



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA PETRÓLEOS

TEMA:

“EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA
(EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO, MEDIANTE EL
DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

SINDY ALICIA POZO ROSALES

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2022

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO,
MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO
COMPUTACIONAL**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

SINDY ALICIA POZO ROSALES

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2022

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc.
DIRECTOR DESIGNADO DE LA
CARRERA



ING. FIDEL CHUCHUCA MSc.
DOCENTE TUTOR



ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA



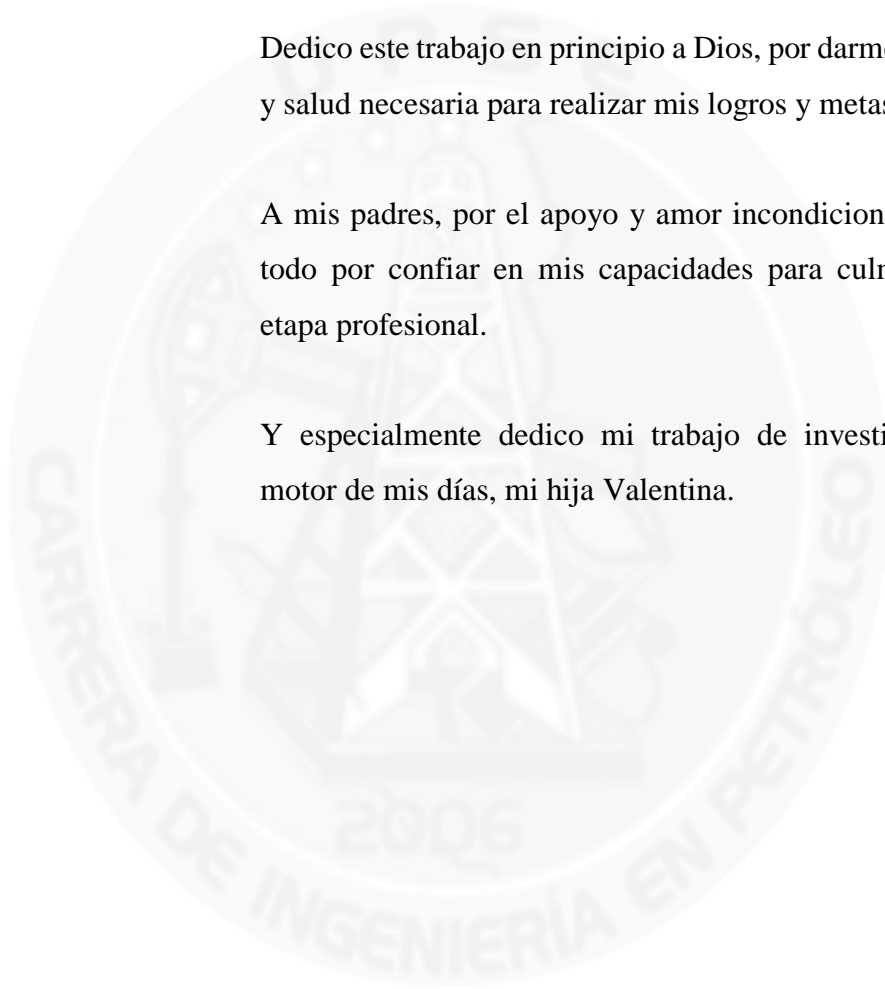
Lcda. ERICA LORENZO, PhD.
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo en principio a Dios, por darme la fuerza y salud necesaria para realizar mis logros y metas.

A mis padres, por el apoyo y amor incondicional y sobre todo por confiar en mis capacidades para culminar esta etapa profesional.

Y especialmente dedico mi trabajo de investigación al motor de mis días, mi hija Valentina.



CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL, elaborado por la estudiante SINDY ALICIA POZO ROSALES, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2 % de la valoración permitida.

URKUND

Document SINDY POZO DOCUMENTO PARA URKUND (1).docx (D126696629)
Submitted 2022-01-31 15:23 (-05:00)
Submitted by fchuchuca@upse.edu.ec
Receiver fchuchuca.upse@analysis.arkund.com

2% of this approx. 25 pages long document consists of text present in 4 sources.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Fidel Chuchuca, MSc.
C.I.: 0704789502

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, SINDY ALICIA POZO ROSALES, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



SINDY ALICIA POZO ROSALES
Autor de Tesis
C.I. 2400044869

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Sindy Alicia Pozo Rosales, egresada de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICO

Que, he revisado la redacción y ortografía del trabajo de graduación con el tema "EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO, MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL", elaborado por la egresada SINDY ALICIA POZO ROSALES previa obtención del grado de INGENIERA EN PETRÓLEOS, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, carrera Ingeniería en petróleos de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Que, he realizado las correcciones pertinentes en el trabajo de titulación anteriormente expresado.

Por lo expuesto, autorizo a la peticionaria, hacer uso de este certificado, en lo que a buen proceder quisiera.

Santa Elena, 12 de febrero de 2022



Lic. Washington A. Rosales Castillo MSc.
C.I.No 0912293560
REGISTRO No 1014-12749777

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por permitirme disfrutar la vida con plenitud, y sobre todo por guiar y bendecir cada pasó en cada actividad que realice en este proyecto.

Un agradecimiento especial para mi familia, por apoyarme en mis decisiones.

A mis maestros por el aporte al conocimiento adquirido en este proceso de formación integral.

En fin, agradezco a la UPSE por ser el alma máter que abrió sus puertas a esta joven peninsular y permitió ser parte de mi proceso de formación académico, profesional e investigativo.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 HIPÓTESIS	5
1.4 OBJETIVOS	5
1.4.1 Objetivo General.....	5

1.4.2 Objetivos Específicos	5
1.5 ALCANCE	6
1.6 VARIABLES	6
1.6.1 Variables Dependientes	6
1.6.2 Variables Independientes.....	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO (EOR)	8
2.1.1 Métodos de Recobro Mejorado de Petróleo.	9
2.1.2 Criterios de Selección en el Recobro Mejorado de Petróleo.....	10
2.2 IMPLICACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS EN PROYECTOS EOR	11
2.2.1 Aspectos Económicos.....	12
2.2.2 Aspectos Ambientales.	13
2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	15
2.4 ECUACIONES O MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADAS SEGÚN PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN PROCESOS EOR	19
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	26
3.1 ESQUEMA DE TRABAJO EN LA EVALUACIÓN EOR.....	26
3.2 ASPECTOS TÉCNICOS EN LOS PROCESOS EOR.....	28
3.2.1 Preevaluación de las propiedades de roca y fluido.....	28
3.2.2 Criterio de Pozos	33
3.3 IMPLICACIONES ECONÓMICAS EN LOS PROCESOS EOR.....	36

3.3.1 Estimación del perfil de producción recuperado.	36
3.3.2 Generación de los perfiles Capex y Opex.	40
3.4 IMPLICACIONES AMBIENTALES EN LOS PROCESOS EOR	42
3.5 ALGORITMO DE EVALUACIÓN EORA (Evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo)	45
3.6 DISEÑO DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL EORA (EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO)	46
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	56
4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA PARA EL FLUJO DE TRABAJO	56
4.2 PUNTUACIONES PARCIALES DEL ALGORITMO EORA	57
4.3 ANÁLISIS DE VALIDACIÓN DE LAS PUNTUACIONES DEL ALGORITMO EORA	59
4.4 ANÁLISIS DE LAS CONSIDERACIONES ECONÓMICAS, EORA	62
4.5 VALIDACIÓN ALGORITMO EORA	64
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
5.1 CONCLUSIONES.....	65
5.2 RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
ANEXO A	74
ANEXO B.....	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Inyección continua de vapor (Cruz & Santiago, 2018).....	17
Figura 2. Combustión in situ (Cruz & Santiago, 2018).....	18
Figura 3. Inyección de polímero. Ppm= partes por millón (Alamooti & Malekabadi, 2018b).....	19
Figura 4. Flujo de trabajo para la evaluación de los procesos EOR.....	27
Figura 5. Flujo de trabajo de la evaluación técnica de procesos EOR.	35
Figura 6. Forma genérica de un perfil incremental de producción por EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020).....	37
Figura 7. Modelo de perfil de la tasa de recobro, procesos EOR Forma genérica de un perfil incremental de producción por EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020).....	39
Figura 8. El impacto del espaciamento de pozos en la producción acumulada de petróleo, (Alvarado & Manrique, 2010).....	41
Figura 9. El impacto de costos por nuevos pozos asociado al incremental de petróleo recuperado	42
Figura 10. Algoritmo EORA (Evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo).....	45
Figura 11. Módulo de seguridad para el ingreso a la aplicación EORA	46
Figura 12. Interfaz gráfica de EORA.....	47

Figura 13. Módulo datos de campo.	47
Figura 14. Módulo parámetros petrofísicos.....	48
Figura 15. Proceso espaciamento de pozos.	49
Figura 16. Proceso posicionamiento de pozos.....	50
Figura 17. Proceso accesibilidad a la inyección.	50
Figura 18. Proceso accesibilidad a la inyección.	51
Figura 19. Proceso accesibilidad a la inyección.	52
Figura 20. Módulo de evaluación ambiental.	53
Figura 21. Reporte parámetro petrofísico.....	54
Figura 22. Reporte de datos de campos.....	54
Figura 23. Reporte de espaciamento de pozo.	55
Figura 24. Reporte de evaluación técnica.....	55
Figura 25. Listado de campos analizados, EORA.	74
Figura 26. Resultados espaciamento de pozos del campo Lago Agrio Hs.....	75
Figura 27. Resultados espaciamento de pozos del campo Guanta Dureno Ui.	75
Figura 28. Resultados espaciamento de pozos del campo Parahuacu Ti.	76
Figura 29. Resultados criterio de pozos del campo Lago Agrio Hs.	76
Figura 31. Resultados criterio de pozos del campo Parahuacu Ti.....	77
Figura 32. Resultados petrofísicos del campo Lago Agrio Hs.	78
Figura 33. Resultados petrofísicos del campo Guanta Dureno Ui.	78
Figura 34. Resultados petrofísicos del campo Parahuacu Ti.....	79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Respuesta a la facilidad de añadir nuevos pozos mediante el “índice de facilidad de pozo”, (P. Craig Smalley et al., 2020).	21
Tabla 2: Incrementales de recobro referenciales sobre el waterflooding, (P. C. Smalley et al., 2018).	22
Tabla 3: Procesos EOR principales a evaluar.	27
Tabla 4: Ponderación de importancia en propiedades de reservorio, (Dickson et al., 2010).	28
Tabla 5: Criterios recomendables o aplicados en proyectos EOR, (Aladasani & Bai, 2011).	30
Tabla 6: Soluciones ideales relacionadas a los procesos EOR, (Khojastehmehr et al., 2019).	31
Tabla 7: Espaciamiento de pozos objetivo para diferentes procesos EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020).	33
Tabla 8: Criterios entre la posición del pozo y la posibilidad de añadir puntos de inyección en la zona de petróleo, (P. Craig Smalley et al., 2020).	34
Tabla 9: Estimación de tasa máxima de petróleo recuperado	40
Tabla 10: Matriz de evaluación del potencial relativo para impactos medio ambientales para EOR, (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).	44

Tabla 11. Parámetros de entrada para validación, (Andrade Díaz, 2017; Borja Santamaría & Escorza Cóndor, 2017; Plúa Plúa & Rivas Segura, 2018; Romo Peláez, 2018; Sánchez Martínez, 2018; Usiña Ortega, 2018)	56
Tabla 12. Puntuaciones parciales obtenidas desde la evaluación del campo Lago Agrio.	57
Tabla 13. Puntuaciones parciales obtenidas en la evaluación del Campo Guanta-Dureno.	58
Tabla 14. Puntuaciones parciales obtenidas en la evaluación del Campo Parahuacu. ...	58
Tabla 15. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Lago Agrio Arena Hollín Superior (Hs).	60
Tabla 16. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Guanta-Dureno Arena Ui.....	61
Tabla 17. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Parahuacu Arena Ti.	61
Tabla 18. Valoraciones económicas Arena Hollín superior (Hs) Campo Lago Agrio ...	62
Tabla 19. Valoraciones económicas Arena Ui Campo Guanta-Dureno.	63
Tabla 20. Valoraciones económicas Arena Ti Campo Parahuacu.....	63
Tabla 21: Nivel de confianza de EORA, (Escandón et al., 2021)	64

“EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA (EOR) EN YACIMIENTOS COSTA ADENTRO,
MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO
COMPUTACIONAL”

Autor: Pozo Rosales Sindy

Tutor: Chuchuca Aguilar Fidel

RESUMEN

Este trabajo de investigación se realiza con el propósito de evaluar la aplicabilidad de métodos de recuperación mejorada (EOR), mediante el desarrollo de un algoritmo computacional, seleccionando parámetros que optimizan la recuperación del crudo en campos petrolíferos costa adentro. La metodología del estudio determina: parámetros de entrada, petrofísicos y técnicos del activo Lago Agrio que está conformado por los campos Lago Agrio, Guanta Dureno y Parahuacu; aspectos técnicos considerados en una evaluación EOR; implicaciones económicas; y las implicaciones ambientales en procesos EOR; en base aquello se construye un algoritmo computacional, EORA (evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo). Los resultados muestran un algoritmo computacional amigable, interactivo con un nivel de confianza del 89,87%. Para las arenas Hs, Ui, Ti de los campos Lago Agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu, los procesos mejor pronosticados para mejor aplicabilidad se determinan en el siguiente orden: Inyección Miscible (CO₂), Inyección de polímeros, Inyección Inmiscible (CO₂); cuyo orden además del score global fue decidido con las valoraciones del TIR y el VAN.

**PALABRAS CLAVE: RECUPERACIÓN MEJORADA / ALGORITMO EORA/
PROCESOS EOR.**

“EVALUATION OF ENHANCED RECOVERY MECHANISMS (EOR)
IN COSTA ADENTRO RESERVOIRS, THROUGH THE
DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL ALGORITHM”

Autor: Pozo Rosales Sindy

Tutor: Chuchuca Aguilar Fidel

ABSTRACT

This research work is carried out with the purpose of evaluating the applicability of enhanced oil recovery (EOR) methods, through the development of a computational algorithm, selecting parameters that optimize crude oil recovery in offshore oil fields. The methodology of the study determines: input, petrophysical and technical parameters of the Lago Agrio asset, which is made up of the Lago Agrio, Guanta-Dureno and Parahuacu fields; technical aspects considered in an EOR evaluation; economic implications; and environmental implications in EOR processes; based on that a computational algorithm, EORA (enhanced oil recovery mechanisms evaluation) is built. The results show a friendly, interactive computational algorithm with a confidence level of 89.87%. For the Hs, Ui, Ti sands of Lago Agrio, Guanta-Dureno and Parahuacu fields, the best predicted processes for best applicability are determined in the following order: Miscible Injection (CO₂), Polymer Injection, and Immiscible Injection (CO₂); whose order in addition to the global score was decided with the IRR and NPV valuations.

KEYWORDS: ENHANCED RECOVERY / EORA ALGORITHM / EOR
PROCESSES.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

En la actualidad se presentan declinaciones en la mayoría de campos de petróleo del Ecuador, debido a diferentes factores como el agotamiento en reservorios costa adentro. La implementación de métodos EOR presentan altos costos económicos, por lo tanto, se requiere del análisis y evaluación de estos mecanismos, determinando los métodos apropiados para futuros proyectos, en diferentes campos petrolíferos. Así pues, se considera factible evaluar los mecanismos de recuperación mejorada mediante parámetros económicos, técnicos y ambientales que justifiquen la implementación métodos (EOR) idóneo para un reservorio (Armacanqui et al., 2017).

El uso de la tecnología en actividades petroleras es importante debido a que facilita la automatización de procesos que aportan a la toma de decisiones de la industria. La evaluación de mecanismos (EOR) proporciona un insumo necesario para la aplicación de proyectos futuros (Hernández et al., 2019). Por ende, esta evaluación de métodos (EOR) se realiza mediante un algoritmo computacional analizando diferentes variables o parámetros utilizados en la implementación de mecanismos de recuperación mejorada.

El objetivo de este trabajo de investigación, se centra en evaluar la aplicabilidad de métodos (EOR), mediante el desarrollo de un algoritmo computacional, EORA (enhanced oil recovery assisment – evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo) para el análisis y selección de parámetros que optimicen la recuperación del crudo en campos petrolíferos costa adentro, analizando métodos EOR utilizados en pozos de petróleo del activo Lago Agrio del Oriente ecuatoriano.

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Actualmente, existen diferentes campos petroleros del Ecuador que afrontan declinación en la producción del petróleo, lo que conlleva a la implementación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo. Es el caso del Activo Lago Agrio, el mismo que de acuerdo a sus características físicas y el historial de producción presenta declinación en diferentes campos, debido a que la energía proveniente del acuífero, expansión de roca y fluido es insuficiente para mantener la presión del reservorio. En el activo Lago Agrio se han implementado métodos EOR, los mismos que no consiguen una eficiencia de barrido y recuperación del petróleo óptimas, por esta razón se plantea la siguiente pregunta ¿Será factible evaluar los mecanismos de recuperación mejorada utilizando el desarrollo de un nuevo algoritmo computacional para recuperar la producción en distintos campos petroleros? Para dar lugar a la respuesta de esta pregunta de investigación se deben cumplir los objetivos propuestos en este estudio.

1.2 ANTECEDENTES

He et al en 2016, realizaron un estudio de evaluación que determina la viabilidad del método de recuperación mejorada por CO₂ en campos petrolíferos de Yanchang. Reportan resultados de ocho reservorios con proceso EOR en CO₂ con factibilidad económica para la mejora de la recuperación del petróleo.

La evaluación de la aplicación de un método EOR para reservorios naturalmente fracturados se realizó en base a estimaciones cuali-cuantitativas de beneficios potenciales técnicos y económicos generados por una base datos EOR. Mostraron resultados confiables y consistentes (Moreno et al., 2014).

Por otro lado, en un investigación aplicaron un método de evaluación para la toma de decisiones debido a los problemas que presentan la implementación de métodos de recuperación de petróleo (EOR), utilizaron el método de mínimos cuadrados de Monte Carlo para evaluar la flexibilidad en la implementación de proyectos (EOR), consiguieron presentar los efectos de la dinámica de los problemas técnicos y económicos que se presentan en la implementación de los mecanismos de recuperación mejorada, específicamente el mecanismo de inyección de surfactantes (Alkhatib et al., 2012).

Diaz y Sáez en 2015, realizaron una evaluación de diferentes métodos de recuperación mejorada para reservorios de la cuenca Neuquina de Argentina, consideraron la evaluación del gel de dispersión coloidal, como la mejor alternativa para mejorar la recuperación del petróleo en el campo. De manera que analizaron datos de inyección/producción, trazadores y perfiles de inyección.

Moreno et al en 2014, propusieron un sistema experto que evalúa la aplicabilidad de (EOR) en un reservorio, mediante la revisión de una base datos de proyectos (EOR), analizaron las condiciones dinámicas del yacimiento, la modelización geológica y geofísica de los pozos, los resultados muestran una herramienta que facilita pronósticos rápidos de métodos (EOR).

