

**DISEÑO DE UN MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN BASADO EN  
MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO PARA EL CAMPO CASTILLA CON  
FUNDAMENTO EN UN CAMPO CON CARACTERÍSTICAS ANÁLOGAS Y  
RESULTADOS EXITOSOS TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE**

**MARIA FERNANDA GUERRERO ROJAS  
PAULA ANDREA VARGAS VARGAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**DISEÑO DE UN MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN BASADO EN  
MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO PARA EL CAMPO CASTILLA CON  
FUNDAMENTO EN UN CAMPO CON CARACTERÍSTICAS ANÁLOGAS Y  
RESULTADOS EXITOSOS TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE**

**MARIA FERNANDA GUERRERO ROJAS  
PAULA ANDREA VARGAS**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
Benjamín Garavito  
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

---

Ing. Danuil Elias Dueñas Criado

Bogotá., D.C., Octubre de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de la Facultad de Ingenierías:

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

**Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente trabajo manifestamos nuestro agradecimiento a:

Nuestras familias por el apoyo incondicional, junto con su sabiduría y la fuerza para cumplir cada una de nuestras metas y sueños.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron para que el desarrollo de este trabajo fuese posible.

## DEDICATORIA

Quiero agradecerle a Dios, por guiarme en el camino, por llenarme de bendiciones y protegerme en cada instante de la vida.

Agradezco a mis padres, que son el mayor motor de mi vida y quienes me han brindado la oportunidad y el apoyo de ser la persona que soy hoy. Espero más adelante re contribuir todo lo que han hecho por mí y que se sientan orgullosos de la hija y profesional que tienen.

A mi abuelito y a mi nona, que son parte importante en mi vida y a quienes quiero llenarlo de orgullo; quienes han estado para mí en cada instante de mi vida.

A mis amigos, quienes fueron parte de crecimiento personal y profesional, de los cuales no habría sido lo mismo sin ellos, me llevo de cada una de las personas que conocí lo mejor y me alegra haber estado en este lindo camino con cada uno de ustedes, espero que siempre sigamos en contacto.

***María Fernanda Guerrero Rojas***

## DEDICATORIA

A Dios y a la vida por brindarme cada una de las oportunidades que se han presentado en el camino.

A mis padres y mi hermano por siempre apoyarme y estar a mi lado para desarrollar mis proyectos.

A todas las personas, familia, amigos que siempre estuvieron a mi lado, me apoyaron siempre, a esa persona especial que siempre ha estado conmigo y me ha brindado su apoyo incondicional. Gracias.

*Paula Andrea Vargas Vargas*



## CONTENIDO

|  | pág. |
|--|------|
| RESUMEN  | 19   |
| INTRODUCCIÓN   | 20   |
| OBJETIVOS  | 21   |
| 1.GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA Y CAMPO KERN RIVER  | 22   |
| 1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA  | 22   |
| 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA  | 23   |
| 1.3 MARCO GEOLÓGICO CAMPO CASTILLA   | 25   |
| 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA   | 25   |
| 1.4.1 Estratigrafía  | 27   |
| 1.4.2 Geología Estructural   | 29   |
| 1.4.3 Geología del petróleo  | 31   |
| 1.5 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN  | 32   |
| 1.5.1 Mecanismo de producción  | 32   |
| 1.5.2 Tiempo de producción   | 32   |
| 1.5.3 Número de pozos  | 32   |
| 1.5.4 Características del yacimiento   | 33   |
| 1.5.5 Historia de producción del Campo Castilla  | 34   |
| 1.6 CAMPO KERN RIVER   | 34   |
| 1.6.1 Generalidades  | 34   |
| 1.6.1.1 Historia del campo   | 34   |
| 1.6.2 Características de los fluidos del Campo Kern River  | 39   |
| 2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO APLICADOS EN EL CAMPO KERN RIVER                                  | 41   |
| 2.1 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO  | 41   |
| 2.2 EVOLUCIÓN CRONOLÓGICA DE LAS TÉCNICAS DE RECOBRO MEJORADO PRACTICADAS EN EL CAMPO KERN RIVER | 43   |
| 2.2.1 Calentadores en fondo  | 43   |
| 2.2.2 Inyección cíclica de vapor   | 44   |
| 2.2.3 Expansión de la inyección cíclica de vapor y adición de aditivos químicos (NaOH)           | 44   |
| 2.2.4 Inyección de aditivos químicos (surfactantes) y pruebas piloto                             | 45   |
| 2.2.5 Inyección doble con vapor de agua y agua caliente  | 46   |
| 2.2.6 Inteligencia artificial integrada con lean sigma   | 47   |
| 2.2.7 Ubicación de pozos horizontales mediante el uso de lógica difusa                           | 48   |

|  |    |
|--|----|
| 3. COMPARACIÓN ENTRE EL CAMPO CASTILLA Y EL CAMPO KERN RIVER   | 50 |
| 3.1 QUE ES UNA MATRIZ DE COMPARACIÓN   | 50 |
| 3.2 DISEÑO DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN   | 51 |
| 3.2.1 Línea del tiempo del campo Castilla y el campo Kern river  | 51 |
| 3.2.2 Matriz de comparación  | 53 |
| 3.2.2.1 Matriz de comparación para la analogía de los campos   | 53 |
| 4. FORMULACIÓN DE UN MODELO DE INGENIERÍA PARA LA GESTIÓN DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA   | 62 |
| 4.1 METODOLOGÍA DE UN SCREENING TÉCNICO Y ANALOGÍAS CONTEMPLADAS   | 62 |
| 4.1.1 Criterios de screening para procesos de recobro mejorado y analogías   | 62 |
| 4.2 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA  | 64 |
| 4.2.1 Equipos e instalaciones para la inyección continua de vapor  | 64 |
| 4.2.2 Tratamiento de agua  | 64 |
| 4.2.3 Generadores de vapor   | 65 |
| 4.2.4 Estrategia para mitigar las pérdidas de calor  | 67 |
| 4.3 MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN  | 68 |
| 5. SIMULACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA  | 69 |
| 5.1 QUE ES UNA SIMULACIÓN ANALÍTICA  | 69 |
| 5.2 DISEÑO DE UNA SIMULACIÓN ANALÍTICA   | 69 |
| 5.2.1 Modelo analítico de Marx y Lamgenheim para la inyección continua de vapor de agua  | 69 |
| 5.2.2 Condiciones iniciales para la simulación analítica del proceso de inyección continua de vapor de agua para el modelo seleccionado  | 74 |
| 5.2.3 Obtención y análisis de resultados   | 76 |
| 6. EVALUAR FINANCIERAMENTE EL MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN CON LOS DATOS ACTUALES Y LAS PROYECCIONES DE RECOBRO MEJORADO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL VALOR PRESENTE NETO (VPN) | 85 |
| 6.1 ESCENARIOS DE INVERSIÓN DE LAS PRODUCCIONES EOR  | 85 |
| 6.2 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)   | 85 |
| 6.3 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN   | 87 |
| 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA  | 91 |
| 6.4.1 Valor presente neto  | 92 |
| 6.4.2 Flujo de caja  | 93 |
| 6.5 ANÁLISIS FINANCIERO  | 97 |

|                    |     |
|--------------------|-----|
| 7. CONCLUSIONES    | 98  |
| 8. RECOMENDACIONES | 100 |
| BIBLIOGRAFIA       | 101 |

## LISTA DE FIGURAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Figura 1.</b> Ubicación Campo Castilla   | 24   |
| <b>Figura 2.</b> Columna estratigrafica de la cuenca de los Llanos Orientales                   | 26   |
| <b>Figura 3.</b> Corte esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales                        | 31   |
| <b>Figura 4.</b> Producción histórica de petróleo y agua del Campo Castilla                     | 34   |
| <b>Figura 5.</b> Ubicación Campo Kern River   | 37   |
| <b>Figura 6.</b> Estructura geológica general del Campo Kern River                              | 39   |
| <b>Figura 7.</b> Metodos de recobro mejorado  | 42   |
| <b>Figura 8.</b> Producción historica del Campo Kern River con los diferentes metodos aplicados | 43   |
| <b>Figura 9.</b> Movimiento del vapor en un proceso de inyeccion de vapor                       | 44   |
| <b>Figura 10.</b> Inyección acumulada de vapor seco Vs. Recuperación porcentual de petróleo     | 45   |
| <b>Figura 11.</b> Esquema de un proceso de inyección doble con agua caliente y vapor            | 47   |
| <b>Figura 12.</b> Matriz de comparación   | 50   |
| <b>Figura 13.</b> Linea del tiempo de campo Castilla y campo Kern River                         | 52   |
| <b>Figura 14.</b> Generador de vapor húmedo en espiral  | 66   |
| <b>Figura 15.</b> Generador de vapor húmedo en línea recta                                      | 66   |
| <b>Figura 16.</b> Modelo de gestión de la inyección continúa de vapor                           | 68   |
| <b>Figura 17.</b> Plan de desarrollo Campo Castilla   | 82   |
| <b>Figura 18.</b> Perfil de producción de inyección de aire, KBPE                               | 82   |
| <b>Figura 19.</b> Perfil de producción por inyección de polímeros                               | 83   |

## LISTA DE TABLAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Tabla 1.</b> Características generales del yacimiento  | 33   |
| <b>Tabla 2.</b> Propiedades de las formaciones productoras del Campo Castilla                     | 33   |
| <b>Tabla 3.</b> Características de los fluidos del Campo Kern                                     | 40   |
| <b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofísicas del campo Castilla                                       | 53   |
| <b>Tabla 5.</b> Propiedades petrofísicas del campo Kern River                                     | 54   |
| <b>Tabla 6.</b> Matriz de comparación entre las propiedades petrofísicas de los campos de estudio | 55   |
| <b>Tabla 7.</b> Metodos de recobro termico para el Campo Castilla                                 | 59   |
| <b>Tabla 8.</b> Metodo de recobro quimico para el Campo Castilla                                  | 60   |
| <b>Tabla 9.</b> Parametros de aplicación para procesos de recobro quimico                         | 63   |
| <b>Tabla 10.</b> Parámetros de aplicación para procesos de recobro térmico.                       | 63   |
| <b>Tabla 11.</b> Parámetros para la simulación analítica de inyección continua de vapor           | 76   |
| <b>Tabla 12.</b> Resultados obtenidos a partir del modelo Marx y Langenheim                       | 77   |
| <b>Tabla 13.</b> Resultados obtenidos de producción acumulada y factor de recobro                 | 80   |
| <b>Tabla 14.</b> Inversión inicial recobro mejorado por inyección continua de vapor de agua.      | 86   |
| <b>Tabla 15.</b> Inversión inicial de recobro mejorado para inyección de aire                     | 86   |
| <b>Tabla 16.</b> Inversión total por la cantidad de pozos   | 87   |
| <b>Tabla 17.</b> Costos de producción, lifting cost de \$19,36 USD/bbl                            | 88   |
| <b>Tabla 18.</b> Costos de producción, lifting cost de \$15,70 USD/bbl                            | 88   |
| <b>Tabla 19.</b> Costos de producción, lifting cost de \$25,50 USD/bbl                            | 88   |
| <b>Tabla 20.</b> Costos de producción, lifting cost de \$19,36 USD/bbl                            | 89   |
| <b>Tabla 21.</b> Costos de producción, lifting cost de \$15,70 USD/bbl                            | 89   |
| <b>Tabla 22.</b> Costos de producción, lifting cost de \$25,5 USD/bbl                             | 89   |
| <b>Tabla 23.</b> Producción de inyección continua de vapor de agua, a partir de regalías          | 90   |
| <b>Tabla 24.</b> Producción de inyección de aire, a partir de regalías.                           | 91   |
| <b>Tabla 25.</b> Ingresos para la inyección continua de vapor de agua                             | 91   |
| <b>Tabla 26.</b> Ingresos para la inyección de aire   | 91   |

## LISTA DE ECUACIONES

|  | pág. |
|--|------|
| <b>Ecuación 1.</b> Regla de tres simple  | 54   |
| <b>Ecuación 2.</b> Determinación de área calentada                               | 70   |
| <b>Ecuación 3.</b> Tasa de inyección de vapor                                    | 71   |
| <b>Ecuación 4.</b> Determinación de la tasa de ingreso de energía a la formación | 71   |
| <b>Ecuación 5.</b> Determinación del factor error                                | 71   |
| <b>Ecuación 6.</b> Determinación del tiempo adimensional                         | 72   |
| <b>Ecuación 7.</b> Determinación del volumen por área                            | 72   |
| <b>Ecuación 8.</b> Determinación de la tasa de desplazamiento de aceite          | 73   |
| <b>Ecuación 9.</b> Determinación del aceite residual al vapor                    | 73   |
| <b>Ecuación 10.</b> Determinación de las pérdidas de calor acumuladas            | 73   |
| <b>Ecuación 11.</b> Determinación de la producción acumulada de petróleo         | 74   |
| <b>Ecuación 12.</b> Determinación del factor de recobro                          | 74   |
| <b>Ecuación 13.</b> Valor presente neto  | 92   |

## LISTA DE GRÁFICAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Gráfica 1.</b> Propiedades petrofísicas formación K2 y Kern River                                  | 56   |
| <b>Gráfica 2.</b> Propiedades petrofísicas formación K1 Inferior y Kern River                         | 57   |
| <b>Gráfica 3.</b> Propiedades petrofísicas formación T2 y Kern River                                  | 57   |
| <b>Gráfica 4.</b> Área calentada por días   | 78   |
| <b>Gráfica 5.</b> Tasa de desplazamiento por días   | 79   |
| <b>Gráfica 6.</b> Pérdidas de calor acumuladas por días   | 79   |
| <b>Gráfica 7.</b> Factor de recobro por días  | 81   |
| <b>Gráfica 8.</b> Flujo de caja de la inyección continua de vapor con lifting cost de \$19,36 USD/bbl | 93   |
| <b>Gráfica 9.</b> Flujo de caja de la inyección continua de vapor con lifting cost de \$15,70 USD/bbl | 94   |
| <b>Gráfica 10.</b> Flujo de caja de la inyección continua de vapor con lifting cost de \$25,5 USD/bbl | 94   |
| <b>Gráfica 11.</b> Flujo de caja de inyección de aire con lifting cost de \$19,36 USD/bbl             | 95   |
| <b>Gráfica 12.</b> Flujo de caja de inyección de aire con lifting cost de \$15,7 USD/bbl              | 96   |
| <b>Gráfica 13.</b> Flujo de caja de inyección de aire con lifting cost de \$25,5 USD/bbl              | 96   |

## LISTA DE CÁLCULOS

|  | pág. |
|--|------|
| <b>Cálculo 1.</b> Número de arreglos requeridos para el 50% del campo                                      | 75   |
| <b>Cálculo 2.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$19,36 para inyección<br>continúa de vapor de agua | 93   |
| <b>Cálculo 3.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$15,70 para inyección<br>continúa de vapor de agua | 94   |
| <b>Cálculo 4.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$25,50 para inyección<br>continua de vapor de agua | 95   |
| <b>Cálculo 5.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$19,36 para inyección de<br>aire                   | 95   |
| <b>Cálculo 6.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$15,70 para inyección de<br>aire                   | 96   |
| <b>Cálculo 7.</b> Valor presente neto, lifting cost de \$25,50 para inyección de<br>aire                   | 97   |



## GLOSARIO

**ARCILLOLITAS:** roca sedimentaria de origen detrítico producto de la diagénesis de la arcilla.

**CONGLOMERADO:** material constituido por fragmentos de varias rocas y polvo, prensado y endurecido.

**FACTOR DE RECOBRO:** cantidad recuperable de hidrocarburos existente en un lugar, normalmente expresada como un porcentaje<sup>1</sup>.

**FLUIDEZ:** habilidad de los líquidos o gases de poder pasar a través de cualquier orificio<sup>2</sup>.

**GLAUCONITA:** mineral silíceo que se encuentra en las rocas sedimentaria y se caracteriza por presentar alto contenido de material orgánico.

**HOMOCLINAL:** estructura que presenta inclinación en una sola dirección similar a una rampa.

**INTRAFORMACIONAL:** termino referido a rocas o estructuras que se encuentran depositadas entres dos estratos diferentes.

**LEAN SIGMA:** herramienta útil para predecir fallos y optimizar sistemas a través del estudio de la data histórica.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria que comprendes varios tamaños de grano.

**LLANURA TRENZADA:** terreno extenso que consiste en una red de canales separadas por pequeñas islas.

**LÓGICA DIFUSA:** parámetros de estudio a partir de observación para predecir el comportamiento de un sistema.

**LUTITAS:** roca sedimentaria de granos muy finos.

**MAR EPICONTINENTAL:** masa de agua salada con gran extensión, pero con escasa profundidad. Puede estar localizado sobre una plataforma continental. Estos mares están conectados por estrechos con el océano, pero están controlados por su propio sistema de circulación<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup>Schlumberger Oilfield Glossary [en línea] [2019] Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery\\_factor.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx)

<sup>2</sup>Líquidos. Julia Máxima Uriarte. [2017]. Disponible en: <https://www.caracteristicas.co/liquidos/>

<sup>3</sup> Geofrik. [En línea] [2012] Disponible en: <https://geofrik.com/2013/02/10/mar-epicontinental/>

**MOLÁSICO:** asociación de rocas sedimentarias de origen terrestre y marino que forman depósitos costeros<sup>4</sup>.

**PRUEBAS PILOTO:** pruebas de ensayo para determinar la eficiencia y eficacia de un proyecto para planificar el desarrollo de un proyecto y los requisitos financieros.

**RECOBRO MEJORADO:** procesos de involucran fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido económicamente por medios convencionales<sup>5</sup>.

**SURFACTANTES:** sustancias químicas que, actúan como agentes modificantes de las propiedades de tensión superficial o interfacial, es decir, la interfaz entre liquido-liquido o líquido y sólido respectivamente.

**UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS:** diferenciación geológica entre secuencias estratigráficas.

---

<sup>4</sup>Geología local. ESAP [en línea] [2019] Disponible en: [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geologia%20local%20-%20tesalia%20\(27%20pag%20-%2085%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geologia%20local%20-%20tesalia%20(27%20pag%20-%2085%20kb).pdf)

<sup>5</sup> ECAPETROL, Recobro mejorado de hidrocarburos, escuela de capacitación petrolera. p. 2. [En línea] Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/69081917/RECOBRO-MEJORADO-DE-HIDROCARBUROS>

## RESUMEN

El presente trabajo se despliega el desarrollo de un modelo de ingeniería de gestión para métodos de recobro mejorado a partir de la comparación entre dos campos con características análogas. Durante este proceso se toman en cuenta las propiedades del yacimiento y sus respectivas características geológicas con el fin de encontrar semejanzas entre ambos campos y recomendar técnicas de recobro mejorado para el campo donde aún no se han implementado.

La comparación se realizará entre los Campo Castilla (Colombia) y el Campo Kern River (Estados Unidos). El primero es operado por Ecopetrol S.A y el segundo por Chevron. En ambos casos se describirá el contexto geológico y la historia de producción. Adicionalmente se describen los principales conceptos básicos del recobro mejorado, las variables que influyen en su desempeño, y la evolución histórica de ambos campos.

El modelo de ingeniería de gestión tiene como punto de partida de los métodos de recobro mejorado implementados en el Campo Kern River. Los resultados del Campo Kern River han demostrado a lo largo del tiempo que el factor de recobro se ha incrementado. Por lo anterior, el modelo se enfoca en un análisis técnico de la comparación entre los dos campos, mediante un matriz de comparación con el fin de sugerir y/o recomendar las técnicas con mayor potencial para el Campo Castilla. De igual forma, a partir de los resultados de la matriz se realiza una simulación analítica para validar lo/los métodos de recobro sugeridos y compararlos con el plan propuesto por Ecopetrol en Campo Castilla.

Finalmente, se realiza un análisis financiero del proyecto, con base a los resultados obtenidos en la simulación analítica para los métodos de recobro mejorado sugeridos y para la propuesta planteada por Ecopetrol. En esta fase se establecen límites de lifting cost basados en el comportamiento de los últimos años para calcular el Valor Presente Neto (VPN) para cada uno de los escenarios y se compara cual es más atractivo financieramente para la empresa.

### **PALABRAS CLAVE:**

Recobro mejorado, Modelo ingeniería de gestión, Simulación analítica, Campos análogos.

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana se encuentra en un constante crecimiento. Este crecimiento ésta sustentada en el desarrollo de nuevos prospectos y en el desarrollo exitoso de proyectos de campos maduros de crudo pesado. Hoy en día la empresa Ecopetrol S.A., se encarga en gran porcentaje de los campos colombianos. El Campo Castilla es uno de los campos con un crudo pesado que requiere la implementación de técnicas de recobro mejorado para la explotación de hidrocarburos. El proceso de implementación de métodos de recobro mejorado se encarga del aumento de factor de recobro para campos donde su mecanismo primario no tiene la energía necesaria para producir en superficie los volúmenes esperados, lo que lleva a que no se tenga una producción óptima.

El método de recobro mejorado que se sugirió al final de este trabajo fue establecido a partir de la comparación realizada entre los campos Kern River y Castilla. Por tratarse de campos análogos; se propuso que el recobro mejorado por inyección continua de vapor de agua es el proceso más eficiente para desarrollar en Campo Castilla. A partir de los resultados obtenidos de la simulación se elaboró una comparación entre estos resultados y las proyecciones de Ecopetrol donde el factor más importante a comparar es el factor recobro.

Finalmente, se realizó una comparación de dichos escenarios financieramente con el fin de descubrir el real beneficio de su implementación desde el punto de vista técnico y económico.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un modelo de ingeniería de gestión basado en métodos de recobro mejorado para el Campo Castilla con fundamento en un Campo con características análogas con resultados exitosos técnica y económicamente.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICO**

1. Describir generalidades y geología del Campo Castilla y el Campo Kern River
2. Describir la información histórica de los métodos de recobro mejorado aplicados en el Campo Kern River.
3. Diseñar una matriz de comparación entre el Campo Castilla y el Campo Kern River con las propiedades de los yacimientos y de los fluidos respectivamente.
4. Formular un modelo de ingeniería de gestión para los resultados obtenidos de la matriz de comparación.
5. Implementar una simulación analítica donde se genere una comparación entre los resultados obtenidos del método de recobro mejorado en el Campo Kern River y las proyecciones que Ecopetrol tiene planteadas para el Campo Castilla
6. Evaluar financieramente el modelo de ingeniería de gestión con los datos actuales y las proyecciones de recobro mejorado del Campo Castilla mediante el valor presente neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA Y CAMPO KERN RIVER

El presente capítulo describe las generalidades, geología, reservas, historia y productividad del Campo Castilla y del Campo Kern River.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

Los trabajos de exploración en busca de yacimientos petrolíferos comenzaron en el año 1.945; en el año 1.969<sup>6</sup> se dio el descubrimiento del Campo Castilla por la compañía Chevron bajo el contrato de concesión Cubarral N.º 1.820; en este mismo año se perforó el primer pozo llamado Castilla 1 alcanzando una profundidad de 7.347 pies; en donde se probó crudo pesado en las formaciones Mirador (10<sup>o</sup>API), Guadalupe y Une (13,7<sup>o</sup>API)<sup>7</sup>. No obstante, el hallazgo, fue sólo en 1975, bajo un nuevo contrato, esta vez de asociación, entre Chevron (50%) y Ecopetrol (50%); iniciando explotación del campo ubicado en el municipio de Castilla La Nueva. Departamento del Meta, produciendo petróleo hasta enero del 2000. En estos 25 años se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, teniendo una producción aproximada de 2.000 barriles por día con un factor de recobro de 4%<sup>8</sup>. En el año 1.998 se perforó el pozo de Castilla Norte y se firmó el primer contrato de asociación, a lo largo de los años llegando al año 2.006, el Campo Castilla como el Campo Chichimene producían 64 mil barriles de petróleo pesado por día. Al momento de la terminación del contrato de asociación la producción estaba muy cerca de 20.000 BOPD, para aquel entonces la mayoría de la producción se comercializaba para generación de energía y producción de asfalto.

Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo, presentando una producción de petróleo inicial de 13.000 BOPD. Para el año 2005, el campo alcanzó una producción promedio de 45.143 BOPD. Para el año 2006 el Campo Castilla junto con el Campo Chichimene alcanzó una producción de 64.000 BOPD, y en noviembre de 2.015 alcanzó un récord de producción de 125.699 BOPD. La producción del campo ha crecido en más de 3,6 veces desde el año 2.004 hasta el 2.017. La producción acumulada de aceite y agua es de 529,9 MBIs y 2.423,2 MBIs respectivamente, lo cual representa un factor de recobro de 9,4%, considerando un OOIP de 5.981 MBIs.

---

<sup>6</sup>VASQUEZ C. Hernán. La historia del petróleo colombiano En: Universidad Eafit No. 93 [1994] [En línea] Disponible en:

[http://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS\\_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/1418-4692-1-PB.pdf](http://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/1418-4692-1-PB.pdf)

<sup>7</sup>ANH. Cuenca de los llanos orientales-estudio integrado [En línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

<sup>8</sup>ECOPETROL. Op. Cit., p 3.

## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA

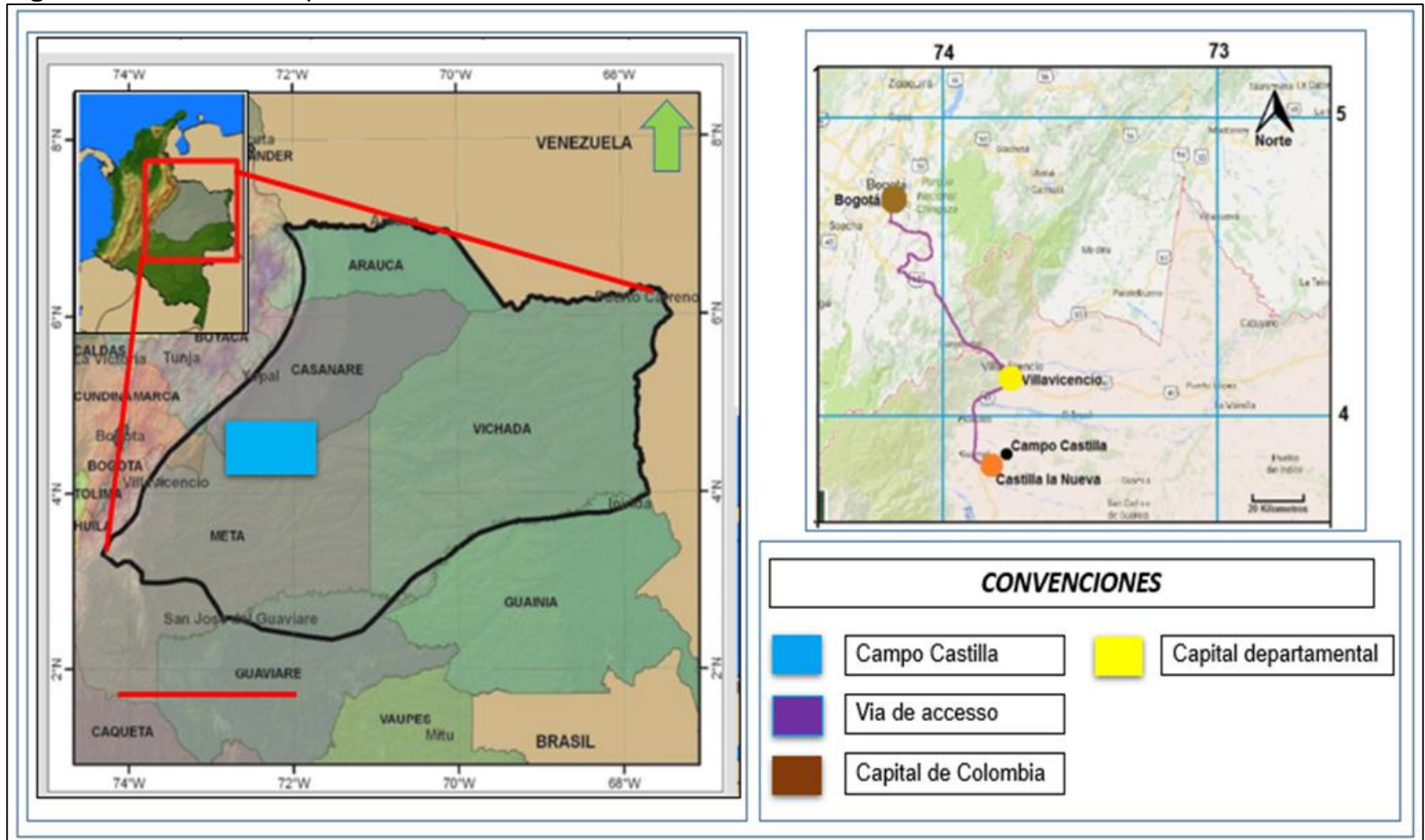
El Campo Castilla está ubicado en el municipio de Castilla La Nueva, ubicado a 30 kilómetros de Villavicencio en el departamento del Meta, en donde limita en el norte con Acacias, en sur con San Martín, en oriente con San Carlos de Guaroa y en Occidente con Guamal y a 156 km de la ciudad de Bogotá.

El municipio de Castilla La Nueva está situado en la llanura oriental, zona adyacente al piedemonte en la cordillera oriental; pertenece a la cuenca hidrográfica del Orinoco, que involucra todas las aguas que confluyen en este río, incluidas las que nacen en la parte más alta de la cordillera oriental y como región natural, la extensión solo se circunscribe a las tierras planas, comúnmente llamadas llanos orientales, que tienen un área de 230.967 kilómetros cuadrados y representan un 20,2% del territorio nacional<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup>FINCA LODGE, Castilla La Nueva, Meta Colombia. [En línea] Disponible en: <http://www.tierralindafincalodge.com/ubicacion>

**Figura 1.** Ubicación campo castilla



**Fuente:** ANH. Características cuenca de los Llanos Orientales y descripción de bloques. [2008]. Modificado por los autores.



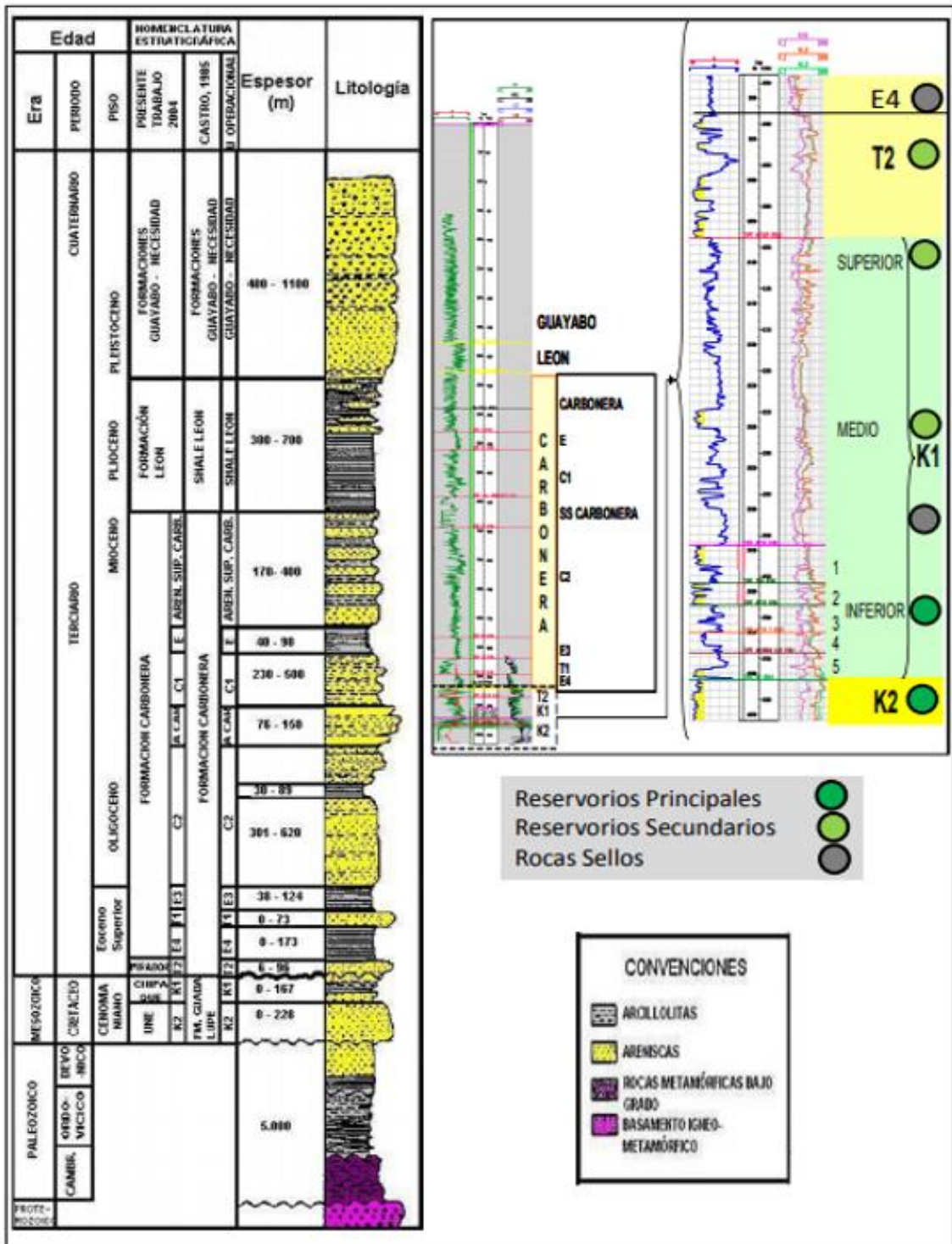
### **1.3 MARCO GEOLÓGICO CAMPO CASTILLA**

En esta sección, se mostrará la columna estratigráfica del Campo Castilla y se detallarán las características de cada una de las unidades litoestratigráficas que componen dicha columna, posteriormente, se mostrará la geología estructural de la cuenca, para finalizar con la geología del petróleo y el sistema de entrapamiento asociado.

### **1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA**

A continuación, se muestra la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales, donde está ubicado el Campo Castilla, y donde se encuentra las formaciones de interés. Esta formación contiene rocas desde el periodo Paleozoico hasta el Neógeno. Las rocas sedimentarias de Edad Cretácica y Paleógeno son los principales yacimientos en el área y están representadas por las formaciones productoras: Guadalupe/Une (K2), Guadalupe Superior/Gacheta (K1) y San Fernando (T2).

**Figura 2.** Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales



**Fuente:** JIMÉNEZ, Laura Melissa; VALENCIA, Julián Andrés. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en un área piloto del campo castilla. Tesis de pregrado. Universidad de América. 2018

**1.4.1 Estratigrafía.** A continuación, se describen las formaciones que comprenden la columna estratigráfica para la cuenca de Llanos Figura 2., en orden cronológico de depositación de la más antigua a la más reciente.

**1.4.1.1 Formación Une.** La formación Une consiste, principalmente en arenisca cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noreste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no depositación en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en el área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero<sup>10</sup>. El ambiente de depositación en la base de esta formación corresponde a un delta trenzado / llanura trenzada, de alta energía, mientras que el tope de esta unidad se formó en un ambiente de depositación deltaica trenzada a llanura trenzada y depósitos de transgresión. Su tope se determina por un aumento de grano fino a grano medio en la arena cuarzosa. Su contacto suprayacente con la Formación Gachetá es concordante y el contacto infrayacente con el Basamento es discordante<sup>11</sup>.

**1.4.1.2 Formación Gacheta.** La formación Gacheta tiene una transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Suroeste, sobre el escudo de Guyana. Lo que implica la depositación con los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita<sup>12</sup>. El espesor de esta formación aumenta hacia el noroccidente; siendo esta una de las formaciones productoras en varios campos de la cuenca.

**1.4.1.3 Formación Guadalupe.** Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Su edad data del cretáceo superior. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra aumentando hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del Escudo de Guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. La formación es productora en la cuenca.

**1.4.1.4 Formación Mirador.** Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata del conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente de base a techo, compuesta por

---

<sup>10</sup> ANH. Cuenca de los llanos orientales, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. [2012] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>11</sup> JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 43

<sup>12</sup> ANH. Op., cit., p. 48

cuarzo, algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su edad se conoce por la erosión de las rocas cretácicas que infrayacen.

**1.4.1.5 Formación Carbonera.** Esta formación corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón, depositada en ambientes que varían de marino transicional a continental. El Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales desde C7 a C2 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7<sup>13</sup>. La formación Carbonera fue dividida por ECOPETROL en nueve unidades operacionales; las cuales se denominan: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1), todas pertenecientes al Campo Castilla<sup>14</sup>.

- **Unidad C8 (Unidad E4):** El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta unidad presenta un espesor variable desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de la montaña.
- **Unidad C7 (Unidad T1):** se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolitas de color gris verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C6 (Lutita E3):** el máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.
- **Unidad C5:** está compuesta por alternancia de niveles de arcillolitas y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies.

---

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p. 48

<sup>14</sup> JIMENEZ HILARIÓN. *Op. Cit.*, p. 47.

- **Unidad C4:** está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramenna-1, al noreste.
- **Unidad C3:** esta unidad presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de la montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C2 (Lutitas E):** está compuesta por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies.
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera):** es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises.

**1.4.1.6 Formación León.** Esta unidad litoestratigráfica es de la edad Mioceno y su ambiente deposicional corresponde a la última invasión de los mares terciarios en la cuenca de los Llanos Orientales. Su litología, en términos generales, corresponde a capas gruesas de lutitas grisáceas, que alcanzan un espesor máximo de 2500 pies en la región de Chaparral<sup>15</sup>.

**1.4.1.7 Formación Guayabo.** Su edad data del Mioceno tardío y cuaternario. Esta formación representa la última sedimentación de la cuenca. es una secuencia de más de 13000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope representan niveles carbonosos. En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2000 a 8000 pies<sup>16</sup>, de arcillolitas de varios colores y areniscas masivas de grano grueso.

**1.4.2 Geología Estructural.** La cuenca de los llanos orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH y ECOPEPETROL<sup>17</sup>, es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste- noreste, con alturas entre 200 y 500 metros. Cubre una extensión de 22.560.327 hectáreas.

---

<sup>15</sup> *Ibíd.*, p. 48

<sup>16</sup> ANH. Cuenca de los llanos orientales, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Op. Cit., p. 35

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p., 52

Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas al Norte, La Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés al Sur, el sistema de fallas de Guaicáramo al oeste y el Escudo de Guyana al este.

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional (rifting) que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico Cretácico tardío la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina. A partir del Maastrichtiano se convierte en una cuenca de antepaís. Del Mioceno al reciente se han acumulado grandes volúmenes de sedimentos molásicos.

En cuanto a la madurez, las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este, aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico Superior y Paleoceno. Los análisis de los componentes individuales de los sistemas de migración en la cuenca son complicados debido al espesor de la sección y el desarrollo arenoso que se genera desde el Escudo de La Guyana<sup>18</sup>.

El Campo Castilla se encuentra en el sector del Meta, que es la parte suroeste de la cuenca y, según la ANH<sup>19</sup>:

El estilo estructural que caracteriza esta parte de la cuenca (campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay, Gavan, y Guatiquia) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos de los campos enumerados.

Estos sistemas estructurales tienen relación de origen con el frente de deformación andina<sup>20</sup>.

En la siguiente figura se puede observar una sección transversal esquemática de la cuenca en dirección Noroeste-Sureste, donde se evidencia el sistema de fallas.

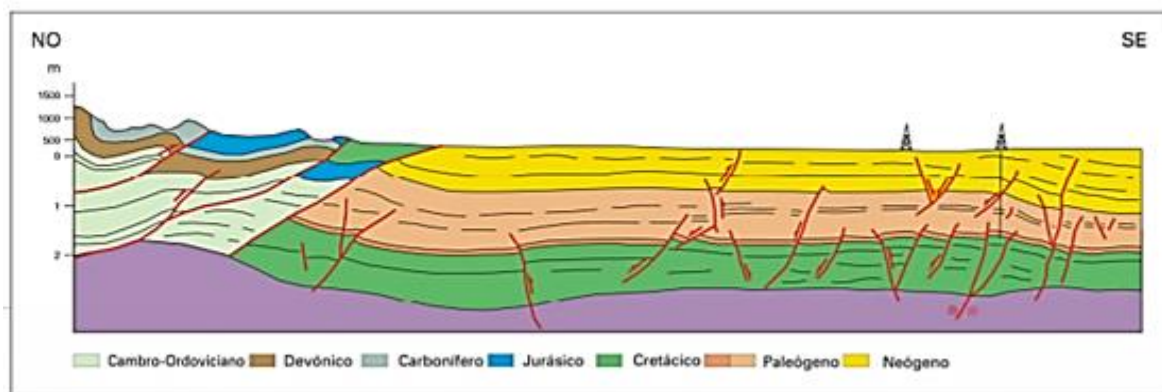
---

<sup>18</sup> *Ibíd.*, p., 52

<sup>19</sup> *Ibíd.*, p., 52

<sup>20</sup> NGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc. op. cit, p. 1-209

**Figura 3.** Corte esquemático de la Cuenca de los Llanos Orientales



**Fuente:** ANH. Open Round, Colombia 2010. [En línea] [Consultado el 25 de febrero de 2019] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

**1.4.3 Geología del petróleo.** La geología del petróleo hace referencia a los elementos necesarios desde el punto de vista litológico para poder presencia de hidrocarburos en una zona dada del subsuelo. Dichos elementos son una roca generadora, una roca almacén, una roca sello, un sistema de entrampamiento y la migración de los fluidos, que en conjunto constituyen lo que se conoce como El Sistema Petrolífero.

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124.000 MB. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región<sup>21</sup>.

**1.4.3.1 Roca generadora.** La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continentales de la Formación Gacheta, localizada por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerogeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% un espesor efectivo de 50 a 100 metros<sup>22</sup>.

**1.4.3.1 Roca almacén.** La roca almacén o también llamada reservorio de la cuenca de los Llanos Orientales son las arenitas de las formaciones Carboneras (C3, C-5, y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%<sup>23</sup>.

<sup>21</sup>ANH. Llanos Orientales-estudio integrado. Op. Cit., p 2.

<sup>22</sup> Ibíd., p. 31.

<sup>23</sup> Ibíd., p. 31.

**1.4.3.1 Roca sello.** El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales<sup>24</sup>.

**1.4.3.2 Sistema de entrapamiento.** El sistema de entrapamiento que más se ha encontrado ha sido las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio<sup>25</sup>.

**1.4.3.3 Migración.** Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad<sup>26</sup>.

## 1.5 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN

En esta sección se describirá la historia de producción del Campo Castilla, así como los mecanismos de producción aplicados en este Campo.

**1.5.1 Mecanismo de producción.** El Campo Castilla es a la fecha, uno de los campos en Colombia que aún se encuentra produciendo bajo la fase de recobro primario<sup>27</sup>; el recobro primario es la primera etapa de producción de hidrocarburos donde la energía natural del yacimiento desplaza los hidrocarburos hacia el pozo.

El Campo Castilla es un yacimiento de petróleo pesado que presenta un acuífero lo que conlleva a que el primer mecanismo de producción de este campo sea por empuje de agua activo. Con el paso del tiempo la energía natural de las formaciones productoras, específicamente K1 inferior y K2, fue disminuyendo generando que se requiera implementar un método que aporte la energía suficiente para desplazar los fluidos hasta superficie; este método implementado que continúa en la actualidad es un tipo de levantamiento artificial por bombeo mecánico y en los últimos años se ha estado implementado un bombeo electrosumergible (BES).

**1.5.2 Tiempo de producción.** El Campo Castilla ubicado al noroccidente del departamento del Meta empezó su producción en 1975, por lo que este campo lleva produciendo 44 años a la fecha actual.

**1.5.3 Número de pozos.** En el Campo Castilla se cuentan con 628 pozos

---

<sup>24</sup> *Ibíd.*, p. 31.

<sup>25</sup> *Ibíd.*, p. 31.

<sup>26</sup> *Ibíd.*, p. 31.

<sup>27</sup> FORERO ROA, Daniel Alfredo. Et al. Evaluación técnico-financiera de alternativas para la reducción de las pérdidas de circulación en la sección de producción (8 ½") del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. P. 37



productores, 21 pozos de disposición y 11 inyectores de recobro secundaria a K1 inferior a mes de agosto de 2018.

**1.5.4 Características del yacimiento.** En las tablas 1 y 2 se describirán las principales características del yacimiento del campo castilla.

**Tabla 1.** Características generales del yacimiento.

| Generalidades del Yacimiento   |   |
|--------------------------------|---|
| Cuenca sedimentaria            | Llanos Orientales   |
| Estructura Geológica           | Anticlinal simétrico fallado al costado Este                    |
| Tipo de Trampa                 | Cierre estructural en tres direcciones                          |
| Ángulo de Buzamiento           | 2°-5° (máx. 10°)  |
| Mecanismo de producción        | Acuífero Activo   |
| Número de Yacimientos          | 3. Unidad K2, Unidad K1, Unidad T2                              |
| Presión inicial                | K1 Inf & K2: 2830 @ 5600 TVDSS;                                 |
| Presión de Burbuja             | 130 psi   |
| Yacimiento compartimentalizado | No  |
| Contacto Agua-Petróleo         | Si (Inclinado)  |
| Litología                      | Cuarzoarenitas de grano fino, muy fino, medio y grueso          |
| Profundidad Promedio           | T2: -5100' TVDSS; K1Inf: -5300' TVDSS; K2: -5500' TVDSS         |
| Espesor Total                  | T2: 60'-100' TVDSS; K1Inf: 120'-150' TVDSS; K2: 600'-750' TVDSS |

**Fuente:** JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 55

**Tabla 2.** Propiedades de las formaciones productoras del Campo Castilla

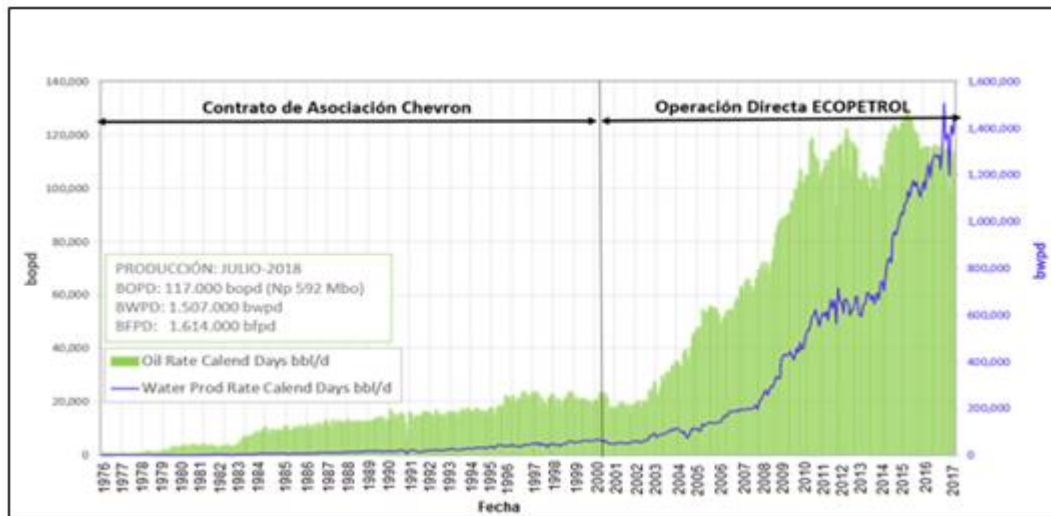
| Propiedad                              | Unidad    |             |          |
|--|-----------|-------------|----------|
|  | K2        | K1 Inferior | T2       |
| Existencia de capa de gas              | No        | No          | No       |
| Temperatura del Yacimiento (°F)        | 190       | 185         | 180      |
| Porosidad Promedio (%)                 | 17-20     | 19-22       | 15-20    |
| Permeabilidad Promedio (Md)            | 1500-4000 | 200-1000    | 500-1200 |
| Saturación inicial de agua             | 10%-15%   | 10%-15%     | 30%      |
| Gravedad °API                          | 12,4      | 12,4        | 9        |
| Viscosidad aceite @ Tyto (cP)          | 140       | 140         | 450      |
| Factor volumétrico del petróleo RB/STB | 1,03      | 1,03        | 1,03     |
| Presión Actual (psi)                   | 2400      | 1800        | -        |
| OOIP                                   | 3832      | 1683        | 313      |

**Fuente:** JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 55

### 1.5.5 Historia de producción del Campo Castilla

En la **Figura 4.**, se encuentra la producción de petróleo y agua del Campo Castilla además de la división de los periodos de operación de Chevron y Ecopetrol.

**Figura 4.** Producción histórica de petróleo y agua del Campo Castilla.



**Fuente:** Ecopetrol. Visión de Ecopetrol en Campos de crudos pesados 2018. Modificado por los autores.

## 1.6 CAMPO KERN RIVER

El campo petrolero Kern River de California lleva más de 100 años produciendo, este es clasificado como un campo súper gigante y es el quinto campo más grande de Estados Unidos.

**1.6.1 Generalidades.** A continuación, se mencionará las generalidades del campo petrolero Kern River, lo cual consistirá de una breve descripción de la historia del campo, la geología general y su localización, además se describirán las características de los fluidos.

**1.6.1.1 Historia del Campo.** El Campo Kern River está ubicado en el estado de California; el petróleo fue descubierto a 70 pies (21m) en 1899, cuando pobladores y exploradores descubrieron en California excavando en busca de petróleo<sup>28</sup>. El 1 de junio de 1899, a 400 pies (120m) al norte, Horace y Milton McWhorter perforaron el primer pozo comercial de esta región. Sin embargo, combinadas las bajas temperaturas con la presión inicial del yacimiento, dieron como resultado una baja recuperación primaria. La producción del Campo Kern River alcanzó un pico de más

<sup>28</sup> Oilfield Review. Yacimientos de petróleo pesado. 2002/2003. P. 34

de 40.000 barriles por día a principios de la década de 1900. El pobre comportamiento del yacimiento y la baja demanda de crudo pesado, causaron que la producción declinara a bajos niveles hasta el advenimiento de técnicas de refinamiento más avanzadas de petróleo pesado, ocurrido a principios de la década de 1950<sup>29</sup>. El operador actual del Campo Kern River es Chevron<sup>30</sup>, quien gradualmente ha adquirido el campo mediante la compra y fusión con los otros operadores, incluido Tidewater, uno de los desarrolladores originales de las tecnologías de producción mejoradas que revivieron el campo de la década de 1960.

Si bien la mayor parte del petróleo se extrajo del campo, las tecnologías de producción mejoradas, como las inundaciones con vapor, hicieron posible extraer gran parte del petróleo que antes se consideraba imposible de recuperar.

Las reservas totales estimadas del Campo Kern River a fines de 2006 totalizaron más de 475 millones de barriles, lo que representó aproximadamente el 15% de la reserva de 3,2 billones de barriles de California.

La producción anual de petróleo del campo fue de 26,2 millones de barriles a partir de 2012. Una vez se permitió que las aguas residuales del campo drenaran directamente a los arroyos que disecaban la región, y de allí al río Kern. Esta práctica terminó en los años sesenta y setenta cuando se promulgaron regulaciones ambientales más estrictas tanto a nivel federal como estatal. Las aguas residuales ahora se tratan en instalaciones construidas específicamente para este propósito, y después del tratamiento, se utilizan para regar los cultivos en el Valle de San Joaquín.

En 2017, Chevron se ubicó en el número uno en la producción neta diaria de petróleo equivalente en California, con 159.000 barriles por día<sup>31</sup>. Se tiene más de 16.000 pozos de operación, principalmente en el Valle de San Joaquín. Gracias a la experiencia en operación de inyección de vapor, se ha dado como resultado un factor de recuperación de petróleo crudo en el campo Kern River de más de 60<sup>32</sup> por ciento.

Después de más de 100 años de producción, es sorprendente que el 60% de la producción de petróleo del Condado de Kern se produzca utilizando métodos de recobro mejorado o enhanced oil recovery (EOR). En el proyecto Kern River de Chevron, el 70% de la producción se debe a la inyección de vapor. La efectividad

---

<sup>29</sup> *Ibíd.*, p. 34.

<sup>30</sup> Chevron Energy. [2013] [en línea] Disponible en internet: <https://www.chevron.com/worldwide/united-states>

<sup>31</sup> *Ibíd.*,

<sup>32</sup> CHEVRON. Usando vapor para producir más petróleo. [2013] [En línea] Disponible en: <https://www.chevron.com/worldwide/united-states>

de la tecnología de recobro mejorado cuando se aplica a un campo de petróleo pesado en tierra en una formación de arenisca como el río Kern es asombrosa, ya que ha alcanzado un factor de recuperación estimado del 60%. (El factor de recuperación es el porcentaje del aceite original en el lugar que es técnicamente recuperable). Esto se compara con un factor de recuperación global promedio de 32-35%, y con factores de recuperación tan bajos como el 10% para el petróleo no convencional de fuentes como las arenas de alquitrán, esquistos bituminosos, y algunas formaciones de aguas profundas. La recuperación primaria del campo del río Kern fue solo del 5 -10%. La inyección de agua caliente lo elevó a un 15-25%, y se cree que la inyección de vapor puede alcanzar una recuperación del 80%<sup>33</sup>.

