

**METODOLOGÍA BASADA EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS  
PARA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS**

**ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE SISTEMAS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**METODOLOGÍA BASADA EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS  
PARA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS**

**ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL**

**Proyecto de investigación para optar por el título de  
Magister en Ingeniería de Sistemas e Informática**

**Director**

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE**

**Ingeniero de Petróleos**

**MSc. Ciencias Computacionales**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE SISTEMAS  
BUCARAMANGA**

**2010**

*Dedico este trabajo a William, Hector, Olga Patricia, Miguel, Omar, Eyberth, Darlington, Cesar, Juliana y Diana.*

*Algún día fueron mis estudiantes, y ahora son mis maestros.*

*Elkin.*

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar y antes que nada, dar las gracias a mi Dios quien en silencio, ha sido testigo de todo mi proceso y ha sido mi incondicional compañero de lucha.

Al profesor Fernando Calvete por su incondicional apoyo y su constante preocupación.

A mis padres y a mis hermanos, quienes confiaron en mis decisiones y me apoyaron todo el tiempo sin importar las implicaciones.

A mi princesa Diana, por ser luz, el combustible, la causa, la razón, el sentido, la consecuencia y la acción misma de mi vida y de mi futuro.

A todo mi equipo de trabajo en el Grupo de Investigación en Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos – GITAH, proyecto que sigue vivo y es tan libre como las ideas de quienes lo dirigimos.

Al cuerpo de profesores de la Maestría en Ingeniería de Sistemas e Informática, en especial a los profesores Fernando Rojas, Fernando Ruíz y Enrique Sarmiento por toda su paciencia y sus orientaciones.

A M<sup>a</sup> Cristina. Mil gracias no alcanzarían para expresar todo lo que usted hizo por mí. Gracias por ayudarme a cerrar esta etapa.

## TABLA DE CONTENIDO

1	Capítulo I: Introducción a la problemática de los campos maduros	17
1.1	Definición de un campo maduro	17
1.2	Importancia actual de los campos maduros	20
1.3	Técnicas utilizadas para el aumento de la producción de un campo maduro	27
1.3.1	Alternativas generales	27
1.3.2	Prácticas más comunes	30
1.3.2.1	Análisis nodal	30
1.3.2.2	Levantamiento artificial	31
1.3.2.3	Modelamiento total del sistema	35
1.3.2.4	Revisión de las reservas remanentes	37
1.3.2.5	Adquisición de registros	39
1.3.2.6	Uso de sísmica	41
2	Capítulo II: El rol de la simulación numérica de yacimientos (SNY) en la reactivación de un campo maduro	43
2.1	Etapas de la SNY	44
2.2	Requerimientos de información para un estudio de SNY	46
2.3	La relación entre la SNY y el desarrollo de un campo maduro	52
3	Capítulo III: Ingeniería de control en simulación numérica de yacimientos	60
3.1	Crítica a las prácticas incorrectas	61
3.1.1	Revisión de la literatura	61
3.1.1.1	En la búsqueda de una metodología	61
3.1.1.2	La simplicidad es el secreto	62
3.1.1.3	Describiendo el yacimiento	63
3.1.1.4	La no unicidad en la solución	64
3.2	Las prácticas más comunes	64
3.3	Defectos de la simulación numérica	67
3.3.1	Carencia de estándares	67
3.3.1.1	Tamaño de la celda	68
3.3.1.2	Paso de tiempo	69
3.3.1.3	Calidad del ajuste histórico	70
3.3.1.4	Modelamiento a conveniencia	72
3.3.1.5	El escalamiento de datos	74

3.3.2	La no unicidad	80
3.3.3	Usos inadecuados	83
3.3.3.1	Ajustes no controlados	84
3.3.3.2	Permeabilidad relativa incorrecta	85
3.3.3.3	Condiciones límite incorrectas	87
4	Capítulo IV: Metodología Propuesta	92
4.1	Antecedentes	92
4.1.1	Metodología IRO	92
4.1.2	Metodología TDRM	94
4.2	Metodología de reactivación de campos maduros usando SNY	95
4.2.1	Generación del marco referencial del campo	96
4.2.2	Definición del estado del estudio a desarrollar	96
4.2.3	Análisis general de la cuenca	99
4.2.4	Análisis hidrodinámico generalizado de la zona de interés	100
4.2.5	Generación de escenarios potencialmente productivos	100
4.2.6	Ajuste histórico de los escenarios	101
4.2.6.1	Ajuste en presión	103
4.2.6.2	Ajuste en saturación	104
4.2.6.3	Ajuste del IP de los pozos	105
4.2.7	Predicción y análisis económico	107
5	Capítulo V: Casos de estudio	109
5.1	Caso I: Modelo de inyección de vapor	109
5.1.1	Aplicación de la metodología	110
5.2	Caso II: Estudio de inyección de agua usando líneas de corriente	119
5.2.1	Simulación streamline	120
5.2.2	Descripción de las líneas de corriente y su trayectoria	121
5.2.3	Ajuste histórico	123
5.2.4	Aplicación de la metodología	126
5.2.5	Caso de aplicación	128
5.3	Caso III: Estudio de pozos de relleno con neurosimulación	142
	Conclusiones	145
	Recomendaciones	146
	Bibliografía	147
	Anexos	150

## LISTA DE FIGURAS

Figura	1	Vida productiva de un campo (enfoque técnico y enfoque económico)	18
Figura	2	Vida productiva de un campo (sobre las curvas de producción)	19
Figura	3	Aporte productivo de las diferentes fuentes de crudo actuales	22
Figura	4	Producción nacional de campos maduros	26
Figura	5	Manejo de las operaciones de un campo petrolero	29
Figura	6	Curvas inflow y outflow	31
Figura	7	Curvas IPR	33
Figura	8	Comparación entre diferentes métodos de levantamiento artificial	34
Figura	9	Esquema general del sistema a modelar	36
Figura	10	Comportamiento general de la presión del sistema modelado	37
Figura	11	Comportamiento mundial de las reservas remanentes en función del TACC	39
Figura	12	Esquema de una toma de registro	40
Figura	13	Análisis de trazas y comportamiento de atributos	42
Figura	14	Fases en la explotación de un campo petrolero	47
Figura	15	Diagrama que ilustra como realiza los cálculos un simulador	51
Figura	16	Etapas Involucradas en el proceso de reactivación de un campo maduro	56
Figura	17	Tiempos de respuesta esperados en el desarrollo de un campo maduro	56
Figura	18	Flujo de datos e integración de la información durante el montaje de un modelo	57
Figura	19	Dinámica de interacción de los procesos	58
Figura	20	Comparación de modelos de yacimiento.	64
Figura	21	Tiempos de cómputo para diferentes sistemas de enmallado	69
Figura	22	Curva para determinar el mejor factor de relajación	70
Figura	23	Esquema general que ilustra el objetivo general de un problema inverso	71
Figura	24	Simplificaciones utilizadas para modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos	74
Figura	25	Afectación de las propiedades promedio	75
Figura	26	Estrategia general de escalamiento completo de propiedades	77
Figura	27	Clasificación general de los modelos clásicos	79
Figura	28	Sistema de clasificación de los yacimientos naturalmente	80

	fracturados	
Figura	29 Efecto de la heterogeneidad sobre la productividad	81
Figura	30 Misma curva de permeabilidad asociada a dos historias de producción diferente	85
Figura	31 Variaciones críticas de una distribución de permeabilidad relativa	86
Figura	32 Amarre del modelo geológico con la respuesta de los registros, la sísmica y el modelo sedimentario y estratigráfico	89
Figura	33 Circuito completo de optimización integrada de yacimientos	93
Figura	34 Diagrama de flujo que ilustra el proceso seguido para el ajuste en presiones	103
Figura	35 Diagrama de flujo que ilustra el proceso seguido para el ajuste en saturaciones.	104
Figura	36 Esquema que ilustra las etapas generales para el ajuste de índices de productividad	105
Figura	37 Se puede apreciar el detalle en 3D del patrón en donde la malla	112
Figura	38 Malla que representa al yacimiento	112
Figura	39 Piloto escalable de prueba	114
Figura	40 Los gráficos de interacción son el resultado gráfico de un análisis ANOVA	115
Figura	41 Modelos a escala de campo diseñados para valorar la velocidad de modelamiento	117
Figura	42 Proceso de refinamiento gradual de la malla en el modelo de campo	118
Figura	43 Reducciones en los tiempos de cómputo y las variaciones en memoria de almacenamiento consumida	118
Figura	44 Diferencia del factor de recobro entre los diferentes tipos de enmallado	119
Figura	45 Esquema trayectoria de la línea de corriente a lo largo de una celda	122
Figura	46 Calculo del “misfit” por amplitud	125
Figura	47 Cuantificación del “misfit” por inversión del tiempo de viaje	125
Figura	48 Cuantificación del “Misfit” usando la inversión por tiempo de viaje generalizada	126
Figura	49 Campo Brugge visualizado en Eclipse Floviz	128
Figura	50 Curvas de de permeabilidad relativa para cada región de saturación visualizadas en Eclipse Scal	131
Figura	51 Corte de agua observado y simulado - Pozo-20	132
Figura	52 Resultado ajuste -Pozo-6	133
Figura	53 Resultado ajuste-Pozo-13	133
Figura	54 Resultado ajuste-Pozo-17	134
Figura	55 Histogramas generados para cada propiedad	134

Figura	56	Mapas de ponderación por propiedad de la primera capa visualizados en Eclipse Floviz	136
Figura	57	Mapa unificado a partir de las áreas con mejores propiedades visualizado en Eclipse Floviz.	137
Figura	58	Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final (3570 días) visualizadas en Eclipse Floviz	138
Figura	59	Celdas penetradas por las líneas de flujo (3570 días) visualizadas en Eclipse Floviz.	139
Figura	60	Zonas potencialmente productoras en escala de verdes visualizada en Eclipse Floviz.	139
Figura	61	Zonas prospectivas a partir de las líneas de corriente con altos tiempos de vuelo visualizadas en Eclipse Floviz.	140
Figura	62	Producción de aceite para cada pozo infill (línea fucsia Infill No 4) visualizada en Eclipse Office	141
Figura	63	Factor de recobro para cada pozo infill (línea fucsia Infill No4) visualizado en Eclipse Office.	141
Figura	64	Factor de expectativa implementado en la prueba	142
Figura	65	Arquitectura de la red neuronal usada en la prueba	143
Figura	66	Curva de error asociada con el entrenamiento exitoso para la prueba	143
Figura	67	Resultados para la prueba	143
Figura	68	Modelo del yacimiento (35x20) para la prueba: cajas amarilla, pozos existentes. Cajas rojas: pozos de entrenamiento	144

## LISTA DE TABLAS

Tabla No.	1	Umbrales que permiten identificar si un campo es maduro	20
Tabla No.	2	Aplicaciones más comunes de la SNY	52
Tabla No.	3	Diferentes tipos de heterogeneidades vs escala y datos requeridos para caracterizarlas	90
Tabla No.	4	Matriz de recursos generales y de calidad para el desarrollo de modelos conceptuales	98
Tabla No.	5	Asociación del tipo de yacimiento al ambiente de depositación	99
Tabla No.	6	Variables que deben ser consideradas durante un proceso de ajuste histórico y su escala de impacto	100
Tabla No.	7	Comportamientos generales acumulados presentados en el modelo de simulación y posibles correctivos para efectos del ajuste con el comportamiento real	106
Tabla No.	8	Ficha técnica general del modelo	111
Tabla No.	9	Características promedio del campo Brugge por arenas	129
Tabla No.	10	Características generales del campo Brugge	130
Tabla No.	11	Pendientes de las graficas de Flujo Fraccional para cada región de saturación	131
Tabla No.	12	Ponderación para la presión al final de la historia de producción	135
Tabla No.	13	Ponderación para la porosidad	135
Tabla No.	14	Ponderación para la saturación de aceite	135
Tabla No.	15	Ponderación para la permeabilidad	135
Tabla No.	16	Resultados posicionamiento Infill.	140

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA BASADA EN

**AUTOR:** ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL

**PALABRAS CLAVES:** campo maduro, simulación numérica, recobro térmico, neurosimulación, streamline simulation, Campo Colorado, ajuste histórico, incertidumbre.

### DESCRIPCIÓN

En este trabajo se presenta una metodología que busca exponer los puntos críticos que se deben tener en cuenta a la hora de pensar en reactivar un campo maduro. Como herramienta de generación de soluciones, se propone la simulación numérica de yacimientos y su aplicación se expone a través de 4 casos de estudio. Los dos primeros introducen a través de la metodología, nuevas tecnologías para mejorar la comprensión de los procesos de desarrollo de cada campo. Se aplican entonces sistemas de enmallado dinámico (Caso 1) en procesos de recobro térmico y neurosimulación (Caso 2) para el desarrollo de un modelo gasífero. En el primer caso se logran obtener modelos que reducen los tiempos de cómputo respecto a los sistemas de enmallado estático convencional. En el segundo caso, se logra establecer una arquitectura de red neuronal que permite emular a un simulador de yacimientos y apoyar a la vez, estudios de pozos infill. Los casos 3 y 4, presentan aplicaciones de streamline y de simulación en diferencias finitas en problemas en donde el ajuste histórico es el tipo de herramienta clave para llegar a objetivos plausibles en cada estudio. El caso 3 se enfoca en un ajuste semiautomático y el caso 4 en un modelamiento conceptual pero con ajuste completamente manual. La conclusión general del estudio expone los puntos más importantes que, desde la ingeniería de control, se deben tener en cuenta a la hora de pensar en como reactivar un campo maduro usando simulación numérica de yacimientos.

---

\*Tesis

\*\* Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería de Sistemas. Director: Msc Fernando Calvete

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF A METHOD BASED ON NUMERICAL SIMULATION OF DEPOSITS FOR REVITALIZATION OF MATURE FIELDS

**AUTHOR:** ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL

**KEYWORDS:** mature field, numerical simulation, thermal recovery, neurosimulacion, streamline simulation, Colorado field, history matching, uncertainty, and control engineering.

## DESCRIPTION

This paper presents a methodology that seeks to expose the critical points that must be taken into account when thinking about reactivating a mature field. As a tool for generation of solutions is proposed reservoir numerical simulation and its application is exposed through four case studies. The first two introduced through the methodology, new technologies to improve the understanding of development processes in each field. Then apply dynamic meshing systems (Case 1) in thermal recovery processes and neurosimulación (Case 2) for the development of a model gas field. In the first case is possible to obtain models that reduce computation times for the conventional static netting systems. In the second case, it establishes a neural network architecture that can emulate a reservoir simulator and support at the same time, studies of infill wells. Cases 3 and 4, have applications streamline and finite difference simulation in problems where the historical setting is the type of key tool for reaching plausible targets in each study. The case focuses on three semi-automatic adjustment in case 4 but with a conceptual model completely manual adjustment. The overall conclusion of the study outlines the most important from the control engineering, should be taken into account when thinking about how to reactivate a mature field using reservoir numerical simulation.

---

\* Theses

\*\* Physiomechanical Engineering College. System Engineering School. Director: Msc. Fernando Calvete

## **Introducción**

Debido a las actuales demandas de producción en el sector de los hidrocarburos, es conveniente pensar que si se crea una estrategia técnica de evaluación de prospectos con bajo o moderado riesgo económico, Colombia puede tener la oportunidad de aumentar su producción si dicha evaluación se realiza sobre aquellas zonas que han sido abandonadas o que ya no son de interés económico debido a su antigüedad y nivel de agotamiento.

Al lograr definir una adecuada metodología para realizar simulación numérica de yacimientos sobre campos maduros, se le estaría dando la posibilidad a aquellos campos que ya no son de interés comercial, de ser sometidos a un proceso de reactivación. La ventaja principal de esta técnica radica en el hecho de que la simulación numérica de yacimientos es una plataforma experimental virtual en donde se pueden tomar decisiones y se pueden implementar pruebas evaluando el impacto a futuro sin alterar la naturaleza actual del campo. Los trabajos de campo y las estimulaciones de producción, aunque precisan un estudio de factibilidad para su aplicación antes de hacerlas directamente sobre los pozos de petróleo, en muchas ocasiones no tienen en cuenta el impacto global del proceso que desarrollan localmente debido a que el objetivo de estas prácticas es mejorar la productividad del pozo que se está estimulando. Al poder evaluar diferentes escenarios se pueden mejorar las estrategias de rendimiento de todo el campo y no solamente de los pozos de interés.

Actualmente es difícil hablar de un trazado detallado de pasos a seguir para realizar el proceso de simulación numérica de yacimientos. Aunque existe una estructura metodológica central, generalmente esta labor la realiza un grupo de expertos en simulación con la ayuda de profesionales con mucho conocimiento del área que se desea modelar. Es necesario tener en cuenta que en gran medida el

éxito de cualquier proceso de simulación numérica de yacimientos se debe a dos cosas:

- Que el modelo con el cual se abstrae la realidad que se desea representar, contenga los elementos más importantes, permitiendo que los resultados que se obtengan de ese modelo sean representativos y sean adaptables a la realidad.
- Que el proceso mismo de hacer simulación cuente con un diagrama de decisiones que lo haga relativamente fácil poder implementarlo y aplicarlo.

En el presente trabajo se pretende hacer un desarrollo en los dos aspectos mencionados anteriormente: implementar una metodología de simulación de yacimientos orientada a campos maduros y marginales.

# 1. INTRODUCCIÓN A LA PROBLEMÁTICA DE LOS CAMPOS MADUROS

## 1.1 Definición de un campo maduro

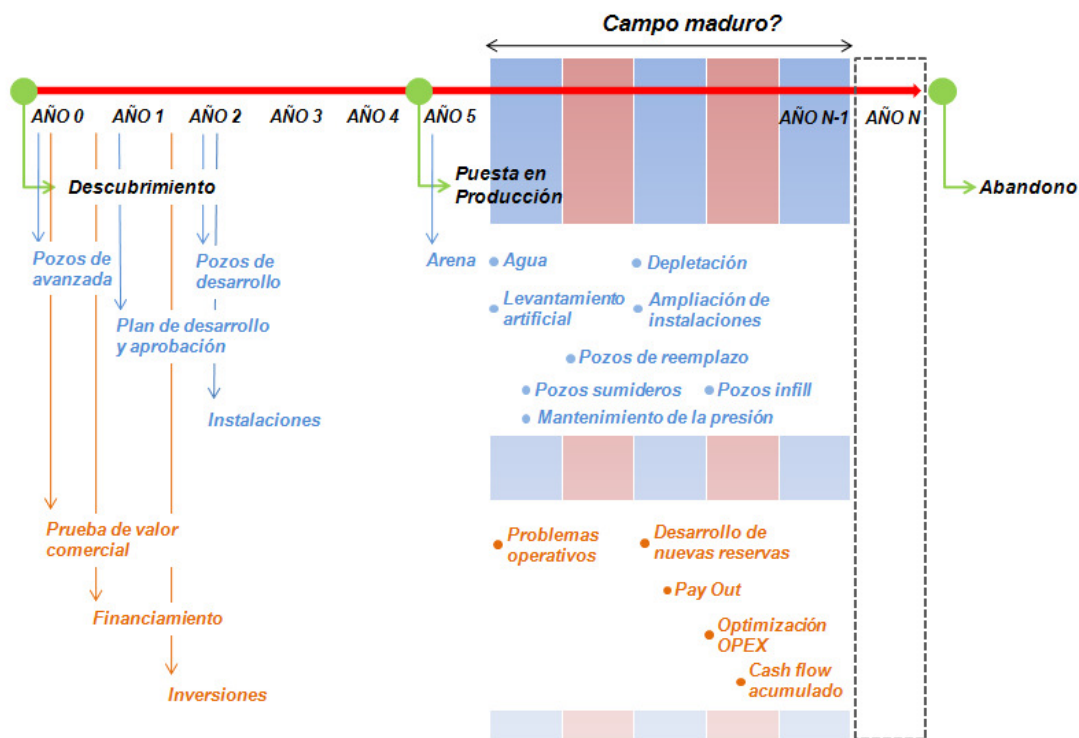
Normalmente se puede asumir que la definición asociada a un campo maduro tiene una fuerte relación con el tiempo de producción. Sin embargo, se puede encontrar que esto no necesariamente es así. De hecho, puede existir una fuerte tendencia a confundir los elementos que describen y diferencian a un campo maduro de un campo marginal y de un campo maduro marginal.

Como se observa en la Figura 1; establecer dentro de toda la vida productiva de un campo, en qué momento se puede considerar “maduro” puede llegar a ser una tarea algo complicada. Sin embargo existe una zona bien definida en donde dicho concepto se puede aplicar. La consecuencia de esta ubicuidad permite concluir que la *madurez* es un concepto asociado al nivel de explotación y la *marginalidad* es una clasificación netamente financiera.

Existen algunos criterios que se deben cumplir a la hora de poder afirmar que un campo es maduro, y dichos criterios responden a los siguientes interrogantes:

- ¿Ha excedido la vida media de los campos de la misma cuenca?
- ¿Produce menos del 50% del pico de aceite?
- ¿Ha producido más del 50% de las reservas totales?
- ¿Las instalaciones y pozos son obsoletos en alguna proporción?
- ¿Los costos operativos son elevados?
- ¿Existen problemas de agua, arena, corrosión u otros?

Figura 1. Vida productiva de un campo



Fuente: Autor

Si la respuesta a estas preguntas es un sí rotundo, se tiene entonces un *campo maduro*. La Figura 2 muestra sobre una curva de declinación\* estándar (línea verde de producción) como se puede llegar a incrementar el comportamiento productivo del campo con la aplicación de diferentes proyectos orientados a mejorar el factor de recobro\*\* (línea verde clara y verde punteada). Comparativamente en el mismo gráfico se expone como es la tendencia de uso de sistemas de levantamiento artificial\*\*\* (línea roja) y en donde se encuentra el punto crítico (línea de cambio de color) que delimita los diferentes macroprocesos que se

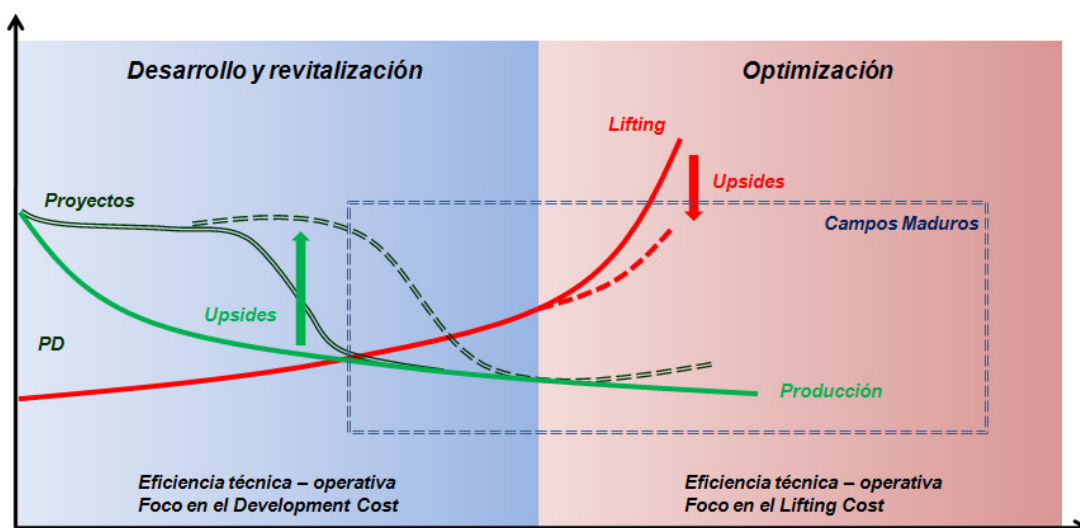
\* **Curva de Declinación:** gráfico que describe como se agota el campo en el tiempo. Normalmente tiene tendencias exponenciales y potenciales inversas dado que un yacimiento agota su producción a medida que pasa el tiempo.

\*\* **Factor de Recobro:** relación que indica en valor porcentual que tanto de la capacidad productiva de un campo se puede llegar a producir con las condiciones que se tienen. Normalmente un yacimiento no alcanza ni siquiera a producir el 50% del crudo total contenido con su energía natural.

\*\*\* **Sistema de levantamiento artificial:** es un mecanismo con el cual se extrae el crudo del yacimiento usando energía diferente a la del mismo yacimiento.

pueden aplicar al campo. Se podrá hablar de *revitalización* del campo si este aún no ha llegado a la meseta tardía de su curva de declinación durante su proceso de desarrollo y si el campo se encuentra en su etapa temprana de producción con ayuda de sistemas de levantamiento artificial. Cuando ya la producción depende totalmente de sistemas de levantamiento y se ha entrado incluso en recobro terciario\*\*\*\*, se habla de *optimización* ya que se busca minimizar la función de costo operativo sin sacrificar tanto la producción total del campo a la fecha.

**Figura 2.** Vida productiva de un campo



**Fuente:** Autor

A nivel de las variables productivas también es posible definir una serie de criterios que pueden permitir clasificar un campo maduro en base a una serie de umbrales. Dichos umbrales se presentan en la Tabla No.1

\*\*\*\* **Recobro terciario:** fase final dentro de las etapas productivas de un campo. Existen dos fases anteriores a esta que comprenden la *Producción Primaria* en donde el yacimiento produce por su propia energía y el *Recobro Secundario* en donde lo que se hace es inyectar agua o gas para extraer los fluidos remanentes.

**Tabla No.1** - Umbrales que permiten identificar si un campo es maduro.

RELACIÓN	UMBRAL	NOMENCLATURA	
$FR = \frac{V.REC.}{POIS}$	$FR > 15\%$	FR : V.REC. : POIS :	Factor de Recobro Volumen Recuperado Volumen Original "In Situ"
$GE = \frac{P.ACUM.}{REC.FIN.}$	$GE > 50\%$	GE : P.ACUM. : REC.FIN. :	Grado de Explotación Producción Acumulada Recuperación Final.
$R/P = \frac{RES.TOT.}{P.ANU.}$	$R/P < 5 AÑOS$	R/P : RES.TOT. : P.ANU. :	Relación Reservas/Producción Reservas Totales Ultima Producción Anual.
$IC = \frac{RES.PDB.}{RES.TOT.}$	$IC > 90\%$	IC : RES.PDB. : RES.TOT. :	Índice de Comprobación Reservas Probadas Reservas Totales

## 1.2 Importancia actual de los campos maduros

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros. El mejoramiento de la recuperación de yacimientos conocidos en tan sólo un uno por ciento, implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles (1600 millones de m<sup>3</sup>)\* de petróleo equivalente al volumen de las reservas mundiales. Los medios para el logro de este modesto objetivo deben incluir el aumento de los factores de recuperación desde campos maduros cuya producción se encuentra en declinación, también conocidos como campos marginales. Se trata de recursos conocidos situados en localizaciones conocidas; a menudo lo único que se necesita para explotar el potencial de recursos es la aplicación de tecnologías conocidas de forma oportuna

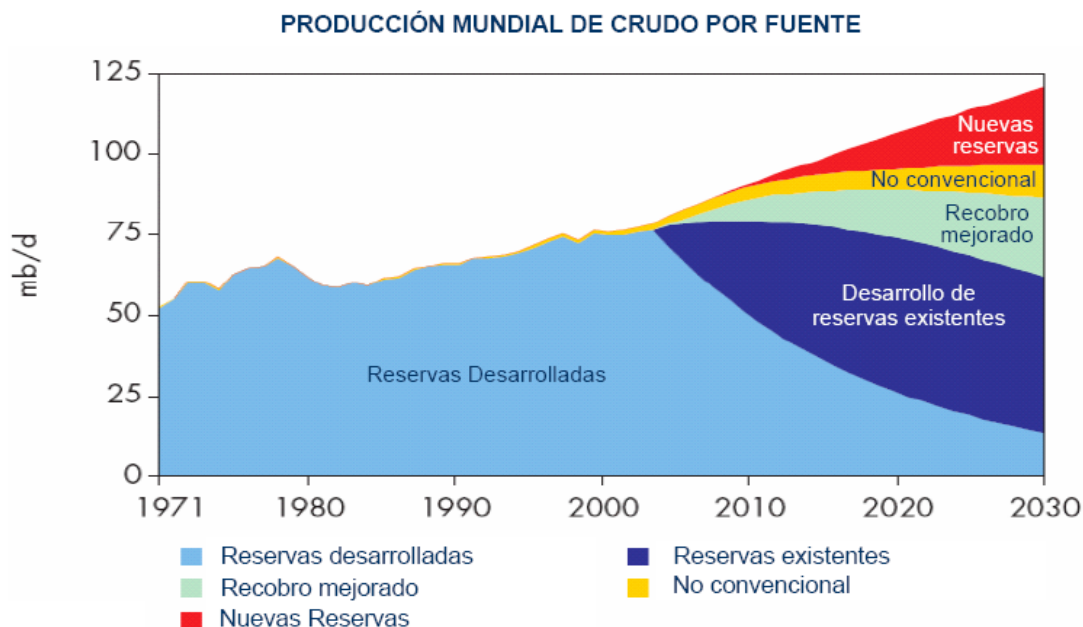
\* Oil Field Review. Julio de 2004.

y metódica. Además se están desarrollando nuevas tecnologías para maximizar estas reservas.

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas. Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han rebasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos maduros. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción incluyendo México, Tailandia, Nigeria, Egipto y Colombia (Figura 3).

La tendencia a prolongar la vida productiva de los campos petroleros destaca la importancia de la aplicación de tecnología durante todo el proceso de desarrollo. Los campos que hoy son nuevos, con el tiempo se convertirán en campos maduros. En cada etapa de la vida productiva de un campo petrolero, es necesario preguntarse que se puede hacer para mantener la rentabilidad económica hasta ya bien iniciada la etapa de madurez del campo. Por eso, no es extraño observar cómo dentro de la estrategia nacional, los campos "viejos" se convierten en una herramienta fundamental para tratar de mantener el mayor tiempo posible la autosuficiencia petrolera del país. Muestra de ello son dos campos de gran importancia en la historia petrolera de Colombia: Casabe y La Cira -Infantas. El primero de ellos ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, fue el primero a considerar un proyecto de recuperación secundaria como mecanismo de mejoramiento de la productividad. El segundo, uno de los tres hallazgos más importantes del país, está ubicado en el Magdalena Medio.

**Figura 3.** Aporte productivo de las diferentes fuentes de crudo actuales.



En el caso de Casabe, su bajo factor de recobro (alrededor de 24%) permitió que fuera atractivo a la generación de alianzas que abrieran espacio para la implementación de nuevas tecnologías con el fin de recuperar la mayor cantidad de barriles posible. Casabe, fue descubierto en 1941 y alcanzó su mayor producción en 1956 con 46 mil barriles diarios pero posteriormente en los años 70 en su etapa de declinación llegó sólo a 4.400 barriles por día y fue cuando se le invirtieron 300 millones de dólares para recuperar 70 millones de barriles adicionales. Ecopetrol vio allí una posibilidad de obtener nuevas reservas de hidrocarburos y junto con Schlumberger\* realizó un estudio del campo y para ello determinó elaborar un proyecto de aplicación tecnológica para ampliar el factor de recobro. Sumó puntos el hecho de que el campo contara (y cuenta actualmente) con una buena infraestructura de almacenamiento, tratamiento e inyección de

\* Empresa operadora multinacional de servicios petroleros y de origen francés ([www.slb.com](http://www.slb.com))

agua y adicionalmente, cuenta con una ubicación estratégica respecto a la refinería de Barrancabermeja.

Los campos La Cira-Infantas, se encuentran ubicados en la parte central de la primera concesión petrolera denominada Concesión de Mares, al oriente del río Magdalena y al sur del río Sogamoso. Estos campos, que se manejan como si fueran uno solo; han generado más de 800 millones de barriles de petróleo desde su descubrimiento y actualmente cuenta con 1.703 pozos, de los cuales 572 son productores y 60 son inyectores de agua. De acuerdo con las investigaciones realizadas por Ecopetrol, este campo cuenta con las mayores reservas petroleras "in situ" del país, es decir reservas en el sitio, estimadas en 3.500 millones de barriles. Pese a lo anterior, el factor de recobro o lo que se ha podido extraer de él es muy poco. Se calcula que de cada diez barriles que están en el subsuelo de esta área, sólo dos se han podido extraer. Buena parte de ese resultado se debe a la falta de tecnología y procesos adecuados que permitan aumentar el nivel de recobro. Por eso, este campo sigue considerándose como uno de los más apetecidos de Colombia. Hoy en día, cuando el campo está en su etapa de agotamiento y sólo produce alrededor de 5.500 barriles diarios, luego de haber llegado a 60.000 por día en los años 60, la posibilidad de obtener un buen número de reservas es alta y por eso se quiere "revivir". Solo para tener una dimensión de lo que puede significar el proyecto La Cira-Infantas se puede destacar que por cada punto porcentual en el que se mejore el factor de recobro, se incorporarían 35 millones de barriles de reservas adicionales.

A nivel nacional, en el reaprovechamiento de campos maduros se han invertido unos US\$3.150 millones durante los últimos cinco años, de los cuales US\$1.157 millones se ejecutaron en 2007. Aunque variables externas - como el incremento de los precios internacionales del petróleo, que superó en Mayo de 2008 la cota de los US\$135,05 por barril - incidieron en la bonanza por la que atravesó la industria, los resultados favorables también fueron efecto de unos procesos de

transformación que llevaron a las empresas a abrir prospectivas de negocios dentro de su mismo sector y a una política petrolera abierta a la inversión extranjera, con reglas claras y flexibles de fomento de la exploración, que se concretó con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ya hace más de cinco años.

El nacimiento de la ANH, que adquirió la responsabilidad de buscar y atraer inversión extranjera, y abrir nuevas oportunidades de exploración y producción para garantizar la autosuficiencia petrolera del país, fue considerado como el punto de quiebre para el resurgimiento del sector y la generación de interés de las multinacionales en Colombia. El balance fue favorable: a 2007, la ANH había suscrito 127 contratos de exploración y producción y otros 57 de estudios de sísmica y prospección geológica. Para 2008, la perspectiva apuntó a 550.000 barriles promedio año, 31.000 más que la media total de 2007 y al incremento de la actividad de búsqueda de petróleo en por lo menos 85 pozos exploratorios. Sin embargo, el carácter fluctuante del precio del crudo no permitió muchos de estos objetivos.

Como consecuencia de lo anterior, se presentaron otro par de variables que de manera convergente e integrada que llevaron a la industria a mejorar sus índices de productividad; una estrategia de adquisiciones y alianzas entre compañías para integrar procesos, incrementar producción y abrir nuevas alternativas de negocios, y la decisión de explotar los campos pequeños y reaprovechar los campos maduros. Un ejemplo reciente de los movimientos empresariales fue la creación - consolidada de la empresa *Pacific Rubiales Energy*, producto de la integración entre *Pacific Stratus Energy*, que opera uno de los mayores yacimientos de gas en el norte de Colombia, y *PetroRubiales*, experta en la producción de crudos pesados en los llanos orientales. Otras movidas similares las protagonizaron la *Texas Capital* que adquirió a *Petropuli* y la fusión de *Vetra* con *Petrotesting*, entre otras. Por su parte, *Ecopetrol* adquirió a *Propilco* (Polipropileno del Caribe) para

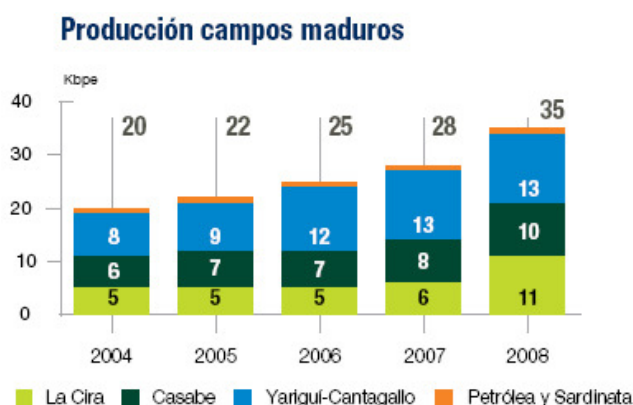
aprovechar el potencial petroquímico derivado del proceso de refinación, estableció acuerdos con PDVSA para operar el gasoducto desde Ballenas (Guajira) a Maracaibo (Venezuela), y acordó con *Pacific Rubiales Energy* la construcción de un oleoducto para transportar crudos pesados en los llanos. En la misma onda de transformación estuvo la empresa estadounidense *Occidental* que enfocó la acción en otros prospectos petroleros con buen potencial, sin dejar de lado sus activos localizados en Arauca. Hoy trabajan en proyectos en Girardot y Cundinamarca, con buenas perspectivas de producción.

Por su parte, la explotación de campos pequeños y el aprovechamiento de los campos maduros pretenden revertir la curva de declinación de producción que empezó a registrarse a comienzos del siglo. Esta estrategia fue y ha sido fundamental en el incremento de los índices de producción de crudo. De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, la autosuficiencia petrolera del país se perderá en el año 2016. Datos de la industria establecen que en el reaprovechamiento de los campos maduros se han invertido cerca de US\$3.150 millones en los últimos cinco años, de los cuales tan solo US\$1.157 millones se ejecutaron en 2007.

Para el 2008 analizando el caso de los campos maduros colombianos más destacados, se reportó que la actividad en La Cira-Infantas se incrementó significativamente al pasar de 70 pozos perforados en 2007 a 170 pozos en 2008. Se realizaron 235 trabajos de reacondicionamiento de pozos frente a 147 del año 2007, para una inversión total en el proyecto de US\$ 483 millones. La producción pasó de cerca de 10 mil barriles diarios en 2007 a 19 mil en el periodo. Con sus socios (las empresas *BP* y *Total*), Ecopetrol continuó el desarrollo adicional del contrato Santiago de las Atalayas, donde se encuentran los campos del piedemonte, especialmente Cusiana y Cupiagua (Casanare). En esta área, que cerró con una producción de 40 mil barriles por día, se perforó un pozo y se

iniciaron otros dos, que junto con los trabajos de reacondicionamiento de pozos permitieron consolidar el objetivo de mitigar la declinación de estos campos. En el contrato de Cravo Norte, donde en asoció con la empresa Occidental se desarrolla el campo Caño Limón, se perforaron 40 pozos, al tiempo que en el campo Rondón-Cosecha se perforaron 11 pozos adicionales y se inició la ampliación de facilidades\* para el tratamiento de 160 Kbpd (Kilo barriles por día) incluyendo la perforación de cuatro pozos inyectores. La participación de la producción de Ecopetrol en esta área fue de 51 mil barriles por día. Para el desarrollo adicional de Tibú, (Fase I y II del proyecto), las actividades se orientaron al monitoreo y mejoramiento del sistema de inyección de agua. Se realizaron 18 trabajos de reacondicionamiento a pozos productores e inyectores y se mejoraron facilidades. Adicionalmente, se completó el levantamiento de la línea base ambiental del campo. Todo lo anterior permitió cerrar con una producción de 1,5 mil barriles por día.

**Figura 4.** Producción nacional de campos maduros a 2008.



**Fuente:** ECOPETROL Informe Anual 2008

Una vez expuesta la importancia de los campos maduros, es claro que todo mecanismo desarrollado que pretenda apuntarle al mejoramiento de la tendencia

\* Una *facilidad* se conoce en el argot petrolero como un equipo o conjunto de ellos que permiten manejar el hidrocarburo y contenerlo una vez este se encuentra en superficie.

productiva es bienvenido. Su aplicación dependerá básicamente de los precios del mercado y deberá involucrar la mayor cantidad de tecnología posible que sea eficiente para la resolución de problemas técnicos.

### **1.3 Técnicas utilizadas para el aumento de la producción de un campo maduro**

Los factores de recobro de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando de más del 5% a menos del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37%. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina del pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la zona vecina al pozo y del yacimiento en conjunto.

#### **1.3.1 Alternativas generales**

Existen varias opciones para aumentar la producción y por ende la recuperación de hidrocarburos, cada una con diferentes costos, grado de dificultad y tiempo de respuesta. Lo ideal es que se formen equipos interdisciplinarios de trabajo que evalúen cada una de ellas para luego compararlas y emprender la mejor acción. Entre las principales alternativas están:

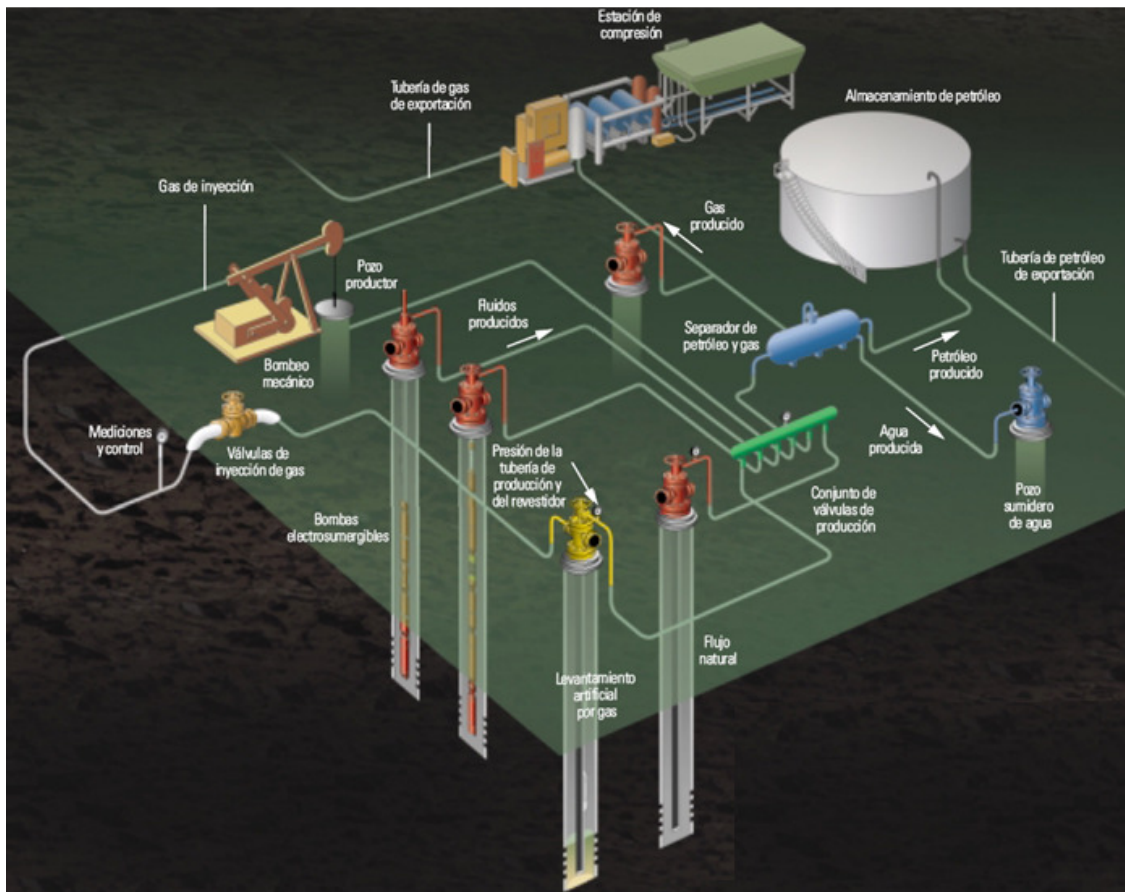
- **Mejorar el conocimiento del yacimiento.** Empleando técnicas como sísmica y perfilaje de pozos se puede tener una mejor idea de las características de la formación, por ejemplo la presencia de heterogeneidades como la presencia de fallas, capas con diferentes propiedades, entre otros datos. También, al tenerse una historia de

producción y presiones se puede refinar el cálculo de las reservas originales de hidrocarburos usando balance de materiales, que además permite corroborar los mecanismos de producción asociados al yacimiento e identificar la presencia de acuíferos.

- **Perforar más pozos.** Al hacerse una revisión de datos geológicos y de producción se puede mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevos pozos en áreas antes ignoradas. Los nuevos pozos pueden incluso perforarse horizontalmente o con multi-laterales para drenar mejor el yacimiento y llegar hasta zonas aisladas.
- **Ejecutar proyectos de recuperación secundaria o terciaria.** En esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor, y CO<sub>2</sub>), de polímeros y la combustión in-situ, entre otras.
- **Mejorar la productividad de los pozos existentes.** Con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por problemas mecánicos, depositación de escamas o parafinas, daño en perforaciones y alrededores del pozo y por disminución en la eficiencia de métodos de levantamiento artificial por daños de equipos o aumentos en la producción de gas o de agua.
- **Instalar sistemas de levantamiento artificial.** Los principales métodos de levantamiento ayudan a mejorar la producción de dos formas: suministrando una energía extra en el fondo del pozo (por ejemplo bombas BES) o disminuyendo la densidad del fluido a producir, por ejemplo con inyección de gas, haciendo que una presión de fondo baja sea aun económica y operativamente apta para la producción.

