

**PLAN INTEGRAL DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS.
CASO BASE.**

**JAIR ANDRÉS SIERRA ZAFRA
WILSON ALFREDO SUÁREZ GÉLVEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**PLAN INTEGRAL DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS.
CASO BASE.**

**Trabajo De Grado Para Obtener El Título
De Ingeniero De Petróleos**

**Tesis desarrollada dentro del Convenio de Cooperación No 010 del 2003.
UIS - ICP**

**JAIR ANDRÉS SIERRA ZAFRA
WILSON ALFREDO SUÁREZ GÉLVEZ**

Director

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirector

M.Sc. Aníbal Ordóñez Rodríguez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

Dedicatoria

A DIOS, por darme esta oportunidad y por acompañarme todos los días de mi vida.

A mi Mamá, mi Papá y mi Hermano por que son mi fuerza y mi vida.

A mi nono Abel y toda mi familia por su apoyo y cariño.

A mi nona Bertha y a mi nona Maria por que son mis Ángeles y siempre están a mi lado.

A mi novia Carito por su amor, compañía, ejemplo, apoyo y amistad.

A Wilson por su gran amistad.

Jair

Dedicatoria

A Dios, por darme la fuerza y la confianza necesaria para ser mejor cada día

A mi Madre Amparo por su apoyo incondicional y por creer en mí

A mi Padre Alvaro por su apoyo

A mis hermanos Mario, Diana, Tato y Elkin por su ejemplo y amistad

A mi novia Liz Viviana por ser la razón de mi existir

A mi compañero y amigo Jair por su esfuerzo y entrega

A Fabián, José, Fercho y Ronalth por su desinteresada amistad

A ese gran maestro... mi abuelo

A la música.....por ser mi vida

Wilson

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

MSc. Samuel Fernando Muñoz, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

Msc. Aníbal Ordóñez Rodríguez, Ingeniero de Petróleos, co-director del proyecto, por su dedicación, orientación, conocimiento y amistad brindada durante todo este tiempo.

Al grupo de investigación de Campos Maduros y al Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, por permitirnos conformar un equipo de gran visión y ayudarnos a ser mejores profesionales.

A los ingenieros **MSc. Fernando Calvete, MSc. Olga Ortiz, Rubén Castro, Alejandro Sandoval, Wilson Barrios, Andrés Castillo, Edwin Pineda, Edwin Carrero, Paola Fonseca**, y a los geólogos **Ricardo Mier, Carlos Duque y David Peñaloza**, por su gran aporte a este proyecto e innumerable sugerencias.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS, a toda su planta de profesores quienes hicieron de nosotros unos excelentes profesionales.

A nuestro amigo **Carlos Muñoz**, por toda la colaboración brindada durante el desarrollo de este proyecto.

A todas aquellas personas que en algún momento nos colaboraron y nos dieron un gesto de sincero apoyo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. CAMPOS MADUROS	3
1.1 Definición	3
1.2 Plan de desarrollo integral de un campo maduro	4
1.2.1 Objetivos dentro del plan integral de desarrollo de un campo maduro..	5
1.2.2 Tecnologías disponibles	6
2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	10
2.1 MODELO ESTÁTICO	11
2.1.1 Modelo Geológico	12
2.1.1.1 Modelo Estratigráfico.....	12
2.1.1.2 Modelo Estructural	17
2.1.2 Modelo Petrofísico	24
2.1.3 Modelo Geoestadístico	32
2.2 MODELO DINÁMICO	37
2.2.1 Determinación De Las Propiedades Roca-Fluido.....	38
2.2.2 Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento	51
2.2.3 Historia de presiones, producción e inyección del campo	62
2.3 MODELO DE SIMULACION	75
2.3.1 Base de datos	75
2.3.2 Simulación de yacimientos	88
3. ETAPAS CONSECUENTES A LA PREDECICCIÓN DEL	113
COMPORTAMIENTO FUTURO DEL YACIMIENTO	113
3.1 MODELO DE FACILIDADES DE POZO Y SUPERFICIE.....	113
3.1.1 Facilidades del pozo productor	113
3.1.2 Facilidades de superficie: recolección, separación y tratamiento de fluidos	121
3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA	135
3.3 EVALUACIÓN AMBIENTAL	141
4. CASO BASE: AREA LISAMA	149

4.1. Localización y generalidades del Área Lisama	149
4.2 Plan integral de desarrollo del Área Lisama	151
4.2.1 Adquisición de la información	151
4.2.2 Etapas realizadas	156
CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	159
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA CITADA	160
ANEXOS	168

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Desarrollo integral de un campo maduro	5
Figura 2 Secciones transversales estratigráficas.....	16
Figura 3. Mediciones Sísmicas De Pozo	19
Figura 4. Amare de un sismograma sintético a una sección sísmica.	21
Figura 5. Partes de un Variográma.....	36
Figura 6. Mecanismos de recobro primario.....	69
Figura 7. Mapas de radio de drenaje mediante mapas de burbuja.....	80
Figura 8. Mapas de grillas.....	81
Figura 9. Movimiento de fluidos en el tiempo.....	82
Figura 10. Mapas de presión.....	83
Figura 11. Gráficos de dispersión.....	85
Figura 12. Producción normalizada.....	86
Figura 13. Perfiles de inyección.....	87
Figura 14. Correlación entre P_{wf} y q para pozos productores con diferentes mecanismos de empuje.....	116
Figura 15. Análisis nodal.....	119
Figura 17. Grafica de fortalezas y debilidades de un proyecto para determinar las variables de mayor impacto.....	141
Figura 18. Mapa de Localización Área Lisama.....	150
Figura 19. Pozos corazonados Area Lisama.....	152
Figura 20. Información PVT área Lisama.....	154

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. IOR aplicables a un campo maduro.....	8
Tabla 2. Modelos Petrofísicos más comunes.	30
Tabla 3. Programas más comunes para la realización del modelamiento geoestadístico.	33
Tabla 4. Correlaciones para determinar presiones capilares.....	43
Tabla 5. Pruebas de laboratorio para determinar permeabilidades relativas.	45
Tabla 6. Correlaciones para determinar permeabilidades relativas.....	47
Tabla 7. Correlaciones para determinar permeabilidades relativas por presiones capilares.....	48
Tabla 8. Métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad de la roca.	50
Tabla 9. Métodos cualitativos para determinar la mojabilidad de la roca.....	51
Tabla 10. Propiedades de los diferentes tipos de fluidos.....	55
Tabla 11. Características de los mecanismos de empuje primario.....	71
Tabla 12. Tipo de simulador a utilizar, según el método IOR.	109
Tabla 13. Clases de software según el tipo de simulador.	110
Tabla 14. Parámetros de diseño de otras facilidades.....	135
Tabla 15. Pozos con data de presión Área Lisama.....	155
Tabla 16. Presión inicial por zonas.....	155
Tabla 17. OOIP, Producción acumulada de petróleo y factores de recobro Área Lisama.	156
Tabla 18. Etapas desarrolladas en el Área Lisama por el grupo de campos maduros del ICP.....	157

NOMENCLATURA

A	:	Área del yacimiento
API	:	Grados API
B	:	Factor volumétrico
C	:	Compresibilidad
d	:	Diámetro interno del separador
D	:	Profundidad
EIA	:	Estudio de impacto ambiental
EOR	:	Enhanced oil Recovery
EOS	:	Ecuación De Estado
Fr	:	Factor de recobro
GOC	:	Contacto gas-aceite
GOR	:	Relación gas-aceite producción
h	:	Espesor neto
II	:	Índice de inyektividad
IOR	:	Improved oil Recovery
IP	:	Índice de productividad
IPR	:	Curvas de relación del comportamiento de influjo
J	:	Función J de Leverett
K	:	Permeabilidad
M	:	Mojabilidad
N	:	Original oil in place
N_p	:	Producción acumulada de aceite
OGIP	:	Original gas in place
OHCIP	:	Original hydrocarbon in place
OOIP	:	Original oil in place
P	:	Presión
PMA	:	Plan de manejo ambiental
PR	:	Ecuación de estado Peng-Robinson

PVT	:	Presión-volumen-temperatura
Q	:	Tasa de producción
RK	:	Ecuación de estado Redlich – Kwong
s	:	Factor skin
S	:	Saturación
SRK	:	Ecuación de estado Soave - Redlich – Kwong
t	:	Tiempo
TIR	:	Tasa interna de retorno
TVD	:	Trae vertical depth
VPD	:	Valor presente descontado
VPN	:	Valor presente neto
VSP	:	Perfiles verticales sísmicos
WOC	:	Contacto agua-aceite
Z	:	Factor de compresibilidad del gas
ZJ	:	Ecuación de estado Zudkevitch-Joffe
Φ	:	Porosidad
μ	:	Viscosidad

SUBÍNDICES

c	:	Crítica
g	:	Gas
i	:	Inicial
o	:	Aceite
p	:	Promedio
r	:	Residual
t	:	Total
w	:	Agua

RESUMEN

TITULO: PLAN INTEGRAL DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS. CASO BASE*

**AUTORES: JAIR ANDRÉS SIERRA ZAFRA
WILSON ALFREDO SUAREZ GELVEZ****

PALABRAS CLAVE: Campo maduro, Modelo Estático, Modelo Dinámico
Caracterización de yacimientos, Simulación de yacimientos, Facilidades de producción, Evaluación económica, Evaluación ambiental.

En la búsqueda de oportunidades que permitan aumentar las reservas de petróleo, se ha establecido con un alto grado de confiabilidad y mediante casos reales; que el rejuvenecer los campos maduros, aumenta en gran medida la oferta de hidrocarburos, sobrepasando en algunos casos, las expectativas de reservas en campos por descubrir.

Un plan integral de desarrollo de campos maduros, permite conocer de manera secuencial las actividades necesarias para fortalecer un campo maduro y lograr así un aumento considerable en su producción y reservas, sin descuidar los efectos económicos que esto implica. Estas actividades son elaboradas de manera integral por un equipo conjunto de Geólogos, Ingenieros, Economistas, Ambientalistas, y demás especialistas en cada una de las áreas que un estudio integral puede involucrar.

Por medio del siguiente trabajo, se propone un plan integral de desarrollo de campos maduros, que involucra diferentes técnicas, métodos, procedimientos y condiciones; para adquirir, analizar e interpretar la información necesaria en la elección de un escenario de producción IOR (Improved Oil Recovery) que mejor se acomode a las características, propiedades, consideraciones ambientales y rentabilidad económica del campo. Cada etapa involucrada en este plan integral contiene referencias bibliográficas que permiten profundizar sobre cualquier actividad, contenido, procedimiento, etc.; que se haya tenido en cuenta dentro de la metodología planteada por los autores.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos,
Director: Msc. Samuel Fernando Muñoz. Co-Director: Msc. Aníbal Ordóñez Rodríguez

ABSTRACT

TITLE: INTEGRAL PLAN OF DEVELOPMENT OF MATURE FIELDS. BASE CASE*

**AUTHORS: JAIR ANDRÉS SIERRA ZAFRA
WILSON ALFREDO SUAREZ GELVEZ****

KEY WORDS: Mature field, static model, dynamic model, reservoirs characterization, reservoirs simulation, facilities of production, economical evaluation, environmental evaluation.

In search of opportunities which allow to increase the oil reserves, it has been established with a high degree of reliability by means of real cases that rejuvenating the mature fields, increases in a great measure the hydrocarbons supply, exceeding in some cases the expectations of reserves in fields to be discovered.

An integral plan of development of mature fields allows to know in a sequential way the necessary activities to fortify a mature field getting in this manner a considerable increasing in its production and reserves without neglecting the economical effects it implies. These activities are elaborated in an integral way by a united team of Geologists, Engineers, Economists, Enviromentalists and others specialists in each one the areas that an integral plan study may make up.

By means of the following work an integral plan of development of mature fields is proposed, which involves different techniques, methods, procedures and conditions for getting, analysing and interpreting the necessary information in the choice of an IOR production scenario (Improved oil recovery) which is be adapted to the characteristics, properties, environmental considerations and field economical profit. Each step involved this integral plan contains bibliographic references which allow to deepen in any activity, contents, procedure, and so forth, which has been taken into account in the methodology planned by the authors.

* Undergraduate Project

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director:Msc. Samuel Fernando Muñoz. Co-Director: Msc. Aníbal Ordóñez Rodriguez

INTRODUCCIÓN

Las condiciones geológicas, económicas y estratégicas que hacen cada día más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos petroleros han llevado a mirar los campos maduros, es decir aquellos que ya están o han estado en producción y están en su fase de declinación¹.

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos petroleros maduros. El mejoramiento de la producción a partir de yacimientos maduros implicaría el incremento de los factores de recobro de los campos cuya producción se encuentra en declinación; lo único que se necesita para explotar el potencial de estos recursos energéticos es la aplicación de las tecnologías disponibles de forma oportuna y metódica².

El proceso necesario para realizar el estudio de un campo maduro, con el fin de encontrar alternativas que permitan aumentar la producción, se podría sintetizar como una sinergia entre estudios geológicos e ingenieriles, que permitan conocer, descifrar, interpretar y simular la mayoría de procesos y fenómenos que ocurren en un campo petrolero, mediante la creación de modelos representativos del ente en estudio. A partir de estas actividades, es posible disponer de diferentes alternativas que proporcionen el mayor aprovechamiento del campo y contar con las herramientas necesarias para tomar la mejor decisión económica.

A partir de la necesidad de rejuvenecer los campos maduros, se presenta en este proyecto de investigación, un plan integral de desarrollo de campos maduros, entregando así una metodología que muestra de una forma ordenada, clara y concisa las diferentes actividades que generalmente se realizan para caracterizar y simular las propiedades y los procesos que toman lugar en el yacimiento, con el fin de predecir la vida futura del campo bajo diferentes escenarios de producción y

aceptar una de estas propuestas como la más viable al someterla a un estudio tanto económico como ambiental.

Finalmente para una mejor apreciación del presente trabajo, se presentará una aplicación de la metodología en un campo Colombiano. Este estudio está siendo desarrollado por el Instituto Colombiano del Petróleo-ICP.

1. CAMPOS MADUROS

1.1 Definición

A continuación se presentan algunas de los axiomas que se manejan para definir un campo maduro en la industria petrolera:

1. Un activo petrolero o gasífero es considerado maduro cuando ha producido más de la mitad de sus reservas probadas originales después de operar durante un buen número de años. Si bien su producción corriente puede aumentar, este crecimiento no es sostenible por mucho tiempo ³.
2. Un campo maduro es aquel conjunto de yacimientos que llevan más de 20 años activos y cuya producción ha atravesado su máximo. Su madurez se ve reflejada en altos valores del corte de agua ⁴.
3. Un campo maduro es aquel que presenta características como:
 - Producción acumulada mayor al 75% de las reservas recuperables
 - La producción actual menor al 25% del valor máximo alcanzado
 - Presencia de muchos pozos inactivos y los activos presentan problemas para producir
 - No se han realizados nuevas perforaciones ni reacondicionamientos en los últimos años, o se han realizado muy pocos
 - Limitado uso de nuevas tecnologías
 - Sin definición de planes de desarrollo futuro ⁵
4. Otra definición podría ser: Se consideran maduros, los campos que alcanzan su límite económico después de esfuerzos en su recobro primario y secundario. Incrementos en la producción de agua y en la producción de gas, disminución en la presión del yacimiento, y envejecimiento del equipo son otros indicadores de madurez de un campo ⁶.

1.2 Plan de desarrollo integral de un campo maduro

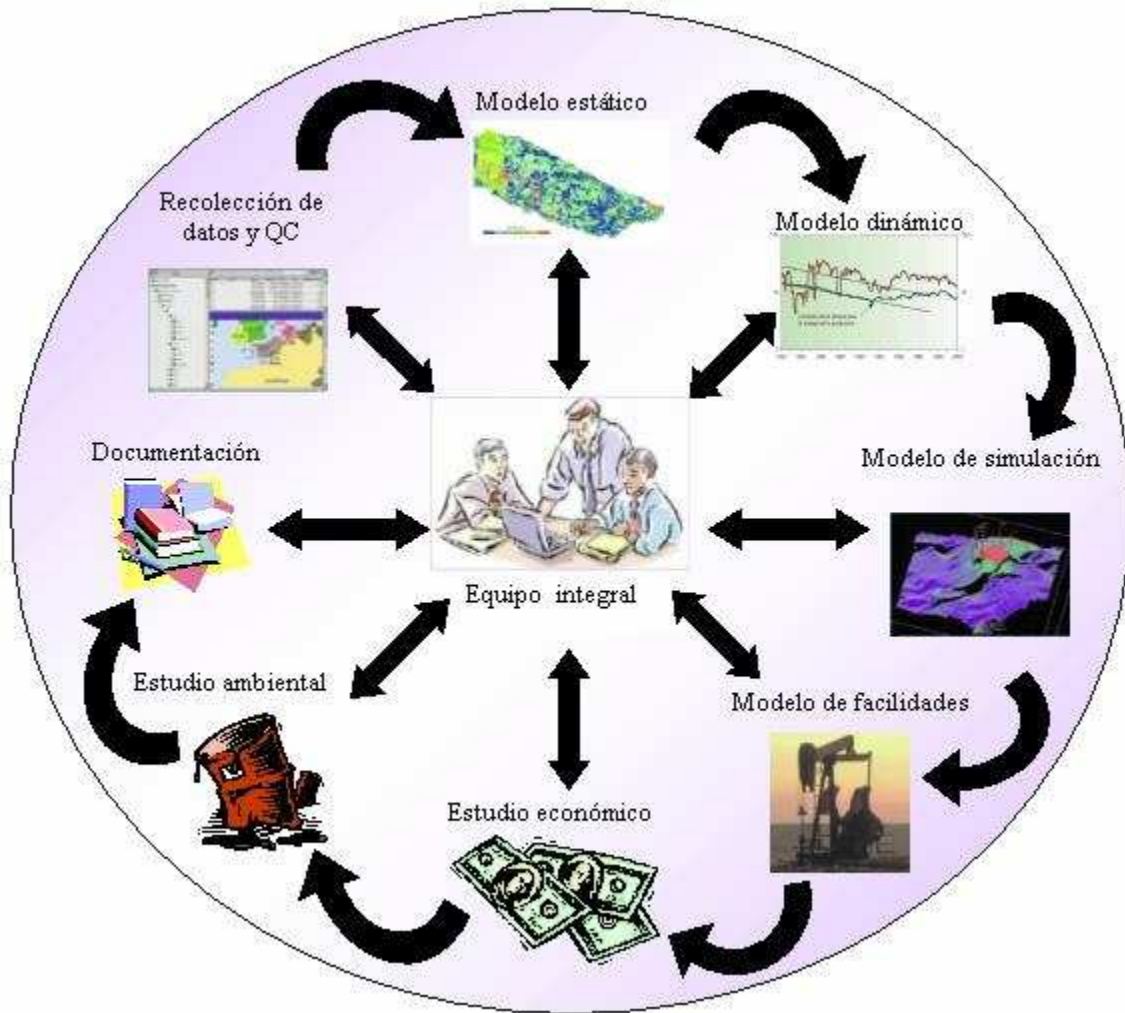
La gerencia integrada del yacimiento provee las herramientas necesarias para realizar un seguimiento y control de los yacimientos desde el inicio mismo de su descubrimiento y en todas las etapas de su vida productiva, usando la información, datos, hechos y conocimientos disponibles para obtener la recuperación económica máxima de un yacimiento. En este sentido, cuando un yacimiento ha entrado en su etapa madura los miembros del equipo deben tener la experticia necesaria sobre las operaciones de recuperación secundaria y terciaria necesarias para optimizar el rendimiento del campo.

Un plan de explotación real y sustentable, debe estar basado en el mejor conocimiento del yacimiento, por eso la importancia de la recolección y análisis de los datos de la roca y de los fluidos como elementos esenciales para realizar un estudio que pueda llevar a establecer el proceso de recuperación que mejor se adapta a las características del mismo.

El incremento de las reservas recuperables de petróleo por procesos de inyección de fluidos permitirá la mayor recuperación de crudo, indispensable y de gran valor para la empresa; debido a la generación de ingresos como principal objetivo de la industria petrolera.

Para que un plan integral sea llevado a cabo, el equipo encargado de realizar este estudio debe estar conformado por: Geofísicos, Geólogos, Petrofísicos, Ingenieros de perforación, Ingenieros de yacimientos, Ingenieros de producción, Economistas e ingenieros ambientales. La figura 1, muestra el proceso y la integración necesaria para el desarrollo integral de un campo maduro:

Figura 1 Desarrollo integral de un campo maduro



Fuente: Autores.

1.2.1 Objetivos dentro del plan integral de desarrollo de un campo maduro ⁵

Un plan integral de desarrollo de un campo maduro se crea con el fin de:

- Aumentar reservas, mediante la maximización del factor recobro

- Reducir la incertidumbre en los planes de explotación mediante caracterización detallada de los yacimientos
- Prorrogar el abandono
- Maximizar el potencial de producción
- Incrementar el porcentaje de éxito de las campañas de perforación y reparación de los pozos
- Disminuir el corte de agua
- Cumplimiento de los anteriores ítems teniendo en cuenta el control en costos de levantamiento y tratamiento de los fluidos del yacimiento.

Estos objetivos se alcanzarán mediante la activación de un grupo integral encargado de realizar las actividades necesarias para ejecutar un plan integral de desarrollo, como por ejemplo: incorporar nuevas áreas, ejecutar reinterpretaciones petrofísicas, aumentar el factor de recobro (optimización de recuperación secundaria y/o recuperación terciaria), predecir el comportamiento de perforaciones in-fill, controlar la producción de agua y arena, lograr un mantenimiento de presión, controlar la depositación de sólidos, mejorar los métodos de levantamiento, etc.

1.2.2 Tecnologías disponibles

Durante décadas, se ha deseado incrementar el valor de los activos mejorando el rendimiento de los yacimientos maduros, pero los logros en materia de productividad y recuperación final fueron generalmente difíciles, a veces imposibles de obtener, debido a que no se disponía de tecnologías y herramientas claves, o bien estas eran inadecuadas. Hoy, las tecnologías avanzadas y los rigurosos enfoques guiados por procesos, brindan la oportunidad de alcanzar

objetivos de descripción y optimización de los campos y llevar por lo tanto su eficiencia a nuevos niveles.⁷

En el ámbito mundial, en los últimos años, ha tenido lugar un acelerado desarrollo en las tecnologías involucradas con el desarrollo de campos maduros, especialmente gracias a las tecnologías de la información y de procesamiento de datos. Esto ha hecho posible la reducción en los costos y tiempos de operación, así como en el abatimiento de la incertidumbre en el conocimiento geológico de los yacimientos, en el incremento de nuevas reservas de hidrocarburos y en la maximización de la producción de estos campos evitando hacer proyectos económicamente no-viables. Gran parte de estos conocimientos, metodologías y tecnologías se han desarrollado en el extranjero, por lo que la industria petrolera nacional debe contratar una parte importante del uso de esa tecnología, o bien establecer estrategias para asimilar, adaptar o desarrollar esas tecnologías según sus condiciones y necesidades particulares.

En la actualidad, se han empleado técnicas de avanzada con el objeto de rejuvenecer estos campos maduros, estas van desde la aplicación de sísmica 3D hasta la utilización de registros de última generación en pozos para mejorar la caracterización de los yacimientos e incorporar zonas no-drenadas. Estas técnicas han permitido incorporar campos maduros a una nueva etapa en su vida productiva.⁵

Algunas de las tecnologías mas usadas en el desarrollo de campos maduros son las tecnologías IOR, empleadas para minimizar la declinación de la producción, obtener un aumento considerable de reservas y optimizar la producción.

La tabla 1 presenta una lista de las tecnologías IOR existentes para este fin.

Tabla 1. IOR aplicables a un campo maduro

Tecnologías	Improved oil recovery	Referencia
Tecnologías de pozo	Pozos infill	Mcgray (1960) ⁸
	Pozos multilaterales	Curtis (2002) ⁹ , Feser (2002) ¹⁰
	Pozos horizontales	Ahmed (2001) ¹¹ , Briceño(2000) ¹² , Carlson (2003) ¹³ , Rodríguez (1998) ¹⁴ , Guevara (1999) ¹⁵
	Recañoneo	Allen(1982) ¹⁶
	Recompletamiento	Allen(1982) ¹⁶ , Buzarde (1973) ¹⁷ , Rike (1980) ¹⁸
	Acidificaciones	Allen(1982) ¹⁶ , Bradley (1992) ¹⁹ , Gidley (1977) ²⁰ , Williams (1979) ²¹
	Fracturamiento hidráulico	Allen(1982) ¹⁶ ,Bradley (1992) ¹⁹ , Gidley (1977) ²⁰
Recuperación secundaria	Optimización inyección de gas	Bradley (1992) ¹⁹ , Manuchi(1989) ²¹
	Optimización Inyección de agua	Blanco (2006) ²² ,Manuchi(1989) ²¹ , Thakur (1998) ²³ , Timothy (1983) ²⁴
Recuperación terciaria (EOR)	Inyección de químicos	Bradley(1992) ¹⁹ , Manuchi(1990) ²⁵ , Slider (1983) ²⁶
	Desplazamiento miscible	Bradley (1992) ¹⁹ , Carlson (2003) ¹³ , Manuchi(1990) ²⁵ , Slider (1983) ²⁶ , Timothy (1983) ²⁴
	Desplazamiento inmisible	Manuchi(1990) ²⁵ , Timothy (1983) ²⁴
	Métodos térmicos	Boberg (1988) ²⁷ , Bradley (1992) ¹⁹ , Carlson (2003) ¹³ , Manuchi(1990) ²⁵ , Slider (1983) ²⁶ , Timothy (1983) ²⁴

Fuente: Autores.

En los siguientes capítulos, se presentaran las actividades necesarias para llevar a cabo un plan integral de desarrollo de campos maduros desde la formulación del modelo estático hasta la metodología utilizada para realizar un estudio ambiental, incluyendo las etapas, referencias bibliográficas y en algunos casos el tiempo estimado determinado para ejecutar ciertas actividades.

2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

Desde el punto de vista técnico, el principal activo de una empresa petrolera lo constituyen sus reservas de hidrocarburos. La declinación de esas reservas y la creciente dificultad para descubrir nuevas acumulaciones obligan a hacer grandes esfuerzos para maximizar la recuperación de petróleo de los yacimientos bajo explotación. Lograr maximizar la recuperación de reservas requiere cada vez de mayores recursos financieros cuya disponibilidad es cada vez menor. Para garantizar la explotación racional de los yacimientos, maximizando la recuperación de reservas que incorporen valor económico agregado al negocio, es necesario el desarrollo de estudios integrados de yacimiento que además de cuantificar los volúmenes de reservas y su certidumbre, permita establecer la estrategia de explotación más rentable. Tradicionalmente, los datos provenientes de diferentes disciplinas habían sido procesados de manera aislada dando como resultado modelos: geológico, petrofísico y de ingeniería individuales e independientes lo cual no representaba la realidad física de un yacimiento y además generaba enorme pérdida de tiempo y recursos financieros al momento de la necesaria integración de estos productos.

En el marco de la actual Gerencia Integrada de Yacimiento, un modelo de yacimientos no es mas que la integración del modelo de ingeniería y el modelo de las geociencias haciendo uso de la geología, propiedades roca-fluidos, mecanismos de producción y recobro, perforación y completamiento de pozos y la historia de producción – presión e inyección. Un estudio integrado de caracterización del yacimiento contempla actividades de generación del modelo estático, dinámico y de simulación utilizando técnicas convencionales de análisis e interpretación.

En éste capítulo se muestra una metodología práctica que permite la ejecución de las actividades necesarias para construir los modelos: estructural, estratigráfico, petrofísico, geoestadístico y de ingeniería garantizando la integración y consistencia entre los modelos.

Modelamiento del yacimiento:

2.1 Modelo Estático

2.1.1 Modelo geológico

2.1.1.1 Modelo Estratigráfico

2.1.1.2 Modelo Estructural

2.1.2 Modelo Petrofísico

2.1.3 Modelo Geoestadístico

2.2 Modelo Dinámico

2.2.1 Propiedades roca-fluido

2.2.2 Análisis de los Fluidos del yacimiento

2.2.3 Historia de presión, producción e inyección

2.3 Modelo De Simulación Numérica

2.3.1 Base de datos

2.3.2. Simulación de yacimientos

2.1 MODELO ESTÁTICO

El modelo Estático presenta medidas de las propiedades fijas del yacimiento y sus fluidos, así como la descripción geológica (tectónica, ambiente sedimentario, estilo de estructura, etc.) y las diferentes propiedades petrofísicas dentro del yacimiento, usando conceptos geológicos, geofísicos, e ingenieriles, de manera integral, para poder desarrollar un monitoreo y proyecto de recuperación secundaria ó terciaria exitosa.

2.1.1 Modelo Geológico

El modelo geológico en la caracterización de yacimientos es una representación de las diferentes características presentes en las rocas de un lugar determinado. El modelo requiere el reconocimiento y captura del tipo de rocas, tipo de ambiente de depositación presente, modificaciones estructurales de las rocas, las rutas de migración de los fluidos, roca yacimiento y roca sello.

La construcción del modelo geológico se realiza fundamentalmente gracias a la información sísmica y de pozo, y se estructura en dos unidades esenciales: (1) el Modelo Estratigráfico y (2) el Modelo Estructural, esto permite obtener una descripción geológica del yacimiento mucho más detallada y enfocada a las características, propiedades y parámetros que se desean.

2.1.1.1 Modelo Estratigráfico

Para establecer el modelo estratigráfico de un yacimiento se integra toda la información litológica (es decir, información de las rocas, especialmente de su tamaño de grano, y de sus características físicas y químicas) y la información sedimentológica (es decir, información de los depósitos terrestres o marinos, antiguos o recientes, su fauna, su flora, sus minerales, sus texturas y su evolución en el tiempo y en el espacio) existente a tres escalas diferentes. A gran escala, el yacimiento en su globalidad con sus límites verticales y laterales; a mediana escala, la distribución de los cuerpos sedimentarios basados en el análisis de las unidades sedimentarias, y por último a pequeña escala, la información de facies e información microscópica analizada. Toda esta información se integra para realizar la interpretación ambiental de la cuenca petrolífera.

Metodología

La construcción del modelo estratigráfico se inicia con una descripción de las muestras de roca, provenientes de los pozos, los cuales constituyen el único material del subsuelo, con el cual se puede tener un contacto directo, de aquí la importancia de su descripción e interpretación.

Posteriormente se entra en la interpretación de registros de pozos, los cuales son el medio indirecto más eficaz y económico, para conocer ciertas características de las rocas del subsuelo, tales como, litofacies, asociaciones de litofacies y tipo de ambiente de depositación.

Utilizando la información de las muestras de roca y registros de pozos, es posible correlacionar estos datos y obtener una interpretación del área de tipo estructural o estratigráfico.

En el anexo 1 se presenta el diagrama de flujo del modelo estratigráfico de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Adquisición de datos estratigráficos

Información estratigráfica del yacimiento que lleva a la identificación de variaciones textuales y mineralógicas, estudio de facies, ambiente de depositación, se genera principalmente gracias a la interpretación de fuentes de información como análisis de corazones, muestras de zanja y registros de pozo. En el análisis de las muestras de roca, que son recolectadas durante la etapa perforación de pozos, mediante operaciones de Corazonamiento y posteriormente son transportadas y tratadas en el laboratorio antes de ser analizadas; Anderson (1975)²⁸ y Fonseca (2002)²⁹. Los registros de pozo proporcionan imágenes eléctricas que permiten analizar las propiedades de la roca, principalmente la litología, estos registros son tomados en la región de interés, ya sea en hueco abierto o hueco cerrado. Los principios y la forma como los tomados estos registros se describen en Bendeck (1992)³⁰. Adicionalmente se realizan revisiones

de modelos y/o interpretaciones estratigráficas generadas anteriormente en el área.

Interpretación de facies y ambientes de depósito

Para la interpretación de ambientes de depositación se utilizan modelos de facies, estos están relacionados con la definición de estructuras sedimentarias y tipos de depósitos asociados a un patrón de flujo. Las facies son unidades de sedimento o roca sedimentaria que conserva las mismas características, como textura, estructuras sedimentarias u otras características físicas o químicas (litofacies). La forma y el tamaño de estas geometrías difieren completamente de una facies a otra.

Dichas facies pueden provenir de observaciones directas como los corazones y muestra de zanja, o a partir de deducciones indirectas como los registros de pozos. En la interpretación estratigráfica la principal información obtenida a través de los corazones, es la subdivisión de estos en litofacies (subdivisiones de una secuencia sedimentaria basadas en litología, tamaño de grano, estructuras sedimentarias físicas y biogénicas, y estratificación) que junto con las asociaciones de litofacies (grupos de litofacies relacionadas) son las unidades básicas para la interpretación de ambientes deposicionales, Fritz (1988)³¹.

La interpretación estratigráfica de los registros de pozo se basa en la forma de la curva (forma de campana, de embudo, de pico, de cilindro) obtenida de estos, esta curva da indicios del tipo facie y ambiente de depositación presente en la zona. La forma del registro no es información suficiente para reflejar los tipos de facies directamente, y necesita como complemento de la descripción de las muestra de roca de los pozos, Mier (1994)³² y Krumbein (1963)³³.

Integración y calibración de información de corazones y registros de pozo

La relación entre la información de registros y las muestras de roca, se realiza mediante un análisis gamma de corazones (Core Gamma), este análisis consiste en tomar un registro gamma ray directamente del corazón analizado y posteriormente comparar la curva de gamma ray tomada del pozo con la curva de gamma ray del corazón, para calibrar las profundidades de los registros y corazones y para realizar correlaciones entre las curvas provenientes de los corazones y las curvas de los pozos, Mier (1994)³².

Correlacionados los corazones con los perfiles de pozos, se procede a realizar la correlación estratigráfica de cada una de las características estratigráficas por separado. Esta correlación consiste en comparar la información estratigráfica existente entre diferentes pozos, para establecer un corte geológico de un área; por tanto la correlación permite reconocer la geometría sugerida por los ambientes deposicionales.

Para la realización de una correlación estratigráfica, se tienen que determinar parámetros fundamentales como la profundidad medida y la profundidad vertical verdadera, estos se refieren a conversiones de profundidades con respecto a una posición.

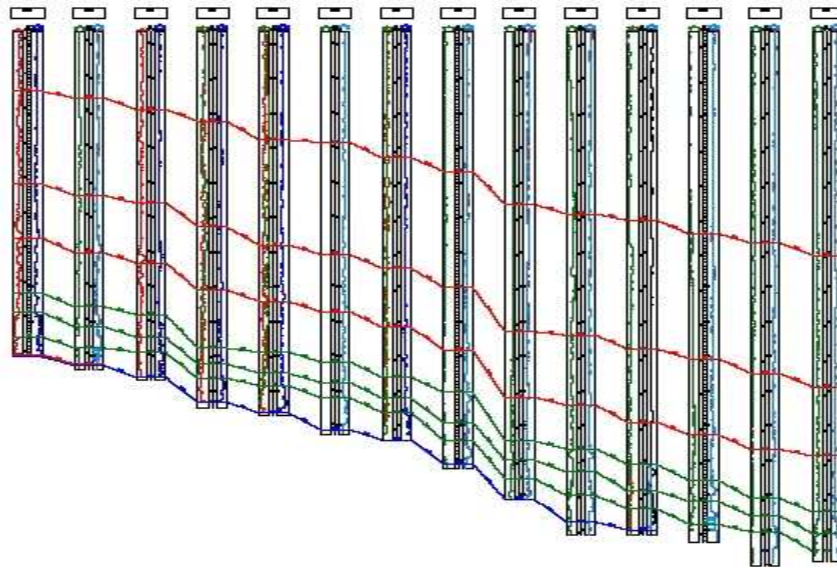
Para conocer diferentes métodos para la determinación de estos parámetros se recomienda profundizar en Boak (1993)³⁴ y Craig & Randall (1976)³⁵.

Resultados

El resultado de correlacionar los datos de los registros lateralmente a lo largo del yacimiento son las secciones transversales (cross section) y los mapas estratigráficos. Las secciones transversales son representaciones de zonas verticales a través de la tierra, usadas para interpretar relaciones geológicas en

una forma visual y clara. De las cuales se reconocen dos clases para el entendimiento de los yacimientos: (1) secciones transversales estructurales y (2) secciones transversales estratigráficas.

Figura 2 Secciones transversales estratigráficas.



Fuente: CHEDID R.; COLMENARES S., Design a new plan and for the redevelopment of a Mature Field by using various technologies, SPE 76777, 2002.

Para un mejor entendimiento y conocer como se realizan las secciones transversales geológicas, consultar Boak (1993)³⁴ y Mier (1994)³².

Según Krumbein (1963)³³, la generación de los mapas estratigráficos, requiere la recolección y organización de grandes cantidades de datos. Y debido a la discontinuidad de las capas estratigráficas, consecuencia de los diferentes procesos ambientales y procesos geológicos, dificultan la construcción de estos mapas, por esto las correlaciones estratigráficas son básicas en la preparación de los datos para la recopilación de estos mapas.

Un mapa estratigráfico muestra la variación en cuanto al área, del aspecto de una unidad estratigráfica. El aspecto de una unidad estratigráfica en un punto de observación cualquiera, como en un barreno o una sección de afloramiento, es

algún atributo litológico o biológico observable de la sección en ese punto de control. Los mapas de facies basados en atributos litológicos son mapas de litofacies.

2.1.1.2 Modelo Estructural

El trabajo integral entre geólogos, geofísicos e ingenieros permite construir el modelo estructural. Esta integración garantiza la calidad de este modelo, el cual será la base del modelo estático tridimensional de alta resolución.

El modelo estructural define y caracteriza las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias, etc., presentes bajo el área estudiada, con el objetivo de reflejar el entrapamiento del hidrocarburo dentro del yacimiento.

Este modelo puede determinar:

- Profundidad del yacimiento
- Forma estructural del yacimiento
- Identificación de las zonas de sobre presión
- Orientación del yacimiento y de las fracturas

El modelo estructural se apoya en la elaboración de mapas isopacos, mapas estructurales y secciones cruzadas, para poder describir el marco estructural del yacimiento.

Metodología

La construcción del modelo estructural se inicia con la recopilación de la información geofísica, geológica y de ingeniería disponible, para luego realizar un control de calidad de la información sísmica y de la información de pozo; en esta

etapa se disminuye el nivel de ruido en los datos sísmicos, y se corrigen aquellas anomalías presentes en los registros de pozo.

Posteriormente se entra a la generación de sismogramas sintéticos para cada pozo, los cuales serán utilizados en el amarre con los datos sísmicos. Esta comparación permite crear funciones para la conversión tiempo-profundidad de los datos sísmicos, dando como resultado, la generación de mapas estructurales en profundidad.

En el anexo 1 se presenta el diagrama de flujo del modelo estructural de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Adquisición de datos estructurales

Existen muchas técnicas para determinar las características estructurales del yacimiento (secciones horizontales, fallas, pliegues, fracturas, inconformidades, domos salinos, etc). Las principales técnicas de adquisición de la información estructural de un yacimiento y las usadas en esta metodología son: la sísmica, los registros de pozo y las mediciones sísmicas de pozo.