Se realizó un estudio en la faja petrolífera del Orinoco, con la finalidad de diseñar una matriz de evaluación integral para propuestas de masificación de tecnologías en proyectos de recuperación mejorada, evaluando de esta forma todos los parámetros involucrados en la ejecución de proyectos EOR, con el uso de herramientas computacionales como Project Definition Rating Index y Microsoft Excel (García, 2015).

En los campos petroleros de Kuwait se realizó un diseño piloto de recuperación mejorada de petróleo vinculando el rendimiento EOR con las incertidumbres intrínsecas de afectación a la formación. Realizaron una evaluación utilizando parámetros de afectación a la inyección de gas miscible, es el caso del petróleo restante, factor de recuperación y distancia de ubicación (Sharma et al., 2016).

Conner et al en 2017, establecieron que el factor clave que afecta a la aplicación de proyectos a gran escala de mecanismos de recuperación mejorada con dióxido de carbono (CO₂-EOR), es la rentabilidad del proyecto que se logra mediante métodos de optimización que mejoran la eficiencia operativa, es decir la optimización de problemas de la operación como el costo clásico de planificación, ingresos de la investigación de operaciones, costos operativos de captura, transporte e inyección todos estos pertenecientes al costo operativo total.

Hartono et al en 2017, plantearon herramientas de análisis para la evaluación preliminar de la factibilidad de aplicación de métodos de recuperación mejorada. Mediante análisis de riesgo, análisis económico y análisis de optimización cuantificaron el riesgo y la incertidumbre de proyectos EOR. Los resultados mostraron una nueva oportunidad de implementación de EOR en campos petrolíferos de Indonesia.

Lashgari et al en 2019, demostraron la eficiencia de inyección de gas miscible en yacimientos de petróleo de gran permeabilidad, mediante un modelo numérico que simula y presenta los mecanismos importantes de este proceso de recuperación mejorada. Los resultados demostraron que la inyección de gas reciclado posee una mayor recuperación del petróleo en comparación con la inyección de CO₂ miscible.

En cambio, (Castro y Rodriguez, 2011), evaluaron métodos tradicionales de EOR en el campo Quebrache de México, obteniendo como resultado inyección de CO₂, la mejor alternativa para estos campos maduros.

No obstante, en el campo Sukowati de Indonesia, realizaron una investigación relacionada a la aplicación del CO₂ EOR, de tal forma que adquirieron una mejor comprensión del estado real de los pozos y la idoneidad para planificar la inyección de CO₂. Concluyeron que la vida útil de los pozos está relacionada con su ingeniería y viabilidad económica (Marbun et al., 2021).

Suzane et al en 2017, evaluaron la aplicabilidad de métodos de recuperación mejorada, identificando los reservorios con más potencial de recuperación de producción de petróleo. Para conseguir los resultados de su estudio analizaron los registros de pozos, la calibración dinámica del sector perfiles de producción e inyección y análisis económico mediante CAPEX y OPEX de cada método EOR utilizado.

En Ecuador específicamente en el campo petrolero Shushufindi se realizó un proceso de inyección de agua, en la zona centro norte del campo por causas de agotamiento de la presión. Para el monitoreo del proceso EOR se desarrolló un software de gestión de producción que identifica de una manera inmediata problemas de taponamiento en pozos inyectoros, además detecta la calidad del agua en diversos puntos del procesamiento de agua, se obtuvieron resultados favorables mediante el monitoreo de distintas variables o

parámetros de producción (Paredes et al., 2017), a su vez, se realizó una evaluación de un tratamiento químico en el campo Shushufindi de tal manera que se redujo el impacto a los yacimientos de fondo de pozos en la producción del petróleo, para aquello se basaron en dos pozos consiguiendo resultados en la reducción de costos operativos del proceso y prevención en yacimientos de incrustaciones (Paredes et al., 2021).

1.3 HIPÓTESIS

Se puede realizar la evaluación EOR mediante un algoritmo computacional que analice parámetros operativos-técnicos, ambientales y económicos de los distintos métodos de recuperación mejorada.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar la aplicabilidad de métodos EOR, mediante el desarrollo de un algoritmo computacional para el análisis y selección de parámetros que optimicen la recuperación del crudo en campos petrolíferos costa adentro.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Recopilar información bibliográfica mediante el análisis de artículos científicos de alto impacto relacionados con el estudio.
- Definir parámetros operativos, ambientales y económicos de evaluación de métodos EOR, mediante el análisis de métodos EOR aplicados en yacimientos de petróleo de estudios anteriores.
- Desarrollar un algoritmo computacional de selección de parámetros de evaluación de métodos EOR.

- Almacenar la información mediante una base de datos para considerar futura aplicabilidad de métodos EOR.
- Validar la herramienta informática para justificar su uso en la industria mediante un análisis de confianza que determine la precisión del algoritmo computacional.

1.5 ALCANCE

Los resultados de la investigación serán utilizados para la evaluación de distintos métodos EOR entre los principales se encuentra inyección miscible e inmisible, químico, termal (relacionado con el vapor) y agua caliente; aplicados en diferentes pozos de petróleo del Activo Lago Agrio de la cuenca Oriente del Ecuador, obteniendo una base de datos determinada como un historial de procesos EOR y un algoritmo computacional aplicable y modificable para futuros yacimientos de diferentes campos petroleros del Oriente ecuatoriano. Con la finalidad de aportar en futuras decisiones de proyectos petroleros en cuanto a la recuperación del crudo, considerando que en el país existen campos maduros que necesitan de este análisis de evaluación.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes

- Presión, volumen y temperatura.
- Viscosidad.
- Composición química del petróleo.
- Desplazamiento del petróleo.
- Permeabilidad.

1.6.2 Variables Independientes

- Parámetros técnicos-operativos de evaluación EOR.
- Espaciamiento de pozos.
- Posicionamiento de pozos.

- Accesibilidad a inyección.
- Parámetros ambientales de evaluación EOR.
- Parámetros económicos de evaluación EOR.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO (EOR)

Los métodos EOR han ganado protagonismo por la creciente demanda de petróleo en el mundo. El esfuerzo por mejorar la recuperación de campos ha llevado a compañías a invertir e innovar programas para el desarrollo de nuevas tecnologías que ofrezcan eficiencia, rendimiento y productividad en el suministro de petróleo (Aladasani & Bai, 2011).

El aumento en la producción de petróleo ha alcanzado la rápida maduración en los reservorios de todo el mundo por la demanda que va creciendo respecto a la oferta, por ende, tiende a disminuir en el futuro; lo que ha llevado a considerar a los métodos EOR como una solución de mayor interés para recuperar el petróleo que no puede ser extraído por los medios convencionales como también, el poco descubrimiento de nuevos campos (DOE, 2005).

Existe una variedad de métodos EOR que pueden ser aplicados a campos desarrollados y para diferentes etapas de producción de petróleo, sin embargo; cada método de EOR puede servir como candidato para yacimiento con rangos específicos tanto en características y propiedades de roca-fluido (Aladasani, 2012).

La Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) puede desarrollarse en la primera etapa del yacimiento en casos como inyecciones térmicas para reservorios de petróleo pesado induciendo de esta manera el flujo a los pozos productores. También, puede adaptarse a la segunda etapa para incrementar más las tasas de producción al promover el flujo del petróleo; además, emplearlos en la tercera etapa en el caso que los campos petroleros tienen un alto corte de agua y bajas tasas de producción de petróleo.

La práctica EOR permite la extracción de una cantidad sustancial de petróleo inmóvil y optimiza el costo de perforación al evitar perforar nuevos pozos. Tiene el potencial de reclasificar reservas contingentes e irrecuperables en cantidades que excedan la cantidad de petróleo que se produce actualmente (Aladasani, 2012).

2.1.1 Métodos de Recobro Mejorado de Petróleo.

Los procesos EOR se desarrollaron para aplicarlos en situaciones en la que los métodos secundarios se tornaran ineficientes. El término EOR se ha vuelto popular al referirse a cualquier proceso que mejore la recuperación de petróleo más allá de lo que se esperaría de la producción primaria y secundaria (Andonyadis, 2010).

Es importante recalcar que cada reservorio es diferente en propiedades, naturaleza y composición, por tal, la selección del método a emplear será acorde a las características del reservorio, de allí, que en algunos casos el método eficaz de recuperar petróleo será mediante proceso químico o térmico, mientras que en otros casos se usará procesos miscibles - inmisible o microbianos (Liu et al., 2020).

Los yacimientos de crudos pesados al ser espesos y viscosos no migran fácilmente a los pozos de producción, por tal motivo, se necesita de los métodos térmicos como inyección de vapor, combustión e inyección de agua caliente para elevar la temperatura dentro del reservorio y así reducir la viscosidad del petróleo creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo (Gadelle et al., 1981).

La inyección de químicos se basa en la adición de uno o más compuestos químicos a un fluido para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el fluido inyectado y así mejorar la eficiencia de barrido. Dentro de los métodos químicos tenemos la inyección de polímeros, alcalinos, surfactantes, o la combinación de ellos. En la inyección de polímeros se agregan pequeñas concentraciones de poliacrilamidas o polisacáridos al agua, mientras que en la inyección de alcalinos se adiciona hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio (Andonyadis, 2010).

Los procesos miscibles se caracterizan por la inyección de fluido que se mezcla total o parcialmente con el fluido del yacimiento. Básicamente, hay tres procesos principales de

disolventes de hidrocarburos miscibles: inyección de slug miscible, inyección de gas enriquecido e inyección de gas pobre a alta presión. El proceso de slug miscible consiste en la inyección de un slug de hidrocarburo líquido impulsado por un fluido que puede ser gas natural o incluso agua (Aladasani, 2012).

El proceso de gas enriquecido se realiza mediante la inyección de gas natural enriquecido desplazado por gas pobre o agua. La inyección de gas pobre a alta presión se realiza con el objetivo de lograr la evaporación retrógrada del petróleo y la formación de una fase miscible entre las fases de gas y petróleo que fluye en el yacimiento. El desplazamiento de solvente inmisible reduce la viscosidad del petróleo e hincha el fluido del yacimiento (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).

La recuperación de petróleo mejorada (EOR) microbiológica es el uso de microorganismo para facilitar, aumentar o extender la producción de petróleo (Sheehy, 1990). Dicho proceso se encuentra aún en etapas de experimentación para encontrar un microorganismo adecuado que pueda ayudar a reducir la tensión interfacial y la viscosidad del petróleo, como también, hacer que las técnicas de inyección de agua sean más eficientes.

2.1.2 Criterios de Selección en el Recobro Mejorado de Petróleo.

El screening o criterios de selección están relacionado con los resultados que se obtienen de campo y con los mecanismos de recuperación. Los mejores métodos de EOR son aquellos que tienen justificación económica, es decir, un factor de recuperación a un costo razonable (Khojastehmehr et al., 2019).

La manera de analizar los métodos de recuperación mejorada de petróleo es en función de las propiedades de las rocas y los fluidos. Los datos que se consideran para la selección van desde el nombre del campo, fecha de inicio, números de pozos de producción e inyección, tipo de formación, porosidad, área, viscosidad, temperatura, producción total y mejorada, entre otros (Khojastehmehr et al., 2019).

Existen un sinnúmero de proyectos EOR a nivel global, y según (Koottungal, 2008) en un estudio realizado indica que los métodos térmicos son los más usados en todo el mundo, en especial, la inyección de vapor. Un amplio rango de saturación de petróleo se

observa con los procesos térmicos que en los procesos químicos. Uno de los beneficios de iniciar con químicos en la recuperación secundaria es mejorar la eficiencia de la recuperación.

Los yacimientos de arenisca se caracterizan por tener alta permeabilidad y dependen de métodos térmicos (inyección de vapor), de gas inmiscible y métodos químicos (polímeros). La gravedad API y la profundidad son funciones de la inyección de gas miscible, para asegurar que la presión mínima de miscibilidad sea alcanzable y que no fracture la formación (Wang et al., 2019).

Para los procesos miscibles, la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir que las presiones de inyección sean mayores que la presión mínima de miscibilidad, la cual aumenta con la temperatura (Taber & Martin, 1983). La inyección de gases inmiscibles funciona con un rango de gravedad API mayor que los procesos miscibles, debido a que su efectividad depende de la presión que fue inyectado.

Para los procesos de combustión se requiere baja gravedad API, la saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar la pérdida de calor a la roca. La inyección de vapor no se emplea en los yacimientos carbonatados. Los procesos químicos se utilizan para los aceites que son más viscosos que los recuperados por inyección de gas y menos viscosos que los recuperados por procesos térmicos (Dickson et al., 2010).

2.2 IMPLICACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS EN PROYECTOS EOR

Las implicaciones ambientales y económicas en proyectos EOR, la continua alta demanda del petróleo y la disminución de la oferta, los métodos de recuperación mejorada (EOR) se utilizarán con mayor frecuencia. Para que la tecnología EOR se expanda de una manera ambientalmente aceptable, la planificación ambiental, el monitoreo, las medidas de protección y las estrategias de recuperación deben ser parte integral del desarrollo inicial del proyecto (Kaplan et al., 1984).

Es necesario reconocer los impactos ambientales tan pronto como sea posible en las distintas etapas de desarrollo de un proyecto EOR para planificar e implementar medidas

apropiadas de control y protección ambiental. Por lo tanto, se producirá una pérdida mínima de producción y una protección ambiental óptima (Kaplan et al., 1984).

La economía de varios proyectos EOR es bastante desafiante. Sin embargo; los proyectos EOR deben demostrar que son económicos bajo criterios mucho más estrictos que antes. Un análisis económico es importante porque ayuda a determinar si las limitaciones técnicas impiden el desarrollo práctico, las características del proceso y la influencia del tiempo en la economía del proceso (Bondor, 1993).

La investigación EOR suele enfocarse en la aplicación de parámetros técnicos de selección, sin embargo, el parámetro más crítico no es uno técnico asociado con el proceso sino el capital, los gastos operativos porque la base técnica solo permite recuperar una gran fracción del petróleo en el reservorio en condiciones de laboratorio, pero que tiene un costo intrínseco que excede el precio actual del petróleo (Bondor, 1993).

2.2.1 Aspectos Económicos.

Los aspectos económicos en los procesos EOR tienen relación directa porque al ser nuevas tecnológicas requieren mayor financiamiento y, por ende; se debe evaluar varias estrategias mediante diferentes escenarios económicos dado que el mercado es volátil.

Llevar a cabo proyectos EOR implica considerar dos factores importantes, el primero es el análisis en precios, costo y producción; el segundo la incertidumbre sobre variables que pueden afectar la rentabilidad (Zekri et al., 2000).

Los parámetros relacionados a las propiedades de las rocas y los fluidos de yacimientos bajo técnicas EOR exitosas, la clasificación de los métodos EOR y el modelado económico son clave para la selección técnica y económica para modelar proyectos EOR y así escoger el proceso EOR más eficiente y rentable en base a las propiedades de las rocas-fluidos y flujos de caja futuros (Zerafat et al., 2011).

Según (Kamari et al., 2014) en un estudio realizado para los diferentes métodos de EOR con respecto al análisis económico se debe considerar el flujo de efectivo de entrada que se obtiene de la tasa de producción y el precio de petróleo, mientras que el flujo de efectivo de salida se pierde por los gastos de capital (perforación y terminación de pozos),

operativos (costos fijos y variable), material de inyección, entre otros costos. Como resultado se escogen los dos métodos con mayor precisión, en este caso, la inyección de vapor y la mezcla de dióxido de carbono pueden ser económicamente rentables y exitoso en el futuro.

Poner en marcha un proyecto EOR implica incertidumbre, por ende, especificar correctamente las características del yacimiento y los costos de producción al modelo genera una estimación de la cantidad de petróleo crudo que se producirá a partir del proyecto, el precio suficiente para reembolsar todos los costos del proyecto al momento que se produce las reservas. Dichas estimaciones hacen referencia a la producción diaria, acumulada y recuperación final (Kamari et al., 2014).

Para algunos métodos (como el polímero), la posibilidad de éxito técnico radica en gran medida en la detección, pero el éxito es bajo desde el punto de vista económico. Si el precio del petróleo aumenta, podemos esperar que la mayoría de los métodos sean rentables (Zekri et al., 2000).

❖ **Capex y Opex.**

El Capex se lo conoce como los costos de perforación y construcción de pozos, instalaciones necesarias, plataformas marinas, tuberías, ingeniería de proyectos, entre otros, mientras que el Opex son los costos operativos complicados de estimar, como el pico de producción, tasa de interés, aranceles de exportación, otros costos administrativos, mano de obra operativa, etc. (Amado, 2013) (Bonem, 2018).

2.2.2 Aspectos Ambientales.

Los impactos ambientales de las operaciones EOR no se diferencian tanto de las recuperación primaria y secundaria en las actividades de producción de petróleo debido a que cada uno de los procesos causa cierto grado de daño al ambiente, por ejemplo, dentro de los métodos EOR se encuentran los métodos térmicos que producen contaminantes atmosféricos a partir de la combustión ya sea en generadores de vapor o en el propio reservorio (Smalley et al., 2020).

Los problemas ambientales surgen cuando se permite que los materiales escapen, ya sea por los derrames en el campo desde líneas de superficie o instalaciones de almacenamiento, falla del sistema del pozo (falla de la inyección o fugas en el revestimiento), etc. Para evaluar el impacto ambiental se emplea una matriz que designa el grado de daño que puede ir desde insignificante hasta potencialmente significativos dependiendo del efecto que causa cada uno de los problemas detectados (Campbell, 1981).

Las operaciones EOR podrían tener impactos ambientales en el aire, agua superficial, agua subterránea, tierra, perturbaciones sísmicas, hundimiento, ruido y salud biológica. Si bien todos los métodos EOR (térmicos, miscibles y químicos) pueden causar contaminación del aire, lo más probable es que los métodos térmicos tengan mayor impacto porque la inyección de vapor y agua caliente depende de generadores de vapor. Al usar el combustible como suministro emiten dióxido de azufre, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etc. Por otro lado, los métodos miscibles no implican altas tasas de combustión de combustible o combustión in situ, es probable que la inyección de CO₂ tenga un impacto menor en la calidad del aire; mientras que los métodos químicos no producen emisiones durante la aplicación (Ehrhardt et al., 1974).

EOR requiere cantidades significativas de agua en comparación a los procesos de recuperación primaria y secundaria. Los efectos hidrológicos dependerán de la ubicación geográfica, profundidad del yacimiento y condiciones de los pozos. De los tres métodos de EOR, los químicos tienen el mayor potencial de impacto en los recursos de agua superficial porque el agua consumida sería igual o mayor que los métodos térmicos y miscibles (Kaplan et al., 1984).

La contaminación de las aguas subterráneas es mínima en las operaciones de EOR debido a que se usa los mismos pozos de inyección en las mismas formaciones; al igual que en el uso del suelo tampoco será significativo su contaminación ya que las instalaciones de superficie serán pequeñas y en el caso de perforaciones de pozos las perturbaciones serán menores durante periodos corto (José et al., 2018).

En el caso de los peligros geológicos, el hundimiento y la actividad sísmica serán mínima en comparación a la recuperación primaria porque los fluidos quedarán en el reservorio

después que se extraiga el petróleo, excepto cuando se emplea métodos térmicos in situ. Por otro lado, se tiene el impacto por ruido que para procesos EOR se genera en altos niveles, pero es poco probable que cause daño ambiental, en caso de alguna fractura del reservorio o la inyección de vapor es de corta duración (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).

