kro']/df['o']))
df['kro/krw'] = df.apply(lambda row: row['kro']/row['krw'] if row['krw'] > 0,
                        else np.nan, axis=1)

[4]: # Filtrar datos válidos
df_valid = df[df['kro/krw'].notna() & (df['kro/krw'] > 0)].copy()

[5]: # Función exponencial
def exponencial(Sw, a, b):
    "Función exponencial: y = a*e^(b*x)"
    return a * np.exp(b * Sw)

[6]: # Valores iniciales
a_guess = df_valid['kro/krw'].max() # Valor máximo como estimación inicial
b_guess = -1 # Valor negativo típico para relaciones de permeabilidad

# Ajuste no lineal con curve_fit
```

```

params, cov = curve_fit(exponencial,
                        df_valid['Sw'],
                        df_valid['kro/krw'],
                        p0=[a_guess, b_guess],
                        maxfev=5000)

# Valores para 'a' y 'b'
a, b = params
print("el valor de b es: ",b)

```

el valor de b es: -18.34072537220412

```

[7]: # Calcular derivada f'w
#b = -20.51
df["f'w"] = b * ((df["fw"])**2) - (df["fw"])

```

```

[8]: # Resultados
print("\n RESULTADOS DEL AJUSTE EXPONENCIAL")
print(f"Parámetro a (coeficiente): {a:.5f}")
print(f"Parámetro b (exponente): {b:.5f}")
print(f"Ecuación final: kro/krw = {a:.2f} * e^{(b:.2f)*Sw}\n")

```

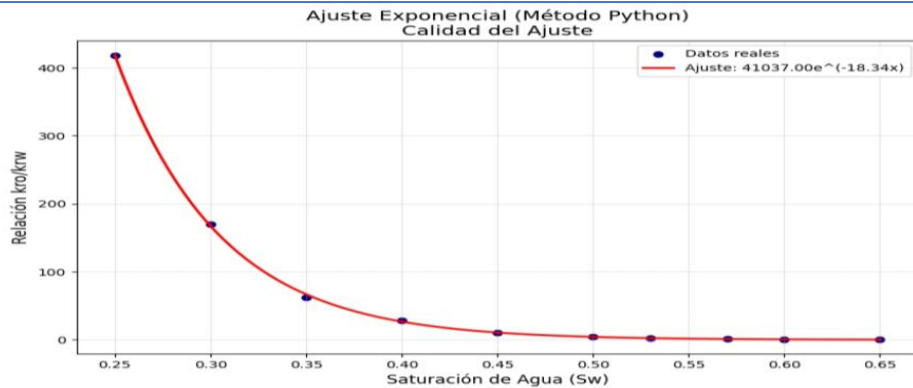
RESULTADOS DEL AJUSTE EXPONENCIAL
 Parámetro a (coeficiente): 41037.00364
 Parámetro b (exponente): -18.34073
 Ecuación final: kro/krw = 41037.00 * e^(-18.34*Sw)

```

[9]: # Curva ajustada
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.scatter(df_valid['Sw'], df_valid['kro/krw'], label='Datos reales',
            color='navy')
sw_range = np.linspace(df_valid['Sw'].min(), df_valid['Sw'].max(), 100)
plt.plot(sw_range, exponencial(sw_range, a, b),
         'r-', lw=2, label=f'Ajuste: {a:.2f}*e^{(b:.2f)*x}')

plt.xlabel('Saturación de Agua (Sw)', fontsize=12)
plt.ylabel('Relación kro/krw', fontsize=12)
plt.title('Ajuste Exponencial (Método Python)\nCalidad del Ajuste', fontsize=14)
plt.legend()
plt.grid(True, alpha=0.3)
plt.show()

```



```

[10]: # Tabla de resultados
print("\n TABLA DE RESULTADOS COMPLETOS:")
display(df[['Sw', 'krw', 'kro', 'o', 'w', 'fw', 'kro/krw', 'f'w']])

```

TABLA DE RESULTADOS COMPLETOS:

	Sw	krw	kro	o	w	fw	kro/krw	f'w
0	0.20	0.0000	1.00	8.1	0.35	0.000000	NaN	-0.000000
1	0.25	0.0022	0.92	8.1	0.35	0.052440	418.181818	0.911344
2	0.30	0.0050	0.85	8.1	0.35	0.119822	170.000000	1.934306
3	0.35	0.0120	0.75	8.1	0.35	0.270225	62.500000	3.616856
4	0.40	0.0228	0.65	8.1	0.35	0.448057	28.508772	4.535696
5	0.45	0.0510	0.52	8.1	0.35	0.694169	10.196078	3.893706
6	0.50	0.0810	0.40	8.1	0.35	0.824143	4.938272	2.658149
7	0.53	0.1140	0.32	8.1	0.35	0.891829	2.807018	1.769327
8	0.57	0.2000	0.24	8.1	0.35	0.950704	1.200000	0.859551
9	0.60	0.2400	0.18	8.1	0.35	0.968610	0.750000	0.557646
10	0.65	0.2800	0.10	8.1	0.35	0.984802	0.357143	0.274498
11	0.72	0.3200	0.00	8.1	0.35	1.000000	0.000000	-0.000000

```

[11]: # Extraer Sw, kro y krw del DataFrame
Sw = df['Sw'].values
kro = df['kro'].values

```

```

krw = df['krw'].values

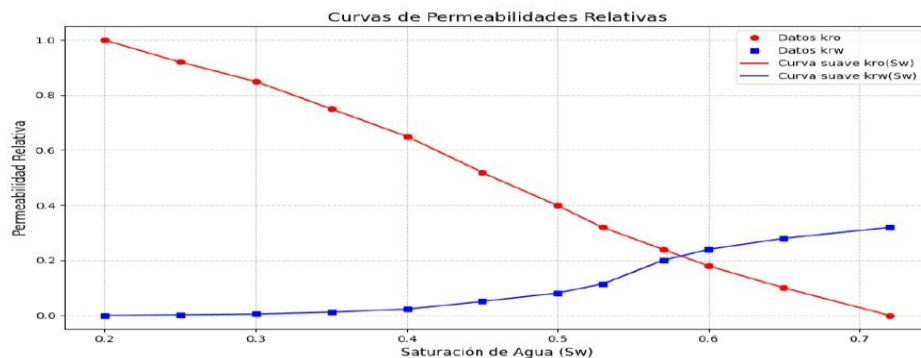
[12]: # Funciones de interpolación cúbica
      kro_interp = interp1d(Sw, kro, kind='cubic', fill_value='extrapolate')
      krw_interp = interp1d(Sw, krw, kind='cubic', fill_value='extrapolate')