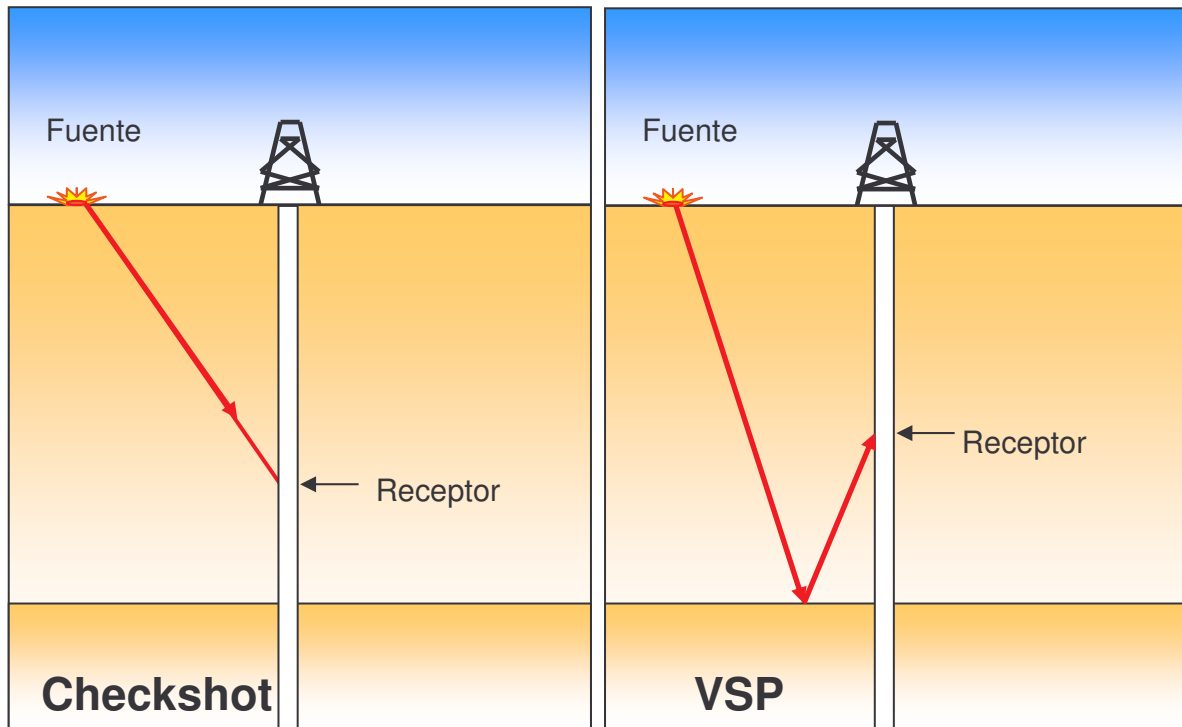
La adquisición de datos sísmicos consiste en colocar algunos receptores en diferentes localizaciones (en superficie) y luego usarlos para detectar las vibraciones producidas por una fuente de energía, con el fin de obtener imágenes del subsuelo, Olaya (1996)³⁶. Los registros de pozo son usados de acuerdo a la información requerida, donde las medidas tomadas se usan para identificar las propiedades y los límites de la roca, registros de pozo como los registros dipmeter los cuales registran cambios de microresistividad a diferentes profundidades en las curvas individuales. Estas curvas dependen de la magnitud del buzamiento y de la dirección de los planos de los estratos. Los principios y la forma como son tomados cada uno de los registros de pozo se describen en Bendeck (1992)³⁰.

En las mediciones sísmicas de pozo (Checkshot o VSP), un receptor sísmico es colocado mediante cable en profundidades conocidas en el pozo, esta herramienta

registra el tiempo de transito de la onda, que se propaga desde una fuente ubicada en la superficie hasta el receptor, (figura 3). Breton (2002)³⁷.

Adicionalmente se realizan revisiones de modelos y/o interpretaciones estratigráficas generadas anteriormente en el área.

Figura 3. Mediciones Sísmicas De Pozo



Fuente: Breton, Pascal. Mediciones Sísmicas Bien Posicionadas. Oilfield Review. 2001

Generación de sismogramas sintéticos

El sismograma sintético es una aproximación a la traza real calculada con base en datos geológicos. Este es un método que se ha desarrollado con el fin de realizar un amarre entre los datos geológicos y datos sísmicos.

Su generación requiere versiones editadas de los registro sísmico y densidad, y su calibración con otras fuentes de información, que vinculan la velocidad de

propagación de las ondas en el subsuelo, como son los registros VSP o los llamados Check shot.

Esta información de velocidades y densidades se convierte a valores de impedancia acústica y luego a valores de coeficientes de Reflexión con la profundidad, los cuales, dado que se conoce la velocidad, se pueden convertir a tiempo. Posteriormente los valores de reflectividad se combinan con los valores de una ondícula que tenga una frecuencia y amplitud similar a la de los datos sísmicos, en una operación matemáticamente conocida como convolución. Finalmente el sismograma sintético se compara con los datos sísmicos, contribuyendo así a la interpretación geológica de estos, Olaya (1996)³⁶.

Amarre de datos sísmicos vs. datos de pozo

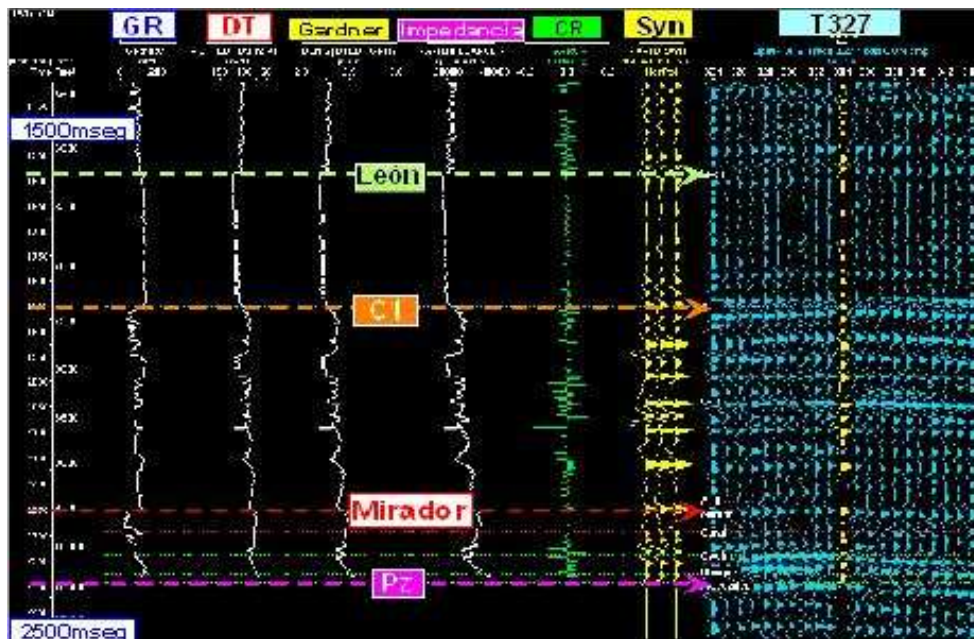
El objetivo del Amarre de la información de los pozos a la información sísmica es poder identificar los eventos encontrados en los datos de pozo y relacionarlos con su equivalente en la sísmica, haciendo coincidir los topes de los pozos en profundidad con los eventos respectivos, en tiempo, en la sísmica.

El amarre de la información de los pozos y la información sísmica, se inicia, por medio de los horizontes estratigráficos, ya que estos horizontes proporcionan la base del modelo estructural. Identificados y amarrados estos horizontes, son amarrados los demás elementos estructurales (pliegues, fallas, domos salino, discordancias, etc).

Antes de iniciar el amarre, la información de los pozos se prepara a la misma escala de la sección sísmica, a demás, sí el sismograma sintético esta disponible, el amarre de los pozos es primero establecido, usando tiempos y topes extraídos de los registros de pozo; para luego correlacionar las trazas sintéticas a las secciones sísmicas en un proceso de prueba y error, obviamente para poder amarrar el sismograma sintético, debe estar impreso en la misma polaridad y tener una forma de ondícula similar a los datos sísmicos reales, a demás, es

recomendable usar profundidades referidas al nivel del mar o al datum sísmico en lugar de profundidades de perforación, Olaya (1996)³⁶. En la figura 4 se ilustra un amarre de datos sísmicos vs. Sismograma sintético en el campo SN, área Casanare.

Figura 4. Amare de un sismograma sintético a una sección sísmica.



Fuente: DUQUE; C. A. Caracterización Del Yacimiento Del Campo SN. Área Casabe. 3^{ra} convención técnica de la ACGGP. 2004

Análisis de fracturas

Determinar el estado de las fracturas, así como la manera de medirlas y representarlas, permite generar modelos matemáticos que representen con mayor certeza los yacimientos, logrando predecir con mayor confiabilidad el flujo de hidrocarburos en el yacimiento y por lo tanto seleccionar la mejor estrategia de desarrollo en la búsqueda de un mayor factor de recobro.

Una recolección de datos se necesita para obtener la caracterización de un sistema fracturado permitiendo diferenciar entre familias de fracturas, tipo de esfuerzo que las genera, morfología de la pared, tipos de relleno, conductividad, orientación, intensidad y control litológico sobre las mismas.

Para la determinación de los atributos anteriores se utiliza información de registros, y de muestra de roca, tanto de pozo, como de superficie a las que se les realizan pruebas de laboratorio a diferentes escalas, incluyendo petrología, microfluorescencia, catodoluminiscencia de microscopía electrónica, análisis básicos y especiales y caracterización macroscópica. Posteriormente se revisan los datos de producción, estableciéndose relaciones importantes entre zonas con mayor o menor grado de fracturamiento natural, Arenas (2005)³⁸.

Interpretación sísmica

Según Nester & Padgett (1993)³⁹, La interpretación sísmica consiste en deducir características del yacimiento (especialmente geológicas) en alguna profundidad a partir del registro sísmico procesado. El registro sísmico contiene dos elementos básicos para interpretar un estudio: (1) el tiempo de arribo de cualquier reflexión (o refracción) de una superficie geológica, donde la velocidad real de esta superficie es función del espesor y velocidad en las capa rocosas, y (2) la forma de la reflexión, la cual incluye que tan fuerte es la señal, que frecuencias contiene, y como las frecuencias están distribuidas en el pulso. Esta información puede ser usada para soportar conclusiones acerca de la litología, contenido de fluidos y estructuras del yacimiento.

La interpretación sísmica estructural esta directamente relacionada a la creación de mapas estructurales del subsuelo a partir de la configuración tridimensional observada de los tiempos de llegada.

Esta interpretación se realiza enlazando las imágenes sísmicas 2D para construir realmente un modelo tridimensional del subsuelo. Todas las secciones sísmicas

son enlazadas y los resultados de la interpretación son resumidos y presentados como mapas.

Los mapas que se usan en la interpretación sísmica, son los mapas de tiempo, pues la mayor parte de las líneas de reflexión sísmica de dos dimensiones son presentadas en el formato de distancia horizontal versus tiempo de propagación de las ondas (secciones de tiempo). El procedimiento para realizar un mapa de tiempo o isócrono consiste, según Gordon (1993)⁴⁰, en: (1) preparación para el mapeo, (2) registro del tiempo de los eventos, (3) brumosidades, y (4) contorno.

Generación de mapas de isovelocidades o definición de funciones para la conversión tiempo profundidad

Según Hubral (1980)⁴¹, los mapas de gradientes de velocidad o isovelocidades son construidos en un paso intermedio entre un mapa de tiempo y un mapa de profundidad. Esta clase de mapas se requieren para convertir los datos sísmicos adquiridos en superficie, de escala de tiempo a escala de profundidad. Su construcción requiere de un mapa base y datos de velocidad. El objetivo es contornear la velocidad promedio para un evento. Los datos de velocidad vienen generalmente de cinco fuentes que son: (1) Perfiles sísmicos verticales (VSP), (2) tiros de pruebas de velocidad (checkshot survey), (3) sismogramas sintéticos, (4) velocidades apiladas (stacking velocities), y (5) correlaciones entre profundidad del pozo y tiempo. Este último es un método fácil y confiable en determinar velocidades, este método no trabaja en rocas altamente deformadas. Los perfiles sísmicos verticales (VSP) y los tiros de pruebas de velocidad (checkshot survey) son también excelentes fuentes porque muestran el tiempo de viaje actual del sonido a través del subsuelo a lo largo de una distancia conocida, por lo tanto estos métodos entregan velocidades verdaderas. Los sismógrafos sintéticos suministran buenas estimativas de velocidad sobre todo los obtenidos a partir de registros sísmicos. Las velocidades aproximadas pueden ser calculadas usando

velocidades de apilamiento. Esta es la fuente mas pobre de información de velocidad, pero puede ser la única fuente en áreas donde no se hayan perforado pozos.

Generación de mapas de profundidad

Los mapas de profundidad se generan por la necesidad de conocer las secciones sísmicas en un formato de distancia horizontal versus profundidad, estos mapas de profundidad son construidos por la multiplicación de un mapa de tiempo de una ruta y un mapa de gradiente de velocidad. Los mapas de profundidad más comunes son los mapas estructurales y los mapas isopacos, Krumbein (1969)³³.

Mapas estructurales: Estos mapas muestran líneas de igual elevación o profundidad para un horizonte marcador seleccionado, comúnmente los horizontes contorneados son techo de la zona o tope del productor neto.

Mapas isopacos: El espesor de un estrato no es constante. Si aquel espesor se conoce en muchas localidades, es posible dibujar líneas isopacas, con el fin de conectar puntos en los cuales el estrato tiene el mismo espesor. Estos mapas usan tales líneas para mostrar variaciones de espesor.

2.1.2 Modelo Petrofísico

Este modelo proporciona las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, tales como el contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturaciones iniciales de los fluidos, entre otras, con el fin de reproducir y explicar la complejidad y heterogeneidad de los yacimientos, la distribución de fluidos y la capacidad de producción de un yacimiento, que varía, tanto en forma vertical, como en forma areal.

Metodología

La elaboración del modelo petrofísico se inicia con la recopilación de la información de registros y muestras de corazones. Los cuales son la principal fuente de información para la determinación de las propiedades petrofísicas.

Las curvas de los registros de pozo son editadas, donde se corrigen aquellas anomalías presentes en ellas. Mientras a los corazones se les realizan análisis básicos en el laboratorio, para determinar estas propiedades, considerando diferentes condiciones de presión y temperatura.

Lista la información para ser interpretada, se escoge cada una de las ecuaciones a utilizar para la determinación de las propiedades petrofísicas, la elección de estas ecuaciones depende del modelo que mejor represente el comportamiento de cada una de las propiedades de acuerdo a los datos disponibles.

En el anexo 1 se presenta el diagrama de flujo del modelo petrofísico de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Adquisición de la información

La elaboración de este modelo requiere del conocimiento del modelo geológico, así como de las mismas fuentes de información, donde los registros de pozo y las muestras de corazones son sus principales fuentes. Los corazones son adquiridos durante la etapa de perforación de los pozos, mediante operaciones de Corazonamiento (no todos los pozos son corazonados, debido a los costos que esto representa), las muestra son posteriormente transportadas y tratadas en el laboratorio antes de ser analizadas, Anderson (1975)²⁸ y Fonseca (2002)²⁹. Los registros de pozo son adquiridos después de la perforación de los pozos, estos son la medida indirecta más eficaz para una interpretación petrofísica. Los datos derivados de estas dos fuentes son analizados y correlacionados, lo que permite determinar cada una de las propiedades petrofísicas en las zonas de interés.

Adicionalmente se realizan revisiones de modelos y/o interpretaciones estratigráficas generadas anteriormente en el área.

Preparación de la información

Una vez recopilada toda la información existente, es de vital importancia clasificarla e inventariarla para ser cargada al software de interpretación. Esta etapa requiere conocer tanto el número de pozos, como el número de corridas de cada uno de los registros de pozo y las formas o los formatos en que estos registros están presentes, indicando sus nombres, profundidades y los respectivos comentarios que facilite su interpretación. También incluye la digitalización de información, ya que parte de la información recopilada se encuentra impresa, lo cual implica una etapa adicional de digitalización de registros y tablas, y escaneo de gráficas. Adicionalmente se realiza un control de calidad de la información disponible. Esto con el fin de garantizar la consistencia en los datos y resultados de las diferentes fuentes de información. Para esto se debe comparar la información de diferentes fuentes y formatos, y verificar su correspondencia y calidad, Torres (2002)⁴².

Edición de información

Esta etapa se refiere básicamente a la edición de los registros de pozo, e incluye actividades como (1) normalización de registros, (2) ajustes de profundidad, (3) correcciones ambientales, (4) armado de curvas para cada pozo, Torres (2002)⁴².

La normalización de las curvas de los registros de pozo consiste en llevar a la misma escala curvas que han sido corridas a diferentes condiciones y escalas en los distintos pozos.

El ajuste de profundidad consiste en corregir desfases en profundidad entre unas curvas y otras, debido a la tensión o compresión del cable.

Las correcciones ambientales se realizan para mejorar la señal de los registros, ya que las condiciones (temperatura, salinidad, espesor de la torta, etc.) en las que se corren estas herramientas pueden generar ruido.

Por último se realiza el armado de curvas para cada pozo, aquí se eliminan los intervalos o picos anómalos de cada una de las curvas, generando una curva final de alta calidad para cada tipo de registro en cada pozo que se utilizaran en la interpretación petrofísica.

Análisis básicos de corazones

Sobre los corazones se realizan rutinas de laboratorio, con el fin de caracterizar las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos del medio poroso, determinando el contenido de arcilla, la porosidad, la permeabilidad y las saturaciones iniciales de los fluidos.

Las porosidades determinadas a través de análisis básicos de laboratorio, dependen del tipo de secado al cual es sometida la muestra, para determinar la porosidad total se usa el secado convencional, mientras que para determinar la porosidad efectiva se usa otro tipo de secado llamado, secado con humedad relativa. Una vez se ha realizado el secado de las muestras, la determinación de la porosidad, se hace en equipos del laboratorio, como lo son el Porosímetro Core Lab y el equipo Temco CMS 300, Fonseca (2002)²⁹.

La permeabilidad obtenida directamente a través de análisis de corazones en el laboratorio consiste en medir el tiempo necesario para pasar un volumen fijo de líquido a través de un corazón previamente tratado a una temperatura y un gradiente de presión determinados. Las determinaciones se hacen con base en la ley de Darcy para flujo lineal, los valores de permeabilidad que se obtienen son

absolutos y en su determinación intervienen las dimensiones del corazón, la viscosidad y volumen del líquido saturante, así como el tiempo de flujo, Santos (1997)⁴³.

Estas rutinas de laboratorio, consideran identificar diferentes condiciones de presión y temperatura, a las cuales se determinan las propiedades. Si los datos se encuentran a condiciones de laboratorio (800psi), se recomienda tomar unas muestras del corazón y obtener nuevos datos a diferentes condiciones de presión. Esto nos sirve, para definir los perfiles de porosidad y permeabilidad, con respecto a las variaciones de presión, Torres (2002)⁴².

Desarrollo de los modelos petrofísicos ⁴⁴

El grado de éxito de muchos proyectos de perforación, completamiento y producción depende de la confiabilidad de los modelos empleados en la descripción del yacimiento. Un buen entendimiento de la estructura de los yacimientos permite clarificar las diversas heterogeneidades presentes desde el punto de vista litológico y/o petrofísico.

Los modelos de predicción, basados en datos de laboratorio y pruebas de campo son herramientas de ingeniería que buscan aproximarse a la correcta interpretación del fenómeno físico del flujo de fluidos en un medio poroso, sin embargo presentan limitantes matemáticas evidentes.

Una descripción detallada de los datos de corazones, permite tener un entendimiento más acertado de los factores que pueden llegar a inferir en el comportamiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de la distribución de los fluidos en el espacio poroso. De ahí la necesidad de caracterizar las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos a partir de los análisis básicos y especiales de corazones. Es necesario integrar la información disponible de

corazones (porosidad, permeabilidad, geometría poral, permeabilidades relativas, presiones capilares y secciones delgadas), para obtener un mejor entendimiento de la roca del yacimiento y así poder extrapolar los modelos obtenidos a los intervalos no corazonados a través de la respuesta de los registros.

Uno de los problemas que se necesita resolver durante este tipo de modelamientos, es la dimensionalidad. El encontrar las variables dominantes en la predicción de otra no es un trabajo fácil y de ahí depende en alto grado la calidad del modelo generado.

En la tabla 2 se muestran los modelos más conocidos con sus respectivas referencias bibliográficas para la determinación de cada una de las propiedades petrofísicas.

Para la determinación del espesor neto de formación productiva, conocida como “net pay”, se debe seleccionar un valor mínimo de porosidad y saturación de hidrocarburo, conocidos también como “valores de corte o cut-off” y así eliminar las capas arcillosas (con baja porosidad efectiva), capas con altas saturaciones de agua y capas de baja permeabilidad. Esto selecciona las zonas del yacimiento con mayor potencial productor, con el objetivo de definir nuevas a recañonear, la perforación de nuevos pozos de desarrollo, o por el contrario implementar sistemas secundarios y terciarios de recobro, Carrillo (2006)⁴⁶.

Una vez generados los modelos para cada una de las propiedades petrofísicas, estos modelos son aplicados en los pozos donde se tienen datos de corazones con el fin de elegir el modelo que presenta mejor correlación entre los datos modelados y los datos medidos por corazones, para poder extrapolar cada una de las propiedades petrofísicas en zonas donde no se disponen datos de corazones.

Tabla 2. Modelos Petrofísicos más comunes.

Propiedad	Modelo	Referencia
Porosidad total y efectiva	Registro Densidad	Fonseca (2002) ²⁹ , Benceck (1992) ³⁰ , Roa (1989) ⁴⁵ .
	Registro Neutrón	
	Registro Sónico	
	Registro Resonancia Magnética	
Permeabilidad absoluta de la formación	Correlación de Timar	Carrillo (2006) ⁴⁶ , Roa (1989) ⁴⁵ .
	Correlación de Wyllie y Rose	
	Correlación con la porosidad	
Saturación de agua	Modelo Archie	Arroyo (1985) ⁴⁷ , Roa (1989) ⁴⁵ .
	Modelo De dos aguas	
	Modelo de Waxman y Smith	
	Modelo simplificado de arenas lutitas laminares	
	Modelo simplificado de lutitas dispersas	
	Modelo de Sinmandoux	
Volumen de Arcilla	Registro Gamma Ray	Carrillo (2006) ⁴⁶ , Roa (1989) ⁴⁵ , Arroyo (1985) ⁴⁷
	Registro Potencial espontáneo	
	Registro neutrón y densidad.	
	Registros resistivos	
Contactos de fluidos	Método por muestras de fluidos	Brown (1993) ⁴⁸ .
	Método por saturación de los registros de pozo	
	Método de determinación de saturación por análisis da corazones	
	Método de perfiles de pruebas RFT	
	Método de perfiles de pruebas de pozo	

Fuente: Autores.

De esta manera los modelos que mejor se ajuste a cada una de las propiedades se calibran con base en datos de producción y datos petrofísicos provenientes de los Laboratorios de Análisis Básicos y Especiales (los cuales son situados en profundidad real y llevados a condiciones de overburden, es decir, a condiciones reales de yacimiento), Torres (2002)⁴².

Resultados ⁴²

Una vez se ha seleccionado las ecuaciones a utilizar para el cálculo de cada una de las propiedades petrofísicas, se determinan por formación y por pozo las variables petrofísicas como porosidad, contenido de arcilla, permeabilidad, saturación de fluidos, entre otras. El paso final, es la realización de los mapas de las propiedades petrofísicas para cada una de las formaciones productoras presentes en los pozos del campo. Estos mapas generan un modelo matemático que permite extrapolar cada una de las propiedades, donde no se tiene información de los pozos.

Inicialmente se obtienen valores promedios de las propiedades en cada uno de los intervalos productores, ya que se tiene curvas continuas pie a pie de las diferentes propiedades y es necesario tener un valor representativo en cada uno de los intervalos.

Una vez definidos los valores promedios en cada uno de los intervalos, se realizan los mapas de contornos de las propiedades petrofísicas, teniendo como puntos de control los valores puntuales de los pozos en cada una de las arenas. Estos resultados arrojados por el software de contornos, son corregidos a criterio del intérprete y a las características geológicas del yacimiento.

Finalmente se definen áreas del yacimiento, y se calculan los volúmenes de hidrocarburo presentes en el espacio poroso. Para el cálculo de reservas, se usan

los valores de espesor neto, porosidad efectiva y saturación de agua connata, en un área específica del yacimiento.

2.1.3 Modelo Geoestadístico

Una vez se obtiene la información final (mapas geológicos, valores de las propiedades petrofísicas por pozo, límites del yacimiento, información de facies por pozo, etc) del modelo geológico y del modelo petrofísico, se procede a la estimación de la propiedad en estudio en diferentes áreas de interés donde se desconoce su valor mediante los modelos geoestadísticos, Journel & Stanford (1993)⁴⁹.

El modelamiento geoestadístico se realiza con el objetivo de proporcionar la más cercana representación espacial de la heterogeneidad geológica y petrofísica de las principales unidades del yacimiento. Para esto, se efectúan simulaciones determinísticas y estocásticas utilizando métodos basados en funciones de probabilidad Gaussianas. Mediante estas técnicas se construyen las distribuciones 3D de las propiedades del yacimiento condicionadas a los modelos geológico y petrofísico establecidos.

Lo que concierne a los programas disponibles en el mercado para realizar este modelo, se cuentan en la actualidad con paquetes comerciales especializados que utilizan técnicas geoestadísticas con aplicación en la industria petrolera, desarrollados por centros de investigación a nivel mundial y empresas de servicios transnacionales, los cuales están constantemente en vía de crecimiento y especialización, Mojtaba (2003)⁵⁰. Estos programas se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Programas más comunes para la realización del modelamiento geoestadístico.

PROGRAMAS	HARDWARE	COMPAÑÍA
GSLIB	CUALQUIER PLATAFORMA	STANFORD
ISATIS	ESTACIONES GRAPHICS DE TRABAJO, SILICON, PC	GEOVARIANCE
HERESIM	ESTACIONES DE TRABAJO, SILICON GRAPHICS	GEOVARIANCE
RC ²	ESTACIONES DE TRABAJO, SILICON GRAPHICS	VERITAS/ RC ²
IRAP – RMS	ESTACIONES DE TRABAJO, SILICON GRAPHICS	ROXAR
PETREL	PC	GEOQUEST
GOCAD	ESTACIONES GRAPHICS DE TRABAJO, SILICON, PC	EARTH DECISION SCIENCE

Fuente: Introducción a la Caracterización De Los Yacimientos. Tercera Edición. Geointegration. 2003.

Metodología

La aplicación de la metodología es lograda en tres etapas principales. Primero, se realiza un análisis de la estadística descriptiva con el propósito de conocer la información disponible y discutir todos los elementos necesarios a fin de entender el problema a resolver, para esto se realizan cálculos de estadística básica y se construyen gráficos estadísticos. Segundo, se realiza el estudio variográfico o análisis estructural, este estudio está compuesto por el cálculo del Variograma experimental y el ajuste de este a un modelo teórico conocido. Esto determina las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, para finalmente proceder a la estimación de las propiedades en estudio en las diferentes áreas de interés mediante los métodos geoestadísticos; es decir, se generan las realizaciones estocásticas para el modelamiento de facies a través del algoritmo de simulación secuencial indicador condicionado a los variogramas y curvas de proporción vertical construidas. Finalmente se generan las realizaciones

geoestadísticas para las propiedades de permeabilidad y porosidad condicionada a los variogramas generados y al modelo de facies simulado.

En el anexo 1 se presenta el diagrama de flujo del modelo geoestadístico de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Recolección de información⁵¹

Como se ha visto la primera etapa en la generación de los modelos que contiene el modelo de yacimiento es la adquisición de información, para la generación del modelo geoestadístico esta etapa consiste en la recopilar todos los mapas, cálculos, graficas y demás resultados de la elaboración del modelo estructural, estratigráfico y petrofísico. Estos resultados son ingresados al software en el cual se realizara la interpretación geoestadístico para poder iniciar la elaboración de un modelo estático tridimensional de alta resolución.

Determinación de los conceptos de estadística básica

Antes de comenzar un estudio geoestadístico se deben discutir todos los elementos que aporten conocimientos del problema a resolver, la estructura del fenómeno en estudio, organización y verificación de la información disponible y finalmente realizar el análisis exploratorio de los datos.

Con el objetivo de conocer la información disponible se puede hacer un análisis de la estadística descriptiva, Krajewski y Gibas (1993)⁵². A continuación se presenta un resumen de los conceptos necesarios de estadística básica.

a) *Cálculos estadísticos*. Permiten determinar si la distribución de los datos es normal, lognormal, o si no se ajustan a una distribución estadística, lo cual implica tener conocimiento de cierto parámetros estadísticos como lo son: el numero de

casos, el rango de la distribución, la media, la moda, la mediana, la varianza, la desviación estándar, el coeficiente de asimetría, el error estándar, el coeficiente de variación, etc.

b) Construcción de gráficos estadísticos. Estos gráficos permiten ilustrar y entender las distribuciones de los datos, identificar datos errados, valores extremos, estos gráficos incluyen: mapas base, secciones cruzadas y vistas en perspectiva, histogramas y frecuencias.

Todos estos elementos permiten conocer las condiciones de estacionalidad, es decir, estadísticamente que tanto cambian los valores de una propiedad en estudio, con respecto al espacio.

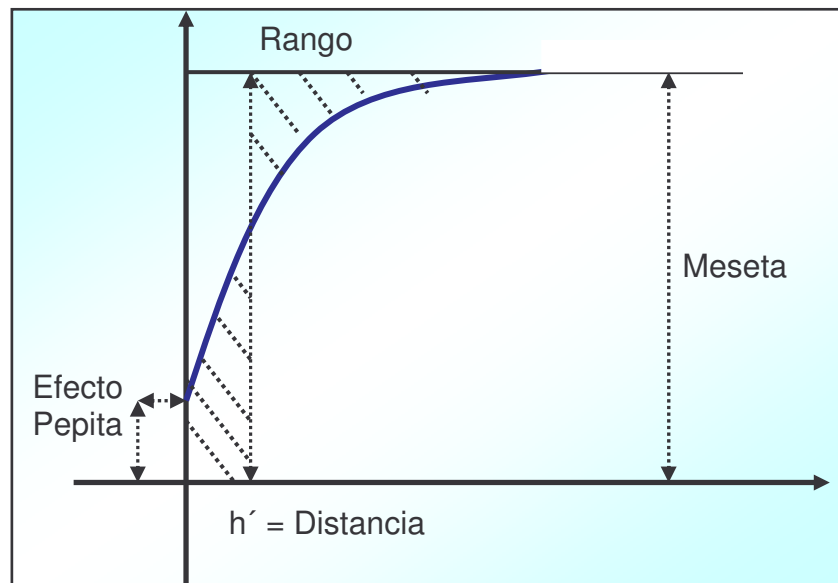
Estudio variográfico o análisis estructural

Establecidos los valores promedios de la porosidad y la permeabilidad se inicia la generación de variogramas experimentales en las direcciones 0, 45, 90 y 135 grados para las facies, porosidades y permeabilidades, para determinar su correlación espacial. El variograma experimental es una herramienta para la evaluación de la continuidad espacial de una variable en estudio y representa la varianza de los incrementos del valor de la propiedad, en función de la distancia, para una orientación relativa dada. Una vez el variograma experimental ha sido graficado se ajusta a uno de los modelos teóricos existentes (exponencial, gaussiano, esférico, etc.) cada uno de estos modelos es caracterizado por una función matemática definida que permite determinar la variabilidad o continuidad espacial de la propiedad entre variables regionalizadas y también determina parámetros importantes del variograma como el rango y la meseta.

Los modelos teóricos de variogramas más utilizados en la práctica se presentan en Deutsch y Journel (1998)⁵³, Bacchi y Kottegoda (1995)⁵⁴, Armstrong y Carignan (1997)⁵⁵, Kiyono y Suzuki (1996)⁵⁶.

Como el ajuste de los modelos teóricos al variograma experimental, se realiza de forma visual o interactiva, variando los valores de meseta y rango, hasta coincidir con los parámetros que mejor se ajustan (las partes de un Variograma se muestran en la figura 5). Es conveniente validar el modelo seleccionado y los parámetros meseta y rango escogidos. Según Armstrong y Carignan (1997)⁵⁵, y Zhang (1995)⁵⁷ para esta validación se conocen dos métodos, el método de validación cruzada y el ajuste automático. La operación de validar un variograma teórico ajustado a uno experimental siempre toma mucho tiempo, éste se

Figura 5. Partes de un Variograma



Fuente: Introducción a la Caracterización De Los Yacimientos. Tercera Edición. Geointegration. 2003.

considera como el último de los pasos importantes del análisis de variabilidad, debido a que una vez obtenido este resultado será utilizado en la estimación por krigeaje en cualquiera de sus variantes.

Análisis de anisotropía

Se conoce que el variograma describe las características de continuidad espacial de la variable regionalizada en una dirección, pero este comportamiento puede

variar según la dirección en que se analice, como se discute en Krajewski y Gibbs (1993)⁵². Se exige por este motivo un análisis del comportamiento de la continuidad en distintas direcciones, o sea un análisis de anisotropía. Los tipos de anisotropías más comunes son la geométrica y la zonal.

Modelos geoestadísticos

Una vez realizado el estudio variográfico y la continuidad de una propiedad determinada en un yacimiento. Se procede a la estimación de la propiedad en estudio en las diferentes áreas de interés mediante los métodos geoestadísticos, Armstrong y Carignan (1997)⁵⁵. El objetivo de estos métodos es caracterizar cuantitativamente las distribuciones espaciales de las propiedades del yacimiento e incluirlas luego en el modelo de simulación.

La estimación de las propiedades es lograda en tres etapas. Primero, la simulación geoestadística de litotipos definidos en el marco estratigráfico del campo. Esto proporciona una representación de la geología del yacimiento en un grid de alta resolución; a demás asegura una representación razonable de la arquitectura del yacimiento y la distribución de facies dentro de este. Segundo, la simulación de las propiedades petrofísicas se realiza a través de simulación gaussiana secuencial condicionada a cada una de las litofacies simuladas, con esto se generan las condiciones de flujo y almacenamiento propias del marco estratigráfico. Finalmente, se utilizan técnicas de escalamiento para reducir la resolución de la distribución de propiedades e iniciar la simulación de flujo de fluidos.

2.2 MODELO DINÁMICO

El modelo dinámico se crea con el fin de establecer y definir las propiedades dinámicas del yacimiento que permiten caracterizar el movimiento y cuantificar el

volumen de los fluidos presentes en el yacimiento, mediante la determinación, adquisición o cálculo de:

1. Propiedades roca-fluido.
2. Propiedades PVT del fluido.
3. Historia de presión, producción e inyección.

2.2.1 Determinación De Las Propiedades Roca-Fluido

La primera etapa del modelo dinámico se realiza con el fin de obtener las propiedades roca-fluido involucradas en la distribución y el movimiento del fluido en el yacimiento.

La determinación de las propiedades roca-fluido se obtiene principalmente de los análisis especiales de núcleos. Una vez se han realizado las pruebas al plug, presentadas en el modelo petrofísico; la muestra es llevada al laboratorio de análisis especiales de corazones donde se podrán determinar las siguientes propiedades: Presión capilar, permeabilidad relativa y Mojabilidad.

Metodología

La propiedad que generalmente se determina primero es la presión capilar. Esta propiedad se puede adquirir a partir de pruebas de laboratorio conocidas como análisis especiales de corazones y por correlaciones. En base a los resultados obtenidos en este procedimiento, es posible obtener los valores de permeabilidad relativa y mojabilidad del sistema roca-fluido.

La segunda propiedad que se determina es la permeabilidad relativa. Generalmente la medición de estos valores, al igual que para las presiones capilares, se hace por pruebas de laboratorio. También se puede obtener por otros

procedimientos como el uso de correlaciones.

Finalmente se halla la tendencia mojante de la roca por análisis especiales de núcleos. En caso de no contar con el lugar, la herramienta o la muestra de roca, necesarias para realizar este procedimiento, la mojabilidad se determina a partir de datos de permeabilidades relativas, o por presiones capilares.

Todas las pruebas de laboratorio deben pasar por un control de calidad mediante pruebas de repetibilidad y reproducibilidad.

Las propiedades de presiones capilares y permeabilidades relativas, generalmente pasan al final por un proceso de normalización de curvas, con el fin de generalizar el comportamiento de los fluidos por cada zona del yacimiento.

En el anexo 2 se presenta el diagrama de flujo de la determinación de las propiedades roca-fluido de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Determinación de la presión capilar

La presión capilar es una de las propiedades más importantes del yacimiento, debido a que las fuerzas capilares son las que controlan la distribución vertical de los fluidos en los yacimientos.⁵⁸

Del estudio de las curvas que se generan en esta etapa del modelo dinámico se pueden establecer, entre otras, características del yacimiento tales como: el tamaño de poro, la distribución de los fluidos en el contacto agua-aceite y en todo el yacimiento, permite diferenciar las arenas productoras, conociendo el valor de esta propiedad se pueden determinar las curvas de las permeabilidades relativas de la muestra en dos fases.

Existen dos formas de calcular esta propiedad: mediante la medición en el laboratorio y mediante la utilización de correlaciones establecidas para tal fin.

Obtención de la presión capilar en el laboratorio

Un ingeniero de petróleos generalmente es el especialista encargado de ejecutar estos estudios de laboratorio.

- Realización de la prueba: A continuación se presentan los análisis especiales de corazones comúnmente utilizados para el cálculo de la presión capilar en función de la saturación.
 - a) *Método de la Membrana Semi-Permeable*: También es conocida como el método de Estados Restaurados y constituye el método "patrón" o de referencia para las demás mediciones. Es un método sencillo y directo. Este método permite probar varios núcleos paralelamente en una misma cámara y utilizando la misma membrana porosa. Durante la ejecución de este procedimiento se puede correr simultáneamente propiedades eléctricas. Esta prueba sólo funciona para curvas de drenaje ⁵⁹. La duración de esta prueba está entre 15 y 30 días ⁵⁸, incluyendo la calibración del equipo.
 - b) *Método de la Centrífuga*: Este análisis fue presentado por Hassler y Brunner (1945). Esta prueba permite hacer mediciones de drenaje e imbibición. Admite correr de 6 a 8 corazones simultáneamente. No es un método aconsejable para muestras heterogéneas (como carbonatos) ⁵⁹. La duración de esta prueba es de 1 a 3 días aproximadamente, incluyendo la calibración del equipo.
 - c) *Método de Inyección de Mercurio*: Desarrollada por Drake y Ritter (1945). Este método ofrece la ventaja de ser usada en plugs secos y hasta a los rípios de perforación, pero debido a que las muestras de roca retienen el mercurio, las muestras utilizadas no pueden ser usados en otros experimentos. Permite hacer mediciones de drenaje e imbibición. Permite alcanzar presiones capilares muy elevadas. Facilita la obtención de la

Distribución de Diámetros Porales (Gargantas Porales) del sistema ⁵⁸. Esta prueba puede durar entre 0.5 y 1 días, incluyendo la calibración del equipo.

Para profundizar sobre la descripción detallada y procedimiento para la ejecución de estas pruebas, se recomienda el texto de Pirson (1965)⁶⁰, y la página www.inlab.com ⁵⁸.

- Control de calidad de las pruebas: Al final de la prueba aplicada a la muestra o a las muestras se les debe realizar un control de calidad de los datos obtenidos. Este control de calidad se puede realizar mediante pruebas de reproducibilidad & pruebas de repetibilidad. La prueba de reproducibilidad consiste en repetir la misma prueba de laboratorio a la misma muestra, en el mismo equipo y por la misma persona. La prueba de repetibilidad consiste en realizar la prueba a la misma muestra, pero en diferente equipo y por una persona diferente a la primera. Estos procedimientos se llevan a cabo con el objetivo de corroborar que los resultados calculados la primera vez sean valores aproximados a los nuevos resultados.
- Traslado de la Información al Yacimiento: En esta etapa es muy importante considerar la Mojabilidad del sistema. El traslado de información sólo es posible si se conoce la Mojabilidad (incluyendo tensiones interfaciales y ángulos de contacto) de ambos sistemas (laboratorio y yacimiento). Los ensayos de Laboratorio se realizan de modo que la Mojabilidad del sistema es una variable conocida. Cabe decir que a escala de laboratorio no existen dudas sobre cual es el fluido que cubre la función de fase mojante y cual representa a la fase no-mojante ⁵⁸.
- Normalización de curvas de presiones capilares: Debido a que los datos de presión capilar son obtenidos a partir de muestras de corazones individuales, es necesario normalizar los diferentes grupos de datos de presión capilar medidos en las diferentes muestras de yacimientos, Montero (1992)⁵⁹ y Ahmed

(2001)¹¹.