- **Revisión del sistema de tuberías y equipos de superficie.** Estos sistemas y equipos pueden estar restringiendo la producción si no están bien diseñados para los cambios que puedan presentarse.

**Figura 5.** Manejo de las operaciones en campo. Para extraer hidrocarburos del subsuelo terrestre se requiere de un adecuado funcionamiento de todo el sistema. Los trabajos que le apuntan al mejoramiento de la productividad de los campos maduros, se concentran en sus primeras etapas en mejorar la eficiencia de cada uno de los componentes de este sistema.



Modificado: OilField Review 2001

### **1.3.2 Prácticas más comunes**

Una forma rápida de lograr aumentos en la producción sin incurrir en inversiones iniciales muy altas es mejorando la producción en los pozos existentes y eliminando las restricciones al flujo que se puedan tener en la superficie. Para ello existen cuatro estrategias claras que se exponen a continuación.

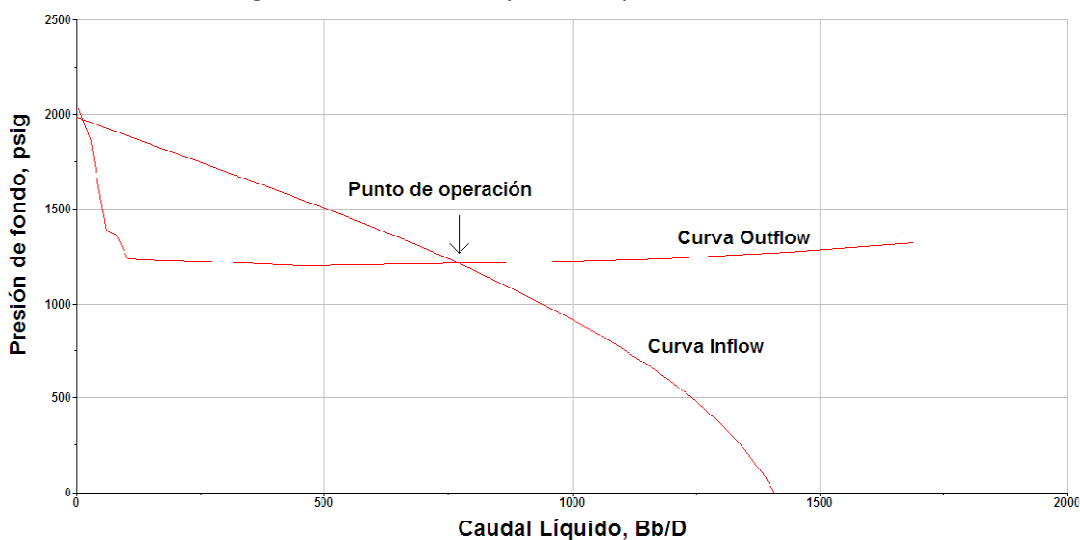
#### **1.3.2.1 Análisis Nodal.**

Una de las mejores alternativas para incrementar la producción de los campos, por costo y tiempo de ejecución y respuesta, es asegurarse que los pozos estén operando a su máximo potencial. Una técnica reconocida y confiable que ayuda en esta tarea es el análisis nodal, la cual es una herramienta muy flexible que permite analizar las condiciones en las cuales está operando un pozo, y luego evaluar diferentes alternativas para mejorar su productividad. También permite estimar algunos parámetros desconocidos del pozo (permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, área de drenaje, etc.) al comparar y ajustar valores calculados de presión y caudal con valores medidos.

Este análisis es muy flexible y práctico ya que se puede aplicar a cualquier tipo de pozo (vertical, horizontal, multi-capas, multi-lateral), ya sea de crudo o gas, con flujo natural o con levantamiento artificial. El procedimiento básico consiste en dividir el pozo en 4 componentes básicos: yacimiento, completamiento, tubería de pozo y tubería de superficie, para encontrar las pérdidas de presión que se presentan en cada uno en función del caudal total. El punto más común para ubicar el nodo de sondeo es el fondo del pozo. Durante el análisis se calcula y se grafica la caída de presión desde el yacimiento hasta el nodo (llamada curva *Inflow*), y desde la superficie hasta el nodo (llamada curva *Outflow*), para diferentes caudales. Al graficar ambas curvas se obtienen un gráfico como el de la Figura 6. La intersección de las curvas corresponde al punto de operación.

Al realizar un análisis nodal se pueden comparar diferentes alternativas para mejorar la producción, ya sea en el yacimiento y completamientos, en la tubería y accesorios del pozo y la superficie, o en los equipos de levantamiento artificial utilizado. También se puede estimar el impacto que tendría cambiar a un pozo horizontal o multi-lateral. De esta manera se busca determinar el *potencial* de un pozo, y en caso de que esté produciendo a un caudal menor, evaluar las causas y comparar diferentes soluciones.

**Figura 6.** Curvas Inflow y Outflow para análisis nodal.



**Fuente:** Autor

### 1.3.2.2 Levantamiento Artificial.

El levantamiento artificial trabaja de dos formas básicas, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo una energía extra en un punto dado de la tubería.

Las técnicas más comunes incluyen la inyección de gas o *gas lift* (también llamada bombeo neumático), el bombeo mecánico (BM), bombeo hidráulico (BH) y las bombas electro sumergibles (BES) y de cavidad progresiva (BCP). La escogencia de un sistema en particular dependerá de condiciones de operación como el

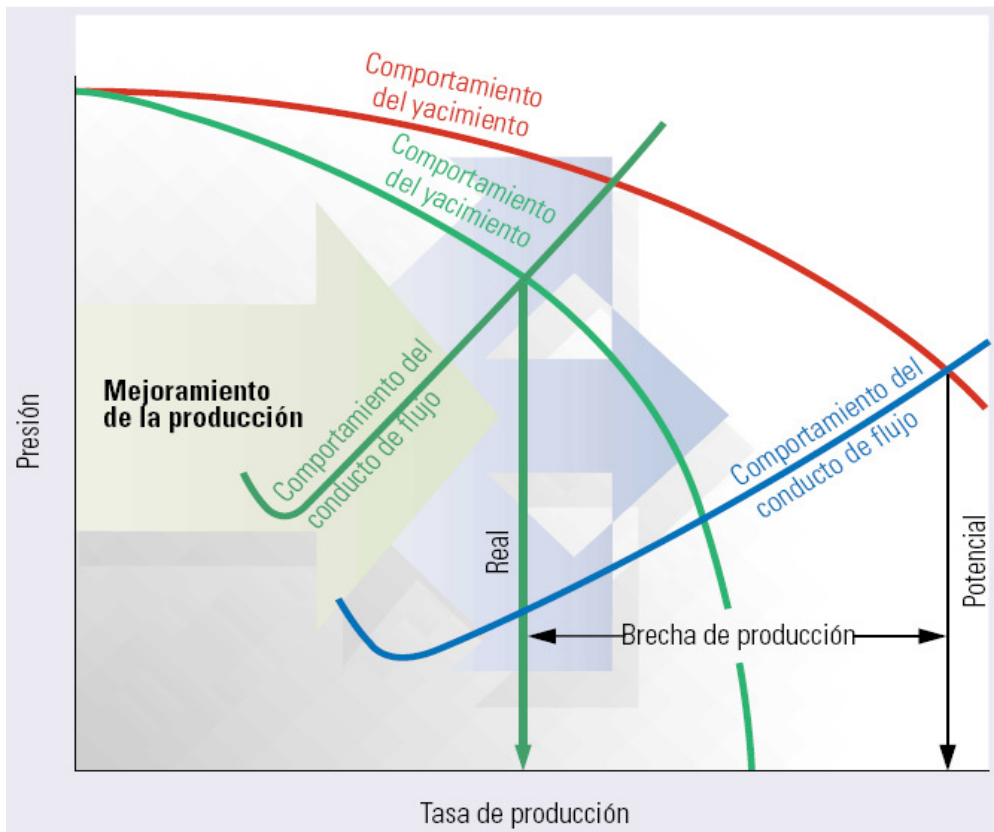
caudal, el corte de agua, la relación gas-líquido, la profundidad del pozo, etc., y de características de los fluidos, como la cantidad de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S y la viscosidad.

El gas lift es un método muy versátil ya que se acomoda a distintos rangos de caudal, a pozos desviados, a producción de sólidos y a cambios en las condiciones del yacimiento a medida que está madura, como aumento del corte de agua y declinamiento de la presión. Su uso se ve afectado por restricciones en la disponibilidad de gas o de compresión.

En general las bombas se verán afectadas por presencia de sólidos, alta relación gas/líquido y pozos muy desviados. En cuanto a ventajas, la BCP tiene un mejor manejo de sólidos y de crudos pesados, mientras que la BES es la más apta para caudales altos. Para caudales bajos es más económico el bombeo mecánico.

En pozos de gas, el interés principal es la remoción del líquido (condensado y agua) que se puede acumular en el fondo del pozo si el caudal es bajo, menor a un caudal crítico. Inicialmente se puede remover el agua con la misma energía del sistema, ubicando tuberías delgadas (sarta de velocidad) al interior de la tubería de producción, con una bomba pistón que opera con la energía del gas acumulado en el anular, conocida como *plunger lift*, que produce el pozo intermitentemente, o creando espuma en el fondo de pozo al inyectar surfactante. La Figura 6 presenta una comparación entre algunos métodos de levantamiento artificial bajo diferentes condiciones de flujo, de operación y costos.

**Figura 7.** Curvas de IPR. Lo que se espera después de un proceso de mejoramiento de la producción es que la brecha entre el rendimiento real y el potencial de los pozos.



**Modificado:** OilField Review 2001

Es importante mencionar que los métodos para generar IPR's (comportamiento del yacimiento) se aplican de igual manera para pozos en flujo natural o bajo cualquier tipo de levantamiento artificial. El comportamiento del yacimiento depende de la presión de fondo ( $P_{wf}$ ) y es completamente independiente del método que se use para obtener dicho valor. El análisis del *outflow* (desde el nodo hasta la superficie), sin embargo, cambia considerablemente de acuerdo al tipo de levantamiento artificial. La mayoría de las veces este cambio se refiere a un incremento de presión adicional en un punto determinado del sistema que generalmente está muy cerca del yacimiento.

**Figura 8.** Comparación entre los diferentes métodos de levantamiento artificial (BM – Bombeo Mecánico, BH – Bombeo Hidráulico, BES – Bombeo Electrosumergible, BCP – Bombas de Cavidades Progresivas)

<b>Parámetros</b>	<b>BM</b>	<b>BH</b>	<b>BES</b>	<b>BCP</b>	<b>Gas Lift</b>
<b>Producción</b>					
ALTO CAUDAL					
ALTO CORTE DE AGUA					
ALTA RELACIÓN GAS LÍQUIDO					
CRUDO PESADO					
PRODUCCIÓN DE ARENA					
<b>Costos</b>					
OPERACIONALES	alto	moderado	alto	moderado	bajo
CAPITAL INICIAL	medio	medio	alto	medio	alto
<b>Operación</b>					
INSTALACIÓN	con rig	con o sin rig	con rig	con rig	sin rig
FRECUENCIA DE WORKOVER	alta	moderada	alta	alta	baja
FRECUENCIA DE PARADAS	baja	moderada	alta	moderada	baja
TIEMPO DE VIDA ÚTIL AÑO/POZO	muy bajo	bueno	medio		muy bueno
OPERACIÓN POR WIRELINE	imposible	imposible	difícil	difícil	fácil

### 1.3.2.3 Modelamiento total del sistema.

Aunque el modelamiento individual es fundamental para optimizar cada pozo, es necesario también hacer un análisis global del sistema (Figura 9), analizando el flujo desde la formación hasta un punto de entrega, agrupando todos los pozos, líneas de superficie y equipos en la red.

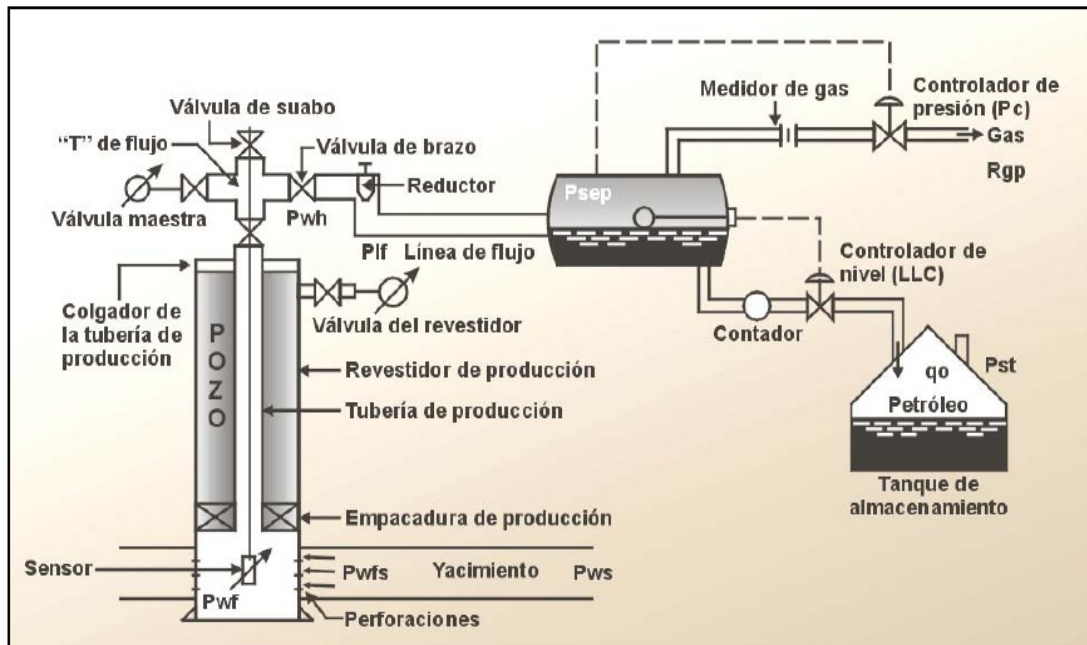
El análisis de redes permite entonces encontrar cuellos de botella, mejorar condiciones de operación de equipos (separadores, compresores, bombas, etc.), y evaluar el impacto de cambios en la operación en los pozos como la presión y el caudal. Si se está pensando en aumentar la producción de los pozos, es importante verificar que las instalaciones de superficie sean adecuadas para manejar la nueva producción.

En la mayoría de los casos, cualquier cambio en un pozo conectado a la red, afectara la capacidad de producción de todo el sistema (Figura 10). A continuación se mencionan los cambios más importantes y frecuentes que modifican considerablemente el comportamiento total del sistema (red):

- Hacer trabajos de *workover* en pozos individuales
- Instalar o cambiar un método de levantamiento artificial
- Cerrar algunos de los pozos existentes
- Añadir pozos nuevos al campo.
- Instalar equipos como separadores, compresores, bombas o intercambiadores.
- Cambiar los tamaños de la tubería de superficie o instalar anillos (*loops*).
- Cambios en las características de producción con el tiempo (como el corte de agua, relación gas-liquido, presión del yacimiento, etc.)

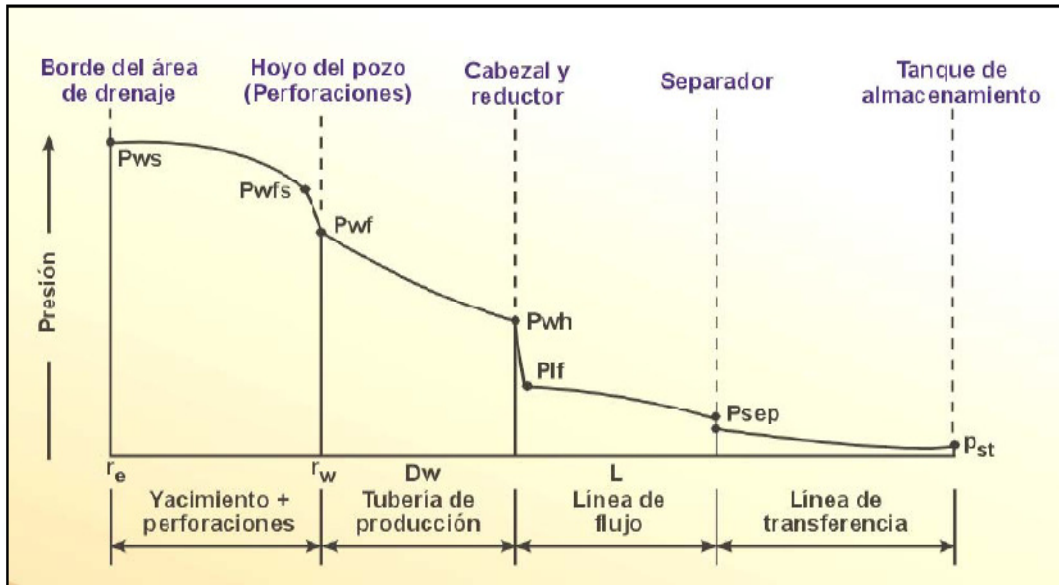
El principal reto con esta clase de técnica se encuentra a nivel del modelamiento matemático. Aún no hay claridad en el manejo del flujo multifásico y las herramientas comerciales disponibles siguen presentando problemas cuando los fluidos de yacimiento son muy sensibles a las variaciones en composición.

**Figura 9.** Esquema general del sistema a modelar. Empresas de servicios como Schlumberger y Halliburton ofrecen a través de sus plataformas computacionales la posibilidad de integrar todo el sistema en una sola simulación. Sin embargo, aún existen problemas a nivel del manejo de fluidos diferentes dentro del mismo sistema.



*Modificado: ESP Oil - Training*

**Figura 10.** Comportamiento general de la presión en cada una de las etapas del sistema modelado.



*Modificado: ESP Oil - Training*

#### 1.3.2.4 Revisión de las reservas remanentes

Con los bajos recobros que se han obtenido en los campos de crudo, los volúmenes que hay por explotar son inmensos. Los campos maduros ofrecen datos de muchos años de producción acumulada y presiones, lo que los hace candidatos ideales para usar el balance de materiales y refinar el cálculo del volumen inicial de hidrocarburos. Esta técnica permite también determinar la contribución de distintos mecanismos de empuje en la producción y determinar la presencia y tipo de acuífero que pueda estar asociado a un yacimiento. Un dato más confiable de las reservas remanentes permitirá hacer una mejor valoración económica del campo.

Dentro de las tareas críticas en esta práctica se puede encontrar:

- Desarrollo de metodologías de cálculo de parámetros físicos que subsanan la carencia de información necesaria para el cálculo de reservas y de complementación técnica al modelo estático.
- Desarrollo de metodologías de cálculo que confirman la base de recursos o reservas probadas y probables potenciales.
- Desarrollo de estrategias de producción considerando alternativas para maximizar la recuperación de crudo.
- Desarrollo de metodologías flexibles, donde sea posible extrapolar lo que se diseñe en un piloto para propósitos de certificación de reservas fuera de esta área.

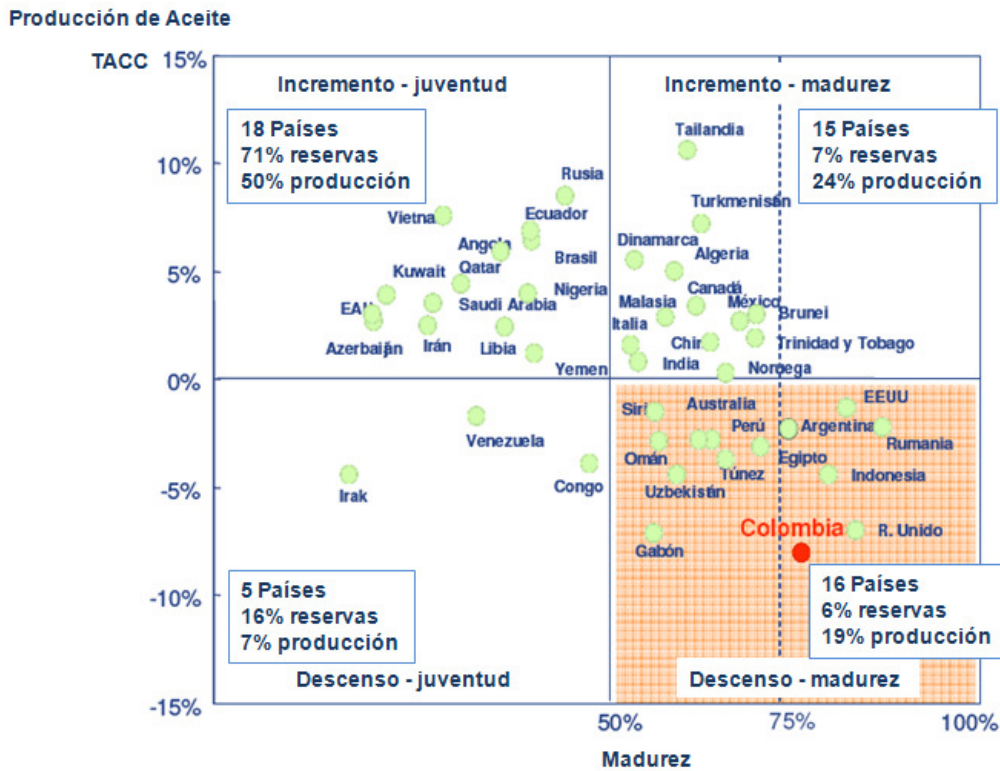
Si se tienen en cuenta los reportes gubernamentales por fiscalización de reservas se puede saber que el 43% de la producción mundial proviene de campos maduros, el 13% de las reservas se encuentran en estos campos y es de notar que Colombia presenta un alto grado de madurez con producción en descenso (Figura 11).

Es de destacar que el balance de materia no es la única técnica con la cual se puede recalcular la saturación de aceite residual para estimar reservas remanentes. Babadagli\* expone diferentes técnicas que no siempre son fáciles de aplicar, siendo la más utilizada el Balance de Materia.

---

\* *Mature Field Development – A Review. U. of Alberta. SPE 93884*

**Figura 11.** Comportamiento mundial de las reservas en función del TACC. Es notorio el comportamiento que posee Colombia en función del comportamiento de sus reservas y evolución a la madurez.



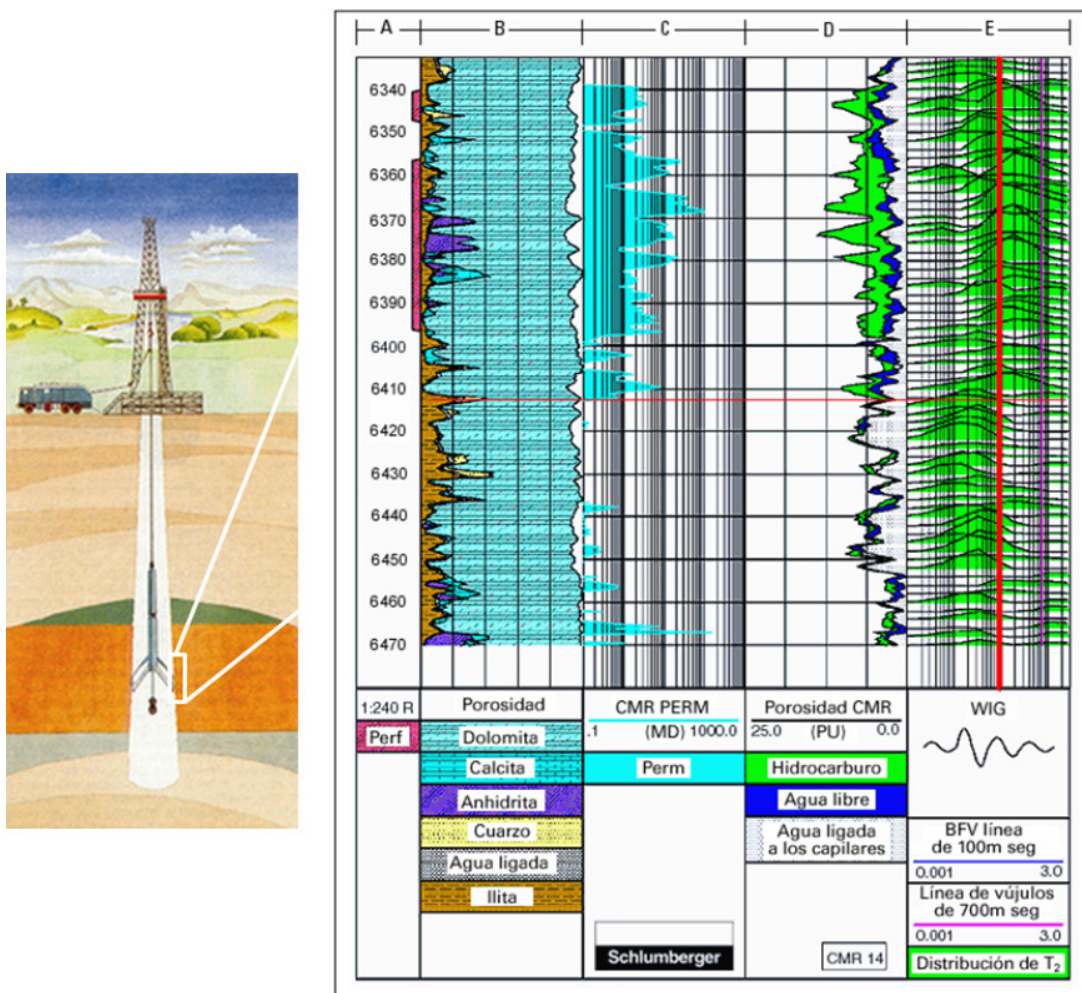
*Modificado:* Ziff- Energy Group. Foro Tecnológico de campos Maduros 2006

### 1.3.2.5 Adquisición de registros

Transcurridos varios años de producción, muchos campos petroleros exhiben distribuciones complejas de fluidos y presiones de yacimientos. Uno de los principales desafíos a los que se enfrentan los operadores de campos maduros es la comprensión de la distribución y el flujo de fluidos existentes dentro de un yacimiento. Esto se puede lograr, pozo por pozo, a través de la aplicación de las técnicas modernas de adquisición de registros detrás del revestimiento.

La adquisición de registros de flujo de producción constituye otra importante herramienta de optimización de pozos; una vez determinadas las características de influjo de un pozo, una operación de separación correctamente diseñada puede amortizarse rápidamente a través del incremento de la producción de petróleo o la reducción de la producción de agua, o ambas cosas al mismo tiempo.

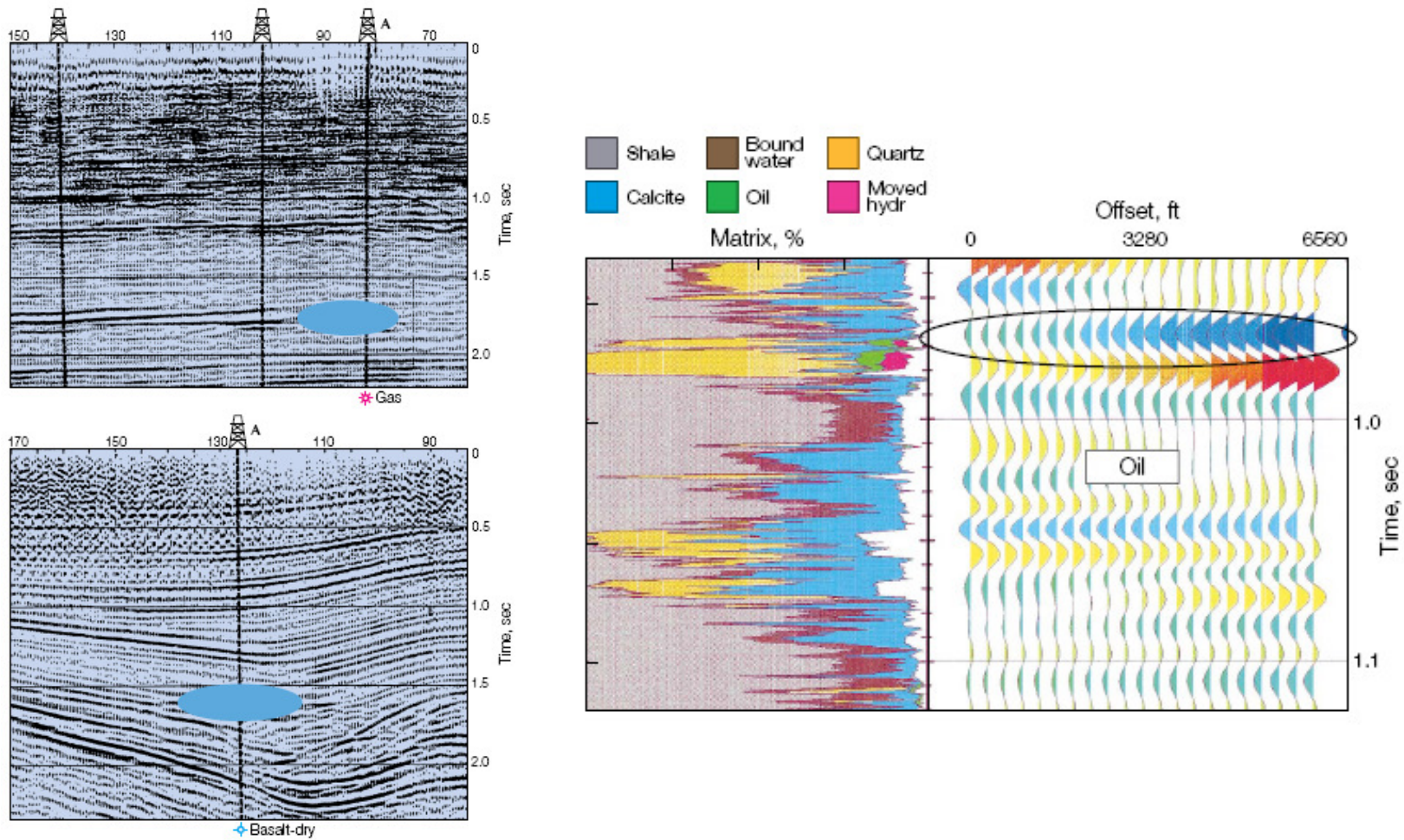
**Figura 12.** Esquema general de un arreglo para toma de registros de pozo. La respuesta del registro es interpretada por ingeniería para determinar si una zona posee potencial de fluidos y para caracterizar ciertas propiedades de la roca.



### **1.3.2.6 Uso de sísmica**

Se dispone también de nuevas herramientas para la ingeniería de un campo petrolero entero. La adquisición de levantamientos sísmicos repetidos, que se conocen como estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición, puede proveer información valiosa para la optimización de un campo. Los cambios producidos en la saturación y composición de los fluidos, o la ausencia de cambios, pueden indicar la existencia de ciertas zonas del campo que se beneficiarían con la perforación de más pozos o pozos que necesiten reparaciones (Figura 13).

En conclusión, las cuencas maduras plantean grandes desafíos tecnológicos. Los operadores deben manejar la declinación de la producción en el corto plazo aumentando al mismo tiempo los factores de recuperación a largo plazo. Aún así, muchos campos petroleros ubicados en áreas maduras están siendo operados utilizando la tecnología implementada en la etapa de desarrollo original del campo. El mejoramiento de la recuperación con este equipo, que a veces alcanzaría varias décadas de longevidad, es difícil por no decir imposible. Por lo tanto, existe una clara tendencia a evaluar nuevas tecnologías, tales como los registros de producción modernos, las instalaciones de superficie actualizadas, los mecanismos de levantamiento adecuados con fines específicos, o los estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición para determinar qué elementos resultan económicamente adecuados para la situación económica. Todo esto se intenta integrar en un flujo de trabajo que permita en un escenario virtual, facilitar la toma de decisiones. Aquí es cuando técnicas no propias del escenario de campo ni enfocadas solamente en los pozos, captan el interés de los desarrolladores. Tal es el caso de la simulación numérica de yacimientos, herramienta que estratégicamente utilizada puede ser de alto impacto para las decisiones desarrollo de un campo maduro.



**Figura 13.** El análisis de las trazas y el comportamiento de los atributos pueden permitir no solo detectar zonas con potencial de fluidos sino a su vez, sondear en el tiempo el comportamiento de esta distribución dentro del campo. *Modificado: OilField Review 2005*

## **2. EL ROL DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS EN LA REACTIVACIÓN DE UN CAMPO MADURO**

Es claro que por tener un costo inicial menor y un gran impacto en el aumento de la productividad de un campo maduro, la práctica más común como primera medida es la optimización de la producción de los pozos existentes ya sea con técnicas como el análisis nodal y la selección de los métodos de levantamiento adecuados. El objetivo final siempre será cerrar la brecha existente entre el potencial de producción de cada pozo y su producción real.

Sin embargo, un paso importante para determinar el potencial de un campo maduro es reconfirmar las reservas analizando la historia de producción y de presión. Al conocerse el volumen de las reservas remanentes se puede hacer una mejor selección del método de levantamiento o de recobro mejorado, pensando en la protección de las reservas a futuro según sea el comportamiento productivo del campo. En este escenario es en donde la técnica de Simulación Numérica de Yacimientos adquiere un potencial de impacto enorme ya que al permitir valorar diferentes posibilidades sin comprometer directamente la producción del campo, se puede planear de manera óptima el desarrollo de las reservas disponibles.

Si se pone en un escenario hipotético la siguiente situación: un grupo de ingenieros decide perforar un pozo y este se pone en producción durante cinco años. El comportamiento productivo es bueno, sin embargo se dan cuenta que podrían haber producido más cambiando el pozo a otro lugar. Retoman todo de nuevo, perforan la segunda opción y comienza nuevamente a producir pero encuentran una tercera trayectoria más prometedora. El valor

de la simulación de yacimientos está en la capacidad de investigar todas estas opciones mucho antes que un taladro de perforación toque la tierra. Se pueden examinar muchos escenarios dentro del yacimiento virtual, cambiando los emplazamientos de los pozos, la geología del yacimiento, las limitaciones de la producción, o cualquiera combinación de datos de entrada al modelo.

Por lo general, el simulador debe reproducir los datos de producción en condiciones de superficie y no en las condiciones de yacimiento. La conversión de la presión de fondo a la presión de boca de pozo de la tubería de producción depende de las condiciones de flujo en los pozos, las cuales pueden variar. El levantamiento artificial por gas, las bombas de fondo en el pozo, la compresión de gas y los estranguladores (orificios reguladores) de superficie afectan el flujo, al igual que las secciones de pozos ondulatorias y no verticales. Algunas restricciones del flujo provienen de las instalaciones de superficie, de modo que el simulador debe saber la forma en que aquellos pozos están conectados a dichas instalaciones y respetar tales restricciones.

## **2.1 Etapas de la simulación numérica de yacimientos**

Se puede distinguir a la hora de realizar un estudio de simulación numérica de yacimientos una serie de etapas bien definidas que a la vez, cumplen la función de flujo de trabajo. Dichas etapas son:

- *Agrupamiento de datos*: una simulación de un yacimiento implica recopilación de una considerable cantidad de datos de entrada. En el primer paso, todos los datos deben ser asegurados por calidad. Para muchas simulaciones, los datos de laboratorio no están disponibles para todas las entradas. Así que se recurre al uso de correlaciones, datos adicionales o analogías. Los mapas geológicos de porosidad, espesor neto y

permeabilidad deben ser desarrollados y ajustados a la malla de simulación.

- *Inicialización*: en este paso, se realizan una serie de cálculos preliminares para correr el simulador. Las saturaciones de agua en cada celda de la malla se calculan con base en la presión capilar ( $P_c$ ). La importancia de las saturaciones de agua es indirecta; la correcta determinación de los fluidos en sitio es el objetivo principal. Muchos programas poseen rutinas que se encargan de controlar esta parte.
- *Ajuste Histórico*: el modelo numérico es ejecutado a través del tiempo con base en los datos de producción (aceite o gas) especificados en las entradas del modelo. La idea es ajustar el resto del comportamiento productivo, tal como el GOR (Relación Gas-Aceite), la producción de agua o la tasa de condensado producido, al comportamiento actual que está ocurriendo en el yacimiento. El ajuste histórico consume alrededor de la tercera parte del tiempo total del estudio, haciendo este el componente más grande del estudio.
- *Ajuste de fases*: de acuerdo con las predicciones hechas, el factor kh, o la presión de fondo fluyendo, de todos los pozos deben ser ajustadas al comportamiento actual de la producción. Esto implica una serie de ensayos prueba y error hasta obtener los valores correctos.
- *Fase predictiva*: al finalizar el ajuste de fases el modelo usualmente es finalizado con un reinicio. Este archivo de entrada contiene toda la información necesaria para continuar una simulación a tiempos posteriores. Diferentes escenarios productivos se pueden probar ahora y ser comparados entre sí. Se pueden estudiar con diferentes realizaciones,

varios patrones de inyección, cambios en las tasas y cambios de localización de pozos inyectoros y pozos productores.

- *Reporte:* las suposiciones hechas durante la generación del modelo así como sus condiciones deben ser descritas. El mismo proceso de hacer una simulación genera una gran cantidad de archivos de salida, en donde el ingeniero debe intervenir para reducir esta información a datos fácilmente interpretables. Esto toma una gran cantidad de tiempo pero hace parte del proceso de cierre.

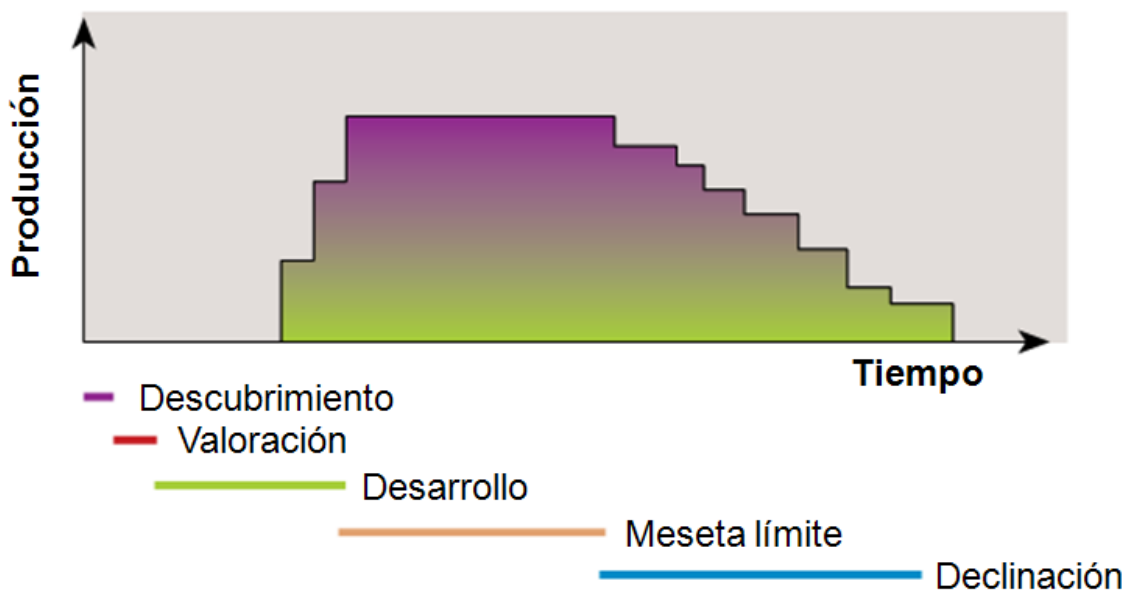
Se puede decir que prácticamente la construcción de cualquier modelo de simulación sigue estas etapas, siendo de ellas las más críticas las etapas de agrupamiento de datos y el ajuste histórico.

## **2.2 Requerimientos de información para un estudio de simulación numérica**

Considerando la alta complejidad que existe actualmente para lograr nuevos descubrimientos y pensando en los problemas que hay para desarrollar los campos existentes, en particular aquellos que se encuentran en formaciones profundas y costa afuera, la industria cuenta con una serie de innovaciones que permiten que en el gerenciamiento de un yacimiento (*reservoir management*), hacer la explotación del mismo valga la pena. Sin embargo, los principios básicos del gerenciamiento de un yacimiento, permanecen intactos. A medida que se progresa en el conocimiento del yacimiento, a su vez, esto permite una introducción progresiva en la vida productiva del mismo y las decisiones que se toman generalmente son similares en cualquier fase dada dentro del ciclo de vida del mismo (Figura 14).

Los periodos más críticos ocurren durante las fases de *descubrimiento* y *valoración*, ya que aquí es cuando la menor parte de datos se encuentran disponibles, es decir, es cuando se tiene el menor conocimiento posible del yacimiento. Con la escasa información geológica, con la revisión de exploración sísmica y con corazones, registros y pruebas de un puñado de pozos, las compañías petroleras tienen que estimar rápidamente el tamaño del yacimiento y la producibilidad del mismo. A su vez se debe estimar bien su posición en profundidad y el mecanismo de producción general. Esta información da una idea del tipo de instalaciones que se requieren en superficie, las cuales pueden ascender a costos por el orden de los miles de millones.

**Figura 14.** Fases en la explotación de un campo petrolero



. **Modificado:** Oilfield Review 2002

Cuando se logra un mayor número de perforaciones — la fase de *desarrollo* — ya se cuenta con cierta abundancia de datos, lo que permite mejorar el entendimiento más detallado del mecanismo de producción del campo y de su comportamiento productivo en el tiempo. Antiguamente la simulación estaba basada en un modelo

de yacimiento muy simple debido a la cantidad limitada de datos. Sin embargo ahora esta técnica ha alcanzado un nivel más sofisticado. Cuando el campo entra en la fase conocida como *meseta límite*, que básicamente obedece a los tiempos que se tienen cuando se alcanzan los niveles de producción planeados, hay también una acumulación de datos de producción que la simulación puede utilizar durante el ajuste histórico. El resultado neto de esta combinación es un modelo de predicción más confiable de la producción futura. Este procedimiento ayuda a preparar el camino para la fase de *declinación*, que se presenta en el momento en que la compañía petrolera debe decidir como extraer de la mejor manera su activo ya agonizante. Las actividades clásicas de esta etapa fueron presentadas en el capítulo anterior. Sin embargo, vale la pena destacar que aun habiendo recorrido todo el ciclo de vida del campo se puede presentar que el campo carezca de modelo de simulación.

