



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

“SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA VIABLE A APLICAR EN UN CAMPO MADURO, MEDIANTE UN CRITERIO JERARQUIZADO DE SELECCIÓN EOR, CASO DE ESTUDIO CAMPO PUCUNA”

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO.**

“CASO PRÁCTICO”

**AUTOR:**

KELVIN JORGE BARRERA CRUZ

**TUTOR:**

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2021**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

“SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA VIABLE A APLICAR EN UN CAMPO MADURO, MEDIANTE UN CRITERIO JERARQUIZADO DE SELECCIÓN EOR, CASO DE ESTUDIO CAMPO PUCUNA”

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO.**

“CASO PRÁCTICO”

**AUTOR:**

KELVIN JORGE BARRERA CRUZ

**TUTOR:**

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2021**



Santa Elena, 13 de marzo 2021

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD**  
**Directora de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **“SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA VIABLE A APLICAR EN UN CAMPO MADURO, MEDIANTE UN CRITERIO JERARQUIZADO DE SELECCIÓN EOR, CASO DE ESTUDIO CAMPO PUCUNÁ ”**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

**Autor:** Barrera Cruz Kelvin Jorge

**N° de Cedula:** 2400087694

**Correo:** kelvin.barreracruz@upse.edu.ec

**Tutor:** Ing, Fidel Chuchuca Aguilar

**N° de Cedula** 0704789502

**Correo:** fchuchuca@upse.edu.ec

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo primeramente a Dios, porque ha estado presente en todo momento de mi vida, cuidándome y dándome fuerza para seguir adelante.

A mis padres Rosa y Ángel, quienes que a pesar de los problemas económicos que se hayan presentado, siempre han velado por mi bienestar y educación, causando en mí una gran admiración y respeto hacia ellos, y que a lo largo de mi existencia se han ido convirtiendo en un pilar fundamental, depositando su entera confianza en cada reto que se me presentara y sin dudar ni un solo momento de mi inteligencia y capacidad.

A mis hermanos, porque ellos han sido los motores de mi vida, su permanente apoyo ha hecho que logre los objetivos que me he propuesto.

A mis amigos, por su apoyo incondicional y porque han estado en los momentos malos y buenos motivándome a lograr con mis objetivos personales.

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar, quiero agradecer a Dios, que, sin su acompañamiento y fortaleza no hubiera podido lograr cada uno de los objetivos que me he planteado, y por brindarme una vida llena de aprendizaje y experiencias, y en especial darle gracias por el bienestar de mi familia, que a pesar que vivimos en tiempos de pandemia nos ha mantenido con buena salud.

A mis amados padres Ángel y Rosa, por manifestarme su apoyo en todo momento, por los valores que me han inculcado, y sobre todo por darme la oportunidad de tener una buena educación, porque sin su apoyo no hubiera finalizado mis estudios universitarios.

A mis queridos hermanos, por su amor incondicional y por apoyarme en cualquier circunstancia de la vida.

A mi tutor el Ing. Fidel Chuchuca que, con su constante apoyo, aliento y orientación, este trabajo ha sido posible realizarlo, además por su paciencia y predisposición de ayudarme en cualquier inquietud.

A mis queridos docentes de la Facultad de Petróleos, que con su formación académica me han podido brindar el suficiente conocimiento para poder emplearlo en un futuro en la vida laboral.

# CONTENIDO

<b>CARTA DE ORIGINALIDAD</b> .....	iii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iv
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	v
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	vii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	viii
<b>ABREVIATURAS Y SIGLAS</b> .....	ix
<b>RESUMEN</b> .....	x
<b>ABSTRACT</b> .....	xi
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	2
<b>1. EXPOSICIÓN DEL CASO PRÁCTICO</b> .....	2
<b>1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PUCUNA</b> .....	2
1.1.1 Historia del Campo Pucuna.....	2
1.1.2 Ubicación del Caso De Estudio el Campo Pucuna. ....	3
1.1.3 Reservas actuales del Campo Pucuna. ....	3
<b>1.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PUCUNA</b> .....	4
<b>1.3 PROBLEMÁTICA</b> .....	5
<b>1.4 JUSTIFICACIÓN</b> .....	6
<b>1.5 OBJETIVO GENERAL</b> .....	6
1.5.1 Objetivos Específicos.....	6
<b>CAPÍTULO II</b> .....	7
<b>2. RESOLUCIÓN DEL CASO PRÁCTICO</b> .....	7
<b>2.1 SOFTWARE EORGUI</b> .....	7
2.2.1 Descripción del Software EORgui .....	7
2.2.2 Selección rápida de EOR.....	8
<b>2.2 RECOPIACIÓN DE DATOS PARA LA SELECCIÓN DE MÉTODOS DE EOR</b> .....	12

<b>2.3 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN EOR MEDIANTE EL SOFTWARE EORGUI .....</b>	<b>13</b>
<b>2.4 RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>	<b>18</b>
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>19</b>
<b>3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>19</b>
<b>3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN EORGUI .....</b>	<b>19</b>
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>22</b>
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1 CONCLUSIONES .....</b>	<b>22</b>
<b>4.2 RECOMENDACIONES .....</b>	<b>22</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>24</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1. Ubicación Del Campo Pucuna .....</b>	<b>3</b>
<b>Figura 2. Historia De Producción Del Campo Pucuna.....</b>	<b>5</b>
<b>Figura 3. Interfaz EOrgui para la Selección Rápida de los Métodos EOR. ....</b>	<b>7</b>
<b>Figura 4. Detalle de Aplicabilidad de los Métodos EOR. ....</b>	<b>12</b>
<b>Figura 5. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Hollín.....</b>	<b>14</b>
<b>Figura 6. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Hollín. ....</b>	<b>14</b>
<b>Figura 7. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo T.....</b>	<b>15</b>
<b>Figura 8. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo T. ....</b>	<b>15</b>
<b>Figura 9. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo U. ....</b>	<b>16</b>
<b>Figura 10. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo U.....</b>	<b>16</b>
<b>Figura 11. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Basal Tena. 17</b>	
<b>Figura 12. Detalles de Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Basal Tena. ...</b>	<b>17</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> POES, Reservas y Factor de Recobro del Campo Pucuna. ....	4
<b>Tabla 2.</b> Estado Actual de los Pozos del campo Pucuna. ....	4
<b>Tabla 3.</b> Criterios de selección EOR por Inyección de Gases .....	10
<b>Tabla 4.</b> Criterios de selección EOR por Inyección de Agua con Químicos.....	10
<b>Tabla 5.</b> Criterios de selección EOR por Inyección Térmica .....	11
<b>Tabla 6.</b> Características de las propiedades de los fluidos y de las rocas Reservorio - Campo Pucuna.....	13
<b>Tabla 7.</b> Resultados obtenidos por el Software EORgui para los reservorios del campo Pucuna .....	18
<b>Tabla 8.</b> Porcentaje de factibilidad de los métodos EOR en el Campo Pucuna. ....	20

## **ABREVIATURAS Y SIGLAS**

°F: Grados Fahrenheit

°C: Grados Centígrados

API: Instituto Americano del Petróleo

BAPD: Barriles de Agua por Día

BFPD: Barriles de Fluido por Día

BPPD: Barriles de Petróleo por Día

BSW: Contenido de Agua y Sedimentos

CEPE: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.