Cada proceso EOR podría tener algunos impactos biológicos, algunos con menor importancia que otros, pero en si todos los procesos EOR resultará en emisiones al aire y al agua que debe controlado por normas de calidad. Muchas áreas donde se llevaría a cabo actividades EOR ya han experimentado un proceso primario y secundario, por lo tanto, los impactos no serán solo de actividad EOR (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).

2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

❖ Inyección de gas.

La inyección de gas es una técnica de inyección miscible de diferentes gases tales como el CO₂, nitrógeno, humos y gas natural, mejora el petróleo y la presión del yacimiento, dando lugar a un ciclo de gas y petróleo inyectado. En la inyección de gas miscible se encuentra la influencia de las condiciones del yacimiento, temperatura, presión y composición del petróleo. Dos procesos intervienen en esta técnica: el primer contacto resuelve la inyección inmediata en el yacimiento del petróleo crudo, formando un fluido monofásico debajo del yacimiento, cuando se inyecta en el yacimiento el contacto entre el líquido inyectado y el petróleo del yacimiento disminuye, esto ocurre por la miscibilidad de los fluidos, mejorando la movilidad del petróleo en la producción. En el segundo proceso miscible de contacto múltiple, el fluido inyectado no se resuelve en el petróleo del yacimiento, dando lugar a una composición modificada que provoque una mejor transferencia entre los fluidos (Alamooti & Malekabadi, 2018a).

❖ CO₂ miscible.

El CO₂ miscible muestra su importancia en la posibilidad de secuestro del CO₂ (agente de desplazamiento). El CO₂ se encarga de extraer fracciones pesadas de petróleo del

yacimiento desarrollando miscibilidad después de múltiples contactos. Se aplica a crudos ligeros y medianos a bajas temperaturas (Thomas, 2008).

❖ **Inyección térmica.**

La inyección térmica consiste en el desplazamiento del petróleo, es mejorado por la transferencia de calor en el yacimiento. Existen dos categorías que se involucran en esta técnica, inyección de vapor y la inyección in situ. La inyección de vapor puede ser cíclica y continua, la inyección cíclica de vapor se caracteriza por tres fases fundamentales que son inyección, remojo y producción, es decir se inyecta vapor mediante un tiempo determinado, luego se cierra el pozo en un intervalo de tiempo dando lugar a la fase de remojo para la transferencia del calor y por último se abre el pozo y produce petróleo caliente, se repite el proceso dando lugar a la reducción de la viscosidad y mejora el desplazamiento del petróleo (Alamooti & Malekabadi, 2018b).

❖ **Inyección de vapor.**

La inyección de vapor es una técnica de impulsión similar a la inyección de agua. El vapor se inyecta de forma continua dando origen a una zona de vapor desplazada lentamente. El petróleo se moviliza a causa de la reducción de la viscosidad. Esto origina una recuperación del crudo del 50 al 60% (Thomas, 2008). La figura 1 muestra una representación esquemática de un proceso de inyección por vapor, bajo los escenarios del pozo inyector y el pozo productor.

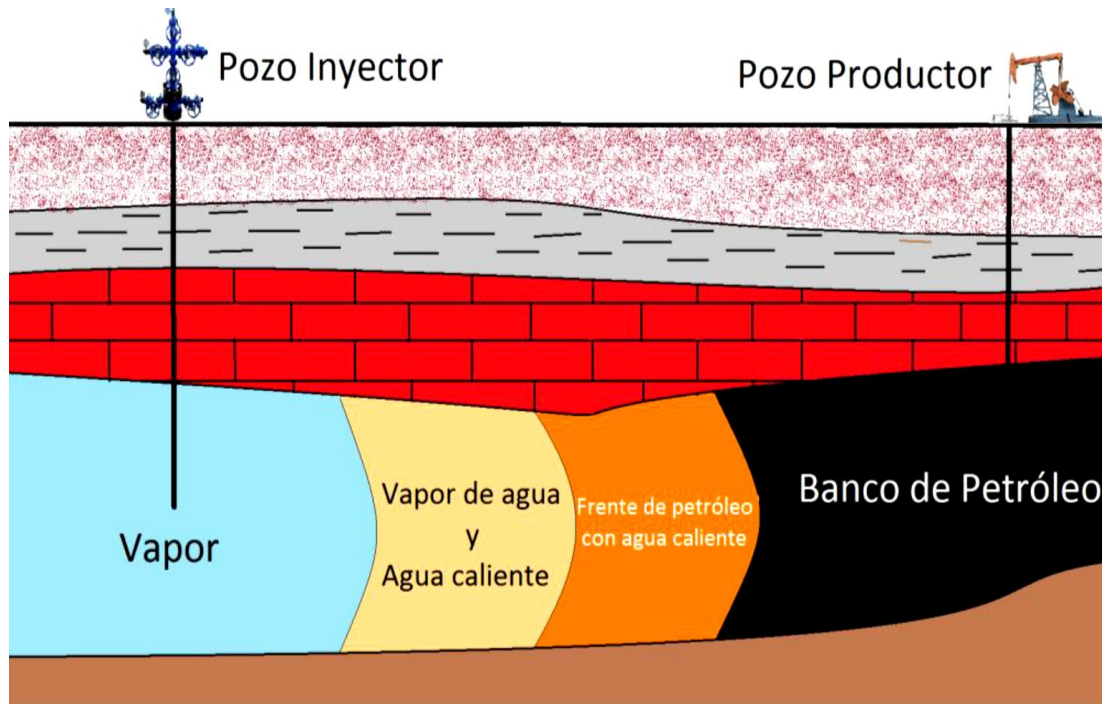


Figura 1. Inyección continua de vapor (Cruz & Santiago, 2018).

❖ Inyección in situ.

La inyección in situ determina que el suministro de calor se efectúa mediante la combustión in situ del yacimiento. Se inyecta una mezcla de hidrocarburo ligero y oxígeno de forma continua para mantener la combustión, el calor se transfiere al fluido del yacimiento, incluyendo al petróleo y el agua, ambos se evaporan permitiendo la movilidad del petróleo crudo (Alamooti & Malekabadi, 2018b). En la figura 2 se muestra las zonas presentes en el yacimiento durante la aplicación del proceso de inyección in situ.

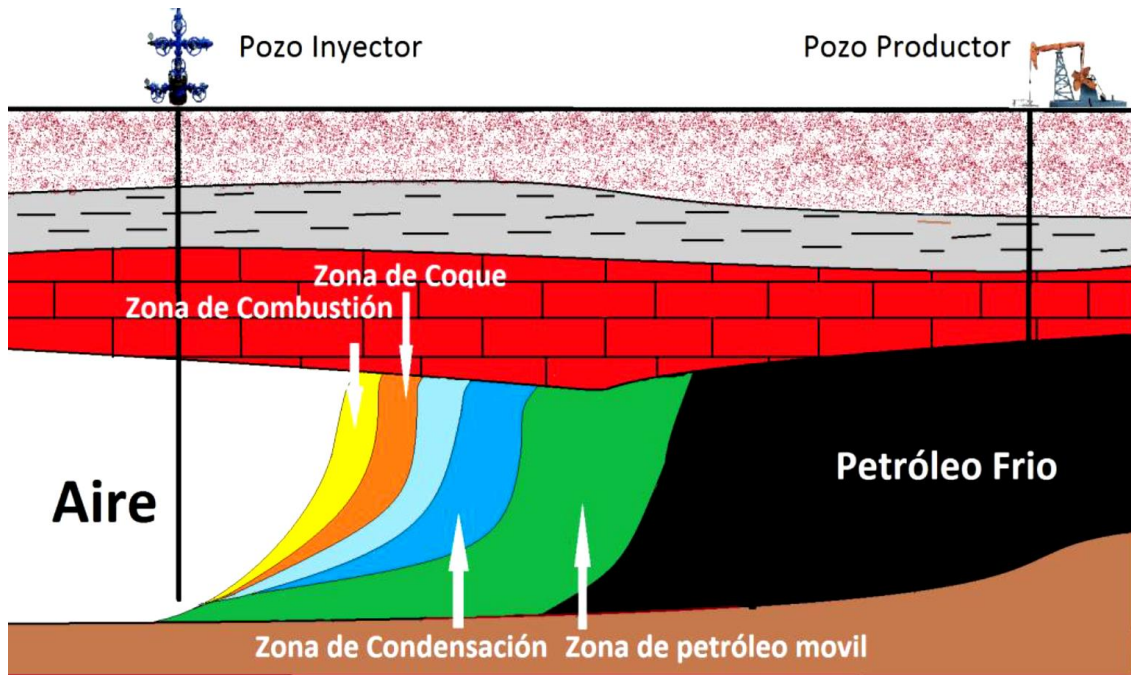


Figura 2. Combustión in situ (Cruz & Santiago, 2018).

❖ Inyección de productos químicos.

La inyección de productos químicos consiste en permitir el desplazamiento del petróleo, esta técnica incluye diferentes productos químicos, mediante mecanismos como reducción de la tensión superficial, corte de agua, y alteración de la humectabilidad (Thomas, 2008).

❖ Inyección de polímero.

La inyección de polímero se aplica en yacimientos de alta permeabilidad, con un alto corte de agua. Los polímeros que son solubles en el agua, se inyectan para controlar la movilidad del agua debido al espesor de la viscosidad. Esta técnica se utiliza generalmente en las primeras fases de inyección de agua para detener el avance de la misma (Alamooti & Malekabadi, 2018b). La figura 3, presenta un esquema de este proceso.

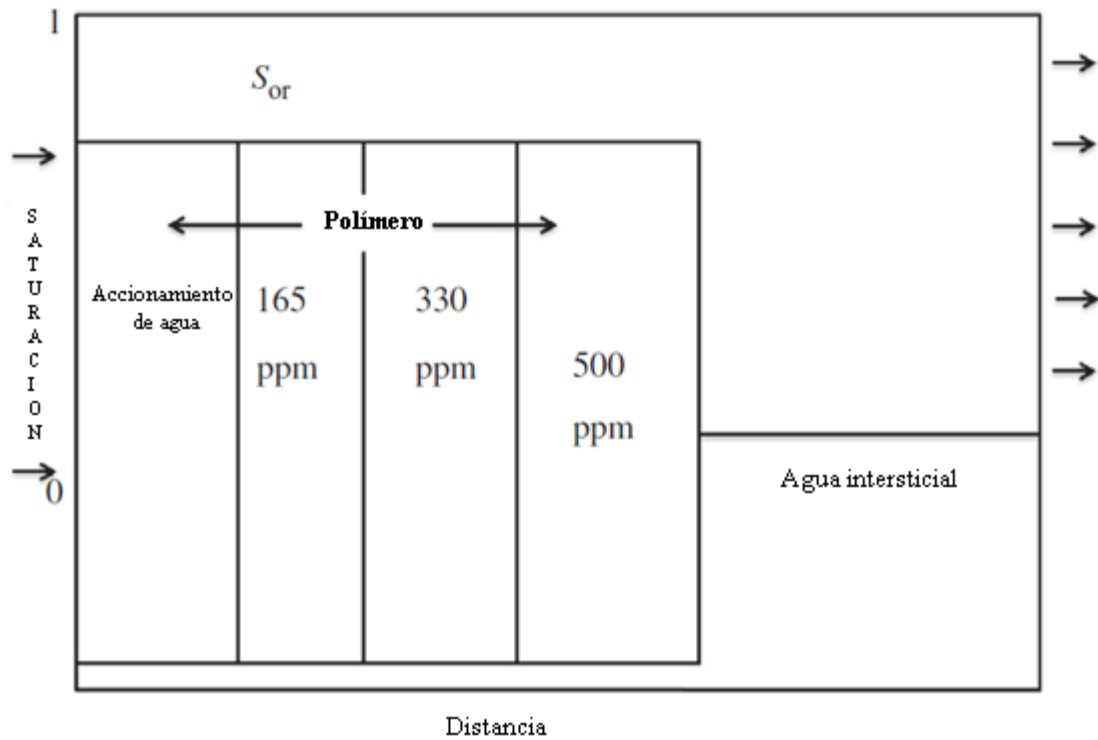


Figura 3. Inyección de polímero. Ppm= partes por millón (Alamooti & Malekabadi, 2018b).

2.4 ECUACIONES O MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADAS SEGÚN PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN PROCESOS EOR

❖ Ponderación de parámetros petrofísicos.

Para la ponderación de parámetros petrofísicos se utilizó el modelo de cuantificación de screening de (Wang et al., 2019) para obtener un puntaje o ponderación (score) total de todos los criterios evaluados, la ecuación se muestra a continuación:

$$S = \left(\frac{A_1 + A_2 + \dots + A_n}{n} - A_{\min} \right) \times 0.25 + A_{\min} \quad (1)$$

Donde;

S: es la puntuación completa de los criterios individuales.

A_i : es la puntuación de criterio del parámetro único o individual.

n: es el número de parámetros que influyen en los diferentes procesos EOR.

A_{\min} : es el valor mínimo en la puntuación individual de los parámetros de influencia.

❖ *Espaciamiento de pozos*

Para el espaciamiento de pozos se asume un arreglo generalmente empleado de cinco puntos (five-spot pattern). El número de puntos de inyección adicionales necesarios (si es que hubiera) es entonces (P. Craig Smalley et al., 2020):

$$\text{New Inj} = \frac{A}{2Z^2} - n_i \quad (2)$$

Donde;

New Inj: nuevos inyectores añadidos

A: área del campo (km²)

Z²: espaciado del pozo objetivo

n_i: número de inyectores

Si se requiere puntos de inyección, esto puede ser ponderado como la demanda de adicionales de inyección convirtiéndose esto en una puntuación usando la ecuación 3 (P. Craig Smalley et al., 2020).

$$\text{Need Inj} = \frac{\text{New Inj}}{\text{New Inj} + n_i + n_p} \quad (3)$$

Donde;

Need Inj : ponderación de nuevos pozos inyectores

n_p : número de productores existentes

Si Need Inj=0, es decir no requiere pozos adicionales, la puntuación de espaciamientos de pozos es 1; mientras que si Need Inj>0, se debe añadir una medida de cuán fácil es

añadir esos nuevos pozos con referencia a la disponibilidad de instalaciones de superficie y producción/inyección, para eso ingresamos un nuevo parámetro que llamaremos “Facilidades de pozo” basado en la respuesta general de operadores de campo.

Tabla 1: Respuesta a la facilidad de añadir nuevos pozos mediante el “índice de facilidad de pozo”,
(P. Craig Smalley et al., 2020).

Facilidades de pozo	Significado
1	Equipo de fondo; ranuras de repuesto disponibles (slots)
0.8	Equipo de fondo insuficiente (ranuras de inyección) pero manejable mediante gestión operacional.
0.5	Se requiere una importante reingeniería para alcanzar la operatividad de los nuevos pozos.
0.3	Para alcanzar la operatividad de los nuevos pozos es necesario nueva instalación.
0.1	Problemas graves con los nuevos pozos que se necesitaría una remodelación completa de toda la instalación del campo.

❖ *Periodo de declinación.*

El periodo de declinación determina el comportamiento de declinación del petróleo incremental parte de una variación de la ecuación de declinación hiperbólica de (JJ. Arps, 1944), esta variación toma en cuenta la declinación como resultado de la declinación de la permeabilidad relativa asociada con la disminución de la saturación de petróleo (Masoner, 1998).

$$q_o = \frac{q_{oi}}{[1+bD_i t]^{1/b}} \quad (4)$$

Donde;

q_o : Tasa en determinado tiempo (m³/año)

q_{oi} : Tasa inicial (m³/año)

b : Exponente de declinación

D_i : Tasa inicial de declinación nominal

t : Tiempo de declinación (año)

Para estimar el período de declinación, se realiza la siguiente interpretación; el área bajo la curva entre el periodo de incremento y el de declinación es igual al incremental técnico definido en la Tabla 2; de esta solución se puede deducir un tiempo total de declinación, empleando la ecuación 4 e interpretando un comportamiento lineal en el periodo de incremento.

Tabla 2: Incrementales de recobro referenciales sobre el waterflooding, (P. C. Smalley et al., 2018).

Proceso de Recobro	Casos Bases		
	Baja	Medio	Alto
CO ₂ Miscible	0.05	0.10	0.15
CO ₂ Inmiscible	0.03	0.05	0.07
Polímero	0.04	0.08	0.12
Micelar (S/P)	0.08	0.13	0.17
Vapor	0.01	0.02	0.03
Combustión	0.01	0.02	0.03

Resolviendo queda:

$$A_c + A_d = N_{P_{EOR}} \quad (5)$$

$$f_c(q_o = m_c \cdot t_c) + f_d\left(q_o = \frac{q_{o_{max}}}{[1 + bD_i t_d]^{\frac{1}{b}}}\right) = N_{P_{EOR}} \quad (6)$$

Donde;

A_c , área período incremental

A_d , área período declinación

$N_{P_{EOR}}$, petróleo acumulado EOR (m³)

f_c, f_d : funciones de los períodos

$$m_c = \frac{q_{o_{max}}}{t_c} \quad (7)$$

Donde;

m_c : es la tasa de incremento al tiempo de ese periodo

El área bajo la curva de cualquier función podría calcularse con la definición de integral definida.

$$\int_0^{t_c} m_c \cdot t_c + \int_0^{t_d} \frac{q_{o_{max}}}{[1 + bD_i t_d]^{\frac{1}{b}}} = N_{P_{EOR}} \quad (8)$$

$$t_d = \frac{1}{bD_i} \left\{ \left[(b-1)D_i \cdot \left(\frac{N_{P_{EOR}}}{q_{o_{max}}} - \frac{1}{2} \cdot t_c \right) + 1 \right]^{\frac{b}{b-1}} - 1 \right\} \quad (9)$$

❖ *Parámetros económicos. Capex y Opex*

Para la estimación del Capex relacionada a los costos por pozos nuevos al incremental de petróleo recuperado se generó una tendencia exponencial, entonces se estimó el Capex con las siguientes relaciones, realizando un ajuste:

$$\text{Capex (MM\$USD)}=35.345e^{-0.043A} \quad \text{Para 40\% Volumen poroso inyectado} \quad (10)$$

(PVI)

$$\text{Capex (MM\$USD)}=113.4e^{-0.059A} \quad \text{Para 70\% Volumen poroso inyectado} \quad (11)$$

PVI

Donde;

A: es el área entre pozo productor e inyector en acres, para un patrón de 5 pozos.

Con respecto al Opex (gastos operativos) se considera lo siguiente; tarifa de 7 USD por operación de líneas de tubería para el petróleo, un Opex fijo de 8 USD x bbl y el Opex variable se asumen de 3 MM USD por año. La tasa impositiva del 30% después del cálculo del valor de la utilidad neta, tasa de impuestos de 9.25%, la tasa de regalías es del 12% y suponiendo una tasa de descuento anual es del 9% (Kamari et al., 2014).

❖ *Cálculo de la tasa interna de retorno (IRR) y el valor presente neto (NPV).*

El valor actual neto es el valor presente de todos los flujos de efectivo incrementales, descontados al presente, menos los costos iniciales.