En el caso de múltiples campos que no necesariamente son objetivo económico primante de las compañías que los desarrollan, los estudios de simulación numérica pueden verse amilanados gracias a que generalmente requieren un buen volumen de información para su desarrollo. En el conjunto de información requerida para el montaje de un modelo de simulación numérica de yacimientos, se pueden destacar los siguientes cinco grupos:

- ***Descripción física del yacimiento:*** busca definir los límites del yacimiento, características de la formación productora, características del acuífero que actúa, fallas y discontinuidad de las capas que componen el subsuelo. Esta información logra obtenerse en virtud de los estudios geológicos básicos (estructural, petrográfico y estratigráfico) y métodos geofísicos (de superficie y de subsuelo).
- ***Tipo de mecanismo energético que hace que el campo produzca:*** este se determina de acuerdo a cual sea el tipo de energía que permite que los

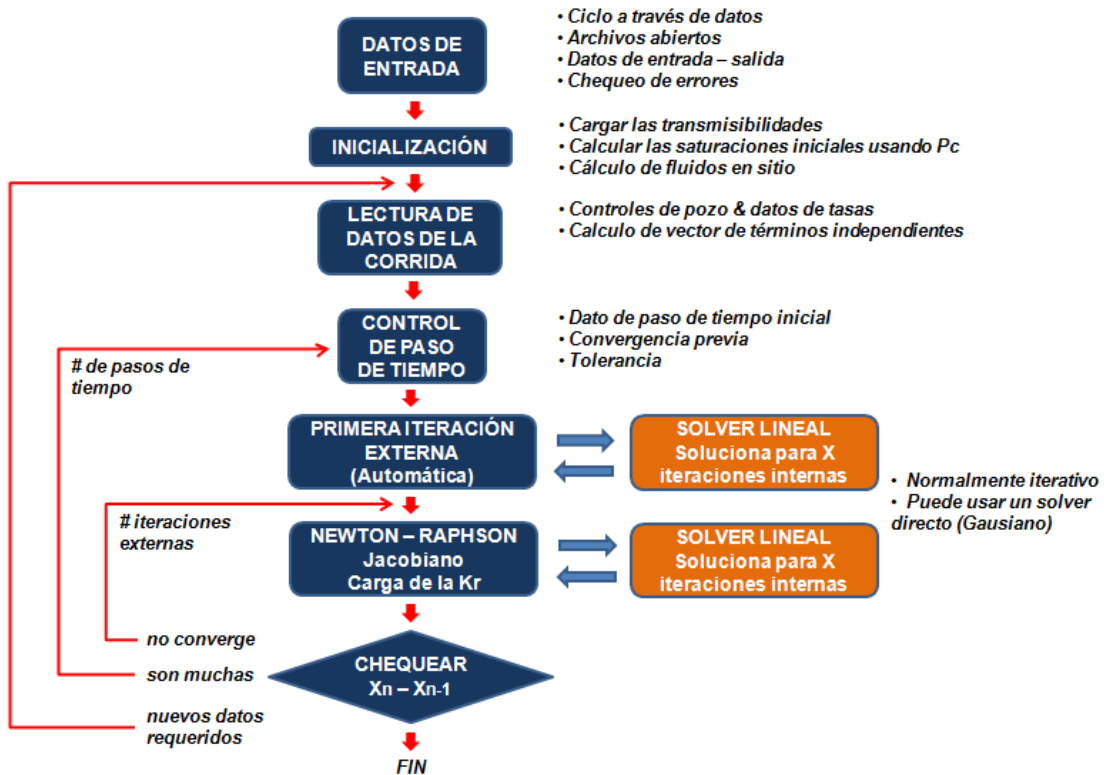
fluidos logren salir del espacio poroso. Básicamente existen dos tipos: natural y artificial. Cuando es de carácter natural, el yacimiento puede producir sus fluidos por efecto de la expansión de capa de gas, por compactación de la roca, por empuje del colchón de agua, por segregación gravitacional y por efecto del gas disuelto en el aceite. Cuando el yacimiento produce por carácter artificial los sistemas de levantamiento artificial y los métodos de recobro son los mecanismos utilizados para imprimir energía a los fluidos y poder extraerlos.

- **Propiedades petrofísicas de las capas de interés:** aquí es importante caracterizar las porosidades, permeabilidades absolutas, saturación de fluidos presentes, presiones capilares, permeabilidades relativas y compresibilidad de la formación. Esta información se extrae de corazones (muestras locales), registros de pozo y pruebas de presión.
- **Propiedades PVT de los fluidos:** para este grupo es importante caracterizar los factores volumétricos de los fluidos presentes, las relaciones de solubilidad del gas en el aceite y en el agua, las compresibilidades de los fluidos y la presión de saturación. Normalmente todas estas propiedades se determinan con pruebas de laboratorio o con pruebas en sitio. El principal inconveniente asociado a este proceso es poder conservar la integridad de las muestras a condiciones de yacimiento; esto no siempre es posible así que es muy usual que para efectos del modelamiento el uso de correlaciones sea extendido.
- **Información básica de pozo:** en este grupo de información se describen las condiciones generales del pozo tales como las coordenadas (dentro del modelo de simulación), trayectoria aproximada, puntos de la trayectoria en donde se tiene aporte de fluidos por parte del yacimiento (perforaciones), tamaño del agujero, daño promedio en las zonas productoras, presión de

fondo y tasa de producción máxima. Generalmente a nivel de un modelo de simulación de campo, la información requerida es muy global y los fenómenos detallados que ocurren alrededor del pozo normalmente no se aprecian. Para poder realizar un análisis más profundo del comportamiento del pozo se deben usar simuladores a escala de pozo (SWM – Single Well Models).

- **Controles numéricos:** con este grupo de información se alimenta al simulador de entradas en su modelo numérico. Se define el tipo de método de solución requerido para resolver el sistema de ecuaciones resultante, los pasos de tiempo mínimos y máximos, las presiones y tasas mínimas y máximas y los factores de relajación que garanticen que el método de solución (en este caso, iterativo) converge.
- **Información complementaria:** este grupo de información es requerido si se desea simular algún tipo de propósito especial; puede variar según el proceso de estimulación o de recobro que sea objeto de análisis. La información asociada al comportamiento económico del proyecto también es de suma importancia debido a que este, es el que determina si el proyecto es o no rentable y por lo tanto si vale la pena ponerlo en desarrollo en campo o no.

**Figura 15.** Diagrama que ilustra como realiza los cálculos un simulador numérico de yacimientos.



*Fuente: Autor*

Una vez introducida esta información en el archivo de entrada de un simulador, este ejecuta una serie de rutinas internas que buscan incorporar al modelo de flujo de fluidos en medios porosos la información que describe al campo. La Figura 15 ilustra cómo trabaja un modelo de simulación de yacimientos.

Esta figura solo representa la parte asociada con el flujo de información dentro de lo que se puede considerar como la “caja negra” del simulador. Sin embargo, preparar un modelo de simulación para su funcionamiento exige conocer muy bien la zona en donde se requiere simulación, o en su defecto, tener muy clara cuál es la finalidad del estudio en cuestión.

La Tabla 2 expone algunos de los usos más importantes de los estudios de simulación numérica.

**Tabla No.2** - Aplicaciones más comunes de la simulación numérica de yacimientos.

<b>SITUACIÓN</b>	<b>RESULTADOS DESEADOS</b>	<b>FALLAS Y OTRAS CONSIDERACIONES</b>
<b>Nuevos descubrimientos</b>	Determinar el número óptimo de pozos de relleno (infill). Tamaño y tipo de facilidades de producción. Decidir si se maximiza la tasa de producción o el recobro final.	Datos limitados, algunas veces de un solo pozo. Mecanismo de manejo. Términos de la licencia operativa o el alquiler.
<b>Aguas profundas</b>	Evaluación prospectiva Planeamiento de escenarios	Datos limitados, sin pozos disponibles.
<b>Campos maduros</b>	Respuestas a repentinos problemas en la producción.	Modo relativamente barato en gastos de desarrollo para extraer el máximo valor.
<b>Implementación de recobro secundario</b>	Determinar el método de recobro apropiado.	
<b>Cese de inversión o abandono</b>	Determinar los volúmenes de producción futuros.	La no anticipación a problemas de producción futuros que puedan reducir el valor de la propiedad.

*Fuente: Autor*

### **2.3 La relación entre la simulación numérica de yacimientos y el desarrollo de un campo maduro**

La rentabilidad en el clima económico tan complicado de hoy en día, depende de aumentar el nivel de recuperación de la producción de los campos petroleros actuales. Dicha recuperación se puede optimizar mucho mejor ahora que en años pasados, siendo cuatro los factores de mayor impacto en este cambio:

El primero es la clara visión de las compañías petroleras en que se requiere siempre de un fuerte acercamiento interdisciplinario. Para producir petróleo se requiere de la experticia de geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros de yacimientos y otro sin número de especialistas. Por esta razón lo mejor es que los expertos trabajen juntos en vez de por separado. Parece simple, pero la dirección de esta clase de estructuras de trabajo tan compactadas puede ser difícil de hacer funcionar en la práctica.

El segundo es el vertiginoso crecimiento e innovación en los procedimientos y técnicas para hacer mediciones dentro de los pozos. En estos momentos, la sísmica es tridimensional, y quizás en un futuro no tan lejano, serán comunes también las tomografías sísmicas, con lo que se podrá aumentar el nivel de resolución. Esta técnica fue desarrollada en un inicio para apoyar la tarea de exploración y mejorar el entendimiento de estructuras geológicas complejas, sin embargo, la sísmica 3D está siendo usada cada vez más para realzar la descripción de los yacimientos. Aunque todavía carece de la suficiente resolución que le permita a los geofísicos elegir sistemáticamente los límites de la estructura sedimentaria de interés, esta ha revolucionado la forma de correlacionar las fallas y ha mejorado la capacidad de los intérpretes para diseñar los amarres de continuidad entre pozos en ambientes complejos en donde los registros y los corazones ofrecen una pobre o casi insignificante capacidad de correlación. Las técnicas sísmicas tridimensionales también han ayudado en el proceso de control de los métodos de recobro mediante el rastreo de fluidos. Sin embargo, tienen que ser probadas más intensivamente en otros procesos como la de monitoreo de inyección de agua convencional e inyección de gas.

El tercer factor es la tecnología de pozos horizontales. Esta nueva forma de perforar ha cambiado todas las reglas sobre la producción tanto de estructuras

simples como de complejas. La industria ha aprendido a perforar estos pozos y domina actualmente la forma de completarlos\* y estimularlos\*\*.

El cuarto factor, y el de mayor impacto en el presente estudio, es el aumento de la capacidad computacional y el mejoramiento de los métodos y algoritmos numéricos. Esto ha hecho posible que disciplinas como la simulación de yacimientos y la geoestadística, se puedan aplicar. El poder de la computadora ha permitido que geólogos e ingenieros de yacimientos diseñen una variedad de modelos probabilísticos que permiten llenar la ausencia de información entre pozos, precisamente en donde se carece de mediciones. Estos modelos son usados como datos de entrada en los simuladores de flujo, siendo esta otra actividad que se beneficia directamente de los avances en la tecnología computacional.

Se podría afirmar que frente al hecho de contar con una herramienta que permite manejar proyectos tanto de alto como de bajo riesgo, se pensaría que ésta se encuentra presente durante todo el proceso de desarrollo de un campo. Esto es debatible en virtud de la información disponible y sobre todo, del interés que se tenga en preservar la vida útil de un campo (Figura 16). En el caso particular de Colombia, muchos modelos de simulación fueron desarrollados mucho después de una ventana de desarrollo del campo, considerable en tiempo. Actualmente se puede afirmar que no todos los campos del país cuentan con un modelo de simulación claro y consistente ya sea por la falta de interés inicial en el mismo, por la falta de información actualizada y completa o por el reto técnico que el caso particular represente. Es claro que los planes de desarrollo de los campos

---

\* Se define un *completamiento* como una operación a nivel de pozo que permite estabilizar estructuralmente las paredes internas del pozo, revestir dichas paredes con tubería adecuada, aislar mediante empaques la zona productora y crear la ventana física de producción de la formación de interés mediante la abertura de una serie de perforaciones locales mediante una herramienta de cañoneo.

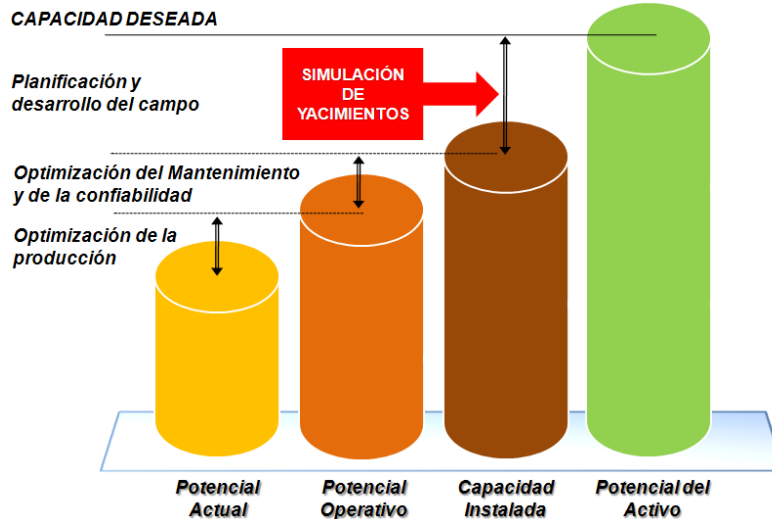
\*\* La *estimulación de pozos* es un conjunto de procedimientos que buscan elevar la capacidad productiva de un pozo una vez este ha alcanzado cierto nivel de madurez o presenta algún daño en la formación productora. Esta mejora se logra mediante el mejoramiento de las propiedades conductoras de la formación que produce ya sea fracturándola, acidificándola o eliminando depósitos de componentes orgánicos como parafinas o asfaltenos, según sea el caso.

actuales no solo deben satisfacer las demandas energéticas sino a su vez, deben ser una solución técnicamente sólida en función del proceso de maximización del recobro, ya que la falta de una cultura de buen desarrollo inicial, ha relegado a muchos campos a la pérdida de un buen porcentaje de sus reservas extraíbles por cuenta de las malas prácticas operativas. Las tendencias actuales de preservación, revitalización, reactivación y aumento de reservas de los campos existentes convirtieron a la simulación numérica de yacimientos en una poderosa arma cuyo fin último se consolidó en ser el soporte de los procesos de optimización de inversión en el desarrollo productivo de un campo.

Los tiempos de respuesta juegan un papel muy importante en cuanto al mejoramiento de la capacidad productiva de un campo maduro. La Figura 17 muestra a modo comparativo los tiempos de respuesta esperados en cada una de las etapas más importantes de desarrollo de un campo maduro teniendo en cuenta la facilidad de comunicación y la capacidad de automatización actual.

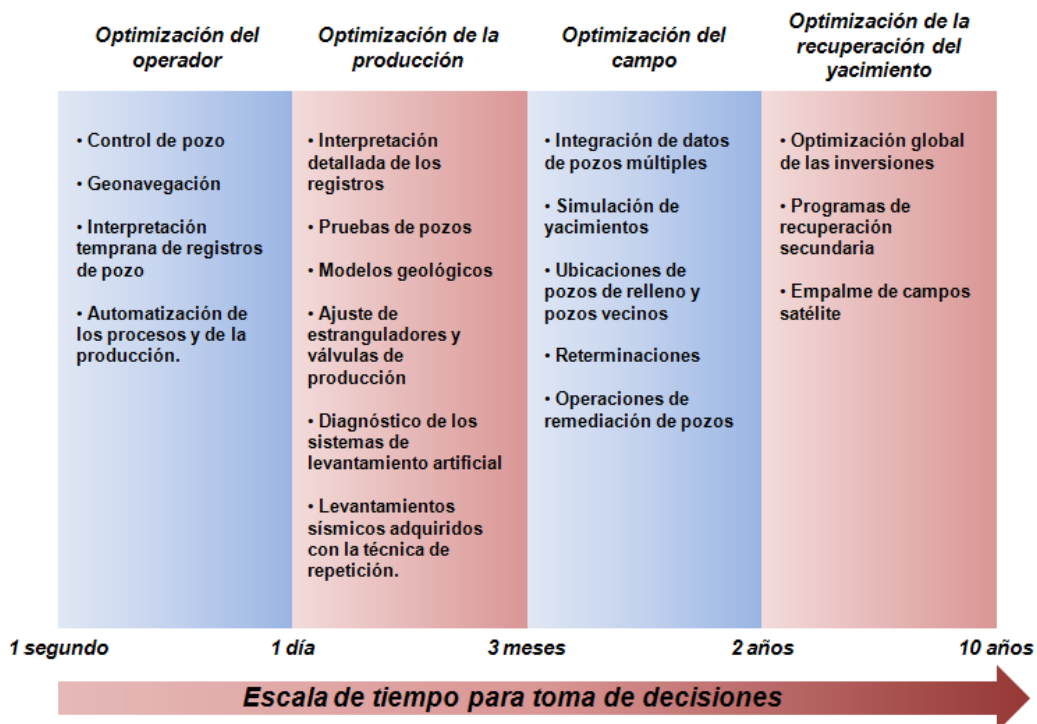
Tomando consciencia de esto y sabiendo que no es suficiente con tener la información disponible, se requiere que las etapas características de un estudio de simulación numérica se concreten en un flujo de trabajo concreto que permita el ensamblaje de un modelo de simulación ajustado a datos reales y dé una pauta general sobre como los grupos de datos interactúan entre sí. Este flujo de trabajo comprende la recopilación de una cantidad de información base que determinará la caracterización del modelo y su posterior respuesta según el tipo de estudio que se desee realizar (Figura 18).

**Figura 16.** Etapas involucradas en el proceso de mejoramiento de un campo maduro. Se puede observar que la simulación numérica puede entra en juego en la etapa final si se sigue la tendencia clásica.



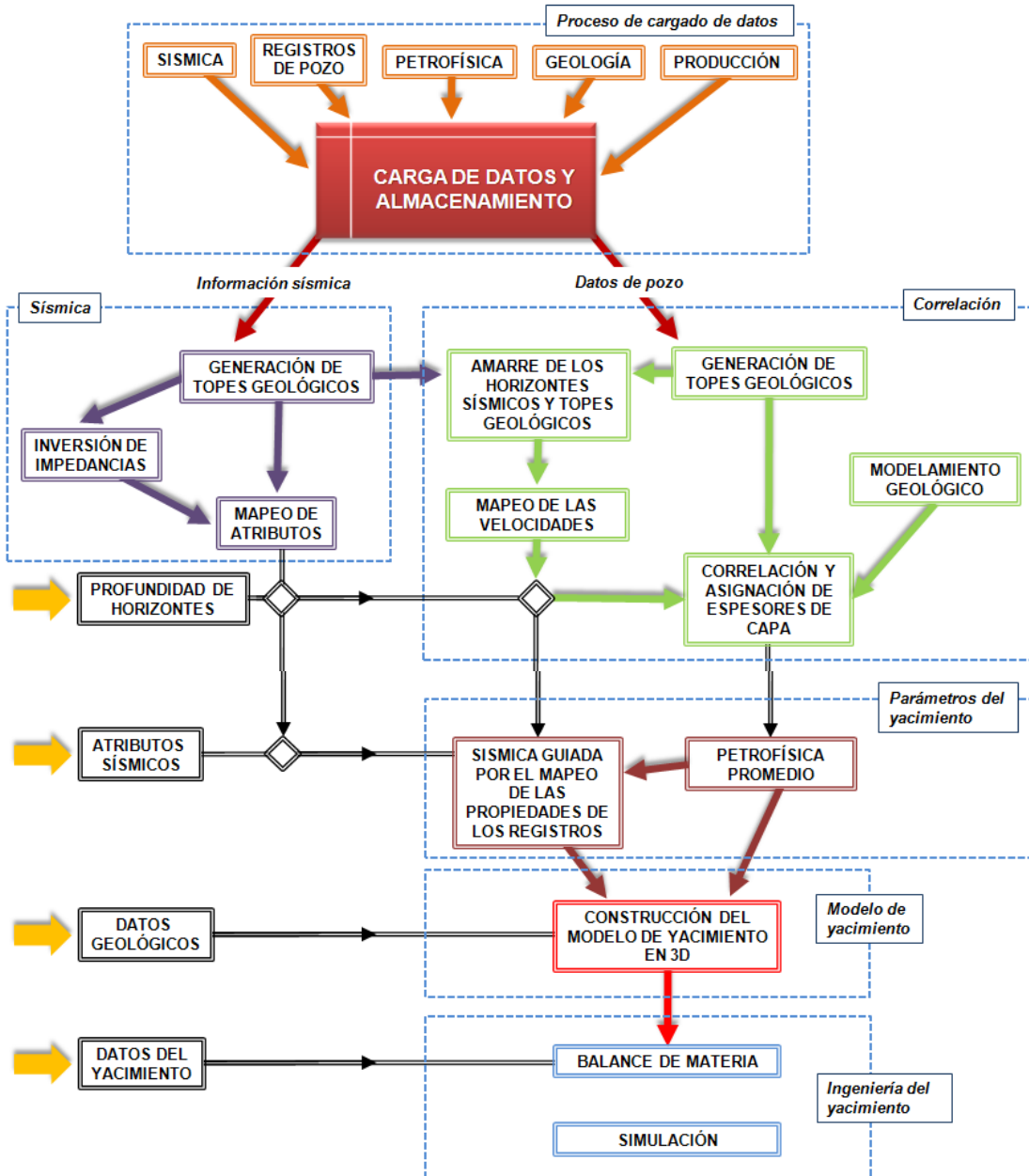
*Fuente: Autor*

**Figura 17.** Tiempos de respuesta esperados en cada una de las etapas más importantes de desarrollo de un campo maduro.



*Fuente: Autor*

**Figura 18.** Flujo de datos e integración de la información durante el proceso de montaje de un modelo de simulación.

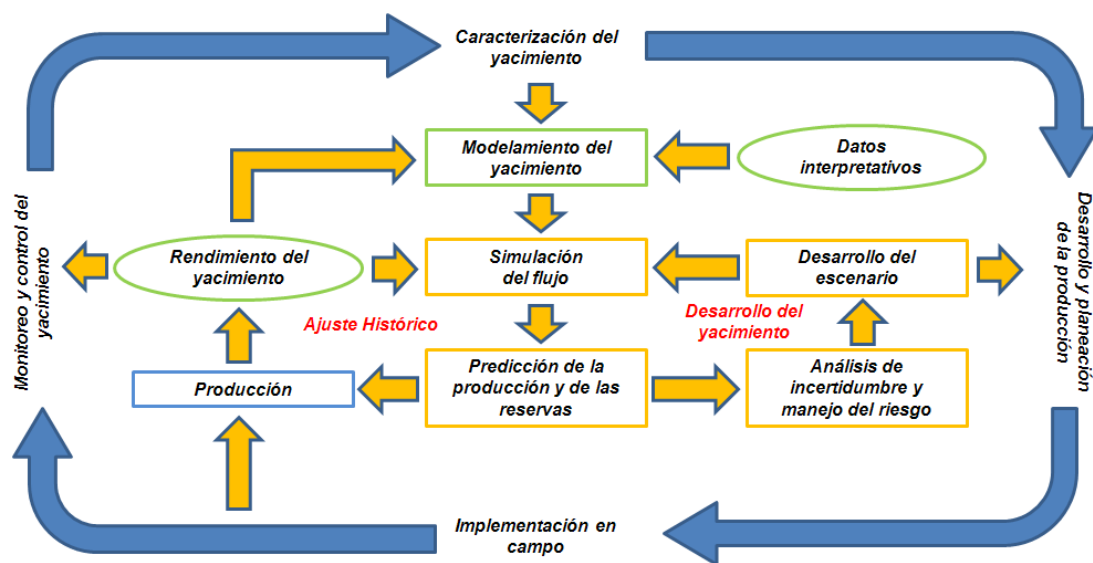


Fuente: Autor

Una vez generado el modelo de simulación (Figura 19), este debe permitir hacer la predicción de la producción y las reservas. Es posible que en las primeras

realizaciones esta predicción no sea muy exacta, así que se requiere ajustar el modelo a la historia de producción. Una vez se encuentra ajustado, es posible realizar análisis de riesgo e incertidumbre de los posibles escenarios productivos evaluando cual de las opciones vale la pena implementar en campo. Los modelos se pueden estar actualizando constantemente según sea el nivel de monitoreo que exista sobre el campo y todo esto puede permitir replantear la estrategia de desarrollo en función del tipo de actividad que se desee intervenir y del presupuesto disponible. Estos son los fundamentos de lo que actualmente se conoce con el nombre de *simulación de yacimientos en tiempo real*.

**Figura 19.** Dinámica de interacción de la técnica de simulación numérica de yacimientos con los procesos desarrollo, implementación y monitoreo.



Modificado de OilField Review 2005

A este nivel está claro que la simulación numérica de yacimientos no solo es una herramienta de soporte para la toma de decisiones, sino que se puede decir que tiene una dinámica de funcionamiento definida. Sin embargo, pese a las etapas que se logran definir y al flujo de trabajo concreto debe seguir la información que se requiere para construir un modelo, aún no hay puntos de control, claros y

fácilmente identificables de tal forma que sea posible crear un estándar de aplicación industrial. Esto hace que la práctica de esta técnica esté inundada de “reglas de dedo gordo” que no apuntan precisamente en la misma dirección que el nivel de sofisticación que esta técnica posee. En el siguiente capítulo se discutirán los aspectos más críticos de la construcción de modelos de simulación con el ánimo de establecer buenas y malas prácticas, y de buscar establecer puntos de control concretos.

### **3. INGENIERÍA DE CONTROL EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

Pese a que se ha visto que la práctica de la SNY\* no es común para todos los campos, ni para todos los casos, no se puede afirmar que al ser casi exclusiva para aquellos activos que representan un verdadero valor agregado para una empresa, como técnica, se encuentra totalmente controlada. La principal tesis con la que este trabajo se inicia es con la firme idea de que la técnica de SNY carece de un plan metodológico controlado y estandarizado que facilite y aumente su usabilidad. Generalmente las estrategias de desarrollo de modelos de esta clase es delineada y personalizada por cada empresa, haciendo que este proceso metodológico de construcción de modelos de simulación se convierta en casi que un servicio más del portafolio de negocios. El presente capítulo expondrá una gama de ideas relacionadas con los controles, fallas y buenas prácticas de esta técnica con el ánimo de tener en cuenta estos aspectos a la hora de diseñar una estrategia personalizada de desarrollo de modelos.

En primer lugar, se debe tener en cuenta que el énfasis del control se debe concentrar en aquellos aspectos competentes al modelo geológico y a las suposiciones de ingeniería. La simulación puede ser una herramienta muy útil y efectiva. Sin embargo, depende enteramente de la aceptación e implementación por la comunidad de usuarios como una herramienta probabilística con una incertidumbre inherente y del ejercicio de medidas de control estrictas a nivel geológico y de ingeniería a través de una metodología estructurada en su uso.

---

\* Sigla para Simulación Numérica de Yacimientos

Dentro de las deficiencias claves de esta técnica se puede destacar:

1. La falta de normas industriales establecidas para realizar simulación.
2. La no-unicidad de su respuesta.
3. La incertidumbre inherente en el modelamiento del yacimiento.

### **3.1 Crítica a las prácticas incorrectas**

#### 3.1.1 Revisión de la literatura

La SNY empezó como una práctica de los investigadores de laboratorio ante la necesidad de reproducir los experimentos que se desarrollaban dentro de un marco más amplio de posibilidades.

##### 3.1.1.1 En la búsqueda de una metodología

En la literatura no se ha hecho mención sobre una metodología general para modelar un yacimiento. Pocos investigadores se han ocupado de algunos conceptos de modelamiento como la orientación de la malla<sup>9,22</sup>, la representación de la BHP<sup>17</sup>, formulación de la conificación<sup>3,27</sup> y las permeabilidades pseudorelativas y presiones capilares<sup>4,8</sup>. Staggs y Herbeck<sup>23</sup> ofrecen una primera aproximación específica en el intento de direccionar el modelamiento. Ellos exponen una serie de ejemplos, problemas y dificultades en el uso de modelos de simulación. Hacen recomendaciones sobre el tamaño y número de las celdas de la malla y de las capas. Sin embargo, estas recomendaciones resultan ser más reglas de dedo gordo que guías para establecer un estándar. Coats<sup>5</sup> plantea la idea de que el modelo de simulación puede ser usado para realizar un análisis de sensibilidad sobre el yacimiento y de esta manera, educar a los ingenieros. El

presenta algunas reglas para la construcción de modelos y algunos ejemplos de aplicaciones correctas e incorrectas.

Como filosofía de modelamiento, Price<sup>18</sup> propone que el mismo problema que se enfrenta debe dictaminar el nivel de sofisticación que requiere. También proporcionó algunos ejemplos para demostrar como los modelos deben ser validados a través del ajuste histórico y un análisis de sensibilidad de los resultados y los errores de truncamiento.

Uno de los artículos que presenta Coats<sup>6</sup> discute el uso de modelos de simulación en procesos complejos de recobro, ampliando más la discusión sobre estos que sobre los modelos de aceite negro. Como resultado de este trabajo, se expone una metodología en términos de los componentes de los fluidos. En este caso, Coats habla de una metodología para modelamiento matemático, por ejemplo, a sabiendas de las ecuaciones que describen el proceso físico del flujo de fluidos. Esto es destacable ya que trata de hacer un acercamiento a una metodología para modelar una representación física específica del yacimiento.

#### 3.1.1.2 La simplicidad es el secreto

Un modelo sencillo es una de las claves para una apropiada ingeniería de control ya que este permite una forma de validación más directa. En discusión sobre las aplicaciones de la simulación numérica de yacimientos, Richardson y Stone acentuaron que los modelos de simulación podrían manejar complejidad geométrica y detalles de heterogeneidad. Sin embargo, Mann y Johnson<sup>7</sup> demostraron que los modelos bastante simples también pueden ser usados en simulación de yacimientos.

Aronofsky<sup>1,2</sup> discutió sobre los beneficios de usar métodos simplificados de ingeniería de yacimientos clásica, exponiendo que los métodos simplificados a

menudo proporcionan soluciones aceptables e indican en donde se requieren simulaciones más completas. Los métodos simples también pueden indicar datos falsamente lógicos o datos malos en modelos de simulación a gran escala.

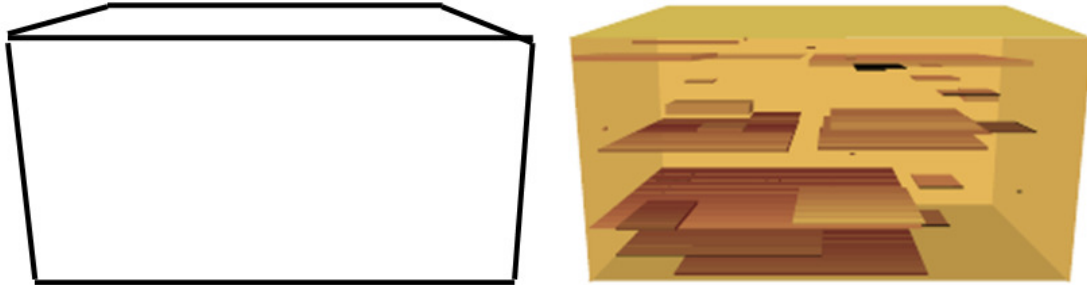
Muchos de estos autores creyeron que con el crecimiento rápido de la simulación vino la confusión y el abuso. Sin embargo, el más alto índice de abuso se presenta en las modificaciones hechas durante el ajuste histórico.

### 3.1.1.3 Describiendo el yacimiento

Odeh<sup>10</sup> expone que las celdas que se construyen para un modelo de simulación deben ser vistas como un tanque, simulando al clásico modelo de balance de materia. El yacimiento, en vez de estar representado como un sencillo tanque, puede ahora con un simulador de yacimientos, ser representado como un arreglo interconectado de tanques. En realidad, la simulación numérica ha tomado el modelamiento de un yacimiento bajo el concepto de “tanque” y lo ha llevado a un confuso arreglo de tanques en donde algunos de ellos representan barreras de flujo tales como fallas o líneas de fracturas cerradas (Figura 20).

Especificar las barreras de flujo en un yacimiento es una parte importante de la descripción del yacimiento. Coats, discutiendo sobre las fuentes de error en modelos de simulación, indicó que la descripción del yacimiento rara vez se conoce con precisión. El ha indicado que la sensibilidad de los resultados a las variaciones en la descripción del yacimiento puede ser más importante que la descripción absoluta de sí mismo. Aunque no menciona, la escala del yacimiento descrito y como las propiedades del yacimiento son promediadas para las dimensiones de la celda de la malla, se puede afirmar que a menudo sobre parecidas.

**Figura 20.** Comparación de modelos de yacimiento. A la izquierda modelo tipo tanque. A la derecha, modelo compuesto de subtanques que representan barreras de flujo.



*Fuente: Autor*

#### 3.1.1.4 La no unicidad en la solución

Odeh fue el primero en notar que el ajuste histórico siempre resultaba en un proceso de modificación no única de variables. A su vez indicó que si se usaban grandes periodos históricos para calibrar el modelo las predicciones resultaban más reales. La validez de las soluciones, sin embargo, estaba expresada estrictamente en términos de la precisión matemática sin mencionar la exactitud del modelo hecho. Diferentes autores<sup>24,26</sup> han mencionado desde entonces la no unicidad del proceso de ajuste histórico, particularmente cuando se intenta abordar el problema de manera automática.

### 3.2 Prácticas Comunes

Las prácticas comunes cubren un amplio espectro: desde estudios de modelos de pozo a multipozos y usualmente, involucran modelos completos de campo. Hay dos aproximaciones para los modelos usados en simulación de yacimientos. Una es emplear un tipo de modelo cuando se deben tomar decisiones económicas importantes tales como el desarrollo inicial de un campo. Esta táctica busca una

aproximación denominada de “mantenimiento crítico” porque solo se tiene en cuenta cuando hay un problema serio. La otra táctica se presenta cuando se debe usar el modelo como una herramienta de manejo del yacimiento día a día. Esta es una aproximación denominada como de “mantenimiento preventivo”. Debido al costo asociado con el mantenimiento de los modelos y corridas de los mismos, el mantenimiento preventivo tiene más sentido solo para yacimientos con grandes reservas. Esta clase de aproximación es a menudo es utilizada por operadoras extranjeras para justificar las prácticas de producción a las agencias de gobierno.

Un uso importante de la SNY consiste en servir como herramienta de soporte para estudios de desarrollo de un campo y planeamiento de la depleción (agotamiento del campo). Un modelo de simulación puede ayudar a determinar el número y la localización de los pozos a ser perforados, el número y el tipo de trabajos a desarrollarse y el tiempo al cual deben instalarse las principales facilidades de superficie tales como las relacionadas con procesos de inyección de agua y sistemas de *gas-lift*. Cuando se desean explicar los efectos competentes entre varios pozos pertenecientes al mismo yacimiento, se requiere de un modelo completo de campo (*full field model*). Por otra parte, si estos efectos pueden ser aislados de modo que se puede asumir simetría (por ejemplo), entonces solo se requiere modelar una porción del campo (*sector model*). Ya cuando el nivel de detalle se debe concentrar en fenómenos que tienen impacto solo a escala del pozo, se utilizan modelos de pozo (*single well models*)

Los estudios de desarrollo de un campo pueden variar en tiempo y complejidad. Por ejemplo, un estudio corto podría ser una evaluación prospectiva o un estudio generalizado cualquiera de un yacimiento. Este tipo de estudio es emprendido cuando los datos que describen al yacimiento son limitados y no existe historia de producción. Ejemplos de esto en la literatura son pocos. Sin embargo, este marco de referencia trae una generación nueva de modelos en donde, dada la cantidad limitada de información, lo que se pueden hacer son estimaciones generales y

delineado de tendencias. Estos modelos no son siempre confiables cuantitativamente para proyección económica, pero pueden tener un gran impacto a nivel cualitativo, si permiten el entendimiento de las fenomenologías asociadas a la zona de interés. Estos modelos también son conocidos como *modelos conceptuales*.

El siguiente nivel de estudio, sería a escala de un estudio moderado del desarrollo de un yacimiento. Tal estudio debe ser emprendido cuando hay un mapeo detallado de la geología y las propiedades del yacimiento se encuentran disponibles así como datos de una historia de producción. Las permeabilidades pseudorelativas se deben derivar analíticamente y el modelo requiere de un ajuste histórico. Aquí los modelos conceptuales también tiene cabida, solo que ya el nivel de seguridad sobre los datos cuantitativos puede aumentar.

Ya un estudio con mayor número de elementos, debe ser considerado como un estudio de desarrollo avanzado. Este debe usar mas extensiblemente la caracterización PVT y de propiedades de la roca que se encuentre disponibles, una geología más complicada y las historias de pozo existentes (por ejemplo, el comportamiento de flujo cruzado entre pozos). Igualmente, las permeabilidades pseudorelativas pueden ser tratadas con mucho más detalle.

Los resultados de estos estudios (como por ejemplo, los requerimientos de pozo o los historiales de producción e inyección) son usados para evaluar alternativas de desarrollo del campo. En particular, los pronósticos de producción e inyección pueden ser usados para diseñar las facilidades de superficie para la separación de gas y aceite, manejo y tratamiento de agua y potenciales líneas de flujo. Los estudios de simulación de yacimientos también pueden ser usados para predecir los rangos de composición de los fluidos producidos, que por su parte serán usados para diseñar facilidades de tratamiento para eliminar componentes específicos.

Igualmente, los estudios de simulación también pueden ser útiles para responder preguntas relacionadas con el gerenciamiento del yacimiento. La pregunta más importante a resolver tiene relación con el factor de recobro futuro del campo. Se puede analizar la cantidad de recobro bajo varios esquemas de desarrollo (por ejemplo, el espaciamiento de los pozos) y las prácticas de completamiento (por ejemplo, el uso de perforación selectiva). También pueden ser investigadas las prácticas de producción y las preguntas sobre la tasa de máxima eficiencia (MER) y las rutas de migración. Los modelos para administración del yacimiento son usualmente actualizados de manera rutinaria con nuevo historial o nueva información que es adquirida del yacimiento. Esto permite reevaluar adecuadamente para la producción de escenarios futuros.

### **3.3 Defectos de la simulación numérica de yacimientos**

El estado normal de la simulación numérica de yacimientos tiene tres defectos o limitaciones claves. Estas son:

- La carencia de estándares establecidos en la industria en simulación de yacimientos.
- La no unicidad de las soluciones de los modelos.
- La incertidumbre inherente en el modelamiento del yacimiento.

Estas limitaciones son a menudo pasadas por alto en los estudios de simulación y, consecuentemente, han conducido a la mala interpretación y mal uso de los resultados de los modelos de yacimiento. El entendimiento de estas limitantes es muy importante para construir un modelo apropiado del yacimiento y una definición del nivel de confianza en los resultados de la simulación.

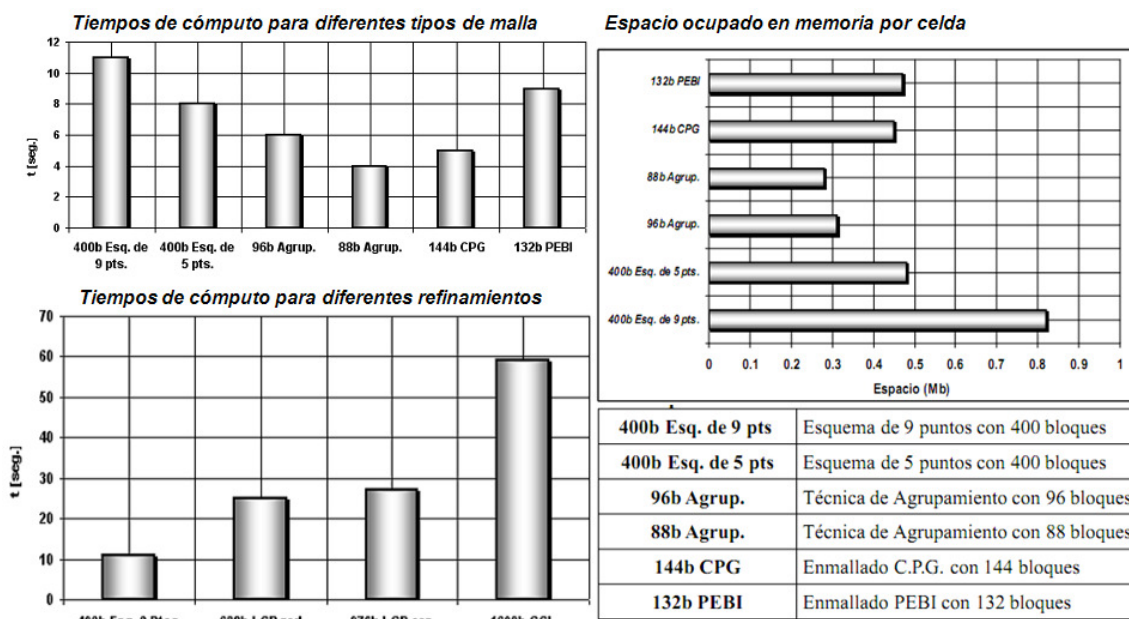
### 3.3.1 Carencia de estándares

El uso de las diferencias finitas en los simuladores ha sido practicado por más de 50 años, pero no hay un estándar para la construcción de los modelos que haya sido especificado en la literatura o en los textos. Esta carencia de estándares es el resultado es el resultado parcial del hecho de que muchos modelos se construyen para resolver problemas específicos. Más a menudo de lo que se cree, esta falta de estándares disfrazo el problema real que se desea analizar. Consecuentemente, el uso común de la simulación está basado en reglas del dedo gordo. Algunos ejemplos de estas reglas se discuten a continuación.

*3.3.1.1 Tamaño de la celda:* no existe un estándar para determinar la dimensión apropiada del tamaño de una celda en un modelo. Aziz y Settari<sup>25</sup> exponen que la regla más importante en el proceso de enmallado es “siempre que sea posible, la definición del tamaño de la celda necesaria debe estar determinada por un estudio de sensibilidad”. Tal estudio raramente, si es que alguna vez se ha hecho, ha sido reportado en los cientos de casos de estudio de la literatura. El desarrollo de tal estudio incrementaría los tiempos y los costos incluso en el caso más común, por ejemplo, un estudio de aceite negro convencional. El Octavo estudio comparativo de la SPE expone una idea cercana de lo que puede ser el impacto del número de celdas sobre un modelo de esta clase. Sierra, Santafé, Ortiz y Piedrahita<sup>18</sup> reconstruyeron este estudio verificando los datos expuestos en él y testeando la verdadera capacidad de los simuladores comerciales. Los resultados que presentan obedecen a pruebas con diferentes tipos de geometría y con diferentes números de celda. La conclusión principal de este estudio es que tanto el tiempo de cómputo está amarrado al número de celdas a nivel de modelos homogéneos. En el caso de modelos heterogéneos, hay mayor impacto sobre la geometría misma de cada celda de la malla y esto puede impactar indirectamente los tiempos de cómputo (Figura 21). En la experiencia general de los especialistas en la materia, la práctica de realizar una sensibilidad a la malla se aplica de manera

rutinaria en procesos complejos de recobro (EOR). En el presente trabajo se expone como uno de los casos de estudio, una alternativa a este análisis de sensibilidad basada en las herramientas disponibles dentro de los mismos simuladores comerciales.

**Figura 21.** Tiempos de cómputo para diferentes sistemas de enmallado.

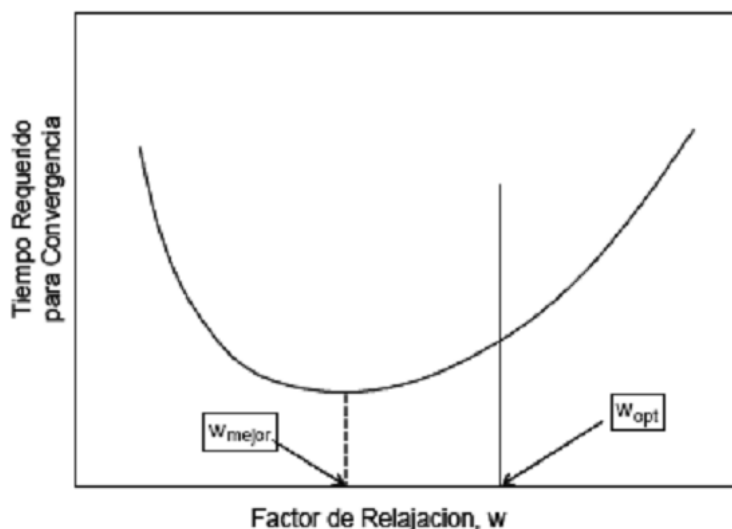


Modificado de Sierra, L.E.; Santafé, E.R.; Ortiz, O.P y Piedrahita, C.C. – *Estudio comparativo de las técnicas de enmallado estáticas empleadas en simulación numérica de yacimientos*. Revista FUENTES. Universidad Industrial de Santander. 2005

**3.3.1.2 Paso de tiempo:** el paso de tiempo es inicialmente seleccionado asegurando estabilidad y, en menor grado, exactitud. Este ha sido el caso para muchos modelos tipo IMPES (Implícito en Presión, Explícitos en Saturación). La selección automática del paso de tiempo se encuentra usualmente en formulaciones completamente implícitas. Estos modelos requieren la especificación de medidas de error de truncamiento (por ejemplo, presión máxima y diferencias de saturación máximas) y de tolerancia en convergencia (por ejemplo, error máximo en balance de materiales), pero los criterios de selección

sobre que parámetros constitutivos son aceptables nunca ha sido indicados, además de lo necesario para garantizar una solución en mínimos tiempos de CPU. Por ejemplo, los estudios comparativos de la SPE en simulación no discuten los pasos de tiempo seleccionados pero sí en la similaridad de los resultados y la velocidad de cálculo.

**Figura 22.** Curva para determinar el mejor factor de relajación usado en el procesamiento del sistema de ecuaciones por métodos iterativos. Se requiere hacer múltiples pruebas para hallar el mejor debido a que no existe una relación analítica para determinarlo.