Cp: Centipoise

CPA: Consorcio Petrolero Amazónico

EOR: Enhanced Oil Recovery

ft: Pies

HS: Hollín Superior

PCN: Estación Pucuna

POES: Petróleo Original en Sitio

Pr: Presión de Reservorio

Sw: Saturación de Agua

**“SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA VIABLE A  
APLICAR EN UN CAMPO MADURO, MEDIANTE UN CRITERIO  
JERARQUIZADO DE SELECCIÓN EOR, CASO DE ESTUDIO CAMPO  
PUCUNA”**

**Autor:** Kelvin Jorge Barrera Cruz

**Tutor:** Ing, Fidel Chuchuca Aguilar

## **RESUMEN**

Actualmente se han realizado extensas investigaciones para desarrollar varios métodos EOR, para evaluar su aplicabilidad y optimizar las condiciones de operación. El principal objetivo de estos estudios es seleccionar varios métodos de EOR basados en las características petrofísicas del reservorio y así poder evaluar su aplicabilidad técnica de una manera eficiente. El campo petrolero Pucuna es elegido para la aplicación de un criterio de selección (EOR). Para este estudio; se recolectaron los datos de las características y propiedades de los reservorios para el proceso de criterio de selección. Luego mediante la interfaz EORgui, que es un software público que ofrece Petroleum Solutions, se procede a identificar que métodos de recuperación mejorada son viables a aplicar, la cual proporcionará el porcentaje de aplicabilidad de cada tecnología en particular. Los resultados del criterio de selección indican que el método por inyección inmisible está como el primer método favorable para ser aplicado en los reservorios con valores de factibilidad de 83% tanto en el Hollín y en el Basal Tena, y de 100% para Napo “T” y Napo “U”; en segundo lugar a la combustión in situ con una factibilidad de 75% en Hollín, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena; y finalmente en tercer lugar a la inyección de agua con polímeros, surfactantes SP/ASP con una factibilidad de 73% en Hollín, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena. El método de recuperación mejorada que se puede aplicar en el campo Pucuna es la inyección de gases inmiscibles con un 91,5 % de aplicabilidad, se debe seleccionar el nitrógeno por ser el más económico.

**Palabras Claves:** Recuperación Mejorada, Software EORgui, Inyección de Gases Inmiscibles, Criterios de Selección EOR.

**"SELECTION OF VIABLE IMPROVED RECOVERY METHODS TO APPLY  
IN A MATURE FIELD, THROUGH A HIERARCHY CRITERION OF EOR  
SELECTION, CASE STUDY CAMPO PUCUNA"**

**Author:** Kelvin Jorge Barrera Cruz

**Tutor:** Ing, Fidel Chuchuca Aguilar

## **ABSTRACT**

Extensive research has now been conducted to develop various EOR methods, to evaluate their applicability and to optimize operating conditions. The main objective of these studies is to select various EOR methods based on the petrophysical characteristics of the reservoir and thus be able to evaluate their technical applicability in an efficient way. The Pucuna oil field is chosen for the application of a selection criteria (EOR). For this study; Data on the characteristics and properties of the reservoirs were collected for the selection criteria process. Then, through the EORgui interface, which is a public software offered by Petroleum Solutions, we proceed to identify which improved recovery methods are feasible to apply, which will provide the percentage of applicability of each particular technology. The results of the selection criteria indicate that the immiscible injection method is the first favorable method to be applied in the reservoirs with feasibility values of 83% in both Soot and Basal Tena, and 100% for Napo "T "And Napo" U "; second to on-site combustion with a 75% feasibility in Hollin, Napo "T", Napo "U" and Basal Tena; and finally in third place to the injection of water with polymers, surfactants SP / ASP with a 73% feasibility in Hollin, Napo "T", Napo "U" and Basal Tena. The improved recovery method that can be applied in the Pucuna field is the injection of immiscible gases with 91.5% applicability, nitrogen must be selected as it is the most economical.

**Keywords:** Enhanced Recovery, EORgui Software, Immiscible Gas Injection, EOR Selection Criteria.

# INTRODUCCIÓN

En el Ecuador, la industria petrolera busca nuevos métodos para poder recuperar el petróleo in situ y mejorar el factor de recuperación de yacimientos. Por lo que la implementación de un método o proceso de Recuperación Mejorada (EOR) se lograría recuperar o aumentar la producción de petróleo.

La explotación de hidrocarburos en el campo Pucuna ha generado que la producción de petróleo disminuya, por lo que en la actualidad se le va considerando, a que se enrumba hacia la etapa de ser un campo maduro, lo cual se recurriría a nuevos métodos para mejorar su producción.

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) actualmente ha generado una gran atención por lo que se han realizado extensas investigaciones para desarrollar varios métodos EOR, evaluar su aplicabilidad y optimizar las condiciones de operación. Las cuales han propiciado a la creación de softwares bajo una serie de criterios que ayuden a la selección de un método EOR adecuado de acuerdo con las características del campo petrolero. El principal objetivo de los estudios es seleccionar varios métodos de EOR basados en características de campo y evaluar su aplicabilidad técnica de una manera eficiente.

# CAPÍTULO I

## 1. EXPOSICIÓN DEL CASO PRÁCTICO

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PUCUNA

#### 1.1.1 Historia del Campo Pucuna.

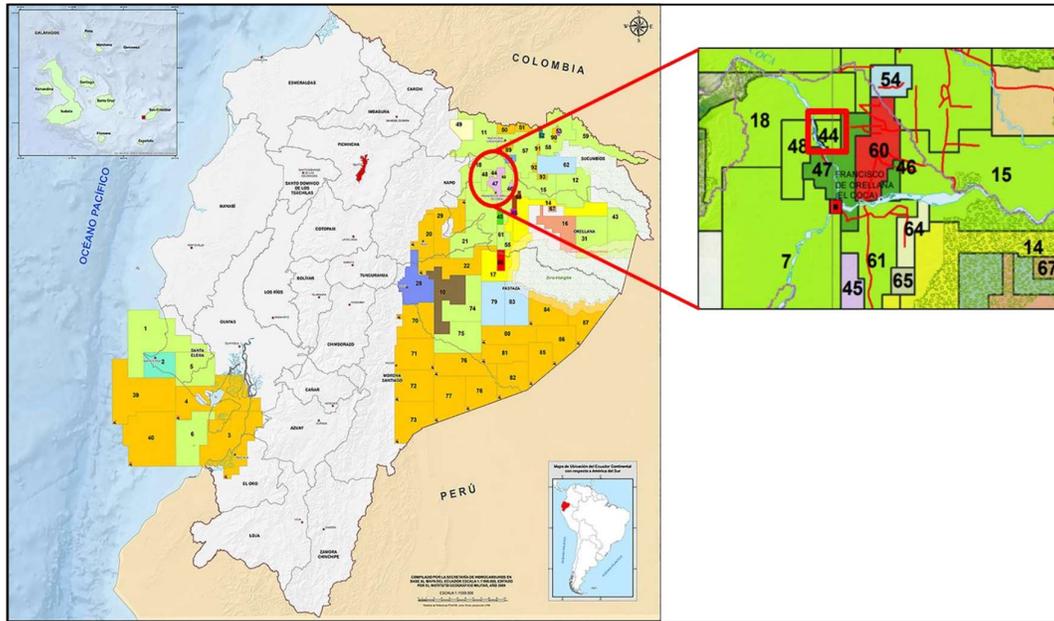
En el año 1970, la compañía Texaco descubrió el Campo Pucuna a través de la perforación del pozo Pucuna-01, luego en 1990 inicia su productividad en las areniscas Hollín y Napo T con una producción inicial de 740 BPPD y 230 BPPD respectivamente, durante esos años la estimación de la producción es considerado como económicamente no rentable (Petroamazonas EP., 2017).

El Campo Pucuna presenta los yacimientos Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena como arenas con características de entrapamiento estratigráfico con mecanismos de producción de gas en solución o por expansión de roca y fluido. Mientras que el yacimiento Hollín presenta una arena de tipo estructural con mecanismo de producción hidráulico con empuje de fondo y lateral.