Leverett derivó una ecuación para convertir todos los datos de presión capilar a una curva universal, que representa la formación específica. Como resultado de esta normalización, se puede obtener una correlación de la saturación de agua con la función “J” de Leverett ⁵⁹.

La normalización de las curvas de presión capilar se puede emplear teniendo en cuenta la aplicación de los siguientes ítems, Montero (1992)⁵⁹.

- Función “J” de Leverett para la normalización de la presión capilar.
- Cálculo de la saturación de agua a partir de la curva de J vs. Sw

Obtención de la presión capilar por correlaciones

Cuando no es posible obtener muestras de roca o no se cuenta con la tecnología apropiada para realizar las pruebas de laboratorio, existe una manera alternativa de obtener esta propiedad mediante correlaciones que presentan a la presión capilar en función de la saturación del fluido.

A partir de estudios realizados muestras de corazones en diferentes yacimientos, se han determinado diferentes expresiones que relacionan a la presión capilar con la saturación del fluido mojante (ver tabla 4).

Determinación de las permeabilidades relativas en dos fases

La información más difícil de obtener en el modelo dinámico son precisamente estas curvas de permeabilidades relativas, por la dificultad que existe de llevar a cabo pruebas de desplazamiento en el laboratorio bajo las mismas condiciones en que se encuentra el sistema roca-fluidos en el yacimiento. Aún así la obtención de esta propiedad medida a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, son

Tabla 4. Correlaciones para determinar presiones capilares

CORRELACIONES	OBSERVACIONES
Correlación de Huang	Esta correlación incluye los efectos de imbibición espontánea y forzada, y los efectos de drenaje espontáneo y forzado. Huang (1997) ⁶¹
Correlación de Brooks y Corey	Esta correlación es utilizada para obtener valores de presión capilar para el drenaje primario en un sistema completamente mojado por agua, Brooks y Corey (1964,1966) ^{62, 63}
Correlación de Brooks y Corey modificada	Esta correlación permite obtener valores de presiones capilares, para sistemas de mojabilidad mixta, Skjaeveland y Kjosavik (2000) ⁶⁴

Fuente: Autores.

esenciales para que las simulaciones del yacimiento predigan reservas recuperables y evalúen el impacto económico de la inyección de agua u otros proyectos de recobro mejorado ⁵⁸.

La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. De ahí la importancia de obtener el valor de esta propiedad en función de la saturación del fluido.

Existen diversas formas de calcular esta propiedad. La forma más utilizada es su obtención en el laboratorio. Además de estos se pueden adquirir a partir de correlaciones y mediante los valores de presión capilar.

Obtención de las permeabilidades relativas en dos fases en el laboratorio

Un ingeniero de petróleos es generalmente el especialista encargado de ejecutar estos estudios de laboratorio.

- Realización de la prueba: El valor de la permeabilidad relativa de los fluidos presentes en una roca, puede ser determinada en el laboratorio utilizando una muestra de roca y aplicando cualquiera de los métodos de estado estable o estado inestable, formulados en la actualidad ⁵⁹. A continuación se presentan los análisis especiales de corazones comúnmente utilizados para el cálculo de la permeabilidad relativa en función de la saturación.

a) Método estacionario: Basados en el mismo principio, diferentes autores presentan los procedimientos utilizados en el laboratorio para la determinación de las permeabilidades relativas en los distintos sistemas existentes para dos fases (ver tabla 5).

b) Método no-estacionario: Esta técnica permite medir la permeabilidad relativa de una forma más sencilla que en el estado estacionario; pero el análisis matemático del procedimiento es más complejo que el de éste último. Esta prueba es relativamente acertada para muestras de corazón homogéneo. Las mediciones de la permeabilidad relativa en el estado no-estacionario son usadas para determinar las relaciones K_w/K_o , K_g/k_o y K_g/k_w ⁵⁹. La realización de esta prueba dura aproximadamente 2 días, incluyendo el tiempo de calibración del equipo.

Montero (1992)⁵⁹, presentan en su trabajo de grado una descripción detallada y el procedimiento para la ejecución de estas pruebas.

- Control de calidad de las pruebas: Al final de la prueba aplicada a la muestra o a las muestras se les debe realizar un control de calidad de los datos obtenidos por pruebas de reproducibilidad o de repetibilidad.

Tabla 5. Pruebas de laboratorio para determinar permeabilidades relativas.

Método estacionario	OBSERVACIONES
Método PENN-STATE	Prueba desarrollada por Morse y otros (1947). Este método puede ser aplicado para medir permeabilidades relativas de sistemas líquido-líquido y gas líquido.
Método dinámico de la muestra única	Esta técnica fue desarrollada por Richardson y otros (1952). Este método presenta una ecuación diferencial que puede ser integrada para producir la distribución de la fase mojante a través de la muestra ⁵⁹ . Prueba aplicada para obtener valores de permeabilidades relativas del sistema líquido-líquido.
Método del fluido estacionario	Técnica desarrollada por Leas y otros (1950). Este método puede ser aplicado para medir permeabilidades relativas del sistema gas - líquido.
Método de Hassler	Este método puede ser aplicado para medir permeabilidades relativas de sistemas líquido-líquido y gas líquido. El procedimiento entrega buenos resultados cuando el medio poroso es fuertemente mojado por uno de los fluidos.
Método DISPERSED FEED	Técnica elaborada por Richardson y otros (1952). Método usado para medir permeabilidades relativas de sistemas líquido-líquido y gas líquido.

Fuente: Autores.

- Normalización de las curvas de permeabilidades relativas: De acuerdo con los estudios que se han desarrollado en los yacimientos, se ha podido determinar que para cada yacimiento, las curvas de permeabilidades relativas determinadas en cada corazón, muestran un comportamiento diferente entre sí, lo que hace necesario obtener una curva representativa⁵⁹.

Para reflejar los datos de laboratorio a condiciones reales del yacimiento, se han desarrollado varias técnicas de normalización de permeabilidades relativas para sistemas agua-aceite y gas-aceite, Ahmed (2001)¹¹ y Montero (1992)⁵⁹.

- a) *Técnicas de normalización de datos de permeabilidad relativa agua-aceite (Tipo imbibición)*. Con el fin de normalizar las curvas de permeabilidad relativa se desarrollaron diferentes procedimientos dentro de los cuales se tienen: El Método de core lab, Método de Standing y Método de Amoco.
- b) *Técnicas de normalización de datos de permeabilidad relativa gas-aceite. (Tipo drenaje)*. Entre los métodos para normalizar curvas de permeabilidad relativa están: Método de Corey, método del promedio de datos de K_{rg}/K_{ro} , usando las cartas de Jonson, método convencional para la normalización de datos K_{rg}/K_{ro} y por promedio de datos K_{rg}/K_{ro} .

Obtención de las permeabilidades relativas en dos fases por correlaciones

Los métodos empíricos para determinar la permeabilidad relativa, se usan con mayor amplitud en la actualidad, debido a la existencia de los simuladores digitales. En la tabla 6 se presentan algunas correlaciones que se han desarrollado para obtener las curvas de permeabilidades relativas en dos fases, Montero (1992)⁵⁹.

Obtención de las permeabilidades relativas en dos fases por presiones capilares

Otra forma de calcular las permeabilidades relativas de la roca se derivan del comportamiento de la presión capilar en función de la saturación del fluido. A partir de las curvas generadas de este proceso, se pueden determinar las áreas bajo la curva (S vs. P_c) que son utilizadas en otras correlaciones que determinan el valor de las permeabilidades relativas.

Tabla 6. Correlaciones para determinar permeabilidades relativas

CORRELACIONES	OBSERVACIONES
Corey	Permiten calcular la permeabilidad relativa del sistema aceite-gas en función de: la saturación de líquido, la saturación más baja del aceite y de la saturación residual del líquido
Wahl y otros	Las correlaciones desarrolladas por Wahl y otros permiten determinar las relaciones k_{rg}/k_{ro} , para yacimientos de areniscas
Brooks y Corey	La expresión desarrollada por Brooks y Corey predice la permeabilidad relativa para curvas de drenaje para cualquier distribución de tamaño del poro.
Wyllie, Gardner y Torcaso	La ecuación sugerida por Wyllie y Gardner permite calcular la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite. La expresión sugerida por Torcaso y Wyley calcula la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite de areniscas mojadas por agua.
Rose, Pirson y Boatman	Las expresiones desarrolladas por Rose permiten obtener la permeabilidad relativa a la fase mojante y no-mojante. Pirson desarrolló expresiones para calcular la permeabilidad relativa a la fase mojante y no-mojante, para rocas mojadas por aceite. Las correlaciones sugeridas por Boatman permiten determinar la permeabilidad relativa al agua y al gas.
Hirasaki	Estas expresiones calculan las permeabilidades relativas del agua y del aceite en función de la saturación del agua y del aceite, respectivamente, para yacimientos fracturados.

Fuente: Autores.

Estos métodos sólo se utilizan en procesos de drenaje. Es útil para determinar valores bajos de permeabilidad relativa.⁶⁵

En la tabla 7 se presentan las correlaciones desarrolladas para calcular las permeabilidades relativas en dos fases, a partir de presiones capilares, Montero (1992)⁵⁹.

Tabla 7. Correlaciones para determinar permeabilidades relativas por presiones capilares.

CORRELACIONES	OBSERVACIONES
<i>Rapoport y Leas</i>	La ecuación presentada por Rapoport y Leas permite calcular los límites para la permeabilidad relativa de la fase mojanete en un sistema de dos fases.
<i>Gates y Lietz</i>	La expresión recomendada por Gates y Lietz permite determinar la permeabilidad relativa de la fase mojanete en un sistema de dos fases
<i>Fatt, Dykstra y Burdine</i>	La ecuación formulada por Fatt y Dykstra permite calcular la permeabilidad relativa de la fase mojanete para un sistema de dos fases. Buridine presenta la ecuación para calcular la permeabilidad relativa de la fase mojanete y para la fase no-mojante en un mismo tipo de sistema fluido-fluido
<i>Wyllie, Sprangler y Gardner</i>	Las correlaciones formuladas por Wyllie y Sprangler calculan la permeabilidad relativa del aceite y gas. Wyllie y Gardner presentan las ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa del aceite y gas, en presencia de la saturación de agua irreducible, considerando el agua como parte de la roca matriz
<i>Timmerman</i>	Las ecuaciones presentadas por Timmerman permiten calcular los valores bajos de la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite.
<i>Wyllie y Gardner</i>	Las ecuaciones propuestas por Wyllie y Gardner calculan la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite.

Fuente: Autores.

Determinación de la mojabilidad

A diferencia de la presión capilar que se logra como consecuencia de la interacción de dos fluidos en presencia de un sólido tal como el tubo capilar o el medio poroso, el concepto de *mojabilidad* se refiere a la interacción de un sólido y un fluido. Esta interacción influencia directamente las características de la presión capilar y las permeabilidades relativas, afectando así el recobro de hidrocarburo dentro del yacimiento⁶⁵.

La mojabilidad de una roca puede ser evaluada de forma cualitativa o

experimentalmente. No hay un método satisfactorio para determinar la mojabilidad del yacimiento in-situ. Sin embargo la mojabilidad medida en el laboratorio se ha usado para evaluar la mojabilidad a condiciones del yacimiento.

Obtención de la mojabilidad por laboratorio

Un ingeniero de petróleos generalmente es el especialista encargado de ejecutar estos estudios de laboratorio.

- Realización de la prueba: Existen dos tipos de medición de la mojabilidad, dependiendo de la forma como se determina (métodos cuantitativos y cualitativos). Todos los métodos para obtener esta propiedad son análisis especiales de núcleos o procedimientos que se derivan de ellos. A continuación se presentan las pruebas cuantitativas y cualitativas utilizadas para el cálculo de la mojabilidad.

a) Métodos cuantitativos: En la tabla 8 se presentan los diferentes tipos de métodos cuantitativos para obtener la tendencia humectante de la muestra de roca.

b) Métodos cualitativos. Este tipo de procedimiento es el menos utilizado debido a que solo son recomendables si la muestra está fuertemente mojada por uno de los fluidos. La tabla 9 muestra los tipos de métodos cuantitativos mas utilizados en la industria para determinar la Humectabilidad de la roca.

Marulanda (1990)⁶⁶, Zuluaga Elizabeth (2001)⁶⁷ y en la página www.inlab.com⁵⁸, se presenta una descripción detallada y el procedimiento para la ejecución de estas pruebas.

Tabla 8. Métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad de la roca.

MÉTODO CUANTITATIVO	OBSERVACIONES
Método del ángulo de contacto	Método desarrollado por Wagner y Leach. Este método permite definir la mojabilidad por agua, aceite, o la mojabilidad neutra de la muestra.
Método de imbibición o método de AMOTT.	Método establecido por AMMOT. “Técnica confiable para determinar la mojabilidad si se dispone de fluidos del yacimiento que no han sido alterados” ¹ . Esta prueba no identifica mojabilidades neutras (Con el fin de obtener esta clase de mojabilidades se debe aplicar el método modificado Ammot-Harvey) La duración de esta prueba es de 3 semanas, incluyendo el tiempo de calibración del equipo.
Método USBM (U.S. Bureau of Mines).	Es un procedimiento rápido y se emplea con fluidos del yacimiento. A diferencia del método de Amott, este método es más sensible a mojabilidades neutras .Esta prueba dura 1 semana aproximadamente, incluyendo el tiempo de calibración del equipo.
Método combinado AMOTT/USBM	Método desarrollado por Sharma y Wonderlich (SPE 14302). “Este método, a diferencia de los dos últimos, tiene en cuenta los cambios de saturación que se suceden a la presión cero” ² .

Fuente: Autores.

- Control de calidad de las pruebas: Al final de la prueba aplicada a la muestra o a las muestras se les debe realizar un control de calidad de los datos obtenidos por pruebas de reproducibilidad o de repetibilidad.

Presentación de resultados

Una vez calculados los valores de presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad, se deben presentar los resultados en el formato establecido por la empresa que desarrolla las pruebas o los cálculos. Incluye: Curvas y tablas con los valores de las presiones capilares y permeabilidades relativas, y la tendencia mojante de cada plug analizado.

Tabla 9. Métodos cualitativos para determinar la mojabilidad de la roca.

METODOS CUALITATIVOS	OBSERVACIONES
Método de relajación magnético nuclear	Procedimiento desarrollado por Brown y Fatt (1956). Este método se utiliza para determinar la mojabilidad preferencial en las muestras con mojabilidad fraccional.
Método de absorción de tintes	Determina la fracción de superficie del medio poroso mojado por agua.
Método de imbibición	Es el método cualitativo más utilizado, debido a que es rápido y no requiere de equipos complejos para determinar la tendencia mojanante de la muestra
Método de la presión capilar	Este método es poco utilizado debido a que solo determina la mojabilidad de los poros grandes. Los métodos más utilizados para determinar la mojabilidad a partir de las presiones capilares son: el método capilarimétrico y el método de presión capilar de desplazamiento.
Método de la permeabilidad relativa.	Solo es conveniente utilizar este procedimiento para corazones fuertemente mojados por agua o por aceite

Fuente: Autores.

2.2.2 Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento

Dentro de los diferentes tipos de datos necesarios para la caracterización del yacimiento, los resultados del proceso de obtención de los datos PVT, han sido reconocidos como los valores más reales y creíbles, debido a la alta representatividad de la muestra del fluido del yacimiento y a la facilidad con que el comportamiento de los fluidos del yacimiento permite ser representado por la Ecuación de Estado.

La segunda etapa del modelo dinámico está enfocada hacia la determinación de las propiedades PVT del fluido del yacimiento. Entre otras se obtienen factores volumétricos, relaciones gas-aceite y compresibilidades. Además en esta parte del modelo se establece la EOS que mejor pueda modelar el comportamiento del fluido.

Metodología

Para llevar a cabo esta etapa es necesario obtener una muestra representativa del fluido del yacimiento, ya sea por muestreo de fondo o de superficie. Si la muestra es de superficie los fluidos deben ser recombinados en el laboratorio. Después de esto se debe definir el tipo de fluido que se va a analizar con el fin de seleccionar las pruebas que mejor permitan caracterizarlo. Una vez realizadas las pruebas de laboratorio y aplicado el control de calidad, los resultados son llevados a un simulador PVT con el fin de calibrar la EOS que mejor represente el comportamiento de la muestra.

Cuando la muestra del fluido o las pruebas de laboratorio no están disponibles, es posible obtener las propiedades PVT a partir de correlaciones con datos de campo. Estas correlaciones deben ser calibradas para poder obtener buenos resultados.

En el anexo 2 se presenta el diagrama de flujo del análisis de los fluidos del yacimiento de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Determinación de las propiedades PVT mediante pruebas de laboratorio

I) Toma de muestra del fluido del yacimiento

El objetivo principal de un muestreo de fluido consiste en recoger de un yacimiento de gas o de petróleo una ejemplar del fluido, llevarla a superficie y de una manera cuidadosa transferirla a unos cilindros para su posterior envío al laboratorio ⁶⁸. Cabe anotar que las técnicas de muestreo dependen directamente del tipo de sistema de hidrocarburos y de las condiciones de producción del yacimiento.

- Escogencia del método a utilizar para la recolección de la muestra, Carlson (2003)¹³: depende directamente del volumen de muestra requerida en el laboratorio, tipo de fluido a ser muestreado, grado de depleción del yacimiento, la condición mecánica del pozo y del tipo de equipo de separación en

superficie.

a) Muestreo de fondo: Generalmente se realiza durante la aplicación de un DST. Se debe escoger un pozo con alta productividad. El procedimiento recomendado para realizar esta forma de muestreo es: 1) Bajar una herramienta denominada muestreador de fondo dentro del pozo a una profundidad preseleccionada, 2) Una porción de fluido se debe atrapar a las condiciones de presión y temperatura imperantes a esa profundidad en el momento de muestreo, 3) Por medio de un mecanismo especial de la herramienta, el fluido es mantenido en una sección hermética para su posterior regreso a superficie, Y 4) Ya en superficie la muestra se debe transferir a unos cilindros y enviada al laboratorio.

NOTA: Es importante durante la transferencia conservar los fluidos a su mismo volumen traído del fondo y evitar la pérdida de gas que afectaría la representatividad de la muestra.

b) Muestreo de superficie: Este método de muestreo permite disponer de grandes volúmenes de muestra. La muestra es tomada de las líneas de superficie antes de llegar al choque o en los separadores (muestra de gas y de aceite). Primero se deben tomar muestras de gas y aceite con unas medidas lo más aproximadas posibles a las tasas de flujo y luego, antes de llevar a cabo la recombinación de las muestras; realizar las siguientes acciones:

Para el líquido del separador se debe: 1) Definir de las condiciones de inyección. Normalmente la temperatura de inyección del líquido es la de laboratorio. La presión de inyección debe ser mayor que la presión de burbuja a temperatura de laboratorio, 2) Determinar la densidad del líquido (por gravimetría) a las condiciones de inyección, 3) Calcular el factor de encogimiento desde (P,T) el separador hasta condiciones Standard, y 4) Calcular del GOR en prueba de liberación instantánea.

Para el gas de separador se debe: 1) Definir las condiciones de recombinación. La presión de recombinación debe ser menor que la presión de inyección del líquido, 2) Comprimir el gas dentro de la celda a condiciones monofásicas, y llevar la

muestra a temperatura de recombinación, 3) Determinar la densidad del gas a condiciones de celda, y 4) Calcular la masa total del gas presente en la celda.

Finalmente se realiza la reconstrucción del fluido del yacimiento en el laboratorio por recombinación de gas y el petróleo con las proporciones debidas considerando la tasa de producción y la relación gas-petróleo. La recombinación se realiza añadiendo un volumen determinado de líquido de separador al gas ya existente en la celda. La proporción se determina a partir de convertir la relación gas-aceite a una relación masa/masa. Una vez se ha añadido el líquido a la celda, la muestra se presuriza y se deja en agitación por un período no inferior a 24 horas.

Posteriormente se toma un volumen pequeño de muestra recombinada y se realiza una liberación instantánea con el objeto de medir separadamente la composición del gas y del líquido para determinar la composición de fluido de yacimiento.

II) Determinación del tipo de fluido

Un valor acertado del GOR puede ayudar a establecer el tipo de fluido. Además de esta propiedad existen otras que pueden facilitar el reconocimiento del tipo de fluido tales como: ρ_{API} del líquido en el tanque, el B_o del líquido del tanque, el porcentaje de C7+, o el color (ver tabla1).

III) Realización de las pruebas PVT

Los datos PVT son usados principalmente en cálculos de balance de material los cuales van desde estimativos del aceite original in situ hasta estudios detallados del rendimiento de un yacimiento. Los resultados de estos cálculos se pueden usar en una variedad de propósitos tales como:

- a) Estimación de reservas
- b) Estimación del tamaño del yacimiento

Tabla 10. Propiedades de los diferentes tipos de fluidos.

Fluido	GOR SCF/STB	°API	%C7+ %molar	Bo BR/STB	Color
Aceite negro	<1.750	<45	20%	<2	Oscuro
Aceite volátil	1.750- 3.200	>40	12.5 -20	>2	Coloreado
+Gas condensado	3.200- 15.000	>40	<12.5	----	Ligeramente coloreado
Gas húmedo	15.000- 100.000	40-70	<4	----	Blanco claro
Gas seco					

Fuente: McCAIN William, The properties of Petroleum fluids, penn well, 1990.

- c) Evaluación de la intensidad del empuje hidrostático
- d) Predicción del rendimiento futuro de un yacimiento
- e) Evaluación de un programa de producción propuesto ⁶⁸

Dependiendo del tipo de fluido, y una vez realizado el control de calidad de las muestras, las pruebas a realizarse y las propiedades PVT que se desean obtener son:

Pruebas PVT para el aceite negro:

1. Análisis composicional.
2. Estudio de masa constante.
 - a) Presión de burbuja
 - b) Relación entre presión y volumen
 - c) Compresibilidad del aceite a diferentes presiones
 - d) Factores volumétricos relativos de los fluidos

- e) Porcentaje de volumen de líquido en función de la presión
- 3. Estudio de vaporización diferencial o desplazamiento diferencial.
 - a) Gas es solución en función de la Presión
 - b) Factor Volumétrico de formación en función de la presión
 - c) Densidad del líquido en función de la presión
 - d) Densidad del gas en función de la presión
- 4. Determinación de la viscosidad de la fase líquido en equilibrio.
- 5. Estudio de optimización en el separador flash.
 - a) GOR en función de la presión del separador a la temperatura del Separador.
 - b) Factor volumétrico del aceite basado en la temperatura del separador.
 - c) Composición del gas producido ⁶⁹.

La duración de estas pruebas es de 25 días aproximadamente.

Pruebas PVT para el aceite volátil:

En adición para el análisis desarrollado del sistema aceite negro, las pruebas siguientes serían desarrolladas al aceite volátil.

- 1. Estudio de depleción a volumen constante.
 - a) Composición de la base vapor en equilibrio
 - b) Fracción de flujo producido
 - c) Factores de desviación del gas en equilibrio
 - d) Disminución del volumen de líquido cuando la presión del fluido es menor que la presión de burbuja y hasta la presión de abandono ⁶⁹.

La duración de la ejecución de las pruebas para el aceite volátil es de 45 días aproximadamente.

Pruebas PVT para el gas condensado:

El estudio PVT para estos fluidos esta dividido en tres grandes partes:

1. Estudio Composicional de la mezcla.

El estudio composicional es similar al que se lleva a cabo en los ensayos sobre petróleos negros.

2. Comportamiento volumétrico a Composición Constante ⁶⁹.

En el estudio a composición constante se registran cinco parámetros fundamentales del sistema:

- a) La presión de rocío. Que permite establecer, fundamentalmente, la representatividad de la muestra.
- b) Los factores de compresibilidad del gas.
- c) Factores volumétricos de formación del gas.
- d) La relación entre las variables termodinámicas Presión y Volumen a temperatura de yacimiento.
- e) La curva de líquido retrógrado acumulado, en función de la presión.

Los dos últimos puntos no son escalables al yacimiento, pues son valores que se registran en un proceso de depleción sin producción. Su uso principal es el de permitir el ajuste de las ecuaciones de estado que permitan simular el comportamiento del sistema en condiciones diferentes a las medidas experimentalmente.

3. Comportamiento volumétrico y composicional a Volumen Constante del yacimiento y presión decreciente.

El estudio a Volumen Constante representa el comportamiento que se espera para el fluido en estudio durante la depleción asociada a la producción del yacimiento. En este caso el proceso es adecuadamente representativo pues, al igual que lo que se espera que ocurra en el yacimiento, el líquido retrógrado no es producido, sino que permanece en la celda PVT. En esta prueba se establecerán ⁶⁹:

- a) La composición del gas liberado
- b) Mediciones del volumen de líquido retrógrado

La duración de estas pruebas es de 45 días aproximadamente.

*Pruebas PVT para el gas húmedo y el gas seco*⁶⁹:

Los datos PVT que se pueden obtener de estos fluidos solo serían la densidad del fluido y el factor de compresibilidad (Z) del gas.

Propiedades del agua de formación:

Las propiedades PVT necesarias para la descripción del fluido del yacimiento son la Viscosidad, el coeficiente de compresibilidad del agua y el Factor volumétrico del agua, Higuera (1994)⁶⁸

Ahmed (2001)¹¹ e Higuera (1994)⁶⁸, presentan una descripción detallada y el procedimiento para la ejecución de pruebas PVT. Un ingeniero de petróleos es generalmente el especialista encargado de ejecutar estos estudios de laboratorio.

IV) Control de calidad de las pruebas

Una vez son obtenidas las propiedades PVT de las pruebas realizadas, se debe aplicar un control de calidad a las mismas, Ahmed (2001)¹¹. Actualmente este procedimiento se realiza mediante diferentes funciones como balances máxicos y molares en las pruebas de desplazamiento diferencial y de expansión a composición constante, verificando que el valor del GOR en campo y el obtenido coincidan, y corroborar que la presión de saturación en la prueba de medición de viscosidad coincida con la presión de burbuja calculada en la prueba de expansión a composición constante, dentro de un margen de error del 2%.

Si se presentan algunas incongruencias y no es posible corregirlas, se deben realizar de nuevo las pruebas erradas hasta lograr una diferencia de resultados aceptable.

Determinación de las propiedades PVT por correlaciones

Debido a que un análisis PVT completo es costoso, se han desarrollado correlaciones empíricas de estas propiedades, para usarlas donde no se puedan justificar una medición de los datos o donde no se puedan obtener muestras representativas del sistema hidrocarbonato para una medida directa⁷⁰.

Para obtener un buen provecho del uso de las correlaciones existentes, es necesario ajustar las correlaciones empíricas PVT, de la siguiente manera:

1. Revisión y reseña detallada de las correlaciones empíricas PVT disponibles.
2. Conformación de la base de datos. Información PVT necesaria para la evaluación o el ajuste.
3. Evaluación o ajuste de las correlaciones.
4. Análisis estadístico y gráfico del error.
5. Análisis de los resultados. Conclusiones y recomendaciones.

A continuación se presentan los datos PVT que se podrán obtener mediante correlaciones con datos de campo:

- Presión en el punto de burbuja.
- Relación de gas en solución-aceite en el punto de burbuja.
- Relación de gas en solución-aceite por debajo del punto de burbuja.
- Factor volumétrico de formación del aceite en el punto de burbuja.
- Factor volumétrico de formación del aceite por debajo del punto de burbuja.
- Factor volumétrico de formación del aceite por encima del punto de burbuja.
- Factor volumétrico del agua.
- Viscosidad del agua.
- Factor volumétrico de formación total.
- Viscosidad del aceite libre de gas.
- Viscosidad del aceite en el punto de burbuja.
- Viscosidad del aceite por encima del punto de burbuja.
- Viscosidad del aceite por debajo del punto de burbuja.

- Compresibilidad isotérmica del aceite por encima del punto de burbuja
- Compresibilidad isotérmica del aceite por debajo del punto de burbuja
- Coeficiente isotérmico de compresibilidad del agua.
- Densidad del aceite en el punto de burbuja.
- Densidad del aceite por encima del punto de burbuja.
- Gravedad específica del gas disuelto

Bradley (1992)¹⁹ y Osorio (1989)⁷⁰ presentan las diferentes correlaciones establecidas para el cálculo de las propiedades PVT para el aceite, el gas y el agua.

NOTA: Recuerde que el uso de las *correlaciones* con datos de campo puede ser arriesgado, ya que para desarrollar este procedimiento se deben usar datos de laboratorio. Sin embargo, un estimativo usando datos de campo con las correlaciones correctas resulta muy útil.⁷⁰

Presentación de resultados

Una vez se han calculado las propiedades PVT ya sea en el laboratorio o por correlaciones, y una vez ajustada la EOS, se deben presentar los resultados en el formato exigido por la empresa que desarrolla las pruebas y el modelamiento.

Ajuste de la ecuación de estado (EOS)

Después de obtener las propiedades necesarias para la descripción del fluido presente en el yacimiento, ya sea por las pruebas PVT o por correlaciones, se puede ajustar el comportamiento del fluido a una EOS con ayuda de un software, con el fin de facilitar el trabajo del simulador. Estos simuladores realizan el ajuste basándose en EOS como Redlich - Kwong (RK), Soave - Redlich - Kwong (SRK),

Peng-Robinson (PR) y Zudkevitch-Joffe (ZJ), Fanchi (2001).

El procedimiento recomendado para ajuste de la ecuación de estado a partir de los datos de las pruebas PVT es el siguiente:

1. Seleccionar un software PVT. Dentro de estos software se pueden encontrar entre otros: Software PVTi de Schulmberger Geoquest, Desktop PVT de VIP, PVTx de Eclipse y Winprop de CMG.
2. Elegir la EOS que más se ajuste al comportamiento del fluido.
3. Ajustar los parámetros presentes en la ecuación que permitan una descripción cercana al comportamiento del fluido en estudio. Estos parámetros se presentan en las EOS como a y b los cuales son función de la temperatura crítica⁷¹.
4. Introducir al simulador los datos de las pruebas PVT aplicadas al fluido.
5. Realizar el fraccionamiento de la fracción pesada con el fin de mejorar la descripción del fluido, Whitson (1983)⁷².
6. Calcular las fracciones molares y el peso molecular de cada pseudocomponente de número de carbono simple (SCN), Ahmed (1989)¹¹.
7. Calcular las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada fracción. Existen diferentes correlaciones para realizar este paso como la de Lee-Kedler, TWU, entre otras, Bradley (1992)¹⁹.
8. Reducir la cantidad de pseudocomponentes SCN a unos pocos pseudocomponentes de número de carbono múltiple (MCN), con el fin de disminuir la complejidad del manejo de tantos pseudocomponentes y de optimizar los tiempos de simulación⁷³.
9. Calcular las propiedades físicas y críticas de los pseudocomponentes MCN, usando la ley de mezcla de fracción molar, Navas (2000)⁷³.
10. Para poder obtener los valores reales de las propiedades de cada grupo MCN, es necesario realizar un seguimiento de sensibilidad a sus propiedades críticas y físicas, con el objeto de conocer cuales de estas propiedades afectan en un mayor grado el ajuste de la ecuación cúbica de estado. Una vez definidas estas propiedades más sensibles, se realiza un proceso de regresión sobre estas

variables con el objetivo de lograr un buen ajuste de la ecuación de estado. Después de llevada a cabo esta regresión, se verifica que cada propiedad cumpla con sus tendencias monotónicas características.

11. Presentar las propiedades físicas y críticas finales, halladas para la obtención del ajuste de la EOS.

12. Realizar el modelamiento de la viscosidad del fluido. Para llevar a cabo este punto se utilizan entre otras las correlaciones de Beal, Glasso, Beggs Robinson, Matthews, Ahmed (2001)¹¹ y Bradley (1992)¹⁹.

13. Presentar los resultados del ajuste de las pruebas de laboratorio.

14. Validar finalmente los resultados de la ecuación de estado. Informe de resultados.

2.2.3 Historia de presiones, producción e inyección del campo

Esta parte del modelo dinámico se realiza con el objeto de obtener los datos de la historia de presión, historia de producción, y la historia de inyección. Además de estos datos se determinan otros valores y características como el factor de recobro a través de la historia del campo, el mecanismo de recuperación, el OHCIP y el hidrocarburo remanente.

Metodología

A partir de las mediciones de campo realizadas por la empresa operadora y de las pruebas de presión aplicadas, se genera una base de datos que incluye datos de presión, producción e inyección. Con esta información y otra determinada en los modelos estructural, petrofísico y en las pruebas PVT, se determina el mecanismo de empuje actual, el factor de recobro a través de la historia del campo, el OHCIP por el método volumétrico y el método de balance de materia, y finalmente el

hidrocarburo remanente.

En el anexo 2 se presenta el diagrama de flujo de la historia de presión, producción e inyección de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Obtención de la historia de presión del yacimiento

Teniendo en cuenta que la energía causante del desplazamiento del fluido desde el yacimiento hacia los pozos es la diferencia de presión entre estos dos puntos, se hace imprescindible manejar y controlar una base de datos que almacene los valores de las presiones que intervienen en el comportamiento del yacimiento.

Obtener el registro de la historia de presión del campo es imprescindible a la hora de realizar un balance de materia del yacimiento y fundamental para llevar a cabo el ajuste histórico en el modelo de simulación.

Los datos y eventos que generalmente se registran en la descripción del comportamiento de la historia de presión, se presentan a continuación:

- a) Primer valor de la Presión estática (P_{ws}) de cada pozo perforado, incluyendo la profundidad a la cual se midió y la fecha.
- b) Valor medido de la presión estática en fondo (P_{ws}) del pozo, con su respectiva fecha.
- c) Cada valor medido de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) del pozo, con su respectiva fecha. Generalmente los valores de estas presiones se registran mensualmente.
- d) Cada valor medido de la presión en cabeza (THP) del pozo, con su respectiva fecha. Generalmente los valores de estas presiones se registran mensualmente.
- e) Pruebas de presión realizadas a el o a los pozos y resultado de la Presión promedia del yacimiento obtenida por este procedimiento. Registro de la fecha de realización de la prueba.

NOTA: En estos registros se recomienda incluir en esta base de datos el valor del datum del yacimiento ⁷³.

Validación de la historia de presión del yacimiento

Se analiza y valida la información de las presiones estáticas (P_{ws}), de las presiones dinámicas de fondo de pozo y de cabeza de pozo (P_{wf} Y THP) y de los Transitorios de Presión provenientes de los ensayos de pozos disponibles. En todos los casos para cada conjunto de datos en sí mismo y con los de pozos vecinos, se revisa su relación al plano de referencia escogido, Córdoba (2003)⁷⁴.

Obtención de los datos de producción del yacimiento

Definitivamente conocer el valor de la producción de cada pozo y de la producción total del campo, es totalmente necesario en la ingeniería de yacimientos y en su aplicación a la simulación.

Al igual que para la historia de presión, obtener el registro de la historia de producción del campo es imprescindible a la hora de realizar un balance de materia del yacimiento, un análisis de las curvas de declinación y en el momento de llevar a cabo el ajuste histórico en el modelo de simulación.

Los datos y eventos que generalmente se registran en la descripción del comportamiento “historia de producción”, se presentan a continuación:

- a) Cada valor medido de la tasa de producción de aceite (q_o), gas (q_g) y agua (q_w) de cada pozo, con su respectiva fecha. Estos resultados generalmente se reportan mensualmente.
- b) Tasa total de producción del campo (Q_o , Q_g y Q_w)
- c) Cada valor medido de GOR y WOR en cada pozo, con su respectiva fecha.

- d) Reporte regular de la producción acumulada de aceite (N_p), gas (G_p) y agua (W_p).
- e) Producciones de los fluidos (q_o , q_g y q_w) envueltas en las pruebas de presión aplicadas.
- f) Levantamiento artificial aplicado a cada pozo (si se le ha incorporado al pozo), y registro de la producción a la fecha.
- g) Además workovers, tratamientos de pozos, etc, que influyan en la producción del campo.

Validación de la información de producción

En esta etapa se valida el total de la información de producciones recibida, para lo cual se realizan análisis de congruencia entre los propios datos de cada pozo, con pozos vecinos, y con otros datos tales como pruebas de producción a distintos tiempos, comparación con las acumuladas, análisis de los cambios en la producción debido a las diferentes Operaciones en los pozos, relación con el Modelo Estático definido, interferencias posibles entre pozos, etc.

Para ello se asume que se disponen los datos de producción para cada unidad hidráulica individual (UHI) ó Yacimiento. Para el caso de producción conjunta se requiere estimar la posible distribución de la misma entre las correspondientes UHI, Córdoba (2003)⁷⁴.

Obtención de los datos de inyección del yacimiento

Al ser el campo en estudio un campo maduro y según su definición; al yacimiento ya se le ha aplicado un proceso de recuperación secundaria como restauración de presión por gas o se le ha implementado un sistema de inyección de agua. A raíz de esto, es necesario recopilar la información referente a la entrada de fluidos al

yacimiento. Esta información es clave a la hora de entender el mecanismo de recuperación presente en el yacimiento, al realizar un estudio de balance de masa y al ingresar los datos de entrada al simulador.

Los datos y eventos que generalmente se registran en la descripción del comportamiento “historia de inyección”, se presentan a continuación:

- a) Cada valor medido de la tasa de inyección de gas (q_{ig}) o agua (q_{iw}) de cada pozo inyector, con su respectiva fecha.
- b) Tasa total de inyección del campo (Q_{ig} o Q_{iw}), con su respectiva fecha.
- c) Presiones de inyección de cada pozo y fecha de toma.
- d) Número de pozos inyectores y profundidad a donde el fluido es inyectado.

Las mediciones para la obtención de la historia de presión, producción e inyección, son realizadas por la empresa operadora del campo y por las empresas de servicio involucradas en la implementación de pruebas de presión, levantamiento artificial, workovers, etc.

Estos datos deben ser reportados en el formato exigido por la empresa operador del campo, y formarán parte de la base de datos de la empresa encargada de realizar la caracterización y el proceso de simulación del yacimiento.

Determinación del OHCIP por el método volumétrico

I) Yacimientos de aceite

El cálculo del OOIP se calcula a partir del volumen del yacimiento ($A.h$), la porosidad (Φ), la saturación inicial de aceite (S_{oi}), el factor volumétrico inicial de formación (B_{oi}) así:

$$OOIP = 7758 \frac{Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

$$7758 = \frac{43560 \text{ ft}^2 / \text{Ac}}{5.614 \text{ ft}^3 / \text{bbl}}$$

[OOIP] = STB

A = área, [] = acre

h = espesor promedio, [] = pies

Φ = porosidad promedio, [] = adimensional (fracción)

S_{oi} = Saturación de aceite inicial, [] = Adimensional (fracción)

B_{oi} = Factor volumétrico de aceite inicial, [] = bbl/ STB

El gas en solución que presentan los yacimientos de aceite se calcula de la siguiente manera:

$$G_s = OOIP * R_{si} \dots \dots \dots (2)$$

Donde: G_s = OGIP, [] = scf

[OOIP] = STB

R_{si} = Relación gas-aceite en solución, [] = scf/STB

II) Yacimientos de gas

El cálculo del OGIP se calcula a partir del volumen del yacimiento (A.h), la porosidad (Φ), la saturación inicial de gas (S_{gi}), el factor volumétrico de formación del gas (B_{gi}) así:

$$G = 7758 \frac{Ah\phi S_{gi}}{B_{gi}} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

G = Gas libre original “in-situ”, scf

S_{gi} = saturación de gas inicial, [] = adimensional (fracción)

B_{gi} = Factor volumétrico de formación del gas, [] = ft³/scf

h = espesor promedio (en el intervalo de gas) [] = ft

El volumen de roca (A.h) es determinado del mapa isópaco del yacimiento, la porosidad promedio, la saturación de aceite inicial y la saturación de gas inicial, de registros y datos de análisis de corazones, y el factor volumétrico de formación del aceite del gas por pruebas PVT o correlaciones⁷⁵.

