



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 07 de febrero de 2024

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Carlos Andrés Torres Molano, con C.C. No. 1.110.567.748,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

Titulado EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN COLOMBIA UTILIZANDO LENGUAJE VBA (VISUAL BASIC APPLICATION) presentado y aprobado en el año 2024 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN COLOMBIA UTILIZANDO LENGUAJE VBA (VISUAL BASIC APPLICATION)

AUTOR O AUTORES: Carlos Andrés Torres Molano

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| Torres Molano | Carlos Andrés |

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| Galindo Sanchez | Jose Miguel |

ASESOR (ES):

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| | |

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2024 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 62

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 4

Diagramas X Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas
o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Microsoft Excel

MATERIAL ANEXO:

Simulador de EVALUACIÓN de metodos de recbro

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

| <u>Español</u> | <u>Inglés</u> | <u>Español</u> | <u>Inglés</u> |
|--------------------------|------------------|----------------|---------------|
| 1. Petróleo pesado | heavy oil | 6. _____ | _____ |
| 2. Petróleo extra pesado | Extra heavy oil | 7. _____ | _____ |
| 3. Software | software | 8. _____ | _____ |
| 4. Yacimiento | reservoir | 9. _____ | _____ |
| 5. Recuperación primaria | Primary recovery | 10. _____ | _____ |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este trabajo presenta una herramienta para la selección de las tecnologías de recuperación de petróleo pesado y extra pesado en los campos petrolíferos colombianos utilizando criterios de selección y analogías. La herramienta se ha materializado en un simulador para realizar análisis de manera más sencilla y rápida. El simulador incorpora las condiciones actuales del yacimiento, así como también las propiedades del petróleo, de la roca, y del sistema roca-fluido.

En algunos campos colombianos se han aplicado tecnologías de recuperación que utilizan agua, gas o vapor; adicionalmente en este momento hay algunos proyectos que se encuentran en etapa de diseño utilizando agua, químicos, aire y gas.

Cabe aclarar que más del 90% de los 280 campos colombianos aún se encuentran en la etapa de recuperación primaria por ende esta es una de las principales razones para tener un factor de



recuperación promedio del petróleo de aproximadamente 21%, además plantea la necesidad de utilizar simuladores que permitan identificar las mejores opciones de inversión. Las tecnologías consideradas en este simulador fueron: inyección de gases miscibles (CO₂, N₂, WAG e hidrocarburos), inyección de gas inmiscible (CO₂, N₂, hidrocarburos e hidrocarburos con WAG), inundación mejorada (Polímeros, ASP, surfactante con P/A), métodos térmicos (combustión In-Situ, flujo de vapor y agua caliente) y otros (microbios).

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This work presents a tool for the selection of heavy and extra-heavy oil recovery technologies in the Colombian oil fields using selection criteria and analogies. The tool has been materialized in a simulator for easier and faster analysis. The simulator incorporates the current reservoir conditions, as well as the properties of oil, rock, and rock-fluid system.



In some Colombian fields, recovery technologies have been applied that use water, gas or steam; Additionally, at this time there are some projects that are in the design stage using water, chemicals, air and gas.

It should be noted that more than 90% of the 280 Colombian fields are still in the primary recovery stage, therefore this is one of the main reasons for having an average oil recovery factor of approximately 21%, it also raises the need to use simulators that allow identifying the best options for investment. The technologies considered in this simulator were: Injection of miscible gases (CO₂, N₂, WAG and hydrocarbons), immiscible gas injection (CO₂, N₂, hydrocarbons and hydrocarbons with WAG), improved flooding (polymers, ASP, surfactant with P/A), thermal methods (in-situ combustion, steam flow and hot water) and others (microbes).

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Jose Miguel Galindo Sanchez

Firma:

Nombre Jurado: Javier Martinez

Firma:

Nombre Jurado: Fernando Bonilla

Firma:

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS
BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS
PETROLÍFEROS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN COLOMBIA
UTILIZANDO LENGUAJE VBA (VISUAL BASIC APPLICATION)**

CARLOS ANDRES TORRES MOLANO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

INGENIERIA DE PETRÓLEOS

NEIVA-2023

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS
BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS
PETROLÍFEROS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN COLOMBIA
UTILIZANDO LENGUAJE VBA (VISUAL BASIC APPLICATION)**

CARLOS ANDRES TORRES MOLANO

DIRECTOR

Msc. JOSE MIGUEL GALINDO SANCHEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

INGENIERIA DE PETRÓLEOS

NEIVA-2023

NOTA DE ACEPTACION

Javier Andres Martínez Pérez

Luis Fernando Ramon Bonilla Camacho

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Dios todo poderoso por sus bondades y bendiciones.

También por haberme guiado durante toda esta maravillosa experiencia que fue la universidad; a Jose Miguel Galindo Sánchez por haber confiado en mí, por su paciencia y por compartir sus conocimientos para hacer posible el desarrollo de este proyecto de grado.

Por último, agradezco a mis padres amados y a mi abuela que siempre me han brindado todo su apoyo y por mostrarme siempre el mejor camino.

Carlos Andres Torres Molano

Dedicatoria

Este proyecto de grado va principalmente dedicado a Dios por haberme brindado todo, y a mi amada madre Juanita Molano Hernández por su consejos, apoyo y confianza incondicional.

Agradezco también a todas las personas que me han ayudado en todo este proceso para ser ingeniero de petróleos.

Carlos Andres Torres Molano

Resumen

Este trabajo presenta una herramienta para la selección de las tecnologías de recuperación de petróleo pesado y extrapesado en los campos petrolíferos colombianos utilizando criterios de selección y analogías. La herramienta se ha materializado en un simulador para realizar análisis de manera más sencilla y rápida. El simulador incorpora las condiciones actuales del yacimiento, así como también las propiedades del petróleo, de la roca, y del sistema roca-fluido.

En algunos campos colombianos se han aplicado tecnologías de recuperación que utilizan agua, gas o vapor; adicionalmente en este momento hay algunos proyectos que se encuentran en etapa de diseño utilizando agua, químicos, aire y gas.

Cabe aclarar que más del 90% de los 280 campos colombianos aún se encuentran en la etapa de recuperación primaria por ende esta es una de las principales razones para tener un factor de recuperación promedio del petróleo de aproximadamente 21%, además plantea la necesidad de utilizar simuladores que permitan identificar las mejores opciones de inversión. Las tecnologías consideradas en este simulador fueron: inyección de gases miscibles (CO_2 , N_2 , WAG e hidrocarburos), inyección de gas inmisible (CO_2 , N_2 , hidrocarburos e hidrocarburos con WAG), inundación mejorada (Polímeros, ASP, surfactante con P/A), métodos térmicos (combustión In-Situ, flujo de vapor y agua caliente) y otros (microbios).

Palabras claves: Petróleo pesado, petróleo extrapesado, software, yacimiento, recuperación primaria.

Tabla de contenido

| | |
|---|-----|
| Agradecimientos | i |
| Dedicatoria | ii |
| Resumen..... | iii |
| 1. Introducción..... | 1 |
| 1.1 Planteamiento del problema..... | 2 |
| 1.2 Objetivos..... | 3 |
| 2. Estado del arte | 4 |
| 3. Marco Conceptual..... | 6 |
| 3.1 Recobro Primario | 6 |
| 3.1.1. Gas en solución o depleción..... | 7 |
| 3.1.2. Empuje de agua | 7 |
| 3.1.3. Capa de gas..... | 8 |
| 3.1.4. Segregación Gravitacional | 8 |
| 3.2 Recobro Secundario | 8 |
| 3.2.1. Inyección de agua..... | 9 |
| 3.2.2. Inyección de gas | 9 |
| 3.2.3. Agua alternando gas o WAG..... | 9 |
| 3.3 Recobro Terciario o mejorado..... | 10 |
| 3.3.1. Métodos Térmicos..... | 10 |

| | | |
|----------|---|----|
| 3.3.1.1. | Combustión In – Situ..... | 10 |
| 3.3.1.2. | Inyección continua de Vapor | 10 |
| 3.3.1.3. | Inyección de Agua Caliente | 11 |
| 3.3.1.4. | Inyección de vapor asistida por gravedad o SAGD..... | 11 |
| 3.3.1.5. | Extracción de vapor o VAPEX | 11 |
| 3.3.1.6. | Inyección cíclica o alternada de vapor | 12 |
| 3.3.2. | Métodos Químicos | 12 |
| 3.3.2.1. | Inyección de alcalina | 12 |
| 3.3.2.2. | Inyección de Polímeros | 12 |
| 3.3.2.3. | Inyección de Surfactantes / Polímeros..... | 13 |
| 3.3.3. | Métodos Miscibles | 13 |
| 3.3.3.1. | Inyección de Hidrocarburos..... | 13 |
| 3.3.3.2. | Inyección de CO2 | 13 |
| 3.3.3.3. | Inyección de Nitrógeno | 14 |
| 3.3.4. | Otros..... | 14 |
| 3.3.4.1. | Método microbiológico o MEOR..... | 14 |
| 4. | Metodología..... | 16 |
| 4.1 | Cribado técnico binario..... | 16 |
| 4.1.1. | Criterios de selección | 16 |
| 4.1.2. | Propiedades de fluidos y yacimientos analizadas | 19 |

| | |
|---------------------------------------|----|
| 4.1.3. Asignación de puntuación | 19 |
| 4.2 Analogías | 22 |
| 5. Resultado y análisis | 24 |
| 6. Conclusiones..... | 44 |
| 7. Recomendaciones | 46 |
| Bibliografía | 47 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Escala API del petróleo | 6 |
| Tabla 2. Criterios de cribado..... | 18 |
| Tabla 3. Propiedades utilizadas para realizar la evaluación técnica binaria | 19 |
| Tabla 4. Propiedades de los fluidos y de los yacimientos seleccionados para realizar la evaluación técnica binaria..... | 24 |
| Tabla 5. Asignación de puntajes..... | 25 |
| Tabla 6. Propiedades de los fluidos y de los yacimientos seleccionados para realizar analogía..... | 35 |
| Tabla 7. Resultados de las analogías para cada uno de los campos en estudio..... | 36 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesado..... | 15 |
| Figura 2. Procedimiento para la asignación de puntaje en la selección técnica binaria...21 | |
| Figura 3. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo A..... | 26 |
| Figura 4. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo B..... | 28 |
| Figura 5. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo C..... | 30 |
| Figura 6. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo D..... | 32 |
| Figura 7. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo E..... | 34 |
| Figura 8. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo A..... | 36 |
| Figura 9. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo B..... | 37 |
| Figura 10. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo C..... | 38 |
| Figura 11. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo D..... | 39 |
| Figura 12. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo E..... | 40 |

Lista de abreviaturas

| Abreviatura | Término |
|--------------------|---|
| ANH | Agencia nacional de hidrocarburos |
| COFCAW | Combination of forward combustion and waterflooding |
| CSS | Cyclic continuous steam |
| EOR | Enhanced oil recovery |
| KBPD | Mil barriles de petróleo por día |
| MEOR | Microbial enhanced oil recovery |
| PPP | Reservas probadas, probables y posibles |
| PV | Pore volumen |
| SAGD | Steam assisted gravity drainged |
| SO | Oíl saturarion |
| WAG | Water alternating gas |
| VAPEX | Vapor extraction |

1. Introducción

El presente trabajo de grado se desarrolla bajo la línea de investigación de métodos de recobro de hidrocarburos en lo asociado a la evaluación e implementación de dichos métodos en los yacimientos petrolíferos colombianos.

La creciente demanda energética presente y futura en todo el planeta, el agotamiento de recursos petroleros y la disminución de los descubrimientos de nuevos yacimientos petrolíferos ha derivado en la explotación de reservas de más difícil acceso como las reservas de petróleo no convencionales y por ende más costosas de producir, o a maximizar la producción de las fuentes de petróleo convencional.

La industria petrolera necesita llevar a cabo la evaluación de los métodos de recobro de manera rápida y eficiente para poder decidir cual método es el óptimo para dicho yacimiento, ya que para la implementación de algún método requiere grandes sumas de dinero, tiempo y estudio con el fin de mejorar la producción. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos: “La producción diaria estimada promedio de petróleo con corte de 30 de junio de 2022 fue de 752 KBPD mientras que en el mismo periodo del 2021 fue de 694 KBPD”, sin embargo, sigue estando lejos de los 1100 KBPD que se producían en 2011 (ANH, 2018).

