

**DESARROLLO DE UN MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA LOS  
BLOQUES I Y II DEL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**CÉSAR CATALÁN CANTILLO  
DARLINTONG CORONEL MANZANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**DESARROLLO DE UN MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA LOS  
BLOQUES I Y II DEL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**CÉSAR CATALÁN CANTILLO  
DARLINTONG CORONEL MANZANO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. ELKIN SANTAFÉ R.  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*Agradezco a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto de  
mi vida.*

*A mis padres Asida y César por su amor, comprensión y apoyo  
incondicional.*

*A mis hermanos Augusto y Armando por sus ánimos.*

*A Yaseis por estar siempre junto a mí.*

*A mis amigos por su apoyo en los momentos difíciles.*

*Para ellos y para todas las personas que siempre me apoyaron y  
confiaron en mí.*

*César Arturo Catalán Cantillo*

## DEDICATORIA

En primer lugar agradezco a Dios quien me dio la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para alcanzar tan anhelada meta.

A mis padres *Magda* y *José* quienes me enseñaron desde pequeño a luchar por ser cada día mejor, por su amor, comprensión y apoyo incondicional. Mi triunfo es el de ustedes, *¡los amo!*

A mis hermanos *Jesús* y *Camilo* quienes con sus palabras de cariño me motivaron para continuar siempre adelante.

A mi tía *Blanca* quien me brindo su amor, su cariño, su estímulo y apoyo constante, gracias por tener siempre tus brazos abiertos y hacer que este logro fuese posible.

A mis profesores del colegio, *Jorge Enrique, Yolanda Arévalo, Yolanda Delgado, Carlos Daniel, Pastor, Carmen Maritza, Lucy, Eddy, Hernando y Audelina*, quienes siempre estarán en mi corazón, ya que sin su apoyo incondicional durante este largo tiempo no hubiese sido posible realizar esta meta.

A *Luz Esther, José Ricaurte* y sus hijos *Oscar, Diego, Jose y Juan* quienes me acogieron bajo el calor de una familia y lograron hacer que la soledad no fuese un obstáculo en mi desarrollo profesional.

A *Jesús (Don Chucho)* y *Rubiela* por abrirme las puertas de su casa y darme su mano en los momentos más difíciles, gracias por su apoyo incondicional.

A mis amigos del alma quienes con sus palabras, su cariño y su apoyo constante hicieron que fuese más fácil alcanzar esta meta.

Darlintong Coronel Manzano

## **AGRADECIMIENTOS**

Queremos agradecer a la Universidad Industrial de Santander por habernos permitido realizar nuestros estudios y llegar a mejores personas.

A los profesores que entregaron su conocimiento para hacer de nosotros mejores personas y profesionales.

A nuestro director y gran amigo *Elkin Rodolfo Santafé* por el apoyo y la ayuda en la realización de este proyecto.

Al personal de Campo Escuela Colorado quienes siempre estuvieron a nuestro lado para que este proyecto fuese realizado.

.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	1
1. CAMPO COLORADO .....	2
1.1. GENERALIDADES.....	2
1.1.1. Localización.....	2
1.1.2. Formaciones Productoras.....	3
1.1.3. Estructura .....	5
1.1.4. Propiedades del Yacimiento.....	7
1.1.5. Historia de Producción .....	8
1.1.6. Estado Actual del Campo Colorado .....	12
1.2. ANÁLISIS INFORMACIÓN DISPONIBLE CAMPO COLORADO .....	15
1.2.1. Modelo Estructural .....	15
1.2.2. Información de Registros .....	21
1.2.3. Modelo Estratigráfico .....	22
1.2.4. Descripción de Corazones.....	23
1.2.5. Datos de Volúmenes Originales de Hidrocarburos.....	24
1.2.6. Información PVT.....	24
1.2.7. Datos de Presiones.....	25
1.2.8. Contactos Agua Petróleo (WOC).....	26
1.2.9. Datos de Producción .....	28
1.2.10. Datos de Perforación .....	29
1.2.11. Descripción de Pozos.....	29
2. CARACTERIZACIÓN DE UN DEPÓSITO DE AMBIENTE FLUVIAL.....	31
2.1. DEPÓSITOS DE CANAL .....	32
2.2. INTERPRETACIÓN DE CANALES .....	33
2.2.1. Canales de Carga de Fondo .....	33
2.2.2. Canales con Carga Suspendida.....	33
2.2.3. Canales con Carga Mixta.....	34
2.3. ANÁLISIS GENERAL DE LA CUENCA .....	34

2.4. METODOLOGÍA PLANTEADA.....	36
2.4.1. Verificación de la información .....	36
2.4.2. Correlación de núcleos.....	37
2.4.3. Correlación con registros .....	37
2.4.4. Interpretación sísmica .....	38
2.4.5. Interpretación de resultados.....	38
3. INFORMACIÓN EMPLEADA PARA EL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA EL CAMPO COLORADO.....	40
3.1. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTATICO.....	41
3.1.1. Mapas Estructurales .....	41
3.1.2. Elaboración del Grid de simulación.....	46
3.1.4. Permeabilidad.....	50
3.2. MODELO DINAMICO .....	50
3.2.2. Información PVT.....	50
3.2.2.1. PVT del petróleo para Mugrosa B y C.....	51
3.2.2.2. PVT del Gas para Mugrosa B y C.....	54
3.2.3 Información del agua de producción .....	56
3.2.4. Permeabilidades Relativas .....	56
3.2.5. Contactos Agua-Petróleo (WOC) y Gas-Petróleo (GOC).....	58
3.3. INFORMACIÓN UTILIZADA DE PRODUCCIÓN Y POZO.....	59
4. PLANTEAMIENTO DEL MODELO CONCEPTUAL Y ANALISI DE SENSIBILIDAD EN EL AJUSTE HISTÓRICO.....	62
4.1 MODELO CONCEPTUAL POR CAPAS.....	62
4.1.1 Inicialización.....	64
4.1.2. Ajuste Histórico.....	65
4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad .....	68
4.1.2.2. Análisis de resultados .....	69
4.2 MODELO CONCEPTUAL POR ÁREAS DE DRENAJE .....	71
4.2.1 Inicialización.....	74
4.2.2. Ajuste Histórico.....	77
4.2.2.1. Volumen poroso.....	82

4.2.2.2. Contactos agua-petróleo (WOC) y gas-petróleo (GOC).....	85
4.2.2.3. Permeabilidades relativas .....	92
4.2.2.4. Análisis de Resultados.....	95
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES .....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99
ANEXO A.....	101
ANÁLISIS PVT Y PERMEABILIDADES RELATIVAS .....	101
A.1. ANÁLISIS PVT .....	102
A.1.1. SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL PETRÓLEO ( $R_s$ ) .....	102
A.1.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO ( $B_o$ ).....	103
A.1.3. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO ( $\mu_o$ ) .....	103
A.1.4. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL GAS ( $B_g$ ) Y VISCOSIDAD ( $\mu_g$ ) .....	104
A.2. PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	106
ANEXO B.....	108
B.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	109
B.1.1. ANÁLISIS BÁSICO.....	109
B.1.2. ¿POR QUÉ SE UTILIZA LA SIMULACIÓN?.....	111
B.1.2.1. ¿Qué interrogantes son resueltos a través de la Simulación de Yacimientos? ..	111
B.1.3. PASOS DE LA SIMULACIÓN.....	112
B.1.3.1. Recopilación de la información .....	112
B.1.3.2. Inicialización .....	112
B.1.3.3. Ajuste histórico.....	114
B.1.3.4. Predicción .....	115

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del Campo Colorado.....	3
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	4
Figura 3. Corte frontal- vista de compartimentos en profundidad, esquema del modelo geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.....	5
Figura 4. Estructura campo Colorado.....	6
Figura 5. Historia de producción.....	10
Figura 6. Facilidades de producción del campo colorado. ....	12
Figura 7. Líneas Sísmicas próximas al Campo Colorado.....	16
Figura 8. <i>Línea Sísmica DM-89-1440. NW-SE.</i> .....	17
Figura 9. <i>Línea Sísmica PMS 981700. SW-NE.</i> .....	17
Figura 10. Línea Sísmica PMS 98-370. Sentido SW-NE.....	18
Figura 11. Línea Sísmica DM 87-1470 E. Sentido NW-SE. ....	18
Figura 12. Correlación Estructural E-W Bloque III.....	20
Figura 13. Mapas Isolitos (Gross) y Electrofacies Formaciones Mugrosa (Zonas B, C) y Esmeraldas (Zona D). ....	23
Figura 14. Modelos de yacimientos en general.....	35
Figura 15. Esquema de la metodología planteada. ....	39
Figura 16. Mapas estructurales para Mugrosa B1 en los bloques I, IB y II. ....	43
Figura 17. Mapas estructurales para Mugrosa B1 en los bloques I, IB y II. ....	43
Figura 18. Mapas estructurales para Mugrosa C1 en los bloques I, IB y II. ....	44
Figura 19. Mapas estructurales para Mugrosa C2 en los bloques I, IB y II. ....	44
Figura 20. Mapa estructural para Tope Esmeraldas bloques I, IB y II. ....	45

Figura 21. Mapas estructurales para bloques I, IB y II.....	46
Figura 22. Vista areal del enmallado.....	47
Figura 23. Mapas de isoporosidad para Mugrosa B1, B2, C1 y C2.....	48
Figura 24. Mapas de isoespesores netos para Mugrosa B1, B2, C1 y C2.....	49
Figura 25. Rs en función de la presión para Mugrosa B y C. ....	52
Figura 26. Bo en función de la presión para Mugrosa B y C. ....	53
Figura 27. Viscosidad del petróleo en función de la presión para Mugrosa B y C. ....	54
Figura 28. Bg en función de la presión para Mugrosa B y C. ....	55
Figura 29. $\mu_g$ en función de la presión para Mugrosa B y C.....	56
Figura 30. Curvas de Kr para petróleo y agua. ....	57
Figura 31. Curvas de krg y krog. ....	57
Figura 32. Vista 3D de modelo de capas. ....	64
Figura 33. Tasa de petróleo histórica y simulada para el Sector Model. ....	67
Figura 34. Producción acumulada histórica y simulada para el Sector Model.....	67
Figura 35. Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada de petróleo.....	70
Figura 36. Sensibilidad de la permeabilidad en la producción acumulada de petróleo.....	70
Figura 37. Vista 3D del modelo planteado por áreas de drenaje. ....	71
Figura 38. Producciones acumuladas de agua y petróleo con WOC reportadas.....	75
Figura 39. Ajuste de Tasa de petróleo.....	77
Figura 40. Ajuste de producción acumulada de petróleo. ....	78
Figura 41. Ajuste de presión para Mugrosa B.....	78
Figura 42. Ajuste de presión para Mugrosa C.....	79
Figura 43. Presión promedia del Sector Model.....	79

Figura 44. Ajuste de Tasa de petróleo.....	80
Figura 45. Curva producción acumulada para el agua. ....	80
Figura 46. Curva de relación gas-petróleo obtenida con el mejor ajuste realizado. ....	81
Figura 47. Curva de relación gas-petróleo obtenida con el mejor ajuste realizado. ....	81
Figura 48. Sensibilidad del volumen poroso en la tasa de petróleo. ....	83
Figura 49. Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada de la Zona Mugrosa B. ....	84
Figura 50. Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada en la zona Mugrosa C. ....	84
Figura 51. Sensibilidad de WOC en el bloque I para Mugrosa B1.....	87
Figura 52. Efecto de la ubicación del WOC en la producción acumulada de petróleo. ....	88
Figura 53. Influencia del WOC en la presión. ....	88
Figura 54. Sensibilidad de WOC en el bloque I y IB de Mugrosa C. ....	89
Figura 55. Efecto de la ubicación del WOC en la producción acumulada de petróleo .....	89
Figura 56. Influencia del WOC en la presión. ....	90
Figura 57. Sensibilidad en GOC. ....	91
Figura 58. Producción acumulada de agua .....	91
Figura 59. Producción acumulada de gas.....	92
Figura 60. Manipulación de la curva de Kr del petróleo.....	93
Figura 61. Curvas de permeabilidad relativa para el agua.....	94
Figura 62. Permeabilidad relativa del gas con la que fue posible el ajuste .....	95
Figura 63.B. Bloque básico de simuladores. ....	110
Figura 64.B. Flujo unidimensional. ....	113
Figura 65.B. Flujo bidimensional. ....	113

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades promedio de las arenas de la formación Mugrosa.....	4
Tabla 2. Datos básicos de propiedades de las arenas. ....	7
Tabla 3. Datos básicos del yacimiento. ....	8
Tabla 4. Información de los pozos que poseen registros de Campo Colorado. ....	13
Tabla 5. PVTs existentes del Campo Colorado. ....	24
Tabla 6. Datos de contactos para la Zona B. ....	27
Tabla 7. Datos de contactos para la Zona C. ....	28
Tabla 8. Información Campo Colorado.....	30
Tabla 9. Clasificación general de los tipos de ambientes de depositación.....	32
Tabla 10. Características para arenas B y C.....	51
Tabla 11. Datos sobre contactos Mugrosa B.....	58
Tabla 12. Datos sobre contactos Mugrosa C. ....	58
Tabla 13. Producción acumulada por pozo para la arena Mugrosa B. ....	59
Tabla 14. Producción acumulada por pozo para la arena Mugrosa C. ....	60
Tabla 15. Relación supuesta entre producción acumulada y OOIP. ....	61
Tabla 16. Comparación del OOIP. ....	65
Tabla 17. Sensibilidad del volumen poroso. ....	68
Tabla 18. Análisis de sensibilidad para la permeabilidad. ....	69
Tabla 19. Porosidades promedio para cada capa. ....	72
Tabla 20. Pozos seleccionados para la arena B.....	73

Tabla 21. Pozos seleccionados para la arena B.....	74
Tabla 22. Comparación de OOIP obtenido en la inicialización y el valor estimado. ....	75
Tabla 23. Información de contactos empleados. ....	76
Tabla 24. Resultados de OOIP en la inicialización.....	76
Tabla 25. Sensibilidad en el volumen poroso.....	83
Tabla 26. Contactos agua-petróleo (WOC) y gas-petróleo (GOC). ....	85
Tabla 27. Fluidos in situ con los que fue posible realizar el ajuste. ....	86

## RESUMEN

**TÍTULO:** Desarrollo De Un Modelo Conceptual De Simulación Para Los Bloques I y II Del Campo Escuela Colorado.

**AUTORES:** César Arturo Catalán Cantillo, Darlinton Coronel Manzano\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Ajuste histórico, Áreas de drenaje, Campo Colorado, Control de calidad, Modelo Conceptual, Simulación,

### DESCRIPCIÓN

El campo Colorado no cuenta con un modelo de simulación que permita tener un indicio del comportamiento que posee el yacimiento, con la finalidad de suplir esta necesidad se desarrolló un modelo conceptual de simulación para un sector del campo y evaluar la influencia de las diferentes variables en el momento de reproducir el comportamiento histórico.

En la primera etapa de este estudio se realizó una evaluación de la información entregada sobre el Campo, después de un análisis exhaustivo se determinó que dicha información era insuficiente para realizar un modelo de simulación, por lo cual fue necesario llenar los vacíos empleando correlaciones.

Luego de realizar la revisión de información se construyó un modelo conceptual de simulación por capas, las cuales fueron definidas de manera proporcional al espesor de cada una de las arenas. Este modelo posteriormente fue descartado debido a que era imposible reproducir la tasa de petróleo manteniendo los fluidos in situ en un rango aceptable. Para solucionar este problema se optó por desarrollar un nuevo modelo conceptual, definido por las áreas de drenaje de cada pozo.

Una vez realizado el procedimiento de ajuste histórico, los mejores resultados que se pudieron obtener permitieron evidenciar la influencia de las diferentes variables. En donde las principales fueron el volumen poroso, contactos agua-aceite y gas-aceite. En el caso de las permeabilidades relativas se determinó que su impacto era muy insignificante respecto a las demás. Una vez concluido el estudio de simulación se pudo afirmar que los fluidos iniciales in situ son mayores a la cantidad supuesta para el sector. Además se debe complementar más la información con el objetivo de construir un modelo más representativo que permita definir adecuadas estrategias de desarrollo a futuro para el campo Colorado.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Ing. *Elkin R. Santafé*.

## ABSTRACT

**TITLE:** Development Of A Simulation Conceptual Model For The Regions I And II Of The Colorado Field.

**AUTHORS:** César Arturo Catalán Cantillo, Darlinton Coronel Manzano.\*\*

**KEYWORDS:** History matching, Drainage areas, Colorado Field, Quality Control, Conceptual Model, Simulation.

### DESCRIPTION

Colorado Field doesn't have a simulation model that allows to get an idea of the process inside the reservoir, therefore, in order to cover this necessity, a conceptual simulation model was developed for an area of the field and then be able to evaluate the influence of the different variables during history matching.

In the first stage, an evaluation was performed using the information provided about the field, then, after an exhaustive analysis, it was decided that the information was not enough to create a simulation model, prompting the use of correlations to fill up the blanks.

After a final review of the information, a conceptual simulation model was built by layers, which were defined on a proportional manner to the thickness of each sands. This model was discard later on, due to an impossible representation of the oil rate while keeping the reservoir fluids inside an acceptable range. In order to solve this problem, a new conceptual model was chosen, defined by the drainage areas of each well.

Once the procedure of history matching was performed, the best results available showed the clear influence of each variable; where the main ones were the pore volume, and the Oil-Water and Gas-Oil contacts; while it was determined that the relative permeabilities didn't have a high impact comparing to the other variables. Once the simulation studies were concluded, it was possible to say that the initial reservoir fluids were higher than the assumed for the area. Also, the information needs to be complemented with the objective of a more representative model that give the tools to define adequate strategies of development in the future for Colorado Field.

---

\* Project of degree.

\*\* Faculty of Physical – Chemistry Engineering. Petroleum Engineering. Director: Ing. *Elkin R. Santafé*.

## INTRODUCCIÓN

La simulación numérica de yacimientos se ha convertido en una herramienta de gran utilidad en la industria petrolera, ya que permite resolver problemas que de otra manera sería imposible hacerlo. Ésta consiste en poder construir un modelo computacional que aproxime de manera real el comportamiento de un yacimiento. De esta manera la simulación numérica de yacimientos se hace indispensable, ya que genera un escenario virtual del yacimiento, con lo cual es posible realizar pruebas sobre este modelo computacional, y así determinar la factibilidad de algún tipo de proceso.

En un modelo de simulación es necesario conocer la distribución de las propiedades tanto del medio poroso como de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. La calidad de esta información es de gran importancia, ya que de ella dependen los resultados obtenidos en la simulación.

El Campo Colorado, ubicado en el Valle Medio del Magdalena resulta ser un ejemplo de un sinnúmero de campos que a lo largo de su vida productiva no presentan estudios detallados, por lo que la información reportada desde su inicio de producción resulta ser incompleta o de muy baja calidad.

En este proyecto se elaborará un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo Colorado con el objetivo de evidenciar el estado actual de la información del campo. Para la elaboración se empleará la metodología básica de simulación de yacimientos, llegando sólo hasta la etapa de ajuste histórico ya que el modelo a realizar carece de la información suficiente para alcanzar el carácter de predictivo.

Además se realizará una evaluación de la incidencia de las variables empleadas para lograr el ajuste histórico.

## **1. CAMPO COLORADO**

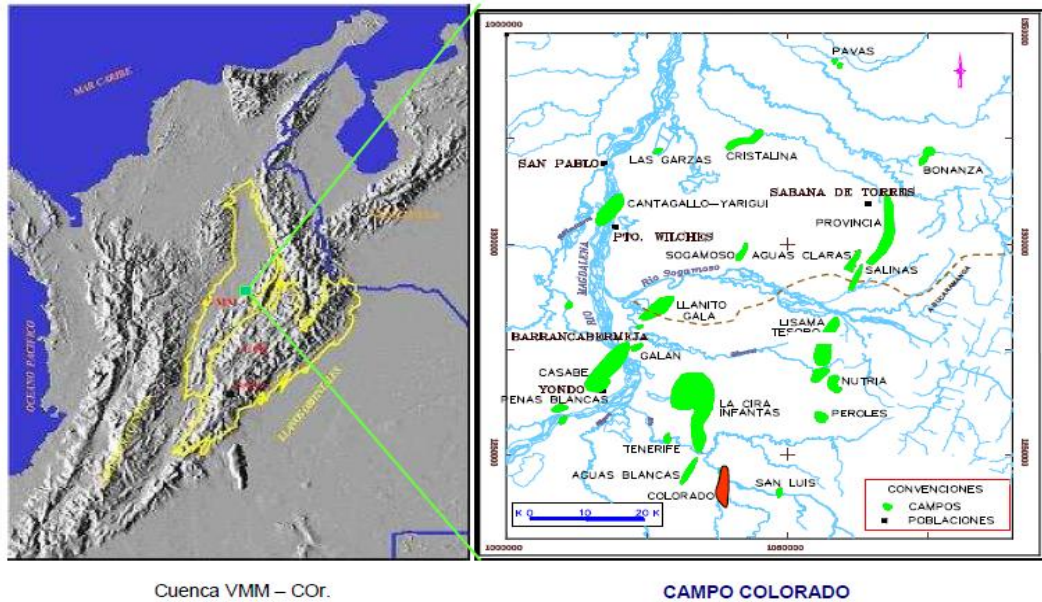
### **1.1. GENERALIDADES**

Actualmente el Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fine científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

#### **1.1.1. Localización**

El campo colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente del Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas, entre coordenadas  $X=1'036.000 - 1'040.500$  Este y  $Y=1'238.000 - 1'247.500$  Norte respecto a Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares, (Ver *Figura 1*). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta  $80^\circ$  en su flanco oeste y hasta  $25^\circ$  en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

**Figura 1.** Localización del Campo Colorado.



**Fuente:** Primer informe; servicio de producción bajo riesgo para un Campo menor de I gerencia regional Magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS.2006

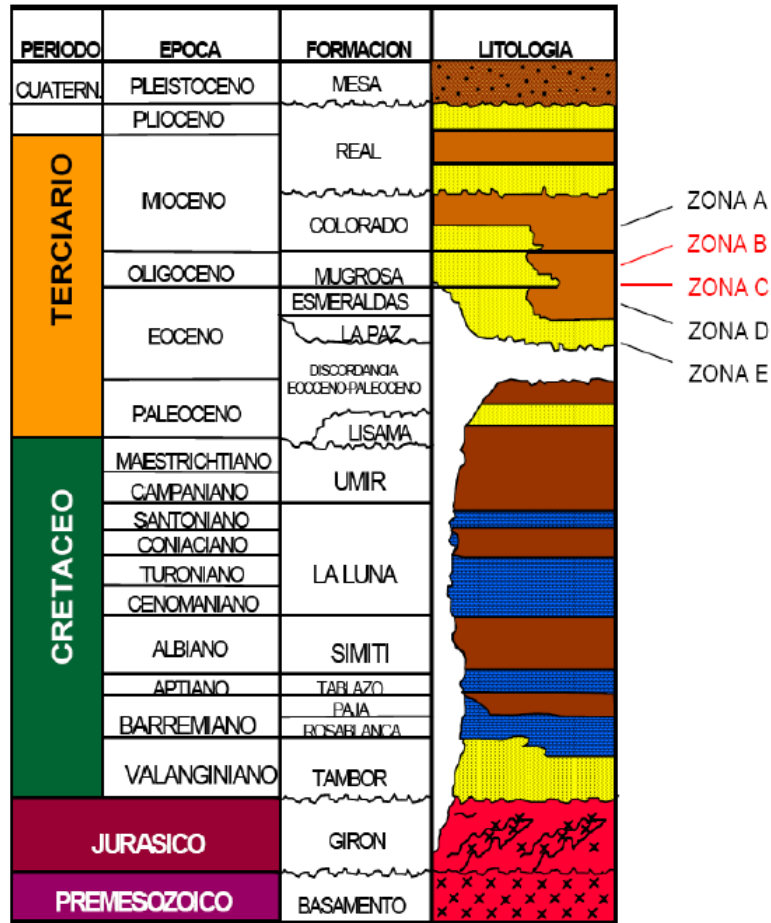
### 1.1.2. Formaciones Productoras

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales, ver *Figura 2*.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales, las cuales corresponde a las a las Zonas B1, B2, C1 y C2, ver *Tabla 1*. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

**Figura 2.** Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** GARZON, Freddy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal- ECOPETROL-ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo-A.I.P-ANSALL Y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y estrategias de recobro del campo colorado. 2003.