Determinación del factor de recobro histórico

Es posible determinar el factor de recobro durante toda la historia del campo, conociendo el OHCIP y la producción acumulada para cada tiempo:

$$Fr = N_p/N \quad \text{Para yacimientos de aceite} \dots\dots\dots(4)$$

$$Fr = G_p/G \quad \text{Para yacimientos de gas} \dots\dots\dots(5)$$

Donde:

N_p = Aceite producido, N = OOIP, G_p = Gas producido y G = OGIP [] = STB, scf

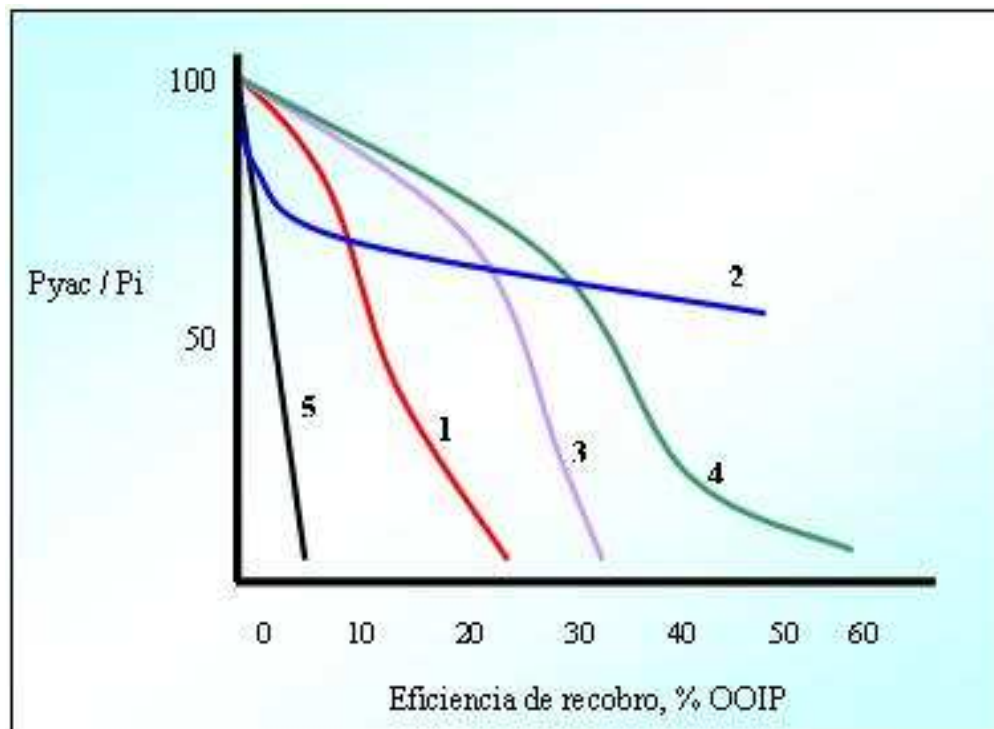
NOTA: El valor del OHCIP puede ser tomado del cálculo por el método volumétrico o de cálculos realizados anteriormente al campo.

Determinación del mecanismo de empuje del yacimiento

A partir de la historia de presión, producción e inyección del campo, de algunos datos de roca y de propiedades PVT, es posible determinar el tipo de mecanismo de empuje primario presente en el yacimiento.

a) *A partir del comportamiento entre la presión y el factor de recobro:* Partiendo de la historia de presión del yacimiento (presiones promedio) y el factor de recobro, se puede obtener un estimado del tipo de mecanismo de empuje primario del yacimiento, graficando P_{yac}/P_i vs. Fr. Luego se superpone la gráfica obtenida, a la siguiente figura:

Figura 6. Mecanismos de recobro primario.



Fuente: Dr. THAKUR, Ganesh; Dr. SATTER, Abdus, Integrated Petroleum Reservoir Management. Penn Well, (1994).

Donde:

1. Empuje por gas en solución
2. Empuje por agua
3. Empuje por capa de gas
4. Empuje por segregación
5. Empuje por compactación

Una vez comparadas estas dos gráficas, es posible reconocer el tipo o tipos de empuje primario principales del yacimiento.

b) *A partir de datos de roca, fluido e historia de presión, producción e inyección:* Cada mecanismo de empuje primario posee características propias que son reflejadas en algunas propiedades del sistema roca-fluido del yacimiento (ver tabla 11). Así que a partir de la obtención y análisis de estas propiedades (obtenidas en el modelo estático y en el modelo dinámico), es posible determinar el empuje primario principal causante de la producción del campo, Ahmed (2001)¹¹.

El mecanismo de producción primario no es común encontrarlo solo en el yacimiento; por el contrario es lógico obtener análisis que determinen que el yacimiento está siendo "impulsado" por diferentes tipos de empujes. Existen técnicas computacionales para la determinación de la magnitud de cada mecanismo de empuje individualmente. Además de estas técnicas, a partir de una manipulación matemática de la ecuación de balance de materia es posible aislar y cuantificar los efectos de los diferentes mecanismos de empuje, Ahmed (2001)¹¹.

Determinación del factor de recobro último

El factor de recobro del aceite puede ser determinado a partir del tipo de empuje primario, Ahmed (2001)¹¹; por interpretación de datos de yacimientos similares,

por correlaciones API para eficiencias de recobro primario o por análisis de curvas de descenso, Thakur (1994)⁷⁵.

Cuando el campo se encuentra actualmente en un proceso de inyección de agua, el factor de recobro último se determina a partir de los cálculos de: Eficiencia volumétrica, Eficiencia de desplazamiento y Eficiencia de barrido, Thakur (1998)²³.

Tabla 11. Características de los mecanismos de empuje primario.

Mecanismo De Empuje	Características
Gas en solución	<ul style="list-style-type: none"> • Cuando $P_{yac} > P_b$, Grandes $\Delta p/t$ • Cuando $P_{yac} < P_b$ y $S_g < S_{cg}$, Alto C_g, menores $\Delta p/t$ • Cuando $P_{yac} < P_b$ y $S_g > S_{cg}$, Alto GOR, grandes $\Delta p/t$. • En presencia de un acuífero, si $W_e \ll W_p$, predomina el empuje por gas en solución.
Empuje por agua	<ul style="list-style-type: none"> • K_v del acuífero altas • Cuando $P_i > P_b$, K_v bajas en la parte alta del yacimiento, Bajos $\Delta p/t$ • Cuando $P_{yac} < P_b$, se eleva el WOC, aumento del GOR • Cuando $S_g > S_{cg}$, bajos $\Delta p/t$ • No hay formación de capa de gas
Empuje por capa de gas	<ul style="list-style-type: none"> • Cuando $P_i = P_b$ hay capa de gas inicial $K_v < 50md$ • Cuando $P_{yac} < P_b$, desplazamiento del GOC
Empuje por segregación	<ul style="list-style-type: none"> • $K_v > 50md$ • Yacimientos inclinados
Empuje por compactación	<ul style="list-style-type: none"> • Altos valores de C_t • Yacimientos profundos • Disminución del volumen poroso • Exitoso en yacimientos someros con C_t alta

Fuente: Autores.

Cálculo de OHCIP por el método de balance de masa

El cálculo del OOIP para yacimientos de aceite y del OGIP para yacimientos de gas es una actividad necesaria para realizar un Plan de desarrollo de Campos Maduros. Obteniendo este valor y el del Factor de recobro actual, se puede

conocer la cantidad de hidrocarburo que todavía existe en el yacimiento maduro, permitiendo así la posibilidad de optimizar el esquema de recuperación secundaria actual ó la posibilidad de plantear una estrategia de producción terciaria, que pueda producir un aumento considerable del factor de recobro.

Existen tres formas convencionales de determinar el OHCIP: Método Volumétrico, el método de balance de masa y el método del simulador (modelo de simulación).

El clásico método de balance de materia es mucho más fundamental que el método volumétrico. Este método de balance de materia es usado para estimar el OHCIP, basándose en la ley de la conservación de la materia, la cual simplemente significa que la masa se conserva (no se crea ni se destruye).

I) Yacimientos de aceite

Las ecuaciones generales de balance de material para yacimientos de aceite contienen tres incógnitas: OOIP, tamaño de la capa de gas y la entrada de agua si existe acuífero activo. Las ecuaciones incluyen datos de producción e inyección, propiedades PVT del fluido y propiedades de la roca que dependen de la presión del yacimiento, Craft (1991)⁷⁶ y Thakur (1994)⁷⁵.

Existen cinco métodos gráficos comúnmente usados para calcular el OHCIP por ajuste histórico para yacimientos de aceite, Thakur (1994)⁷⁵ y Ahmed (2001)¹¹:

1. Método FE
2. Método de la capa de gas
3. Método Havlena-Odeh
4. Método Campbell
5. Método de ajuste de presión

Cada método se aplica a un tipo de yacimiento específico dependiendo del mecanismo de empuje hallado anteriormente. Los siguientes métodos de línea

recta podrían ser aplicados para diferentes yacimientos. Para yacimientos de aceite conducidos por gas en solución (N es desconocido) usar el método # 1, para yacimientos de aceite conducidos por capa de gas (N, m son desconocidos) Usar el método # 2, y para yacimientos de aceite conducidos por empuje de agua activo (N y W_e son desconocidos) usar el método # 4 ⁷⁵.

II) Yacimientos de gas

Las ecuaciones de balance de masa generales para yacimientos de gas, contienen dos incógnitas: OGIP y W_e . Las ecuaciones incluyen datos de producción y propiedades del fluido que dependen de la presión del yacimiento, Thakur (1994)⁷⁵ y Ahmed (2001)¹¹.

Existen cinco métodos gráficos comúnmente usados para calcular el OHCIP por ajuste histórico para yacimientos de gas:

1. Método p/z
2. Método Cole
3. Método Havlena y Odeh
4. Método de la presión.

Cada método se aplica a un tipo de yacimiento específico, Thakur (1994)⁷⁵. Los métodos de línea recta 1 o 4 pueden ser usados para estimar el OGIP de yacimientos conducidos por depleción. Los métodos del 2 al 4 pueden ser empleados para estimar el OGIP y la entrada de agua en caso de ser yacimiento con acuífero activo⁷⁵.

Diferentes software como Fast fekete MBA, Resbalance, entre otros, permiten determinar el OHCIP para yacimientos de aceite y de gas, en base a los métodos mencionados para el balance de materiales.

Si se desea mucha mas información acerca del cálculo del OHCIP por el método

de balance de materia, se recomienda revisar el libro de Craft (1990)⁷⁶.

Comparación de OHCIP calculado por: el método de balance de masa, el método volumétrico y estudios anteriores

Es conveniente realizar una comparación entre los diferentes valores calculados de OHCIP. En caso de que no coincidan se debe pasar a revisar los datos involucrados en los cálculos, sobre todo los de mayor incertidumbre o menos confiables y hacer las correcciones respectivas, Ahmed (2001)¹¹.

Cálculo del hidrocarburo remanente y reservas probadas

Una vez se ha establecido los factores de recobro históricos, los tipos de empujes presentes en el yacimiento y el OHCIP, se calcula el hidrocarburo remanente con el objeto de definir la cantidad aproximada de hidrocarburo que se encuentra actualmente en el yacimiento. Este procedimiento consiste simplemente en restar del OHCIP la producción acumulada obtenida de la historia de producción.

Para el cálculo de reservas, con el fin de determinar la cantidad de hidrocarburo posible de extraer bajo el rendimiento actual del campo, simplemente se multiplica el factor de recobro último por el OOIP ó por OGIP, y a este resultado se le sustrae la producción acumulada obtenida de la historia de producción, Thakur (1994)⁷⁵.

Presentación de resultados

El informe de los resultados de la historia de presión, producción e inyección incluye: Datos de presión, producción e inyección, factor de recobro histórico, mecanismo de empuje primario, OHCIP volumétrico y el OHCIP por balance de materia, el hidrocarburo remanente y la estimación de reservas probadas.

2.3 MODELO DE SIMULACION

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra toda la información disponible para predecir el comportamiento de los fenómenos físicos que ocurren en el yacimiento bajo las diversas restricciones que son inherentes a su desarrollo.

Esta metodología para el modelo de simulación se establece con el objetivo de ubicar las áreas con potenciales reservas remanentes y los factores que influyen en el bajo desempeño de los pozos. Dependiendo de estos estudios, realizar predicciones de escenarios de producción que permitan extraer la máxima cantidad de hidrocarburo remanente y cuya inversión económica no exceda los límites de rentabilidad del proyecto.

El modelo de simulación se conforma de dos partes:

1. Base de datos
2. Simulación de yacimientos

2.3.1 Base de datos

La primera etapa definida en el modelo de simulación se debe realizar con el fin de reunir, organizar y analizar la mayor cantidad de información de todo el campo. Con esta información y mediante las aplicaciones de la herramienta software encargada de almacenarla, se determina la ubicación de las zonas potenciales del campo y de los problemas de pozo que ocasionan la baja productividad.

Metodología

De acuerdo a la información obtenida en el modelo estático, el modelo dinámico, y de otra información a partir de datos registrados en perforación y completamiento, se debe pasar a recopilar, validar, almacenar y analizar esta información en una base de datos. A partir de esta información es posible determinar la ubicación de las reservas remanentes obtenidas en el modelo dinámico, e identificar los factores que influyen negativamente en el bajo desempeño de los pozos, con la ayuda de herramientas de procesos de análisis disponibles en el software administrador de base de datos y otras aplicaciones computacionales, tales como: Mapas de burbujas, mapas de grillas, estudios de movimiento de fluidos en el tiempo, gráficos de dispersión, perfiles de Inyección, entre otros.

Una vez alcanzados estos objetivos, se deben recomendar estrategias de producción acordes con los resultados, para predecir en la etapa de simulación de yacimientos.

En el anexo 3 se presenta el diagrama de flujo de la generación de la base de datos de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Construcción de la base de datos

La primera etapa de este modelo corresponde al ingreso de la información en la base de datos. Usualmente se requiere de un tiempo considerable para ubicar los datos en archivos físicos.

La escogencia del software para la creación de la base de datos depende de la empresa que esté encargada de formarla. El software adecuado para realizar esta etapa debe ser una herramienta que además de almacenar información, permita ejecutar procesos de análisis de una manera ágil y eficiente.

Antes de ingresar la información a la base de datos, es necesario cumplir con una etapa previa con el objetivo de validar el valor de los datos.

Validación de datos

Los datos de campo están sujetos a muchos errores, por esto, los datos recolectados deben ser cuidadosamente revisados para corroborar su exactitud y consistencia.

Para su validez, los análisis de corazonas y registros deben ser correlacionados, así podemos identificar con certeza las diferentes facies geológicas, los datos de registros deben ser cuidadosamente calibrados usando datos de corazonas para porosidad y distribuciones de saturación, determinar las zonas de arenas y la zonación geológica del yacimiento. Las propiedades de los fluidos pueden ser validadas utilizando las ecuaciones de estado y las correlaciones empíricas.

Los razonamientos acerca de los mapas geológicos deben ser establecidos usando el ambiente de depositación. La presencia de fallas y las discontinuidades que evidencian un estudio geológico puede ser investigada y validada mediante pruebas de interferencia de presión o de pulso. Finalmente, el comportamiento del yacimiento debe ser estrictamente monitoreado mientras se toman los datos de rutina de la producción y de inyección, incluyendo la presión del yacimiento ⁷⁷.

Almacenamiento

La información tomada de varias fuentes debe ser almacenada en una base de datos accesible por cualquier usuario que forme parte del proyecto.

Los datos mínimos que una base de datos debe contener, entre otros, los siguientes ⁷⁸:

- Información básica de pozos como coordenadas, áreas de ubicación, fecha de perforación, profundidades finales, tipos de fluidos de perforación elevaciones,

estaciones de flujo, tipos de pozos, elevaciones del terreno y de la mesa rotaria, etc.

- Datos geológicos tales como marcadores, fallas, contornos y propiedades petrofísicas.
- Perfiles de pozos con curvas originales y derivadas de la interpretación.
- Registros de desviación de pozos.
- Eventos: Fecha de trabajos, tipo de eventos (reparaciones, estimulaciones, servicios, cambios de reductores, etc.).
- Datos mecánicos de los pozos.
- Datos de propiedades de fluidos (salinidad de agua de formación, viscosidades, caracterizaciones físico-químicas, etc.).
- Histórico de intervalos abiertos a producción/inyección.
- Historia de producción (petróleo, agua, gas) e inyección de fluidos (agua, gas, vapor, polímeros, GLP, etc.).
- Presiones estáticas y fluyentes, corregidas a las profundidades de interés.

La información presentada se genera a partir del modelo estático, el modelo dinámico, y de otra información de datos registrados en perforación y completamiento. Dependiendo de la calidad con que se hayan realizado los dos primeros modelos de este plan integral de desarrollo, más y mejor información se obtendrá con la idea de generar una base de datos más completa y confiable.

Recuperación de datos

Cada vez que se obtenga un nuevo dato, éste debe ser almacenado dentro de la base de datos con el fin de que esta permanezca actualizada. Los datos almacenados son usados para cumplir cualquier propósito en el manejo del yacimiento incluyendo el monitoreo y la evaluación de su comportamiento.

Hoy en día la mayoría de las industrias petroleras cuentan con software comerciales cuyo único objetivo técnico es el de proveer un sistema computacional integrado capaz de almacenar datos de un campo sin importar el área de la que provengan y que dichos datos estén disponibles para aplicaciones o análisis⁷⁷.

Identificación de oportunidades para incrementar la productividad del campo

Esta parte de la base de datos encargada de la identificación de oportunidades para incrementar la productividad del campo, tiene el claro objetivo de ubicar el hidrocarburo remanente mediante la localización de las áreas con potencial y la identificación de los factores que influyen en el bajo rendimiento de los pozos. Este procedimiento será de vital importancia al momento de encontrar los lugares del yacimiento indicados para aplicar las estrategias de producción en la etapa de predicciones en el modelo de simulación.

A continuación se presenta un procedimiento recomendado para determinar la ubicación de las zonas atractivas del yacimiento y los factores que influyen en el bajo rendimiento de los pozos.

Identificación de las áreas con potencial de reservas remanentes

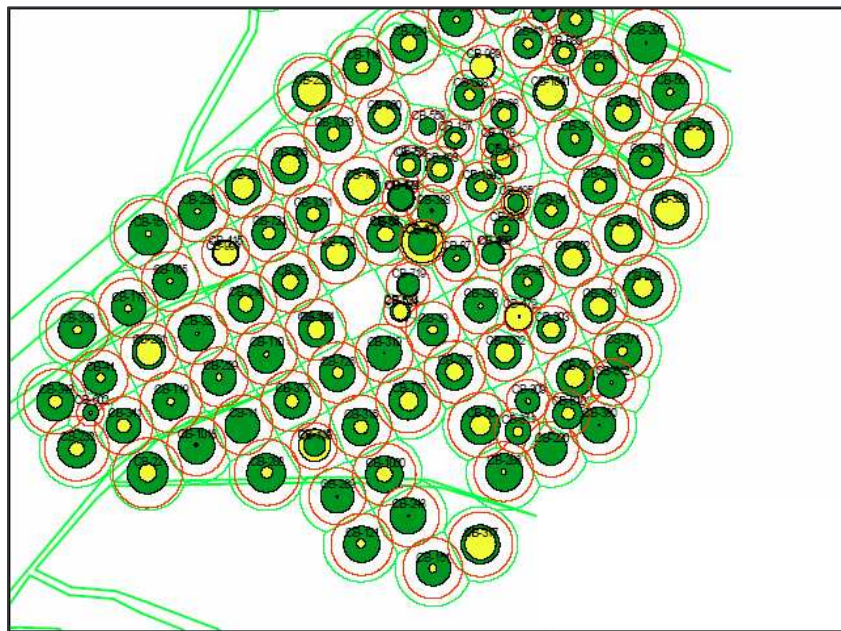
Esta etapa del modelo se fundamenta en la aplicación de diversos procesos, derivados de la combinación de herramientas disponibles en el software administrador de la base de datos, con el fin de determinar las áreas de interés.

- Procesos utilizados en la Identificación de las áreas atractivas del campo:
 - a) *Mapas de radio de drenaje mediante mapas de burbujas*: Esta opción es especialmente útil cuando se trata de patrones de inyección, ya que el petróleo

se encuentra confinado entre inyectores. La ecuación utilizada para calcular el radio de drenaje teórico de cada pozo, Lozano y Márquez (2005), es programada en la base de datos y puede ser reevaluada para determinar el radio equivalente para el OOIP y el radio equivalente del aceite drenable⁷⁸ (ver figura 7).

- b) *Mapas de grillas*: Los mapas de grillas o mallas son herramientas útiles para visualizar distintas propiedades, sean dinámicas o estáticas (ver figura 8). Los mapas pueden animarse, sincronizarse con otros mapas, o compararse simultáneamente e inclusive superponerse con mapas de burbujas. El análisis conjunto permite identificar cualitativamente áreas atractivas desde el punto de vista de las propiedades petrofísicas, pero con bajo drenaje o de bajo rendimiento, y que por tanto podrían ser atractivas como oportunidad⁷⁸.

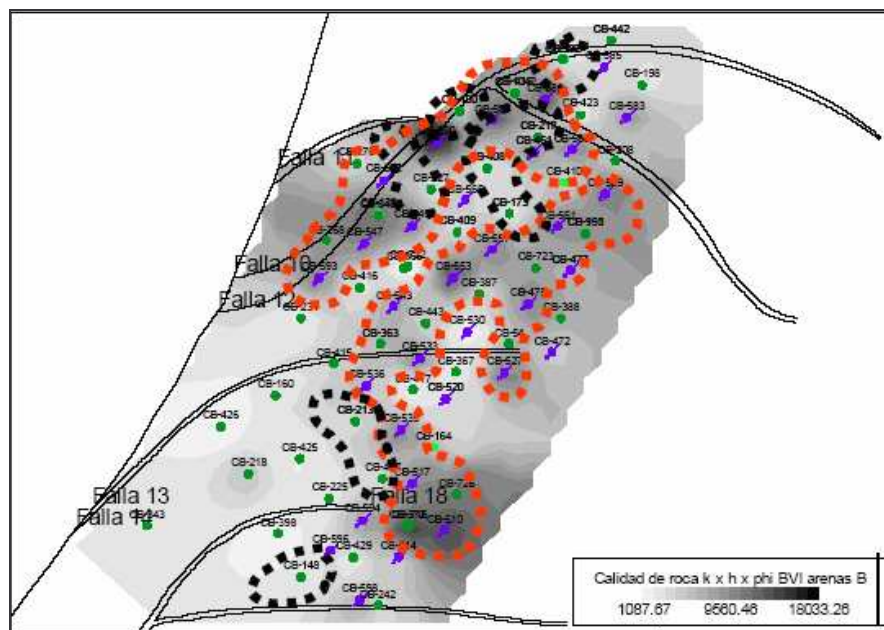
Figura 7. Mapas de radio de drenaje mediante mapas de burbuja.



Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

c) *Estudio de Movimiento de fluidos en el tiempo*: Una aplicación particular de los mapas de grillas está representada por los estudios de movimientos de fluidos en el tiempo. Estos estudios permiten entender el movimiento de los fluidos con el transcurrir del tiempo, dado una idea de la variación de los parámetros (ver figura 9). Esta evaluación estudio es aplicada también para la fase gas, permitiendo identificar zonas de alta saturación de gas, y los posibles sentidos de flujo de fluidos⁷⁸.

Figura 8. Mapas de grillas.



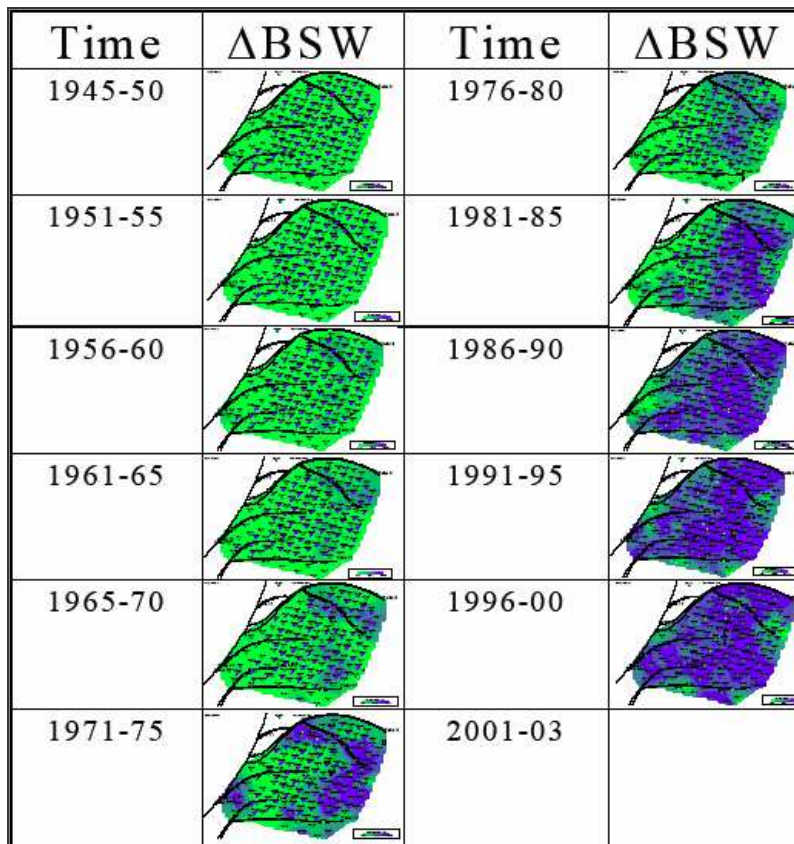
Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

d) *Mapas de Presión*: Con base en la información más reciente de niveles de fluido y gradientes de presión se puede crear un mapa isobárico del campo que permita visualizar áreas con buen soporte de presión. Los mapas isobáricos

dan además idea de las direcciones de las líneas de corriente, además de permitir inferir el carácter sellante o no de las fallas presentes⁷⁸ (ver figura 10).

- e) *Voronoi*: El proceso que involucra Voronoi consiste en realizar diferentes circunferencias a partir de los pozos, estas circunferencias equivalen al área de drenaje óptima de los pozos y su valor es constante para todos los pozos; cuando dos circunferencias se encuentran se rompen los círculos y se crea una línea recta entre estos con el fin de mostrar interferencias entre los pozos.

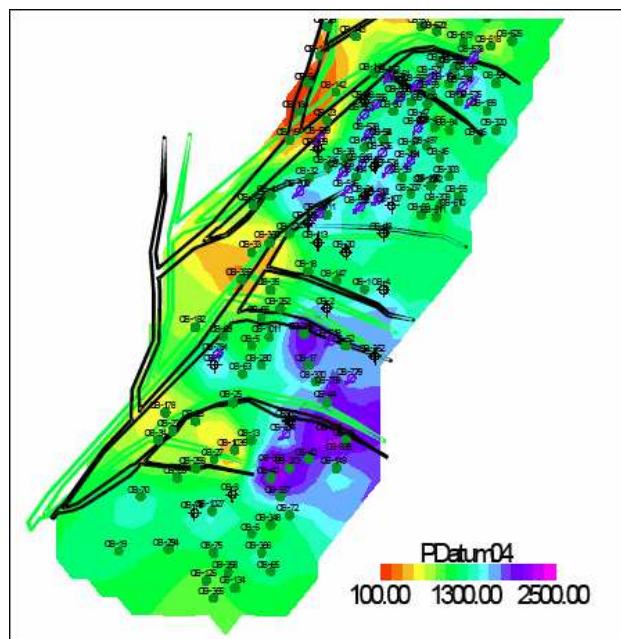
Figura 9. Movimiento de fluidos en el tiempo.



Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

- f) *Mapas de Producción e inyección acumulada y diaria:* Como soporte adicional a los mapas de grilla y burbuja de la producción acumulada y diaria actual por pozo, al nivel de cada arena permite visualizar áreas con buen aporte de fluidos, para diferentes etapas de la vida del campo. Esto puede entonces visualizarse a una fecha específica o animarlo históricamente⁷⁸.

Figura 10. Mapas de presión.



Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

- Finalmente, los resultados de la ejecución de los diferentes procesos se analizan y se integran para identificar las áreas más atractivas en el campo. Y a su vez se presenta un informe en el que se planteen posibles estrategias para lograr extraer del yacimiento este hidrocarburo remanente de acuerdo a las propiedades del campo en estudio (Screening).

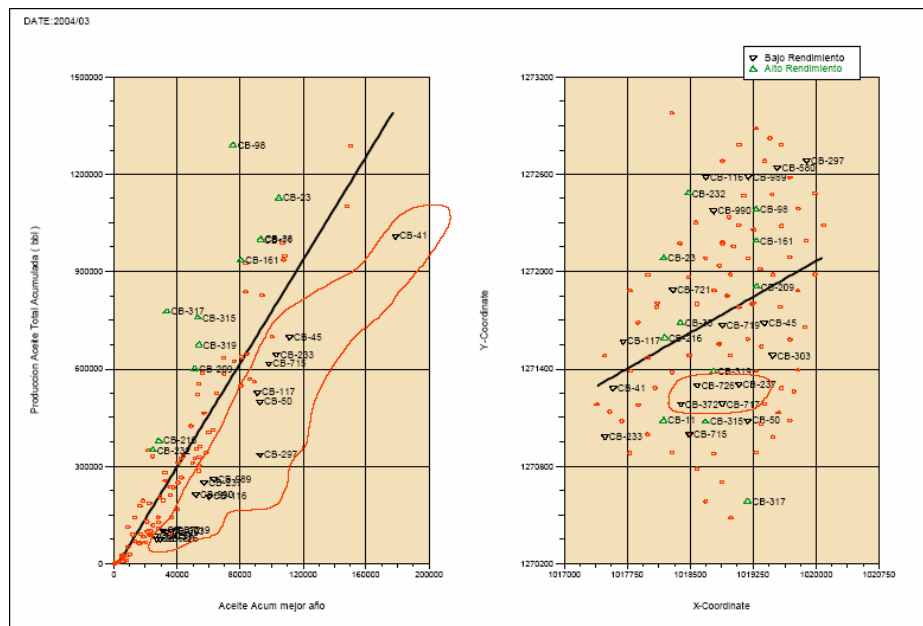
Identificación de los factores influyentes en el comportamiento de los pozos de baja producción

Varios de los procesos empleados para identificar de las áreas con potencial de reservas remanentes son base para este sistema, no obstante, a continuación se mencionan algunos en particular. Adicionalmente, se debe llevar a cabo una revisión detallada al nivel de pozo en cada entidad seleccionada (áreas, regiones, bloques, zonas o pozos individuales o agrupados según criterios lógicos) complementando con la información de yacimientos, historias de perforación, producción, inyección y de eventos. Esto permite reconocer los factores que influyen en el bajo desempeño de algunos pozos, usualmente atribuibles a daños de formación o a deterioros en las condiciones mecánicas de los pozos, aunque también existen otros como los niveles energéticos del yacimiento, el volumen de reservas remanentes, entre otros.

- Procesos a aplicar para la identificación de los factores influyentes en el comportamiento de los pozos de baja producción:
 - a) *Gráficos de Dispersión*: La información proveniente de un grupo de pozos puede ser graficada en una de las tantas variedades de gráficas disponibles. Para una mejor visualización y análisis es usual generar un gráfico de dispersión adicional al de la(s) variables analizadas, representados por las coordenadas XY de los pozos en el campo (ver figura 11). Con las opciones disponibles para la identificación de puntos, es posible reconocer zonas en el yacimiento con tendencias de comportamiento similares, y detectar pozos con comportamientos anómalos. Esto permite la discriminación de las áreas o zonas más atractivas según el sistema analizado⁷⁸.
 - b) *Producción Normalizada*: Este proceso consiste básicamente en la normalización de las curvas de producción usando varios caminos de tal

manera que los pozos puedan ser comparados desde un punto de vista más equitativo y diferente a la observación y análisis de la curva tradicional de producción. Dado esto la normalización puede ser realizada en amplitud y en tiempo⁷⁸ (ver figura 12).

Figura 11. Gráficos de dispersión.



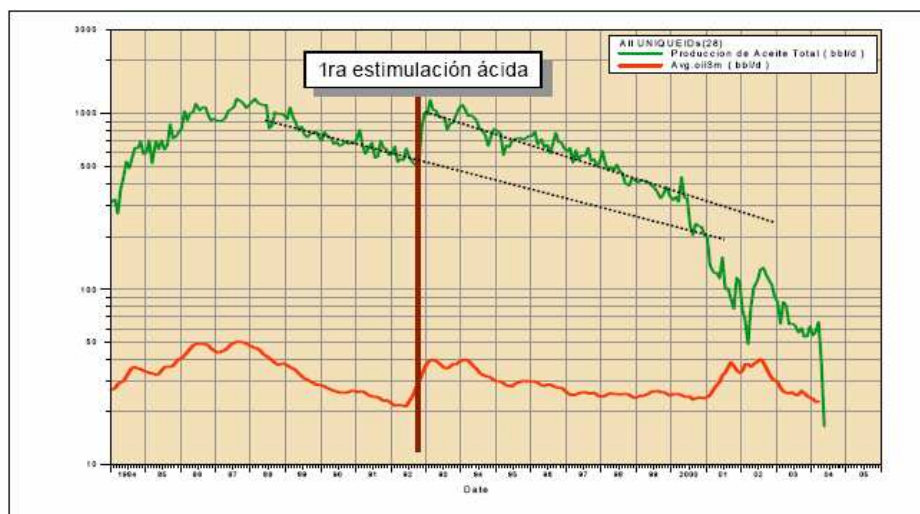
Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

c) *Perfiles de Inyección:* Esta es una de las herramientas de mayor impacto a la hora de seleccionar los pozos a intervenir y los intervalos a completar.

En aquellos pozos identificados como potenciales candidatos para terminación en otras arenas, o para recañoneo en arenas abiertas, se debe realizar la correlación y visualización de cada perfil de inyección disponible en los pozos inyectoros de cada patrón, con los del pozo candidato. Esta visualización se puede realizar en la base de datos, y representa una excelente alternativa para

visualizar e identificar intervalos canalizados y/o barridos entre el inyector(s) de un patrón y su productor (ver figura 13). De esta manera, se pueden calcular además el número de volúmenes porosos inyectados en cada intervalo, y utilizar esta información como un indicador más para la selección de intervalos a completar⁷⁸.

Figura 12. Producción normalizada.

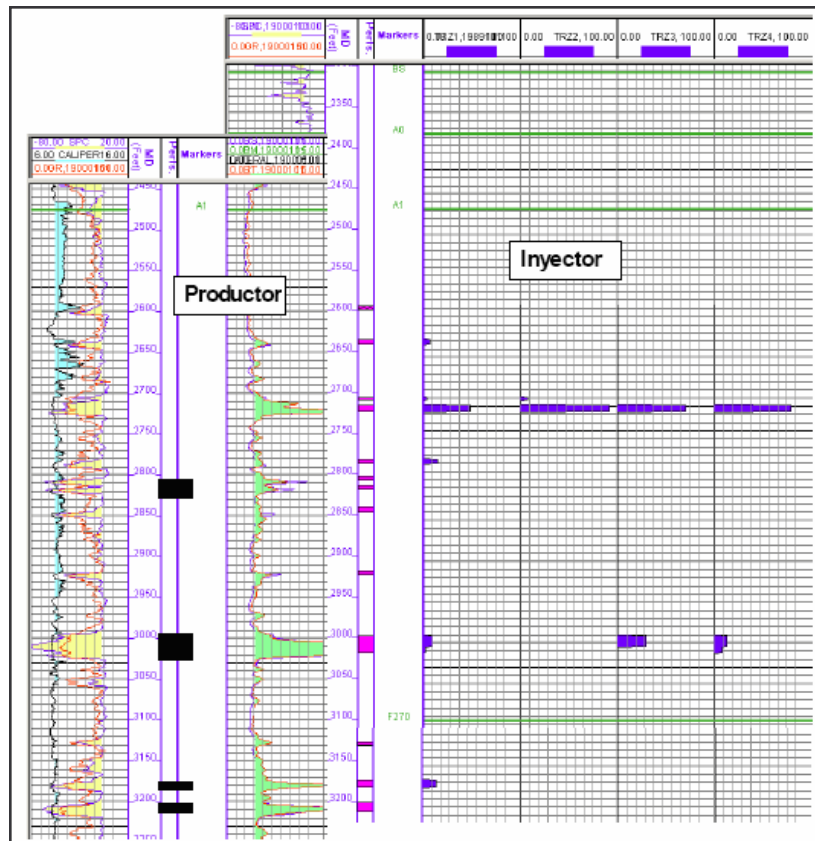


Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

- Finalmente, los resultados de la ejecución de los diferentes procesos se analizan y se integran para identificar los factores causantes de la baja producción de los pozos. Se presenta un informe en el que se planteen posibles escenarios para la solución de estos problemas.

Ávila (2005)⁷⁷, presenta una descripción detallada de los procesos y herramientas de OFM (Software oilfield Manager) descritas para la identificación de oportunidades para incrementar la productividad del campo. El software OFM es una de las bases de datos utilizadas en la industria petrolera.

Figura 13. Perfiles de inyección.



Fuente: LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.

2.3.2 Simulación de yacimientos

El objetivo primordial de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento, y con base en los estudios obtenidos, determinar los medios adecuados para incrementar su recobro mediante el desarrollo y uso de técnicas que describan el comportamiento bajo diversas condiciones de operación. La simulación de yacimiento como tal, no optimiza ninguna operación en el campo. La optimización del yacimiento depende básicamente de la experiencia y habilidad del ingeniero para evaluar toda la información requerida en un estudio de simulación, considerar las diferentes opciones que ofrecen el simulador y una correcta interpretación de los datos obtenidos.

Un estudio de simulación requiere el seguimiento de un plan que sea práctico y claro, que permita asegurar el suministro de la información apropiada al personal encargado del manejo de yacimientos.

Metodología

Esta etapa comienza ingresando los datos de la descripción del yacimiento y de su comportamiento al simulador. A partir de estos datos se realiza la construcción del modelo, luego se ejecuta el proceso de inicialización con el fin de reproducir el volumen inicial de hidrocarburos y la distribución inicial de la saturación y presiones existentes en el yacimiento.

El siguiente paso consiste en reproducir el comportamiento histórico del campo mediante un ajuste histórico de los datos de presión y producción del campo, y si es posible de cada pozo. Finalmente, esta imitación del comportamiento del campo es llevada hacia las predicciones, bajo el rendimiento actual del campo y bajo diferentes escenarios de producción IOR (Improved oil recovery), con el objetivo de seleccionar la mejor opción para el desarrollo de un campo maduro.

En el anexo 3 se presenta el diagrama de flujo de la simulación de yacimientos, de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Datos de entrada al simulador

El grado de confiabilidad de los resultados de la simulación depende en gran medida de la calidad de la información suministrada. Por ello, es necesario dedicar especial atención a la obtención de toda la información relacionada con el comportamiento del yacimiento.

Esta etapa se concentra en la preparación de los datos de tal forma que puedan ser usados por el simulador. Esto incluye correcciones y traducciones de los datos al lenguaje del simulador, Carlson (2003)¹³.

En general, los siguientes datos son requeridos para un estudio de simulación:

1. *Mapas del yacimiento*⁶⁹. Los siguientes mapas son el resultado de la ejecución del modelo geoestadístico:

- a) Mapa estructural de cada yacimiento
- b) Mapas isopacos (espesor neto y espesor bruto) con localización de los contactos gas-petróleo (GOC) y agua-petróleo (WOC) para cada capa
- c) Distribución de porosidad para cada capa
- d) Mapas de región de roca para cada capa
- e) Mapas de barreras de flujo como fallas, por cada capa
- f) Mapas de saturación de agua, para cada capa
- g) Mapas de distribución de permeabilidad, para cada capa

2. *Datos de propiedades roca-fluido*⁷⁹. La mayoría de estos datos son obtenidos en la primera etapa del modelo dinámico.

