

PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN
DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN
ANALÍTICA: SECTOR NORTE DEL CAMPO
LISAMA, FORMACIÓN MUGROSA, MÉTODO
CRAIG GEFFEN & MORSE

Grupo de investigación: SIMULACION DE YACIMIENTOS Y RECOBRO MEJORADO

*Edgar Alberto Mayorga Céspedes**

*Carlos Humberto Mora Cañón***

*Rubén Hernán Castro García****

*Anibal Ordoñez Rodríguez*****

*Edwin Rodríguez Paredes******

RESUMEN

El Campo Lisama está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia y es operada por ECOPETROL S.A, produce principalmente de las formaciones Colorado y Mugrosa. Después de desarrollar un estudio de factibilidad técnica - experimental, se determinó que la implementación de un proceso de inyección de agua es un método favorable a aplicar en este campo, por lo tanto, se realizaron predicciones mediante simulación analítica para analizar la conveniencia de la implementación del proceso.

La predicción del comportamiento de la inyección de agua y de los recobros esperados, es obtenida usando simulación analítica basada en una modificación del método de *Craig Geffen & Morse*, la cual fue aplicada a tres escenarios generados con diferentes patrones de inyección, diseñados a partir de identificación de áreas e

Recibido: 07 de agosto de 2009

Aceptado: mayo 26 de 2010

* Ingeniero de Petróleos, U. América.

** Ingeniero de Petróleos, U. América.

*** M.Sc. Ingeniero de Petróleos, ICP.

**** M.Sc. Ingeniero de Petróleos, ICP.

***** M.Sc. Ingeniero de Petróleos, ICP.

intervalos estratigráficos de mejores características geológicas, petrofísicas, de fluidos e historiales de producción.

Los resultados permiten evaluar cada uno de los escenarios de inyección establecidos y tomar la decisión de seleccionar el de mayor eficiencia de la inversión, traducida en mayor producción y menores costos.

Palabras Claves: Inyección de agua, Simulación Analítica, Craig Geffen & Morse, Campo Lisama, Formación Mugrosa.

ABSTRACT

Lisama Field is located at Middle Magdalena Valley Basin and operated by ECO-PETROL S.A, produce mainly from Colorado and Mugrosa formations. After developed an technical - experimental feasibility study, waterflooding resulted as a proper method to implement in this field. For instance, it realized prediction through analytical simulation for determine profitable on the development of this process.

Waterflooding prediction and recovery expected, is obtained with analytical simulation based on a Craig Geffen & Morse Method modificated, which was applied in 3 escenarijs generated with differents flooding patterns, designed from area identification and stratigraphic intervals for a better geological, petrophysical, fluids and production history caracteristization.

Results allow the evaluation of each waterflooding established escenarijs, and choose the best decision related with investment efficiency, traduced in production increasing and lower investment.

Keywords: Waterflooding, analytical simulation, Craig Geffen & Morse, Lisama Field, Mugrosa Formation.

INTRODUCCIÓN

Debido a la pérdida de energía intrínseca de los yacimientos, tener constancia en la autosuficiencia petrolera del país es el mayor reto al que se enfrenta la industria del petróleo; por tal razón, aspectos tales como los métodos de levantamiento artificial y métodos de recobro secundario y terciario están adquiriendo cada vez más interés por parte de los ingenieros y en general de todos los investigadores de la industria, ya que éstos son esenciales cuando se habla de poder continuar con la producción de los campos comerciales maduros. De igual forma, al hablar de la recuperación de campos comerciales maduros se hace necesaria la implementación de nuevas tecnologías, que garanticen el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo; es decir, obtener el mayor porcentaje de ganancias posibles minimizando la inversión.

En el país existen campos petrolíferos que por sus características están o fueron sometidos a procesos de inyección de agua como: La Cira, Tibú, Palogrande-Cebú, Galán- San Silvestre, Casabe, Andalucía Sur, Dina Cretáceo, San Francisco, Balcón, Cusiana, Yaguará, Tello, Río Ceibas, Guando, Río Chitamina, Matachín Norte y Matanegra. De igual forma, se han implementado procesos de inyección cíclica de vapor en campos de crudo pesado como Teca, Jazmin y Concorná. Inyección de gas en Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur y Área Pauto. Adicionalmente, se están realizando pilotos de inyección de agua, CO₂ Inmiscible, Combustión In-Situ e inyección de químicos.

Sin embargo, la mayoría de los 275 campos petrolíferos que posee el país no han sido sometidos a ningún proceso de recobro mejorado reportándose factores de recobro promedios inferiores al 21% a pesar de varias décadas de producción.

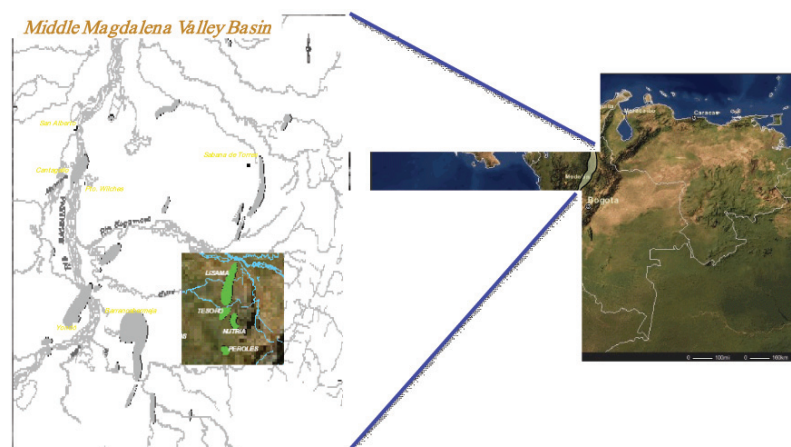
Con Base a esta creciente necesidad de recuperar las reservas de petróleo existentes en los campos petrolíferos maduros del país y de buscar procesos de recobro mejorado que sean aplicables y viables económicamente, se evaluó la factibilidad de implementar un proceso de inyección de agua en la Formación Mugrosa del Campo Lisama ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Con el fin de evaluar el desempeño de este proceso de inyección de agua, se utilizó el software ASIA (*Advanced System for Injection Analysis*) desarrollado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP); ASIA es un simulador analítico que integra la información de perfiles de inyección (ILT), análisis de influencia petrofísica, modelamiento geológico y análisis de producción – inyección, el software está basado en una modificación del método de *Craig Geffen & Morse*, donde se tiene en cuenta los mecanismos de desplazamiento, de manera tal que permite realizar una predicción del proceso de inyección.