**Tabla 1.** Propiedades promedio de las arenas de la formación Mugrosa.

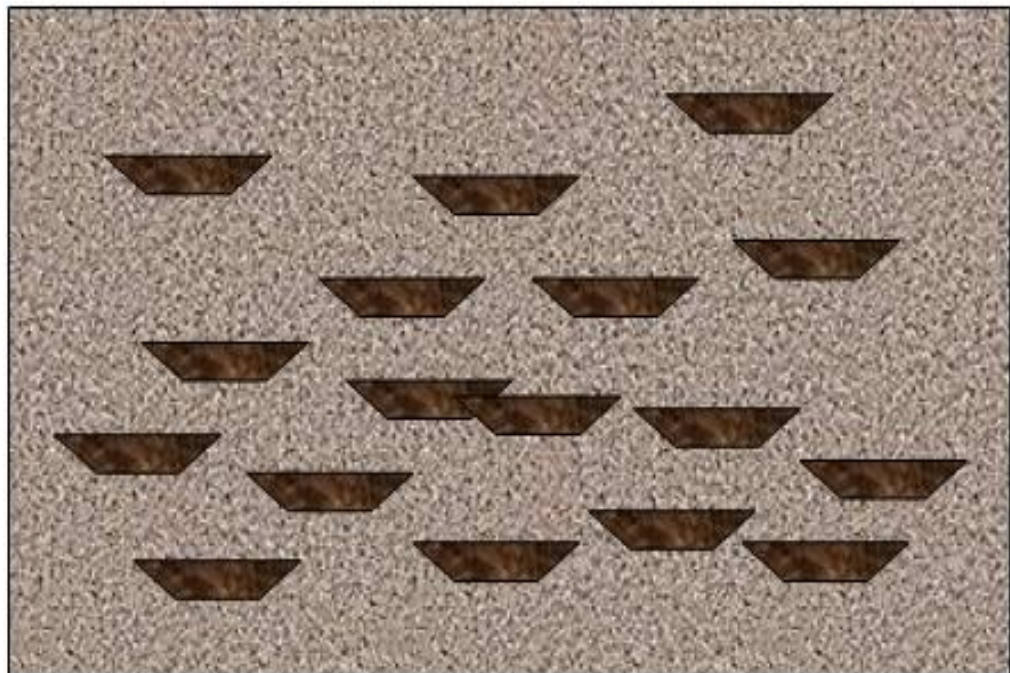
Zona	Porosidad promedio ( $\phi_m$ )	Espesor promedio
B1	0.129	21.8
B2	0.135	23.2
C1	0.157	24.4
C2	0.196	42.3

**Fuente:** Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007

### 1.1.3. Estructura

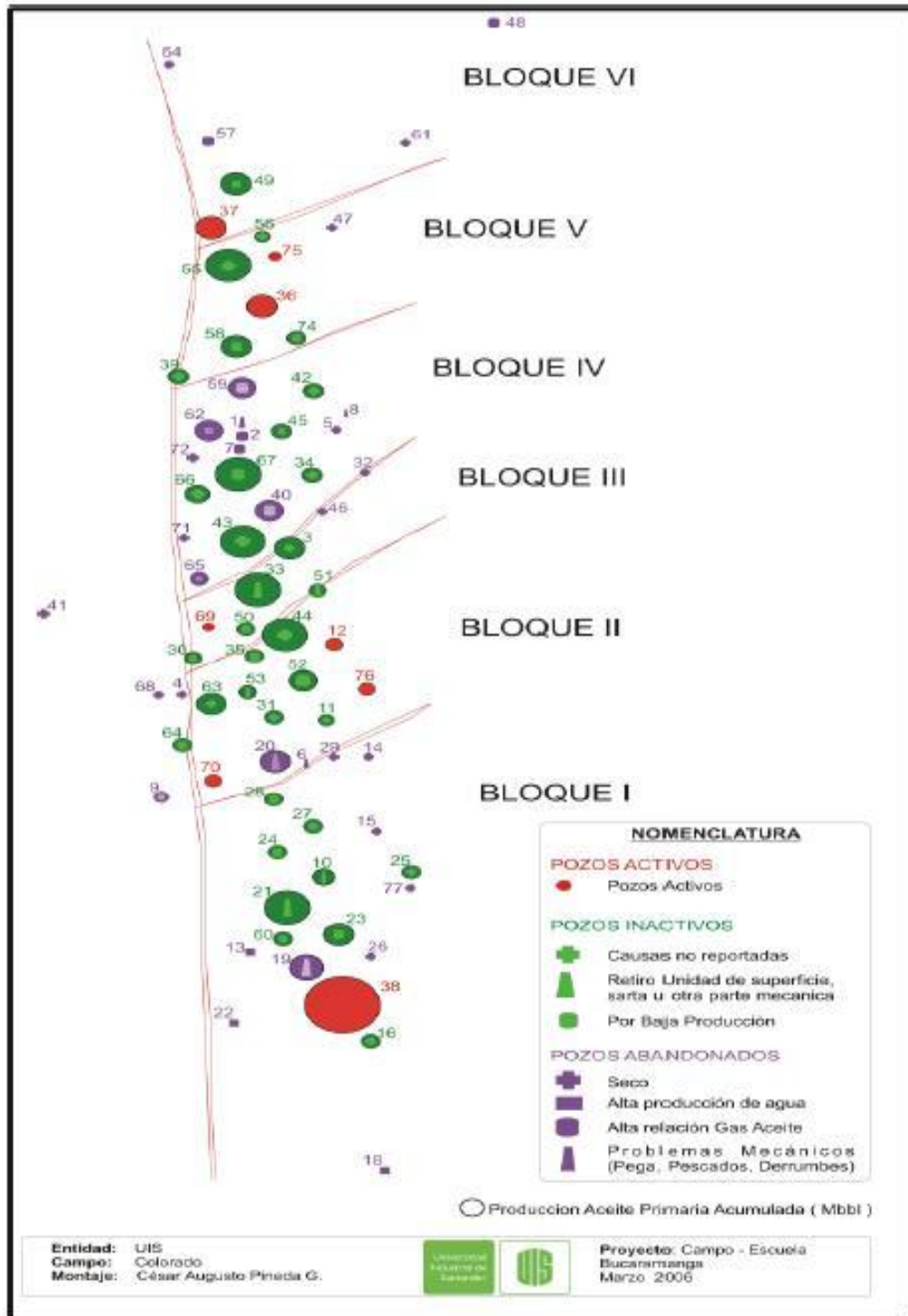
La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen el campo en seis bloques ver Figura 4. A partir del análisis previo de los resultados de las pruebas iniciales de formación, las historias de producción y eventos de los pozos, la calidad de fluidos y las presiones conocidas en los diferentes sectores del campo y la complejidad estructural del campo, se ha planteado una hipótesis de que el Campo Colorado presenta un modelo geológico compartimentalizado ver Figuras 3 y 4.

**Figura 3.** Corte frontal- vista de compartimentos en profundidad, esquema del modelo geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.



**Fuente:** Primer informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia Regional Magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS. 2006.

Figura 4. Estructura campo Colorado.



Fuente: Informe "información técnica campo escuela Colorado". Ing. Cesar Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado- UIS.

#### 1.1.4. Propiedades del Yacimiento

En el campo Colorado se han realizado una serie de estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, las cuales se encuentran en las *Tablas 2 y 3*.

**Tabla 2.** Datos básicos de propiedades de las arenas.

<b>Parámetro</b>	<b>Arena B</b>	<b>Arena C</b>	<b>Arena D</b>	<b>Arena E</b>
<b>Temp. Yacimiento (°F)</b>	114	174	186	186
<b>API @ 60°F</b>	41.2	39.7	40.1	40.1
<b>Profundidad promedio (ft)</b>	1800	3500	4700	5600
<b>Presión de burbuja, Pb (psia)</b>	648	2078	2958	2958
<b>Viscosidad @ Pb (cP)</b>	1.64	0.462	0.441	0.441
<b>Bo @ Pb (RB/STB)</b>	1.091	1.401	1.373	1.373
<b>Porosidad, <math>\phi</math> (%)</b>	15.7	14.5	13	13
<b>Swi (%)</b>	40	40	50	50
<b>OOIP (MMBls)</b>	20.062	37.336	0.507	1.157
<b>Rsb (scf/Bls)</b>	140	648	667	667
<b>Espesor promedio arena (ft)</b>	50	57	25	25
<b>Area (Acres)</b>	634	1083	---	---

**Fuente:** ECOPETROL.S.A. Informe Campo Colorado. Cálculo de reservas. Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978

**Tabla 3.** Datos básicos del yacimiento.

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>
<b>Espaciamiento/pozo</b>	20-30 Acres
<b>Pozos perforados</b>	75
<b>Pozos activos</b>	7
<b>Pozos produciendo</b>	4
<b>Petróleo original estimado, OOIP</b>	121 MMBls
<b>Reservas primarias producidas</b>	8.59 MMBls
<b>Factor de recobro</b>	7.1%

**Fuente:** Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007.

#### **1.1.5. Historia de Producción**

La exploración del Campo Colorado se realizó entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos de los cuales sólo quedó activo el número 7 y los demás fueron abandonados por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivo a la Tropical Oil Company-Troco a perforar 8 pozos entre 1945 y 1946.

Ecopetrol desarrollo completamente el campo entre 1953 y 1964, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El campo Colorado inicio producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinado rápidamente hasta alcanzar un valor de 467 BOPD en 1966 caracterizándose este período por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos, principalmente por el taponamiento de las líneas con

parafina. A partir de 1966 y hasta el año de 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989.

El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos como se ilustra en la *Figura 5*. Se han realizado campañas de trabajos de reacondicionamiento "Workover" intentando recuperar la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

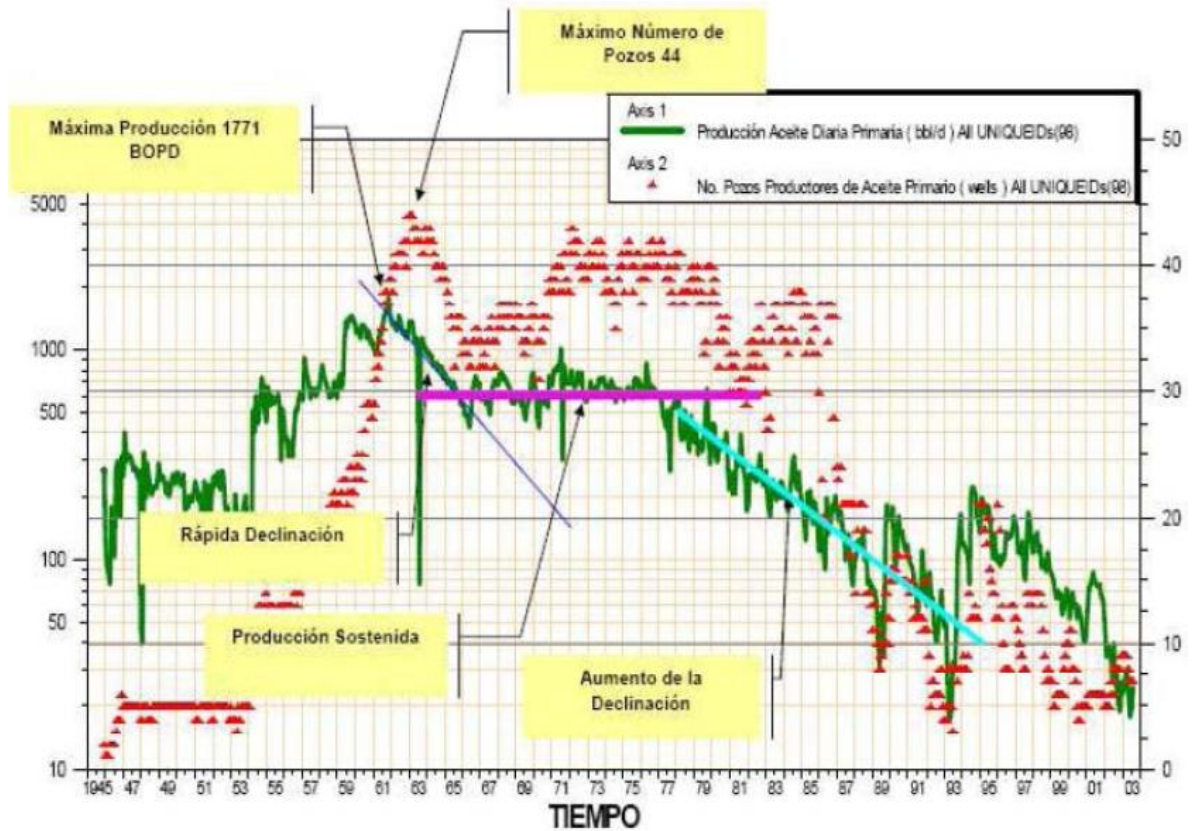
Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De estos, sólo 4 están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

Las acumulaciones son de petróleo liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la zona B y 3000 psi en la zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961.

A diciembre de 2005 se han extraído 8.582 MMBIs de petróleo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

**Figura 5.** Historia de producción



**Fuente:** GARZON, Freddy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal- ECOPETROL-ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo-A.I.P-ANSALL Y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y estrategias de recobro del campo colorado.2003.

El petróleo original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 121 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBIs con un factor de recobro actual de 7.1 %.

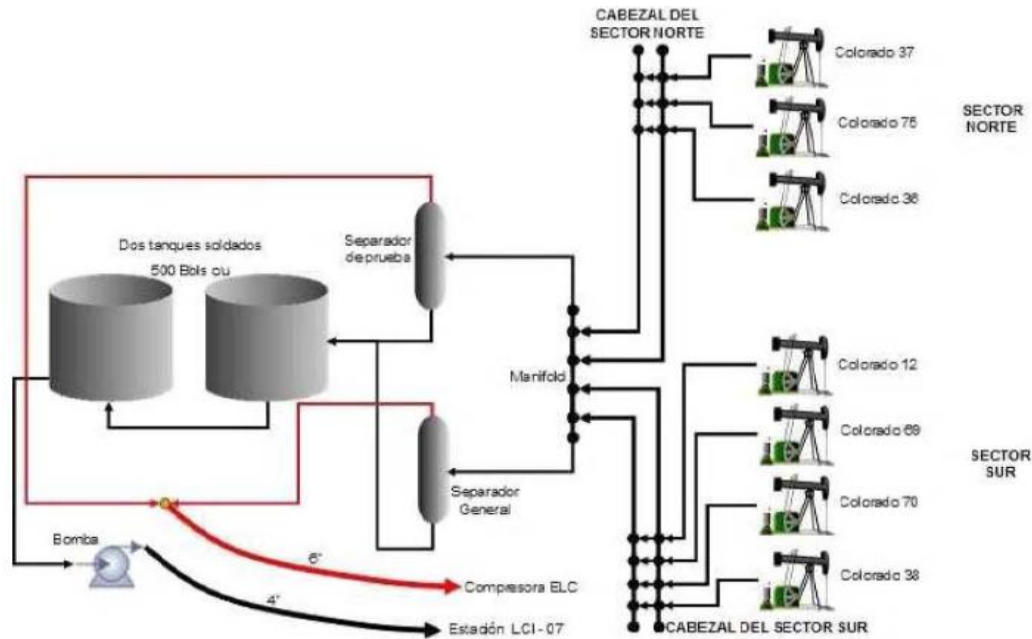
De acuerdo al segundo informe de Frente de Caracterización del Yacimiento Campo Colorado (Cesar Augusto Pineda-UIS Junio de 2006) el valor total de reservas de gas calculado para el campo es de 42.152 MMSCF con una acumulado de producción a Enero de 2006 de 35.424 MMSCF de acuerdo a los reportes suministrados. Estas reservas obedecen principalmente a zonas dentro de los

pozos que reportan igualmente producción de petróleo, puesto que por lo general históricamente cuando se hallaban zonas de gas libre la tendencia normal era aislarlas y no tener producción de gas en superficie, es decir, estas reservas se basan en el gas producido en solución con el petróleo respecto a la posible tasa de producción con la que se podría contar directamente, dependería del número de pozos que se colocarán en operación con el objetivo de producir exclusivamente gas. Sin embargo, teniendo en cuenta los 10 mejores pozos en cuanto a reservas, tasa de declinación y tasa de producción, se podría tener mediante un control y mantenimiento adecuado alrededor de 500 KSCFD de gas en superficie durante un lapso de 10 años.

El sistema de producción actual es levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo (Ver *Figura 6*). En superficie las facilidades no se están utilizando debido a que las tuberías están taponadas o rotas por tanto el crudo va a un tanque instalado o a una trampa y periódicamente el camión recoge lo producido.

De acuerdo al comportamiento histórico de la producción del total de los pozos del campo, a las tendencias de declinación observadas, a las posibles tasa de producción al momento de reactivar cuando menos los cinco pozos con mejores expectativas desde el punto de vista de producción, sumado a los pozos actualmente activos y asumiendo un comportamiento optimista mediante un control y mantenimiento adecuado de los problemas de parafinas, se podría esperar una producción total de alrededor de 500 Mil barriles de petróleo en un lapso de 10 años a una tasa promedio de 135 Bls/día.

**Figura 6.** Facilidades de producción del campo colorado.



**Fuente:** Informe “Información técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. Fernando Enrique Calvete. Proyecto Campo Escuela Colorado-UIS.

### 1.1.6. Estado Actual del Campo Colorado

El Campo Colorado fue desarrollado completamente por ECOPETROL en el año de 1964, con el cual se llegó a un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De los 7 pozos registrados como activos, actualmente sólo producen los pozos Col-38, Col-70, Col-37 y Col-75 por un promedio de producción de 20 BOPD. También se tiene conocimiento que en algunos pozos abandonados, debido al cierre de casi la totalidad de ellos la presión permite que la columna se llene y produzcan por un tiempo.

En la *Tabla 3* se presentan los pozos de los cuales se posee información de registros, además se presenta otros datos como API y ubicación de dichos pozos, se resaltan los pozos ubicados en los bloques I y II, ya que estos serán de gran importancia en el desarrollo de este proyecto.

**Tabla 4.** Información de los pozos que poseen registros de Campo Colorado.

<b>POZO</b>	<b>Bloque</b>	<b>Registros</b>
<b>Col-3</b>	IV	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-9</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-10</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-11</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-12</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-13</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-14</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-15</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-16</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-18</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-19</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-20</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-21</b>	I	CALI, GR ó SP,RES(RES ó RESS), NHPI ó DT
<b>Col-22</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-23</b>	I	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-24</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-25</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-26</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-27</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-28</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-29</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-30</b>	III	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-31</b>	II	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-32</b>	III	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-33</b>	III	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-34</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-35</b>	II	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-36</b>	V	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-37</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-38</b>	I	CALI, GR ó SP,RES(RES ó RESS), NHPI ó DT
<b>Col-39</b>	V	CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-40</b>	IV	CALI, GR,SP,RES(RES,RESS), NHPI, DT

**Tabla 4.** Continuación.

<b>POZO</b>	<b>Bloque</b>	<b>Registros</b>
<b>Col-41</b>		CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-42</b>	IV	CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-43</b>	IV	CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-44</b>	II	CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-45</b>	IV	CALI, GR,SP, RES (RES,RESS)
<b>Col-46</b>	III	CALI, SP ó GR, NPHI ó DT
<b>Col-47</b>	V	CALI, SP ó GR, NPHI ó DT
<b>Col-48</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-49</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-50</b>	III	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-51</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-52</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-53</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-54</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-55</b>	V	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-56</b>	V	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-57</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-58</b>	V	CALI, SP ó GR, NPHI ó DT
<b>Col-59</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-60</b>	I	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-61</b>	VI	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-62</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-63</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-64</b>	II	CALI, GR,SP,RES (RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-65</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-66</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-67</b>	IV	CALI, SP ó GR, NPHI ó DT
<b>Col-68</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-69</b>	III	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-70</b>	II	CALI, GR,SP,RES (RES,RESS), NHPI, DT
<b>Col-71</b>	IV	CALI, GR ó SP, RES (RES ó RESS)
<b>Col-72</b>	IV	CALI, GR,SP,RES (RES,RESS), NHPI, DT

**Tabla 4.** Continuación.

POZO	Bloque	Registros
<b>Col-72</b>	IV	CALI, GR,SP,RES (RESD,RESS), NHPI, DT
<b>Col-74</b>	V	CALI, GR ó SP, RES (RESD ó RESS)
<b>Col-75</b>	V	CALI, GR,SP,RES (RESD,RESS), NHPI, DT
<b>Col-76</b>	II	CALI, GR ó SP, RES (RESD ó RESS)
<b>Col-77</b>	I	CALI, GR ó SP,RES(RESD ó RESS), NHPI ó DT

**Fuente:** Reporte de avance elaborado por LITHoil LTDA. para la elaboración del modelo Campo Colorado.2009.

## 1.2. ANÁLISIS INFORMACIÓN DISPONIBLE CAMPO COLORADO

El óptimo desarrollo de un modelo de simulación depende de la existencia de información y de la buena organización de ésta. A continuación se expone la disponibilidad y calidad de la información del campo, así como la ausencia y necesidad de obtención de ciertos datos. Dentro de la literatura consultada para la realización del siguiente análisis, cabe destacar el Informe Final de Geología Campo Colorado realizado por ECOPETROL<sup>1</sup>, del cual se obtuvo gran parte de la información.

Siendo un campo perteneciente a la cuenca del Magdalena medio, Colorado se encuentra en un ambiente de depositación fluvial, cuya complejidad geológica requiere un estudio con la mayor cantidad de información posible, información que en muchos casos es escasa para un campo marginal.

### 1.2.1. Modelo Estructural

Se tiene una columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena dentro de la cual se pueden identificar la formación mugrosa,

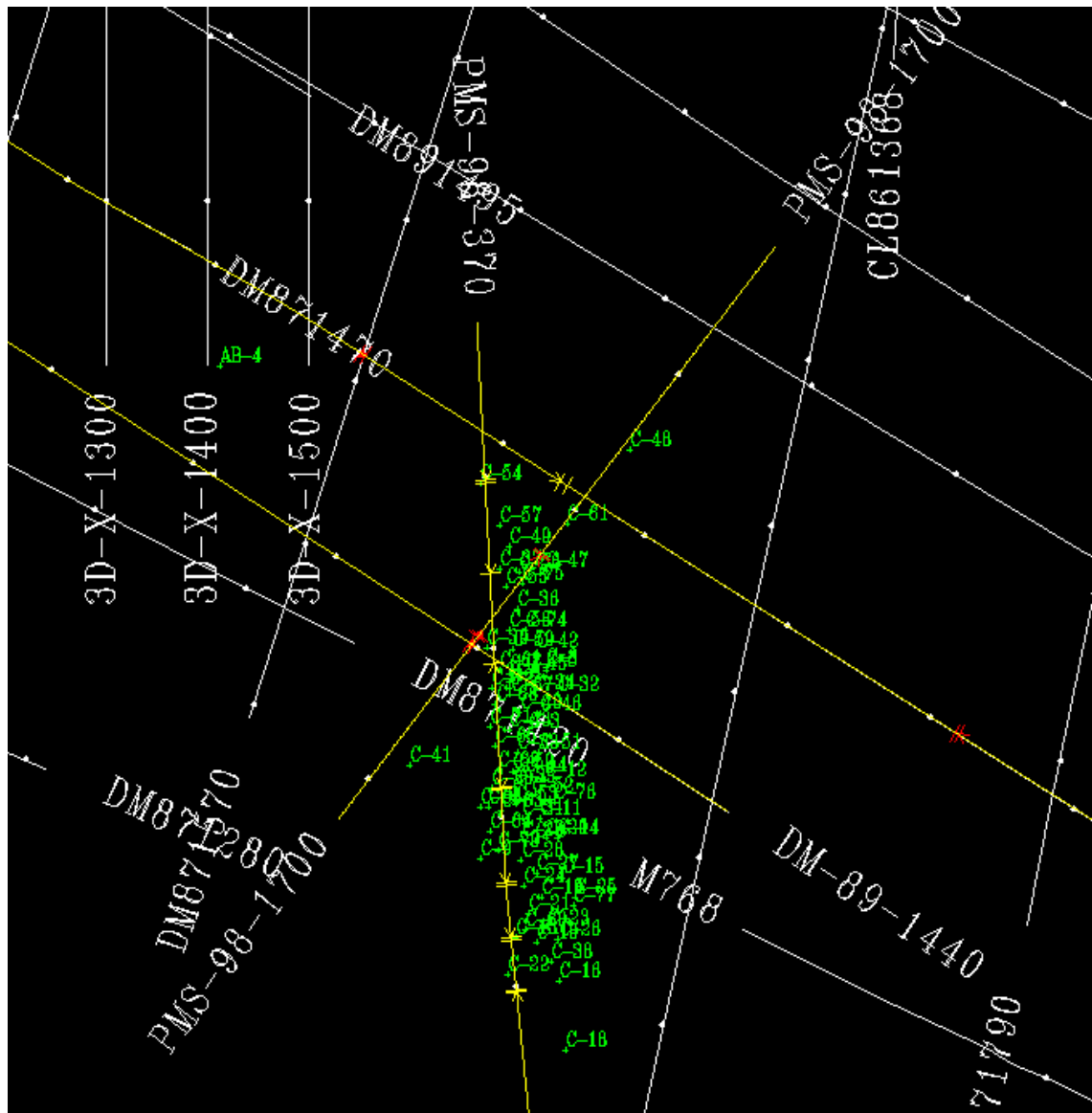
---

<sup>1</sup> ECOPETROL, Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. 2003

productora del Campo Colorado, y la formación Esmeralda límite inferior del mismo.

