

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS MULTICRITERIO PARA LA RECUPERACIÓN
MEJORADA DEL CAMPO LAGO AGRIO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

HUGO GERMÁN VÁSQUEZ BUNGACHO
hugo_vasquezhv@outlook.com

DIRECTOR: MSc. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA
ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, febrero 2018

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Germán Vásquez Bungacho, bajo mi supervisión.

MSc. Ignacio Bladimir Cerón Guerra
Director del Trabajo

DECLARACIÓN

Yo, Hugo Germán Vásquez Bungacho, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Hugo Germán Vásquez Bungacho

AGRADECIMIENTOS

“No creo que haya otra cualidad tan esencial para el éxito de cualquier tipo que la perseverancia, supera a casi todo, incluso a la naturaleza.” John D. Rockefeller

Quisiera primero agradecer a mi pilar fundamental, mi familia, un grupo de personas excepcionales que un ser celestial puso en mi vida para darme fuerza y motivación en cada nuevo proyecto que he emprendido, por estar presente en cada logro y sobre todo por asistir a levantarme en cada fracaso.

A mi madre por sentarse junto a mí y mirar el atardecer cuando niño mientras soñábamos despiertos, gracias por darme la oportunidad de hacerlos realidad.

Al Ingeniero Bladimir Cerón, director de mi trabajo de titulación, quien me apoyó desinteresadamente, y me guio durante la realización del mismo.

Al Ingeniero Pablo Trejo, además de ser una gran persona es un gran profesional, agradezco toda su ayuda y tiempo que me brindó para poder culminar con éxito este trabajo.

Al Matemático Rafael Burbano, quien me brindó todo el soporte técnico para la elaboración del presente trabajo que gracias a su investigación e implementación de un modelo matemático de análisis se logró cumplir los objetivos planteados.

Finalmente, agradezco a todas las personas que he conocido en esta amada facultad; compañeros y profesores, quienes han hecho durante mi vida estudiantil una aventura única, a mis amigos por convertirse en mis hermanos por estar presentes en momentos de hambre, locura y necesidad.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo y todo mi esfuerzo a varias personas que admiro, amo y respeto por nunca rendirse, por su constante lucha y trabajo para conseguir sus objetivos; a mis abuelos Toño Vásquez y Juanita Bungacho, Danny Zamora mi novia y madre de mi hermoso hijo Emilio, mi hermana Karla, mi tía Martha; quienes motivan a escalar hasta lo más alto de la cumbre respetando siempre a los demás y conservando la humildad que a ellos les caracteriza y los hace grandes personas cada día.

Una dedicatoria muy especial a mi mamá Chio Vásquez, a quien no solo le ofrezco este trabajo sino toda mi vida por ser el objetivo a alcanzar, por hacerme creer que estoy acercándome cuando en realidad ella está dos pasos por delante, TE AMO.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN.....	I
DECLARACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VI
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
1 REFERENCIAL TEÓRICO.....	5
1.1 Descripción del campo Lago Agrio.....	5
1.1.1 Localización e historia.....	5
1.1.2 Geología del campo.....	6
1.1.3 Estructura del campo.....	7
1.1.4 Características petrofísicas y de los fluidos.....	8
1.1.5 Historial de Producción.....	9
2 ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	11
2.1 Análisis Multicriterio.....	11
2.2 Fases del Análisis Multicriterio.....	12
3 RESULTADOS.....	14
3.1 Matriz de Copeland o Comparación por Pares.....	14
3.2 Rango de Condorcet.....	15
4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	19
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	22
5.1 Conclusiones.....	22
5.2 Recomendaciones.....	23

6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	24
7	ANEXOS.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1:	Ubicación del Campo Lago Agrio.....	5
Figura 1.2:	Mapa Estructural en Profundidad Hollín Inferior Campo Lago Agrio.....	8
Figura 1.3:	Producción Acumulada del Campo Lago Agrio.....	10
Figura 3.1:	Rango de Condorcet.....	17
Figura 3.2:	Inyección de dióxido de carbono (CO ₂) vs nitrógeno (N).....	18
Figura 4.1:	Resultado de la selección del Método de Recuperación Mejorada.....	19
Figura 7.1:	Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio <i>r</i>	25
Figura 7.2:	Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio <i>d</i>	26
Figura 7.3:	Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio <i>r</i>	27
Figura 7.4:	Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio <i>r</i>	28
Figura 7.5:	Regiones y curvas de nivel en el espacio <i>r</i>	28
Figura 7.6:	Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio <i>d</i>	29
Figura 7.7:	Modelo Lineal en el Espacio <i>r</i>	29
Figura 7.8:	Modelo no Lineal en el Espacio <i>d</i>	30

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1:	Características petrofísicas promedio de las arenas del campo Lago Agrio.....	9
Tabla 1.2:	Datos PVT del Campo Lago Agrio.....	9
Tabla 2.1:	Matriz de Impacto.....	11
Tabla 2.2:	Resumen de la Metodología Quipu.....	12
Tabla 3.1:	Matriz de Comparación por Pares.....	15
Tabla 3.2:	Rango de Condorcet.....	16
Tabla 4.1:	Ventajas de la inyección miscible de Dióxido de Carbono (CO ₂).....	20
Tabla 4.2:	Ventajas de la inyección de Nitrógeno (N ₂).....	21

RESUMEN

Análisis multicriterio para la recuperación mejorada de petróleo del campo Lago

Agrio: El campo Lago Agrio fue uno de los campos más productivos en Ecuador y la implementación de algunos mecanismos de recuperación mejorada de petróleo puede ser una alternativa de producción. El estudio se centró en la evaluación de ciertos parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos tales como la gravedad API, la viscosidad del petróleo, la composición del petróleo, la saturación de petróleo, la salinidad del agua, la temperatura, porosidad, permeabilidad, espesor neto, entre otros. Las cuales constituyeron las variables del estudio y cada método EOR son los escenarios tentativos. Este proceso implica la selección de la mejor opción de EOR a través del análisis multicriterio. El modelo matemático estará estructurado por los modelos Condorcet, Borda y Montecarlo. Los resultados se evaluarán a través de un análisis de sensibilidad.

El análisis multicriterio muestra que las mejores alternativas de recuperación mejorada de petróleo son la inyección de dióxido de carbono y la inyección de nitrógeno, pero la inyección de dióxido de carbono es más apropiada que la inyección de nitrógeno debido a las propiedades de roca y fluido del campo maduro Lago Agrio.

Palabras Clave: Análisis multicriterio, recuperación mejorada.

ABSTRACT

Multicriteria Analysis for Enhanced Oil Recovery of The Lago Agrio Field:

Lago Agrio Field is one of the most productive fields in Ecuador and the implementation of some Enhanced Oil Recovery mechanisms may be an alternative production. The study will focus on evaluating certain petrophysical parameters such as API gravity, petroleum viscosity, hydrocarbon composition, petroleum saturation, water salinity, temperature, among others. It going to constitute the variables of the study and each EOR's methods are the tentative scenarios. This process involves the selection of the best option of EOR through multicriteria analysis. The mathematical model will be structured by the Condorcet, Borda and Montecarlo models. The results will be evaluated through a sensitivity analysis.

The multicriteria analysis displays the best alternatives of enhanced oil recovery are carbon dioxide injection and nitrogen injection but the carbon dioxide injection is more appropriate than nitrogen injection due to petrophysic characteristics of the mature field Lago Agrio.

Keywords: Multicriteria analysis, EOR

ANÁLISIS MULTICRITERIO PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DEL CAMPO LAGO AGRIO

INTRODUCCIÓN

El campo Lago Agrio fue descubierto en el año de 1967 con la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio 1, que fue perforado por Texaco, como operadora del consorcio Texaco-Gulf, entre febrero y abril del mismo año, alcanzando los 10175 pies de profundidad, con una producción a flujo natural de 2955 BPPD de 29° API, provenientes de la formación Hollín (Petroamazonas EP, 2017).

En noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53.618 BPPD en promedio. A partir del año de 1980 empezó a declinar paulatinamente (Guaigua, 2016).

Durante la vida de producción de un campo de petróleo, el agotamiento y depletación en las zonas productoras es común, lo que afecta directamente a su productividad (Bohorquez & Cadena, 2011).

Un gran porcentaje de los campos de la Cuenca Oriente son considerados como campos maduros, un campo en si es considerado maduro si produce más del 50% de sus reservas probadas y probables, ha producido por más de 25 años y se redujo a menos del 50% de su tasa de producción (Golike, 2014).

También se define como campos maduros a los que se caracterizan básicamente por la disminución de la producción de petróleo, el corte de agua alta, la producción de arena, presencia de cera, asfáltenos, escalas, etc., problemas de integridad de los pozos y equipos obsoletos (Augustine, 2012).

De acuerdo a la definición de campo maduro es necesario la implementación de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en el campo Lago Agrio, EOR es la técnica o proceso en el que se modifican las propiedades físicas y químicas de la roca para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Las propiedades del sistema de fluido del yacimiento que se ven afectadas por el proceso EOR son químicas, bioquímica, densidad, miscibilidad, tensión interfacial, tensión superficial, viscosidad y temperatura (Bohorquez & Cadena, 2011).

El progreso y la producción de petróleo crudo en la mayoría de yacimientos, incluyen hasta tres etapas distintas: recuperación primaria, secundaria y terciaria (o mejorada). Durante la recuperación primaria, la presión original del yacimiento conduce el petróleo hacia el

pozo, en conjunto con técnicas de extracción artificial que llevan el crudo a superficie. Sin embargo el 10 % del petróleo in situ se recupera en la recuperación primaria. La recuperación secundaria incrementa la vida productiva de un activo generalmente se inyecta agua o gas para desplazar el petróleo al pozo productor, esto resulta en la recuperación del 20 al 40 % del petróleo in situ. Con la mayoría del petróleo fácil de producir que ya se recuperó de los campos petrolíferos, los productores han intentado varios métodos de recuperación mejorada (EOR) que ofrecen perspectivas para producir del 30 al 60 % incluso más del petróleo original in situ (Bohorquez & Cadena, 2011).