- a) Mojabilidad de la roca
- b) Presión capilar (P_c) vs. S_w
- c) Permeabilidad relativa sistema agua-aceite vs. S_w
- d) Permeabilidad relativa sistema gas-aceite vs. S_g
- e) Compresibilidad de la roca (Obtenida en el modelo petrofísico)

3. *Datos del fluido para un estudio de simulación de Black-oil*⁶⁹. Estos datos son obtenidos en la segunda etapa del modelo dinámico.

- a) FVF del aceite (B_o) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- b) FVF del gas (B_g) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- c) FVF del agua (B_w) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- d) Viscosidad del aceite (μ_o) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- e) Viscosidad del gas (μ_g) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- f) Gas en solución (R_s) vs. Presión del yacimiento (P_{yac})
- g) Viscosidad del agua (μ_w)
- h) Compresibilidad del aceite C_o
- i) Compresibilidad del agua C_w
- j) FVF del aceite (B_o) a condiciones del separador
- k) Gas en solución (R_s) a condiciones del separador

4. *Datos para establecer las condiciones iniciales*⁷⁹.

- a) Distribución de presión y saturación inicial
- b) Contactos de fluido inicial
- c) Relación de solubilidad gas-aceite inicial

5. *Datos de producción*. Estos datos son recopilados en la tercera etapa del modelo dinámico

5.1 Historia de presión (Pws, Pwf y THP)

- Presión estática de fondo (Pws) vs. Tiempo.
- Presión de fondo fluyendo (Pwf) vs. Tiempo.
- Presión de cabezal de pozo (THP) vs. Tiempo.

5.2 Historia de producción de aceite, gas y agua

- Producción de aceite vs. Tiempo.
- Producción de gas vs. Tiempo.
- Producción de agua vs. Tiempo.

5.3 Historia de inyección de agua y/o gas

- Agua inyectada vs. Tiempo
- Gas inyectado vs. Tiempo

6. *Información adicional sobre los pozos*⁷⁹

- Localización de pozos
- Trayectorias Pozos, Coordenadas, TVD, MD.
- Historial de Eventos de los Pozos. (Recompletamientos, workover)
- Índice de productividad (PI)
- Índice de inyectividad (II)
- Factor skin (s)
- Intervalos perforados en cada pozo
- Entre otros

7. *Datos de roca adicionales para realizar un EOR(Enhanced oil recovery)*⁶⁹

Inyección miscible de CO₂ o de hidrocarburo:

- Cambios en la mojabilidad de la roca
- Efectos sobre la permeabilidad relativa(S_{or})

Inyección de químicos (polímeros, surfactantes):

- Absorción de polímeros/surfactantes por la roca yacimiento
- Factor de resistencia residual del polímero (efecto de la adsorción sobre la permeabilidad de la roca)
- Volumen poral inaccesible por el polímero
- Capacidad de intercambio de iones de la roca con el fluido inyectado
- Efectos sobre la permeabilidad relativa (S_{or}) por el surfactante

Métodos térmicos (vapor):

- Dependencia de las curvas de permeabilidad relativa de la temperatura
- Saturación residual del aceite por inyección de vapor (S_{or})
- Compresibilidad de la roca
- Conductividad térmica de la roca
- Capacidad calorífica de la roca

En algunos casos estos datos no pueden ser medidos directamente y deben ser determinados por ajuste histórico de pruebas de inundación de corazones en el laboratorio.

8. Datos del fluido adicionales para realizar una inyección química (Polímeros/surfactantes)⁶⁹:

Polímeros:

- Estabilidad del polímero a la temperatura del yacimiento
- Viscosidad del polímero vs. tasa de concentración del polímero
- Recobros en inundación de corazones

Surfactantes:

- Estabilidad de la solución
- Equilibrio de fases (distribución del surfactante en el aceite y el agua)

- Cambios en la tensión interfacial

8. Datos de fluido adicionales para una inyección térmica⁶⁹:

- Dependencia de las constantes de equilibrio de la temperatura y la presión
- Viscosidad del fluido vs. Temperatura
- Expansión térmica y capacidad calorífica del aceite

Construcción del modelo

El principal interés del ingeniero en la construcción de un modelo, es integrar toda la información disponible que permita simular adecuadamente el yacimiento, e invirtiendo el mínimo esfuerzo.

Los parámetros significativos en el diseño comprende: tipo de yacimiento, dimensión y geometría del yacimiento, disponibilidad de los datos, tipos de procesos a modelar y disponibilidad de recursos técnicos y humanos, Mattax (1990)⁸⁰.

I) Geometría y dimensionalidad del modelo

La selección del modelo a utilizar según el número de dimensiones, depende del área de aplicación en particular, al cual esté dirigido el estudio del campo maduro. Los tipos de modelos en orden creciente de complejidad, costo y tiempo requerido para su uso son, Mattax (1990)⁸⁰ y Carlson (2003)¹³:

- a) *Simulador de cero dimensiones*. Usado para el cálculo de balance de materiales y en decisiones rápidas donde el factor de decisión es el comportamiento de la presión promedio de yacimiento.

- b) *Simulador de una dimensión*. Este tipo de modelo fue planteado por Blucley-Leveret. Es aplicable cuando existe una dirección de flujo predominante en el yacimiento.
- c) *Modelo areal (2D)*: Este modelo es el más usado en estudios de yacimientos donde los patrones de flujo areal dominan su comportamiento.
- d) *Modelo radial y de sección transversal (2D)*: El modelo radial es útil para estudiar el comportamiento individual de los pozos, mientras que el modelo de secciones transversales evalúa la incidencia de las fuerzas capilares, viscosas, y de gravedad sobre el barrido vertical y la eficiencia de desplazamiento.
- e) *Modelo de tres dimensiones*: Este modelo es el más completo, pues considera los efectos de barrido tanto areal como vertical. Es usado para modelar yacimientos que presentan una geología demasiado compleja con un movimiento de fluidos en múltiples direcciones.

II) Simplificación de problemas complejos

Esta etapa consiste en reducir la dimensionalidad del problema a partir de técnicas o procedimientos justificados y validados.

En esta fase del proyecto juega un papel importante el uso de pseudo funciones (escalamiento), tanto para las permeabilidades relativas, como para las presiones capilares, con el fin de facilitar el procesamiento del simulador, Mattax (1990)⁸⁰. Para esto, se manejan dos tipos de pseudo funciones: Pseudo funciones de equilibrio vertical y pseudo funciones dinámicas, Mattax (1999)⁸⁰ y Carrero (2004)⁸¹.

Existen diferentes modelos de yacimientos que se pueden usar para definir y atacar mejor cierto tipo de características del yacimiento. Entre otros existen: Modelos híbridos o de ventana, Fanchi (2001)⁷¹ y yacimientos naturalmente fracturados (simulador convencional con anisotropía de la permeabilidad, modelos fuentes/sumidero y modelo de doble porosidad), Carlson (2003)¹³.

III) Representación de las propiedades fluido y roca del yacimiento

Respecto a las propiedades del fluido, 1) Se deben tener en cuenta diferentes factores involucrados con las propiedades y comportamientos del fluido, que al simplificarlos, faciliten el trabajo del simulador. Características y acciones como la compresibilidad del fluido, el uso de la simulación composicional, entre otras, pueden simplificar o describir mejor algunos problemas involucrados con los datos PVT y sus aplicaciones, Mattax (1990)⁸⁰ y Fanchi (2001)⁷¹. 2) A la hora de integrar los datos PVT al modelo de simulación, si existen variaciones areales y/o verticales significativas en las propiedades, se debe ingresar, preferiblemente, un conjunto de tablas que represente la caracterización de los fluidos en diferentes regiones del yacimiento, con el fin de mejorar la descripción del yacimiento, Mattax (1990)⁸⁰.

Respecto a la representación de las propiedades de roca, 1) Se debe analizar el grado de variación de las propiedades de porosidad y permeabilidad, con el objeto controlar el grado de complejidad de la simulación, al emplear modelos homogéneos y heterogéneos para la representación de estas propiedades, 2) Debido a la influencia de las curvas de permeabilidad relativa y de la presión capilar en el movimiento de los fluidos y/o en la distribución de la saturación en el yacimiento, es necesario revisar si el simulador a utilizar, posee la capacidad de introducir automáticamente los efectos de histéresis en las funciones de la permeabilidad relativa y de la presión capilar, en caso de que no lo haga, se deben realizar los cambios manualmente cuando el proceso de saturación inversa ocurra, Mattax (1990)⁸⁰.

IV) Selección del tamaño de la celda y paso del tiempo

La discretización del yacimiento en tiempo y espacio es requerida para obtener la solución numérica en diferencias finitas de las ecuaciones diferenciales parciales

que representen el flujo de fluidos, Mattax (1990)⁸⁰. Un sistema de celdas es sobrepuesto al plano estructural del yacimiento. Cada celda es una unidad básica usada en el simulador para el cálculo de las presiones y saturaciones en puntos discretos en espacio y tiempo, Carlson (2003)¹³ y Fanchi (2001)⁷¹.

La selección de los incrementos de espacio y de tiempo, está relacionado con el tipo de modelo, grado de heterogeneidad del yacimiento y las técnicas de solución empleadas. En general la selección tomada debe:

- Representar la geometría, geología y propiedades físicas del yacimiento
- Describir el mecanismo de movimiento de los fluidos
- Representar el comportamiento dinámico de la presión y de la saturación en el detalle apropiado
- Ser compatible con los procedimientos matemáticos utilizados en la solución de los problemas de flujo

A partir del análisis de estos criterios se debe seleccionar el enmallado, diseñar la malla areal y la resolución vertical, establecer o definir las celdas y finalmente seleccionar el intervalo de tiempo, Carlson (2003)¹³ y Fanchi (2001)⁷¹.

V) Solución del modelo, selección del método numérico

Esta fase debe realizarse con el fin de considerar el método de solución apropiado para resolver las ecuaciones que representan el proceso físico a modelar.

En esta etapa se debe primero realizar una identificación de variables: Variables derivadas, variables de solución y las variables dependientes, Fanchi (2001)⁷¹. Una vez se han identificado las variables se formulan los sistemas de ecuaciones, estos sistemas de ecuaciones se diferencian en la forma como se evalúan las variables de solución entre un nivel de tiempo y el siguiente.

Así, finalmente se establece el método de solución de las ecuaciones, Mattax (1990)⁸⁰ y Fanchi (2001)⁷¹.

VI) Controles de los parámetros de producción

Es necesario establecer en la construcción del modelo, las condiciones máximas y mínimas de operación de los pozos del campo maduro. Estas condiciones se conocen como “controles de pozo”, Mattax (1990)⁸⁰. Los controles de pozo que generalmente se establecen en una simulación de yacimientos son:

- Tasa de producción máxima y mínima de los fluidos de cada pozo productor (q_{max} y q_{min})
- GOR y WOR máximos de cada pozo (GOR_{max} y WOR_{max}).
- Presiones de fondo fluyendo máximas mínimas (Pwf_{max} y Pwf_{min}) de cada pozo
- Tasas de inyección máxima y mínima de fluidos de cada pozo inyector

Una vez se ha construido el modelo de simulación, es posible comenzar con la etapa de inicialización.

Inicialización del modelo

Previo al proceso de ajuste histórico, un proceso de inicialización es requerido con el fin de reproducir el volumen inicial de hidrocarburos y la distribución inicial de la saturación y presiones existentes en el yacimiento, Mattax (1990)⁸⁰.

Mediante un procedimiento de prueba y error, se modifican los parámetros de mayor incertidumbre que definen las condiciones iniciales del yacimiento, de esta manera se logra la inicialización del modelo, Carlson (2003)¹³.

Algunos detalles involucrados en el proceso de inicialización comprende:

Corrida preliminar de inicialización

La finalidad de correr el modelo en el modo de inicialización es revisar la sintaxis de los datos. Como resultado se obtienen los datos no recurrentes interpretados por el simulador, las distribuciones de presión, saturación y volúmenes en sitio para los diferentes fluidos.

Verificación de los datos de entrada

Es frecuente que la primera corrida de inicialización falle como consecuencia de errores en los formatos de los datos de entrada, e inconsistencias de los mismos. Una revisión y corrección de estos errores es requerido hasta obtener una base de datos limpia.

Revisión de los datos que afectan el OOIP

Verificar que el petróleo original en sitio calculado por el modelo corresponda al valor estimado mediante el balance de materiales y cálculo volumétrico (error aceptado 2%), Fanchi (2001)⁷¹.

Los errores que afectan el valor calculado incluye:

- Valores extremos de porosidad; muy bajos o muy altos
- Mala ubicación de los contactos de fluido
- Representación no apropiada del yacimiento
- Valores altos o bajos en las curvas de presión capilar
- Error en el espesor de arena neta

Revisión de los datos PVT

Es de vital importancia en la validación del modelo, verificar que la relación gas - petróleo inicial en solución calculada por el modelo corresponde con el valor establecido por los análisis PVT. Además, es necesaria la revisión de los datos de los fluidos en caso de existir diferencias significantes, Mattax (1990)⁸⁰.

Revisión del tamaño de la capa de gas

En caso de existir capa de gas, la relación inicial entre los volúmenes de gas en la capa de gas y de petróleo en el yacimiento debe estar en línea con el estimado volumétrico y de balance de materiales. De lo contrario, se deben revisar los parámetros que afectan sus dimensiones (porosidad y espesor de arena neta en la zona de gas libre y posición del contacto agua - petróleo), Sánchez (1991)⁸³.

Revisión del tamaño del acuífero

Uno de los parámetros que más afecta el nivel de energía del yacimiento, es la relación inicial entre los volúmenes de agua en el acuífero y el petróleo en el yacimiento, el cual debe coincidir con los balances de materiales previos al estudio de simulación, Ahmed (2001)¹¹.

Entre los parámetros que afectan el tamaño del acuífero comprende:

- Número y tamaño de las celdas
- Espesor de arena neta
- Porosidad
- Posición del contacto agua - petróleo.

Realizados los ajustes necesarios del tamaño de la capa de gas y del acuífero, se repite la corrida de inicialización hasta lograr la aproximación deseada en la estimación del OOIP.

Establecer las distribuciones de las presiones y saturaciones iniciales de fluido

El procedimiento comúnmente usado para determinar la distribución de presiones y saturaciones iniciales es el siguiente ⁸⁰:

1. Seleccionar una presión de referencia del aceite, p_1 , un valor de presión capilar para el sistema agua-aceite, P_{c2} , un valor de presión capilar para el sistema gas-aceite, P_{c3} , y las profundidades a las cuales estos valores de presión aplican (D_1 , D_2 y D_3 respectivamente).
2. Calcular las presiones del aceite en el centro de todos los grids.
3. Calcular las presiones del agua en el centro de todos los grids con la presión del aceite en D_2 , la presión capilar P_{c2} , y el gradiente de presión del agua.
4. Calcular las presiones del gas en el centro de todos los grids con la presión del aceite en D_3 , la presión capilar P_{c3} , y el gradiente de presión del gas.
5. Una vez establecidos los valores de presión del aceite, agua y gas para el centro de cada grid, se leen las saturaciones de aceite, agua y gas en el centro de los grids, a partir de las curvas de presión capilar adecuadas.

Una vez reproducidas las condiciones iniciales del yacimiento, se procede a ajustar el modelo para duplicar la historia del comportamiento del yacimiento.

Ajuste histórico

En general, el proceso de ajuste histórico se realiza en 2 etapas: Primero se trata de reproducir el comportamiento global y por regiones mayores del yacimiento

(grupos de pozos con características similares), y luego se realiza el ajuste a nivel de los pozos individuales.

La forma típica de reproducir el comportamiento histórico del yacimiento consiste en especificar las tasas de producción e inyección de fluidos y dejar que el modelo, utilizando la mejor información disponible, simule el comportamiento de la presión, El GOR y el WOR. Sin embargo, ajustes en algunos de los parámetros del yacimiento (geológicos o de fluidos) mediante sensibilidades de los mismos, son necesarios para obtener una aproximación satisfactoria entre resultados calculados y el comportamiento del yacimiento ⁷⁹.

Luego de ajustar el comportamiento del yacimiento, se procede a validar el modelo para reproducir el comportamiento individual de los pozos. La precisión en las tasas de producción calculadas para los últimos años de historia, asignando las restricciones impuestas por el sistema de producción, determinarán la conveniencia del modelo para simular el comportamiento del yacimiento.

Las etapas involucradas en el proceso de ajuste histórico comprenden:

- Selección del método de solución
- Ajuste del volumen total del líquido
- Ajuste de las presiones promedio
- Ajuste del GOR y WOR del campo
- Ajuste de pozos individuales
- Validación del modelo
- Documentación del comportamiento histórico del yacimiento

Selección del método de solución

Consiste en correr el modelo por un tiempo limitado, usando los métodos de solución a conveniencia, con el fin de escoger el que mejor se acomode, según

criterios de tasas de convergencia y tolerancia en balance de materiales, Carlson (2003)¹³.

Ajuste del volumen total de líquido

Esta etapa del ajuste histórico es la principal herramienta utilizada para limitar y controlar al simulador. Este ajuste debe ser lo más exacto posible, es decir, el líquido calculado por el simulador debe ser el mismo que presentó el yacimiento en su historia de vida.

Ajuste del comportamiento de la presión

Para el ajuste de la presión promedio global y por regiones mayores del yacimiento, se realiza un proceso iterativo que involucra modificaciones en los parámetros que afectan varias regiones del yacimiento, antes de hacer cambios locales, útiles en el ajuste del comportamiento individual de los pozos.

- a) *Revisión de los datos recurrentes.* Una fuente común de error son los valores de las tasas de producción y su correspondencia con los intervalos de completamiento y espesores de arena neta. Asegurarse de la correcta información y realizar las modificaciones adecuadas para continuar con el procedimiento de ajuste, Mattax (1990)⁸⁰.
- b) *Ajuste de la Energía del Modelo.* Si la presión promedio calculada por el modelo difiere considerablemente del valor real, se debe verificar la magnitud y distribución del volumen poroso en las zonas de petróleo y de gas, la permeabilidad, la compresibilidad de los fluidos y de la roca del yacimiento, así como la energía del acuífero, Carlson (2003)¹³ y Satter (2000)⁸².

Para el ajuste de la energía del acuífero, dependiendo de su representación en el modelo, basta con modificar los parámetros que afectan el volumen poroso y capacidad del mismo. Con frecuencia es necesario modificar la transmisibilidad del acuífero para reflejar su fortaleza y su continuidad con el yacimiento.

- c) *Ajuste del Flujo de Fluidos entre Regiones Mayores.* En yacimientos de tamaño relativamente grande y/o de geología compleja, es posible que la tendencia de la presión promedio del yacimiento, difiera significativamente del comportamiento observado del flujo de fluidos. El ajuste de las presiones de las diferentes regiones, se obtiene mediante cambios apropiados en las transmisibilidades entre dichas regiones. La selección de estas regiones debe estar basada en el análisis del comportamiento de las presiones observadas.

Es posible que algunas de las corridas efectuadas en esta etapa fallen, debido a que la presión de algún bloque en el modelo exceda el rango de valores usado en la tabla PVT, en este caso se debe revisar el completamiento del pozo ubicado en el bloque problema o verificar los valores asignados de porosidad y espesor de arena neta.

Ajuste del comportamiento histórico del GOR y WOR del campo

Luego de cierto periodo de producción, debido al avance del gas y del agua en el yacimiento, los valores del GOR y el porcentaje de agua WOR pueden variar significativamente. Para el ajuste de estos valores es necesario contar con el ajuste de presión durante ese periodo, además de un completo conocimiento de los mecanismos de empuje de agua o gas que existan en el yacimiento. Los parámetros para ajustar el GOR y el WOR, además de los considerados en el ajuste de presión son, Mattax (1990)⁸⁰ y Carlson (2003)¹³:

- Curvas de permeabilidades pseudorelativas

- Curvas de presión capilar
- Contactos GOC y WOC

Para el GOR: El ajuste puede ser obtenido alterando justificadamente los parámetros referentes al movimiento relativo entre los fluidos gas y aceite, es decir variar los datos de permeabilidades relativas y los valores de presión capilar, Satter (2000)⁸² y Fanchi (2000)⁷¹. Un factor adicional que debe ser considerado es la alteración de la presión del yacimiento, la cual puede ser tratada como se mencionó anteriormente.

Para el WOR: La irrupción de agua está gobernada por parámetros sedimentológicos que determinan los canales preferenciales de flujo. El incremento de la permeabilidad en ciertas direcciones, permite reproducir la distribución regional de la S_w observada en el yacimiento. Además, el flujo en alguna dirección puede ser modificado, variando la transmisibilidad en los bloques que representan las fallas.

Se recomienda ajustar los valores de permeabilidades relativas y presiones capilares, Satter (2000)⁸² y Fanchi (2000)⁷¹.

Ajuste en los pozos individuales

Del ajuste a nivel global y por regiones mayores del yacimiento, se establece el estado de saturaciones y presiones alrededor del pozo, las cuales constituyen el punto de partida para el ajuste del comportamiento de los pozos individuales.

En general, se ajusta el máximo número de pozos, principalmente los buenos productores y con una larga historia de producción y se tratan por separado, dejando para el final los pozos difíciles de cotejar.

a) *Ajuste de GOR.* El GOR depende en alto grado de la relación de permeabilidades relativas K_{rg}/K_{ro} . Es posible modificar las curvas de K_{gr} y/o K_{ro} de las zonas cercanas al pozo cuando el modelo no reproduce un GOR

aproximado, además de las presiones capilares y en algunos casos los contactos, Satter(2000)⁸²

- b) *Ajuste del WOR*. El proceso consiste en lo siguiente:
1. Graficar el comportamiento del WOR real y el simulado contra tiempo para cada pozo y observar la región en la cual el cotejo es deficiente.
 2. Graficar la S_w en el bloque del pozo contra tiempo y aumentar a K_{rw} en el rango de S_w en el cual la curva de corte de agua real sea mayor al simulado, y reducir la K_{rw} en el rango de S_w en el cual la curva de corte de agua modelada sea mayor al real.
 3. Se repiten los pasos 1 y 2 hasta obtener el ajuste adecuado.
- c) *Ajuste del Nivel de Energía del Pozo*. La presión del pozo depende del nivel de energía a su alrededor. Es necesario ajustar la permeabilidad areal y/o vertical en la celda-pozo y demás celdas vecinas. Según los expertos encargados del proceso de ajuste histórico, el ajuste de las presiones fluyendo de los pozos es casi imposible de realizar.

Validación del modelo

Esta etapa consiste en retroceder 5 años en la historia y asignar a cada pozo el valor del índice del flujo que permita reproducir las presiones de fondo y las tasas de producción real de petróleo de todos los pozos activos en el yacimiento. Esto requiere modelar el comportamiento de flujo vertical y considerar los valores de GOR y WOR observados en los pozos⁷⁹.

Después de ajustar las presiones de fondo y tasas de producción de petróleo por pozo, se efectúa una corrida sin otras restricciones que las impuestas por el sistema de producción con el objeto de verificar la coincidencia de las curvas de comportamiento de producción de los pozos, Mattax (1990).

Si no se obtiene una validación satisfactoria, se recurre a verificar posibles factores afectan el índice de flujo como las operaciones de workover, o realizando nuevos ajustes a las curvas de K_r y regresar a la etapa anterior.

Una vez validado el modelo, se dispone de una herramienta capaz de reproducir el comportamiento del yacimiento pues solo se requiere reinicializar el modelo para llevar a cabo las predicciones requeridas por el estudio⁷⁹.

Proceso para predecir el comportamiento futuro del yacimiento

Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero sobre el área de estudio, los lineamientos de producción y la planificación estratégica de explotación establecida en base a las predicciones de estudios de simulación, determinarán la opción de explotación conveniente para implantar en el yacimiento. Algunas de las alternativas comúnmente evaluadas para el desarrollo de un campo maduro comprenden:

1. Investigar los efectos de las tasas de inyección/producción sobre el recobro.
2. Expansión de las instalaciones de campo.
3. Localización de nuevos pozos para mantener objetivos de producción.
4. Definir estrategias para el completamiento de pozos.
5. Optimizar el proceso de inyección secundaria actual.
6. Determinar el comportamiento futuro de un yacimiento bajo algún proceso de recobro terciario.
7. Evaluar la factibilidad y ventajas de diferentes procesos de recuperación terciaria.
8. Combinación de alternativas

Existen diversas formas de aumentar la rentabilidad del campo mediante diferentes estrategias de producción indicadas para el desarrollo de un campo maduro. La tabla 1, mostrada en el primer capítulo, presenta los escenarios de producción de pozo y campo involucrados en los IOR (Improved oil recovery), aplicables a un campo maduro.

Al momento de establecer los diferentes escenarios de producción en esta etapa del modelo de simulación, es necesario tener en cuenta los resultados obtenidos

en el inciso 2.3.1.2 sobre “identificación de oportunidades para incrementar la productividad del campo”.

Las etapas involucradas en el proceso de predicción comprenden:

Establecimiento del caso base

Es la primera corrida que muestra la predicción del comportamiento del yacimiento bajo el esquema actual de explotación, durante 10 o 20 años. Este escenario es tomado como referencia para evaluar las bondades de cualquier cambio factible en el esquema de explotación actualmente aplicado (recuperación secundaria), Sánchez (1991)⁸³.

Predicciones bajo recuperación secundaria

Consiste en evaluar alternativas para mejorar el esquema de agotamiento secundario presente en el campo maduro. Algunas opciones relevantes comprende:

- El efecto de cambiar el sistema de producción de los pozos
- Efectos de parámetros operacionales como el GOR y WOR sobre el recobro final
- El efecto de la reducción del daño por acidificación y/o fracturamiento hidráulico
- Remoción de scales, parafinas, etc, en el pozo
- El impacto de recañoneo de nuevas zonas
- Efectos de aislar zonas invadidas por agua o gas en la producción de pozos (recompletamiento)

Elaborar el plan de desarrollo adicional del recobro secundario

Esta etapa se puede realizar con el objeto de establecer alternativas de mejoramiento del proceso de recuperación secundaria actual del campo mediante pozos in-fill, para ser comparadas en términos económicos con la mejor opción de la etapa 2.

En el diseño del plan de desarrollo adicional se debe considerar:

- Efecto de modificar el espaciado en áreas no drenadas (pozos in-fill) y su impacto sobre el potencial y el recobro.
- Impacto de patrones de inyección.
- Las fechas de cada nuevo pozo completado y su potencial inicial.
- El total de producción anual de dichos pozos y el acumulado hasta el recobro total.
- El total de inyección anual de los pozos y el acumulado hasta el recobro total.

Los resultados de las predicciones en la etapa 2 (numeral 3.2.3.2) y en la etapa 3 (numeral 3.2.3.2), comparado con el recobro esperado en yacimientos con características y mecanismos de producción similares, determinará la posibilidad de llevar a cabo una optimización del método de recobro secundario actual de campo, Sneider (2000)⁸⁴; de lo contrario se investiga la factibilidad de una recuperación terciaria (etapa 4).

Factibilidad de recuperación terciaria

Los escenarios de producción son seleccionados para el campo en estudio, de acuerdo al screening presentado para los métodos EOR (Enhanced oil recovery), Thakur (1994)⁷⁵.

NOTA: Dependiendo de los métodos de recobro mejorado, se debe utilizar el simulador adecuado y que mejor represente los fenómenos que involucren cada uno de ellos (Ver tabla 12).

De acuerdo al tipo de proceso a simular, la industria petrolera ha desarrollado diferentes clases de software, con el objetivo de alcanzar una mejor representación de los fenómenos. La tabla 13 muestra algunos de los tipos de simuladores desarrollados por diferentes empresas y universidades, Satter (2000)⁸².

Tabla 12. Tipo de simulador a utilizar, según el método IOR.

Simulador	Escenarios de producción
<i>Black-oil</i>	Procesos de recobro secundario Procesos de inyección inmisible
<i>Black-oil modificado</i>	Procesos de inyección de polímeros Procesos de inyección de surfactantes
<i>Composicional</i>	Procesos de Inyección miscible
<i>Térmico</i>	Combustión in-situ Inyección de vapor Inyección de agua caliente
<i>Químico</i>	Inyección de polímeros Inyección de surfactantes Inyección de alcalinos Micelares

Fuente: Autores.

Los aspectos relevantes para iniciar un proyecto de recuperación terciaria son:

- Patrón de inyección, considerando la geología del yacimiento

- Tasas de inyección por pozo y el total para el yacimiento
- Cronología de los eventos del proceso
- Identificación de parámetros operacionales claves que aseguren el éxito del proyecto. (GOR y WOR, oportunidades de completamiento, etc.)

Tabla 13. Clases de software según el tipo de simulador.

EMPRESA/SIMULADOR	Black-oil	Composicional	Térmico	Químico
Landmark	VIP- ENCORE	VIP- COMP	VIP- THERM	
Baker Hughes/SSI	SIMBEST II	COMP III	THERM	
CMG	IMEX	GEM	STARS	
Universidad de Texas		UTCOMP	UTTHERM	UTCHEM
GeoQuest	ECLIPSE 100	ECLIPSE 300		
Smedving	MORE	MORE		
Germini	MERLIN			
Texaco	UNISIM			
Chevron	CHEERS	CHEERS	CHEERS	

Fuente: SATTER, Abdus; BALDWIN, Jim, Computer-Assisted Reservoir management, Oklahoma, Pennwell, 2000.

Determinar la eficiencia del proceso de recuperación terciaria ⁷⁹

Es necesario definir la eficiencia del proceso de recuperación terciaria que está operando en el yacimiento simulado, mediante una serie de predicciones, en la que se evalúa:

- El porcentaje del OOIP recuperado
- Volumen de fluidos inyectados
- Factor de reemplazo de los fluidos totales extraídos
- Registro y representación de la predicción de presiones de fondo

- Registro y representación de la producción de los pozos
- Registro y representación de la tasa de inyección de los pozos
- Relación de producción/reserva actual

El análisis de estos parámetros pronosticados, permiten establecer si el esquema es válido o requiere modificación para mejorar el recobro final. En caso de que sea válido pasar a la etapa 7; sino ejecutar la siguiente etapa.

Rediseño del esquema de recuperación terciaria ⁷⁹

Si se procede a mejorar la eficiencia actual del proceso de recuperación terciaria, se evalúa el efecto de las siguientes opciones:

- Cambios en la distribución y número de pozos
- Variación de tasas de inyección y producción
- Cambios en los fluidos inyectados
- Variación en las presiones de inyección
- Selectividad, cambios de zonas productoras/injectoras
- Efecto de la perforación interespaciada o perforación en zonas de pobre drenaje sobre el recobro.

Una vez establecidas las mejoras al esquema de recobro terciario, y evaluadas por el simulador, se procede a realizar un informe final.

Resultados

Las predicciones realizadas permitirán elaborar un plan operacional para cada uno de los esquemas que se desee evaluar en detalle. El plan debe contener los siguientes parámetros, servirán de base para la evaluación económica:

- Número de pozos a perforar/reparar
- Volumen requerido de inyección y su distribución
- Pronóstico de las presiones de fondo de cada pozo
- Pronostico de producción de petróleo, agua y gas
- Caudales de inyección
- Cronología de eventos
- Políticas de evaluación de pozos

3. ETAPAS CONSECUTIVAS A LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DEL YACIMIENTO

3.1 MODELO DE FACILIDADES DE POZO Y SUPERFICIE

El modelo de facilidades de pozo y superficie se crea con el fin de definir y establecer las condiciones requeridas para que los pozos productores y la batería de recolección – separación y tratamiento, trabajen de forma adecuada, al plantear un aumento de producción que pueda ser ocasionado, por los escenarios de producción formulados en la etapa de predicciones del modelo de simulación de yacimientos.

3.1.1 Facilidades del pozo productor

Cuando el pozo está listo para empezar a producir puede ocurrir que este sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Una muy compleja gama de circunstancias como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca yacimiento, las pérdidas de presión en la cañería, etc., hace que el fluido llegue a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

En el momento en que la energía natural que empuja a los fluidos desde la cara del pozo hasta superficie deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales de levantamiento para continuar extrayendo el petróleo. Con la extracción artificial comienza la fase más costosa de la explotación del yacimiento⁸⁵.

A continuación se presentan los métodos de levantamiento artificial más importantes y usados en la industria del petróleo. El Screening y la definición de cada uno de estos métodos se presentan en Brown (1977)⁸⁶.

- a) Bombeo con accionar mecánico.
- b) Bombeo con accionar hidráulico.
- c) Extracción con gas o Gas Lift - surgencia artificial.
- d) Pistón accionado a gas (plunger lift).
- e) Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.
- f) Bomba de cavidad progresiva.

Metodología

Para elegir el método de levantamiento artificial adecuado, es preciso evaluar factores como las características de la producción del pozo, las propiedades del fluido, las características del hueco y problemas de operación. De esta manera se podrá tomar la mejor decisión del sistema de levantamiento a utilizar en cada uno de los pozos que no produce de forma natural, evitando inconvenientes en cada uno de los mecanismos y aumentando la eficiencia de recobro. Posteriormente se realizara un análisis nodal para optimizar y evaluar un sistema completo de producción de petróleo y gas basándose en la caída de presión presentada a lo largo del recorrido del fluido desde el yacimiento hasta superficie.

En el anexo 4 se presenta el diagrama de flujo para la escogencia de un sistema de levantamiento de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Características de la producción del pozo

Las características de la producción del pozo se verán reflejadas al analizar la relación del comportamiento de influjo (IPR). La tasa de producción del líquido, el corte de agua y las posibles relaciones gas – líquido, esperadas⁸⁵.

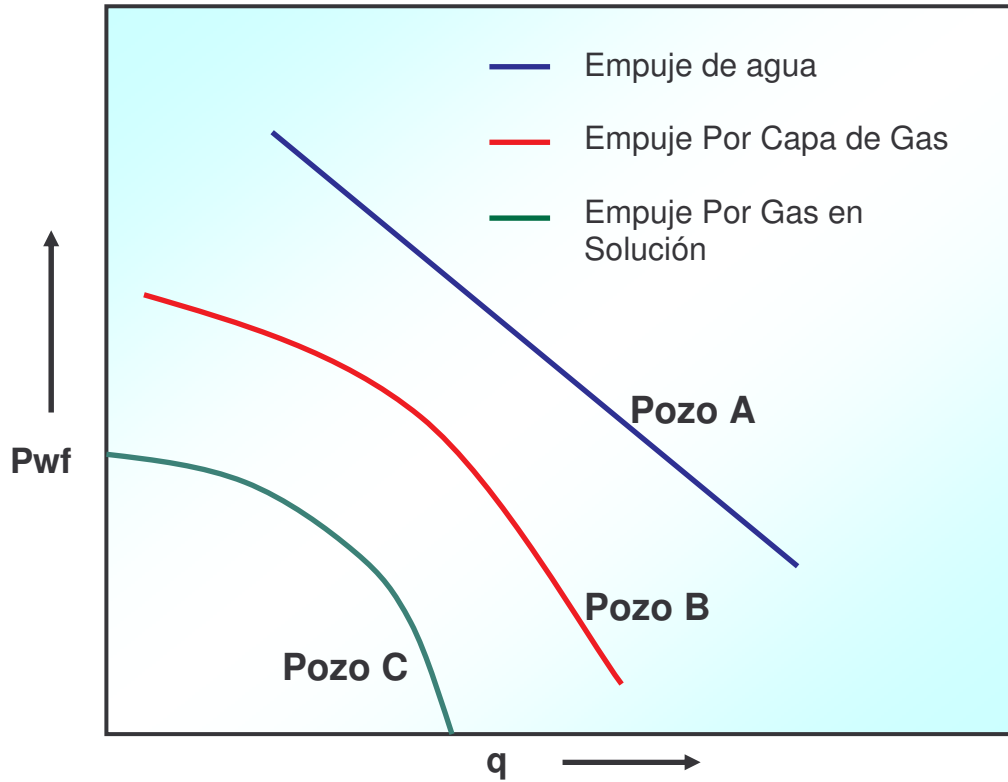
Relación del comportamiento de influjo (IPR)

El comportamiento del influjo, definido como la capacidad y la facilidad que tiene un pozo para producir fluidos, es el factor crítico en la selección del equipo de levantamiento artificial a utilizar. En la figura 12, donde se relaciona la presión del fondo del pozo fluyendo (P_{wf}), y la tasa de producción (q), se puede observar como el IPR depende principalmente del mecanismo de producción del yacimiento; apreciándose un comportamiento característico de cada uno de los mecanismos de producción en las líneas IPR. EL IPR también se ve afectado por el valor de la presión inicial del yacimiento, el grado de agotamiento, así como de algunas variables tales como la permeabilidad y el factor volumétrico, entre otros, Beggs (1991)⁸⁷.

Tasa de producción del líquido

La tasa de producción de líquido controla la selección del sistema de levantamiento; así para los pozos que producen altos volúmenes de líquidos, sistemas como el levantamiento electrosumergible es recomendable; si son muy bajos, los demás métodos deben analizarse para su adecuado uso, Brown (1977)⁸⁶.

Figura 14. Correlación entre P_{wf} y q para pozos productores con diferentes mecanismos de empuje.



Fuente: VARGAS, Javier; VIOLA, Jairo. Estudio Del Comportamiento De Flujo Aplicando Análisis Nodal En El Campo De Producción Provincia. Tesis De Grado. UIS 1991.

Corte de agua

Si el corte de agua es alto, necesariamente deberá producir altas tasas de líquido, con el fin de obtener el volumen de aceite deseado; esto afectará el IPR, debido al cambio paulatino en la permeabilidad relativa de los fluidos. Además ocurrirá un aumento en las pérdidas de presión en la tubería de producción, originadas por la mayor densidad del agua y otras propiedades⁸⁶.

Relación gas – líquido

La relación gas líquido afectara principalmente la parte del diseño del equipo de levantamiento. En pozos cuya producción de gas es máximo 2.000 scf/bbl, se aconseja utilizar cualquier tipo de levantamiento, en términos generales, de acuerdo a las características del fluido y del yacimiento; si la relación gas-liquido es alta se recomienda instalar un método de levantamiento por gas intermitente, si se utiliza otro método su eficiencia se verá disminuida en un alto porcentaje, a si se cuente con un separador de gas de alta capacidad ⁸⁶.

Propiedades del fluido

Existen dos propiedades del fluido que afectan en mayor grado al sistema de levantamiento a diseñar, ellas son: la viscosidad y el factor volumétrico del aceite; la viscosidad del gas y del agua, la solubilidad y la tensión superficial lo afectan en menor grado⁸⁶.

Características del hueco

Las características del hueco como profundidad, el tamaño de tubulares, los tipos de completamiento y su desviación, limitan o condicionan que tipo de levantamiento debe usarse, como por ejemplo, en el sistema de levantamiento con bombeo mecánico a grandes profundidades la eficiencia volumétrica se ve limitada por los efectos de potencia, longitud de stroke, tamaño y esfuerzo de las varillas, carga y fricción de arrastre, al igual que el bombeo electro sumergible se ve afectado a las grandes profundidades gracias a las altas temperaturas en que estas se encuentran⁸⁶.

Problemas de operación

La presencia de arena, parafinas, escamas, corrosión, emulsiones y altas temperaturas en el fondo del pozo generan los problemas de operación más comunes en los sistemas de levantamiento artificial, estos problemas son: aumento de la contrapresión, disminución de la eficiencia de los sistemas, efecto abrasivo y disminución del tiempo de vida útil. Estos problemas afectan a unos sistemas más que otros, por ejemplo, el efecto abrasivo afecta más a los sistemas que presentan partes móviles como es el caso del bombeo mecánico; por otro lado el motor y el cable del bombeo electrosumergible se ven seriamente afectados por altas temperaturas en el fondo del pozo ⁸⁶.