**1.6.1.2 Localización del Campo Kern River.** El Campo petrolífero Kern River cubre un área de 10.750 acres en un ovalo áspero que se extiende sobre las colinas bajas al norte-noreste de Bakersfield. Esta área es el desarrollo petróleo operacional más denso en el estado de California: Midway-Sunset. Las elevaciones en el campo petrolífero Kern River varían aproximadamente entre 400 a 1.000 pies, ascendiendo hacia el noreste y el río Kern fluye al sur del Campo, de este a oeste, de Sierra Nevada a la ciudad de Bakersfield.

El Campo Kern River es uno de los muchos campos petrolíferos contiguos a lo largo del borde este del sur del Valle de San Joaquín, ubicado entre el Campo Kern Front al noroeste y el Campo Kern Bluff al sureste, al otro lado del río Kern<sup>34</sup>.

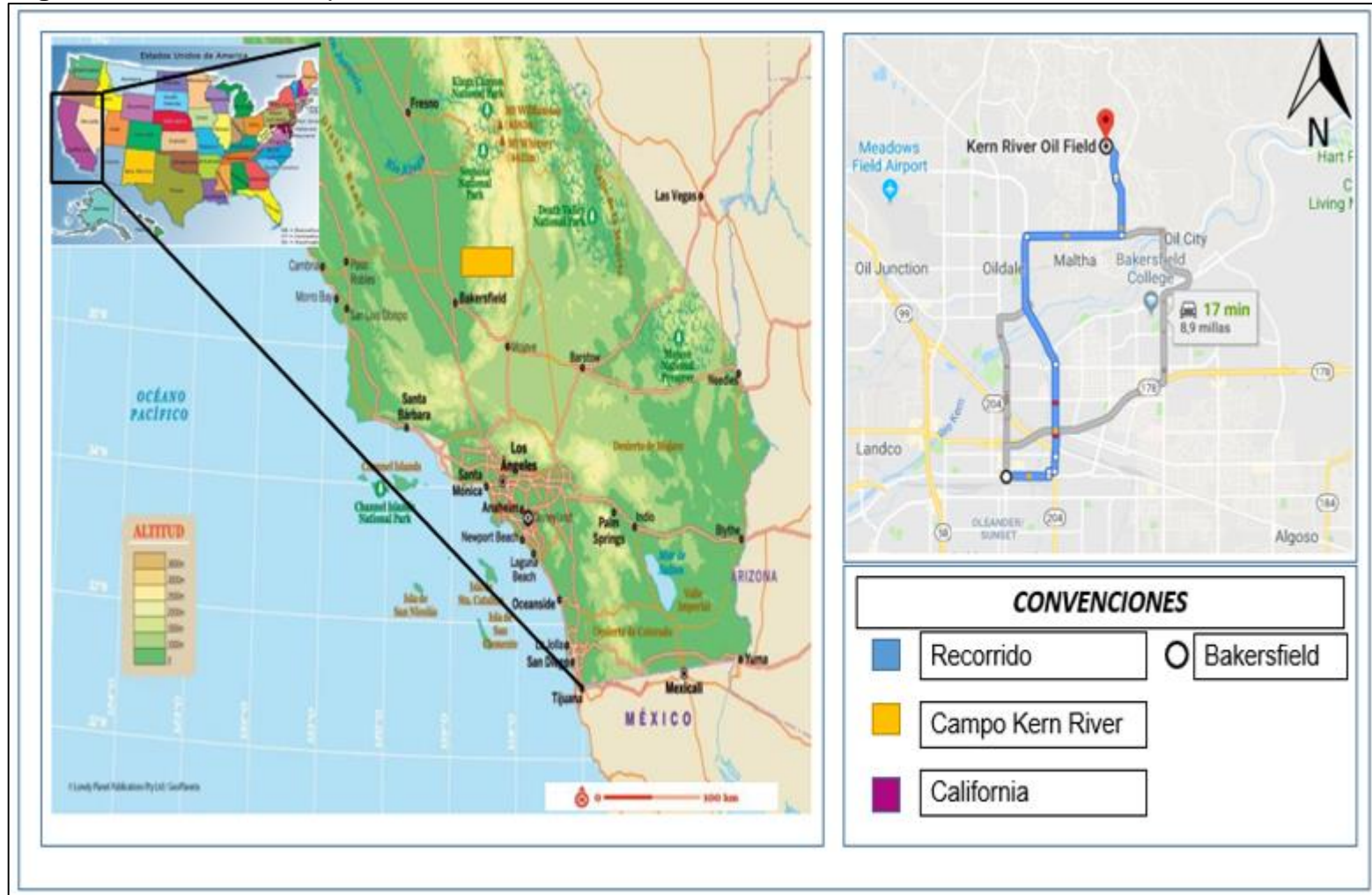
En la **Figura 5.**, se encuentra la ubicación geográfica del Campo Kern River además de la ruta para llegar a la localización de este campo.

---

<sup>33</sup> NELDER, Chris. Petróleo pesado del Campo petrolífero Kern River. [2011] [En línea] Disponible en: <http://www.getreallist.com/heavy-oil-of-the-kern-river-oil-field.html>

<sup>34</sup> Oilfield Review. Yacimientos de petróleo pesado. [2002/2003] [En línea] Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/petroleos\\_pesados.pdf](http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf)

**Figura 5.** Ubicación Campo Kern River.



**Fuente:** Lonely planet global Ltda. 2017. Modificado por los autores.

**1.6.1.3 Marco geológico del Campo Kern River.** A diferencia de algunos de los otros yacimientos petrolíferos del condado de Kern que contienen numerosas formaciones productoras, el Campo Kern River tiene una formación grande, llamada así por el Campo en sí y dos formaciones más pequeñas, Vedder y Jewett, descubiertas en 1981 y 1985, respectivamente. La información que contiene el Campo Kern River es de edad Plioceno-Pleistoceno<sup>35</sup>, y se encuentra a 400 a 1.300 pies bajo la superficie del suelo; Vedder y Jewett son de las edades de Oligoceno y Mioceno, respectivamente, con profundidades de 4.700 y 4.220 pies.

Hace más de 10 millones de años el mar comenzó a retroceder, y hace unos cuatro millones de años la cordillera de Sierra Nevada empezó a ascender originando el área Kern River; esto hace que la formación Kern River sea de una edad más joven que la de los otros campos petroleros que se encuentran en la zona, la mayor parte del petróleo se formó durante periodos de calentamiento hace más de 90 millones y 150 millones de años<sup>36</sup>.

Esta área experimento a lo largo del tiempo innumerables inundaciones generando que se depositaran depósitos de arena, enterrando algas no descompuestas y otros materiales orgánicos; con el paso del tiempo y por la acumulación de estos depósitos se produjo una sobrecarga que empujo a las capas sedimentarias hacia abajo provocando el aumento de la temperatura propiciando el ambiente para la formación del hidrocarburo<sup>37</sup>. Actualmente esta formación se comprende de una arenisca trenzada, semiporosa que contiene capas de roca petrolífera, basados en los estudios realizados por la petrolera Chevron se encontró nueve capas de productividad que comprende aproximadamente 600 ft de presencia de hidrocarburos, con una saturación del 60% de petróleo.

A continuación, en la figura se muestra la estructura geológica general del Campo Kern River, la cual consiste en un homoclinal sumergido al suroeste de la cuenca.

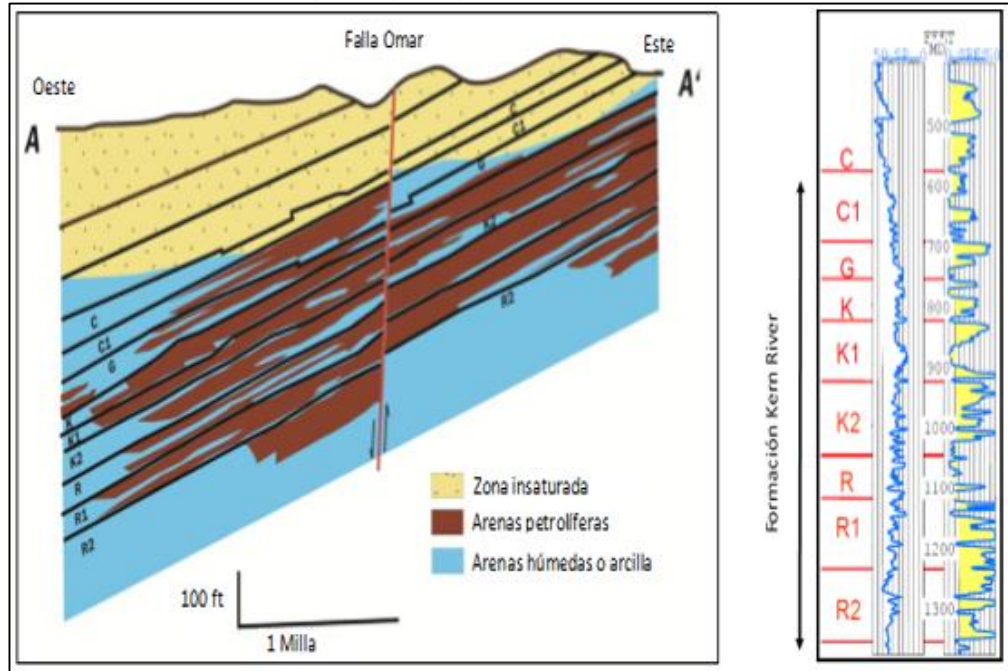
---

<sup>35</sup> *Ibíd.*, p. 33

<sup>36</sup> NELDER, Chris. Petróleo pesado del Campo petrolífero Kern River. [2011] [En línea] Disponible en: <http://www.getreallist.com/heavy-oil-of-the-kern-river-oil-field.html>

<sup>37</sup>*Ibíd.*

**Figura 6.** Estructura geológica general del Campo Kern River



**Fuente:** Andréi S. Popa, Chevron Norte América Exploración y Producción, Identificación de la colocación horizontal del pozo utilizando el Lógica difusa. 2013 Disponible en: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-166313-MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-166313-MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

En la **Figura 6.**, se puede observar que la estratigrafía de las formaciones del reservorio Kern River consiste en nueve zonas productoras ricas en petróleo; estas zonas fueron depositadas en un ambiente fluvial con constantes intercalaciones de arenisca y arcilla que se entienden a lo largo de la formación.

Como se mencionó anteriormente esta formación se forma de un homoclinal la cual se observa claramente en la **Figura 6.**, ya que este homoclinal consiste en una flexión estructural en una sola dirección lo cual se asemeja a una rampa<sup>38</sup>.

**1.6.2 Características de los fluidos del Campo Kern River.** En la siguiente tabla se mostrará las principales características provenientes de los fluidos en el Campo Kern River.

<sup>38</sup> ARELLANO G, Javier. Pliegues [En línea] [2010] Disponible en internet: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2010%20Pliegues.pdf>

**Tabla 3.** Características de los fluidos del Campo Kern.

| Propiedad                          | Unidad                             | Valor                |
|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|
| Presión inicial del yacimiento     | Psi                                | 50                   |
| Temperatura inicial del yacimiento | °F                                 | 95                   |
| Porosidad promedio                 | %                                  | 31                   |
| Permeabilidad                      | mD                                 | 4.070                |
| Saturación de petróleo inicial     | %                                  | 80                   |
| Gravedad API                       | °API                               | 10-15°               |
| Viscosidad                         | Cp                                 | 500-10.000           |
| Espesor neto                       | Ft                                 | 60                   |
| Mecanismo de producción            | -                                  | Drenaje por gravedad |
| Profundidad                        | Ft                                 | 930                  |
| OOIP                               | Millones de barriles de yacimiento | 4.000                |

**Fuente:** elaboración propia.



## 2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO APLICADOS EN EL CAMPO KERN RIVER

En este capítulo se describirá la historia de los métodos de recobro mejorado que se desarrollaron en el Campo Kern River, además se describirán las diferentes técnicas utilizadas para lograr la máxima eficiencia de los métodos de recobro mejorado.

### 2.1 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

Los procesos de recobro mejorado (EOR) incluyen todos los métodos que usan fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido económicamente por medios convencionales<sup>39</sup>.

Existen diversas técnicas para el recobro mejorado las cuales se dividen en tres ramas principales:

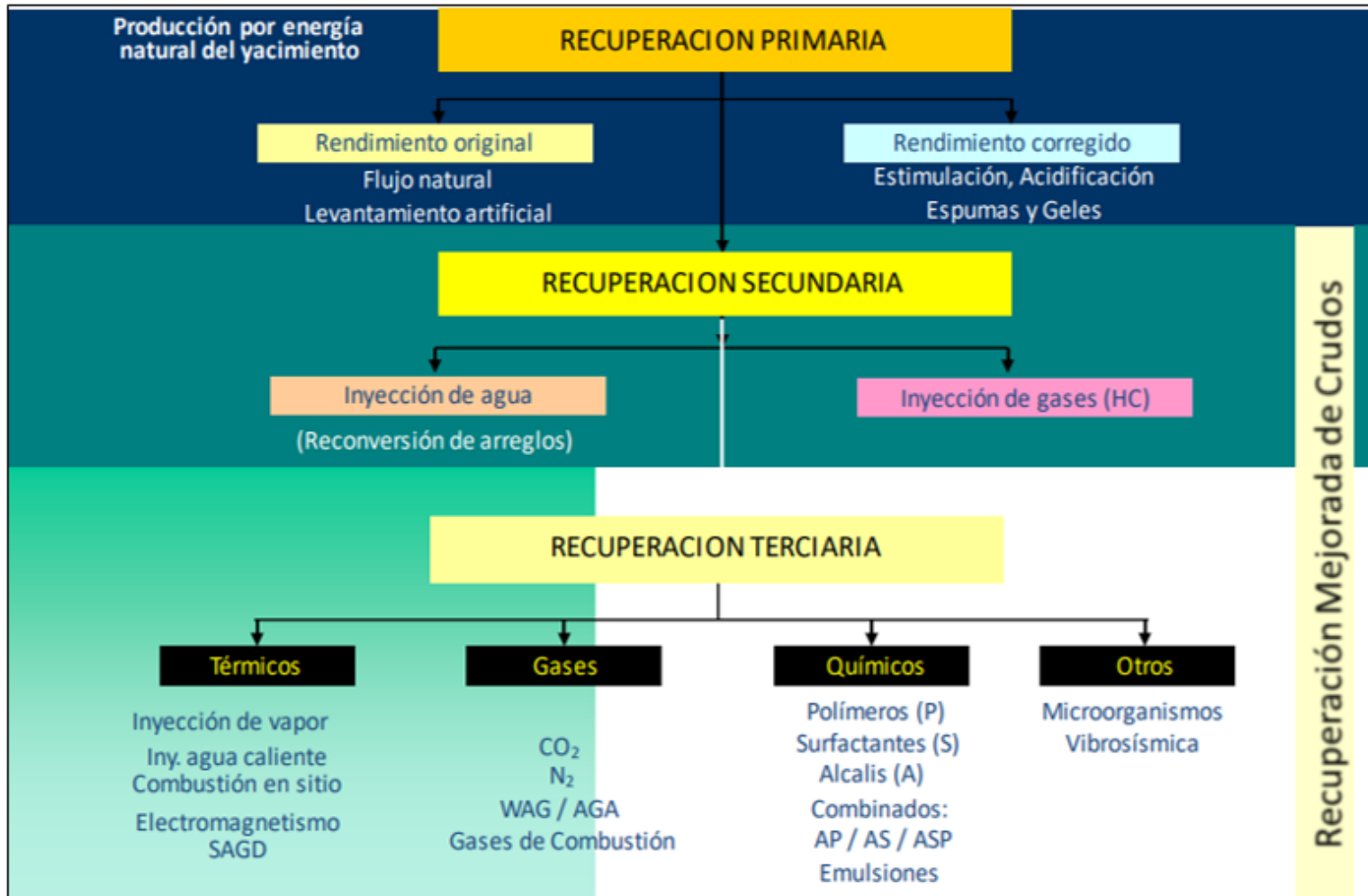
- Inyección química, la cual consiste en la inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, emulsiones entre otros.
- Inyección térmica, se refiere a la inyección de vapor, agua caliente o combustión en sitio.
- Inyección de gases como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, gases de combustión, entre otros.

En la **Figura 7.**, encontramos la clasificación de los métodos de recuperación, desde la recuperación primaria, recuperación secundaria y hasta la recuperación terciaria o métodos de recobro mejorado. Principalmente las técnicas de recobro mejorado usadas en el Campo Kern River son de carácter térmico, las cuales serán descritas a continuación de forma cronológica. El Campo Kern River se descubrió a fines de la década de 1890, pero en el inicio de explotación del campo tuvo un pobre comportamiento del yacimiento y generó una baja recuperación primaria, llevando hasta la década de 1950, se desarrollaron nuevas técnicas de recuperación logrando rejuvenecer el campo.

---

<sup>39</sup> ECAPETROL. Op. Cit., p. 3.

**Figura 7.** Métodos de recobro mejorado



**Fuente:** Romero, Adriangela. Yacimientos III. 2016.

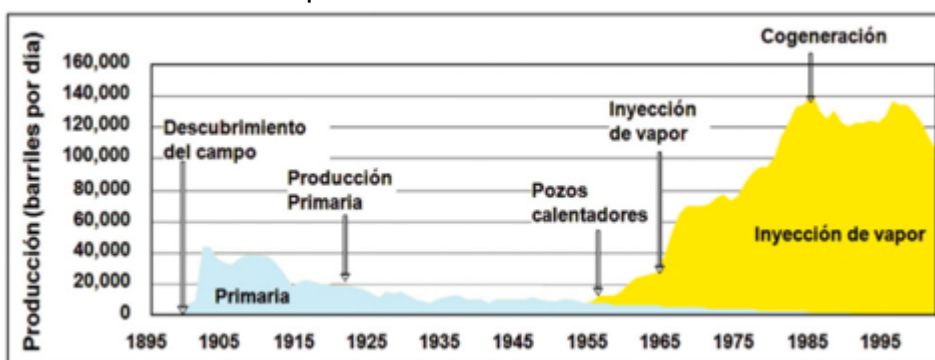
## 2.2 EVOLUCIÓN CRONOLÓGICA DE LAS TÉCNICAS DE RECOBRO MEJORADO PRACTICADAS EN EL CAMPO KERN RIVER

A continuación, se describirá los métodos de recobro mejorado empleados en el Campo Kern River.

**2.2.1 Calentadores en fondo.** A mediados de 1950 se empezaron a utilizar los calentadores en fondo. Esta técnica es empleada para aumentar la temperatura de los fluidos que salen del yacimiento logrando disminuir la viscosidad y por ende mejorar la fluidez; este método es el más antiguo conocido para introducir calor en el yacimiento, teniendo como propósito principal aumentar la tasa de producción de crudo; es de vital importancia para poner en práctica este método conocer a fondo las propiedades del crudo.

Esta técnica tuvo un gran éxito en aumentar la producción de crudo del campo y a partir de esto se generó un rápido desarrollo en las operaciones de recuperación térmica. Como se observa en la **Figura 8.**, la producción inicial o la producción primaria del Campo Kern River obtuvo el pico más alto en 40,000 BO/D en la década de 1900 y desde ese año en adelante la producción fue disminuyendo, hasta 1960 cuando empezó a probarse técnicas de recobro mejorado como lo fue los calentadores en fondo y su producción fue incrementando. Al transcurrir el tiempo se fueron aplicando otras técnicas que lograron rejuvenecer el campo y convertirlo en lo que hoy en día es, uno de los campos más grandes y más antiguos de Estados Unidos con un factor de recobro que oscila entre 40%-60%<sup>40</sup>.

**Figura 8.** Producción histórica del Campo Kern River con los diferentes métodos aplicados



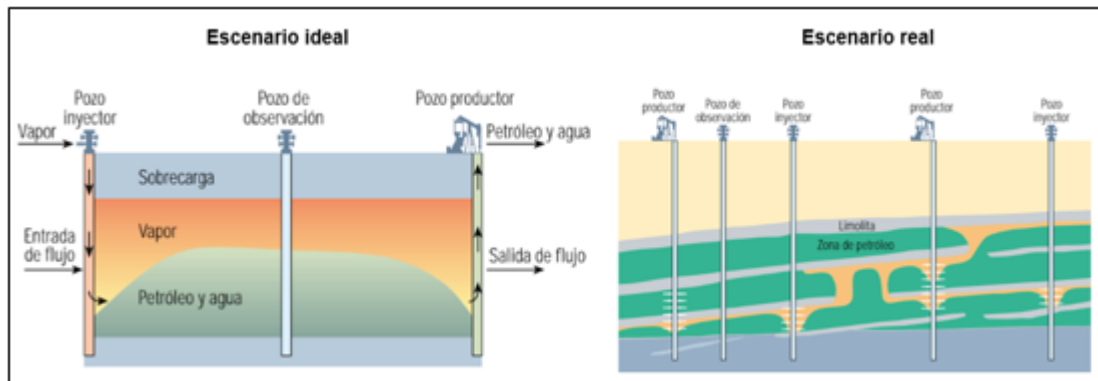
**Fuente:** Energía a debate, la aplicación de tecnología para desarrollar yacimientos de crudo pesado (2009). [En línea] [Consultado el 30 de marzo de 2019] Disponible en: <http://potencianatural.com.mx/energia/Articulos/Mayo2009/Hanzlikmay09.htm>

<sup>40</sup> Ibíd., p.34.

**2.2.2 Inyección cíclica de vapor.** En la década de 1960 se inició un proceso de recuperación mejorada de petróleo, la cual se hizo mediante inyección cíclica de vapor, esta técnica consiste en estimular los pozos de producción con inyección de vapor y luego de esto, ponerlos en producción de nuevo. La técnica de inyección cíclica de vapor puede generar recuperación de petróleo de un 20% a 40%<sup>41</sup>.

En la siguiente figura se observa el proceso de inyección de vapor; en la parte izquierda es un proceso ideal en el cual el vapor inyectado ingresa por la parte cañoneada, se eleva y se desplaza horizontalmente hasta chocar con una barrera, seguido de esto el vapor comienza a moverse hacia abajo desplazando al petróleo, poniéndolo en producción por drenaje gravitacional. En la parte derecha se observa un proceso real en el cual el vapor puede tomar diversas trayectorias según sea la complejidad del yacimiento.

**Figura 9.** Movimiento del vapor en un proceso de inyección de vapor.



**Fuente:** Oilfield Review, Yacimientos de petróleos pesados, 2002/2003

**2.2.3 Expansión de la inyección cíclica de vapor y adición de aditivos químicos (NaOH).** En 1970 se produjo, a partir de los exitosos resultados obtenidos en la década de los 60 con la técnica de inyección de vapor, un proceso de expansión en diferentes puntos de campo con 10 patrones de inyección invertidos de siete (7) puntos, con 32 pozos de producción que cubren un área total de 61 acres; según los análisis de resultados se encontró que se generó una eficiencia de barrido volumétrico aproximadamente del 60%<sup>42</sup>.

Unos años más adelante en esta misma década se planteó la adición de aditivos químicos al vapor inyectado; se realizó una prueba piloto de nueve (9) patrones de

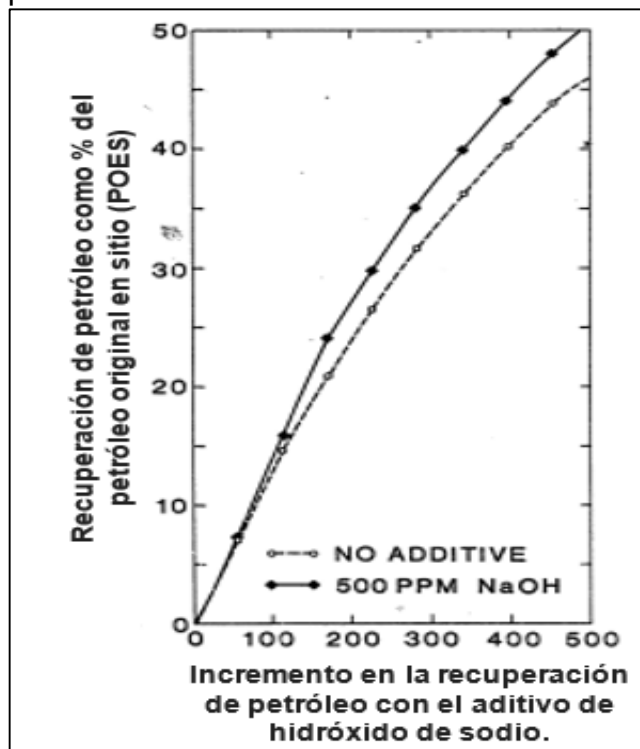
<sup>41</sup>Oilfield Review, Yacimientos de petróleos pesados, 2002/2003.

<sup>42</sup> T.R, Blevins. R.H Billingsley. Diez patrones de inyección de vapor, Campo Kern River, California. [1975]. SPE. 4756

cinco (5) puntos utilizando como aditivo químico el hidróxido de sodio<sup>43</sup> y se obtuvo que el vapor junto con la adición del aditivo, incrementó la recuperación de petróleo en un 9,9%<sup>44</sup>.

En la **Figura 10.**, se puede observar los resultados que se obtuvieron en pruebas de laboratorio, de cómo, se afectó la recuperación de petróleo con la dición del hidróxido de sodio y, se observa una comparación entre la recuperación de petróleo con aditivo y sin aditivo.

**Figura 10.** Inyección acumulada de vapor seco Vs. Recuperación porcentual de petróleo.



**Fuente:** Sociedad de ingenieros de petróleos (SPE), Piloto de inyecciones causticas en el Campo Kern River, 1977. Modificado por los autores

**2.2.4 Inyección de aditivos químicos (surfactantes) y pruebas piloto.** En la década de 1980 se inició un proyecto de investigación que produjo la realización de varias pruebas piloto, en las cuales se estudió el desarrollo de los impulsores de vapor mejorado con aditivos químicos. El objetivo de este proyecto fue estudiar el

<sup>43</sup> R.J. Robinson. Et al. Piloto de inyección de vapor caustico en el Campo Kern River. [En línea] [1977] SPE. 6523.

<sup>44</sup> *Ibíd.*, p.2.

efecto de la inyección de un surfactante comercial (Suntech IV) y N2 en el comportamiento de un motor de vapor convencional<sup>45</sup>.