Por lo que el campo fue revertido a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana “CEPE”, esta corporación realizó una campaña de investigación y reinterpretación sísmica, perforando luego el pozo Pucuna-02 obteniendo una producción de 1.583 BPPD de 34° API de la arenisca Napo “T”, 120 BPPD de 29° API de la arenisca Napo “U” 2.533 BPPD de 26° API de la arenisca Hollín, considerándoles económicamente rentable para el campo. Para marzo del 2008, el campo Pucuna es adjudicado al Consorcio Petrolero Amazónico “CPA” como campo marginal, este consorcio a su vez designó para el 18 de abril del 2008 a la compañía SUELOPETROL como compañía operadora, con una producción inicial de 2.200 BPPD aproximadamente. El 26 de enero de 2011 al no llegar a un acuerdo en la negociación, el campo paso nuevamente a operar por el estado ecuatoriano por medio de PETROECUADOR EP.

### 1.1.2 Ubicación del Caso De Estudio el Campo Pucuna.

El área de estudio del campo Pucuna o Bloque 44 está ubicado en la provincia de Orellana, en el centro oeste de la cuenca oriente; se encuentra limitado al sur-este con el Bloque 47 PBHI (Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos), al norte con el Bloque 18, Palo Azul, al oeste con el Bloque 48, Punino, y al este con el Bloque 60, el campo Sacha. (Agila Mejía & Espinosa Erazo, 2012)



**Figura 1. Ubicación Del Campo Pucuna**

**Fuente:** Secretaría de Hidrocarburos, 2018

El campo Pucuna corresponde al Corredor Sacha - Shushufindi, presentando un anticlinal asimétrico por fallas donde el eje mayor se orienta en dirección NE-SO. Tiene una longitud aproximada de 4,5 Km. a lo largo del eje mayor. Tanto el este como el oeste está acotado por fallas inversas o normales invertidas en el paleógeno, estas son de muy bajo desplazamiento, y pudieran ser o no barreras al flujo de fluidos. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

### 1.1.3 Reservas actuales del Campo Pucuna.

Las reservas en un yacimiento son consideradas como cantidades volumétricas de hidrocarburos que son posibles recuperarlas a lo largo de la vida útil del pozo. En base a cálculos volumétricos y en el Análisis de Curvas de Declinación por pozo, se presenta continuación las reservas del campo Pucuna correspondiente a cada arena.

**Tabla 1. POES, Reservas y Factor de Recobro del Campo Pucuna.**

PARÁMETROS	RESERVORIOS			
	Hollín	Napo T	Napo U	Basal Tena
Petróleo Original en Sitio	57'797.373	74'297.583	43'728.875	7'480.146
Petróleo En Sitio Probado	1'165.768	4'427.461	785.702	126.668
Reservas Probadas	1'165.768	4'481.446	785.702	151.538
Reservas Probables	2'427.497	8'581.446	785.702	151.538
Reservas Posibles	2'427.497	8'581.446	785.702	151.538
Reservas Totales	10'868.369	20'416.748	6'496.051	850.872
Factor de Recobro %	17,96	27,41	14,85	11,38

Fuente: Petroamazonas, 2019

El Campo Pucuna perteneciente al Activo Palo azul, es administrada por la empresa estatal (Petroamazonas EP, 2017); es una de las áreas hidrocarburíferas significativas del país, debido a que produce de las cuatro arenas productoras, que son:

Arena Hollín. - Posee un total de reserva de 10'868.369 BBL,

Basal Tena. - Posee un total de reserva de 850.872 BBL,

Arena Napo T. - Posee un total de reserva de 20'416.748 BBL y

Arena Napo U. Posee un total de reserva de 6'496.051 BBL.

## 1.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PUCUNA

El Campo Pucuna actualmente cuenta con 20 pozos con una producción de aproximadamente de 3.977 BPPD, una gravedad promedio de 29.8° API y 27.6 BSW. El agua de formación proveniente de la producción del pozo Pucuna-04 es reinyectada a la formación Hollín. (Petroamazonas EP, 2017)

**Tabla 2. Estado Actual de los Pozos del campo Pucuna.**

CAMPO	ESTADO	Nº DE POZOS
PUCUNA	Productores	16
	Cerrados	3
	Reinyectores	1
Subtotal Pucuna		20

Fuente: Petroamazonas, 2019

### 1. 3 PROBLEMÁTICA

El petróleo en el Ecuador se ha convertido en uno de los productos principales de exportación para el país, en las que dentro de las exportaciones totales representa el 40%, y dentro del PIB constituye cerca el 8 % correspondiente 2020, pero el hecho de que la mayoría de sus campos están en fase de convertirse en campos maduros, lo cual implica que es inevitable una caída de la tasa de producción.

Este es el caso del campo Pucuna que ha sido explotado durante un tiempo aproximado de 50 años, y al haber producido durante todo ese tiempo ha necesitado de energía adicional, debido a que su propia energía ha sido insuficiente para llevar los fluidos a la superficie, lo cual ha conllevado a utilizar otros mecanismos de producción.

Bajo esta condición en el campo Pucuna debe implementarse otro método de producción alternativo debido a que la recuperación primaria y secundaria ya no es una solución para aumentar la producción o frenar la disminución de la producción. Una opción a esta condición es realizar una evaluación detallada de EOR y se aplicará para seleccionar los mejores métodos de EOR aplicables.

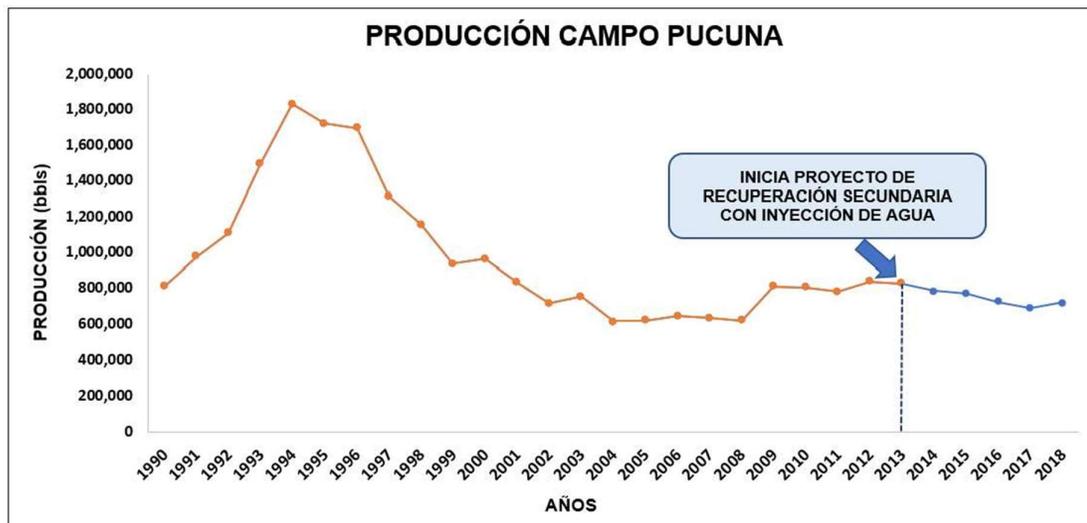


Figura 2. Historia De Producción Del Campo Pucuna

Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2019

Elaborado por: Gutiérrez, C., 2019

## **1.4 JUSTIFICACIÓN**

En la actualidad la producción de hidrocarburos ha tomado un papel importante dentro de la actividad económica del país, en la que aporta una gran cantidad de recursos económicos, las cuales equivalen al 8,9 % del PIB del Ecuador.