Todo esto conduce a proponer opciones para mejorar la producción o mecanismos alternos de recuperación de hidrocarburos para el campo mencionado. Una opción puede ser los distintos sistemas de recuperación mejorada de petróleo EOR como son; inyección de dióxido de carbono, inyección alternada de agua y gas, inyección de nitrógeno, inyección de agua caliente, inyección de vapor, combustión in-situ, inyección de polímeros, inyección de surfactantes, inyección de alcalinos surfactantes, inyección alcalino surfactante polímero.

Se utilizó el análisis multicriterio que es una herramienta matemática muy importante de decisión, que permitió integrar diferentes variables de estudio, para éste caso en particular se considera únicamente las propiedades de la roca y del fluido como variables de mayor importancia, desde el punto de vista de la ingeniería de reservorios.

En si las propiedades de la roca y del fluido que se utilizan en éste estudio son la gravedad API, viscosidad del petróleo, composición del hidrocarburo, saturación del petróleo, salinidad del agua, temperatura del reservorio, tipo de roca, permeabilidad, profundidad, espesor neto, porosidad y presión del reservorio. Cabe señalar que las variables de estudio son parámetros que están asociados a indicadores específicos y congruentes en los distintos Métodos de Recuperación Mejorada, de acuerdo con Farouq Ali y K.C Hong, quienes con su trabajo han aportado cada uno con una matriz donde detallan los rangos que tienen que cumplir cada una de las características del yacimiento. Las propiedades tales como dureza del agua, radio de movilidad y el mecanismo de empuje son consideradas para el método de recuperación de petróleo por inyección de polímeros.

El grado de importancia de las propiedades de la roca y del fluido, son determinadas en base a la experiencia de expertos en el área de petróleos; estos valores son designados en forma de pesos en la matriz multicriterio y los Métodos de Recuperación Mejorada constituyen propuestas que se familiarizan con la metodología ocupada.

Los escenarios que utiliza la matriz multicriterio; constituyen los distintos métodos de recuperación mejorada mencionados anteriormente. El análisis considera a formaciones permeables y porosas que pueden ser potenciales zonas de producción como rocas sedimentarias y carbonatos.

Para la selección de la mejor opción de recuperación mejorada se van a utilizar modelos de decisión como Montecarlo, Condorcet y las relaciones de Copeland.

El estudio va encaminado a evaluar la aplicación de los diferentes métodos de recuperación mejorada, a fin de determinar un proyecto de producción eficiente desde la visión de los parámetros petrofísicos del campo Lago Agrio, una vez que el campo ha sido sometido a recuperación mejorada.

Mediante el estudio se puede fiscalizar las operaciones y acuerdos establecidos en los contratos que existe y que se realicen en los campos maduros entre la empresa privada y la empresa pública.

Mediante el presente trabajo de investigación se deja una base de datos muy útil y práctica del Campo Lago Agrio, adicional permite optimizar la realización de cualquier análisis futuro en los campos que necesiten recuperación mejorada en el oriente ecuatoriano.

Pregunta de Investigación

¿Cuál es el método de recuperación mejorada apropiado para el campo Lago Agrio?

Objetivo General

- Realizar un análisis multicriterio para determinar los métodos más factibles de recuperación mejorada de petróleo (EOR) considerando la evaluación exclusiva de los parámetros de la roca y el fluido del Campo Lago Agrio.

Objetivos Específicos

- Determinar la situación actual de producción del Campo Lago Agrio.
- Detallar la geología, parámetros petrofísicos y la jerarquía que tiene cada uno de ellos en la aplicación de los diferentes métodos de EOR del Campo Lago Agrio.
- Proponer opciones de recuperación mejorada aplicables a las condiciones del campo Lago Agrio.
- Implementar el análisis multicriterio como una metodología en la toma de decisiones.

- Obtener una línea ruta para futuros estudios de recuperación mejorada y su implementación en el Campo Lago Agrio.

Alcance

- Determinar y recomendar el método apropiado de recuperación mejorada EOR que se ajuste a las propiedades petrofísicas del campo en estudio. Mediante el uso de datos reales del campo (sin corrección) obtenidos desde la base de datos de las entidades gubernamentales y del repositorio de la Escuela Politécnica Nacional.

CAPÍTULO I

1 REFERENCIAL TEÓRICO

1.1 Descripción del campo Lago Agrio

1.1.1 Localización e historia

El campo Lago Agrio, Bloque 56 de PETROAMAZONAS EP, está ubicado al Noroccidente de la Cuenca Amazónica en la provincia de Sucumbíos, junto al cantón de nombre Lago Agrio, en las coordenadas UTM 291.000-295.000 Este y 10'006.000-10'015.000 Norte, con un área aproximada de 36 km². La etapa de perforación empezó en abril de 1967 por la compañía Texaco, con la perforación del pozo LGA-01. Inició su producción en mayo de 1972, fue el primer campo en producción en el Ecuador, alcanzando una producción máxima promedio de 53.628 BPPD en noviembre de 1973. Hasta mayo del 2016 se han perforado un total de 57 pozos en la Figura 1.1, se encuentra el mapa de ubicación del campo Lago Agrio (Petroamazonas EP, 2011).

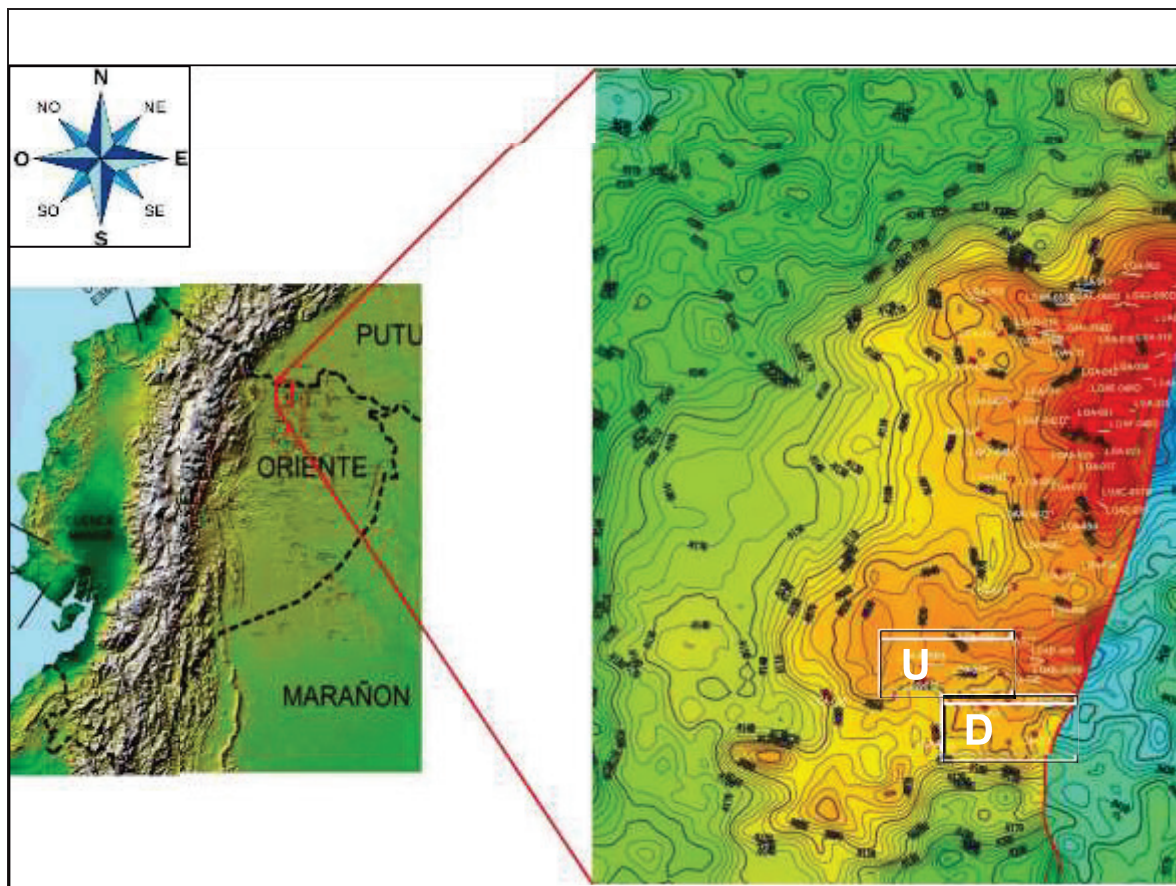


Figura 1.1: Ubicación del Campo Lago Agrio.
Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

Este campo fue manejado inicialmente por Texaco en 1967, posterior, por término de plazos contractuales, el campo pasó a manos de la filial temporal Petroamazonas en 1990, que en el año 1993 se unificó con la filial estatal Petroproducción. En el año 2010 la filial estatal se transformó en la Gerencia de Exploración y Producción de la Empresa pública PETROECUADOR, en enero del 2013, cuando el proceso de fusión por absorción entre Petroamazonas EP y la gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador se concretó, la operadora a cargo del campo Lago Agrio es Petroamazonas EP. (EP Petroamazonas, Historia, 2012).

1.1.2 Geología del campo

Litología

Los principales reservorios se encuentran en las Areniscas de la formación Hollín y los reservorios secundarios corresponden a las Areniscas U y T de la formación Napo y la Arenisca Basal Tena de la formación Tena (Guaigua, 2016).