Análisis nodal en pozos productores ⁸⁷

Los análisis que se realizan de un sistema de producción permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, si no que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en cuatro componentes básicos:

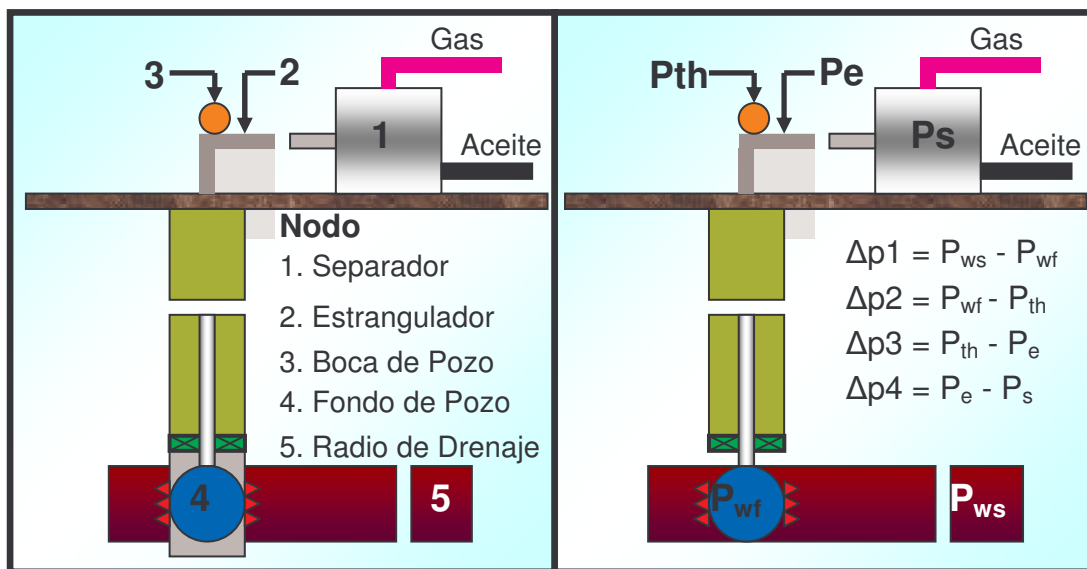
- Flujo a través de medios porosos

- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)
- Flujo a través del separador

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos.

Para la obtención de las caídas de presión, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción (ver figura 13), por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita.

Figura 15. Análisis nodal.



a) Sistema de flujo simplificado

b).-Pérdida de presión en los elementos del sistema de flujo.

Fuente: ÁVALOS S. Estrella; SALAZAR B., Martín, Desarrollo de la batería de separación modular del campo Puerto Ceiba, Universidad de las Américas, Puebla, 2002.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, siendo estas la presión del separador (P_S) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}). Por lo tanto teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio.

La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo
- Diámetros de aparejos de producción
- Válvulas de seguridad, etc.

Procedimiento metodológico del análisis nodal⁸⁵

El proceso consiste en evaluar paso a paso cada componente de un pozo en producción, comenzando con la presión estática del yacimiento y finalizando en el separador. Para ello, se debe tener en cuenta el orden del comportamiento de la caída de presión a través de cada uno de los siguientes componentes.

- Comportamiento del flujo de fluido desde el yacimiento hasta el pozo productor (IPR)
- Flujo a través del completamiento
- Flujo a través del tubing o de la sarta de tubería, (Teniendo en cuenta cualquier restricción en el fondo y las válvulas de seguridad)
- Flujo a través de estrangulador de superficie
- Flujo a través de la línea de superficie
- Flujo a través del separador

3.1.2 Facilidades de superficie: recolección, separación y tratamiento de fluidos

Este modelo de facilidades de superficie para recolección, separación y tratamiento de los fluidos de producción, se crea con el objetivo de evaluar la capacidad actual del campo, y luego compararla con la capacidad que necesitan los escenarios de producción formulados en el modelo de simulación. Si la capacidad actual del campo no satisface los requerimientos del escenario formulado, se realiza un rediseño de las facilidades involucradas en esta carencia.

Metodología

La primera fase de este proceso consiste en describir y caracterizar los equipos que actualmente conforman las facilidades de superficie involucradas en la recolección, separación y tratamiento de los fluidos producidos por el campo. Luego, la capacidad instalada y manejada de la batería es calculada, con el fin de determinar si la capacidad de las facilidades actuales, es suficiente para llevar a cabo una implementación en el campo, de recuperación secundaria o terciaria.

En caso de que la batería no posea la capacidad necesaria, es conveniente rediseñar las facilidades de recolección, separación y tratamiento, que interfieran con el incremento del volumen de fluido que el campo producirá en un futuro próximo.

Equipos y/o procesos de la batería como separadores, tratamiento del aceite, tratamiento del gas, tratamiento del agua, tanques de almacenamientos, tuberías, etc., pueden ser rediseñadas.

En el anexo 4 se presenta el diagrama de flujo de las facilidades de superficie de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Descripción del proceso actual de recolección, separación y tratamiento de fluidos

En esta etapa se procede a la Representación del Modelo de la Red de Distribución en Superficie existente, para recoger, separar y tratar los fluidos producidos por los pozos: Manejo del gas, manejo del crudo y el manejo del agua, incluyendo todas las facilidades presentes.

Actualmente, las instalaciones de proceso de producción en el país, como son las baterías de separación y tratamiento, se construyen para manejar la capacidad máxima esperada de los campos petroleros, lo que provoca que al tiempo inicial y final de explotación del campo exista equipo de capacidad sobrada. Esto se puede observar en las diferentes baterías instaladas en las regiones terrestres, donde debido al proceso avanzado de explotación de los campos, se va involucrado el cierre de pozos por aportar alto porcentaje de agua, o bien, por la baja productividad de los pozos al ir perdiendo presión de fondo y no alcanzar a fluir a superficie. Esto permite intuir que el equipo de manejo no es diseñado para bajas producciones, sino para la más alta producción obtenida o esperada en algún proyecto nuevo de desarrollo de un campo petrolero ⁸⁸.

El sitio a donde llega el fluido producido por los pozos individuales, de un área para ser separado en sus fases, así como su tratamiento y registro, se conoce como batería o estación de tratamiento y recolección. Los sistemas de tratamiento son muy variados y dependen de las características de producción, como son el GOR y el °API, entre los más influyentes.

En forma general, la figura 16 ilustra los procesos a los cuales se les debe instalar sus respectivas facilidades de superficie para el manejo de la producción de fluidos.

En la batería todos los pozos llegan a un sitio común conocido como manifold y en los casos donde se presentan bolsas de fluido y alta presión llega a un sistema llamado 'Slug catcher' donde se amortigua y se estabiliza el flujo para evitar problemas operacionales y daños en los equipos subsiguientes. De aquí cada producción del pozo es enviada a los separadores de la batería a través de tuberías conocidas como colectores. Allí, cada fluido es separado, obteniendo así tres fases principales: aceite, gas y agua⁸⁹.

El aceite procedente principalmente de los separadores de alta es tratado para eliminar el agua que aún pueda llevar, quizás como emulsión, para su posterior almacenamiento y envío al oleoducto. Si el campo es de alta producción de gas, previo a ese tratamiento, el aceite debe estabilizarse para recuperar la mayor cantidad de componentes líquidos y no tener pérdidas por evaporación en los tanques⁹⁰.

El gas es llevado a una planta de compresión donde se envía a una planta de tratamiento de gases ácidos para eliminar total o parcialmente esas impurezas; o sino presenta estos problemas, hacia una planta de deshidratación donde se elimina al vapor de agua que arrastra consigo. Una vez deshidratado este gas puede venderse, reinyectarse y/o procesarse para fraccionarlo y venderlo por componentes puros, o como gas natural⁹⁰.

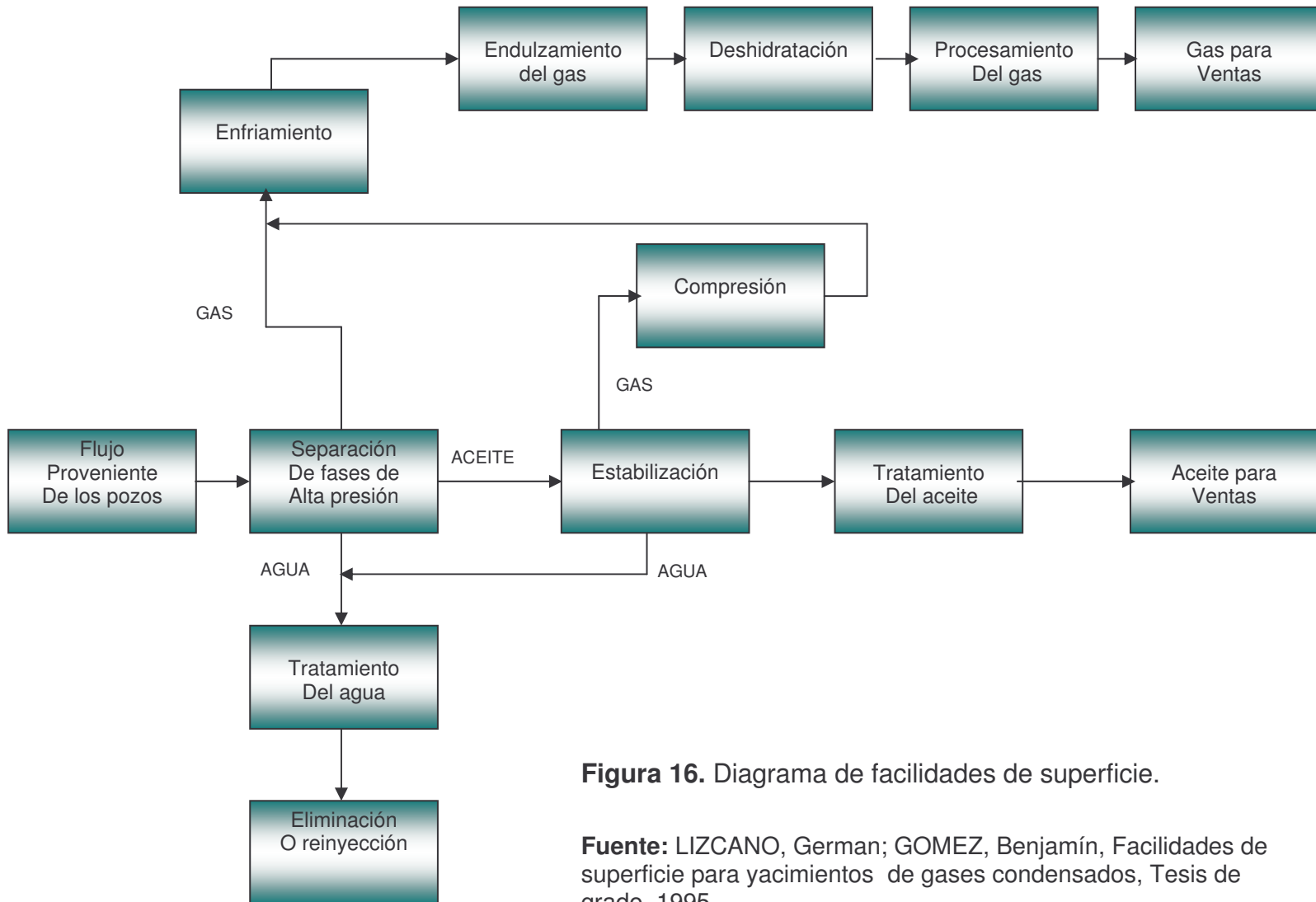


Figura 16. Diagrama de facilidades de superficie.

Fuente: LIZCANO, German; GOMEZ, Benjamín, Facilidades de superficie para yacimientos de gases condensados, Tesis de grado, 1995.

Por otro lado el agua producida debe someterse a un tratamiento para eliminar las gotas de aceite emulsionadas en esta y cumplir con las especificaciones ambientales exigidas por el estado para proceder con el vertimiento de las mismas. En caso de reinyección los requerimientos finales del agua son menos estrictos que la calidad exigida para su eliminación superficial.⁹⁰

En conclusión, de la batería, las fases deben salir tan limpias como sea posible; así el gas no debe tener humedad, el petróleo no debe contener ni agua ni gas y el agua debe contener una cantidad muy baja de petróleo dependiendo de la utilización y sitio de desecho.

Identificación y descripción de alternativas de modificación

Ante lo cuantioso que pueden representar los esfuerzos e inversión de recursos en el rediseño de las instalaciones y los riesgos de los cambios en las presiones de operación sobre las tasas de producción, es necesario identificar modos de acción alternativos para encontrar el más adecuado, tendiente a la optimización de la producción.

Con el fin de tomar una decisión, es necesario involucrar dentro de esta fase, un estudio de balance de flujo, para determinar si las condiciones actuales del funcionamiento de las facilidades del campo (recolección y separación de los fluidos), son suficientes para adaptarse a los efectos en el aumento de la producción, estimada para cada escenario planteado en la simulación de yacimientos.

Balance de flujo

Para la implementación de una eventual modificación del sistema de recolección, separación y tratamiento, se requiere conocer su capacidad disponible.

La capacidad actual disponible se determina una vez se conozcan las capacidades actuales instaladas a las condiciones reales de operación, y las capacidades actuales manejadas según los reportes diarios de balance de materia; así, la capacidad disponible es la diferencia entre la capacidad instalada y la capacidad manejada.

I) Evaluación de la capacidad actual instalada

Para estimar esta capacidad, se evalúa cada uno de los separadores, tratadores y tanques instalados en la batería, a las condiciones reales de operación. Además, teniendo en cuenta que se requiere conocer la capacidad de estos dispositivos a diferentes condiciones de operación, previendo una eventual modificación. Por ejemplo para el caso de los separadores, generalmente se evalúan a diferentes condiciones de separación (tres o cuatro), y se presentan en tablas que incluyen: diámetro de partícula, valores de presión del separador y resultados de producción, Gutiérrez (1995)⁸⁹.

II) Evaluación de la capacidad actual manejada

Esta capacidad se evalúa con base en los reportes diarios de balance de materia que entrega el departamento de producción de la empresa operadora del campo: Producción promedio de cada uno de los sistemas productivos del campo, producción por pozo.

La capacidad de separación, tratamiento y almacenamiento actual manejada a las condiciones reales de producción se presenta en forma de tabla que incluya: valores de presión y datos de producción, Gutiérrez (1995)⁸⁹.

Toma de decisiones

Esta etapa se debe desarrollar con el fin de decidir si la capacidad actual de las facilidades del campo, es suficiente para administrar la producción que pueda ofrecer cada escenario de producción planteado en la fase de predicciones del modelo de simulación de yacimientos.

Al comparar la producción futura de las diferentes alternativas, con la capacidad disponible en superficie, es posible determinar si: a) Los equipos pueden recolectar, separar y tratar en un buen nivel, la nueva producción esperada, ó b) Se deben realizar ajustes en los procesos actuales.

Si la capacidad actual es menor a la producción esperada, se recomienda realizar un rediseño de las facilidades de producción, teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

Diseño de procesos de recolección, separación y tratamiento de los fluidos de producción

A continuación se presentan algunas metodologías utilizadas para el diseño de los equipos importantes, involucrados en los procesos que se llevan a cabo en la batería (recolección, separación y tratamiento).

I) Diseño de separadores

a) Factores a considerar en la selección del separador⁹⁰:

- Cantidad de fluido a manejar en el futuro
- Presión del fluido, GOR y temperaturas
- Tipos de accesorios
- Facilidades de instalación y transporte
- Caudales y tiempo de retención

- Rangos de dimensiones
- Gravedad específica de los fluidos
- Tolerancia a la corrosión
- Tipo de separación
- Problemas de operación: espumas, arena, etc.
- Características de los fluidos

b) Procedimiento para el diseño de separadores:

Con el fin de determinar las dimensiones del separador cuando se conocen las cantidades de líquido y gas a manejar, es necesario establecer las condiciones requeridas para que el proceso se desarrolle de la mejor forma:

1. Tiempo de retención: Para asegurar que el líquido y el gas alcancen el equilibrio a la presión del separador se requiere un tiempo adecuado (tiempo de retención) para que el separador almacene cierta cantidad de líquido, Lizcano (1995)⁹⁰.
2. Tamaño del separador: El separador debe tener una mínima área de sección recta que proporcione a la corriente una velocidad adecuada, Gutierrez (1995)⁸⁹.

Para mayor practicidad, esta metodología presentará el procedimiento de uno de los separadores más utilizados en las baterías actuales: separador trifásico horizontal, Lizcano (1995)⁹⁰ y Gutiérrez (1995)⁸⁹:

1. Calcular el valor de diámetro interno del recipiente (d), pulg, y la longitud efectiva de separación (L_{eff}), que satisfaga la capacidad del gas.
2. Calcular nuevamente d y L_{eff} , que satisfaga la restricción al tiempo de retención.
3. Estimar la longitud efectiva entre cordones de soldadura (L_{ss}), pies, para capacidad de líquido y capacidad del gas.

4. Seleccionar un tamaño de longitud y diámetro razonable, de acuerdo a la relación de esbeltez (en el orden de 3 o 4)

II) Tratamiento del crudo

El crudo producido requiere de un tratamiento antes de enviarse al oleoducto o almacenamiento, puesto que aún no cumple especificaciones de venta. Normalmente contiene agua, el cual puede estar en forma libre o en emulsión.

a) Factores que determinan un sistema de tratamiento de crudo⁹⁰:

- Cantidad de fluido a ser tratado y porcentaje de agua en el fluido
- Gravedad específica del aceite y agua producida
- Tipo de emulsión
- Corrosividad del crudo, agua y gas
- Tendencia del agua a formar escamas
- Tendencia del crudo a la depositación de parafinas
- Presiones de operación de los equipos

b) Procedimiento para el diseño de tratadores, Lizcano (1995)⁹⁰:

1. Escoger una temperatura de tratamiento
2. Determinar la viscosidad del aceite a la temperatura de tratamiento
3. Determinar el diámetro de la gota de agua a ser removida del aceite.
4. Determinar la geometría del tratador necesaria para satisfacer los criterios de asentamiento.
5. Verificar que esa geometría asegura un tiempo de retención suficiente.
6. Repetir el procedimiento para diferentes temperaturas de tratamiento.
7. Resultados: Diámetro, longitud o altura de la sección de coalescencia y la temperatura de tratamiento (variables interdependientes).

8. Evaluación de costos entre dimensiones del tratador y la temperatura de tratamiento.

III) Tratamiento del gas

El gas producido requiere de un tratamiento antes de enviarse al procesamiento, gasoducto, etc, puesto que aún no cumple especificaciones de venta. Este gas puede contener normalmente gases ácidos y agua.

A continuación se presenta una metodología que incluye el desarrollo de los procesos más utilizados para el tratamiento del gas, en lo referente a la extracción de gases ácidos y de agua.

- **Selección del proceso de endulzamiento del gas**

a) Consideraciones de selección⁹⁰:

1. Tipo de contaminantes ácidos presentes en la corriente de gas
2. Las concentraciones del contaminante y el grado de concentración deseado
3. El volumen de gas a ser tratado y la temperatura y presión a la cual está disponible el gas
4. La posibilidad de recobrar azufre
5. La deseabilidad de remover selectivamente uno o más contaminantes sin remover los otros
6. La presencia y cantidad de hidrocarburos pesados y aromáticos del gas ¹

b) Procedimiento recomendado para la selección del proceso de endulzamiento del gas, Arnold (1999)⁹¹:

1. Determine caudal, temperatura, presión, concentración de gases ácidos en el gas de entrada, y concentración permisible de gases ácidos en la corriente de

salida. Con esta información, calcule la presión parcial de los componentes ácidos del gas.

2. Determine si una de las cuatro situaciones siguientes es requerida y use la guía apropiada, Lizcano (1995)⁹⁰.

- Remoción de CO₂ sin presencia de H₂S
- Remoción de H₂S sin presencia de CO₂
- Remoción de CO₂ y H₂S
- Remoción selectiva de H₂S con CO₂ presente

• **Diseño del proceso de deshidratación del gas mediante absorción con glicol**

a) Consideraciones de diseño ⁹¹:

- Temperatura de entrada del gas
- Presión del contactor
- Número de platos
- Tasas de glicol
- Concentración de glicol
- Temperatura del glicol en el rehervidor
- Temperatura del contactor
- Tamaño del contactor

b) Procedimiento de selección del contactor, Lizcano (1995)⁹⁰:

1. Se calcula el contenido de agua a remover, en lb/hr.
2. Calcular los galones de trietilenglicol (TEG) pobre para remover el agua.
3. Calcular la concentración de TEG pobre.
4. Selección del diámetro de la torre.
5. Calcular la altura de la torre contactora.

IV) Tratamiento del agua

El agua debe separarse del crudo de tal manera que no viole las normas ambientales. El tratamiento del agua debe ser tal que el contenido máximo de hidrocarburos en el agua varíe entre 20 mg/l y 22 mg/l dependiendo del lugar de llegada.

a) Información requerida para el diseño ⁹²:

- Calidad del efluente
- Caudal de agua producida (Bbl)
- Gravedad específica del agua producida
- Viscosidad del agua a las temperaturas de flujo
- Concentración de aceite en agua a ser tratada(mg/l o ppm)
- Gravedad específica del aceite a la temperatura de flujo
- Curva de distribución de tamaño de partícula para gotas de aceite en el agua producida
- Tasas de aguas lluvias, caudal para lavado
- Curva de distribución de tamaño de partícula para gotas de aceite libre en el drenaje
- Concentración de aceite soluble o condiciones de descarga (mg/l o ppm)

b) Procedimiento para selección del equipo de tratamiento del agua, Ruge (2001)⁹²:

1. Determine el contenido de aceite en el agua producida.
2. Determine la calidad del efluente.
3. Determine el tamaño de la gota de aceite en la corriente de agua producida
4. Halle el diámetro de la partícula del efluente
5. Si el flujo es menor de 5000 bbl de agua por día, considere un sistema SP y vaya al paso 10. Si la respuesta al paso 4 es menor de 30 micrones, se

necesita una celda de flotación y proceda al paso 6. Si la respuesta al paso 4 es mayor a 30 micrones, se puede usar un Skim Tank o un coalescedor de platos y proceda según al paso 9

6. Determine el tamaño de la celda de flotación según datos del fabricante.
7. Determine la calidad del influente en la celda de flotación a partir de la calidad del efluente requerido, suponiendo una remoción del 90%. La calidad del influente es la calidad del efluente dividido en 0.1.
8. Si la calidad requerida en la celda de flotación es menor que la calidad determinada en el paso 1, determine el tamaño de partícula que debe tratarse en el tanque Skimmer o en el coalescedor de platos para reunir esta calidad.
9. Determine las dimensiones del Skimmer, Lizcano (1995).
 - Seleccione configuración horizontal o vertical
 - Seleccione recipiente a presión o atmosférico
 - Determine el tamaño con las ecuaciones correspondientes
10. Determine la eficiencia total requerida, eficiencia por etapa y número de etapas para un sistema SP suponiendo un diámetro máximo igual a 1000 micrones.
11. Determine las dimensiones del coalescedor de platos:
 - Seleccione configuración CPI (interceptor de platos corrugados) o flujo cruzado
 - Determine el tamaño según las ecuaciones correspondientes
12. Seleccione el Skim tank, sistema SP, o coalescedor de platos, Lizcano (1995).

V) Diseño de tanques

Para el diseño y detalles de diseño de los tanques de almacenamiento, se recomiendan las normas API estándar 650 sección 3. En forma general esta abarca lo siguiente:

- Generalidades de diseño para tanques de acero
- Consideraciones de diseño: Factores de diseño, cargas externas, medidas de protección
- Consideraciones especiales. Bases, permisibilidad a la corrosión, condiciones de servicio, resistencia a la soldadura
- Laminas de fondo y techos
- Diseño del cuerpo del tanque
- Accesorios y entradas al tanque
- Otros

VI) Diseño de otras facilidades necesarias en la batería

La tabla 14 presenta algunos de los elementos necesarios para rediseñar las facilidades de superficie de recolección, separación y tratamiento de los fluidos de producción.

Informe de resultados

Para la ejecución de esta etapa, la siguiente información debe ser presentada:

- Descripción de la batería actual
- Capacidad actual instalada y manejada
- Toma de decisiones (necesidad de aumentar la capacidad de la batería)
- Nuevos diseños para equipos y/o procesos

Tabla 14. Parámetros de diseño de otras facilidades.

Equipo	Parámetros de diseño o criterios de selección	Referencia
Estranguladores de superficie	Presiones, producción de líquido, GOR, diámetro del estrangulador.	Ávalos (2002) ⁸⁸
Válvulas de seguridad y descarga	Tamaño, características del fluido, presiones, calores específicos	Arnold (1999) ⁹¹ Gutierrez (1995) ⁸⁹
Líneas de flujo desde los pozos al manifold	Producción de fluido, GOR, presiones, diámetro de tuberías, rozamiento, velocidad del fluido, pérdidas de presión, ruido, régimen de flujo	Arnold (1999) ⁹¹ Gutierrez (1995) ⁸⁹ Lizcano (1995) ⁹⁰
Manifold	Número de líneas de flujo	Gutierrez (1995) ⁸⁹
Bombas		Lizcano (1995) ⁹⁰
Colectores de producción	Producción de fluido, GOR, presiones, diámetro de tuberías, rozamiento, velocidad del fluido, pérdidas de presión, entre otras	Arnold (1999) ⁹¹ Gutierrez (1995) ⁸⁹ Lizcano (1995) ⁹⁰
<ul style="list-style-type: none"> • Válvulas toma de muestra y alivio • Conexión de inyección de químicos • Disco de seguridad 		
Colectores de prueba		

Fuente: Autores.

3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los altos costos que genera la implementación de un escenario de producción de un campo petrolero, tienden a promover los diseños más selectivos para que la rentabilidad de un proyecto se vea favorecida, desde este punto de vista la evaluación económica es una de las etapas más importantes de un plan de

desarrollo de un campo maduro, ya que aquí se define si es o no rentable, o bien para saber cuando podremos obtener las ganancias o recuperar la inversión realizada.

Según Thakur (1998)²³ y Satter (1992)⁹³, las tareas en una evaluación económica requieren de un esfuerzo en equipo que consiste de:

1. Ajustar el objetivo económico, basado en los criterios económicos de la compañía.
2. Formular escenarios para el plan de desarrollo
3. Recolectar datos de operación, producción y económicos, únicos para cada escenario de producción formulado.
4. Realizar cálculos económicos de acuerdo a los objetivos económicos establecidos por la compañía.
5. Realizar un análisis de riesgos y elegir el plan optimo.

Metodología

La evaluación económica de un proyecto en la industria petrolera inicia con definir los criterios económicos de la compañía, estos criterios reflejan los objetivos principales de la compañía a la hora de realizar la inversión, una vez se han establecidos los criterios económicos se procede realizar el calculo de estos mediante la recolección de datos de operación, producción y económicos, y un análisis económico de los ingresos y egresos de cada uno de los escenarios de producción establecidos en el modelo de simulación. Estos resultados definirán el esquema de explotación más viable económicamente.

En el anexo 5 se presenta el diagrama de flujo de la evaluación económica de acuerdo a la metodología planteada.

Criterios económicos

Cada compañía tiene su propio criterio económico basado en lo que se espera de la inversión realizada y en la urgencia con que espera recurrir esta inversión. Los criterios económicos comúnmente usados en la industria del petróleo son: (1) plazo de recuperación de una inversión, (2) valor presente neto (VPN), (3) tasa interna de retorno (TIR) y (4) relación entre ingresos y egresos.

a) Plazo De Recuperación De Una Inversión: El plazo de recuperación de una inversión consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido. Este criterio permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre le dará mayor preferencia a los proyectos de menor tiempo de recuperación.

En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es uno de los criterios que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante (en un principio) es la recuperación de la inversión.

b) Valor Presente Neto (VPN): Para determinar una decisión de inversión, una empresa utiliza el valor presente neto (VPN) del ingreso futuro proveniente de la inversión. El valor presente neto es el valor actual de los flujos de caja netos menos la inversión inicial. Para calcularlo, la empresa utiliza el valor presente descontado (VPD) del flujo de rendimientos netos (futuros ingresos del proyecto) tomando en cuenta una tasa de interés, y lo compara contra la inversión realizada. Si el valor presente descontado es mayor que la inversión, el valor presente neto será positivo y la empresa aceptará el proyecto; si el valor presente descontado fuera menor que la inversión la empresa lo rechazaría.

c) Tasa Interna De Retorno (TIR): Cuando se desconoce el valor de la tasa de descuento, se establece que el valor presente neto, es igual a cero, ya que cuando ocurre es indiferente aceptar o no la inversión. La tasa interna de retorno de una

inversión es la tasa de rendimiento requerida, que produce como resultado un valor presente neto de cero cuando se le utiliza como tasa de descuento.

La tasa interna de retorno trata de considerar un número en particular que resuma los meritos de un proyecto. Dicho número no depende de la tasa de interés que rige el mercado de capitales. Por eso es que se llama tasa interna de rentabilidad; el número es interno o inherente al proyecto y no depende de nada excepto de los flujos de caja del proyecto.

Una inversión es aceptable si su tasa interna de retorno excede al rendimiento requerido, de lo contrario, la inversión no es provechosa.

d) Relación Entre Ingresos Y Egresos: Este método se basa en el estudio de la rentabilidad y comparación de la misma con respecto a la inversión necesaria. Para el cálculo de la rentabilidad de una inversión en base a la relación entre ingresos y egresos se tomarán en cuenta los flujos de caja netos de cada período anual y el capital invertido. Este método nos dará la tasa en porcentaje, de cómo se va a recuperar el capital en cada año.

Recolección de datos de operación, producción y económicos

El análisis económico se basa en un flujo de caja, este flujo de caja es la diferencia entre el dinero recibido y el dinero gastado anualmente. Para el cálculo de estos ingresos y egresos son requeridos ciertos datos, los cuales son generalmente clasificados como datos de producción, inyección, inversión, costos de operación, financieros y económicos.

Los datos de producción son datos que generan ingresos en la evaluación económica y se refieren a la producción anual de petróleo y de gas, estos datos son generados usando el modelo de simulación (composicional o black oil) del yacimiento, de acuerdo a cada uno de los escenarios de producción planteados.

Datos de inversión, inyección, costos de operación, mantenimiento, impuesto, son los datos que generan egresos a lo largo del desarrollo de un campo y dependen

principalmente de las condiciones técnicas de cada escenario de producción formulado.

Los datos financieros y económicos, son los únicos datos que no dependen del escenario de producción planteado, estos datos dependen principalmente de la situación política y económica del país donde se realiza la inversión. Datos como precio del petróleo y del gas, y tasas de descuento son generados por proyecciones financieras de acuerdo al comportamiento histórico de estos.

Esta recolección de datos es realizada a cada uno de los escenarios de producción propuestos en el modelo de simulación, con el fin de elegir el esquema de explotación más viable económicamente.

Análisis económico

El procedimiento usado para el cálculo de los criterios económicos acordados por la compañía es resumido a continuación.

1. Calcular ingresos anuales usando las ventas de petróleo y gas anuales. Para el cálculo de estos ingresos se multiplica la producción anual de aceite y de gas en MSTB y MMSCF respectivamente, (estos datos son generados por el simulador) con los datos de su respectivo precio (\$/STB o \$/SCF), dando como resultado los ingresos anuales del petróleo y del gas (en MM\$).
2. Calcular egresos totales por año incluyendo el capital de inversión, costos de perforación, completamiento, workover, facilidades, impuestos, etc. En cada uno de los escenarios formulados.
3. Calcular el descuento anual de flujo de dinero, este se calcula restando los egresos totales a los ingresos generados por la venta del petróleo y del gas de manera anual.

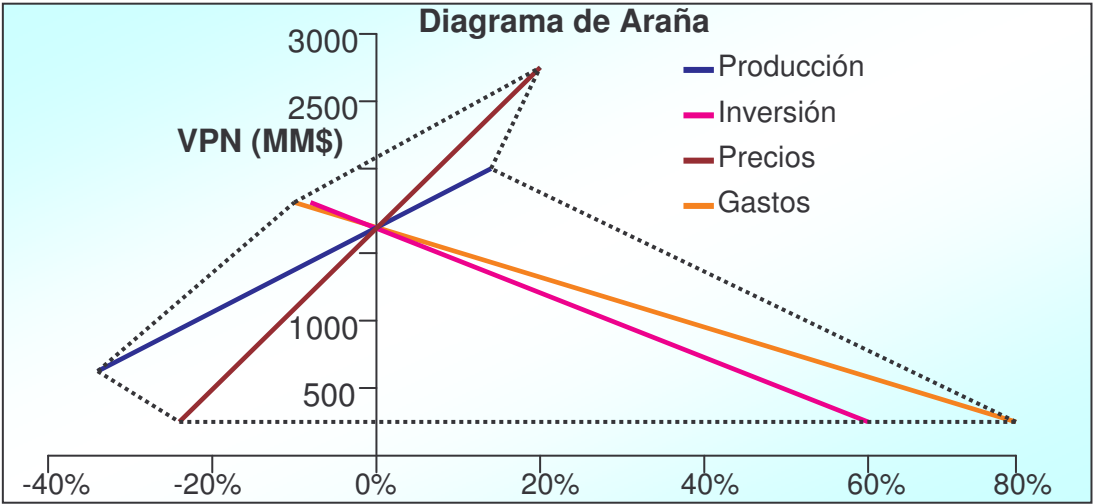
4. Calcular el valor presente del flujo de dinero de cada año, multiplicando el descuento anual de flujo de dinero por el factor de descuento a una tasa específica de descuento.
5. Calcular cada uno de los criterios económicos establecidos por la compañía con el fin de establecer cuales escenarios de producción, son mas viable económicamente para ejecutar la inversión.

Análisis de riesgos e incertidumbres económicas

En general una evaluación económica incluye toma de riesgos y envuelve incertidumbres técnicas, económicas y condiciones políticas que afectan el resultado de un proyecto de inversión, ya que los resultados del análisis económico esta sujeto a muchas suposiciones en ingresos y egresos de capital.

Teniendo en cuenta que el riesgo económico indica la variabilidad del rendimiento económico esperado, para su estudio se realizan análisis de sensibilidades de los criterios económicos tomados por la compañía como por ejemplo, la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN), con respecto a el precio y producción del hidrocarburo y los costos de inversión y operación del proyecto (ver Figura 17). Este análisis de riesgos es realizado a cada uno de los escenarios de producción propuestos en el modelo de simulación, con el fin de elegir el esquema de explotación más viable económicamente, Carrillo (2005)⁹⁴.

Figura 17. Grafica de fortalezas y debilidades de un proyecto para determinar las variables de mayor impacto.



Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA, Rejuvenecimiento de campos maduros, Perú, 2006.

3.3 EVALUACIÓN AMBIENTAL

Todas las actividades que están envueltas en la exploración y explotación del petróleo provocan impactos potencialmente negativos sobre el medio ambiente y sobre las personas que lo usan o que están en contacto con él. En ocasiones las operaciones normales de trabajo en una operación petrolera tiene consecuencias muy perjudiciales, y a veces hasta irreversibles.

Por esto el gobierno nacional mediante la Ley 99 de 1993 determinó que la ejecución de obras y actividades de la industria del petróleo debía contar con una planificación ambiental adecuada, y para aquellas susceptibles de causar deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o modificaciones notorias al paisaje, estableció como requisito la Licencia Ambiental previa

otorgada por el Ministerio del Medio Ambiente. Para estos casos definió el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) como el instrumento básico para la planificación ambiental y la toma de decisiones⁹⁵.

Metodología

Según el Ministerio De Medio Ambiente mediante el documento titulado “Guía Ambiental Para El Desarrollo De Campos Petroleros” (1999)⁹⁵ : la realización de la planificación ambiental es lograda en dos etapas principales primero se inicia con la elaboración del estudio conducente a la identificación y descripción de los factores de deterioro ambiental del desarrollo del proyecto en el área de interés. Posteriormente se entra en la propuesta del dueño del proyecto para viabilizar su ejecución a través de las medidas de prevención, control, mitigación o compensación de los efectos ambientales causados. Estas medidas, que pueden ser de localización, tecnológicas, de procedimiento o de otra naturaleza, se integran en el Plan de Manejo Ambiental (PMA). Para finalmente obtener la Licencia Ambiental Global, la cual autoriza todas las obras o actividades relacionadas con la industria petrolera.

En el anexo 6 se presenta el diagrama de flujo de la evaluación ambiental de acuerdo a la metodología planteada a continuación:

Estudio de impacto ambiental (EIA)

Uno de los aspectos más importantes a desarrollar para la obtención de Licencias Ambientales es el relacionado con la identificación y descripción de los impactos ambientales tanto positivos como negativos que se ocasionarán en las distintas etapas del proyecto. Para esto se debe realizar un estudio de impacto ambiental (según los términos de referencia establecidos en la Constitución Política de Colombia de 1991) para cuantificar el daño que podría ocasionar la realización del proyecto.

Las etapas de un EIA son:

- Descripción del Proyecto
- Definición Del Área De Estudio para el EIA
- Descripción del Medio Ambiente
- Antecedentes
- Identificación y Evaluación De Impactos Ambientales

Descripción del proyecto

En esta primera etapa se describen las principales actividades del desarrollo de un campo petrolero y se identifican, en una primera aproximación y de manera genérica, los riesgos ambientales asociados a cada una de ellas. La descripción incluye las siguientes actividades principales:

- a) Perforación de pozos
- b) Tendido de líneas de flujo
- c) Construcción facilidades de superficie e instalaciones de apoyo a la producción
- d) Producción (explotación del campo)
- e) Conducción y depósito
- f) Comercialización de hidrocarburos
- g) Mantenimiento de pozos e instalaciones
- h) Tratamiento de residuos

Definición del área de estudio para el EIA

En esta etapa se debe dar una descripción específica de la ubicación del proyecto (departamento, municipio, vereda) y sus límites, así como especificar el tamaño y las características del área de incidencia del proyecto. Esta descripción también incluye información sobre la presencia de comunidades, incluidas campesinas,

negras e indígenas e información sobre la presencia de parques nacionales naturales localizados en el área de influencia del proyecto, obra o actividad. Esta descripción se realizara en reunión previa entre el Ministerio del Medio Ambiente, la Corporación Autónoma Regional y el peticionario de la Licencia (dueño del proyecto), sobre la base de una propuesta presentada por este último, en la cual se considere la integralidad ecosistémica, cultural, social y económica.

Descripción del medio ambiente

En un EIA es fundamental describir, identificar y precisar las condiciones ambientales existentes antes del inicio del proyecto, de los usos de los recursos y de los patrones sociales. Para poder identificar el impacto ambiental que pueden ser causadas por el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta lo referente a la población, recursos naturales y el agente externo.

Antecedentes

Revisión de antecedentes sobre proyectos hidrocarburíferos u otros desarrollados en el área y sobre su gestión ambiental. Revisión de la información y planteamientos contenidos en estudios previos para darle continuidad y congruencia al diagnóstico y manejo ambiental del área afectable por la explotación

Identificación y evaluación de impactos ambientales

Identificación de las interacciones del proyecto con el medioambiente y determinación de los cambios de calidad ocasionados durante las diferentes etapas del desarrollo de la actividad y su respectiva evaluación de Impacto que permitan estimar los efectos que la ejecución de un determinado proyecto y/o la

utilización de determinada tecnología causen sobre el medio ambiente y la calidad de vida. Esta evaluación es dada teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Severidad
- Reversibilidad
- Probabilidad de ocurrencia
- Duración
- Magnitud

Plan de manejo ambiental (PMA)

Un plan de manejo ambiental detalla las acciones para prevenir, mitigar, corregir o compensar los efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de un proyecto. Como propósito común el mejoramiento de la gestión, el control y reducción de contaminantes y la optimización del uso de los recursos naturales, a través de métodos de producción y operación más limpios, sanos, seguros y eficientes, entre otros mecanismos.