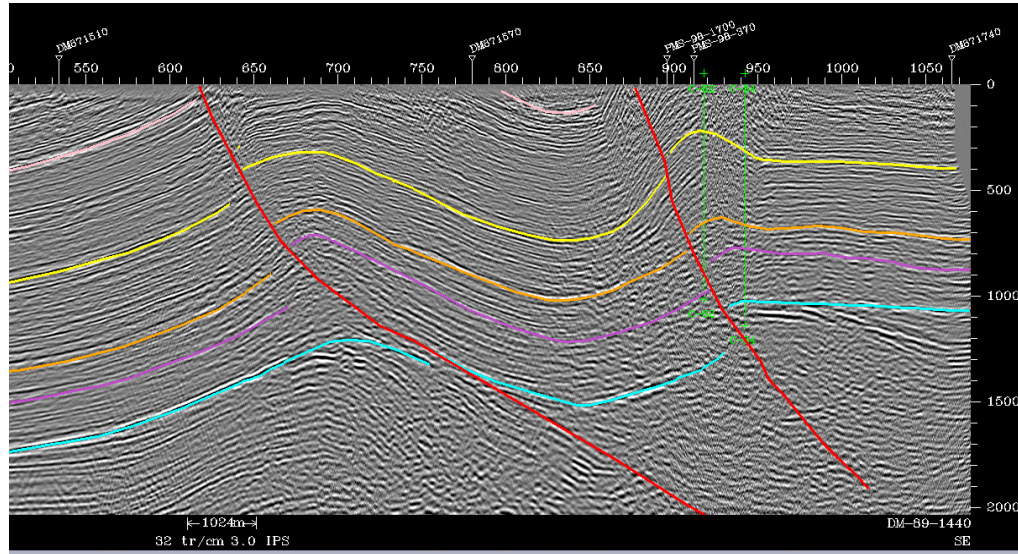
No existen líneas sísmicas propias del Campo Colorado, las interpretaciones sísmicas se realizaron a partir de líneas sísmicas pertenecientes a sectores aledaños al campo.

**Figura 7.** Líneas Sísmicas próximas al Campo Colorado.



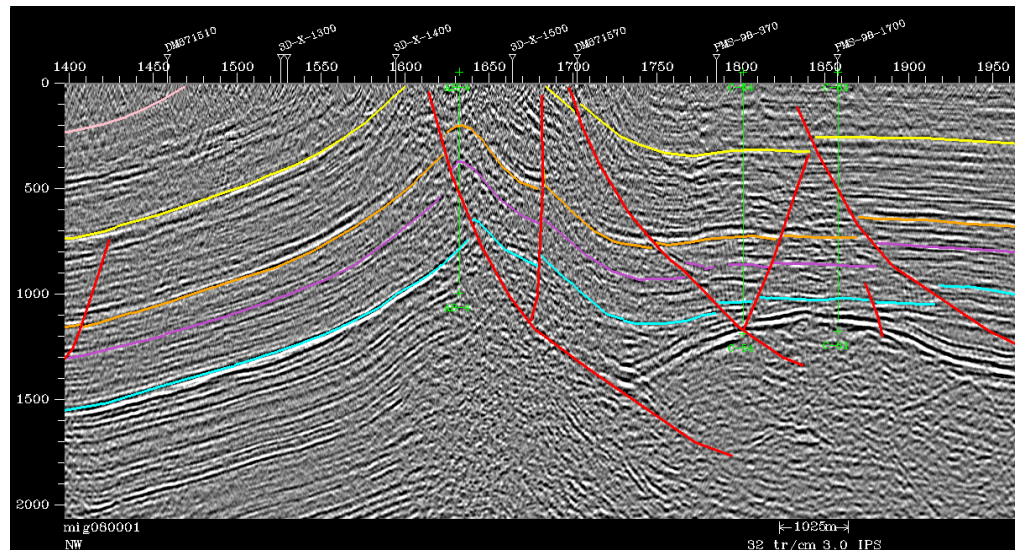
**Fuente:** *ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.*

**Figura 8.** Línea Sísmica DM-89-1440. NW-SE.



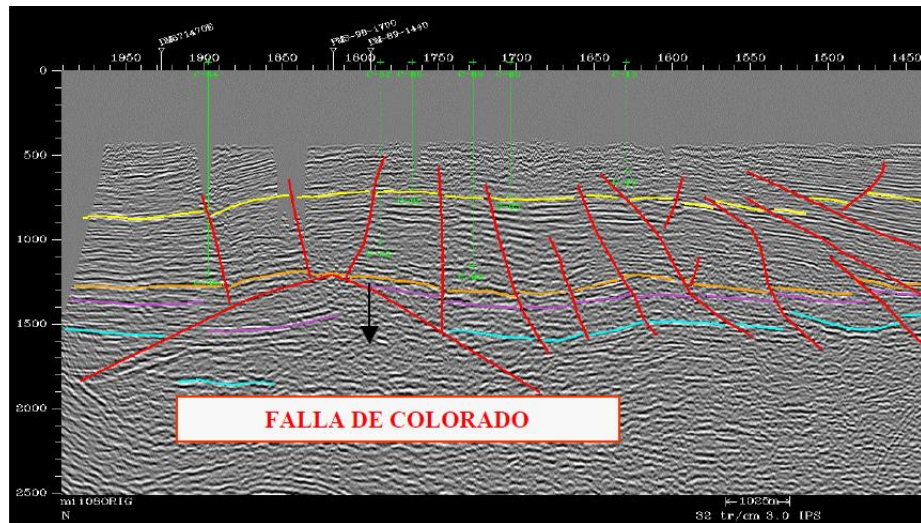
**Fuente:** ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

**Figura 9.** Línea Sísmica PMS 981700. SW-NE.



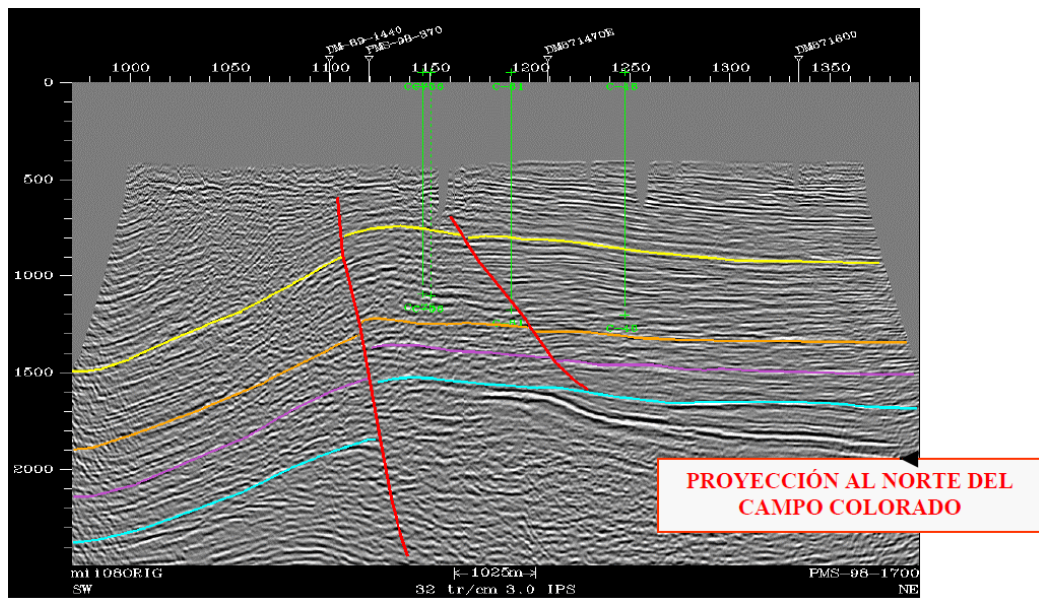
**Fuente:** ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

**Figura 10.** Línea Sísmica PMS 98-370. Sentido SW-NE.



**Fuente:** ECOPEPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

**Figura 11.** Línea Sísmica DM 87-1470 E. Sentido NW-SE.



**Fuente:** ECOPEPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

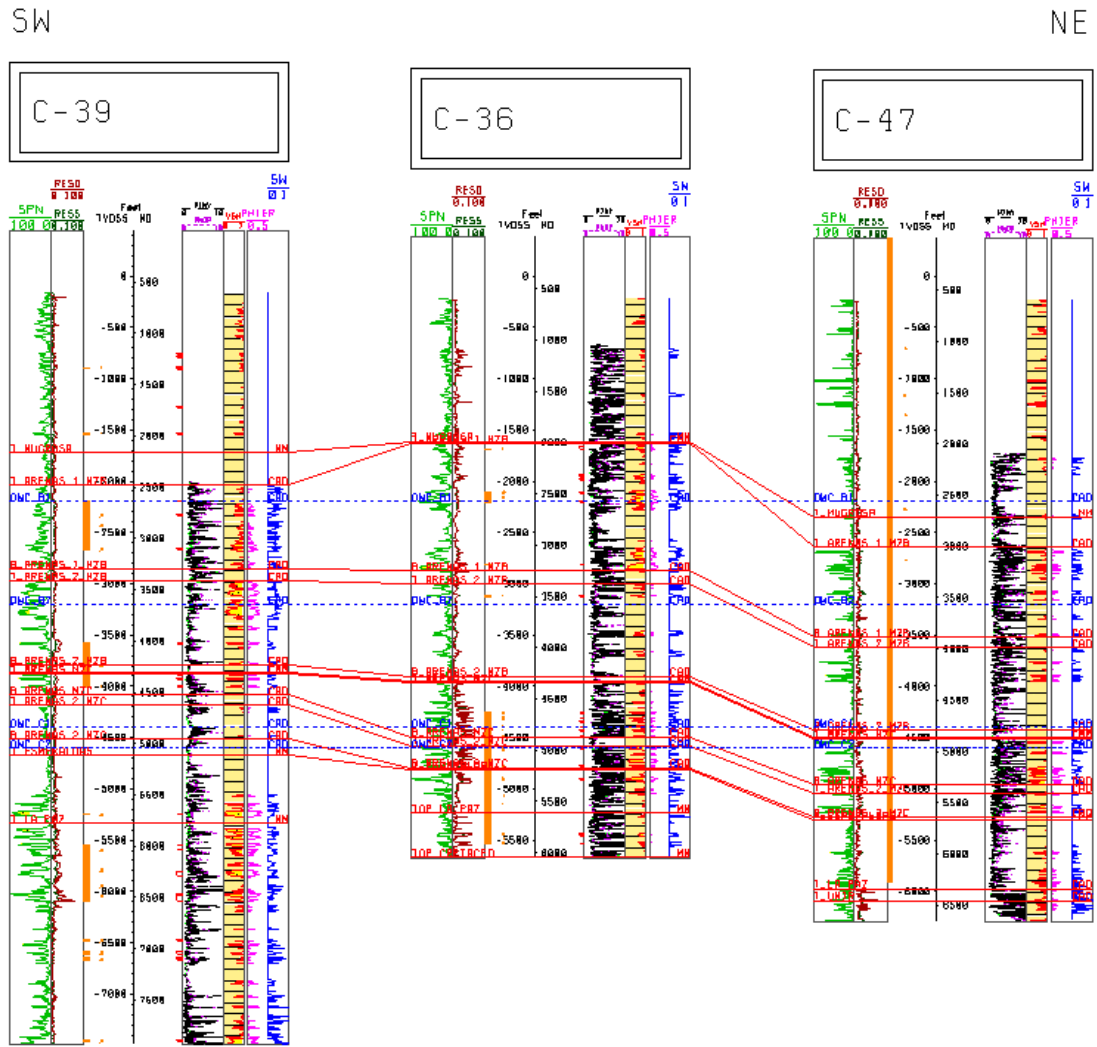
Es recomendable mejorar la interpretación actual del campo, determinar con más certeza aspectos como ubicación, tipos, inclinación, saltos y trayectoria de las fallas presentes. El mejoramiento de esta información ayudará a determinar en futuros estudios valores más exactos de variables como el OOIP y las distintas reservas.

Se dispone de varios mapas estructurales areales correspondientes a cada una de las zonas de las formaciones que involucra el campo resultado de la información de registros eléctricos.

Teniendo en cuenta la geometría de la estructura, se elaboraron mapas estructurales al tope y a la base de 4 subzonas (B1, B2, C1 y C2). Debido a que no se cuenta con la información de registros en algunos pozos (Ver *Tabla 3*) y en otros no se perforó toda la secuencia del Terciario, los mapas estructurales se elaboraron proyectando una estructura geoméricamente continua.

Para ello, se interpretaron correlaciones estructurales en sentido SW-NE y N-S siguiendo las zonas permeables de acuerdo a la respuesta del registro SPN (Potencial Espontáneo Normalizado) y que tuvieran reportados el mismo tipo de fluidos en las pruebas iniciales de producción (Ver *Figura 13*). Cabe anotar, que el seguimiento de éstas sub-unidades corresponde a la correlación de zonas permeables señaladas por el registro SPN, micro resistivos, pruebas de producción e intervalos cañoneados, cuya interpretación no corresponde a un marcador geológico reconocido en la Cuenca del VMM, tal como son los horizontes fosilíferos denominados “La Cira Shale”, “Fósiles de Mugrosa” y “Los Corros”, los cuales representan eventos de depositación que señalan los topes de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas, respectivamente.

**Figura 12. Correlación E-W Bloque III.**



**Fuente:** *ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.*

Es recomendable el refinamiento de estos mapas estructurales teniendo en cuenta el ambiente de depositación del campo, ya que el manejo actual de esta información conlleva a obviar erróneamente los lentes de arenas. La estructura del campo no es continua, por lo cual se deben incluir las discontinuidades dentro de

los mapas estructurales, con lo cual se mejoraría la determinación de datos como cortes de agua, espesores netos y saturaciones.

### **1.2.2. Información de Registros**

Se dispone de registros eléctricos para la mayoría de los pozos, situación favorable para un futuro estudio. La información obtenida a través de los registros puede ser de gran ayuda para la identificación de litofacies, escalamiento, mapeo de propiedades, y demás estudios que no se le han realizado al modelo estático del campo. Es importante eliminar la continuidad vertical de todas las variables del modelo, ya que asumir valores constantes de estas en profundidad le resta representatividad al modelo, para lo cual se recomienda utilizar la información de los registros.

Si bien se tienen registros en la mayoría de los pozos, en el campo no se dispone de registros de porosidad en la gran mayoría de los pozos, por lo cual no se conoce el valor del factor de formación y obliga a que los valores correspondientes a saturaciones de agua sean determinados mediante correlaciones que en algunos casos son empíricas. Se recomienda determinar el valor del factor de formación, para que en estudios posteriores la determinación de la saturación y las variables en las cuales influye ésta se realice mediante métodos más confiables.

La porosidad al no estar disponible mediante un campo de registros se obtiene gracias a correlaciones que involucran los valores de saturación de agua que a su vez también fueron determinados mediante correlaciones otorgando un grado de incertidumbre extra que para propósitos de un estudio representativo es una desventaja considerable.

En el cálculo de la resistividad de agua se emplearon las muestras disponibles de laboratorio, encontrándose la siguiente ecuación de Resistividad de Agua Vs Profundidad.

$$Resw = R_w * \frac{(TR_w + 6.77)}{TEMP_{FORM} + 6.77}$$

$$TEMP_{FORM} = 0.01649 * DEPTH + 86.88926$$

En el Campo Colorado, muchas de las mediciones de agua de formación no son muy consistentes, en trabajos posteriores se debe medir el agua de formación en el mayor número de pozos posibles, debido a la sensibilidad del método de la “Zona lavada” a la resistividad del agua de formación y la resistividad del filtrado de lodo.

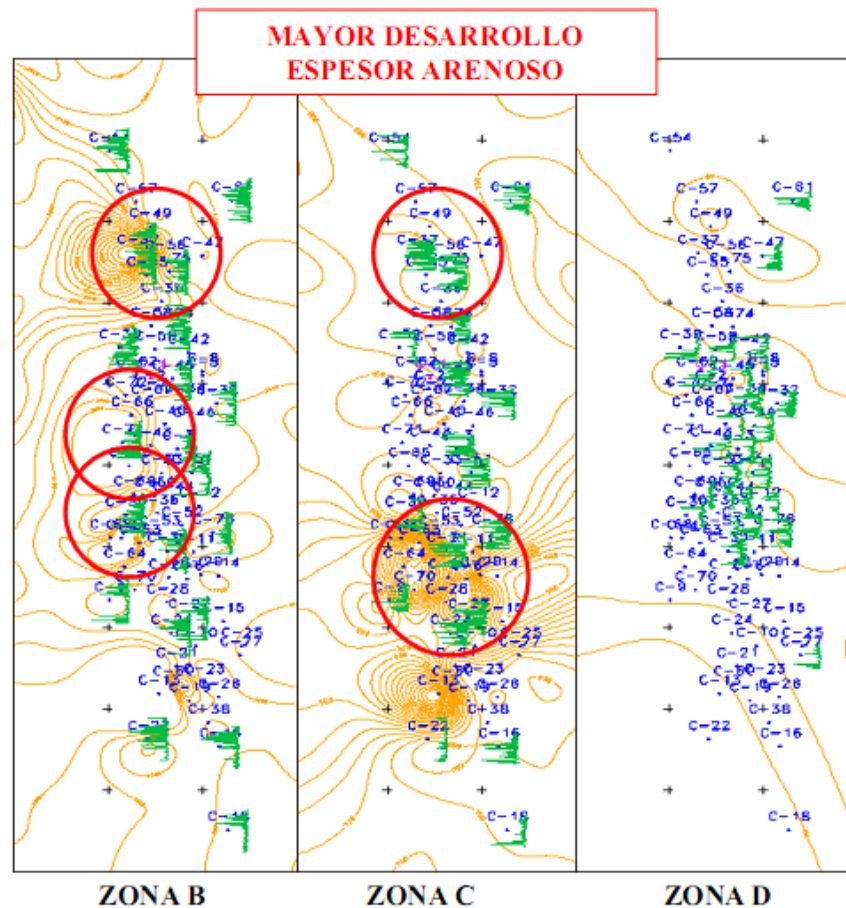
La resistividad profunda o de la zona no invadida se tomó de la curva de los registros Inducción o Laterolog. Es de notar que a estas curvas no se les realizaron correcciones por espesor de capa, por lo tanto en las arenas muy delgadas no se puede apreciar la verdadera resistividad de la formación.

La saturación de petróleo residual se obtuvo mediante la ecuación de Archie utilizando los valores de porosidad calculados anteriormente. Por último, se realizó un mapeo de puntos con cada una de las propiedades y se generaron contornos que fueron utilizados para poblar arealmente el modelo del campo en cada uno de los toques de las formaciones y subzonas pertenecientes a éste.

### **1.2.3. Modelo Estratigráfico**

A partir de los toques formacionales interpretados en la correlación de registros, se generaron Mapas Isolitos preliminares con los valores de espesor aparente (GROSS) y las electrofacies (Ver *Figura 13*), los cuales indican que las Zonas B y C (Formación Mugrosa) presentan mayor desarrollo arenoso hacia el oeste, noroeste y hacia el sur, mientras que la Zona D (Formación Esmeraldas) presenta un pobre desarrollo de arena.

**Figura 13.** Mapas Isolitos (Gross) y Electrofacies Formaciones Mugrosa (Zonas B, C) y Esmeraldas (Zona D).



**Fuente:** ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

Considerando los resultados mostrados por los mapas, para el modelo de simulación solo se tomó en cuenta el espesor comprendido entre el tope de la formación mugrosa y el tope de la formación esmeralda.

#### 1.2.4. Descripción de Corazones

En los reportes de la literatura encontramos que la mayoría de los corazones obtenidos de los pozos fueron objeto de estudio por parte del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). El resultado de este estudio arrojó que muchas de las muestras

no son confiables, sin embargo, algunas muestras preservadas a pesar de no permitir la reconstrucción completa de la secuencia, otorgan información acerca de los canales fluviales, llanuras de inundación y granulometría perteneciente al campo.

### 1.2.5. Datos de Volúmenes Originales de Hidrocarburos

Existen varios reportes de cálculo de reservas para el Campo Colorado. Sin embargo, en este trabajo se manejó el valor de OOIP presente en la base de datos del campo y reportado por Ecopetrol de 121 MMBls.

Para la estimación del OOIP se generaron los promedios de porosidad, saturación de agua y se calculó el espesor neto petrolífero para cada uno de los pozos de las estructuras. Esta información se cargo en OFM, donde se generaron mapas para cada una de las propiedades involucradas para posteriormente, aplicando aritmética de mapas, calcular el OOIP para cada sub-unidad.

### 1.2.6. Información PVT

En el campo Colorado se cuenta con información de cuatro muestras de hidrocarburos tomadas en el Separador y Tanques de pruebas. Las muestras corresponden a los pozos C-12, C-43, C-49, y C-25, ver Tabla 5:

**Tabla 5.** PVTs existentes del Campo Colorado.

Pozo	Cañoneo	Muestreo
Colorado 12	18 de Noviembre de 1959	30 de Agosto de 1960
Colorado 43	2 de Octubre de 1959	30 de Agosto de 1960
Colorado 49	21 de Octubre de 1959	29 de Agosto de 1960
Colorado 25	12 de Abril de 1954	19 de Diciembre de 2007

**Fuente:** ARAMENDIZ, J. VELASZQUEZ, M. “Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado”

Los tres primeros muestreos se tomaron a la fecha de inicio de producción, lo cual constituye una ventaja al momento de utilizar la información obtenida para representar el yacimiento en sus condiciones iniciales. Sin embargo, Aramendiz y Velasquez<sup>2</sup> reportan que después de un análisis de calidad de las tres pruebas PVT tomadas en 1960, solamente la muestra perteneciente al pozo Colorado 49 es ligeramente representativa. Debido a esto se tomó una nueva muestra para un estudio PVT en el pozo Colorado 25. Para el modelo de simulación desarrollado en este trabajo se crearon dos PVTs a partir de correlaciones ya que se necesitaba manejar información de los bloques en condiciones iniciales y la única muestra que podría llegar a ser representativa pertenece al bloque IV del campo y se encuentra por fuera del *sector model*.

Recientemente se le realizó un estudio geoquímico a muestras tomadas en algunos pozos del campo, por lo cual se puede afirmar que existe un estudio representativo de composiciones del crudo, gravedad API e influencia de parafinas y asfaltenos.

### **1.2.7. Datos de Presiones**

En el campo Colorado no se cuenta con un estudio de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo. En el informe presentado por Ecopetrol en el año 2003 se muestran los resultados de la recopilación de las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos. Las pruebas se encontraron en los archivos de pozos y en una recopilación de las pruebas de formación del campo Colorado de Octubre de 1962.

Con los datos disponibles y tomando en cuenta que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como profundidad de referencia la profundidad del empaque. El gradiente de

---

<sup>2</sup> ARAMENDIZ, J. VELASQUEZ, M. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado"

presión se evaluó a dicha profundidad de referencia y posteriormente se llevó éste gradiente hasta el datum de cada zona para obtener la presión estática correspondiente.

En la zona C, la presión inicial determinada fue de 3000 psi, para la zona B fue de 900 psi. La tabla de presiones fue cargada a la base de producción Oil Field Manager para conocer la tendencia de las presiones a través del tiempo con el fin de determinar un histórico de presiones, encontrándose que ningún pozo tenía más de dos puntos o presiones cargadas en la misma zona y en diferentes años, que es lo que se necesita para comenzar a realizar un histórico de presiones.

La incertidumbre asociada con la continuidad lateral del yacimiento, incluso en pozos de un mismo bloque, no se tomaron los pocos datos de presión como presiones del bloque respectivo.

Para la zona B los pozos que tienen presiones estáticas son los siguientes: Colorado 11, 18, 19, 23, 24, 30, 36, 37, 39, 43, 63, 64. Los pozos de la zona C que tienen presiones estáticas son los siguientes: Colorado 3, 11, 16, 23, 24, 26, 28, 34, 36, 38, 39, 44, 45, 46, 53, 60.

Con los datos disponibles para cada zona, se realizaron gráficos de Presión Vs. Tiempo sin encontrar tendencias definidas. Lo único evidente es la gran rapidez con que se depleta el yacimiento.

#### **1.2.8. Contactos Agua Petróleo (WOC)**

Los datos reportados para los contactos agua petróleo son puntuales y pertenecen a cada pozo en el cual se hizo la medición, no se puede estimar un promedio de nivel del contacto para todo el campo, ni para toda una zona, ya que por la geología del campo los datos podrían estar representando el nivel de un lente de arena particular en la mayoría de los casos.

En trabajos posteriores, si es requerido determinar con un poco más de precisión los WOC, se deben subdividir un poco más las unidades “B” y “C” y mejorar los resultados de la interpretación petrofísica. Una rápida interpretación de los datos crudos no permite identificar fácilmente las zonas de agua.