GENERALIDADES DEL ÁREA LISAMA

El Área Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km. de Barrancabermeja, es operado por ECOPEPETROL S.A. Se caracteriza por un complejo de canales fluviales con espesores entre 10 y 20 pies, posee una trampa combinada estructural – estratigráfica y el petróleo proviene del terciario, principalmente de las formaciones Colorado y Mugrosa. También se encuentra una continuidad lateral restringida, cambios laterales y verticales en el tipo de roca y arenas productoras depletadas. Como se observa en la Figura 1 el área está compuesta por cuatro campos operativos denominados: Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles.

El mecanismo de producción generalmente es gas en solución excepto en la parte Noreste del Campo Lisama, en donde se combinan mecanismos como capa de gas, drenaje gravitacional, gas en solución y algún efecto de empuje por agua.



Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 1. Mapa localización Lisama

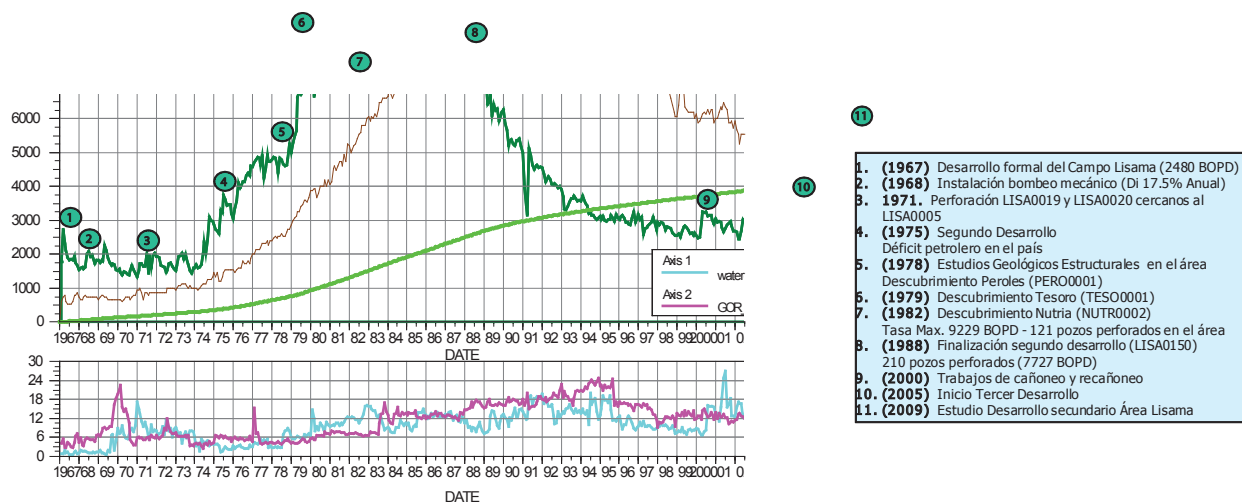
El Área Lisama tiene una producción acumulada de petróleo de 64 millones de barriles de petróleo (MMBO), que equivale a un factor de recobro de 19.7% del petróleo original en sitio estimado de 324.2 MMBO. Más del 79% de la producción del área proviene del Campo Lisama (50.4 MMBO), y la Formación Mugrosa (zonas B y C) constituye el principal nivel almacenador; por tal razón, es la zona de interés en este trabajo. Tabla 1

Tabla 1. Producción acumulada y factor de recobro Área Lisama

CAMPO	OOIP ZONA A (MMBO)	OOIP ZONA B (MMBO)	OOIP ZONA C (MMBO)	OOIP CAMPO (MMBO)	N _p CAMPO (MMBO) @ DICIEMBRE DE 2007 (ofm)	FR(%)
LISAMA	17.9	197	27.5	242.4	50.38	20.78
TESORO	4.8	34.2	3.4	42.4	6.25	14.74
NUTRIA	15.6	17.9	0.1	33.6	6.11	18.18
PEROLES	1.1	3.2	1.6	5.9	1.12	18.98
TOTAL	39.4	252.3	32.6	324.3	63.86	19.69

Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

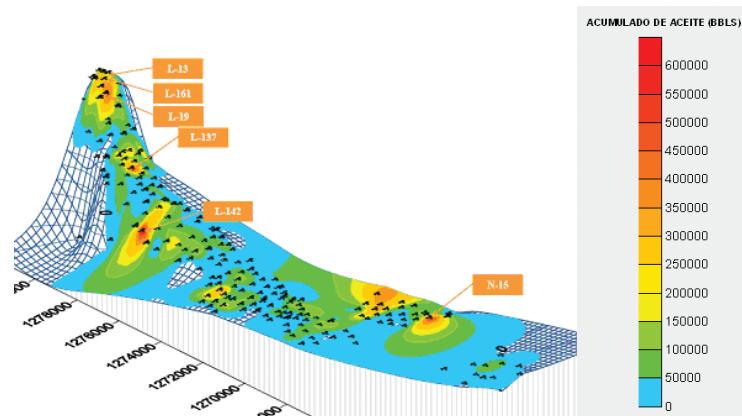
La Figura 2 resume la historia de producción de petróleo, agua y gas del campo.



Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 2. Historia Producción Área Lisama

Las reservas remanentes de hidrocarburo en el área presentan cuatro tendencias principales, hacia el norte donde están los pozos LISA0013 y LISA0019, occidente (corredor gasífero) donde se encuentra el pozo LISA0142, centro del Campo Lisama donde está ubicado el pozo LISA0137 y al este del Campo Nutria donde se encuentra el pozo NUTR0015 como se observa en la Figura 3.