Modelo sedimentológico

Formación Tena

Arenisca Basal Tena: Fue depositada en parte en un régimen de estuario. El cambio importante de facies parece ocurrir hacia el tope de las areniscas Tena Basal, en donde la presencia de limolitas rojas apunta un cambio repentino en el ambiente de depósito, asociando este cambio a un aumento de la tectónica compresiva en la frontera oeste de la cuenca (Petroamazonas EP, 2012).

Además es una arenisca cuarzosa, de grano fino, matriz arcillosa con fuerte variación lateral de facies. Corresponden a facies fluviales que evolucionan también a un ambiente con influencia mareal. Las facies sedimentarias varían de canales o barras fluviales y planicie lodosa. Su porosidad promedio es de 14.6 %. (Guaigua, 2016).

Arenisca U: Se divide en dos cuerpos: U Inferior y U Superior.

U Inferior: Es una arenisca cuarzosa, de grano fino a medio. En este periodo se desarrollan predominantemente facies de conductos y barras mareales, planicies arenosas de marea y planicie lodosa. Su porosidad media es de 13.0% (Guaigua, 2016).

U Superior: Muestra intervalos poco desarrollados de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, matriz arcillosa, cemento calcáreo y exuberante glauconita (Guaigua, 2016).

Formación Napo

Arenisca T: Se divide en dos entidades: T Inferior y T Superior.

T Inferior: Se detalla como una arenisca cuarzosa en el campo Lago Agrio, de grano fino a medio. Las facies sedimentarias para esta etapa van de canales y barras mareales, planicie arenosa de marea hasta planicie lodosa. La porosidad es del orden de 12.2%. (Guaigua, 2016).

T Superior: Expone desarrollo de un miembro de arenisca glauconítica con intercalaciones de lutitas. Su porosidad promedio es del orden de 12.1% (Guaigua, 2016).

Formación Hollín

Cuenta con dos reservorios con particularidades propias: Hollín Inferior y Hollín Superior.

Hollín Inferior: Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso. Las facies sedimentarias corresponden a canales fluviales en la parte inferior, penetrándose hacia el tope con una leve influencia mareal. La porosidad promedio de Hollín Inferior es de 14.5% (Guaigua, 2016).

Hollín Superior: Muestra areniscas cuarzosas, de grano medio a fino, matriz arcillosa, cemento calcáreo y abundante glauconita. La clase de ambiente corresponde a una plataforma con areniscas glauconíticas. Las areniscas presentan discontinuidad vertical pero son continuas lateralmente en el campo Lago Agrio. La porosidad de Hollín Superior está en el orden de 12.9% (Guaigua, 2016).

1.1.3 Estructura del campo

De dirección aproximada NE-SO de 15 km de largo por 6 km de ancho el campo Lago Agrio presenta una estructura anticlinal de alto relieve, restringido hacia el Este por una falla inversa de similar dirección y contra la cual intercepta la estructura, ver Figura 1.2, cerca de 500 pies de desplazamiento vertical y afecta hasta por encima del tope de la formación Napo (Guaigua, 2016).

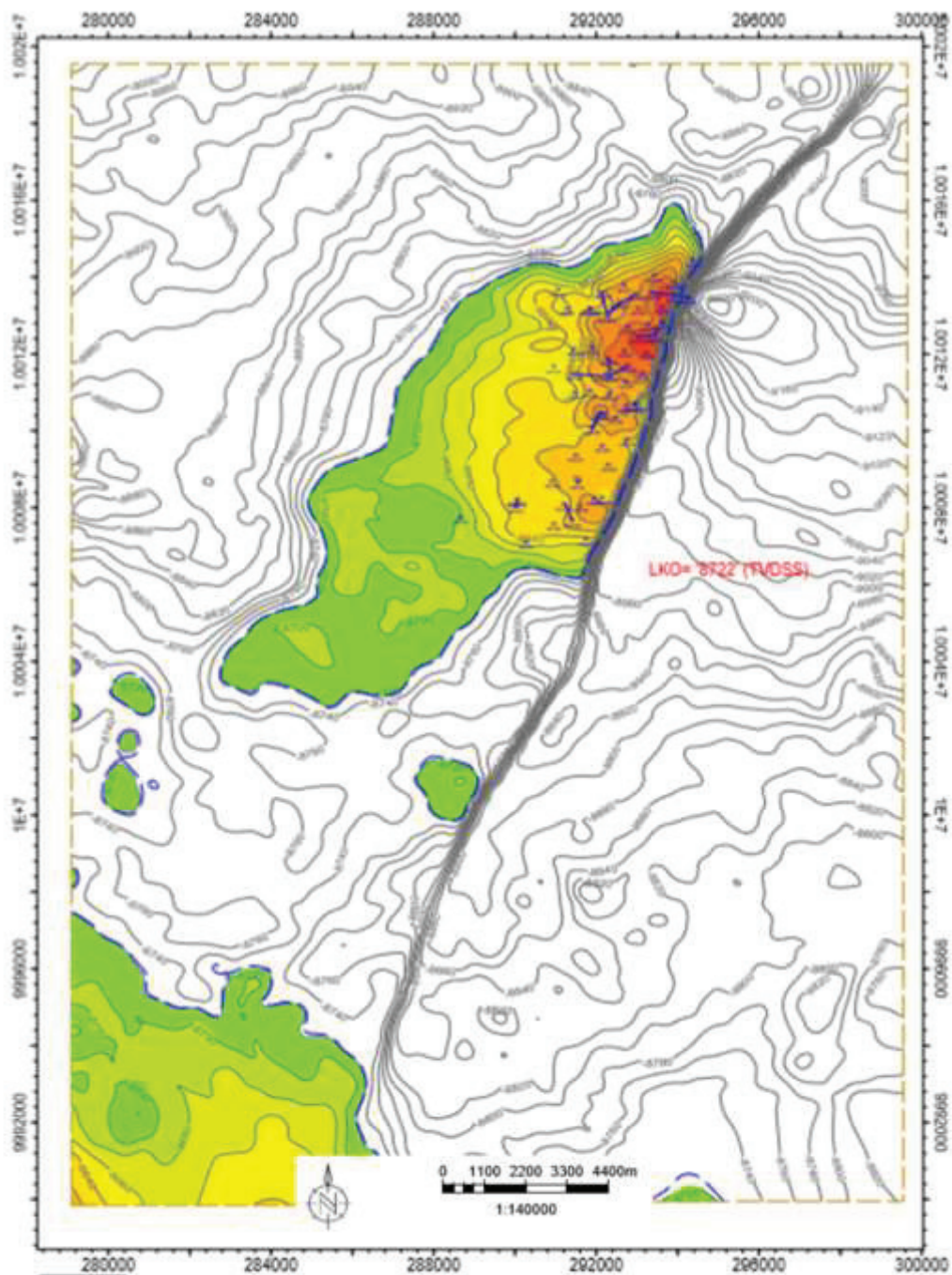


Figura 1.2: Mapa Estructural en Profundidad Hollín Inferior Campo Lago Agrio.
Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

1.1.4 Características petrofísicas y de los fluidos

Características de la roca

En la Tabla 1.1, se presenta los valores medios de las propiedades petrofísicas de las formaciones productoras del campo Lago Agrio.

Tabla 1.1: Características petrofísicas promedio de las arenas del campo Lago Agrio.

RESERVORIO	PARÁMETROS				
	Espesor Neto de Petróleo ho	Porosidad ϕ	Saturación de Agua Sw	Saturación de Petróleo So	Permeabilidad K
	ft	%	%	%	mD
Basal Tena	9	14.52	31.62	68.38	15-30
U Superior	8	12.02	28.17	71.83	20-60
U Inferior	10	12.08	32.34	68	20-60
T Superior	9	12.32	33.72	67.66	20-60
T Inferior	11	12.06	30.71	66.28	20-60
Hollín Superior	18	12.62	30.91	69.29	15-18
Hollín Inferior	59	14.39	27.42	69.09	50-90

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

Elaboración: Hugo Vásquez.

Propiedades de los fluidos

A partir de muestras de núcleos de fondo a condiciones del yacimiento, se determinarán las propiedades, si se dispone de muestras de fluido, las propiedades pueden ser medidas mediante un análisis de Presión-Volumen-Temperatura (PVT), las cuales son un conjunto de pruebas utilizadas en laboratorio (Borja & Escorza, 2017).

Tabla 1.2: Datos PVT del Campo Lago Agrio

RESERVORIO	PARÁMETROS							
	Presión Inicial	Presión Actual	Pb	API	Boi	GOR	Tr	Viscosidad
	psi	psi	psi	°API	BY/BN	Scf/Bbl	°F	cp
Basal Tena	3500	1095	810	24	1.16	163	212	2.21
U Superior	4195	1837	700	29.1	1.24	186	222	1.07
U Inferior	4195	1796	700	29.1	1.24	191	222	1.07
T Superior	4417	2101	770	32	1.22	210	224	3.01
T Inferior	4417	2312	770	32.4	1.22	263	224	3.01
Hollín Superior	4485	3422	850	28.1	1.18	269	228	1.78
Hollín Inferior	4485	3900	750	28.8	1.18	546	232	1.45

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

Elaboración: Hugo Vásquez.

1.1.5 Historial de Producción

La producción inicial del Campo Lago Agrio fue de 2955 BPPD, alcanzando en el período de 1973 su máxima cumbre de producción con 53618 BPPD. (Guaigua, 2016) Para agosto del 2017 la producción acumulada fue de 168.4 MMBPPD y 91.6 MMBAPD (Petroamazonas EP, 2017).

En la Figura 1.3, se puede apreciar los acumulados de producción de agua y petróleo del campo Lago Agrio, donde se aprecia que el corte de agua es bajo siendo este del 47.1 %.