[13]: # Valores de Sw para graficas
      kro_smooth = kro_interp(Sw)
      krw_smooth = krw_interp(Sw)

[14]: # Graficar curvas interpoladas
      plt.figure(figsize=(10, 6))
      plt.plot(Sw, kro, 'ro', label='Datos kro')
      plt.plot(Sw, krw, 'bs', label='Datos krw')
      plt.plot(Sw, kro_smooth, 'r-', label='Curva suave kro(Sw)')
      plt.plot(Sw, krw_smooth, 'b-', label='Curva suave krw(Sw)')

      plt.title('Curvas de Permeabilidades Relativas', fontsize=14)
      plt.xlabel('Saturación de Agua (Sw)', fontsize=12)
      plt.ylabel('Permeabilidad Relativa', fontsize=12)
      plt.grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)
      plt.legend(fontsize=10)
      plt.tight_layout()
      plt.show()

```



```

[15]: # Paso 1: Extraer datos
      Sw = df['Sw'].values
      fw = df['fw'].values
      print(df)

      Sw      kro      krw      o      w      fw      kro/krw      f'w
0      0.20      0.0000      1.00      8.1      0.35      0.000000      NaN      -0.000000
1      0.25      0.0022      0.92      8.1      0.35      0.052440      418.181818      0.911344
2      0.30      0.0050      0.85      8.1      0.35      0.119822      170.000000      1.934306
3      0.35      0.0120      0.75      8.1      0.35      0.270225      62.500000      3.616856
4      0.40      0.0228      0.65      8.1      0.35      0.448057      28.508772      4.535696
5      0.45      0.0510      0.52      8.1      0.35      0.694169      10.196078      3.893706
6      0.50      0.0810      0.40      8.1      0.35      0.824143      4.938272      2.658149
7      0.53      0.1140      0.32      8.1      0.35      0.891829      2.807018      1.769327
8      0.57      0.2000      0.24      8.1      0.35      0.950704      1.200000      0.859551
9      0.60      0.2400      0.18      8.1      0.35      0.968610      0.750000      0.557646
10     0.65      0.2800      0.10      8.1      0.35      0.984802      0.357143      0.274498
11     0.72      0.3200      0.00      8.1      0.35      1.000000      0.000000      -0.000000

[16]: # Interpolación de fw(Sw)
      fw_interp = interp1d(df['Sw'], df['fw'], kind='cubic', fill_value='extrapolate')

      # Derivada de la curva
      # Derivada de fw respecto a Sw (f'w)
      Sw_fine = np.linspace(df['Sw'].min(), df['Sw'].max(), 500)
      fw_fine = fw_interp(Sw_fine)
      dfw_dSw = np.gradient(fw_fine, Sw_fine)
      from scipy.interpolate import interp1d

      # Crear interpolación de la derivada
      dfw_interp = interp1d(Sw_fine, dfw_dSw, kind='cubic', fill_value="extrapolate")

      # Primer punto real
      Sw1 = df['Sw'].iloc[0]
      fw1 = df['fw'].iloc[0]

      # Ecuación para encontrar Swf
      def ecuacion(Swf):
          pendiente_recta = (fw_interp(Swf) - fw1) / (Swf - Sw1)
          pendiente_curva = dfw_interp(Swf)
          return pendiente_recta - pendiente_curva

      # Resolver Swf
      Swf = fsolve(ecuacion, 0.45)[0]
      fwf = fw_interp(Swf)

      # Recta desde el primer punto al punto tangente

```

```

pendiente = (fwf - fw1) / (Swf - Sw1)
x_linea = np.linspace(df['Sw'].min(), df['Sw'].max(), 200)
y_linea = fw1 + pendiente * (x_linea - Sw1)

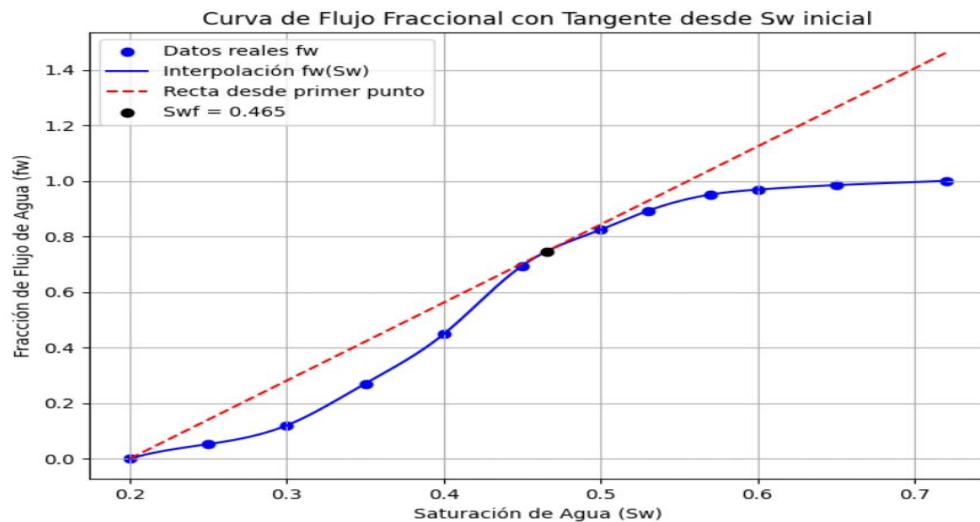
# Graficar
plt.figure(figsize=(8,6))
plt.scatter(df['Sw'], df['fw'], color='blue', label='Datos reales fw')
plt.plot(Sw_fine, fw_fine, color='blue', label='Interpolación fw(Sw)')
plt.plot(x_linea, y_linea, 'r--', label='Recta desde primer punto')
plt.scatter(Swf, fwf, color='black', zorder=5, label=f'Swf = {Swf:.3f}')

plt.xlabel('Saturación de Agua (Sw)')
plt.ylabel('Fracción de Flujo de Agua (fw)')
plt.title('Curva de Flujo Fraccional con Tangente desde Sw inicial')
plt.legend()
plt.grid(True)

print("Swf =", Swf)

```

Swf = 0.4653458985882319



```

[17]: Sw = df['Sw'].values
      f_prime_w = df['f'w'].values

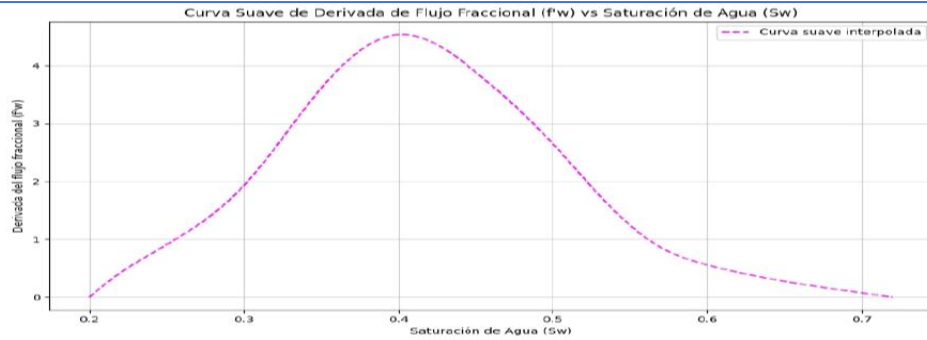
[18]: # Filtrar para excluir f'w = 0
      mask = f_prime_w != 0
      Sw_filtered = Sw[mask]
      f_prime_w_filtered = f_prime_w[mask]