Pero en los últimos años una gran parte de los campos petroleros del Ecuador se encuentran en su etapa de declive de producción, por lo que se los considera como campos maduros, este es el caso del campo Pucuna. Y al ser la actividad petrolera un sector importante del país, se ve en la necesidad de buscar nuevas alternativas para aumentar la producción de los campos maduros del Ecuador. La aplicación de métodos de recuperación mejorada sería necesaria con el fin de poder aumentar la recuperación de petróleo, aumentando con ello la producción petrolera.

Una de las herramientas que proporcione un método de recuperación mejorada es mediante un criterio de selección en base a las características petrofísicas del yacimiento.

## **1.5 OBJETIVO GENERAL**

Identificar los procesos de recuperación más factibles para el campo Pucuna.

### **1.5.1 Objetivos Específicos**

- Validar los datos de campo mediante la utilización de un software informático en este caso EORgui.
- Seleccionar las mejores opciones de los procesos de recuperación mejorada que pueden llegar a ser implementados en el campo Pucuna.
- Mostrar los resultados donde se puede ver el porcentaje de factibilidad para la aplicación de cada uno de los métodos de recuperación mejorada de acuerdo a los criterios de selección.

# CAPÍTULO II

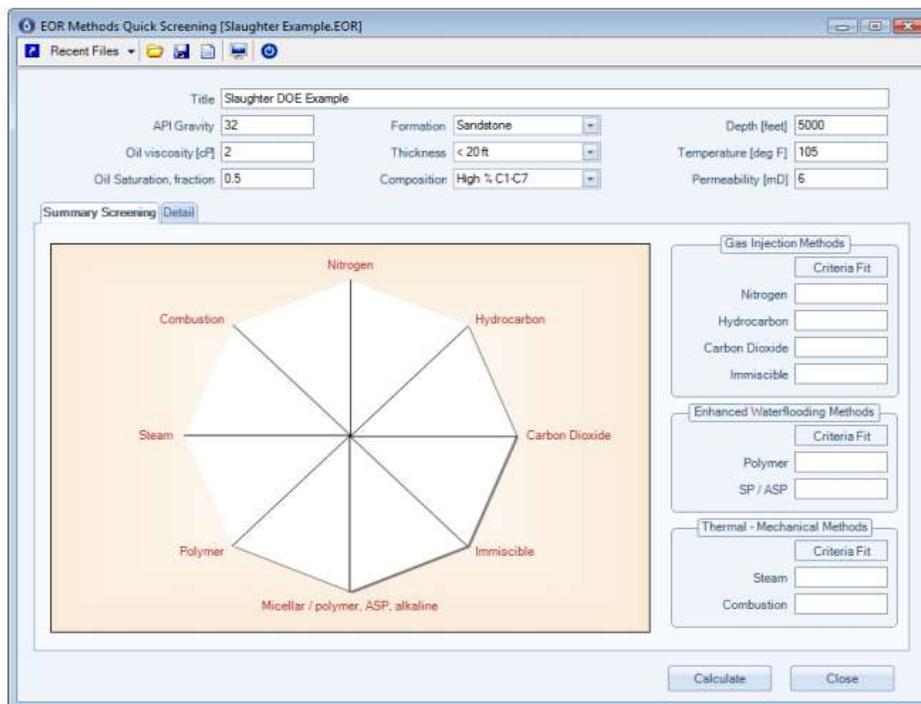
## 2. RESOLUCIÓN DEL CASO PRÁCTICO

### 2.1 SOFTWARE EORGUI

#### 2.2.1 Descripción del Software EORgui

EORgui es una interfaz gráfica de EOR que está disponible públicamente para todo el mundo, creada en los Estados Unidos de América, por el Departamento de Energía, del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética.

Con este software, el usuario puede examinar rápidamente los campos petrolíferos y cuantificar la producción incremental para las técnicas EOR potencialmente aplicables. (Petroleum Solutions Ltd., 2010)



**Figura 3.** Interfaz EORgui para la Selección Rápida de los Métodos EOR.

**Fuente:** Petroleum Solutions Ltd., 2010

Esta interfaz gráfica de usuario puede realizar las actividades siguientes:

1. Examina y clasifica rápidamente los métodos de EOR apropiados para un conjunto determinado de propiedades resumidas del yacimiento y del fluido.
2. Prepara los archivos de entrada necesarios para la parte de análisis técnico de la aplicación Fortran disponible públicamente.
3. Ejecuta las aplicaciones Fortran e importa el resultado de nuevo a la aplicación.
4. Los resultados se ingresan en tablas de datos de convenciones y se trazan en gráficos para exportarlos a otras aplicaciones.

## **2.2.2 Selección rápida de EOR.**

Esta selección rápida se basa en el documento de 1996 de la Society of Petroleum Engineers titulado "EOR Screening Criteria Revisited" por Taber, Martin y Seright. En ese documento se incluyen una selección concisa de los criterios para varias técnicas de EOR

### **2.2.2.1 Requerimientos para la selección rápida EOR.**

Los criterios de selección para un proceso de EOR específico consisten en una lista de parámetros del yacimiento y propiedades del fluido, como la gravedad del petróleo, la viscosidad del petróleo, la porosidad del yacimiento, el inicio y el final de la saturación del petróleo, la permeabilidad del yacimiento, la profundidad del yacimiento, la temperatura del yacimiento, la presión del yacimiento y el espesor. Los criterios recomiendan rangos mínimos a máximos para cada parámetro, que probablemente conduzcan a un éxito.

### **2.2.2.2 Criterios de selección para los métodos EOR.**

Los criterios de selección se han desarrollado para los procesos de EOR basados en pruebas de laboratorio y en estudios de campos petrolíferos. La complejidad de definir los parámetros importantes de un yacimiento de petróleo depende en gran medida de la

disponibilidad y calidad de los datos de entrada; por lo tanto, estas descripciones pueden resultar en un alto grado de incertidumbre.

Una clasificación de Van Pollen and Associates (1981) de los métodos EOR tiene las siguientes tres categorías:

1. Métodos térmicos, que incluyen la estimulación con vapor (también conocida como "inhalación y soplo"), inyección de vapor (incluida la inyección de agua caliente) y combustión in situ;
2. Métodos químicos, que incluyen inyección de surfactante-polímero, polímero;
3. Métodos de inyección de gas tanto miscible como inmisible, que incluyen la inyección de gas hidrocarburo, CO<sub>2</sub> o gas inerte a alta presión.

Los métodos de inyección de gas más populares incluyen inyección de nitrógeno y gases de combustión, inyección de hidrocarburos, inundación de CO<sub>2</sub>, etc. Taber y col. (1997) sugirió una serie de criterios de detección para cualquier método de EOR.

Para aplicar el método de inyección de nitrógeno y gases de combustión, los parámetros más importantes, es decir profundidad y grado API, se han recomendado más de 6000 pies y 35-48, respectivamente. Para aplicar el método de inyección de hidrocarburos, la profundidad son > a 4000 pies y el grado API entre 23 - 41, respectivamente.

La profundidad sugerida para el método de CO<sub>2</sub> y el método de inyección inmisible es más de 2400 y 1400 pies, respectivamente. Además, el grado API recomendado es 22-36 y > a 12, respectivamente. Totalmente, se han implementado métodos de inyección de gas en las profundidades altas y grado API. La siguiente tabla contiene los criterios de selección de recuperación mejorada que se han recopilado de la literatura para las técnicas miscibles, químicas y térmicas.