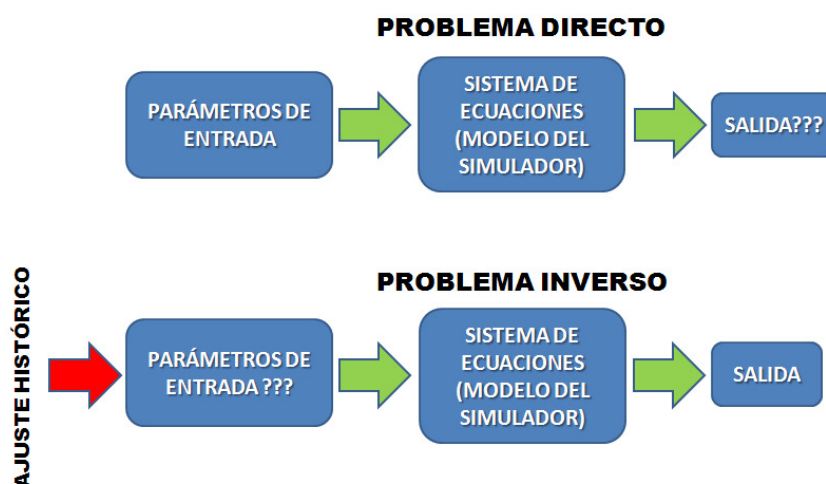


**Fuente:** Santafé, E.R. –*Simulación Numérica de Yacimientos (Notas de clase)*. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2009

**3.3.1.3 Calidad del ajuste histórico:** la calidad del ajuste histórico varía de estudio en estudio. El tipo de datos usado en el desarrollo del ajuste y el cómo cierran los resultados del modelo, los cuales deberían seguir las mediciones observadas, se encuentran también sin estándares. Por ejemplo, las presiones de flujo en cabeza se usan en algunos tipos de ajuste, mientras que las presiones de cierre se usan en otros. El grado con el cual las presiones observadas y los cortes de agua necesarios son ajustados es obviamente una función de la calidad de estas mediciones. El criterio más importante de un buen ajuste histórico son a menudo el presupuesto y la cantidad de tiempo.

Dadas las capacidades actuales a nivel de cómputo, la práctica del ajuste histórico ha tomado algunas de las enseñanzas de la experiencia y se ha logrado automatizar hasta cierto punto. Dándole la forma de un problema inverso (Figura 23), el proceso de ajuste histórico se ha podido refinar mediante desarrollo de códigos y programas que sobre un soporte estadístico de manejo de propiedades, logran ajustar el comportamiento de los campos de hidrocarburos. Datta-Gupta\* es uno de los investigadores actuales más reconocido por sus desarrollos en esta área. Aunque existen técnicas para tratar los diferentes tipos de problema inverso, no es fácil plantear el proceso de ajuste histórico como tal. La base principal de un problema inverso está en el hecho de que generalmente se conocen las salidas. En este caso, las salidas se encuentran representadas por la historia de producción del campo. Con esta información, y asumiendo un modelo de comportamiento del sistema, se intentan definir los parámetros de entrada, que en este caso particular, se encuentra representado por las propiedades que describen a la roca que sirve de reservorio. Sin embargo, es común actualmente que se siga manejando este proceso como un ejercicio de ensayo prueba y error.

**Figura 23.** Esquema general que ilustra el objetivo general de un problema inverso. Casi que se puede afirmar que lo que se desea buscar en todos los casos en un gran porcentaje de los parámetros que caracterizan la entrada al sistema.



*Fuente: Autor*

\* <http://www.pe.tamu.edu/datta-gupta/>

Por otro lado, Satter, Baldwin y Jespersen <sup>17</sup> exponen un flujo de trabajo para ajustar históricamente de manera manual un modelo. Es importante resaltar que el proceso de ajuste no tiene como técnica todas sus fases plenamente desarrolladas. Son identificables tres características que se presentaron de manera general en el capítulo anterior:

- Normalmente es la fase dentro un estudio de simulación que más tiempo consume.
- Se usa para demostrar la validez del modelo de simulación construido.
- Se usa como entrada general el historial de producción de gas/aceite y las presiones de los pozos, siendo entonces tarea del simulador calcular las presiones y las relaciones gas aceite (GOR), corte de agua (WC) entre otros, para ser comparado con el comportamiento histórico.

En un ajuste histórico se siguen, regularmente, estos pasos a grandes rasgos:

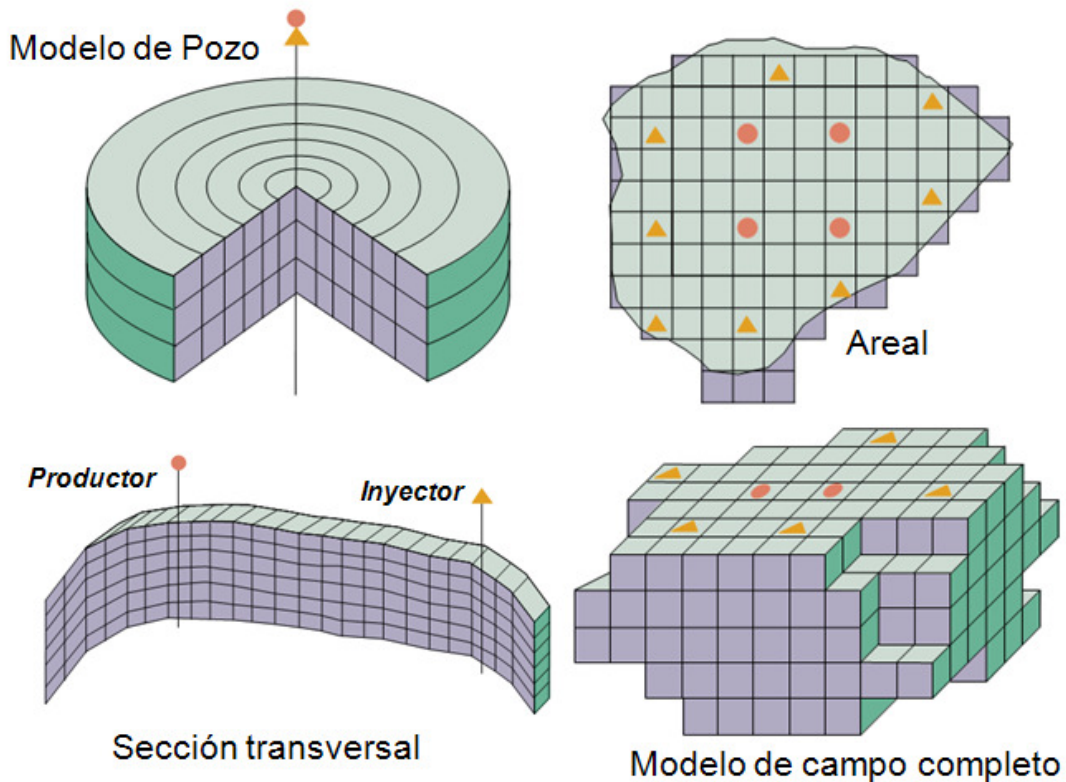
- Definir de entre los datos, cuales se encuentran determinados y cuales son indeterminados.
- Definir los datos que serán comparados y sus tolerancias.
- Determinar la técnica de solución.
- Ajustar presiones (de campo o de yacimiento)
- Ajustar GOR, WC, entre otros
- Ajustar la presión de fondo fluyendo de los pozos.

Es claro que es muy importante conocer cuales variables pueden tener un efecto significativo sobre el ajuste histórico y cuáles no. De esta forma, el análisis de sensibilidad de variables asociado al proceso de ajuste puede arrancar por donde realmente tiene mayor efecto. Pese a esto, aún no hay claridad sobre una metodología de ajuste para cuando hay una fuerte presencia de gas o cuando el fluido es composicional. Igualmente no hay mucha literatura disponible sobre las

variantes que este proceso tiene cuando los aspectos mecánicos (geomecánica) de un modelo influyen sobre su esquema productivo.

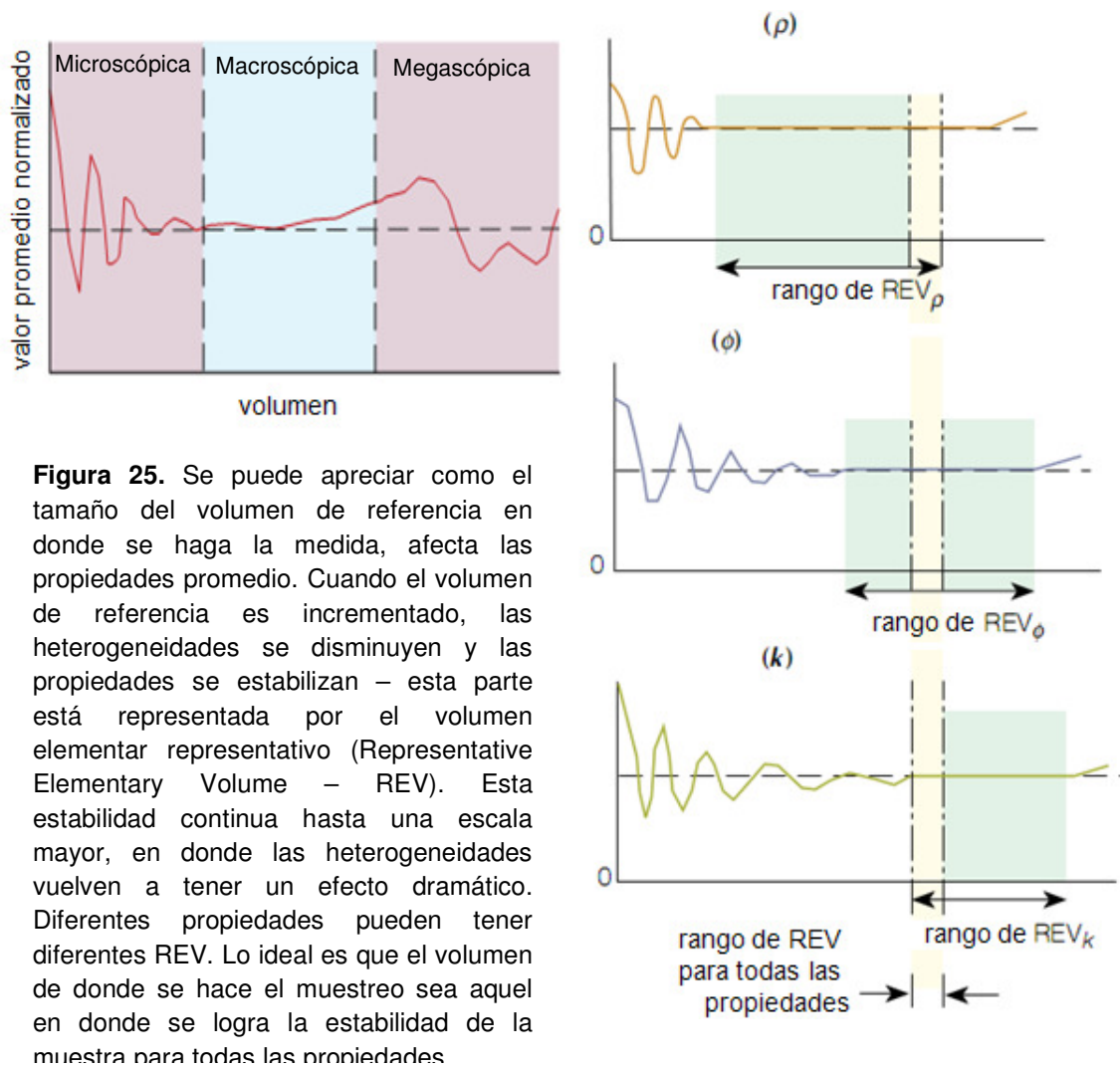
*3.3.1.4 Modelamiento a conveniencia:* los modelos de simulación no necesariamente se tienen que construir en tres dimensiones completamente. En las etapas tempranas de vida en un campo, los modelos de simulación mucho más simples, pueden dar una idea valiosa del comportamiento productivo (Figura 24). Los simuladores a escala de pozo, usando un sistema de enmallado radial centrado en el pozo, son invaluable a la hora de realizar estudios de conificación, el análisis económico de un completamiento parcial o para la interpretación de una prueba de pozo. Los modelos de simulación en sección transversal que modelan el flujo en un plano vertical, a menudo son usados para estudiar el comportamiento de desplazamiento entre un inyector y un productor. Los modelos de simulación areal que permiten el análisis del flujo en un plano horizontal, pueden ser la primera opción de una operadora para analizar la producción en un yacimiento homogéneo de una sola capa. Los resultados y los análisis de cualquiera de estas simulaciones siempre pueden servir como entrada a una simulación más sofisticada.

**Figura 24.** Simplificaciones utilizadas para modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos. Cabe resaltar que no siempre es necesario trabajar en todas las dimensiones ni a escala completa de campo. Siempre el diseño va definido por los objetivos del estudio de simulación. Gráficas de malla



*Fuente: OilField Review 2002*

**3.3.1.5 El escalamiento de datos:** una vez se logran medir y estimar todo el conjunto de datos requeridos para el estudio, viene el proceso de integrar información y lograr ajustarla a la escala física que se piensa utilizar como base para el modelamiento de fluidos. Propiedades como la densidad de los fluidos, la porosidad, la permeabilidad absoluta y la relativa, entre otras, requieren de un ajuste desde la escala a la cual fueron medidas a la escala a la cual se piensa realizar el modelamiento. Este proceso no es sencillo ya que en el proceso de escalamiento se puede correr el riesgo de sobre simplificar, para lograr obtener propiedades promedio (Figura 25).

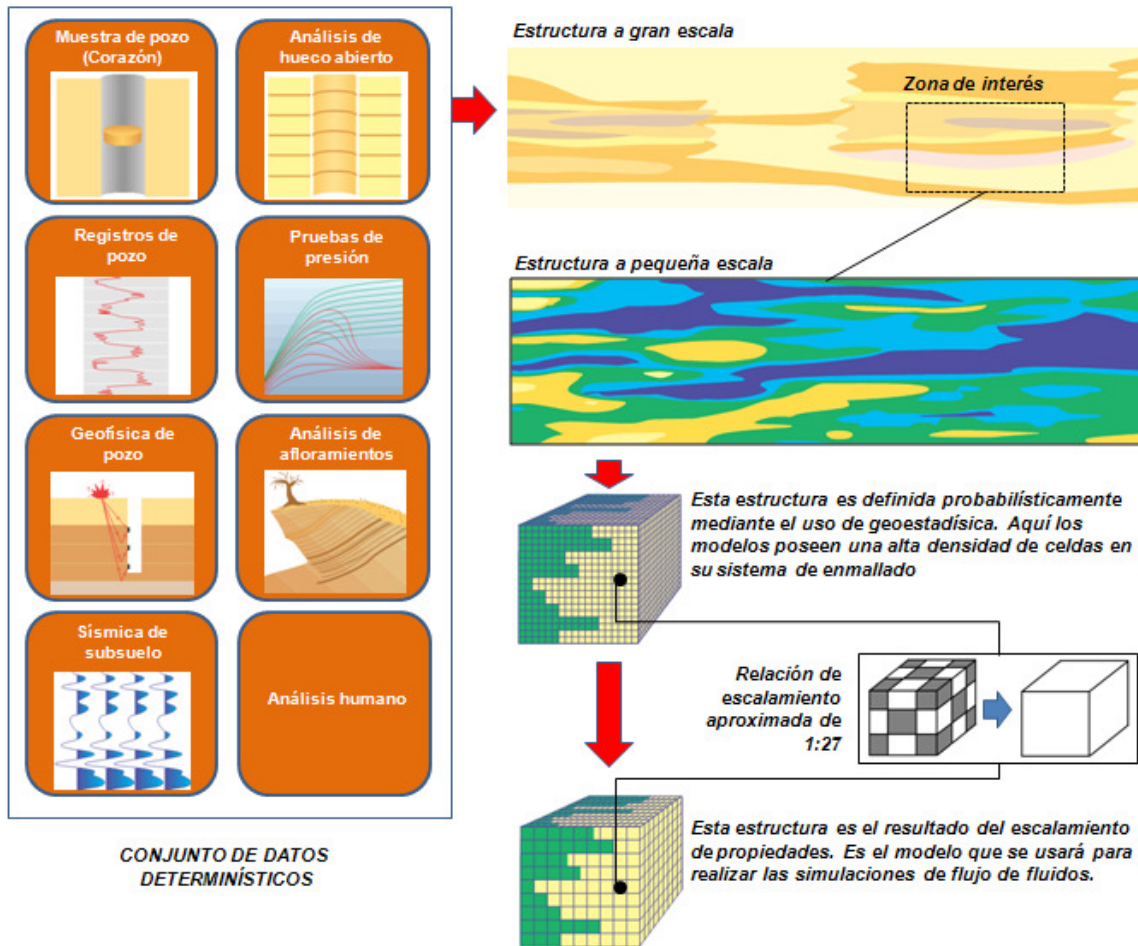


En términos de los que puede ser el escalamiento completo de propiedades del medio poroso, generalmente la estrategia a seguir es un análisis de mayor a menor (Figura 26). Es decir, lo primero que se hace es definir una estructura a gran escala usando datos determinísticos. Una vez esto, se define la estructura a escala pequeña usando técnicas estadísticas (geoestadística) y por último, se reescalan los detalles del modelo geológico para que sirvan como entrada al simulador de fluidos. Dicho proceso de reescalamiento implica condensar un modelo sumamente refinado en su malla. El nivel de refinamiento es alto, como resultado de las técnicas de interpolación y extrapolación de propiedades

utilizadas. Las relaciones que se pueden llegar a manejar en la práctica pueden oscilar alrededor de 1:27. Es decir, las propiedades dadas para una celda del modelo de flujo, son el resultado del escalamiento de 27 celdas del modelo geoestadístico que ocupan el mismo espacio que celda. Esto puede dimensionarse mejor si se piensa en que por ejemplo, un modelo de SNY compuesto por 30.000 celdas puede ser el resultado del escalamiento de un modelo geoestadístico de 1 millón de celdas.

Para yacimientos clásicos (Figura 27) la arquitectura se puede dividir en tres tipos: *yacimiento en capas* (tipo torta de capas), en donde lo que hay son divisiones que se asumen homogéneas en sí mismas y hacen las veces de las capas de un pastel; son característicos de un ambiente de depositación con excelentes correlaciones pozo a pozo y pueden ser modelados determinísticamente. Los *yacimientos en capas con canales* (tipo rompecabezas), en donde se asume que la estructura interna del yacimiento, tiende a ser un conjunto de unidades que encajan espacialmente a modo de un rompecabezas tridimensional. Representan cuerpos de arena que caben juntos sin huecos principales, pero con barreras de baja permeabilidad ocasionales. Aquí la correlación puede ser difícil y el modelado sugiere agregar algunos componentes probabilísticos. Por último, el *yacimiento de compartimentos discontinuos* (tipo laberinto), en donde se asume que la estructura y el mecanismo de depositación generó una serie de intrincados pasadizos que se pueden dar a nivel areal o en la vertical dando la impresión de que el yacimiento está compuesto por lentejones. Representan depósitos de playa discontinuos con una pobre correlación pozo a pozo. Estos requieren un fuerte componente probabilístico para su modelamiento.

**Figura 26.** Estrategia general de escalamiento completo de las propiedades del medio poroso.



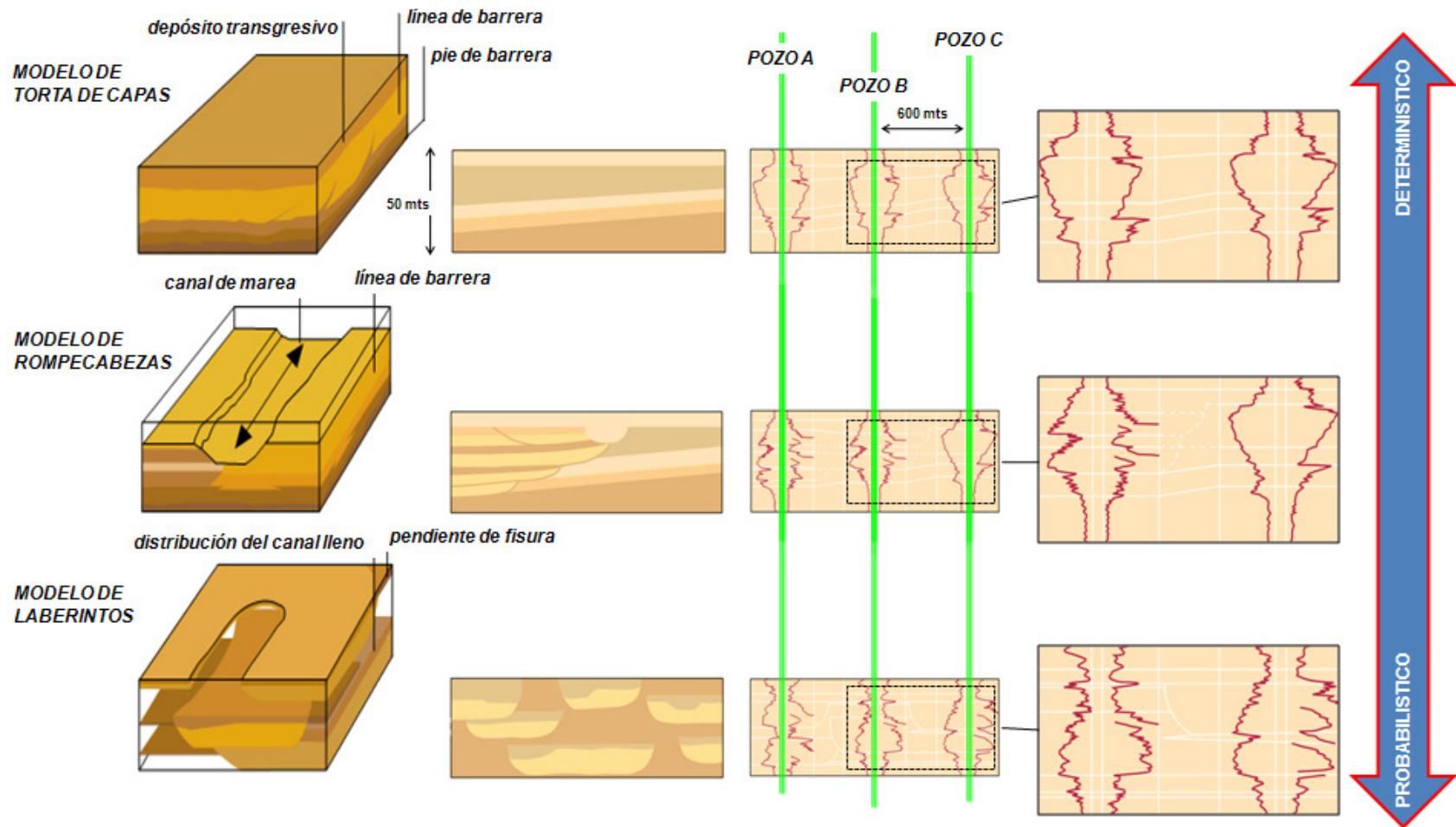
**Fuente:** Autor

Para yacimientos naturalmente fracturados, la tarea puede ser aún más difícil. En estos casos, el flujo dentro del yacimiento está gobernado por la dirección de las fracturas, siendo estas de alto impacto como conductoras siempre y cuando se encuentren abiertas y llenas de fluido. Los yacimientos naturalmente fracturados pueden clasificarse en 6 tipos (Figura 28): yacimientos *Tipo 1*, en los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción

iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas. Los yacimientos de *Tipo 2* pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación que existe entre la fractura y la matriz es pobre. Los yacimientos de *Tipo 3* son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden presentar relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria. Los yacimientos *Tipo M* poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo. En los yacimientos de *Tipo 4* la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa. Esto básicamente lo que significa es que las fracturas no suman porosidad ni permeabilidad sino que, por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo. Otra clase de yacimientos, los de *Tipo G*, ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos CBM\*, y para los yacimientos de gas condensado fracturados. La mayoría de los yacimientos de Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2.

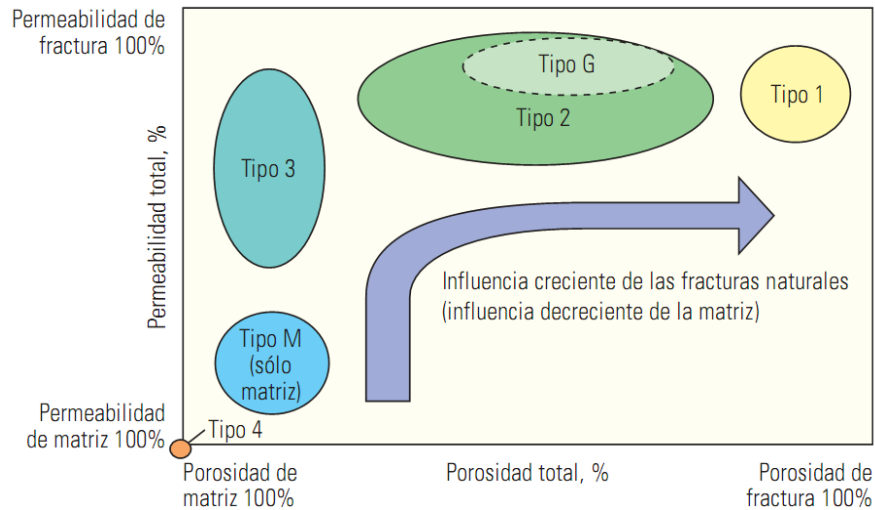
---

\* *Cobal Bed Metane* – Gas asociado al carbón.



**Figura 27.** Clasificación geométrica de modelos clásticos a gran escala para tipos de yacimiento en capas (modelo de torta de capas), en capas con canales (modelo de rompecabezas) y de compartimentos discontinuos (modelo de laberintos) - Weber KJ and van Geuns LC: *Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models* Journal of Petroleum Technology 42 (October 1990): 1248-1253, 1296-1297. Gráficas de depósito – *OilField Review* 2005

**Figura 28.** Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados

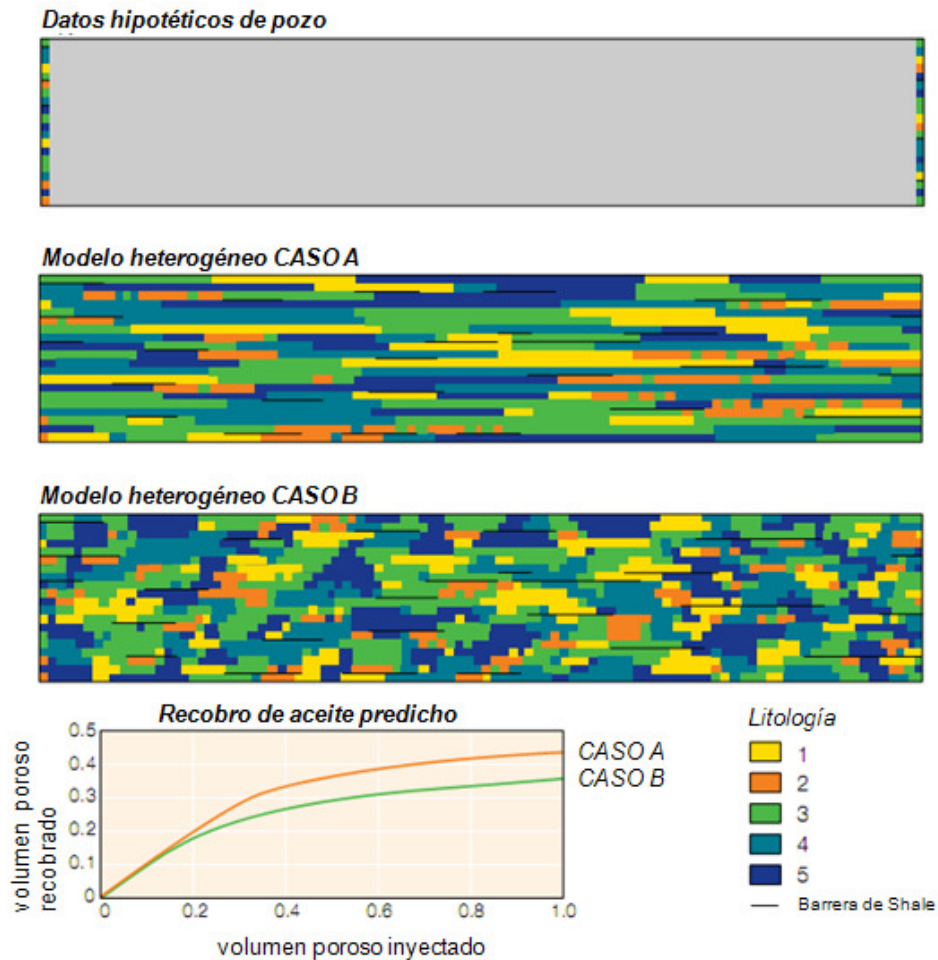


**Fuente:** Nelson RA: *Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction*. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2a ed Woburn, Massachusetts, EUA: Gulf Professional Publishing (2001): 1–2.

### 3.3.2 La no unicidad

Los modelos de yacimiento que se construyen producen más parámetros desconocidos que conocidos. Los modelos de simulación de yacimientos por lo tanto no son “únicos” e igualmente, ninguna de sus predicciones. Un efecto crítico de este comportamiento resulta cuando de diferentes descripciones de un yacimiento se puede llegar al mismo ajuste histórico. Esto se debe a que hay usualmente más parámetros de entrada desconocidos (porosidad de la celda, permeabilidad, etc) que entradas conocidas (datos de producción, presiones en los pozos, etc) al modelo de simulación.

**Figura 29.** Efecto de la heterogeneidad sobre la productividad.



**Fuente:** Autor

El proceso de llenado del modelo a partir de los datos de pozo puede llevar a comportamientos productivos diferentes. Esto hace que se deba considerar adecuadamente el nivel de incertidumbre asociado al proceso de caracterización del medio poroso. Esta situación se encuentra ilustrada en la Figura 29. En este caso, a partir de dos pozos se plantearon dos escenarios de variación de propiedades para representar un medio heterogéneo. En ambos se simuló una inyección observando diferencias en las curvas de producción basadas en volúmenes porosos.

Si se sostiene la idea de pensar en el ajuste histórico como un tipo especial de problema inverso, entonces se entenderá también que los datos de entrada que se piensan hallar vienen cargados de incertidumbre. En buena parte el éxito de este ajuste estará en lograr que las curvas coincidan pero manipulando esta incertidumbre en los datos.

Las siguientes variables que describen al yacimiento, pueden ser consideradas indeterminadas (con alta incertidumbre):

- Volumen poroso
- Permeabilidad
- Transmisibilidad
- Relación entre permeabilidad vertical y horizontal.
- Curvas de permeabilidad relativa.
- Propiedades del acuífero
- Volumen de aceite móvil.
- Parámetros de flujo en el pozo.

Las siguientes variables que describen al yacimiento, pueden ser consideradas determinadas (con baja incertidumbre):

- Porosidad
- Espesor grueso (o bruto)
- Espesor neto
- Estructura (tope, fondo y extensión del yacimiento)
- Propiedades de los fluidos.
- Compresibilidad de la roca.
- Presión capilar
- Presión al datum

- Contacto original de fluidos.
- Tasas de producción.

Las tasas de producción de aceite usualmente se miden sistemáticamente y con exactitud, pero las mediciones de las relaciones Agua/Aceite (WOR) y Gas / Aceite (GOR) se hacen ocasionalmente. Las fluctuaciones de estas tasas usualmente se suavizan en intervalos cortos para no afectar tanto la medida. En el caso de las tasas de gas, la exactitud se ve afectada especialmente porque parte de este es quemado al comienzo. Los datos de inyección pueden llegar a ser menos exactos que los de producción debido a que se pueden perder fluidos en otros intervalos, en el casing o entre la tubería interna.

Cuando se usa información de las pruebas de presión se debe tener en cuenta que los datos son más reales cuando se toman de la prueba *Build up*. Las presiones que se miden durante la prueba de flujo son menos realistas que las que se obtienen durante el cierre.

Es claro que después de apreciar todas las ideas expuestas anteriormente, que la descripción del yacimiento nunca puede ser pensada como algo conocido, por lo tanto, la simulación de yacimientos no puede ser usada como una herramienta determinística.

### 3.3.3 Usos inadecuados

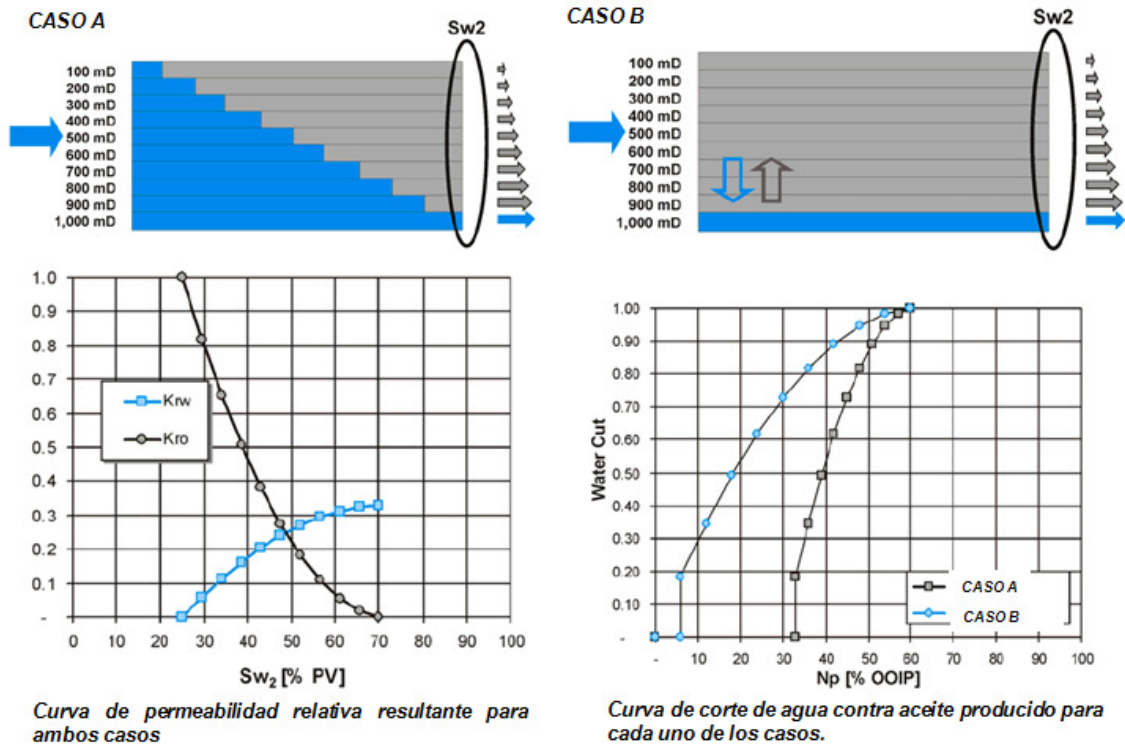
Como se ha mencionado en la revisión de la literatura, un número de autores han citado una serie de ejemplos generales de usos inadecuados y malas prácticas en simulación de yacimientos. Estos y otros resultados carecen primeramente de un control en modelamiento ingenieril, geológico y computacional, dándole a la SNY un tratamiento general determinístico en vez de probabilístico. A continuación se

discuten tres casos de malas prácticas más representativos que los diferentes expertos han evidenciado en la literatura.

### *3.3.3.1 Ajustes no controlados*

A menudo, durante el macheo histórico, se hacen ajustes no controlados sobre el modelo. Dada la no unicidad en la solución, la incertidumbre inherente a la descripción del yacimiento y la carencia de estándares, es fácil ver que un modelo puede ser ajustado sin coherencia física en todos sus aspectos. Por ejemplo, debido a que la descripción del yacimiento entre pozos se presume que contiene heterogeneidades, la ingeniería puede crear regiones del yacimiento que toman diferentes formas de las curvas de permeabilidad relativa (Figura 30). Estas formas deben ser ajustadas para calibrar históricamente el modelo y más sabiendo que probablemente, esos modelos pueden presentar no unicidad en el ajuste. Es muy común que el ajuste histórico pare aquí. No se responden las preguntas sobre la forma de las curvas. En otras palabras, el hecho de que las curvas ajusten la historia justifica su uso. El ajuste histórico en sí mismo no es que no requiera menos correcciones que los parámetros del modelo. La justificación del único modelo en base a un “buen comportamiento” o “al cierre” del ajuste histórico es una trampa en la que muchos ingenieros caen. Que se debe preguntar el ingeniero entonces? Que significa la forma de las curvas respecto al flujo en la roca y porque existen estas variaciones? Si no hay datos o análisis complementarios que soporten los cambios en el ajuste histórico, entonces no hay razón para hacer los cambios.

**Figura 30.** Misma curva de permeabilidad asociada a dos historias de producción diferente



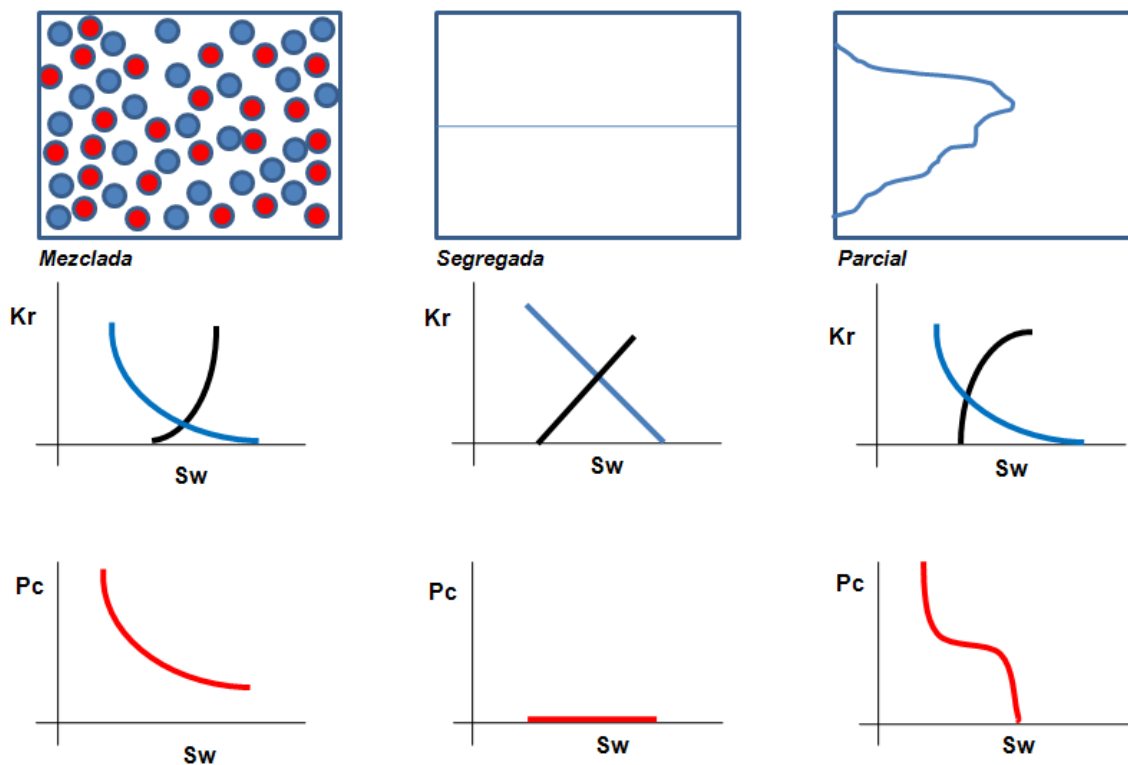
**Fuente:** Modificado de *Movimiento de los fluidos*. Capítulo IV. Marcelo Crotti. 2002

### 3.3.3.2 Permeabilidad relativa incorrecta

Los modelos algunas veces son defectuosos por una incorrecta representación de la permeabilidad relativa. Dos fallas comunes son la malinterpretación de la distribución de fluidos en la malla y la no diferenciación del comportamiento del flujo cerca a la cara del pozo desde el yacimiento al frente de inyección. La Figura 31 muestra algunos ejemplos bastante extremos de distribuciones bifásicas en una malla. La primera distribución es llamada *mezclada* y representa una situación donde ambas fases se encuentran distribuidas equitativamente a través de la malla. Esto corresponde a la suposición hecha con las mediciones de laboratorio en 1D, que muestran, que la permeabilidad relativa y la presión capilar para cada

celda de la malla es similar en la forma a las curvas de laboratorio. La segunda distribución es llamada *segregada* y representa una situación donde

**Figura 31.** Variaciones críticas de una distribución de permeabilidad relativa bifásica para diferentes casos



**Fuente:** Autor

una interface distinta existe entre las dos fases. La fase pesada se sitúa en el fondo y la más ligera en el tope gracias a un equilibrio por gravedad. La presión capilar es cero, ya que no existe zona de transición. Debido a que los fluidos que llenan la celda de la malla mantienen un equilibrio por gravedades y la permeabilidad relativa es representada como un producto de la fase pesada y su punto extremo (*endpoint*). La tercera distribución es llamada *parcial* y representa y representa un barrido parcial de la celda de la malla que no es resultado del equilibrio gravitacional. Esto corresponde a una celda heterogénea que no permite

un barrido uniforme. Como resultado, la permeabilidad relativa y presión capilar son claramente diferentes de las curvas de laboratorio lo que cuenta para tener una distribución desigual de fluidos en el tiempo.

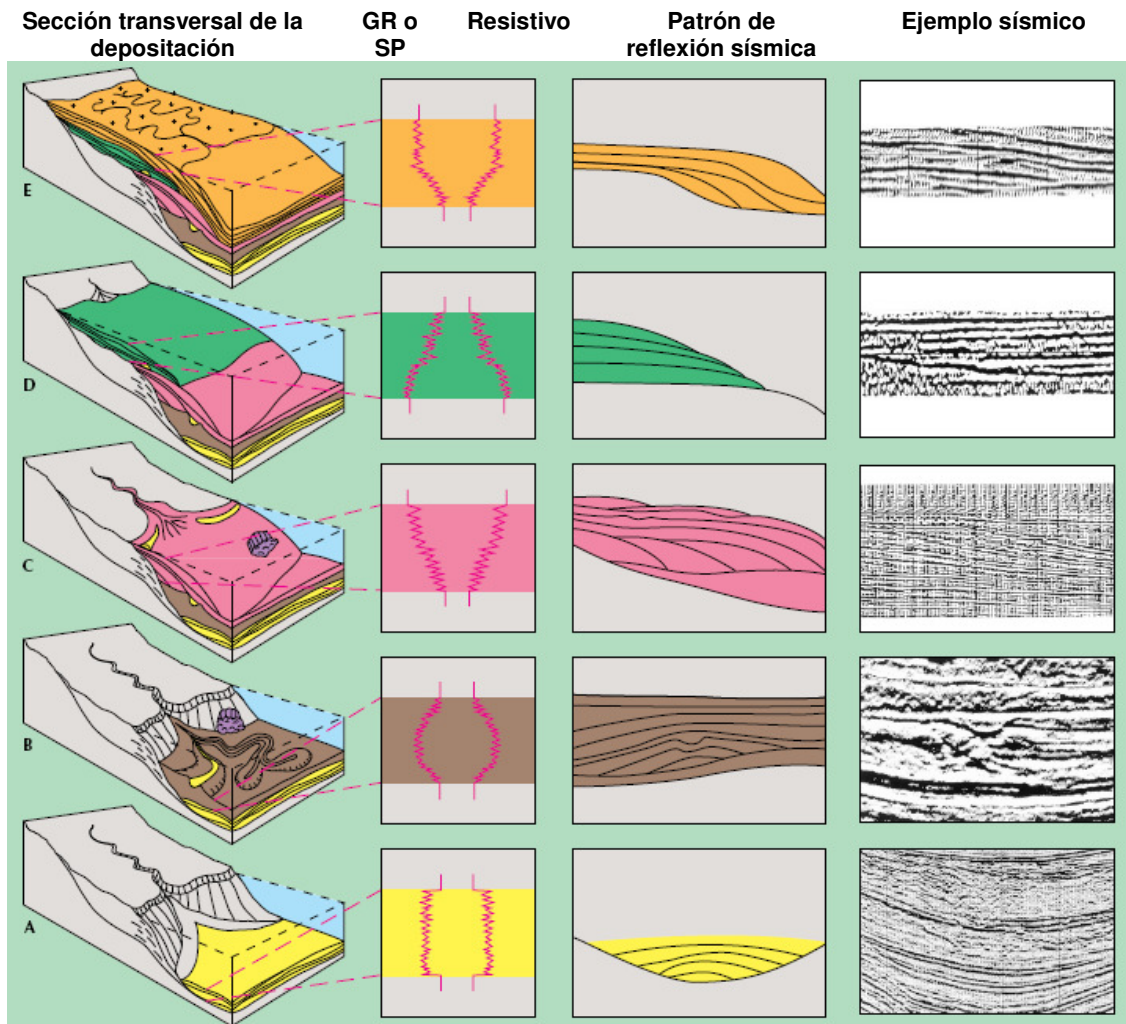
#### *3.3.3.3 Condiciones límite incorrectas*

En esta fase es común encontrar problemas para definir las rutas de movimiento del fluido. Es importante tener en cuenta que los fluidos que reposan en el yacimiento no se encontraron siempre en esa posición. Estos fluidos vienen traídos de otras zonas del subsuelo y han ido migrando durante miles de años hasta encontrar un punto de estancamiento, que es el que genera a lo que se conoce como yacimiento. Esto da la idea de que debe haber claridad sobre cuales pueden ser las barreras permeables tanto internas como externas de cada yacimiento.