El simulador que se presenta en este trabajo de grado ejecuta criterios de cribado de 15 métodos de recobro basados en el lenguaje VISUAL BASIC APPLICATION.

1.1 Planteamiento del problema

Aproximadamente el 90% de los 280 campos petrolíferos colombianos aún se encuentran en la etapa de recuperación primaria por ende esta es una de las principales razones para tener un factor de recuperación promedio del petróleo de aproximadamente 21%, solo el 8 % de los campos se encuentran en la etapa de recuperación secundaria y tan solo el 2% de los campos se encuentran en la etapa de recuperación terciaria (Colciencias,2018).

Dada la coyuntura actual de nuestro país que prohíbe la explotación de reservas de hidrocarburos no convencionales, sumado a que, al cierre de 2022, las PPP alcanzaran para entre 8.4 y 8.8 años (Ecopetrol, 2023).

En la actualidad existen muchas opciones de simuladores en la industria petrolera que, además de seleccionar el proceso EOR técnicamente más aplicable, se pueden utilizar para obtener predicciones, estimaciones del factor de recuperación, etc. Algunos de los simuladores más comerciales son EORGUI, SWORD, SCREENING 2.0 Y IORSYS (Marta Trujillo,2010).

La alternativa propuesta en este trabajo de grado es la posibilidad de tener un simulador libre basado en VISUAL BASIC APPLICATION para calcular de manera rápida y precisa la mejor opción para recuperar el hidrocarburo atrapado en el subsuelo de manera sostenible.

Este trabajo de grado no pretende reemplazar la fase de pruebas de laboratorio y campo, previo a la implementación de un proyecto de recuperación de hidrocarburos.

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS
BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS
PETROLÍFEROS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN COLOMBIA
UTILIZANDO LENGUAJE VBA (VISUAL BASIC APPLICATION).**

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la eficiencia de los distintos métodos de recobro para garantizar la máxima rentabilidad y sostenibilidad.

1.2.2 Objetivos específicos

- Examinar los parámetros de operaciones normales para la correcta implementación de los métodos de recobro.
- Comparar los distintos métodos de recobro bajo condiciones normales de operación utilizando lenguaje de programación VISUAL BASIC APPLICATION.
- Identificar el mejor método de recobro de hidrocarburos bajo condiciones normales de operación para garantizar la máxima eficiencia.

2. Estado del arte

Más del 40% de la producción mundial actual de petróleo convencional proviene de yacimientos de carbonato mayoritariamente maduros y en declive. Después de las etapas de producción de petróleo primaria y secundaria, la aplicación de métodos de producción de petróleo terciarios como parte de un esquema EOR es inevitable para la estimulación del yacimiento (Mohammad Ali Ahmadi, 2012).

La primera opción para poner a producir un pozo petrolífero es el de aprovechar la presión de sobrecarga que ejerce la tierra sobre el aceite en la formación o por bombeo. Con esta producción primaria en declive, algunos pozos se convierten en pozos inyectoros y la inundación con agua o gas son implementadas (I. Lazar, 2007).

La recuperación mejorada de petróleo EOR comprende cinco categorías:

- i. Inyección de gas miscible: consiste en ingresar un gas o mezcla de gases al subsuelo mediante pozos inyectoros, los cuales se mezclan con los hidrocarburos en el yacimiento con el objetivo de mejorar el desplazamiento de los fluidos y disminuir la saturación residual de petróleo.
- ii. Inyección de gas inmiscible: consiste en inyectar un gas o mezcla de gases al subsuelo con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y así empujar los hidrocarburos hacia los pozos productores.
- iii. Inundación mejorada: consiste en inyectar agua con surfactante y/o polímeros para aumentar la movilidad mediante la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, mejorando así la movilización del aceite residual (Mohammad Ali Ahmadi, 2012).

- iv. Térmico: consiste en suministrar calor al subsuelo para aumentar la temperatura del yacimiento y así reducir la viscosidad de los hidrocarburos para posteriormente ser conducidos a pozos productores.
- v. Microbiano: método de recuperación de hidrocarburos que utiliza microorganismos y sus bioproductos para aumentar la producción de petróleo de un yacimiento (W. Qiwei, 2022).

El uso de microorganismos en la propia formación petrolífera para mejorar la recuperación de petróleo tiene el potencial de ser rentable con la extracción de hidrocarburos que quedó atrapado en los poros capilares de la roca en la formación o en áreas no barridas por los métodos EOR, tales como combustión, vapores, desplazamiento miscible, inundación por polímeros tensoactivo cáustico etc. (I. Lazar, 2007). Por lo tanto, MEOR se desarrolló como un método alternativo para la extracción secundaria y terciaria de hidrocarburos, ya que después de la crisis del petróleo de 1973, los métodos EOR se volvieron menos rentables. Comenzando así la etapa pionera del MEOR; los estudios se realizaron en tres áreas amplias, inyección, dispersión y propagación de macroorganismos en yacimientos de petróleo (Biji Shibulal, 2014).

Los procesos EOR están basados en productos químicos que se han considerado como una alternativa prometedora considerando una mayor eficiencia, factibilidades técnicas y costos razonables (Sun Xiaofei, 2017).

Las tecnologías EOR desempeñarán un papel clave para saciar la creciente demanda energética en los próximos años.

3. Marco Conceptual

Para empezar, debemos definir la clasificación del petróleo crudo de acuerdo con la gravedad API, según la tabla 1 se puede clasificar en cinco tipos: crudo superligero, ligero, mediano, pesado y extrapesado.

Tabla 1.
Escala API del petróleo.

| Tipo de petróleo | Grado API |
|------------------|-----------|
| Extrapesado | <10 |
| Pesado | <22 |
| Mediano | <31 |
| Ligero | <31 |
| Superligero | >39 |

Fuente: Adaptada de (Steemit, 2018)

Sabiendo esto, lo siguiente es la clasificación de los métodos de recobro de petróleo, los cuales se clasifican en 3 grupos: recobro primario, secundario y terciario o mejorado.

3.1 Recobro Primario

Primera etapa en la producción de hidrocarburos, en la cual se utiliza la energía natural del yacimiento, como resultado, se obtiene el desplazamiento de los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y por ende a la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es más elevada que la del fondo del pozo dentro de él, sin embargo, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción también lo hace la presión diferencial. Para reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial y así aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial, tales como una bomba de varillas, una bomba electro sumergible o una instalación de levantamiento artificial por gas. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicamente viables, o cuando el contenido de

gas o agua son muy elevados en la producción. Durante la recuperación primaria, se extrae un porcentaje de los hidrocarburos de alrededor del 10% (Schlumberger, 2023).

3.1.1. Gas en solución o depleción

Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. Esto se debe a que la presión inicial del reservorio está por encima o es igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial está sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinara rápidamente hasta la presión del punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el yacimiento permanecerá en solución. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo de la presión del punto de burbuja. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, dicho gas se puede desplazar (Lucio Carrillo Barandiaran, 2006).

3.1.2. Empuje de agua

En este tipo de yacimiento no existe capa de gas, por lo tanto, la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él invada al yacimiento de petróleo originando intrusión lo cual no solo ayuda a mantener la presión, sino que permite un desplazamiento del petróleo inmisible que se encuentra en la parte invadida (Lucio Carrillo Barandiaran, 2006).

3.1.3. Capa de gas

Para este tipo de yacimientos se considera que la presión inicial del yacimiento es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo está manteniendo la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento se reduce por efecto de la producción, la capa de gas se expande causando un desplazamiento del petróleo (Lucio Carrillo Barandiaran, 2006).

3.1.4. Segregación Gravitacional

Ocurre en yacimientos que tienen un alto relieve vertical, buena comunicación vertical y donde existan fluidos de baja viscosidad. El gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento a medida que sale del petróleo que va hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento (Lucio Carrillo Barandiaran, 2006).

3.2 Recobro Secundario

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas se envía al yacimiento a través de pozos inyectoros ubicados en la roca, siempre y cuando haya comunicación de fluidos entre los fluidos del yacimiento y los fluidos inyectados. El objetivo de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia los pozos productores. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado se extrae en cantidades considerables de los pozos y

la producción deja de ser económicamente viable. El uso de esta técnica alcanza una recuperación que va desde el 15 hasta el 40% del petróleo original existente en el lugar.

(Schlumberger, 2023)

3.2.1. Inyección de agua

Se inyecta agua a alta presión en el yacimiento para aumentar la presión y potenciar la recuperación de petróleo. Los pozos de inyección de agua pueden ubicarse mar adentro o en tierra firme. El agua inyectada presuriza el yacimiento y desplaza el petróleo, empujándolo hacia un pozo productor. Como resultado se obtiene un aumento en el porcentaje de factor de recuperación y un incremento en la tasa de producción del yacimiento durante periodos prolongados (Mogas, 2023).

3.2.2. Inyección de gas

El gas, al ser menos denso que el petróleo, tiene la tendencia de formar una capa artificial muy definida. Si la producción se extrae por la parte más profunda de la capa, traerá como consecuencia una manera de conservar la energía y la oportunidad de mantener las tasas de producción relativamente altas, produciendo en un menor tiempo lo que por medio natural requeriría un periodo más largo. El gas inyectado es generalmente una mezcla de hidrocarburos (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.2.3. Agua alternando gas o WAG

Es una técnica de recobro de petróleo que consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas para lograr desplazar un mayor volumen de petróleo remanente. Con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua como su alta eficiencia macroscópica, y el gas con su alta eficiencia microscópica y se complementan las desventajas del uno y otro como la baja

eficiencia microscópica para el agua y la baja eficiencia macroscópica del gas. Esto debe verse reflejado en un aumento del factor de recobro. (Robinson Jiménez Díaz, 2007)

3.3 Recobro Terciario o mejorado

Tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen posteriormente al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación mejorada. Con estas técnicas se logra un factor de recobro superior al 40% del petróleo original en el sitio. (Schlumberger, 2023)

3.3.1. Métodos Térmicos

3.3.1.1. Combustión In – Situ

Consiste en iniciar un fuego controlado en el yacimiento e inyectar aire desde pozos adyacentes para sostener la combustión de alguna cantidad de crudo. La técnica más común es combustión directa, la cual consiste en conectar un pozo inyector al yacimiento e inyecta aire para propagar la combustión desde dicho pozo. Una variable del método es combinarlo con inyección de agua o COFCAW (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.1.2. Inyección continua de Vapor

Consiste en inyectar al yacimiento corrientes continuas de vapor, formando así una nube de agua condensada que empuja lentamente el crudo hacia las zonas productoras. El crudo se desplaza debido a la reducción de la viscosidad, que es ocasionada por las altas temperaturas del yacimiento, esto a su vez se manifiesta en el aumento en el factor de recobro. Generalmente se aplica a crudos pesados muy viscosos (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.1.3. Inyección de Agua Caliente

Este proceso consiste en inyectar agua caliente y agua fría, lo cual hace que se desplace el petróleo inmisible. La recuperación de petróleo aumenta debido a la reducción de su viscosidad lo que se ve reflejado en el aumento de la movilidad y la reducción de la saturación de aceite residual. Este proceso se aplica a crudos pesados (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.1.4. Inyección de vapor asistida por gravedad o SAGD

Consiste en emplear dos pozos horizontales, uno por encima del otro. El pozo de la parte superior se utiliza como generador de vapor, mientras que en el de abajo se extrae el crudo. Se forma una cámara de vapor hacia la cima por diferencia gravitacional lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La reducción de la viscosidad origina la movilización del crudo, el cual desciende por gravedad hacia el pozo productor ubicado en la base del yacimiento. Esta técnica requiere grandes cantidades de energía y emite cantidades importantes de gases de efecto invernadero hacia el ambiente (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.1.5. Extracción de vapor o VAPEX