[19]: # Crear interpolador cúbico
      interp_func = interp1d(Sw, f_prime_w, kind='cubic')

[20]: # Puntos para curva
      Sw_smooth = np.linspace(Sw.min(), Sw.max(), 1000)
      f_prime_w_smooth = interp_func(Sw_smooth)

[21]: # Graficar
      plt.figure(figsize=(10, 6))
      plt.plot(Sw_smooth, f_prime_w_smooth, '--', color = 'magenta', label="Curva_
      suave interpolada")
      plt.title("Curva Suave de Derivada de Flujo Fraccional (f'w) vs Saturación de_
      Agua (Sw)")
      plt.xlabel("Saturación de Agua (Sw)")
      plt.ylabel("Derivada del flujo fraccional (f'w)")
      plt.grid(True, linestyle='-', alpha=0.6)
      plt.legend()
      plt.tight_layout()
      plt.show()

```

```
[22]: # Calcular kro y krw en Swf
      kro_Swf = kro_interp(Swf)
      krw_Swf = krw_interp(Swf)
      print(f'Para Swf = {Swf:.4f}: kro {kro_Swf:.4f}, krw {krw_Swf:.4f}")

Para Swf = 0.4653: kro 0.4831, krw 0.0598

[23]: # Calcular fw en Swf
      fw_Swf = fw_interp(Swf)
      print(f'fw(Swf) = {fw_Swf:.4f}")

fw(Swf) = 0.7454

[24]: # Evaluar la derivada f'w en Swf usando la interpolación
      fwprime_Swf = interp_func(Swf)
      print(f"f'w evaluado en Swf = {Swf:.4f} es: {fwprime_Swf:.6f}")

f'w evaluado en Swf = 0.4653 es: 3.552112

[25]: # Crear DataFrame con Sw > Swf
      df_filtrado = df[df['Sw'] > Swf].copy()

[26]: # Crear fila con valores interpolados para Sw = Swf
      nueva_fila = {
          'Sw': Swf,
          'krw': krw_Swf,

          'kro': kro_Swf,
          'o': df['o'].iloc[0], # o es constante
          'w': df['w'].iloc[0], # w es constante
          'fw': fw_Swf,
          'f\'w': fwprime_Swf,
          'kro/krw': kro_Swf / krw_Swf
      }

[27]: # Insertar la nueva fila al inicio del DataFrame filtrado
      df_resultado = pd.concat([pd.DataFrame([nueva_fila]), df_filtrado],
                               ignore_index=True)

# Mostrar Tabla
      print("\nTABLA DE RESULTADOS CON Sw = Swf INCLUIDO:")
      display(df_resultado[['Sw', 'krw', 'kro', 'o', 'w', 'fw', 'kro/krw', 'f\'w']])

# Eliminar filas donde kro sea igual a 0
      df_resultado = df_resultado[df_resultado['kro'] != 0].reset_index(drop=True)

TABLA DE RESULTADOS CON Sw = Swf INCLUIDO:

      Sw      kro      krw      o      w      \
0  0.465346  0.05975606210491434  0.4830888670907168  8.1  0.35
1  0.500000      0.081      0.4  8.1  0.35
2  0.530000      0.114      0.32  8.1  0.35
3  0.570000      0.2      0.24  8.1  0.35
4  0.600000      0.24      0.18  8.1  0.35
5  0.650000      0.28      0.1  8.1  0.35
6  0.720000      0.32      0.0  8.1  0.35

      fw      kro/krw      f'w
0  0.7453555989919037  8.084349  3.5521124422418224
1  0.824143  4.938272  2.658149
2  0.891829  2.807018  1.769327
3  0.950704  1.200000  0.859551
4  0.96861  0.750000  0.557646
5  0.984802  0.357143  0.274498
6  1.0  0.000000  -0.0

[28]: # Variables
      pwi_d=31.03
      pwi=31.03
      poi_d=7.99
      poi=7.99
      pwf=2.7
      dw=1000
```

```

Ao=0.019
uw=0.3
uw1=0.35
uo=8.1
d=0.157
h=173.43
Iw=74.4
Jw=349
Jl0=2.48
fi=0.145
A1=1100
L=400
Bo=1.09
No=7169112.394
Boi=1.078
Cto=7.237e-4
Nw=107536685.9
Bw=1
Ctw=7.774e-4
qiw=1
Swi=Sw[0]

```

```
[29]: df = pd.DataFrame(data = df_resultado)
```

```

[30]: # Constantes
a_constant = 2.29668e-15
b_constant = 1e-6 # negativo porque el acuífero está arriba
g = 9.81 # gravedad (m/s^2)

# Definir funciones
#Funcion para calcular Jl (índice de productividad)
def calcular_Jl(Kro_Sw, Krw_Sw, Kro_Swi, Krw_Swi, Sw, Jl, uo, uw1, Swi):
    "Función para calcular el índice de productividad"
    term1 = (Kro_Sw)/(Kro_Swi)
    term2 = ((Krw_Sw * uo) / (Kro_Swi * uw1))
    dfjl = (term1 + term2) * Jl0
    return dfjl

#Funcion para calcular la tasa de inyección de agua
def newton_raphson_qiw(poi_current, pwi_current, qiw, Iw, Jw, Ao, uw, dw, d, h, b, g):
    "Calcular la Tasa de inyección de agua"
    for iteration in range(max_iterations):
        # Evaluar función F(qiw)
        term1 = poi_current - pwi_current
        term2 = qiw / Iw
        term3 = qiw / Jw

```

```

        friction_factor = 0.3164 * (((Ao * uw) / (dw * qiw * d))**(1/4))
        term4 = (a * dw * friction_factor * (h / (2 * d)) * ((qiw / Ao)**2))
        term5 = b * dw * g * h