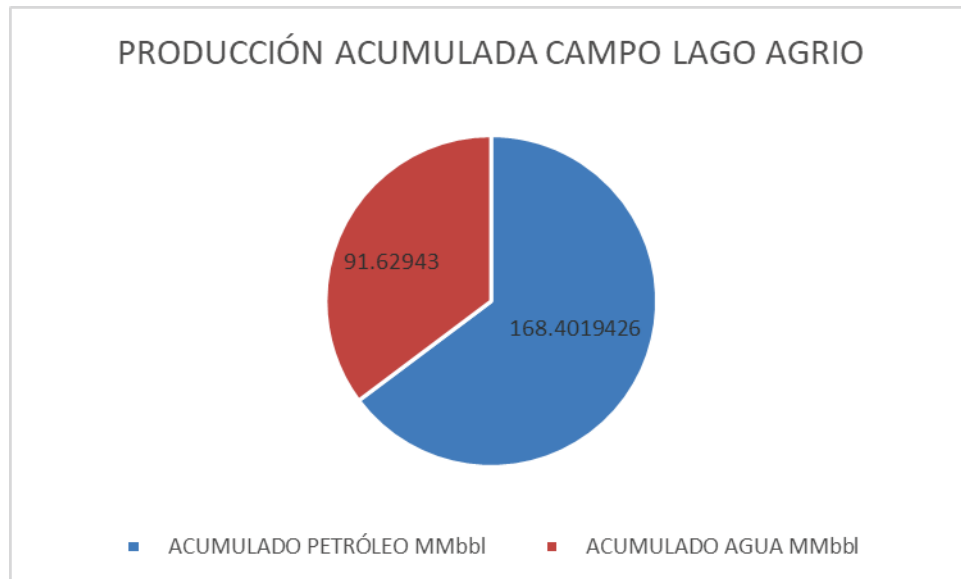


Figura 1.3: Producción Acumulada del Campo Lago Agrio.
Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

CAPÍTULO II

2 ASPECTOS METODOLÓGICOS

2.1 Análisis Multicriterio

El Análisis Multicriterio (AMC) o Análisis de Decisión Multicriterio (ADM) se establece en los setentas, en aquellos años, el AMC se lo tenía en cuenta como una práctica exclusiva de la Teoría de la Decisión que indagaba resultados óptimos en contextos bien estructurados, en resumen, el análisis multicriterio es una herramienta de la economía ecológica que permite el análisis de problemáticas con un enfoque integral y holístico, desde las diversas dimensiones involucradas: económica, social, ambiental, cultural, política, tecnológica y legal (Burbano, 2015).

El AMC consta principalmente de las alternativas (proyectos, candidatos en un proceso electoral, regiones o países, etc) en análisis y de los criterios de evaluación. La información necesaria para un análisis multicriterio se presenta en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Matriz de Impacto.

		Criterios					
		F_1			...		F_k
Dimensión		f_1	f_2	...			f_n
Criterio		$[u_1]$	$[u_2]$...			$[u_n]$
Unidad		o_1	o_2	...			o_n
Objetivo		ω_1	ω_2	...			ω_n
Peso		c_1	c_2	...			c_n
Umbral		α_1			...		α_k
Compensación local (intradimensión)		Compensación global: α_0					
Alternativas	x_1	x_{11}	x_{12}	...			x_{1n}
	x_2	x_{21}	x_{22}	...			x_{2n}

	x_m	x_{m1}	x_{m2}	...			x_{mn}

Fuente: Trejo, 2015.

Los criterios pueden ser agrupados en espacios de análisis (económica, social, ambiental, etc.). Un criterio es una función f_j ($j = 1, \dots, n$) que establece a cada opción x_i ($j = 1, \dots, m$) la valoración adecuada en $x_{ij} = f_j(x_i)$. Los criterios se evalúan en determinadas unidades ($kg, m, \$$, etc) (Trejo, 2015).

Para el proceso de éste estudio se van a utilizar los instrumentos multicriteriales, en especial se va a usar la metodología desarrollada por el Matemático Rafael Burbano; que

consta de un “modelo paramétrico compensatorio no compensatorio Quipu con criterios múltiples” (Trejo, 2015).

El modelo Quipu permite definir dos tipos de parámetros de compensación: la compensación global α_0 (compensación entre dimensiones) y las compensaciones intradimensión $\{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k\}$. El primero mide, en qué medida desventajas en un grupo de criterios de una dimensión se compensan con ventajas en un grupo de criterios de otra dimensión; el segundo mide, por ejemplo, la compensación entre criterios de una misma dimensión. El parámetro de compensación α es un número entre 0 y 1, que nos indica si hay compensación total ($\alpha = 1$), parcial ($0 < \alpha < 1$) o no hay compensación ($\alpha = 0$) (Burbano, 2015).

Las características generales del modelo se pueden apreciar en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Resumen de la Metodología Quipu

	Modelo Quipu
Datos	Cuantitativos (numéricos, difusos o variables aleatorias) y cualitativos.
Pesos	Explícitos (importancia).
Procesos	Comparación por pares (CP). Agregación global (grafo de la CP y semiorden difuso).
Umbral	De indiferencia.
Relación parcial	Criterio difuso con umbral de indiferencia.
Comparación por pares	Preferencia débil. Indiferencia, preferencia estricta e incomparabilidad.
Comparación global	Comparación por pares (regla de la mayoría). Semiorden difuso (Condorcet).
Compensación	Explícita (global y local).
Análisis de sensibilidad	Simulación Montecarlo. Análisis parcial por dimensión.

Fuente: Trejo, 2015.

2.2 Fases del Análisis Multicriterio

Para entender de mejor manera el manejo de la herramienta multicriterio, diversos autores han concordado en presentar las fases o etapas de un proceso de evaluación, análisis y decisión multicriterio, (Burbano, 2015) estas etapas deben ser abordadas en el siguiente orden:

1. Formulación del problema y planteamiento del objetivo general.
2. Identificación de las alternativas y los criterios de evaluación.

3. Evaluación de las alternativas en los criterios (construcción de la matriz de impacto).
4. Selección del método multicriterio.
5. Aplicación del método multicriterio y análisis de sensibilidad.
6. Análisis y evaluación de resultados.
7. Conclusiones y recomendaciones.
8. Decisión.

La solución del análisis multicriterio, va estar sujeta a la interpretación de diferentes formas; pueden responder a la elección de la “mejor alternativa” de un grupo de opciones disponibles en la que la “mejor alternativa” puede ser interpretada como “alternativa preferida” de acuerdo al analista (Trejo, 2015).

El Análisis Multicriterio se basa en un enfoque constructivo que está situado entre el “decisionismo” (basado en los instintos y el subconsciente) y el “racionalismo” (exageración del concepto de racionalidad). El concepto de Proceso de Decisión tiene una importancia esencial. Siempre es posible justificar o defender la solución tomada (Racionalidad Procedimental). La calidad del proceso se consigue principalmente con la interacción de los afectados y la transparencia del proceso de decisión. De esta manera, interesa profundamente la calidad del proceso y no solo los resultados (Burbano,2015).

La ventaja de método multicriterio es que permite relacionar diferentes variables con sus respectivas escalas y dimensiones de diferente índole, sin sustituir o remplazar los valores de cada una de las variables.

Otra ventaja que posee el análisis multicriterio es que su aplicación es general y este tipo de investigación se puede dar para diversos campos como: ingeniería, economía, sociología, etc.

CAPÍTULO III

3 RESULTADOS

3.1 Matriz de Copeland o Comparación por Pares

El modelo matemático de análisis multicriterio, admite obtener la matriz de comparación por pares o matriz coloreada que detalla en cada celda la analogía de mayor credibilidad. (Burbano, 2015)

Para comparar los valores de los criterios para las alternativas, es necesario introducir el concepto de distancia. En el caso de la evaluación numérica, la distancia se define simplemente como la diferencia entre los dos números. En el caso de evaluación difusa, se utiliza el concepto de distancia semántica.

La distancia semántica mide la distancia entre dos funciones: tiene en cuenta la posición y también la forma de las dos funciones (ya sea para funciones de pertenencia difusas o funciones de densidad de probabilidad) (Burbano, 2015).

La comparación de puntuaciones de criterios (valores) de cada par de acciones (alternativas) se lleva a cabo por medio de la distancia semántica descrita anteriormente. Esta comparación se basa en las relaciones de preferencia, expresadas por el usuario, para cada criterio individual a partir de la distancia entre alternativas. Las relaciones de preferencia se definen por medio de 6 funciones que permiten expresar (dependiendo de la distancia entre alternativas), para cada criterio, un índice de credibilidad de los enunciados de que una alternativa es mucho mejor, mejor, aproximadamente igual, igual, peor y mucho peor que otro (Burbano, 2015).

El índice de credibilidad va de 0 (definitivamente no creíble) a 1 (definitivamente creíble) aumentando monótonamente dentro de este rango.

El color de cada celda corresponde a los siguiente: amarillo = indiferencia; celeste = preferencia estricta; verde = preferencia inversa; gris = incomparabilidad.

Los resultados también pueden ser presentados en una tabla orientada, ver Tabla 3.1. El grado de credibilidad es el valor numérico presente en cada cuadro de la tabla. (Burbano, 2015)

Tabla 3.1: Matriz de Comparación por Pares.

	CO2	AG	N	AC	V	P	S	ALS	ASUP	COIS
CO2	0	0.71	0.51	1.00	0.84	0.57	0.57	0.72	0.95	0.57
AG		0	0.37	0.94	0.41	0.34	0.34	0.27	0.42	0.33
N			0	0.99	0.56	0.35	0.35	0.46	0.66	0.35
AC				0	0.46	0.75	0.95	0.84	0.47	0.66
V					0	0.46	0.46	0.38	0.27	0.57
P						0	0.35	0.46	0.84	0.36
S							0	0.45	0.83	0.36
ALS								0	0.69	0.30
ASUP									0	0.70
COIS										0

Elaboración: Hugo Vásquez.