La extracción de vapor de petróleo pesado por solventes es considerada como una de las alternativas energéticas más eficientes, económicamente atractiva y libre de contaminación en relación con los demás métodos de extracción térmico. Consiste en la inyección de un disolvente ya sea metano y/o propano que mediante la difusión impulsada por la transferencia de masa entre el disolvente y el crudo pesado hace que se reduzca la viscosidad del crudo de una manera similar a la difusión de calor entre vapor y crudo. Para ello, dos pozos horizontales largos se perforan en paralelo entre sí con el fin de maximizar la exposición al pozo. El disolvente se inyecta en el pozo superior, mientras que el aceite diluido generado por la difusión de disolvente-

aceite desciende por gravedad al pozo inferior (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.1.6. Inyección cíclica o alternada de vapor

Se lleva a cabo en un mismo pozo que opera como inyector y productor al mismo tiempo. Para empezar, el vapor es inyectado continuamente por un cierto periodo de tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado por unos días y se deja en fase de remojo dejando que el calor inyectado se transfiera y se distribuya uniformemente. Finalmente, el pozo es abierto en fase de extracción, donde inicialmente se observa un incremento en la producción. Esta operación se repite hasta que el pozo deja de ser económica viable (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.2. Métodos Químicos

3.3.2.1. Inyección de alcalina

Involucra la inyección de hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio. Estos reaccionan con los ácidos orgánicos del crudo para crear surfactantes. Ellos también reaccionan con la roca del yacimiento para cambiar la humectabilidad. La mezcla también puede contener polímeros (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.2.2. Inyección de Polímeros

Tienen como función aumentar la viscosidad del agua, de manera que la relación de fuerzas viscosas disminuya. A partir de este método se presenta una reducción de permeabilidad ocasionando la adsorción de las moléculas del polímero. Este método aplica principalmente en formaciones arenosas con trazas de fluidos ligeros a intermedios, con porosidades intermedias del 10 – 20 % PV (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.2.3. Inyección de Surfactantes / Polímeros

Consiste en inyectar una mezcla que contiene agua, surfactante y/o electrolito, usualmente con un cosolvente como el alcohol y posiblemente con un hidrocarburo o aceite. El volumen de la mezcla es a menudo 5 – 15% PV para surfactantes de alta concentración y de 15 – 50% PV para bajas concentraciones. La mezcla es seguida por agua espesada con polímeros en un volumen de 50% PV (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.3. Métodos Miscibles

3.3.3.1. Inyección de Hidrocarburos

En esencia es gas natural enriquecido inyectado principalmente con una mezcla de etano, propano y butano para aumentar la solubilidad con el crudo del yacimiento. Cuando el proceso es miscible se pueden usar tres técnicas: La primera emplea gas de petróleo licuado o GLP en una pequeña proporción. La segunda es inyectar gas natural rico en compuestos que van desde el etano hasta hexano seguido de gas y agua. La tercera consiste en inyectar gas a alta presión para vaporizar los componentes más ligeros, todo esto con el fin de favorecer la reducción de la viscosidad y el hinchamiento del petróleo, para así lograr un empuje natural del mismo (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.3.2. Inyección de CO₂

Se lleva a cabo inyectando en el yacimiento grandes cantidades de CO₂ en una proporción de 15% PV o más. Aunque el CO₂ no es verdaderamente miscible en crudo, le extrae los componentes livianos a intermedios, y si la presión es suficientemente alta desarrolla miscibilidad para desplazar el petróleo (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.3.3. Inyección de Nitrógeno

Se utilizan gases no hidrocarburos de bajo costo para desplazar petróleo en sistemas que pueden ser miscibles o no dependiendo de la presión y la temperatura. Debido a su bajo costo se pueden inyectar grandes cantidades de CO₂ y gases inertes. Estos también se usan como gases de seguimiento en inyección de CO₂ o hidrocarburos miscibles (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

3.3.4. Otros

3.3.4.1. Método microbiológico o MEOR

Se basa en la inyección de microorganismos seleccionados con el propósito de mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos mediante estimulación. Estos microorganismos podrían desempeñarse como vehículo transportador de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente del yacimiento zonas no deseadas (Carlos Andres Espinosa & Kelly Johana Torres, 2015).

La figura 1 muestra claramente como está compuesto cada uno de los grupos en los que están clasificados los métodos de recobro.

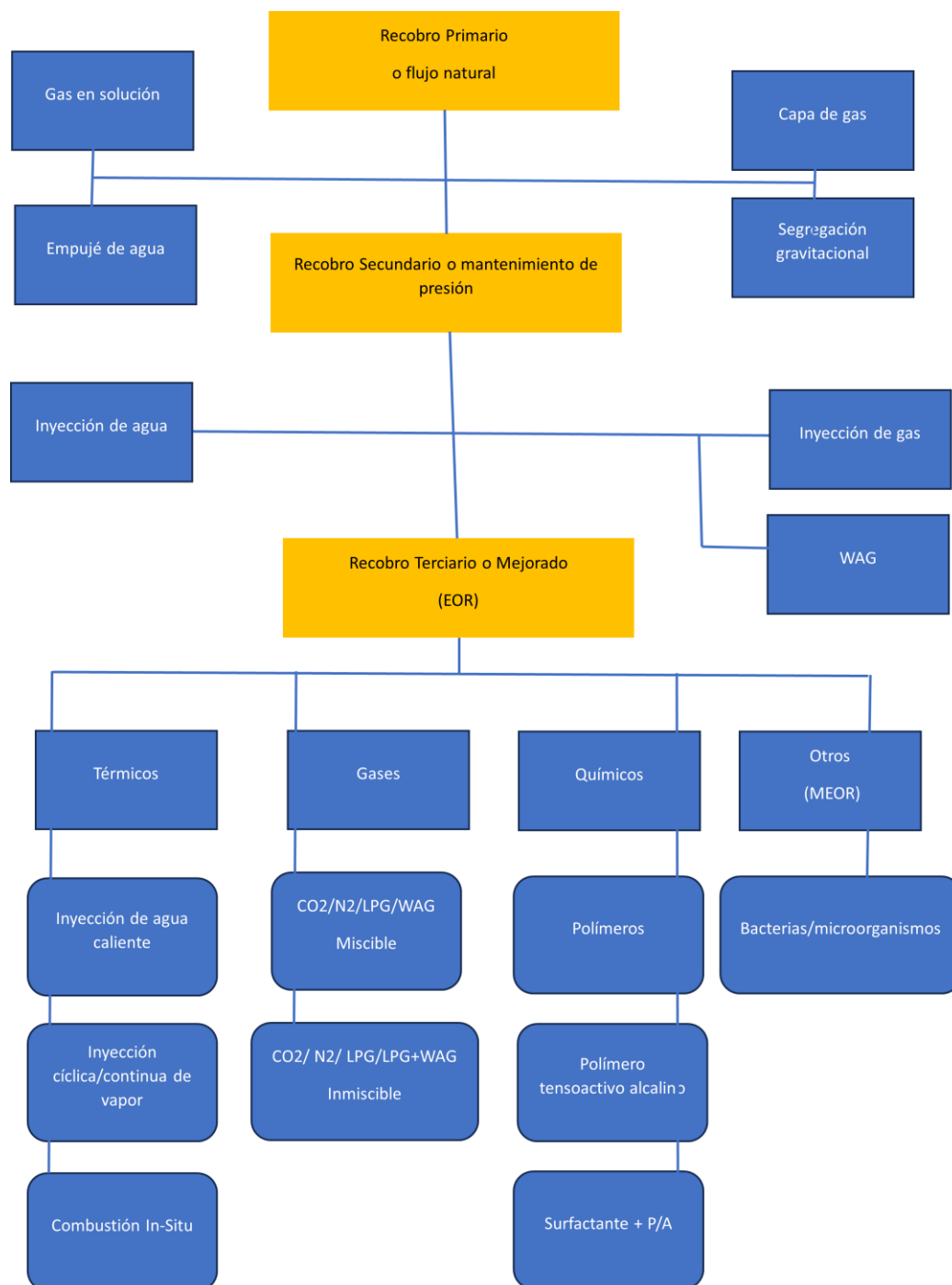


Figura 1. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesado. Fuente: (Olajire,2014). Modificado por el autor.

4. Metodología

La metodología seleccionada incluye 2 aspectos principales: cribado técnico binario y analogías.

4.1 Cribado técnico binario

Se basa en la comparación de determinadas propiedades de los fluidos del yacimiento y del reservorio de un campo que se desea estudiar con los criterios propuestos por diversos autores a lo largo del tiempo, con el fin de determinar que método de recuperación es técnicamente más factible para aplicar en dicho campo. Se analizan propiedades como permeabilidad, viscosidad, °API, saturación de petróleo, profundidad, temperatura del yacimiento y litología. El cribado técnico binario incluye una cantidad considerable de métodos de recuperación que permiten aplicarlo a diferentes yacimientos. Los métodos contemplados son: inyección de gases miscibles como CO₂, N₂, WAG e hidrocarburos; inyección de gases inmiscibles como CO₂, N₂, hidrocarburos e hidrocarburos con WAG; inundación mejorada como polímeros, ASP y surfactante con P/A; métodos térmicos como combustión In-Situ, flujo de vapor y agua caliente; y otros como microbios.

4.1.1. Criterios de selección

Son la herramienta más común, rápida y fácil de usar para determinar si un campo/yacimiento se convierte en un buen candidato para implementar un proceso de recuperación de petróleo. En la literatura técnica especializada se encuentran una serie de criterios de selección para diferentes métodos de recuperación que se han obtenido de la experiencia adquirida en muchos proyectos en todo el mundo.

Los criterios de cribado son propuestos por diferentes autores como podemos observar en la tabla 2, se debe tener especial cuidado con este aspecto cuando la aplicabilidad de un método no puede ser difundida si alguno de los criterios de cribado propuesto por diferentes expertos no se cumple, en este aspecto juegan un papel importante las analogías.

Tabla 2.
Criterios de cribado

| Propiedades del crudo | | | | | Características del yacimiento | | | |
|-----------------------------|-------------------------------------|-------|-----------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------|------------------|------------------|
| # | Método de recobro | °API | Viscosidad (Cp) | Saturación de petróleo (%PV) | Tipo de formación | Permeabilidad (md) | Profundidad (ft) | Temperatura (°F) |
| Inyección de Gas Miscible | | | | | | | | |
| 1 | CO2 | >22 | <35 | >0.15 | Arenisca o carbonato | <4500 | >2500 | 82-250 |
| 2 | Hidrocarburos | >23 | <18000 | >0.3 | Arenisca o carbonato | <5000 | >4000 | 85-329 |
| 3 | WAG | 33-39 | <0.3 | ----- | Arenisca | <1000 | 7545-8887 | 194-253 |
| 4 | nitrógeno | >35 | <0.2 | >0.4 | Arenisca o carbonato | <35 | >6000 | 190-325 |
| Inyección de Gas Inmiscible | | | | | | | | |
| 5 | nitrógeno | >16 | <18000 | >0.47 | Arenisca | <2800 | 1700-18500 | 82-325 |
| 6 | CO2 | >11 | <592 | >0.42 | Arenisca o carbonato | <1000 | 1150-8500 | 82-198 |
| 7 | Hidrocarburos | >22 | <4 | >0.75 | Arenisca | <1000 | 6000-7000 | 170-180 |
| 8 | Hidrocarburos + WAG | >9.3 | <16000 | >0.88 | Arenisca o carbonato | <6600 | 2650-9200 | 131-267 |
| (Mejorado) Inundación | | | | | | | | |
| 9 | polímeros | 13-43 | <4000 | >0.34 | Arenisca | <5500 | 700-9500 | 74-237 |
| 10 | Polímero Tensoactivo Alcalino (ASP) | 23-34 | <6500 | >0.35 | Arenisca | <1500 | 2723-9000 | 80-200 |
| 11 | Surfactante + P/A | 22-39 | <16 | >0.43 | Arenisca | 50-60 | 625-5300 | 122-155 |
| térmico/mecánico | | | | | | | | |
| 12 | Combustión In Situ | 10-30 | <2770 | >0.5 | Arenisca o carbonato | <15000 | 400-11300 | 64-230 |
| 13 | Vapor | 10-30 | <5000000 | >0.35 | Arenisca | <15000 | 200-9000 | 10-350 |
| 14 | Agua Caliente | 12-25 | <8000 | >0.15 | Arenisca | 900-6000 | 500-2950 | 75-135 |
| Microbiano | | | | | | | | |
| 15 | Microbios | 12-33 | <8900 | >0.55 | Arenisca | 180-190 | 1572-3464 | 86-90 |

Fuente: Teaber et al. (1997); Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Mortis (2004); Kottungal (2008); Awan et al. (2006); Cadelle et al. (1980); Demin et al (1990). Modificado por el autor.