Para este modelo, el flujo de caja (NCF) es obtenido por la tasa de petróleo producido y el precio del petróleo; mientras que la salida de caja es por costos de líneas de tubería y los valores de Capex y Opex: El NCF puede ser calculado con la siguiente ecuación (Gaspar et al., 2015):

$$\text{NCF}=[(\text{R}-\text{Roy}-\text{ST}-\text{Opex}) \cdot (1-\text{T})]-\text{Capex} \quad (12)$$

Donde;

$$\text{R}=\text{GR} \cdot (\text{\$oil}-\text{T}_p) \quad (13)$$

R: ingresos brutos por venta de petróleo

GR: producción anual de petróleo

\\$oil: precio del bbl de petróleo

T_p: tarifa de línea de tubería

Roy=12% sobre los ingresos brutos(tasa de regalías)

ST= 9.25% sobre los ingresos brutos(tasa de impuestos)

T=30% (tasa impositiva)

$$\text{Opex}=\text{Opex fijo} + \text{Opex variable} \quad (14)$$

$$\text{Opex fijo} = 8\text{USD} * \text{GR} \quad (15)$$

Se puede calcular el NPV con la siguiente ecuación:

$$\text{NPV} = \sum_{j=1}^n \frac{\text{NCF}_j}{(1+i)^j} \quad (66)$$

j, período de tiempo

n, número total de períodos

i, tasa de interés adecuada

Para calcular la Tasa interna de retorno (IRR), hay que igualar todos los flujos de efectivo incrementales (NPV) a cero y encontrar el valor de i que es reemplazado por IRR.

Para generar una validez del criterio económico, se asignó una puntuación recomendable para el VPN e IRR. La tasa de interés adecuada $\text{IRR} > 7\%$ y el VPN evaluado a un interés del $7\% > 0$ (P. Craig Smalley et al., 2020). Si estos valores estimados cumplen los límites planteados reciben una puntuación de 1.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 ESQUEMA DE TRABAJO EN LA EVALUACIÓN EOR

La dirección de la metodología a seguir, se definieron en tres ejes; técnico, económico y ambiental. Todos ellos se respaldan en la información refinada de los reportes periódicos de proyectos EOR en el mundo como (Koottungal et al., 2016).

Los aspectos técnicos se relacionan con los rangos de aplicabilidad de los diversos procesos EOR y la decisión técnica acerca de los pozos; en el ámbito económico interviene la relación entre cuanto se puede recuperar y eso monetariamente que representa, teniendo a consideración las alteraciones por costos involucrados (todo en referencia a indicadores); y finalmente los factores ambientales que representan el grado de alteración natural y posibles conflictos futuros que se pueden anticipar.

Fue necesario crear una medida de ponderación para la evaluación de los diversos métodos de recobro mejorado de petróleo. Entonces, cada eje descrito anteriormente fue evaluado en una ponderación entre 0 y 1, siendo 0 menos adaptable y 1 más aplicable al proceso EOR que otorgue esa puntuación. Debido a que se centra en tres ejes de evaluación, se obtiene 3 puntuaciones que terminan en un score total o promedio y que representa la aplicabilidad global del proceso. En la Figura , se muestra el flujo de trabajo de este estudio.

Para el desarrollo de este tema, se simplificaron la variedad de procesos EOR en tan sólo 6 procesos fundamentales, que son aquellos que en la literatura presentan mejor respuesta para la recuperación de petróleo (Liu et al., 2020). La Tabla 3 muestra los procesos EOR principales a evaluar.

Tabla 3: Procesos EOR principales a evaluar.

Proceso EOR	Fluido principal
Inyección miscible	CO ₂
Inyección Inmiscible	CO ₂
Químicos	Polímero
	Micelar (S/P)
Térmicos	Vapor
	Combustión

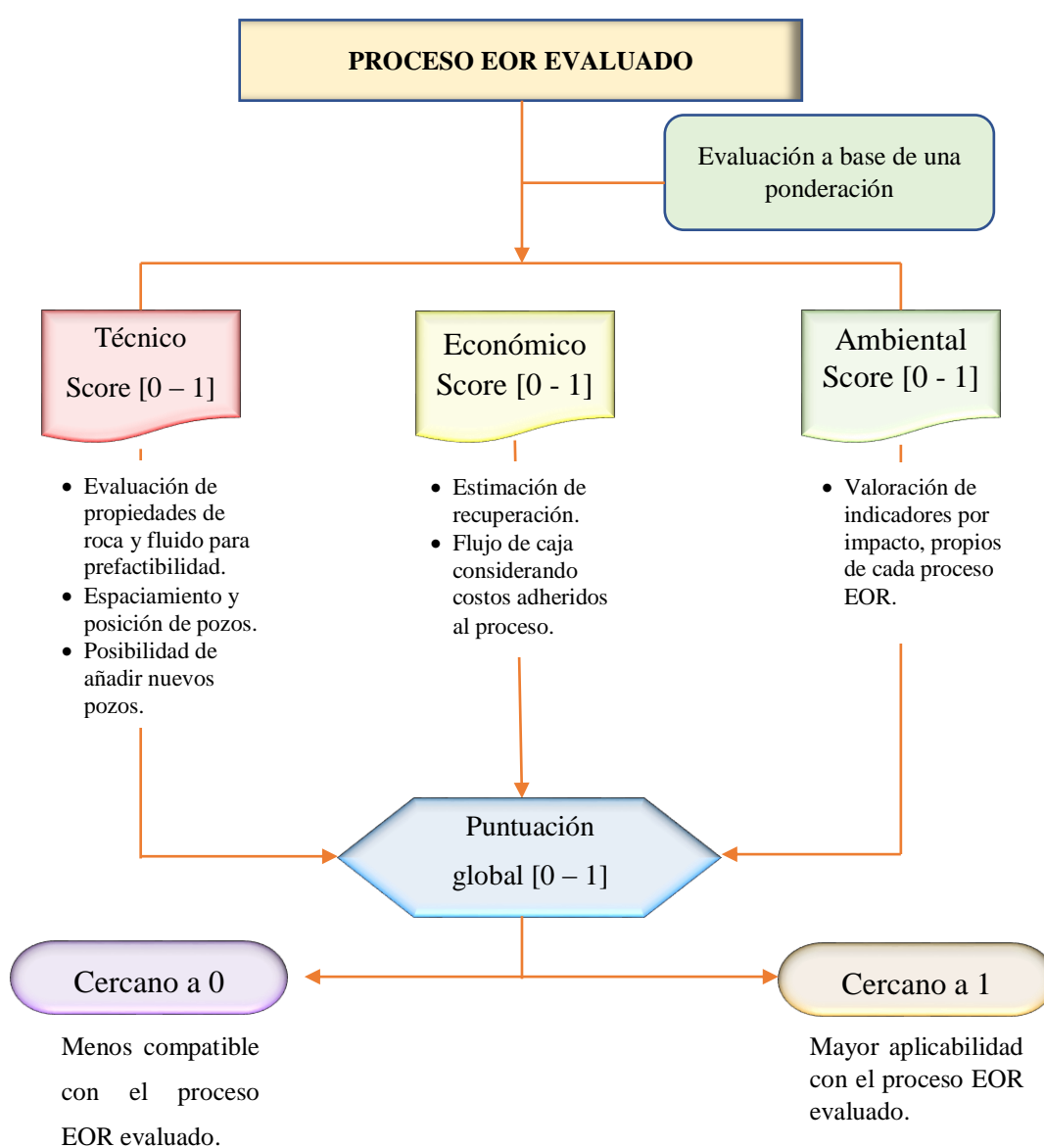


Figura 4. Flujo de trabajo para la evaluación de los procesos EOR.

3.2 ASPECTOS TÉCNICOS EN LOS PROCESOS EOR

3.2.1 Preevaluación de las propiedades de roca y fluido.

Es necesario definir una ponderación de puntuación por la importancia de la propiedad a evaluar con respecto al método de recuperación mejorada de petróleo. Por ejemplo, la viscosidad del petróleo es mucho más importante que el ángulo de buzamiento de la formación para procesos térmicos.

La mayoría de procesos EOR tienen rangos de criterio documentados por propiedades, estos se deben cumplir para la viabilidad del mismo. Pero entre ellas están aquellas que, de no cumplirse, definitivamente no son aplicables para aquel proceso EOR, estas propiedades las denominaremos “habilitantes”. Cuando en un proceso evaluado falla una propiedad habilitante, podría considerarse como proceso fallido independientemente del valor de cualquier otra propiedad. La Tabla 4 detalla las propiedades y la ponderación de sus pesos de importancia de cada proceso EOR (Dickson et al., 2010).

Tabla 4: Ponderación de importancia en propiedades de reservorio, (Dickson et al., 2010).

Proceso EOR	K_h	S_o	μ	Profundidad	Presión	Espesor	Salinidad	Temperatura
Inyección miscible/inmiscible	↑		↑		↑/x			
Químico	↑						↑	↑/x
Termal (relacionado al vapor)		↑	x	↑/x	X	↑		
Agua caliente		↑	x	↑/x		↑		↑/x

Nota: ↑ indica incremento en peso de importancia; x es la significancia de no llegar a cumplirse esa propiedad, el proceso EOR es fallido.

El rango factible de las propiedades como criterio para evaluación de procesos EOR, se han ido actualizando a través de los años desde (Taber et al., 1997) y estos límites se mantienen sin ningún cambio importante, a excepción de la cantidad de proyectos que evidentemente aumentaron. El resumen de los criterios aconsejables recopilados para aplicar procesos EOR se presenta en la Tabla 5, por (Aladasani & Bai, 2011).

En los límites de los parámetros o criterios de selección antes vistos, se entiende que para cualquier método EOR, existe o se aproxima a un valor ideal en el que, si presenta similitud con los de un reservorio, es posible que habilite aplicabilidad del proceso EOR.

Los criterios seleccionados para evaluación corresponden a parámetros cualitativos y cuantitativos. Para cada criterio que sea igual al ideal, le corresponde una ponderación del 100%, disminuyendo mientras se aleja del valor ideal. Los valores ideales de solución de los criterios a evaluar para cada método EOR son una recopilación de los diversos proyectos documentados desde 1998 a 2012 en Oil & Gas Journal (Khojastehmehr et al., 2019) Nota: **P**, número de proyectos en el mundo; **Fm**, Tipo de formación; **Dp**, Profundidad; **T**, Temperatura

Tabla 6.

Tabla 5: Criterios recomendables o aplicados en proyectos EOR, (Aladasani & Bai, 2011).

Proceso EOR	Principal fluido	# P	API	$\mu(cP)$	ϕ	S_o	Fm.	$K_h(md)$	Dp (ft)	T (°F)
Inyección miscible	CO2	153	22 - 45	0.3 - 35	3 - 37	0.15 - 0.89	Arenisca o Carbonato	1.5 - 4500	1500 - 13365	82 - 257
Inyección Inmiscible	CO2	16	11 - 35	0.6 - 592	17 - 32	0.42 - 0.78	Arenisca o Carbonato	30 - 1000	1150 - 8500	82 - 198
Químicos	Polímero	53	13 - 42.5	0.4 - 4000	10.4 - 33	0.34 - 0.82	Arenisca	1.8 - 5500	700 - 9460	74 - 237.2
	Micelar (S/P)	4	22 - 39	0.4 - 15.6	14 - 16.8	0.44 - 0.53	Arenisca	50 - 60	625 - 5300	122 - 155
Térmicos	Vapor	274	8 - 33	3 - 2000	12 - 65	0.35 - 0.90	Arenisca	1 - 15001	200 - 9000	10 - 350
	Combustión	27	10 - 38	0.5 - 1.44	14 - 35	0.50 - 0.94	Arenisca o Carbonato	10 - 15000	400 - 11300	64.4 - 230

Nota: P, número de proyectos en el mundo; Fm, Tipo de formación; Dp, Profundidad; T, Temperatura

Tabla 6: Soluciones ideales relacionadas a los procesos EOR, (Khojastehmehr et al., 2019).

Proceso EOR	Principal fluido	API	μ (cP)	composición	S_o	Fm.	K_h (md)	Dp (ft)	T (°F)
Inyección miscible	CO2	45	0.3	56.4 % $C_5 - C_{12}$	0.89	Arenisca o Carbonato	4500	13365	NS
Inyección Inmiscible		35	0.6	NS	0.86	NS	1000	8500	NS
Químicos	Polímero	42.5	0.4	NS	0.82	Arenisca	5500	700	74
	Micelar (S/P)	39	0.4	> ligeros -intermedios	0.75	Arenisca	1520	2723	80
Térmicos	Vapor	33	3	NS	0.90	Arenisca	15001	200	NS
	Combustión	38	0.5	5% Asfaltenos	0.94	Arenisca	15000	400	230

Nota: NS, No Significativa.

De acuerdo a la Nota: **P**, número de proyectos en el mundo; **Fm**, Tipo de formación; **Dp**, Profundidad; **T**, Temperatura

Tabla 6, estas 8 propiedades cuando se ingresen desde la muestra de un reservorio se obtendrá una puntuación por criterio entre 0 - 1 con respecto a las soluciones ideales.

Los resultados de puntuación obtenidos del modelo de la ecuación 1 son intervalos entre (0, 1). Si la puntuación global de esta sección técnica se acerca a 0, menor es la aplicabilidad de esa muestra en el proceso EOR evaluado; y mientras se acerca a 1, mayor es el grado de adaptación o afinidad para ese proceso. (Wang et al., 2019) estableció el límite de selección de puntuación en 0.5 y un valor menor a ese no se consideraría para un esquema de preselección.

Existe una extensa literatura sobre proyectos EOR realizados y con estos forman una base para análisis de una posible viabilidad técnica. El parámetro más significativo o resultado es el incremental de recobro y con este factor se puede crear parámetros referenciales que se puede esperar de estos procesos. Como este criterio es variable, se ha cubierto un rango de datos de incremental de recobro con respecto al método tradicional de recuperación secundaria más practicado como lo es la inyección de agua o más conocida como “waterflood”.

El waterflooding en reservorios convencionales es uno de los más eficientes mecanismos de conducción, recuperando entre 40 – 80% del POES. Modelos artificiales típicamente promedian este valor cerca del 50%. Si la producción primaria puede otorgar cerca del 25% del petróleo entonces el waterflooding generalmente recobra un adicional del 25% del POES (Speight, 2016). La tabla 3, presenta valores obtenidos estadísticamente de incremental de recobro sobre el waterflooding en 3 categorías; desde casos referenciales promedio bajo, medio y alto, resumido por (P. C. Smalley et al., 2018):

3.2.2 Criterio de Pozos

❖ *Espaciamiento de pozos.*

El factor presente en esta área es cuantificar cuántos nuevos puntos de inyección serían necesarios para establecer el espaciamiento óptimo de los pozos para algún proceso EOR. La optimización del espaciamiento de los pozos es una situación técnica como económica. Estos impactos económicos son tratados más adelante. Los valores referenciales presentados en la Tabla 7, son de proyectos registrados por el autor del artículo, a pesar de que son campos offshore, hay que puntualizar que los factores influyentes en ese ambiente, es la profundidad, corrosión de las líneas por el agua salada, entre otros; pero no directamente al espaciamiento, entonces es posible tomar estos valores.

Tabla 7: Espaciamiento de pozos objetivo para diferentes procesos EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020).

Proceso EOR	Espaciamiento pozos objetivo
Basado en Gas (CO ₂ , N ₂ y otros)	1.7 km
Basado en Agua (Polímero, micelar)	1.3 km
TAP (termales)	1.7 km

La puntuación de valoración para el parámetro técnico de espaciamiento toma en cuenta lo siguiente:

- Estima un espaciamiento representativo de productor-inyector.
- Estima cuántos puntos nuevos de inyección se requieren para alcanzar ese espaciamiento representativo.
- Esa estimación de cuantos nuevos puntos se convierte en una demanda, que de acuerdo a la opinión profesional en el campo es cuán difícil sería perforar nuevos pozos.

La puntuación global sobre la valoración del espaciamiento de pozo (si hay necesidad de inyectores) es una multiplicación entre la necesidad de inyectores por el índice de facilidades de pozo.

❖ *Posicionamiento de pozos.*

Este criterio de evaluación intenta valorar la posición correcta de los disparos con la ubicación del contacto agua-petróleo y además evalúa la necesidad de realizar acciones correctivas para alcanzar esa ubicación correcta de inyección, mediante los aspectos de decidir si se necesitan nuevos pozos, reperforaciones, conversiones de funcionalidad de pozos, entre otros. Como los procesos a evaluar descritos en la tabla 3, son de inyección es necesario plantear un promedio para esta puntuación entre el carácter productor e inyector siendo esto; (puntuación de proceso Tabla 8 + 1) / 2.

Tabla 8: Criterios entre la posición del pozo y la posibilidad de añadir puntos de inyección en la zona de petróleo, (P. Craig Smalley et al., 2020).

Puntuación	Significado
1	Existen inyectores disponibles en la zona.
0.8	Posiblemente deba crearse nuevos puntos de inyección o mediante conversión de productores.
0.5	Necesidad de completar nuevamente por la vulnerabilidad a la profundidad a la que se encuentra, o en casos de que el reservorio se necesite profundizar. Sidetracks.
0.3	La única solución es crear nuevos pozos.
0.1	Medidas extremas, remodelación significativa del campo.

❖ *Accesibilidad al fluido de inyección.*

Este punto sólo tiene valor cuando involucra la inyección de CO₂ y otros gases, donde por lo general se requieren grandes volúmenes de gas disponible para inyección. Específicamente para la inyección de CO₂ miscible e inmisible, se da por sentado que existe la fuente disponible para la operación, situación que, de no darse, no tendría sentido proponer este proceso EOR. Entonces, para este parámetro lo que se intenta evaluar es la facilidad para construir la línea que conecte la fuente con el objetivo (campo). Según (P. Craig Smalley et al., 2020) es más viable cubrir distancias $\leq 10 \text{ km}$ (ponderación de 1) que distancias $\geq 100 \text{ km}$ (ponderación de 0).

Estos lineamientos que se puntualizaron en los aspectos técnicos, se presentan en un diagrama de flujo de trabajo para una mejor interpretación que se muestra en la figura 5.

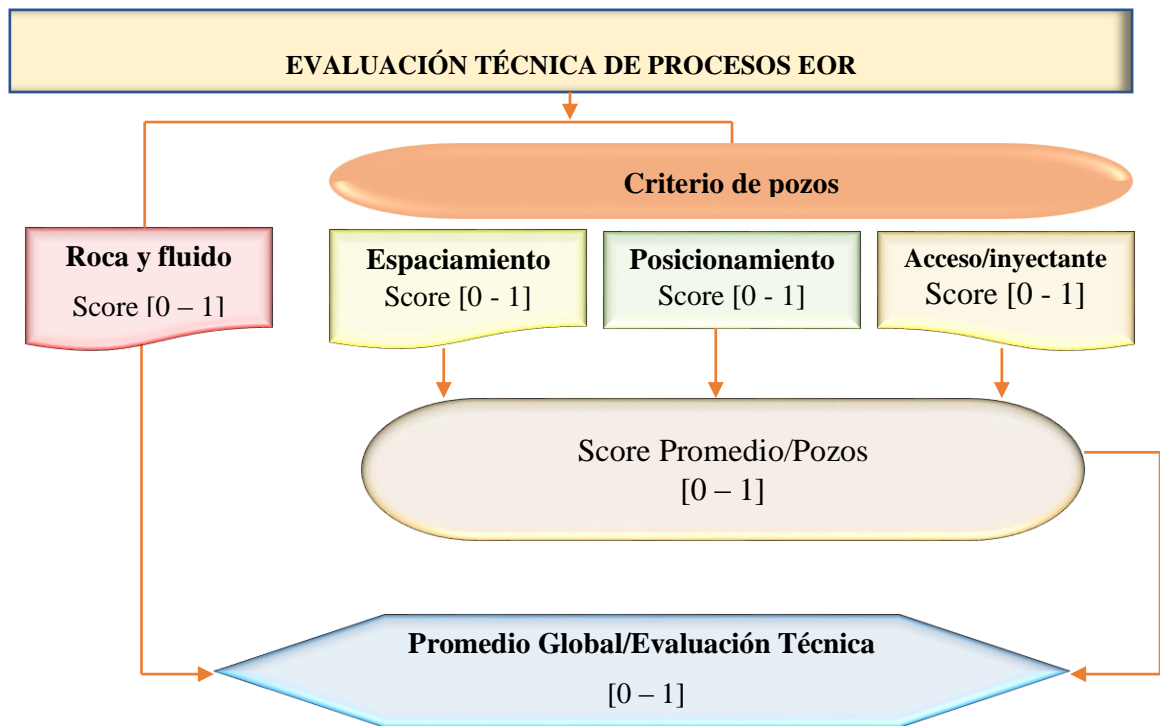


Figura 5. Flujo de trabajo de la evaluación técnica de procesos EOR.

