

DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN ADECUADA DE UN  
CAMPO PETROLERO CON ACUIFERO ACTIVO ASOCIADA AL MANEJO Y  
DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA PRODUCIDA

DIEGO MAURICIO POVEDA RODRIGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2013

DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN ADECUADA DE UN  
CAMPO PETROLERO CON ACUIFERO ACTIVO ASOCIADA AL MANEJO Y  
DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA PRODUCIDA

DIEGO MAURICIO POVEDA RODRIGUEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TITULO DE ESPECIALISTA EN  
GERENCIA DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR  
INGENIERO CARLOS EDUARDO BOTERO VILLA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2013

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	10
1.FASES DEL NEGOCIO DEL PETRÓLEO. ....	12
2.MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO.....	14
3.ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	16
4.LEGISLACIÓN COLOMBIANA Y PROCEDIMIENTOS. ....	28
5.PROCESOS Y PERMISOS AMBIENTALES REQUERIDOS. ....	34
5.1Licencia ambiental.....	34
5.2Estudio de Impacto Ambiental.....	37
6.SELECCIÓN DE ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN ADECUADA DE UN CAMPO PETROLERO CON ACUIFERO ACTIVO.....	42
7.ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA ESTRATEGIA SELECCIONADA DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO.....	48
8.CONCLUSIONES.....	56
9.RECOMENDACIONES.....	57
10.BIBLIOGRAFÍA.....	58

## LISTA DE GRÁFICAS

Figura 1. Columna Estratigráfica Del Área Meta-Casanare.....	19
Gráfica 1. Comportamiento de Agua y Crudo Caso 1.....	48
Gráfica 2. CAPEX y Flujo de caja Caso 1.....	49
Gráfica 3. Límite Económico Caso 1.....	50
Gráfica 4. Comportamiento de Agua y Crudo Caso 2.....	52
Gráfica 5. CAPEX y Flujo de caja Caso 2.....	53
Gráfica 6. Límite Económico Caso 2.....	54

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. División de la formación Guayabo.....	23
Tabla 2. Normatividad Colombiana para Calidad de Agua.....	28
Tabla 3. Resumen parámetros de referencia de los principales decretos para monitoreos de agua de vertimiento.....	39
Tabla 4. Característica de Yacimientos con Acuíferos activos.....	42
Tabla 5. Premisas del Caso 1.....	44
Tabla 6. Costos fijos para el Opex del Caso 1.....	44
Tabla 7. Costos variables para el Opex del Caso 1.....	44
Tabla 8. Distribución del Capex para Caso 1. ....	45
Tabla 9. Premisas del Caso 2.....	46
Tabla 10. Costos fijos para el Opex del Caso 2.....	46
Tabla 11. Costos variables para el Opex del Caso 2.....	46
Tabla 12. Distribución del Capex para Caso 2. ....	47
Tabla 13. Resumen de variables económicas Caso 1.....	51.
Tabla 14. Resumen de variables económicas Caso 2.....	55.
Tabla 15. Resumen de variables económicas Caso 2 suponiendo límite económico en año 8.....	55

## RESUMEN

### TITULO

**DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN ADECUADA DE UN CAMPO PETROLERO CON ACUIFERO ACTIVO ASOCIADA AL MANEJO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA PRODUCIDA.<sup>1</sup>**

### AUTOR

DIEGO MAURICIO POVEDA RODRÍGUEZ.<sup>2</sup>

### PALABRAS CLAVES

Fases del negocio petrolero, mecanismos de producción de un yacimiento petrolero, acuífero activo, reinyección, contratos E&P, CAPEX, OPEX, flujo de caja, límite económico, VPN, TIR, F&D, RR, reservas recuperables, Netback

### DESCRIPCION

Los yacimientos productores de la cuenca de los Llanos Orientales se caracterizan por tener altos índices de productividad que inicialmente garantizan una alta producción de fluidos pero luego se genera una irrupción acelerada del agua y una drástica reducción de hidrocarburos. Este tipo de yacimientos en su gran mayoría presentan un sistema de acuíferos activos que garantizan energía constante durante el periodo de explotación del yacimiento.

Con este trabajo de monografía se pretende dar pautas generales prácticas para el establecimiento de estrategias de explotación adecuadas que lleven a las empresas a dar un manejo y disposición final del agua producida mediante reinyección, de forma segura, ambientalmente amigable, generando el menor impacto ambiental y maximizando el flujo de caja durante el periodo inicial de producción donde se obtiene un gran volumen de reservas del yacimiento.

Durante el proceso se plantean 2 estrategias de explotación de un yacimiento similar (teórico, basado en características de yacimientos de la cuenca de los llanos orientales), a las cuales se les hará un flujo de caja, determinando importantes variables para definir el análisis económico de cada una de estas alternativas de explotación, y seleccionando la mejor.

Adicional, se presenta una guía donde se podrá encontrar apoyo en cuanto a legislación colombiana sobre vertimientos de agua, descripción estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales con recomendaciones para la reinyección, y apoyo en cuanto a procesos y permisos ambientales a desarrollar en Colombia.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Monografía

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ingeniero Carlos Eduardo Botero.

## ABSTRACT

### TITLE

**DEFINITION OF THE EXPLOITATION PROPERLY STRATEGY OF A PETROLEUM FIELD WITH ACTIVE AQUIFER ASSOCIATED TO HANDLING AND FINAL DISPOSITION OF PRODUCED WATER.<sup>3</sup>**

### AUTHOR

DIEGO MAURICIO POVEDA RODRÍGUEZ.<sup>4</sup>

### KEY WORDS

Phases of the oil business, production mechanisms of an oil field, active aquifer, reinjection, E & P contracts, CAPEX, OPEX, cash flow, economic limit, NPV, IRR, F & D, RR, recoverable reserves, netback

### DESCRIPTION

The producing reservoirs in the Colombian basin of the eastern plains are characterized by high productivity that ensure high production initially fluid but then generate a rapid irruption of water and a drastic reduction of hydrocarbons. This type of reservoirs on the whole, present active aquifer system that ensure consistent power for the exploitation of the deposit period.

This monograph paper aims to give practical general guidelines for establishing appropriate operating strategies carrying the companies to provide handling and produced water final disposal by reinjection, safely, environmentally friendly, generating less environmental impact and maximizing cash flow during the initial period of production where you get a large volume of reserves of the reservoir.

During the process raised two exploitation strategies of a similar reservoir (theoretical, based on reservoir characteristics of the basin of the eastern lowlands), to which they will cash flow, determining important variables to define the economic analysis each of these alternative operating and choosing the best one.

Additional, is a guide where you can find support Colombian law regarding water disposal, stratigraphic description of the basin of eastern plains with recommendations for reinjection, and support in terms of processes and environmental permits to develop in Colombia.

---

<sup>3</sup> Monograph to quality for Hydrocarbon Management Specialist Degree

<sup>4</sup> Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Engineer Carlos Eduardo Botero.

## INTRODUCCIÓN

La realidad de estos yacimientos es que para producir crudo generando rentabilidad es necesario producir, manejar y disponer altos volúmenes de agua en forma eficiente, económica y ambientalmente amigable. Lo anterior se logra con una planeación estratégica desde el comienzo del proyecto concentrando esfuerzos en la administración del yacimiento, construcción de facilidades adecuadas, selección de la estrategia de disposición de agua producida, obtención de permisos y licencias ambientales; todo enmarcado en un lapso de tiempo pertinente para lograr beneficios óptimos para el flujo de caja del proyecto y la maximización en la recuperación de reservas.

Muchas de las empresas que manejan este tipo de yacimientos, al tener descubrimientos, se enfocan en ampliar sus facilidades para manejo y tratamiento del hidrocarburo, pues es quien da el flujo de caja, y aplazan los procesos de construcción de facilidades para manejo y tratamiento de agua, permisos ambientales requeridos, selección de alternativas de disposición entre otras. Cuando el agua llega, generalmente mucho más temprano de lo esperado se inician procesos para dar soluciones a corto plazo que no siempre dan los resultados esperados y que finalmente generan re-procesos, sobrecostos y demás afectaciones al proyecto.

La disposición final del agua asociada por cualquier método está estrechamente relacionada con la estrategia de explotación del yacimiento y con la continuidad del proyecto. En este tipo de yacimientos se produce mucha más agua que crudo y en muchas oportunidades se encuentran limitantes para su manejo como la ubicación de una formación con buenas capacidades de recibo de agua, los tiempos de construcción de facilidades de tratamiento y disposición, y la normatividad ambiental existente que cada día es más exigente, entre otras.

El establecer una estrategia de disposición de agua producida que cumpla con los requerimientos ambientales y técnicos va a ayudar a las empresas petroleras que tienen yacimientos con acuíferos activos a tomar decisiones en tiempos adecuados, en aras de mantener una administración del recurso enfocada a optimizar la recuperación de reservas, que finalmente se ve reflejada en un flujo de caja saludable para el proyecto.

Con este trabajo de monografía se pretende dar pautas generales prácticas para el establecimiento de estrategias que lleven a las empresas a dar un manejo y disposición final del agua producida de forma adecuada para garantizar la continuidad del proyecto y la extracción eficiente de las reservas.

## 1. FASES DEL NEGOCIO DEL PETRÓLEO.

Un contrato de Exploración y Producción de hidrocarburos (E&P) firmado entre una empresa inversionista y el Estado, que en caso de Colombia está representado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se divide en las siguientes fases para cubrir las etapas básicas del Proyecto:

### + PLANEACIÓN.

- ✓ Estudio de información sobre los bloques o negocios de interés.
- ✓ Proceso de adquisición del bloque mediante rondas oficiales de la ANH, compra de bloques ya adjudicados de forma parcial o total, u otros tipos de negocios como Contratos de Asociación, Producción Incremental, entre otros.

### + EXPLORACIÓN.

- ✓ Elaboración de permisos para prospección sísmica.
- ✓ Elaboración de líneas base socio – ambientales del bloque.
- ✓ Realización de consultas previas (si son requeridas)
- ✓ Evaluación, elaboración y solicitud de Planes de Manejo Ambiental y Licencias Ambientales exploratorias.
- ✓ Prospección sísmica.
- ✓ Análisis e interpretación de los resultados de la sísmica.
- ✓ Definición de prospectos.
- ✓ Perforación de pozos exploratorios.

### + PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

- ✓ Evaluación de producción de pozos exploratorios. Pruebas cortas y extensas.
- ✓ Evaluación de condiciones del yacimiento mediante pruebas especializadas.

- ✓ Construcción de facilidades tempranas de producción.
- ✓ Delimitación del Yacimiento.
- ✓ Solicitud / Modificación / Actualización de Planes de Manejo Ambiental y Licencias Ambientales para explotación del yacimiento.
- ✓ Declaración de comercialidad del bloque / campo.
- ✓ Definición de estrategia de explotación / producción del yacimiento.