Donde se tiene los siguientes métodos de recuperación mejorada:

- **CO2-C** = Inyección de Dióxido de Carbono.
- **AG-G** = Inyección alternada de Agua y Gas.
- **N** = Inyección de Nitrógeno.
- **AC-A** = Inyección de Agua Caliente.
- **V** = Inyección de vapor.
- **P** = Inyección de Polímeros.
- **S** = Inyección de Surfactantes
- **ALS-L** = Inyección de Alcalinos Surfactantes.
- **ASUP-U** = Inyección Alcalino Surfactante Polímero
- **COIS-O** = Combustión in Situ

La matriz de comparación por pares permite establecer las relaciones que existen entre los escenarios y estas relaciones son representadas con los colores como se detalla en el párrafo anterior.

La modelación da como resultado la mejor opción de recuperación mejorada de petróleo, cada espacio de la matriz corresponde a los distintos métodos mencionados y las variables están enfocadas en las características petrofísicas del campo Lago Agrio.

3.2 Rango de Condorcet

Si el interés es que el análisis multicriterio genere un ordenamiento lineal de las opciones, es decir un ranking general entre las opciones, se aplica una variante del método de Condorcet. El procedimiento para determinar el preorden es ordenar de mayor a menor el según el valor de sus pesos.

El rango de Condorcet, permite determinar ordenar las alternativas en forma lineal. El flujo de salida o rango positivo ($Rang^+$) es una medida de la fortaleza de la alternativa a y mide la magnitud en la que a es mejor que las otras $m - 1$ alternativas; el flujo de entrada o rango negativo ($Rang^-$) es una medida de la debilidad de la alternativa a y mide la magnitud en la que las otras $m - 1$ alternativas son mejores que a ; el flujo neto ($Rang$) es el balance entre el flujos positivo (de salida) y negativo (de entrada). Estos valores varían en el intervalo $[0, m - 1]$, donde m es el número de alternativas. (Burbano, 2015). El modelo matemático brinda los siguientes resultados:

Tabla 3.2: Rango de Condorcet

Alternativa	$Rang^+$	$Rang^-$	$Rang$
CO2	6.3	0.0	7.6
N	4.2	0.4	6.4
S	3.5	1.4	5.6
P	3.3	1.4	5.5
COIS	3.1	1.5	5.3
AG	1.9	2.2	4.4
ALS	2.1	2.5	4.3
V	0.6	3.8	2.9
ASUP	0.6	5.3	2.2
AC	0.0	7.1	1.0

Elaboración: Burbano Rafael, Vásquez Hugo.

- **Rango difuso de Condorcet.** El análisis de sensibilidad usa la simulación de Montecarlo.

La simulación Montecarlo es una técnica matemática computarizada que permite tener en cuenta el riesgo en análisis cuantitativos y tomas de decisiones. Esta técnica es utilizada por profesionales de campos tan dispares como los de finanzas, gestión de proyectos, energía, manufacturación, ingeniería, investigación y desarrollo, seguros, petróleo y gas, transporte y medio ambiente (Burbano, 2015).

La simulación Montecarlo ofrece a la persona responsable de tomar las decisiones una serie de posibles resultados, así como la probabilidad de que se produzcan según las

medidas tomadas. Muestra las posibilidades extremas —los resultados de tomar la medida más arriesgada y la más conservadora— así como todas las posibles consecuencias de las decisiones intermedias (Burbano, 2015).

El rango de Condorcet relaciona las variables de cada uno de los métodos de recuperación mejorada y las compara presenta un gráfico de frecuencias en el cual la mejor opción corresponde aquella que tenga un mayor número de preferencias. En la Figura 3.1, la mejor opción se presenta con las curvas que están al lado derecho de la gráfica.

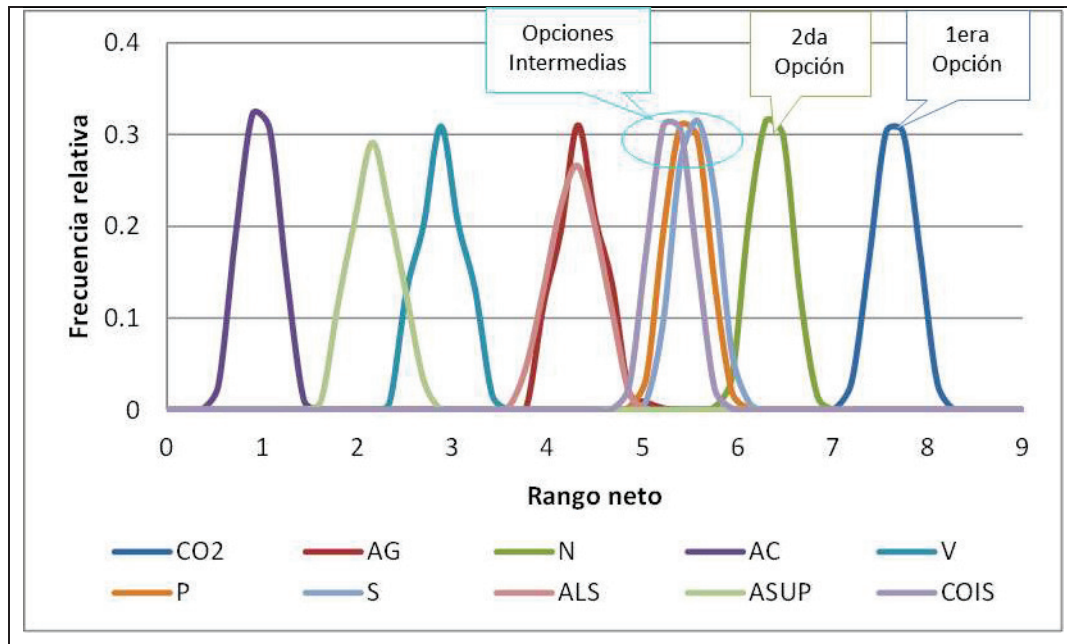


Figura 3.1: Rango de Condorcet.
Elaboración: Vásquez Hugo, Burbano Rafael.

- **Comparación por pares:**

La comparación por pares permite analizar el detalle del análisis multicriterio para cualquier par de alternativas. En este caso, se muestra el resultado del análisis de sensibilidad para el par de alternativas CO2 (inyección de dióxido de carbono) y N (inyección de nitrógeno), ver Figura 3.2.

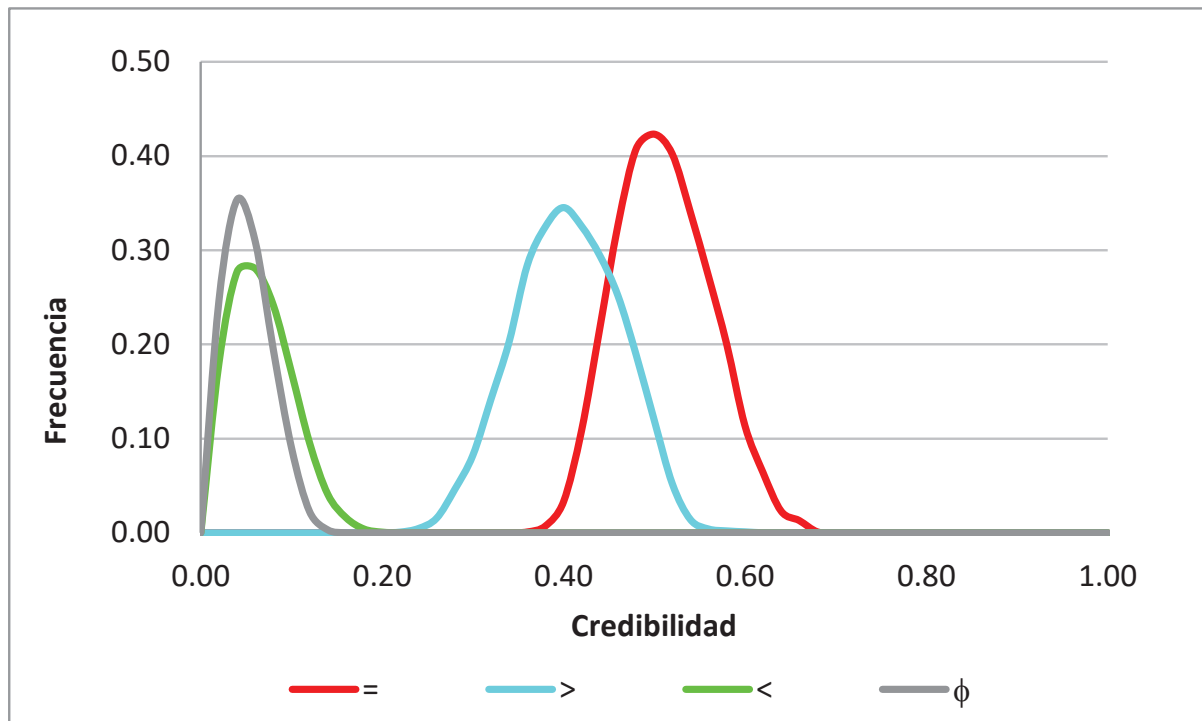


Figura 3.2: Inyección de dióxido de carbono (CO₂) vs nitrógeno (N)
Elaboración: Hugo Vásquez.

La relación de mayor credibilidad entre estos métodos es la indiferencia; (ni inclinación ni rechazo hacia otro sujeto, un objeto o un asunto determinado) es decir, los métodos son igualmente adecuados lo que nuestra la curva de color rojo.