Este proyecto se inició a causa de que la técnica de inyección de vapor consiste en disminuir la viscosidad del petróleo incrementando la temperatura mejorando la fluidez del petróleo hacia los pozos productores, pero, el vapor es más liviano que el petróleo, por lo que tiene más tendencia a fluir por segregación gravitacional a través de las partes estructuralmente más altas del reservorio. Además, debido a que la movilidad del vapor es mucho mayor que la del aceite, el vapor tiende a canalizar a través de las zonas de alta permeabilidad. La segregación gravitacional y la canalización causan un avance temprano del vapor a los pozos productores y disminuyen la eficiencia de barrido; en consecuencia, la recuperación real de aceite por impulsión de vapor es considerablemente menor que la cantidad potencialmente recuperable por este proceso<sup>46</sup>.

Además de este proyecto, se desarrolló otro estudio el cual se investigó la eficiencia que generaría la inyección de vapor mediante pozos horizontales, ya que la inyección se desarrolló de forma convencional, es decir, se realizó mediante pozos verticales y, dependiendo del patrón y la separación de los pozos, el vapor inyectado desplaza el aceite y es producido a través de un pozo de producción vertical<sup>47</sup>.

**2.2.5 Inyección doble con vapor de agua y agua caliente.** Entre los años 1990 a 2002, la petrolera Texaco invirtió en un programa que consistía en una inyección doble con vapor y agua caliente con el propósito de tener una mejor dirección en la colocación vertical del calor, ya que el agua caliente puede colocarse en la parte baja donde no ha sido contactada por el vapor produciendo que, las partes de petróleo que no se contactan con la inyección de vapor sean contactadas con la inyección de agua caliente.

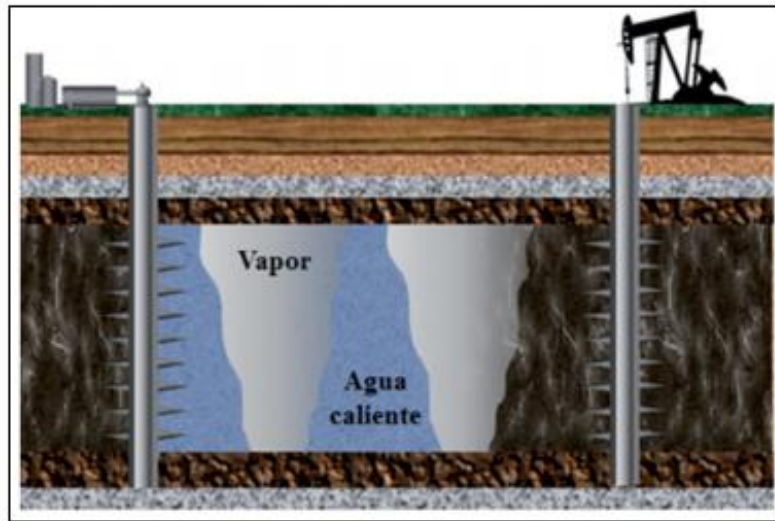
---

<sup>45</sup> NOSOTROS, Brigham (Stanford U.) Un experimento de campo con un motor de vapor mejorado con espuma in situ. [En línea] [1989] Disponible en: [https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-12784PA?sort=&s2\\_parent\\_title=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&rows=25&start=75&q=kernel+river+field&dc\\_issued\\_year=1975&dc\\_publisher\\_facet=&from\\_year=&fromSearchResults=true&dc\\_type=&to\\_year=#](https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-12784PA?sort=&s2_parent_title=&peer_reviewed=&published_between=&rows=25&start=75&q=kernel+river+field&dc_issued_year=1975&dc_publisher_facet=&from_year=&fromSearchResults=true&dc_type=&to_year=#)

<sup>46</sup> Ibíd.

<sup>47</sup> RM, Rial. Simulación térmica 3D usando un pozo horizontal para la inyección de vapor. [En línea] [1984] Disponible en: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-13076MS?sort=&s2\\_parent\\_title=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&rows=25&start=75&q=kernel+river+field&dc\\_issued\\_year=1975&dc\\_publisher\\_facet=&from\\_year=&fromSearchResults=true&dc\\_type=&to\\_year=#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-13076MS?sort=&s2_parent_title=&peer_reviewed=&published_between=&rows=25&start=75&q=kernel+river+field&dc_issued_year=1975&dc_publisher_facet=&from_year=&fromSearchResults=true&dc_type=&to_year=#)

**Figura 11.** Esquema de un proceso de inyección doble con agua caliente y vapor



**Fuente:** ARIZA TARAZONA María Camila. et al. Técnica para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. En: El reventón energético. Vol. 12 N°1 2017. [En línea] [consultado el 3 de mayo de 2019] Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/download/articulo/6371166.pdf>

Esta técnica de inyección de agua caliente con inyección de vapor aprovecha completamente la energía calórica del agua caliente y el vapor inyectado para optimizar la operación del proyecto. Los fluidos inyectados viajan a lo largo del yacimiento por diferentes zonas, incrementando considerablemente la eficiencia de barrido vertical. Finalmente, mediante esta técnica se desplaza el aceite remanente reduciendo la saturación de aceite residual y mejorando la recuperación de crudo pesado<sup>48</sup>.

**2.2.6 Inteligencia artificial integrada con lean sigma.** En el año 2005 los ingenieros del Campo Kern River aplicaron una tecnología de inteligencia artificial integrada con lean sigma para lograr la optimización de producción del campo.

La inteligencia artificial es una metodología que implica la gestión de datos predictivos para identificar mayores oportunidades de producción, se realiza mediante la automatización de los procesos y toma de decisiones a partir de la data histórica, es decir, a partir de la información histórica del comportamiento de un proceso, se puede identificar cuáles son los puntos operacionales óptimos que permitieron históricamente obtener resultados exitosos y con base a esto, se genera un modelo predictivo que permita prever las operaciones óptimas y las operaciones

---

<sup>48</sup> TARAZONA ARIZA, María Camila. Et al. Técnica para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. En: El reventón energético. Enero/Junio, 2017, vol 15, P. 109,117.

con complicaciones para que de esta manera se puedan tomar medidas preventivas y optimizar al máximo los procesos<sup>49</sup>.

En cuanto a la tecnología Lean Sigma es un proceso altamente disciplinado que ayuda a las organizaciones y se centran en la entrega de productos a menor costo, con la mejora de la calidad y el tiempo de ciclo reducido<sup>50</sup>.

La aplicación realizada en el Campo Kern River se enfocó en aplicar inicialmente la inteligencia artificial la cual se basó en una serie de redes neuronales que consiste en un algoritmo matemático basado en un modelo para predecir la producción de petróleo que se espera en los pozos de bajo rendimiento y así ser optimizados. La tecnología Lean Sigma se utilizó mediante un esquema de un proceso de ejecución el cual como su nombre lo indica se planeó la ejecución de los procesos de los pozos que se estudiaron para optimizar el ciclo de producción de los pozos incrementando su producción.

**2.2.7 Ubicación de pozos horizontales mediante el uso de lógica difusa.** A lo largo del desarrollo evolutivo de este campo se fueron planteando diversas estrategias para la implementación de pozos horizontales para la producción de petróleo; desde aproximadamente el año 2000 se inició la aplicación de este tipo de pozo y mediante un análisis realizado el año 2007 acerca de la eficiencia que tuvo este proyecto, los ingenieros de petrolera Chevron, la cual es la que actualmente maneja esta campo, concluyeron que desde que se inició la implementación de este método de producción, la curva de declinación de producción que se encontraba en seis por ciento (6%) comenzó a disminuir y en la actualidad se encuentra en dos por ciento<sup>51</sup>.

A partir del gran éxito que tuvo este proyecto, entre los años 2013 a 2017 se ideó un nuevo enfoque para la identificación y ubicación de pozos horizontales mediante el uso de lógica difusa; esta metodología consiste en la eliminación de los límites definidos de procesos existentes por medio de términos lingüísticos, es decir,

---

<sup>49</sup> POPA, Andréi. Integración de inteligencia artificial y Lean sigma para la optimización de producción en grandes Campos: Aplicación Campo Kern River. [En línea] [2005] Disponible en: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97247MS?sort=&s2\\_parent\\_title=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&rows=25&start=25&q=kern+river+field&dc\\_issued\\_year=1975&dc\\_publisher\\_facet=&from\\_year=&fromSearchResults=true&dc\\_type=&to\\_year=#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97247MS?sort=&s2_parent_title=&peer_reviewed=&published_between=&rows=25&start=25&q=kern+river+field&dc_issued_year=1975&dc_publisher_facet=&from_year=&fromSearchResults=true&dc_type=&to_year=#)

<sup>50</sup> Fundación Chile, ¿Qué es la inteligencia artificial y como se puede aplicar a la minería? [2018] [En línea] Disponible en internet: <https://fch.cl/que-es-la-inteligencia-artificial-y-como-se-puede-aplicar-en-la-mineria/>

<sup>51</sup> POPA, Andréi Chevron Norte América Exploración y Producción, Identificación de la colocación horizontal del pozo utilizando Lógica difusa. [En línea] [2013] Disponible en: [https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE166313MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE166313MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)



comandos de software. Además de la gran cantidad de pozos identificados, la metodología enfocó al equipo de activos en áreas de alto potencial, y adicionalmente ofreció un enfoque objetivo para tratar con información imprecisa e incierta del reservorio; proponiendo un enfoque más realista, flexible y centrado en las áreas de alto potencial obteniendo como resultado una maximización de la producción del campo.

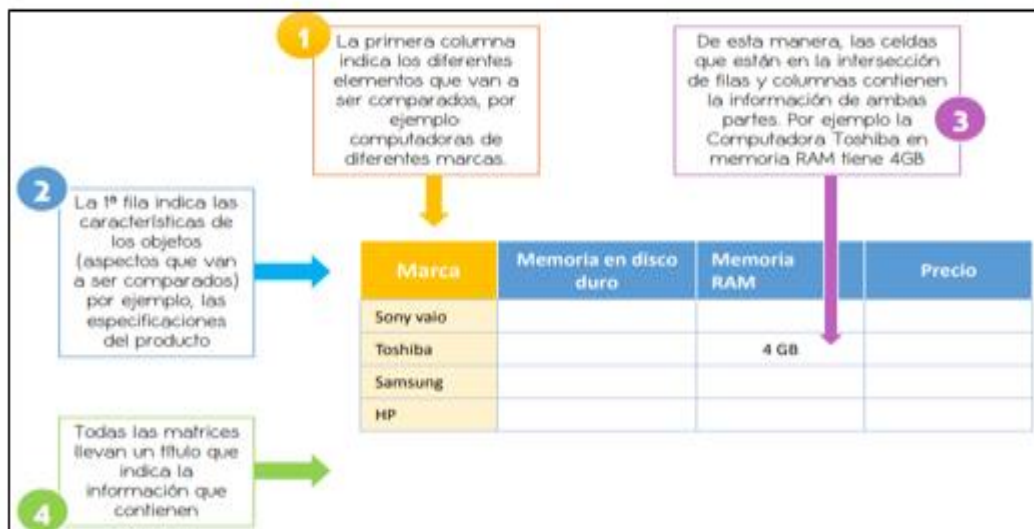
### 3. COMPARACIÓN ENTRE EL CAMPO CASTILLA Y EL CAMPO KERN RIVER

En este capítulo se elaborará una matriz de comparación la cual se enfoca principalmente en una comparación entre los campos, para saber qué tan análogos son, seguido a esto se hará otra matriz de comparación donde se relacionarán los métodos usados por el Campo Kern River y los parámetros de aplicabilidad que se deben tener para la sugerencia del método para el Campo Castilla.

#### 3.1 QUE ES UNA MATRIZ DE COMPARACIÓN

La ejecución de estrategias innovadoras tiene que ir asociada al registro de los resultados obtenidos, esto facilitará la posterior sistematización. Este registro de resultados se puede realizar a través de una **Matriz de comparación**, herramienta que permitirá almacenar los datos recogidos y evidenciar los resultados obtenidos<sup>52</sup>. Una matriz de comparación consiste en una tabla de doble entrada que muestra información de una forma resumida y concentrada a través de columnas y filas, sirve principalmente para comparar las características de objetos de la misma categoría<sup>53</sup>. Para este proyecto se utilizará para comparar las propiedades petrofísicas análogas del Campo Kern River y del Campo Castilla.

**Figura 12.** Matriz de comparación



**Fuente:** PEREZ PEREZ, Maribel. Teoría, Diseño y Evaluación curricular. [En línea] [2012] [Consultado el 5 de mayo de 2019] Disponible en: [https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI\\_Lectura/LITE/LECT65.pdf](https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI_Lectura/LITE/LECT65.pdf)

<sup>52</sup> PEREZ, Maribel. Licenciatura en innovación y Tecnología Educativa. [En línea] Disponible en: <http://docentesinnovadores.perueduca.pe/que-es-y-para-que-necesitamos-una-matriz-decomparacion/>

<sup>53</sup> Red de docentes innovadores. Lima. Perú. [En línea] Disponible en: [https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI\\_Lectura/LITE/LECT65.pdf](https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI_Lectura/LITE/LECT65.pdf)

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de una matriz de comparación en donde se confrontan diferentes marcas de computadores portátiles con sus respectivas características.

### **3.2 DISEÑO DE LA MATRIZ DE COMPARACIÓN**

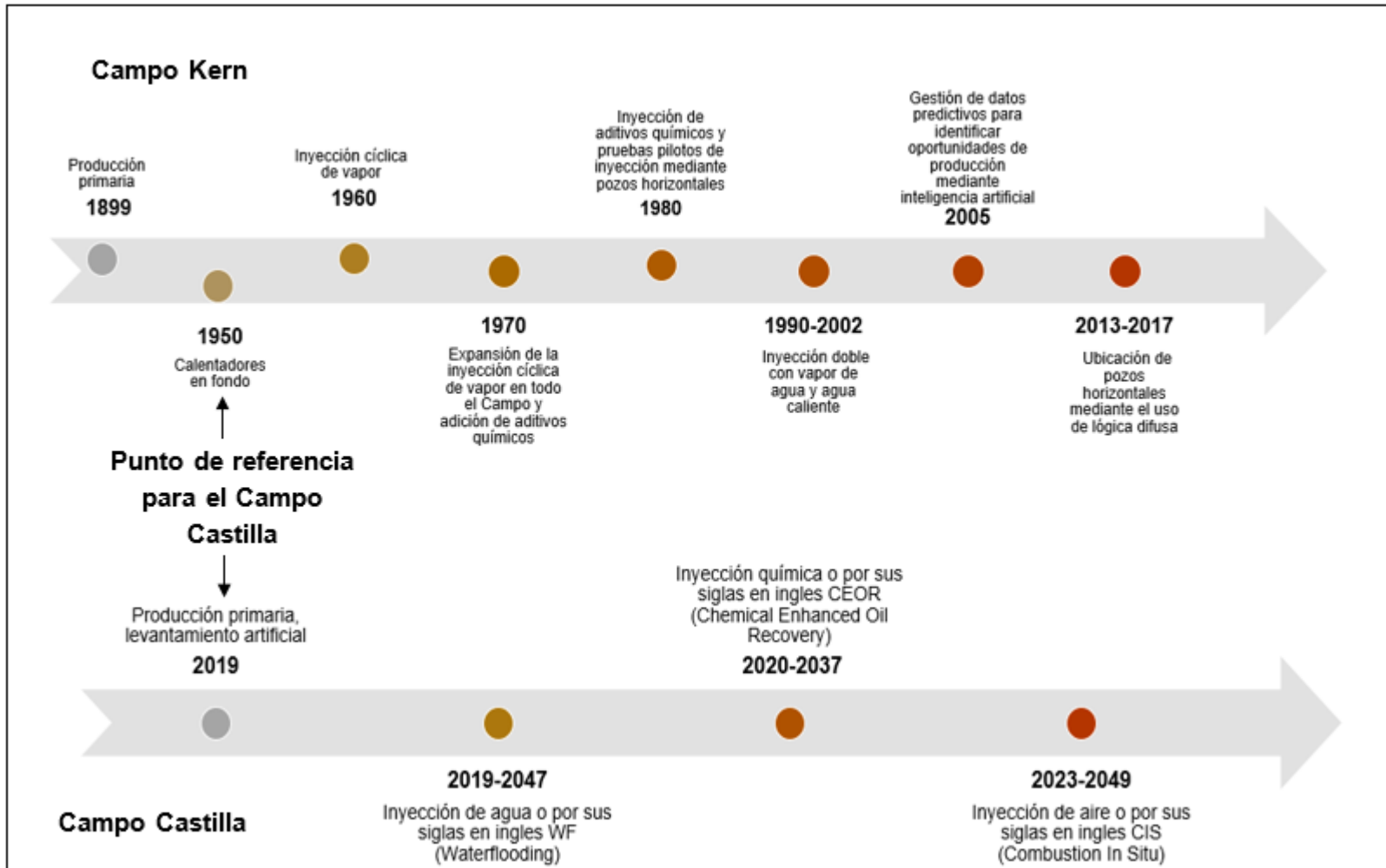
A continuación, se presentarán la matriz de comparación tanto de las propiedades petrofísicas como de los métodos de recobro mejorado. Para tener un mejor entendimiento acerca de la comparación entre los campos, se presentará una línea del tiempo del Campo Kern River y del Campo Castilla. Se asignó como punto de inicio el contexto actual del Campo Castilla con respecto al desarrollo que se ha desarrollado a lo largo de la historia en el Campo Kern River.

Mediante la comparación de los métodos de recobro aplicados en Kern River y los métodos que se planea implementar en el Campo Castilla se puede identificar cual o cuales técnicas podrían generar mayor eficiencia teniendo presente la forma en la cual se aplicó la ingeniería en esta campo ya que, este trabajo se basa en un modelo de ingeniería de gestión en donde, se hace referencia a un enfoque basado en optimizar y/o recomendar nuevos procesos a implementar en el Campo Castilla para lograr obtener los mismos resultados exitosos técnica y económicamente del Campo Kern River, es decir, aumentar el factor de recobro y extender la vida útil del Campo Castilla.

**3.2.1 Línea del tiempo del campo Castilla y el campo Kern River.** A continuación, se presenta la línea del tiempo entre los campos Kern River y Castilla; en esta línea del tiempo se evidencia donde se inició el desarrollo evolutivo del campo Kern River, que condujo a un factor de recobro actual entre el 45%-50%, y el punto de partida de evolución de este campo es en donde se encuentra el campo Castilla actualmente.

Mediante una comparación de los métodos de recobro aplicados en Kern River y los métodos que se planea implementar en el campo Castilla se puede identificar cual o cuales técnicas podrían generar mayor eficiencia teniendo presente la forma de uso de ingeniería en este campo, ya que, este trabajo se basa en un modelo de ingeniería de gestión donde, se refiere a un enfoque basado en optimizar y/o recomendar nuevos procesos a implementar en el campo Castilla para lograr obtener los mismos resultados exitosos técnica y económicamente del campo Kern River, es decir, aumentar el factor de recobro y extender la vida útil del campo Castilla.

**Figura 13.** Línea del tiempo de campo Castilla y campo Kern River



Fuente: elaboración propia.

**3.2.2 Matriz de comparación.** En esta sección, se encuentra la comparación de las propiedades petrofísicas de los Campos Castilla y Kern River respectivamente, para analizar la analogía existente entre los campos y después, se realizará una matriz de las propiedades petrofísicas del Campo Castilla y los métodos de recobro; obteniendo como resultado el tipo de recobro mejorado más apto aplicar para el campo.

**3.2.2.1 Matriz de comparación para la analogía de los campos.** Para la matriz de comparación se realizará una comparación entre las propiedades petrofísicas del campo Kern River y las propiedades petrofísicas del campo Castilla; esto se llevará a cabo con base en realizar un análisis detallado observando la consecuente analogía de los campos.

A continuación, se presenta en la **Tabla 4 y 5**, las propiedades de cada uno de los campos de estudio.

**Tabla 4.** Propiedades petrofísicas del campo Castilla

| CAMPO CASTILLA            |          |           |         |           |
|---------------------------|----------|-----------|---------|-----------|
| Propiedad                 | Unidades | Fm. K1    | Fm. K2  | Fm. T2    |
| Presión de yacimiento     | Psia     | 1.800     | 2.400   | -         |
| Temperatura de yacimiento | °F       | 185       | 190     | 180       |
| Porosidad promedio        | %        | 19-22     | 17-20   | 15-20     |
| Permeabilidad             | mD       | 200-1.000 | 1.500   | 500-1.200 |
| Gravedad API              | °API     | 12,4      | 12,4    | 9         |
| Viscosidad                | cP       | 140       | 140     | 450       |
| Espesor neto              | Ft       | 120-150   | 600-750 | 60-100    |
| Profundidad               | Ft       | 5.300     | 5.500   | 5.100     |
| POES                      | MMBls    | 1.683     | 3.832   | 313       |

**Fuente:** JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 55

**Tabla 5.** Propiedades petrofísicas del campo Kern River

| CAMPO KERN RIVER          |          |                |
|---------------------------|----------|----------------|
| Propiedad                 | Unidades | Fm. Kern River |
| Presión de yacimiento     | Psia     | 50             |
| Temperatura de yacimiento | °F       | 95             |
| Porosidad promedio        | %        | 31             |
| Permeabilidad             | mD       | 4.070          |
| Gravedad API              | °API     | 10-15          |
| Viscosidad                | cP       | 500-10.000     |
| Espesor neto              | Ft       | 60             |
| Profundidad               | Ft       | 930            |
| POES                      | MMBbls   | 4.000          |

**Fuente:** JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 55

Teniendo en cuenta los valores presentados en la **Tabla 4.**, y **Tabla 5.**, se muestra en la **Tabla 6.**, la comparación de las propiedades petrofísicas de cada formación productora del campo Castilla con el campo Kern River, en la cual se fundamenta en un análisis de proporcionalidad refiriéndose a que tan similares son las propiedades, como se muestra a continuación.

**Ecuación 1.** Regla de tres simple

$$\frac{A}{C} = \frac{B}{X}$$

**Fuente:** SMARTICK, Matemáticas a un click. Regla de 3 simple. [En línea] Disponible en: <https://www.smartick.es/blog/matemáticas/algebra/regla-de-3-simple/>

Teniendo en cuenta la ecuación anterior, lo cual hace referencia a una existencia de proporcional entre las variables estudiadas y teniendo en cuenta el incremento de las variables estudiadas se evalúa su proporcionalidad como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 6.** Matriz de comparación entre las propiedades petrofísicas de los campos de estudio

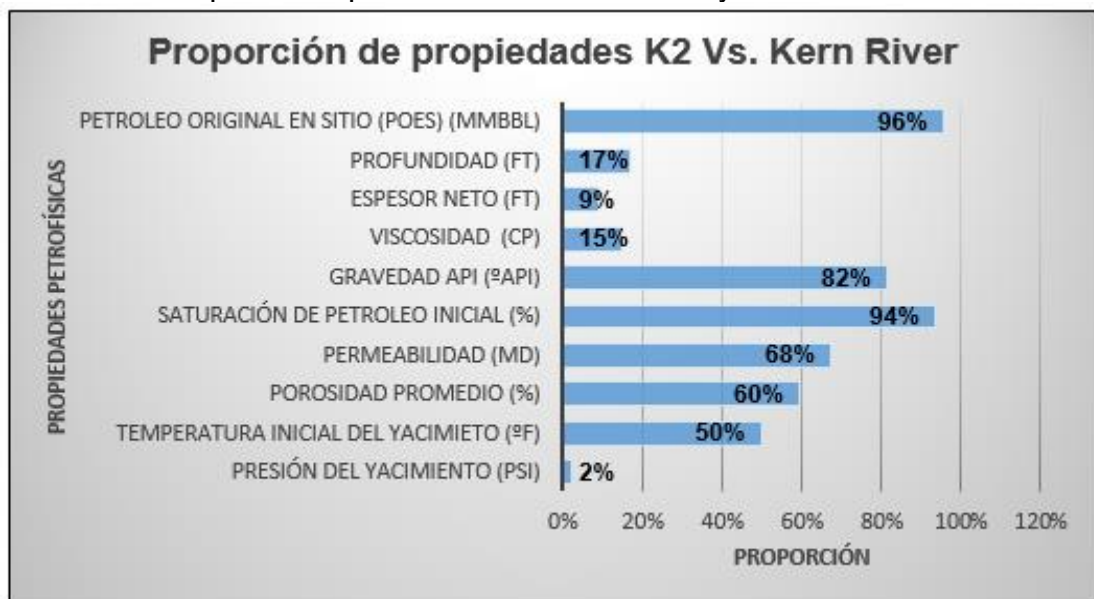
| PROPIEDADES PETROFISICAS                  | PORCENTAJE DE VARIACION FORMACIONES |                            |                   |
|---|-------------------------------------|----------------------------|-------------------|
|   | K2 Vs. Kern River                   | K1 inferior Vs. Kern River | T2 Vs. Kern River |
| Presión del yacimiento (PSI)              | 2%                                  | 3%                         | NA                |
| Temperatura inicial del yacimiento (°F)   | 50%                                 | 51%                        | 53%               |
| Porosidad promedio (%)                    | 60%                                 | 66%                        | 56%               |
| Permeabilidad (mD)                        | 68%                                 | 15%                        | 21%               |
| Saturación de petróleo inicial (%)        | 94%                                 | 47%                        | 13%               |
| Gravedad Api (°API)                       | 82%                                 | 82%                        | 75%               |
| Viscosidad (cp)                           | 15%                                 | 15%                        | 47%               |
| Espesor neto (ft)                         | 9%                                  | 45%                        | 80%               |
| Profundidad (ft)                          | 17%                                 | 18%                        | 18%               |
| Petróleo original en sitio (POES) (MMBBL) | 96%                                 | 42%                        | 8%                |

**Fuente:** elaboración propia.

En la **Tabla 6.**, se observan valores de porcentajes que varían entre 1% y 100%, en función de la proporcionalidad existente entre los datos, es decir, para el valor de dos por ciento (2%) obtenido de la presión de yacimiento de los campos estudiados hace referencia a que la proporcionalidad que hay entre estos datos es relativamente nula, lo cual podemos verificar en los propios datos, donde se observa que el valor de presión para la formación K2 del campo Castilla corresponde a 2400 psia y para el campo Kern River es de 50 psia, lo cual se asemeja a valores desiguales; por tanto entre mayor disten los valores analizados entre sí, menor va a ser su proporcionalidad por lo cual, será menor el porcentaje obtenido.

A partir de los datos obtenidos en la matriz de comparación se presentan los siguientes gráficos, donde se observa de forma más clara la analogía entre los campos.