#### ✚ PRODUCCIÓN COMERCIAL.

- ✓ Construcción de facilidades definitivas.
- ✓ Campañas de perforación de pozos infill.
- ✓ Optimización de procesos para mantener comercialmente viable el proyecto.

#### ✚ CIERRE Y ABANDONO.

- ✓ Abandono de pozos.
- ✓ Desmantelamiento de infraestructura petrolera.
- ✓ Recuperación del paisaje y de la capacidad productiva agrícola y pecuaria del territorio.

Luego de la experiencia práctica trabajando en varios campos petroleros ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales, unos maduros, y otros desde la etapa exploratoria, la recomendación en aras de optimizar tiempos y tener permisos por parte de las autoridades ambientales es incluir desde la solicitud de Licencia Ambiental Exploratoria, la actividad de inyección o reinyección del agua asociada producida.

## 2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO

En este capítulo se van a enunciar los diferentes mecanismos de producción de un yacimiento Petrolero. Para efectos del presente trabajo se hará énfasis en la *recuperación primaria usando la energía natural del acuífero activo del yacimiento* (empuje de agua). Si bien se hace la descripción de todos los mecanismos de producción, durante este documento no se va a entrar en detalles teóricos de cada uno, y en el análisis técnico – económico final no se va a analizar la recuperación secundaria, pues no hace parte de los objetivos.

### ✚ RECUPERACION PRIMARIA.

Las reservas se producen por métodos primarios usando la energía natural interna del yacimiento.

- Gas en solución (depleción).
- Empuje de agua.
- Capa de gas.
- Gravitacional.
- Combinado.

### ✚ RECUPERACION MEJORADA.

Las reservas se producen por métodos mejorados usando energía adicional.

### ✓ RECUPERACION SECUNDARIA.

(Métodos convencionales)

- Inyección de agua.
- Inyección de gas.
- WAG.
- Inyección de agua después de inyectar gas.
- Inyección de agua en una capa de gas secundaria.

- Pulsaciones de presión.
- Inyección de gas y drenaje gravitacional.
- Inyección cruzada y perforación de relleno.

✓ RECUPERACION TERCIARIA.

Alteración de las propiedades de roca o fluidos in-situ.

- Métodos térmicos.
  - Inyección cíclica de vapor.
  - Empuje con vapor.
  - Combustión in-situ.
- Métodos químicos.
  - Inyección de polímeros.
  - Inyección alcalina.
  - Agentes surface-tenso activos.
  - Inyección de surfactantes.
- Métodos miscibles.
  - Miscelar/polímeros.
  - Solventes hidrocarburos.
    - ✓ Gases pobres a alta presión.
    - ✓ Gases ricos.
    - ✓ LPG.
  - Alcohol.
  - CO2 miscible.
- Desplazamiento inmisible con CO.
  - Inyección de CO2 inmisible.
  - Empuje CO2 en solución.
- Otros
  - Inyección de bacterias.
  - Golpear el yacimiento.

### 3. ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES<sup>5</sup>

La estratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales va desde el basamento económico principalmente rocas pre cretácicas, hasta el cuaternario. La Figura. 1 presenta la columna estratigráfica correspondiente al área, Petrominerales a trabajado la cuenca de los llanos con la nomenclatura de Casanare, en esta tabla se colocan la Nomenclatura usada en Casanare con las correspondientes unidades del Meta.

El basamento económico ha sido perforado por varios pozos encontrando rocas de edad Paleozoica principalmente. La mayoría de rocas datadas corresponde al Ordovícico.

La secuencia Mesozoica correspondiente al Cretácico corresponde a las formaciones Guadalupe, Gacheta y Ubaque que ha sido perforada por el pozo Upia-1 y los pozos perforados por Petrominerales.

El Cenozoico (Terciario y Cuaternario), las unidades de Guayabo, León, Carbonera y Mirador, de edades Eoceno al reciente se encuentra en el área, mientras que las Formaciones Los cuervos y Barco están parcialmente presentes, evidenciando la discordancia Terciario-cretácico.

#### ○ PALEOZOICO

Regionalmente se han reconocido tres secuencias, dos pertenecientes al Paleozoico Inferior y una al Paleozoico Superior.

---

<sup>5</sup> Documento de diseño de piloto de Inyección de agua tipo disposal para el campo Corcel. Petrominerales Colombia LTD. 2007.

El Paleozoico inferior aflora en la Serranía de La Macarena y se denominó como serie Güejar. La sección inferior tiene las Unidades Ariari, Guapí y Duda, que corresponden a esquistos, filitas, calizas dolomíticas, lavas almohadilladas, silos diabásicos, shales violáceos y verdes, cuarcitas y localmente conglomerados, descansando discordantemente sobre el basamento cristalino precámbrico.

La secuencia superior del Paleozoico Inferior está compuesta por shale silíceo gris oscuro, intercalado con lodolitas y arcosas de ambiente marino somero. De acuerdo con el contenido palinológico y faunística (trilobites y graptolites) se le asigna edad Ordovícico.

El Paleozoico Superior consiste de limolitas y areniscas, ha sido reconocido a lo largo de la Cordillera Oriental; sin embargo, en la cuenca de Llanos, no ha sido bien identificado, aunque se reportan sedimentos datados palinológicamente como Devónico – Pérmico.

- **TRIÁSICO- JURÁSICO**

La descripción litológica de estas rocas corresponde a sedimentos rojos posiblemente depositados en cuencas aisladas sobre sedimentos Cambro-Ordovícicos<sup>6</sup>. Las rocas del Triásico y Jurásico no se han reportado en el área.

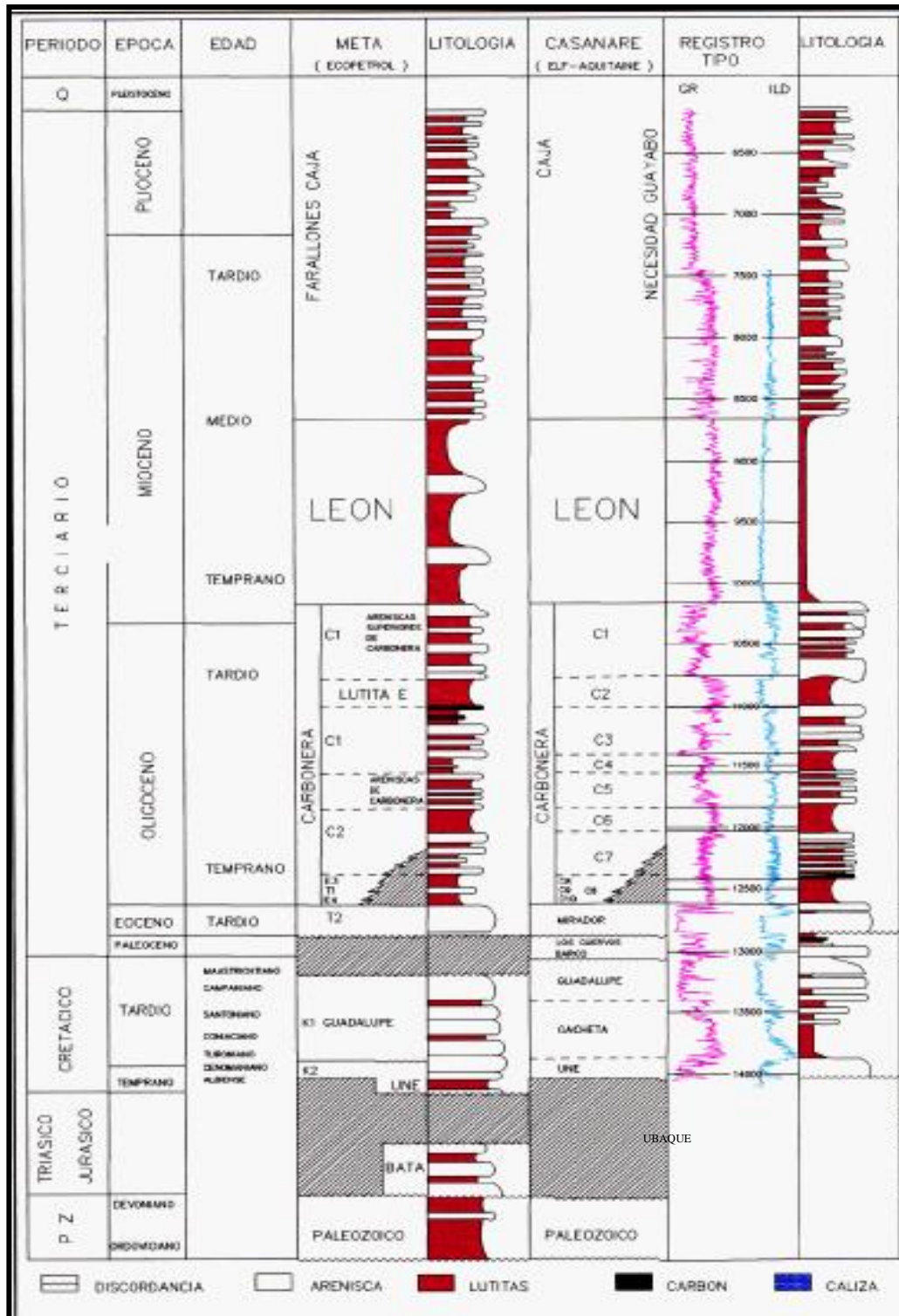
- **CRETÁCICO**

La depositación durante el cretácico muestra los mayores espesores hacia el Oeste y las rocas se acuñan hacia el flanco Este de la cuenca, mostrándose significativamente más jóvenes hacia el Este, En el área de estudio se adelgazan hacia el Sureste y presenta los máximos espesores en dirección Noroeste.

---

<sup>6</sup> ICP 1991

Figura 1. Columna Estratigráfica Del Área Meta-Casanare.



Fuentes: Petrominerales

Las rocas cretácicas del sector Meta se divide en la Formación Guadalupe y a su vez, las subdividió en dos unidades operacionales informales, una Inferior (K2) y una Superior (K1),<sup>7</sup>.

La Formación Gacheta está constituida por shales grises oscuros con intercalaciones menores de areniscas que representan las superficies de trasgresión marina durante este periodo. La Formación Guadalupe comprende Areniscas de grano fino a medio depositadas en un ambiente marino somero a transicional.

K2 y K1 han sido datadas como Cenomaniano – Maastrichtiano Inferior.

En el área se encuentra presente parte de la formación Guadalupe que parece estar desapareciendo hacia el sur-este.

- **TERCIARIO INFERIOR**

El registro litológico del Paleoceno, correspondiente a la por la Formación Barco, y la Formación Los Cuervos que están parcialmente presente en esta parte de Cuenca de Llanos,

El hiato deposicional para el intervalo comprendido entre el Eoceno Inferior a Eoceno Medio mas temprano, es debido a la colisión de la Placa del Caribe, provocando la discordancia del Eoceno Medio, esta discordancia se evidencia mas hacia el área de Apiay y hacia el pozo Negrito-1.