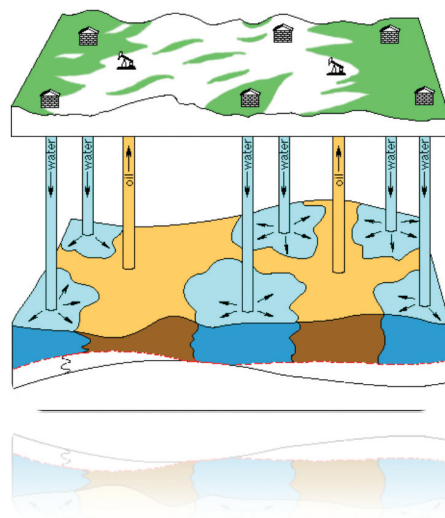


Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 3. Mapa de reservas remanentes Área Lisama. (Bbl)

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD INYECCIÓN DE AGUA EN LISAMA

Con el fin de determinar la viabilidad de la implementación de un proceso de inyección de agua para drenar las reservas remanentes del campo (Figura 4) se realizó un *screening* técnico, la revisión de campos análogos a nivel mundial, análisis de información geológica, petrofísica, de fluidos, producción y la factibilidad experimental evaluada a nivel de laboratorio.



Instituto Colombiano del Petróleo. (2009). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 4. Esquema proceso de Inyección de agua

Screening Binario Campo Lisama

De acuerdo a los resultados de la corrida del *screening* binario y el modelo de datos generado en los años 2006 y 2007, los métodos EOR recomendados para el Campo Lisama, Formación Mugrosa B, son:

- **Inyección de agua.** Cumple con todos los criterios (Donaldson, William Cobb, Ganesh Thakur, entre otros).
- **Inyección de Polímero.** Una limitante sería la saturación actual de aceite (Taber – Seright recomiendan $S_o > 0.5$).
- **Inyección de Surfactante / Polímero.** Una limitante sería la temperatura actual del yacimiento (Taber recomienda $T < 135^\circ\text{F}$).
- **Inyección de CO_2 .** De acuerdo con la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento 1.6 cP, el proceso podría ser miscible, aunque una de las limitantes sería la presión actual de yacimiento (NPC y Lewin recomiendan presión de yacimiento mayor a 1500- 1100 psi).

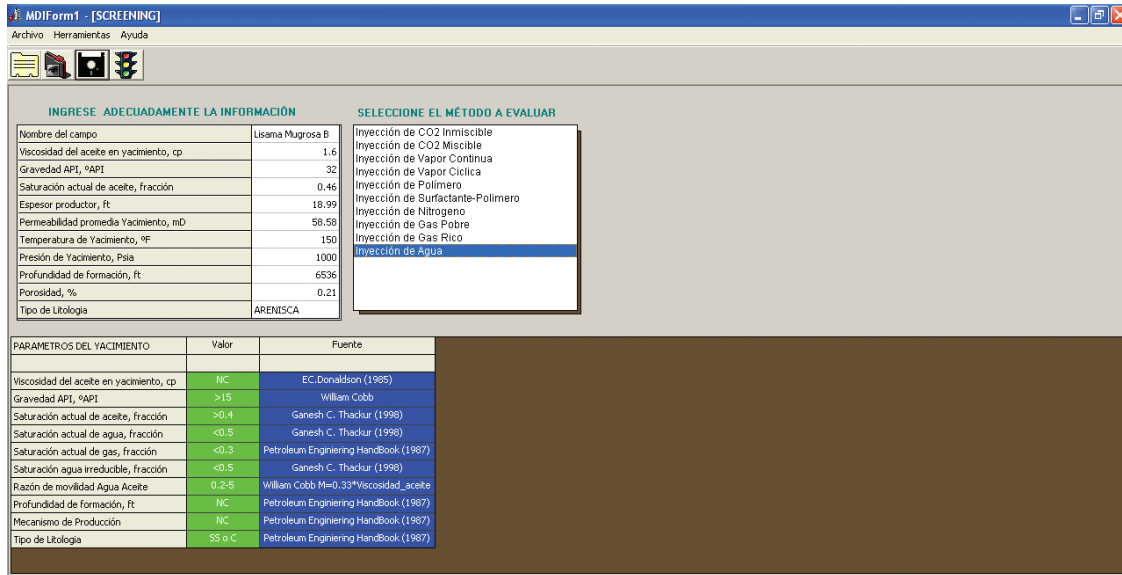
El primer método de recobro que se debería implementar en la Formación Mugrosa del Campo Lisama es la inyección de agua. Para este yacimiento el método que más se ajusta es la inyección de agua mejorada.

La Tabla 2 presenta los resultados del *screening* técnico binario de los métodos de recobro realizado para este campo y la Figura 5 presenta los datos de fluidos y yacimiento

Tabla 2. Resultados Screening EOR Campo Lisama – Formación Mugrosa

Autor \ Método	Agua	CO ₂ Inmis	CO ₂ Misc	Vapor Contfn	Vapor Cíclica	Polím	Surf-poli	N ₂	Gas pobre	Gas rico
Lewin, 1976		X	X	X	X		Ø			
NPC, 1976			X	X	X	Ø	Ø			
Mcree, 1977			Ø							
Iyoho, 1978			Ø	X	X	Ø	Ø			
Latil, 1980									X	
Kring – Farouq Ali, 1980		X								
Taber, 1983			Ø	X	X	Ø	X			
Taber – Martin, 1983								X	X	
Stalkup, 1984			Ø						X	
E. C. Donaldson, 1985								X	X	X
Leonard, 1985								X		
SSI, 1986			Ø	X	X	Ø	Ø			
Stalkup, 1989										X
PRI Canada, 1994								X		
Taber – Seright, 1997		Ø	Ø	X		X	Ø	X	Ø	Ø
Ec. Donaldson, 1985	Ø									
William Cobb, 1997	Ø									
Ganesh C. Thakur, 1998	Ø									
Petr. eng. Handb., 1987	Ø									

Instituto Colombiano del Petróleo. (2009). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.



Instituto Colombiano del Petróleo. (2009). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 5. Criterios para screening de la Formación Mugrosa B, Campo Lisama

Por otro lado, existen campos análogos al Campo Lisama en fluidos, yacimientos, geología y mineralogía como BZ25-1s field, Bohai Bay, China, Kuparuk River Oil Field, Alaska, USA, North Pembina Oil Field, Alberta, Canadá, etc. en donde el proceso de inyección de agua ha sido exitoso (en la Tabla 3 se pueden observar factores de recobro secundario entre el 4.5% y el 20%).