Ahora bien, la segunda relación de mayor credibilidad es la preferencia estricta: la inyección de dióxido de carbono (CO₂) es más adecuada que la inyección de nitrógeno (N), siendo la curva de color rojo la inyección de dióxido de carbono y la curva celeste la inyección de nitrógeno.

CAPÍTULO IV

4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo a los datos de las propiedades de roca y fluido del campo Lago Agrio, que fueron ingresados en el modelo matemático y a través de las relaciones de Copeland, Rango neto de Condorcet, Funciones de Credibilidad se determina el orden de los escenarios o métodos de recuperación mejorada en base a la preferencia y se puede observar en la Figura 4.1; que la mejor opción de Recuperación Mejorada para el Campo Lago Agrio es la Inyección dióxido de carbono, seguida por inyección de Nitrógeno.

Como otras alternativas tenemos Inyección de Surfactantes, Inyección de Polímeros y Combustión In Situ; y como la opción menos apropiada tenemos a: Inyección de Agua Caliente.

En la Figura 4.1, se presenta el orden de los métodos de recuperación mejorada y comienza con los métodos más idóneos y termina con los métodos no recomendables. La preferencia estricta se representa mediante un rayo; la indiferencia mediante la superposición de las alternativas:

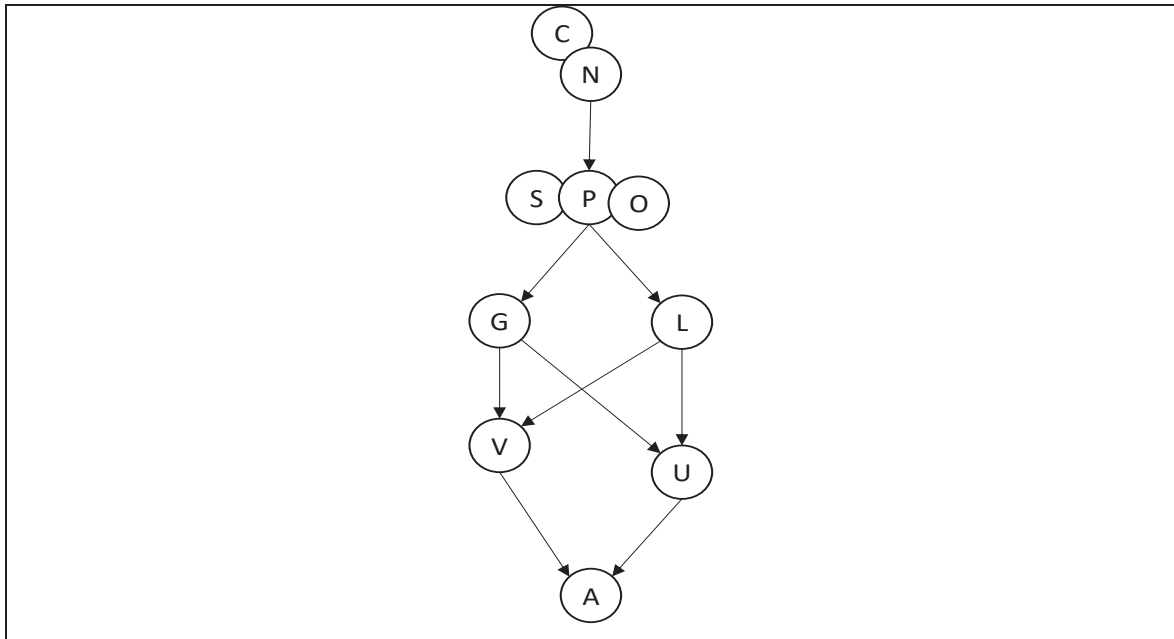


Figura 4.1: Resultado de la selección del Método de Recuperación Mejorada.

Elaboración: Vásquez Hugo, Burbano Rafael.

Cabe recalcar que cada variable tiene una curva característica de eficiencia y su valor dependerá de las propiedades del campo de estudio.

Como se puede observar en la figura anterior, la inyección de dióxido de carbono es la mejor alternativa de recuperación mejorada que se puede aplicar al campo Lago Agrio.

La inyección de dióxido de carbono (CO₂), se utiliza para el desplazamiento miscible de crudos medianos a livianos como es el crudo del campo en estudio (API 29.1), Siendo la característica principal la alta solubilidad.

La miscibilidad presente en el gas ayuda a la extracción de fracciones de crudo que van desde el metano (C₄) hasta el triacontano (C₃₀), mejorando las propiedades de las roca y fluidos del yacimiento (Andrade & Cruz ,2015).

Tabla 4.1: Ventajas de la inyección miscible de Dióxido de Carbono (CO₂)

Solvente	El dióxido de carbono es usado como solvente, junto con la saturación residual para superar las fuerzas capilares e incrementar la movilidad de petróleo.
Eficiencia de desplazamiento	La eficiencia de desplazamiento por la inyección de CO ₂ miscible es cerca del 100%, pues al mezclarse con el petróleo produce un decremento en la tensión interfacial (aproximadamente cero) y un incremento de la mojabilidad del petróleo.
Viscosidad	La muy alta solubilidad del dióxido de carbono en el petróleo permite la reducción en la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua.

Fuente: (Andrade & Cruz ,2015).

La segunda alternativa de recuperación mejorada EOR que se puede aplicar al campo Lago Agrio es la inyección de Nitrógeno (N₂).

La inyección de nitrógeno empezó en la década de los ochenta, con el fin de mantener la presión, después este método fue propuesto como técnica para incrementar el factor de recobro, ayudando a la evaporación de las fracciones ligeras de los reservorios condensados y crudos ligeros. La inyección de nitrógeno ha tenido éxito en yacimientos profundos con altas presiones y con crudo liviano, el nitrógeno ayuda a recuperar el petróleo por medio de la hinchazón del mismo y la reducción de la viscosidad (Andrade & Cruz ,2015).

Tabla 4.2: Ventajas de la inyección de Nitrógeno (N₂)

Costo	Relativamente bajo en comparación con el Dióxido de Carbono.
Componentes livianos del nitrógeno	Se vaporizan los componentes livianos del nitrógeno en el crudo permitiendo desplazar el petróleo hacia los pozos productores.
Corrosividad	No es corrosivo, por lo tanto no se requieren grandes modificaciones en las instalaciones.
Formación	Se usa en formaciones que contengan areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas permeabilidades.
Presión	Yacimientos con presiones altas.
Temperatura	Yacimientos con temperaturas altas

Fuente: (Andrade & Cruz ,2015).

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

De los resultados de la matriz de comparación por pares o relación de Copeland y del rango de Condorcet se concluye que los métodos de recuperación mejorada de petróleo aplicables en el campo Lago Agrio pueden agruparse en tres categorías partiendo desde el más adecuado hasta el menos adecuado.

- **Grupo 1- Mejores Alternativas:** Los métodos de inyección de dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno (N) son, de acuerdo a los resultados del análisis multicriterio, los métodos más adecuados para el campo Lago Agrio, siendo el método de inyección de dióxido de carbono el más adecuado para las características petrofísicas del campo maduro Lago Agrio.
- **Grupo 2 – Alternativas medianamente adecuadas:** Este grupo se conforma de dos subgrupos. Las opciones de inyección de polímeros (P), de surfactantes (S) y de combustión in situ (COIS) presentan resultados muy similares de acuerdo al análisis multicriterio; de igual manera, los métodos de inyección alternada de agua y gas (AG) y de alcalinos surfactantes (ALS) presentan para el rango de Condorcet puntajes similares; sin embargo, estos dos métodos en el análisis detallado muestran que la evaluación de la relación de mayor grado es la incomparabilidad entre sí.
Estos métodos presentan condiciones medianamente adecuadas a las características petrofísicas del campo Lago Agrio; el primer subgrupo con mejores condiciones que el segundo.
- **Grupo 3 – Alternativas pobremente adecuadas:** En este grupo se han reunido las opciones menos adecuadas para las características petrofísicas del campo Lago Agrio: los métodos de inyección de vapor (V), inyección de alcalino surfactante polímero (ASUP), y la inyección de agua caliente (AC).
Al igual que en el segundo subgrupo de la categoría anterior, los dos primeros métodos de este grupo no son comparables entre sí.
- El método menos adecuado para ser aplicado en el Campo Lago Agrio es la inyección de agua caliente.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda complementar el estudio añadiendo dimensiones sociales con sus variables como; el impacto en la cultura de las localidades, religión, y dimensiones ambientales y económicas como; empleo, producción de desechos, ingresos netos, PIB, contaminación ambiental (agua, aire suelo).
- Es recomendable actualizar la base de datos de los campos previos a realizar el análisis multicriterio.
- Se recomienda extender el estudio a otros campos maduros con similares características
- Otro punto de interés dentro del estudio es el realizar una valoración más integral, que incorpore muchas dimensiones y de un resultado más acorde con las propiedades y necesidades que puede presentar no solo el campo Lago Agrio sino todos los campos maduros existentes en el país.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andrade, M., & Cruz, R. (2015). *Estudio Para Evaluar el Potencial de la Aplicación de la Recuperación Mejorada en un Campo de la Cuenca Oriente del Ecuador.* (Tesis de Ingeniería) Escuela Politécnica Nacional.

Augustine, E., Olalekan, B., Abdulhakeem, I., Olubusola, O., & Onichabor, F. (2012). *Using Contemporary Technologies in the Rejuvenation of Brown Fields - The Seplat's Experience.* Society of Petroleum Engineers. (SPE -163000-MS).

Behzadi, S., & Towler, B. F. (2009,). *A New EOR Method.* Society of Petroleum Engineers. (SPE-123866-MS).