La deposición en la cuenca de llanos se reactivó durante el Eoceno Medio Tardío, con la deposición de la Formación Mirador, que se encuentra en el sector del Meta.

---

<sup>7</sup> Nomenclatura usada por ECOPETROL

En el sur del área de Apiay, se describe la Formación Mirador como un conjunto de areniscas friables, limpias, cuarzosas de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomeráticas, con baja proporción de intercalaciones de shales y limolitas, esta descripción corresponde al nivel T2-2 . En el área de Meta, el espesor de la Formación Mirador varía entre 0 y 360 pies (0-120 metros). El contacto superior con la formación Carbonera es concordante en esta parte de la cuenca de llanos.

En cuanto al ambiente de depósito, Kendall et al (1982) interpretan la Formación Mirador como relleno de canal. El nivel T2-1, definido como Oligoceno, correlacionable con la Formación Carbonera, es datado como Eoceno Superior – Oligoceno. Esta Unidad se presenta como intercalaciones de areniscas muy sucias de grano muy fino con limolitas y shales, con un contacto gradacional con la Unidad suprayacente.

La sección correspondiente al Oligoceno – Mioceno Inferior está representada por la Formación Carbonera. Kendall et al (1982) describen en la parte Sur del área de Apiay, tres unidades de Base a Tope denominadas Carbonera Inferior, Carbonera Medio y Carbonera Superior. En general la Formación Carbonera está constituida por intercalaciones de shale, limolita, arcillolita, y en menor cantidad arenisca. Ocasionalmente se presentan delgadas capas de carbón. Hacia el tope se presenta una arcillolita gris azulosa, denominada según ECOPETROL (1981) como Lutita E o Carbonera 2, que se expresa como un marcador de correlación regional.

ECOPETROL dividió la unidad en ocho unidades operacionales, denominadas de base a tope, Arenisca T2, Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas del Carbonera, Conjunto C1, Lutita E y Areniscas Superiores del Carbonera. En la Figura 6, se muestra la columna estratigráfica del área de Meta, y se puede observar estas unidades como asociadas a la Formación Carbonera.

El máximo espesor de esta Formación se encuentra en el área de Apiay – Castilla, donde es superior a los 3.400 pies (1150 m).

- **TERCIARIO SUPERIOR – CUATERNARIO**

Está representado por dos paquetes sedimentarios, el inferior, conocido como Formación León o León Shale, suprayace la Formación Carbonera y está presente en gran parte de la cuenca de Llanos. Esta Formación ha sido datada como Mioceno Medio.

La Formación León ha sido descrita como una serie de Shales verdes a grises localmente carbonosos. Con ocasionales intercalaciones de limolita. Los espesores de esta Formación varían de 130 a 1.900 pies (45 a 650 m) El contacto infrayacente con la Formación Carbonera es gradacional.

Las secciones más jóvenes de la secuencia corresponden a la Formación Guayabo – Necesidad, corresponde a secuencias de capas rojas con arcillolitas marrón e intercalaciones de areniscas grises, blancas y rojizas. El contacto inferior de esta Formación ha sido reportado en diferentes partes concordante y discordante indistintamente. Su espesor varía entre los 2000 y 8000 pies (650 a 2600 m).

### **Roca Almacenadora**

Para el proceso de inyección de aguas se han identificado las formaciones Guayabo, Carbonera, Mirador y Guadalupe como candidatas para este proceso.

La formación Mirador presenta porosidades que varían entre 14% - 18%. Guadalupe de 12% a 15% y las Arenas Inferiores 13% -18%.

## **Principales Unidades Para La Inyección De Agua.**

Para el proceso de inyección de agua se evaluaron las diferentes unidades desde La formación Guayabo hasta el paleozoico que cumplen con las características petrofísicas y podrían ser usadas para el proceso de inyección de agua en esta área. A continuación se resumen las unidades que cumplen con las características necesarias para la inyección.

- **Formación Guayabo**

La Formación Guayabo se encuentra en contacto discordante con la Formación León hacia la base y en contacto neto con la Formación Necesidad hacia el tope. Se le asigna una edad del Mioceno superior-Plioceno, el ambiente depósito se considera marino hacia la base y fluvio- marino a continental hacia el tope.

La Formación Guayabo se dividió en dos intervalos, superior e inferior. Que son descritos en la Tabla 1.

En general la litología de la formación Guayabo esta compuesta por una intercalación de areniscas de 10 pies a 65 pies de espesor, arcillolitas y por algunas intercalaciones de limonitas. Las areniscas son pardas amarillentas, grises claras pero con predominio de colores rojizos y pardos, son de grano grueso a conglomeráticas, con granos de cuarzo subangulares a subredondeados con la selección pobre a moderada y abundante a moderada matriz arcillosa.

**Tabla 1. División de la formación Guayabo.**

UNIDAD	Descripción
GUAYABO SUPERIOR	Se presentan arenas de 10' a 40' de espesor compuesta por cuarzo, amarillo subtranslúcido, alguno subtranslúcido, grano medio a grueso, ocasional muy grueso a gránulos, alguno fino, subredondeado, en parte subangular, subesférico, sorteamiento pobre a moderado. Sin manifestación de hidrocarburos. Con intercalaciones de arcillolita marrón rojiza, ocasional gris clara alguna con moteamiento rojizo, domina amorfa y blanda, alguna consolidada y blocosa, frecuente soluble, en parte pegajosa, alguna plástica, ocasional con inclusión de granos finos de cuarzo, local limosa, no calcárea.
GUAYABO INFERIOR	ARENA: Cuarzo, translucido, subtranslucido, rojo translucido, menor amarillo translucido, grano fino a medio, menor grueso, subangular a subredondeado, ocasional redondeado, pobre sorteamiento. Sin manifestación de hidrocarburos. Con algunas intercalaciones menores de arcilla parda rojiza, menor rosada, amorfa, blanda, soluble, ligeramente hinchable, no calcárea. También gris medio a claro, moderadamente blocosa a blocosa, firme, no soluble, no hinchable, no calcárea.

**Fuentes:** Petrominerales

Las arcillas son abigarradas, pardas, rojizas, grises claras, blandas solubles, localmente arenosas y con frecuentes inclusiones de granos de cuarzo. Las limonitas son rojizas pardas, rojo ladrillo y amarillas, moderadamente consolidadas a bien consolidadas. Las capas de areniscas son gruesas y predominan en la parte superior de la formación, mientras que las capas de arcilla predominan hacia la parte inferior.

La unidad superior y la unidad inferior presentan arenas que pueden usarse para la inyección del agua de producción, pero se tiene como opción principal las arenas de Guayabo inferior por que presenta algunos canales aislados por arcillas mientras que la parte superior es mas arenosa y limosa.

- **Formación Carbonera**

La Formación esta dividida en ocho conjuntos litológicos, los conjuntos designados con números impares (C1, C3, C5, C7) son predominantemente arenosos y los enumerados como pares (C2, C4, C6 y C8) son predominantemente arcillosos y lutíticos con un ambiente continental a marino somero.

Los conjuntos de lutitas y arcillas están intercalados con arenas y limolitas. Las lutitas varían de color con tonos grises a grises verdosos y grises oscuros, con delgadas capas de carbón y presencia de micas, moderadamente firmes. Las arcillolitas son grises claras a blancas moderadamente firmes, no calcáreas a ligeramente calcáreas, con trazas de pirita.

Las arenas son blancas a crema de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas.

La formación Carbonera se pone en contacto neto con la Formación Mirador y hacia el tope, en contacto neto con la Formación León.

La Formación Carbonera puede clasificarse como Eoceno superior-Mioceno Inferior; además puede correlacionarse con la Formación Carbonera presente en el sector del Meta. El ambiente de depositación de la Formación Carbonera es transicional marino.

## **Carbonera C1**

Formado por bancos de arenas de 10' a 30' de espesor, gris claro, a blanca cemento calcáreo de grano fino a muy fino, Cuarzosa, hialina, menor translucida, alguna blanca, grano muy fino a fino, subangular, menor subredondeado, subesferico . Se presentan intercalaciones de arcillolita, lutita y limonita. La arcillolita es gris verdosa clara a media, parda rojiza, parda amarillenta clara a media, blanca, blanca moteada con parda rojiza, parda media, amorfa, menor blocosa, blanda, alguna soluble, ligeramente pegajosa, no calcárea.

La lutita es gris verdoso medio a oscuro, gris pardo claro a medio, astillosa, fusil menor laminar, firme a moderadamente firme, menor blanda, no hidratable, no calcárea, micropíritica, arenosa.

La limonita es pardo claro a medio, gris claro a gris medio, pardo medio a oscuro carbonoso, blocosa, blanda, menor firme a moderadamente firme, frecuentemente con minerales negros incluidos, arenosa.

Esta formación presenta algunos canales que presentan bastantes arcillas y que la porosidad no parece ser muy buena.

## **Carbonera C3**

La descripción es muy similar a las encontradas en Carbonera-C1. El espesor de esta formación es de 294 pies. Los espesores de las arenas encontradas en esta formación 5' a 15' por lo cual no tienen el mismo potencial que otras unidades.

Los registros en esta unidad no permiten correlacionar canales entre los pozos con una buena continuidad y espesor, por lo cual no constituye un buen candidato para el proceso de inyección.

## **Carbonera C5**

ARENA: Cuarzo, translúcido, hialino, blanco, menor translucido grano muy fino a fino, menor grano medio, subredondeado a redondeado, menor subangular, subesferico, moderada a buena selección. Sin manifestación de hidrocarburos. ARCILLOLITA: Predomina gris clara, blanca, gris verdosa clara, local parda clara, ocasional parda rojiza, parda amarillenta, alguna púrpura grisácea, púrpura, blocosa, en parte aplanada, blanda, menor firme, soluble, en parte limosa, alguna hidratable, no calcárea. LIMOLITA: Gris pardusca, parda clara, ocasional gris clara, consolidada, blocosa, en parte aplanada, alguna con inclusiones de cuarzo, no calcárea. TRAZAS LIMOLITA: Gris media, parda rojiza, blocosa, moderadamente dura, arenosa, ocasional soluble, no calcárea.

## **Carbonera-C7**

Las arenas son cuarzo, translúcido, grano muy fino a fino, menor grano medio, subredondeado, menor subangular, subesferico, moderada selección. Las arcillolitas son gris clara, blanca, gris verdosa clara, local parda clara, ocasional parda rojiza, parda amarillenta, alguna púrpura grisácea, púrpura, blocosa, en parte aplanada, blanda, menor firme, soluble, en parte limosa, alguna hidratable, no calcárea.