4.1.2. Propiedades del fluido y del yacimiento analizadas

Como podemos observar en la tabla 2 el cribado técnico binario requiere pocos datos como los descritos en la tabla 3, lo que convierte a la metodología en una herramienta de fácil aplicación, ya que en muchas ocasiones los campos no cuentan con la información suficiente para realizar estudios detallados. Luego de seleccionar el método o métodos de recuperación que aplican técnicamente al campo/yacimiento por medio de un cribado técnico binario complementado con analogías, la empresa operadora iniciara la adquisición de la información necesaria para realizar un estudio exhaustivo que pueda incluir evaluaciones experimentales, modelos geológicos, simulación numérica, análisis económico, etc.

Tabla 3.

Propiedades utilizadas para realizar la evaluación técnica binaria.

| |
|-----------------------------------|
| Propiedades del fluido |
| Viscosidad (Cp) |
| °API |
| Propiedades del yacimiento |
| Saturación de petróleo (%) |
| Espesor (ft) |
| Profundidad (ft) |
| Temperatura (°F) |
| Litología |

Fuente: autor.

Debido a que la presión y la saturación de fluidos cambia durante la vida productiva del campo, es importante evaluar estas propiedades a las condiciones actuales del campo/yacimiento, para evitar una selección errónea de los métodos a aplicar al campo bajo estudio.

4.1.3. Asignación de puntuación

Cada una de las 7 propiedades que se muestran en la tabla 3 se comparan con los criterios de cribado de los diferentes autores, se asigna una puntuación ente 0 y 1. Se asigna una

puntuación de 1 cuando la propiedad se encuentra dentro del rango establecido en la tabla 2. (J.J. Taber & R.S. Seright, 1997) y cero cuando se encuentra en el caso contrario. Cuando la propiedad cumple solo con una parte del rango se asigna una puntuación proporcional a la tasa de cumplimiento. Los criterios de cribado de los otros autores también se evalúan, pero no se tiene en cuenta para la asignación de la puntuación. La figura 2, muestra el procedimiento para la asignación de los puntajes.

Propiedades del fluido y del yacimiento.**Criterios de selección****Campo C**

| Propiedad | Valor |
|----------------------------|----------|
| °API | 11 |
| Viscosidad (Cp) | 15000 |
| Saturación de petróleo (%) | 0.89 |
| Permeabilidad (md) | 600 |
| Profundidad (ft) | 3956 |
| Temperatura (°F) | 136 |
| Litología | arenisca |

**contra**

| Propiedad | TABER-SERIGHT (1997) |
|----------------------------|----------------------|
| °API | dic-33 |
| Viscosidad (Cp) | <8900 |
| Saturación de petróleo (%) | >0.55 |
| Permeabilidad (Md) | 180-190 |
| Profundidad (Ft) | 1572-3464 |
| Temperatura (°F) | 86-90 |
| Litología | arenisca |

puntaje asignado

| Propiedad | TABER-SERIGHT (1997) |
|----------------------------|----------------------|
| °API | 0.92 |
| Viscosidad (Cp) | 0.59 |
| Saturación de petróleo (%) | 1 |
| Permeabilidad (md) | 0.32 |
| Profundidad (ft) | 0.88 |
| Temperatura (°F) | 0.66 |
| Litología | 1 |
| PUNTAJE | 0.77 |


 Puntuación para cada propiedad



 Puntuación del método

Figura 2. Procedimiento para la asignación de puntaje en la selección técnica

binaria. Fuente: (Marta Trujillo, 2010).

4.2 Analogías

En algunos casos, los criterios de cribado por si solos no brindan las herramientas necesarias para seleccionar de un grupo de tecnologías cual es la más adecuada para implementar en un campo. Por eso se recomienda apoyarse en el estudio de proyectos en campos que, si bien no son iguales al campo de estudio, presentan cierta similitud o analogía, esto se determina mediante un razonamiento basado en la existencia de atributos similares entre dos campos diferentes, con el fin de definir una potencial aplicación de un determinado proceso de recuperación.

Este proceso se llevó a cabo con una base de datos de aproximadamente 10 proyectos de aplicación de métodos de recuperación de hidrocarburos de 6 países del mundo.

La ecuación 1 describe la expresión que cuantifica la diferencia entre algunas propiedades clave de los campos de la base de datos con los campos que se estudian

$$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} \times 100$$

Ecuación 1.

Donde:

Sx: Puntuación obtenida por un campo de la base de datos con respecto al campo de estudio. El mayor de todos estos valores indica el campo más análogo al campo en estudio.

n: Numero de propiedades a tener en cuenta al hacer la analogía.

Fi: Factor de similitud entre el valor de una determinada propiedad del campo en estudio con respecto al valor de la misma propiedad perteneciente a cada uno de los campos de la base de datos.

Este factor indica que tan similares son los valores comparados y asigna una puntuación entre 0 y 1. Un valor cercano a uno indica mayor similitud y cercano a cero indica que existe un mayor grado de diferencia. En la ecuación 2 se expresa como calcular el factor de similitud:

$$F_i = 1 - \frac{|P_i - P_{ie}|}{\max(|P_i - P_{ie}|)}$$

Ecuación 2.

Donde:

Pi: Valor de la propiedad a comparar y perteneciente a un campo de la base de datos.

Pie: Valor de la propiedad a comparar y perteneciente a un campo en estudio.

Max(|Pi-Pie|): El máximo de las diferencias encontradas en una propiedad comparando todos los valores de esta propiedad de los campos en la base de datos con el campo de estudio. Esto se hace con el objetivo de que los valores del factor de similitud este siempre entre 0 y 1.

Para el caso especial en que el valor de la propiedad no es un numero sino una cadena de caracteres, el valor del factor de similitud es cero cuando estos caracteres no son iguales.

5. Resultado y análisis

Los resultados obtenidos en el presente trabajo de grado se dan en orden cronológico según lo planteado en la metodología; empezando por la selección de 5 campos de petróleo ubicados en Colombia como se observa en la tabla 4 y sus respectivas propiedades necesarias para realizar la evaluación técnica binaria.

Tabla 4.

Propiedades de los fluidos y de los yacimientos seleccionados para realizar la evaluación técnica binaria

| Campo | Propiedades del crudo | | | Características del yacimiento | | | |
|-------|-----------------------|------|----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|-----------|
| | Viscosidad (Cp) | °API | Saturación de Petróleo (%) | Permeabilidad (Md) | Profundidad (ft) | Temperatura (°F) | Litología |
| A | 12300 | 9 | 0.58 | 2233 | 3393 | 192 | carbonato |
| B | 110 | 20 | 0.56 | 198 | 9488 | 126 | carbonato |
| C | 15000 | 11 | 0.89 | 600 | 3956 | 136 | arenisca |
| D | 90 | 21 | 0.81 | 1600 | 3051 | 266 | carbonato |
| E | 470 | 13.5 | 0.7 | 3000 | 5775 | 220 | arenisca |

Fuente: (Ecopetrol, 2010. Modificado por el autor)

Después de la aplicación de la evaluación de los campos con respecto a los métodos de recobro incorporados en el simulador, se obtuvo la puntuación descrita en la tabla 5.

Tabla 5.
Asignación de puntajes

| Método | Campo | | | | |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | A | B | C | D | E |
| Inyección de CO2 miscible | 0.7731 | 0.8896 | 0.786 | 0.8249 | 0.803 |
| Inyección de hidrocarburos miscible | 0.8914 | 0.9814 | 0.9239 | 0.8841 | 0.941 |
| WAG | 0.36 | 0.5325 | 0.5931 | 0.3801 | 0.5846 |
| Inyección N2 miscible | 0.5483 | 0.6305 | 0.5354 | 0.5447 | 0.6228 |
| Inyección N2 inmisible | 0.7946 | 0.8571 | 0.9554 | 0.8018 | 0.9682 |
| Inyección CO2 inmisible | 0.7592 | 0.9851 | 0.8628 | 0.8943 | 0.7656 |
| Inyección de Hidrocarburos inmisible | 0.4477 | 0.5959 | 0.7085 | 0.4714 | 0.666 |
| Inyección de Hidrocarburos+WAG | 0.9467 | 0.9383 | 1 | 0.9886 | 0.9708 |
| Inyección de Polímeros | 0.7168 | 0.8571 | 0.8733 | 0.8064 | 0.9787 |
| Polímero Tensoactivo Alcalino (ASP) | 0.6559 | 0.8312 | 0.8445 | 0.7308 | 0.8566 |
| Surfactante+P/A | 0.4635 | 0.5595 | 0.6573 | 0.4633 | 0.6085 |
| Combustión In-Situ | 0.875 | 1 | 0.8835 | 0.9778 | 0.9413 |
| Vapor | 0.8429 | 0.8498 | 1 | 0.8543 | 1 |
| Agua Caliente | 0.7209 | 0.6473 | 0.845 | 0.7559 | 0.8749 |
| Microbios | 0.5753 | 0.7199 | 0.7663 | 0.6105 | 0.7246 |