3.3 IMPLICACIONES ECONÓMICAS EN LOS PROCESOS EOR

Pueden existir diversos modelos económicos, algunos más detallados de acuerdo a la cantidad y calidad de información. Sin embargo, el objetivo en este estudio es otorgar una evaluación simplificada y no rigurosa, una ponderación inicial antes de evaluar seriamente algún proceso EOR. En el aspecto económico existen 2 focos que sostienen la decisión de atención para seguir a una evaluación más completa, estos puntos sin importar el modelo siempre están presentes como indicadores de fuerza económica. Estos son:

- Valor Presente Neto (NPV); es el flujo de caja generalmente por año, o llamado valor del dinero en el tiempo.
- Tasa Interna de Retorno (IRR); es una cuantificación del riesgo de inversión, cuanto puedes recuperar anualmente de lo invertido.

Lo curioso es que la IRR depende del NPV, y este a su vez depende de la producción anual registrada en este caso por los procesos evaluados de EOR. Esto indica que debe realizarse una estimación de la producción de petróleo recuperado para que sea posible la estimación de los indicadores económicos. Se puntualiza que existen otros factores que entran en las consideraciones del flujo de caja como pasivos o gastos, estos son los gastos de capital por aspectos técnicos y tributarios (Capex); y gastos operativos (Opex).

3.3.1 Estimación del perfil de producción recuperado.

En base al criterio tomado sobre los comportamientos de los campos o pozos cuando son sometidos a procesos de recuperación, estimulación, etc. Siempre siguen una misma línea de respuesta (suponiendo que mejoran la producción), estas respuestas se han denominado fases, las cuales son:

- Reposo o retraso (t_r). – El tiempo que toma en responder el campo para su primer registro incremental de producción desde cuando inició el proceso EOR.
- Incremento o recuperación (t_c). - El pico de producción comienza a construirse de forma ascendente, por lo general de tendencia lineal.
- Pico de recuperación (t_p). – Acondicionado a los requerimientos del operador (hay un valor recomendable de mantener para no sobrecargar el reservorio).
- Declinación.

La figura 6, muestra una forma genérica de un perfil incremental de producción por procesos de mecanismos de recuperación mejorada.

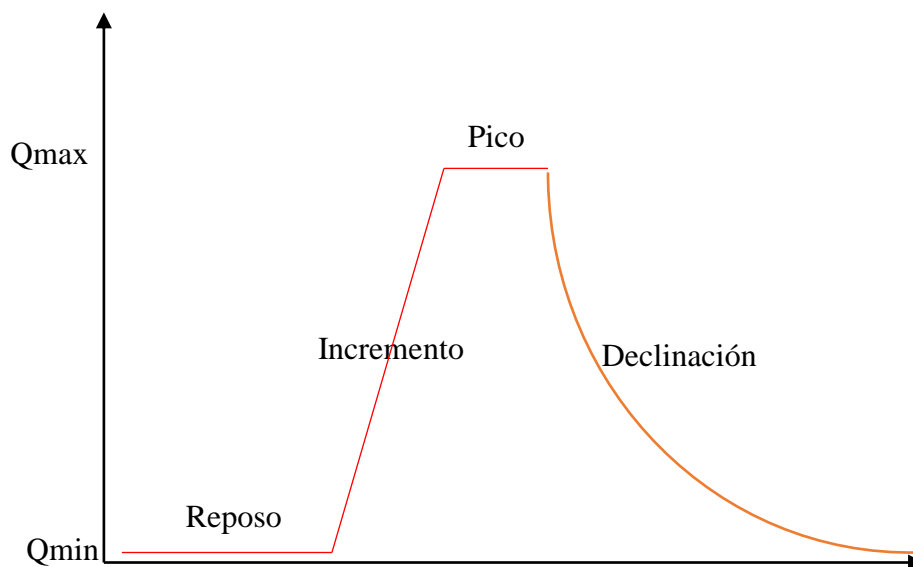


Figura 6. Forma genérica de un perfil incremental de producción por EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020)

❖ *Periodo de reposo.*

El tiempo necesario para que responda el reservorio depende de las propiedades del mismo, como la heterogeneidad, inyectividad, mojabilidad y movilidad. Analizando la información disponible de los proyectos EOR, se establece que este tiempo varía entre 0.7 – 3.5 años para procesos basados en gas y de 0.3 – 4.5 años para basados en agua, obteniendo un promedio cercano a 2.0 años para los dos tipos (P. Craig Smalley et al., 2020). Si hay la necesidad de perforar nuevos pozos, esto toma entre 1 a 2 años (valor

promedio 1.5 años) hasta completarlos (Lieskovsky & Yan, 2019), este tiempo se debe añadir a lo anterior.

❖ *Periodo de incremento.*

Este factor se relaciona nuevamente con la heterogeneidad y propiedades del fluido y obviamente con la inclusión de nuevos pozos (nuevos pozos, posiblemente mayor periodo de producción incremental). Se puede entender que el tiempo de retraso como el tiempo de incremento se relaciona conforme esos factores acondicionan su duración. Entonces existe una correlación positiva entre estos dos tiempos como lo indica (Andonyadis, 2010). Se puede tomar el tiempo de incremento como un estimado igual al tiempo de reposo.

❖ *Periodo de pico de recuperación.*

Obtener una tasa constante de recuperación es un hecho ideal y difícil que se dé en los campos tratados, aunque los procesos termales son los que mejor podrían explicar la ocurrencia de mantener el pico de producción, esto no indica que en todos ellos ocurra, por esto se asigna un tiempo de 0 para todos los procesos EOR aquí mencionados.

❖ *Periodo de declinación.*

Para el periodo de declinación la ecuación 4, fue acondicionada a los planteamientos siguientes:

- El período de declinación corresponde a una resta entre el periodo total (t) del proceso EOR y los períodos correspondientes a reposo, incremento y pico.
- La tasa inicial cuando empieza la declinación es la tasa máxima que registró el proceso.
- De acuerdo a los perfiles de incremento de producción en la literatura disponible en proyectos EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020) recomienda un valor de 0.3 en D para todos los procesos; y un valor de 0.2 para inyección miscible de CO₂ y 0.3 para el resto de métodos.

Con estas consideraciones, una mejor interpretación del comportamiento del periodo de declinación del petróleo se presenta en la figura 7.

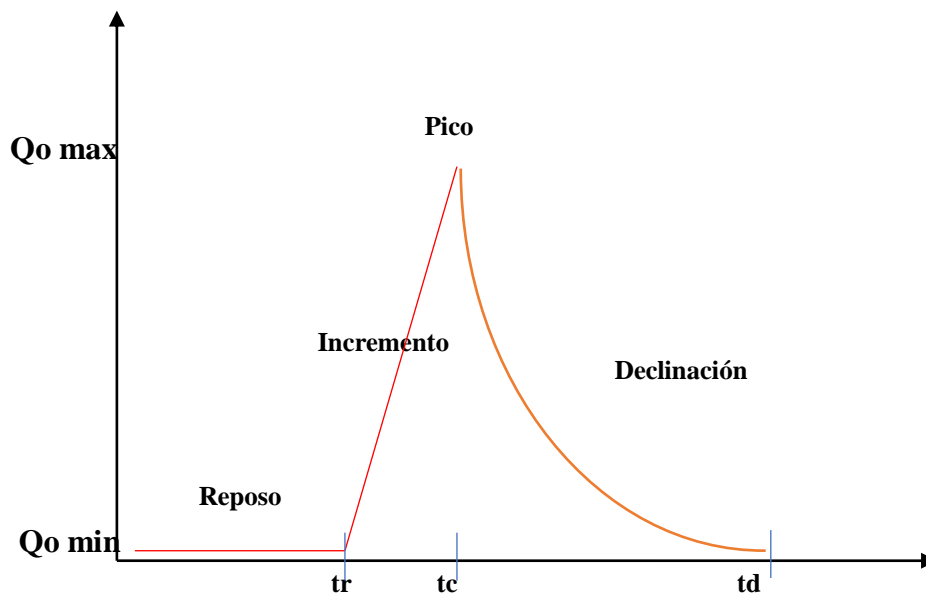


Figura 7. Modelo de perfil de la tasa de recobro, procesos EOR Forma genérica de un perfil incremental de producción por EOR, (P. Craig Smalley et al., 2020)

❖ *Estimación de la tasa máxima de petróleo recuperado.*

No existe un valor referencial que podría tomarse como tasa máxima de petróleo recuperado, esto depende de la naturaleza de los campos, pero esta variable es necesaria para trazar el perfil de recuperación. Con los datos disponibles de proyectos EOR (Koottungal et al., 2016) tomando como prioritarios los de $q_{o_{max}}$, se generó correlaciones entre esta variable y las más relevantes dependiendo del proceso (Tabla 9) obteniendo así la posibilidad de estimar la tasa máxima de petróleo recuperado.

Las correlaciones obtenidas fueron categorizadas por procesos, debido a los aspectos similares en que se desenvuelven y reduciendo así la no confiabilidad. Con estas observaciones se obtuvieron índices de correlación o confiabilidad relativamente altas y aceptables para validar la estimación de la tasa máxima de petróleo recuperado.

Tabla 9: Estimación de tasa máxima de petróleo recuperado

Proceso EOR	Correlación	Confiability
Basado en Gas (CO ₂)	$Q_{o_{max}} = -502.048 + 0.515A - 11.356k_h$	0.96
Basado en Agua (Polímero, micelar)	$Q_{o_{max}} = -84.315 - 0.075A + 9.1k_h$	0.74
TAP (termales)	$Q_{o_{max}} = -1220.072 + 4.187A + 21.011S_o$	0.91

Nota: las unidades de las variables en las correlaciones son; $Q_{o_{max}}$ [$\frac{bbl}{d}$], A [acres], k_h [md], S_o [saturación de petróleo].

3.3.2 Generación de los perfiles Capex y Opex.

Se mencionó anteriormente que el NPV depende de las variaciones en el tiempo del Capex y Opex; y obviamente estos están fuertemente relacionados con el proceso EOR evaluado, el perfil de petróleo recuperado y los períodos o tiempo total del proyecto hasta cuando sea comercialmente viable.

El perfil del Capex es influenciado por la evaluación técnica, si más operaciones se requieren para iniciar el proyecto, un Capex elevado surgirá; y esto se comprueba con el hecho de si el campo no necesita demasiadas acomodaciones de sus pozos (pozos nuevos, nuevas instalaciones, etc.) significando una puntuación cercana a 1 en el carácter técnico, por el contrario, el valor del Capex sería cercana a 0 (Alvarado & Manrique, 2010).

Se seleccionó información de proyectos termales (se está realizando un análisis rápido, no robusto, ni específico), donde se evidencia una tendencia entre el incremental de petróleo producido y el espaciamento de pozos (Figura 8); de acuerdo a un criterio

medido se puede validar que esa tendencia debería ser similar a los otros procesos de recuperación mejorada (P. Craig Smalley et al., 2020).

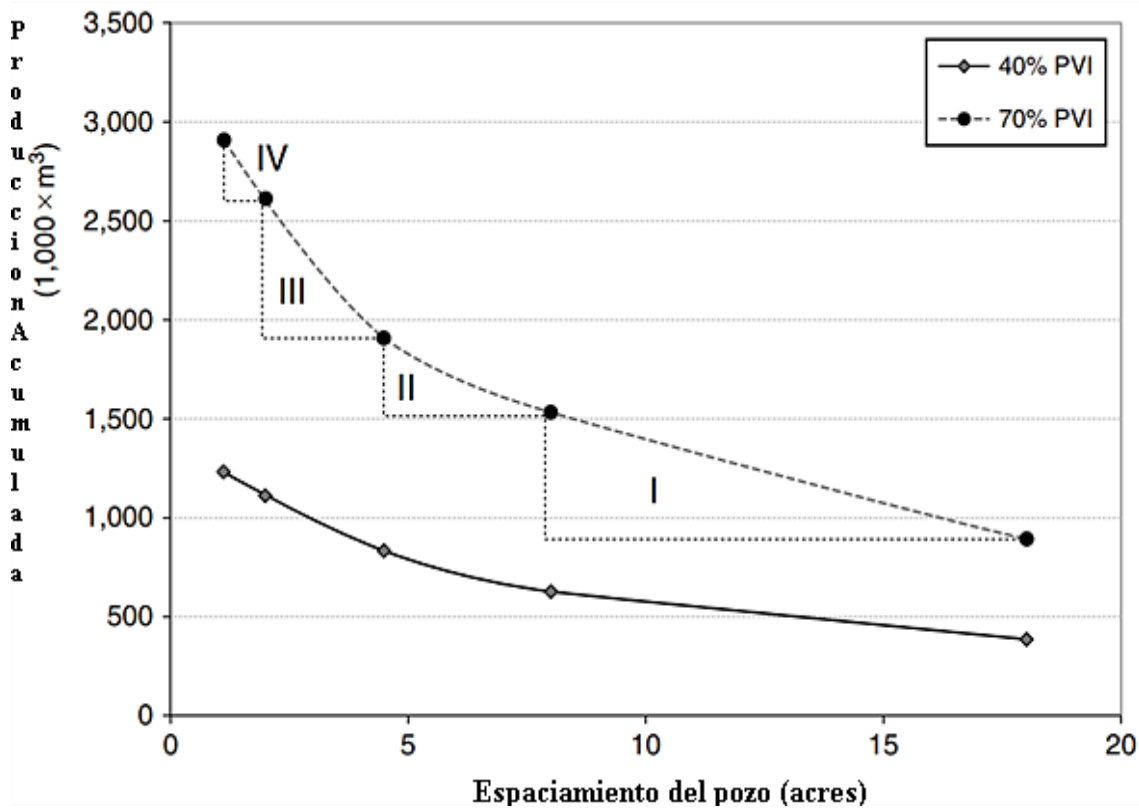


Figura 8. El impacto del espaciamiento de pozos en la producción acumulada de petróleo, (Alvarado & Manrique, 2010)

Si al incremental de petróleo recuperado se incluye la evaluación de costos por pozos requeridos (incluido los gastos para el estado operativo), esto podría dar una idea general del Capex asociado a este escenario. Se conoce valores referenciales para perforación y completación de inyectores y productores, con lo que se puede estimar gastos iniciales de capital desde diferentes precios del petróleo (Alvarado & Manrique, 2010).

Tomando la información de procesos termales (inyección de vapor), considerando un costo por pozo y diferentes precios del petróleo, se muestra una tendencia entre el costo de capital inherente a los pozos y el espaciamiento de los mismos (Figura 9), la gráfica evidencia que esa relación no está asociada a los costos con el número de pozos (Alvarado & Manrique, 2010).

Con esa tendencia, se puede proyectar una estimación a un precio actual del petróleo. Desde julio del 2021 se proyectó un valor de 67 y 69 USD para el WTI y Brent,

respectivamente. El precio actual a noviembre del mismo año es de 78 y 80 USD; y para el 2022 se pronostica en 74 y 77 USD (Preciopetroleo.net, 2021). De acuerdo a nuestro juicio conservador, se consideró un precio general de 70 USD.

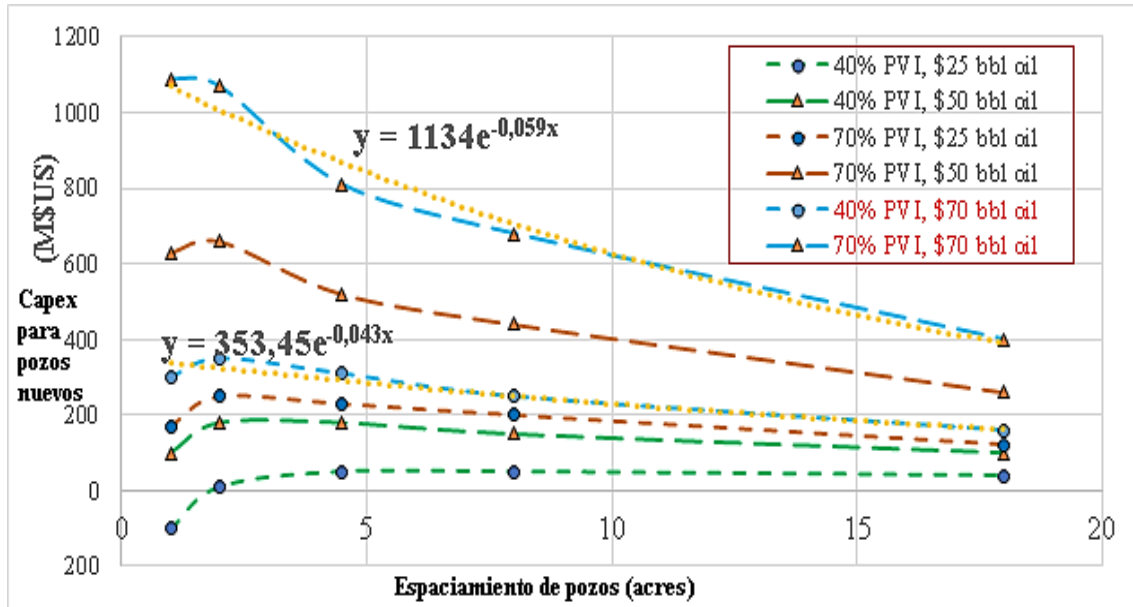


Figura 9. El impacto de costos por nuevos pozos asociado al incremental de petróleo recuperado

3.4 IMPLICACIONES AMBIENTALES EN LOS PROCESOS EOR

Los aspectos ambientales están considerados en todo tipo de actividad especialmente los de operación de campo. Los siguientes elementos y procesos son comunes en todos los métodos EOR: un fluido de recuperación; un sistema de inyección; procesamiento de superficies; y eliminación de materiales usados (Rosal et al., 2014).

Los procesos y los materiales utilizados dentro de los límites del sistema no representan una amenaza para el medio ambiente (Moreno et al., 2014). Los problemas ambientales surgen solo cuando se permite que los materiales escapen. Los siguientes mecánicos pueden ser responsables de tal escape:

- 1) Derrames de tránsito: derrames que pueden ocurrir cuando el material se prepara o se transporta al sitio de campo.