Los programas de un PMA son:

- Programa de manejo de las actividades
- Programa de manejo de residuos
- Programa de contingencia
- Programa de capacitación del personal
- Programa de control y seguimiento
- Programa de abandono y restauración

Programa de manejo de las actividades del proyecto

En el PMA se deben establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental de las actividades ejecutadas en el proyecto, con el fin de prevenir o mitigar el deterioro de los recursos ambientales y sociales de la región, estas actividades son:

- Construcción de vías e instalaciones de perforación
- Perforación de pozos de desarrollo y producción
- Tendido de líneas de flujo
- Facilidades de superficie (estaciones y otras)
- Construcción infraestructura de apoyo (administración y servicios)
- Operación y mantenimiento

Programa de manejo de residuos

La Gestión Ambiental que realiza la Industria del Petróleo se orienta por los principios de la Producción Más Limpia, de acuerdo con las políticas de las Empresas Petroleras que operan en Colombia y los compromisos adquiridos por el sector a través de los convenios suscritos con el Ministerio del Medio Ambiente y otras entidades del Sistema Nacional Ambiental. Para el manejo ambiental de los residuos líquidos, sólidos y emisiones atmosféricas, propios de los campos de explotación de hidrocarburos, en sus diferentes etapas de desarrollo, concordantes con los principios de producción limpia.

Programa de contingencia

Este programa está diseñado para proporcionar una respuesta inmediata y eficaz a cualquier situación de emergencia, con el propósito de prevenir los impactos adversos a la salud humana y, al mismo tiempo, proteger la propiedad en el área

de influencia y el medio ambiente. Este programa o plan de contingencia requiere de los siguientes puntos:

- Organización Del Plan
- Medidas De Contingencia Por Tipo De Accidente
- Servicio Médico
- Riesgos Asociados Con Las Comunidades Del Área/infraestructura

Programa de capacitación del personal

El desarrollo de la administración ambiental requiere de personas convencidas y entrenadas. Convencidas como resultado de un proceso de educación enfocado a modificar los valores con el propósito de lograr cambios actitudinales y de percepción sobre el medio ambiente y su importancia para la actividad industrial y para la vida; entrenadas en el sentido de dotarlas de las destrezas necesarias para que puedan responder a las expectativas de la compañía operadora y a las exigencias de su sistema de gestión ambiental, así como para participar en el desarrollo de dicho sistema.

Programa de seguimiento y monitoreo

El programa de seguimiento y monitoreo se establece para medir el desempeño ambiental de la actividad o proyecto, así como la eficacia de las acciones o medidas implementadas para manejarlas relaciones de los aspectos ambientales significativos con su medio ambiente.

El desempeño ambiental se determina por el logro de objetivos y metas, de tal manera que puede establecerse mediante indicadores de gestión.

Programa de abandono y restauración

El proyecto de explotación de un campo petrolero conlleva, como se señaló anteriormente, múltiples actividades varias de ellas con carácter temporal (P.e. perforación de pozos; construcción de instalaciones; construcción de líneas de flujo) que requieren cerrarse en el momento oportuno (a su terminación).

Para garantizar que se tomarán las medidas adecuadas y necesarias conducentes al control o eliminación de los pasivos ambientales que acompañan el desarrollo del proyecto, el interesado debe establecer desde el comienzo, y mantener durante la vida útil del campo, un plan de restauración y abandono.

Proceso de licenciamiento ambiental

Las acciones que protegen el medio ambiente son formuladas por el Gobierno Nacional, y sólo mediante el cumplimiento de cada una de estas medidas ambientales son otorgadas las licencias ambientales. La obtención de estas licencias permite realizar las diferentes actividades planteadas en el proyecto bajo ciertas normas que garantizan la preservación del medio ambiente.

El DECRETO No. 1753 del 3 de Agosto de 1994 de la Constitución Política de Colombia de 1991 suministra valiosa información en todo lo que se refiere a Licencias Ambientales, como la definición de:

- Los términos de referencia para la ejecución y elaboración de los estudios ambientales.
- Licencia ambiental
- Las tres modalidades de licencia ambiental (ordinaria, única y global)

Además, determina la competencia, en que casos, la manera y el procedimiento adecuados para el otorgamiento de Licencias Ambientales.

4. CASO BASE: AREA LISAMA

Para el caso base de este trabajo de grado, se seleccionó uno de los campos que opera directamente Ecopetrol S.A. El campo seleccionado es el área Lisama, el cuál presenta un factor de recobro en su recuperación primaria del 19% aproximadamente.

Este plan integral de desarrollo se esta realizando por parte del Instituto Colombiano Del Petróleo -ICP, a través del grupo de Campos Maduros.

4.1. Localización y generalidades del Área Lisama ⁴⁴

El Área Lisama está localizada en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte de los campo de La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A.

Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km. de Barrancabermeja, limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro.

La acumulación de hidrocarburos en el campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico. El potencial de hidrocarburos proviene del Terciario, principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: Campo Lisama, Campo Tesoro, Campo Nutria y Campo Peroles.

La Compañía TROCO inició la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama 1 a una profundidad de 4729 pies atravesando las formaciones Real y Colorado, obteniéndose una

producción inicial de 151 BAPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden del 39% en el primer año.

En 1936 se perforó Lisama 2 con 10 BAPD y en 1938 el pozo Lisama 3, el cual fue abandonado por continuos arenamientos y problemas en su revestimiento. Desde 1938 a 1958 hubo un periodo de inactividad. En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica en el área de la Putana. El análisis de esta información justificó la perforación del pozo Lisama 5 en 1964, el cual alcanzó una profundidad de 8281 pies (Formación Esmeralda), con una producción inicial de 1185 BAPD de aceite de 30.9° API, de las zonas B y C de la Formación Mugrosa.

Figura 18. Mapa de Localización Área Lisama



Fuente: SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.

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

El Campo Tesoro se presenta como una prolongación hacia el sur de la zona productora del Campo Lisama, cerca a las localizaciones de los pozos Lisama119, Lisama-106 y Lisama-147. La información sísmica y las correlaciones estratigráficas muestran la presencia de una silla estructural que separa el Campo Tesoro hacia el sur del Campo Lisama hacia el norte, estructuras asociadas a la falla inversa de Peña de Oro. A la vez que la estructura de Lisama se conecta con la de Tesoro, una relación similar se presenta entre los campos Tesoro y Nutria.

El Campo Nutria es básicamente una estructura monoclinal con buzamientos de sus capas hacia el oeste y su límite oriental lo forma la Falla de La Salina. Una silla estructural lo separa del Campo Tesoro a la altura de los pozos Tesoro-3, Tesoro-36, Nutria-5 y Nutria-6. De acuerdo con las correlaciones entre pozos, hacia la parte norte se insinúa un ligero cabeceo anticlinal no muy prolongado.

4.2 Plan integral de desarrollo del Área Lisama

4.2.1 Adquisición de la información

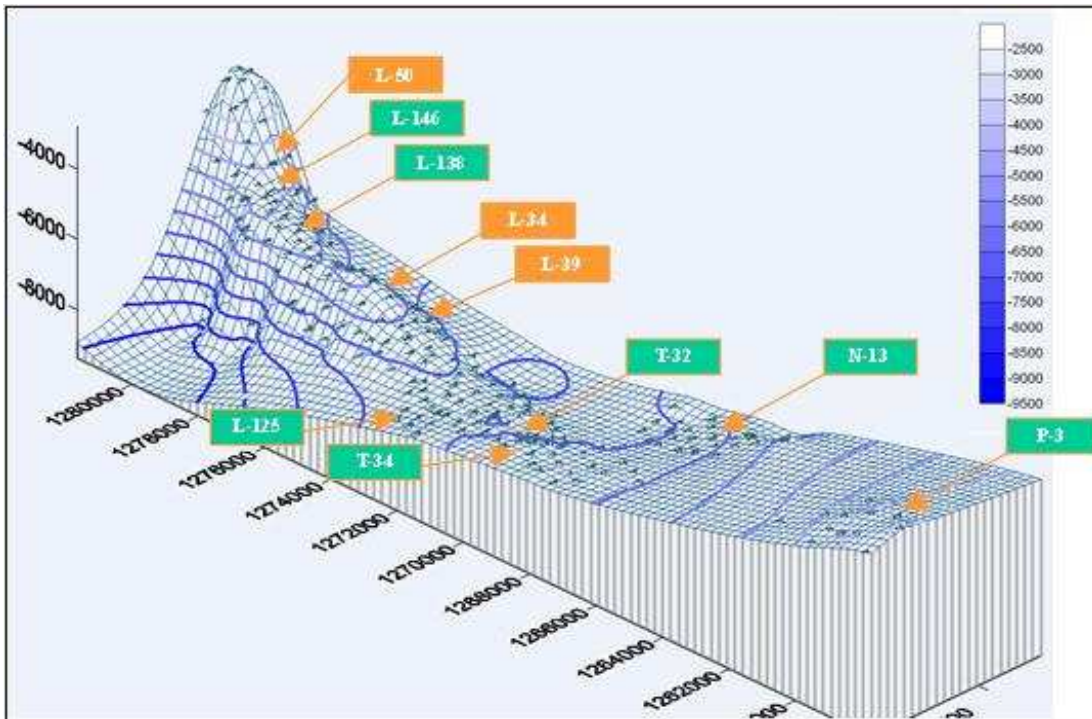
Inicialmente se revisaron y entendieron todos los aspectos que se tuvieron en cuenta durante la elaboración de las interpretaciones estructurales, estratigráficas, petrofísicas, propiedades roca-fluido, propiedades PVT e Historia de presión y producción, desarrollados anteriormente en el área Lisama.

Para la caracterización geológica del Área Lisama se revisaron y se fotografiaron pie a pie los corazones de los pozos Lisama 146, 138 y 125; Tesoro 32 y 34; Nutria 13 y Peroles 3P (ver figura 19); en los cuales se revisó la descripción

litológica de cada uno, se revisaron y comprobaron las facies existentes, asociaciones y sucesiones de facies, definiendo ambientes y cuatro tipos de roca.

A demás el Área Lisama presenta 500 Km de sísmica 2D, distribuidos en 95 líneas sísmicas de seis diferentes programas, al igual que presenta registros check shot con sus respectivas tablas tiempo – profundidad de los Pozos Bellavista 1, Lisama 95, Santa Helena 1, Tempestuosa 1, San Rafael 1, y archivos de desviación de los pozos y registros de pozo provenientes de la plataforma OpenWorks. Esta información llevo a la interpretación estructural 3D de horizontes y fallas.

Figura 19. Pozos corazonados Area Lisama.



Fuente: SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.

Después del entendimiento de los modelos petrofísicos existentes en el área, el laboratorio de análisis petrofísicos básicos del ICP suministró los resultados de

análisis básicos de los pozos Lisama-146, Lisama-138, Lisama-125, Nutria 13, Tesoro-7, Tesoro-8, Tesoro-32 y Tesoro-34 en tablas de Excel, estos datos se organizaron y compararon con su respectivo informe para corroborar dicha información.

Para desarrollar las actividades involucradas en el Modelamiento Dinámico del Área Lisama, se contó con información de: Los laboratorios de análisis especiales y pruebas PVT del ICP, y datos de presión y producción de las bases de datos suministrada por el ICP y la Gerencia de Yacimientos, respectivamente.

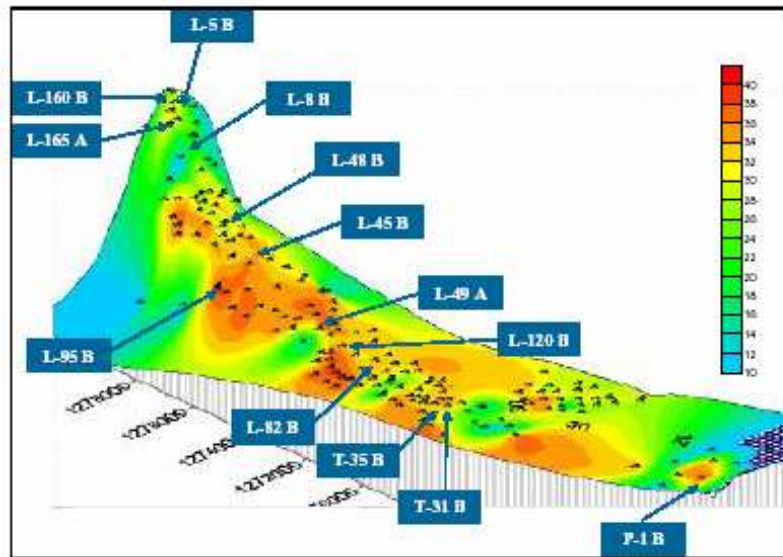
Respecto a las propiedades roca-fluido del área Lisama, se realizaron análisis especiales a 25 muestras de los cuatro campos.

No de todas las muestras se obtuvo las tres propiedades roca-fluido descritas en este proyecto. Por ejemplo, para el campo Lisama se obtuvieron: valores de presión capilar en los pozos L-125, L-138, L-146, valores de permeabilidad relativa del sistema agua-aceite a los pozos L-138, L-146, valores de permeabilidad relativa del sistema gas-aceite a los pozos L-138, L-146 y tendencia mojante de la roca en el pozo L-138.

Para la determinación de las propiedades PVT, el laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo suministro información de 13 PVT correspondientes al Área Lisama de los pozos L-5, L-8, L-45, L-48, L-49, L-82, L-95, L-120, L-160, L-165, T-31, T-35 y P-1. Once PVT corresponden a la Formación Mugrosa y 2 PVT a la Formación Colorado.

La figura 19 presenta la ubicación areal de los pozos con análisis PVT y un mapeo de la $^{\circ}$ API inicial de todos los pozos del área, extraída de los files de cada pozo suministrados por el Centro.

Figura 20. Información PVT área Lisama.



Fuente: SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.

Finalmente, la Historia de presión y producción del Área Lisama, se realizó a partir de la información recopilada en la base de datos OFM suministrada por la Gerencia de Yacimientos (la base de datos OFM se ha actualizado con información suministrada por personal del campo hasta agosto de 2006) y la información de presión fue extraída de la base de datos suministrada por el ICP.

De acuerdo a la información existente de las pruebas de presión que se han realizado en el área, las cuales varían de acuerdo a la formación, el campo en que se encuentre cada uno de los pozos y la fecha de medición.

La tabla 15 presenta la cantidad de pruebas de presión DST, GRD, GRS, PBU, PDD, RFT o MDT realizadas en cada campo del área Lisama, y la tabla 16 presenta los valores de presión original promedio, por zona y campo.

Tabla 15. Pozos con data de presión Área Lisama

Tipo de Prueba	Número de pruebas de Lisama	Número de pruebas Tesoro	Número de pruebas Nutria	Número de pruebas Peroles
DST	60	1	5	12
GRD	2	-	-	-
GRS	30	2	1	-
PBU	39	6	9	3
PDD	9	-	-	2
RFT	2	-	-	-
MDT	10	1	-	-
Total	152	10	15	17

Fuente: SAAVEDRA, Nestor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.

Tabla 16. Presión inicial por zonas

Zona	Pi @ 5200' SS							
	Lisama Norte	Lisama centro-Norte	Lisama centro	Lisama centro-sur	Lisama sur	Tesoro	Nutria	Peroles
A		2560		2180.5	2179		2516	2389
B	2516	2431	2577	2464	2601	2536	2461	2271
C	2543	2534	2510		2464			2447

Fuente: SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.

El Área Lisama tiene una producción acumulada de petróleo de 61.79 MMBO (agosto de 2006), que equivale a un factor de recobro de 19.09% del petróleo original en sitio estimado de 324.2 MMBO. Más del 79% de la producción del área proviene del Campo Lisama (48.99 MMBO), seguida de los Campos Tesoro y

Nutria con menos del 10% de la producción en cada campo (5.99 MMBO y 5.72 MMBO respectivamente) (ver tabla 17).

El petróleo y gas original en sitio y la producción de fluidos del área, provienen principalmente de la Zona B (Formación Mugrosa) del Campo Lisama.

Tabla 17. OOIP, Producción acumulada de petróleo y factores de recobro Área Lisama.

CAMPO	OOIP Zona A (MMSTB)	OOIP Zona B (MMSTB)	OOIP Zona C (MMSTB)	OOIP Campo (MMSTB)	Np Campo (MMBO) Agosto 2006	Fr (%)
Lisama	17,9	197	27,5	242,4	48,99	20,21
Tesoro	4,1	34,7	3,4	42,2	5,99	14,19
Nutria	15,6	17,9	0,1	33,6	5,72	17,02
Peroles	1,1	2,7	1,6	5,4	1,09	20,18
Total	38,7	252,3	32,6	324,2	61,79	19,09

Fuente: SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPELROL – ICP, Diciembre 2006.

4.2.2 Etapas realizadas

Una vez analizada la información disponible, el grupo de campos maduros del ICP realizó cada una de las etapas presentadas (resaltadas en amarillo) en la tabla 18, con el fin de generar el modelamiento Estático y Dinámico del Área Lisama, comprendido por:

- Modelo Estratigráfico
- Modelo Estructural
- Modelo Petrofísico
- Propiedades Roca-Fluido
- Análisis De Los Fluidos Del Yacimiento
- Historia De Presión Y Producción

Tabla 18. Etapas desarrolladas en el Área Lisama por el grupo de campos maduros del ICP

MODELO	ETAPAS							
MODELO ESTÁTICO								
MODELO ESTRATIGRÁFICO	Adquisición de la información	Análisis de Ambiente Depositación	Calibración de Datos Corazones y Registros	Resultados				
MODELO ESTRUCTURAL	Adquisición de la información	Generación de sismogramas sintéticos	Amarre de Datos sísmicos vs. Datos de pozo	Análisis de Fracturas	Interpretación Sísmica	Generación de Mapas de isovelocidades	Resultados	
MODELO PETROFÍSICO	Adquisición de la información	Preparación de información	Edición de Registros	Análisis Básicos De Corazones	Desarrollo De Los Modelos Petrofísicos	Resultados		
MODELO GEOESTADÍSTICO	Recolección de información	Determinación de los conceptos de estadística básica	Estudio Variográfico	Modelos geoestadísticos	Resultados			
MODELO DINÁMICO								
PROPIEDADES ROCA - FLUIDO	Adquisición de la información	Determinación de la presión capilar	Determinación de las permeabilidades relativas	Determinación de la mojabilidad de la roca	Resultados			
ANALISIS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Determinación de las propiedades PVT	Ajuste de la ecuación de estado (EOS)	Resultados					
HISTORIA DE PRESIÓN - PRODUCCIÓN	Adquisición de la información	Determinación del OHCIP por el método volumétrico	Determinación del factor de recobro histórico	Determinación del mecanismo de empuje primario	Determinación del factor de recobro último	Cálculo del OHCIP por el método de balance de materia	Cálculo del hidrocarburo remanente y reservas	Resultados

Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

- El riesgo económico inherente a la definición de escenarios y aplicación de estrategias de producción (tecnologías de pozo, recuperación secundaria y recuperación terciaria) con el fin de rejuvenecer un campo maduro es menor que el asociado a la perforación de prospectos exploratorios.
- El éxito del rejuvenecimiento de un campo maduro depende directamente de la detallada y clara caracterización de los yacimientos, dependiendo de la cantidad y calidad de la información y de la tecnología disponible para su adquisición e interpretación.
- Un buen Plan Integral De Desarrollo De Campos Maduros solo se puede desarrollar de la mejor forma a través de la integración de un equipo multidisciplinario de Ingenieros de yacimientos, Ingenieros de producción, Geofísicos, Geólogos, Economistas, etc., en donde se generen nuevas ideas y se planteen nuevos procesos.
- Un plan integral de desarrollo de un campo maduro tiene como finalidad, seleccionar el escenario de producción que mejor se acomode a las características físicas, ambientales y económicas del campo en estudio, permitiendo así un aumento en la producción y en las reservas, y prolongando la vida útil del mismo.

RECOMENDACIONES

- Dependiendo de las características particulares de cada campo, se se deben implementar elementos diferentes dentro del Plan Integral De Desarrollo De Campos Maduros; sin embargo, se recomienda implementar los principios metodológicos descritos, además de usar las herramientas y técnicas que económicamente sean viables y se ajusten a las características del campo.
- Uno de los aspectos más importantes a considerar dentro de un estudio integral es la incertidumbre en las variables del campo, respecto a la estructura, continuidad, heterogeneidad, área del yacimiento, espesor de la formación, saturaciones, niveles de producción, tipos de fluidos, volumen de reservas, precios del crudo, costos del desarrollo, límites económicos, etc. Es por lo tanto, imprescindible incorporar dentro del estudio, tecnologías que calculen las medidas cuantitativas de la incertidumbre presente, que permitan obtener un estudio rentable del campo maduro.
- Se recomienda revisar minuciosamente los estudios ya realizados al campo antes de llevar a cabo un plan integral de desarrollo, con el fin de conocer las causas y consecuencias de las fortalezas y debilidades que se puedan presentar.
- Desarrollar proyectos de pregrado y/o postgrado en cada uno de los modelos que generan este plan integral de desarrollo de campos maduros, con el objeto de generar bases de datos que establezcan diferentes técnicas, procedimientos y herramientas aplicadas en diferentes partes del mundo con éxito, con el fin de plantear su aplicación en los Campos Colombianos.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA CITADA

1. BALL, Jeffrey, Viejos yacimientos son la nueva frontera del crudo, The Wall Street Journal, Texas, 2004.
2. AHMED, Usman. Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. Artículo Schlumberger, USA, 2003
3. LAJOUS, Adrian, La cuenca de Burgos y los contratos de servicios múltiples, 040417 Burgos CSM Lajous perfil Jormada, México, 2003.
4. MOHAGHEGH S.D., GASKARI R., A New Method for Production Data Analysis To Identify New Opportunities in Mature Fields: Methodology and Application, SPE, West Virginia U., 2005.
5. UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA, Rejuvenecimiento de campos maduros, Documento PDF, Perú, 2006.
6. BABADAGLI, T., Mature Field development- A review, (2005), Paper SPE # 93884, (2005)
7. LOWE. W. Bruce, Nuevas tácticas para el Manejo de las producción, Documento Schlumberger # 2-17, USA, 1999
8. MCGRAY, Arthur, Oil well drilling Tecnology, Universidad de Oklahoma, 1960
9. CURTIS Carl, KOOPER Robert, Yacimientos de petróleo pesado, Documento Schlumberger, 2002
10. FESER, E.J., Cluster analysis as a mode of inquiry, Its use science and technology policy making in North Carolina. European Planning Studies. 2002
11. AHMED, Tarek, Hydrocarbon Phase Behavior, Hand book, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 2001.
12. BRICEÑO Marcos, RODULFO Fernando, SUÁREZ Suni: *Orinoco Belt, Cerro Negro Area: Horizontal Well Evaluation*, PDVSA-Bitor, Caracas, Venezuela.
13. M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003.

14. RODRIGUEZ, Fermín, Método GREEN para la simulación numérica de pozos horizontales en yacimientos de petróleo, Venezuela, 1988
15. GUEVARA, J. M., RODRIGUEZ, Fermín, A new approach for modeling Horizontal well singularities in petroleum Engineering, SPE 51924, (1999)
16. ALLEN, Thomas, Oil & gas consultants International Inc, Second edition, 1982.
17. BUZARDE L.E.; KASTOR L.E., Production operations course I. Well completions, TEXAS, Sociedad de Ingenieros de petróleos de AIME, 1973.
18. RIKE, James, Well completions. Volume III, SPE, Dallas, 1980
19. BRADLEY, Howard B. Y otros, Petroleum Engineering Handbook, 3a Ed, U.S.A, SPE, 1992.
20. GIDLEY, John, NEELY, A., Productions operations course III. Well stimulation, TEXAS, Sociedad de Ingenieros de petróleos de AIME, 1977.
21. MANUCCI, Jesús. Recobro adicional de Petróleo por métodos convencionales. Universidad del Zulia. Maracaibo, Agosto de 1989.
22. BLANCO z., Johana; DELGADILLO, Claudia, Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero, Tesis de grado, UIS, 2006.
23. THAKUR, Ganesh; SATTER, Adbus. Integrted Waterflood Asset Management. PennWell. 1998.
24. TIMOTHY, W., Improved oil recovery, Oklahoma, Oil Compact Commission, 1983
25. MANUCCI, Jesús. Recobro adicional de Petróleo por métodos no convencionales. Universidad del Zulia. Maracaibo, Agosto de 1990
26. H.C. SLIDER "Slip", Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, USA, Penn well, 1983.
27. BOBERG, Thomas. Thermal Methods of Oil Recovery. New York. Willey. 1988
28. ANDERSON, Gene, Coring and core analysis Hand book, Tulso Oklahoma, Penn well book, 1975.
29. FONSECA, Paola. Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad. Tesis de Grado. Universidad América. 2002.

30. BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación De Formaciones. Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo, 1992.
31. FRITZ, Willian. Basics Of Phisical Stratigraphy And Sedimentology. New york. John Wiley. 1988.
32. MIER, Ricardo. Ejercicios Geología Del Petróleo. UIS. 1994.
33. KRUMBEIN & SLOs. Estratigrafía y Sedimentación. W,H, freeman and company. San francisco. USA 1969.
34. BOAK, M. J. Geological Cross Section. AAPG, Serie N° 10, Tulsa (Oklahoma, USA), 1993.
35. CRAIG J. T. y RANDALL B. V. Direccional Survey Calculation. Petroleum Engineer International. 1976.
36. OLAYA, Iván. Métodos Geofísicos En La Exploración De Hidrocarburos. 1996
37. BRETON, Pascal; Mediciones Sísmicas Bien Posicionadas. Oilfield Review. (2002)
38. ARENAS, Oscar. Impacto De Los Sistemas De Fracturas Naturales En El Manejo De Yacimientos De Hidrocarburos En El Piedemonte Colombiano. ACIPET. 2005
39. NESTER D. C. & PADGETT M. J. Seismic Interpretation. AAPG, Serie N° 10, Tulsa (Oklahoma, USA), 1993.
40. GORDON Y. R. Mapping With Two Dimensional Seismic Data. AAPG Series N° 10, Tulsa (Oklahoma, USA). 1993.
41. HUBRAL, Peter. Interval velocities from seismic reflection time measurements. Society of exploration geophysicists. 1980
42. TORRES, Fredy. Tesis. Metodología para la realización de una interpretación petrofísica avanzada dentro del marco de la administración de yacimientos de hidrocarburos. Monografía. UIS.2002
43. SANTOS, Nicolás. Guía De Practicas Del Laboratorio De Rocas Y Fluidos. UIS. 1997.

44. SAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. ECOPETROL – ICP, Diciembre 2006.
45. ROA, Juan. Análisis de Interpretación Física y Cuantitativa de Registros de Pozo. Tesis de Grado. UIS. 1989.
46. CARRILLO, Lucio. Ingeniería de Yacimientos. Universidad Nacional De Ingeniería. Edición 2006.
47. ARROYO, Francisco. Registros geofísicos de pozo. Universidad Autónoma de México. (1985)
48. BROWN A. A. fluids contacts. AAPG Serie N° 10, Tulsa (Oklahoma, USA), 1993.
49. JOURNEL A. G. & STANFORD U. geostatistics for reservoir characterization. SPE Paper 20750. 1993
50. MOJTABA, Taheri. Introducción a la Caracterización De Los Yacimientos. Tercera Edición. Geointegration. 2003.
51. FRANCO, Fernando. Geoestadística aplicada a la descripción de yacimientos. Tesis de Grado, UIS, 1991.
52. KRAJEWSKI, S. A. y GIBBS, B.L., A Variogram Primer. Gibbs Associates. 1993.
53. DEUTSCH, C.V. y JOURNEL, A.G. "GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide", Second Edition, Oxford University Press. 1998
54. BACCHI, B. y KOTTEGODA, N.T. Identification and Calibration of Spatial Correlation Patterns of Rainfall, Journal of Hydrology. Elsevier Science B.V. 1995
55. ARMSTRONG, M. y CARRIGNAN, J. Géostatistique Linéaire, Application au Domaine Minier. École de Mines de Paris. 1997
56. KIYONO, J. y SUZUKI, M., Conditional Simulation of Stochastic Waves by Using Kalman Filter and Kriging Techniques, Eleventh World Conference on Earthquake Engineering, Acapulco, Mexico, 1996.

57. ZHANG, X.F., EIJKEREN Van, J.C.H. y HEEMINK, A.W., On the Weighted Least Squares Method for Fitting a Semivariogram Model, Short Note, Computers & Geosciences, Vol. 21, 1995.
58. www.inlab.com
59. MONTERO V., Carlos; URBINA D., Carlos H., Análisis y normalización de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar y su influencia sobre el comportamiento de los yacimientos, Trabajo de grado, UIS, 1992.
60. PIRSON Sylvain, Ingeniería de yacimientos petrolíferos, Ed. Omega S.A, 1965.
61. HUANG, D.D, An improved model for relative permeabilities and capillary pressures incorporating wettability, paper presentado en en el sociedad de análisis de corazones, Calgary, 1997.
62. BROOKS; COREY, Hidraulics properties of porous media affecting fluid flow, Hydraulic paper #3. Colorado USA, 1966
63. BROOKS; COREY, Properties of porous media affecting fluid flow, ASCE 1966.
64. SKJAEVELAND; Kjosavik, Capillary pressure correlation for mixed-wet reservoirs, SPE 60900 (2000)
65. BARANDIARAN Lucio, Ingeniería de yacimientos. Apuntes de clase. Universidad Nacional de Ingeniería. 2006.
66. MARULANDA A., Raúl; ORTIZ P., Victor, Evaluación del método U.S.B.M y aplicación del registro R.F.T a la determinación de la mojabilidad, Trabajo de grado, UIS, 1990.
67. ZULUAGA, Elizabeth, Humectabilidad, Universidad Nacional, Colombia (2001)
68. HIGUERA, Josué; QUINTERO, César; Vega Martha, Validación de pruebas PVT y de laboratorio de recobro mejorado por medio de un paquete computacional basado en ecuaciones de estado, tesis, UIS, 1994
69. DANDONA, A.K.; ALSTON R.P. Defining Data Requirements for a Simulation Study SPE 22357 (1992)
70. OSORIO, Esteban, Metodología básica para la evaluación y desarrollo de correlaciones empíricas PVT. UIS, 1989
71. FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001

72. WHITSON, Curtis, Characterizing Hydrocarbon Plus fractions, Paper SPE 12233.
73. NAVAS, Elder; Cuellar Alexander, Estudio comparativo de los modelamientos de los fluidos Black-Oil y Black-Oil extendido en simulación de yacimientos, tesis de grado. UIS, 2000.
74. CORDOBA, Mirta; GALACHO Néstor, Simulación numérica dinámica integral (SNDI) para yacimientos de petróleo y gas, Consultora MG&A, 2003.
75. Dr. THAKUR, Ganesh; Dr. SATTER, Abdus, Integrated Petroleum Reservoir Management. Penn Well. (1994).
76. CRAFT B. C., HAWKINS M.F., Applied petroleum reservoir engineering, 2a ed, New Jersey, Prentice hall, 1991.
77. AVILA O., Milton, Metodología para la implementación de la Herramienta Software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero, Tesis de grado, UIS, 2005.
78. LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
79. MENDOZA, Sandro; ORDOÑEZ, Julio, Guía para el manejo del simulador Eclipse 100 para petróleo negro, Tesis de grado, UIS, 1997.
80. MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richardson TX 1990.
81. CARRERO, Javier, VALENCIA, Guillermo, Aplicación de técnicas de escalamiento en la simulación numérica de yacimientos, Tesis de grado, UIS, 2004.
82. SATTER, Abdus; BALDWIN, Jim, Computer-Assisted Reservoir management, Oklahoma, Pennwell, 2000.
83. SANCHEZ, C., MARTINEZ, A., Metodología general para la simulación de yacimientos. MARAVEN S.A, Maracaibo, 1991.
84. SNEIDER, Robert; SNEIDER Jhon, "New oil in old Places", Houston Texas, Search and discovery Article #10007 (2000).

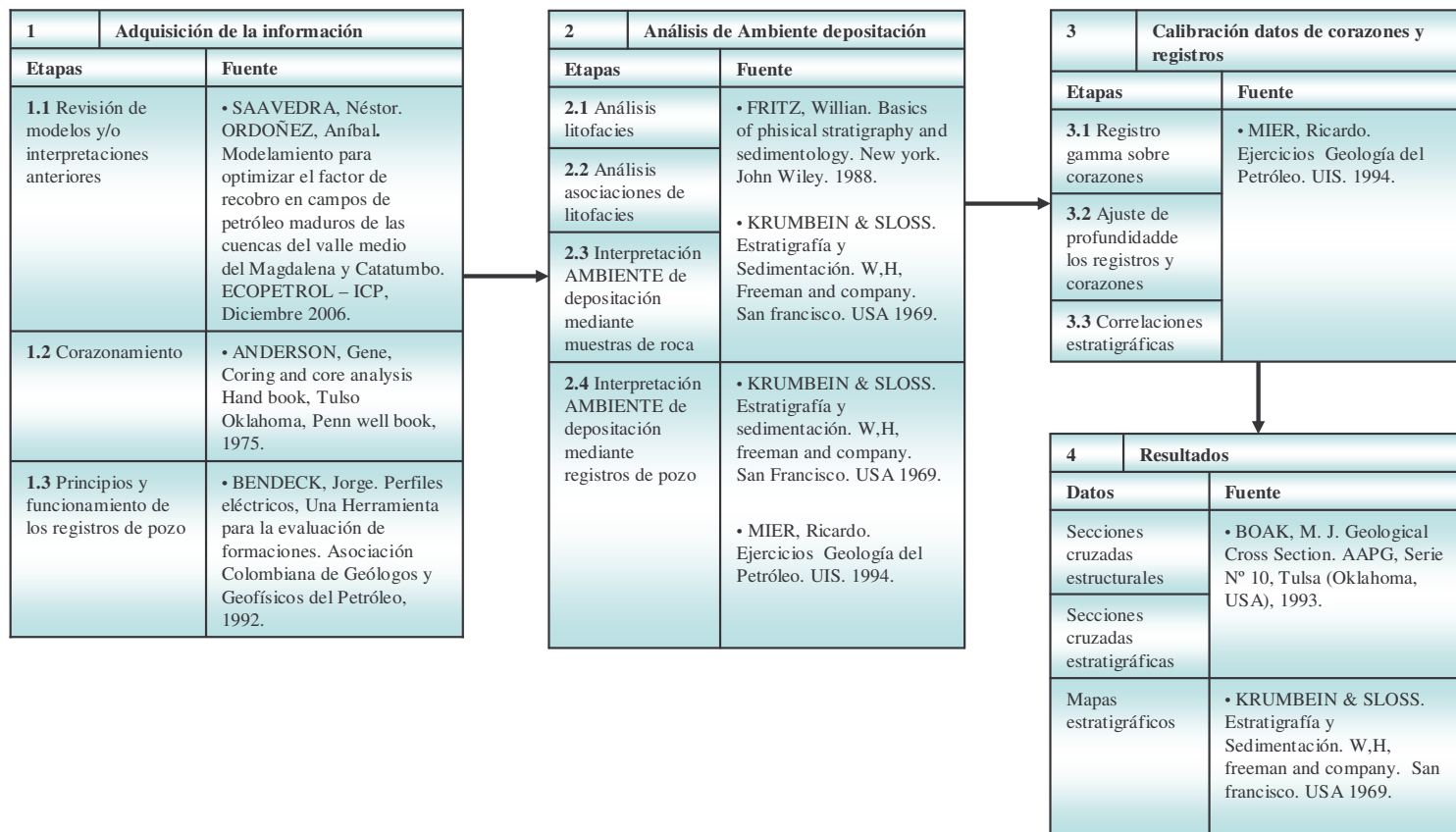
85. VARGAS, Javier; VIOLA, Jairo. Estudio Del Comportamiento De Flujo Aplicando Análisis Nodal En El Campo De Producción Provincia. Tesis De Grado. UIS 1991.
86. BROWN, Kermit., The Tecnology Of Artificial Lift Methods: Inflow Performance, Multiphase Flow In Pipes, The Flowing Well. Tulsa, Oklahoma. PennWell. 1977
87. BEGGS, H. Dale, Production optimization, OGCI Publications, Tulsa, 1991.
88. ÁVALOS S. Estrella; SALAZAR B., Martín, Desarrollo de la batería de separación modular del campo Puerto Ceiba, Universidad de las Américas, Puebla. 2002.
89. GUTIERREZ, Sergio; PEÑA, Hugo, Rediseño de facilidades de superficie y estación compresora en el campo Payoa, Tesis de grado, UIS, 1995.
90. LIZCANO, German; GOMEZ, Benjamín, Facilidades de superficie para yacimientos de gases condensados, Tesis de grado, 1995.
91. ARNOLD, Ken, Surface Production Operations, 2ª ed, Gulf company, Houston TX, 1999.
92. RUGE, Samuel; ZAMBRANO, Carlos, Métodos de tratamiento y disposición de aguas de producción en campos de aceite, Tesis de grado, 2001.
93. SATTER, Adbus. Integrated Reservoir Management, paper SPE 22350, 1992.
94. CARRILLO, Lucio, Ampliando el ámbito del reservoir management- decisiones bajo incertidumbre y opciones reales, Universidad NACIONAL DE Ingeniería, Lima Perú, 2005.
95. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Guía Ambiental Para El Desarrollo De Campos Petroleros, Santa fe de Bogotá. 1999.
96. HERNANDEZ, Jorge, Integración De Métodos Geoestadísticos Con Atributos Sísmicos Para El Modelamiento Del Volumen Poroso De Alta Resolución Del Campo Palogrande Cebu, Tesis, UIS 2003.
97. MORENO R., Alonso; MORENO S., Nelson, Mojabilidad en medios porosos y su determinación por una modificación del método AMOTT, Trabajo de grado, UIS, 1989.