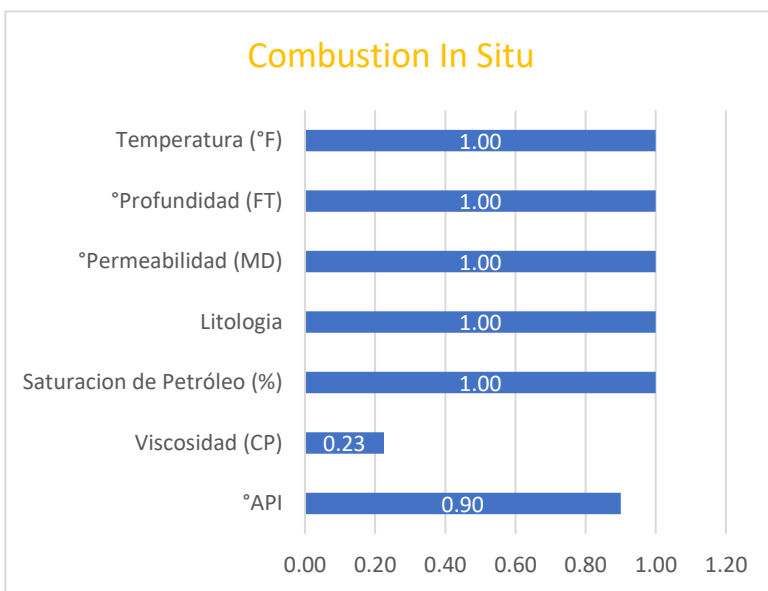
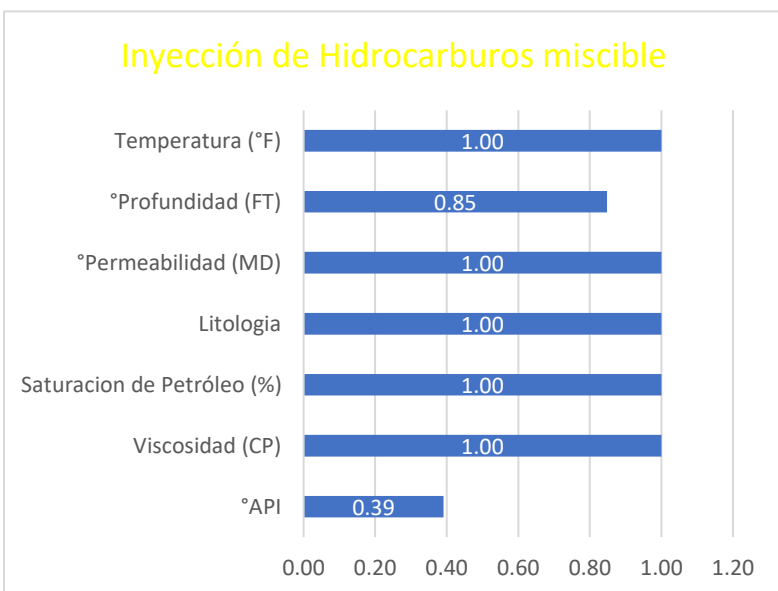
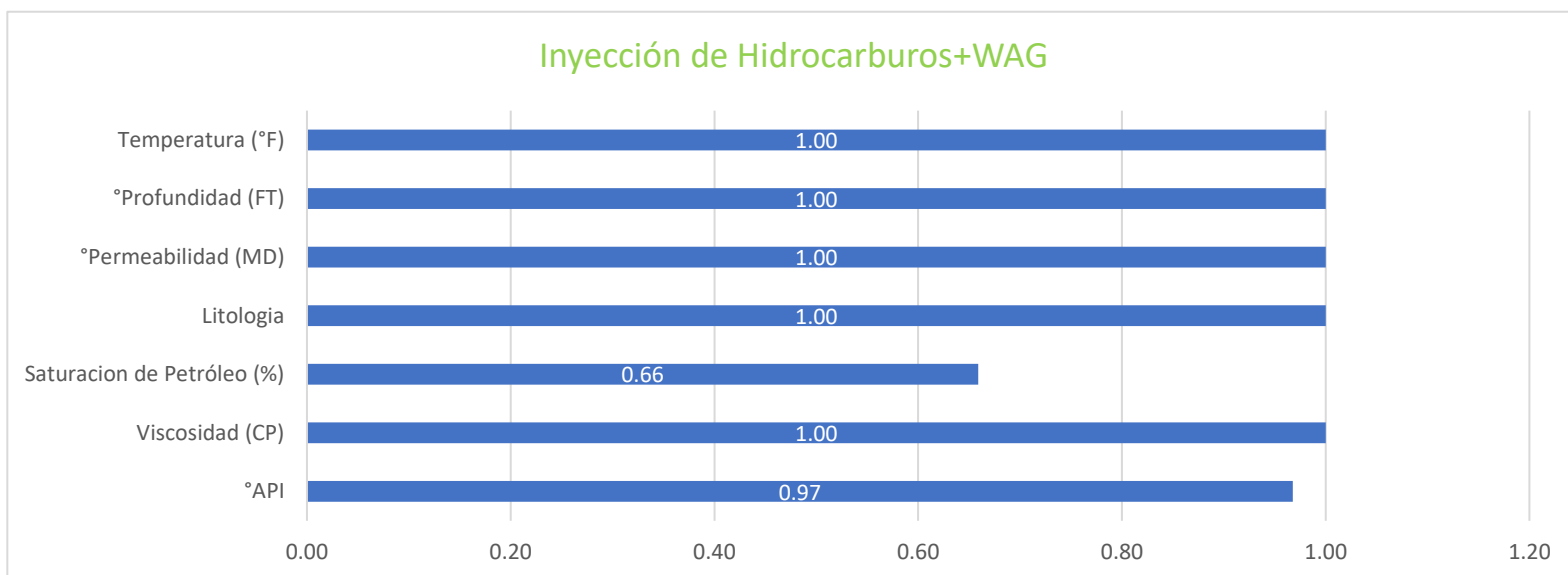
Donde:

Primera opción
Segunda opción
Tercera opción



En la figura 3, 4, 5, 6 y 7 se tomaron como muestra para analizar las propiedades de los 3 métodos de recobro con mayor puntaje obtenidos en cada uno de los campos.

Campo A



Donde

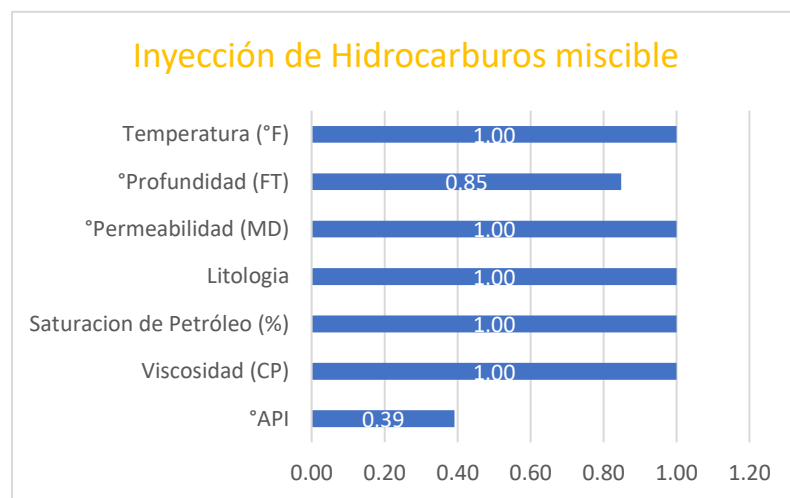
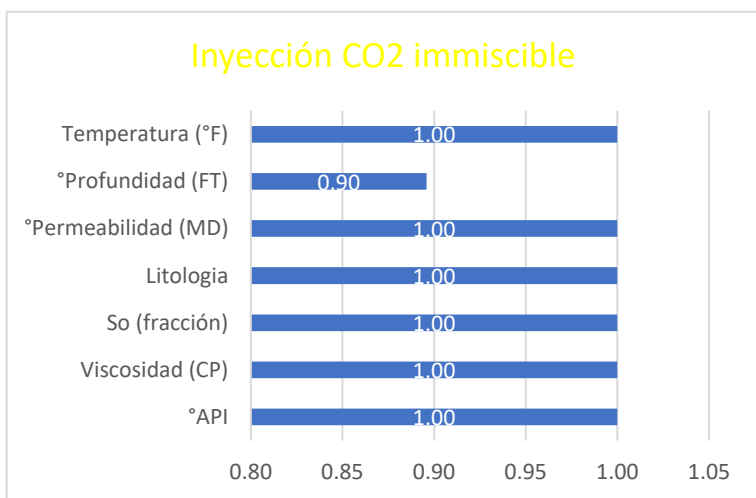
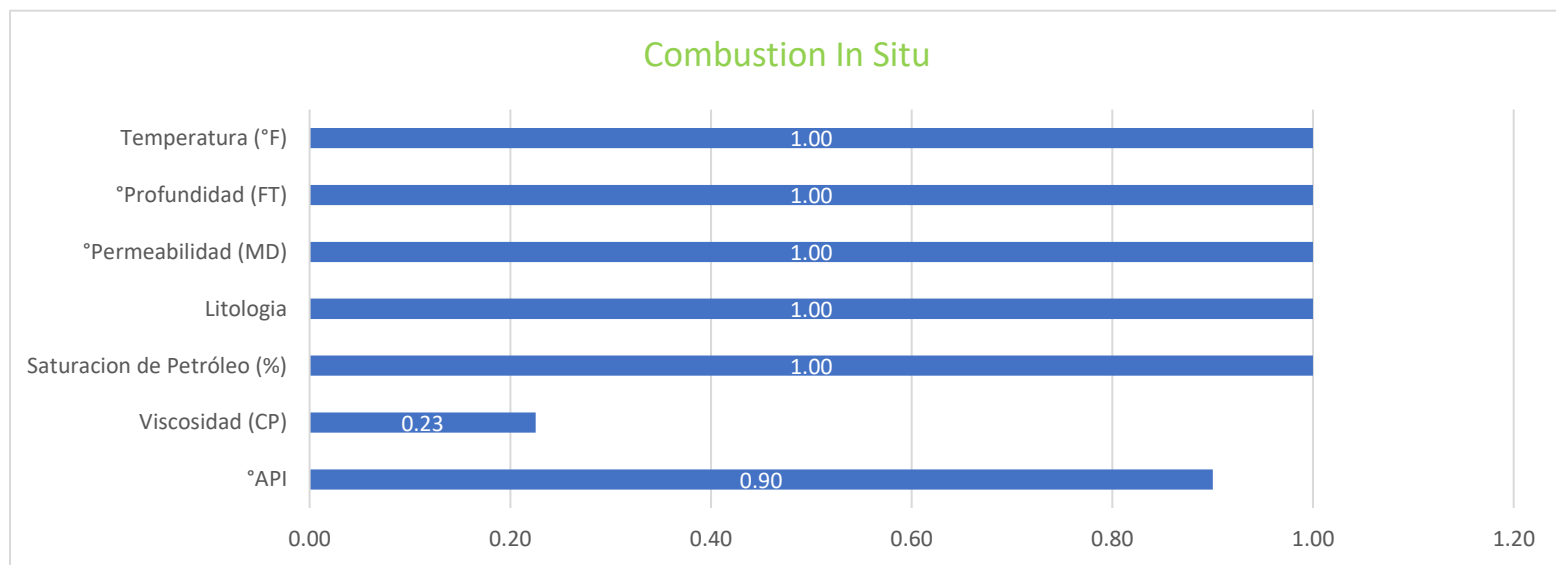
Primera opción
Segunda opción
Tercera opción



Figura 3. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo A.

En el caso de estudio del campo A se obtuvo como resultado que sus propiedades no se ajustan al 100% a las características de los métodos de recobro, por ende, la tecnología de recuperación de hidrocarburos que más se recomienda utilizar para este campo es la inyección de hidrocarburos + WAG, como segunda y tercera alternativas tenemos a la inyección de hidrocarburos miscibles y la combustión in situ.

Campo B



Donde

- Primera opción
- Segunda opción
- Tercera opción



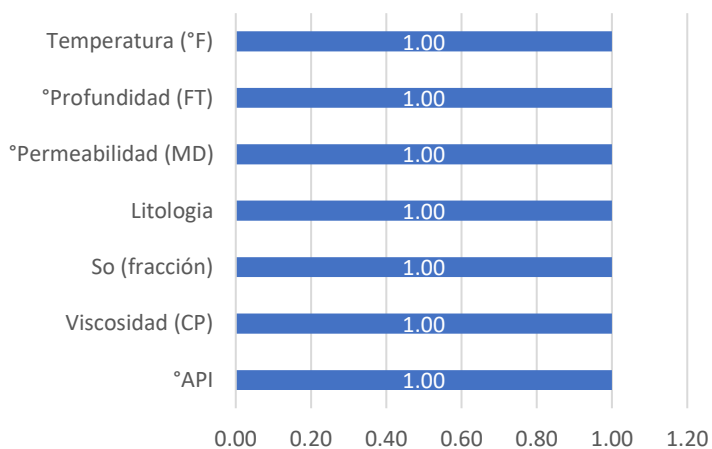
Figura 4. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo B.

En el caso de estudio del campo B se obtuvo como resultados que la combustión In Situ pueden ser considerados como la mejor opción a implementar; como segunda alternativa tenemos la inyección de CO₂ inmiscible ya que la profundidad obtuvo un puntaje proporcional a la tasa de cumplimiento.

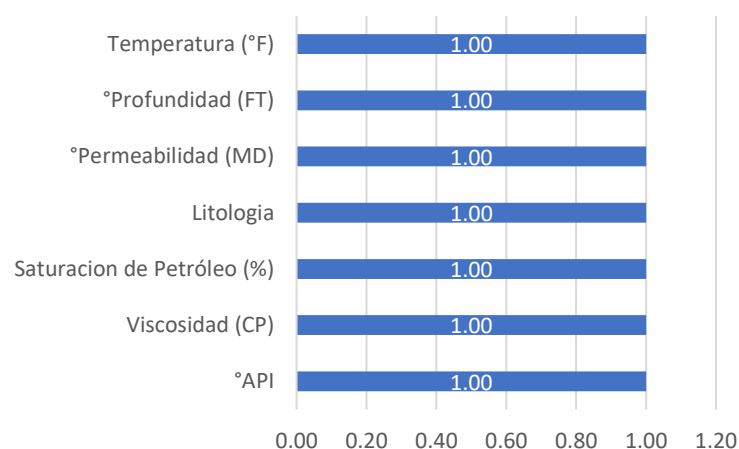
Como última alternativa a considerar tenemos la inyección de hidrocarburos miscible ya que la °API obtuvo una puntuación proporcional a la tasa de cumplimiento.