Las limolitas gris pardusca, parda clara, ocasional gris clara, consolidada, blocosa, en parte aplanada, alguna con inclusiones de cuarzo, no calcárea.

- **Formación Mirador**

Constituida principalmente por arenas depositadas en un ambiente fluvio-deltaico, de depósitos que varían entre depósitos de delta marginal a distributarios y canales fluviales.

Las arenas presentan tonalidades blancas a crema, de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas; ocasionalmente se encuentran limolitas y arcillas de rellenos de estuario.

La Formación Mirador se encuentra limitada basalmente por una inconformidad que a su vez determina el hiato y activa erosión del Eoceno Temprano-Eoceno medio y hacia la parte superior esta en contacto neto con la Formación Carbonera, aunque en algunas partes es discordante. La edad de la Formación Mirador corresponde al Eoceno Inferior, aunque algunos autores consideran a la Formación Mirador como un miembro basal de la Formación Carbonera.

- **Formación Guadalupe**

Principalmente son areniscas blancas de ambientes marinos someros con intercalaciones menores de lutitas y algunas capas de limolitas, con presencia de trazas de calcita, glauconita y caolinita.

Las arenas son claras translúcidas a blancas lechosas con tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesa, sub-angulares a sub-redondeados pobre a regularmente sorteados.

El contacto inferior de la formación lo constituye la Formación Gacheta y el contacto superior se encuentra discordante con las formaciones Barco- Los Cuervos y algunas veces con el Mirador. La edad asignada a la formación se encuentra entre el Campaniano – Maastrichtiano. Y fue depositada en ambiente de plataforma marina somera hacia el sector occidental.

#### 4. LEGISLACIÓN COLOMBIANA Y PROCEDIMIENTOS.

La legislación colombiana ha ido migrando con el paso del tiempo, y por fortuna esta migración viene siendo un sinónimo de optimización y fortalecimiento de los parámetros mínimos requeridos para vertimientos de agua directa a fuentes hídricas. A continuación un breve resumen cronológico.

**Tabla 2. Normatividad Colombiana para Calidad de Agua<sup>8</sup>**

TITULO DE LA NORMA	DESCRIPCIÓN
Decreto 1594 de 1984	Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 09 de 1979, así como el Capítulo II del Título VI - Parte III - Libro II y el Título III de la Parte III Libro I del Decreto 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos.
Decreto 775 del 16 de abril de 1990	Por el cual se reglamentan parcialmente los Títulos III, V, VI, VII y XI de la Ley 09 de 1979, sobre uso y manejo de plaguicidas.
Ley 99 de 1993	Crea el Ministerio del Medio Ambiente, reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, organiza el Sistema de Información Nacional Ambiental SINA y otras disposiciones.
Decreto 3100 de Octubre de 2003	Por medio del cual se reglamenta las tasas retributivas por la utilización directa del agua como receptor de los vertimientos puntuales.
Decreto 3440 de 2004.	Por el cual se modifica el Decreto 3100 de 2003 y se adoptan otras disposiciones.
Decreto 1575 de 2007 – Resolución 2115 de 2007	Por el cual se establece el sistema para la protección y control de la calidad del agua para consumo humano.
Decreto 3957 del 19 de junio de 2009	Por el cual se establecen modificaciones a algunos valores de los parámetros expuestos en el decreto 1594 de 1984.
Decreto 3930 de 2010	Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones.

**Fuentes: Petrominerales**

<sup>8</sup> Resumen propio Petrominerales Colombia Ltd.

Durante mucho tiempo tuvo vigencia el Decreto 1594 de 1984 para monitoreos de aguas de vertimiento, incluso hoy día aún existen Licencias Ambientales de campos petroleros E&P y Planes de Manejo Ambiental de campos regidos por la Ley 99 de 1993 que tienen como referencia para sus vertimientos de agua este Decreto. Como se observará en la tabla 3, éste presenta una serie de parámetros con requerimientos mínimos que son muy altos y otros que se prestan a interpretaciones y que generan permisividad ampliando las posibilidades de generar impactos contaminantes a las fuentes hídricas.

Con la entrada en vigencia del Decreto 3930 de 2010, muchas Licencias Ambientales están migrando a regirse por sus parámetros, generando mayores exigencias y por tanto su cumplimiento implica menor impacto por contaminación a fuentes hídricas. Obviamente esta mayor exigencia lleva a las compañías operadoras a generar mayores inversiones en facilidades y nuevas tecnologías para cumplir.

Los 2 decretos aplican para vertimientos de agua de forma directa a fuentes hídricas, pero en algunas ocasiones, la ANLA los usa como parámetros de referencia para inyección en formaciones. A continuación se presenta una tabla comparativa de estos decretos.

**Tabla 3. Resumen parámetros de referencia de los principales decretos para monitoreos de agua de vertimiento.** <sup>9</sup>

PARAMETRO	UNIDADES	METODO DE ANALISIS	DECRETO 1594 DE 1984 (ART 40 - USO AGRICOLA)	DECRETO 1594 DE 1984 (ART 41 - USO PECUARIO)	DECRETO 1594 DE 1984 (ART 72, 74 - VERTIMIENTO)	DECRETO 3930 DE 2010	RESOLUCION 2115 DE 2007 (AGUA POTABLE)
ALCALINIDAD	mg CaCO <sub>3</sub> / L	S.M. 2320			< 500		200
ALUMINIO	mg Al /L	S.M. 3500.AI	5.0	5.0		0.5	0.2

<sup>9</sup> Resumen propio Petrominerales Colombia Ltd.

ANTIMONIO	mg Sb/L						0.02
ARSENICO	mg As /L	S.M 3500.As	0.1	0.2	0.5	<b>0.1</b>	0.01
BARIO	mg Ba /L	S.M 3111 D			5.0	<b>0.5</b>	0.7
BERILIO	mg Be /L	S.M 3500.Be	0,1				
BORO	mg B /L	S.M 3500.B	0.3 - 4.0	5.0		<b>0.5</b>	
CADMIO	mg Cd/L	S.M 3.500.Cd	0,01	0.05	0.1	<b>0.01</b>	0.003
CALCIO	mg Ca					80	60
CARBONATO DE SODIO							
CIANURO	mg/L				1.0	<b>0.1</b>	0.05
CLORO RESIDUAL							0.3 - 2.0
CLORUROS	mg Cl <sup>-</sup> / L	S.M. 4500-Cl <sup>-</sup> B		7	<b>&lt; 250</b>	<b>100</b>	250
COBRE			0.2	0.5	3.0	<b>0.5</b>	1.0
COLIFORMES FECALES	UFC/100mL	S.M. 9230 B	1000				
COLIFORMES TOTALES	UFC/100mL	S.M. 9230 B	5000				
COLOR	pt/Co				<b>150</b>	50	15.0
COBALTO	mg Co/L	S.M. 3500.Co				0.5	
CONDUCTIVIDAD	microsiemens/cm				<b>2500</b>		1000
CROMO HEXAVALENTE	Cr+6	S.M 3111 B	0.1	1.0	0.5	0.2	0.05
CROMO	mg/L					<b>0.2</b>	
DEMANDA BIOQUÍMICA DE OXÍGENO DBO <sub>5</sub>	mg O <sub>2</sub> /L	S.M. 5210 B			Remoción > 80% carga	<b>200 (ARD) - 30 (ARI)</b>	
DEMANDA QUÍMICA DE OXÍGENO DQO	mg O <sub>2</sub> /L	S.M. 5220 C				<b>400 (ARD) - 150 (ARI)</b>	
DUREZA TOTAL	mg CaCO <sub>3</sub> / L	S.M. 2340 C			<b>&lt; 500</b>		300
ESTAÑO	mg/L					<b>1</b>	

FENOLES TOTALES	mg/L	S.M. 5530 D			0.2	0.02	
FLORURO	mg/L					5	
FLUOR			1.0				1.0
FORMALDEHIDO (CH <sub>2</sub> O)	mg/L					5	
FOSFATOS							0.5
FOSFORO TOTAL	mg/L					2	
GRASAS Y ACEITES	mg/L	S.M. 5520-B			Remoción > 80% carga	50 (ARD) - 10 (ARI)	0.01
HIDROCARBUROS TOTALES - TPH	mg TPH/L	S.M 5520 F				1	
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLINUCLEARES – HAP	mg/L					0.05	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	µg/L					20	
COMPUESTOS ORGANICOS ALOGENADOS ABSORBIBLES – AOX	mg/L					0.05	
DICLOROETILENO (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> )	mg/L					1	
TRICLOROETILENO (C <sub>2</sub> HCl <sub>3</sub> )	mg/L					1	
TETRACLORURO DE CARBONO (CCl <sub>4</sub> )	mg/L					1	
HIERRO	mg Fe/L	S.M 3111 B	5.0			1	0.3
LITIO	mg Li /L	S.M 3500.Li	2.5			0.1	
MAGNESIO							36
MANGANESO	mg Mn/L	S.M 3500.Mn	0.2			0.1	0.1

MATERIAL FLOTANTE	PRESENCIA/AUSENCIA	VISUAL			AUSENTE	0.5 mg/L	
MERCURIO	mgHg/L			0.01		0.01	0.001
MERCURIO ORGANICO (R-Hg)	mg/L						
MOLIBDENO	mg Mo/L	S.M. 3500.Mo	0.01		0.02	0.01	0.07
NIQUEL	mg Ni/L	S.M. 3500.Ni	0.2		2.0	0.5	0.02
NITRATOS	mg NO <sub>3</sub> <sup>-1</sup> /L	J.R. Caron y Bacquet		90			10
NITRITOS	mg NO <sub>2</sub> <sup>-1</sup> /L	J.R. Zambelli		10			0.1
NITROGENO AMONIACAL (N-NH <sub>3</sub> )	mg/L					10	
NITROGENO TOTAL (N)	mg/L					10	
OXIGENO DISUELTO	mg/L	S.M. 4500-O G			> 4.0		
PH	Unidades de pH	S.M. 4500-H <sup>+</sup>	4.5 - 9.0		5.0 - 9.0	6.0 - 8.5	6.5 - 9.0
PSI	%	S.M 3500.Na			15		
PLATA	mg Ag/L				0.5	0.5	
PLOMO	mg Pb/L	S.M 3111 B	5.0	0.1	0.5	0.1	0.01
POTASIO							
RAS	Unidades	S.M 3500.Na/Ca, Mg			12		
SAAM	mg/L					5 (ARD) - 4 (ARI)	
SELENIO	mg Se /L	S.M 3500.Se	0.02		0.5	0.1	0.01
SODIO	mg Na/L	S.M 3500.Na					
SÓLIDOS SUSPENDIDOS	mg/L	S.M. 2540 D			Remoción > 80% carga	200 (ARD) - 35 (ARI)	
SÓLIDOS TOTALES	mg/L	S.M. 2540 B			500		
SOLIDOS SEDIMENTABLES	ML/L					5 (ARD) - 1(ARI)	

SULFATOS	mg/L					250	250
SULFUROS	mg/L					1	
SULFURO DE CARBONO (CS <sub>2</sub> )	mg/L						
TEMPERATURA	°C	S.M 2550			< 40 °C / 104 °F	La diferencia de T entre el vertimiento y el cuerpo de agua receptor (aguas arriba vertimiento y fuera de la zona de mezcla), debe ser menor a 5° C	
TURBIEDAD	NTU	S.M. 2130.B			75		2.0
VANADIO	mg V /L	S.M 3500.V	0.1			0.5	
ZINC	mg Zn /L	S.M 3500.Zn	2.0	25.0		0.5	3.0

**Fuentes:** Petrominerales

## **5. PROCESOS Y PERMISOS AMBIENTALES REQUERIDOS.**

### **5.1 Licencia ambiental**

Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.