**Gráfica 1.** Propiedades petrofísicas formación K2 y Kern River

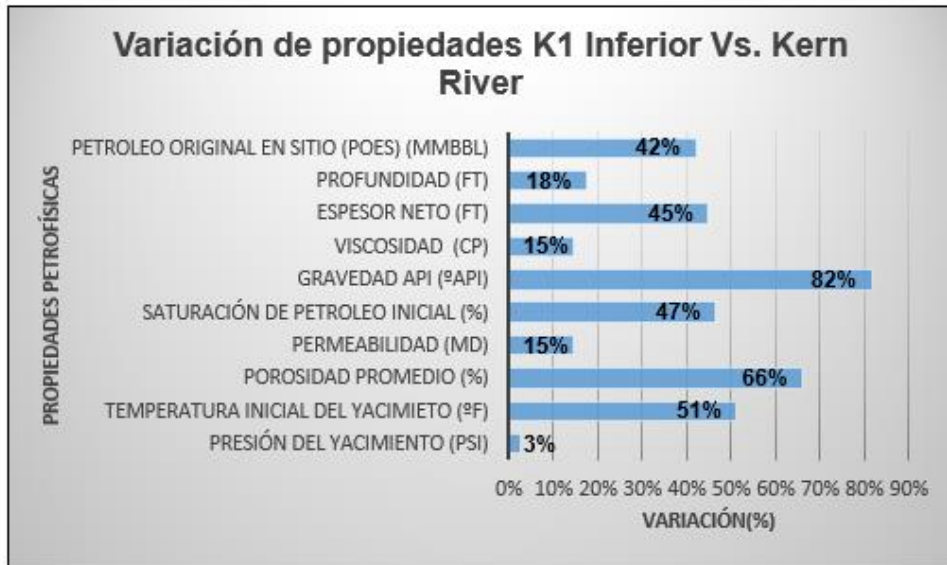


**Fuente:** elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, la comparación se realizó entre las formaciones productoras del campo Castilla y el campo Kern River; en la **Gráfica 1.**, se observa la comparación entre la formación K2 y Kern River donde 6 de las 10 propiedades petrofísicas comparadas superan el 50% de proporcionalidad, estas propiedades que se asemejan en mayor proporción a las propiedades petrofísicas entre ellas corresponden al petróleo original en sitio (POES), gravedad API, saturación, entre otras; ya que se obtuvo un porcentaje de 96%, 82% y 94% respectivamente. Por tal razón sugiere que, como la mayoría de las propiedades superan el 50% de proporción esta formación es análoga con el campo Kern River a causa de que la mayoría de sus variables presentan similitudes.



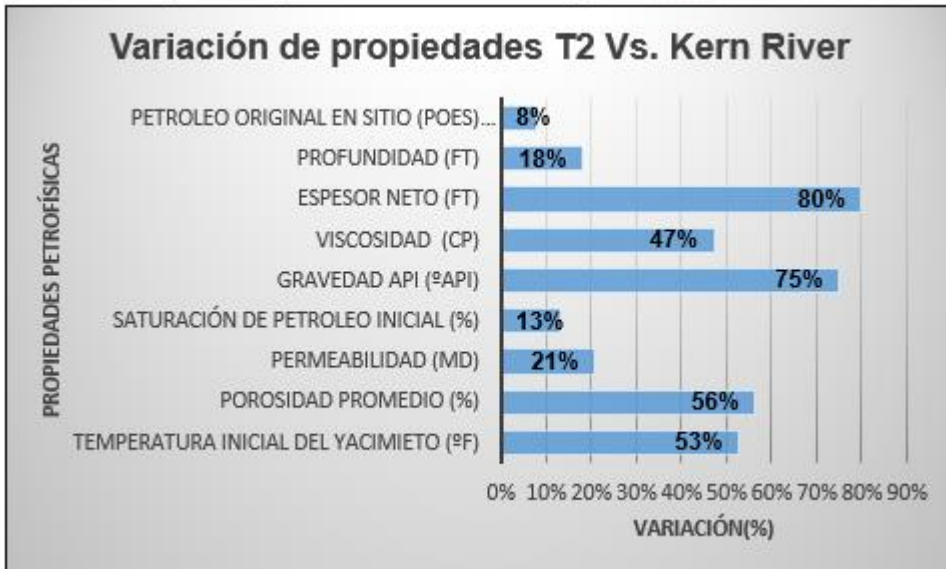
**Grafica 2.** Propiedades petrofísicas formación K1 Inferior y Kern River



**Fuente:** elaboración propia.

En la **Grafica 2.**, los resultados obtenidos de la matriz de comparación entre K1 inferior y Kern River, en esta formación solo 3 propiedades superación el 50% de proporción correspondientes a temperatura inicial del yacimiento, porosidad promedio y gravedad API. Como se puede deducir, la mayoría de las propiedades de la formación K1 inferior distan en gran magnitud de las propiedades del campo Kern River generando que al igual que la formación K2, no sea análoga con el campo Kern River.

**Grafica 3.** Propiedades petrofísicas formación T2 y Kern River



**Fuente:** elaboración propia.

Con respecto a la **Grafica 3.**, se observa que las propiedades más semejantes entre los campos son el espesor neto con un porcentaje de 80%, gravedad API con un porcentaje de 75% además, se encuentran otras propiedades como la porosidad promedio y temperatura inicial del yacimiento con una variación entre 53% y 56% respectivamente por tanto estos resultados sugieren que, aunque se tenga cierta similitud en algunas propiedades no es suficiente para considerar a estos campos análogos.

Como se mencionó anteriormente la formación K2 es la formación que presenta mayor similitud con el campo Kern River por lo cual se consideraría que el enfoque para contemplar los métodos de recobro mejorado sería en esta formación, pero, teniendo en cuenta la madurez y potencial de las formaciones el análisis para los métodos de recobro mejorado se enfocará en la formación K1.

**3.3.2.2 Matriz de comparación para los métodos de recobro mejorado.** En la matriz presentada a continuación, se analizan las propiedades petrofísicas del Campo Castilla, como la gravedad API, viscosidad, saturación de petróleo, espesor neto, permeabilidad, profundidad y temperatura de yacimiento, en comparación con los rangos de aplicación de los métodos de recobro mejorado, donde se van a manejar dos escenarios correspondientes a recobro térmico y recobro químico; se escogieron estos dos escenarios debido a que son los métodos que han tenido resultados exitosos en el campo Kern River.

La matriz incluye los diferentes métodos de recuperación mejorada que pueden ser aplicados a los reservorios. Los métodos contemplados son: combustión en sitio, inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, polímeros, surfactantes y ASP; siendo estos métodos los más importantes para las ramas de recobro térmico y recobro químico; cada uno de estos métodos se compararan con las propiedades petrofísicas de la formación K1 inferior del campo castilla ya que, como se mencionó anteriormente, debido al potencial y madurez de las otras formaciones (K2 y T2), es más conveniente realizar el enfoque en la formación K1 inferior.

Para la priorización de las tecnologías, se diseñó un sistema de asignación de puntos; cada una de las siete propiedades mostradas en las matrices de recobro térmico y recobro químico respectivamente se compara con los rangos de aplicación de los métodos de recobro mejorado; se asigna una puntuación de 0 si la propiedad no se encuentra dentro del rango y 1 cuando la propiedad está dentro del rango

Teniendo en cuenta la **Tabla 4.**, donde se presentan las propiedades petrofísicas de la formación K1 se puede realizar la comparación con cada uno de los métodos de recobro mejorado como se muestra a continuación.

**Tabla 7.** Métodos de recobro térmico para el Campo Castilla

| Parámetros de aplicaciones para procesos de recobro térmico |                                     |                                     |                                     |
|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Parámetro   | Combustión                          | Inyección                           | Inyección                           |
| Gravedad API  | >10                                 | >8                                  | >8                                  |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Viscosidad  | <5000                               | <200000                             | <200000                             |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Saturación del petróleo                                     | >50                                 | >40                                 | >40                                 |
|   | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            |
| Espesor neto  | >10                                 | >20                                 | >20                                 |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Permeabilidad   | >50                                 | >200                                | >200                                |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Profundidad   | <11500                              | <4500                               | <4500                               |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            |
| Temperatura de  | >100                                | No crítico                          | No crítico                          |
|   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
|   | 6                                   | 5                                   | 5                                   |

COMBUSTION EN SITIO

**Fuente:** J.J, Taber et al. Criterios de Selección EOR. Parte 1. Introducción criterios de investigación y proyectos de campo con recobro mejorado. SPE. 1997. Modificado por los autores. 2019

En la **Tabla 7**, se observa los rangos de aplicabilidad que tiene el método de recobro térmico; como son la combustión en sitio, inyección continua de vapor y la inyección cíclica de vapor; estos rangos se comparan con las propiedades petrofísicas del campo Castilla para la formación K1 inferior, para el cual se observa que el método de mayor puntaje mayor es la combustión en sitio, debido que cumple con mayoría de las variables a estudiar.

**Tabla 8.** Método de recobro químico para el Campo Castilla

| Parámetros de aplicaciones para procesos de recobro químico |   |                                     |
|---|---|-------------------------------------|
| Parámetro   | Surfactante,<br>ASP,Reactivos alcalinos | Polímeros                           |
| Gravedad API  | >20                                     | >15                                 |
|   | <input type="checkbox"/>                | <input type="checkbox"/>            |
| Viscosidad  | <35                                     | 10 a 150                            |
|   | <input type="checkbox"/>                | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Saturación del<br>petróleo                                  | >35                                     | 50-92                               |
|   | <input type="checkbox"/>                | <input type="checkbox"/>            |
| Espesor neto  | No crítico                              | No crítico                          |
|   | <input checked="" type="checkbox"/>     | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Permeabilidad   | >10                                     | 10 a 15000                          |
|   | <input checked="" type="checkbox"/>     | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Profundidad   | >9000                                   | <9000                               |
|   | <input checked="" type="checkbox"/>     | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Temperatura<br>de yacimiento                                | >80                                     | >140                                |
|   | <input checked="" type="checkbox"/>     | <input checked="" type="checkbox"/> |
|   | 4                                       | 5                                   |

POLIMEROS

**Fuente:** J.J, Taber et al. Criterios de Selección EOR. Parte 1. Introducción criterios de investigación y proyectos de campo con recobro mejorado. SPE. 1997. Modificado por los autores. 2019

En la **Tabla 8.**, se realiza la comparación de las propiedades petrofísicas de la formación K1 del Campo Castilla con los rangos de aplicabilidad del método de recobro químico, en esta ocasión se compararon las propiedades con los diferentes recobros químicos como, polímeros, surfactantes, ASP y reactivos alcalinos; al comparar todos los datos, el recobro con mayor puntaje para poder aplicar al campo Castilla es el método de polímeros, debido que cumple con la mayoría de las variables.

Al obtener los resultados de las matrices de recobro mejorado, se observó que los métodos de mayor aplicación para el campo Castilla son los métodos de Combustión en sitio y polímeros, siendo estos las mismas proyecciones que tiene Ecopetrol para aumentar el factor de recobro para los próximos años, pero teniendo en cuenta que la inyección continua de vapor de agua ha sido el método con mayor éxito en el campo Kern River, se tomó este método sugerir su evaluación en el campo Castilla y mediante una simulación analítica observar su comportamiento, mirar que tan factible es para el campo y, generar unas comparaciones de este método con las proyecciones que tiene Ecopetrol

En muchos casos, los parámetros de selección por sí solos no proporcionan las herramientas necesarias para seleccionar entre un grupo de tecnologías cual es la más adecuada para ser implementada en un campo. Por eso se recomienda considerar proyectos en campos que, aunque no son iguales al campo en estudio, presentan cierta similitud o analogía como es el caso del campo Kern River. La evaluación de analogías permite por medio de un razonamiento basado en la existencia de atributos similares entre dos campos diferentes, definir una aplicación potencial de un proceso de recuperación determinado.

## **4. FORMULACIÓN DE UN MODELO DE INGENIERÍA PARA LA GESTIÓN DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA**

En este capítulo se elaborará el modelo de ingeniería de gestión, basado en la inyección continua de vapor de agua donde inicialmente se describirán la metodología de un screening técnico para los métodos de recobro mejorado y las analogías contempladas para hacer más factible la selección y posteriormente se describirá el diseño adecuado para la ejecución de la inyección continua de vapor con énfasis en un estrategia para mitigar las pérdidas de vapor que se generan como consecuencia de la profundidad a la cual se encuentra la formación.

### **4.1 METODOLOGÍA DE UN SCREENING TÉCNICO Y ANALOGÍAS CONTEMPLADAS**

Un screening técnico es la primera herramienta que un ingeniero de yacimientos toma en cuenta para evaluar algún método de recobro mejorado. Generalmente cada empresa posee un screening técnico dependiendo de los datos reportados por la National Petroleum Council en 1984, los cuales toman de datos de laboratorio y de campo de investigación donde se han probado los mecanismos de recobro mejorado<sup>54</sup>.

La implementación de proyectos de recobro mejorado conlleva altos riesgos tanto en la parte técnica como la parte económica es por ello que se hace necesario considerar campos de investigación donde se tenga la suficiente información acerca del papel dominante del éxito o del fracaso de proyectos EOR, para conocer por anticipado los problemas asociados acerca de la ejecución del proyecto.

#### **4.1.1 Criterios de screening para procesos de recobro mejorado y analogías.**

Para realizar el screening con el campo Castilla se tuvo en cuenta los datos reportados J.J Taber (1997), donde los datos se recolectaron de una variación de campos alrededor del mundo que fueron sometidos a proyectos EOR.

Posteriormente, al tener el campo Kern River como campo análogo y, como se mencionó anteriormente, los parámetros de selección por sí solos no proporcionan las herramientas necesarias para seleccionar entre un grupo de tecnologías que es más adecuado para ser implementado en un campo. Por eso se recomienda confiar en el estudio de proyectos en campos que, aunque no son iguales al campo en estudio, presenta cierta similitud o analogía como es el caso del Campo Kern River.

A continuación, se muestran los diversos criterios que se tuvieron en cuenta para la selección de procesos de recobro mejorado.

---

<sup>54</sup> AGUILLON DUARTE, Javier Orlando. Et al. Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Santander, Colombia. 2004. p. 18.

**Tabla 9.** Parametros de aplicación para procesos de recobro químico

| Parámetro                 | Surfactante, ASP, Reactivos alcalinos | Polimeros  |
|---------------------------|---------------------------------------|------------|
| Gravedad API              | >20                                   | >15        |
| Viscosidad                | <35                                   | 10 a 150   |
| Saturación del petróleo   | >35                                   | 50-92      |
| Espesor neto              | No crítico                            | No crítico |
| Permeabilidad             | >10                                   | 10 a 15000 |
| Profundidad               | >9000                                 | <9000      |
| Temperatura de yacimiento | >80                                   | >140       |

**Fuente:** J.J, Taber et al. Criterios de Selección EOR. Parte 1. Introducción criterios de investigación y proyectos de campo con recobro mejorado. SPE. 1997. Modificado por los autores. 2019

**Tabla 10.** Parámetros de aplicación para procesos de recobro térmico.

| Parámetro                 | Combustión en sitio | Inyección cíclica de vapor | Inyección continua de vapor |
|---------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Gravedad API              | >10                 | >8                         | >8                          |
| Viscosidad                | <5000               | <200000                    | <200000                     |
| Saturación del petróleo   | >50                 | >40                        | >40                         |
| Espesor neto              | >10                 | >20                        | >20                         |
| Permeabilidad             | >50                 | >200                       | >200                        |
| Profundidad               | 3500 a 11500        | 1500 a 4500                | 1500 a 4500                 |
| Temperatura de yacimiento | >100                | No crítico                 | No crítico                  |

**Fuente:** J.J, Taber et al. Criterios de Selección EOR. Parte 1. Introducción criterios de investigación y proyectos de campo con recobro mejorado. SPE. 1997. Modificado por los autores. 2019

Con la información presentada en la **Tabla 9.** y **Tabla 10.** Se realizó el screening técnico y teniendo en cuenta como base al campo análogo se selecciona al proyecto con mayor éxito para el desarrollo de proyectos EOR como se encuentra explícito en el capítulo 3.

## **4.2 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA.**

En esta sección del capítulo se explicará el proceso de inyección continua de vapor de agua que se debe tener en cuenta para poder aplicarlo al campo de estudio.

**4.2.1 Equipos e instalaciones para la inyección continua de vapor.** Al implementar este proceso EOR se debe tener en cuenta que la producción de agua va a ser mayor que la producción de petróleo por lo cual se debe contar con el capital y los costos operacionales necesarios para el tratamiento de agua. Como el desarrollo del proyecto entero depende del adecuado tratamiento de agua y de la calidad del vapor generado, es de vital importancia conocer el proceso<sup>55</sup>.

Para este proceso se deben usar las instalaciones y equipos necesarios para la generación e inyección de vapor al yacimiento, además se debe contar con los tratamientos del agua necesarios, para utilizarla en los generadores de vapor. Finalmente se presentará la estrategia para mitigar las pérdidas de vapor en fondo.

**4.2.2 Tratamiento de agua.** Para la generación de vapor se debe usar agua limpia, lo cual se refiere a que no presente ninguna impureza ni sólidos suspendidos porque, si el agua no se encuentra 100% limpia puede generar fallas en el equipo de generación de vapor, en el sistema de distribución y en el pozo.

Principalmente el tratamiento evita los sólidos suspendidos en el agua ya que pueden formar una capa de lodo y si por alguna razón pasan a través del generador de vapor pueden taponar la cara de la formación deteniendo el avance del vapor por la formación; adicionalmente las impurezas presentes en el agua pueden generar corrosión e incrustaciones y debilitando la tubería por la cual viaja el vapor.

El principal fallo para el tratamiento del agua va ligado a la parte económica a causa de que en muchos casos se eligen un tratamiento inadecuado y esto generan que se incrementen los costos ya que se presentaran muchos fallos a la hora de generar y distribuir el vapor.

Básicamente se recomienda seguir los siguientes parámetros para presentar un buen tratamiento de agua para un proceso efectivo para la generación de vapor.

---

<sup>55</sup> GONZALO PEREZ, Iván. et al. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "huff and puff". México. p. 59.



**Cuadro 1.** Tratamientos para el agua

| TRATAMIENTOS PARA EL AGUA |  |
|---------------------------|--|
| 1                         | Uso de bactericidas, generalmente se usa cloro y es menos frecuente el uso de peróxido de bario.   |
| 2                         | Filtrar los sólidos suspendidos y los desechos de bacterias. Los niveles de sólidos suspendidos en la filtración del agua debe estar por debajo de 5 ppm (API, 1983)   |
| 3                         | Remover el oxígeno disuelto ya sea por métodos químicos o mecánicos, aunque los métodos químicos son más eficientes. Un método químico es por medio de sulfito de sodio, que captura el oxígeno. Los métodos mecánicos son: desaireación por vacío o por arrastre. el contenido de oxígeno debe ser menos que 0,01 ppm (API; 1983) |
| 4                         | Controlar las incrustaciones ya que estas son formadas por iones tales como magnesio, calcio, hierro etc., el total de estos minerales disueltos se conoce como dureza en el agua. El nivel de sólidos disueltos se debe mantener a un porcentaje tal que no se precipite cuando el agua líquida sea convertida en vapor.          |
| 5                         | Remover el aceite del agua producida por una combinación de tanques, celdas de flotación y filtros. Los niveles deben estar por debajo de 1 ppm. (API, 1983)   |

**Fuente:** GONZALO PEREZ, Iván. et al. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor “huff and puff”. México. p. 59.

Se debe tener en cuenta que cada tratamiento del agua va unido con la fuente de obtención de agua ya sea por agua de ríos o lagos o por producción del campo.

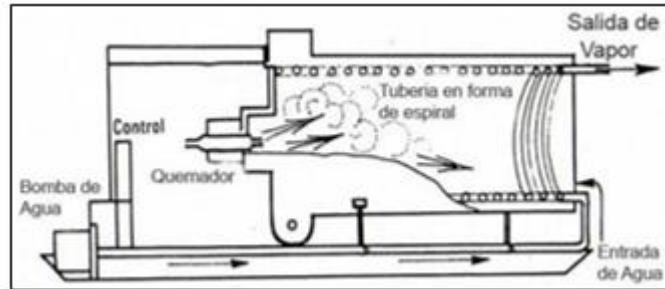
**4.2.3 Generadores de vapor.** Para la generación de vapor en un campo petrolero se deben tener equipos capaces de generar grandes cantidades de vapor y de uso continuo.

Los generadores de vapor que usualmente se usan para este tipo de proyectos se denominan generadores de vapor húmedo. Estos equipos tienen como máxima calidad de vapor de un 80% para evitar fallas en las tuberías<sup>56</sup>. Un generador de vapor húmedo tiene tuberías llenas de agua, con la flama y gases calientes alrededor. Los tubos pueden tener forma de espiral **Figura 14.**, el agua es bombeada a alta velocidad y turbulencia, contrario a la dirección de flujo de los gases calientes como se muestra en la **Figura 15**. El agua llena los tubos que

<sup>56</sup>GONZALO PEREZ. Op. Cit., p. 62.

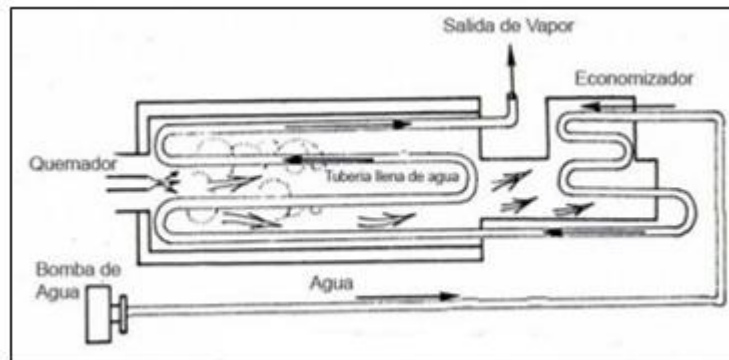
también pueden ser rectos, recorriendo de ida y vuelta a lo largo de la longitud del generador. En este caso la unidad tiene un economizador para precalentar el agua<sup>57</sup>.

**Figura 14.** Generador de vapor húmedo en espiral



**Fuente:** GONZALO PEREZ, Iván. et al. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "huff and puff". México. p. 63.

**Figura 15.** Generador de vapor húmedo en línea recta.



**Fuente:** GONZALO PEREZ, Iván. et al. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "huff and puff". México. p. 63.

La diferencia principal de los generadores presentados en la **Figura 14** y **Figura 15** se enfoca en su manejo ya que el generador con tubería en espiral al momento de ocasionarse algún tipo de daño su reparación es difícil en cambio el generador con tubería en línea, aunque es un poco más pesado que el generador en espiral, este posee pocas posibilidades de daño.

<sup>57</sup> Ibid., p. 63.

Principalmente todo proceso de inyección de vapor se enfoca en el generador requerido a razón de que estos generadores deben ser capaces de operar bajo condiciones específicas. Generalmente estos equipos de cumplir con lo siguiente para presentar alta eficiencia a la hora de su implementación<sup>58</sup>:

- Generar vapor con presiones en el rango de 300 a 2500 psia
- Responder a la rápida demanda de calor o de presión de vapor
- Ser adecuado para operar al aire libre
- De mantenimiento sencillo para el personal del campo
- Instrumentos para medir la calidad del vapor
- Empaques térmicos de alta temperatura

#### **4.2.4 Estrategia para mitigar las pérdidas de calor.**

Para el inicio de un proyecto de inyección continua de vapor de agua se debe considerar que dependiendo a la profundidad a la cual se encuentre la formación se generaran un volumen de pérdida de calor, por esta razón, se recomienda una estrategia para disminuir estas pérdidas de calor y tener la mayor eficiencia del proyecto.

Según Schrimmer and Eson (1985)<sup>59</sup>, los constantes problemas, entre fallas mecánicas y pérdidas de calor, incentivaron para estudio de generadores de vapor en fondo a fuego directo. Este tipo de equipo genera mediante la inyección de aire y combustible, una zona de combustión frente a la formación productora de tal forma que logra eliminar las pérdidas de calor producidas por la inyección continúa de vapor.

Las ventajas que presenta el generador de vapor en fondo son las siguientes<sup>60</sup>:

- La reducción de las pérdidas de calor
- Potencial para inyectar vapor a mayores profundidades
- Aumenta la presión del yacimiento

Este tipo de generador de vapor operó exitosamente en California por un largo periodo de tiempo. La fuente de ignición se desarrolló por dos métodos por una bujía eléctrica o, por un líquido que presenta auto ignición.

Estos equipos, aunque con su uso inducen un incremento en los costos, se consideran como una alternativa practica para la aplicación de la inyección continua de vapor de agua en pozos de alta profundidad.

---

<sup>58</sup> *Ibíd.*, p. 65

<sup>59</sup> ESON, Rod L. et al. Generador de vapor en fondo-prueba de campo. SPE 10745, 1982.

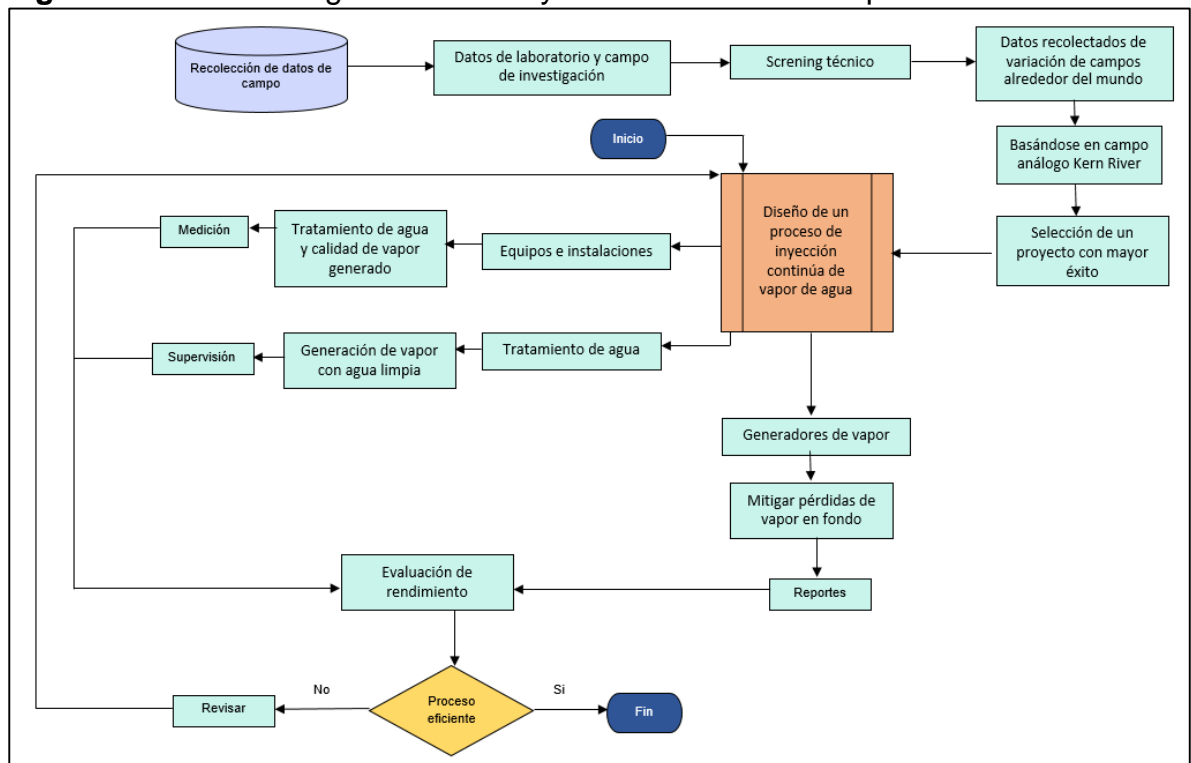
<sup>60</sup> GONZALO PEREZ. Op. Cit., p. 67

### 4.3 MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN

A continuación, se presente el modelo de ingeniería de para la gestión de métodos de recobro teniendo en cuenta que este modelo hace énfasis en la planeación y ejecución de métodos de recobro mejorado.