Tomando como base los mapas estructurales con sus diferentes bloques, los cuales fueron analizados por separado, y tomando en cuenta las pruebas iniciales de formación de los pozos de cada uno de los bloques, se establecieron los contactos agua petróleo en cada formación por bloque.

A continuación se presentan las *Tablas 5 y 6* con la información de contactos reportadas para el Campo:

**Tabla 6.** Datos de contactos para la Zona B.

Bloque	Zona	Contacto	Profundidad	Pozo de la Prueba
I	B1	OWC	1810	25
IB	B1	OWC	1748	22
II	B1	OWC	1456	70
III	B1	OWC	1847	30
IV	B1	OWC	1689	40
V	B1	OWC	2200	36
VI	B1	OWC	3200	57
I	B2	OWC	2141	23
IB	B2	OWC	2885	23
II	B2	OWC	2702	70
III	B2	OWC	2392	69
IV	B2	OWC	Toda la zona en agua por el 71	
V	B2	OWC	3200	36
VI	B2	OWC	4200	57

**Fuente:** ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

**Tabla 7.** Datos de contactos para la Zona C.

Bloque	Zona	Contacto	Profundidad	Pozo de la Prueba
I	C1	OWC	3215	38
IB	C1	OWC	3591	28
II	C1	OWC	3711	11
III	C1	OWC	3500	36
IV	C1	OWC	4180	42
V	C1	OWC	4400	36
VI	C1	OWC	5300	57
I	C2	OWC	3742	24
IB	C2	OWC	3567	60
IB	C2	OGC	3291	19
II	C2	OWC	4115	11
III	C2	OWC	3500	36
IV	C2	OWC	4550	34
V	C2	OWC	4600	36
VI	C2	OWC	5300	57

**Fuente:** ECOPETROL 2003, Informe Final de Geología Campo Colorado.

### 1.2.9. Datos de Producción

En la base de datos en OFM se encuentra la historia de producción del campo desde sus inicios, la cual puede ser manipulada para que el usuario utilice los datos de la manera más cómoda posible. Esta información está muy completa, sin embargo, las producciones se encuentran distribuidas por completamiento, lo que obliga al usuario a sumar las producciones de todos los completamientos de un pozo para obtener el dato de producción total diaria de este. Además, la veracidad de esta información depende de que tan bien estén reportadas las tasas de producción en los archivos de cada pozo, por lo que lo único que mantiene un margen de error mínimo es la producción acumulada.

### **1.2.10. Datos de Perforación**

En cuanto al historial de eventos y perforación, se puede decir que está muy bien especificado dentro de la base de datos, sin embargo, si se requiere información de un día en particular, es necesario dirigirse a los files (libros de pozo) de perforación que se encuentran en la biblioteca de las oficinas de campo escuela ya que en la base de datos se reportan todos los eventos de un mes al primer día de éste.

### **1.2.11. Descripción de Pozos**

La información sobre la descripción actual de los pozos está relativamente bien organizada ya que en algunos pozos se especifica muy bien el estado mecánico, las facilidades de superficie, la sarta de subsuelo, e incluso, pronósticos y propuestas de trabajo de varilleo, pero en otros pozos la descripción se limita a las coordenadas, fecha de perforación y estado del pozo. Esto se debe en gran parte a que la mayoría de los pozos se catalogaron como de bajo potencial, lo cual le resta importancia a la descripción minuciosa.

A continuación se presenta la Tabla 7 que resume el estado de la información del Campo Colorado, tomando como base el formato presentado por los estudiantes Javier Acosta y Christian Blanco<sup>3</sup>. Cabe destacar que si se requiere analizar la información disponible en un futuro, es de vital importancia observar lo constatado a lo largo del capítulo y no depender solamente de la tabla presentada a manera de resumen.

---

<sup>3</sup> ACOSTA, J. BLANCO, C. "Evaluación de las Metodologías utilizadas para el Análisis de la Compartimentalización en Yacimientos de Petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado."

**Tabla 8. Información Campo**

Colorado.		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN														
		Población de los Datos					Calidad Física					Nivel de Depuración				
EXISTE	DATOS DE PRESIONES	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Pruebas DST	X	X	X			X	X	X			X	X	X		
X	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)	X	X	X			X	X	X			X	X	X		
X	PBU - PDD (Build up y Draw Down)	X	X				X	X	X			X	X			
EXISTE	DATOS DE REGISTROS	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Registro Sónico	X	X				X	X				X	X			
X	Registro Short Normal	X	X	X	X		X	X	X	X		X	X	X	X	
X	Curva de Conductividad	X	X	X	X		X	X	X	X		X	X			
X	Registro SP	X	X	X	X		X	X	X	X		X	X	X		
X	Registro Neutrón	X	X				X	X				X	X			
X	Registro Density	X					X	X				X				
EXISTE	DATOS DE PERFORACIÓN	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Peso del Lodo	X	X	X			X	X	X	X		X	X			
X	Tasa de Penetración de la Broca	X	X	X			X	X	X			X	X	X		
	Corte de Gas en el Lodo															
X	Registros de Porosidad y P de Formación	X	X				X	X				X	X	X		
EXISTE	DATOS DE PRODUCCIÓN	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Pruebas de Producción	X	X	X			X	X	X			X	X	X		
X	Curvas de Declinación	X	X	X			X	X	X			X	X	X		
	Distribución de Producción															
EXISTE	DATOS DE GEOQUÍMICA	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Composición del Crudo	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	
X	Composición del Agua de Formación (Salinidad)	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	
X	Gravedad API	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	
EXISTE	DATOS DE DESCRIPCIÓN DE POZOS	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Coordenadas de los Pozos	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
X	Trayectoria de los Pozos	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
X	Eventos en los Pozos	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
X	Facilidades de Superficie	X	X				X	X				X	X			
X	Sarta de Perforación	X	X				X	X				X	X			
EXISTE	GEOLOGÍA DEL CAMPO	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X	Líneas Sísmicas	X					X					X				
X	Saturaciones	X	X	X			X	X				X				
X	Porosidades	X	X	X			X	X				X				
X	Contactos WO y GO	X	X	X			X	X				X	X			
X	Litología	X					X					X				
X	Volúmenes	X	X				X	X				X	X			
X	Mapas Estructurales	X	X				X	X				X	X			
X	Topes y Bases de las Formaciones	X	X	X	X		X	X				X	X			

Colorado.

Fuente: Autores del proyecto. Modificado de ACOSTA, J. - BLANCO, C.

## 2. CARACTERIZACIÓN DE UN DEPÓSITO DE AMBIENTE FLUVIAL

Un ambiente de depositación está caracterizado por un conjunto geomorfológico particular en el cual un grupo de procesos químicos físicos y biológicos opera para generar un cierto tipo de depósito sedimentario.

La Tabla 9, ilustra una clasificación que envuelve el conjunto depositacional primario, el ambiente principal y el subambiente. Dentro de los ambientes sedimentarios continentales se encuentran los ambientes fluviales los cuales están definidos principalmente por la energía, acción del agua en movimiento y por el conjunto de erosión, transporte y sedimentación que se llevan a cabo en el mismo; se encuentran controlados y dependen fuertemente de las condiciones climáticas. Además de su papel como receptores de información geológica valiosa los depósitos fluviales también cobran gran importancia en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores o reservorios de yacimientos hidrocarburos y de agua subterránea.

Existen métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los ambientes fluviales de una manera estandarizada basándose en parámetros como: la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios.

**Tabla 9.** Clasificación general de los tipos de ambientes de depositación.

Conjunto Depositacional Primario	Ambiente Principal	Subambiente
Continental	Fluvial	Abanicos Aluviales
		Corrientes Trenzadas
		Corrientes Meándricos
	Desértico	
	Lacustre	
	Glaciar	
Marino Marginal	Deltaico	Planicie Deltaica
		Frente Deltaico
		Prodelta
	Playa/Islas Barrera	
	Estuario/Lagunal	
	Plataforma mareal	
Marino	Nerítico	Plataforma Continental
		Acerrife organic
	Oceánico	Talud Continental
		Piso oceánico profundo

**Fuente:** Boggs, 2001.

## 2.1. DEPÓSITOS DE CANAL

Son depósitos compuestos generalmente de material grueso que los ríos pueden mover o transportar durante los períodos de máxima energía. Este material incluye gravas, troncos u otro material vegetal de grandes dimensiones, y lodo parcialmente consolidado que ha sido erosionado de las paredes del canal. Tienden a ser depósitos de forma lenticular, en donde lo más característico es la imbricación de clastos.

## **2.2. INTERPRETACIÓN DE CANALES**

El estudio de un tipo de ambiente donde predominen canales de arena puede resultar muy complejo, por lo cual se ha establecido una clasificación donde se identifican tres tipos diferentes de canales en virtud de la composición y la geometría de su cauce.

### **2.2.1. Canales de Carga de Fondo**

Los canales de carga de fondo son secuencias dominadas por arenas. Comúnmente presentan arenas gruesas y grava, pero no necesariamente son componentes; la secuencia puede consistir exclusivamente de arenas finas a medias. Son caracterizados por tener un ancho y profundidad considerables y una tendencia para erodar estos; dichos factores producen un cuerpo de arena tabular. Canales rectos son caracterizados por profundidad relativamente uniforme a lo largo de la base, esto puede ser reflejado en el relieve de la superficie de la base del cuerpo de arena y por preservación de la continuidad lateral de las capas. El amalgamamiento de los cuerpos de arena multilaterales resulta de una migración lateral rápida de los canales de carga de fondo.

### **2.2.2. Canales con Carga Suspendida**

Los paleocanales de carga suspendida tienen un cauce estrecho y son confinados; principalmente sufren erosión hacia la base, en torno a los sedimentos ricos en arcilla y forman bancos de canales con alguna inclinación. El canal dominante de sedimentos varía de arena muy fina a limo y arcilla, pero algunos sedimentos muy gruesos pueden estar presentes. Los cuerpos de arena son lenticulares a través de la sección y tienen forma con patrones sinuosos o anastomosados. Las partes de los canales suelen ser encapsuladas en depósitos de grano fino de la cuenca inundada y tienden a apilarse verticalmente en secuencias de granos finos ascendentemente o bien puede mostrar poca variación vertical si la gama de tamaños de grano se limita.

### **2.2.3. Canales con Carga Mixta**

Estos depósitos consisten en arenas y en menor proporción limos y arcilla. Estos canales sinuosos con profundidad variable a lo largo de la línea límite de la corriente reflejan el desarrollo de irregularidades o estratificación de arena y en la preservación de lentes, discontinuidades remanentes de llanura de inundación entre secuencias de canales.

## **2.3. ANÁLISIS GENERAL DE LA CUENCA**

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

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

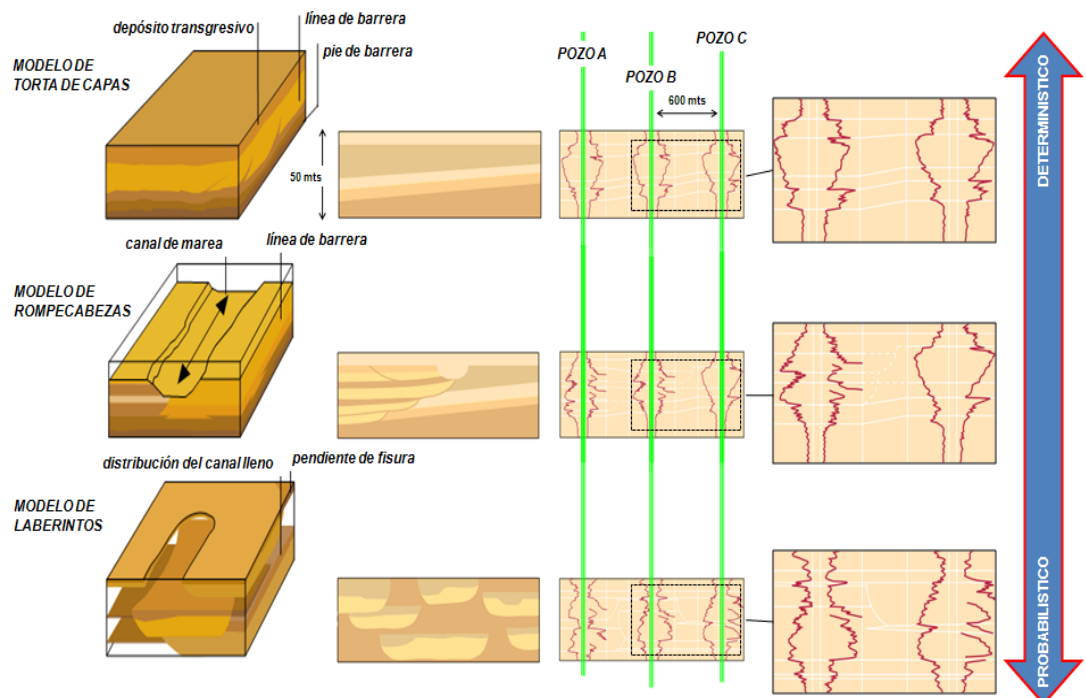
La *definición de un ambiente de depositación* permitirá establecer el nivel de complejidad petrofísica que se puede encontrar. El *análisis de migración de fluidos* permitirá entender el origen y la ruta preferencial de los hidrocarburos al yacimiento actual y sumado a la definición de una *historia tectónica* permitirá establecer las huellas estructurales que se encuentran presentes y que pudieron incidir en la distribución actual de los fluidos presentes.

Cabe destacar que los efectos regionales tienen impacto a escala local. El nivel de complejidad asociado al modelamiento de un yacimiento, puede tener su raíz en los complejos fenómenos regionales que tuvieron ocurrencia durante largos tiempos y que eventualmente, permitirían explicar la presencia de hidrocarburos en determinada zona.

En el caso de Campo Colorado, un estudio de los eventos regionales (estudio que no se ha hecho a la fecha) podría aclarar el origen de los fluidos presentes y la arquitectura que los distribuye espacialmente en el campo, sobre todo en la vertical. Igualmente permitiría corroborar el sistema de fallas presentes y a su vez, le daría peso a los potenciales cálculos de fluidos in situ que se realicen con la información disponible.

En la Figura 14 se expone una clasificación general de los tipos de yacimientos en general que se pueden encontrar. Esta clasificación permite darse una idea conceptual de cuál puede ser el nivel de complejidad asociado a cada uno de los tipos y en general, puede permitir ubicar a esos modelos conceptuales en un contexto más real.

**Figura 14.** Modelos de yacimientos en general.



**Fuente:** SANTAFÉ, E. "Metodología para reactivación de campos maduros usando simulación numérica de yacimientos" 2010.

## **2.4. METODOLOGÍA PLANTEADA.**

La metodología planteada para la correcta caracterización estática de un yacimiento que presenta un tipo de ambiente de depositación como el perteneciente al *Sector Model* del Campo, está basada en una metodología particular presentada por Calderón y Caballero<sup>4</sup>. Esta metodología consta de cinco fases.

- Verificación de la información
- Correlación de núcleos
- Correlación de registros
- Interpretación sísmica
- Integración y discusión de resultados

### **2.4.1. Verificación de la información**

En esta primera fase además de realizar una revisión de los fundamentos teóricos relacionados con ambientes fluviales, se efectúa una recopilación bibliográfica del sector estudiado, siendo muy importante en este proceso obtener y depurar apropiadamente datos como lo son; mapa de estado de los pozos del campo, columnas estratigráficas de pozos, informes estratigráficos de la zona, geología estructural del campo, registros SP de los pozos, información de núcleos, informes de estudios anteriores, artículos geológicos, e información de la sísmica y modelamiento. Por último, se debe determinar el tipo de canal presente en la zona para encaminar los posteriores estudios.

---

<sup>4</sup> CALDERÓN, E. BLANCO, W. “Modelo Geológico 3D a partir de la Aplicación de Atributos Sísmicos en Ambientes de Depósito Fluviales”

### **2.4.2. Correlación de núcleos.**

Con información recolectada se procede a la selección de los núcleos disponibles, en la cual mediante la profundidad se debe revisar y documentar de base a tope la litología con sus respectivos tamaños de grano, texturas y estructuras sedimentarias, facies sedimentarias como areniscas bioturbadas, areniscas bioturbadas con estatificación cruzada, areniscas, limolita bioturbada, entre otros, subambientes, y posteriormente es necesario corroborar los ambientes.

Finalmente, se amarra toda la información con la obtenida de los registros de pozos, por lo que esta fase queda resumida en estos tres pasos; selección de núcleos, revisión y documentación de datos sedimentológicos, y amarre con registros de pozos.

### **2.4.3. Correlación con registros**

En esta Fase se realiza la selección del set de registros basados en la información recolectada de los registros existentes en la zona. Una vez seleccionados los registros, se identifican los registros ya correlacionados, y se hacen correlaciones en los casos en donde sea necesario. Posteriormente se amarran en profundidad con los núcleos y se corrobora el ambiente sedimentario quedando esta fase resumida en cuatro pasos; selección set de registros, correlación de registros sin correlacionar, amarre con núcleos y corroboración de ambiente sedimentario.

Es importante tener en cuenta a la hora de ejecutar esta fase de la metodología que las correlaciones entre pozos deber realizarse solo cuando se considere de vital importancia y existan indicios de que se presenta una ligera continuidad de geológica entre pozo y pozo.

#### **2.4.4. Interpretación sísmica**

Luego de la fase de recopilación, verificación y análisis de la información, correlación de núcleos, correlación con registros se continúa con la adquisición de un cubo sísmico propio de la zona de estudio. Se debe tener en cuenta la información preexistente de la zona donde se determinaron los núcleos con mayor presencia de canales. Allí es importante trazar gran cantidad de horizontes, los cuales pueden mejorar la visualización de la zona. A continuación se definen los pasos a seguir de manera general en esta fase:

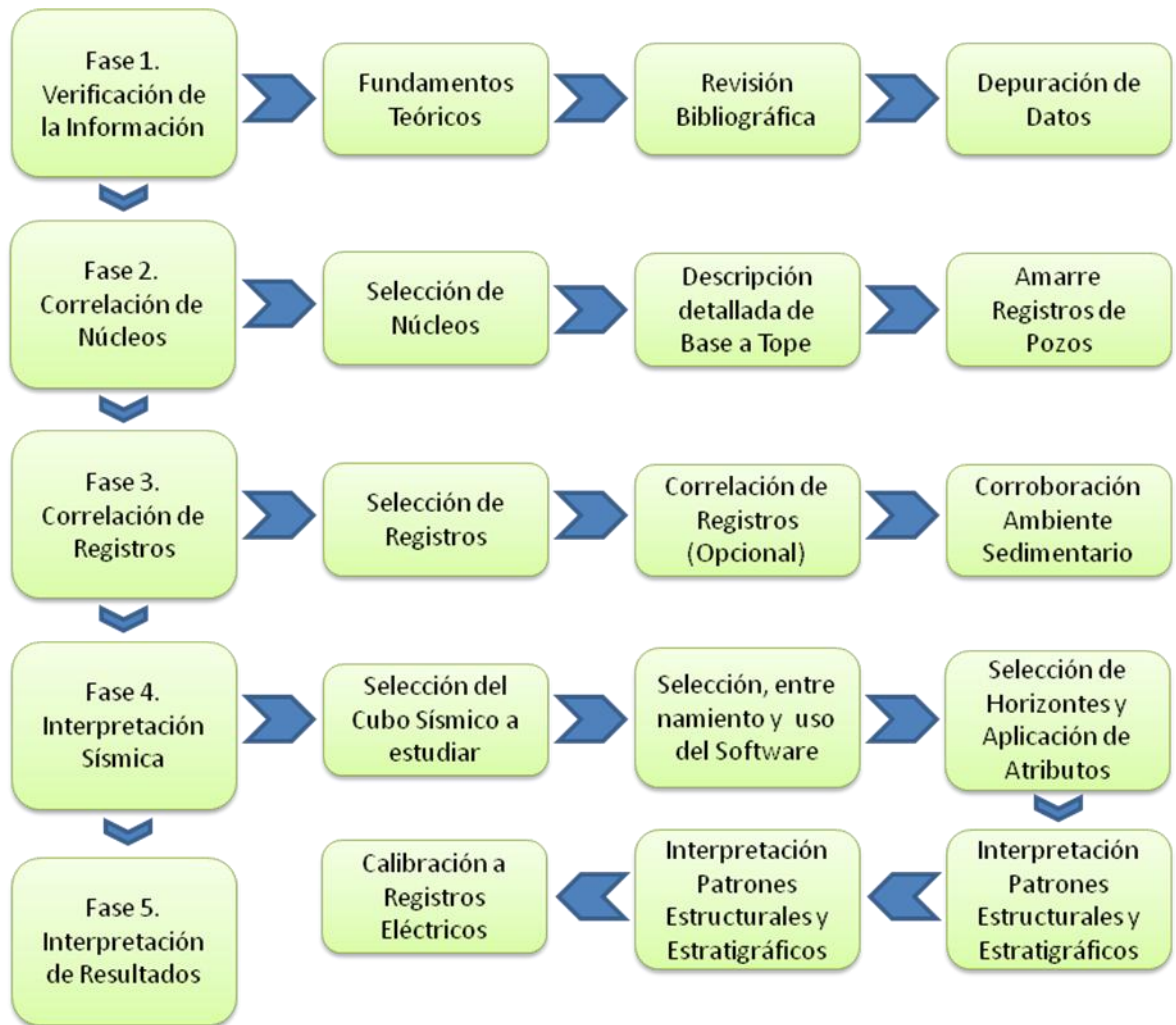
- Selección del cubo sísmico a estudiar.
- Elección del(los) software(s) a utilizar.
- Entrenamiento del(los) software(s) a utilizar.
- Carga de datos sísmicos a los programas.
- Selección de horizontes a interpretar en el cubo sísmico.
- Aplicación de atributos sísmicos a los horizontes escogidos.
- Interpretación de acuerdo a los patrones estratigráficos y estructurales.
- Realización de mapas de atributos sísmicos.
- Visualización perspectiva 3D.
- Calibración de registros eléctricos.

#### **2.4.5. Interpretación de resultados**

Durante esta fase se procede a la integración sistemática de toda la información utilizada, como son, los horizontes de atributos sísmicos, (horizonte de coherencia, de extracción de amplitud, de descomposición espectral y horizonte de convolución laplaciana), descripción de núcleos y registros eléctricos del área de estudio, mediante la cual se debe confirmar la existencia o no de canales en la zona de estudio y finalmente reportar una completa descripción de estos.

A continuación se presenta un esquema que resume la metodología planteada a lo largo del capítulo.

**Figura 15.** Esquema de la metodología planteada.



**Fuente:** Autores del proyecto.

### **3. INFORMACIÓN EMPLEADA PARA EL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA EL CAMPO COLORADO**

Durante la etapa de explotación de un yacimiento, es de gran importancia elaborar modelos de simulación a partir de la información estática y dinámica del yacimiento, con la cual sea posible reproducir el comportamiento histórico de producción. De esta manera es posible obtener una herramienta que permita predecir las condiciones de producción bajo diversos escenarios, con el fin de establecer la óptima estrategia de explotación del yacimiento en estudio.

Un modelo de simulación es de gran importancia ya que permite:

- Conocer el volumen original de petróleo (OOIP).
- Entender el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento del yacimiento bajo diversos mecanismos de desplazamiento.
- Determinar el efecto de la localización de los pozos y su espaciamiento en la productividad del yacimiento.
- Representar el comportamiento del yacimiento bajo un mecanismo de recobro.
- Planear escenarios de producción futuros.
- Realizar un estudio económico para determinar costos de producción.

La efectividad de un modelo de simulación va sujeto a la calidad de la información con la que se cuente, por ello es indispensable realizar estudios orientados a una

adecuada caracterización petrofísica y de fluidos, además de una buena medición en cuanto a los fluidos de producción.

En el caso de Campo Colorado la información es deficiente, debido a que en este yacimiento no se ha realizado un estudio que se concentre en determinar un modelo estratigráfico y sedimentológico que se base en el tipo de ambiente que presenta. Los yacimientos formados bajo un ambiente de depositación fluvial se caracterizan por la presencia de canales de arena, por lo cual se requiere estudiar de manera detallada la presencia de estos en el campo.

Con base en la información disponible presentada en el primer capítulo de este proyecto fueron elaborados dos modelos de simulación con el fin de determinar y evaluar el impacto que tienen las variables críticas en este tipo de yacimiento.

### **3.1. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTATICO**

La elaboración del modelo estático es el primer paso y el más importante para la recreación de un escenario de simulación, ya que una buena representación de éste en comparación a la realidad permite lograr buenos resultados a la hora de reproducir el comportamiento histórico de producción y contar con un buen escenario de predicción.

Como fue mencionado anteriormente el Campo Colorado se encuentra dividido en siete bloques: I, IB, II, III, IV, V y VI. El objetivo de este proyecto se centra en la realización de un estudio de un modelo conceptual de simulación para los bloques I, IB y II de las arenas Mugrosa B1, B2, C1 y C2.