De acuerdo al Art. 3 del Decreto 2820, la Licencia Ambiental, es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.

La Licencia Ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

El uso aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, deberán ser claramente identificados en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

La Licencia Ambiental deberá obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una Licencia Ambiental.

La licencia ambiental se otorgará por la vida útil del proyecto, obra o actividad y cobijará las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y/o terminación.

### **Estudios Ambientales**

Los estudios ambientales a los que se refiere este título son el Diagnóstico Ambiental de Alternativas y el Estudio de Impacto Ambiental que deberán ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

Los estudios ambientales son objeto de emisión de conceptos técnicos, por parte de las autoridades ambientales competentes, estos se elaborarán con base en los términos de referencia que sean expedidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La autoridad ambiental competente podrá adaptarlos a las particularidades del proyecto, obra o actividad.

Los términos de referencia son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales que deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

El solicitante de la licencia ambiental deberá utilizar los términos de referencia, de acuerdos con las condiciones específicas del proyecto, obra o actividad que pretende desarrollar.

### **Diagnóstico Ambiental de Alternativas**

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico y sus características ambientales y sociales, análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

**Contenido básico del Diagnóstico Ambiental de Alternativas.** El Diagnóstico Ambiental de Alternativas deberá contener:

1. Objetivo y alcance del proyecto, obra o actividad.
2. La descripción del proyecto, obra o actividad.
3. La descripción general de las alternativas de localización del proyecto, obra o actividad caracterizando ambientalmente el área de interés e identificando las áreas de manejo especial, así como también las características del entorno social y económico para cada alternativa presentada.
4. La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT.

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003, o la norma que lo modifique o sustituya.

5. La identificación y análisis comparativo de los potenciales riesgos y efectos sobre el medio ambiente y los recursos naturales renovables para las diferentes alternativas estudiadas.
6. Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.
7. Selección y justificación de la mejor alternativa.
8. Un análisis costo-beneficio ambiental de las alternativas

## **5.2 Estudio de Impacto Ambiental**

El estudio de impacto ambiental es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que se requiera licencia ambiental de acuerdo con la ley y este reglamento. Este estudio deberá corresponder en su contenido y profundidad a las características y entorno del proyecto, obra o actividad, e incluir lo siguiente:

1. Objeto y alcance del estudio.
2. Un resumen ejecutivo de su contenido.
3. La delimitación del área de influencia directa e indirecta del proyecto, obra o actividad.
4. La descripción del proyecto, obra o actividad, la cual incluirá: localización, etapas, dimensiones, costos estimados, cronograma de ejecución, procesos,

identificación y estimación básica de los insumos, productos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología a utilizar, sus fuentes y sistemas de control.

5. La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT.

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003.

6. La información sobre los recursos naturales renovables que se pretenden usar, aprovechar o afectar para el desarrollo del proyecto, obra o actividad.

7. Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.

8. La descripción, caracterización y análisis del medio biótico, abiótico, socioeconómico en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.

9. La identificación y evaluación de los impactos ambientales que puedan ocasionar el proyecto, obra o actividad, indicando cuáles pueden prevenirse, mitigarse, corregirse o compensarse.

10. La propuesta de Plan de Manejo Ambiental del proyecto, obra o actividad que deberá contener lo siguiente:

a) Las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales negativos que pueda ocasionar el proyecto, obra o actividad en el medio ambiente y/o a las comunidades durante las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto obra o actividad;

b) El programa de monitoreo del proyecto, obra o actividad con el fin de verificar el cumplimiento de los compromisos y obligaciones ambientales durante la

implementación del Plan de Manejo Ambiental, y verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes. Asimismo, evaluar mediante indicadores el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad, la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de las medidas correctivas necesarias y aplicables a cada caso en particular;

c) El plan de contingencia el cual contendrá las medidas de prevención y atención de la emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto, obra o actividad;

d) Los costos proyectados del Plan de Manejo en relación con el costo total del proyecto obra o actividad y cronograma de ejecución del Plan de Manejo.

### **Dictamen Técnico Ambiental**

El Dictamen Técnico Ambiental -DTA es el concepto técnico y legal realizado por especialistas del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a partir de la evaluación integral de los estudios presentados, para obtener el Registro Nacional de plaguicidas químicos de uso agrícola ante el Instituto Colombiano Agropecuario - ICA.

### **Procedimiento para la obtención del dictamen Técnico Ambiental**

1. Debemos acudir primero ante el Instituto Colombiano Agropecuario ICA, en donde radicaremos la solicitud de DTA dentro del Trámite para obtener Registro Nacional para importar el producto agroquímico.

2. Una vez el ICA encuentre la solicitud completa, remitirá y radicará ante este Ministerio la solicitud de Dictamen Técnico Ambiental, la cual se presentará con todos sus anexos y acompañada de la solicitud que como interesados le remitamos al Ministerio.
3. La autoridad elabora acto de iniciación de trámite e inicia la evaluación.
4. Se solicita información adicional si se considera necesario.
5. El Ministerio nos otorga o nos niega el Dictamen Técnico Ambiental.

### **Control y Seguimiento**

Los proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental, durante su construcción, operación, desmantelamiento o abandono, son objeto de control y seguimiento por parte de las autoridades ambientales, con el propósito de:

1. Verificar la implementación del Plan de Manejo Ambiental, seguimiento y monitoreo, y de contingencia, así como la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo implementadas.
2. Constatar y exigir el cumplimiento de todos los términos, obligaciones y condiciones que se deriven de la licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental.
3. Corroborar cómo es el comportamiento real del medio ambiente y de los recursos naturales frente al desarrollo del proyecto.

4. Evaluar el desempeño ambiental considerando las medidas de manejo establecidas para controlar los impactos ambientales.

En el desarrollo de dicha gestión, la autoridad ambiental podrá realizar entre otras actividades, visitas al lugar donde se desarrolla el proyecto, hacer requerimientos de información, corroborar técnicamente o a través de pruebas los resultados de los monitoreos realizados por el beneficiario de la licencia.

## 6. SELECCIÓN DE ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN ADECUADA DE UN CAMPO PETROLERO CON ACUIFERO ACTIVO

Para efectos del presente documento nos vamos a centrar en un yacimiento con mecanismo de producción por empuje de agua (acuífero activo) que teóricamente tendrá las siguientes características:

**Tabla 4. Característica de Yacimientos con Acuíferos activos.**

<b>CARACTERÍSTICAS DE RESERVIORIOS CON ACUIFERO ASOCIADO</b>	
<b><i>CARACTERÍSTICAS</i></b>	<b><i>TENDENCIA</i></b>
Presión del Reservoirio	Permanece alta.
GOR de superficie	Permanece bajo.
Producción de agua	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.
Comportamiento del pozo	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva.
Recuperación esperada	10 al 70 % del OOIP

**Fuentes:** Autor

Este yacimiento hará parte de un bloque E&P adquirido con la ANH y su etapa comercial se dará hasta el límite económico de su explotación.

Teniendo en cuenta que a pesar de los esfuerzos que ha venido realizando la industria petrolera por reducir y mitigar los altos impactos ambientales en las fases de Exploración, Pruebas de Producción y Producción Comercial, estos continúan siendo muy altos, principalmente por la permisibilidad de la Legislación Colombiana para las emisiones / vertimientos. Por tanto para efectos del presente trabajo, NO se tendrá en cuenta el vertimiento de agua de forma directa a fuentes hídricas y se contempla como Estrategia a seguir la reinyección del agua en formaciones, permitiendo el envío a plantas especializadas y avaladas por las autoridades regionales y nacionales para el vertimiento del agua asociada

cumpliendo la normatividad vigente y en condiciones excepcionales; únicamente durante la etapa de pruebas de producción y construcción de facilidades definitivas.

Tampoco se va a tener en cuenta la reinyección para mantenimiento de presión del Yacimiento, pues una de las grandes ventajas del acuífero activo es que mantiene el yacimiento con alta presión durante la gran mayoría del tiempo de producción comercial del mismo.

Se escogió un yacimiento de 20 MBLS OOIP con comportamiento similar al Campo Corcel<sup>10</sup> para desarrollar el ejercicio. Se darán 2 casos tipo para efectos del ejercicio, y el campo se explotará de forma primaria hasta el límite económico.

No se asumen costos de abandono pues solo se está analizando la producción primaria del Yacimiento.

---

<sup>10</sup> Propiedad de Petrominerales Colombia Ltd.