- 2) Derrames en el sitio: derrames que pueden ocurrir en el sitio de campo desde líneas de superficie y / o instalaciones de almacenamiento.
- 3) Falla del sistema del pozo: escape de materiales que puede ocurrir por falla de la inyección o del pozo productor debido a fugas o canalizaciones en el revestimiento.
- 4) Migración del reservorio: el fluido puede migrar fuera de los límites de confinamiento de un reservorio a través de fracturas o a través de un pozo que interconecta los reservorios.
- 5) Operaciones: los efectos causados por las actividades de rutina y por las instalaciones y actividades de apoyo asociadas con la producción de EOR. Para determinar los problemas ambientales durante las operaciones, se debe considerar el efecto de cada uno de los siguientes: eliminación del material gastado; consumo de recursos naturales asociados al sitio; emisiones de descarga; emisiones fugitivas; y esfuerzos de suministro y soporte fuera del sitio.

Empleando una puntuación similar a (P. Craig Smalley et al., 2020) para categorizar la importancia, se empleó un modelo matricial simple para comparar la importancia relativa de los impactos ambientales de derrames, fallas de pozos, fugas de yacimientos y operaciones de métodos EOR térmicos, miscibles y químicos en cada una de las cuatro categorías de afectación (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).

La matriz refleja una evaluación subjetiva y una clasificación relativa de la importancia de los impactos potenciales desde insignificantes o inexistentes (1) hasta potencialmente significativos (4). Los valores asignados en la Tabla 10 son comparables solo cuando se aplican a un proceso EOR específico y a un componente ambiental como el térmico y el aire; se relaciona con los peligros potenciales de cada proyecto de EOR por área fisiográfica.

Tabla 10: Matriz de evaluación del potencial relativo para impactos medio ambientales para EOR,
 (“Enhanced Oil Recovery Potential in the United States,” 1978).

Proceso EOR	Efecto del proceso	Aire	Agua	Suelo	Biota
Termal	Derrames	2	2	1	1
Vapor	Falla de pozo	2	2	1	1
In Situ	Filtración en reservorio	2	2	1	1
Agua caliente	Operacional	3	4	1	4
Gas	Derrames	2	1	1	1
CO2	Falla de pozo	2	2	1	2
HC	Filtración en reservorio	1	2	1	1
	Operacional	3	3	2	3
Químico	Derrames	1	3	1	3
Polímero	Falla de pozo	1	2	1	2
SP	Filtración en reservorio	1	2	1	2
	Operacional	2	4	2	4

Para la ponderación del impacto ambiental en este trabajo, se tomó a consideración la parte operacional. Se obtiene un promedio (entre 1 y 4) y este se puntúa entre (0-1) siendo 0 cuando alcance el promedio de 4. Vale recordar que la puntuación mientras más cercana a 1, es favorable.

3.5 ALGORITMO DE EVALUACIÓN EORA (Evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo)

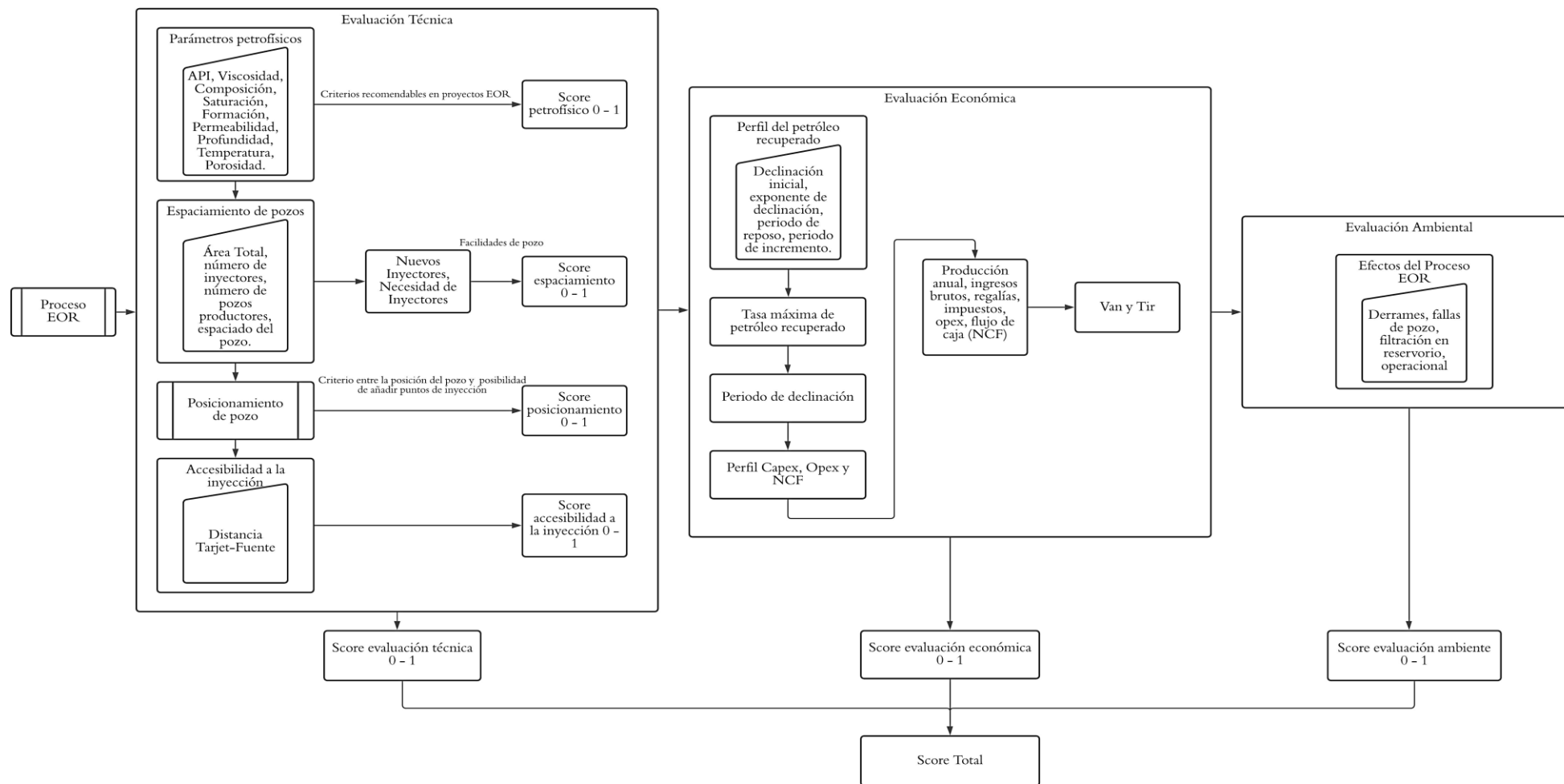


Figura 10. Algoritmo EORA (Evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo).

3.6 DISEÑO DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL EORA (EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO)

La aplicación EORA (evaluación de mecanismos de recuperación mejorada del petróleo) se desarrolló mediante el lenguaje de programación Python, el mismo que es de código abierto y permitió la conexión con el gestor de base de datos MariaDB (Casado et al., 2022)

EORA posee un sistema de seguridad para el ingreso a la aplicación y manipulación de datos, es decir un usuario y una contraseña de ingreso para administrar la seguridad de la información (Figura 11). Proporciona una interfaz gráfica amigable distribuida en cuatro módulos principales, que se desarrollaron mediante los parámetros de evaluación de mecanismos EOR, entre los módulos principales tenemos: datos de campo, evaluación técnica, evaluación económica y evaluación ambiental (Figura 12).

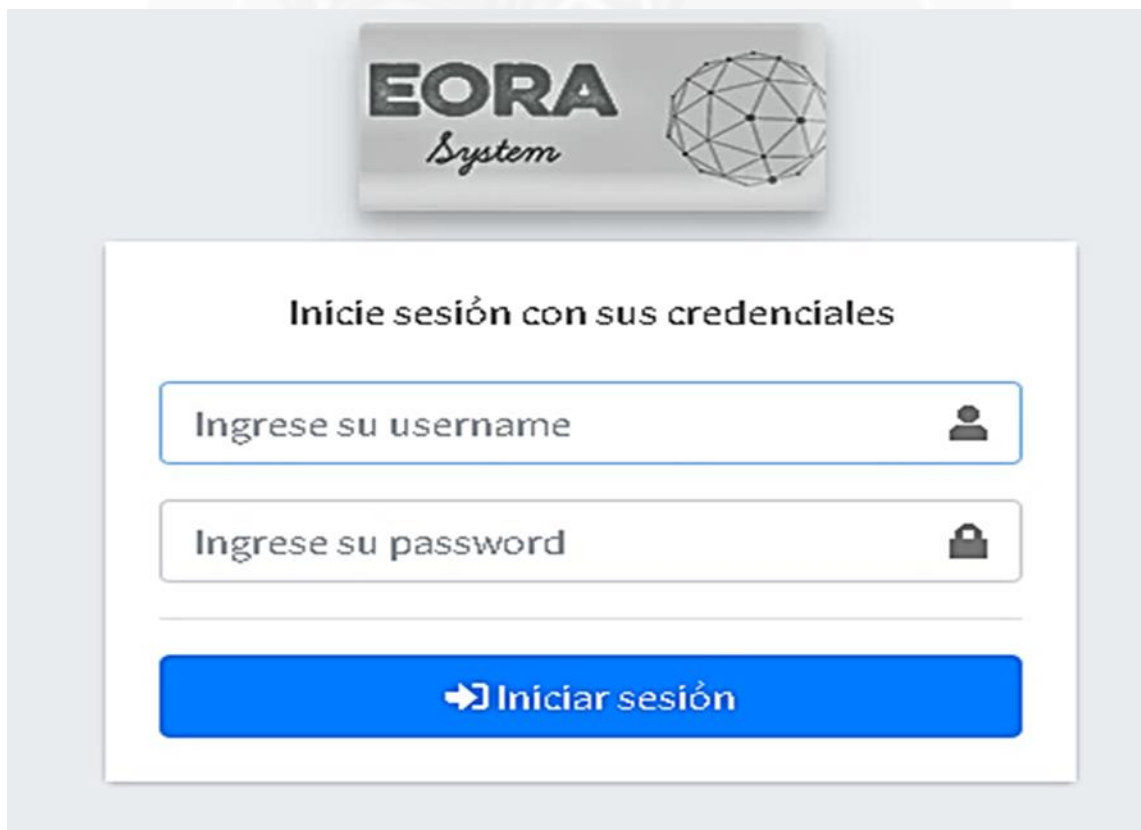


Figura 11. Módulo de seguridad para el ingreso a la aplicación EORA

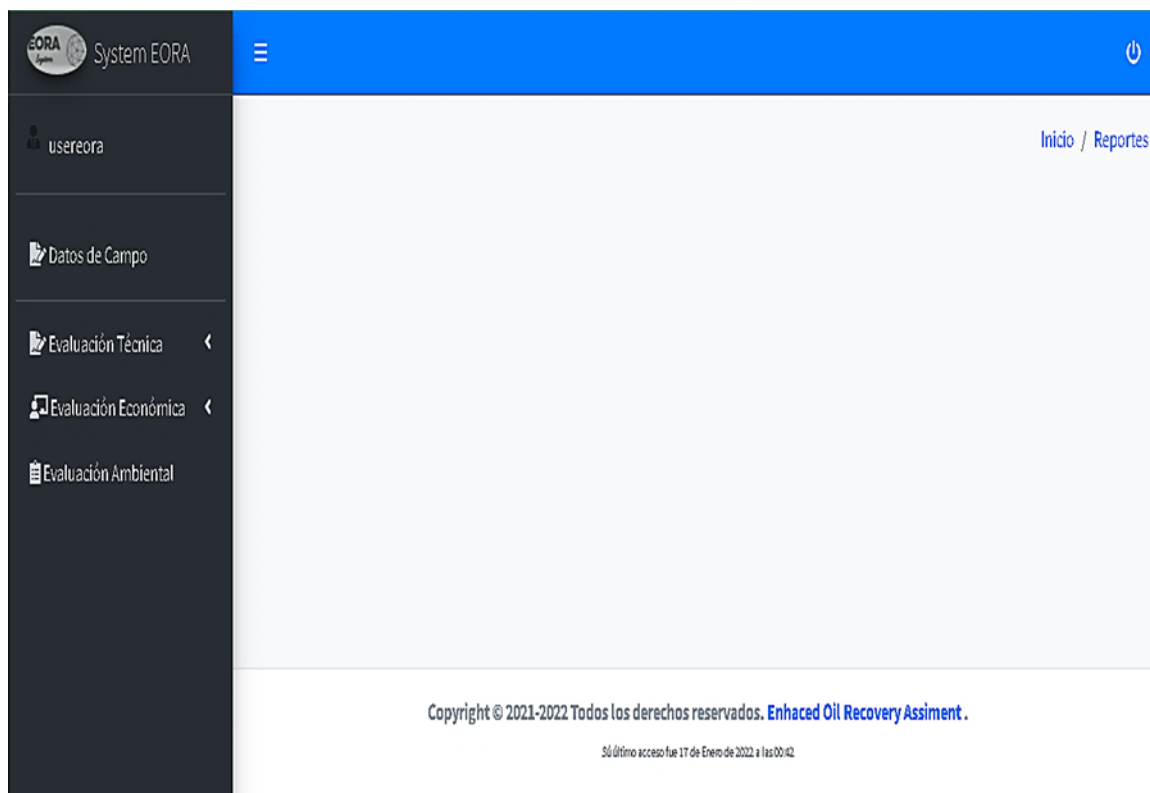


Figura 12. Interfaz gráfica de EORA.

❖ *Módulo datos de campo*

El módulo datos de campo permite al usuario el ingreso y la actualización de datos tales como nombre del campo, número y nombre de pozos, país, provincia, zona, perforaciones, fecha y código de evaluación (Figura 13).

The image shows the 'Módulo datos de campo' (Field Data Module) interface. The sidebar menu is the same as in Figure 12, but the 'Datos de Campo' item is highlighted. The main content area has a blue header with a plus icon and the text 'Registros de Campos'. Below this, there are several input fields: 'Nombre de Campo:' with a placeholder 'Ingrese Nombre de Campo'; 'Números de Pozos:' with a placeholder '0'; 'Nombres de Pozos:' with a placeholder 'Pozo1, pozo2, pozo3, etc...'; 'País:' with a placeholder 'Ingrese País'; 'Provincia/Estado:' with a placeholder 'Ingrese Provincia/Estado'; and 'Zona:' with a placeholder 'Ingrese Zona'.

Figura 13. Módulo datos de campo.

❖ *Módulo de evaluación técnica*

El módulo de evaluación técnica posee dos componentes, parámetros petrofísicos y criterio de pozos. Parámetros petrofísicos nos permite ingresar las características petrofísicas del campo, entre estas tenemos gravedad Api, viscosidad, composición, saturación, formación, permeabilidad, temperatura, entre otras. Este módulo dispone de seis procesos EOR presentados en la tabla 4. Además, tiene validaciones en cada una de las cajas de texto para el ingreso de los datos y permite calcular un score parcial por propiedad (Figura 14).

+ Parámetros Petrofísicos
×

Proceso EOR:

.....

🧮 Calcular

💾 Guardar Registro

Gravedad API:

Ingrese Gravedad Api

Viscosidad:

Ingrese Viscosidad {cP}

Composición:

Ingrese Composición

Saturación:

Ingrese Saturación

Formación:

N/S

Permeabilidad:

Ingrese Permeabilidad {mD}

Profundidad:

Ingrese Profundidad {ft}

Temperatura :

Ingrese Temperatura {°F}

Espesor:

Ingrese Espesor {ft}

Porosidad:

Ingrese Porosidad

Saturación Inicial:

Ingrese Saturación Inicia

Factor Volumetrico Inicial:

Ingrese Factor Volumetri

☰ Score Parámetros Petrofísicos

	Gravedad API	Viscosidad	Composición	Saturación	Formación	Permeabilidad
+	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 14. Módulo parámetros petrofísicos.

Por otro lado, el componente criterio de pozos tiene tres procesos que se utilizan para calcular el score total de la evaluación técnica. Entre los procesos tenemos:

- Espaciamiento de pozos
- Posicionamiento de pozos
- Accesibilidad a la inyección

Para estos tres procesos de criterios de pozos, la aplicación permite elegir el proceso EOR, ingresa datos de área, número de pozos productores, número de inyectores y espaciado del pozo. Las figuras 15, 16, 17 muestran la interfaz de los procesos correspondientes a criterio de pozos con sus respectivos scores parciales.

🏠 Espaciamiento de Pozo

Campo:

Ingrese una descripción
▼

Proceso EDR:

▼

Espaciado:

Espaciado del Pozo Objetivo (Km)

Área:

- Ingrese el área total del pozo
Km2
+

Inyectores:

- Ingrese número de inyectores
+

Productores:

- Ingrese el número de pozo productore.
+

Resultado

Nuevos Inyectores:

Nuevos Inyectores

Necesidad de Inyectores:

Necesidad de Inyectores

Facilidades de Pozos:

▼

🏠 Score

📊 Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EDR	Score

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhanced Oil Recovery Assiment](#).

Sú última acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Figura 15. Proceso espaciamiento de pozos.

Posicionamiento de Pozo

Campo:
 Ingrese una descripción

Proceso EOR: **Puntuación:**

Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EOR	Score
-----	-------	-------------	-------

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Só último acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Figura 16. Proceso posicionamiento de pozos.

Accesibilidad a la Inyección

Campo:
 Ingrese una descripción

Proceso EOR:
 Ingrese una descripción

Distancia:
 - 0 +

Score Accesibilidad de Inyección

Score Misible:
 Score Misible

Score Imisible:
 Score Imisible
 Score

Guardar Registro

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Só último acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Figura 17. Proceso accesibilidad a la inyección.

❖ **Módulo de evaluación económica**

El módulo de evaluación económica está formado por dos componentes, la estimación de recobro y el perfil de petróleo recuperado. La estimación de recobro se encarga de calcular y presentar el POES, en base a este valor se realizan las estimaciones económicas según los procesos EOR (Figura18). En cuanto al componente perfil de recobro, se calcula y se presenta el periodo de declinación y duración del proyecto, bajo las estimaciones de recobro y la tasa máxima de petróleo recuperado (Figura 19).

[Inicio](#) / [Estimación Recobro](#)

Estimación de Recobro

Campo: ▼ **POES:** BBL

Resultado

#	Proceso de Recobro	Water Flooding			
		(Np, bbl)	Bajo (Np, bbl)	Medio (Np, bbl)	Alto (Np, bbl)
1.	CO2 Misible	0.0	0.0	0.0	0.0
2.	CO2 Inmisible	0.0	0.0	0.0	0.0
3.	Polimero	0.0	0.0	0.0	0.0
4.	Micelar (S/P)	0.0	0.0	0.0	0.0
5.	Vapor	0.0	0.0	0.0	0.0
6.	Combustión	0.0	0.0	0.0	0.0

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhanced Oil Recovery Assiment](#) .

Sú último acceso fue 18 de Enero de 2022 a las 05:25

Figura 18. Proceso accesibilidad a la inyección.