Tabla 3. Criterios de selección EOR por Inyección de Gases

<b>INYECCIÓN DE GASES</b>				
<b>MÉTODO EOR</b>	<b>Nitrógeno y Gases de Combustible</b>	<b>Hidrocarburos</b>	<b>CO2</b>	<b>Gases Inmiscibles</b>
<b>PROPIEDADES DEL PETRÓLEO</b>				
<b>Gravedad (°API)</b>	> 35 ↗48↗	> 23 ↗41↗	> 22 ↗36↗	> 12
<b>Viscosidad (cp)</b>	< 0,4 ↘0,2↘	< 3 ↘0,5↘	< 10 ↘1,5↘	< 600
<b>Composición</b>	Alto % C1-C7	Alto % C2-C7	Alto % C5-C12	NC
<b>CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO</b>				
<b>Saturación de petróleo %</b>	> 40 ↗75↗	> 30 ↗80↗	> 20 ↗55↗	> 35 ↗70↗
<b>Tipo de formación</b>	Arenisca o carbonato	Arenisca o carbonato	Arenisca o carbonato	NC
<b>Espesor Neto (ft)</b>	Espesor con buzamiento	Espesor con buzamiento	Amplio rango	NC con buzamiento
<b>Permeabilidad (md)</b>	NC	NC	NC	NC
<b>Profundidad (ft)</b>	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800
<b>Temperatura (°F)</b>	NC	NC	NC	NC

Fuente: JJ Taber, SPE, FD Martin, SPE y RS Seright, 1997.

Elaborado: Kelvin Barrera

Tabla 4. Criterios de selección EOR por Inyección de Agua con Químicos.

<b>INYECCIÓN DE AGUA CON QUÍMICOS</b>		
<b>MÉTODO EOR</b>	<b>SP/ASP y Alcalinos</b>	<b>Polímeros</b>
<b>PROPIEDADES DEL PETRÓLEO</b>		
<b>Gravedad (°API)</b>	> 20 ↗35↗	> 15
<b>Viscosidad (cp)</b>	< 35 ↘13↘	> 10 y < 150
<b>Composición</b>	Intermedio ligero de algunos ácidos orgánicos para inyecciones alcalinas	NC
<b>CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO</b>		
<b>Saturación de Petróleo %</b>	> 35 ↗53↗	> 50 ↗80↗
<b>Tipo de formación</b>	Preferencia Arenisca	Preferencia Arenisca
<b>Espesor Neto (ft)</b>	NC	NC
<b>Permeabilidad (md)</b>	> 10 ↗450↗	> 10 ↗800↗
<b>Profundidad (ft)</b>	> 9000	< 9000
<b>Temperatura (°F)</b>	< 200 ↗80↗	< 200 ↗140↗

Fuente: JJ Taber, SPE, FD Martin, SPE y RS Seright, 1997.

Elaborado: Kelvin Barrera

Tabla 5. Criterios de selección EOR por Inyección Térmica

INYECCIÓN TÉRMICA		
MÉTODO EOR	Combustión	Vapor
<b>PROPIEDADES DEL PETRÓLEO</b>		
<b>Gravedad (°API)</b>	> 10 ↗16 ↗	> 8 a 13,5
<b>Viscosidad (cp)</b>	< 5000 ↘1200↘	< 200000 ↘4700↘
<b>Composición</b>	Algunos componentes asfálticos	NC
<b>CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO</b>		
<b>Saturación de petróleo %</b>	> 50 ↗72↗	> 40 ↗66↗
<b>Tipo de formación</b>	Preferencia Arenisca	Preferencia Arenisca
<b>Espesor Neto (ft)</b>	> 10	> 20
<b>Permeabilidad (md)</b>	> 50	> 200
<b>Profundidad (ft)</b>	< 11500 ↘3500↘	< 4500 ↘1500↘
<b>Temperatura (°F)</b>	> 100	NC

Fuente: JJ Taber, SPE, FD Martin, SPE y RS Seright, 1997.

Elaborado: Kelvin Barrera

#### 2.2.3.4 Proceso para la Selección Rápida Software EORgui.

El usuario deberá ingresar todos los datos necesarios, para que estos sean ajustados a los criterios del Software. Según los datos proporcionados por el usuario, EORgui realizará la clasificación de los métodos EOR en porcentaje (%).

Luego, EORgui proporciona todas las justificaciones por las que algunos métodos EOR pasan la evaluación técnica y otros no.

Las justificaciones están en colores (rojo significa no aprobado), (verde significa aprobado), (azul significa condicional aprobado o recién aprobado).

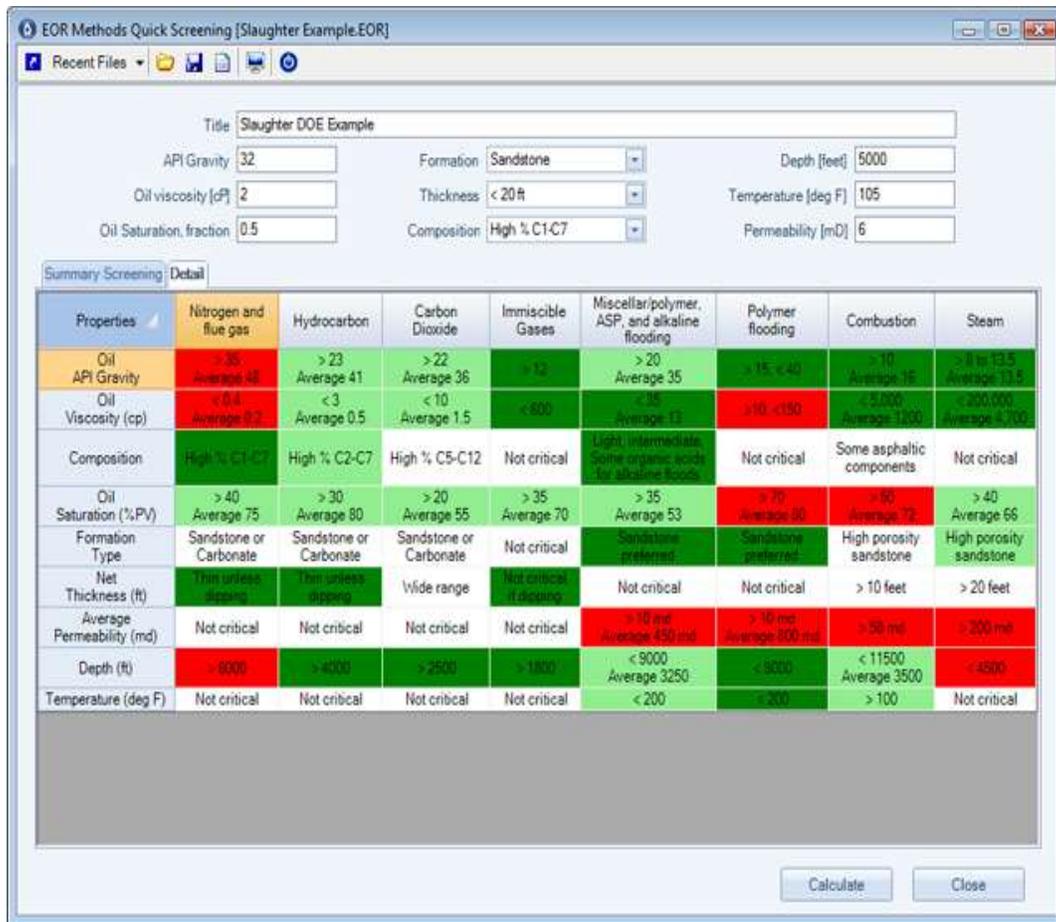


Figura 4. Detalle de Aplicabilidad de los Métodos EOR.