Un primer análisis se realiza analizando la historia de depositación. Conocer, o al menos intuir cual fue el mecanismo formador de la cuenca de interés, puede aclarar muchas ideas sobre cómo es que se encuentran dispuestas las propiedades dentro del yacimiento. Un error frecuente es no poner a trabajar el análisis integrado de la información geológica. Las mediciones puntuales se obtienen de los registros de pozo y de los pozos estratigráficos. La sísmica ayuda también, pero por separado no son funcionales. El modelo geológico debe amarrar la respuesta de los registros, la sísmica, el modelo sedimentario y el modelo estratigráfico. Se logrará explicar la evolución general de la cuenca en el momento en que se logren amarrar estas cuatro fuentes de información (Figura 32). Esto tiene repercusiones en el ajuste histórico también, ya que se intenta reproducir a una escala giga, fenomenologías de las cuales se tiene una medida a escala macro. Esta clase de información permite definir las barreras externas de flujo y a su vez, establecer si existe o no migración general de fluidos. Cuando el sistema

se encuentra fallado internamente lo que es crucial es ver si las fallas tienen o no capacidad conductora.

**Figura 32.** Amarre del modelo geológico con la respuesta de los registros, la sísmica y el modelo sedimentario y estratigráfico.



**Fuente:** Autor

Este constituye el sistema de barreras internas y es necesario caracterizarlas, independientemente de si se cuenta o no con una estructura naturalmente fracturada o con un yacimiento clástico tipo laberinto. La Tabla No.3, expone los diferentes tipos de heterogeneidades del yacimiento versus la escala y los datos requeridos para caracterizarlas. Al inicio del ciclo de vida de un campo, la atención está concentrada en las estructuras a gran escala. A medida que aumenta la madurez del mismo, la atención se concentra en los detalles.

**Tabla No. 3** – Diferentes tipos de heterogeneidades vs escala y datos requeridos para caracterizarlas

Escala	Heterogeneidad del yacimiento	Datos													
		Sísmica 3D	Presión del yacimiento			Datos/Pruebas Producción				Registros de pozo			Muestras de roca		Afloramientos
			Distribución Horizontal	Distribución Vertical	Pruebas Producción	Pruebas de pulso	Trazadores	Historia de producción	Registros de producción	Estándar	Especiales	ROS	Corazones	Recortes laterales	
Giga > 1000 ft	Falla sellante	F	F	M	M	F	M	F		F	M	M	M		M
	Falla semi-sellante	F	F	M	M	M	M	M		F			M		M
	Falla no sellante	F	M	M						F			M		M
	Fracturas	Cerradas				F			F					F	
Abiertas		M	F	M	F	F	M	F	F	M			F	M	M
Mega 100 – 1000 ft	Unidades genéticas limítrofes	M	F	F	M	M	M	M	M	F	M	M	F	M	F
	Zonación de la permeabilidad dentro de las unidades genéticas			M	M	M			M	F	F	F	F	M	F
Macro (in – ft)	Discontinuidades dentro de las unidades genéticas			M		M		M	M	F	M		F		
	Laminación cruzada										M		F		F
Micro (micrones)	Heterogeneidad microscópica										M	M	F	M	M
	Tipos texturales														
	Mineralogía														

Fuente: Autor

**Tabla No. 3 (Continuación)** – Diferentes tipos de heterogeneidades vs escala y datos requeridos para caracterizarlas

Escala	Heterogeneidad del yacimiento	Recobro				
		Continuidad del yacimiento	Eficiencia de barrido		SOR en zonas de barrido	Interacción roca fluido
			Horizontal	Vertical		
Giga > 1000 ft	Falla sellante	F	F			M
	Falla semi-sellante	M	F	F		M
	Falla no sellante	M	F	F		
	Fracturas	Cerradas		M		F
Abiertas			F	F	F	F
Mega 100 – 1000 ft	Unidades genéticas limítrofes	F	F	F		M
	Zonación de la permeabilidad dentro de las unidades genéticas		M	F	M	M
Macro (in – ft)	Discontinuidades dentro de las unidades genéticas		M	F	M	
	Laminación Cruzada		M	M	F	
Micro (micrones)	Heterogeneidad microscópica				F	M
	Tipos texturales				F	F
	Mineralogía					F

## 4. METODOLOGÍA PROPUESTA

### 4.1 Antecedentes

Como ya se ha expresado en líneas anteriores, los indicios de una metodología abierta para la aplicación controlada de la SNY son casi nulos. Hay esfuerzos particulares de algunas empresas privadas por desarrollar un proceso controlado, pero este, no solo depende de sus propias experiencias en el área sino que están focalizadas en determinados aspectos y se afinan según sea el caso (campo de hidrocarburos) que se vaya a tratar. A continuación se discutirán dos casos particulares a modo de ejemplo.

#### 4.1.1 Metodología IRO\*

Esta metodología fue desarrollada por Schlumberguer y tiene los siguientes objetivos:

- Rejuvenecimiento del campo
- Aumento de la producción
- Actividades correctivas para mejorar la productividad
- Extensión de la vida útil del campo
- Aumento de la recuperación final
- Mejora en los resultados financieros.

Básicamente establece como punto de apoyo tres elementos que según su experiencia, ha considerado como claves y decisivos en donde en cada uno de los elementos utilizan una práctica o una técnica que les permite en última instancia, ofrecer un servicio o un producto específico a aquellas empresas que no poseen una estrategia de trabajo sólida. Estos tres elementos son:

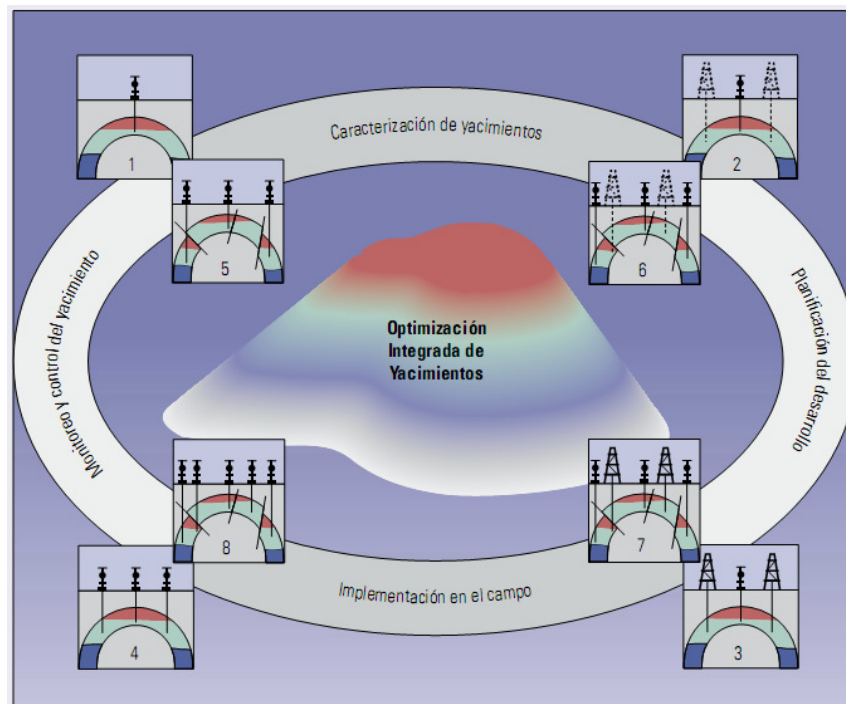
- *La caracterización del yacimiento:* busca describir el yacimiento usando como herramientas la sísmica y la evaluación de formaciones. El punto

---

\* Marca registrada por Schlumberguer

más importante en esta fase es entender cual es la distribución de propiedades dentro del yacimiento y generar una expectativa económica.

- *El desarrollo del yacimiento*: esta fase tiene dos subfases, la *Planificación* y la *Implementación*. La primera simplemente usa como soporte la ingeniería conceptual y da como resultado una estrategia de desarrollo del campo. La segunda, activa un plan de ejecución sobre la zona y le permite a la empresa proveer servicios de perforación y de producción.
- *Gerenciamiento del yacimiento*: esta es la última fase y se concentra en la práctica del manejo del yacimiento como un “activo”. Es así como esta fase adquiere la forma de *Manejo general del proyecto*, *Manejo de los activos* y *Manejo de la producción*. Las dos primeras prácticas les permite proporcionar a la industria servicios de consultoría y la última los servicios de monitoreo y control de pozos.
- **Figura 33.** Circuito completo de optimización integrada de yacimientos. Metodología IRO.



**Fuente:** Autor

Todos los componentes de esta estrategia general de trabajo se pueden usar por separado o pueden ser funcionales como una sola herramienta. Esta metodología generalmente se adapta a las necesidades de la compañía que permita su aplicación y que posea los recursos para costearla.

#### 4.1.2 Metodología TDRM\*

Esta metodología concentra su importancia en el manejo de la incertidumbre. Denominada *Top-Down Reservoir Modelling* (TDRM). Esta estrategia usa una serie de herramientas de cómputo que implementan una filosofía que captura el impacto de la incertidumbre con modelos apropiadamente simplificados. Las herramientas básicas son un simulador de yacimientos con el que recrean el flujo en un medio poroso y un motor de incertidumbre basado en algoritmos genéticos con el cual generan diferentes escenarios de prueba. Como resultado, se tienen varios modelos alternativos que reproducen la producción observada son usados para predecir el comportamiento futuro. Adicional a conocer impacto de la incertidumbre en los hidrocarburos a producir, los resultados se usan para determinar que pruebas son esenciales para seguir disminuyendo la incertidumbre y sus riesgos asociados. Para el éxito de esta técnica, usan como mecanismo clave de control, la interacción del equipo de subsuelo en términos de representar numéricamente los rangos de las incertidumbres que se quieren evaluar.

La siguiente es una lista de las principales incertidumbres que se pueden controlar con el uso de esta metodología:

- Capacidad de almacenamiento y conectividad del yacimiento.
- Estructura
- Dos modelos estructurales
- Incertidumbre en la presencia de sinclinales o anticlinales entre los pozos.
- Posición y transmisibilidad entre fallas.

---

\* British Petroleum

- Porosidad y volumen neto de roca. (Heterogeneidad del yacimiento)
- Contactos de agua-hidrocarburos
- Capacidad de flujo del yacimiento.
- Permeabilidad de la matriz.
- Permeabilidad del sistema fracturado.
- Productividad del pozo.

Es claro que los detalles de estas dos metodologías expuestas anteriormente usan un lenguaje de alto nivel a la hora de aplicarse al caso particular que vayan a tratar. Muchos elementos característicos no se exponen ni la forma como se enlazan entre sí.

Uno de los objetivos de este trabajo, es lograr exponer una metodología clara y que se soporte en la SNY para el proceso de desarrollo de un campo maduro. A continuación, se plantea la metodología propuesta.

#### 4.2 Metodología para reactivación de campos maduros usando SNY.

La metodología posee 7 pasos:

- Generación del marco referencial del campo
- Definición del estado del estudio a desarrollar.
- Análisis general de la cuenca.
- Análisis hidrodinámico generalizado de la zona.
- Generación de escenarios potencialmente productivos.
- Ajuste histórico de los escenarios.
- Predicción y análisis económico.

A continuación se detallarán los diferentes flujos de trabajo asociados a cada paso de esta metodología.

#### 4.2.1 Generación del marco referencial del campo.

En esta primera etapa lo que se desea es tener un conocimiento general del campo y se su estado productivo actual, sin importar si tiene o no, modelo de simulación. Se puede considerar como la “primera radiografía” del campo frente al proceso de reactivación que va a iniciar.

La generación de esta ficha implica conocer los siguientes tópicos de relevancia:

- Nombre del campo
- Año de descubrimiento
- Formaciones productoras y sello
- Estado actual de las formaciones productoras y sello (decir cuales están completadas, cuanto pozos tienen asociados cada una y cual es su estado productivo actual)
- Campañas de perforación realizadas
- Registro histórico general del campo.
- Trabajos realizados en el campo (relevantes)

Con esta información se genera un marco de referencia que permite darse una idea del potencial del campo, el impacto general de los trabajos, los problemas críticos asociados al campo y que pueden o pudieron incidir sobre el comportamiento productivo del yacimiento y por último las potenciales posibilidades de mejora de la producción.

#### 4.2.2 Definición del estado del estudio a desarrollar.

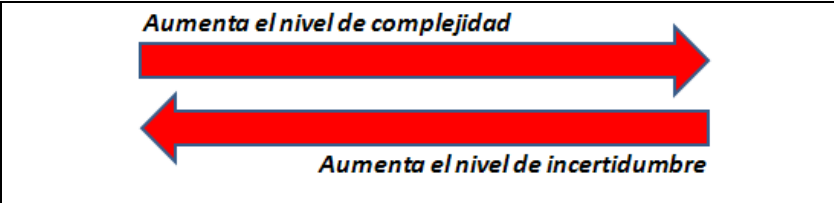
En el caso de un campo maduro, el interés está generalmente concentrado en el mejoramiento de su producción. El hecho de que sea maduro, le hace pensar al ingeniero de yacimientos que prácticamente cuenta con una gran cantidad de información disponible con la que puede hacer lo que sea. La realidad es otra: como se ha expuesto en el presente trabajo, no todos los

campos han sido desarrollados con base en un modelo de simulación. Esto puede generar de entrada inseguridad sobre los datos que se tienen del campo, en función de su potencial uso para un estudio de reactivación con soporte en SNY. Así que se hace necesario inicialmente establecer, que estrategia de reactivación se piensa usar. Este concepto de reactivación, permite tres opciones en función de la calidad de la información y del tiempo de vida del campo:

- Análisis conceptual.
- Análisis de revitalización.
- Análisis de Optimización.

Como se expuso en el capítulo II, un *modelo conceptual* será necesario si se requiere analizar un nuevo tipo de técnica de modelamiento o se desea entender determinada fenomenología y su impacto a una escala general. Como se observa en la Tabla 4, un modelo conceptual puede manejar diferentes niveles de complejidad en virtud de la información disponible. El modelo conceptual general será útil en primera medida como herramienta de prueba de nuevas tecnologías tal como, la integración de inteligencia artificial o la inclusión de técnicas de mejoramiento del rendimiento computacional como refinamiento automático o procesamiento paralelo, y en segunda medida, como escenario de prueba de nuevos mecanismos de recobro mejorado sobre pilotos del campo. El caso de un modelo conceptual moderado, a parte de las posibilidades del anterior, ya proporciona la capacidad de analizar la influencia de las modificaciones sobre el ajuste histórico (a escala del modelo) y de esta forma predefinir las variables que serán de mayor interés durante las modificaciones hechas para el ajuste. Por último, el modelo conceptual de detalle usará toda la información provista en la matriz de recursos generales asumiendo no solo una buena calidad de información sino que a su vez, un bajo nivel de incertidumbre. Esto no exime a los modelos conceptuales de manejarse de manera probabilística así la matriz de recursos esté completa.

**Tabla No. 4** – Matriz de recursos generales y de calidad para el desarrollo de modelos conceptuales.

Recursos			
	Conceptual general	Conceptual moderado	Conceptual de detalle
Geología	Aproximada	Validada	Validada
Permeabilidades relativas	Modelada	Modelada	Validada o Modelada
Propiedades de roca	Modelada	Modelada	Validada o Modelada
Propiedades PVT	Modelada	Modelada	Validada o Modelada
Historial de producción de los pozos	No hay	No hay	Validada
Historial de producción del campo	No hay	Validada	Validada

**Fuente:** Autor

Un *análisis de revitalización* del campo implica concentrar los esfuerzos de desarrollo mejorar el desempeño de los sistemas de levantamiento existentes y ver el impacto que la variación de tasas de producción pueden llegar a tener sobre el desempeño del campo. La idea no es arenar los pozos ni dar paso a conificación de los mismos por uso de altas tasas. El modelo de simulación construido estaría orientado a medir el impacto de esta variación sobre todo el campo y eventualmente, si hay problemas específicos en un sector o en un pozo en particular, intentar crear el espacio para modelar a la escala a la que se requiera.

Un *análisis de optimización*, se concentra en probar pilotos que aumenten el factor de recobro del campo teniendo en cuenta que ya para esta etapa del ciclo de vida del yacimiento, la producción se encuentra en la meseta de producción tardía. Aquí el análisis futuro del modelo de SNY está basado en sensibilidad de parámetros.

#### 4.2.3 Análisis general de la cuenca.

Este análisis lo que busca es fijar un marco regional de eventos que básicamente permita definir a grandes rasgos:

- Análisis general del ambiente de depositación
- Historia tectónica
- Análisis general de migración de fluidos.

La *definición de un ambiente de depositación* permitirá establecer el nivel de complejidad petrofísica que se puede encontrar (Tabla No.5). El *análisis de migración de fluidos* permitirá entender el origen y la ruta preferencial de los hidrocarburos al yacimiento actual y sumado a la definición de una *historia tectónica* permitirá establecer las huellas estructurales que se encuentran presentes y que pudieron incidir en la distribución actual de los fluidos presentes.

**Tabla No. 5** – Asociación del tipo de yacimiento al ambiente de depositación. El modelo sedimentológico de depositación, permite mejorar la comprensión del yacimiento y darse una idea del nivel de dificultad que se puede enfrentar a la hora de caracterizarlo.

TIPO DE AMBIENTE	TIPO DE YACIMIENTO
Líneas de barrera dominado por deltas	Modelo de yacimiento en capas
Barreras extendidas	
Fluvial – deltas modificados	
Backbarriers	Modelo de yacimiento en capas con canales
Ondículas – dominadas por barreras	
Abanico deltaico	
Sistema fluvial	Modelo de compartimentos discontinuos
Fluvial dominado por deltas	
Turbiditas	
Lodoso – abanico de turbiditas	Yacimiento naturalmente fracturado
Marino - carbonatos	

**Fuente:** Autor

#### 4.2.4 Análisis hidrodinámico general de la zona de interés

Este análisis tiene por objetivo fundamental, entender que elementos son los que le imprimen energía al fluido y cuáles son las potenciales barreras internas para el flujo del mismo en el yacimiento. Para ello, se evalúan los siguientes elementos:

1. Lo primero que se requiere es establecer la presencia de acuíferos y el nivel de actividad que poseen. Para esto se usa como soporte la ingeniería de yacimientos clásica.
2. Posteriormente se identifican las fallas internas y el nivel de actividad de las mismas para establecer si estas pueden servir como conductoras hidráulicas o por el contrario, actúan como sellantes.
3. Por último, el foco de atención se concentra en la identificación de potenciales trampas estratigráficas, las cuales serán objeto de mayor estudio si el yacimiento es clástico y tiene una distribución tipo laberinto.

Una vez se tiene una idea general del nivel de conectividad hidráulica interna que existe en el yacimiento, se puede iniciar un proceso de detalle petrofísico con los procesos clásicos de modelamiento, incluyendo el uso de geoestadística y escenarios percentiles.

#### 4.2.5 Generación de escenarios potencialmente productivos.

En esta etapa del estudio, el esfuerzo se concentra en generar diferentes escenarios que provean una visión panorámica de las alternativas productivas posibles aplicables al desarrollo del campo. Una vez establecidos los posibles modelos estáticos (si se aplica al caso) se puede iniciar el proceso de prueba del tipo de esquema que definirá el desarrollo del campo o del piloto. Esto abarca desde la inyección de agua y perforación de pozos de relleno hasta el uso de un esquema de recobro mejorado. Es importante tener en cuenta que la

simulación numérica permitirá realizar sensibilidad de variables alrededor de la técnica elegida.

La inclusión de tecnologías alternativas de modelamiento en esta fase del estudio, también posible. Usar como soporte técnicas de computación suave (inteligencia artificial, algoritmos genéticos o lógica borrosa), técnicas de modelamiento estadístico (geoestadística, diseño de experimentos o análisis especiales) y técnicas de computación de alto rendimiento (procesamiento en paralelo, Grid-Computing), solo un ejemplo de tecnologías complementarias que cumplen una función de apoyo al análisis de la mejor opción de desarrollo. La forma de aplicación y el momento de intervención de cada técnica dependerán del tipo de problema específico que se desee resolver.

#### 4.2.6 Ajuste histórico de los escenarios.

Como se discutió en el capítulo anterior, el proceso de ajuste histórico es definitivamente una de las etapas que más tiempo consume dentro del proceso de construcción del modelo de simulación. No es fácil aclarar un trazado metodológico que permita definir como realizar dicho ajuste, ya que son muchas las variables que pueden incidir sobre el comportamiento final del modelo y no siempre es claro cuáles de ellas son las realmente afectan la situación particular que se enfrenta. Esto convierte a la práctica de la simulación numérica de yacimientos en un arte, dado que el nivel de conocimiento sobre el campo que se desea simular y el grado de experticia del ingeniero a cargo de esta etapa, serán determinantes en el proceso de ajuste.

Sin embargo, del resultado del cotejo de información, revisión bibliográfica y consulta con expertos, se lograron establecer algunos elementos claves para tener en cuenta a la hora de realizar un ajuste histórico de un modelo los cuales se exponen a continuación.

En primer lugar, se debe tener en cuenta que existen tres grupos de variables que tienen un nivel de impacto local, global o regional según la variable. Eso

dimensiona también el alcance de los cambios que se realicen sobre las mismas, permitiendo, según el comportamiento del modelo, intuir en una primera etapa en donde se deben concentrar las modificaciones (ver Tabla No. 6). Algunas de estas variables tendrán menos incertidumbre que otras, pero en términos generales, todas pueden ser propensas en determinado momento a ser modificadas.

Para efectos de que las modificaciones realizadas no excedan la realidad, se deben definir algunas tolerancias. Esta tolerancia en el ajuste final depende de:

- Los objetivos del estudio.
- La calidad de los datos.
- La tosquedad del modelo
- El tiempo y dinero disponibles.

**Tabla No. 6** – Variables que deben ser consideradas durante un proceso de ajuste histórico y su escala de impacto.

Variable	Local	Global	Regional
Porosidad	X		
Saturación de agua		X	
Permeabilidad	X		
Espesores gruesos	X		
Espesores netos	X		
Relación Kh/Kv	X	X	
Transmisibilidad	X		
Tamaño y conectividad del acuífero			X
Volumen poroso	X		
Propiedades de los fluidos		X	
Compresibilidad de la roca		X	
Permeabilidad relativa		X	X
Presión capilar		X	X
Volumen de aceite móvil	X	X	
Presión al datum		X	
Contacto original de los fluidos		X	
Parámetros de influjo al pozo	X		

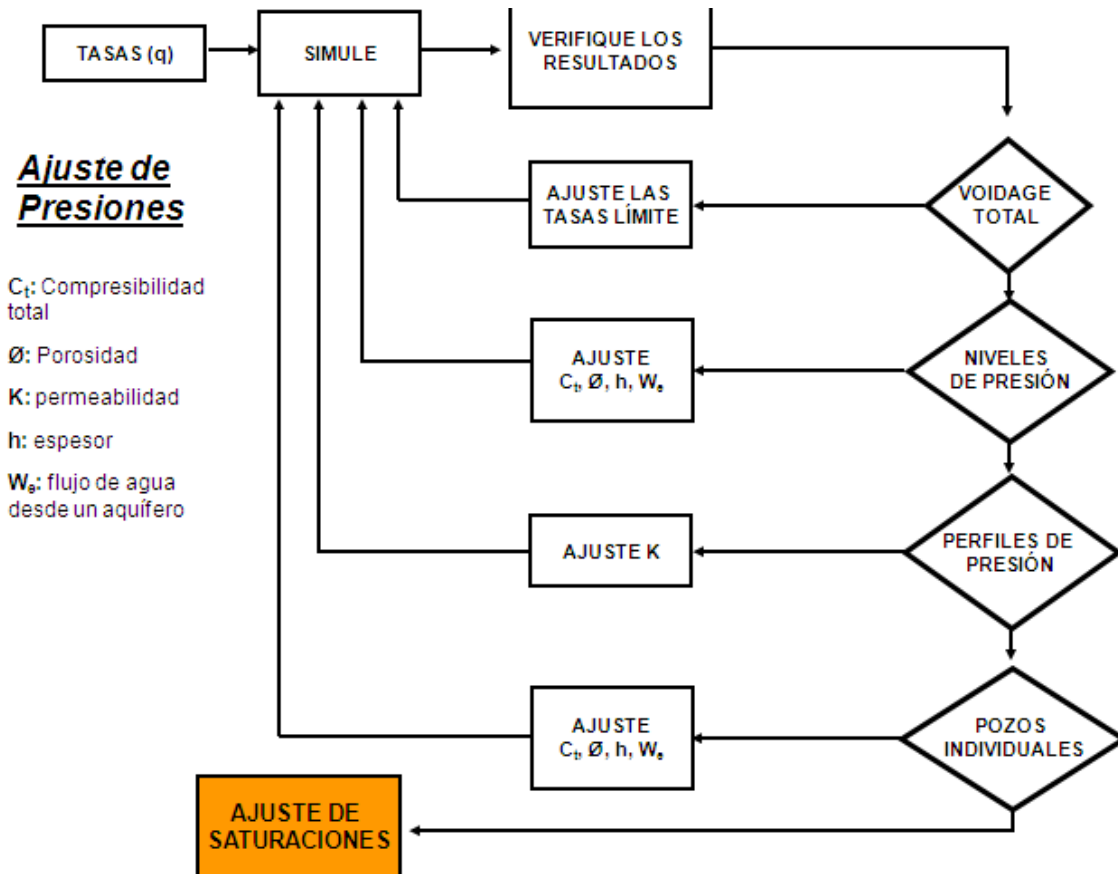
**Fuente:** Autor

A continuación se expondrán las diferentes etapas del proceso de ajuste histórico.

#### 4.2.6.1 Ajuste en presión

La primera etapa del proceso de ajuste histórico consiste en realizar un ajuste en presiones. Esto se hace con el ánimo de equilibrar el estado energético del yacimiento. El procedimiento expuesto en la Figura 34.

**Figura 34.** Diagrama de flujo que ilustra el proceso seguido para el ajuste en presiones.



**Fuente:** Autor

Las siguientes son las medidas de control asociadas a este proceso:

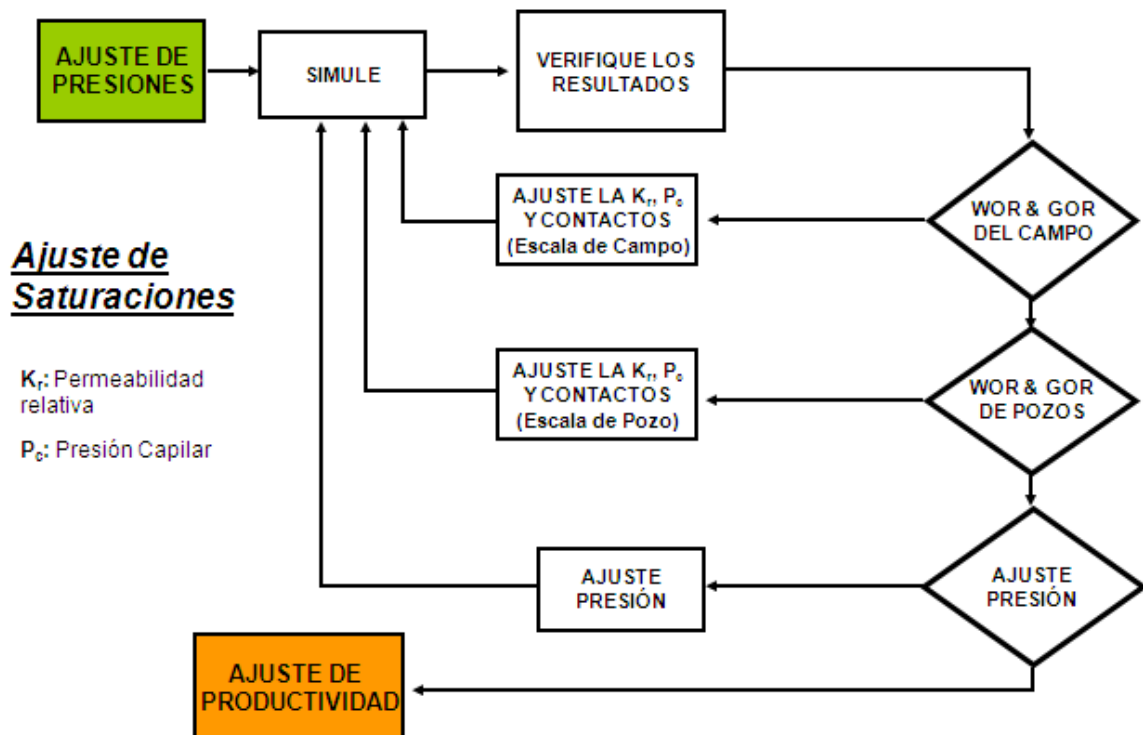
- Corra siempre el modelo bajo el control del factor de voidage del yacimiento.
- Examine los niveles de presión general, el volumen poroso y las propiedades del acuífero presente para que el modelo ajuste con la presión del sistema.

- Ajuste las presiones de los pozos, modificando localmente los volúmenes porosos y el acuífero sin perder de vista que no se puede alterar el ajuste general de las presiones. El gradiente de presión se puede ajustar modificando localmente las transmisibilidades.

#### 4.2.6.2 Ajuste en saturación.

Esta es la segunda etapa del proceso de calibración del modelo. Tiene por objetivo, corregir la distribución general de fluidos dentro del yacimiento en función de las saturaciones presentes. La Figura 35 ilustra el procedimiento.

**Figura 35.** Diagrama de flujo que ilustra el proceso seguido para el ajuste en saturaciones.



*Fuente: Autor*

Las siguientes son las medidas de control asociadas a este proceso:

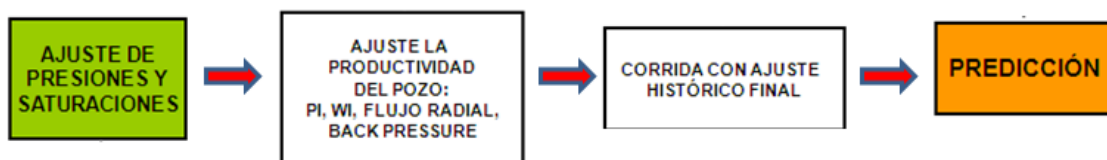
- Tenga en cuenta que esta fase se inicia siempre después de ajustar presiones.

- Los parámetros más importantes en esta etapa son las curvas de permeabilidad relativa y la permeabilidad absoluta.
- Trate de explicar siempre por que se presentan las desviaciones observadas y actúe en función de ello.
- Cualquier cambio que se haga en las tablas de permeabilidad relativa siempre afectará globalmente al modelo.
- Los cambios de permeabilidad absoluta deben tener alguna justificación física.
- Considere siempre el uso de pseudo-pozos.
- Considere que las localizaciones del factor Kh en profundidad pueden ser incorrectar (chequee los PLTs, entre otros)

#### 4.2.6.3 Ajuste del IP de los pozos

Esta es la última etapa en el proceso de calibración. Tiene por objetivo principal, regular la capacidad productiva de los pozos localmente, dado que sobre estos se tiene mayor control.

**Figura 36.** Esquema que ilustra las etapas generales para el ajuste de índices de productividad.



*Fuente: Autor*

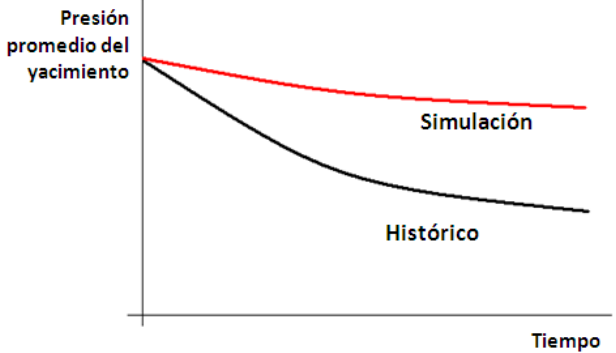
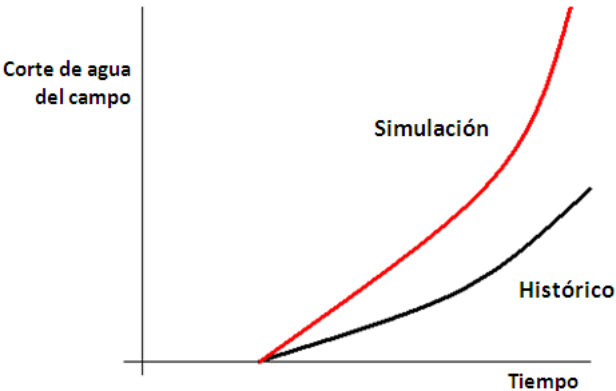
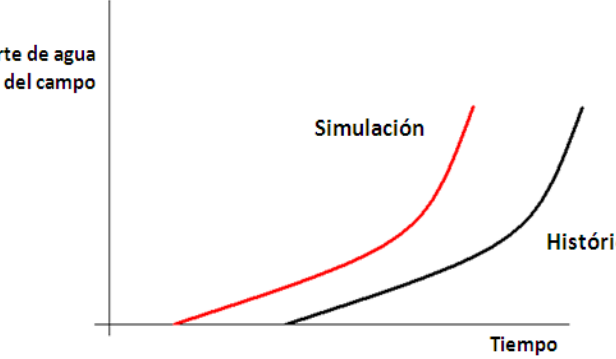
Las siguientes son las medidas de control asociadas a este proceso:

- Generalmente este no se ajusta hasta que la presión y la saturación no han sido ajustadas, a menos que la BHP afecte las tasas de producción.
- Tenga en cuenta que para el proceso de ajuste solo debe modificar en este caso la BHP, el factor Kh o la IP directamente en caso extremo.

Las tres etapas anteriormente expuestas son las que consolidan el proceso de ajuste histórico de un modelo. Sin embargo, es posible establecer a partir de

las tendencias generales observadas, las variables sensibles a cambios dentro del modelo. La Tabla No. 7 ilustra las ideas concluyentes en este aspecto.

**Tabla No. 7** – Comportamientos generales acumulados presentados en el modelo de simulación y posibles correctivos para efectos del ajuste con el comportamiento real.

Comportamiento Gráfico	Situación específica	Parámetros sensibles a cambios
 <p>Presión promedio del yacimiento</p> <p>Simulación</p> <p>Histórico</p> <p>Tiempo</p>	<p>La presión simulada del campo se encuentra demasiado alta</p>	<p>Volumen poroso Acuífero Aceite inicial en sitio (contactos o <math>S_o</math>) Energía (tamaño de la capa de gas)</p>
 <p>Corte de agua del campo</p> <p>Simulación</p> <p>Histórico</p> <p>Tiempo</p>	<p>Hasta la ruptura bien, pero después de esta un elevado corte de agua</p>	<p>Decrecimiento en la relación <math>K_{rw} / K_{ro}</math> Tamaño del acuífero</p>
 <p>Corte de agua del campo</p> <p>Simulación</p> <p>Histórico</p> <p>Tiempo</p>	<p>El tiempo de ruptura en la simulación es mucho antes del real pero las pendientes de las curvas son muy similares.</p>	<p>La permeabilidad horizontal desde el pozo hasta la capa del acuífero. Shales o barreras entre los pozos y el agua Permeabilidad vertical entre pozos y el agua Dispersión numérica, efecto de la malla</p>

Fuente: Autor

**Tabla No. 7** – Comportamientos generales presentados en el modelo de simulación y posibles correctivos para efectos del ajuste con el comportamiento real.

Comportamiento Gráfico	Situación específica	Parámetros sensibles a cambios
<p>Relación gas – aceite del campo</p> <p>Histórico</p> <p>Simulación</p> <p>Tiempo</p>	<p>La ruptura del gas ocurre muy tarde en la simulación. Posterior a esto, las pendientes de las gráficas son muy similares.</p>	<p>Shales o barreras que hagan efecto de conificación.</p> <p>Permeabilidad vertical entre los pozos y el gas.</p> <p>Dispersión numérica o efecto de la malla</p>
<p>Relación gas – aceite del campo</p> <p>Histórico</p> <p>Simulación</p> <p>Tiempo</p>	<p>El tiempo de ruptura es el mismo para ambos, pero la posteriormente la pendiente de los datos simulados se desvia por completo de la histórica.</p>	<p>Incremento en la relación <math>K_{rg} / K_{ro}</math></p> <p>Suministro de gas</p>

**Fuente:** Autor

#### 4.2.7 Predicción y análisis económico.

La mayoría de los modelos de simulación se utilizan para predecir la producción. Los detalles exactos de cada caso, dependen de la predicción en cada caso particular así que es difícil de generalizar. Sin embargo, se pueden tener en cuenta los siguientes aspectos claves:

- Durante las predicciones, las tasas son normalmente controladas por presión de fondo fluyendo (FBHP) o por presión de tope fluyendo (FTHP).
- La mayoría de los simuladores pueden modelar una amplia variedad de límites en la operación.

- Comprobar siempre que el cambio del proceso “histórico” al “predictivo” sea suave.
- Monitorear atentamente los trabajos (workovers) que se configuren de manera automática.
- Usar prudentemente el modelo cuando se utiliza el para estudios de pozo de relleno (infill).
- Tenga en cuenta que los procesos de recobro cuando se emulan en el simulador generalmente muestran un escenario optimista.

## 4. CASOS DE ESTUDIO

Los casos expuestos a continuación hacen parte de las comprobaciones de la metodología anteriormente expuesta y buscan demostrar como a través de simulación numérica de yacimientos es posible desarrollar variaciones en función de la mejora de la productividad de diversos casos asociados a la madurez de un campo. Igualmente, representan el resultado condensado de diferentes estudios (y variaciones de los mismos) realizados bajo la modalidad de proyectos de grado entre el 2008 y 2010.

Los casos a discutir serán los siguientes:

- Piloto de inyección de vapor para producción de crudo pesado mediante el uso de sistemas de enmallado dinámico con medida de impacto a escala de yacimiento.
- Modelo de simulación basado en líneas de corriente (streamline) para mejoramiento de la producción usando pozos de relleno.
- Modelo de simulación para posicionamiento de pozos de relleno usando neurosimulación.

### **5.1 Caso I: Piloto de inyección de vapor para producción de crudo pesado mediante el uso de sistemas de enmallado dinámico con medida de impacto a escala de yacimiento.**

En este estudio desarrollado por Blanco (2009) <sup>\*</sup>, el objetivo general era evaluar una configuración pozos inyectores de vapor (recobro terciario) a escala de campo para producir crudo pesado. El modelo de campo es sintético pero fue configurado con geología, propiedades de roca y de fluido promedio a las que se manejan en los campos presentes en el Magdalena medio.

---

<sup>\*</sup> BLANCO, William F. *EVALUACIÓN DE PARÁMETROS COMPUTACIONALES EN LA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ENMALLADO DINÁMICO PARA LA DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS*. Director: Elkin Santafé. Línea de Investigación en Simulación y modelamiento Computacional – GITAH Grupo de Investigación en Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos. Diciembre 2009.

Tal y como se enfoca el problema, la aplicación de esta forma de desarrollo de un campo puede ubicar al análisis de simulación de simulación numérica que se piensa realizar dentro de un estudio optimización de la producción. Sin embargo, hay que tener en cuenta que existen campos en los cuales, la producción primaria y secundaria no se da de la manera convencional y se requiere pasar a estadios con métodos de recobro mejorado como en el caso de los crudos pesados.

El principal problema con esta clase de modelo es la descripción temporal del perfil de temperatura. Para esto, a nivel de pilotos, lo que se suele realizar es un refinamiento del sistema de enmallado suficientemente fino como para tener valores de temperatura representativos a medida que avanza el frente de vapor. Sin embargo, como efecto colateral de esta estrategia, se obtienen altos tiempos de cómputo concentrados solo a escala del piloto. El tiempo de simulación se puede incrementar exponencialmente si esto se escala a nivel de campo.

#### 5.1.1 Aplicación de la metodología.

##### ***Paso I: Marco referencial del estudio.***

La creación de la ficha técnica, teniendo en cuenta el objetivo general del estudio proporciona la información contenida en la tabla 8. Cabe destacar que en este caso el modelo es sintético y que el objeto principal del estudio es valorar una técnica que permita mejorar el recobro de un campo maduro en las condiciones expuestas dentro del modelo.

##### ***Paso II: Definición del estado del estudio a desarrollar.***

Teniendo en cuenta la información disponible en función de la clasificación general expuesta en la Tabla 5, se concreta el estudio como un *análisis de reactivación basado en un modelo conceptual general*. Los objetivos específicos serán los siguientes:

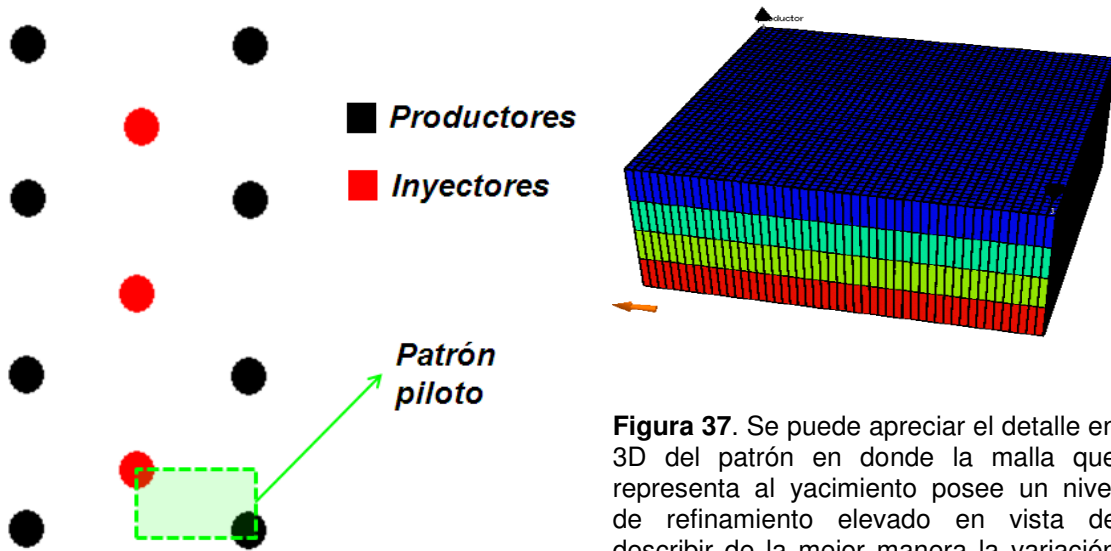
- Lograr reducir los tiempos de cómputo asociados al modelamiento de pilotos con mallas refinadas estáticamente sin perder nivel de definición del perfil térmico en el modelo.
- Escalar el piloto a un modelo de campo en función de prueba.
- Evaluar los parámetros computacionales de mayor incidencia dentro del proceso de simulación.

La Figura 37 esquematiza el arreglo de pozos que contiene el campo y muestra la zona de prueba que se simulará primero con el ánimo de evaluar los parámetros computacionales incidentes para la aplicación de un sistema de enmallado dinámico. La Figura 38 expone el modelo de campo con malla gruesa. Este sistema de enmallado será modificado en función de encontrar los parámetros computacionales adecuados para minimizar el tiempo de simulación.

**Tabla No. 8** – Ficha técnica general del modelo sintético GITAH I que servirá para probar el nivel de impacto que puede tener el recobro térmico dentro del modelo propuesto.