        Fqiw = term1 + term2 + term3 + term4 + term5

        # Derivadas
        lamb = 0.3164 * (((Ao * uw) / (dw * qiw * d)) ** (1 / 4))
        lamb_prima = (-0.3164 / 4) * (((Ao * uw) / (dw * d)) ** (1 / 4)) * (qiw**(-5 / 4))
        dterm1 = (1 / Iw)
        dterm2 = (1 / Jw)
        dterm3 = a * dw * lamb * (h / (d * (Ao ** 2))) * qiw
        dterm4 = a * dw * (h / (2 * d)) * ((qiw / Ao) ** 2) * lamb_prima

        Fdqiw = dterm1 + dterm2 + dterm3 + dterm4

        # Actualizar qiw
        qiw_old = qiw
        correction = Fqiw / Fdqiw
        qiw = qiw_old - correction

        error = abs(qiw - qiw_old)

        if t == 0 or iteration < 5:
            iteration + 1
            qiw
            error

        if error < tolerance:
            return qiw, iteration + 1, error

    print("Newton-Raphson no convergió después del máximo de iteraciones.")
    return qiw, max_iterations, error

```

```

[31]: t = 0
Wiwo = 0
Wiwo = 0
Np = 0
Wp = 0
resultados_post = []
resultados_pre = []
Sw_post = Swf

while poi > pwf:

```

```

# Calcular WiwT
f_prima_post = interp_func(Swf)
WiwT = (fi * A1 * L) / ((f_prima_post))

# Condición de Ruptura
if Wiw > WiwT:
    intervalos_Sw = 0.000001
    Sw_post = Sw_post + intervalos_Sw

    f_prima_post = interp_func(Sw_post)
    Wiw = Wiw + ((fi * A1 * L) / f_prima_post)

    qiw, iteraciones, error = newton_raphson_qiw(poi, pwi, qiw, Iw, Jw, Ao, uw,
dw, d, h, a_constant, b_constant, g, tolerance=1e-6, max_iterations=50, t=0)

    krw_Sw = float(krw_interp(Sw_post))
    kro_Sw = float(kro_interp(Sw_post))

    fw_p = fw_interp(Sw_post)

    kro = df['kro']
    kro_Swi = kro[1]
    krw = df['krw']
    krw_Swi = krw[1]

    dfjl = calcular_Jl(kro_Sw, krw_Sw, kro_Swi, krw_Swi, Sw, Jl0, uo, uw1, Swi)

# Calcular qL, qw, qo
qL = dfjl * (poi - pwf)
qw = qL * fw_p
qo = qL * (1 - fw_p)

# Calcular Np, Wp
Np = Np + (qo * t)
Wp = Wp + (qw * t)

# Calcular Factor de recobro
fr = (Np/No)*100

# Guardar Resultados
resultados_post.append({
    't': t,
    'poi0': poi,
    'pwi0': pwi,
    'qiw0': qiw,
    'qL': qL,
    'qo': qo,

```

```

    'qw': qw,
    'Np': Np,
    'Wp': Wp,
    'Wiw0': Wiw,
    'JL': dfjl,
    'Sw': Sw_post,
    'fr': fr,
    'error': error
})
t = Wiw/qiw
poi = poi_d + ((Wiw - (Np * Bo) - Wp) / (No * Boi * Cto))
pwi = pwi_d - (Wiw / (Nw * Bw * Ctw))

else:
    if t == 0:
        Wiw = Wiw + (qiw * 1)
        qiw, iteraciones, error = newton_raphson_qiw(poi, pwi, qiw, Iw, Jw, Ao, uw,
dw, d, h, a_constant, b_constant, g, tolerance=1e-6, max_iterations=50, t=0)

        # Calcular qo
        qo = (Jl0 * (poi - pwf))
        # Calcular Np
        Np = Np + (qo * 1)
        # Calcular Wp
        Wp = 0
        # qw no hay antes de la ruptura
        qw = 0
        # qL no se calcula antes
        qL = 0
        # Guardar resultados
        fr = (Np/No)*100
        resultados_pre.append({
            't': t,
            'poi': poi,
            'pwi': pwi,
            'qiw': qiw,
            'qL': qL,      # No se calcula antes de ruptura
            'qo': qo,
            'qw': qw,      # No hay qw antes de ruptura
            'Np': Np,
            'Wp': Wp,
            'Wiw': Wiw,
            'fr': fr,
            'error': error
        })
        t = t+1
        poi = poi_d + ((Wiw - (Np * Bo) - Wp) / (No * Boi * Cto))

```



```

        pwi = pwi_d - (Wiw / (Nw * Bw * Ctw))

    else:
        Wiw = Wiw + (qiw * 1)
        qiw, iteraciones, error = newton_raphson_qiw(poi, pwi, qiw, Iw, Jw, Ao, u,
        uw, dw, d, h, a_constant, b_constant, g, tolerance=1e-6, max_iterations=50,
        t=0)

        # Calcular qo
        qo = (Jl0 * (poi - pwf))
        # Calcular Np
        Np = Np + (qo * 1)
        # Calcular Wp
        Wp = 0
        # qw no hay antes de la ruptura
        qw = 0
        # qL no se calcula antes
        qL = 0
        # Guardar resultados
        fr = (Np/No)*100
        resultados_pre.append({
            't': t,
            'poi': poi,
            'pwi': pwi,
            'qiw': qiw,
            'qL': qL,          # No se calcula antes de ruptura
            'qo': qo,
            'qw': qw,          # No hay qw antes de ruptura
            'Np': Np,
            'Wp': Wp,
            'Wiw': Wiw,
            'fr': fr,
            'error': error
        })
        t = t+1
        poi = poi_d + ((Wiw - (Np * Bo) - Wp) / (No * Boi * Cto))
        pwi = pwi_d - (Wiw / (Nw * Bw * Ctw))

```

```

[32]: # Tabla de resumen
print("==== TABLA DE RESULTADOS ANTES DE LA RUPTURA ===")
df_pre = pd.DataFrame(resultados_pre)
display(df_pre[['t', 'poi', 'pwi', 'qiw', 'qo', 'Np', 'Wiw', 'fr']])

# poi vs t y pwi vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['poi'], '-', label='po (MPa)')

```

```

plt.plot(df_pre['t'], df_pre['pwi'], '-', label='pw (MPa)')
plt.title('Presiones vs Tiempo (ANTES de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')
plt.ylabel('Presión (MPa)')
plt.legend()
plt.grid(False)
plt.show()