**CASO 1** *Inyección de agua al inicio de la etapa de explotación. Licencia Ambiental con permiso de inyección en pozos dispositores desde el comienzo del proyecto.*

**Tabla 5. Premisas del Caso 1**

Característica	Unidades	Valor
Precio WTI	U\$/Bbl	90
Ajuste por calidad	U\$/Bbl	4,5
Transporte	U\$/Bbl	10
WACC	%	8%
ORRI	%	2%
Regalías variables	%	8%

Fuentes: Autor

**Tabla 6. Costos fijos para el Opex del Caso 1**

<b>COSTOS FIJOS DENTRO DEL OPEX</b>
Personal
Oficinas y comunicaciones
Campamento
Proceso (crudo - agua - gas)
Disposición de agua
Seguridad y transporte de personal
Catering & Otros
Ingeniería y Servicios Técnicos

Fuentes: Autor

**Tabla 7. Costos variables para el Opex del Caso 1**

<b>COSTOS VARIABLES DENTRO DEL OPEX</b>	
ITEM	USD / BBL
Tratamiento químico del agua	0,080
Tratamiento químico del crudo	0,064
Tratamiento químico para disposición final	0,019
Tratamiento de agua en Planta externa	2,000
Transporte de agua por carro tanque	1,000
Combustible para el proceso (ACPM)	0,400

Fuentes: Autor

**Tabla 8. Distribución del Capex para Caso 1.**

CAPEX		
INVERSIÓN	AÑOS	
	0	1
PLANEACIÓN - EXPLORACIÓN	\$ 5.000.000,00	\$ -
PERFORACIÓN EXPLORATORIA	\$ 18.000.000,00	\$ -
PERFORACION Y COMPLETAMIENTO 4 POZOS PRODUCTORES	\$ -	\$ 72.000.000,00
PERFORACIÓN 3 POZOS INYECTORES	\$ -	\$ 15.000.000,00
PRUEBAS DE PRODUCCION	\$ -	\$ 3.200.000,00
LINEAS DE FLUJO Y OLEODUCTO	\$ -	\$ 850.000,00
FACILIDADES DE PRODUCCION	\$ -	\$ 25.000.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 23.000.000,00</b>	<b>\$ 116.050.000,00</b>
	<b>\$</b>	<b>139.050.000,00</b>

**Fuentes:** Autor

- ✚ Se tendrán facilidades tempranas de producción rentadas por 1 año para manejo de fluidos mientras se construyen facilidades definitivas.
- ✚ Mientras no se tenga pozo inyector, el agua asociada producida tendrá un tratamiento preliminar en las facilidades tempranas y luego serán enviadas por carro tanque a planta externa para su tratamiento y disposición final. Para este ejercicio se estima 1 año con este procedimiento.
- ✚ Cada 3 años se realizarán Well Services para cambio de bomba cargados al OPEX.
- ✚ Perforación Pozos Productores:
  - Meses: 1 – 5 – 10 – 12 – 13
- ✚ Perforación Pozos Inyectores:
  - Meses: 1 – 6 – 11

**CASO 2** *Inyección de agua luego de un tiempo de iniciada la explotación. Licencia ambiental restringida para inyección. Es necesario solicitar modificación de Licencia Ambiental para incluir permisos de inyección de agua.*

---

**Tabla 9. Premisas del Caso 2**

Característica	Unidades	Valor
Precio WTI	U\$/Bbl	90
Ajuste por calidad	U\$/Bbl	4,5
Transporte	U\$/Bbl	10
WACC	%	8%
ORRI	%	2%
Regalías variables	%	8%

Fuentes: Autor

**Tabla 10. Costos fijos para el Opex del Caso 2**

<b>COSTOS FIJOS DENTRO DEL OPEX</b>
Personal
Oficinas y comunicaciones
Campamento
Proceso (crudo - agua - gas)
Disposición de agua
Seguridad y transporte de personal
Catering & Otros
Ingeniería y Servicios Técnicos

Fuentes: Autor

**Tabla 11. Costos variables para el Opex del Caso 2**

<b>COSTOS VARIABLES DENTRO DEL OPEX</b>	
ITEM	USD / BBL
Tratamiento químico del agua	0,080
Tratamiento químico del crudo	0,064
Tratamiento químico para disposición final	0,019
Tratamiento de agua en Planta externa	2,000
Transporte de agua por carro tanque	1,000
Combustible para el proceso (ACPM)	0,400

Fuentes: Autor

**Tabla 12. Distribución del Capex para Caso 2.**

CAPEX			
INVERSIÓN	AÑOS		
	0	1	2
PLANEACIÓN - EXPLORACIÓN	\$ 5.000.000,00	\$ -	\$ -
PERFORACIÓN EXPLORATORIA	\$ 18.000.000,00	\$ -	\$ -
PERFORACION Y COMPLETAMIENTO 4 POZOS PRODUCTORES	\$ -	\$ 36.000.000,00	\$ 36.000.000,00
PERFORACIÓN 3 POZOS INYECTORES	\$ -	\$ -	\$ 15.000.000,00
PRUEBAS DE PRODUCCION	\$ -	\$ 1.600.000,00	\$ 1.600.000,00
LINEAS DE FLUJO Y OLEODUCTO	\$ -	\$ 850.000,00	\$ -
FACILIDADES DE PRODUCCION	\$ -	\$ 12.500.000,00	\$ 12.500.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 23.000.000,00</b>	<b>\$ 50.950.000,00</b>	<b>\$ 65.100.000,00</b>
	<b>\$ 139.050.000,00</b>		

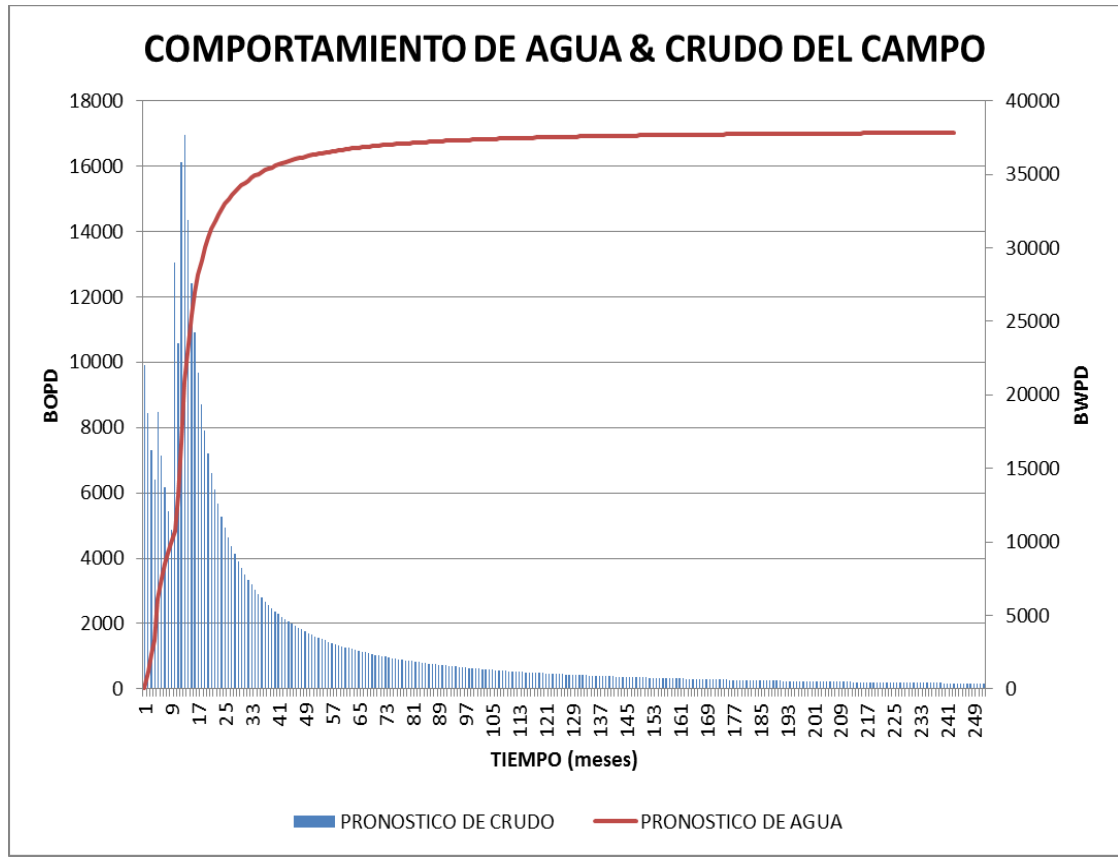
Fuentes: Autor

- ✚ Se tendrán facilidades tempranas de producción rentadas por 2 años para manejo de fluidos mientras se construyen facilidades definitivas.
- ✚ Mientras no se tenga pozo inyector, el agua asociada producida tendrá un tratamiento preliminar en las facilidades tempranas y luego serán enviadas por carro tanque a planta externa para su tratamiento y disposición final. Para este ejercicio se estima 2 años con este procedimiento.
- ✚ Cada 3 años se realizarán Well Services para cambio de bomba cargados al OPEX.
- ✚ Perforación Pozos Productores:
  - Meses: 1 – 21 – 22 – 24 – 25
- ✚ Perforación Pozos Inyectores:
  - Meses: 20 – 22 – 24

## 7. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA ESTRATEGIA SELECCIONADA DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO

### Caso 1

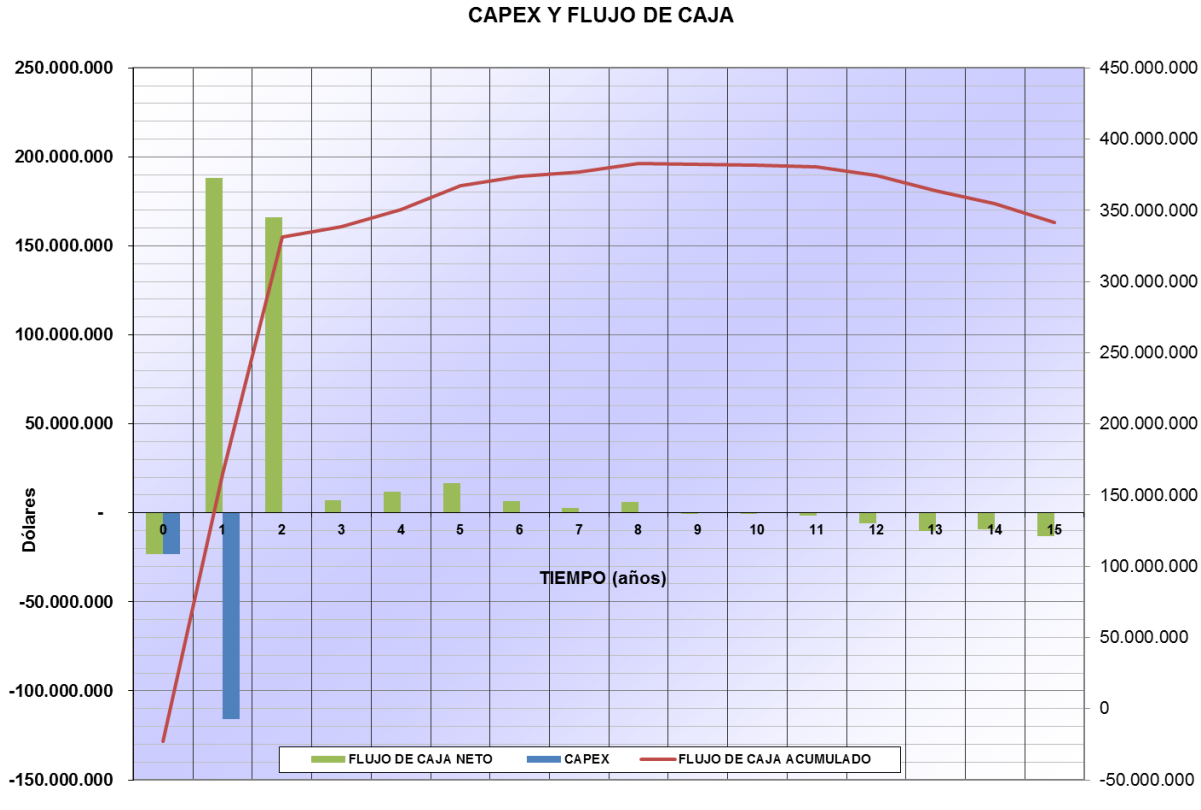
Gráfica 1. Comportamiento de Agua y Crudo Caso 1.