<b>Nombre del campo</b>	GITAH I
<b>Año de descubrimiento</b>	2010
<b>Formaciones productoras y sello</b>	Se tiene una sola formación productora. Las formaciones sello se encuentran en tope y base de la formación productora.
<b>Estado actual de las formaciones</b>	Posee una formación activa con cuatro capas en profundidad. 15 Pozos inyectores completados a la primera capa. 32 Pozos productores completados a la tercera capa.
<b>Campañas de perforación realizadas</b>	El estudio inicia con toda la configuración de pozos activa sin campañas intermedias.
<b>Registro histórico del campo</b>	No se cuenta con registro histórico de producción total ni por pozo.
<b>Trabajos relevantes realizados en el campo</b>	Ninguno

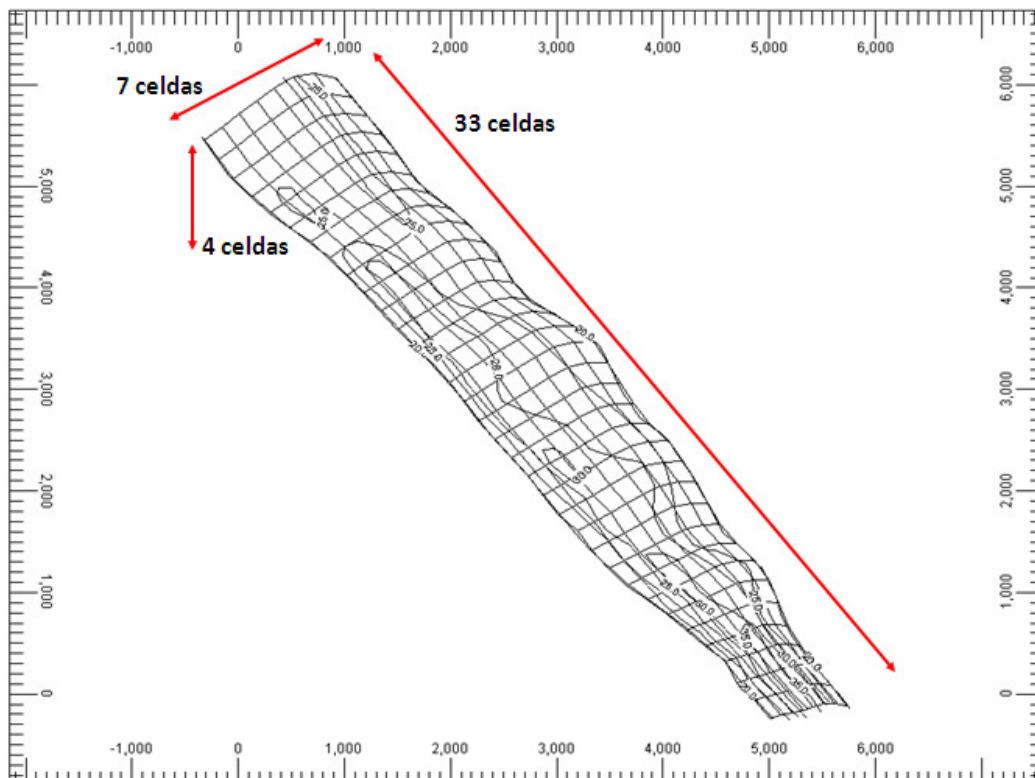
*Fuente: Autor*



**Figura 37.** Se puede apreciar el detalle en 3D del patrón en donde la malla que representa al yacimiento posee un nivel de refinamiento elevado en vista de describir de la mejor manera la variación de temperatura.

*Fuente: Autor*

**Figura 38.** Se puede apreciar el detalle en 3D del patrón en donde la malla que representa al yacimiento posee un nivel de refinamiento elevado en vista de describir de la mejor manera la variación de temperatura.



*Fuente: Autor*

### ***Paso III: Análisis general de la cuenca.***

Para este modelo, aprovechando que tiene un carácter conceptual, el nivel de complejidad del yacimiento no es elevado. Básicamente es un modelo clásico de yacimiento por capas, con una distribución de propiedades características de los campos de la cuenca del Magdalena medio. El crudo es un crudo pesado, lo que sugiere un proceso de maduración sometido a fuerte crackeo y consecuente pérdida de livianos. Sin embargo, el escenario productivo es interesante en función de las reservas disponibles.

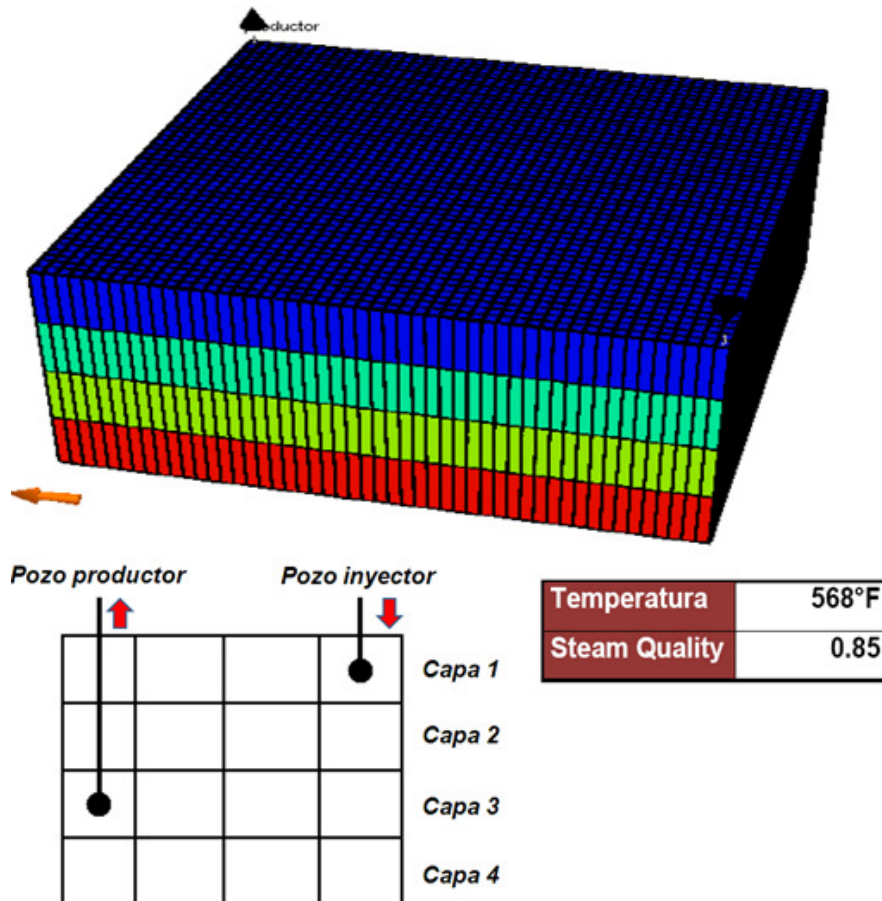
### ***Paso IV: Análisis hidrodinámico general de la zona de interés.***

El tipo de yacimiento sugiere la ausencia de trampas estratigráficas. Se asume una muy baja incidencia tectónica asociada al modelo, suficiente para no tener fallas ni conductoras ni sellantes. No hay compartimentos estructurales ni existe un acuífero imprimiendo energía al fluido ya que este no solo es pesado sino que debe ser estimulado para su producción.

### ***Paso V: Generación de escenarios potencialmente productivos.***

Es necesario destacar que la configuración de pozos que el campo presenta se piensa respetar en el modelo. Consecuentemente con esta idea, el estudio no pretende sugerir un nuevo piloto sino que, busca diseñar un modelo de simulación adecuado partiendo del supuesto de que el campo no lo tiene. Bajo esta idea y teniendo en cuenta el tipo de proceso que se intenta modelar, el análisis general de diseño conduce a que el principal inconveniente puede estar en los elevados tiempos de cómputo que una malla estática fina puede generar, si se utiliza esta como herramienta de discretización para controlar los cambios de temperatura. Así que la propuesta es utilizar un sistema de enmallado dinámico para agilizar el proceso de simulación. Para efectos de la comparación entre los diferentes tipos de enmallado se realizaron tres configuraciones: malla totalmente refinada, malla refinada gradualmente y malla dinámica. Frente a estos escenarios y antes de su prueba, se creó un primer escenario en donde se realizó la valoración de los parámetros computacionales que tenían alto impacto. Acá se trabajó a escala de un piloto.

**ESCENARIO No.1: Valoración de parámetros computacionales a escala de un piloto.** La Figura 39 expone un esquema del escenario inicial de prueba. El piloto configurado servirá de referencia para establecer las condiciones que se aplicarán al modelo de campo. Para efectos de determinar cuáles fueron las



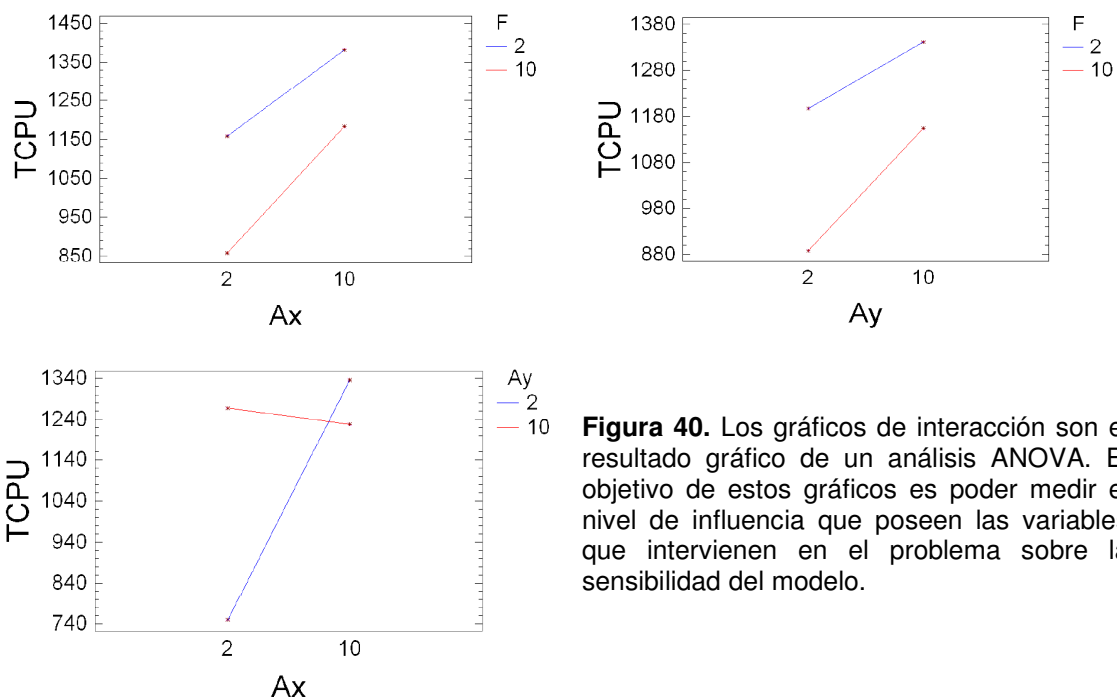
**Figura 39.** Piloto escalable de prueba.

variables de mayor impacto, se aplicó la técnica de diseño de experimentos. Aquí se usó un diseño factorial  $2^K$ . Los diseños factoriales son muy usados en experimentos en los que se investiga de forma simultánea los efectos de diferentes factores y se está interesado en el efecto conjunto que produce la combinación de estos. El diseño factorial  $2^K$  toma en cuenta K factores, cada uno de los cuales tiene dos niveles, uno bajo y otro alto. Así, el número 2 en el diseño  $2^K$  se refiere al número de niveles que se tienen en cuenta por factor (tomando en cuenta que en todos los factores se toma el mismo número de niveles). Adicionalmente en este diseño se utiliza el análisis de varianza (ANOVA) para probar la hipótesis nula, la cual sugiere que al cambiar los

niveles de los factores el efecto no cambia, es decir que se obtienen los mismos resultados si se aplica cualquier tratamiento. En la Figura 40 se pueden apreciar los resultados del análisis de variables de mayor impacto. Este análisis giró en torno a tres parámetros:

- Parámetro de amalgamación en dirección X (Ax)
- Parámetro de amalgamación en dirección Y (Ay)
- Función de adaptación (F).

Los detalles ampliados de los cálculos y el análisis ANOVA son expuestos por Blanco (2009). A partir de estos se puede observar que el efecto sobre el tiempo de cómputo que tiene los parámetros de amalgamación es independiente del efecto de la función de adaptación, puesto que en los gráficos de interacción de Ax vs F y de Ay vs F no se presentan intersecciones entre las rectas como sí ocurre en el gráfico de interacción de Ax vs Ay.



**Figura 40.** Los gráficos de interacción son el resultado gráfico de un análisis ANOVA. El objetivo de estos gráficos es poder medir el nivel de influencia que poseen las variables que intervienen en el problema sobre la sensibilidad del modelo.

**ESCENARIO No.2: Escalamiento a modelo de campo.** Una vez se conocen las variables que inciden dentro de la implementación de un sistema de

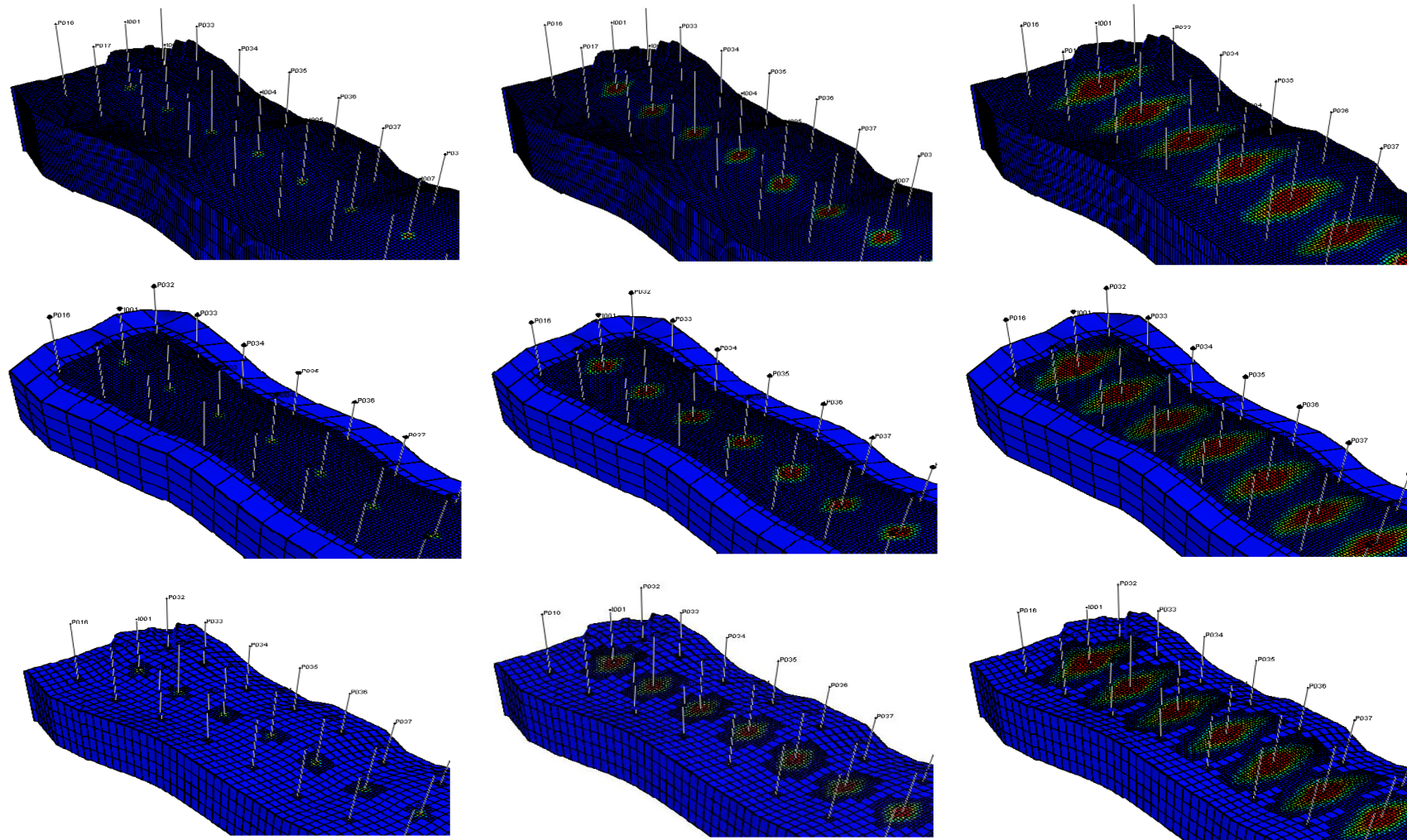
enmallado dinámico con las condiciones del piloto, se generan entonces los escenarios relacionados con el modelo de campo. La Figura 41 expone un esquema de los tres modelos construidos. En este conjunto de figuras la primera línea representa a un modelo totalmente refinado con una malla estática a un tiempo temprano, intermedio y avanzado de la simulación. Ese modelo es el que se desea evitar, pero para efectos de apreciar la reducción en velocidad se corrió a modo de referencia. La segunda línea representa un modelo refinado parcialmente, tomando como principio de refinamiento el aumento de la discretización cerca a la zona de los pozos. La Figura 42 expone el proceso de construcción de ese tipo de enmallado. Por último, la tercera línea corresponde a la implementación del sistema de enmallado dinámico. Nótese como la malla se va autorefinando a medida que lo va necesitando, impactando de esta manera los tiempos de procesamiento.

#### ***Paso VI: Ajuste histórico de los escenarios.***

En este caso el proceso de ajuste histórico no es necesario debido a que en el modelo no se tiene en cuenta el proceso de desarrollo histórico del campo. Tampoco hay previsto un plan de desarrollo ni se piensa realizar predicciones con él. Como se expuso al comienzo, se desea encontrar una alternativa a los altos tiempos de computo que se presentan al usar una malla fina para todo el campo.

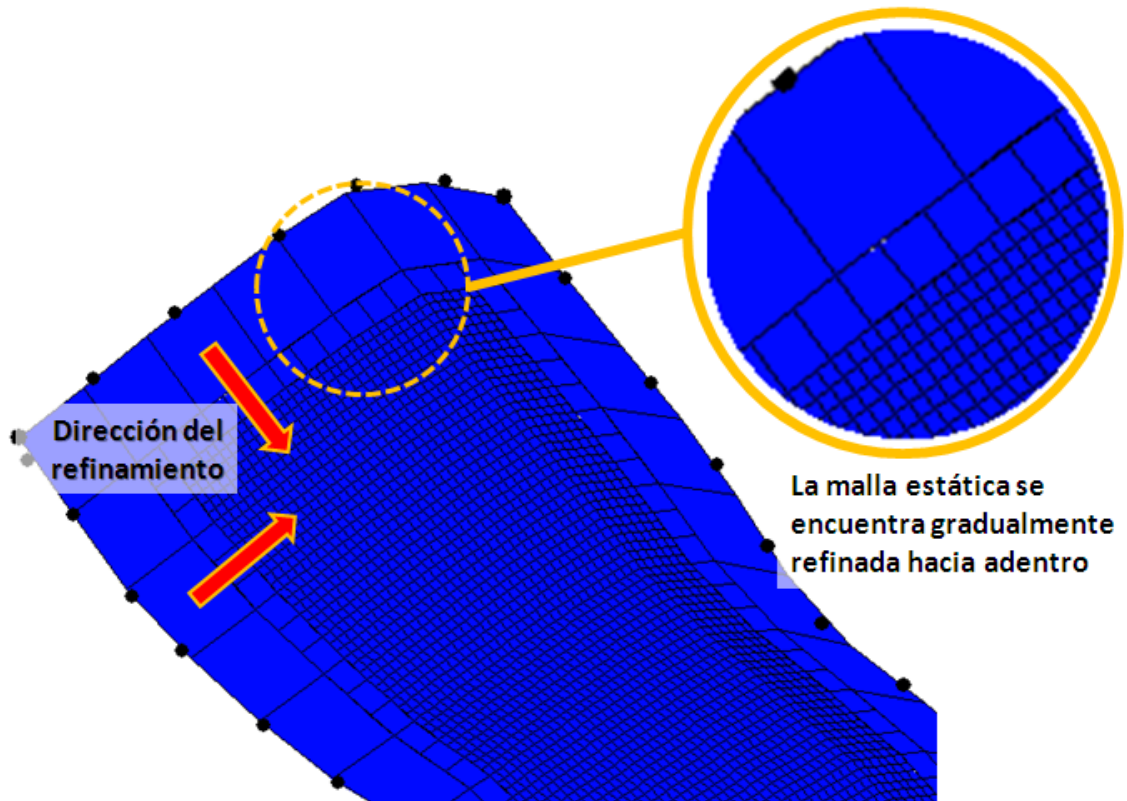
#### ***Paso VII: Análisis económico.***

Teniendo en cuenta los costos en los tiempos de simulación y la capacidad de almacenamiento. Un modelo de campo bajo las condiciones que se colocaron de modelamiento, con malla refinada y estática, registró tiempos de hasta 8 horas. Una vez adecuado el sistema de enmallado dinámico, los tiempos lograron reducirse casi a una tercera parte (Figura 43) sin sacrificar demasiado la respuesta del modelo en el proceso de recobro de hidrocarburo (Figura 44).



**Figura 41.** Modelos a escala de campo diseñados para valorar la velocidad de modelamiento.

**Figura 42.** Proceso de refinamiento gradual de la malla en el modelo de campo



*Fuente: Autor*

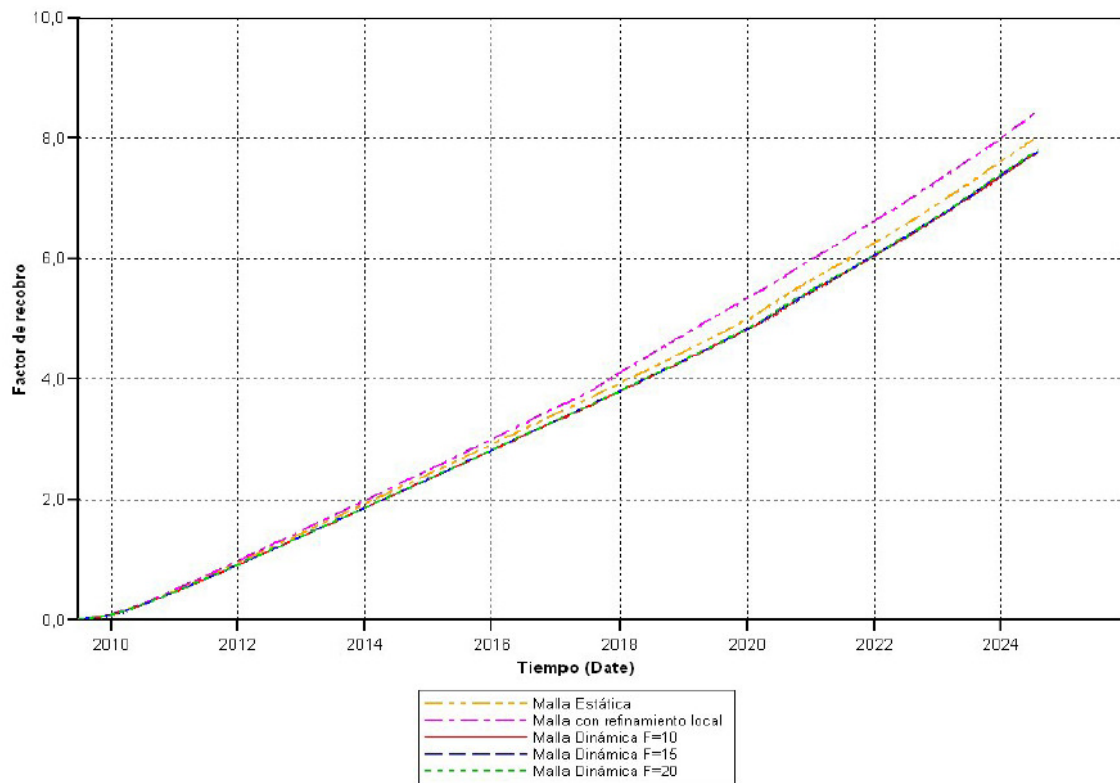
**Figura 43.** En esta figura se exponen las reducciones en los tiempos de cómputo y las variaciones en memoria de almacenamiento consumida.

Tipo de malla	Speed Up	$\Delta FR(\%)$	MEM.VAR
Malla Estática	1.00	0.00	1.00
LGR	1.39	0.43	0.65
Malla Dinámica F=10°F	1.63	0.26	1.18
Malla Dinámica F=15°F	1.70	0.24	1.12
Malla Dinámica F=20°F	2.61	0.22	1.11

$$\Delta FR(\%) = \max \left\{ \left( \frac{FR_{estatico} - FR_{dinamico}}{FR_{estatico}} \right) * 100 \right\}$$

*Fuente: Autor*

**Figura 44.** Se puede apreciar que la diferencia del factor de recobro entre los diferentes tipos de enmallado es pequeña, lo que le da un margen de operatividad a la técnica de enmallado dinámico bastante bueno en función de reducir costos en el tiempo de simulación.



*Fuente: Autor*

## 5.2 Caso II: Modelo de simulación basado en líneas de corriente (streamline) para mejoramiento de la producción usando pozos de relleno.

Este modelo está enfocado hacia una aplicación puntual la cual es la estimación o ubicación de zonas potencialmente productoras las cuales conducen a la ubicación de nuevos pozos y al mismo tiempo comparar las ventajas que tiene la simulación de líneas de corrientes de flujo sobre la simulación en diferencias finitas convencional. La metodología desarrollada por Rueda y Bernal (2010)<sup>\*</sup> contempla inicialmente el ajuste histórico seguido de un análisis de los mapas de propiedades del yacimiento con el fin de escoger las zonas objetivo iniciales. Se realiza posteriormente un refinamiento de estas

<sup>\*</sup> RUEDA, Olga P. & BERNAL, Miguel. *DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS PRODUCTORES A PARTIR DE MODELAMIENTO COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE*. Director: Elkin Santafé. Línea de Investigación en Simulación y modelamiento

zonas con ayuda del trazado de las líneas de corriente en donde se excluirán las áreas de drenaje efectivas de cada pozo junto con un análisis del estado de pozos cercanos a la zona seleccionada. Como resultado se evalúa el efecto de los nuevos pozos productores sobre el comportamiento productivo del campo y se proponen ubicaciones de pozo.

### 5.2.1 Simulación Streamline

La técnica de simulación por líneas de corriente ha recibido gran atención en los últimos años siendo aceptada como una tecnología complementaria a las ya mencionadas técnicas convencionales por diferencias finitas. La simulación por líneas de corriente ha mostrado gran efectividad resolviendo sistemas geológicamente complejos a gran escala, donde el corriente de fluidos esta dictaminado por las tasas, posiciones de pozo, propiedades de roca (permeabilidad, porosidad, y distribuciones de falla), movilidad de fluidos (permeabilidades relativas y viscosidades), y gravedad.

La técnica de simulación por líneas de corriente ha recibido gran atención en los últimos años siendo aceptada como una tecnología complementaria a las ya mencionadas técnicas convencionales por diferencias finitas. La simulación por líneas de corriente ha mostrado gran efectividad resolviendo sistemas geológicamente complejos a gran escala, donde el corriente de fluidos esta dictaminado por las tasas, posiciones de pozo, propiedades de roca (permeabilidad, porosidad, y distribuciones de falla), movilidad de fluidos (permeabilidades relativas y viscosidades), y gravedad.

La simulación moderna por líneas de corriente descansa sobre seis principios:

- I. El trazado de líneas de corriente en términos del tiempo de vuelo.
- II. Definición de las ecuaciones de conservación a lo largo de las líneas de corriente en términos del tiempo de vuelo.
- III. Actualización periódica de las líneas de corriente.
- IV. Soluciones numéricas unidimensionales a lo largo de las líneas de corriente.

- V. Uso de operadores para el manejo de los efectos gravitacionales.
- VI. Mejoras para la inclusión de fluidos compresibles.

La utilidad y unicidad de la simulación por líneas de corriente se sitúan en el contexto dentro de lo que significa el desarrollo de las principales labores de la simulación de yacimientos como lo son:

- El escalamiento.
- La cuantificación de la eficiencia de desplazamiento.
- La velocidad computacional.
- El ajuste histórico.
- La optimización del campo.

En suma de lo anterior la simulación por líneas de corriente toma relevancia en la evaluación de las eficiencias inyector/productor y como ayuda única al escalamiento permite a los ingenieros ir más allá del simple alcance de un ajuste histórico.

### 5.2.2 Descripción de las líneas de corriente y su trayectoria

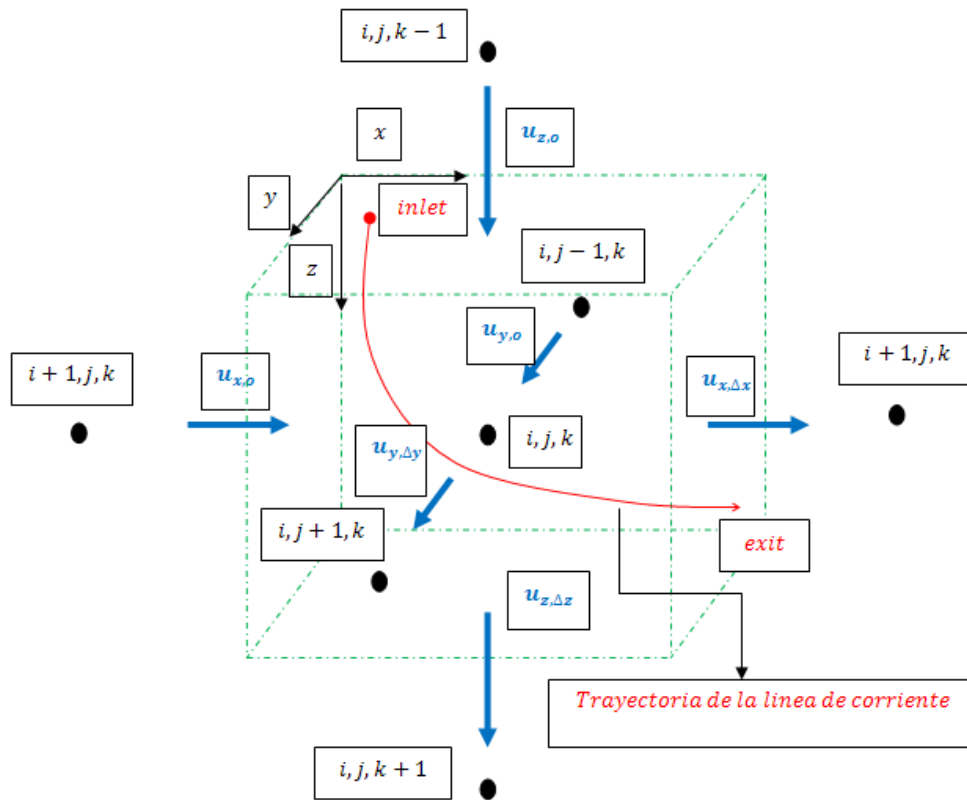
La línea de corriente se define como una curva instantánea en el espacio a lo largo de la cual cada uno de sus puntos son tangentes al vector de velocidad local. La trayectoria de las líneas de corriente se describe analíticamente a través de cada celda mediante el método de Pollock. La principal suposición está sujeta a que el campo de velocidades en cada dirección coordenada varía de forma lineal como se ve en la siguiente ecuación.

$$u_x = u_{x,o} + m_x(x - x_o) \dots\dots\dots (1)$$

Según la figura 1 integrando  $u_x = \frac{dx}{dt}$  desde  $i$ , hasta  $e$  se tiene que:

$$\Delta t_{e,x} = \ln \left\{ \frac{u_{x,o} + m_x(x_e - x_o)}{u_{x,o} + m_x(x_i - x_o)} \right\} \dots\dots\dots (2)$$

**Figura 45.** Esquema trayectoria de la línea de corriente a lo largo de una celda.



**Fuente:** Autor

Análogamente se cumple la misma expresión en las direcciones  $y$  y  $z$ . Finalmente las coordenadas se calculan reescribiendo la ecuación 2 como sigue:

$$x_e = \frac{1}{m_x} (u_{x,i} e^{m_x \Delta t_e} - u_{x,0}) \dots \dots \dots (3)$$

Las coordenadas  $y_e$  y  $z_e$  se calculan análogamente.

El tiempo de vuelo (TOF) es la coordenada construida especialmente para el dominio de las líneas de corriente y la cual permite descomponer una formulación tridimensional en conjuntos de formulaciones unidimensionales.

Definiendo de manera formal el tiempo de vuelo, es el tiempo que tarda una partícula infinitesimal de flujo en alcanzar una distancia,  $s$ , a lo largo de la línea de corriente. La línea de corriente se construye sobre el campo de velocidades

cuyo vector es tangente a la misma. El concepto del tiempo de vuelo en el modelamiento del flujo se usa en yacimientos de aceite y matemáticamente se define como:

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\zeta)}{u_{\tau}(\zeta)} d\zeta \dots\dots\dots (4)$$

La integral de la ecuación 4 es evaluada a partir de la ecuación 2 tal que:

$$\tau = \sum_{i=1}^{n_{blocks}} \Delta t_{e,i,j,k} \dots\dots\dots (5)$$

Donde  $\Delta t_{e,i,j,k}$  es el incremento del tiempo de vuelo a través de la celda  $i, j, k$ .  
 Con base en la transformación coordenada descrita en la ecuación 4 se tiene que la ecuación fundamental de flujo para un sistema agua-aceite en términos de  $\tau$  es:

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_w}{B_w} \right) + \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \left( \frac{f_w}{B_w} \right) = -c \frac{f_w}{B_w} \dots\dots\dots (6)$$

Para un sistema incompresible se tiene que  $c = 0$ , por lo tanto:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{\partial f_w}{\partial \tau} \dots\dots\dots (7)$$

o

$$\frac{\tau(x,y,z,t)}{t} = \frac{df_w}{dS_w} \dots\dots\dots (8)$$

La ecuación 8 muestra que las líneas de corriente son una herramienta de inspección del frente de avance y a su vez de cuantificación de eficiencia de desplazamiento.

### 5.2.3 Ajuste Histórico

Tradicionalmente la integración de los datos de producción se ha llevado a cabo usando multiplicadores regionales o locales de permeabilidad y porosidad. Este procedimiento es muy subjetivo y requiere alta experiencia. Por

eso el ajuste histórico automático y/o asistido haciendo uso del modelado inverso ha mostrado grandes beneficios en la preservación de la continuidad espacial y el realismo geológico durante el ajuste histórico.

El aporte de las líneas de corriente radica en el cálculo de parámetros de sensibilidad los cuales son una parte integral del ajuste histórico ya que cuantitativamente relacionan los cambios en la respuesta de producción con los cambios en las propiedades del yacimiento. Lo anterior se resume con la siguiente expresión:

$$S_{ij} = \frac{\partial g_i[\vec{R}]}{\partial R_j} \dots\dots\dots (9)$$

Donde  $S_{ij}$  es el coeficiente de sensibilidad,  $\partial g_i[\vec{R}]$  representa el cambio en la respuesta de producción y  $\partial R_j$  el cambio en la propiedad del yacimiento (normalmente la permeabilidad por ser la propiedad con mayor grado de incertidumbre).

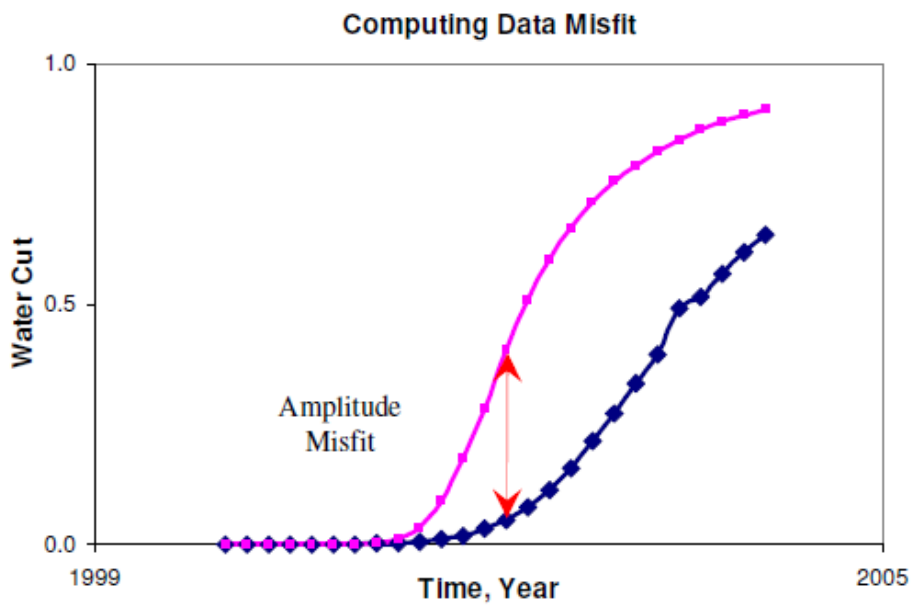
Una vez calculadas las sensibilidades estas se mapean en el modelo y se inicia la integración con ayuda de algún algoritmo iterativo, que minimice la diferencia entra la respuesta observada y la nueva respuesta simulada.

$$\sum_{i=1}^N (d_i - g_i[\vec{R}])^2 \dots\dots\dots (10)$$

Donde  $N$  es el número de observaciones realizadas.

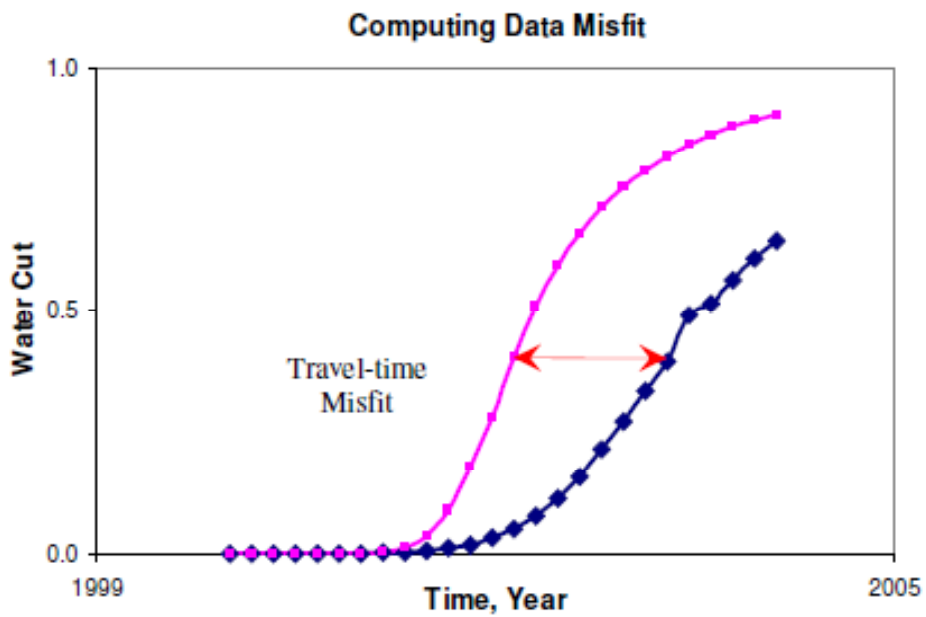
La diferencia mostrada en la ecuación 11 se le llama “*misfit*” y hace parte de una función objetivo, la cual puede ser complementada con términos adicionales de regularización que aseguran la continuidad y el realismo geológico. El “*misfit*” puede ser calculado en términos de inversión por amplitud como se ve en la figura 46 o en términos de inversión por tiempo (“*Travel Time Inversion*”) como se ve en la figura 47, el cual consiste en resolver la diferencia en tiempo para cada una de las cantidades de saturación.

**Figura 46.** Calculo del “misfit” por amplitud.



**Fuente:** Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".  
Página 23.

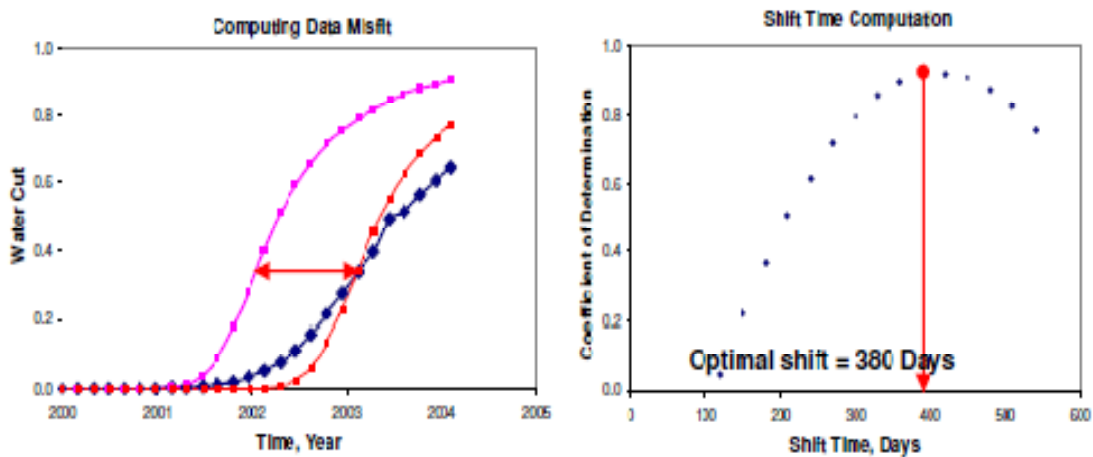
**Figura 47.** Cuantificación del “misfit” por inversión del tiempo de viaje.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "Streamline-Based Three- Phase History Matching". Página 24.

Existe una tercera alternativa a la cual se le da el calificativo de inversión por tiempo generalizado (*“Generalized Travel time Inversion”*) como se ve en la figura 48. Esta se diferencia del *“Travel Time Inversion”* en que su punto de inicio no es necesariamente la observación en un pico o en un tiempo de irrupción. El punto de inicio se toma en el punto de desplazamiento óptimo donde el coeficiente de correlación entre las dos curvas (la de datos observados y datos simulados) sea el máximo.

**Figura 48.** Cuantificación del “Misfit” usando la inversión por tiempo de viaje generalizada.



**Fuente:** Oyerinde, A.S.: "Streamline-Based Three- Phase History Matching". Página 30.

#### 5.2.4 Aplicación de la metodología

La metodología se desarrolló a partir del proceso de ajuste histórico, la generación de un mapa de propiedades unificado, el análisis de información de estado de pozo y el trazado de las líneas de corriente con el fin de visualizar los volúmenes de drenaje y frentes de invasión que son a la postre en el indicativo de mayor importancia al momento de decidir dónde ubicar. Lo anterior se resume en los siguientes pasos generales:

1. Tomar el modelo inicial o caso base poblado geoestadísticamente y realizar el ajuste histórico ya sea manual, asistido u o automático. Esto con el fin de que el modelo sobre el que se vaya a predecir resultados del yacimiento representen la realidad de la manera más aproximada posible.

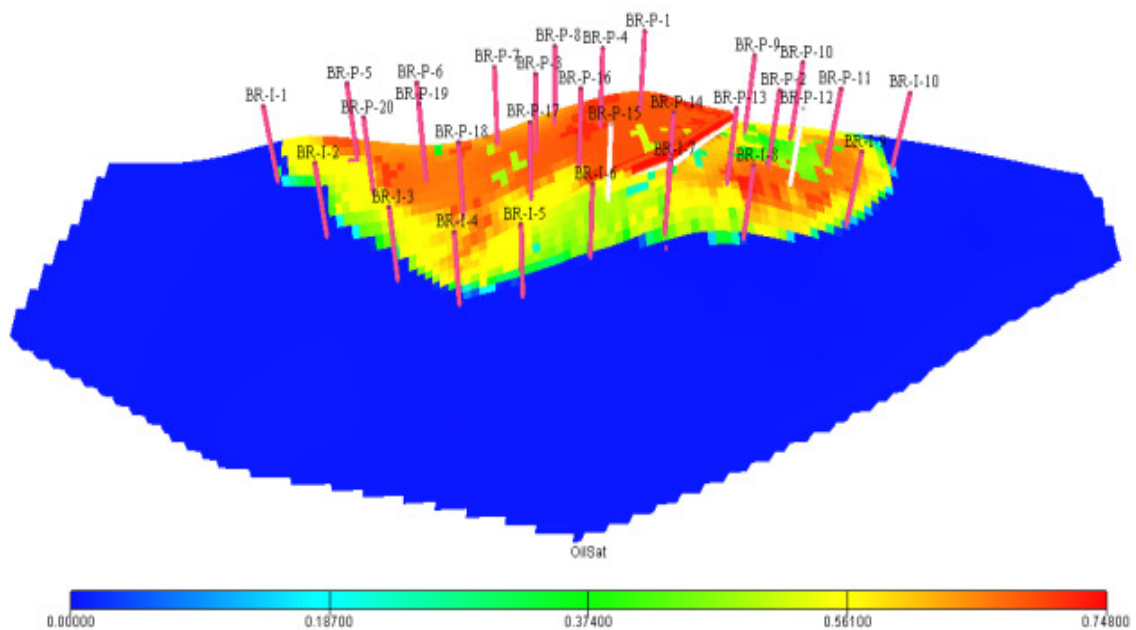
2. Construir mapas de ponderación por propiedad del yacimiento para la permeabilidad, la porosidad, la presión y saturación de aceite al tiempo final de simulación o último reporte de producción. La construcción de estos mapas se deriva de la asignación de rangos de cada propiedad divididos en cinco niveles. Una vez construidos los mapas de ponderación por propiedad se construye un mapa unificado (escalado de 1 a 20) cuya información permitirá evaluar las zonas o capas con las mejores propiedades. *Nota:* Revisar que las zonas con escala de ponderación unificada favorable presenten a su vez altas saturaciones de aceite, ya que el objetivo general radica en ubicar las zonas que aún no han sido barridas.
  