Campo C

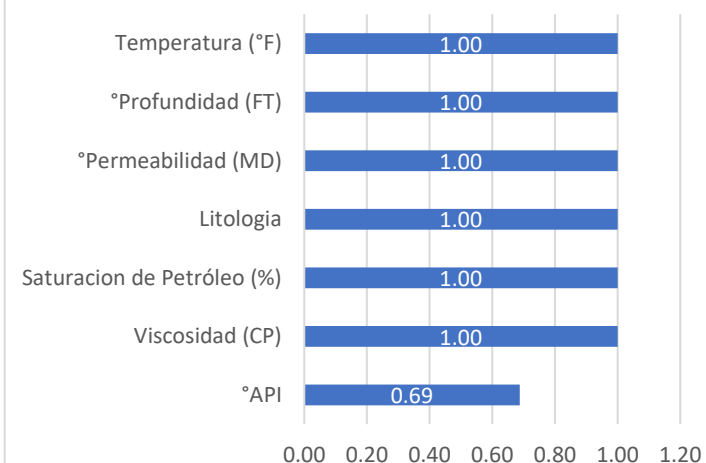
Inyección de vapor



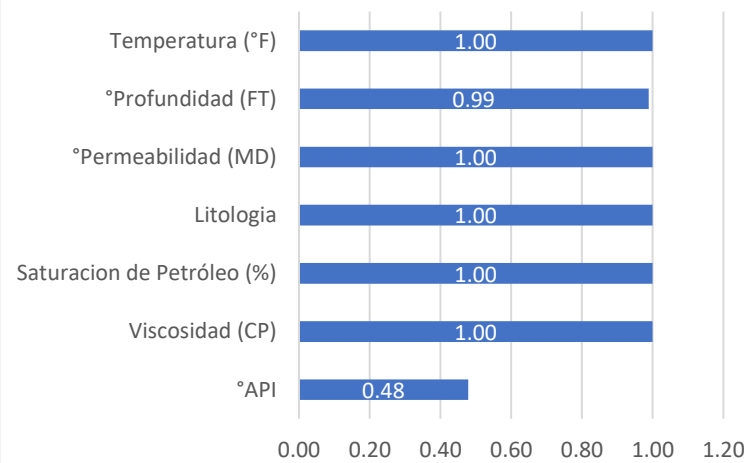
Inyección de Hidrocarburos+WAG



Inyección de N2 inmiscible



Inyección de Hidrocarburos miscible



Donde

Primera opción

Segunda opción

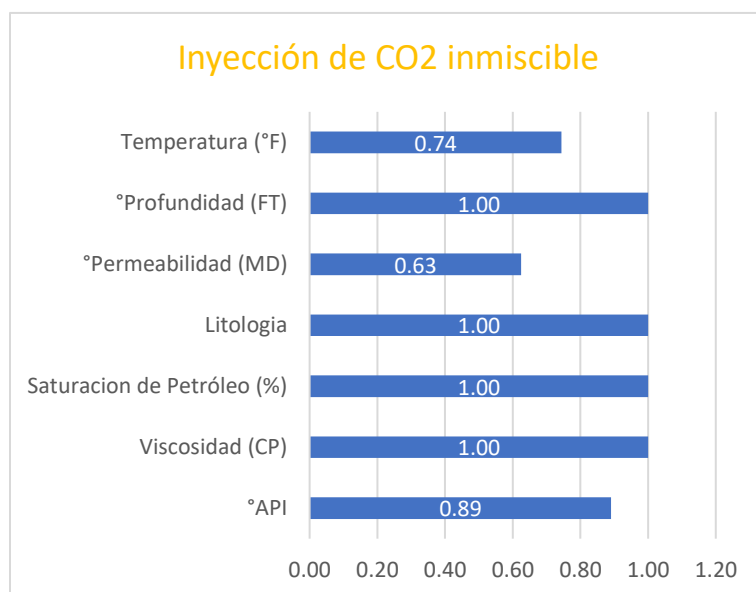
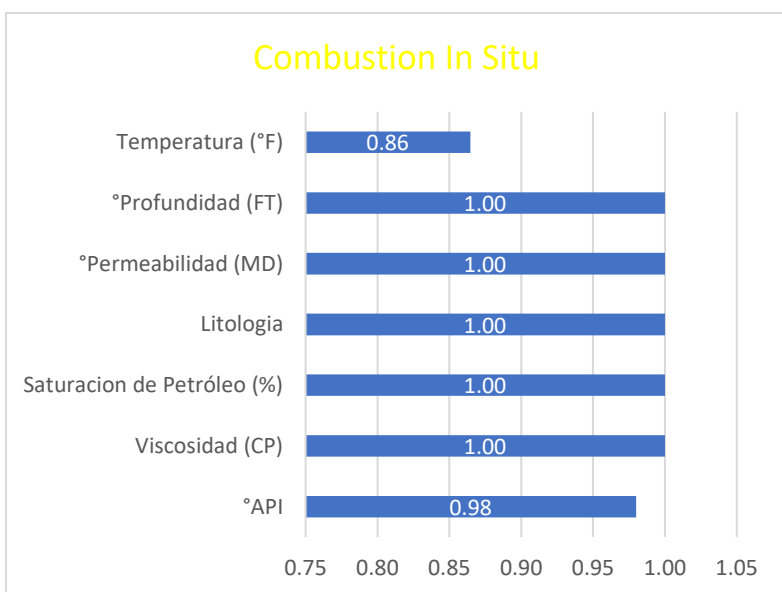
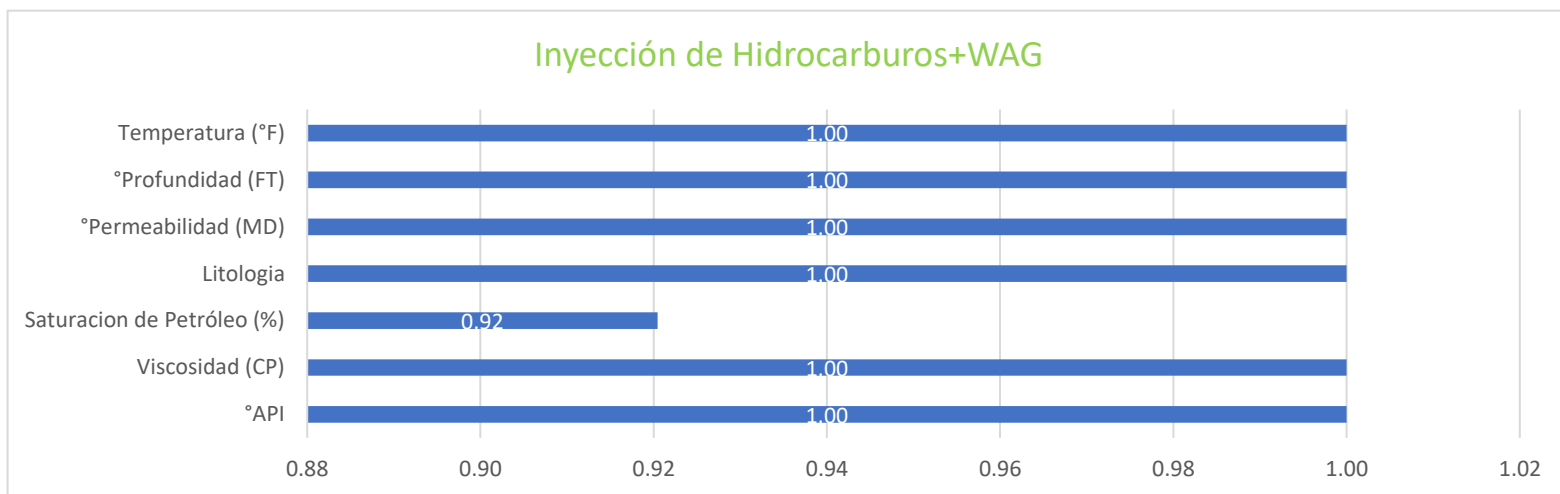
Tercera opción



Figura 5. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo C.

En el caso de estudio del campo C se obtuvo como resultado que las propiedades del fluido y del yacimiento cumplen con el 100% de las características de varios de los métodos de recobro como la inyección de vapor o steam e hidrocarburos + WAG, sin embargo, en este tipo de caso se recomienda comparar campos/pozos con características similares para decidir la mejor opción.

Campo D



Donde

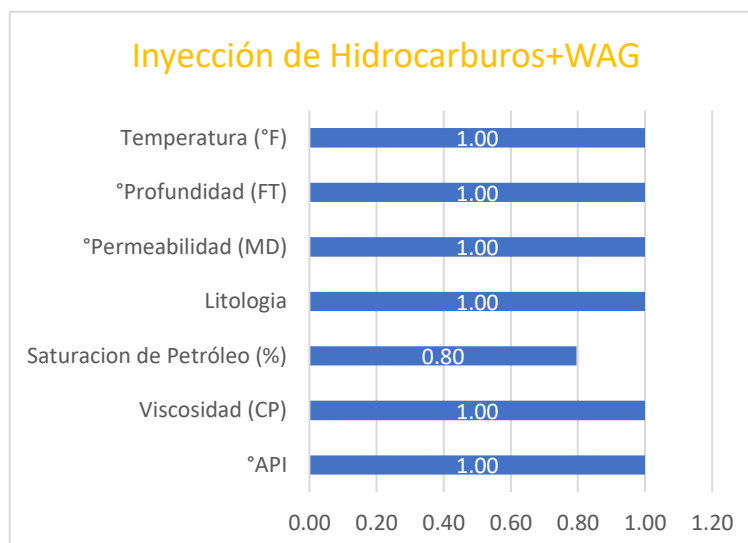
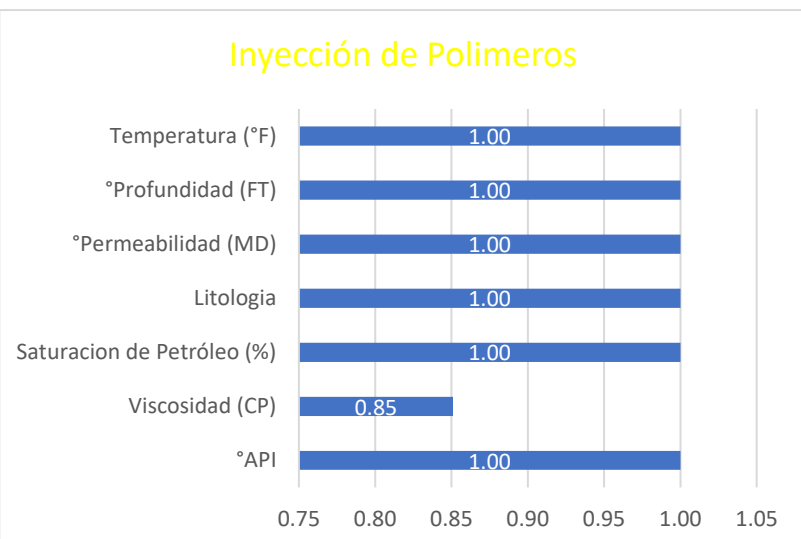
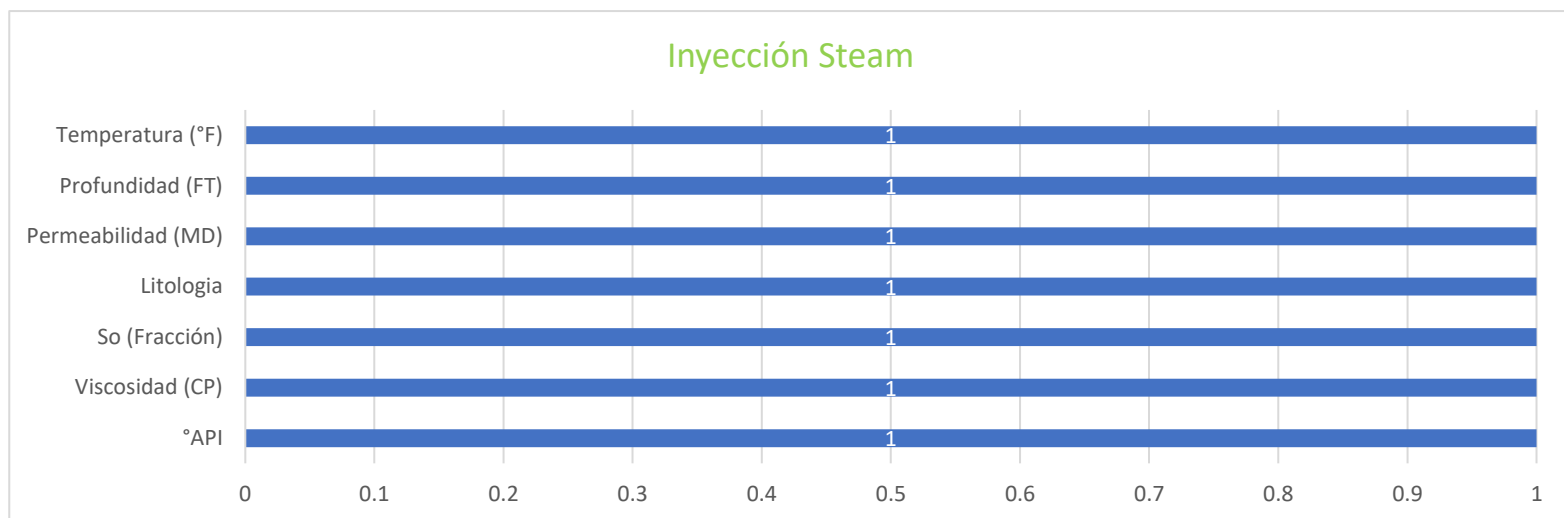
Primera opción
Segunda opción
Tercera opción



Figura 6. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo D.