Fuente: Petroleum Solutions Ltd., 2010

## 2.2 RECOPIACIÓN DE DATOS PARA LA SELECCIÓN DE MÉTODOS DE EOR

En esta sección, se ha realizado una selección rápida de los datos recopilados utilizando el software comercial de selección EOR (EORgui) para el campo petrolero Pucuna, este software al igual que otros, utiliza los grados API, composición en porcentaje de carbonos, tipo de formación, permeabilidad, temperatura, viscosidad, espesor, saturación de petróleo y profundidad.

**Tabla 6. Características de las propiedades de los fluidos y de las rocas Reservorio - Campo Pucuna**

PARÁMETROS	RESERVORIOS			
	Hollín	Napo T	Napo U	Basal Tena
<b>Profundidad (ft)</b>	9759,083	9564,364	9323,328	8629,599
<b>API (° API)</b>	26,7	30,8	30,4	29,9
<b>u (Cp)</b>	1,08	0,77	1,08	15,4
<b>So (fracción)</b>	0,656	0,755	0,759	0,687
<b>Formación</b>	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
	Cuarzosa	Glauconítica	Cuarzosa	Cuarzosa
<b>Espesor (ft)</b>	43,7	48,5	37	17,5
<b>T (°F)</b>	230	218	220	205
<b>Composición</b>	C1-C7	C1-C7	C1-C7	C1-C7
<b>k (md)</b>	190	40	40	500

**Fuente:** Petroamazonas EP, 2019.

## **2.3 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN EOR MEDIANTE EL SOFTWARE EORGUI**

Para la selección de los métodos de recuperación mejorada viables a aplicar en el Campo Pucuna se ha utilizado el software comercial denominado EORgui para los Reservorios Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena, dichos resultados se muestran en las siguientes figuras.

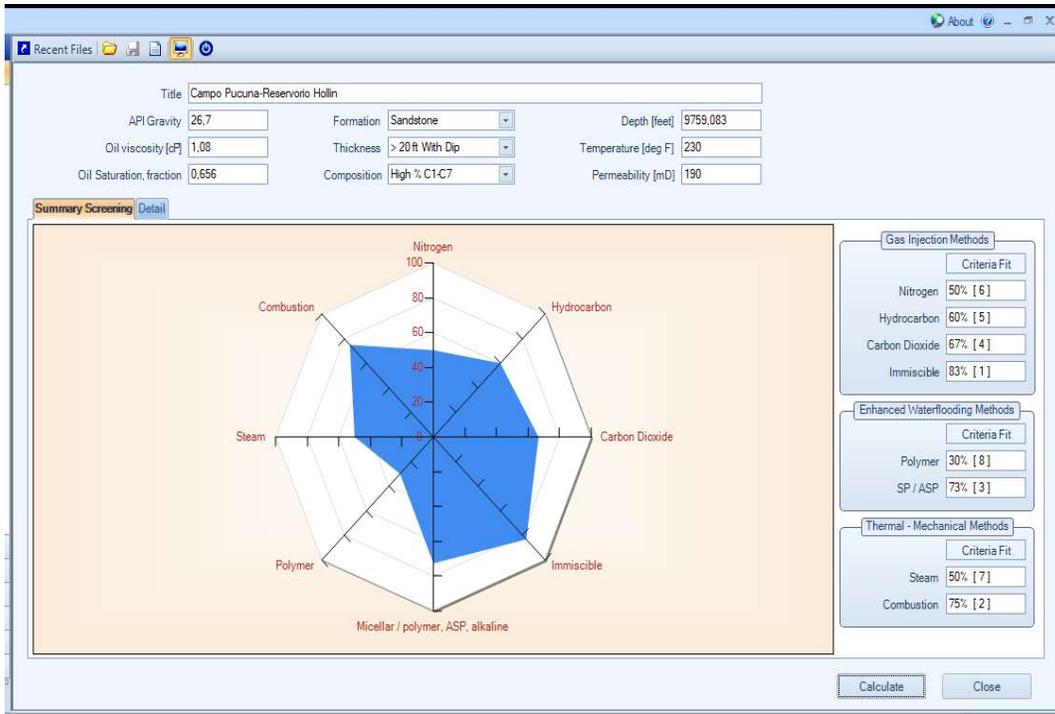


Figura 5. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Hollín.

Fuente: Software EORgui

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 18 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 18.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 16 Average 1.5	< 600	< 30 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate, Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 80 md	> 200 md
Depth (ft)	> 5000	> 4000	> 2500	> 1800	< 3000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	< 100	Not critical

Figura 6. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Hollín.

Fuente: Software EORgui

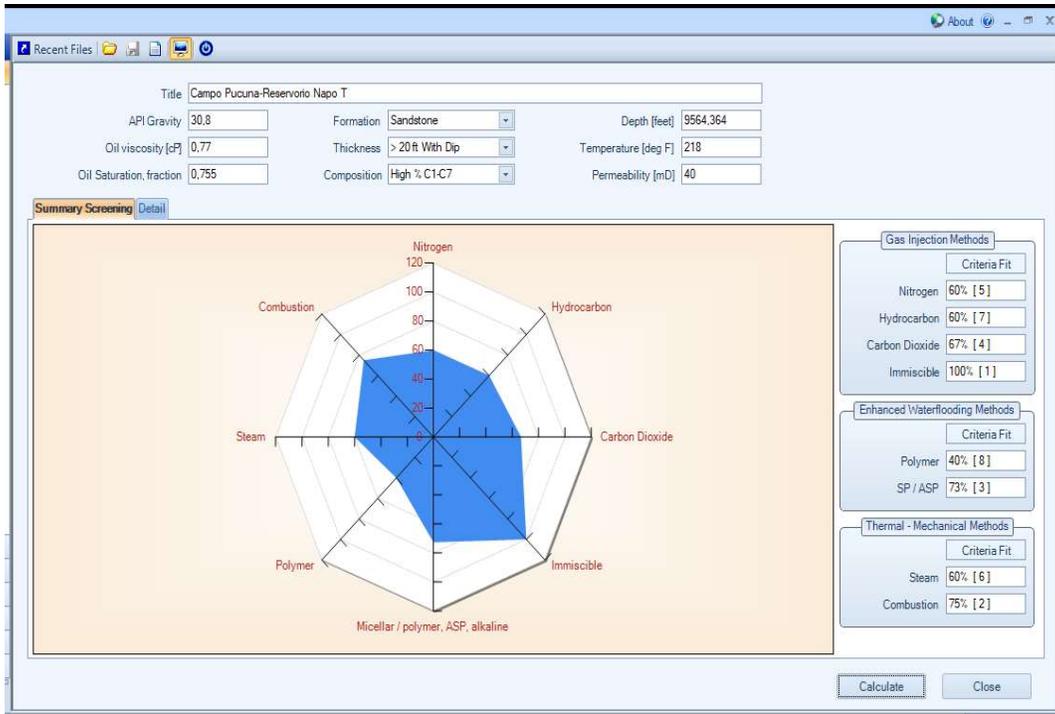


Figura 7. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo T.

Fuente: Software EORgui

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	< 12	> 20 Average 35	< 15, > 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 6.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.76	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.68	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 9000	> 4000	> 2500	> 1900	< 9000 Average 3200	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	< 100	Not critical

Figura 8. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo T.