Tabla 3. Resultado Campos Análogos Campo Lisama – Formación Mugrosa

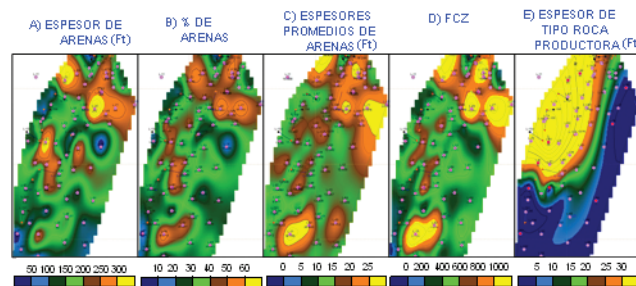
Campo	Parámetro	Score	K, md	Poros	Depth	Hnet, pies	Pr, psi	Tr, ° F	API	Vis, cp	FR _p	FR _{wf}
Twofreds Oil Field, Texas, USA		87.17	33	0.20	4820	18	2385	104	36	1.5	12.9	7.1
Kuparuk River Oil Field, Alaska, USA		85.87	80	0.23	6000	35	3100	155	24	1.4	11.1	11.1
Glenrose Oil Field, Texas, USA		83.72	182	0.23	5685	16	2600	197	39	1.7	24.0	20.0
North Pembina Oil Field, Alberta, Canadá		83.16	80	0.19	5000	8	2630	118	37	1.4	18.6	9.4
Fen Big Valley Oil Field, Alberta, Canadá		82.66	72	0.15	5250	78	1750	136	36	1.4	20.0	15.0
Purdy Springer Oil Field, Oklahoma, USA		82.28	44	0.13	9200	40	3050	148	38	1.4	15.6	4.5
Cumarebo Oil Field, Falcón, Venezuela		82.22	321	0.21	1600	20	850	150	33	1.4	10.0	10.0
Olinick, Texas, USA		81.40	211	0.25	4600	16	2625	200	39	1.7	30.0	20.0
Martínez, Texas, USA		80.84	121	0.23	5685	40	2583	190	39	1.3	20.0	20.0
Lisama Mugrosa, Santander, Colombia			59	0.21	6536	19	1000	150	32	1.6	20	0.0

Instituto Colombiano del Petróleo. (2009). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Identificación y Selección de Áreas Proceso de Inyección

La identificación y selección de las áreas y niveles estratigráficos del Campo Lisama con mejores características geológicas, petrofísicas y de producción para la implementación de un proceso de inyección de agua, se definieron teniendo en cuenta, la producción acumulada y normalizada de cada pozo distribuida a nivel estratigráfico, los mapas isocoros de arena, mapas de porcentaje de arena, mapas de espesor promedio de arenas, mapas de calidad de zona y la información petrofísica de zonas productoras.

La Figura 6 presenta los mapas utilizados en la identificación de las áreas con las mejores características de reservorio para la Subzona Mugrosa B1 A) Mapa de espesor de arenas (pies). B) Mapa de porcentaje de arenas. C) Mapa de espesor promedio de arenas (pies). D) Mapa de factor de calidad de zona (FCZ). E) Mapa de espesor de tipo de roca reservorio.



Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 6. Mapas geológicos área proceso de inyección.

Aunque se priorizó la Formación Mugrosa para la implementación del proceso por presentar el mejor desarrollo, continuidad y calidad de los cuerpos arenosos, es importante resaltar que la Formación Colorado en el sector norte de Lisama también tienen potencial remanente y podrían ser candidatas al proceso de inundación con agua más adelante.

Basados en el análisis de la información el área propuesta para la ejecución del proceso de inyección de agua se extiende en el sector norte y centro norte del campo, donde se observan los pozos con mejores producciones acumuladas y promedios diarios de producción, a su vez la distribución de los cuerpos arenosos corresponde a las áreas donde se encuentran mejores porcentajes de arenas, distribuidos en canales de espesores considerables por encima de 15 *pies* en promedio.

Desempeño Experimental de la Inyección de Agua en las Arenas Mugrosa del Campo Lisama

Teniendo en cuenta la necesidad de contar con información que soporte la factibilidad de la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en el campo, se evaluó el desempeño experimental del proceso en Arenas Mugrosa, por esta razón se realizaron ensayos de caracterización fisicoquímica y calidad de aguas de inyección y producción, ensayos de interacción fluido-fluido y roca-fluido, determinación de inyectividad y eficiencia de desplazamiento del proceso.

Con base en los resultados de los análisis de sensibilidad, se determinó que el agua de la Formación Real es la más recomendable para ser utilizada como agua de inyección para las Arenas Mugrosa del campo. Se recomienda la inyección preferiblemente en sistema cerrado y con la adición de productos químicos para prevenir corrosión y precipitados (incrustaciones y óxidos de hierro).

Para conocer la disponibilidad la fuente de agua de los acuíferos de la Formación Real, se desarrolló un estudio para evaluar la posibilidad de obtener caudales de agua subterránea suficientes para la reinyección de agua cruda en los horizontes productores dentro del campo con el fin de mejorar la movilidad del crudo hacia la superficie. Para esto se llevó a cabo un estudio hidrogeológico del área de interés para definir áreas promisorias para la explotación de aguas subterráneas;

determinar caudales máximos de aprovechamiento, tiempos de bombeo y abatimientos máximos entre otros. En conclusión el área cuenta con acuíferos poco profundos y con suficiente capacidad para el desarrollo del proyecto de inyección de agua.