En el caso de estudio del campo D se obtuvo como resultado que sus propiedades no se ajustan al 100% a las características de los métodos de recobro, por ende la tecnología de recuperación de hidrocarburos que más se recomienda utilizar para este campo es la inyección de hidrocarburos + WAG ya que la saturación de petróleo no cumple al 100% con la condición, ya que la tasa de cumplimiento de la S_o es mayor que la de otras propiedades como la temperatura, permeabilidad y $^{\circ}\text{API}$ las cuales situaron como segunda y tercera opción a los métodos de combustión In Situ y la inyección de CO_2 inmisible.

Campo E



Donde

Primera opción
Segunda opción
Tercera opción



Figura 7. Análisis por propiedades de los métodos de recobro con mayores puntajes del campo E.

En el caso de estudio del campo E se obtuvo como resultado que la mejor tecnología para implementar sería la inyección de vapor o steam, seguida de la inyección de polímeros y como tercera alternativa tendríamos la inyección de hidrocarburos + WAG.

Después se seleccionaron 10 campos de petróleo de 6 países como se describe en la tabla 6 con sus respectivas propiedades necesarias para aplicación de las analogías.

Tabla 6.
Propiedades de los fluidos y de los yacimientos seleccionados para realizar analogía.

| # | Campo | País | Propiedades del crudo | | | Características del yacimiento | | | |
|----|------------------|-----------|-----------------------|------|----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|-----------|
| | | | Viscosidad (Cp) | °API | Saturación de petróleo (%) | Permeabilidad (Md) | Profundidad (ft) | Temperatura (°F) | Litología |
| 1 | Mc kittrick | EE. UU. | 35 | 13 | 0.6 | 2800 | 1000 | 220 | arenisca |
| 2 | Lost Hills | EE. UU. | 250 | 13 | 0.63 | 2000 | 400 | 250 | arenisca |
| 3 | Midway - Sunset | EE. UU. | 400 | 12 | 0.6 | 5 | 900 | 150 | carbonato |
| 4 | Jesús María | EE. UU. | 20000 | 9 | 0.6 | 2 | 3500 | 110 | carbonato |
| 5 | Tía Juana F. W. | VENEZUELA | 5000 | 10 | 0.75 | 3000 | 1700 | 113 | arenisca |
| 6 | Tía Juana. | VENEZUELA | 7000 | 12 | 0.8 | 2000 | 2000 | 110 | arenisca |
| 7 | Celtic | CANADA | 5000 | 13 | 0.97 | 700 | 1500 | 75 | arenisca |
| 8 | Niitsu field | JAPON | 178 | 18 | 0.25 | 750 | 633 | 77 | arenisca |
| 9 | Karamay 9-1 | CHINA | 2000 | 24 | 0.65 | 3170 | 820 | 66 | arenisca |
| 10 | Sublacu de Barcu | RUMANIA | 2000 | 16 | 0.78 | 2000 | 300 | 65 | arenisca |

Fuente: (S. M. Farouq Ali. (1974); M.Q. Hamma (2014); S. M. Farouq Ali (1974). (Modificado por el autor)

Una vez aplicadas las analogías obtuvimos los resultados de la tabla 6.

Tabla 7.
Resultados de las analogías para cada uno de los campos en estudio

| Campo | A | B | C | D | E |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Mc kittrick | 49.34 | 38.6 | 28.83 | 52.38 | 64.44 |
| Lost Hills, | 44.41 | 36.9 | 27.99 | 59.2 | 57.38 |
| Midw ay - Sunset | 42.82 | 42.74 | 56.38 | 30.33 | 32.77 |
| Jesús María | 52.64 | 54.57 | 59.16 | 48.87 | 45.78 |
| Tía Juana F. W. | 50.76 | 34.08 | 48.98 | 48.62 | 56.87 |
| Tía Juana. | 49.17 | 41.3 | 54.54 | 59.6 | 55.61 |
| Celtic | 21.82 | 41.58 | 49.96 | 48.68 | 36.9 |
| Niitsu field | 17.91 | 48.89 | 30.29 | 28.22 | 25.61 |
| Karamay 9-1 | 24.84 | 41.35 | 18.52 | 26.14 | 39.53 |
| Sublacu de Barcua | 27.37 | 42.8 | 32.66 | 46.5 | 42.19 |

Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Luego se tomaron como muestra para analizar los 3 campos con mayor puntaje obtenidos durante la analogía por cada campo en estudio como lo muestran las figuras 8, 9, 10, 11 y 12.

Campo A



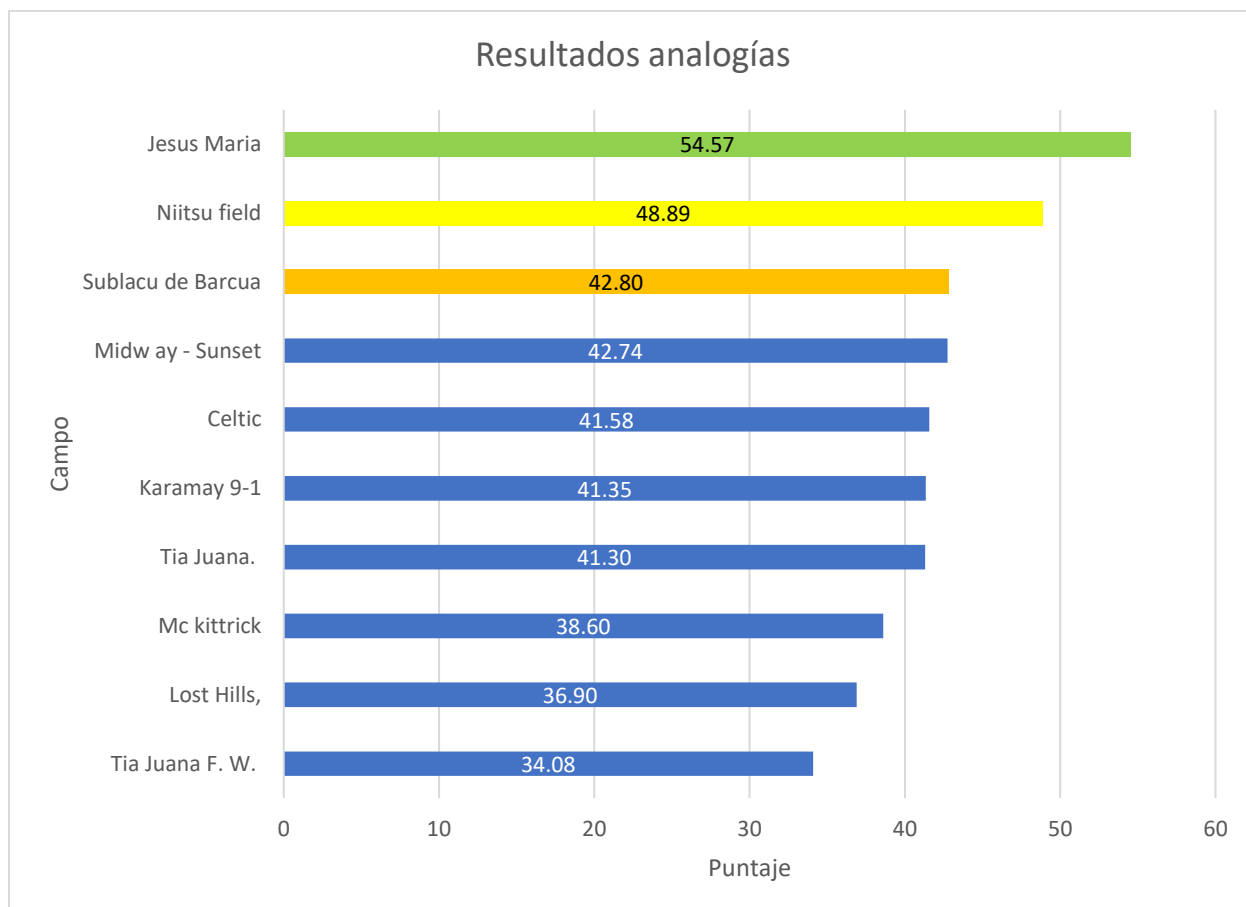
Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Figura 8. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo A.

Campo B



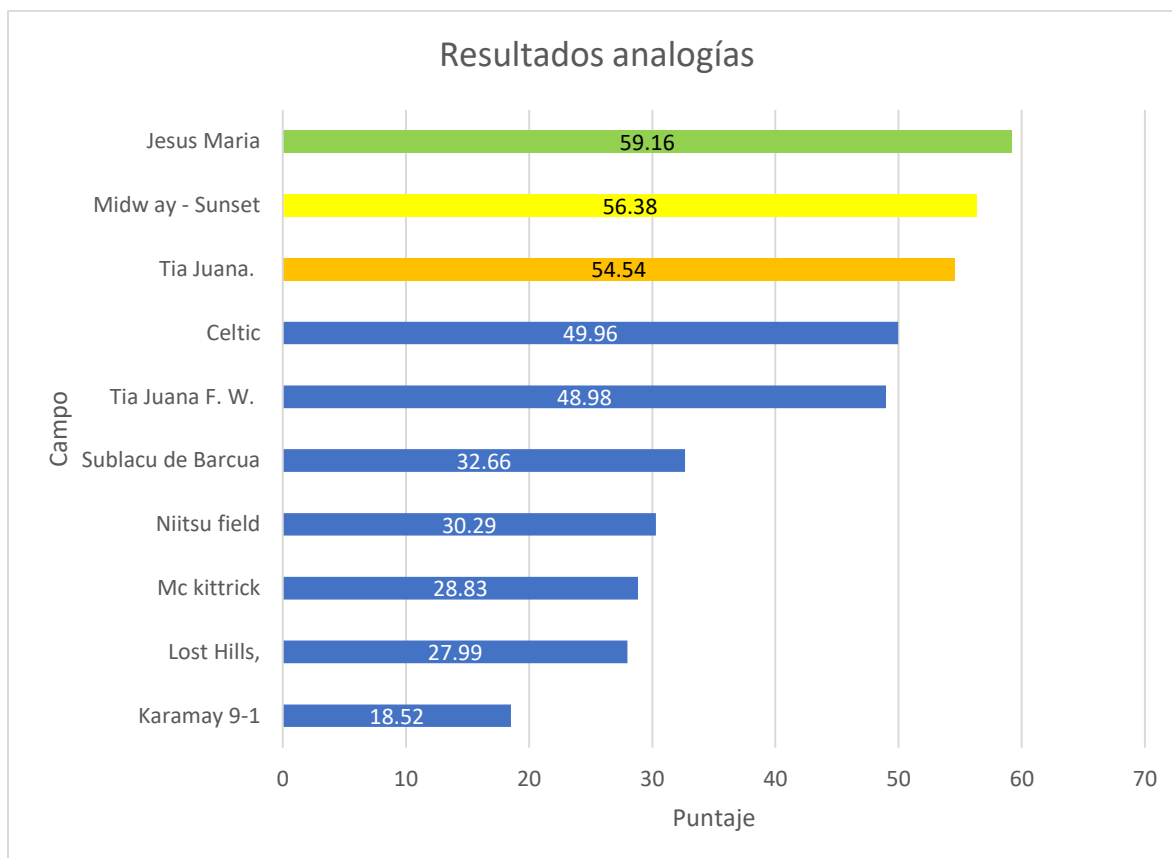
Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Figura 9. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo B.