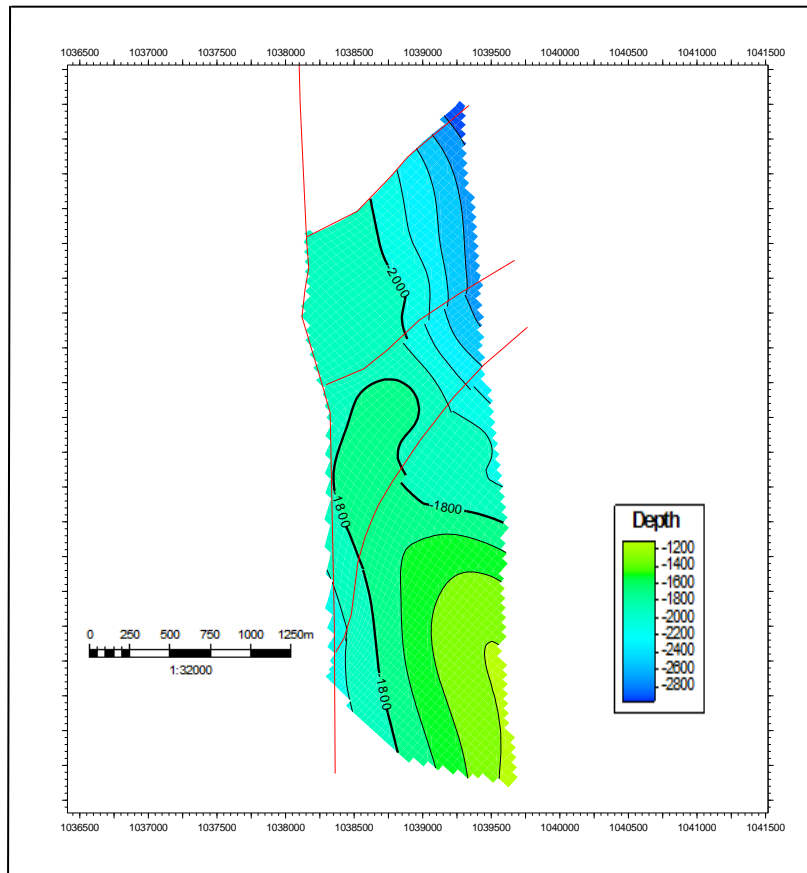
#### **3.1.1. Mapas Estructurales**

Para la construcción del Grid de simulación fue empleado el proyecto elaborado en Petrel por la empresa LITHOILD LTDA., en el cual se encuentran los modelos

estructurales y mapas de isopropiedades para cada capa, las cuales incluyen, porosidad, espesor neto y saturación de agua, dichos mapas fueron realizados creando curvas de contorno con base en valores promedios fijados en la ubicación de los pozos.

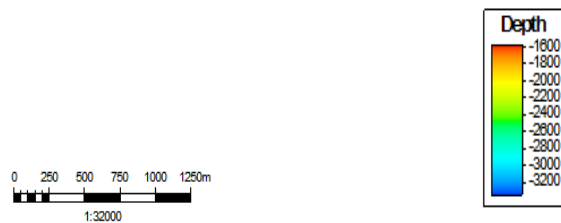
Debido a la incertidumbre de la información estructural del modelo de LITHOILD LTDA. se optó por emplear los mapas estructurales elaborados en PETREL por el estudiante de Geología Henry Ochoa. En las *Figuras* 16, 17,18, 19, 20 y 21 pueden apreciarse dichos mapas, además se presentan las fallas que delimitan cada uno de los bloques en el modelo correspondientes a las zonas B1, B2, C1, C2 y Tope Esmeraldas.

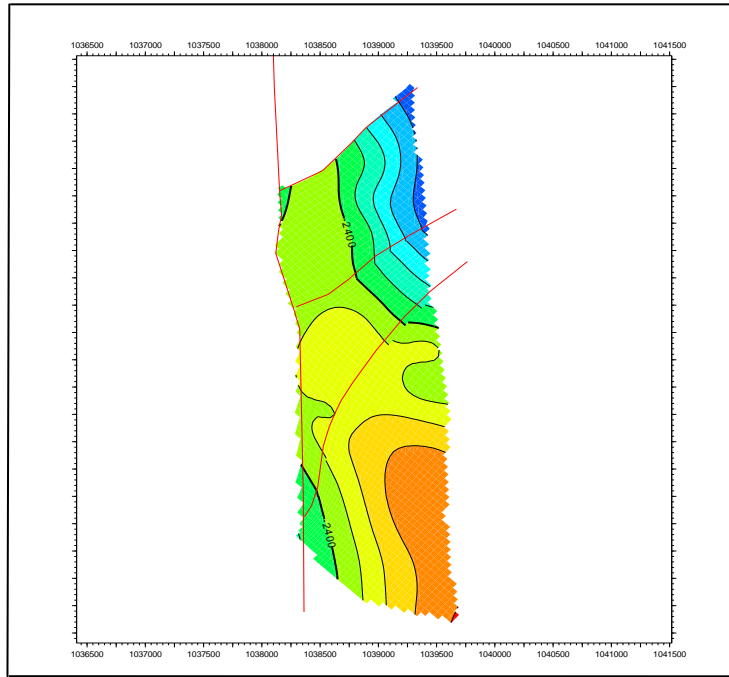
**Figura 16.** Mapas estructurales para Mugrosa B1 en los bloques I, IB y II.



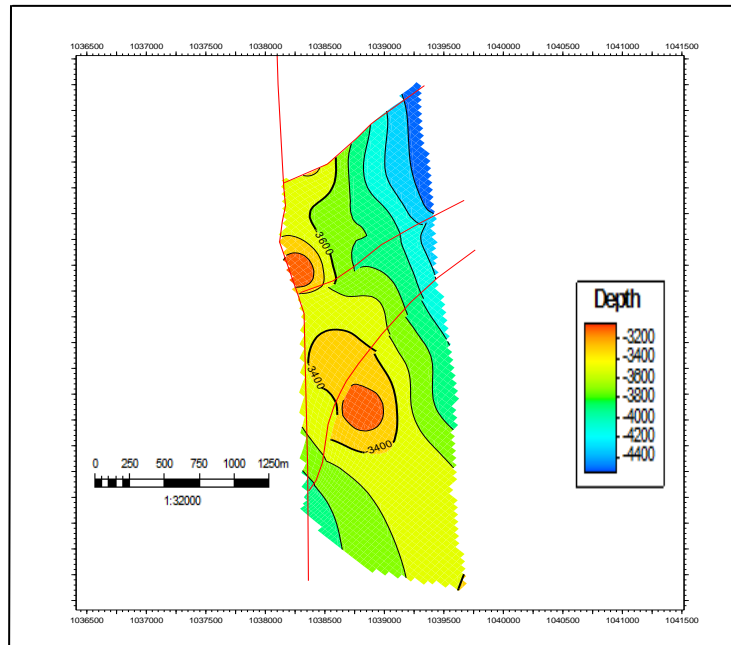
**Fuente:** OCHOA H. Mapa Estructural 3D, Proyecto Petrel.

**Figura 17.** Mapas estructurales para Mugrosa B1 en los bloques I, IB y II.



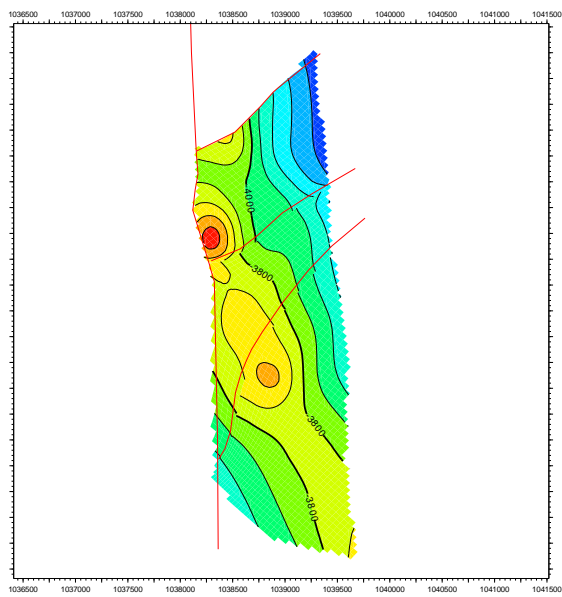


**Figura 18.** Mapas estructurales para Mugrosa C1 en los bloques I, IB y II.

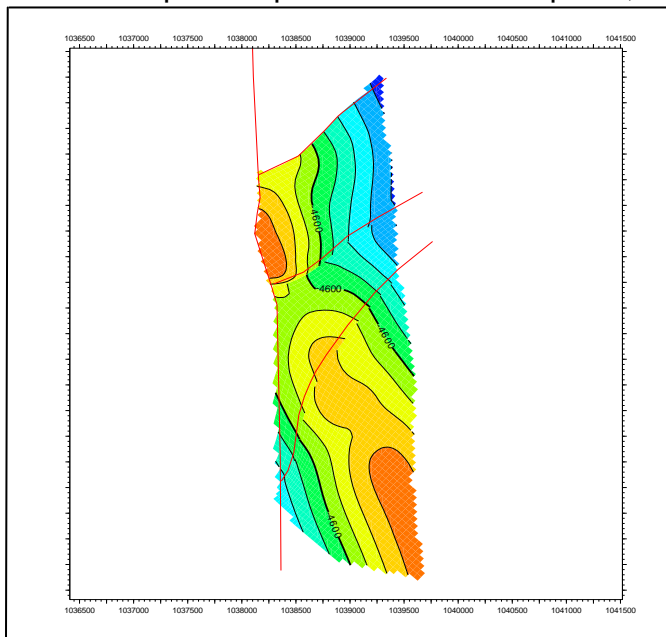


**Fuente:** OCHOA H. Mapa Estructural 3D, Proyecto Petrel.

**Figura 19.** Mapas estructurales para Mugrosa C2 en los bloques I, IB y II.

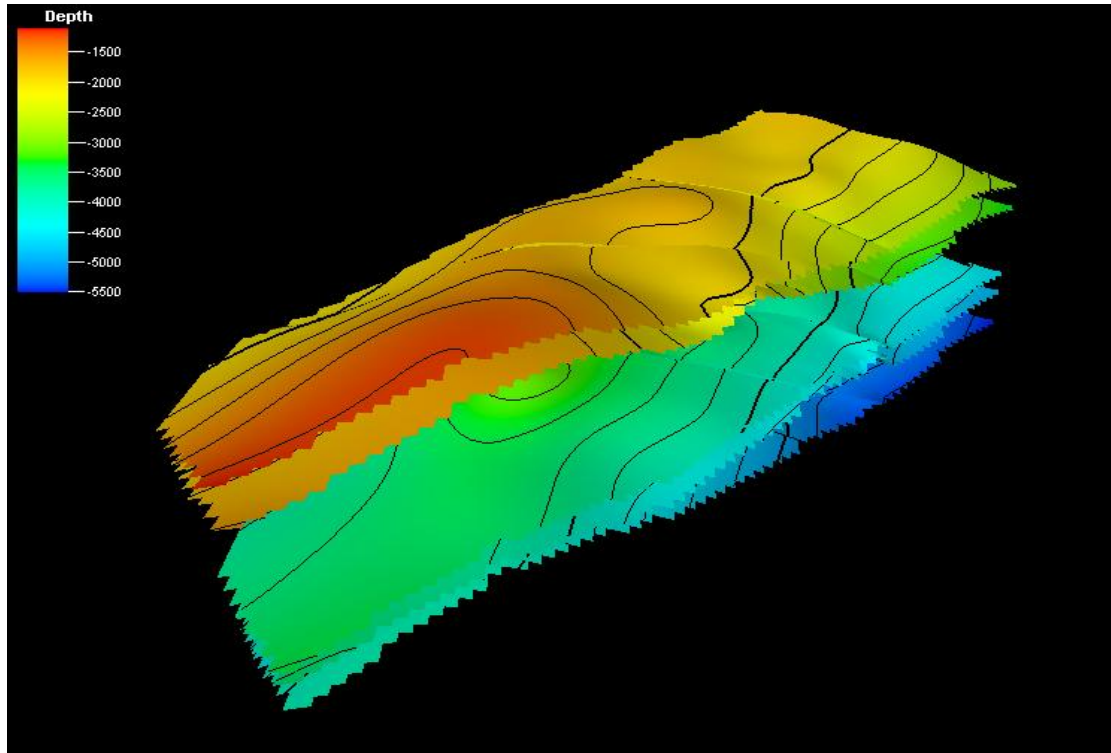


**Figura 20.** Mapa estructural para Tope Esmeraldas bloques I, IB y II.



**Fuente:** OCHOA H. Mapa Estructural 3D, Proyecto Petrel.

**Figura 21.** Mapas estructurales para bloques I, IB y II.

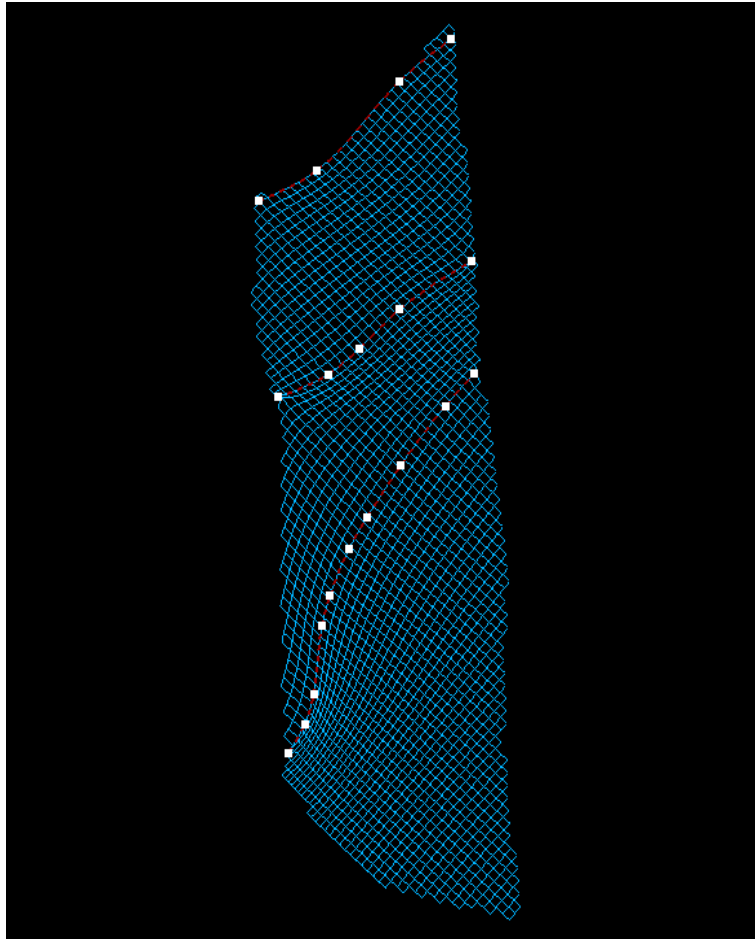


**Fuente:** OCHOA H. Mapa Estructural 3D, Proyecto Petrel.

### 3.1.2. Elaboración del Grid de simulación

Con base en la información estructural del Campo presentada anteriormente se construyó un Grid de simulación de 74x76x25 empleando el Software Petrel, dicho Grid está constituido por cuatro capas principales correspondientes a las subzonas Mugrosa B1, B2, C1 y C2; y a su vez estas fueron divididas de manera proporcional al espesor de cada capa. La geometría empleada en la generación del Grid de simulación fue de tipo Corner Point, además dicho enmallado fue generado de tal manera que las celdas estén dispuestas paralelas a la orientación de las fallas. Ver *Figura 22*

**Figura 22.** Vista areal del enmallado.

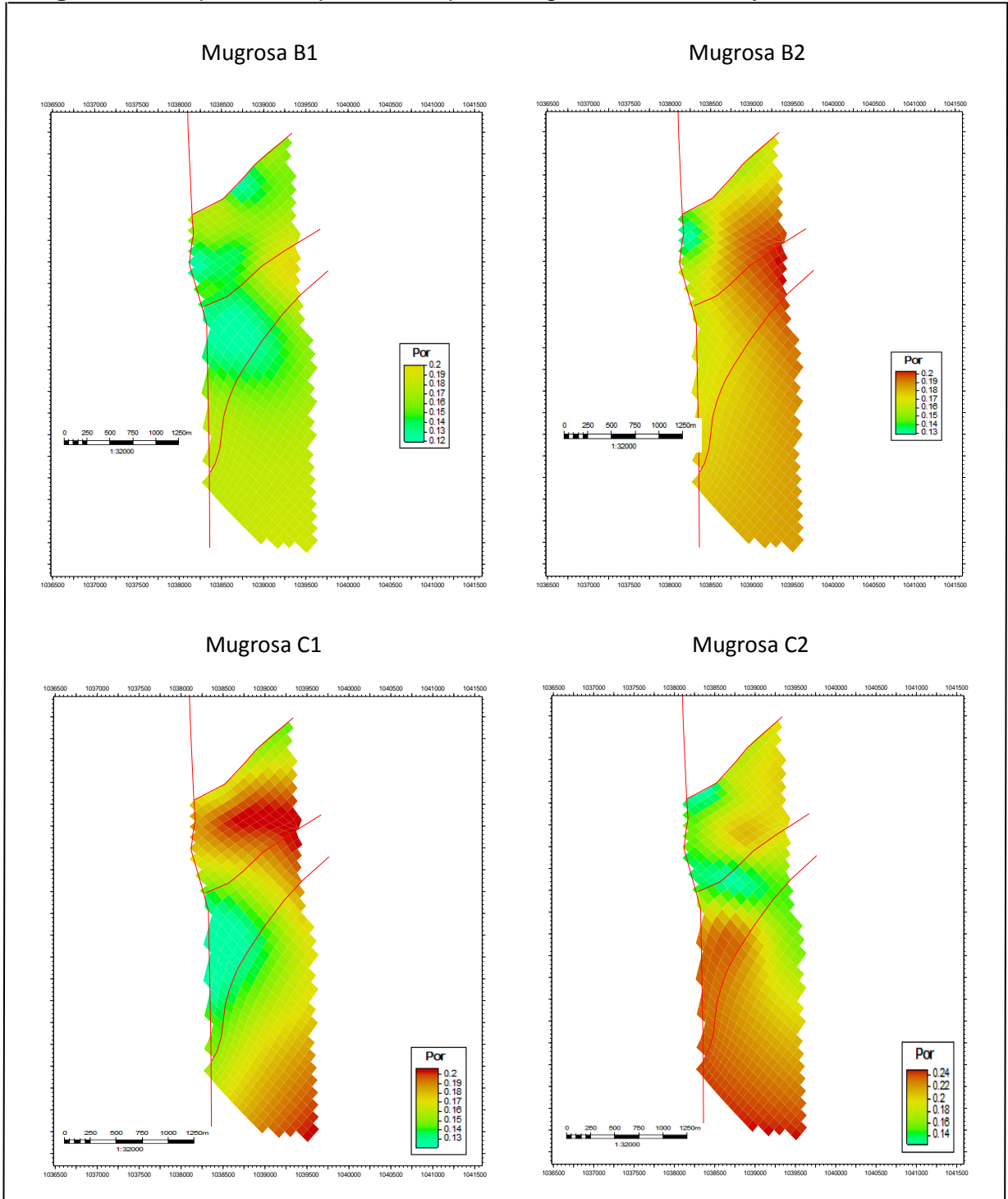


**Fuente:** Autores del proyecto.

### **3.1.3. Modelo Petrofísico**

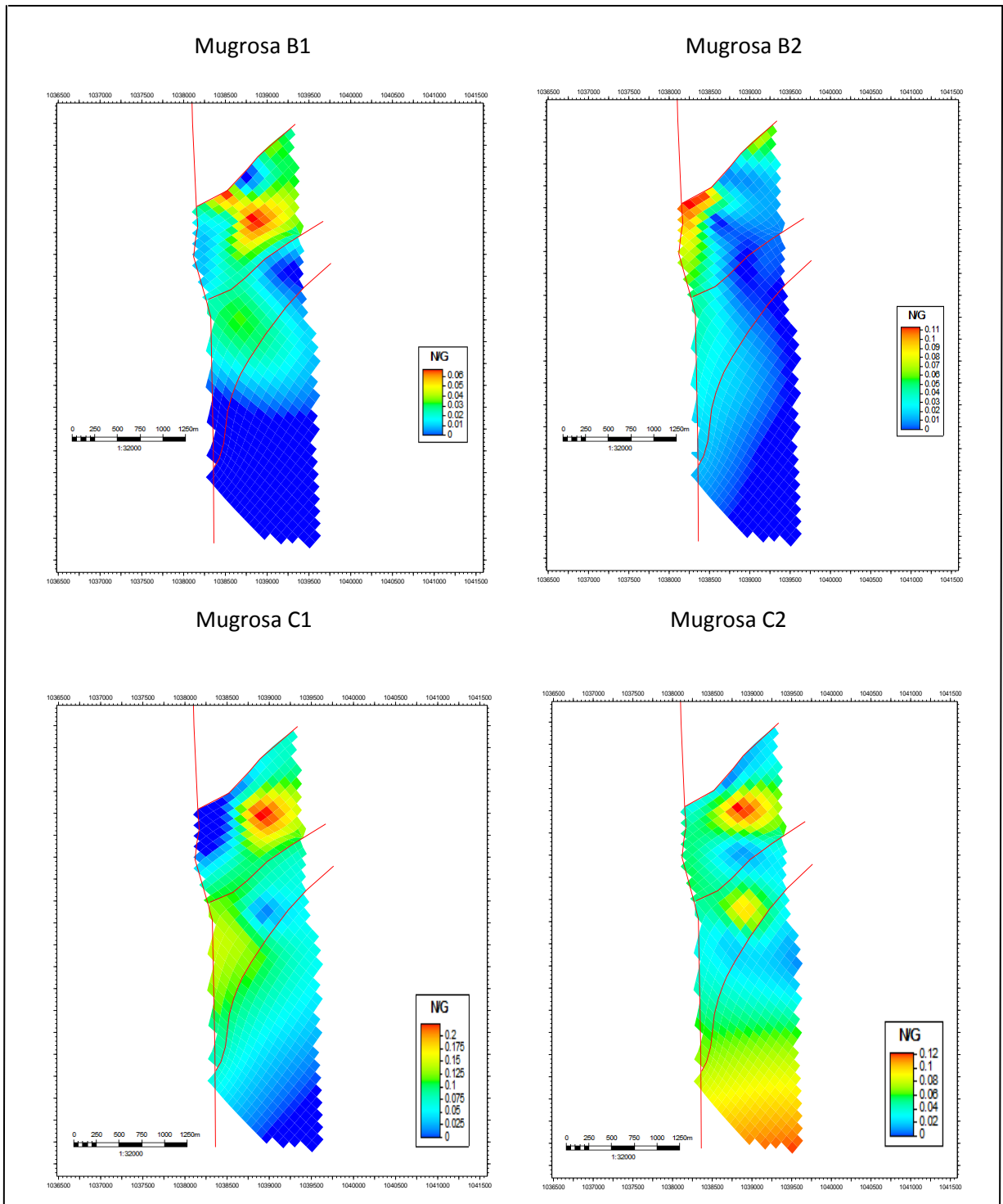
Para la distribución de propiedades en el modelo planteado fueron empleados los mapas de isoporosidad e isoespesores netos construidos por la empresa LITHOILD LTDA. Dichos mapas se realizaron determinando valores constantes para porosidad y espesor neto en cada pozo, posteriormente se construyeron líneas de contorno utilizando dichos valores. A continuación se presentan los mapas de isopropiedades para cada una de las Subzonas mencionados anteriormente, Ver *Figuras 23 y 24*.

**Figura 23.** Mapas de isoporosidad para Mugrosa B1, B2, C1 y C2.



**Fuente:** LITHOILD LTDA. Campo Integrado, Proyecto Petrel.

Figura 24. Mapas de isoespesores netos para Mugrosa B1, B2, C1 y C2.



Fuente: LITHOILD LTDA. Campo Integrado, Proyecto Petrel.

### 3.1.4. Permeabilidad

Para la determinación de la permeabilidad fue empleado el Informe de Geología Final Campo Colorado, 2003<sup>5</sup>. En este informe fueron empleados datos disponibles de laboratorio de mediciones de Porosidad-Permeabilidad, con la cual fue posible obtener la siguiente correlación que permite determinar la permeabilidad como función de la porosidad.

$$K = 0,0161707e^{0,3784659\phi}$$

## 3.2. MODELO DINAMICO

Esta sección hace referencia a las propiedades de los fluidos necesarias para modelar el flujo de fluidos en medios porosos, entre las que se encuentran información de permeabilidad, curvas PVT, curvas de permeabilidad relativa y curvas de presión capilar.