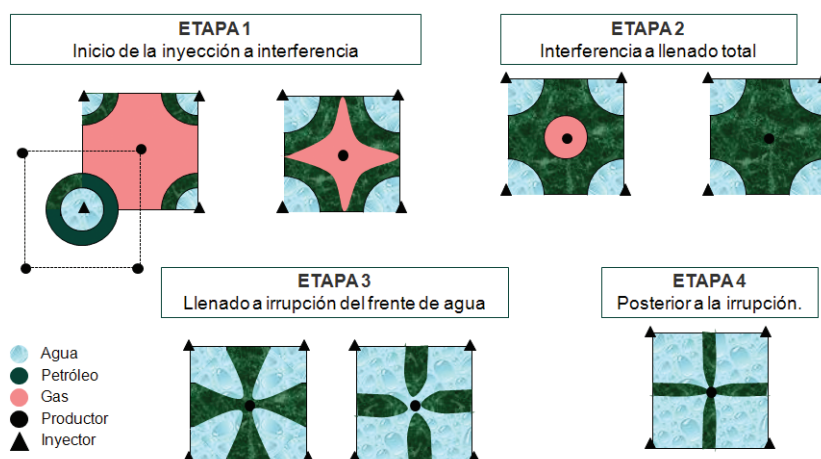
PREDICCIÓN ANALÍTICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA ÁREA PILOTO CAMPO LISAMA

Según los resultados de *screening* técnico, analogías, geología, producción y análisis experimentales es factible inyectar agua en la Formación Mugrosa del Campo Lisama. Por lo tanto, en este estudio se desarrolló una predicción analítica del proceso de inyección de agua en la Formación Mugrosa del sector norte del Campo Lisama, utilizando el método de Craig Geffen & Morse que se encuentra programado en el Software ASIA, para determinar la viabilidad técnico – económica de tres diferentes escenarios de inyección.

Método de Craig Geffen & Morse

El método de Craig-Geffen-Morse es una técnica de predicción en estado estable, que combina efectos de eficiencia de barrido, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable para la predicción del funcionamiento de la inyección de agua en patrones de cinco puntos y es válido con o sin capa inicial de gas. El método asume 100% de eficiencia de barrido vertical en cada estrato del yacimiento.

Como se observa en la Figura 7 los cálculos se desarrollan a través de cuatro etapas:



Instituto Colombiano del Petróleo. (2007). Informe técnico de proyectos. Piedecuesta Colombia.

Figura 7. Etapas Método CMG.

Etapa 1. Desde el inicio de la inyección hasta la interferencia con los pozos inyectores. La producción de petróleo durante este periodo de tiempo es primaria.

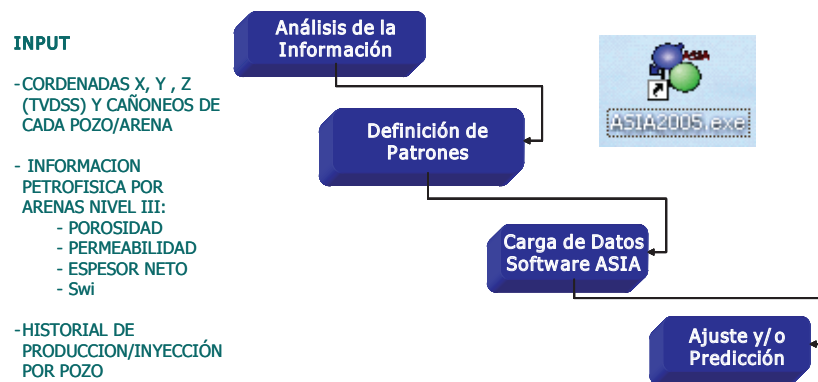
Etapa 2. De la interferencia hasta el llenado. El llenado es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero, en esta etapa el agua llena el espacio antes ocupado por el gas y aún no ha habido producción secundaria.

Etapa 3. Del llenado hasta la irrupción del frente de agua. El agua comienza a desplazar petróleo. La producción, en esta etapa, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria y no se produce agua inyectada.

Etapa 4. Esta etapa se extiende desde la irrupción hasta el límite económico. La eficiencia areal aumenta y tiende asintóticamente a 1.0, luego se incrementa la eficiencia de barrido en todo el área.

Software ASIA

El software ASIA utiliza el método analítico de CGM, sin embargo está adaptado para ser utilizado en patrones irregulares y posee una metodología con cuatro pasos principales los cuales se presentan en la Figura 8.



Instituto Colombiano del Petróleo (2005). Manual Técnico Asia 2005. Piedecuesta Colombia

Figura 8. Metodología ASIA.

Análisis de la Información

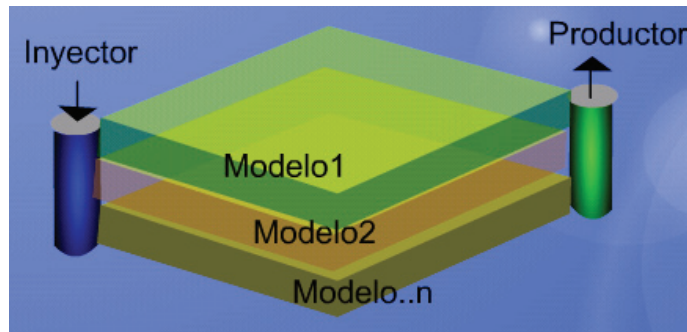
El primer paso es realizar la recolección y análisis de la información geológica, análisis presión, volumen, temperatura del fluido de yacimiento (PVT), permeabilidades relativas, tasas de producción, tasas de inyección, eventos y coordenadas de pozo, petrofísica de los yacimientos, etc., la cual permite simular de la mejor manera el modelo establecido, teniendo en cuenta las condiciones reales del área.

La estimación de las variables se basó en los modelos estructurales, petrofísicos y de fluidos desarrollados para el área en los años 2006 – 2009 y que representan todas las características del yacimiento.

Definición de los Patrones de Inyección

En esta parte de la metodología se definen los patrones de inyección, compuestos por un pozo productor y los pozos inyectoros que lo rodean, para cada una de las arenas de la formación productora teniendo en cuenta la producción de fluidos y la continuidad de los yacimientos estimada mediante mapas de espesor neto, mapas de espesor promedio de canal, mapas de calidad de zona, mapas de tipo de roca, etc.

Un modelo es la unión de un pozo inyector con un pozo productor a través de una arena a la que se le ha asignado propiedades petrofísicas, la Figura 9 ilustra la idealización de un modelo.



Instituto Colombiano del Petróleo (2005). Manual Técnico Asia 2005. Piedecuesta Colombia.

Figura 9. Definición del modelo de inyección

Carga de Datos

Para inicializar el modelo de inyección analítico es necesario cargar información, la cual está constituida por las coordenadas X, Y, Z (profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar) y las propiedades petrofísicas como porosidad, espesor neto, permeabilidad y saturación de agua al inicio del proceso. Estos datos se tienen que cargar en un archivo base, para luego ser introducidos al Software ASIA y generar la distribución de los patrones de inyección correspondientes a cada escenario diseñado.