Perfil de Producción de Petróleo Recuperado

Campo:

Proceso EOR:

Declaracion Inicial:

Exponente de Declaración:

Periodo de Pozo:

Periodo de Incremento:

Taza Máxima de Petróleo Recuperaado:

Resultado				Periodo de Declinación (años)			Duración Proyectos (años)		
#	Proceso EOR	Periodo de Reposo (años)	Periodo de Incremento(años)	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
1.	Basado en Gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.	Basado en Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.	Basado en Tap Termal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).
 SÚ último acceso fue 18 de Enero de 2022 a las 05:35

Figura 19. Proceso accesibilidad a la inyección.

❖ *Módulo de evaluación ambiental*

El módulo de evaluación ambiental ofrece una interfaz gráfica que selecciona procesos EOR, con sus efectos de contaminación, tales como derrames, fallas de pozo, filtración en

reservorio. Permite evaluar las afectaciones al aire, agua, suelo, biota, determinando el impacto potencialmente significativo o impacto insignificante (Figura 20).

✍
Evaluación Ambiental

Campo:

Proceso EOR:

.....

Efecto del Proceso:

Aire:

Agua:

Suelo:

Biota:

{4} Impacto Potencialmente Significativo

{3} Impacto Medianamente Significativo

{2} Impacto Significativo

{1} Impacto Insignificante

Evaluación Ambiental

Nro	Proceso EOR	Score Parcial

Score promedio Basado en Gas
0

Score Total Basado en Gas
0

Score promedio Basado en Agua
0

Score Total Basado en Agua
0

Score promedio Basado en Tap Termales
0

Score Total Basado en Tap Termales
0

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhanced Oil Recovery Assiment](#) .

Sú último acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Figura 20. Módulo de evaluación ambiental.

Finalmente, la aplicación EORA muestra reportes de scores dependiendo del tipo de evaluación, de tal manera que ofrece al usuario información almacenada en el sistema de los diferentes procesos scores en diferentes campos petrolíferos. Las figuras 21, 22, 23 y 24 presentan reportes relacionados a los diferentes procesos que se realizaron en EORA.

+ Parametros Petrofísicos

Campo: LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1 ✕ +

+ Proceso EOR

+ Score Proceco EOR

Nro	Proceso EOR	Campo	Score
1	Inyección Misible CO2	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.25
2	Inyección Imisible CO2	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.10
3	Químicos Polímero	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.11
4	Químicos Micelar (S/P)	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.25
5	Térmicos Vapor	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.14
6	Térmicos Combustión	LAgo Agrio Hs Ecuador / LA1	0.16

Figura 21. Reporte parámetro petrofísico.

Q Listado de Campo

Mostrar registros

Nro	Campo	Total de Pozos	Pozos	Opciones
1	LAgo Agrio Hs	3	LA-01,LA-05,LA-07	
2	Lago Agrio Hi	4	LA09, LA010, LA011, LA012	
3	Guanta Dureno	3	GD-03, GD-06, GD-05	
4	Guanta Dureno Ti	2	GD20, GD25	
5	Parahuacu	3	PA-005, PA-008, PA-009	
6	Parahuacu Ui	2	PA-08, PA-10,PA-11	
7	campopurbea	1	4p	

Figura 22. Reporte de datos de campos.

 Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EOR	Score
1	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Gas	0.90
2	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Agua	0.90
3	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Tap Termales	0.90

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Sú último acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Figura 23. Reporte de espaciamento de pozo.

 Resultado Evaluación Técnica

Basado	Proceso EOR	Score
Basado en Gas	Inyección Misible CO2	0.10
Basado en Gas	Inyección Imisible CO2	0.04
Basado en agua	Químicos Polímero	0.05
Basado en agua	Químicos Micelar (S/P)	0.10
TAP (termales)	Térmicos Vapor	0.06
TAP (termales)	Térmicos Combustión	0.07

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Sú último acceso fue 17 de Enero de 2022 a las 00:42

Activar Windows
Ve a Configuración para activar Windows.

Figura 24. Reporte de evaluación técnica.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA PARA EL FLUJO DE TRABAJO

Como se detalló en el capítulo anterior, la metodología de la investigación incorpora información técnica, valoración económica y ambiental a diferencia de las tradicionales que sólo manejan datos petrofísicos. Bajo estas circunstancias, se presentan los datos de ingreso sometidos a validación.

Tabla 11. Parámetros de entrada para validación, (Andrade Díaz, 2017; Borja Santamaría & Escorza Cóndor, 2017; Plúa Plúa & Rivas Segura, 2018; Romo Peláez, 2018; Sánchez Martínez, 2018; Usiña Ortega, 2018)

	Campo	Lago Agrio	Guanta-Dureno	Parahuacu
Petrofísica	Nombre Arena	Hollín Superior (Hs)	Ui	Ti
	API	26.55	29.6	32.3
	Viscosidad μ (cP)	3.77	1.72	1.14
	Composición	C1-C7	C1-C7	C1-C7
	Saturación inicial S_o	0.6929	0.729	0.835
	Formación	Arenisca	Arenisca	Arenisca
	Permeabilidad K (md)	310	225	410
	Profundidad (ft)	8716	8716	8826
	Temperatura	205	200	222
	Espesor (ft)	18	37.51	33.50
Técnica	Porosidad \emptyset	12.62	24.07	17.0
	Factor volumétrico $B_o i$	1.18	2.46	1.28
	Área (km ²)	49.5	18.9	18
	N° productores	20	24	14
	N° inyectores	2	2	0

4.2 PUNTUACIONES PARCIALES DEL ALGORITMO EORA

En la metodología se explicó que el score global (G) generado se origina de tres puntuaciones parciales, englobando el estudio de las secciones; técnica (T), económica (E) y ambiental (A). A continuación, se presenta el resumen de puntuaciones obtenidas desde el algoritmo, considerando un entorno pesimista o bajo de recobro (Ver Tabla 2):

Tabla 12. Puntuaciones parciales obtenidas desde la evaluación del campo Lago Agrio.

Proceso EOR	Principal fluido	Lago Agrio			
		Hollín superior (Hs)			
		T	E	A	G
Inyección miscible	CO ₂	0.669	1.000	0.533	0.73
Inyección inmisible	CO ₂	0.634	1.000	0.533	0.72
	Polímero	0.693	1.000	0.571	0.75
	Químicos				
	Micelar (S/P)	0.688	0.000	0.571	0.42
	Vapor	0.685	0.500	0.500	0.56
Térmicos					
	Combustión	0.695	0.500	0.500	0.57

Tabla 13. Puntuaciones parciales obtenidas en la evaluación del Campo Guanta-Dureno.

Proceso EOR	Principal fluido	Guanta-Dureno				
		Ui				
		T	E	A	G	
Inyección miscible	CO ₂	0.6	1.000	0.533	0.71	
Inyección inmisible	CO ₂	0.54	1.000	0.533	0.69	
	Químicos	Polímero	0.56	1.000	0.571	0.71
		Micelar (S/P)	0.55	0.000	0.571	0.37
Térmicos		Vapor	0.55	0.500	0.500	0.52
		Combustión	0.58	0.500	0.500	0.53

Tabla 14. Puntuaciones parciales obtenidas en la evaluación del Campo Parahuacu.

Proceso EOR	Principal fluido	Parahuacu				
		Ti				
		T	E	A	G	
Inyección miscible	CO ₂	0.59	1.0	0.533	0.71	
Inyección inmisible	CO ₂	0.52	1.0	0.533	0.68	
Químicos		Polímero	0.54	1.0	0.571	0.70
		Micelar (S/P)	0.55	0.0	0.571	0.37
Térmicos		Vapor	0.54	0.5	0.500	0.51
		Combustión	0.59	0.5	0.500	0.53

4.3 ANÁLISIS DE VALIDACIÓN DE LAS PUNTUACIONES DEL ALGORITMO EORA

La puntuación global del algoritmo propuesto (AG) se compara con los obtenidos por otras aplicaciones (Romo Peláez, 2018); como el Eor Detect de la Universidad Central del Ecuador (E1) y por el software EOR GUI (E2) de uso comercial.

El análisis se basó en considerar tres puntuaciones más altas en los diversos sistemas, y se observó una similitud de elección en los procesos EOR mejor calificados para una posible evaluación más profunda (simulación numérica o escala) o talvez de un plan piloto de desarrollo. La similitud se logra con el sistema E1 y parcialmente con el software E2.

Hay que puntualizar como se pudo mostrar en los scores obtenidos por el algoritmo, ninguno llega a la puntuación ideal 1.0 debido a que la metodología obliga a una puntuación más conservadora y se deja en claro que los scores de las otras dos aplicaciones (E1 y E2) son únicamente de variables petrofísicas. El hecho de que E1 y E2 sean scores netamente petrofísicos hace que su puntuación sea mayor además que el método de cálculo es diferente al que se empleó en nuestra sección petrofísica.

De acuerdo a las Tabla 12, 13 y 14 se muestra que los campos evaluados según EORA, con mejor pronóstico de desempeño en procesos EOR son: inyección miscible (CO₂), inyección inmisible (CO₂) e Inyección de polímeros.

En la evaluación de la arena Hs del campo Lago Agrio (Tabla 15), las otras aplicaciones calificaron a la inyección inmisible de CO₂ como el mejor proceso, esto tiene sentido porque experimental y teóricamente es el mejor proceso si se cumple ciertos criterios; entre ellos el más importante, la disponibilidad de una fuente de suministro de CO₂. Este criterio es parte del estudio de evaluación en la sección técnica y en las cercanías de este campo según nuestro conocimiento, no hay una fuente de CO₂ disponible, aun así, se asignó una valoración de 0.5 para la disponibilidad de la fuente ya que podría planificarse una y de todas maneras su puntuación global fue alta. Estas consideraciones influenciaron en la reducción del score del algoritmo porque probablemente hubiera sido mayor y estaría a la par con las puntuaciones de E1 y E2. Este enfoque se planteó para la arena Ui

del campo Guanta-Dureno y arena Ti del campo Parahuacu, debido a que, sus ubicaciones son próximas una de la otra y al campo Lago Agrio, y no existe una fuente de CO₂ disponible.

Una situación más que se analizó es que estos tres campos forman parte de una misma cuenca, las dos únicas variables que hacen diferencia importante son el área y espesor, pero las demás variables especialmente petrofísicas se mantienen en un rango similar lo que originó que se obtuvieran los mismos procesos mejor calificados en estas arenas.

Para la arena Hs del campo Lago Agrio, según el algoritmo EORA, el proceso más aplicable es la inyección de polímero, segundo la inyección miscible y tercero la inyección inmisible. En la arena Ui del campo Guanta-Dureno; la primera opción está entre polímero e inyección miscible y como tercera inyección inmisible. Y en la arena Ti del campo Parahuacu, como mejor calificado la inyección miscible, segundo la inyección de polímero y tercero la inyección inmisible.

Ya se explicó que un proceso inmisible teóricamente es uno de los mejores, así mismo el segundo teóricamente es la inyección miscible; y una de las mejores puntuaciones en esta evaluación fue otorgada por un proceso de inyección de polímeros, esto puede ser explicado por uno de los parámetros como el API (Tabla 1) cuyos valores están en el rango ideal para un proceso como ese, otros son la viscosidad y profundidad que influenciaron fuertemente en el pronóstico de una inyección de polímero.

Tabla 15. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Lago Agrio Arena Hollín Superior (Hs).

Proceso EOR	Principal fluido	Lago Agrio		
		Hollín superior (Hs)		
		AG	E1	E2
Inyección miscible	CO ₂	0.73	0.92	0.56
Inyección Inmiscible	CO ₂	0.72	1.03	1.00
Químicos	Polímero	0.75	0.92	0.60
	Micelar (S/P)	0.42	0.83	0.73
Térmicos	Vapor	0.56	0.75	0.70
	Combustión	0.57	0.89	0.83

Tabla 16. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Guanta-Dureno Arena Ui

Proceso EOR	Principal fluido	Guanta-Dureno		
		Ui		
		AG	E1	E2
Inyección miscible	CO ₂	0.71	0.92	0.83
Inyección Inmiscible	CO ₂	0.69	1.02	1.00
Químicos	Polímero	0.71	0.81	0.60
	Micelar (S/P)	0.37	0.72	0.73
Térmicos	Vapor	0.52	0.75	0.70
	Combustión	0.53	0.89	0.83

Tabla 17. Valoraciones de procesos EOR en diferentes sistemas de evaluación, Campo Parahuacu Arena Ti.

Proceso EOR	Principal fluido	Parahuacu		
		Ti		
		AG	E1	E2
Inyección miscible	CO ₂	0.71	0.94	0.67
Inyección Inmiscible	CO ₂	0.68	1.03	1.00
Químicos	Polímero	0.70	0.92	0.50
	Micelar (S/P)	0.37	0.83	0.73
Térmicos	Vapor	0.51	0.75	0.70
	Combustión	0.53	0.89	0.75

4.4 ANÁLISIS DE LAS CONSIDERACIONES ECONÓMICAS, EORA

Hasta ahora no se ha explicado que conlleva el score económico (EC) obtenido por el algoritmo, a pesar de que se basa en presunciones teóricas como el perfil de recuperación expuesto en las Tabla 6, 7, 8 y 9. De todas formas, estas valoraciones económicas fortalecen la función principal de este algoritmo y reduce el error, así como también, involucra un sistema mejor construido para la evaluación preliminar de procesos EOR.

A continuación, se resumen las variables económicas (score económico EC) obtenidas como; período de declinación (PD, en años), el valor actual neto (VAN) en MMUSD al 7% y su score si cumple que es mayor a 0 (Svan), la tasa interna de retorno en % (TIR) y su score si supera el 7% (Stir) y posteriormente se comentará los resultados.

Tabla 18. Valoraciones económicas Arena Hollín superior (Hs) Campo Lago Agrio

Proceso EOR	Principal fluido	Lago Agrio					
		Hollín superior (Hs)					
		PD	VAN	Svan	TIR	Stir	EC
Inyección miscible	CO ₂	2.89	126.2 3	1.00	30	1.00	1.00
Inyección Inmiscible	CO ₂	0.52	79.95	1.00	23	1.00	1.00
Químicos	Polímero	3.00	98.22	1.00	25	1.00	1.00
	Micelar (S/P)	32.00		0.00		0.00	0.00
Térmicos	Vapor	0.67	20.74	1.00	-5	0.00	0.50
	Combustión	0.67	20.74	1.00	-5	0.00	0.50

Tabla 19. Valoraciones económicas Arena Ui Campo Guanta-Dureno.

Proceso EOR	Principal fluido	Guanta-Dureno					
		Ui					
		PD	VAN	Svan	TIR	Stir	EC
Inyección miscible	CO ₂	7.00	82.65	1.00	20	1.00	1.00
Inyección Inmiscible	CO ₂	1.46	55.67	1.00	14	1.00	1.00
Químicos	Polímero	2.30	74.21	1.00	19	1.00	1.00
	Micelar (S/P)	44.00		0.00		0.00	0.00
Térmicos	Vapor	5.69	5.23	1.00	< 0	0.00	0.50
	Combustión	5.69	5.23	1.00	< 0	0.00	0.50

Tabla 20. Valoraciones económicas Arena Ti Campo Parahuacu.

Proceso EOR	Principal fluido	Parahuacu					
		Ti					
		PD	VAN	Svan	TIR	Stir	EC
Inyección miscible	CO ₂	7.41	112.8 5	1.00	26	1.00	1.00
Inyección Inmiscible	CO ₂	1.51	76.69	1.00	21	1.00	1.00
Químicos	Polímero	5.22	91.70	1.00	22	1.00	1.00
	Micelar (S/P)	25.43		0.00		0.00	0.00
Térmicos	Vapor	2.87	16.57	1.00	< 0	0.00	0.50
	Combustión	2.87	16.57	1.00	< 0	0.00	0.50

Los scores parciales del VAN y TIR se asumieron 1.0 si se cumplían que superaban el 0 y mayor a 7%, respectivamente. Estas condiciones eran las mínimas para ser económicas aceptables y recordando que se evaluó un perfil bajo de recuperación, es decir un pronóstico pesimista. Los procesos termales entregaron una tasa interna de retorno negativa, lo cual indicaría no ser factibles, y lo que ocasiona un score global (G) bajo. El proceso micelar por presentar un perfil de recuperación mayor a los otros procesos (Tabla 5) es la razón por la que es un elevado período de declinación, pero aun así es irregular pensar que técnicamente sea posible, es por esto que se descarta este proceso considerado irreal y automáticamente su score económico es 0.

Para la arena Hs del campo Lago Agrio, el proceso de inyección miscible se pronostica una tasa de retorno del 30% a diferencia de la inyección inmisible y de polímero con 25 y 23 %, respectivamente. Esto podría dar una ligera ventaja que pueda ser considerado. En la arena Ui del campo Guanta-Dureno y Parahuacu, ocurre algo similar a lo expuesto anteriormente.

4.5 VALIDACIÓN ALGORITMO EORA

Los resultados generados por la aplicación determinan una relación fuerte con los datos iniciales del campo para la evaluación de los mecanismos de recuperación mejorada. Esta relación se mide mediante el coeficiente de correlación. Los resultados de la aplicación se evalúan con una significancia del 95%, de esta forma se determina el nivel de confianza del algoritmo en un 89,87% (Zhang et al., 2020) (Escandón et al., 2021).

Tabla 21: Nivel de confianza de EORA, (Escandón et al., 2021)

Medidas estadísticas	Resultados
Desviación estándar	0,024
Significancia	0,95
Intervalo de confianza	0,006
Confianza	89,87%

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Se concluye que el pronóstico es confiable, dado que al comparar las tres mejores selecciones de los procesos de recuperación mejorada de petróleo en los campos de estudio, con el algoritmo EORA y otras aplicaciones informáticas, todas las aplicaciones coinciden con los mismos procesos de recuperación mejorada. Utilizando EORA los scores son menores a 1.00, debido a que se involucró más parámetros de influencia en el entorno para una predicción conservadora pero más alineada a la realidad de estos procesos.

Para las arenas Hs, Ui, Ti de los campos Lago Agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu, los procesos pronosticados para mejor aplicabilidad respectivamente: Inyección Miscible (CO₂), Inyección de polímeros, Inyección Inmiscible (CO₂); cuyo orden además del score global fue decidido con las valoraciones del TIR y el VAN. Esto indica que este tipo de consideraciones indudablemente deben estar como parte de herramientas de screening rápido para procesos de EOR.

Los indicadores ambientales se basaron en una matriz de impacto, su influencia fue establecida en un entorno en tierra y el grado de daño que puede significar estos procesos EOR, donde no interviene ninguno de los parámetros petrofísicos, valoración de pozos y económicos; es decir es una valoración técnica-ambiental, por lo tanto, se obtuvo un score ambiental por cada tipo de proceso.

Una puntuación de sólo parámetros petrofísicos representa la tercera parte de un pronóstico de screening como lo expuesto en la aplicación Eor Detect y Eor Gui, esto explica puntuaciones más elevadas y cercanas al 100%. Para reducir el error o plantear un entorno realista se debe incluir indicadores influyentes del criterio económico y ambiental.

El algoritmo EORA es un algoritmo computacional que evalúa procesos EOR de diferentes campos petrolíferos, que se diferencia de los demás al tomar en cuenta parámetros ambientales. Tiene una base de datos que almacena grandes cantidades de información que servirá para la toma de decisiones en la aplicabilidad de proyectos EOR futuros.