# qiw, qL, qo, qw vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['qiw'], '-', label='qiw')
if 'qL' in df_pre.columns:
    plt.plot(df_pre['t'], df_pre['qL'], '-', label='qL')
if 'qo' in df_pre.columns:
    plt.plot(df_pre['t'], df_pre['qo'], '-', label='qo')
if 'qw' in df_pre.columns:
    plt.plot(df_pre['t'], df_pre['qw'], '-', label='qw')
plt.title('Caudales vs Tiempo (ANTES de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')
plt.ylabel('Caudal (m³/d)')
plt.legend()
plt.grid(False)
plt.show()

# error vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['error'], '-', color='orange')
plt.title('Error vs Tiempo (Antes de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')
plt.ylabel('error')
plt.grid(False)
plt.show()

# Wiw vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['Wiw'], '-', color='orange')
plt.title('Wiw vs Tiempo (ANTES de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')
plt.ylabel('Wiw (m³)')
plt.grid(False)
plt.show()

# Np vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['Np'], '-', color='green')
plt.title('Np vs Tiempo (ANTES de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')

```

```
plt.ylabel('Np (m³)')
plt.grid(False)
plt.show()

# fr vs t
plt.figure(figsize=(5,4))
plt.plot(df_pre['t'], df_pre['fr'], '-', color='blue')
plt.title('fr vs Tiempo (ANTES de la ruptura)')
plt.xlabel('Tiempo (días)')
plt.ylabel('fr (%)')
plt.grid(False)
plt.show()
```

Anexo 2: Datos de entrada del modelo

Napo UI	Napo TI
# Variables	# Variables
pwi_d=31.03	pwi_d=31.03
pwi=31.03	pwi=31.03
poi_d=7.99	poi_d=8.14
poi=7.99	poi=8.14
pwf=2.7	pwf=3.56
dw=1000	dw=1000
Ao=0.019	Ao=0.019
UW=0.3	UW=0.3
UW1=0.35	UW1=0.35
UO=8.1	UO=3.7
d=0.157	d=0.157
h=173.43	h=89
IW=74.4	IW=110
JW=349	JW=349
Jl0=2.48	Jl0=1.8
fi=0.145	fi=0.123
A1=1100	A1=1800
L=400	L=400
Bo=1.09	Bo=1.16
No=7169112.394	No=5637438.95
Boi=1.078	Boi=1.078
Cto=7.237e-4	Cto=9.079e-4
NW=107536685.9	NW=107536685.9
BW=1	BW=1
Ctw=7.774e-4	Ctw=7.774e-4
qiW=1	qiW=1
Swi=Sw[0]	Swi=Sw[0]

Anexo 3

Recuperación secundaria con dumpflooding antes de la ruptura de la arena UI

t	poi	pwi	qiw	ql	qo	qw	Np	Wp	Wiw	fr
0	7,99	31,03	1307,119	0	13,1192	0	13,1192	0	1	0,000183
1	7,987622	31,02999	1307,264	0	13,1133	0	26,2325	0	1308,119	0,000366
2	8,218774	31,01435	1292,159	0	13,68656	0	39,91906	0	2615,383	0,000557
3	8,44984	30,99872	1277,06	0	14,2596	0	54,17866	0	3907,542	0,000756
4	8,678093	30,98326	1262,144	0	14,82567	0	69,00434	0	5184,602	0,000963
5	8,903537	30,96798	1247,41	0	15,38477	0	84,38911	0	6446,746	0,001177
6	9,126205	30,95288	1232,857	0	15,93699	0	100,3261	0	7694,155	0,001399
7	9,34613	30,93796	1218,482	0	16,4824	0	116,8085	0	8927,012	0,001629
8	9,563348	30,92322	1204,283	0	17,0211	0	133,8296	0	10145,49	0,001867
9	9,77789	30,90864	1190,259	0	17,55317	0	151,3828	0	11349,78	0,002112
10	9,98979	30,89424	1176,406	0	18,07868	0	169,4614	0	12540,04	0,002364
11	10,19908	30,88	1162,723	0	18,59772	0	188,0592	0	13716,44	0,002623
12	10,40579	30,86593	1149,208	0	19,11036	0	207,1695	0	14879,17	0,00289
13	10,60996	30,85202	1135,859	0	19,61669	0	226,7862	0	16028,37	0,003163
14	10,81161	30,83827	1122,673	0	20,11679	0	246,903	0	17164,23	0,003444
15	11,01077	30,82468	1109,649	0	20,61072	0	267,5137	0	18286,91	0,003731

Anexo 4

Recuperación secundaria con dumptflooding después de la ruptura de la arena UI

t0	poi0	pwi0	qiwo	ql	qo	qw	Np	Wp	Wiw	fr
16	11,20749	30,81125	1096,785	98,42616	25,06339	73,36277	668,528	1173,804	36248,17	0,009325
33,04948	14,13086	30,5964	904,6453	132,2485	33,67559	98,57288	1781,489	4431,587	54209,54	0,02485
59,92354	16,5429	30,38155	743,7767	160,1553	40,7813	119,374	4225,248	11584,9	72171,04	0,058937
97,03322	17,9991	30,1667	641,425	177,0038	45,07103	131,9327	8598,636	24386,76	90132,65	0,11994
140,5194	18,06932	29,95185	623,9625	177,8173	45,27767	132,5396	14961,03	43011,14	108094,4	0,208687
173,2386	16,71089	29,73699	694,0094	162,1017	41,27555	120,8261	22111,54	63942,88	126056,2	0,308428
181,6348	14,78634	29,52213	798,7203	139,836	35,60571	104,2303	28578,78	82874,73	144018,2	0,398638
180,3112	13,35255	29,30727	873,3657	123,2481	31,38166	91,86641	34237,24	99439,27	161980,3	0,477566
185,4667	12,49966	29,09241	912,4346	113,381	28,86896	84,51199	39591,47	115113,4	179942,5	0,552251
197,2114	11,86528	28,87755	938,1223	106,0418	26,99998	79,04186	44916,18	130701,4	197904,8	0,626524
210,9584	11,25209	28,66269	962,5117	98,94781	25,19345	73,75436	50230,95	146260,5	215867,2	0,700658
224,2749	10,64601	28,44783	986,4647	91,93602	23,40789	68,52813	55480,75	161629,6	233829,8	0,773886
237,0382	10,08658	28,23296	1007,561	85,46386	21,75977	63,70409	60638,65	176729,9	251792,4	0,845832
249,903	9,593153	28,01809	1024,616	79,75526	20,30609	59,44916	65713,2	191586,4	269755,2	0,916616
263,2745	9,159574	27,80322	1038,006	74,73907	19,02874	55,71034	70722,98	206253,6	287718,1	0,986496