En la **Figura 16.**, se observa el modelo a tener cuenta para la planeación y ejecución de la inyección continua de vapor de agua. Inicialmente se considera la metodología de screening y analogías como se mencionó en la **Sección 4.1**, donde por medio de esta metodología se seleccionó el proyecto EOR más adecuado para el campo Castilla y con base a esto se formula los puntos más importantes a tener en cuenta para la ejecución del proceso de inyección continua de vapor de agua como se muestra en la **Figura 16.**

**Figura 16.** Modelo de gestión de la inyección continua de vapor.



Fuente: elaboración propia.

## 5. SIMULACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR DE AGUA

En el siguiente capítulo se presentará una simulación analítica donde se evidencia del comportamiento que tiene el yacimiento con respecto al método de recobro mejorado inyección continua de vapor de agua; adicionalmente se comparará el resultado obtenido de la simulación con las proyecciones propuestas por Ecopetrol.

### 5.1 QUE ES UNA SIMULACIÓN ANALÍTICA

Las simulaciones analíticas son modelos de descripción matemáticas que, permiten realizar cálculos para predecir el comportamiento de ciertos parámetros de los procesos de recuperación mejorada sin requerir información detallada del yacimiento, los cuales aportan gran ayuda en la etapa de selección de un proceso de recuperación de hidrocarburos<sup>61</sup>.

### 5.2 DISEÑO DE UNA SIMULACIÓN ANALÍTICA

Para diseñar una simulación analítica se debe elegir un modelo analítico el cual se adecue más a las características del yacimiento, para este caso se diseñará un escenario donde se simule el comportamiento del proceso de inyección continua de vapor de agua. Para este escenario, se asumió el modelo de Marx y Langenheim debido a que se basó en las premisas expuestas en este modelo comparadas en el proceso desarrollado en el Campo Kern River.

**5.2.1 Modelo analítico de Marx y Langenheim para la inyección continua de vapor de agua** J.W Marx y R. H. Langenheim (1959) desarrollaron uno de los modelos analíticos más importantes que hasta ahora han sido planteados para los procesos de inyección continua de vapor. El modelo parte de un balance de energía mediante el cual se obtiene una expresión para el cálculo del volumen de la zona que es calentada hasta la temperatura de vapor<sup>62</sup>.

- **Suposiciones:** Este planteamiento matemático deriva las diversas suposiciones las cuales delimitan el modelo, las cuales algunas de ellas se muestran a continuación:
  - ✓ El área calentada aumenta en la dirección al flujo a medida que se inyecta más volumen de vapor de agua.
  - ✓ La tasa de inyección de vapor se considera constante.
  - ✓ La temperatura de inyección se considera constante.

---

<sup>61</sup> MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 9.

<sup>62</sup> *Ibíd.*, p. 10

- ✓ Considera que no existen pérdidas de calor en la dirección radial, solo en dirección vertical hacia las capas supra y subyacentes.
- ✓ La inyección se hace sobre todo el espesor.
- ✓ No hay caída de presión.

**5.2.1.1 Ecuaciones propuestas en el modelo de Marx y Langenheim.** Este modelo aportó, como objetivo principal diversas fórmulas matemáticas para determinar parámetros como, el área calentada, el volumen de la zona calentada, la tasa de desplazamiento de aceite y por ultimo las pérdidas de calor acumuladas como se muestran a continuación:

El área calentada se expone en función de la tasa de inyección de calor hacia la formación y las pérdidas de calor hacia las formaciones supra y subyacentes.

**Ecuación 2.** Determinación del área calentada

$$A_c = \frac{Q_i M_s h_{arena} \alpha_{ob}}{4K_{ob}^2 (T_v - T_r)} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

**Fuente:** MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 9

- $A_c$  = Área calentada [pie<sup>2</sup>]
- $Q_i$  = Tasa de ingreso de energía a la formación [BTU/h]
- $h_w$  = Entalpía del agua saturada [BTU/lb]
- $h_r$  = Entalpía del agua a la temperatura del yacimiento [BTU/lb]
- $L_v$  = Calor latente de vaporización [BTU/lb]
- $f_{st}$  = Calidad del vapor [Fracción]
- $M_s$  = Capacidad calórica volumétrica de la roca saturada [BTU/pie<sup>3</sup>\*°F]
- $h_{arena}$  = Espesor de la formación [pie]
- $\alpha_{ob}$  = Difusividad térmica de las formaciones adyacentes [pie<sup>2</sup>/h]
- $K_{ob}$  = Conductividad térmica de las formaciones adyacentes [BTU/pie\*°F\*h]
- $T_v$  = Temperatura del vapor [°F]
- $T_r$  = Temperatura del yacimiento [°F]
- $t$  = Tiempo [h]

**Ecuación 3.** Tasa de inyección de vapor

$$W = Netpay * A * \left( \frac{Bbl}{acre} * pie \right)$$

**Fuente:** PINILLA NAJAR, Luis Arnulfo. Et al. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos estratificados, mediante un modelo analítico. Bogotá D.C, 2017. p. 81

**Ecuación 4.** Determinación de la tasa de ingreso de energía a la formación

$$Q_i = \frac{350}{24} W [(h_w - h_t) + f_{st} L_v]$$

**Fuente:** MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 9.

Donde,

- $Q_i$  = Tasa de ingreso de energía a la formación [BTU/h]
- $W$  = Tasa de inyección de vapor [BBL/día]
- $Net\ pay$  = Espesor neto de la formación [pie]
- $A$  = Área del arreglo. [Acres]

**Ecuación 5.** Determinación del factor error

$$\left[ e^{x^2} * erfc(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] = \frac{t_d}{1+0,85*\sqrt{t_d}}$$

**Fuente:** BANZER S., Carlos. Et al. Recuperación térmica de petróleo. Caracas, 2002. p. 172. Modificada por los autores.

**Ecuación 6.** Determinación del tiempo adimensional

$$t_D = \frac{4K_{hob}M_{ob}t}{M_s^2 h_t^2}$$

**Fuente:** BANZER S., Carlos. Et al. Recuperación térmica de petróleo. Caracas, 2002. p. 172.

Donde,

- $t_d$  = Tiempo adimensional [Adimensional]
- $K_{hob} = K_{ob}$  = Conductividad térmica de las formaciones adyacentes [BTU/pie\*°F\*h]
- $M_{ob}$  = Capacidad calorífica de las capas supra y subyacente [BTU/pie<sup>3</sup>\*°F]
- $M_s$  = Capacidad calórica volumétrica de la roca saturada [BTU/pie<sup>3</sup>\*°F]
- $h_t$  = Espesor total de la formación [pie]
- $t$  = Tiempo [h]

Para determinar el volumen del área calentada, se debe tener presente que el proceso se desarrolla en torno a todo el espesor productor, es por ello que el producto de la zona calentada por es espesor de la arena donde se realiza la inyección se obtiene como resultado del área calentada, de la siguiente manera.

**Ecuación 7.** Determinación del volumen del área

$$V_t = \frac{Q_i M_s h_{arena}^2 \alpha_{ob}}{4K_{ob}^2 (T_v - T_r)} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

**Fuente:** MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 14.

La tasa de desplazamiento de aceite debido a la inyección de vapor esta derivada del aceite en la zona de vapor que es desplazado como se muestra a continuación.



**Ecuación 8.** Determinación de la tasa de desplazamiento de aceite.

$$q_o = 4.274 \frac{Q_i \varphi (S_o - S_{or})}{M_s (T_v - T_r)} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

**Fuente:** MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 14. Modificado por los autores.

Donde,

- $q_o$  = Tasa de desplazamiento de aceite. [BBL/día]
- $\varphi$  = Porosidad [Fracción]
- $S_o$  = Saturación de aceite al inicio de la inyección [Fracción]
- $S_{or}$  = Saturación de aceite residual al vapor [Fracción]

**Ecuación 9.** Determinación del aceite residual al vapor.

$$S_{or} = \frac{1,0}{T} 54,0 + 0,01004787 \ln \mu_o - 0,14881$$

**Fuente:** BANZER S., Carlos. Et al. Recuperación térmica de petróleo. Caracas, 2002. p. 56. Modificado por los autores.

- $S_{or}$  = Saturación de aceite residual al vapor [Fracción]
- $\mu_o$  = Viscosidad del petróleo [cp]
- $T$  = Temperatura del vapor [°F]

Para determinar las pérdidas de calor se debe tener en cuenta un balance de energía en donde consiste en la sustracción del calor suministrado en un tiempo dado y el calor perdido en un tiempo t.

**Ecuación 10.** Determinación de las pérdidas de calor acumuladas

$$Q_{loss} = Q_i t - M_s V_c (T_v - T_r)$$

**Fuente:** MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 14. Modificado por los autores.

Para determinar el factor de recobro que se obtendrá como este método es necesario calcular la producción acumulada de petróleo de la siguiente forma.

**Ecuación 11.** Determinación de la producción acumulada de petróleo

$$N_p = \frac{\phi V_s (S_{oi} - S_{or})}{5,615} E_c \left( \frac{h_n}{h_t} \right)$$

**Fuente:** BANZER S., Carlos. Et al. Recuperación térmica de petróleo. Caracas, 2002. p. 56. Modificado por los autores

Donde,

- $\phi$  = Porosidad [Fracción]
- $V_s$  = Volumen de la zona calentada [pie<sup>3</sup>]
- $S_{oi}$  = Saturación inicial de petróleo [Fracción]
- $S_{or}$  = Saturación de aceite residual al vapor [Fracción]
- $E_c$  = Factor de captura (fracción de petróleo – desplazado de la zona de vapor – que se produce) [Fracción]
- $h_n$  = Espesor neto de la formación [pie]
- $h_t$  = Espesor total de la formación [pie]

Teniendo determinada la producción acumulada de petróleo se puede calcular el factor de recobro con la siguiente formula:

**Ecuación 12.** Determinación del factor de recobro

$$F_r = \frac{N_p}{N}$$

**Fuente:** BANZER S., Carlos. Et al. Recuperación térmica de petróleo. Caracas, 2002. p. 56. Modificado por los autores.

**5.2.2 Condiciones iniciales para la simulación analítica del proceso de inyección continua de vapor agua para el modelo seleccionado.** A continuación, se presentan los datos requeridos para desarrollar la simulación analítica. Es de

vital importancia exaltar que estos datos son ingresados manualmente, es decir, muchos de ellos fueron determinados mediante relaciones analógicas con el campo Kern River y, por medio de correlaciones y evaluaciones que permitieron obtener los datos necesarios; además se quiere mencionar nuevamente que los datos con respecto al yacimiento que se tomaran pertenecen la formación K1 inferior del campo Castilla, a causa de que la formación K2 posee un acuífero activo lo cual no hace a esta formación la más adecuada para implementar este método de recobro mejorado y la formación T2 es una formación secundaria la cual no posee una gran porcentaje de petróleo original en sitio lo cual no es requerimiento hacer este tipo de proceso. Se tomará para la simulación un 60% de representación del petróleo original en sitio de la formación K1 inferior y finalmente, el análisis se practicará con un patrón de cinco (5) puntos en correlación a lo realizado en el campo Kern River.

Adicionalmente, este proceso se basará en una inundación masiva en el 50% del área comprendida por el campo Castilla. Para determinar en número de arreglos requeridos para desarrollar este proceso se debe tener en cuenta el área que implica el arreglo de 5 puntos correspondiente a 40 acres y el área que comprende el 50 % del campo Castilla, como se presenta a continuación.

- El área total correspondiente al campo castilla equivale a 10.306,77<sup>63</sup> acres y el 50% de esta corresponde al valor de 5.153,385 acres, por tanto:

**Calculo 1.** Número de arreglos requeridos para el 50% del campo.

$$N. Total de arreglos para todo el campo = \frac{5.153,385 \text{ acres}}{40 \text{ acres}} = 129 \text{ arreglos}$$

**Fuente:** elaboración propia

Como resultado del cálculo anterior se obtuvo que para una inundación masiva del área de 5.153,385 acres se requieren 129 arreglos de 5 puntos; esta cantidad de arreglos se distribuirán en un tiempo de 20 años ya finalmente el resultado a evaluar es el incremento del factor de recobro en este tiempo determinado. Estos arreglos serán puestos trimestralmente durante este tiempo correspondiendo que, por cada semestre se implemente 3 arreglos de 5 puntos, pero, para efectos más prácticos se tomaron en total 120 arreglos, así se obtiene esta cantidad al final de los 20 años.

---

<sup>63</sup> MONSALVE GÓMEZ, Mónica. Estudio de factibilidad técnico financiera del levantamiento artificial de un pozo del campo castilla mediante el análisis nodal a partir del uso de un programa especializado. Bogotá D.C. 2017., p. 32

En la **Tabla 11.**, encontramos los parámetros operación y del yacimiento para llevar a cabo la inyección continua de vapor; para los parámetros operaciones estos se obtuvieron por medio de correccionales realizadas con los parámetros presentados del campo Kern River; para los parámetros del yacimiento específicamente la entalpía de agua saturada, la capacidad volumétrica de la roca y la conductividad se obtuvieron mediante el uso de proyecto de investigación acerca del campo. Con respecto al parámetro de la saturación residual de aceite al vapor, se determinó por medio de la **Ecuación 11.**

**Tabla 11.** Parámetros para la simulación analítica de inyección continua de vapor

| <b>Variable</b>  | <b>Unidades</b>               | <b>Valor</b> |
|--|-------------------------------|--------------|
| <b>Parámetros operacionales</b>                        |                               |              |
| <b>Temperatura de vapor (Tv)</b>                       | °F                            | 486,84       |
| <b>Presión (Ps)</b>                                    | Psia                          | 605,2404     |
| <b>Calidad de vapor (fst)</b>                          | Fracción                      | 0,88         |
| <b>Parámetros del yacimiento</b>                       |                               |              |
| <b>Entalpía agua saturada (Hs)</b>                     | BTU/lb                        | 473,2707     |
| <b>Entalpía del agua a T de yacimiento (Hw)</b>        | BTU/lb                        | 367,578      |
| <b>Capacidad calórica volumétrica de la roca (Ms)</b>  | BTU/pie <sup>3</sup> *F*horas | 37,04        |
| <b>Conductividad térmica capas suprayacentes (Kob)</b> | BTU/pie <sup>3</sup> *F*horas | 40,032       |
| <b>Temperatura del yacimiento (Ty)</b>                 | °F                            | 185          |
| <b>Espesor de arenas</b>                               | Pies                          | 150          |
| <b>Calor latente de vaporización (Lv)</b>              | BTU/lb                        | 846,0263     |
| <b>Difusividad</b>                                     | pie <sup>2</sup> /horas       | 1,080778     |
| <b>Tiempo (t)</b>                                      | Horas                         | 8760         |
| <b>Saturación residual de aceite al vapor</b>          | Fracción                      | 0,011762     |
| <b>Saturación de aceite</b>                            | Fracción                      | 0,35         |
| <b>Viscosidad de petróleo (μo)</b>                     | cp                            | 140          |

**Fuente:** elaboración propia.

**5.2.3 Obtención y análisis de resultados.** Para el modelo analítico de Marx presentado anteriormente, fue desarrollado con una proyección de cinco años, es decir, desde el año 2020 al 2025 obteniendo los siguientes resultados.

**Tabla 12.** Resultados obtenidos a partir del modelo de Marx y Langenheim

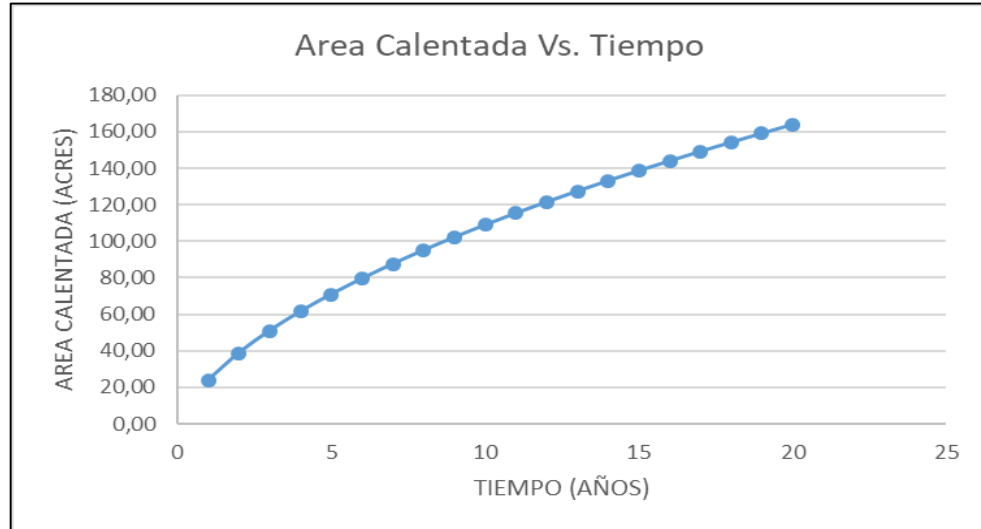
| <b>Tiempo (años)</b> | <b>Área Calentada (acres)</b> | <b>tasa de desplazamiento de aceite (BBL/DÍA)</b> | <b>Pérdidas acumuladas de calor (MMBTU)</b> |
|----------------------|-------------------------------|---|---|
| 1                    | 23,81                         | 9.614,64  | 1.905.183                                   |
| 2                    | 38,80                         | 15.667,10   | 4.390.433                                   |
| 3                    | 50,96                         | 20.575,88   | 7.061.922                                   |
| 4                    | 61,50                         | 24.829,41   | 9.840.114                                   |
| 5                    | 70,94                         | 28.640,70   | 12.690.318                                  |
| 6                    | 79,57                         | 32.126,58   | 15.593.514                                  |
| 7                    | 87,58                         | 35.359,60   | 18.537.886                                  |
| 8                    | 95,08                         | 38.388,60   | 21.515.481                                  |
| 9                    | 102,16                        | 41.248,36   | 24.520.635                                  |
| 10                   | 108,89                        | 43.964,71   | 27.549.140                                  |
| 11                   | 115,31                        | 46.557,49   | 30.597.769                                  |
| 12                   | 121,47                        | 49.042,32   | 33.663.977                                  |
| 13                   | 127,39                        | 51.431,75   | 36.745.720                                  |
| 14                   | 133,09                        | 53.736,07   | 39.841.321                                  |
| 15                   | 138,61                        | 55.963,84   | 42.949.388                                  |
| 16                   | 143,96                        | 58.122,27   | 46.068.747                                  |
| 17                   | 149,15                        | 60.217,50   | 49.198.399                                  |
| 18                   | 154,19                        | 62.254,79   | 52.337.483                                  |
| 19                   | 159,11                        | 64.238,73   | 55.485.256                                  |
| 20                   | 163,90                        | 66.173,33   | 58.641.063                                  |

**Fuente:** elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior; el área calentada, el volumen de la zona calentada, la tasa de desplazamiento de aceite y las pérdidas de calor acumulados son directamente proporcionales entre sí, generando que a medida que se aumenta la temperatura de la formación objetivo se aumenten también el valor de estas propiedades.

A continuación, se presentarán las respectivas graficas de los resultados obtenidos para tener una mejor perspectiva y un mejor entendimiento acerca del proceso de inyección continua de vapor de agua.

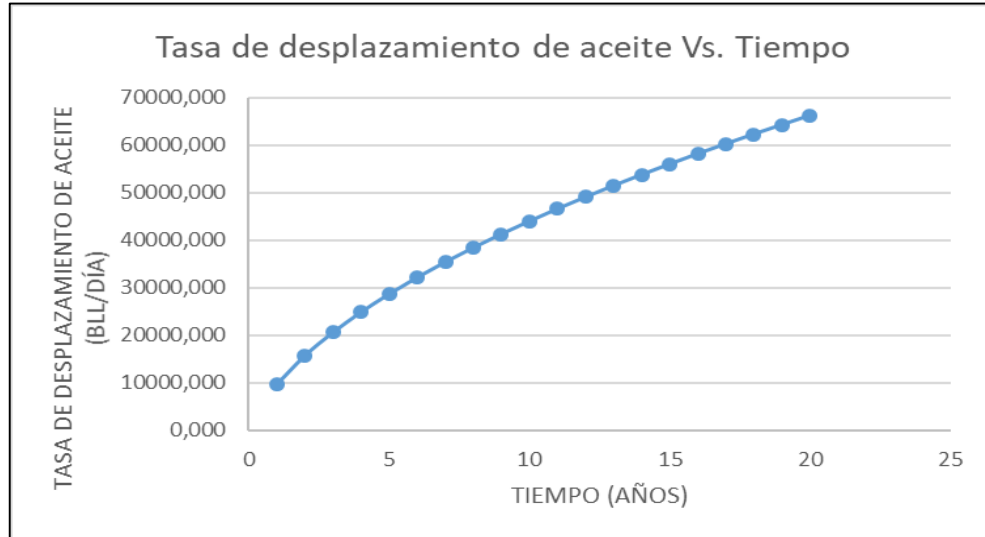
**Grafica 4.** Área calentada por año



**Fuente:** elaboración propia.

En la **Grafica 4.** Se observa un incremento del área calentada con paso del tiempo esto hacer referencia a que el modelo de Marx y Langenheim tiene como premisa que la inyección de vapor se realiza en un punto concéntrico, es decir, en el centro de la formación objetivo originado que el vapor se extiende alrededor de la formación produciendo, el aumento del área calentada ocasionando un mayor desplazamiento de aceite. Debido a que el vapor inyectando puede transferir todo su calor latente hacia la formación y a los fluidos, mejora la fluidez del aceite. Con respecto al volumen de la zona calentada, esta presenta un comportamiento similar al área calentada puesto que el volumen está directamente relacionado con el área.

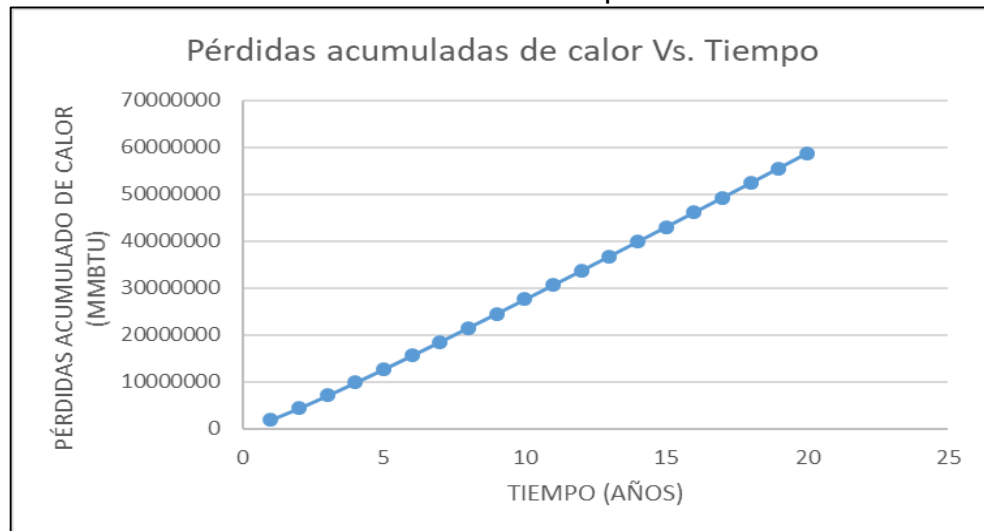
**Grafica 5.** Tasa de desplazamiento por año



**Fuente:** elaboración propia.

En la **Grafica 5**. Donde se expone la tasa de desplazamiento del aceite, podemos ver que efectivamente el vapor al aumentar la temperatura del aceite genera una reducción en la viscosidad del crudo mejorado su fluidez y, por ende, mejorando la producción. Igualmente, el vapor produce que se destilen los componentes más ligeros del aceite, que se condensan en el banco de aceite por delante del frente de vapor reduciendo aún más la viscosidad y se obtiene como resultado un incremento con el transcurso del tiempo de la tasa de desplazamiento de aceite.

**Grafica 6.** Pérdidas de calor acumuladas por año



**Fuente:** elaboración propia.

En la **Grafica 6.**, se evidencia que existen altos valores de pérdidas de calor y se puede identificar también, en la **Tabla 11.**, donde se presentan los valores de los resultados obtenidos para cada parámetro de la simulación; esto sugiere que se originan grandes pérdidas de calor debido a la profundidad de la formación objetivo, ya que esta llega a una profundidad de 5.300 pies. Como se planteó en el **Capítulo 4.**, se propuso una estrategia para mitigar la gran cantidad de pérdidas de calor que se presentan en desarrollo de la inyección continua de vapor de agua la cual se basa en un generador de vapor en fondo a fuego directo.

En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos en cuanto a la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro correspondiente para cada una de las proyecciones realizadas.