Bohorquez, O., & Cadena, M., (2011). *Metodología para la Evaluación de Riesgos Durante Operaciones de Workover y Servicios a Pozos.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Borja, P. & Escorza, L. (2017). *Comparación Técnico-Económica entre Sistemas de Completación Inteligente y Dual Concéntrica para Optimizar la Producción del Activo Lago Agrio.* (Tesis de Ingeniería). Universidad Central del Ecuador.

Burbano, R. (2015). *El Análisis Multicriterio y el Teorema de Arrow.* Recuperado el 6 de septiembre del 2017 de:

<http://www.revistapolitecnica.epn.edu.ec/images/revista/volumen37/tomo1/El-Analisis-Multicriterio-y-el-Teorema-de-Arrow.pdf>

Burbano, R. (2015). *La problemática múltiple de los recursos hídricos en el Ecuador: Evaluación Multicriterio de los Proyectos Multipropósito,* Escuela Politécnica Nacional, II Congreso Internacional de Economía. Quito, Ecuador.

Burbano, R. (2017). *Modelo Multicriterio Paramétrico Compensatorio No-compensatorio.* (Tesis de Doctorado). Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Ecuador.

Carpenter, C. (2017). *Use of Modern Reservoir Characterization in Mature Fields To Unravel Hidden Reserves.* Society of Petroleum Engineers. (SPE-0117-0056-JPT).

Golike, C. (2014). *New Opportunities Old Field Course Notes.* Houston, Texas: Petroskill.

Guaigua, S. (2016). *Alternativas Para la Optimización de la Producción de un Campo Maduro de la Cuenca Ecuatoriana: Fracturamiento Hidráulico y/o Estimulación Matricial.* (Tesis de Ingeniería). Escuela Politécnica Nacional.

Handayani, N., & Simamora, J. H. (2012). *Challenge in Mature Field.* Society of Petroleum Engineers. (SPE-149853-MS).

Hernandez, R., Medina, D., Calderon, F., Enriquez, N., & Moran, M. (2016). *First Sealant Application in a Multilayered Reservoir With Water Entry in One Zone, in Lago Agrio Field, Ecuador.* Society of Petroleum Engineers. (SPE-180091-MS).

Munda, G. (2003). *Multicriteria Assessment.* *Internet Encyclopaedia of Ecological Economics,* International Society for Ecological Economics.

PETROAMAZONAS EP, (2017), *Departamento de Producción,* Quito, Ecuador.

Trejo, P. (2015). *Análisis Multicriterio del Proyecto Minero Mirador.* (Tesis de Maestría). Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales Sede Ecuador.

7 ANEXOS

ANEXO 1: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL MODELO QUIPU

El siguiente anexo está tomado del artículo: La problemática múltiple de los recursos hídricos en el Ecuador: Evaluación Multicriterio de los Proyectos Multipropósito presentado por Rafael Burbano, en el III Congreso Internacional de Economía organizado por el Departamento de Matemática de la Escuela Politécnica Nacional en julio de 2015.

En el espacio \mathbb{R}^2 , la comparación por pares en el modelo Quipu se representa gráficamente, en el espacio \mathbb{R}^2 , mediante las curvas de nivel de las relaciones $I(\sim)$, $P(>)$, $P^{-1}(<)$, $J(\phi)$. Graficamos el modelo en los “espacios r y d ”. La compensación se establece según el valor del parámetro α . No compensatorio si $\alpha = 0$, parcialmente compensatorio si $0 < \alpha < 1$, y totalmente compensatorio cuando $\alpha = 1$.

$\alpha = 0$. **Modelo no compensatorio.** En el modelo no compensatorio, en el espacio r , se indica el nivel de las curvas de indiferencia para las distintas relaciones. Esta indicación se omite para los otros gráficos.

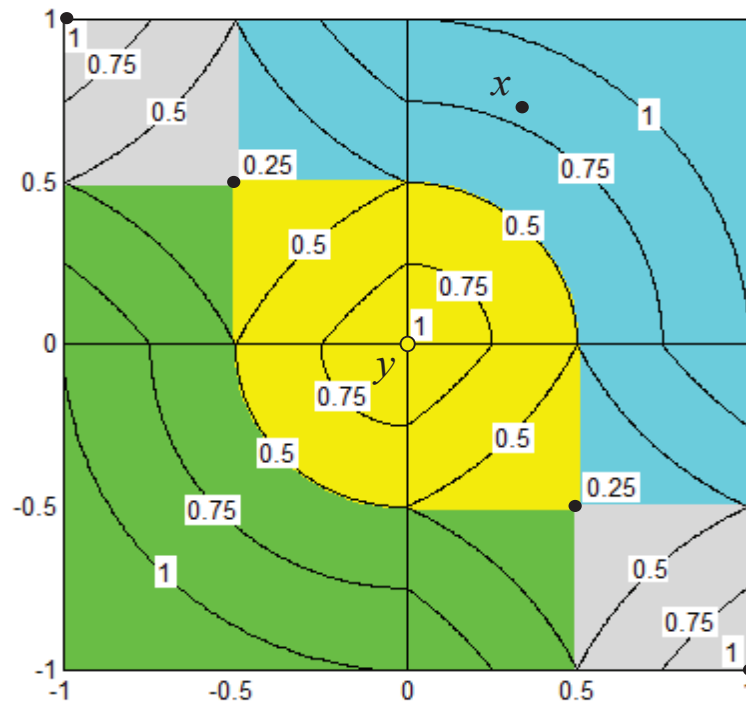


Figura 7.1: Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio r .
Fuente: Burbano, 2015.

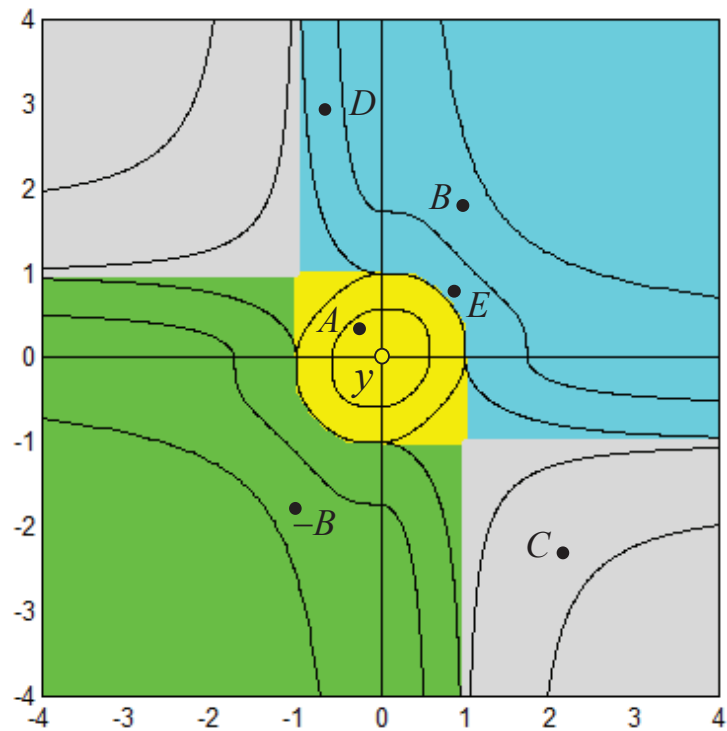


Figura 7.2: Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio d .
Fuente: Burbano, 2015.

En los puntos $A, B, -B, C, D$. Se tiene que:

- A. Si x está cerca de y , entonces x está alrededor del origen. La relación de mayor credibilidad es la indiferencia $x \sim y$; y, cuando más cercanas las alternativas mayor la credibilidad. Cuando $x = y$, la credibilidad de la indiferencia es 1.
- B. Si x está mejor que y en ambos criterios, entonces x está en el cuadrante positivo. Cuando más grandes las diferencias mayor la credibilidad de la preferencia estricta $x > y$. Cuando las diferencias son en contra ($-B$), es el caso simétrico pero con la preferencia estricta inversa.
- C. Si x está mejor en un criterio y peor en otro respecto a y , entonces la información es contradictoria. Cuando las diferencias son grandes y nos acercamos a un punto de información totalmente contradictoria, se incrementa la credibilidad de la incomparabilidad. La incomparabilidad es el resultado de la información contradictoria.
- D. Cuando la ventaja a favor de x es relativamente grande y la desventaja en contra de x es relativamente pequeña, la ventaja compensa a la desventaja con creces y la relación de mayor credibilidad es la preferencia estricta $x > y$.

E. En este caso, x está cerca de y , sin embargo, por efecto de la sinergia, la combinación de pequeñas ventajas (irrelevantes) genera un efecto relevante; esto es la preferencia de x sobre y , $x > y$..

$0 < \alpha < 1$. Compensación parcial. En el modelo parcialmente compensatorio, la información contradictoria simétrica se va progresivamente valorando como indiferencia: las desventajas no muy grandes se compensan con ventajas de similar magnitud. Conforme aumenta el grado de compensación, la región de no comparabilidad se reduce, en tanto que la región de indiferencia se incrementa, se alarga sobre la diagonal $d_2 = -d_1$. Si $\alpha < 0,5 \Rightarrow J(y) \neq \emptyset$. Si $\alpha > 0,5 \Rightarrow J(y) = \emptyset$.