277,1835	8,772503	27,58836	1048,548	70,26096	17,8884	52,37256	75681,35	220770,4	305681,1	1,055659
291,5279	8,422347	27,37348	1056,831	66,20991	16,85682	49,35309	80595,59	235158,2	323644,3	1,124206
306,2404	8,103879	27,15861	1063,173	62,52546	15,9186	46,60686	85470,51	249431,1	341607,5	1,192205
321,3095	7,813638	26,94374	1067,787	59,16757	15,06353	44,10404	90310,56	263602,1	359570,9	1,259717
336,744	7,548424	26,72886	1070,869	56,09922	14,2822	41,81702	95120,01	277683,8	377534,4	1,326803
352,5497	7,105184	26,51399	1072,605	53,28508	13,56561	39,71948	99902,56	291686,8	395498	1,393514
368,7265	7,081249	26,29911	1073,16	50,6943	12,90593	37,78841	104661,3	305620,4	413461,7	1,459892
385,2751	6,874401	26,08423	1072,668	48,30119	12,29651	36,00468	109398,8	319492,1	431425,6	1,525975
402,1986	6,682771	25,86935	1071,245	46,08413	11,73196	34,35217	114117,4	333308,5	449389,5	1,591793
419,5023	6,504746	25,65446	1068,988	44,02448	11,2075	32,81698	118819	347075,3	467353,6	1,657374
437,1925	6,338924	25,43958	1065,984	42,10601	10,71899	31,38702	123505,2	360797,5	485317,8	1,722741
455,2766	6,184087	25,2247	1062,308	40,31461	10,26283	30,05178	128177,7	374479,4	503282,1	1,787916
473,7628	6,039171	25,00981	1058,025	38,63801	9,835914	28,80209	132837,6	388124,7	521246,5	1,852915
492,6601	5,903249	24,79492	1053,19	37,06544	9,435489	27,62995	137486,1	401736,9	539211,1	1,917756
511,9788	5,775502	24,58003	1047,855	35,58746	9,05915	26,52831	142124,1	415318,8	557175,7	1,982451
531,7297	5,65521	24,36514	1042,064	34,19572	8,704772	25,49095	146752,7	428873,1	575140,5	2,047014
551,9246	5,541733	24,15025	1035,855	32,88283	8,370473	24,51235	151372,6	442402,1	593105,4	2,111455
572,5759	5,434504	23,93535	1029,263	31,64221	8,054581	23,58763	155984,5	455907,8	611070,4	2,175785
593,697	5,333016	23,72046	1022,32	30,46802	7,755602	22,71242	160588,9	469392,1	629035,6	2,240011
615,302	5,236816	23,50556	1015,053	29,35501	7,472204	21,88281	165186,6	482856,6	647000,8	2,304143
637,406	5,145498	23,29066	1007,487	28,29848	7,203189	21,09529	169778	496302,9	664966,2	2,368187
660,0248	5,058697	23,07577	999,6439	27,2942	6,94748	20,34672	174363,5	509732,3	682931,7	2,432149
683,175	4,976083	22,86087	991,5446	26,33836	6,704106	19,63425	178943,5	523145,9	700897,3	2,496035
706,8742	4,897357	22,64596	983,207	25,4275	6,472187	18,95532	183518,6	536544,9	718863	2,559851
731,1411	4,822248	22,43106	974,6477	24,5585	6,250927	18,30757	188088,9	549930,3	736828,8	2,623601
755,995	4,750512	22,21615	965,8818	23,72851	6,0396	17,68891	192654,8	563303	754794,8	2,687289
781,4567	4,681924	22,00125	956,923	22,93494	5,837549	17,09739	197216,6	576663,9	772760,9	2,75092
807,5476	4,616279	21,78634	947,7837	22,17542	5,644169	16,53125	201774,5	590013,7	790727	2,814498
834,2906	4,553391	21,57143	938,4755	21,44779	5,458911	15,98888	206328,8	603353,1	808693,3	2,878025
861,7096	4,493088	21,35652	929,0088	20,75007	5,281268	15,4688	210879,7	616682,7	826659,8	2,941504
889,8299	4,435213	21,14161	919,3932	20,08044	5,110778	14,96966	215427,5	630003,1	844626,3	3,004939
918,678	4,37962	20,9267	909,6377	19,43721	4,947013	14,4902	219972,2	643315	862593	3,068332
948,2819	4,326177	20,71178	899,7503	18,81886	4,78958	14,02928	224514,1	656618,7	880559,7	3,131686
978,6712	4,27476	20,49687	889,7387	18,22394	4,638117	13,58582	229053,2	669914,7	898526,6	3,195001
1009,877	4,225255	20,28195	879,6097	17,65114	4,492288	13,15886	233589,9	683203,5	916493,6	3,258282
1041,932	4,177557	20,06703	869,3699	17,09925	4,351781	12,74747	238124,2	696485,5	934479,8	3,321529
1074,871	4,131568	19,85211	859,0253	16,56713	4,216309	12,35082	242656,2	709761,1	952428	3,384745
1108,731	4,087197	19,63719	848,5813	16,05373	4,085603	11,96812	247186	723030,5	970395,4	3,44793
1143,55	4,044359	19,42226	838,0432	15,55807	3,959416	11,59865	251713,8	736294,2	988362,9	3,511087
1179,37	4,002977	19,20734	827,4157	15,07924	3,837515	11,24172	256239,6	749552,3	1006330	3,574217
1216,233	3,962975	18,99241	816,7035	14,61639	3,719684	10,8967	260763,6	762805,2	1024298	3,637321
1254,186	3,924287	18,77749	805,9105	14,16873	3,605721	10,56301	265285,9	776053,2	1042266	3,700401
1293,278	3,886848	18,56256	795,0409	13,73552	3,495438	10,24009	269806,5	789296,5	1060234	3,763457
1333,559	3,850598	18,34763	784,0982	13,31607	3,388658	9,927414	274325,4	802535,3	1078202	3,826491
1375,085	3,815481	18,1327	773,0859	12,90973	3,285216	9,624513	278842,9	815769,8	1096170	3,889504
1417,915	3,781444	17,91776	762,0071	12,51588	3,184957	9,330927	283358,9	829000,3	1114139	3,952496
1462,11	3,748438	17,70283	750,865	12,13397	3,087735	9,046231	287873,5	842226,9	1132107	4,015469
1507,737	3,716417	17,48789	739,6623	11,76344	2,993414	8,770025	292386,8	855449,8	1150075	4,078424
1554,866	3,685336	17,27296	728,4017	11,4038	2,901865	8,501932	296898,8	868669,1	1168044	4,14136