**Tabla 13.** Resultados obtenidos de producción acumulada y factor de recobro

| Tiempo (años) | Np (BBL)       | N (MMBBL) | FR    | FR  |
|---------------|----------------|-----------|-------|-----|
| 1             | 3.509.342,39   | 1.550     | 0,002 | 0%  |
| 2             | 9.227.833,82   | 1.550     | 0,006 | 1%  |
| 3             | 16.738.031,28  | 1.550     | 0,011 | 1%  |
| 4             | 25.800.764,44  | 1.550     | 0,017 | 2%  |
| 5             | 36.254.621,61  | 1.550     | 0,023 | 2%  |
| 6             | 47.980.824,83  | 1.550     | 0,031 | 3%  |
| 7             | 60.887.079,54  | 1.550     | 0,039 | 4%  |
| 8             | 74.898.917,69  | 1.550     | 0,048 | 5%  |
| 9             | 89.954.567,43  | 1.550     | 0,058 | 6%  |
| 10            | 106.001.687,37 | 1.550     | 0,068 | 7%  |
| 11            | 122.995.172,81 | 1.550     | 0,079 | 8%  |
| 12            | 140.895.618,77 | 1.550     | 0,091 | 9%  |
| 13            | 159.668.206,16 | 1.550     | 0,103 | 10% |
| 14            | 179.281.871,68 | 1.550     | 0,116 | 12% |
| 15            | 199.708.674,68 | 1.550     | 0,129 | 13% |
| 16            | 220.923.304,49 | 1.550     | 0,143 | 14% |
| 17            | 242.902.690,42 | 1.550     | 0,157 | 16% |
| 18            | 265.625.688,52 | 1.550     | 0,171 | 17% |
| 19            | 289.072.826,46 | 1.550     | 0,186 | 19% |
| 20            | 313.226.093,57 | 1.550     | 0,202 | 20% |

**Fuente:** elaboración propia.

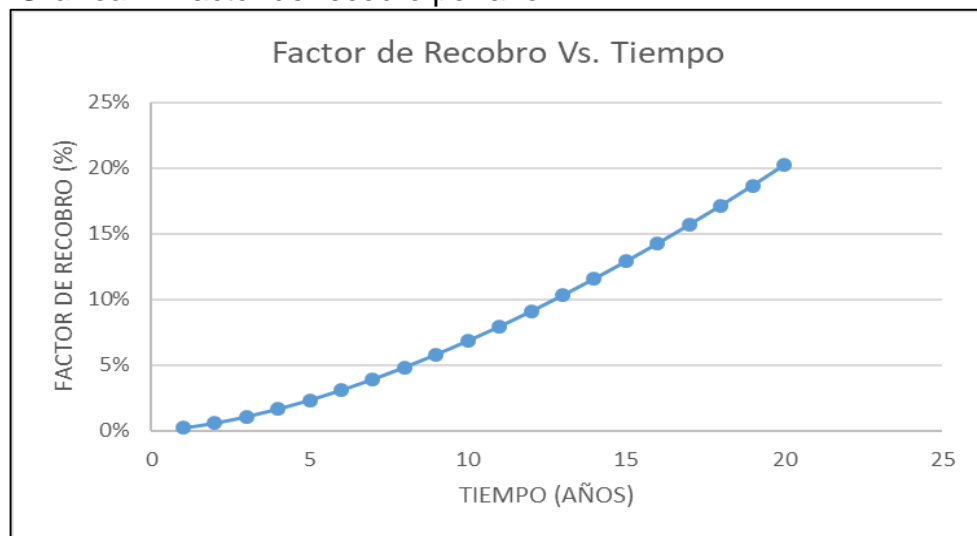
Como se puede observar en la **Tabla 13.**, se obtuvo al final de los 20 años un factor de recobro del 20%; en comparación a la propuesta planteada por Ecopetrol lo cual indica el aumento del factor de recobro a un 25% en cinco años, el proyecto de



inyección continua de vapor de agua no es el más indicado a causa de que para los cinco años se tiene un factor de recobro del 2%, significativamente bajo para lo planteado por Ecopetrol.

En la **Gráfica 7.**, se puede observar cómo se mencionó anteriormente, el factor de recobro obtenido al final de los 20 años corresponde al 20%. La grafica muestra el comportamiento de este parámetro y se infiere que desde la puesta en marcha de este proyecto comienza un aumento relativamente lento en el factor de recobro.

**Gráfica 7.** Factor de recobro por año

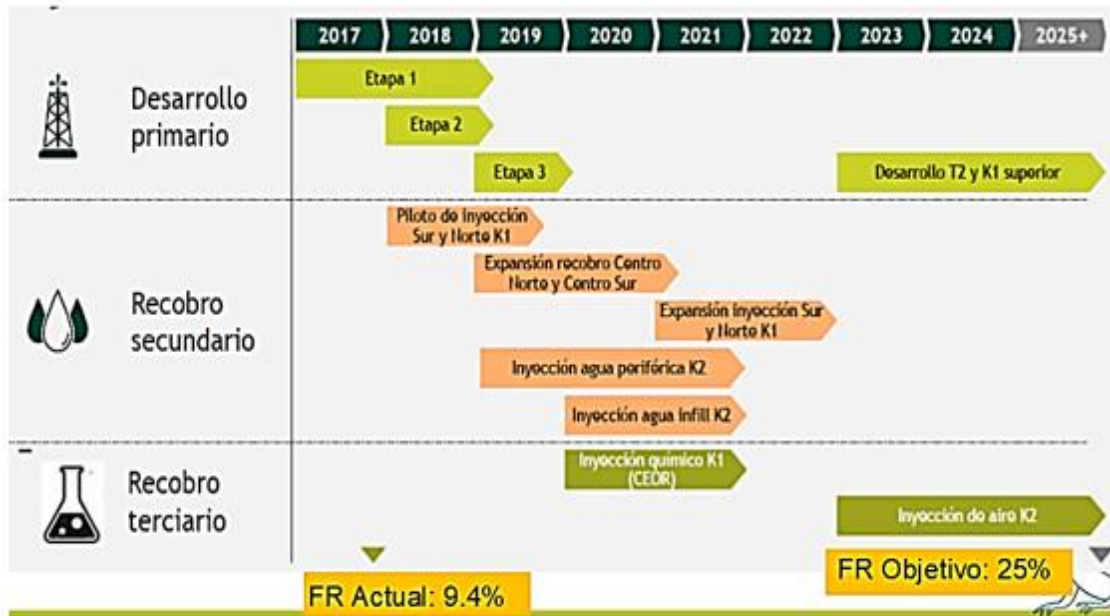


**Fuente:** elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que aunque el proceso de inyección continua de vapor aumenta el factor de recobro, este proyecto implica altos costos refiriéndose, a que se requiere estrategias para mitigar las pérdidas de calor y adicionalmente este tipo de proyectos generalmente están ligados a aumenta de la producción de agua por tanto, se va a requerir mecanismos para la disposición y tratamiento del agua producida generando en mayor cantidad los costos de este proyecto.

**5.2.3.1 Discusión de resultados.** En cuanto a las proyecciones que Ecopetrol tiene planteadas, la empresa tomó dos opciones principales de recobro mejorado para aumentar el factor de recobro a 25% en los próximos cinco años, con dos proyectos EOR correspondientes a inyección de aire e inyección de polímero como se presenta en la **Figura 19.**

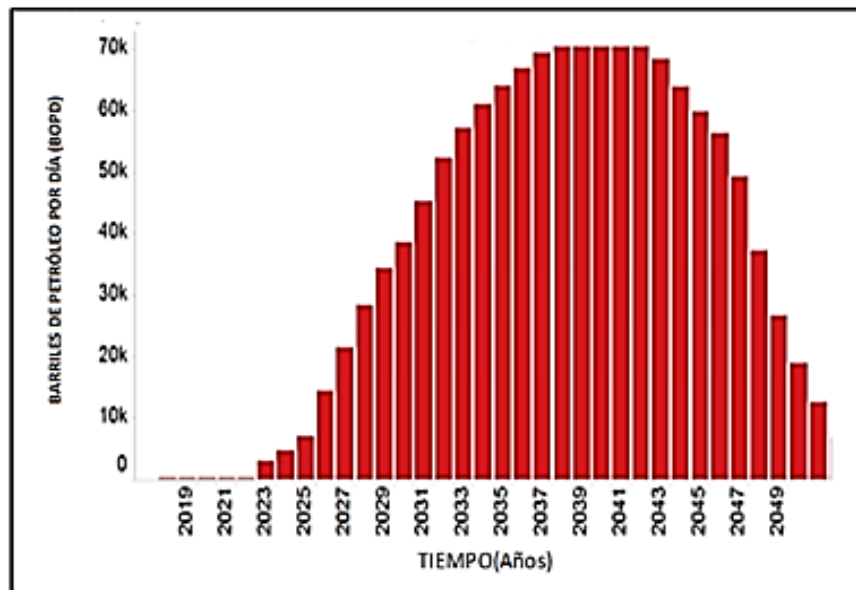
**Figura 17.** Plan de desarrollo Campo Castilla.



**Fuente:** Ecopetrol. Visión técnica de Ecopetrol en campos de crudos pesados. 2018.

La empresa Ecopetrol elaboró las proyecciones de producción de hidrocarburos con las técnicas planteadas mencionadas anteriormente, en donde se puede observar en la **Figura 20**. Como fluctúa la producción ya sea incrementando o disminuyendo en los próximos años con las diferentes tecnologías propuestas por la empresa.

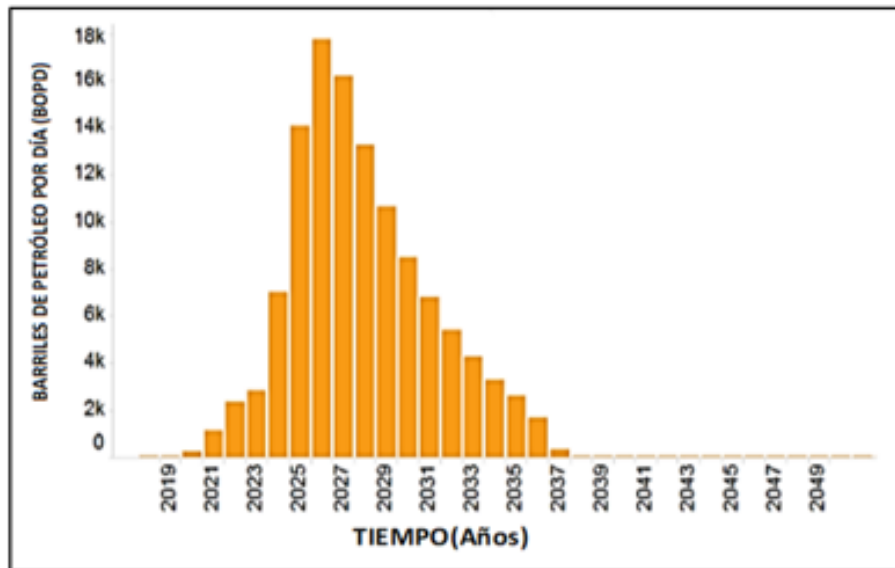
**Figura 18.** Perfil de producción por inyección de aire, KBPE



**Fuente:** Ecopetrol, 2018. Modificado por los autores.

Con Respecto a la gráfica de producción de petróleo por medio de la inyección de aire propuesta por Ecopetrol se puede observar que, al inicio del proyecto, aproximadamente en los seis primeros años no se observa un incremento significativo en la producción, pero a partir de estos seis años inicia un incremento gradual en la producción generando extender la vida útil de campo.

**Figura 19.** Perfil de producción por inyección de polímeros.



**Fuente:** Ecopetrol, 2018. Modificado por los autores

Al igual que el perfil de producción por inyección de aire se expone el perfil de producción por inyección de polímeros en donde se observa que se inicia la ejecución de este proyecto en el año 2019 y siete años más adelante se obtiene la producción máxima de petróleo y partir de este momento, comienza una disminución en la producción provocando reducir la vida útil del campo con respecto al perfil de producción por inyección de aire, el cual logra extender la vida útil del campo aproximadamente 30 años y con la tecnología de inyección de polímero se logra solamente 18 años.

En comparación con los resultados de la simulación analítica de inyección continua de vapor de agua se observa el comportamiento presenta el proceso de inyección de aire relativamente similar, es decir, el aumento de la producción al igual que el factor de recobro se presenta inicialmente de forma gradual que con el paso del tiempo se logra obtener altas tasas de producción.

En la producción por inyección de aire se observa en el año 2037 se obtiene una producción máxima de 70.000 BPD, 18 años después del inicio del proyecto. Con respecto a la inyección de vapor a los 20 años se alcanza una producción de 66000 BPD aproximadamente, a partir de lo cual se puede inferir que en el proyecto de

inyección de aire se pueden obtener buenos resultados a largo plazo; principalmente, además analizar la parte técnica de algún método de recobro para un campo petrolera se debe tener muy presente la parte de financiera ya que, básicamente es por esta parte que se toma la decisión de implementar o no alguna técnica; es por ello que a continuación, se presenta la evaluación financiera del proyecto.

## **6. EVALUAR FINANCIERAMENTE EL MODELO DE INGENIERÍA DE GESTIÓN CON LOS DATOS ACTUALES Y LAS PROYECCIONES DE RECUBRO MEJORADO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL VALOR PRESENTE NETO (VPN)**

En este capítulo se estudiará la viabilidad del proyecto del bajo factor de recobro en el campo Castilla mediante unos indicadores económicos, los cuales son indispensables para la toma de decisiones y evaluación de la rentabilidad del proyecto objeto de estudio.

### **6.1 ESCENARIOS DE INVERSIÓN DE LAS PRODUCCIONES EOR**

La evaluación financiera de un proyecto consiste en analizar el comportamiento de los ingresos, egresos, inversión necesaria, entre otras características más, para optimizar el proceso de toma de decisiones a la hora de evaluar los proyectos de inversión.

Para analizar la evaluación de proyectos se le realizará a través de ciertos indicadores financieros como: valor presente neto, tasa de retorno interno, tiempo de la recuperación de la inversión y eficiencia de la recuperación.

La evaluación financiera se realiza a través de dos escenarios, en donde el primer escenario corresponde al método de inyección continua de vapor de agua y el segundo hace referencia a la proyección realizada por Ecopetrol con el método de inyección de aire; evaluando por medio del indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN). El horizonte de proyección es de 5 años en periodos anuales para el escenario uno y para la proyección de Ecopetrol se expone las proyecciones hasta 30 años, pero para el análisis financiero se realizó solamente en los primeros cinco años.

### **6.2 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)**

Los costos de inversión (CAPEX) abarcan todos los gastos requeridos para la actividad productiva. Para tecnología de inyección continua de vapor de agua se contemplan los costos correspondientes como generadores de vapor, trabajos de workover para las operaciones de reacondicionamiento de pozos, un sistema aislante, entre otros; para este análisis de costos se tomó un caso base en donde el proyecto de estudio se basa en proyecto aproximado al propuesto en este proyecto, extrayendo los equipos y costos que puede tener la implementación del proceso.

Para el proceso propuesto por Ecopetrol, inyección de aire o combustión en sitio se analizarán los costos de inversión basados en un proyecto similar en la cuenca de los Llanos Orientales; la información suministrada de este proyecto al igual que el proceso de inyección continua de vapor se tomó a partir de un caso de estudio que

consta de un proceso de inyección de aire donde intervienen cuatro pozos en fase piloto para el desarrollo del proyecto, en donde se adecuarán los costos operativos para el campo Castilla.

- **Escenario uno.** Inyección continua de vapor de agua. Como se expuso anteriormente, gran parte de los equipos, cantidad y costos se extrajeron de casos de estudio por causa de que la información necesaria, específica y real para el proyecto no se encuentra disponible al público. A continuación, se presenta la inversión inicial que requerirá el proyecto.

**Tabla 14.** Inversión inicial recobro mejorado por inyección continua de vapor de agua.

| INVERSIÓN                       | COSTO        | CANTIDAD    | TOTAL                   |
|---------------------------------|--------------|-------------|-------------------------|
| Generación de vapor (USD/MMBTU) | \$ 5         | 4184557,812 | \$ 22.387.384           |
| Equipo de workover(días)        | \$ 5.667     | 39          | \$ 221.000              |
| Generadores en fondo            | \$ 5.322.580 | 480         | \$ 2.554.838.431        |
| Bomba (USD/bomba)               | \$ 7.388     | 13          | \$ 96.044               |
| <b>Inversión total</b>          |              |             | <b>\$ 2.577.542.859</b> |

**Fuente:** FONSECA, Juan Manuel. et al. Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica huff and puff para ocho pozos en el campo teca-cocorná mediante simulación numérica. Colombia. Universidad de América. 2017. p 199. Modificado por los autores.

- **Escenario dos.** Inyección de aire, Ecopetrol.

**Tabla 15.** Inversión inicial de recobro mejorado por inyección de aire

|  | ACCIÓN  | Bien a adquirir     | Costo Unidad (Peso Col)     | Costo por unidad (USD) | Unidades  | Valor (USD)       |
|--|---|---------------------|-----------------------------|------------------------|-----------|-------------------|
| <b>INVERSIONES INICIALES</b>                     | Compra, montaje y alistamiento de todos los equipos | Tanque (Bull Drum)  | \$14.400.000                | USD 5.000              | 1         | USD 5.000         |
|  |   | Capilares (Tubería) | \$14.400.000                | USD 5.000              | 1         | USD 5.000         |
|  |   | Bomba (25 gal/hpra) | \$4.320.000                 | USD 1.500              | 1         | USD 1.500         |
|  |   | Conexión eléctrico  | Conexión Eléctrica de 220 v | \$5.760.000            | USD 2.000 | 1                 |
| <b>COSTO TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL POR POZO</b> |   |                     |                             |                        |           | <b>USD 13.500</b> |

**Fuente:** RESTREPO, Camilo Andrés. Et al. Análisis conceptual del impacto de procesos térmicos de recobro mejorado, en completamientos convencionales y multiobjetivo con crudo extra-pesado en la formación San Fernando, en la cuenca de los llanos orientales. Colombia. Universidad de América. 2017. p 173.

De la misma forma que se recopilaron los datos para la inyección continua de vapor de agua se realizó para la inyección de aire, en la siguiente tabla se presenta la inversión inicial para colocar en marcha este proyecto.

Teniendo en cuenta que la inversión presentada en la **Tabla 14.**, se encuentra determinada por pozo, es decir, que a medida que se aumente el número de pozo la inversión incrementa, por lo tanto, el proyecto base de donde se extrajeron los costos tomo un modelo de cuatro pozos en fase piloto de inyección los cuales representan en total el siguiente costo:

**Tabla 16.** Inversión total por la cantidad de pozos

| Costos de Inversión |                |                 |       |
|---------------------|----------------|-----------------|-------|
| Periodo             | Costo por Pozo | Numero de pozos | USD   |
| 0                   | 13500          | 4               | 54000 |

**Fuente:** RESTREPO, Camilo Andrés. Et al. Análisis conceptual del impacto de procesos térmicos de recobro mejorado, en completamientos convencionales y multiobjetivo con crudo extra-pesado en la formación San Fernando, en la cuenca de los llanos orientales. Colombia. Universidad de América. 2017. p 173.

### 6.3 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación hacen referencia a los gastos relacionados con la operación de un negocio, o para el funcionamiento de un dispositivo, componente, equipo o instalación. Son el costo de los recursos utilizados por una organización únicamente para mantener su existencia.

A continuación, se realiza el análisis de los costos de operación iniciando don el escenario uno (inyección continúa de vapor de agua), seguido por el escenario dos (inyección de aire).

Se determinó mediante un análisis del lifting cost de los últimos años y se plantearon tres enfoques además para las proyecciones futuras en donde se toma el enfoque actual y dos proyecciones propuestas para determinar qué tan recomendable es aplicar la/las técnicas de recobro mejorado en diferentes entornos económicos.

En la siguiente tabla se muestran los tres enfoques planteados con respecto a los valores de lifting cost.

- **LIFTING COST DE \$19,36 USD/BBL**

**Tabla 17.** Costos de producción, lifting cost de \$19,36 USD/bbl

| Periodo (años) | Volumen producido (bbl) | Ingreso de lifting cost (USD/bbl) | Total       |
|----------------|-------------------------|-----------------------------------|-------------|
| 1              | 3.509.343               | \$ 19,36 \$                       | 67.940.871  |
| 2              | 9.227.834               | \$ 19,36 \$                       | 178.650.866 |
| 3              | 16.738.031              | \$ 19,36 \$                       | 324.048.286 |
| 4              | 25.800.765              | \$ 19,36 \$                       | 499.502.801 |
| 5              | 36.254.622              | \$ 19,36 \$                       | 701.889.478 |
| 6              | 47.980.825              | \$ 19,36 \$                       | 928.908.772 |

Fuente: elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$15,70 USD/BBL**

**Tabla 18.** Costos de producción, lifting cost de \$15,70USD/bbl

| Periodo (años) | Volumen producido (bbl) | Ingreso de lifting cost (USD/bbl) | Total       |
|----------------|-------------------------|-----------------------------------|-------------|
| 1              | 3.509.343               | \$ 15,70 \$                       | 55.096.677  |
| 2              | 9.227.834               | \$ 15,70 \$                       | 144.876.994 |
| 3              | 16.738.031              | \$ 15,70 \$                       | 262.787.091 |
| 4              | 25.800.765              | \$ 15,70 \$                       | 405.072.003 |
| 5              | 36.254.622              | \$ 15,70 \$                       | 569.197.562 |
| 6              | 47.980.825              | \$ 15,70 \$                       | 753.298.953 |

Fuente: elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$25,50 USD/BBL**

**Tabla 19.** Costos de producción, lifting cost de \$25,50USD/bbl

| Periodo (años) | Volumen producido (bbl) | Ingreso de lifting cost (USD/bbl) | Total         |
|----------------|-------------------------|-----------------------------------|---------------|
| 1              | 3.509.343               | \$ 25,50 \$                       | 89.488.234    |
| 2              | 9.227.834               | \$ 25,50 \$                       | 235.309.767   |
| 3              | 16.738.031              | \$ 25,50 \$                       | 426.819.798   |
| 4              | 25.800.765              | \$ 25,50 \$                       | 657.919.495   |
| 5              | 36.254.622              | \$ 25,50 \$                       | 924.492.856   |
| 6              | 47.980.825              | \$ 25,50 \$                       | 1.223.511.038 |

Fuente: elaboración propia, 2019

- **Escenario dos.** De igual manera que el proceso de inyección continúa de vapor de agua, se tomó los diferentes enfoques propuestos para el valor de lifting cost para determinar los costos de producción mediante el proceso de inyección de aire.



- **LIFTING COST DE \$19,36 USD/BBL**

**Tabla 20.** Costos de producción, lifting cost de \$19,36USD/bbl

| <b>Periodo (años)</b> | <b>Volumen producido (bbl)</b> | <b>Ingreso de lifting cost</b> | <b>Total</b>   |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1                     | 730.000                        | \$ 19,36                       | \$ 14.132.800  |
| 2                     | 1.095.000                      | \$ 19,36                       | \$ 21.199.200  |
| 3                     | 1.460.000                      | \$ 19,36                       | \$ 28.265.600  |
| 4                     | 5.475.000                      | \$ 19,36                       | \$ 105.996.000 |
| 5                     | 20.440.000                     | \$ 19,36                       | \$ 395.718.400 |
| 6                     | 43.800.000                     | \$ 19,36                       | \$ 847.968.000 |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$15,70 USD/BBL**

**Tabla 21.** Costos de producción, lifting cost de \$15,70USD/bbl

| <b>Periodo (años)</b> | <b>Volumen producido (bbl)</b> | <b>Ingreso de lifting cost</b> | <b>Total</b>   |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1                     | 730.000                        | \$ 15,70                       | \$ 11.461.000  |
| 2                     | 1.095.000                      | \$ 15,70                       | \$ 17.191.500  |
| 3                     | 1.460.000                      | \$ 15,70                       | \$ 22.922.000  |
| 4                     | 5.475.000                      | \$ 15,70                       | \$ 85.957.500  |
| 5                     | 20.440.000                     | \$ 15,70                       | \$ 320.908.000 |
| 6                     | 43.800.000                     | \$ 15,70                       | \$ 687.660.000 |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$25,50 USD/BBL**

**Tabla 22.** Costos de producción, lifting cost de \$25,50USD/bbl

| <b>Periodo (años)</b> | <b>Volumen producido (bbl)</b> | <b>Ingreso de lifting cost</b> | <b>Total</b>     |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|
| 1                     | 730.000                        | \$ 25,50                       | \$ 18.615.000    |
| 2                     | 1.095.000                      | \$ 25,50                       | \$ 27.922.500    |
| 3                     | 1.460.000                      | \$ 25,50                       | \$ 37.230.000    |
| 4                     | 5.475.000                      | \$ 25,50                       | \$ 139.612.500   |
| 5                     | 20.440.000                     | \$ 25,50                       | \$ 521.220.000   |
| 6                     | 43.800.000                     | \$ 25,50                       | \$ 1.116.900.000 |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

Se define como ingresos a todas las entradas económicas recibidas por una persona, empresa, organización etc. Este depende del tipo de actividad realizada, por lo que un ingreso es una remuneración que obtiene por realizar dicha actividad.

Para la empresa Ecopetrol, los ingresos vienen representados en la tarifa de venta del crudo producido en el campo Castilla, el cual se referencia con respecto al crudo Brent, se tiene en cuenta las regalías y producción asociada.

Antes de determinar el precio de venta de volumen de crudo producido por el campo Castilla mediante las tecnologías de recobro mejorada analizadas, se debe determinar o sustraer las regalías exigidas por el país. Las regalías se refieren al pago que realizan las compañías petroleras al Estado Colombiano por explotar los yacimientos de petróleo, un recurso natural no renovable, es decir, que se extingue en el transcurso del tiempo<sup>64</sup>.

Según el Ministerio de Minas y Energía el pago que debe hacer el campo por concepto de regalías corresponde al 20%. A continuación, se presentará la producción neta del campo, es decir, el descuento con respecto a producción en base a las regalías.

Para el recobro mejorado por inyección continua de vapor de agua se obtiene lo siguiente:

**Tabla 23.** Producción de inyección continúa de vapor de agua, a partir de regalías

| <b>Periodo<br/>(años)</b> | <b>Volumen<br/>producido (bbl)</b> | <b>Regalías</b> | <b>Producción<br/>neta (bbl)</b> |
|---------------------------|------------------------------------|-----------------|----------------------------------|
| 1                         | 3.509.343                          | 20%             | 2.807.474                        |
| 2                         | 9.227.834                          | 20%             | 7.382.267                        |
| 3                         | 16.738.031                         | 20%             | 13.390.425                       |
| 4                         | 25.800.765                         | 20%             | 20.640.612                       |
| 5                         | 36.254.622                         | 20%             | 29.003.697                       |
| 6                         | 47.980.825                         | 20%             | 38.384.660                       |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

Para el recobro mejorado por inyección de aire obtenemos los siguientes resultados:

---

<sup>64</sup> ANH. Programa de regionalización sector de hidrocarburos. [2019] [En línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/portalsegmentacion/Paginas/Las-regalias.aspx>

Fuente

**Tabla 24.** Producción de inyección de aire, a partir de regalías

| Periodo (años) | Volumen producido (bbl) | Regalías | Producción neta (bbl) |
|----------------|-------------------------|----------|-----------------------|
| 1              | 730.000                 | 20%      | 584.000               |
| 2              | 1.095.000               | 20%      | 876.000               |
| 3              | 1.460.000               | 20%      | 1.168.000             |
| 4              | 5.475.000               | 20%      | 4.380.000             |
| 5              | 20.440.000              | 20%      | 16.352.000            |
| 6              | 43.800.000              | 20%      | 35.040.000            |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

Con base en el precio del barril y con la producción neta se determinan los ingresos para la inyección continua de vapor y la inyección de aire, respectivamente.