Para representar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento se aplicó la metodología de análisis integrado de fluidos, obteniendo que el PVT del Pozo LISA0048 es el más confiable y representativo para el campo. Este PVT fue tomado de muestreo en fondo de la Formación Mugrosa a una presión de yacimiento de 2982 psig, presión de burbuja de 2550 psig a temperatura del yacimiento de 156 °F. Por otro lado, se seleccionó la curva de permeabilidad relativa del Pozo TESO0032 a la profundidad de 7459 pies.

La curva de permeabilidad relativa seleccionada se utilizó para la construcción de la curva de flujo fraccional mediante una relación analítica basada en la correlación de Hirasaki, lo cual posibilita que los cálculos de la derivada del flujo fraccional se hagan analíticamente. La correlación de Hirasaki es una relación empírica para cada fase, que se expresa como una función potencia.

Al ingresar la información, y crear conexiones o modelos entre los pozos, se calculan automáticamente las propiedades promedio en cada uno de los patrones de inyección. La Figura 10 presenta un ejemplo de las propiedades petrofísicas y de fluido que se carga en cada modelo.

Property	Value
Swir [frac]	0.244
Krod@Swir	0.7797
ESW	1.3
Water Viscosity [cp]	0.428
Water density [lb/ft³]	61.188
Water Volume Factor [BW]	1
Sor [frac]	0.23
Kw@Sor	0.1055
ESD	4.9
Oil Viscosity [cp]	1.6722
Oil Density [lb/ft³]	47.555
Oil Volume Factor [BO]	1.2592
Thickness [ft]	18
Eabt [frac]	0.9495
Calculated Dip [dipss]	2.1898
Permeability [mD]	48.0525
Initial Water Saturation [frac]	0.264
Initial Gas Saturation [frac]	0.15
Porosity [frac]	0.2065
Surface Area [acres]	9.6298

Figura 10. Propiedades petrofísicas y de fluidos por modelo

La distribución vertical de la inyección de agua se determinó como constante con base en el producto de capacidad de flujo (Permeabilidad * espesor) de cada formación, asignando un porcentaje a cada arena en un inyector en particular y donde la sumatoria de estos porcentajes fue 100%, cuando se tienen en cuenta todas las arenas habilitadas en el inyector.

La relación de movilidad varía dependiendo cada modelo pero en promedio para la Formación Mugrosa del campo, es del orden de 0.17. Teóricamente si la relación de movilidad es mayor que uno, el agua tiene mayor movilidad y si es menor que uno, el petróleo tiene mayor movilidad, lo cual es más conveniente en un proceso de inyección de agua, como es el caso del Campo Lisama.

El valor de movilidad obtenido para cada modelo se reemplaza en las ecuaciones del método CGM y se obtiene la eficiencia areal al tiempo de irrupción ($E_{A_{bt}}$). La eficiencia areal a tiempo de irrupción, representa la fracción del área inicialmente considerada para el modelo que es barrida durante el proceso de inyección hasta el momento en que el frente de agua alcanza el pozo productor.

Predicción

Una vez toda la información ha sido cargada al software se procede a calcular cada uno de los modelos generados para estimar el petróleo secundario que sería desplazado durante el proceso de inyección.

Para predecir o estimar el petróleo secundario que sería desplazado se requiere estimar la eficiencia de recobro (E_R) del proceso. Teóricamente la eficiencia de recobro es igual al producto de la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia volumétrica del proceso como se muestra en la Ecuación 1:

$$E_R = E_D * E_V$$

La eficiencia de desplazamiento (E_D) es la eficiencia microscópica y se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros, y es una medida de la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido

contacta el petróleo, es decir, refleja la magnitud de la saturación del petróleo residual en las regiones contactadas por el fluido desplazante. En el caso del campo en estudio la eficiencia de desplazamiento fue encontrada experimentalmente y es de 47%.

La eficiencia volumétrica (E_V), es la eficiencia macroscópica, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar el yacimiento volumétricamente; es decir, es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, areal y verticalmente, el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores. A menudo se utiliza E_V como el producto de las eficiencias areal (E_A) y vertical (E_I).

Para las predicciones se realizó una sensibilidad a la eficiencia volumétrica del 40%, 60% y 80%. La Tabla 4 presenta el resultado de las eficiencias de recobro que fueron utilizadas para la predicción del proceso en cada escenario propuesto para la inyección de agua.

Tabla 4. Eficiencia de Recobro Formación Mugrosa Campo Lisama

Eficiencia de Recobro - ER	0.2	0.3	0.4
Eficiencia Volumetrica - EV (Sensibilidad)	0.40	0.60	0.80
Eficiencia de Desplazamiento - ED	0.47	0.47	0.47

Escenarios evaluados

Finalmente se generaron tres escenarios de explotación teniendo en cuenta estudios de reservas remanentes del campo, historial de producción; producción acumulada y producción diaria, ubicación de los pozos; pozos activos y pozos Inactivos de la zona, geometría de los patrones establecidos, mapas de arenas, geología, estratigrafía y petrofísica de la Formación Mugrosa.

En el diseño de los patrones de inyección de cada escenario se construyeron patrones con un espaciamiento entre pozos aproximado de 15 acres para mejorar la eficiencia de barrido y tener mayor control sobre el frente de inyección. Se tuvieron en cuenta 25 pozos en el sector norte y 20 pozos en el sector centro-norte. La Figura 11 presenta el estado de los pozos seleccionados para el proceso.

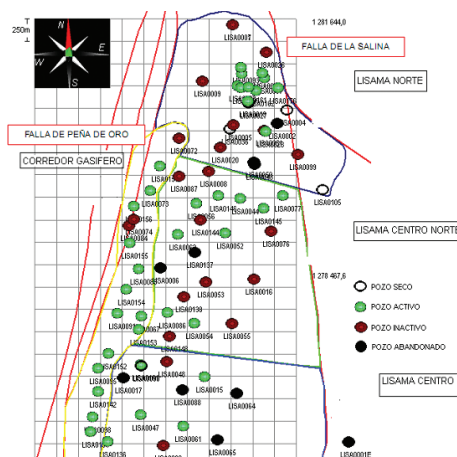


Figura 11. Esquema general del área.