1603,571	3,655156	17,05802	717,0858	11,05456	2,812966	8,241598	301409,6	881885,1	1186013	4,20428
1653,934	3,625836	16,84308	705,7168	10,71529	2,726605	7,988689	305919,2	895097,9	1203982	4,267184
1706,041	3,597341	16,62814	694,2972	10,38556	2,642672	7,74289	310427,7	908307,6	1221951	4,330072
1759,982	3,569636	16,41319	682,8288	10,06497	2,561067	7,503903	314935,1	921514,3	1239920	4,392945
1815,858	3,542689	16,19825	671,3138	9,753142	2,481694	7,271448	319441,5	934718,2	1257889	4,455803
1873,772	3,516468	15,9833	659,754	9,44972	2,404462	7,045258	323947	947919,4	1275859	4,518648
1933,84	3,490945	15,76836	648,1512	9,154367	2,329284	6,825083	328451,4	961118	1293828	4,58148
1996,182	3,466091	15,55341	636,5072	8,866765	2,25608	6,610685	332955	974314,2	1311798	4,644298
2060,931	3,441882	15,33846	624,8234	8,586609	2,184773	6,401836	337457,6	987507,9	1329767	4,707105
2128,229	3,418291	15,12351	613,1014	8,313617	2,115289	6,198327	341959,5	1000699	1347737	4,769899
2198,229	3,395295	14,90855	601,3427	8,047502	2,047557	5,999944	346460,4	1013889	1365707	4,832683
2271,096	3,372875	14,6936	589,5485	7,788054	1,981523	5,80653	350960,7	1027076	1383677	4,895455
2347,012	3,350995	14,47864	577,7209	7,534849	1,917079	5,61777	355460,1	1040261	1401647	4,958216
2426,167	3,329692	14,26369	565,8576	7,288326	1,854336	5,43399	359959	1053445	1419618	5,02097
2508,79	3,308719	14,04873	553,9738	7,045616	1,792565	5,253051	364456,2	1066623	1437588	5,0837
2595,047	3,288998	13,83377	542,0131	6,817397	1,734482	5,082916	368957,2	1079814	1455559	5,146484
2685,468	3,266465	13,61881	530,2243	6,556622	1,668117	4,888505	373436,9	1092942	1473529	5,20897
2779,067	3,259293	13,40385	517,4942	6,473639	1,646986	4,826652	378014	1106355	1491500	5,272815
2882,158	3,18208	13,18888	509,0549	5,799958	1,419605	4,160353	382105,5	1118346	1509471	5,329886
2965,242	3,453909	12,97392								

Anexo 5

Recuperación secundaria con dumpflooding antes de la ruptura de la arena TI

t	poi	pwi	qiw	ql	qo	qw	Np	Wp	Wiw	fr
0	8,14	31,03	1839,544	0	8,244	0	8,244	0	1	0,000146
1	8,138448	31,02999	1839,673	0	8,241206	0	16,48521	0	1840,544	0,000292
2	8,47012	31,00798	1810,145	0	8,838216	0	25,32342	0	3680,216	0,000449
3	8,80169	30,98598	1780,625	0	9,435041	0	34,75846	0	5490,362	0,000617
4	9,127782	30,96433	1751,592	0	10,02201	0	44,78047	0	7270,987	0,000794
5	9,448401	30,94303	1723,044	0	10,59912	0	55,37959	0	9022,579	0,000982
6	9,763637	30,92207	1694,974	0	11,16655	0	66,54614	0	10745,62	0,00118
7	10,07358	30,90146	1667,374	0	11,72444	0	78,27058	0	12440,6	0,001388
8	10,37832	30,88119	1640,236	0	12,27297	0	90,54355	0	14107,97	0,001606
9	10,67794	30,86124	1613,553	0	12,81228	0	103,3558	0	15748,21	0,001833
10	10,97252	30,84162	1587,316	0	13,34254	0	116,6984	0	17361,76	0,00207
11	11,26216	30,82232	1561,519	0	13,86389	0	130,5623	0	18949,08	0,002316
12	11,54694	30,80333	1536,153	0	14,37649	0	144,9388	0	20510,6	0,002571

Anexo 6

Recuperación secundaria con dumptflooding después de la ruptura de la arena TI

t0	poi0	pwi0	qiwo	ql	qo	qw	Np	Wp	Wiw0	fr
13	11,82693	30,78466	1511,212	157,2989	21,09793	136,201	419,2119	1770,613	40476,46	0,007436
26,78411	15,06703	30,54583	1220,663	218,9509	29,36668	189,5842	1205,772	6848,457	60442,55	0,021389
49,51615	17,60005	30,30699	989,1175	267,1494	35,83079	231,3186	2979,975	18302,47	80408,85	0,05286
81,29353	18,76984	30,06816	871,4316	289,409	38,81577	250,5932	6135,447	38674,07	100375,4	0,108834
115,1845	18,033	29,82932	913,0391	275,39	36,93503	238,455	10389,79	66140,38	120342,1	0,1843
131,8039	15,77932	29,59048	1081,364	232,5083	31,18336	201,325	14499,88	92675,8	140309,1	0,257207
129,752	13,72472	29,35164	1233,036	193,4144	25,93984	167,4746	17865,62	114406	160276,2	0,31691
129,9851	12,69757	29,1128	1298,878	173,8706	23,3184	150,5522	20896,66	133975,5	180243,6	0,370677
138,7688	12,13243	28,87395	1326,13	163,1177	21,87599	141,2418	23932,37	153575,4	200211,2	0,424526
150,9741	11,56083	28,6351	1353,921	152,242	20,41715	131,8249	27014,83	173477,6	220179,1	0,479204
162,6233	10,92467	28,39625	1387,102	140,1377	18,79359	121,3441	30071,1	193211	240147,1	0,533418
173,1287	10,32465	28,15739	1417,265	128,7208	17,26225	111,4585	33059,69	212507,6	260115,4	0,586431
183,5334	9,818042	27,91854	1439,625	119,0814	15,96823	103,1121	35990,6	231432,1	320083,9	0,638421
194,5533	9,391056	27,67968	1455,336	110,957	14,87961	96,07739	38885,47	250124,3	300052,6	0,689772
206,1741	9,013792	27,44081	1466,894	103,7787	13,91678	89,86188	41754,76	268651,5	320021,5	0,740669
218,1627	8,671851	27,20195	1475,502	97,27242	13,04411	84,2283	44600,49	287027	339990,6	0,791148
230,4238	8,362398	26,96308	1481,396	91,3843	12,8546	79,12995	47424,19	305260,4	359960	0,841236
242,987	8,083364	26,72421	1484,75	86,075	11,54224	74,53276	50228,8	323370,9	379929,5	0,890986
255,8879	7,830662	26,48534	1485,905	81,26671	10,89732	70,36939	53017,3	341377,6	399899,3	0,94045