### 3.2.2. Información PVT

Como fue mencionado en el capítulo I de este proyecto, debido a la carencia de pruebas PVT para el *Sector Model* fue necesario emplear correlaciones con el fin de obtener un modelo sintético. Según la información disponible de fluidos, no es posible emplear un único PVT para modelar las arenas Mugrosa B y C, ya que los fluidos presentes en cada una de ellas son completamente diferentes. En la *Tabla 10* es posible apreciar las características de cada zona.

---

<sup>5</sup> DUQUE, C.A. Informe Geológico final Campo Colorado, Diciembre de 2003

**Tabla 10.** Características para arenas B y C.

<b>Temperatura yacimiento</b>	°F	104	174
<b>Pb</b>	Psia	648	2078
<b>Gravedad específica Gas Separador</b>	Fracción	0,958	0,937
<b>Bo @ Pb</b>	Bbl/STB	1,091	1,401
<b>Rs @ Pb</b>	SCF/STB	228	648
<b><math>\mu_o</math> @ Pb</b>	Cp	1,64	0,462
<b>API</b>		41,2	39,7

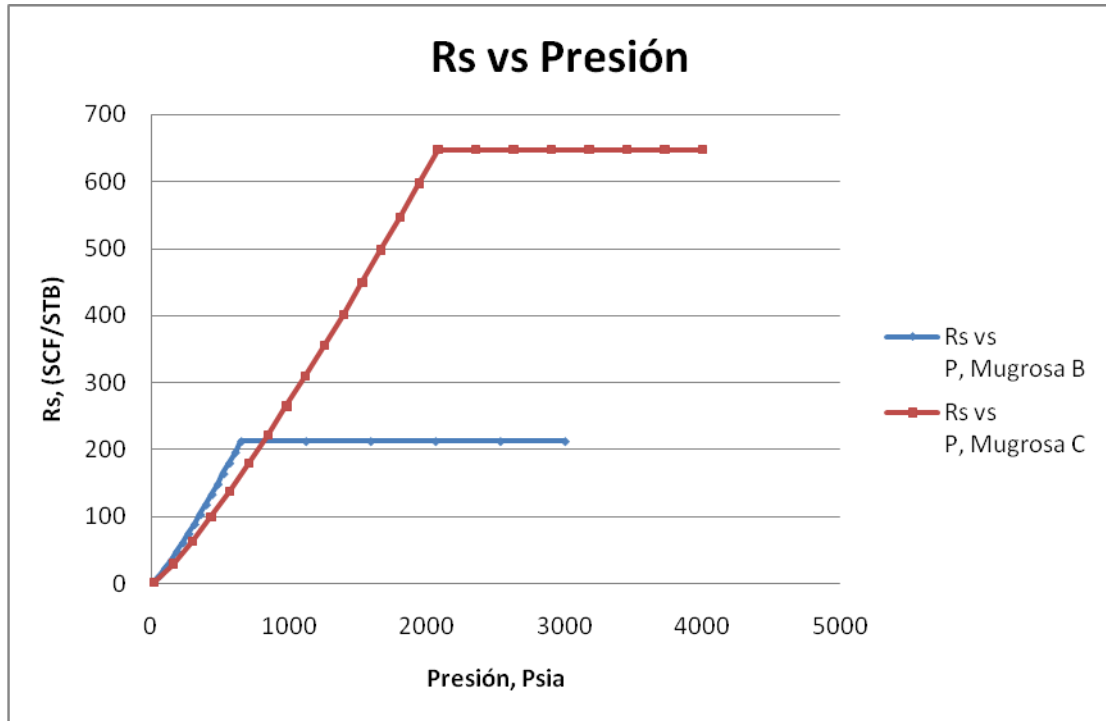
**Fuente:** ARIZA E., Determinación del Umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado.

### 3.2.2.1. PVT del petróleo para Mugrosa B y C.

En esta etapa del proyecto se construyen las curvas de  $R_s$ ,  $B_o$  y  $\mu_o$  en función de la presión, empleando correlaciones de la literatura. De manera detallada se presenta a continuación el procedimiento empleado para la elaboración de cada una de las curvas mencionadas anteriormente. Las correlaciones empleadas en esta sección se encuentran reportadas en el Anexo A.

- **$R_s$  vs  $P$ :** para la construcción de esta curva fue empleada la correlación de Vasquez Beggs debido a que dentro de la información disponible se cuenta con la gravedad específica del gas a condiciones de separador. Los datos utilizados se encuentran reportados en la Tabla 10, expuesta anteriormente. A continuación son presentadas las curvas de  $R_s$  vs  $P$  para cada una de la arenas, ver Figura 25.

**Figura 25.** Rs en función de la presión para Mugrosa B y C.



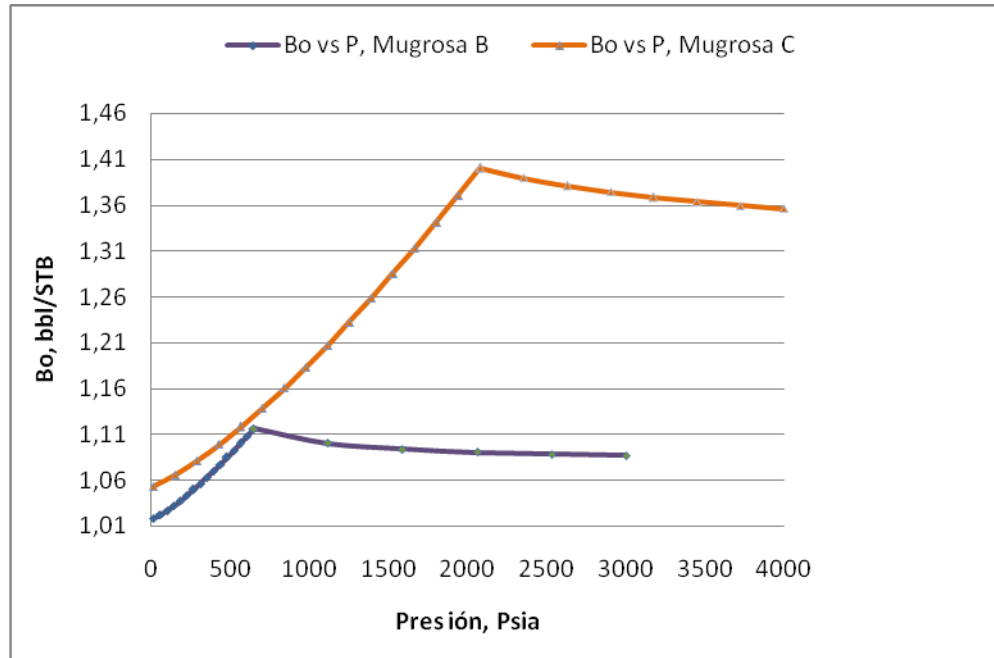
**Fuente:** Autores del proyecto.

- **Bo vs P:** debido a que el factor volumétrico de formación presenta un tipo de comportamiento muy particular respecto a la presión fueron empleadas la correlaciones de *Standing*<sup>6</sup> para modelar la tendencia por debajo de la presión de burbuja y la “expresión matemática típica” para presiones por encima del punto de saturación, la cual es función de la compresibilidad del petróleo, por lo cual se hizo uso del modelo de *Vasquez Beggs*<sup>7</sup> para determinarla a cualquier presión. Ambas correlaciones se presentan a continuación junto con las curvas de Bo vs P para cada arena, ver *Figura 26*.

<sup>6</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001, page. 94.

<sup>7</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001, page.99.

**Figura 26.** Bo en función de la presión para Mugrosa B y C.



**Fuente:** Autores del proyecto.

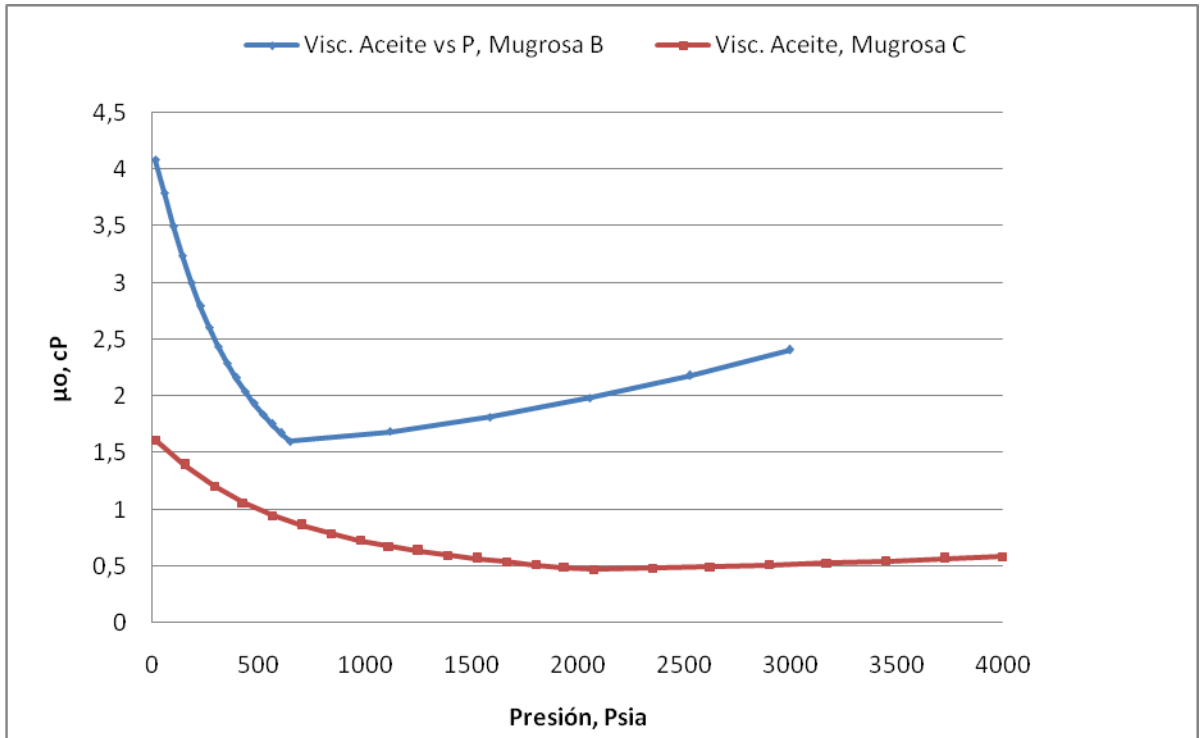
- **$\mu_o$  vs P:** Para la determinación de la viscosidad fueron empleadas tres tipos de correlaciones, *Beas*<sup>8</sup> junto con *Beggs Robinson*<sup>9</sup> fueron empleadas para determinar la viscosidad por debajo del punto de saturación, mientras que para presiones superiores a las del punto de burbuja se empleó la correlación de *Vasquez Beggs*<sup>10</sup>. A continuación se presentan la curva de viscosidad en función de la presión, ver *Figura 27*.

<sup>8</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001, page. 109 -110.

<sup>9</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001, page.112.

<sup>10</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001, page.112-113.

**Figura 27.** Viscosidad del petróleo en función de la presión para Mugrosa B y C.



**Fuente:** Autores del proyecto.

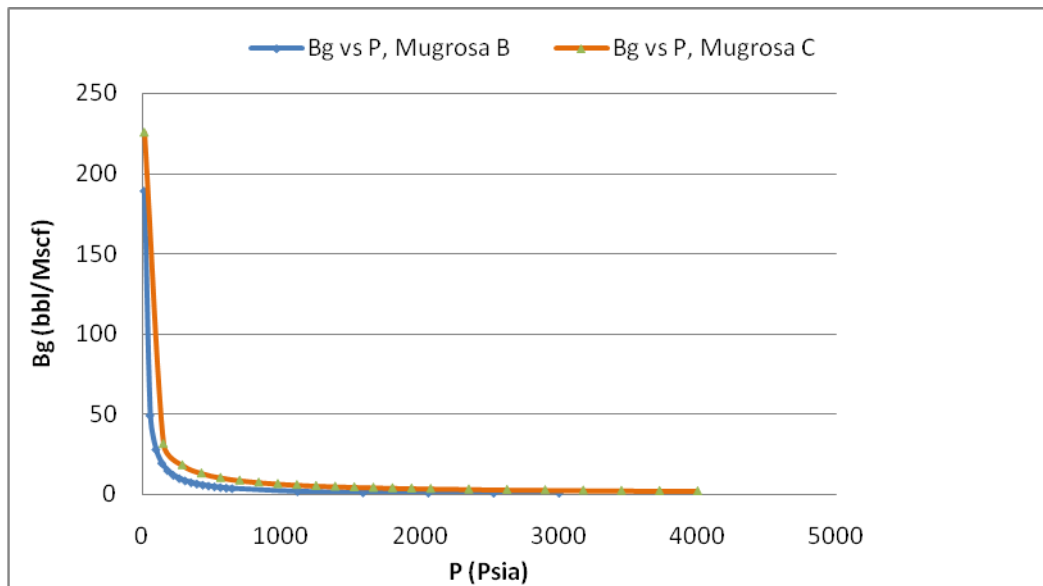
### 3.2.2.2. PVT del Gas para Mugrosa B y C.

En cuanto a la información necesaria para modelar el gas, el simulador requiere que se conozcan las curvas de  $B_g$  y  $\mu_g$  en función de la presión. En primer lugar debido a la carencia de un estudio PVT del gas las variables pseudocriticas fueron determinadas empleando las correlaciones de *Standing*<sup>11</sup>. De manera similar al planteamiento realizado en la determinación del PVT del petróleo se presenta de forma detallada cada una de las curvas en su proceso de realización.

<sup>11</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001

- **B<sub>g</sub> vs P:** Para la determinación del factor volumétrico de formación del gas (B<sub>g</sub>) es necesario conocer el factor de compresibilidad (z) por lo que se requiere emplear correlaciones que permitan estimar este factor. El método de *Hall Yarborough*<sup>12</sup> resulta ser muy eficiente para describir el comportamiento de z respecto a la presión; en el anexo A puede encontrarse dicha correlación, además del procedimiento a seguir. La curva obtenida es presentada a continuación, ver *Figura 28*.

**Figura 28.** B<sub>g</sub> en función de la presión para Mugrosa B y C.

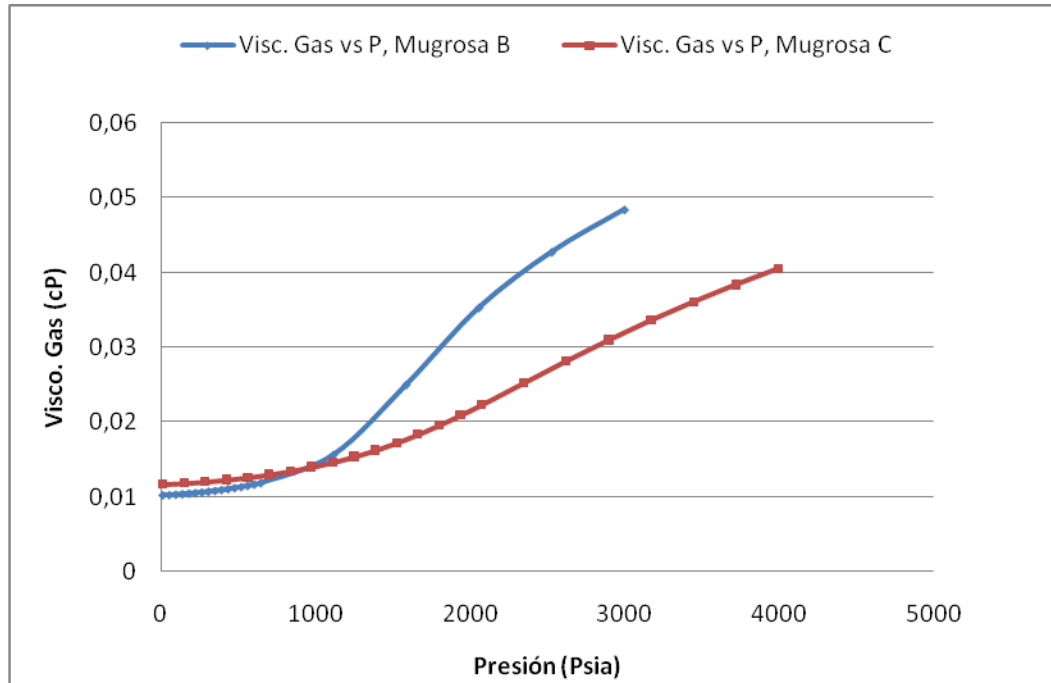


**Fuente:** Autores del proyecto.

- **μ<sub>g</sub> vs P:** En la determinación de la viscosidad fue empleada la correlación de Lee-Golzalez-Eakin la cual se encuentra en el Anexo A al igual que las correlaciones anteriores. La curva obtenida es presentada a continuación, ver *Figura 29*.

<sup>12</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001

**Figura 29.**  $\mu_g$  en función de la presión para Mugrosa B y C.



**Fuente:** Autores del proyecto.

### 3.2.3 Información del agua de producción

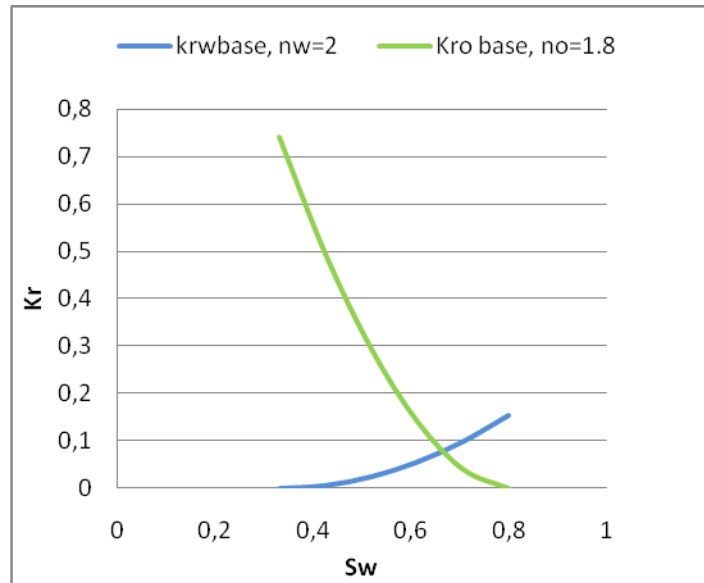
Para el caso del agua se tomó un factor volumétrico de formación de 1.01658 bbl/STB, una compresibilidad de  $3 \times 10^{-6}$   $\text{psi}^{-1}$  y una viscosidad de 0.62582 cP reportadas en el informe de simulación realizado al campo en el 2008.

### 3.2.4. Permeabilidades Relativas

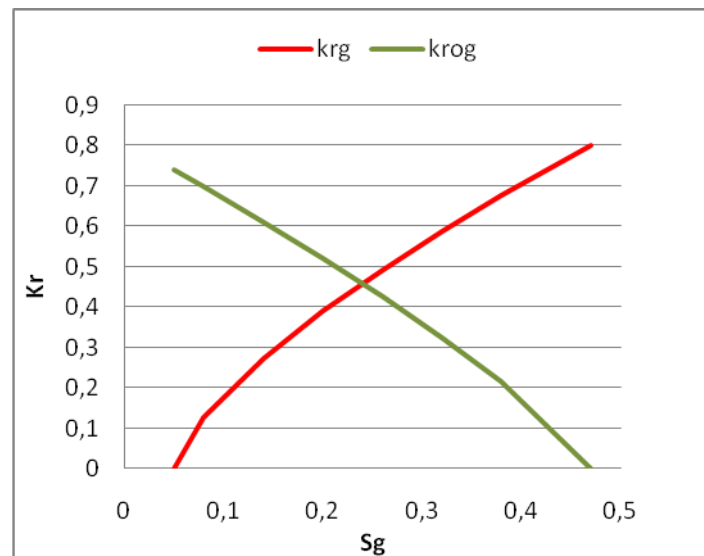
Para esta sección fue empleada la información disponible reportada en el Informe de Simulación realizado para Campo Escuela, 2008. Según dicho informe no hay antecedentes de curvas de permeabilidad relativa, sólo se cuenta con una prueba de desplazamiento realizada en el pozo Col 27 de la cual fueron obtenidos los *end points*. Para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa fueron

empleadas las correlaciones de *Hirasaki*<sup>13</sup>, las cuales se encuentran reportadas en el Anexo A. En las Figuras 30 y 31 pueden apreciarse las curvas obtenidas.

**Figura 30.** Curvas de Kr para petróleo y agua.



**Figura 31.** Curvas de krg y krog.



**Fuente:** Autores del proyecto.

<sup>13</sup> AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001

### 3.2.5. Contactos Agua-Petróleo (WOC) y Gas-Petróleo (GOC)

Tomando como base la información expuesta en el primer capítulo de este trabajo perteneciente al informe de ECOPETROL 2003 sobre contactos, se seleccionaron los datos que corresponden a los pozos pertenecientes al *Sector Model*. Se optó por utilizar para la zona B dos valores de contacto de Agua-Petróleo pertenecientes; el primero, al pozo Col 25 y el segundo, al pozo Col 22. Para la zona C se utilizó un dato perteneciente al pozo Col 38, completando así los valores correspondientes a las tres regiones de equilibrio.

Como se planteó en el primer capítulo, existe en la literatura un solo reporte de contacto Gas-Petróleo perteneciente al pozo Col 19, por lo cual se estableció un contacto de este tipo en el modelo. A continuación se presenta los contactos pertenecientes al *Sector Model*:

**Tabla 11.** Datos sobre contactos Mugrosa B.

I	B1	OWC	1810	25
IB	B1	OWC	1748	22
II	B1	OWC	1456	70
I	B2	OWC	2141	23
IB	B2	OWC	2885	23
II	B2	OWC	2702	70

**Tabla 12.** Datos sobre contactos Mugrosa C.

I	C1	OWC	3215	38
IB	C1	OWC	3591	28
II	C1	OWC	3711	11
I	C2	OWC	3742	24
IB	C2	OWC	3567	60
IB	C2	OGC	3291	19
II	C2	OWC	4115	11

**Fuente:** ECOPETROL, Informe Final Geología Campo Colorado 2003.

### 3.3. INFORMACIÓN UTILIZADA DE PRODUCCIÓN Y POZO

En esta sección se hizo uso de los datos disponibles en el Software OFM, donde se encuentra la información de producción de cada pozo por arena, eventos históricos y localización de los mismos. Los pozos ubicados en el área de estudio junto con la producción acumulada de cada fluido por arena se encuentran resumidos en las *Tablas 13 y 14*.