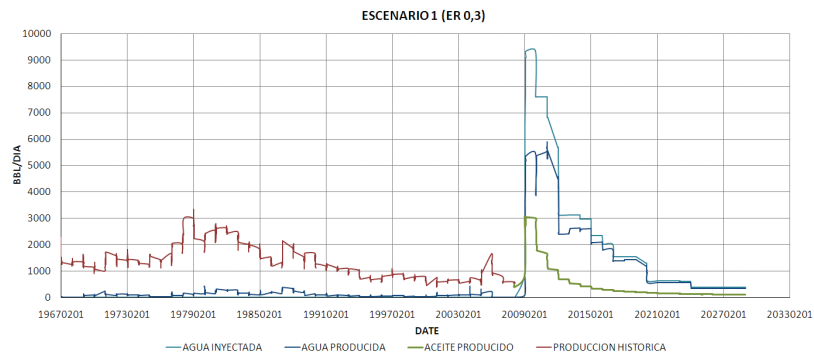


Figura 15. Pronóstico de producción escenario 1, Eficiencia de recobro 30%

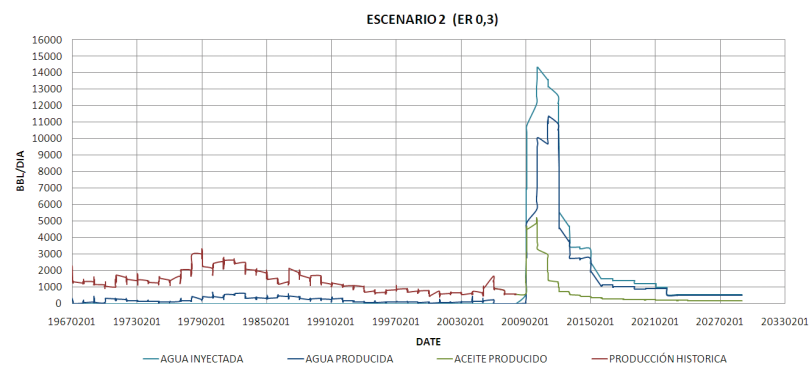


Figura 16. Pronóstico de producción escenario 2, Eficiencia de recobro 30%

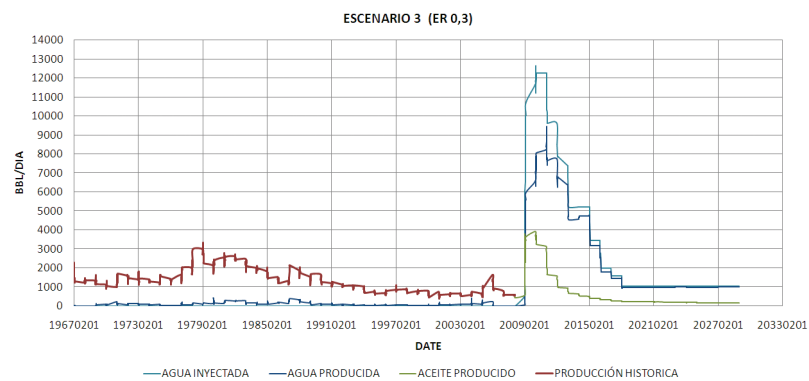


Figura 17. Pronóstico de producción escenario 3, Eficiencia de recobro 30%

La Tabla 5 presenta un resumen de los resultados obtenidos por cada uno de los escenarios durante el proceso de inyección.

Tabla 5. Producción de aceite de los diferentes escenarios, durante la inyección.

PRODUCCIÓN DURANTE EL PERIODO DE INYECCIÓN							
	PRODUCCIÓN DE ACEITE GENERADA POR LA INYECCIÓN (MMBO)			PRODUCCIÓN. DE ACEITE LÍNEA BASE (MMBO)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE ACEITE POR INYECCIÓN (MMBO)		
ER	0.2	0.3	0.4		0.2	0.3	0.4
ESCE. 1	2.93	3.91	4.59	3.03	-0.093	0.88	1.55
ESCE. 2	3.98	5.27	6.26	3.02	0.96	2.25	3.24
ESCE. 3	3.96	5.29	6.22	3.02	0.94	2.26	3.02

Análisis Financiero de los escenarios

Para determinar cuál de los tres escenarios de inyección propuestos tiene mayor factibilidad de implementación, se realizó un análisis financiero donde se determinó en primera instancia los ingresos generados por el incremento en la producción de petróleo resultante de la inyección de agua, teniendo en cuenta los ingresos generados por la producción de petróleo incremental, descontando el porcentaje correspondiente a regalías e impuestos. El valor promedio del barril de petróleo fue tomado de la proyección del precio de crudo WTI realizada por *chapman petroleum engineering*.

En segunda instancia se determinaron los egresos por conceptos de inversión en pozos a perforar, conversión de pozos productores a inyectores, y los costos asociados a la operación del proyecto. Finalmente se calcularon diferentes indicadores de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), relación beneficio costo ($R_{B/C}$) entre otros, los cuales permitieron determinar la viabilidad del proyecto de inyección de agua en el Campo Lisama para la Formación Mugrosa

La Figura 18 presenta el flujo de caja de los diferentes escenarios para una eficiencia de recobro del 30%

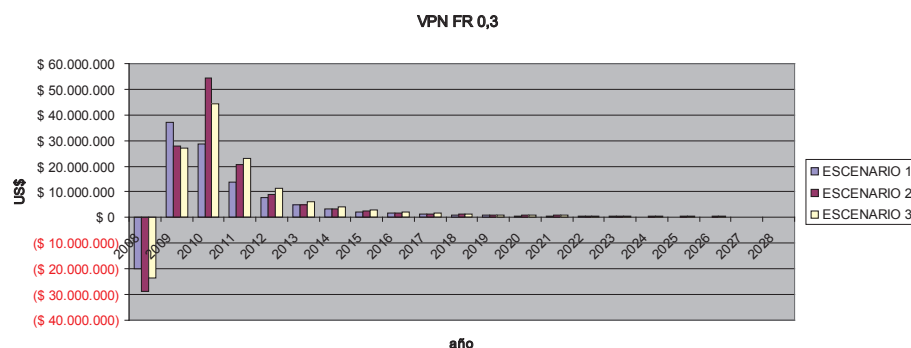


Figura 18. Flujo de caja escenarios con ER= 30%

Los resultados del análisis financiero se presentan en la Figura 19 y Tabla 6, donde se puede observar que el proyecto es rentable en la mayoría de los escenarios, obteniendo un VPN positivo y una TIR superior a 100%.