Fuentes: Autor

La gráfica evidencia el comportamiento típico de un yacimiento con acuífero activo donde se observan altos índices de productividad producto de la campaña inicial de perforación, y una irrupción acelerada de agua generando una declinación drástica de producción de hidrocarburos.

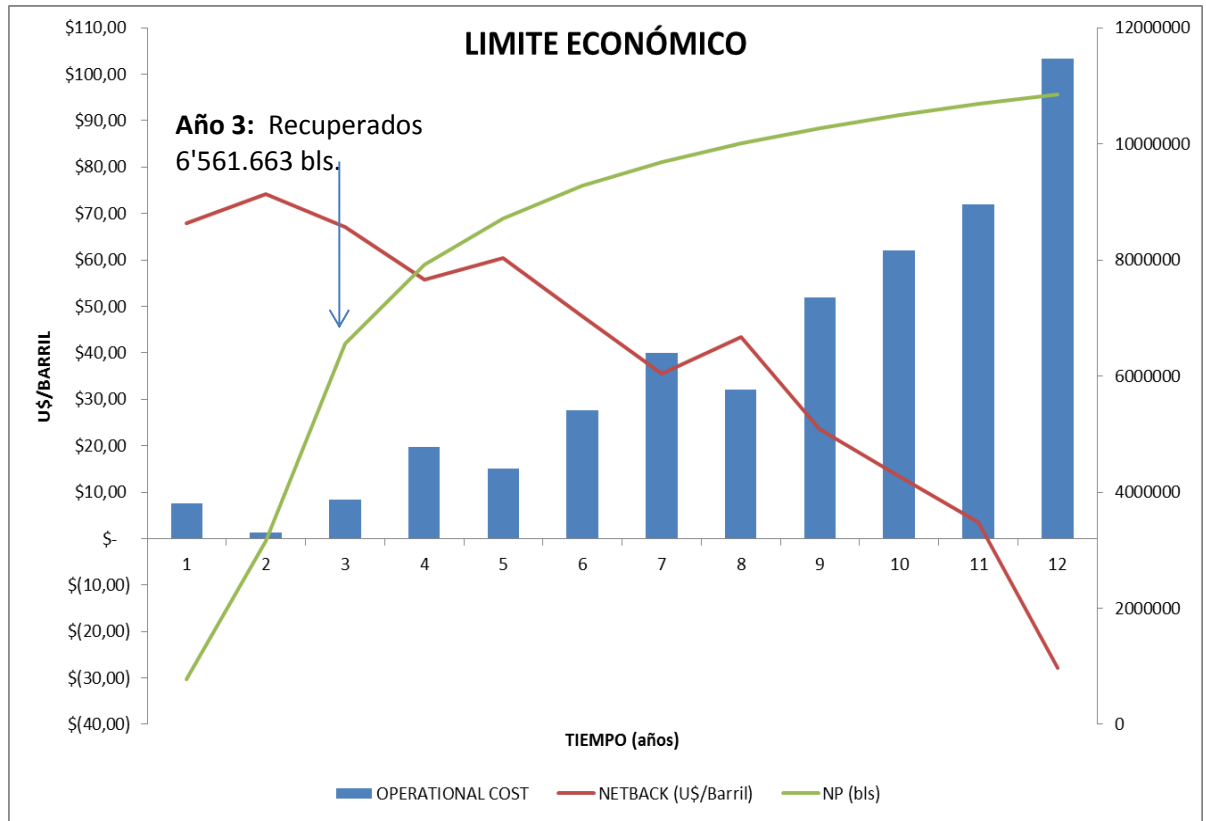
**Gráfica 2. CAPEX y Flujo de caja Caso 1.**



**Fuentes:** Autor

La gráfica nos demuestra un flujo de caja muy interesante y saludable para el proyecto y las inversiones CAPEX realizadas durante el año 0 y 1.

**Gráfica 3. Límite Económico Caso 1.**



**Fuentes: Autor**

Esta gráfica nos ratifica la excelente recuperación de reservas durante los 3 primeros años del proyecto y con costos operacionales bastante bajos que al final del día generan una muy buena rentabilidad.

**Tabla 13. Resumen de variables económicas Caso 1.**

<b>RESUMEN</b>		
<b>VPN (8%)</b>	<b>U\$D</b>	<b>\$ 328.708.891,48</b>
<b>Reservas Recuperadas @ limite Económico</b>	<b>MBIs</b>	<b>10.276.796,32</b>
<b>F&amp;D</b>	<b>U\$/BBL</b>	<b>\$ 13,53</b>
<b>RR</b>		<b>\$ 4,18</b>
<b>Límite económico</b>	<b>Años</b>	<b>8</b>
<b>Netback promedio @ límite económico del campo</b>	<b>U\$/BBL</b>	<b>\$ 66,05</b>
<b>OPEX promedio @ límite económico del campo</b>	<b>U\$/BBL</b>	<b>\$ 9,45</b>
<b>OPEX total límite económico del campo</b>	<b>U\$</b>	<b>\$ 97.119.477,76</b>

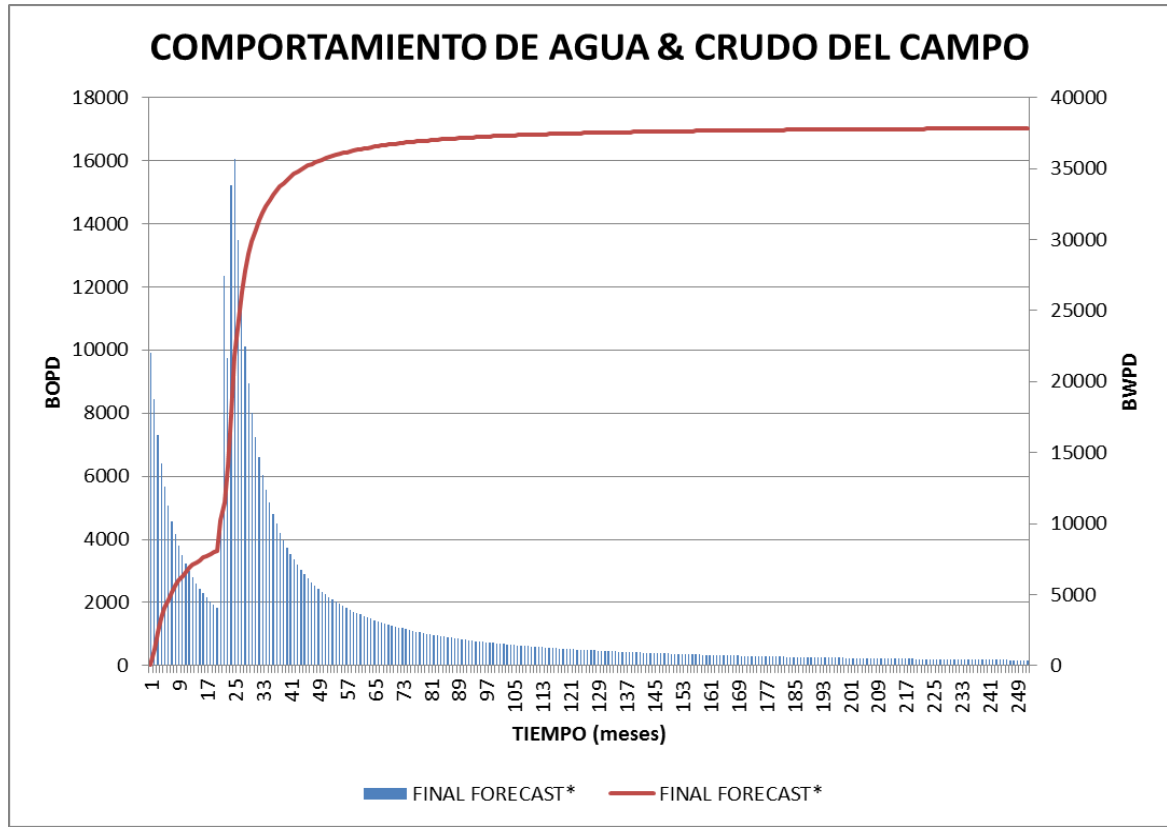
**Fuentes:** Autor

En términos de negocios petroleros este es un campo que satisface los estándares a nivel mundial:

- Finding & Development cost (F&D) bajo, lo que indica un costo bajo por búsqueda y desarrollo de reservas.
- RR alto lo que implica una recuperación de más de 4 veces el capital invertido.
- OPEX bajo, por tanto maximiza recuperación de reservas. Estándar U\$12/Bbl.
- Alto Netback, lo que genera muy buen posicionamiento en cualquier mercado.
  - VPN bastante alto que viabiliza muy satisfactoriamente el proyecto.

## Caso 2.

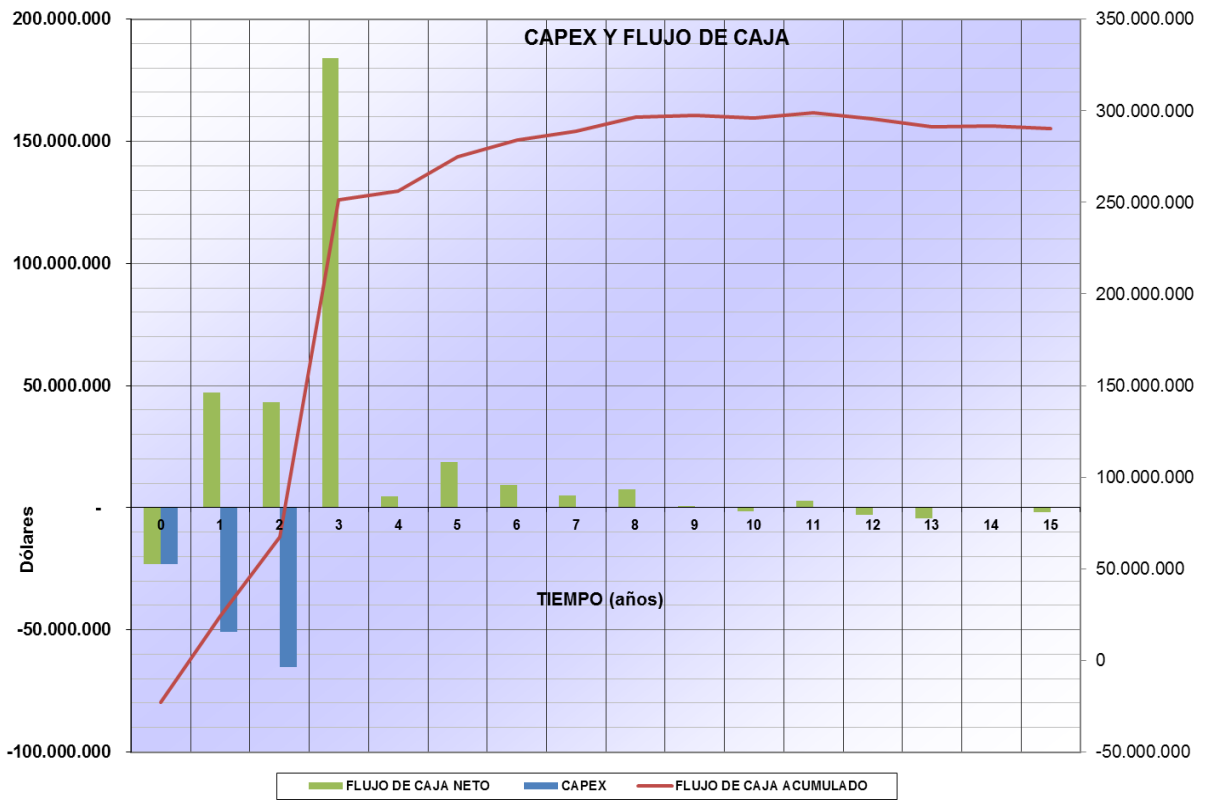
**Gráfica 4. Comportamiento de Agua y Crudo Caso 2.**



**Fuentes:** Autor

En este segundo caso se observa una declinación muy pronunciada durante los primeros 2 años por la falta de facilidades para manejo y disposición de agua. Luego, el incremento producto de reactivación de campaña de perforación y finalmente la típica irrupción acelerada de agua generando una declinación drástica de producción de hidrocarburos.