3. A partir de la obtención de datos de pozo del yacimiento ó “*Sector Model*” identificar con ayuda del mapa y/o el modelo base el estado actual de los pozos (por arena o capa): los activos, inactivos y abandonados: y en el caso de los inactivos y abandonados especificar la causa. Si no se cuenta con la información, analizar los datos históricos de producción (caudal de aceite agua y gas) de todos los pozos y así identificar su estado actual. Si algún pozo se encuentra abandonado e inactivo, identificar según reportes, las causas de esta inactividad o abandono.
  
4. Se trazan las líneas de corriente y se les asignan valores de tiempo de vuelo cuyo máximo es el correspondiente al tiempo de simulación. El valor de tiempo de vuelo asociado al tiempo de simulación se calcula mediante la relación mostrada en la ecuación 8. Al hacer esto obtenemos las áreas de drenaje de cada pozo. Se eliminan estas zonas del mapa unificado y, finalmente se hace otro filtro desde el tiempo de simulación hasta el tiempo de predicción y desde el tiempo de predicción hasta un máximo establecido llevándose a cabo las mismas observaciones, obteniéndose la zona en la que se van a ubicar los nuevos pozos.
  
5. Se escogen las posiciones de los nuevos pozos productores. De acuerdo al tiempo de predicción se hace una perforación y se corren predicciones para perforaciones aisladas, es decir, se evalúan los escenarios en los que cada

pozo se perfora por separado. Luego se evalúan las curvas de declinación, se detectan y se evalúan los cambios presentados. Finalmente para cada pozo nuevo se calculan tasas normalizadas con relación a la producción total y con ello dar un veredicto sobre cuáles han de ser los más eficientes.

### 5.2.5 Caso de Aplicación: Campo Brugge

Estructuralmente el campo Brugge (ver figura 49) es un domo seccionado y elongado en dirección este-oeste con una falla en el límite norte. Estratigráficamente, hay 4 tipos de formaciones las cuales varían de acuerdo a su ambiente deposicional. Las propiedades promedio de cada formación pueden verse en la tabla 9.

**Figura 49.** Campo Brugge visualizado en Eclipse Floviz



Las dimensiones del campo son 10 x 3 Km. y presenta un emmallado tipo bloque distribuido de 20 millones de celdas cada una con dimensiones de 50x50x0.25 m<sup>3</sup>, el cual se pobló con resultados provenientes de estudios de facies y pruebas de registros sísmicos, gamma ray, neutrón y density.

**Tabla 9.** Características promedio del campo Brugge por arenas.

Formación	H(m) Prom.	$\phi\%$ Prom.	K(md) Prom.	NTG Prom.	Amb. Dep.	#Capa
Schelde	10	20.7	1105	60	Fluvial	1,2
Maas	20	19	90	88	Ambiente marino	3, 4, 5
Waal	26	24.1	814	97	Ambiente marino	6, 7, 8
Schie	5	19.4	36	77	Plataforma arenisca	9

**Fuente:** E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching". SPE 119094.

Del modelo base descrito anteriormente, se generó un modelo de 10 pozos inyectores y 20 pozos productores escalado a 139x48x9 celdas, el cual corresponde al modelo de partida para la aplicación de la técnica de ajuste histórico basada en líneas de corriente y la aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos adicionales. Para el ajuste histórico, los cortes de agua observados corresponden a los arrojados por el modelo base (refinado) correspondientes a una historia de 10 años de producción. Las propiedades y espesores de las zonas del yacimiento son típicas de las formaciones tipo Brent presentes en el campo situado en el mar del norte.

Se alteró la secuencia vertical correspondiente a la estratigrafía general de Brent, consistente de las formaciones Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbet con el fin de generar un modelo altamente heterogéneo con zonas en las que se presentaran cambios de altas a bajas permeabilidades.

En cuanto a características de los fluidos presentes el tipo de aceite es subsaturado con una presión inicial de 170 Bar a una profundidad de referencia

de 1700m. El contacto aceite-agua se encuentra a 1678m. En la tabla 10 se ilustran las características del modelo en general.

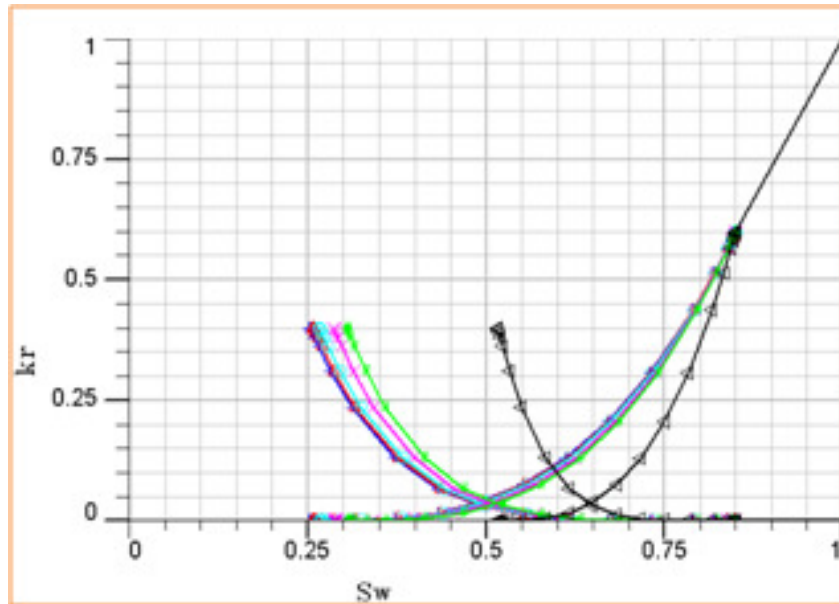
**Tabla 10.**Características generales del campo Brugge.

<b>Condiciones iniciales</b>	2466 psi a una profundidad de referencia de 5577 ft contacto agua - aceite 5505ft.			
<b>Compresibilidad de la roca</b>	3.5e-6 psi-1			
<b>Propiedades de fluidos</b>				
<b>Fase</b>	<b>Densidad (lb/ft3)</b>	<b>Compresibilidad (1/psi)</b>	<b>Viscosidad (cp)</b>	
<b>Agua</b>	62.6	0.000003	0.32	
<b>Aceite</b>	56	0.00000926	1.294	
<b>Condiciones de pozo</b>				
<b>Condiciones limites de producción</b>	Productores: año 0-10: 2000bbl/d, 725 psi			
	Inyectores: 4000bbl/d, 2611 psi.			
<b>Formaciones completadas</b>				
<b>Pozo/ Formación</b>	<b>Schelde</b>	<b>Maas</b>	<b>Waal</b>	<b>Schie</b>
<b>Todos los inyectores</b>	x	x	x	x
<b>Productores 1-4, 6-8, 11-13, 16-20</b>	x	x	x	
<b>Productores 5, 10, 14, 15</b>	x	x		
<b>Productor 9</b>	x			

**Fuente:** E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching". SPE 119094.

Para el ajuste se analizaron cada una de las zonas que tenían asociadas curvas de permeabilidad relativa diferentes (figura 7). Se calcularon las pendientes de las curvas de flujo fraccional antes de ruptura (la cual es constante) y se utilizó el promedio de la pendiente como se ve en la tabla 11.

**Figura 50.** Curvas de de permeabilidad relativa para cada región de saturación visualizadas en Eclipse Scal.



**Tabla 11.** Pendientes de las graficas de Flujo Fraccional para cada región de saturación.

Región de saturación	$\partial f_w / \partial S_w$
1	2.861
2	2.831
3	2.78
4	2.673
5	2.584
6	2.8511
fw promedio	2.76335

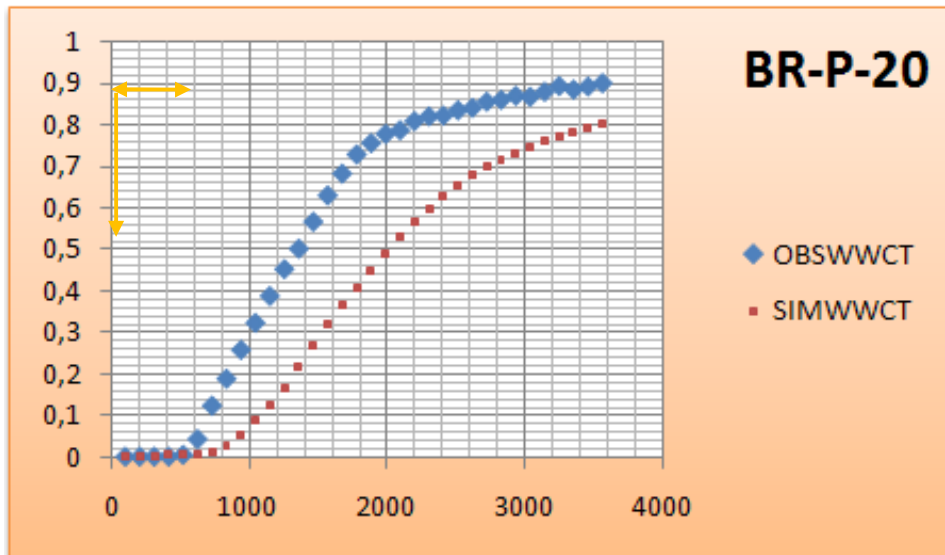
Con el fin de ilustrar el procedimiento para el ajuste asistido implementado de cada uno de los 20 pozos. A continuación se ejemplificará el pozo BR-P-20 (ver figura 51) cuyo primer punto de ajuste fue (1785, 0.727205).

Por definición sabemos que  $\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{\tau}{t}$ , y sabemos que la variación del flujo fraccional con respecto a la saturación es la pendiente de la curva de flujo fraccional propia para cada región de saturación en yacimiento; entonces se

utilizó el promedio calculado anteriormente para todos los cálculos a continuación.

$$\tau = 2.76335 * t$$

**Figura 51.** Corte de agua observado y simulado - Pozo-20.



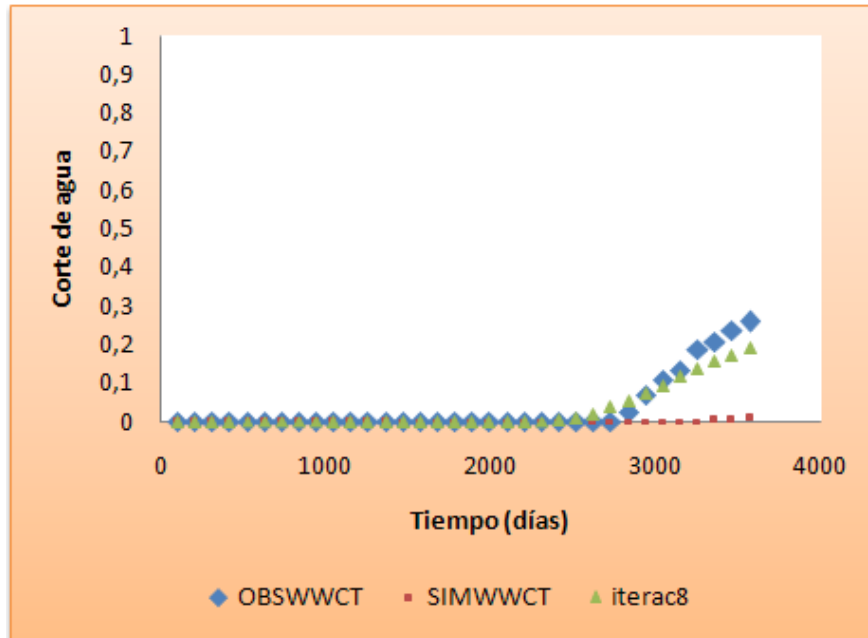
En donde t va estar referenciado con el valor de corte de agua que se desea ajustar. Para este primer caso es:

$$\tau = 9865.1595 \text{ días}$$

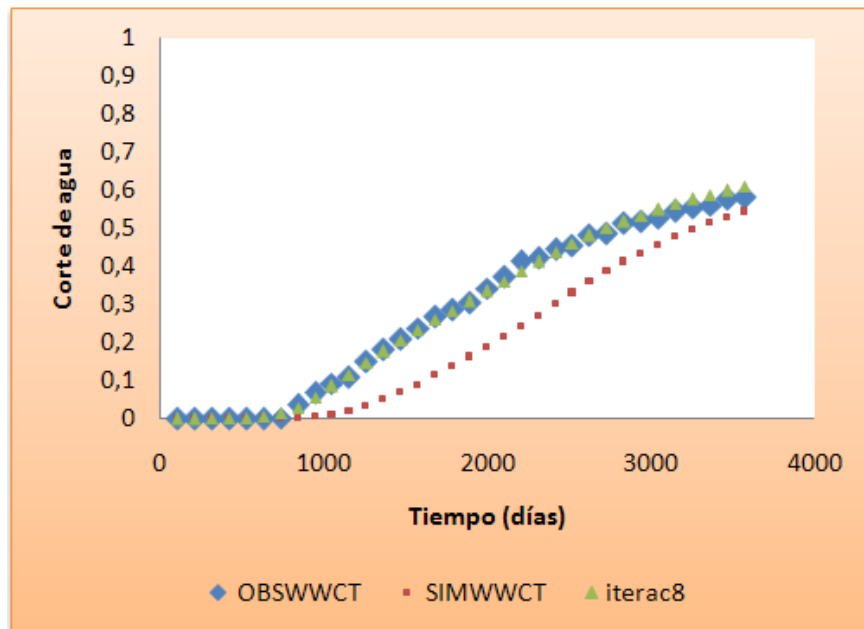
Subsiguientemente se localiza la región penetrada por las líneas de corriente a este tiempo de vuelo y se eligen multiplicadores (coeficientes de sensibilidad) para aumentar o disminuir la permeabilidad en esta región. Es decir que en regiones donde la respuesta de corte de agua simulada fue mayor con respecto al corte de agua observado se aplicaron multiplicadores que disminuían la permeabilidad. Por otro lado en regiones donde la respuesta de corte de agua simulada fue menor con respecto al corte de agua observado se aplicaron multiplicadores que aumentaban la permeabilidad. Las figuras 52, 53 y 54 muestran los resultados del ajuste para tres de los veinte pozos

productores que se ajustaron para el campo Brugge (BR-P-6, BR-P-13 y BR-P-17).

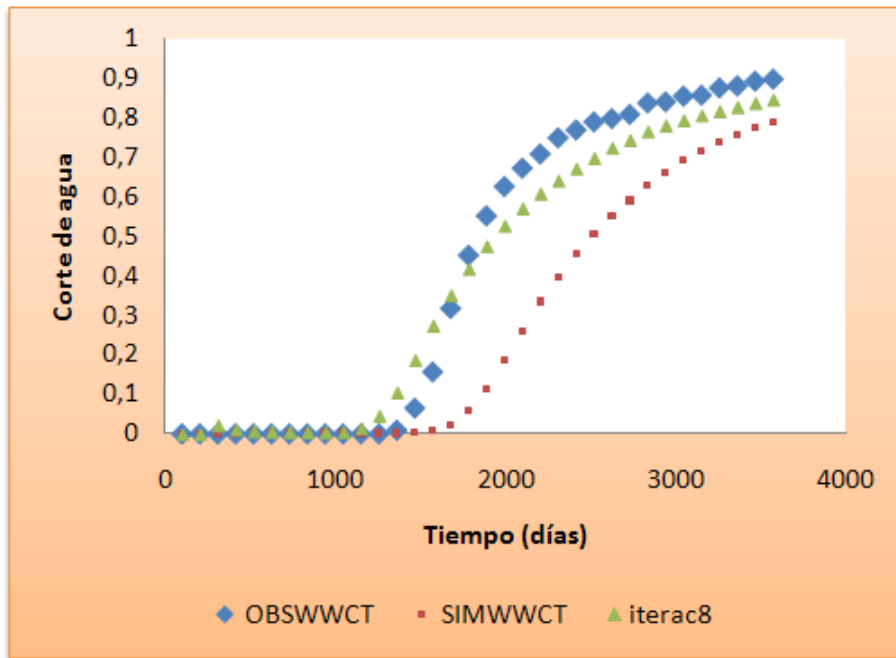
**Figura 52.** Resultado ajuste -Pozo-6.



**Figura 53.** Resultado ajuste-Pozo-13

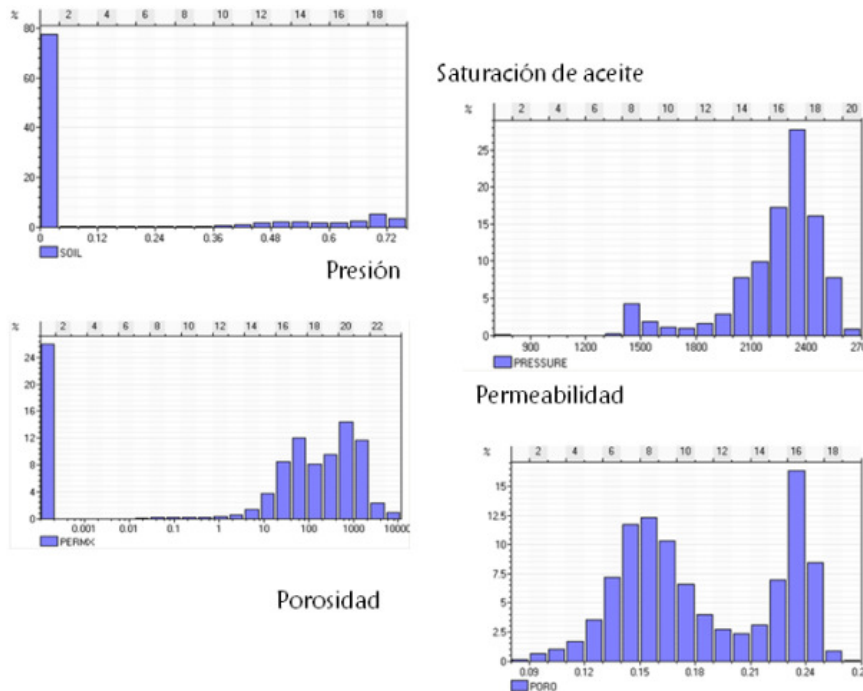


**Figura 54.** Resultado ajuste-Pozo-17



Una vez finalizado el ajuste histórico del campo se construyeron los mapas de ponderación por propiedad para la permeabilidad, la porosidad, la presión y la saturación de aceite al final de la historia de producción. Los mapas se dividieron en cinco niveles cuyos rangos que se construyeron a partir de los histogramas generados para cada propiedad (ver figura 55) se muestran en las tablas 4, 5, 6 y 7.

**Figura 55.** Histogramas generados para cada propiedad.



**Tabla 12.** Ponderación para la presión al final de la historia de producción.

Nivel	Presión (Psia)
1- muy malo	782.924-1500
2- malo	1500.01-2100
3- aceptable	2100.001-2300
4- bueno	2300.01-2400
5- muy bueno	2400.01-2958.02

**Tabla 13.** Ponderación para la porosidad.

Nivel	Porosidad
1- muy malo	0.0802-0.12
2- malo	0.12001-0.16
3- aceptable	0.160001-0.2
4- bueno	0.200001-0.24
5- muy bueno	0.240001-0.28

**Tabla 14.** Ponderación para la saturación de aceite.

Nivel	So
1- muy malo	0-0.2
2- malo	0.20001-0.4
3- aceptable	0.4001-0.5
4- bueno	0.50001-0.6
5- muy bueno	0.60001-0.7475

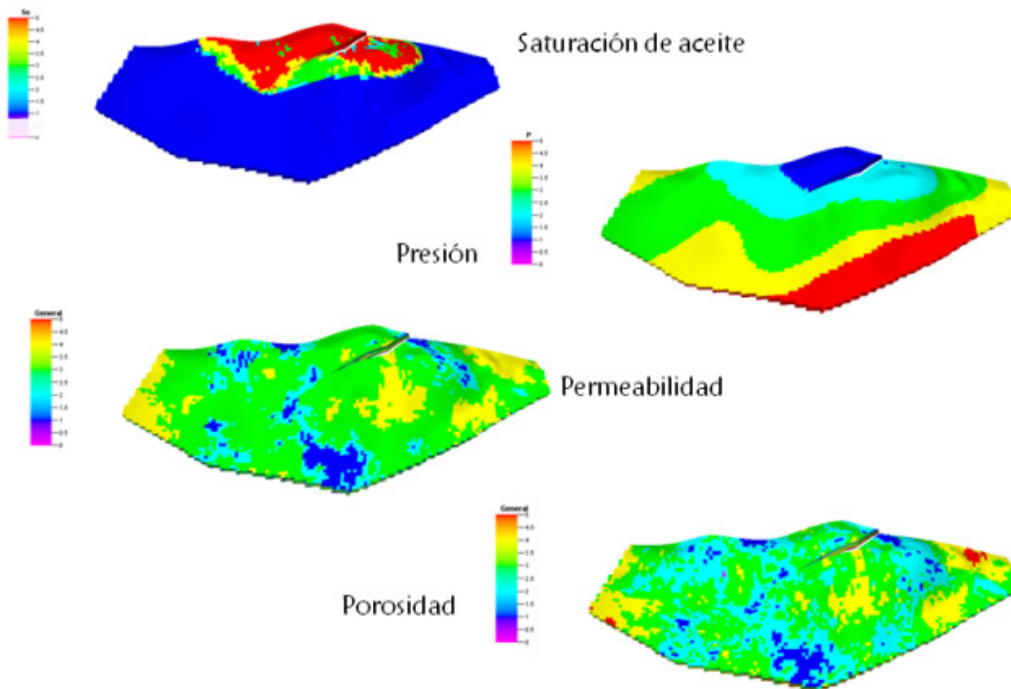
**Tabla 15.** Ponderación para la permeabilidad.

Nivel	Permeabilidad (md)
1- muy malo	0.021871-50
2- malo	50.001-150
3- aceptable	150.001-1000
4- bueno	1000.01-5000
5- muy bueno	5000.01-11059.8

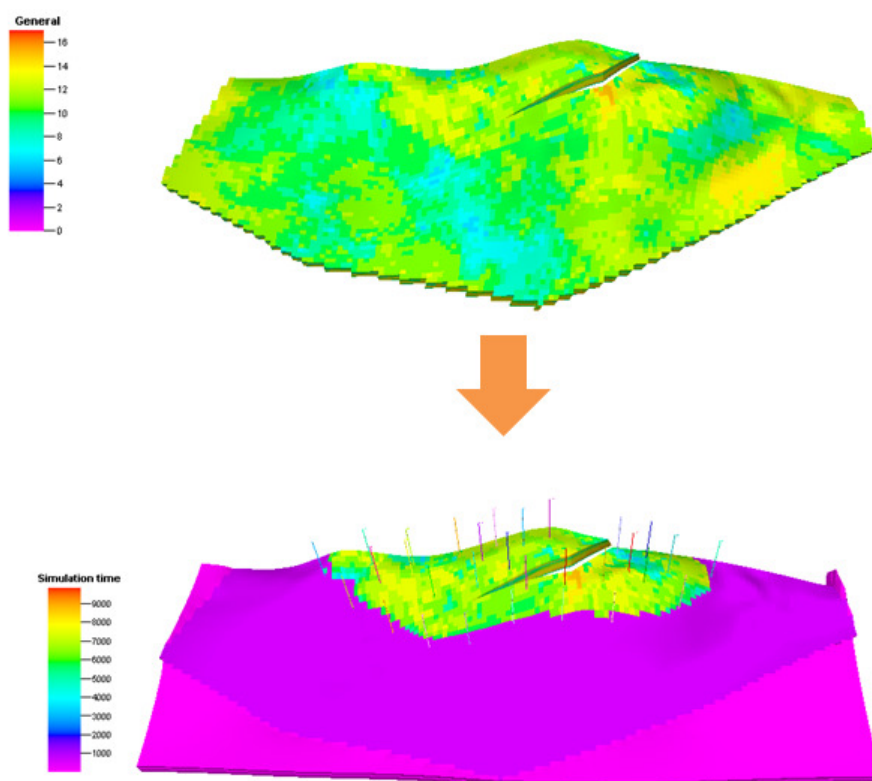
Los mapas de ponderación por propiedad escalados de 1-5 según el rango por propiedad se generaron para cada una de las nueve capas del modelo. La figura 56 muestra los mapas por propiedad que se generaron para la primera capa.

Una vez cotejados cada uno de los mapas por propiedad se construye el mapa unificado (ver figura 57) cuyo resultado proviene de la suma de todos los mapas por propiedad de cada una de las capas y de la selección de aquellas regiones cuya saturación de aceite fue relevante.

**Figura 56.** Mapas de ponderación por propiedad de la primera capa visualizados en Eclipse Floviz.



**Figura 57.** Mapa unificado a partir de las áreas con mejores propiedades visualizado en Eclipse Floviz.



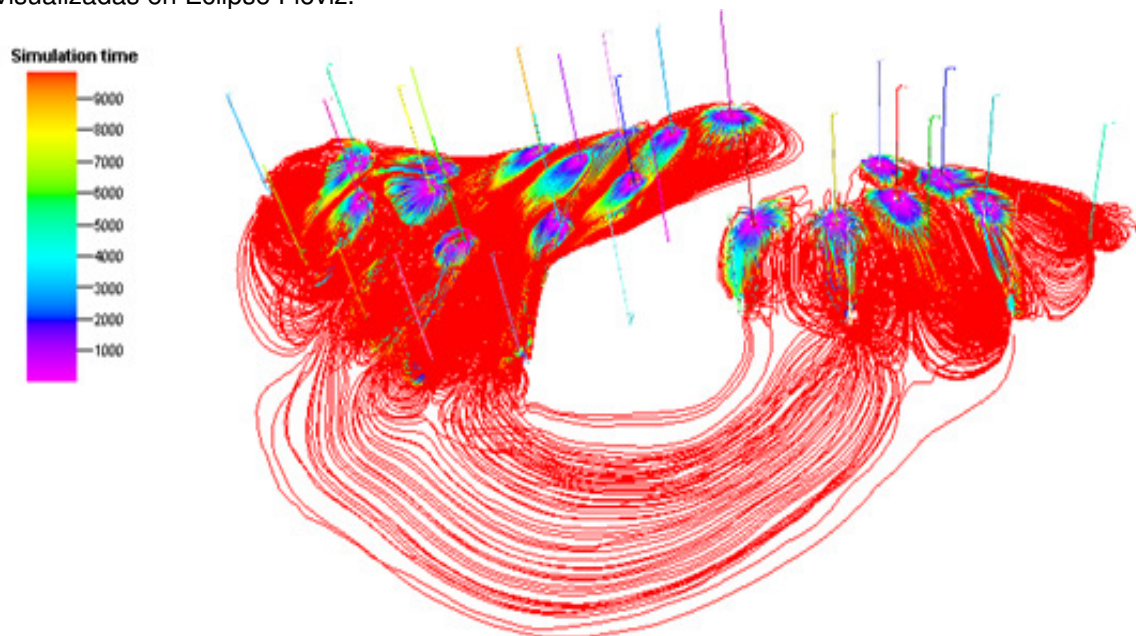
Una vez generado el mapa unificado con las mejores propiedades se inicia el análisis de distribución de producción del campo. En la tabla 11 se presenta el análisis del estado de pozo, en donde se muestran los cortes de agua acumulados simulados y observados, y su estado actual.

Para este caso los pozos 12 y 15 están cerrados y el pozo 9 presenta altos y bajos en sus cortes de agua posiblemente por problemas operacionales pero no se registran las causas. En color amarillo se resaltan los pozos que han aportado significativamente a la producción del campo y que se ubican en el tope más alto de la estructura (dirección norte-oeste) que no ha sido invadida por el frente de avance del agua en el tiempo actual. A partir de este análisis se pudo establecer esta zona como candidata para el posicionamiento de nuevos pozos.

También se concluye que ubicar en la zona inferior del domo no es recomendable debido a que está siendo invadida significativamente por el frente de inyección como lo mostraron los pozos 12, 15, 18 y 20. Algunos de estos cerrados por alto corte de agua.

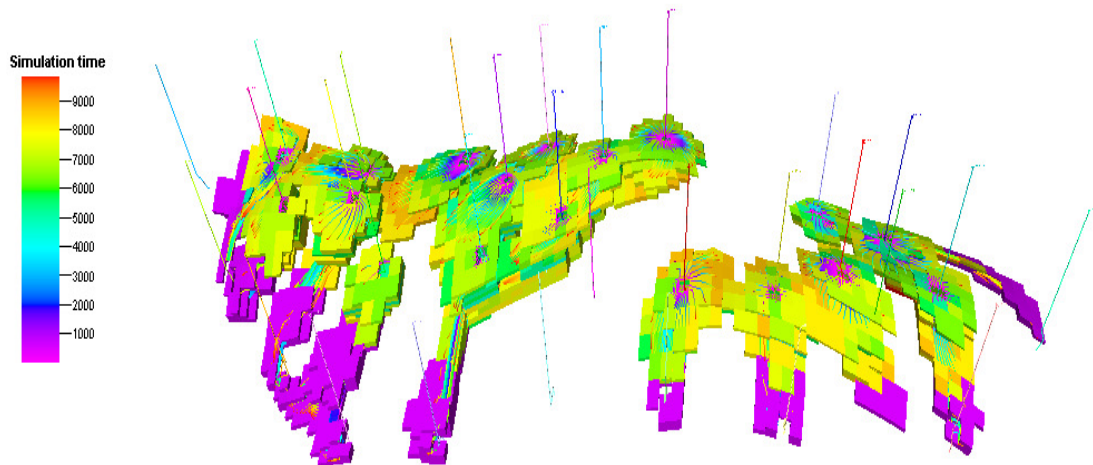
Finalizada la construcción del mapa ponderado unificado y el análisis de los pozos según su historia de producción, se inicia el trazado de las líneas de corriente y por ende el análisis de la dinámica de flujo. El primer filtro se hace con el trazado de las líneas de corriente hasta tiempo final de producción (ver figura 58).

**Figura 58.** Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final (3570 días) visualizadas en Eclipse Floviz.

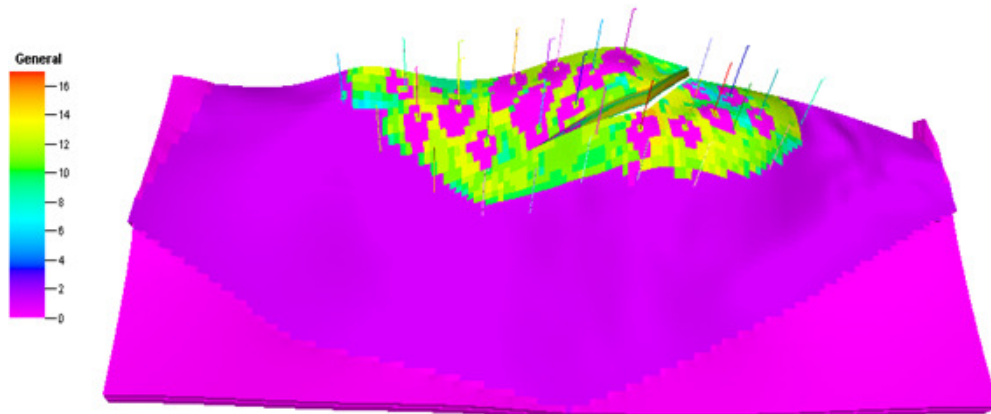


Posteriormente a partir de las celdas penetradas por las líneas de corriente se descartan las zona que han sido invadidas por las áreas de drenaje al cabo de los diez años de producción (ver figura 59). La figura 60 muestra las regiones resultantes del filtro anterior.

**Figura 59.** Celdas penetradas por las líneas de flujo (3570 días) visualizadas en Eclipse Floviz.

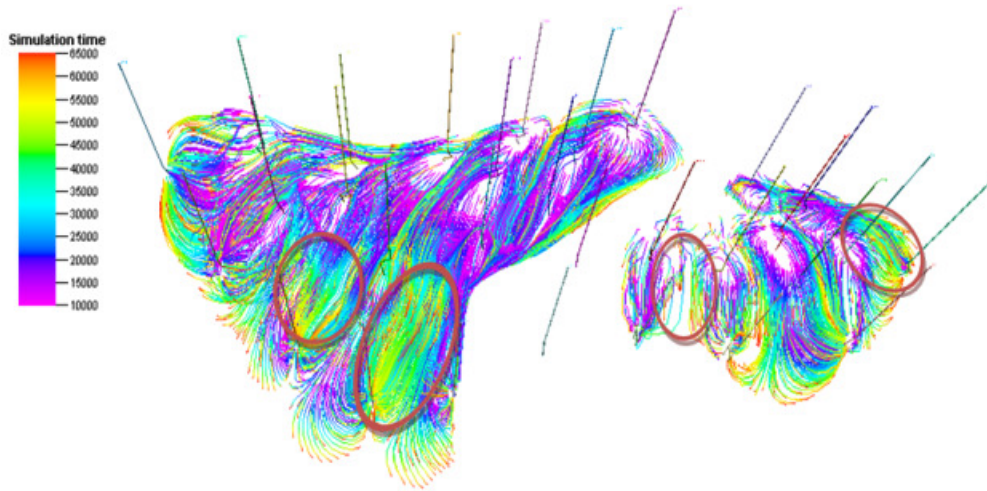


**Figura 60.** Zonas potencialmente productoras en escala de verdes visualizada en Eclipse Floviz.



El segundo filtro se hizo para tiempos de vuelo elevados, es decir en zonas donde la eficiencia de barrido es pobre y el avance del frente de inyección no tuvo el efecto esperado. En la figura 61 se muestran las zonas que poseen altos tiempos de vuelo (entre el tiempo final de simulación y un tiempo de 30 años).

**Figura 61.** Zonas prospectivas a partir de las líneas de corriente con altos tiempos de vuelo visualizadas en Eclipse Floviz.

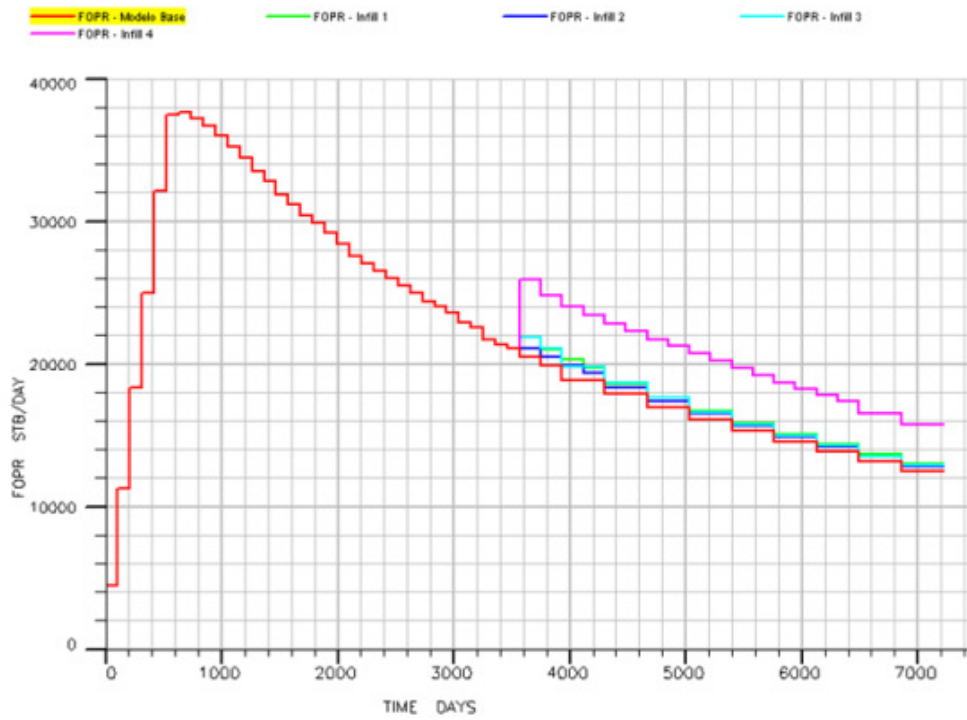


La tabla 16 y la figura 62 muestran los resultados del posicionamiento de pozos mediante el incremento en la producción que produjo cada pozo nuevo respecto al modelo base de predicción sin pozos “infill”. También se hizo una comparación en cuanto al aumento en el factor de recobro para cada pozo como se muestra en la figura 63.

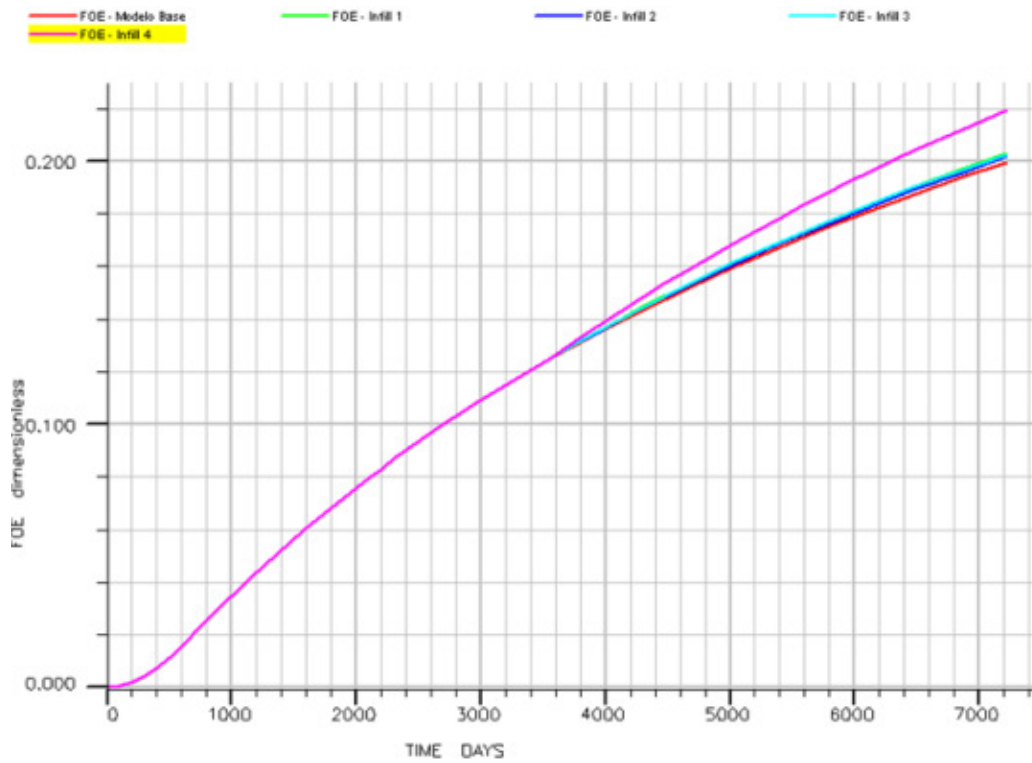
**Tabla 16.** Resultados posicionamiento Infill.

Tiempo actual (días)	Aceite inicial in situ (MMSTB)	Aceite actual Insitu (MMSTB)	Factor de Recobro	Aceite recuperado a la fecha (MMSTB)
3570	781.170115	683.337878	0.125238	97.83538
Tiempo de predicción (días)	FOE modelo base	FOE pozo infill#1	FOE pozo infill #2	FOE pozo infill #3
7222	0.19964105	0.20292044	0.20168856	0.20259053
Tiempo de predicción (días)	FOE pozo infill#4			
7222	0.219296			

**Figura 62.** Producción de aceite para cada pozo infill (línea fucsia Infill No 4) visualizada en Eclipse Office.



**Figura 63.** Factor de recobro para cada pozo infill (línea fucsia Infill No4) visualizado en Eclipse Office.



### 5.3 Caso III: Modelo de simulación para posicionamiento de pozos de relleno usando neurosimulación.

Las propiedades del yacimiento se presentan en la Tabla 17, la forma del yacimiento se observa en la Figura 64, con cuatro pozos existentes (cajas amarillas) produciendo por 500 días, es necesario ubicar un total de seis pozos nuevos en el siguiente orden:

- Una etapa en la cual se perforarán 3 pozos que producirán por 350 días.
- Una segunda etapa donde se perforarán otros 3 pozos que producirán por 350 días más.

Para la primera etapa de perforación se generó 14 pozos de entrenamiento (Figura 65). El mapa de permeabilidad se muestra en la Figura 66 y en la figura 67 se muestra el mapa de factor de expectativa. El entrenamiento de la red fue hecho en ciclos cortos, la arquitectura de la red neuronal artificial usada y la curva de error obtenida mientras la red neuronal fue entrenada. Un grupo de 50000 combinaciones aleatorias fue generado, después de aplicar los

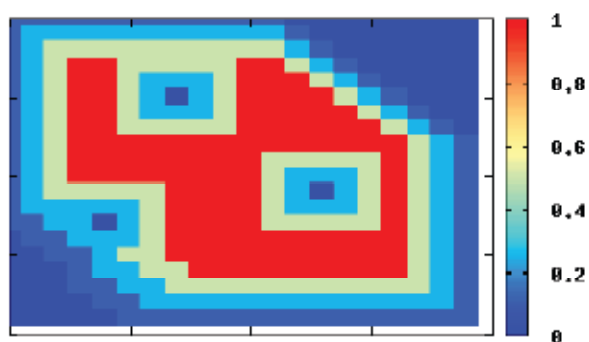
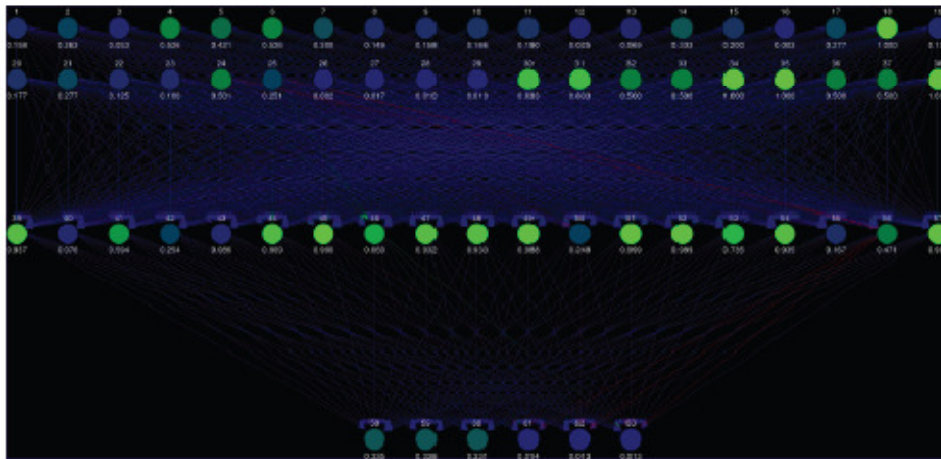
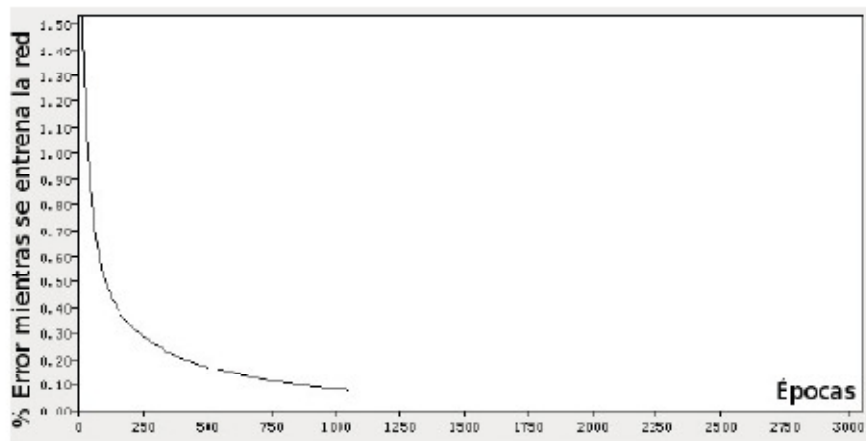


Figura 64. Factor de expectativa implementado en la prueba.