Fuente: Software EORgui

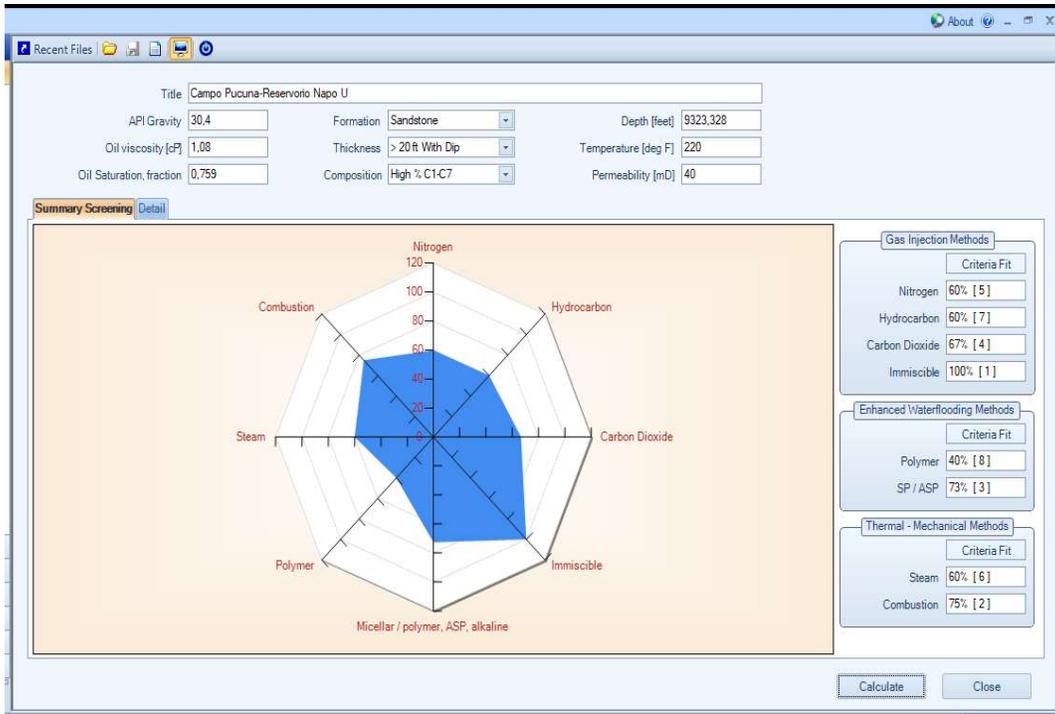


Figura 9. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo U.

Fuente: Software EORgui

The screenshot shows the EORgui software interface for the 'Campo Pucuna-Reservorio Napo U'. The main window displays a detailed table of EOR method applicability. The table lists various properties and their applicability across different EOR methods: Nitrogen and flue gas, Hydrocarbon, Carbon Dioxide, Immiscible Gases, Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding, Polymer flooding, Combustion, and Steam.

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.3	< 600	< 35 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1,200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.25	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.65
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless steam	Thin unless steam	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 5000	> 4000	> 2500	> 1500	< 3000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	< 100	Not critical

Figura 10. Detalles de la Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Napo U.

Fuente: Software EORgui

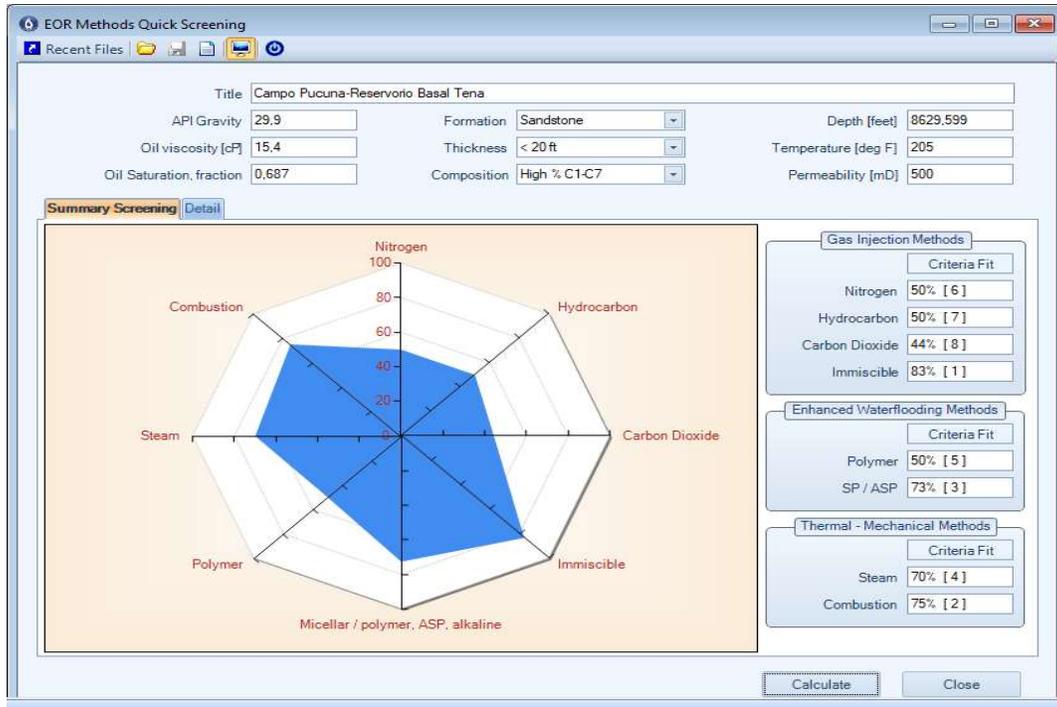


Figura 11. Selección del mejor método EOR, campo Pucuna, Reservorio Basal Tena.

Fuente: Software EORgui

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 15.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.6	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1,200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	High, intermediate, Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 60 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1900	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	< 100	Not critical

Figura 12. Detalles de Aplicabilidad EOR, campo Pucuna, Reservorio Basal Tena.

Fuente: Software EORgui

## 2.4 RESULTADOS OBTENIDOS

De los resultados obtenidos por el Software EORgui, que a continuación se presenta en la siguiente tabla indica el porcentaje de viabilidad para la aplicación de cada método de recuperación mejorada y la categoría que representa cada una de estas, de acuerdo a los criterios de selección jerarquizada.

Tabla 7. Resultados obtenidos por el Software EORgui para los reservorios del campo Pucuna

Método EOR	CAMPO PUCUNA							
	Hollín		Napó T		Napó U		Basal Tena	
	%	Categoría	%	Categoría	%	Categoría	%	Categoría
<b>INYECCIÓN DE GAS</b>								
<b>Nitrógeno</b>	50	6	60	5	60	5	50	6
<b>Hidrocarburos</b>	60	5	60	7	60	7	50	7
<b>CO2</b>	67	4	67	4	67	4	44	8
<b>Inmiscibles</b>	83	1	100	1	100	1	83	1
<b>INYECCIÓN DE AGUA CON QUÍMICOS</b>								
<b>Polímeros</b>	30	8	40	8	40	8	50	5
<b>SP/ASP</b>	73	3	73	3	73	3	73	3
<b>INYECCIÓN TÉRMICA</b>								
<b>Vapor</b>	50	7	60	6	60	6	70	4
<b>Combustión</b>	75	2	75	2	75	2	75	2

Fuente: Software EORgui

Elaborado: Kelvin Barrera

## **CAPÍTULO III**

### **3. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN EORGUI**

En la arena Hollín se obtiene que el método de inyección de gases inmiscibles está categorizado en el primer lugar con un 83 % de factibilidad, como segunda lugar está categorizado el método de combustión en sitio con un 75 % de factibilidad, y en tercer lugar el método de inyección de agua con polímeros SP/ASP con un 73% de factibilidad.

Dado que en las arenas Napo “T” y Napo “U” en sus características de roca y fluido tienen mucha similitud, ambas comparten el mismo resultado, por lo que como primer método aplicable está la inyección de gases inmiscibles con un 100 % de factibilidad, la combustión en sitio con un 75 % de factibilidad ocupa el segundo lugar y con un 73% de factibilidad está la inyección de agua con polímeros SP/SPA como el tercer lugar.