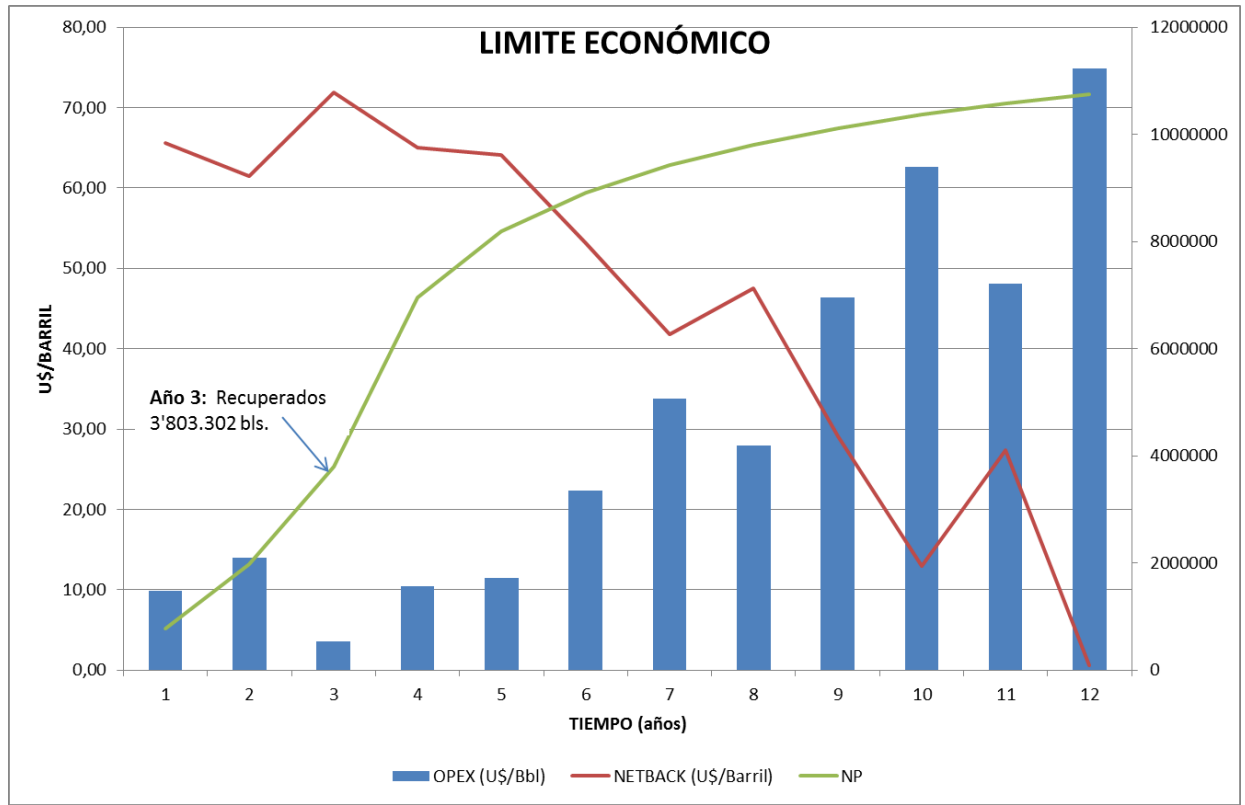
**Gráfica 5. CAPEX y Flujo de caja Caso 2.**



**Fuentes:** Autor

La gráfica nos demuestra un flujo de caja muy interesante y saludable para el proyecto aunque menos interesante que el Caso 1 y las inversiones CAPEX realizadas durante el año 0, 1 y 2.

**Gráfica 6. Límite Económico Caso 2.**



**Fuentes: Autor**

Esta gráfica nos ratifica la dramática reducción en la recuperación de reservas durante los 3 primeros años del proyecto por falta de la implementación de una solución temprana para el manejo y disposición de agua producida. Adicional, presenta costos operacionales interesantes, pero no tan buenos como el Caso 1.

**Tabla 14. Resumen de variables económicas Caso 2.**

VPN (8%)	USD	\$ 233.570.366,96
Reservas Recuperables @ límite Económico	MBIs	10.364.910,80
F&D	U\$/BBL	\$ 13,42
RR		\$ 4,14
Límite económico	Años	9
Netback promedio @ límite económico del campo	U\$/BBL	\$ 63,73
OPEX promedio @ límite económico del campo	U\$/BBL	\$ 11,77
OPEX total límite económico del campo	U\$	\$ 122.036.788,43

Fuentes: Autor

**Tabla 15. Resumen de variables económicas Caso 2 suponiendo límite económico en año 8.**

<b>RESUMEN</b>		
VPN (8%)	USD	\$ 233.226.558,97
Reservas Recuperables @ límite Económico	MBIs	10.116.155,48
F&D	U\$/BBL	\$ 13,75
RR		\$ 4,38
Límite económico	Años	8
Netback promedio @ límite económico del campo	U\$/BBL	\$ 64,58
OPEX promedio @ límite económico del campo	U\$/BBL	\$ 10,92
OPEX total límite económico del campo	U\$	\$ 110.495.685,79

Fuentes: Autor

En términos de negocios petroleros este segundo escenario también satisface los estándares a nivel mundial:

- Finding & Development cost (F&D) bajo, lo que indica un costo bajo por búsqueda y desarrollo de reservas.
- RR alto lo que implica una recuperación de más de 4 veces el capital invertido.
- OPEX bajo, por tanto maximiza recuperación de reservas. Se evidencia un mayor OPEX hasta límite económico del proyecto.
- Alto Netback, que genera muy buen posicionamiento en cualquier mercado.

## 8. CONCLUSIONES

- ✚ Teniendo en cuenta las premisas del presente trabajo, durante los primeros 3 años, en el **escenario 1** se recuperaron **6'561.663 barriles de aceite** mientras que en el **escenario 2, solamente 3'803.302 barriles de aceite**. Con lo anterior se concluye que la implementación de una solución temprana para la reinyección del agua producida, mejora ostensiblemente la recuperación de reservas durante el periodo inicial de explotación del yacimiento.
- ✚ Se concluye que con la implementación de una solución temprana para la reinyección del agua producida mejora notablemente las métricas del proyecto, entregando una diferencia en VPN de **\$95.138.524,52=** . entre caso 1 y 2.
- ✚ Bajo las premisas del presente trabajo, con la implementación de una solución temprana para la reinyección del agua producida se pueden mejorar los principales indicadores como Opex y Netback de un campo.
- ✚ A pesar de las diferencias en la estrategia de explotación de los Casos 1 y 2, las reservas recuperadas a límite económico de cada proyecto no varían mucho, siendo este un claro comportamiento de los yacimientos con empuje activo donde la mayor cantidad de producción de hidrocarburos se da en los primeros años y luego se tiene una fuerte declinación de aceite, más no de fluidos totales, efecto de la energía del yacimiento.
- ✚ Las formaciones más prospectivas identificadas para la reinyección de agua en la cuenca de los Llanos Orientales son: **Guayabo, Carbonera, Mirador y Guadalupe**.

## 9. RECOMENDACIONES

- ✚ Se recomienda dar gran importancia durante la evaluación de riesgos del proyecto, desde la etapa de Planeación, a la producción y manejo del agua asociada para poder tener una estrategia clara y definida de su futuro manejo.
- ✚ NO se recomienda hacer vertimientos directos a fuentes superficiales de agua, para evitar altos impactos ambientales y sociales que pueden poner en riesgo la continuidad del Proyecto.
- ✚ Si se envía agua a planta externa, se recomienda que sea una estrategia temporal pues sus costos de transporte y tratamiento son altos.
- ✚ Se recomienda hacer un buen estudio y análisis de las empresas o plantas externas a seleccionar para el tratamiento y disposición final de agua asociadas. Al final del proceso, la responsabilidad de la compañía Operadora no se puede delegar y todos los residuos seguirán siendo su responsabilidad hasta su disposición final.
- ✚ Evaluar alternativas de control de producción de agua en la fuente usando nuevas tecnologías.
- ✚ Solicitar desde la fase exploratoria, Licencia ambiental con facilidades de superficie robustas para el tratamiento del agua asociada y con pozos para la reinyección del agua a formaciones profundas.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- Asociación Colombiana del Petróleo. “Guía de Socialización de Proyectos de Hidrocarburos”. Bogotá 2013.
  - Bradley, H.B., “Petroleum Engineering Handbook”. Revised edition (July 1, 1987).
  - Bravo O. y Sanchez M. “Gestión Integral de Riesgos” Tomos 1 y 2.
  - Co. 1978.
  - Craft, B.C. and M.F., Hawkins. “*Applied Reservoir Engineering*”. Prentice-Hall
  - Dake, L.P. “Fundamental of Reservoir Engineering”. Elsevier Scientific Publishing
  - Escobar, Freddy. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Editorial Universidad Surcolombiana. 2004.
  - <http://www.anla.gov.co/portal/default.aspx>
  - International. New Jersey, 1991.
  - Pérez M. y Calderón Z. “Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en Ingeniería”. Ediciones Universidad Industrial de Santander. 2011.
  - Petrominerales Colombia Ltd. “Documento de diseño de piloto de Inyección de agua tipo disposal para el campo Corcel”. Campo Corcel- Barranca de Upía Meta. 2007.
  - SPE.
-