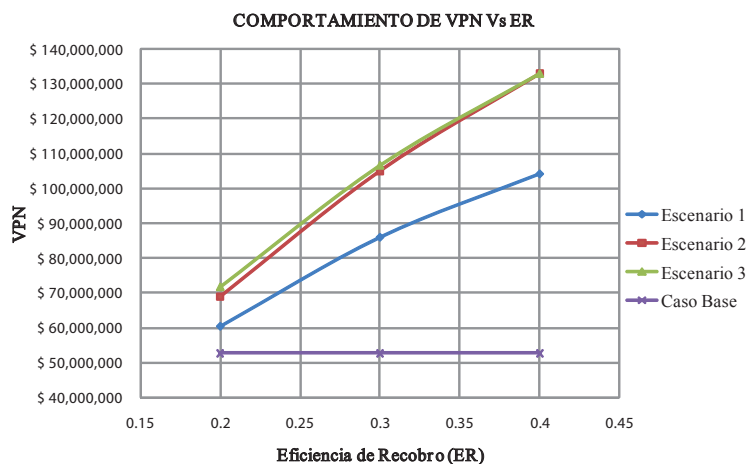


Figura 19. Evaluación de escenarios según VPN

Tabla 6. Resultados obtenidos del flujo de caja para el proyecto CASO

OPCIÓN	VPN (MMUS\$)	TIR (%)
CASO BASE	52.68	
ESCENARIO 1		
ER 0.2	60.84	146%
ER 0.3	86.03	185%
ER 0.4	104.22	211%
ESCENARIO 2		
ER 0.2	69.10	99%
ER 0.3	105.11	134%
ER 0.4	132.97	158%
ESCENARIO 3		
ER 0.2	71.63	113%
ER 0.3	106.65	150%
ER 0.4	133.08	176%

En base a todos los indicadores técnico-económicos evaluados se determinó que el escenario 2 es la mejor opción para implementar el proceso de inyección de agua en el Campo Lisama.

CONCLUSIONES

Según los diferentes resultados obtenidos en el *Screening*, analogías, geología, análisis experimental y las predicciones analíticas realizadas mediante el método CGM, es factible la inyección de agua en el área norte del Campo Lisama – Formación Mugrosa.

El Modelo CGM implementado para predecir el comportamiento de la inyección de agua en los pilotos propuestos arrojó buenos resultados, para los tres escenarios propuestos, donde se obtendría una recuperación de petróleo por la inyección de 3,9 MMBO, 5,1 MMBO y 5,4 MMBO, respectivamente, lo que es un valor bastante representativo considerando que por la producción en línea base a las curvas de declinación se obtuvo 3,02 MMBO.

La zona más favorable para realizar la inyección de agua es el sector centro norte ya que según los datos de producción reportados por la inyección de agua, esta zona aporta en promedio el 56% de producción para todos los escenarios, en comparación con la zona norte que aporta en promedio 22%.

Se calculó el flujo de caja para el proyecto y se determinaron los indicadores de rentabilidad VPN positivo Y TIR superior al 100% en la mayoría de los casos evaluados, lo que indica que el proyecto es rentable.

Debido a la incertidumbre de variables, se realizó un análisis de sensibilidad a la eficiencia de recobro con el propósito de observar el comportamiento del VPN. El valor de VPN se mantiene positivo en todos los casos y la mejor opción corresponde al escenario 2 dando un valor de \$ 105.11 MMU\$ y una TIR de 134% debido a los altos ingresos generados con una baja inversión.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

El Instituto Colombiano del Petróleo por el suministro de la información técnica, disposición de sus instalaciones y por su apoyo en el desarrollo del presente proyecto.

Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL S.A, Gerencia de Yacimientos, por brindar el soporte técnico a este proyecto.

La Universidad América, Investigaciones, por brindarnos el soporte para realizar esta investigación.

Al Ingeniero de Petróleos Juan Carlos Ortiz, por sus valiosas orientaciones y colaboración para la realización de este proyecto.

Carlos Rodríguez, Ingeniero de Petróleos, por su orientación y el enfoque brindado.

Mario Javier Gómez, Ingeniero Industrial, por su soporte en el análisis financiero del proyecto.

Jose Ricardo Sandoval, geólogo de yacimientos, por su soporte en el análisis geológico del proyecto.

Claudia Soto, Ingeniera de Petróleos, por la colaboración prestada.

A todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Borrero, M. (1985). *Estudio de ingeniería de los yacimientos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles*. Piedecuesta, CIT
- Castro, R. Gordillo G. (junio, 2008). *Revista de investigación Universidad América*, “Historia y Criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena”, 1, 1, pp. 32 – 51, ISSN 2011-639X.
- Craig E. Forrest F. (1982). “Waterflood Engineering Aspects”. New York: Society of Petroleum Engineers
- Instituto Colombiano del Petróleo ECOPETROL S.A. (2007). *Simulación Analítica del sistema de inyección/producción Area Cira Norte zona C, Piedecuesta Santander, Colombia*.
- Illhite G.P. (1986). *Waterflooding*. Spe textbook series 3, 3: Texas: Society of petroleum engineers.
- Instituto Colombiano del Petróleo ECOPETROL S.A. (2005). *Advanced System for Injection Analysis ASIA 2.0. MANUAL TÉCNICO - USUARIO*.
- Instituto Colombiano del Petróleo ECOPETROL S.A. (2007). *Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle medio del Magdalena, Piedecuesta Santander*.
- Montt, M. & Gutierrez D.(2005), *Justificación de perforación y prognosis para seis pozos de desarrollo en el área norte del Campo Lisama*. Ecopetrol S.A.
- Thankur, G. & Satter, A. (1998). *Integrated Waterflooding Asset Management*. Oklahoma, PennWell Books.
- TRENT UNIVERSITY, *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Ontario Canada: Limusa.
- Willhite, P. (1986). *Waterflooding*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.