Para la arena Basal Tena se indica que tiene un 83% de factibilidad la inyección de gases inmiscibles como primer método de aplicabilidad, en segundo el método de combustión en sitio con un 75 % de factibilidad, y en tercer lugar el método de inyección de agua con polímeros SP/ASP con un 73% de factibilidad.

Esto demuestra que, de acuerdo a las características del yacimiento, indican que el método más viable técnicamente de recuperación mejorada a utilizar en los Reservorios Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena es el método de inyección de gas mediante procesos inmiscibles. El segundo método más favorable de recuperación mejorada evaluada por el Software es el método térmico por combustión in situ. Y como tercer lugar se tiene la inyección de agua con químico surfactante- polímero y alcalinos.

Además, en los detalles de aplicabilidad que se muestra en la simulación, se puede analizar que los procesos de recuperación mejorada se ven limitadas por los parámetros de los criterios de selección. Dado que los métodos de inyección inmiscible de gas, combustión en situ y de inyección de agua con químico surfactante- polímero y alcalinos son favorables para su aplicación, esto se debe a que los reservorios del campo Pucuna son de petróleo medianamente liviano y de muy baja viscosidad. Además, que, para el proceso de inyección inmiscible, la permeabilidad y la temperatura no son parámetros críticos; o cumple con el rango establecido en los parámetros de criterios de selección como es el caso del método de combustión in sitio.

De la misma manera se encontraron que existen diferentes limitaciones en algunos de los métodos de recuperación mejorada que serán posiblemente descartados para su aplicación; este es el caso de la inyección por polímeros debido a que la temperatura de los reservorios Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena supera al rango requerido.

Otra limitación que se ha encontrado es que la profundidad en la que se encuentra los reservorios sobrepasa la profundidad requerida tal es el caso del método de inyección de vapor, y esto se debe que, a mayor profundidad en la que esté el reservorio; la inyección de vapor va perdiendo su energía en forma de calor.

A continuación, se muestra una tabla de los valores promedios del porcentaje de viabilidad de cada uno de los métodos en el campo Pucuna.

**Tabla 8. Porcentaje de factibilidad de los métodos EOR en el Campo Pucuna.**

<b>CAMPO PUCUNA</b>		
<b>C. Jerarquizado</b>	<b>Método EOR</b>	<b>Factibilidad</b>
		<b>%</b>
1	Inmiscibles	91,5
2	Combustión	75
3	SP/ASP	73
4	CO2	61,25
5	Vapor	60
6	Hidrocarburos	57,5
7	Nitrógeno	55
8	Polímeros	40

**Fuente:** Software EORgui

**Elaborado:** Kelvin Barrera

Según los porcentajes de factibilidad que se muestra en la tabla 8, se puede observar que el mejor método de recuperación mejorada que se puede aplicar en el campo Pucuna es la inyección de gases inmiscibles, por lo que se podría implementar el N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y gas natural como posibles gases para la inyección inmiscible.

Además, para la implementación de este método se debe tener en cuenta algunas variables, tales como el costo que conlleva implementar la inyección de estos gases; y esto es debido que existe déficit de CO<sub>2</sub> y gas natural en el país, lo que lleva a elegir como el método más viable de recuperación mejorada a la inyección inmiscible por nitrógeno, por ser más económico de obtener.

# CAPÍTULO IV

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- La validación realizada con los datos de campo por medio del Software EOrgui, arroja dos resultados, uno con los valores promedios del porcentaje de los criterios de aplicabilidad y otro la relevancia jerárquica de los parámetros de selección de los procesos de recuperación.
- La evaluación de los datos de cada reservorio del campo Pucuna mediante el software EORgui indica que la recuperación mejorada por inyección inmiscible está como el primer método favorable para ser aplicado en los reservorios con valores de factibilidad de 83% tanto en el Hollín y en el Basal Tena, y de 100% para Napo “T” y Napo “U”; en segundo lugar a la combustión en sitio con una factibilidad de 75% en Hollín, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena; y finalmente en tercer lugar a la inyección de agua con polímeros, surfactantes SP/ASP con una factibilidad de 73% en Hollín, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena.
- Se puede concluir que el mejor método de recuperación mejorada que se puede aplicar en el campo Pucuna es la inyección de gases inmiscibles por nitrógeno con un 91,5 % de aplicabilidad, se debe seleccionar el nitrógeno por ser el más económico de obtener a diferencia de CO<sub>2</sub> y gas natural en el país.

### 4.2 RECOMENDACIONES

- Debe reconocerse que estos criterios de selección son solo pautas para elegir el método de recuperación mejorada. Si una aplicación de petróleo crudo en yacimiento en particular parece estar en el límite entre dos procesos diferentes, puede ser necesario considerar ambos procesos. Una vez que el número de

procesos se haya reducido a uno o dos, será necesario realizar un análisis económico detallado.

- Se pueden discutir algunas consideraciones generales antes de presentar los criterios de selección de procesos individuales. Primero, Por lo general, es deseable un estudio geológico detallado, ya que los operadores han descubierto que heterogeneidades inesperadas de los yacimientos han llevado al fracaso de muchos proyectos de campo EOR. Los yacimientos que se encuentran muy fallados o fracturados típicamente producen recuperaciones deficientes de los procesos EOR.
- Es recomendable cuando se está considerando EOR en aplicaciones particulares, que los reservorios candidatos deben contener suficiente petróleo recuperable y ser lo suficientemente grandes para que el proyecto sea potencialmente rentable. Además, los reservorios profundos podrían implicar grandes gastos de perforación y completación si se van a perforar nuevos pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

- Achig Merino, W. (2015). *Estudio del potencial de Recuperación Avanzada de petróleo en las Arenas Napo U Napo I del campo Shushufindi*. Quito: UCE.
- Adasani, A. A., & Bai, B. (2011). *Analysis of EOR project and updated screen criteria and enhanced oil recovery field project, Kuwait oil company*. Kuwait, United State: Petroleum Engineering Department, Missouri University of science and technology.
- Agila Mejía, C. A., & Espinosa Erazo, C. I. (2012). *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna operado por EP PETROECUADOR*. Quito: EPN.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (Edición especial conmemorativa por los 80 años de Schlumberger en el Ecuador)*. Quito: IFEA-IRD-PETROPRODUCCIÓN.
- Bolaños Zárate, J. E. (2016). *Desarrollo de software para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo*. Quito: UCE.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., . . . Sandoval, J. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia. *Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Perú: SPE.
- Gharbi, R., Alajmi, A., & Algharai, M. (2012). *The Potential of a Surfactant/Polymer Flood in a Middle Eastern Reservoir*. Kuwait, United States: Energies, Department of Petroleum Engineering, Kuwait University.
- Narváez Sánchez, K. M., & Santos Vivanco, J. P. (2020). *Estudio técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de*

*levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44.* Quito: Universidad Central del Ecuador.

Petroamazonas EP. (2017). Área de Reservorios y Yacimientos. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/Activo Palo Azul/Campo Pucuna/>

Petroleum Solutions Ltd. (2010). Obtenido de <https://www.petrolemsolutions.co.uk/eorguimain.html>

Ronny Andrade, D. (2017). *Caracterización de los reservorios principales del Campo Lago Agrio para optimización de producción.* Quito.

Taber, J., Martin, F., & Seright, R. (1997). EOR screening criteria revisited. Part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. New Mexico petroleum recovery research center, Oklahoma. *SPE*, 189 - 198.