5.2 RECOMENDACIONES

Se construyó el algoritmo tratando de abarcar varios aspectos: técnicos como evaluación petrofísica, espaciamiento, posicionamiento y facilidad de pozos; económicos como: periodo de declinación, VAN y TIR; y ambientales. A pesar de que la puntuación global se vea bastante robusta, es una preevaluación cuya puntuación no es 100% verídica, que por lo general se somete a simulaciones numéricas o estudios a pequeña escala porque estos procesos involucran complejos fenómenos físicos y químicos que no son evaluados en estas técnicas de screening.

La sección económica se basó en los estimados de incrementales de recobro documentados en la literatura, pero estos deberían ser revisados y actualizados o mejor ponderados porque se observó con las evaluaciones realizadas en el caso de un proceso micelar valores fuera de contexto.

Se consideró únicamente la evaluación en la sección económica de un pronóstico bajo de recuperación como planteamiento de un escenario pesimista, pero debería también, estimarse para pronósticos medio y altos de recuperación, para lograr un análisis más completo; así como incluir una ponderación de los mejores perfiles de VAN y TIR, y obtener un score económico con mayor aproximación.

La complejidad de estimar los perfiles en las secciones técnicas y económicas fue desafiante, pero puede mejorar y simplificarse en algunos puntos tales como los perfiles de producción en los períodos de declinación con otras alternativas de cálculo, actualizando o construyendo nuevos modelos de CAPEX, OPEX.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aladasani, A. (2012). Updated EOR screening criteria and modeling the impacts of water salinity changes on oil recovery. *ProQuest Dissertations and Theses*, 258.
- Aladasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 79(1–2), 10–24. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>
- Alamooti, A. M., & Malekabadi, F. K. (2018a). An Introduction to Enhanced Oil Recovery. In *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs* (pp. 1–40). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813027-8.00001-1>
- Alamooti, A. M., & Malekabadi, F. K. (2018b). An Introduction to Enhanced Oil Recovery. In *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs* (pp. 1–40). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813027-8.00001-1>
- Alkhatib, A., Babaei, M., & King. (2012). *SPE 154467 Decision Making Under Uncertainty in EOR: Applying the Least Squares MonteCarlo Method in Chemical EOR Implementation*.
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Chapter 6 - Economic Considerations and Framing. In V. Alvarado & E. B. T.-E. O. R. Manrique (Eds.), *Enhanced Oil Recovery Field Planning and Development Strategies* (pp. 91–111). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-855-6.00012-7>
- Amado, L. (2013). CAPEX and OPEX Expenditures. In *Reservoir Exploration and Appraisal* (pp. 39–42). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-853-2.00009-0>
- Andonyadis, P. (2010). *Decision support for enhanced oil recovery projects*.
- Andrade Díaz, R. D. (2017). Caracterización de los reservorios principales del Campo Lago Agrio para optimización de producción. *Escuela Politécnica Nacional*, 1–122.

- Bondor, P. (1993). *Applications of Economic Analysis in EOR Research*.
- Bonem, J. M. (2018). Project Evaluation Using CAPEX and OPEX Inputs. In *Chemical Projects Scale Up* (pp. 107–123). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813610-2.00009-x>
- Borja Santamaría, P. I., & Escorza Córdor, L. A. (2017). Comparación técnico-económica entre sistemas de completación inteligente y dual concéntrica para optimizar la producción del activo Lago Agrio. *Universidad Central Del Ecuador*, 1–167.
- Campbell, D. A. (1981). Enhanced oil-recovery and its environmental and economic implications in the United States. *Environmental Conservation*, 8(1), 5–18. <https://doi.org/10.1017/S0376892900026576>
- Casado, P., Blanes, J. M., Torres, C., Orts, C., Marroquí, D., & Garrigós, A. (2022). Raspberry Pi Based Photovoltaic I-V Curve Tracer. *HardwareX*, e00262. <https://doi.org/10.1016/j.ohx.2022.e00262>
- Castro-Herrera, I., & Rodriguez-Pimentel, J. A. (2011). *SPE 142851 Quebrache Field: Evaluations to Date of this Natural CO 2 Reservoir*.
- Conner, A., Chace, D., Abou-Saleh, J., Kim, Y., McNeil, C., Gerst, J., Kelley, M., Place, M., Pardini, R., & Gupta, N. (2017). Developing Best Practices for Evaluating Fluid Saturations with Pulsed Neutron Capture Logging Across Multiple Active CO₂-EOR Fields. *Energy Procedia*, 114, 3636–3648. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1495>
- Diaz, D., & Saez, N. (2015). *SPE-174704-MS CDG in a Heterogeneous Fluvial Reservoir in Argentina: Pilot and Field Expansion Evaluation*.
- Dickson, J. L., Leahy-Dios, A., & Wylie, P. L. (2010). Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 1*, 696–705. <https://doi.org/10.2118/129768-ms>
- Ehrhardt, I. C. D., 2pe-Aime, M., & Co, E. (1974). *Environmental Sour Gas and Safety Regulations Crude Operations*.
- El, P., Luigi, B., & García, A. (n.d.). *Presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela*.

- Enhanced Oil Recovery Potential in the United States. (1978). *Government Printing Office Washington, DC*.
- Escandón-Panchana, P., Morante-Carballo, F., Herrera-Franco, G., Pineda, E., & Yagual, J. (2021). Computer Application to Estimate PVT Conditions in Oil Wells in the Ecuadorian Amazon. *Mathematical Modelling of Engineering Problems*, 8(5), 727–738. <https://doi.org/10.18280/mmep.080507>
- Gadelle, C. P., Burger, J. G., Bardon, C. P., Machedon, V., Carcoana, A., & Petcovici, V. (1981). HEAVY-OIL RECOVERY BY IN-SITU COMBUSTION - TWO FIELD CASES IN RUMANIA. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 33(11), 2057–2066. <https://doi.org/10.2118/8905-PA>
- Gaspar, A. T., Santos, A., Maschio, C., Avansi, G., Hodendorff jr., J., & Schiozer, D. (2015). Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field. *Research Group in Reservoir Simulation and Management*.
- Hartono, A. D., University, K., Hakiki, F., Bandung, T., Ambia, F., Migas, S., Yasutra, A., Sutopo, S., Efendi, M., Sitompul, V., Primasari, I., & Apriandi, R. (2017). *SPE-186884-MS Revisiting EOR Projects in Indonesia through Integrated Study: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation*.
- He, L., Shen, P., Liao, X., Li, F., Gao, Q., & Wang, Z. (2016). Potential evaluation of CO₂ EOR and sequestration in Yanchang oilfield. *Journal of the Energy Institute*, 89(2), 215–221. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.02.002>
- Inyección de CO₂ en el Area de Coapechaca*. (n.d.).
- JJ. Arps. (1944). Chapter II. Petroleum Economics. *A.I.M.E*, 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- José, M., Santos, B., Lago, C., Herrera, I., & Lechon, Y. (2018). *Fractura hidráulica (Fracking): conocimiento actual de emisiones y sus implicaciones ambientales. Retos futuros Proyecto Marco de Colaboración entre el CIEMAT y la Universidad Autónoma del Estado de Morelos View project MUSTEC. Market uptake of Solar Thermal Electricity through Cooperation View project*. <https://www.researchgate.net/publication/329775118>

- Kamari, A., Nikookar, M., Sahranavard, L., & Mohammadi, A. H. (2014). Efficient screening of enhanced oil recovery methods and predictive economic analysis. *Neural Computing and Applications* 2014 25:3, 25(3), 815–824. <https://doi.org/10.1007/S00521-014-1553-9>
- Kaplan, E., Royce, B., Garrell, M. H., Riedel, E. F., Sathaye, J., & Rotariu, G. J. (1984). An environmental assessment of enhanced oil recovery. *Minerals and the Environment*, 6(2), 54–65. <https://doi.org/10.1007/BF02072655>
- Khojastehmehr, M., Madani, M., & Daryasafar, A. (2019). Screening of enhanced oil recovery techniques for Iranian oil reservoirs using TOPSIS algorithm. *Energy Reports*, 5(May), 529–544. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.04.011>
- Koottungal, L., Shetland, W., & Hill, C. (2016). *2014 worldwide EOR survey Type and operator*.
- Lashgari, H. R., Sun, A., Zhang, T., Pope, G. A., & Lake, L. W. (2019). Evaluation of carbon dioxide storage and miscible gas EOR in shale oil reservoirs. *Fuel*, 241, 1223–1235. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.076>
- Lieskovsky, J., & Yan, R. (2019). *Time between drilling and first production has little effect on oil well production - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Eia.Gov. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41253>
- Liu, Z. xia, Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. jun, Gao, M., Wang, Z. bo, & Liu, W. lu. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 193, Issue May). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449>
- Marbun, B. T. H., Santoso, D., Kadir, W. G. A., Wibowo, A., Suardana, P., Prabowo, H., Susilo, D., Sasongko, D., Sinaga, S. Z., Purbantanu, B. A., Palilu, J. M., & Sule, R. (2021). Improvement of borehole and casing assessment of CO₂-EOR/CCUS injection and production well candidates in Sukowati Field, Indonesia in a well-based scale. *Energy Reports*, 7, 1598–1615. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.019>

- Masoner, L. O. (1998). Decline Analysis' Relationship to Relative Permeability in Secondary and Tertiary Recovery. *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium*. <https://doi.org/10.2118/39928-MS>
- Moreno, J., Gurpinar, O., Liu, Y., Al-Kinani, A., Cakir, N., & Conn Solutions, : (2014). *IPTC-17798-MS EOR Advisor System: A Comprehensive Approach to EOR Selection*.
- Paredes, L., Fonseca, C., Meza, D., Torres, C., Henson, R., Withney, P., Lafournere, J. P., & Ponce, G. (2017). *SPE-184947-MS An Alert-Based Monitoring System to Evaluate a Water Injection Pilot in the Shushufindi Field, Ecuador* (Vol. 2).
- Plúa Plúa, C. R., & Rivas Segura, F. J. (2018). *Análisis y optimización del sistema Power Oil del Campo Lago Agrio*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Preciopetroleo.net. (2021). *Precio Petróleo 2022 – AIE ve promedio del Brent en 79,40 USD*. <https://www.preciopetroleo.net/precio-petroleo-2022.html>
- Rivera, M. A. H., Ojeda Morales, U. M., & Morales, A. M. (n.d.). Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con Capacidad de Sintetizar Biosurfactantes. *Journal of Basic Sciences*, 5(15), 58–81. <http://revistas.ujat.mx/index.php/jobs>
- Romo Peláez, D. A. (2018). Selección de métodos de EOR más óptimos en el activo lago agrio, campos lago agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu, para el diseño de su plan piloto. *Universidad Central Del Ecuador*.
- Rosal, Z., Mieres, K., & Chourio, G. (2014). *SPE-169429-MS Evaluation of Different Secondary Recovery Process in the Bachaquero-01 Reservoir*.
- Samuel Armacanqui, J. T., Eyzaguirre G, L. F., Prudencio, G. B., Choquejahuá S, A. R., Prado S, W. I., Rodríguez C, J. A., Tafur, Y. R., & Rojas, J. M. (2017). *SPE-188926-MS Improvements in EOR Screening, Laboratory Flood Tests and Model Description to Effectively Fast Track EOR Projects*.
- Sánchez Martínez, E. C. (2018). Análisis Técnico - Económico Para Aumentar La Producción En El Campo Guanta - Dureno Mediante La Perforación De Nuevos Pozos. *Universidad Central Del Ecuador*, 147.

- Sharma, S., Kamal, D., & Al-Maraghi, E. (2016). *SPE-179831-MS Miscible Gas EOR Pilot Design Decisions Driven by Linking EOR Performance Parameters to Uncertainties-A Kuwait Field Example*.
- Sheehy, A. J. (1990). *Field Studies of Microbial EOR*. <https://doi.org/10.2118/20254-MS>
- Smalley, P. C., Muggeridge, A. H., Amundrud, S. S., Dalland, M., Helvig, O. S., Høgnesen, E. J., Valvatne, P., & Østhus, A. (2020). EOR screening including technical, operational, environmental and economic factors reveals practical EOR potential offshore on the norwegian continental shelf. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. <https://doi.org/10.2118/SPE-200376-MS>
- Smalley, P. C., Muggeridge, A. H., Dalland, M., Helvig, O. S., Høgnesen, E. J., Hetland, M., & Østhus, A. (2018). Screening for EOR and estimating potential incremental oil recovery on the Norwegian Continental Shelf. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2018-April*. <https://doi.org/10.2118/190230-ms>
- SPE-183761-MS Multi-Reservoir Fast-Track Evaluation of EOR Potential Using Conceptual Simulation Models. A Tool to Prioritize Future EOR Efforts*. (2017).
- Speight, J. G. (2016). Nonthermal Methods of Recovery. In *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-849906-1.00008-4>
- Taber, J. J., & Martin, F. D. (1983). *SPE SPE 12069 Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1 : Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 12(3), 189–197. <https://doi.org/10.2118/35385-pa>
- Thomas, S. (2008). Enhanced oil recovery - An overview. *Oil and Gas Science and Technology*, 63(1 SPEC. ISS.), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- Usiña Ortega, D. A. (2018). Plan de desarrollo del Campo Parahuacu. *Escuela Politécnica Nacional*, 1–116.

- Wang, Z., Wang, Q., Ma, D., Zhao, W., Feng, X., & Liu, Z. (2019). The fast potential evaluation method of enhanced oil recovery based on statistical analysis. *Processes*, 7(11). <https://doi.org/10.3390/pr7110795>
- Zekri, A. Y., Jerbi, K. K., & El-Honi, M. (2000). Economic evaluation of enhanced oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2000, IOGCEC 2000*, 57(3), 259–267. <https://doi.org/10.2118/64727-ms>
- Zerfat, M. M., Ayatollahi, S., Mehranbod, N., & Barzegari, D. (2011). Bayesian network analysis as a tool for efficient EOR screening. *Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference 2011, EORC 2011*, 1, 111–126. <https://doi.org/10.2118/143282-MS>
- Zhang, K., Chen, H., Yang, Z., & Duan, Y. (2020). Experimental pvT property for the liquid HFO1234ze(E) using the isochoric method. *Journal of Chemical Thermodynamics*, 149. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2020.106160>

ANEXO A

Inicio / Campos

Q Listado de Campo

Mostrar 10 registros







Nro	Campo	Total de Pozos	Pozos	Opciones
1	Lago Agrio Hs	3	LA-01,LA-05,LA-07	
2	Lago Agrio Hi	4	LA09, LA010, LA011, LA012	
3	Guanta Dureno	3	GD-03, GD-06, GD-05	
4	Guanta Dureno Ti	2	GD20, GD25	
5	Parahuacu	3	PA-005, PA-008, PA-009	
6	Parahuacu Ui	2	PA-08, PA-10,PA-11	

Figura 25. Listado de campos analizados, EORA.

ANEXO B

Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EOR	Score
1	Lago Agrio Hs Ecuador / LA1	Basado en Gas	0.72
2	Lago Agrio Hs Ecuador / LA1	Basado en Agua	0.75
3	Lago Agrio Hs Ecuador / LA1	Basado en Tap Termales	0.72

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Sú último acceso fue 30 de Enero de 2022 a las 04:44

Figura 26. Resultados espaciamento de pozos del campo Lago Agrio Hs.

Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EOR	Score
1	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Gas	0.59
2	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Agua	0.67
3	Guanta Dureno Ecuador / GD1	Basado en Tap Termales	0.59

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Figura 27. Resultados espaciamento de pozos del campo Guanta Dureno Ui.

Score Espaciamiento de Pozo

Nro	Campo	Proceso EOR	Score
1	Parahuacu Ecuador / PA1	Basado en Gas	0.67
2	Parahuacu Ecuador / PA1	Basado en Agua	0.72
3	Parahuacu Ecuador / PA1	Basado en Tap Termales	0.67

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Figura 28. Resultados espaciamento de pozos del campo Parahuacu Ti.

✍ Resultado

Campo:

Lago Agrio Hs Ecuador / LA1
✕ ▾

Score Criterio de Posos

Proceso EOR	Score Espaciamiento	Score Posicionamiento	Score Accesibilidad	Score Criterio Pozo
Basado en gas	0.72	0.90	0.50	0.81
Basado en agua	0.75	0.90	0.00	0.82
Basado en tap Termales	0.72	0.90	0.00	0.81

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Só último acceso fue 30 de Enero de 2022 a las 04:44

Figura 29. Resultados criterio de pozos del campo Lago Agrio Hs.

Campo:

Guanta Dureno Ecuador / GD1

Score Criterio de Posos

Proceso EOR	Score Espaciamento	Score Posicionamiento	Score Accesibilidad	Score Criterio Pozo
Basado en gas	0.59	0.90	0.50	0.74
Basado en agua	0.67	0.90	0.00	0.79
Basado en tap Termales	0.59	0.90	0.00	0.74

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Figura 30. Resultados criterio de pozos del campo Guanta Dureno Ui

Campo:

Parahuacu Ecuador / PA1

Score Criterio de Posos

Proceso EOR	Score Espaciamento	Score Posicionamiento	Score Accesibilidad	Score Criterio Pozo
Basado en gas	0.67	0.90	0.50	0.79
Basado en agua	0.72	0.90	0.00	0.81
Basado en tap Termales	0.67	0.90	0.00	0.79

Copyright © 2021-2022 Todos los derechos reservados. [Enhaced Oil Recovery Assiment](#).

Figura 31. Resultados criterio de pozos del campo Parahuacu Ti.

Proceso EOR:
 Inyección Misible CO2 Calcular Guardar Registro

Gravedad API: 26.55	Formación: Arenisca	Espesor: 18
Viscosidad: 3.77	Permeabilidad: 310	Porosidad: 12.62
Composición: 60	Profundidad: 8716	Saturación Inicial: 0.6929
Saturación: 0.6929	Temperatura : 205	Factor Volumetrico Inicial: 1.18

Score Parámetros Petrofísicos

	Gravedad API	Viscosidad	Composición	Saturación	Formación	Permeabilidad
+	0.40	0.20	1.00	0.53	1.00	0.14

Figura 32. Resultados petrofísicos del campo Lago Agrio Hs.

Proceso EOR:
 Químicos Polímero Calcular Guardar Registro

Gravedad API: 29.6	Formación: Arenisca	Espesor: 37.51
Viscosidad: 1.72	Permeabilidad: 225	Porosidad: 24.07
Composición: 0.00	Profundidad: 8716	Saturación Inicial: 0.729
Saturación: 0.729	Temperatura : 200	Factor Volumetrico Inicial: 2.46

Score Parámetros Petrofísicos

	Gravedad API	Viscosidad	Composición	Saturación	Formación	Permeabilidad
+	0.87	0.00	0.00	0.38	1.00	0.08

Figura 33. Resultados petrofísicos del campo Guanta Dureno Ui.

Proceso EDR:

Térmicos Combustión Calcular Guardar Registro

Gravedad API: 32.3	Formación: Arenisca	Espesor: 33.50
Viscosidad: 1.14	Permeabilidad: 410	Porosidad: 17
Composición: 4	Profundidad: 8826	Saturación Inicial: 0.835
Saturación: 0.835	Temperatura: 222	Factor Volumetrico Inicial: 1.28

Score Parámetros Petrofísicos

	Gravedad API	Viscosidad	Composición	Saturación	Formación	Permeabilidad
+	0.41	0.58	0.50	0.48	1.00	0.05

Figura 34. Resultados petrofísicos del campo Parahuacu Ti.