Campo C



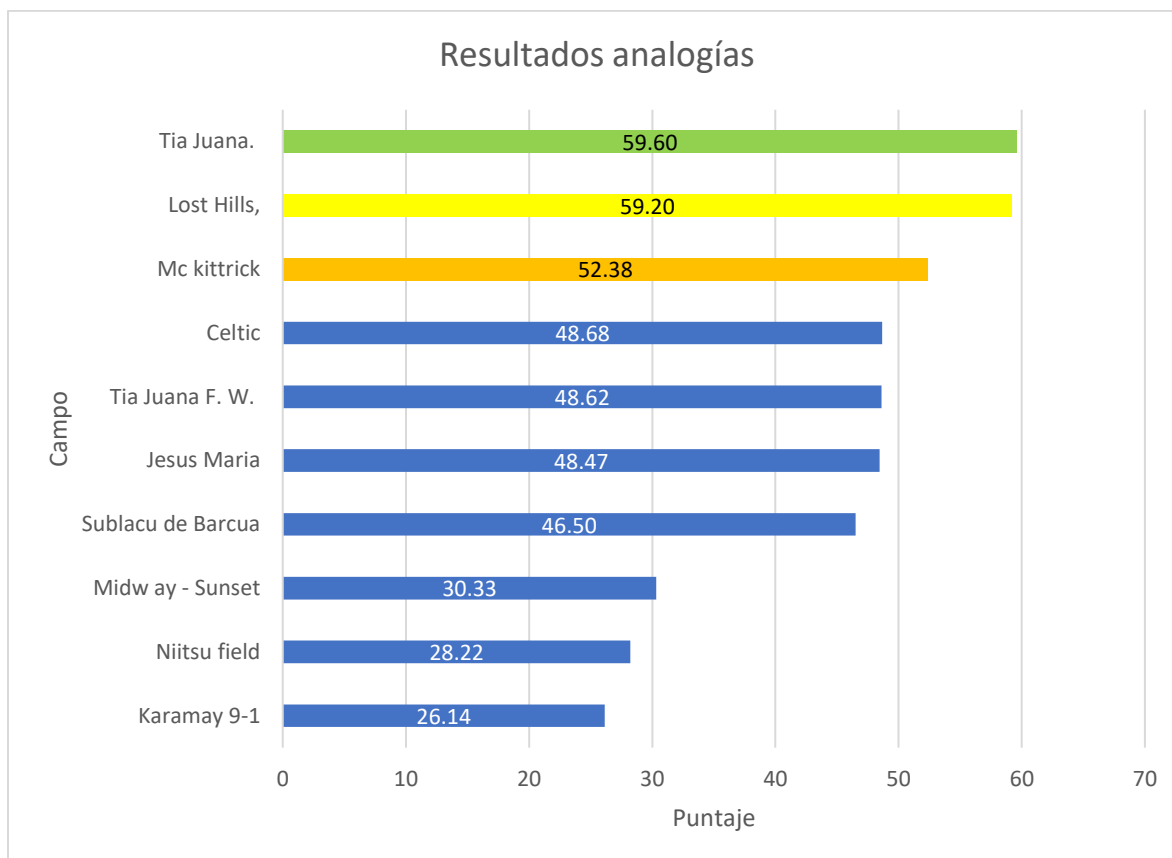
Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Figura 10. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo C.

Campo D



Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Figura 11. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo D.

Campo E



Donde:

Primera opción
 Segunda opción
 Tercera opción



Figura 12. Análisis de las analogías con mayores puntajes del campo E.

Se analizo cada campo por separado obteniendo como resultado:

Campo A

Se identifico que la mejor opción a implementar seria la inyección de hidrocarburos + WAG, lo cual se confirmó por medio de la analogía con el campo Jesús María de EE. UU. con tan solo un valor de similitud del 52.65%.

Campo B

Se identifico que la mejor opción a implementar seria la combustión in situ, sin embargo, en este caso no coincide la tecnología que se podría usar en el campo de estudio con el campo Jesús María que obtuvo el mayor puntaje durante la analogía que fue de 54.57%.

Campo C

Se logró identificar con éxito que la mejor opción a implementar sería la inyección de hidrocarburos + WAG, decisión a la cual se llegó gracias a el resultado que arrojó la analogía con el campo Jesús María con un 59.16%, debido a que durante la evaluación técnica binaria arrojó como resultado que también era aceptable la inyección de vapor o steam.

Campo D

Se identifico que la mejor opción a implementar seria la inyección de hidrocarburos + WAG, sin embargo, en este caso no coincide la tecnología que se podría usar en el campo de estudio con el campo que obtuvo en mayor puntaje durante la analogía como fue el caso del campo Tía Juana con un 59.6%.

Campo E

Se identifico que la mejor opción a implementar seria la inyección de vapor o steam, lo cual se confirmo durante la analogía con el campo Mc Kittrick de EE. UU. con un valor de similitud del 64.44%.

6. Conclusiones

Los criterios de selección a pesar de que tiene definido con claridad los rangos en que opera cada una de las características específicas de los métodos de recobro, en ocasiones no nos brinda por sí solo la información suficiente para poder optar por una u otra tecnología ya que un campo puede cumplir al 100% con las características de varios de dichos métodos simultáneamente.

Por ende, fue necesario aplicar un procedimiento para poder comparar proyectos que se encuentran en etapa de implementación y aplicación de dichas tecnologías de los métodos de recobro en campos alrededor del mundo para tomar la mejor decisión.

En primera instancia tenemos como resultado que los campos A, B, D y E arrojaron cual método de recobro es el óptimo para implementar solo con la etapa de los criterios de selección, sin embargo, el campo C arrojó como resultado que se podrían aplicar más de un método de recobro como primera opción a considerar, por lo cual fue necesario contar con los resultados de las analogías para poder determinar que con un puntaje de 59.16% de similitud con el campo Jesús María de EE. UU. que la mejor opción a implementar sería la inyección de hidrocarburos + WAG.

Como podemos observar en las figuras 8, 9, 10, 11 y 12 los valores de similitud de los campos de la base de datos al momento de aplicar las analogías con los campos colombianos poseen valores que van en un rango entre 64.44 y 17.91%; sin embargo a la hora de comparar los resultados de la evaluación técnica binaria de los campos colombianos con las analogías de los campos de la base de datos de 6 países encontramos en ocasiones casos en el que el método de

recobro del campo que tiene el mayor valor de las analogía es diferente al que sugirió la evaluación técnica binaria en primer lugar, por lo tanto para evitar este tipo de situaciones se recomienda tener en cuenta solo las analogías cuyo rango supere el 60%.

7. Recomendaciones

- Ampliar la base de datos de campos del mundo para poder obtener resultados más precisos al momento de realizar las analogías.
- Debido a que cada campo posee una combinación de características única se vuelve complejo encontrar un campo 100% idéntico a otro.
- Al momento de comparar los resultados de la evaluación técnica binaria con los obtenidos durante las analogías, se considera tener en cuenta solo los campos que obtengan valores por encima del 60% en la analogía.

Bibliografía

A. A. Olajire. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. [Energy, vol. 77, pp. 963–982]

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2018). *Producción de petróleo creció 3.8% en noviembre, la más alta desde junio de...*

Ministerio de minas y energía. <https://www.anh.gov.co/en/noticias/produccion-de-petroleo-crecio-38-en-noviembre-la-mas-alta-desde-junio-de/>

Ali Ahmadi, Mohammad (2012) Adsorption of Novel Nonionic Surfactant and Particles Mixture in Carbonates: Enhanced Oil Recovery Implication. [Energy Fuels].

<https://doi.org/10.1021/ef300154h>

Barandiaran, Lucio Carrillo. (2006). Mecanismos de impulsión de los reservorios. Capítulo 3.

Universidad nacional de ingeniería

http://oilproduction.net/files/Parte_03_Reservorios_Lucio_Carrillo___Impulsion.pdf

Colciencias (2018). Convocatoria para la ejecución de proyectos de I+D+i en recobro mejorado de hidrocarburos (EOR). *Departamento administrativo de ciencia, tecnología e innovación*

https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/anexo-1-alcance-invencion-eor-linea-base_v2-conv773.pdf

Ecopetrol. (2023). En 2022, el grupo ecopetrol incremento sus reservas probadas de

hidrocarburos a 2.011 millones de barriles equivalentes, las mas altas en 8 años.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/en-2022-el-Grupo->

Ecopetrol-incremento-sus-reservas-probadas-de-
 hidrocarburos#:~:text=A1%20cierre%20de%202022%2C%20las,del%20a%C3%B1o%20fue
 %20240%20MBPE.

Ecopetrol S.A. (2010). EcoEOR. Software para la selección de procesos EOR.

Energy Glossary en español (2023). *recuperacion primaria*

Schlumberger

https://glossary.slb.com/es/terms/p/primary_recovery

Energy Glossary en español (2023). *Recuperacion secundaria*

Schlumberger

https://glossary.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery

Energy Glossary en español (2023). *Recuperacion terciaria*

Schlumberger

https://glossary.slb.com/es/terms/t/tertiary_recovery

Espinosa B. Carlos Andres & Torres Kelly Johana. (2015). *Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados.*

Universidad de San Buenaventura - Cartagena

<https://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstreams/87f347eb-29c2-439c-93ed-530143437b27/download>

Jiménez Díaz, R., Muñoz Navarro, S. F., & Rivera De La Ossa, J. E. (2007). *Inyección alternada de agua y gas (wag): generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación.* Fuentes, El reventón energético, 5(1).

Recuperado a partir de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/420>

Lazar, I (2007). Microbial enhanced oil recovery (MEOR). [Taylor & Francis]

<https://doi.org/10.1080/10916460701287714>

M.Q. Hamma, (2014). Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data. [SPE]

<https://doi.org/10.2118/170031-MS>

Mogas (2023). *Inyeccion de agua*

<https://www.mogas.com/es-mx/industrias/petroleo-y-gas/inyeccion-de-agua#:~:text=La%20inyecci%C3%B3n%20de%20agua%20se,adentro%20o%20en%20tierra%20firme.>

Perez Perez, Alfredo (2001). Benchmarking of steamflood field projects in light/medium crude oils. [SPE]

<https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/72137-MS>

S. M. Farouq Ali. (1974). Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential and Problems. [SPE]

<https://doi.org/10.2118/4935-MS>

S. M. Farouq Ali. (1974). Current Status of Steam Injection As a Heavy Oil Recovery Method. The Pennsilvane State University

<https://doi.org/10.2118/74-01-06>

Shibulal, Biji (2017). Microbial Enhanced Heavy Oil Recovery by the Aid of Inhabitant Spore-Forming Bacteria: An Insight Review. [Hindawi]

<https://doi.org/10.1155/2014/309159>

Steemit. *Gravedad API*

Dilciaacurero

<https://steemit.com/english/@dilciaacurero/gravedad-api>

Teaber et al. (1997); Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Mortis (2004); Kottungal (2008);

Awan et al. (2006); Cadelle et al. (1980); Demin et al (1990). Recent Developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. [SPE]

<https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/130726-MS>

Taber, J.J. & Seright, R.S. (1997). EOR Screening criteria revisited - part 2: Applications and impact of oil prices. [SPE]

<https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/39234-PA>

Trujillo, Marta (2010). Selection methodology for screening evaluation of enhanced oil recovery methods. [SPE].

<https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/139222-MS>

W. Qiwei (2022). Recovery Improvement. Volume III. [Gulf professional publishing]

<https://doi.org/10.1016/C2019-0-05336-8>

Xiaofei, Sun (2017). Application of Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery: A Critical Review of Recent Progress. [Energies]

<https://doi.org/10.3390/en10030345>