98. ROZO, Javier; Meneses John. Manejo Ambiental Para Campos Petroleros En Los Procesos De Exploración, Perforación Y Producción De Hidrocarburos. Tesis UIS. 2005.
99. URIBE, Leonel, Guía Ambiental para la construcción de líneas de flujo de hidrocarburos. Tesis de grado, UIS, 1998.
100. www.minamb.gov.co
101. www.monografias.com
102. www.slb.com
103. www.spe.org

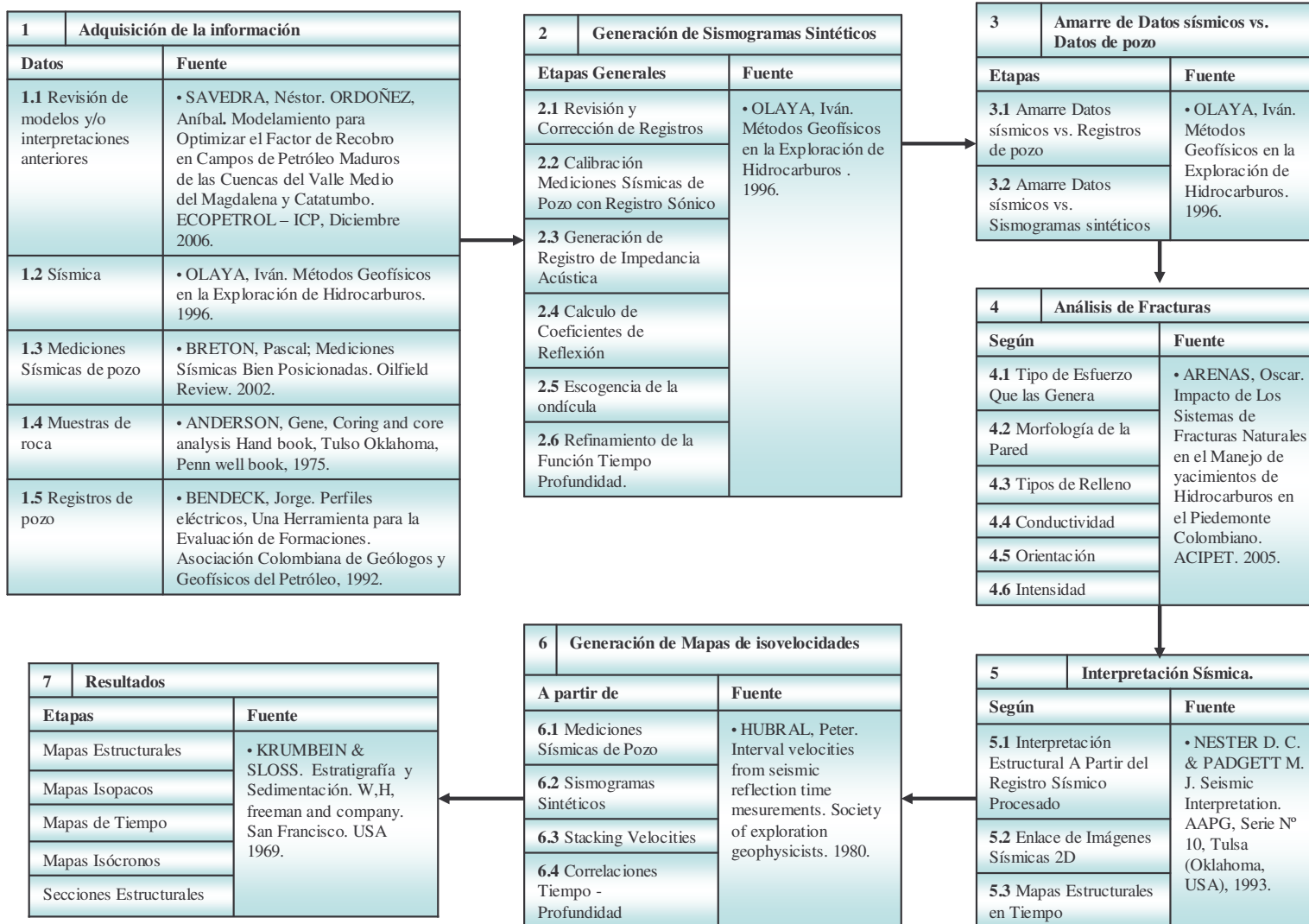
ANEXOS

ANEXO 1.
Modelo Estático

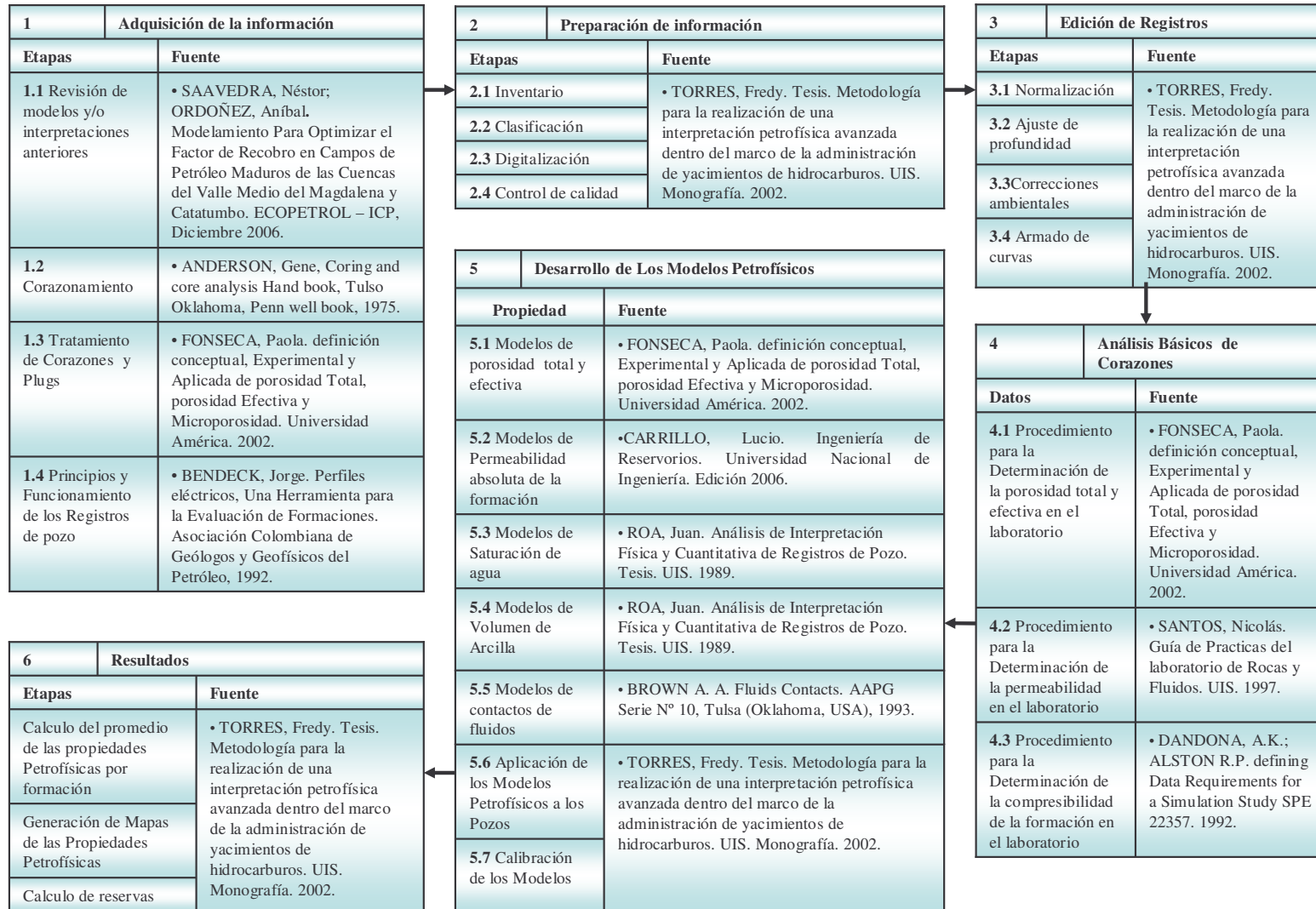
Modelo Estratigráfico



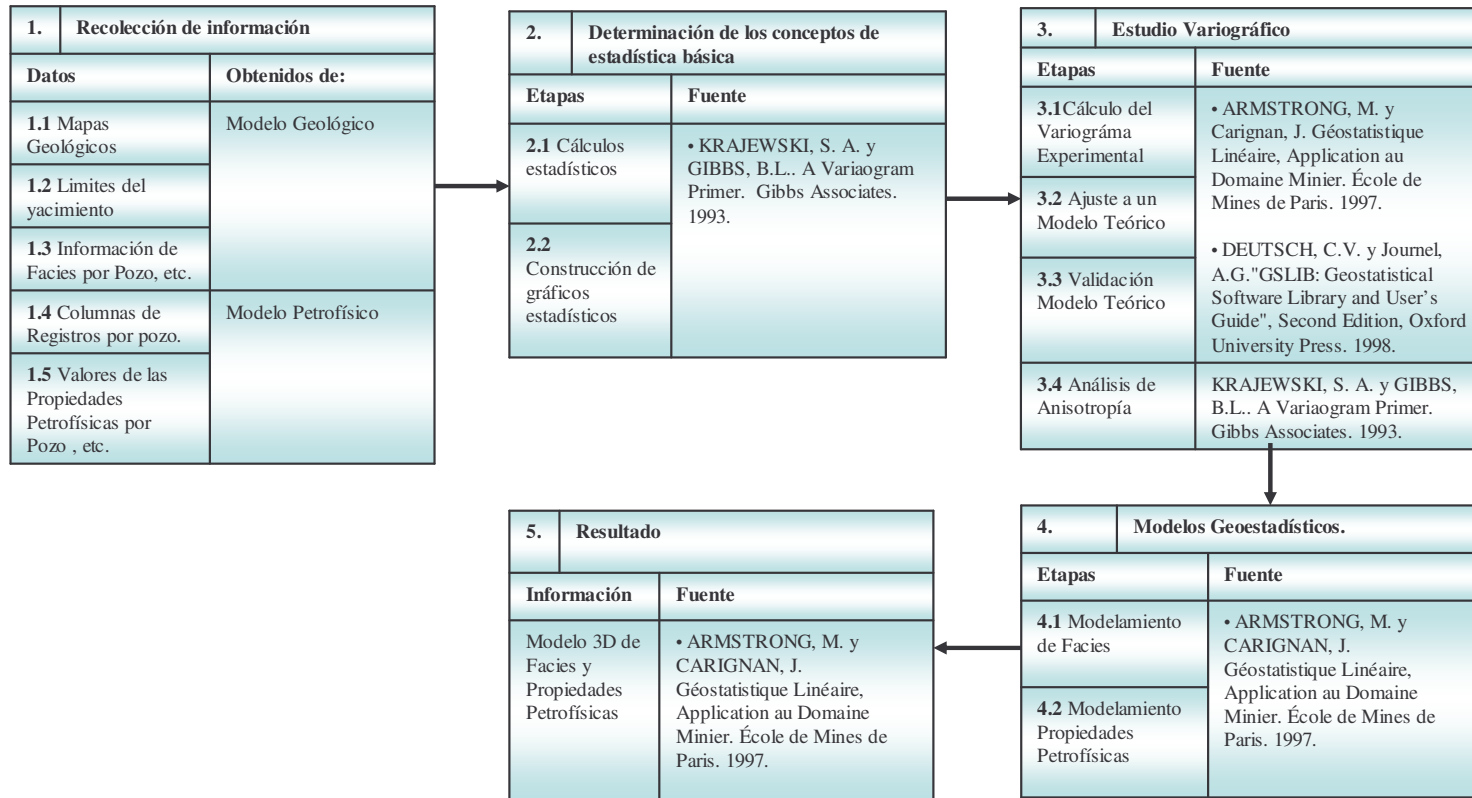
Modelo Estructural



Modelo Petrofísico

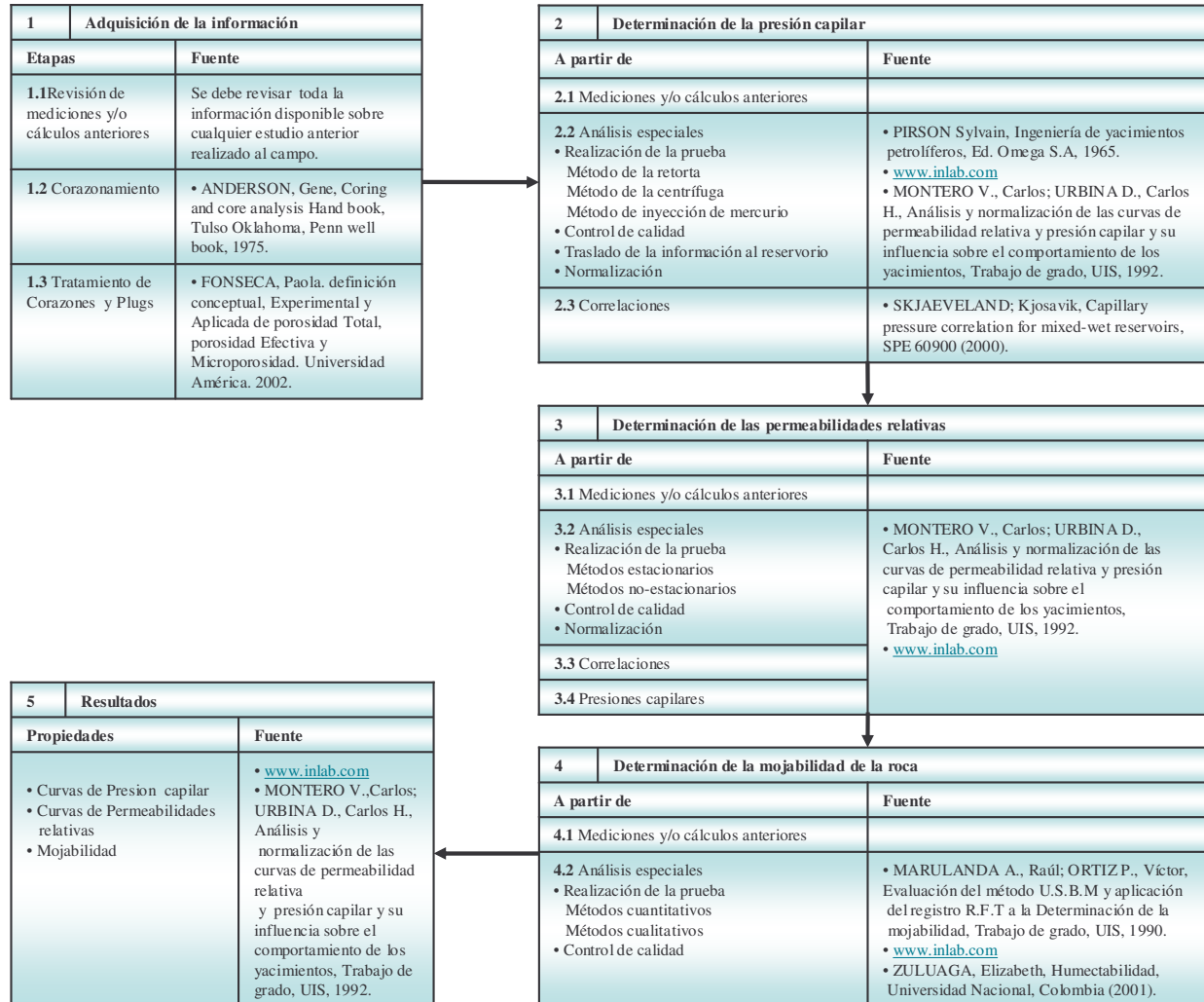


Modelo Geoestadístico



ANEXO 2.
Modelo Dinámico

Propiedades roca-fluido



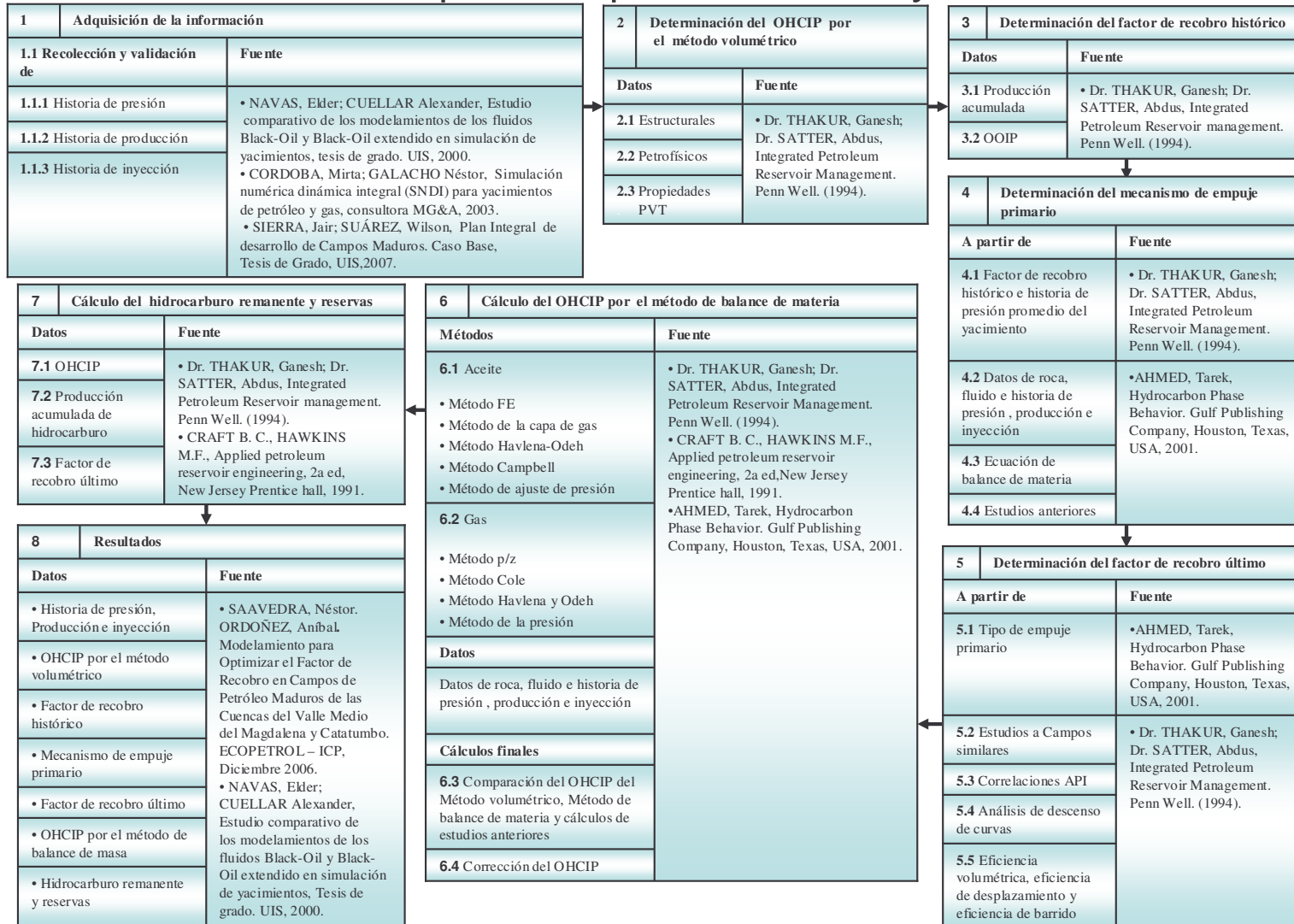
Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento

1	Determinación de las propiedades PVT	
A partir de	Fuente	
1.1 Revisión de mediciones y/o cálculos anteriores	<ul style="list-style-type: none"> • SAAVEDRA, Néstor; ORDOÑEZ, Anibal. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. ECOPEtrol – ICP, Diciembre 2006. 	
1.2 Pruebas PVT		
1.2.1 Toma de muestra del fluido	<ul style="list-style-type: none"> • HIGUERA, Josué; Quintero, César; Vega Martha, Validación de pruebas PVT y de laboratorio de recobro mejorado por medio de un paquete computacional basado en ecuaciones de estado, tesis, UIS, 1994. • SIERRA, Jair, SUÁREZ, Wilson, Plan Integral de desarrollo de Campos Maduros, Tesis de Grado, UIS, 2007. 	
1.2.2 Determinación del tipo de fluido	<ul style="list-style-type: none"> • McCain William, The properties of Petroleum fluids, 2da ed, penn well, 1990. 	
1.2.3 Realización de las pruebas	<ul style="list-style-type: none"> • AHMED, Tarek, Hydrocarbon Phase Behavior. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 2001. • DANDONA, A.K.; ALSTON R.P. defining Data Requirements for a Simulation Study SPE 22357, 1992. 	
1.2.4 Control de calidad	<ul style="list-style-type: none"> • M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003. 	
1.3 Correlaciones	<ul style="list-style-type: none"> • OSORIO, Esteban, Metodología básica para la evaluación y desarrollo de correlaciones empíricas PVT, UIS, 1989. 	

2	Ajuste de la ecuación de estado (EOS)	
Etapas	Fuente	
2.1 Selección de un software PVT 2.2 Elegir la EOS que más se ajuste al comportamiento del fluido. 2.3 Ajustar parámetros a y b de la EOS 2.4 Introducir al simulador los datos de las pruebas PVT aplicadas al fluido	<ul style="list-style-type: none"> • NAVAS, Elder; CUELLAR, Alexander, Estudio comparativo de los modelamientos de los fluidos Black-Oil y Black-Oil extendido en simulación de yacimientos, tesis de grado, UIS, 2000. • FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001. 	
2.5 Realizar el fraccionamiento de la fracción pesada	<ul style="list-style-type: none"> • WHITSON, Curtis, Characterizing Hydrocarbon Plus fractions, Paper SPE 12233 	
2.6 Calcular las fracciones molares y el peso molecular de cada pseudocomponente SCN.	<ul style="list-style-type: none"> • AHMED, Tarek, Hydrocarbon Phase Behavior. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 2001. 	
2.7 Calcular las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada fracción.	<ul style="list-style-type: none"> • BRADLEY, Howard B. y otros, Petroleum engineering Handbook, 3a Ed, U.S.A, SPE, 1992. 	
2.8 Reducir la cantidad de pseudocomponentes SCN a unos pocos pseudocomponentes MCN 2.9 Cálculo de las propiedades físicas y críticas de los pseudocomponentes MCN 2.10 Seguimiento de sensibilidad a las propiedades críticas y físicas de los MCN. 2.11 Presentación de las propiedades físicas y críticas finales, halladas para la obtención del ajuste de la EOS.	<ul style="list-style-type: none"> • NAVAS, Elder; CUELLAR Alexander, Estudio comparativo de los modelamientos de los fluidos Black-Oil y Black-Oil extendido en simulación de yacimientos, tesis de grado, UIS, 2000. 	
2.12 Realizar el modelamiento de la viscosidad del fluido.	<ul style="list-style-type: none"> • BRADLEY, Howard B. y otros, Petroleum engineering Handbook, 3a Ed, U.S.A, SPE, 1992. 	
2.13 Presentación de los resultados del ajuste de las pruebas de laboratorio. 2.14 Validación final de los resultados de la ecuación de estado.	<ul style="list-style-type: none"> • NAVAS, Elder; CUELLAR Alexander, Estudio comparativo de los modelamientos de los fluidos Black-Oil y Black-Oil extendido en simulación de yacimientos, tesis de grado, UIS, 2000. 	

3	Resultados	
Datos	Fuente	
• Propiedades PVT	<ul style="list-style-type: none"> • DANDONA, A.K.; ALSTON R.P. defining Data Requirements for a Simulation Study SPE 22357, 1992. 	
• Ajuste de la Ecuación de estado	<ul style="list-style-type: none"> • NAVAS, Elder; CUELLAR Alexander, Estudio comparativo de los modelamientos de los fluidos Black-Oil y Black-Oil extendido en simulación de yacimientos, tesis de grado, UIS, 2000. 	

Historia de presión, producción e inyección



ANEXO 3.
Modelo de Simulación

Base de datos

1 Construcción de la base de datos	
Etapas	Fuente
1.1 Validación de datos	<ul style="list-style-type: none"> • AVILA O., Milton, Metodología para la implementación de la Herramienta Software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero, Tesis de grado, UIS, 2005. • LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
1.2 Almacenamiento	
1.3 Recuperación de datos	
Datos	Obtenidos en
Información básica de pozos	Perforación
Datos geológicos	Modelo estático
Perfiles de pozos	
Registros de desviación de pozos	Perforación
Eventos	Operación y producción
Datos mecánicos de los pozos	
Presiones capilares Permeabilidades relativas	Modelo dinámico
Propiedades de Fluidos	
Histórico de intervalos abiertos a producción/inyección	Producción
Presiones estáticas y fluyentes	
Historia de producción	
Historia de inyección	
Otros	

2 Identificación de las áreas con potencial de reservas remanentes	
Procesos	Fuente
2.1 Mapas de radio de drenaje mediante mapas de burbujas	<ul style="list-style-type: none"> • AVILA O., Milton, Metodología para la implementación de la Herramienta Software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero, Tesis de grado, UIS, 2005. • LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
2.2 Mapas de grillas	
2.3 Estudio de Movimiento de fluidos en el tiempo	
2.4 Mapas de Presión	
2.5 Mapas de Producción e inyección acumulada y diaria	
2.6 Voronoi	
2.7 Integración de procesos	

3 Identificación de los factores influyentes en el comportamiento de los pozos de baja producción	
Procesos	Fuente
3.1 Procesos involucrados en la etapa anterior	<ul style="list-style-type: none"> • AVILA O., Milton, Metodología para la implementación de la Herramienta Software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero, Tesis de grado, UIS, 2005. • LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
3.2 Gráficos de Dispersión	
3.3 Producción Normalizada	
3.4 Perfiles de Inyección	
3.5 Integración de procesos	

4 Resultados	
Información	Fuente
• Base de datos	<ul style="list-style-type: none"> • LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
• Áreas con alto potencial de reservas remanentes	
• Soluciones recomendadas para el mejoramiento de los pozos de baja producción	

Simulación de yacimientos

1		Entrada de datos al simulador
Datos		Obtenidos en
Mapa estructural de cada yacimiento Mapas isopacos Distribución de porosidad para cada capa Mapas de región de roca para cada capa Mapas de barreras de flujo, por cada capa Mapas de saturación, para cada capa Mapas de distribución de permeabilidad, para cada capa Compresibilidad de la roca		Modelo Estático
Mojabilidad de la roca Presiones capilares y Permeabilidad relativas FVF del aceite (Bo) vs. Presión del yacimiento (Pyac) FVF del gas (Bg) vs. Presión del yacimiento (Pyac) FVF del agua (Bw) vs. Presión del yacimiento (Pyac) Viscosidad del aceite (μ_o) y Viscosidad del gas (μ_g) vs. Presión del yacimiento (Pyac) Viscosidad del agua (μ_w) Gas en solución (Rs) vs. Presión del yacimiento (Pyac) Compresibilidad del aceite Co y del agua Cw FVF del aceite (Bo) y Gas en solución (Rs) a condiciones del separador Presión estática de fondo (Pws) vs. Tiempo Presión de fondo fluyendo (Pwf) vs. Tiempo Presión de cabezal de pozo (THP) vs. Tiempo Producción de aceite vs. Tiempo Producción de gas vs. Tiempo Producción de agua vs. Tiempo Tasa de inyección de agua vs. Tiempo Tasa de inyección gas vs. Tiempo		Modelo Dinámico
Localización y Trayectorias de pozos Índice de productividad (PI) y de inyectividad (II) Índice Factor skin (s) Intervalos perforados en cada pozo Entre otros		Producción y perforación

5		Predicciones
Etapas		Fuente
5.1 Establecimiento del Caso Base		• SANCHEZ, C.; MARTINEZ, A., Metodología general para la simulación de yacimientos. MARAVEN S.A. Maracaibo, 1991.
5.2 Predicciones bajo recuperación secundaria		• SNEIDER, Robert; SNEIDER Jhon, "New oil in old Places", Houston Texas, Search and discovery Article #10007 (2000)
5.3 Plan de desarrollo adicional del recobro secundario		
5.4 Factibilidad de Recuperación terciaria (Screening EOR)		• Dr. THAKUR, Ganesh; Dr. SATTER, Abdus, Integrated Petroleum Reservoir Management. Penn Well. (1994)
5.5 Determinar la Eficiencia del Proceso EOR		• MENDOZA, Sandro; ORDOÑEZ, Julio, Guía para el manejo del simulador Eclipse 100 para petróleo negro, Tesis de grado, UIS, 1997.
5.6 Rediseño del esquema de Recuperación terciaria		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richardson TX 1990.
5.7 Entrega de resultados:		• SANCHEZ, C.; MARTINEZ, A., Metodología general para la simulación de yacimientos. MARAVEN S.A. Maracaibo, 1991.
• Presiones de fondo • Tasas de producción (aceite, gas, agua) • Volumen de fluido a inyectar y tasas de inyección		

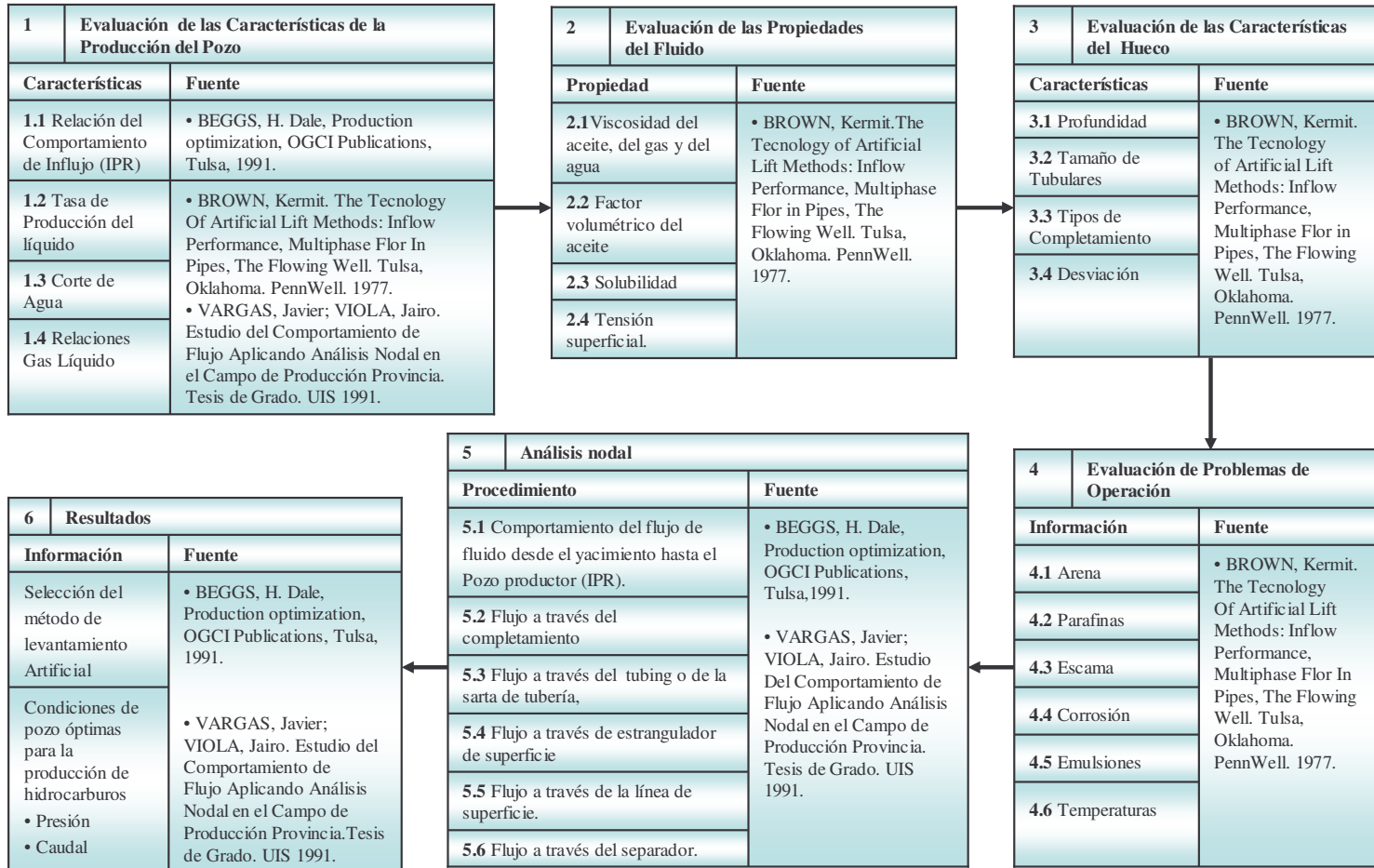
2		Construcción del modelo
Etapas		Fuente
2.1 Geometría y dimensionalidad del modelo		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richardson TX 1990 • M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003.
2.2 Simplificación de problemas complejos (Escalamiento)		• CARRERO, Javier, VALENCIA, Guillermo. Aplicación de técnicas de escalamiento en la simulación de yacimientos. Tesis de grado, UIS, 2004. • MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richardson TX 1990.
2.3 Representación de las propiedades fluido y roca		• FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001.
2.4 Selección del tamaño de celda y paso del tiempo		• FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001. • M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003.
2.5 Solución del modelo, selección del método numérico		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richardson TX 1990.
2.6 Controles de los parámetros de producción		

3		Inicialización del modelo
Etapas		Fuente
3.1 Corrida preliminar de Inicialización		• MENDOZA, Sandro; ORDOÑEZ, Julio, Guía para el manejo del simulador Eclipse 100 para petróleo negro, Tesis de grado, UIS, 1997.
3.2 Verificación de los Datos de entrada		
3.3 Revisión de los datos que afectan el OOIP		• FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001.
3.4 Revisión de los Datos PVT		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richards on TX 1990.
3.5 Revisión del tamaño de la Capa de Gas		• MENDOZA, Sandro; ORDOÑEZ, Julio, Guía para el manejo del simulador Eclipse 100 para petróleo negro, Tesis de grado, UIS, 1997.
3.6 Revisión del tamaño del acuífero		• AHMED, Tarek, Hydrocarbon Phase Behavior. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 2001.
3.7 Establecer las distribuciones de las Presiones y saturaciones Iniciales de Fluido		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richards on TX 1990.

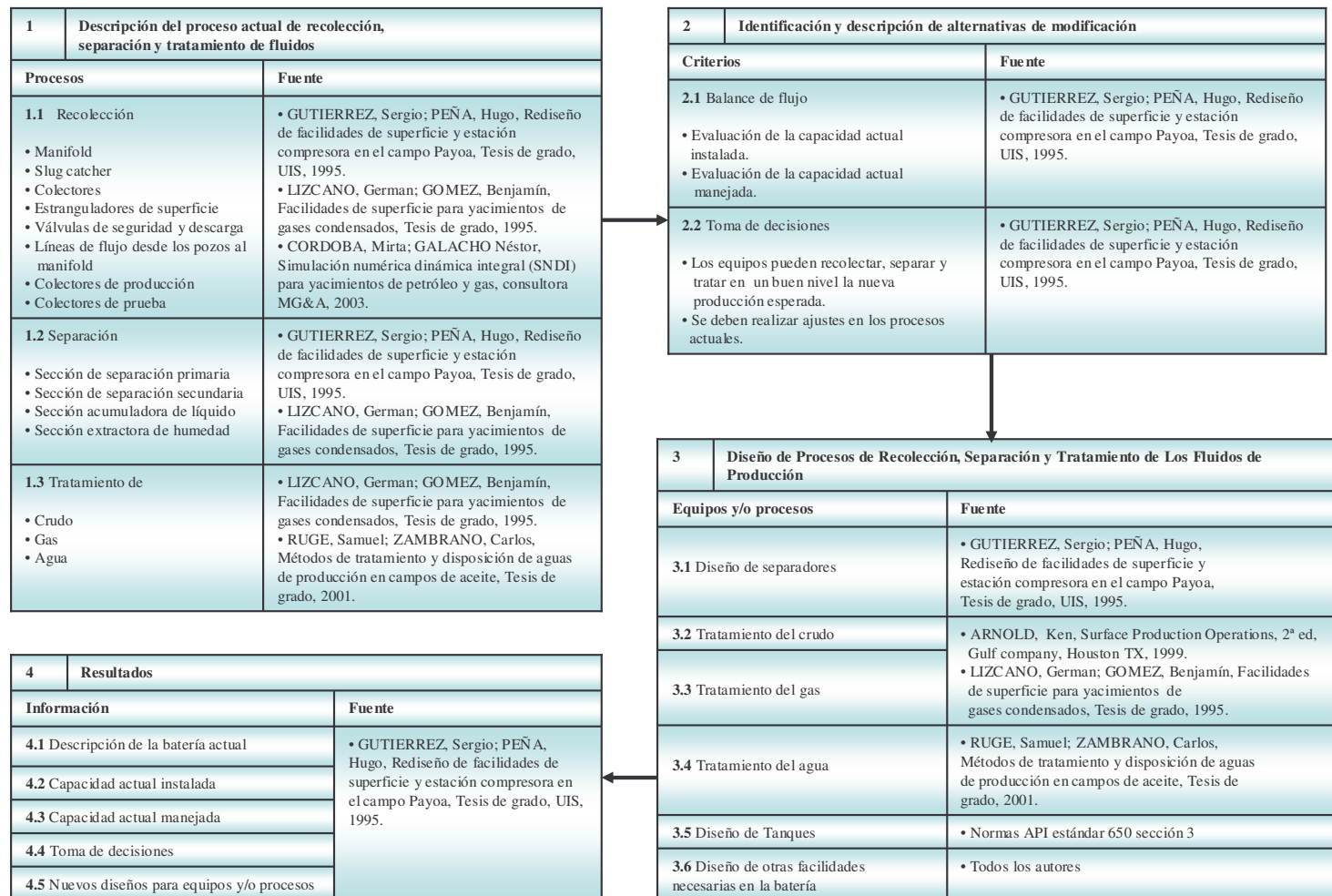
4		Ajuste Histórico
Etapas		Fuente
4.1 Selección del método de Solución		• M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003.
4.2 Ajuste del volumen total de líquido		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richards on TX 1990. • M. R. CARLSON, Carl, Practical reservoir simulation, Penn Well, Oklahoma, 2003
4.3 Ajuste del Comportamiento de la Presión		• SATTER, Abdus; BALDWIN, Jim, Computer-Assisted Reservoir management, Oklahoma, Pennwell, 2000.
4.4 Ajuste del GOR y WOR Histórico del campo		• FANCHI, Jhon, Principles of Applied reservoir Simulation, Segunda edición, Gulf professional publishing, USA, 2001.
4.5 Ajuste del GOR y WOR Histórico en los Pozos		• SANCHEZ, C.; MARTINEZ, A., Metodología general para la simulación de yacimientos. MARAVEN S.A. Maracaibo, 1991.
4.6 Validación del Modelo		• MATTAX, Calvin. Reservoir Simulation SPE- AIME Richards on TX 1990.

ANEXO 4.
Modelo de Facilidades

Facilidades del Pozo Productor

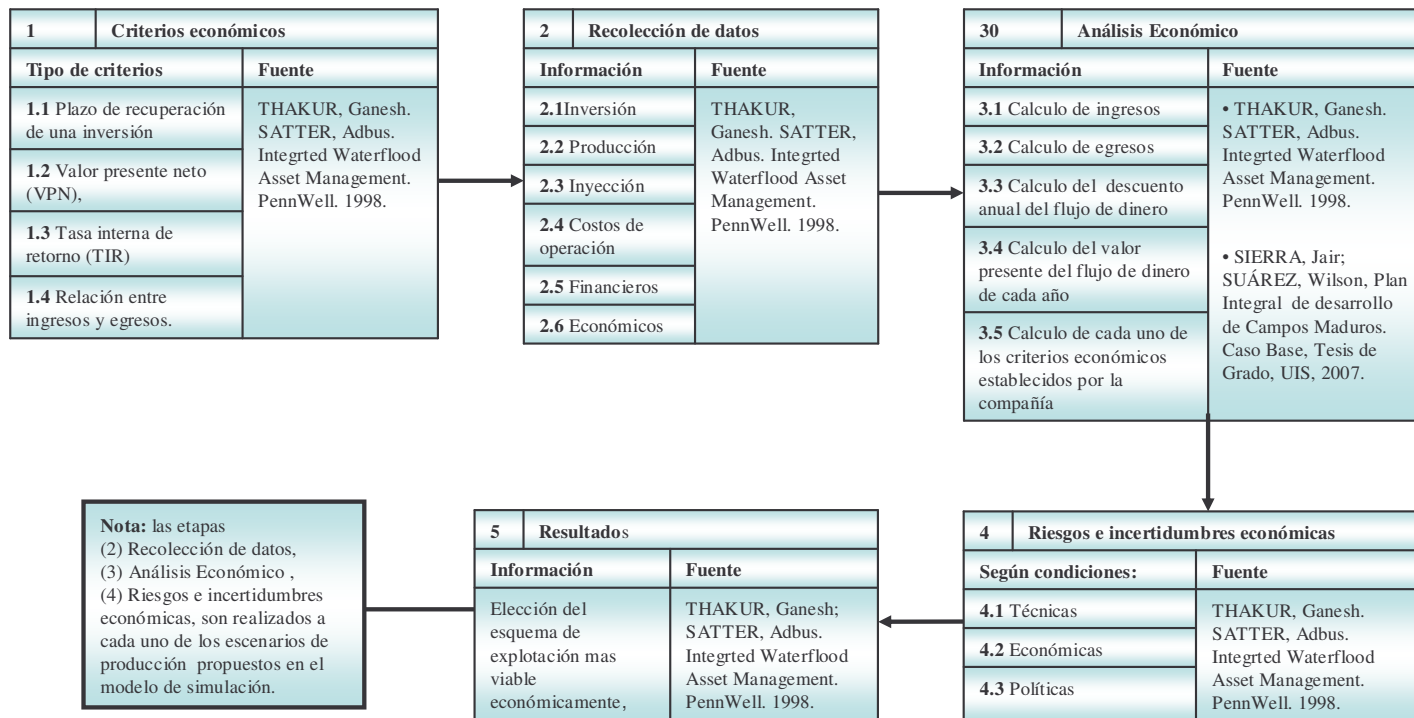


Facilidades de superficie: recolección, separación y tratamiento



ANEXO 5.
Evaluación Económica

Evaluación Económica



ANEXO 6.
Evaluación Ambiental

Estudio Ambiental