**Tabla 13.** Producción acumulada por pozo para la arena Mugrosa B.

POZO	OIL	GAS	WATER	FECHA INICIO	FECHA FIN
COLO10B	2893,04	7666,59	64,40	01/09/1946	01/01/1964
COLO11B	181,09	181,06	58,27	01/04/1946	01/12/1986
COLO13B	2572,00	9666,00	11246,00	01/04/1954	01/09/1954
COLO15B	4,93	46,07	10,65	01/12/1946	01/01/1947
COLO16B	21323,21	39751,40	814,19	01/08/1966	01/04/1978
COLO18B	25658,00	64316,00	135420,00	01/08/1954	01/01/1959
COLO19B	225292,85	728145,17	11522,23	01/09/1954	01/06/1994
COLO20B	2213,12	6503,98	72,66	01/08/1946	01/12/1965
COLO21B	325382,00	480843,00	232578,00	01/12/1946	01/10/1975
COLO22B	4,00	0,00	345,00	01/10/1954	01/02/1955
COLO23B	46917,93	77435,05	3324,45	01/04/1954	01/12/1986
COLO24B	482,53	12506,26	1,98	01/05/1954	01/02/1955
COLO25B	12879,68	32031,00	713,00	01/03/1954	--
COLO27B	713,93	2.873,05	62,45	01/09/1961	01/12/1986
COLO28B	312,68	5910,82	11,46	01/06/1954	01/03/1980
COLO31B	164726,00	468149,00	4074,00	01/11/1956	01/12/1996
COLO35B	903,98	9902,15	31,07	01/08/1959	01/09/1998
COLO38B	177213,73	310111,11	11714,92	01/08/1966	---
COLO53B	51,28	1041,13	1,36	01/06/1960	01/01/1989
COLO60B	8648,08	63667,01	426,59	01/03/1961	01/12/1986
COLO63B	240900,00	479463,00	70475,00	01/08/1961	01/12/1986
COLO64B	16753,00	28206,00	342,00	01/12/1961	01/04/1980
COLO76B	44176,51	170050,31	3125,77	01/03/1962	---
<b>TOTAL</b>	<b>1320203,57</b>	<b>2998465,16</b>	<b>486435,45</b>		

**Fuente:** Autores del proyecto.

**Tabla 14.** Producción acumulada por pozo para la arena Mugrosa C.

POZO	OIL	GAS	WATER	FECHA INICIO	FECHA FIN
COLO10C	172727,90	457727,38	3842,64	01/09/1946	01/01/1964
COLO11C	101813,95	101624,87	32696,62	01/04/1946	01/12/1986
COLO15C	222,07	2072,93	479,35	01/12/1946	01/01/1947
COLO16C	18151,79	36046,60	247,81	01/07/1954	01/04/1978
COLO19C	162769,28	568092,67	8144,70	01/09/1954	01/06/1994
COLO20C	239294,76	703230,10	7864,35	01/08/1946	01/12/1965
COLO23C	162565,06	200006,91	14940,98	01/04/1954	01/12/1986
COLO24C	52217,47	620967,74	3496,27	01/01/1954	01/04/1980
COLO27C	135403,93	456590,97	8114,26	01/01/1955	01/12/1986
COLO28C	67552,47	1277348,03	2535,70	01/06/1954	01/03/1980
COLO35C	113393,23	1108327,95	3064,47	01/01/1958	01/09/1998
COLO38C	354612,53	594104,43	23350,95	01/07/1954	---
COLO44C	296190,34	1486638,80	8244,67	01/11/1958	01/03/1996
COLO52C	163584,77	1340923,74	12683,35	01/03/1960	01/10/1989
COLO53C	117548,77	2386153,67	3917,24	01/06/1960	01/01/1989
COLO60C	6925,55	50986,83	341,66	01/03/1961	01/12/1986
COLO76C	1040,49	9512,68	23,02	01/11/1970	01/11/2005
<b>TOTAL</b>	<b>2166014,36</b>	<b>11400356,30</b>	<b>133988,04</b>		

**Fuente:** Autores del proyecto.

Tomando la información existente en la base de datos de OFM y realizando la sumatoria de la producción acumulada de los pozos correspondientes al *sector model*, se obtuvo la producción acumulada para los bloques I y II del campo. Luego se determinó la proporción entre este valor y la producción acumulada de la totalidad del campo. Finalmente se asumió esta misma proporción para tener una referencia en cuanto al OOIP del *sector model* con respecto a todo el campo. La *Tabla 15* muestra la relación directa que se asume para el OOIP:

**Tabla 15.** Relación supuesta entre producción acumulada y OOIP.

		ARENA B	ARENA C	TOTAL
PRODUCCIÓN ACUM. (MMBbls)	8,59	2,17	1,32	3,49
OOIP (MMBbls)	121	30,51	18,59	49,10

**Fuente:** Autores del proyecto.

## **4. PLANTEAMIENTO DEL MODELO CONCEPTUAL Y ANALISI DE SENSIBILIDAD EN EL AJUSTE HISTÓRICO**

En esta etapa del proyecto se construye el modelo de simulación conceptual empleando la información expuesta en el capítulo anterior. Debido al tipo de ambiente de depositación presentado para el Campo Colorado se realizaron dos modelos de simulación, el primero es un modelo realizado por capas y el segundo corresponde a un modelo elaborado con base en la estimación de las áreas de drenaje de cada pozo encontrado en el *Sector Model*, dichos modelos serán detallados más adelante; además será realizado un análisis de sensibilidad para las variables de mayor impacto en la realización del procedimiento de ajuste histórico.

La metodología empleada en este estudio de simulación es conocida como “Metodología Básica de Simulación de Yacimientos”, la cual se encuentra reportada de forma detallada en el Anexo B. Dicha metodología para el caso de este estudio será truncada en la etapa de ajuste histórico, debido a que por causa de la baja calidad de información no es posible contar con un modelo predictivo.

El Campo Colorado es modelado como un *Black Oil*, por lo cual fue escogido el Software ECLIPSE 100 para la realización de este estudio.

### **4.1 MODELO CONCEPTUAL POR CAPAS**

Este tipo de modelo fue diseñado empleando la información estructural presentada en el capítulo anterior, definiendo así cuatro capas principales que corresponden a las subzonas de Mugrosa B1, B2, C1 y C2. Las fallas de cada bloque fueron

construidas de manera vertical y entorno a ellas fue realizado el enmallado, el cual fue presentado en el capítulo anterior (Ver *Figura 22*). Debido al espesor de las arenas se decidió subdividir de manera proporcional cada una de las capas, dando como resultados 5 *layers* para B1, C1 y C2 y un total de 10 *layers* para B2. El Grid cuenta con un total de 140600 celdas distribuidas en una malla de 74x76x25.

Posterior a la construcción del Grid se realizó el poblamiento de propiedades correspondientes a la porosidad y espesor neto para cada una de las capas, para ello fueron empleados los mapas realizados por LITHOILD LTDA. presentados en la información del capítulo 3. Dichos mapas presentan una distribución de propiedades con variación de tipo areal, mas no vertical, es decir las propiedades son constantes en profundidad para cada capa, lo cual brinda demasiada incertidumbre respecto al tipo de yacimiento en estudio, ya que no permite tener en cuenta la existencia de canales o cuerpos arenosos conocidos como “lentes”. En la *figura 32* puede apreciarse una vista del modelo por capas.

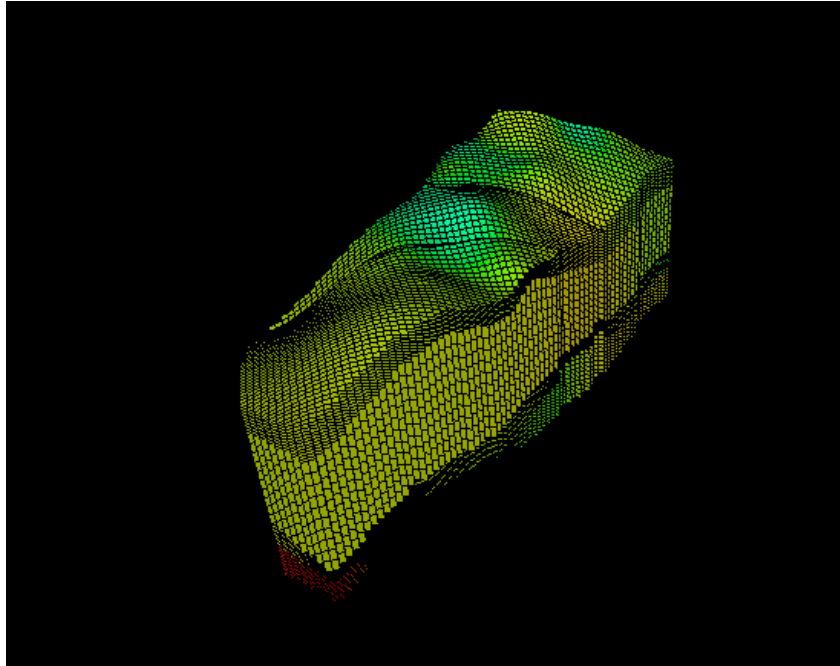
Para la estimación de la permeabilidad fue empleado el modelo planteado en el capítulo anterior, el cual permite determinar la permeabilidad en cada celda Con base en la porosidad de la misma.

Debido al comportamiento del campo fueron definidas tres regiones de equilibrio correspondientes a las zonas B1, B2 y C (C1 y C2), dichas regiones fueron elaboradas con base en la información de producción; B1 y B2 fueron separadas debido a que la primera de éstas reporta una alta producción de agua, mientras que B2 no posee tal característica. En el caso de la información PVT fue necesario plantear sólo dos regiones B y C. Respecto a las permeabilidades relativas fue empleado el mismo modelo para ambas regiones debido a la carencia de pruebas de laboratorio para la zona C.

En cuanto a la ubicación de los contactos agua-petróleo (WOC) y gas-petróleo (GOC) fueron empleados los datos presentados en el capítulo anterior.

La información de producción y de pozo fue organizada en los correspondientes archivos y con base en esto fue elaborado el archivo *Schedule*.

**Figura 32.** Vista 3D de modelo de capas.



**Fuente:** Proyecto Petrel, LITHOILD LTDA.

#### 4.1.1 Inicialización

Luego de ingresar la información del modelo al Software, se realiza una corrida inicial para verificar que el OOIP sea cercano a los reportes disponibles para el yacimiento en estudio. En el caso de Campo Colorado se desconoce un valor estimado de OOIP para los bloques I, IB y II, por lo cual es difícil determinar la certeza del modelo planteado. Sin embargo con el objeto de tener una idea del OOIP de estos bloques, se calculó con base en el porcentaje de la producción de estos tres bloques respecto al total. En la *Tabla 16* puede observarse el OOIP promediado para los bloques y el obtenido por el modelo de simulación planteado

**Tabla 16.** Comparación del OOIP.

<b>Estimado % producción</b>	49.1
<b>Modelo Conceptual por capas</b>	54.8

**Fuente:** Autores del proyecto

Como se puede apreciar el OOIP calculado por el simulador se encuentra bastante cerca al valor estimado para el *Sector Model*. Sin embargo, es necesario aclarar que el petróleo original puede ser mayor, por lo que no es posible indicar que tan alejado se encuentra el obtenido en el modelo por capas.

#### **4.1.2. Ajuste Histórico**

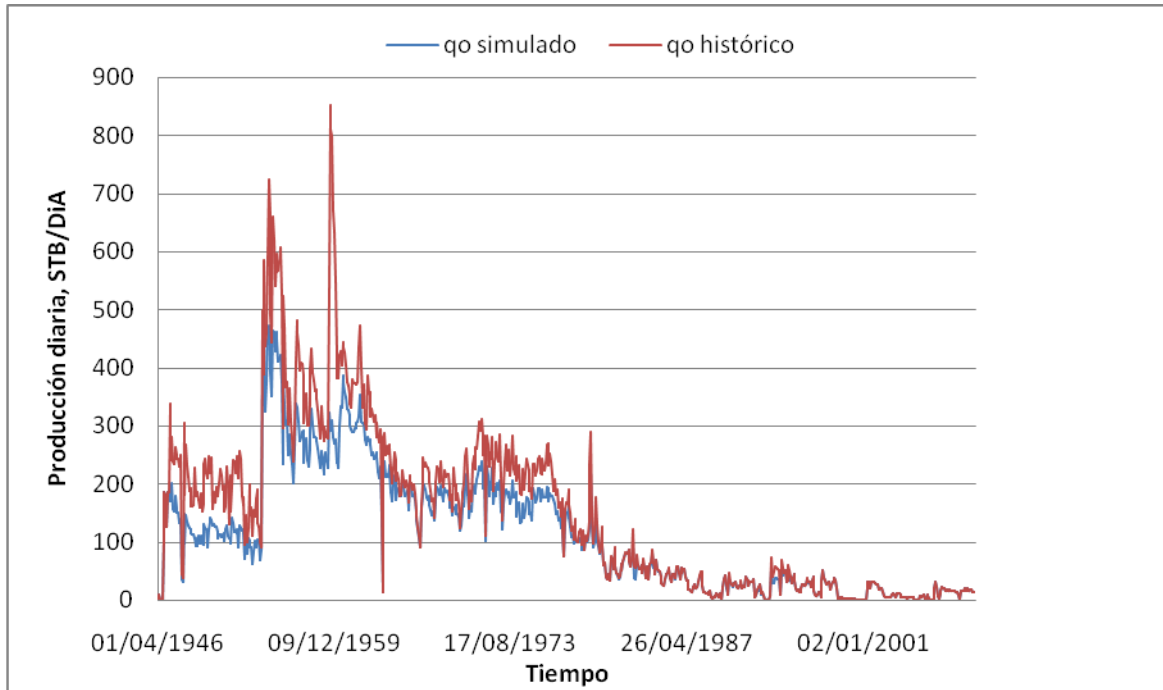
El comportamiento del yacimiento es influenciado por muchos factores; permeabilidad, porosidad, espesores, distribuciones de saturación, permeabilidad relativa, etc. que no son precisamente conocidos a lo largo de todo el yacimiento.

El primer paso en el ajuste histórico es calcular el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor data disponible. Los resultados son comparados con el historial de los pozos del campo. Si la relación no es satisfactoria, entonces datos como los de permeabilidad, permeabilidad relativa, y porosidad son variados de una corrida a otra hasta que sea logrado un ajuste satisfactorio. El simulador es usado luego para predecir el comportamiento del yacimiento con planes alternativos de operación.

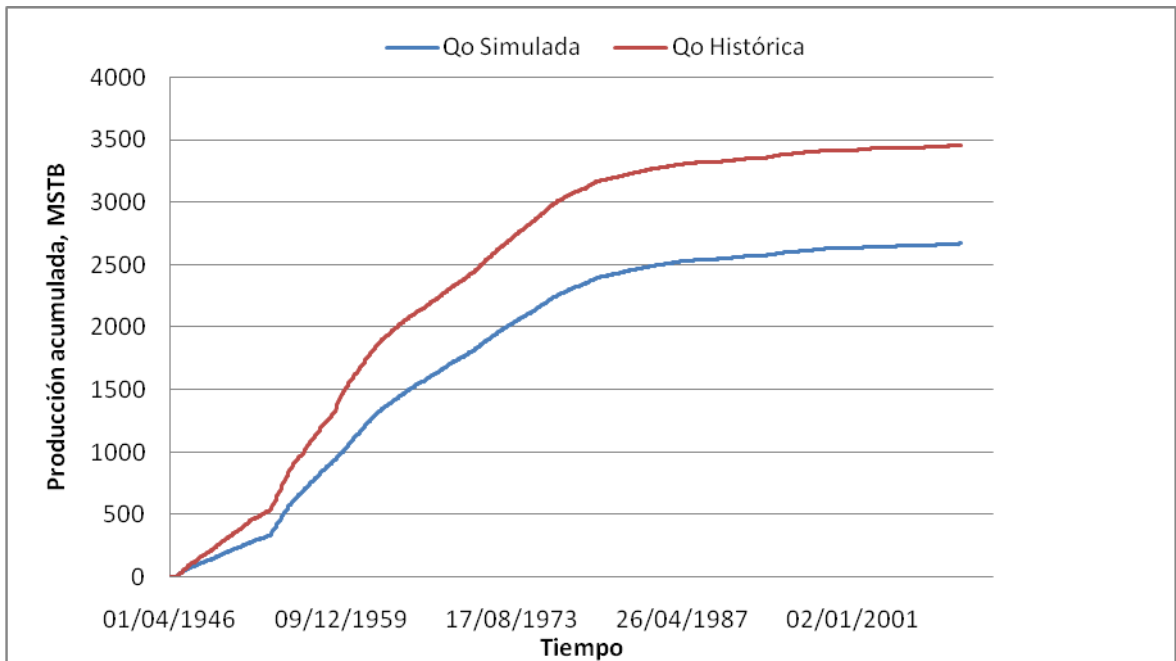
Antes de realizar el ajuste, se debe asegurar que el modelo reproduzca la tasa de petróleo, ya que el control de los pozos está definido de esta manera. Luego se ajustan las presiones, corte de agua y GOR.

A continuación son presentadas las gráficas de tasa de petróleo y producción acumulada obtenidas por el simulador para el modelo generado por capas en comparación a las históricas. Ver *Figuras 33 y 34*.

**Figura 33.** Tasa de petróleo histórica y simulada para el Sector Model.



**Figura 34.** Producción acumulada histórica y simulada para el Sector Model.



**Fuente:** Autores del proyecto.

Como puede apreciarse en las gráficas presentadas anteriormente, no se puede reproducir la tasa de petróleo con la información del modelo. Este problema es debido a que el *Sector Model* carece de energía para producir los fluidos. Para solucionar el problema existen dos formas, aumentar el volumen poroso o emplear un acuífero para así producir los fluidos de yacimiento. Para este caso es tomada la primera opción ya que según los reportes el Campo Colorado no existe un acuífero. Otra variable que puede ser de gran impacto es la permeabilidad, ya que ésta es la que permite el flujo a través del medio poroso y resulta importante para aquellos pozos que han producido a altas tasas

#### 4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

Con el fin de cumplir la etapa previa al ajuste correspondiente a la reproducción de la tasa de petróleo, se presenta un análisis de sensibilidad para las variables de mayor impacto. Las cuales corresponden a volumen poroso (espesor neto y porosidad) y permeabilidad.

- **Volumen poroso**

Debido a la gran incertidumbre en las propiedades de porosidad y espesor neto se plantea un análisis de sensibilidad para el volumen poroso sin alterar la permeabilidad, en la *figuras 35* y *Tabla 17* se presentan los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad.

**Tabla 17.** Sensibilidad del volumen poroso.

1	54.8
1.2	65.8
2	109.6
5	274.1
10	548

**Fuente:** Autores del proyecto.

- **Transmisibilidad**

Con el fin de medir la sensibilidad de la permeabilidad, fueron empleados multiplicadores de transmisibilidad utilizando el caso de volumen poroso aumentado en un factor de 1.5. Se escogió este valor porque se considera como un límite, donde al excederlo se incrementaría demasiado el OOIP. Los resultados obtenidos pueden apreciarse en la *Tabla 18* y las *figuras 35* y *36*.

**Tabla 18.** Análisis de sensibilidad para la permeabilidad.

Caso base	54.8	2.67
Caso Histórico	--	3.46
1.5Vp y 3Trans	82.2	2.86
1.5Vp y 5Trans	82.2	2.89

**Fuente:** Autores del proyecto.

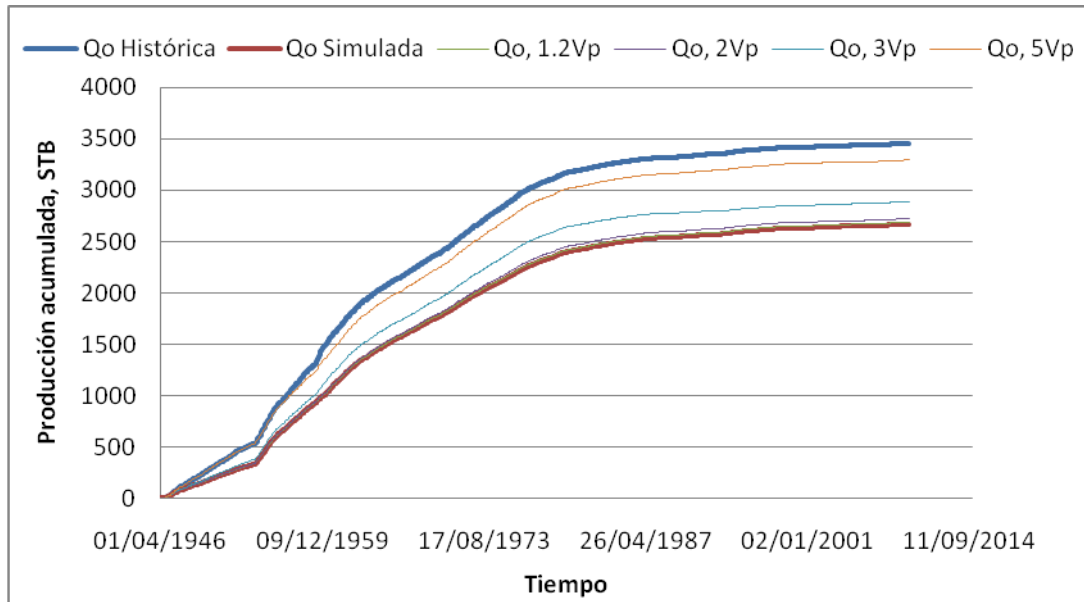
#### 4.1.2.2. Análisis de resultados

Con base en los resultados obtenidos anteriormente, se concluye que con la distribución de propiedades con que se cuenta no es posible realizar el modelo de simulación. Debido a que para lograr un ajuste con esta información es necesario elevar demasiado el volumen poroso y la transmisibilidad se decidió descartar este modelo debido a que alejaba demasiado los resultados respecto a la realidad.

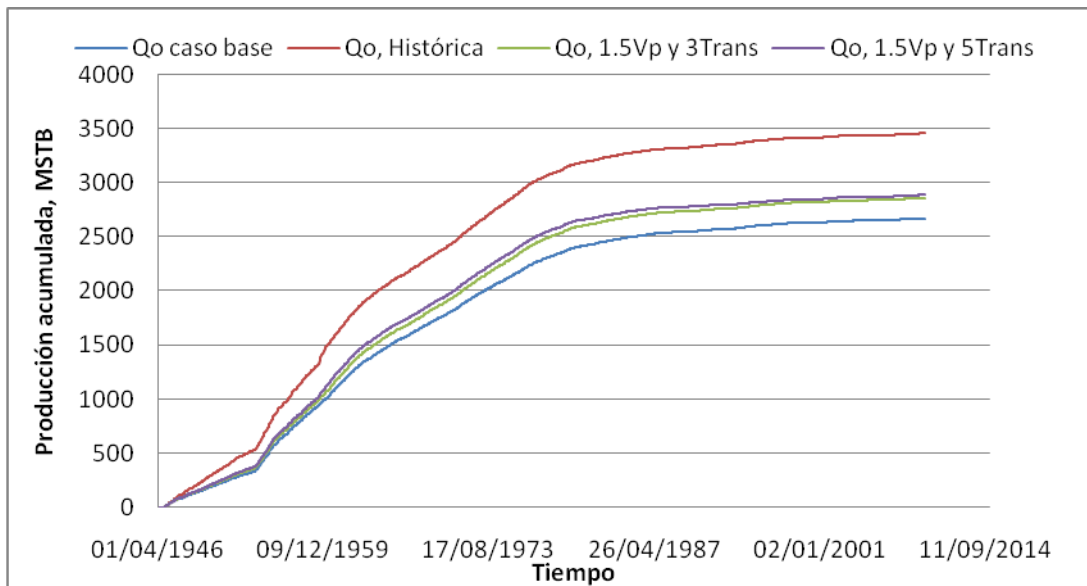
Con base en esto se recomienda realizar un estudio sedimentológico y estratigráfico detallado por cada uno de los bloques del Campo, con el objetivo de conocer la distribución de los cuerpos arenosos, y de esta manera obtener mejores resultados a la hora de construir un modelo de simulación.

Con el objetivo de resolver el problema presentado en el modelo anterior, se optó por construir un nuevo modelo de simulación.

**Figura 35.** Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada de petróleo.



**Figura 36.** Sensibilidad de la permeabilidad en la producción acumulada de petróleo.

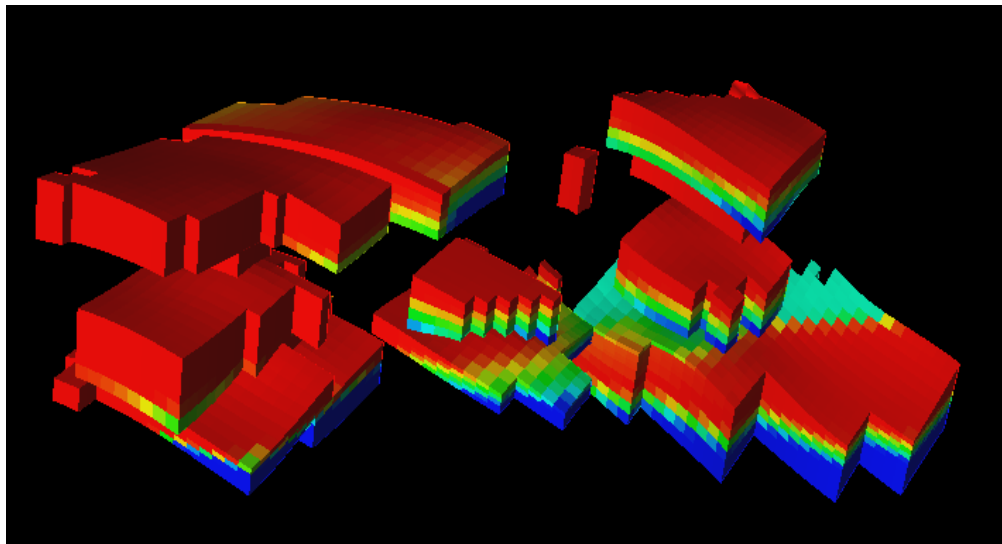


**Fuente:** Autores del proyecto.

## 4.2 MODELO CONCEPTUAL POR ÁREAS DE DRENAJE

Este modelo fue planteado utilizando la misma información del modelo anterior, a excepción de las propiedades petrofísicas, las cuales representan el mayor problema en el modelo por capas. De esta manera se definieron áreas de drenaje correspondientes a las zonas productoras de cada pozo en particular, luego de esto fueron fijadas dichas áreas en el modelo y las celdas no pertenecientes a dichas regiones fueron inactivadas, ver *figura 37*. Con esto, se elimina el problema del valor extremadamente alto de OOIP para el *Sector Model*.

**Figura 37.** Vista 3D del modelo planteado por áreas de drenaje.



**Fuente:** Resultados obtenidos del simulador.

Para el poblamiento de propiedades fueron empleados valores promedio para las porosidades de cada capa, obtenidos con base en datos recopilados de los pozos y fue fijada una relación de espesor neto de 0.1, dicho valor fue escogido con el objetivo de medir el impacto del volumen poroso. En cuanto a la permeabilidad, según la información del campo abarca un rango de 10-150 mD, pero con una mayor tendencia a permeabilidades alrededor de 30md, con base en esto fue empleado dicho valor para el modelo. En la *tabla 19* se resumen los valores de porosidad utilizados en el poblamiento de propiedades del modelo.