269,1285	7,600205	26,24646	1485,202	76,88168	10,30918	66,5725	55791,79	359294,1	419869,3	0,989665
282,7019	7,389063	26,00758	1482,886	72,86417	9,770329	63,09384	58553,88	377130,9	439839,6	1,038661
296,6106	7,195034	25,7687	1479,14	69,17226	9,275154	59,8971	61304,99	394897	459810	1,087462
310,8631	7,016154	25,52982	1474,129	65,7686	8,818645	56,94995	64046,38	412600,6	479780,7	1,13609
325,4672	6,850681	25,29093	1467,998	62,62002	8,39635	54,22367	66779,11	430248,6	499751,5	1,184565
340,4305	6,697145	25,05204	1460,871	59,6986	8,004524	51,69407	69504,1	447846,9	519722,6	1,232902
355,7623	6,554302	24,81315	1452,85	56,98061	7,639986	49,34063	72222,12	465400,4	539693,9	1,281116
371,4727	6,421066	24,57426	1444,026	54,44543	7,299967	47,14546	74933,86	482913,7	559665,5	1,329218
387,573	6,296491	24,33536	1434,479	52,07503	6,982051	45,09298	77639,91	500390,5	579637,2	1,37722
404,0752	6,179753	24,09646	1424,277	49,85375	6,684138	43,16961	80340,8	517834,3	599609,2	1,425129
420,9921	6,07013	23,85756	1413,48	47,76785	6,404383	41,36347	83037	535247,9	619581,4	1,472956
438,3375	5,966986	23,61865	1402,142	45,80522	6,141164	39,66406	85728,9	552634,2	639553,8	1,520707
456,1261	5,869758	23,37975	1390,31	43,95517	5,893044	38,06212	88416,87	569995,3	659526,4	1,568387
474,3736	5,777948	23,14084	1378,025	42,2082	5,658751	36,54945	91101,23	587333,4	679499,2	1,616004
493,0965	5,691111	22,90192	1365,324	40,55586	5,437152	35,11871	93782,28	604650,3	699472,3	1,663562
512,3122	5,608852	22,66301	1352,241	38,99061	5,227234	33,76337	96460,25	621947,7	719445,5	1,711065
532,0395	5,530814	22,42409	1338,804	37,50568	5,02809	32,47759	99135,39	639227,1	739419	1,758518
552,298	5,456678	22,18517	1325,042	36,09501	4,838905	31,2561	101807,9	656489,8	759190,2	1,803925
573,1085	5,386157	21,94625	1310,977	34,7531	4,658946	30,09416	104478	673737	779366,7	1,853288
594,4931	5,31899	21,70732	1296,631	33,47503	4,487548	28,98748	107145,8	690969,8	799340,8	1,900611
616,475	5,254943	21,4684	1282,025	32,2563	4,324109	27,93219	109811,5	708189,3	819315,2	1,947897
639,0789	5,1938	21,22946	1267,176	31,09284	4,168086	26,92475	112475,3	725396,4	839289,7	1,995148
662,331	5,135368	20,99053	1252,1	29,98095	4,018979	25,96198	115137,1	742591,8	859264,5	2,042366
686,2589	5,079468	20,7516	1236,811	28,91726	3,876337	25,04092	117797,3	759776,3	879239,5	2,089554
710,8921	5,02594	20,51266	1221,325	27,89867	3,739745	24,15893	120455,9	776950,7	899214,8	2,136713
736,2617	4,974632	20,27372	1205,652	26,92236	3,608823	23,31354	123112,9	794115,6	919190,2	2,183845
762,4006	4,925411	20,03477	1189,805	25,98572	3,483224	22,5025	125768,5	811271,5	939165,9	2,230951
789,3441	4,878149	19,79583	1173,794	25,08638	3,362626	21,72376	128422,8	828419	959141,8	2,278034
817,1295	4,832732	19,55688	1157,628	24,22214	3,246736	20,9754	131075,8	845558,7	979117,9	2,325095
845,7964	4,789053	19,31793	1141,317	23,39095	3,135282	20,25567	133727,6	862689,8	999094,2	2,372134
875,3871	4,747013	19,07897	1124,868	22,59097	3,028012	19,56295	136378,3	879816	1019071	2,419153
905,9467	4,706521	18,84002	1108,29	21,82044	2,924692	18,89574	139027,9	896934,5	1039047	2,466154
937,5233	4,667493	18,60106	1091,589	21,07776	2,825109	18,25265	141676,5	914046,8	1059024	2,513136
970,1682	4,62985	18,36209	1074,771	20,36144	2,729061	17,63238	144324,2	931153,2	1079002	2,560101
1003,936	4,59352	18,12313	1057,844	19,67009	2,636363	17,03373	146970,9	948253,9	1098979	2,607051
1038,886	4,558434	17,88416	1040,812	19,00242	2,546842	16,45558	149616,8	965349,4	1118957	2,653985
1075,081	4,52453	17,64519	1023,681	18,35723	2,460335	15,8969	152261,8	982439,9	1138935	2,700904
1112,588	4,491748	17,40622	1006,455	17,73339	2,376692	15,3567	154906,1	999525,6	1158913	2,74781
1151,48	4,460034	17,16725	989,1402	17,12988	2,295776	14,8341	157549,7	1016607	1178891	2,794703
1191,834	4,429333	16,92827	971,7401	16,54564	2,217444	14,32819	160192,5	1033684	1198869	2,841582
1233,735	4,399608	16,68929	954,2579	15,97997	2,141604	13,83836	162834,6	1050756	1218848	2,888451
1277,273	4,370777	16,45031	936,7005	15,43132	2,068047	13,36328	165476,1	1067825	1238827	2,935306
1322,543	4,342918	16,21132	919,0616	14,90114	1,996967	12,90417	168117,2	1084891	1258806	2,982155
1369,665	4,315582	15,97233	901,3783	14,38092	1,927224	12,4537	170756,8	1101949	1278786	3,028979
1418,7	4,290204	15,73334	883,531	13,89798	1,862478	12,0355	173399,1	1119023	1298765	3,075849
1469,971	4,261161	15,49435	865,9894	13,34526	1,788383	11,55688	176028	1136012	1318745	3,122482
1522,819	4,250656	15,25535	846,8984	13,14538	1,761573	11,38381	178710,6	1153347	1338725	3,170066
1580,738	4,165976	15,01636	834,0045	11,53372	1,545578	9,988137	181153,7	1169136	1358705	3,213405
1629,134	4,412023	14,77735	793,476	16,21686	2,173114	14,04374	184694	1192015	1378686	3,276204

Anexo 7

Diagrama de flujo del modelo numérico con mecanismo dumpflooding