$\alpha = 0,4$

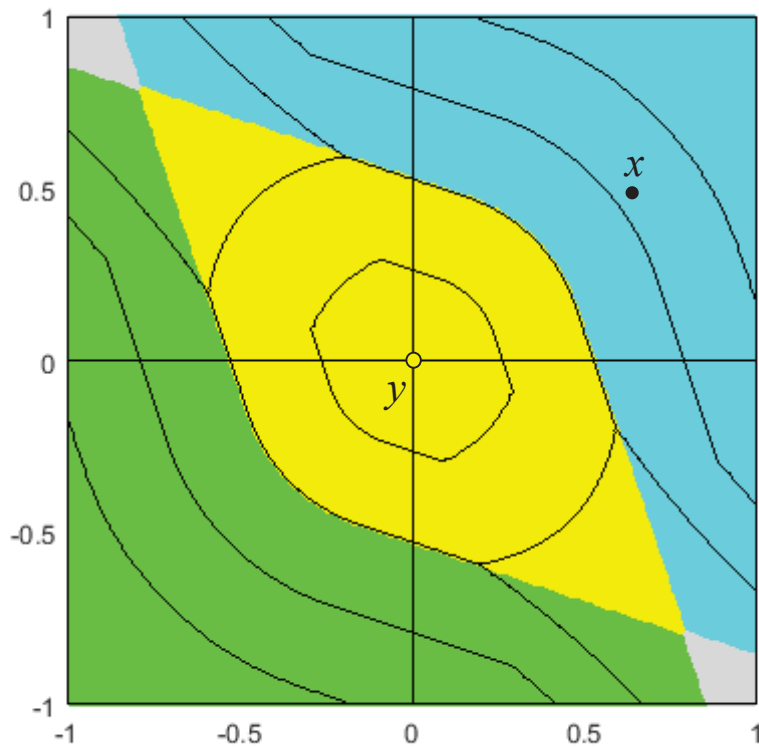


Figura 7.3: Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio r .
Fuente: Burbano, 2015.

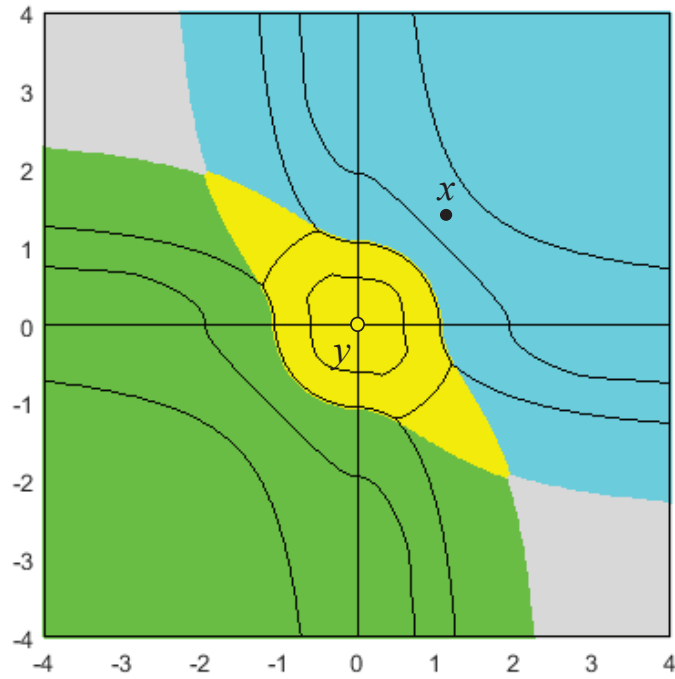


Figura 7.4: Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio r .
Fuente: Burbano, 2015.

$\alpha = 0,6$.

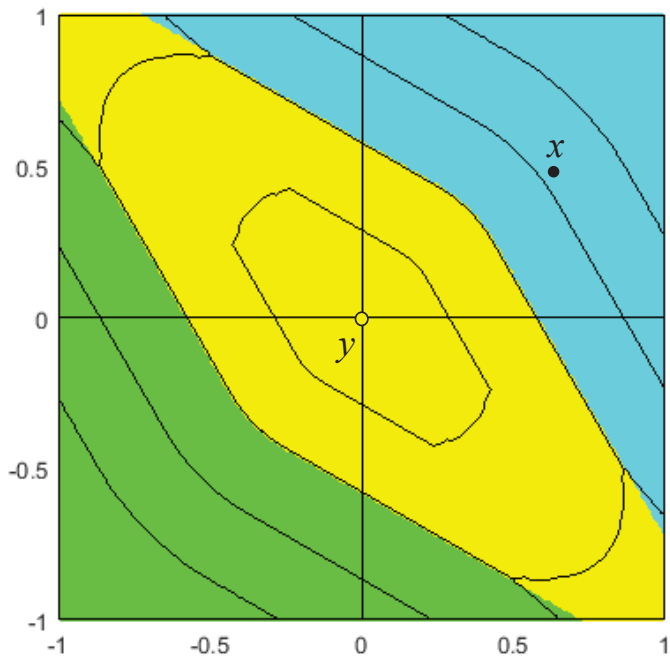


Figura 7.5: Regiones y curvas de nivel en el espacio r .
Fuente: Burbano, 2015.

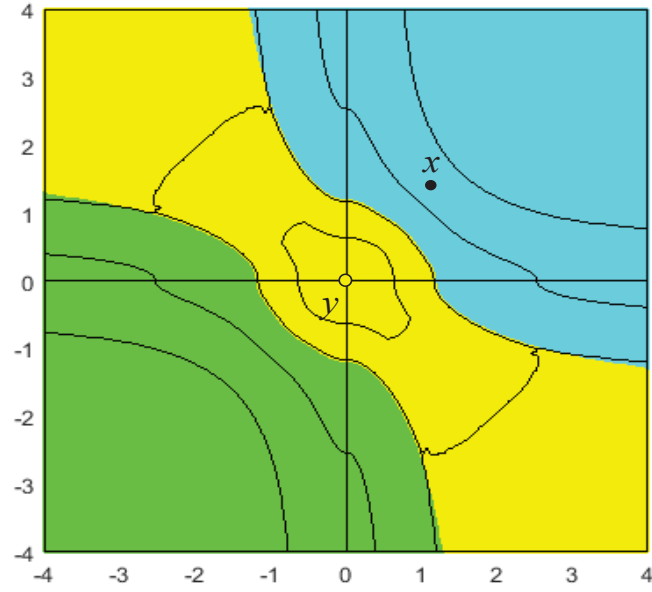


Figura 7.6: Regiones y Curvas de Nivel en el Espacio d .
Fuente: Burbano, 2015.

$\alpha = 1$. **Compensación total.** El modelo totalmente compensatorio o simplemente modelo compensatorio es el caso límite del modelo parcialmente compensatorio. Puesto que hay compensación total, cuando la información contradictoria es simétrica, la credibilidad de la indiferencia es 1. El modelo es un modelo lineal en el espacio r pero es un modelo no lineal en el espacio d . Sobre la diagonal $r_2 = -r_1$, y la diagonal $d_2 = -d_1$, $I(x, y) = 1$.

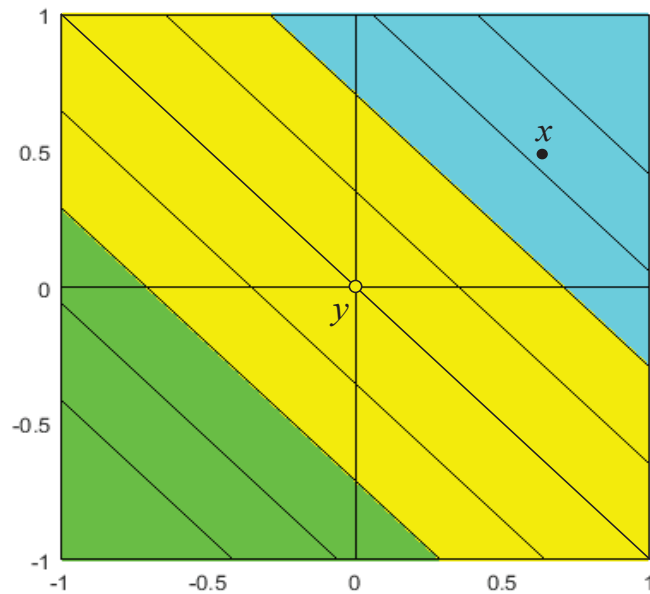


Figura 7.7: Modelo Lineal en el Espacio r .
Fuente: Burbano, 2015.

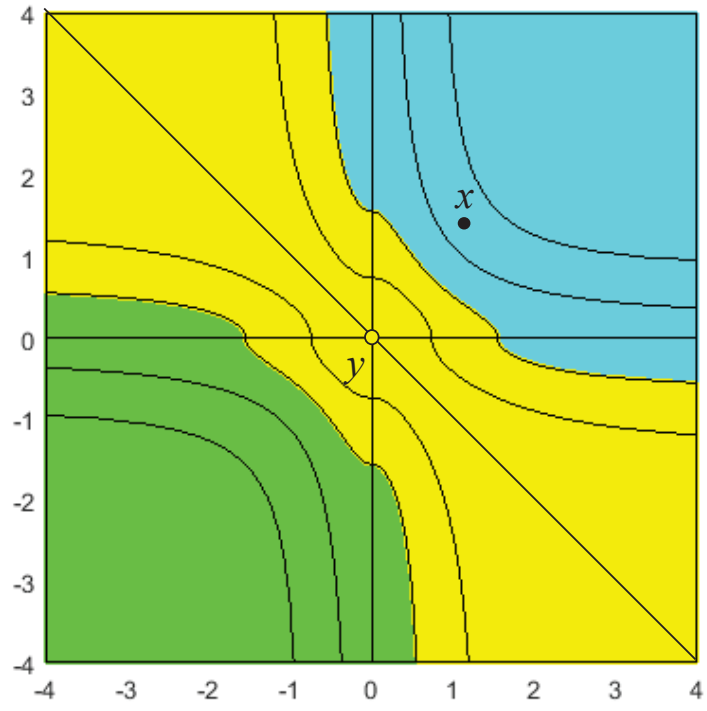


Figura 7.8: Modelo no Lineal en el Espacio d .
Fuente: Burbano, 2015.