**Tabla 25.** Ingresos para la inyección continua de vapor de agua

| Periodo (años) | Producción neta (bbl) | Precio del barril (USD/bbl) | Ingresos(USD/bbl)   |
|----------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1              | 2.807.474             | \$ 61,64                    | \$ 173.052.697,85   |
| 2              | 7.382.267             | \$ 61,64                    | \$ 455.042.950,70   |
| 3              | 13.390.425            | \$ 61,64                    | \$ 825.385.799,47   |
| 4              | 20.640.612            | \$ 61,64                    | \$ 1.272.287.299,02 |
| 5              | 29.003.697            | \$ 61,64                    | \$ 1.787.787.910,20 |
| 6              | 38.384.660            | \$ 61,64                    | \$ 2.366.030.442,40 |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

**Tabla 26.** Ingresos para la inyección de aire

| Periodo (años) | Producción neta (bbl) | Precio del barril (USD/bbl) | Ingresos(USD/bbl)   |
|----------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1              | 584.000               | \$ 61,64                    | \$ 35.997.760,00    |
| 2              | 876.000               | \$ 61,64                    | \$ 53.996.640,00    |
| 3              | 1.168.000             | \$ 61,64                    | \$ 71.995.520,00    |
| 4              | 4.380.000             | \$ 61,64                    | \$ 269.983.200,00   |
| 5              | 16.352.000            | \$ 61,64                    | \$ 1.007.937.280,00 |
| 6              | 35.040.000            | \$ 61,64                    | \$ 2.159.865.600,00 |

**Fuente:** elaboración propia, 2019

## 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

En la presente sección se lleva a cabo la evaluación de la viabilidad financiera de la utilización del método de recobro mejorado para el campo Castilla con la utilización

del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), con respecto al método de recobro implementado.

**6.4.1 Valor presente neto.** Según Baca el Valor Presente Neto (VPN) es el indicador financiero más utilizado porque coloca en pesos de hoy, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero de realizar o no un proyecto. De esta manera se establece la diferencia actual del calor de la inversión menos el valor actual de la recuperación de los fondos de manera que aplicando la tasa empresarial considerada como la más alta que el inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto se pueda determinar la conveniencia de la inversión<sup>65</sup>.

Si el VPN es mayor a 0, el proyecto es atractivo pues indica que, a pesos de hoy, le genera una ganancia extraordinaria al inversionista. Si el VPN es menor a 0, el proyecto no es atractivo pues no cumple con las expectativas del inversionista. Si el VPN es igual a 0, el proyecto es indiferente desde el punto de vista financiero para el inversionista.

Para el cálculo del VPN se utiliza la siguiente ecuación.

**Ecuación 13.** Valor presente neto.

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots F_n(1+i)^{-n}$$

**Fuente:** GRANDEL, María. ¿Cómo calcular el valor presente neto? [2015] [En línea] [Consultado el 16 de julio de 2019] disponible en: <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

Donde encontramos las siguientes variables:

- VPN=Valor presente neto.
- F0 = Costo inversión inicial.
- Fn = Flujo de caja del periodo n.
- i = Tasa de interés de oportunidad.
- N = Numero de periodos.

---

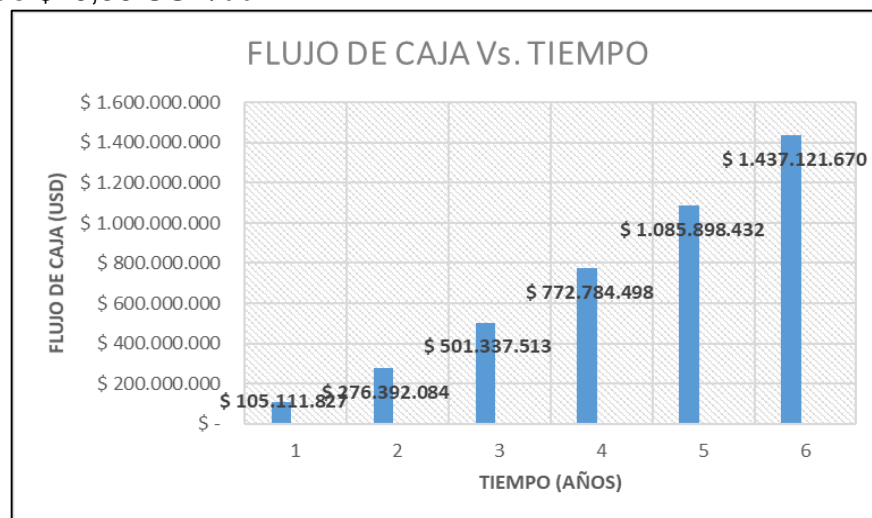
<sup>65</sup> FONSECA GOMEZ Juan Manuel, SANCHEZ BURBANO Miguel Angel, Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff para ocho pozos en el campo Teca-Cocorna mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad de América, 2017, p.216

**6.4.2 Flujo de caja** Los flujos de caja son gráficas que facilitan la comprensión de los ingresos y egresos que se tiene en un proyecto.

Los flujos de caja se presentan a continuación para cada uno de los precios de venta evaluados.

- **Escenario uno.** A continuación, se evidenciará los flujos de caja correspondientes a cada uno de los enfoques de lifting cost.
- **LIFTING COST DE \$19,36USD/BBL**

**Gráfica 8.** Flujo de caja inyección continua de vapor lifting cost de \$19,36 USD/bbl



**Fuente:** elaboración propia, 2019

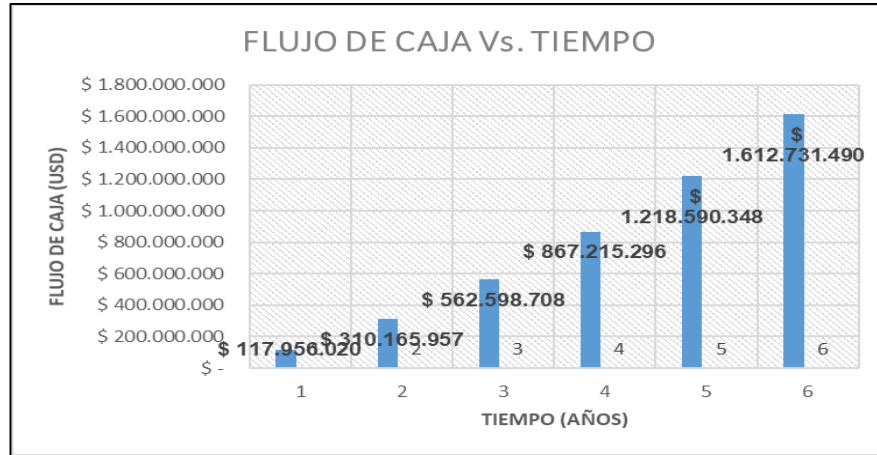
**Calculo 2.** Valor presente neto de lifting cost de \$19,36USD/bbl

$$VPN = -\$504.842.788USD$$

**Fuente:** elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$15,70USD/BBL**

**Gráfica 9.** Flujo de caja inyección de vapor de agua lifting cost de \$15,70USD/bbl



Fuente: elaboración propia, 2019

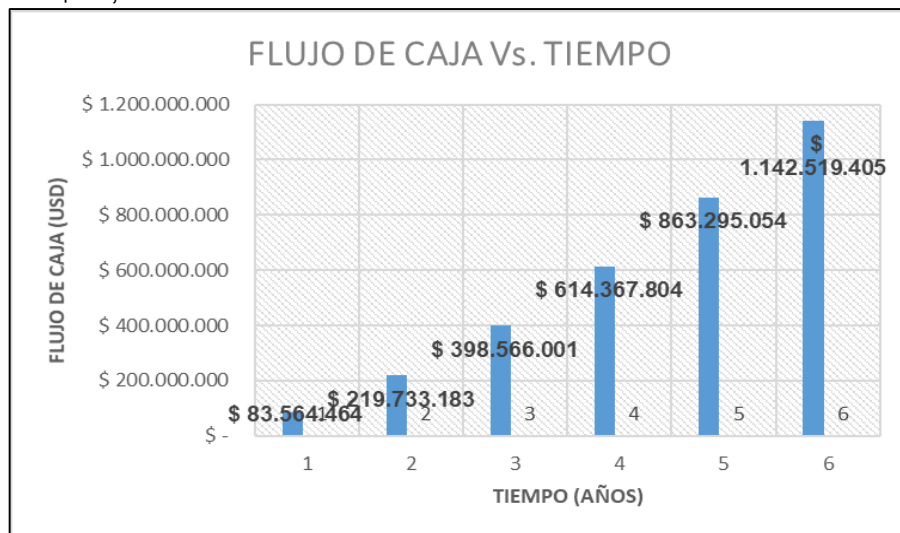
**Calculo 3.** Valor presente neto de lifting cost de \$15,70USD/bbl

$$VPN = -\$251.568.139USD$$

Fuente: elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$25,5USD/bbl**

**Gráfica 10.** Flujo de caja inyección de vapor de agua lifting cost de \$25,50USD/bbl



Fuente: elaboración propia, 2019

**Calculo 4.** Valor presente neto de lifting cost de \$25,50USD/bbl

$$VPN = -\$929.735.230USD$$

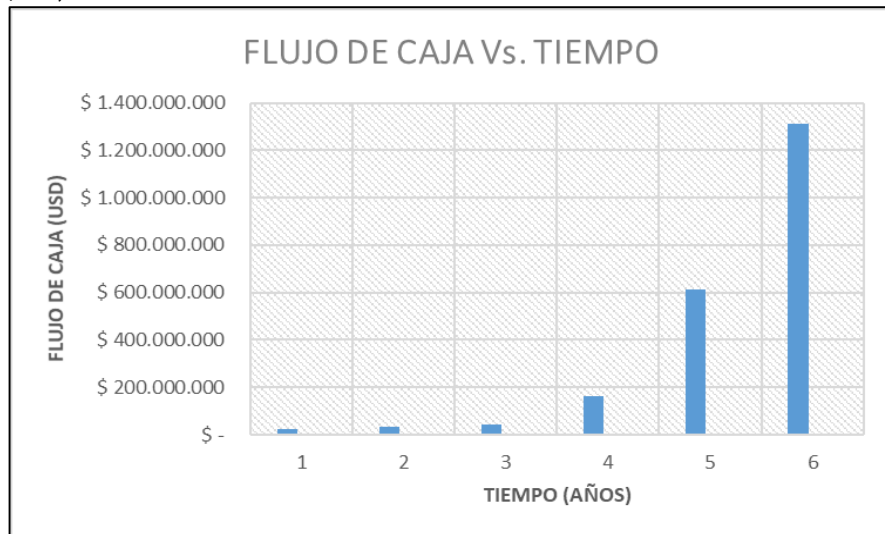
**Fuente:** elaboración propia, 2019

- **Escenario dos.**

De igual forma, se evidenciará los flujos de caja correspondientes a cada uno de los enfoques de lifting cost.

- **LIFTING COST DE \$19,36USD/BBL**

**Gráfica 11.** Flujo de caja inyección de aire lifting cost de \$19,36USD/bbl



**Fuente:** elaboración propia, 2019

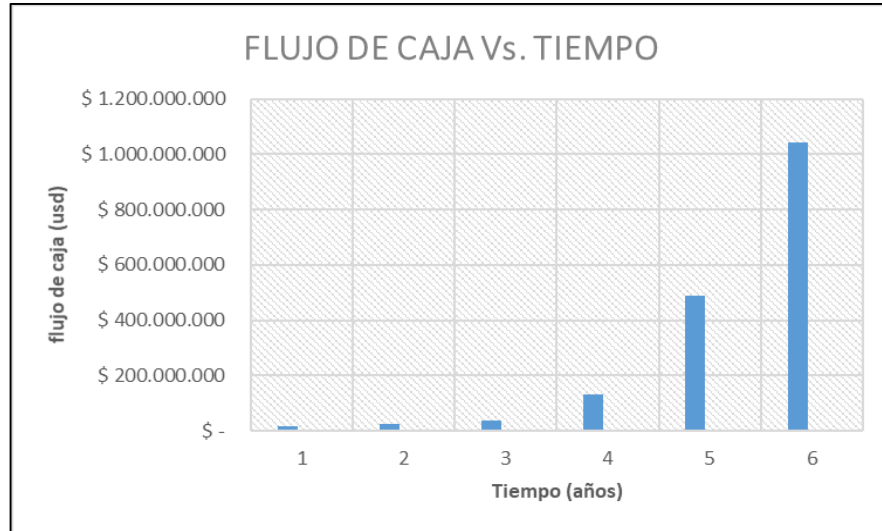
**Calculo 5.** Valor presente neto de lifting cost de \$19,36USD/bbl

$$VPN = \$948.117.098 USD$$

**Fuente:** elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$15,70USD/BBL**

**Gráfica 12.** Flujo de caja de inyección de aire lifting cost de \$15,70 USD/bbl



Fuente: elaboración propia, 2019

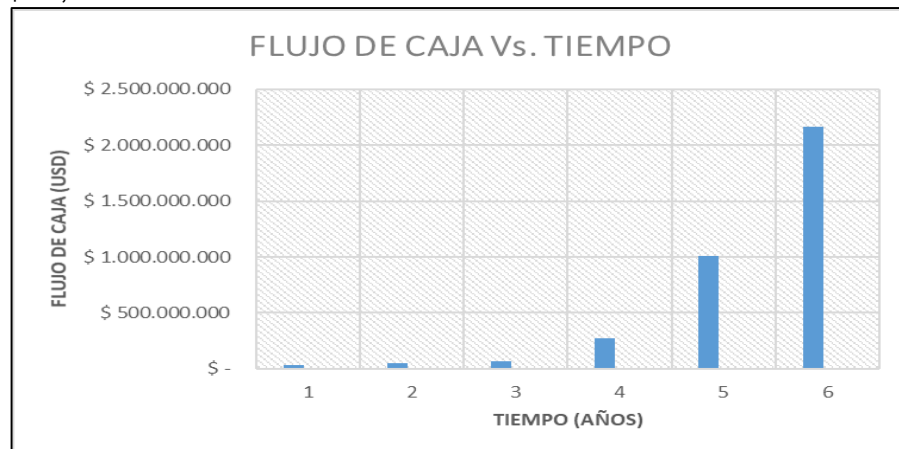
**Calculo 6.** Valor presente neto de lifting cost de \$15,70USD/bbl

$$VPN = \$753.755.390 \text{ USD}$$

Fuente: elaboración propia, 2019

- **LIFTING COST DE \$25,50USD/BBL**

**Gráfica 13.** Flujo de caja de inyección de aire, lifting cost de \$25,50USD/bbl



Fuente: elaboración propia, 2019



**Calculo 7.** Valor presente neto de lifting cost de \$25,50USD/bbl

$$VPN = \$1.560.264.217USD$$

**Fuente:** elaboración propia, 2019

## 6.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Para la implementación de alguna técnica de recobro mejorado es de vital importancia analizar el comportamiento técnico, pero también es importante revisar la parte financiera debido que, con base en la parte económica se determina principalmente el éxito y/o fracaso de la técnica a implementar. Desde el punto de vista, el análisis realizado mediante el valor presente neto (VPN) permite analizar cual o cuales proyectos llegarán a tener resultados exitosos; el VPN en todos los casos de la inyección de aire fue positiva, sin embargo, en la inyección continua de vapor los valores fueron negativos, lo que indica que en el segundo escenario no se va a tener ganancias, por tanto, no va a ser rentable económicamente.

En comparación con los valores de inyección continua de vapor de agua y valores de inyección de aire, se observa que con un lifting cost de \$25,50 USD/bbl se obtienen un VPN por un valor de \$ 1.560.264.217 USD, lo que indica una cifra mejor comparada con los valores que se obtienen en la inyección de continua de vapor de agua, ya que los valores obtenidos por este método son negativos, lo que indican que no van a ver ganancias y además, la inversión realizada no va a ser recuperable.

La técnica de inyección continua de vapor de agua, no es la más adecuada, debido que el costo de generación de vapor es muy alto y se hace necesario el requerimiento de una estrategia para mitigar las pérdidas de calor, lo cual hace referencia a la implementación de los calentadores en fondo generando que la inversión para desarrollar el proyecto tenga un alto costo y es por ello, que los valores del VPN sean negativos indicando que el proyecto no es rentable; a partir de lo cual, lo más indicado es implementar la técnica de inyección de aire, ya que su inversión no es tan amplia a comparación de la inyección continua de vapor y sus ganancias van acorde con cada uno de los escenarios de lifting cost.

## 7. CONCLUSIONES

- Se obtuvo a partir de analogías y aplicabilidad de rangos de recobro mejorado que el campo Castilla es un buen candidato para aplicar recobro de tipo térmico.
- A partir de la matriz de comparación se identificó que entre el campo Kern River y el campo Castilla posee similitudes en cuanto a la porosidad, petróleo original en sitio, saturación inicial de petróleo y espesor neto; pero también distan de parámetros como viscosidad, profundidad etc. A partir de lo cual infiere que son 40% análogos.
- Mediante la definición del modelo de ingeniería de gestión se identificó que, a causa de que el campo Castilla posee una profundidad aproximada de 5.300 pies se hace necesario desarrollar una estrategia para las pérdidas de calor para obtener la mayor eficiencia del proyecto.
- Se determinó que actualmente es más conveniente y rentable iniciar el proyecto de recobro mejorado por inyección de aire debido que en los tres enfoques de lifting cost se tienen valores altos de ganancia a comparación del escenario de inyección de vapor de agua.
- De las tres formaciones productoras del campo Castilla, la más adecuada para evaluar el proceso de inyección continua de vapor es la inyección K1 inferior, porque la formación K2 posee un acuífero activo el cual generaría problemas para la inyección de vapor y la formación T2 es una formación secundaria que posee un bajo porcentaje (8%) del petróleo original en sitio de todo el yacimiento.
- El método de recobro mejorado que ha tenido mayor éxito en el campo análogo ha sido la inyección continua de vapor de agua ya que logró aumentar el factor de recobro de este entre 50%-60% y actualmente se cree que aún se puede incrementar el factor de recobro.
- Se determinó mediante la matriz de comparación que la formación K2 del campo Castilla es la formación análoga con el campo Kern River ya que 6 de las 10 propiedades evaluadas en la comparación superan el 50% de similitud entre las propiedades definiendo de esta forma análogas a estas formaciones.
- El recobro que tuvo mayor puntaje en la matriz de comparación de métodos de recobro mejorado fue la combustión en sitio con un valor de 6, pero no se tuvo presente para evaluarlo en el campo Castilla ya que Ecopetrol tiene planteadas proyecciones con este método, por tal razón se propuso la evaluación de la inyección continua de vapor, pero no se obtuvo buenos resultados con este método ya que el incremento en el factor de recobro en 5 años fue menor a 0,005%

- En muchos casos, los parámetros de selección por sí solos no proporcionan las herramientas necesarias para seleccionar entre un grupo de tecnologías que es más adecuado para ser implementado en un campo. Por eso se recomienda considerar los proyectos en campos que, aunque no son iguales al campo en estudio, presenta cierta similitud o analogía como el caso de este proyecto, el Campo Kern River.
- Debido a que se presentaron una gran cantidad de pérdidas de calor en este proyecto se propuso una estrategia para mitigar estas pérdidas la cual se basó en un generador de vapor en fondo, pero con la implementación de esta estrategia se incrementan de manera significativa el costo del proyecto.
- Para ejecutar de manera óptima un proceso de inyección continua de vapor en formaciones profundas se debe tener presente un buen tratamiento de agua, un generador de vapor en superficie y una estrategia para mitigar las pérdidas de calor.

## 8. RECOMENDACIONES

- Al realizar la comparación entre los campos Castilla y Kern River, se observó que, a pesar de ser campos similares, las técnicas de recobro que se usaron en Kern no pueden ser las mismas que se usen en Castilla debido que sus propiedades varían de campo a campo.
- Es de vital importancia realizar un estudio financiero donde se evalué los costos propios del campo, ya que los datos requeridos para el proyecto no se encuentran disponible al público.
- Se debería implementar pruebas de laboratorio, para poder tener una fuente de datos verídicos, para que a la hora de realizar la simulación analítica los resultados del programa sean más próximos a la realidad.

## BIBLIOGRAFIA

ANH. Cuenca de los llanos orientales, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. [2012] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

ANH. Cuenca de los llanos orientales-estudio integrado [En línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

ARELLANO G, Javier. Pliegues [En línea] [2010] Disponible en internet: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2010%20Pliegues.pdf>

BLANCO MEDINA Daniel Orlando, MIÑOZ CORRALES Brian. Evaluación técnico financiera de la utilización de un surfactante en la biorremediación de lodos aceitosos del Campo Castilla. Tesis de pregrado. Universidad de America.2017. p.81

CHEVRON. Usando vapor para producir más petróleo. [2013] [En línea] Disponible en: <https://www.chevron.com/worldwide/united-states>

Cullen Taylor, et al. Recuperación mejorada de petróleo prueba de candidato de campo: Wyoming. [2016]

ECOPETROL S.A., II Foro mundial de recobro mejorado. [En línea] [2014] Disponible en: <https://peakoilcolombia.files.wordpress.com/2017/06/presentacic3b3n-ecopetrc3b3l-recobro-mejorado.pdf>

ECOPETROL. Carta petrolera-Castilla recargado. [2003/2004] [en línea] disponible en: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

FINCA LODGE, Castilla La Nueva, Meta Colombia. [En línea] Disponible en: <http://www.tierralindafincalodge.com/ubicacion>

FONSECA GOMEZ Juan Manuel, SANCHEZ BURBANO Miguel Ángel, Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff para ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad de América, 2017, p.216

FORERO ROA, Daniel Alfredo. Et al. Evaluación técnico-financiera de alternativas para la reducción de las pérdidas de circulación en la sección de producción (8 ½”) del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. P. 37

Fundación Chile, ¿Qué es la inteligencia artificial y como se puede aplicar a la minería? [2018] [En línea] Disponible en internet: <https://fch.cl/que-es-la-inteligencia-artificial-y-como-se-puede-aplicar-en-la-mineria/>

Geofrik. [En línea] [2012] Disponible en: <https://geofrik.com/2013/02/10/mar-epicontinental/>

Geología local. ESAP [en línea] [2019] Disponible en: [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geologia%20local%20-%20tesalia%20\(27%20pag%20-%2085%20kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/geologia%20local%20-%20tesalia%20(27%20pag%20-%2085%20kb).pdf)

GREASER, Gary R. Et al. Rendimientos de la inyección de vapor en el Campo Kern River. En: Sociedad de ingenieros de petróleos. 1980.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486- 6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 43

JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 47

JIMENEZ HILARIÓN, Laura Melissa et al. Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla. Bogotá D.C, 2018. p. 298

MATEUS PEDRAZA, Sebastián Felipe. Et al. Evaluación de factibilidad de la implementación de la inyección de nanopartículas de sílice como método de recobro mejorado para crudos medianos del campo yarigui-cantagallo mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad de América. 2017.

MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2008. p. 9

NELDER, Chris. Petróleo pesado del Campo petrolífero Kern River. [2011] [En línea] Disponible en: <http://www.getreallist.com/heavy-oil-of-the-kern-river-oil-field.html>

NOSOTROS, Brigham (Stanford U.) Un experimento de campo con un motor de vapor mejorado con espuma in situ. [En línea] [1989] Disponible en: [https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-12784-PA?sort=&s2\\_parent\\_title=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&rows=25&start](https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-12784-PA?sort=&s2_parent_title=&peer_reviewed=&published_between=&rows=25&start)

=75&q=kern+river+field&dc\_issued\_year=1975&dc\_publisher\_facet=&from\_year=&fromSearchResults=true&dc\_type=&to\_year=#

Oilfield Review. Yacimientos de petróleo pesado. [2002/2003] [En línea] Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/petroleos\\_pesados.pdf](http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf)

PEREZ, Maribel. Licenciatura en innovación y Tecnología Educativa. [En línea] Disponible en: <http://docentesinnovadores.perueduca.pe/que-es-y-para-que-necesitamos-una-matriz-de-comparacion/>

POPA, Andréi. Integración de inteligencia artificial y Lean sigma para la optimización de producción en grandes Campos: Aplicación al Campo Kern River. [En línea][2005] Disponible en: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97247-)

[MS?sort=&s2\\_parent\\_title=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&rows=25&start=25&q=kern+river+field&dc\\_issued\\_year=1975&dc\\_publisher\\_facet=&from\\_year=&fromSearchResults=true&dc\\_type=&to\\_year=#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-97247-MS?sort=&s2_parent_title=&peer_reviewed=&published_between=&rows=25&start=25&q=kern+river+field&dc_issued_year=1975&dc_publisher_facet=&from_year=&fromSearchResults=true&dc_type=&to_year=#)

POPA, Andréi. Chevron *Norte América* Exploración y Producción, Identificación de la colocación horizontal del pozo utilizando Lógica difusa. [En línea] [2013] Disponible en: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-166313-MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-166313-MS?sort=&start=0&q=Identification+of+Horizontal+Well+Placement+Using+Fuzzy+Logic+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

R.J, Robinson. Et al. Piloto de inyección de vapor caustico en el Campo Kern River. [En línea] [1977] Disponible en:

Red de docentes innovadores. Lima. Perú. [En línea] Disponible en: [https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI\\_Lectura/LITE/LECT65.pdf](https://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI_Lectura/LITE/LECT65.pdf)

Schlumberger Oilfield Glossary [en línea] [2019] Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery\\_factor.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx)

Schlumberger, Recuperación mejorada de petróleo. [En línea] [2019] Disponible en internet:

T.R, Blevins. R.H Billingsley. Diez patrones de inyección de vapor, Campo Kern River, California.1975.

TARAZONA ARIZA, María Camila. Et al. Técnica para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. En: El reventón energético. Enero/Junio, 2017, vol 15, P. 109,117.

TECNICA. “Enhanced Oil Recovery”, Tecnica Petroleum Services Ltd, Canadá (2001)

Unidades estratigráficas. [En línea] [2019] Disponible en:  
<http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2018%20Unidades%20estratigraficas.pdf>

VASQUEZ C. Hernán. La historia del petróleo colombiano En: Universidad Eafit No. 93 [1994] [En línea] Disponible en:

VILLAMIZAR, Esteban. Et al., Modelo de investigación en gestión de proyectos para la investigación en ingeniería. Bogotá D.C. 2010. Disponible en:  
<http://www.scielo.org.co/pdf/ean/n74/n74a05.pdf>