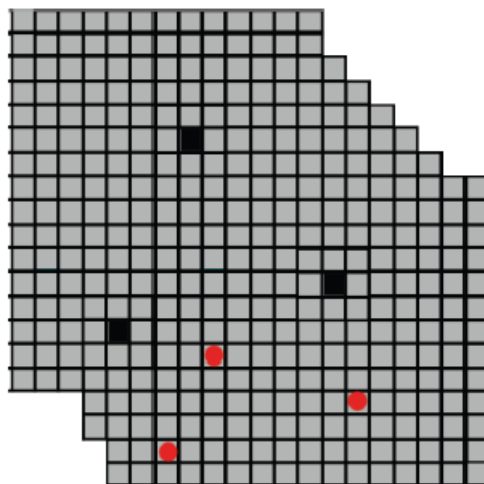
**Figura 65.** Arquitectura de la red neuronal usada en la prueba



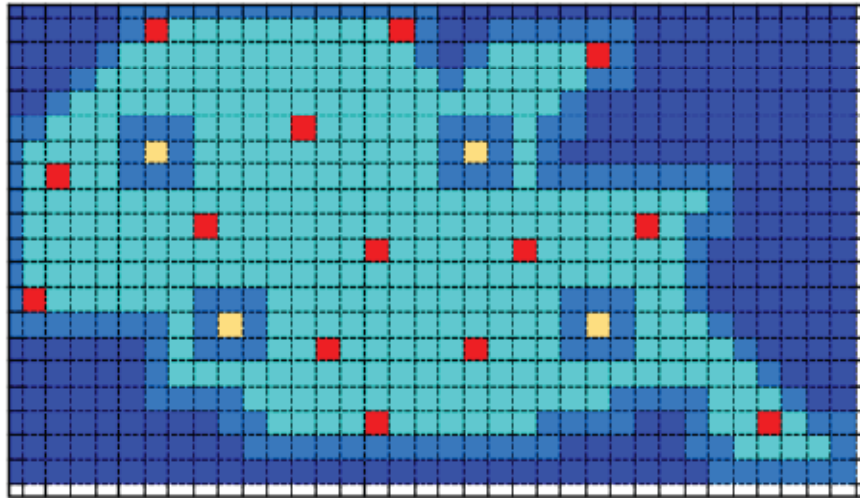
**Figura 66.** Curva de error asociada con el entrenamiento exitoso para la prueba.



**Figura 67.** Resultados para la prueba



**Figura 68.** Modelo del yacimiento (35x20) para la prueba: cajas amarilla, pozos existentes.  
Cajas rojas: pozos de entrenamiento.



filtros el número de combinaciones fue reducido a 39278, con círculos negros con un porcentaje de error de 10%. Para la segunda etapa, se tomaron los pozos nuevos ubicados en la primera etapa como pozos viejos, se mantuvo el mismo número y posiciones de los pozos de entrenamiento usados en la primera etapa, el mapa de factor de expectativa fue cambiado debido a la inclusión de los tres pozos nuevos de la primera etapa. Luego de que la red neuronal fue entrenada, se generó un grupo de 50000 combinaciones aleatorias y luego de los filtros el grupo fue de 38381 combinaciones.

## CONCLUSIONES

- El presente trabajo representa una propuesta por parte del autor a un proceso organizado de manejo de información concerniente a un yacimiento cuando se piensa en utilizar como herramienta de desarrollo la técnica de la simulación numérica de yacimientos. Los pasos generales que se plantean, se pueden adaptar según el tipo del campo o tipo de estudio sobre el mismo que se tenga planeado. En función de esto, el presente trabajo pretende ser una guía minimalista que expone las principales pautas a tener en cuenta cuando se desea desarrollar un estudio de simulación numérica sobre un campo maduro.
- Se evidenció a partir de los modelos planteados, que pensar en el reto de mejorar la productividad de un campo maduro no es una tarea fácil y que su logro depende del nivel de tratamiento que se le haya dado al campo durante el transcurso de su vida productiva. Es clave el proceso de aseguramiento de la información cuando no se cuenta con un modelo de simulación inicial.
- Se demostró que el proceso de mejoramiento productivo de un campo maduro no puede recaer solamente en el proceso de simulación numérica o en su polo opuesto, netamente de operaciones de campo. Una visión integral y multidisciplinaria es la mejor estrategia para el aumento de los factores de recobro.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda la consideración del flujo de trabajo presentado a manera de potencial software de gerenciamiento de yacimiento. Esto permitiría organizar mejor el flujo de información existente y a su vez, mejoraría las capacidades de aplicación de las ideas desarrolladas en el trabajo.
- Se recomienda proyectar a un mayor nivel de aplicación, los modelos desarrollados para la aplicación de la metodología.

## BIBLIOGRAFÍA

Principal.

1. Osorio, Gildardo. *Apuntes sobre simulacion numerica de yacimientos*, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
2. Fanchi, John R. *Principles of applied reservoir simulation*. Houston: Gulf, 1997.
3. Berrio, Ronald y Santos Marlon. *Estudio de Mallas Dinámicas empleadas en la Simulación de Yacimientos de Hidrocarburos*. Universidad Industrial de Santander. 2007.
4. [www.cmgl.ca](http://www.cmgl.ca)
5. S. M. ALI, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.1
6. BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.
7. M. ALI, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006.
8. GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989. p 5.
9. Montgomery D. C. (2001). Design and analysis of experiments. 5th edition. John Wiley & Sons.
10. López L. A. (2000). *Diseño de experimentos*. Universidad Nacional de Colombia.

11. Santafé, Elkin, Sierra Luis, Ortiz, Olga P. y Piedrahita, Carlos. *Estudio Comparativo de las técnicas de emallado estáticas empleadas en simulación numérica de yacimientos*. 2004
12. Centilmen A., Ertekin T., y Grader A. “*Applications of Neural Networks in Multiwell Field Development*” – SPE paper 56433, 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
13. Mateus C. and Rojas D. *Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales* – Tesis de grado UIS 2007.
14. Institute for Parallel and Distributed High Performance Systems (IPVR) *Stuttgart Neural Network Simulator, User Manual, Version 4.1*
15. Doraisamy H. “*Methods of Neuro-Simulation for Field Development*” – SPE paper 39962, 1998 Rocky Mountain/Low Permeability Reservoir Regional Meeting.
16. Doraisamy H., Ertekin T. y Grader A. “*Key Parameters Controlling the Performance of Neuro-Simulation Applications in Field Development*” – SPE paper 51079, 1998 SPE Eastern Regional Meeting.

#### Secundaria

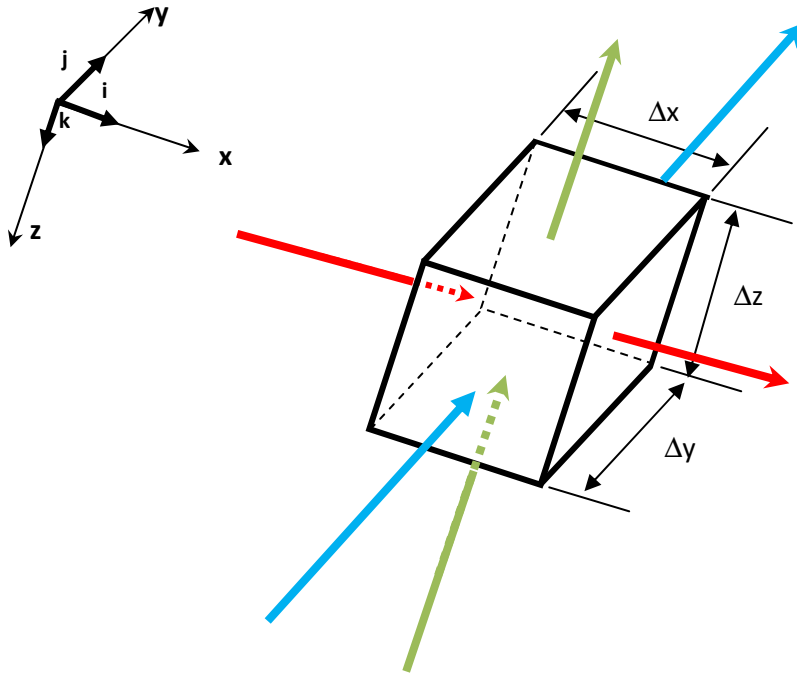
17. Estudio de parámetros computacionales asociados al uso de sistemas de emallado dinámico empleado en proceso de inyección de vapor. Tesis de Grado. William Blanco. Director: Elkin R. Santafé. 2009
18. Metodología basada en simulación streamline para mejoramiento de la ubicación de pozos infill en campos maduros. Tesis de Grado. Olga Patricia Rueda y Miguel Bernal. Director: Elkin R. Santafé. 2010

- 19.** Metodología para mejoramiento de la ubicación de pozos de relleno usando neurosimulación. Tesis de Grado. Hector Emilio Barrios. Director: Elkin R. Santafé. 2010

## ANEXO I

### Modelo matemático para flujo de fluidos en medios porosos con tres fases en tres dimensiones

Ecuación de continuidad para la fase aceite



Balance de masa (A condiciones de superficie)

$$\left| \begin{array}{c} \text{Tasa de} \\ \text{la masa} \\ \text{que} \\ \text{Entra.} \end{array} \right| - \left| \begin{array}{c} \text{Tasa de} \\ \text{la masa} \\ \text{que Sale} \end{array} \right| - \left| \begin{array}{c} \text{Tasa de la} \\ \text{masa que} \\ \text{se} \\ \text{Produce.} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} \text{Tasa de la} \\ \text{masa que} \\ \text{se} \\ \text{Acumula} \end{array} \right| \left\langle \frac{lbm}{dia} \right\rangle \dots\dots\dots(A.1)$$

Entonces:

$$\left[ \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_x + \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_y + \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_z \right] - \left[ \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_{x+\Delta x} + \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_{y+\Delta y} + \left( C_{o_o} \rho_o v_o A \right)_{z+\Delta z} \right] \left\langle \frac{lbm}{dia} \right\rangle \dots\dots\dots(A.2)$$

$$- \rho_{o_{sc}} q_{o_{sc}} = \frac{m_o^{n+1} - m_o^n}{\Delta t}$$

Agrupando e involucrando el área transversal de flujo

$$\begin{aligned}
 & \Delta y \Delta z \left[ \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_x - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{x+\Delta x} \right] + \Delta x \Delta z \left[ \begin{aligned} & \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_y \\ & - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{y+\Delta y} \end{aligned} \right] \\
 & + \Delta x \Delta y \left[ \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_z - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{z+\Delta z} \right] - \rho_{osc} q_o \quad \left\langle \frac{lbm}{dia} \right\rangle \dots\dots\dots (A.3) \\
 & = \Delta x \Delta y \Delta z \left[ \frac{\left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right)^{n+1} - \left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right)^n}{\Delta t} \right]
 \end{aligned}$$

Dividiendo la Ecuación A.3 por  $\Delta x \Delta y \Delta z$ , entonces:

$$\begin{aligned}
 & \left[ \frac{\left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_x - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{x+\Delta x}}{\Delta x} \right] + \left[ \frac{\left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_y - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{y+\Delta y}}{\Delta y} \right] \\
 & + \left[ \frac{\left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_z - \left( C_{oo} \rho_o v_o \right)_{z+\Delta z}}{\Delta z} \right] - \rho_{osc} \frac{q_o}{\Delta x \Delta y \Delta z} \quad \dots\dots\dots (A.4) \\
 & = \frac{\left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right)^{n+1} - \left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right)^n}{\Delta t}
 \end{aligned}$$

Tomando límites cuando  $\Delta t \rightarrow 0$ ,  $\Delta x \rightarrow 0$ ,  $\Delta y \rightarrow 0$ ,  $\Delta z \rightarrow 0$ , tendremos:

$$\begin{aligned}
 & -\frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{ox} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{oy} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{oz} \right) - \rho_{osc} \tilde{q}_o \\
 & = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right) \\
 & \frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{ox} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{oy} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left( C_{oo} \rho_o v_{oz} \right) \\
 & = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right) - \rho_{osc} \tilde{q}_o \\
 & \nabla \cdot \left( C_{oo} \rho_o \vec{v}_o \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi C_{oo} \rho_o S_o \right) - \rho_{osc} \tilde{q}_o \quad \dots\dots\dots (A.5)
 \end{aligned}$$

Donde:

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x}i + \frac{\partial}{\partial y}j + \frac{\partial}{\partial z}k$$

$$\vec{v}_o = v_{ox}i + v_{oy}j + v_{oz}k$$

$$\tilde{q}_o = \text{Producción } (\tilde{q}_o > 0) \text{ por unidad de volumen } \left\langle \frac{ft^3 \text{ oil @ SC}}{dia(ft^3 @ R \text{ Volumen})} \right\rangle$$

$$C_{oo} = \frac{\text{lbm del componente oil en la fase oil @ SC}}{\text{lbm de la fase oil @ RC}}$$

La ecuación A.5 es una ecuación diferencial parcial para el componente aceite en la fase aceite. Para el modelo de petróleo negro (Black Oil) tenemos:

$$C_{oo} = \frac{\rho_{osc}}{B_o \rho_o} \dots\dots\dots (A.6)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc} + \rho_{gsc} R_{so}}{B_o} \dots\dots\dots (A.7)$$

Donde:

$$\rho_o = \frac{\text{lbm de la fase oil}}{\text{ft}^3 \text{ de la fase oil}} \left\langle \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \right\rangle \quad B_o = \frac{\text{ft}^3 \text{ de la fase oil @ RC}}{\text{ft}^3 \text{ de la fase oil @ SC}} \left\langle \frac{RB}{STB} \right\rangle$$

$$R_{so} = \frac{\text{ft}^3 \text{ de gas @ SC}}{\text{ft}^3 \text{ de oil @ SC}}$$

$$C_{oo} = \frac{\frac{\text{lbm oil @ SC}}{\text{ft}^3 \text{ oil @ SC}}}{\frac{\text{ft}^3 \text{ oil @ RC}}{\text{ft}^3 \text{ oil @ SC}} \frac{\text{lbm de la fase oil @ RC}}{\text{ft}^3 \text{ de la fase oil @ RC}}} \quad \rho_o = \frac{\frac{\text{lbm oil @ SC}}{\text{ft}^3 \text{ oil @ SC}}}{\frac{\text{ft}^3 \text{ oil @ RC}}{\text{ft}^3 \text{ oil @ SC}}}$$

Sustituyendo la Ecuación A. 6 en la Ecuación A.5.

$$\nabla \cdot \left( \frac{\rho_{osc}}{B_o \rho_o} \rho_o \vec{v}_o \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{\rho_{osc}}{B_o \rho_o} \rho_o S_o \right) - \rho_{osc} \tilde{q}_o,$$

teniendo entonces:

$$\nabla \cdot \left( \frac{\vec{v}_o}{B_o} \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) - \tilde{q}_o \dots\dots\dots (A.8)$$

**Ecuación de Movimiento**

Ley de *Darcy*

$$\vec{v}_o = -\bar{k} \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \nabla P_o - \rho_o \frac{g}{g_c} \nabla D \right] \dots\dots\dots (A.9)$$

La cual puede ser escrita como:

$$\vec{v}_o = -\bar{k} \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} i + \frac{\partial P_o}{\partial y} j + \frac{\partial P_o}{\partial z} k \right) - \rho_o \frac{g}{g_c} \left( \frac{\partial D}{\partial x} i + \frac{\partial D}{\partial y} j + \frac{\partial D}{\partial z} k \right) \right]$$

Asumiendo que el tensor de permeabilidad tiene la siguiente forma:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{bmatrix};$$

la ecuación de movimiento puede ser escrita como:

$$\vec{v}_o = v_{o_x} i + v_{o_y} j + v_{o_z} k \dots\dots\dots (A.10)$$

Donde:

$$v_{o_x} = -k_x \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_o}{\partial x} - \rho_o \frac{g}{g_c} \frac{\partial D}{\partial x} \right] \dots\dots\dots (A.11)$$

$$v_{oy} = -k_y \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_o}{\partial y} - \rho_o \frac{g}{g_c} \frac{\partial D}{\partial y} \right] \dots\dots\dots (A.12)$$

$$v_{oz} = -k_z \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_o}{\partial z} - \rho_o \frac{g}{g_c} \frac{\partial D}{\partial z} \right] \dots\dots\dots (A.13)$$

En unidades de campo la velocidad de la fase aceite en la dirección x está dada por:

$$v_{ox} = -0.006328 k_x \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_o}{\partial x} - \rho_o \frac{g}{g_c} \frac{\partial D}{\partial x} \right]$$

donde:

$$v_{ox} \left\langle \frac{ft}{dia} \right\rangle; k_x \langle md \rangle; \mu_o \langle cp \rangle; P_o \langle psia \rangle; x \langle ft \rangle; \rho_o \left\langle \frac{lbm}{ft^3} \right\rangle; D \langle ft \rangle$$

Entonces la ecuación A.8 puede ser escrita como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{v_{ox}}{B_o} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{v_{oy}}{B_o} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{v_{oz}}{B_o} \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) - \tilde{q}_o \dots\dots\dots (A.14)$$

Sustituyendo las ecuaciones A.11, A.12 y A.13 con unidades de campo, en la ecuación A.14, obtenemos:

$$\begin{aligned} & -0.006328 \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] - \\ & 0.006328 \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \\ & -0.006328 \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) - \tilde{q}_o \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& 0.006328 \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + 0.006328 \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \\
& 0.006328 \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) + \tilde{q}_o
\end{aligned}
\tag{A.15}$$

**Ecuación de continuidad para la fase agua**

$$\nabla \cdot \left( \frac{\vec{v}_w}{B_w} \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) - \tilde{q}_w \tag{A.16}$$

$\tilde{q}_w$  = Producción si  $\tilde{q}_w > 0$ , e Inyección si  $\tilde{q}_w < 0$

**Ecuación de Movimiento**

Ley de Darcy

$$\vec{v}_w = v_{wx} i + v_{wy} j + v_{wz} k \tag{A.17}$$

Donde:

$$v_{wx} = -0.006328 \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \tag{A.18}$$

$$v_{wy} = -0.006328 \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \tag{A.19}$$

$$v_{wz} = -0.006328 \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \dots\dots\dots (A.20)$$

Se desea expresar todas las presiones en términos de la presión de la fase aceite. Para lograr esto, usaremos la definición de presión capilar.

$$P_{c_{ow}} = P_o - P_w \dots\dots\dots (A.21)$$

Entonces,  $P_w = P_o - P_{c_{ow}}$  de modo que  $\frac{\partial P_w}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} \dots\dots\dots (A.22)$

La ecuación A.16 puede ser escrita como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{v_{wx}}{B_w} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{v_{wy}}{B_w} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{v_{wz}}{B_w} \right) = -\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) - \tilde{q}_w$$

Sustituyendo las ecuaciones A.18, A.19 y A.20 en la ecuación anterior

$$0.006328 \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + 0.006328 \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right]$$

$$0.006328 \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + \tilde{q}_w$$

Ahora, sustituyendo la ecuación A.22 y sus similares para las demás direcciones, se tendrá entonces:

$$\begin{aligned}
& 0.006328 \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \\
& + 0.006328 \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \dots\dots\dots (A.23) \\
& 0.006328 \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + \tilde{q}_w
\end{aligned}$$

**Ecuación de continuidad para la fase gas**

$$\begin{aligned}
& \nabla \cdot \left( \frac{\vec{v}_g}{B_g} + R_{so} \frac{\vec{v}_o}{B_o} + R_{sw} \frac{\vec{v}_w}{B_w} \right) = \dots\dots\dots (A.24) \\
& - \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] - \tilde{q}_g - R_{so} \tilde{q}_o - R_{sw} \tilde{q}_w
\end{aligned}$$

**Ecuación de movimiento**

Ley de Darcy:

$$\vec{v}_g = v_{g_x} i + v_{g_y} j + v_{g_z} k \dots\dots\dots (A.25)$$

Donde:

$$\vec{v}_{g_x} = -0.006328 \frac{k_x k_{r_g}}{\mu_g} \left( \frac{\partial P_g}{\partial x} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \dots\dots\dots (A.26)$$

$$\vec{v}_{g_y} = -0.006328 \frac{k_y k_{r_g}}{\mu_g} \left( \frac{\partial P_g}{\partial y} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \dots\dots\dots (A.27)$$

$$\vec{v}_{g_z} = -0.006328 \frac{k_z k_{r_g}}{\mu_g} \left( \frac{\partial P_g}{\partial z} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \dots\dots\dots (A.28)$$

Para relacionar la presión del gas y la presión del oil usamos nuevamente la definición de presión capilar.

$$P_{c_{go}} = P_g - P_o \dots\dots\dots(A.29)$$

Entonces,  $P_g = P_o + P_{c_{go}}$  de modo que

$$\frac{\partial P_g}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial x} \dots\dots\dots(A.30)$$

Sustituyendo las ecuaciones A.26, A.27, A.28 y A.30 en la ecuación A.24 se tendrá:

$$\begin{aligned} & \left[ 0.006328 \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial x} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) + R_{so} \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \right. \\ & \left. + R_{sw} \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \\ & + 0.006328 \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial y} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) + R_{so} \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \\ & \left. + R_{sw} \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \\ & + 0.006328 \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial z} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) + R_{so} \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \\ & \left. + R_{sw} \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} \right) + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right] + \tilde{q}_g + R_{so} \tilde{q}_o + R_{sw} \tilde{q}_w \end{aligned} \dots\dots\dots(A.31)$$

## Compresibilidad de las fases y de la roca:

*Fase Petróleo:*

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} \dots\dots\dots (A.32)$$

*Fase Agua:*

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \dots\dots\dots (A.33)$$

*Fase Gas:*

$$C_g = -\frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} \dots\dots\dots (A.34)$$

*Fase Roca:*

$$C_r = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \dots\dots\dots (A.35)$$

*Compresibilidad Total:*

$$C_t = C_r + S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w \dots\dots\dots (A.36)$$

Ahora, se combinarán las ecuaciones A.15, A.23 y A.31 de la siguiente manera:

1. Se multiplica la ecuación A.15 por  $(B_o - R_{so} B_g)$

$$\begin{aligned}
& 0.006328(B_o - R_{so} B_g) \left\{ \begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + \\ & \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] + \\ & \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (A.37) \\
& = (B_o - R_{so} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) + (B_o - R_{so} B_g) \tilde{q}_o
\end{aligned}$$

2. Se multiplica la ecuación A.23 por  $(B_w - R_{sw} B_g)$

$$\begin{aligned}
& 0.006328(B_w - R_{sw} B_g) \left\{ \begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (A.38) \\
& = (B_w - R_{sw} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + (B_w - R_{sw} B_g) \tilde{q}_w
\end{aligned}$$

3. Se multiplica la ecuación A.31 por el  $B_g$

$$\begin{aligned}
& \left. \left[ \begin{aligned} & \frac{k_x k r_g}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial x} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) + \\ & \frac{\partial}{\partial x} R_{so} \frac{k_x k r_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \\ & + R_{sw} \frac{k_x k r_w}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \end{aligned} \right] \\
& + \left. \left[ \begin{aligned} & \frac{k_y k r_g}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial y} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) + \\ & \frac{\partial}{\partial y} R_{so} \frac{k_y k r_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \\ & + R_{sw} \frac{k_y k r_g}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \end{aligned} \right] \\
& + \left. \left[ \begin{aligned} & \frac{k_z k r_g}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial z} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) + \\ & \frac{\partial}{\partial z} R_{so} \frac{k_z k r_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \\ & + R_{sw} \frac{k_z k r_w}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \end{aligned} \right] \right\} \\
& = B_g \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right] + B_g \left( \tilde{q}_g + R_{so} \tilde{q}_o + R_{sw} \tilde{q}_w \right) \dots\dots (A.39)
\end{aligned}$$

4. Finalmente se suman las ecuaciones A.37, A.38 y A.39, así:

$$\begin{aligned}
& 0.006328(B_o - R_{so} B_g) \left\{ \frac{\partial \phi}{\partial t} \right\} + 0.006328(B_w - R_{sw} B_g) \left\{ \frac{\partial \phi}{\partial t} \right\} + \\
& 0.006328 B_g \left\{ \frac{\partial \phi}{\partial t} \right\} = (B_o - R_{so} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) + (B_w - R_{sw} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + \\
& B_g \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right] + (B_o - R_{so} B_g) \tilde{q}_o + (B_w - R_{sw} B_g) \tilde{q}_w + B_g \tilde{q}_g^* \\
& \dots\dots\dots (A.40)
\end{aligned}$$

Si  $\tilde{q}_g^* = (\tilde{q}_g + R_{so} \tilde{q}_o + R_{sw} \tilde{q}_w)$  es dado como la cantidad de gas total en superficie por unidad de volumen. Se puede decir que:

$$\begin{aligned}
& (B_o - R_{so} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) + (B_w - R_{sw} B_g) \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots (A.41) \\
& + B_g \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t}
\end{aligned}$$

**Demstración de la ecuación A.41**

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \left[ \frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + S_o \frac{\partial \frac{1}{B_o}}{\partial t} \right] \\
& \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\phi S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial t} \dots\dots\dots (A.42)
\end{aligned}$$

Similarmemente:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) = \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{\phi S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial t} \dots\dots\dots (A.43)$$

También para el gas:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] &= \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_g}{B_g} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi R_{so} \frac{S_o}{B_o} \right) \\ &+ \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_g}{B_g} \right) + R_{so} \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial t} + \\ \frac{R_{sw}}{\partial t} \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial t} &= \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\phi}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{\phi S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial t} + \dots\dots\dots (A.44) \\ \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\phi R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\phi R_{so} S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial t} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial t} + \\ \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{R_{sw} \phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{\phi R_{sw} S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial t} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial t} \end{aligned}$$

Sabiendo que:  $S_o + S_w + S_g = 1$  Entonces:

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} &= 0, \text{ de modo que:} \\ \frac{\partial S_g}{\partial t} &= -\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots\dots\dots (A.45) \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación A.45 en la ecuación A.44, se tendrá:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] &= \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial t} - \frac{\phi}{B_g} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\phi}{B_g} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{\phi S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial t} + \\ &\frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\phi R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\phi R_{so} S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial t} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial t} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \\ &\frac{\phi R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{\phi R_{sw} S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial t} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial t} \end{aligned}$$

Aplicando la regla de la cadena y factorizando la  $\phi$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] &= \\ \phi \left[ \frac{1}{\phi} \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{S_g}{B_g} \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \right. & \left. \frac{\partial P_o}{\partial t} \right. \\ \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + & \\ \left. \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \right] & \end{aligned}$$

Simplificando,

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] &= \phi \left[ \frac{S_g}{B_g} C_r - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{S_g}{B_g} C_g + \frac{R_{so} S_o}{B_o^2} C_r + \right. \\ & \left. \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} C_r + \frac{\partial P_o}{\partial t} \right. \\ & \left. \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \right] \quad (\text{A.46}) \end{aligned}$$

Ahora, al sustituir las ecuaciones A.42, A.43 y A.46 en la ecuación A.41, teniendo en cuenta de aplicar la regla de la cadena donde sea necesario para dejar todo en función de la  $P_o$  y además tendremos en cuenta las ecuaciones A.32, A.33, A.34, A.35 y A.36 para hacer las simplificaciones pertinentes:

$$\begin{aligned} & (B_o - R_{so} B_g) \left( \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} + \\ & (B_w - R_{sw} B_g) \left( \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} + \\ & B_g \phi \left( \frac{S_g}{B_g} C_r - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} + \frac{C_g S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} C_r + \right. \\ & \left. \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} C_r + \frac{\partial P_o}{\partial t} = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t} \right. \\ & \left. \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \right) \end{aligned}$$

;

Nuevamente factorizando la  $\phi$  en los términos que no se ha factorizado y simplificado:

$$\begin{aligned}
&= \phi \left[ \begin{aligned} &S_o \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \\ &\frac{1}{\phi} \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} + \frac{\partial P_o}{\partial t} + \\ &\frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \end{aligned} \right] \\
&\phi \left[ \begin{aligned} &S_w \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} - \\ &\frac{1}{\phi} \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} + \frac{\partial P_o}{\partial t} + \\ &\frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \end{aligned} \right] \\
&\phi \left[ \begin{aligned} &S_g C_r - \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{\partial S_w}{\partial P_o} + C_g S_g + \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o} C_r \\ &+ \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial P_o} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \\ &+ \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} + \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w} C_r + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial P_o} - \\ &\frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \end{aligned} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&= \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t}
\end{aligned}$$

Entonces,

$$\phi \left[ \begin{array}{l} S_o C_r - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + S_w C_r - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \\ S_g C_r + S_g C_g + \\ \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \end{array} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

Así,

$$\phi \left[ \begin{array}{l} C_r (S_o + S_w + S_g) + \\ S_o \left( -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} \right) + \\ S_w \left( -\frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \right) + S_g C_g \end{array} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

Entonces,

$$\phi (C_r + C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g) \frac{\partial P_o}{\partial t} = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

Por lo tanto, esto demuestra que la ecuación A.41 es válida. Entonces la ecuación A.40 puede ser escrita así:

$$\begin{aligned}
& 0.006328 \left( \begin{array}{c} B_o \\ -R_{so} B_g \end{array} \right) \left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \right\} \\
& + 0.006328 \left( \begin{array}{c} B_w \\ -R_{sw} B_g \end{array} \right) \left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \right\} \\
& + 0.006328 B_g \left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_x k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial x} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) + R_{so} \frac{k_x k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) + R_{sw} \frac{k_x k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial x} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \right. \\
& \left. + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k_y k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial y} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) + R_{so} \frac{k_y k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) + R_{sw} \frac{k_y k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial y} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial y} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial y} \right) \right] \right. \\
& \left. + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k_z k_{r_g}}{\mu_g B_g} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} + \frac{\partial P_{c_{go}}}{\partial z} - \frac{\rho_g}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) + R_{so} \frac{k_z k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\rho_o}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) + R_{sw} \frac{k_z k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial P_o}{\partial z} - \frac{\partial P_{c_{ow}}}{\partial z} - \frac{\rho_w}{144} \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \right\} \\
& = \phi C_t \frac{\partial P_o}{\partial t} + (B_o - R_{so} B_g) \tilde{q}_o + (B_w - R_{sw} B_g) \tilde{q}_w + B_g \tilde{q}_g \\
& \dots\dots\dots (A.47)
\end{aligned}$$

## ANEXO II

### Teoría de Control y Simulación Numérica de Yacimientos

*Teoría de control* es una rama interdisciplinaria de la ingeniería y las matemáticas, que se ocupa del comportamiento de sistemas dinámicos. Al resultado deseado de un sistema se llama la *referencia*. Cuando una o más variables de salida de un sistema tienen que seguir una cierta referencia con el tiempo, un *controlador* manipula las entradas a un sistema para obtener el efecto deseado en la salida del sistema.

El trabajo pionero de R. Kalman en el año de 1960 introdujo los conceptos de controlabilidad y de observabilidad, que juegan un papel fundamental en el diseño de los sistemas de control usando las técnicas de estado espacio. A continuación de expondrá de forma breve, las ideas inherentes a estos conceptos.

#### **Aspectos en teoría de control.**

Los tres elementos de mayor importancia dentro del manejo y aplicación de la teoría de control actual son los siguientes:

- La controlabilidad
- La observabilidad
- La estabilidad

La *controlabilidad* es una propiedad importante de un sistema de control, y juega un papel crucial en muchos problemas de control, como la estabilización de sistemas inestables, o el control óptimo. A grandes rasgos, el concepto de

controlabilidad es la habilidad de mover un sistema en toda su configuración de espacios usando solamente ciertas manipulaciones admisibles. La definición exacta varía ligeramente dentro del marco de trabajo o los tipos de modelos aplicados.

La *observabilidad* gobierna la existencia de una solución de control óptimo. Es una medición que determina cómo los estados internos pueden ser inferidos a través de las salidas externas. La controlabilidad y la observabilidad de un sistema son aspectos duales de un mismo problema, y estos criterios son utilizados para determinar de antemano la existencia de una solución de diseño según los parámetros y objetivos del diseño. Formalmente, se dice que un sistema es observable si, mediante cualquier secuencia de los vectores de estado y de control, el estado actual puede determinarse en un tiempo finito usando solamente las salidas (esta definición está orientada hacia la representación de espacios de estados). De manera menos formal, esto significa que a partir de las salidas de un sistema es posible conocer el comportamiento de todo el sistema. Cuando un sistema no es observable, quiere decir que los valores actuales de algunos de sus estados no pueden ser determinados mediante sensores de salida: esto implica que su valor es desconocido para el controlador y, consecuentemente, no será capaz de satisfacer las especificaciones de control referidas a estas salidas. En el terreno práctico, la dificultad que se encuentra con el control mediante retroalimentación del estado es que algunas variables de estado no son asequibles para una medición directa, por lo que se hace necesario estimar las variables de estado no medibles para formar las señales de control.

Cuando un sistema no es completamente controlable, pero sucede que la parte no controlable es estable, se dice entonces que el sistema es *estabilizable*, aunque no sea controlable. Un sistema controlable de estado completo es siempre estabilizable. La misma relación aplica para la observabilidad.

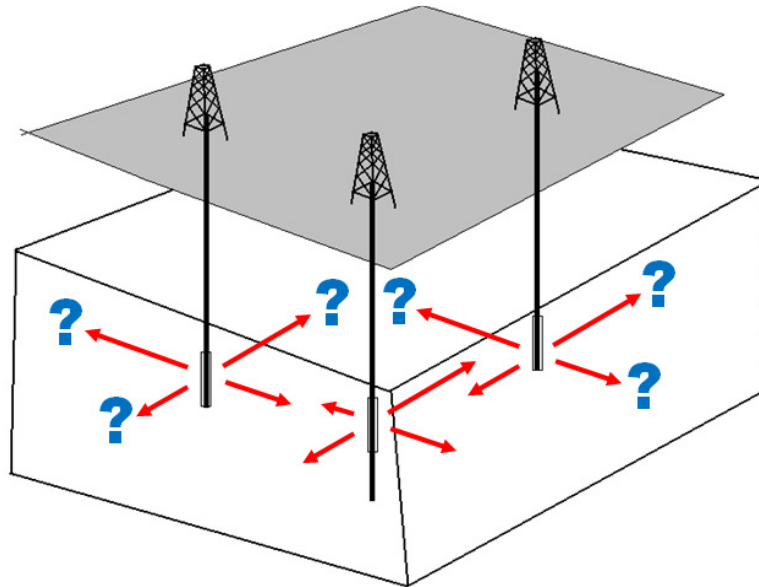
En efecto, las condiciones de controlabilidad y de observabilidad determinan la existencia de una solución completa para el problema de diseño de un sistema de control. Tal vez no exista una solución a este problema si el sistema estudiado es no controlable. Aunque la mayoría de los sistemas físicos son controlables y observables, los modelos matemáticos correspondientes pueden no tener la propiedad de controlabilidad o de observabilidad.

### **La simulación numérica de yacimientos desde la teoría de control**

Para el ingeniero de yacimientos, la aplicación de teoría de control es un aspecto inmerso dentro de la serie de procesos que maneja en función de poder construir un modelo virtual de un yacimiento. En las siguientes líneas se intentará identificar de manera no formal, los aspectos principales que relacionan entre estas dos líneas temáticas.

Se puede asumir que para efectos del problema general que se está analizando, el sistema de interés es el yacimiento. La construcción de un modelo de esta clase, implica un procedimiento general (capítulo III) que no necesariamente se encuentra totalmente controlado. Esto se debe en buena parte al hecho de que un yacimiento de hidrocarburos, al encontrarse en el subsuelo, requiere de mediciones indirectas para lograr describirse. Las mediciones directas que pueden realizarse de este sistema, en todos los casos, aportan una descripción parcial. Así que el punto de partida en este caso es un sistema que no es completamente observable.

**Figura A1.** Debido a que las mediciones directas son puntuales y los otros tipos de mediciones son indirectas, se puede considerar que el sistema no es completamente observable.

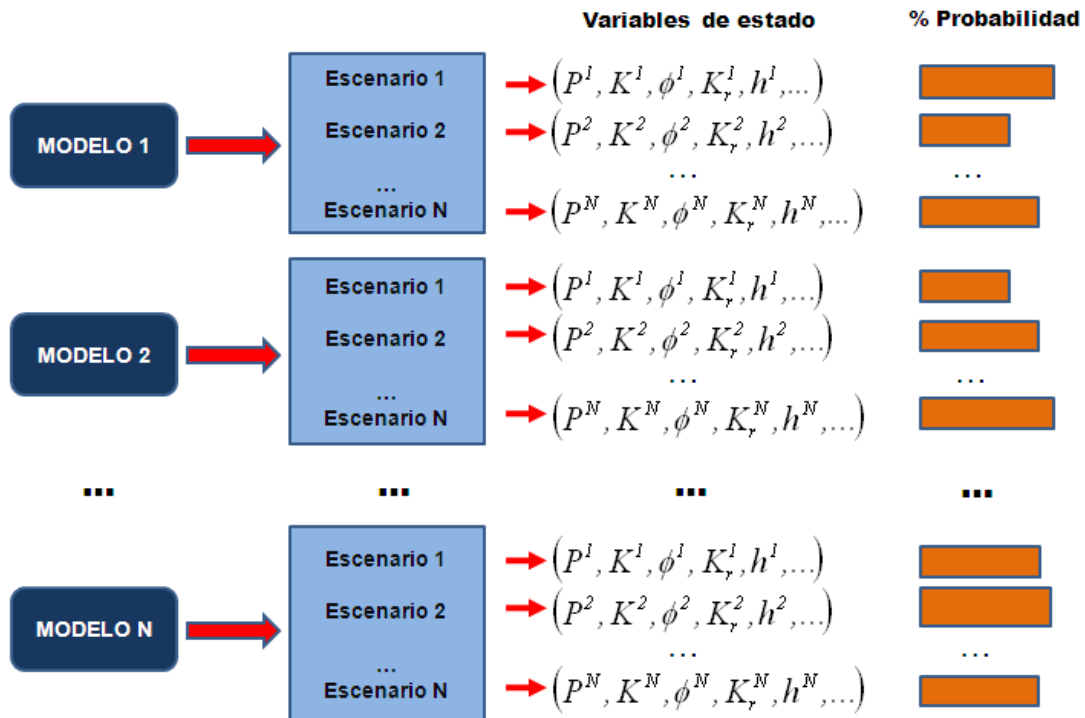


*Fuente: Autor*

La respuesta productiva del campo obedece a un conjunto de datos medibles y fiscalizables, asociándosele generalmente un nivel de incertidumbre bajo. En la práctica, esta información se utiliza para calibrar los modelos que se construyen. Esta es la información de salida que se espera de un modelo de simulación de yacimientos.

Tomando en cuenta que el sistema no es del todo observable pero que existe una salida definida, se puede pensar que hasta cierto punto el sistema es controlable y se pueden hallar las variables de estado faltantes. Esto se asegura debido a que en la práctica se ha comprobado que diferentes conjuntos de variables de estado podrían eventualmente satisfacer la misma condición de salida (Figura XXXX).

**Figura A2:** Puede existir multiplicidad de escenarios que satisfacen en determinado porcentaje la condición de salida del sistema. Cada escenario puede tener un conjunto de variables de estado diferentes o se pueden combinar entre ellas para mejorar la respuesta del modelo.



*Fuente: Autor*

La estabilidad del sistema se asume como total en cada caso, pero puede presentar variaciones cuando el modelo se utiliza en labores predictivas. Este panorama es el que vive día a día el ingeniero de simulación. Técnicas como la geoestadística y el tratamiento del ajuste histórico como un problema inverso, permiten recrear escenarios que son controlables y se ajustan en cierto porcentaje de probabilidad a la realidad actual y esperada como respuesta del modelo. Igualmente el ingeniero que construye el modelo puede optar por combinar aquel conjunto de variables que, a su criterio y experiencia, crea más conveniente.

## El ajuste histórico como un problema inverso.

El ajuste histórico trata de minimizar una función objetivo sobre un periodo de tiempo histórico:

$$Q = \sum_{i=1}^n R_i^2 \dots\dots\dots(A.48)$$

donde,

$$R_i = W_i(X - X_o)_i \dots\dots\dots(A.49)$$

con

- $X$     datos calculados
- $X_o$     datos actuales
- $W_i$     factor de ponderación

En el proceso de construcción de un modelo de simulación numérica de yacimientos, es clave el proceso de ajuste con el comportamiento histórico del modelo ya que, uno de los objetivos principales de estos modelos es tener capacidad predictiva. Para predecir la producción de agua, petróleo y gas se requiere resolver un *problema directo* que consiste en simular el flujo con un modelo matemático y un *problema inverso* que consiste en caracterizar el yacimiento, lo que no es más que obtener las propiedades del medio poroso (permeabilidad y porosidad) que en últimas, son los mismos parámetros o coeficientes del modelo de flujo. Las ecuaciones de flujo presentadas en el Anexo I, bajo condiciones conocidas del medio (variables de estado), son la base del

problema directo. Según el criterio de Hadamard, constituyen un problema bien puesto ya que su solución cumple con las siguientes condiciones:

- Existe
- Es única
- Depende continuamente de los datos.

Sin embargo, estas propiedades son cambiadas en función del nivel de amarre que posea el modelo con la respuesta productiva real. Por lo tanto, se busca en términos generales establecer valores potenciales de transmisibilidad para de manera indirecta establecer la distribución de permeabilidad del medio. En general, la salida del problema inverso debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Se acepta como solución aquella que minimiza la solución el error entre la solución de la ecuación (modelo) y los datos (Existencia).
- Aquella que prevenga la propagación del error de los datos mediante regularización.
- Debe tener en cuenta que en general el problema es no – convexo (múltiples mínimos) así que pueden existir varias soluciones con buen ajuste (Unicidad).

En conclusión, el objetivo es obtener un conjunto de soluciones óptimas estables que reproducen los datos, es decir, varios escenarios de producción.

## ANEXO III

### Divulgación del estudio

#### **ARTÍCULOS**

RUEDA C., Olga P.; BERNAL M., Miguel & SANTAFÉ R., Elkin R. – *Development of a methodology for infill drilling using streamline simulation*. FUENTES Journal – Petroleum Engineering School Bucaramanga – Volume II 2009

BARRIOS M., Hector E. & SANTAFÉ R., Elkin R. – *Use of Neurosimulation in Well Placement for the Development of a Hydrocarbon Field*. FUENTES Journal – Petroleum Engineering School – Volume I 2010

#### **PONENCIAS (Publicación de artículo completo incluida en las memorias y disponibles en la web)**

SANTAFÉ R., Elkin R. & CALVETE, Fernando E. – *Methodology based in numerical reservoir simulation for the reactivation of mature fields*. X Bolivarian Symposium of Subandean Basins. July 2009. Cartagena – Colombia. [Grupo de Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos - GITAH]

BARRIOS M., Hector E. & SANTAFÉ R., Elkin R. – *Use of Neurosimulation in Well Placement for the Development of a Hydrocarbon Field*. X Bolivarian Symposium of Subandean Basins. July 2009. Cartagena – Colombia. [Grupo de Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos - GITAH]

BARRIOS M., Hector E. & SANTAFÉ R., Elkin R. – *Construction of a Software Tool for Improving the Well Placement for the Development of a Mature Hydrocarbon Field Using Neurosumulation*. AAPG 2010 International Conference & Exhibition in Calgary, AB, Canada. September 2010 [Grupo de Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos - GITAH]

RUEDA C., Olga P.; BERNAL M., Miguel & SANTAFÉ R., Elkin R. – *Development methodology for the allocation of new producing Wells from computational modeling based on streamline simulation*. AAPG 2010 International Conference & Exhibition in Calgary, AB, Canada. September 2010 [Grupo de Tecnologías Alternativas para Hidrocarburos - GITAH]