**Tabla 19.** Porosidades promedio para cada capa.

<b>Zona</b>	<b>Porosidad promedio (<math>\phi_m</math>)</b>
<b>B1</b>	0.129
<b>B2</b>	0.135
<b>C1</b>	0.157
<b>C2</b>	0.196

**Fuente:** ARIZA E., Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en Campo Colorado, 2008.

Para este modelo fueron definidas seis regiones de equilibrio, compuestas por los bloques I, IB y II para la arena Mugrosa B1, las tres restantes corresponden a la arena B2, bloques I, IB para C y bloque II de la misma unidad. Fueron realizadas estas regiones debido al tipo de yacimiento al que corresponde, ya que la distribución de los fluidos varía de una zona a otra. En cuanto a la información PVT fueron fijadas sólo dos regiones al igual que en el modelo por capas, las cuales corresponden a las arenas Mugrosa B y C. Mientras que las regiones de saturación fueron ampliadas a tres, con el fin de mejorar los resultados en el ajuste, dichas regiones corresponden a: Mugrosa B, bloque II de Mugrosa C y bloque I y IB de la misma.

Para la información de contactos de agua-petróleo (WOC) fue empleada la información presentada en el capítulo anterior. En cuanto a contactos gas-petróleo (GOC) se reporta en la literatura una zona gasífera en el bloque IB medida en el pozo Col 19 a una profundidad de 2490 ft.

En este modelo se efectuó una depuración de pozos, utilizando como filtro un valor de producción acumulada de petróleo de 10 MBbls. De esta manera, fueron extraídos del modelo los pozos cuya producción de petróleo no representa gran importancia, siempre y cuando las producciones de agua y gas sean igualmente

poco representativas. En las *Tablas 20 y 21* se presentan los pozos aceptados y rechazados con base en el criterio expuesto anteriormente.

**Tabla 20.** Pozos seleccionados para la arena B.

POZO	PETRÓLEO(STB)	GAS (MSCF)	AGUA(STB)	CRITERIO
COLO10B	2893,04	7666,59	64,40	RECHAZADO
COLO11B	181,09	181,06	58,27	RECHAZADO
COLO13B	2572,00	9666,00	11246,00	RECHAZADO
COLO15B	4,93	46,07	10,65	RECHAZADO
COLO16B	21323,21	39751,40	814,19	ACEPTADO
COLO18B	25658,00	64316,00	135420,00	ACEPTADO
COLO19B	225292,85	728145,17	11522,23	ACEPTADO
COLO20B	2213,12	6503,98	72,66	RECHAZADO
COLO21B	325382,00	480843,00	232578,00	ACEPTADO
COLO22B	4,00	0,00	345,00	RECHAZADO
COLO23B	46917,93	77435,05	3324,45	ACEPTADO
COLO24B	482,53	12506,26	1,98	RECHAZADO
COLO25B	12879,68	32031,00	713,00	ACEPTADO
COLO27B	713,93	2.873,05	62,45	RECHAZADO
COLO28B	312,68	5910,82	11,46	RECHAZADO
COLO31B	164726,00	468149,00	4074,00	ACEPTADO
COLO35B	903,98	9902,15	31,07	RECHAZADO
COLO38B	177213,73	310111,11	11714,92	ACEPTADO
COLO53B	51,28	1041,13	1,36	RECHAZADO
COLO60B	8648,08	63667,01	426,59	RECHAZADO
COLO63B	240900,00	479463,00	70475,00	ACEPTADO
COLO64B	16753,00	28206,00	342,00	ACEPTADO
COLO7B	44176,51	170050,31	3125,77	ACEPTADO

**Fuente:** Autores del proyecto.

**Tabla 21.** Pozos seleccionados para la arena B.

POZO	OIL	GAS	WATER	CRITERIO
COLO10C	172727,90	457727,38	3842,64	ACEPTADO
COLO11C	101813,95	101624,87	32696,62	ACEPTADO
COLO15C	222,07	2072,93	479,35	RECHAZADO
COLO16C	18151,79	36046,60	247,81	ACEPTADO
COLO19C	162769,28	568092,67	8144,70	ACEPTADO
COLO20C	239294,76	703230,10	7864,35	ACEPTADO
COLO23C	162565,06	200006,91	14940,98	ACEPTADO
COLO24C	52217,47	620967,74	3496,27	ACEPTADO
COLO27C	135403,93	456590,97	8114,26	ACEPTADO
COLO28C	67552,47	1277348,03	2535,70	ACEPTADO
COLO35C	113393,23	1108327,95	3064,47	ACEPTADO
COLO38C	354612,53	594104,43	23350,95	ACEPTADO
COLO44C	296190,34	1486638,80	8244,67	ACEPTADO
COLO52C	163584,77	1340923,74	12683,35	ACEPTADO
COLO53C	117548,77	2386153,67	3917,24	ACEPTADO
COLO60C	6925,55	50986,83	341,66	RECHAZADO
COLO76C	1040,49	9512,68	23,02	RECHAZADO

**Fuente:** Autores del proyecto.

#### 4.2.1 Inicialización

Luego de realizar en poblamiento de propiedades con base en las nuevas condiciones planteadas y de establecer los contactos con base en la información del Campo se realizó la corrida inicial estimando de esta manera el OOIP para este modelo, en la *Tabla 22* puede observarse el resultado obtenido en la inicialización en comparación al OOIP obtenido del base para el *Sector Model*.

**Tabla 22.** Comparación de OOIP obtenido en la inicialización y el valor estimado.

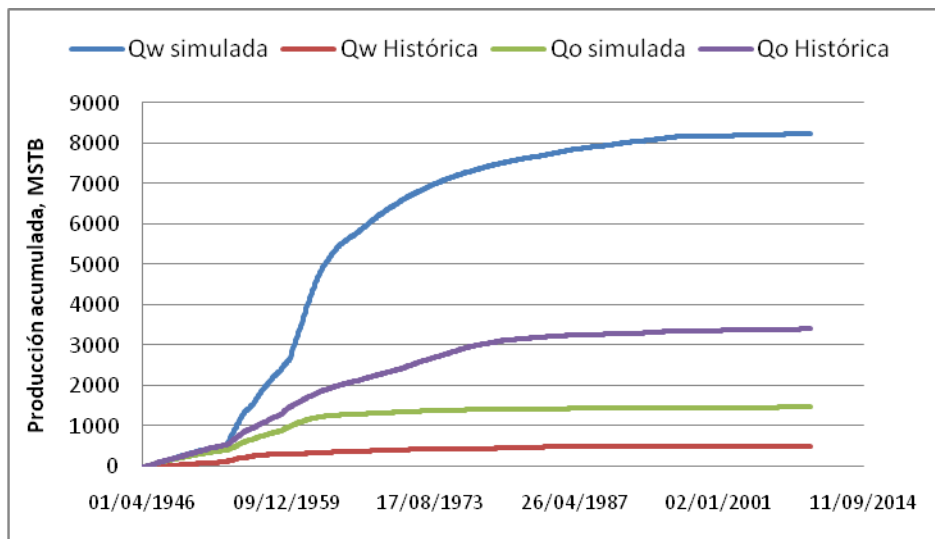
<i>Supuesto</i>	48.63
<i>Modelo Conceptual por áreas de drenaje</i>	16.94

**Fuente:** Autores del proyecto.

Como se puede apreciar en la tabla anterior el OOIP estimado por el modelo de áreas de drenaje resulta estar muy por debajo del valor estimado como base para el *Sector Model*.

Con el fin de determinar la influencia que tienen los contactos empleados, fue realizada una corrida de simulación, de la cual fueron obtenidos los siguientes resultados, ver *Figura 38*.

**Figura 38.** Producciones acumuladas de agua y petróleo con WOC reportadas.



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

Como se puede apreciar en la figura anterior el uso de los contactos presentados en la literatura ocasiona una producción de agua de aproximadamente 8.000.000 de STB lo cual es algo más de 13 veces el valor histórico, además no es posible reproducir el petróleo debido al mismo problema.

Debido al inconveniente y tras realizar diversos análisis y modificaciones se optó por ubicar los contactos de la siguiente manera, ver *Tabla 23*. Dichos contactos fueron ubicados de esta manera empleando la información de producción de agua reportada de cada bloque del Sector Model.

**Tabla 23.** Información de contactos empleados.

<i>Bloque I, Mugrosa B1</i>	<i>1840</i>
<i>Bloque IB, Mugrosa B1</i>	<i>2140</i>
<i>Bloque II, Mugrosa B1</i>	<i>2140</i>
<i>Bloques I, IB y II, Mugrosa B2</i>	<i>3720</i>
<i>Bloques I y IB Mugrosa C</i>	<i>4480</i>
<i>Bloques II, Mugrosa C</i>	<i>4550</i>

**Fuente:** Autores del proyecto.

Con base en la nueva información de contactos fue realizada una nueva inicialización, los resultados obtenidos son presentados en la *Tabla 24*.

**Tabla 24.** Resultados de OOIP en la inicialización.

<i>GAS (MMSCF)</i>	<i>17018</i>
<i>OOIP (MMSTB)</i>	<i>36.76</i>
<i>AGUA (STB)</i>	<i>44.94</i>

**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

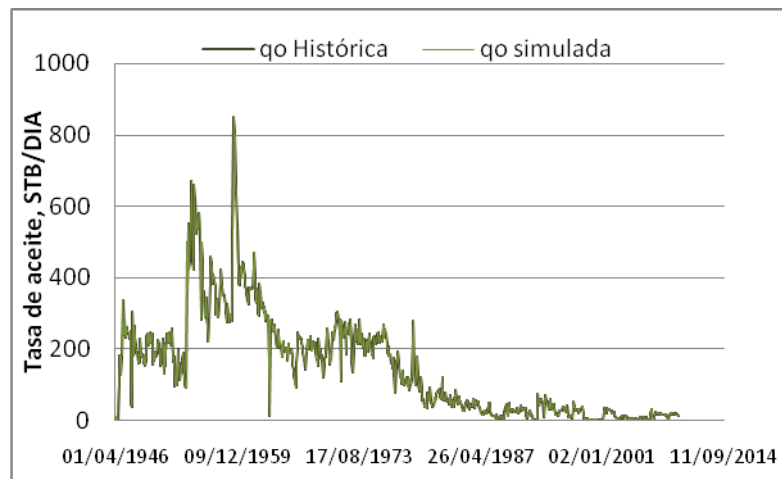
El OOIP estimado para este modelo fue de 36.76 MMSTB, Aunque sigue alejado del valor supuesto, se puede decir que tiene una notoria mejoría en cuanto al estimado anteriormente

#### 4.2.2. Ajuste Histórico

Como fue mencionado en el modelo por capas, lo primero que debe asegurarse es de reproducir la tasa de petróleo, ya que el mecanismo de control para este caso es de este tipo, después de cumplir con esto se realizan los ajustes para las curvas de presión, producción de agua y gas. El objetivo de esta sección es realizar el mejor ajuste posible de manera global para el *Sector Model*. No se presenta un ajuste por pozo debido a la gran incertidumbre que se posee en cuanto a la distribución de las arenas.

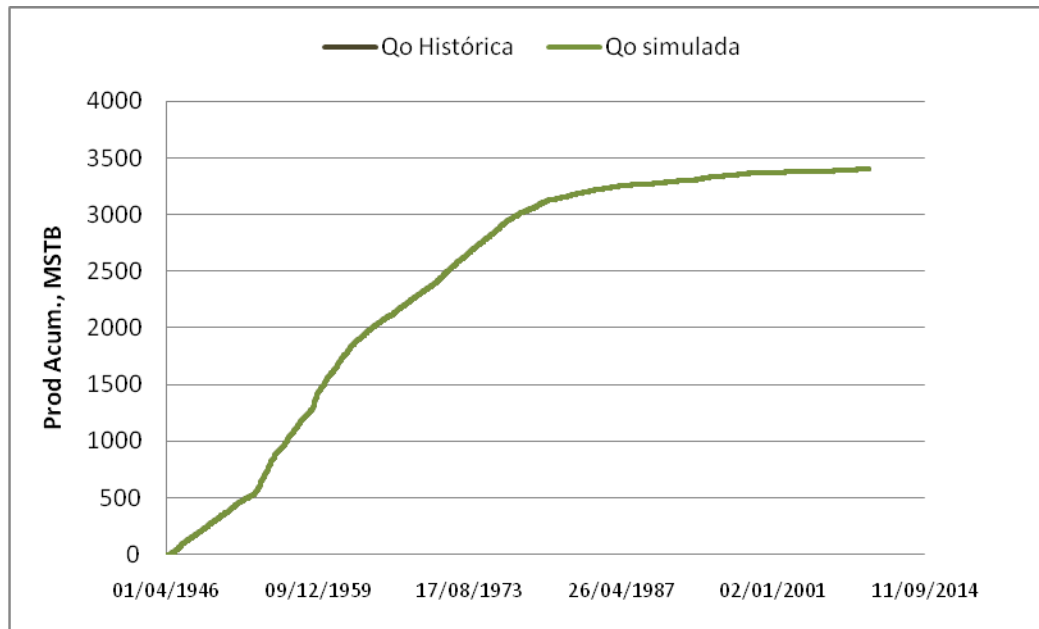
Para este modelo se pudo lograr un ajuste a las curvas de presión, petróleo, agua y un ajuste ligero para el gas. Las *figuras 39 y 40* hacen referencia a los resultados obtenidos para el petróleo. La presión para Mugrosa B y C obtenida con el mejor ajuste se muestra en las *figuras 41 y 42*, además se presenta la curva promedio para el *Sector Model*, ver *figura 43*. Los resultados para el agua y el gas son presentados en las *figuras 44, 45, 46 y 47*.

**Figura 39.** Ajuste de Tasa de petróleo.

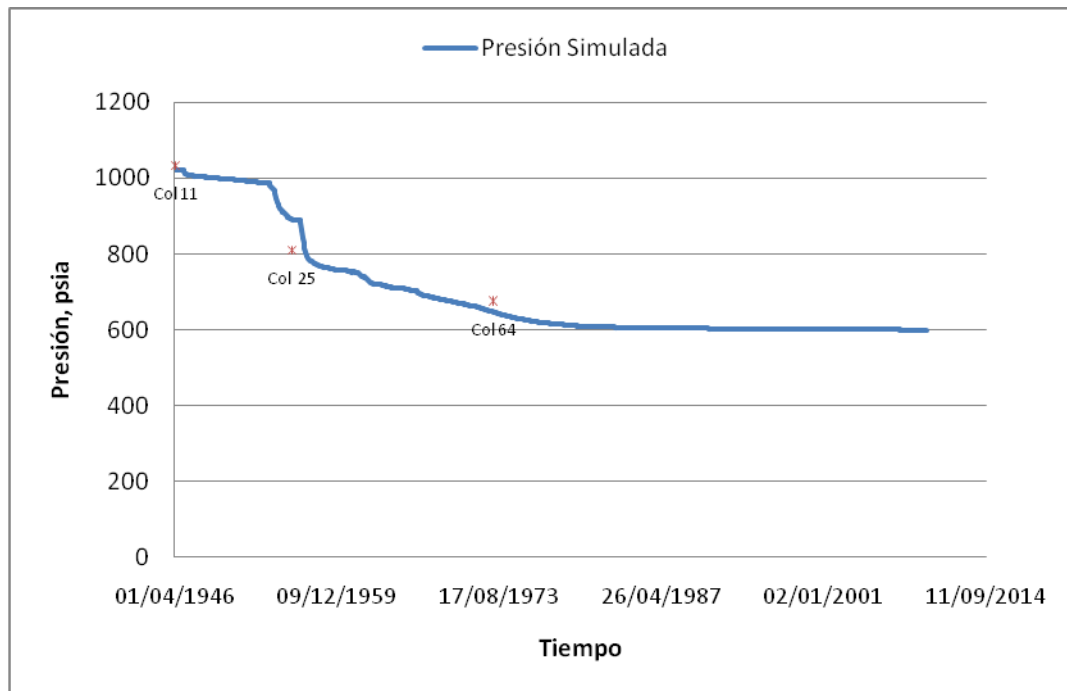


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

**Figura 40.** Ajuste de producción acumulada de petróleo.

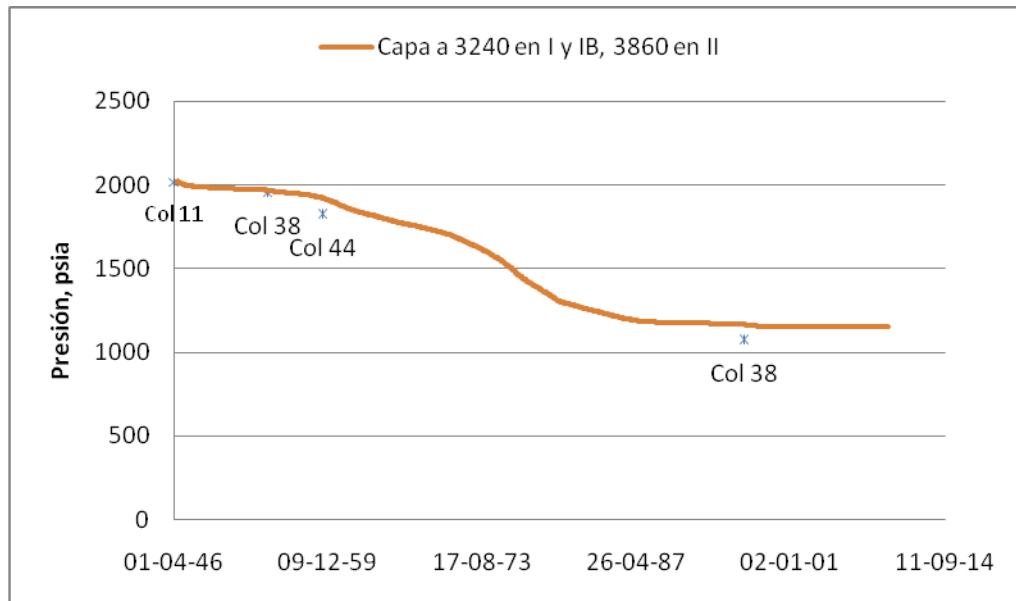


**Figura 41.** Ajuste de presión para Mugrosa B.

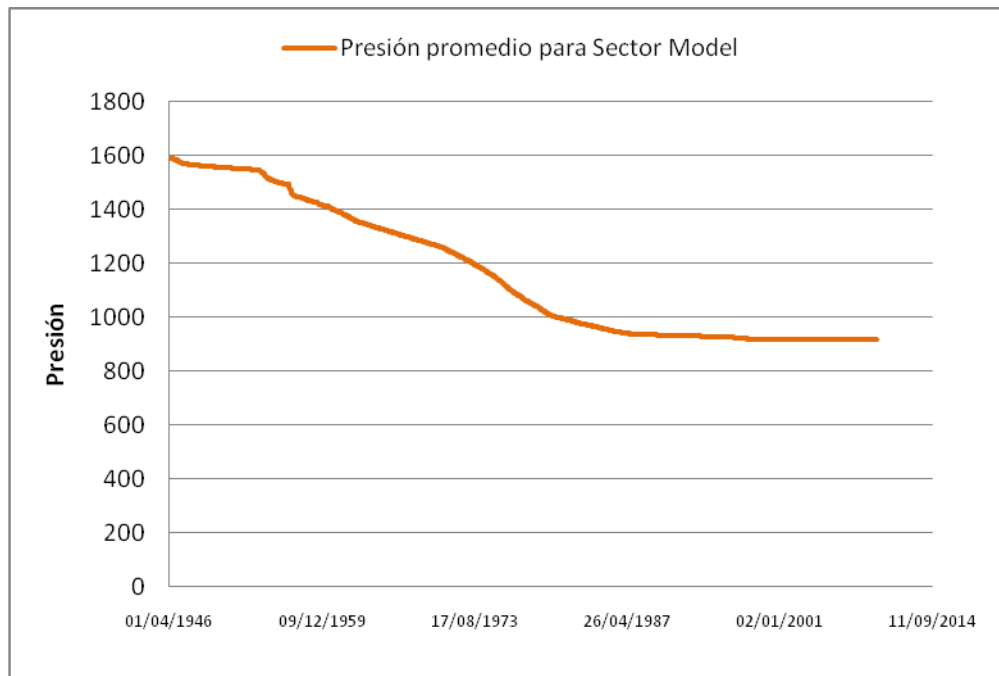


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

**Figura 42.** Ajuste de presión para Mugrosa C.

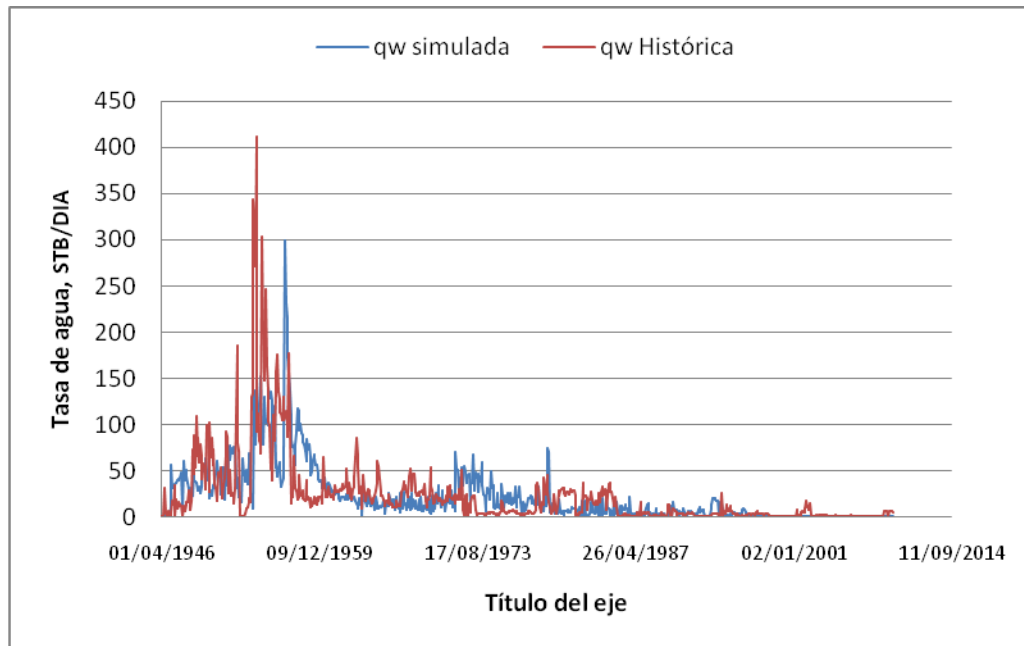


**Figura 43.** Presión promedio del Sector Model.

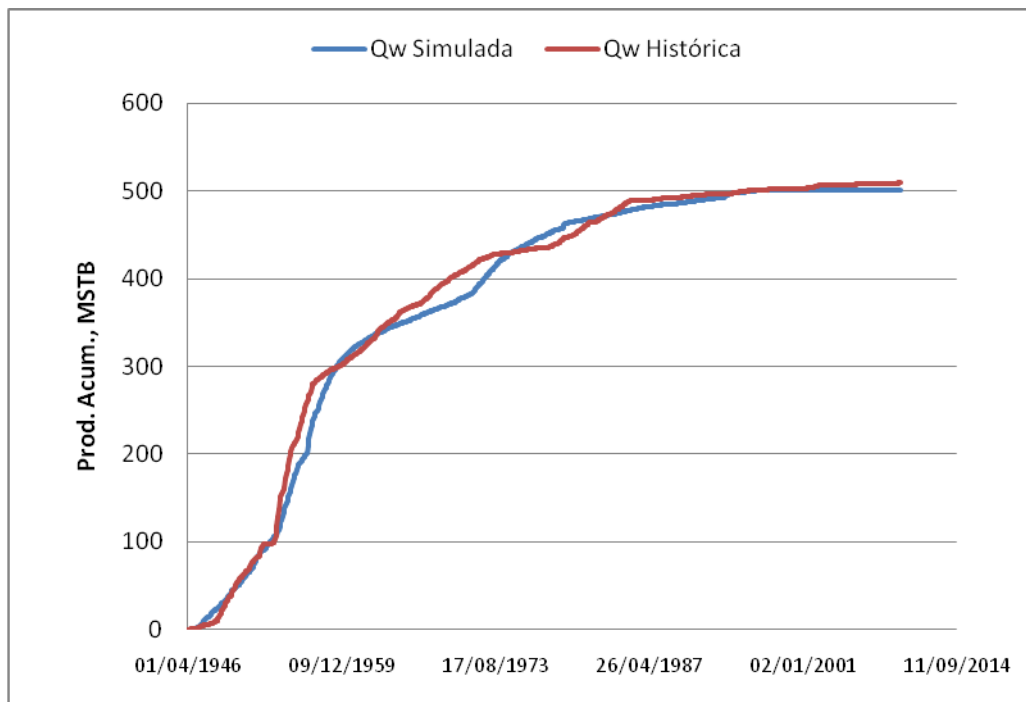


**Fuente:** Resultados obtenidos por el simulador.

**Figura 44.** Ajuste de Tasa de petróleo.

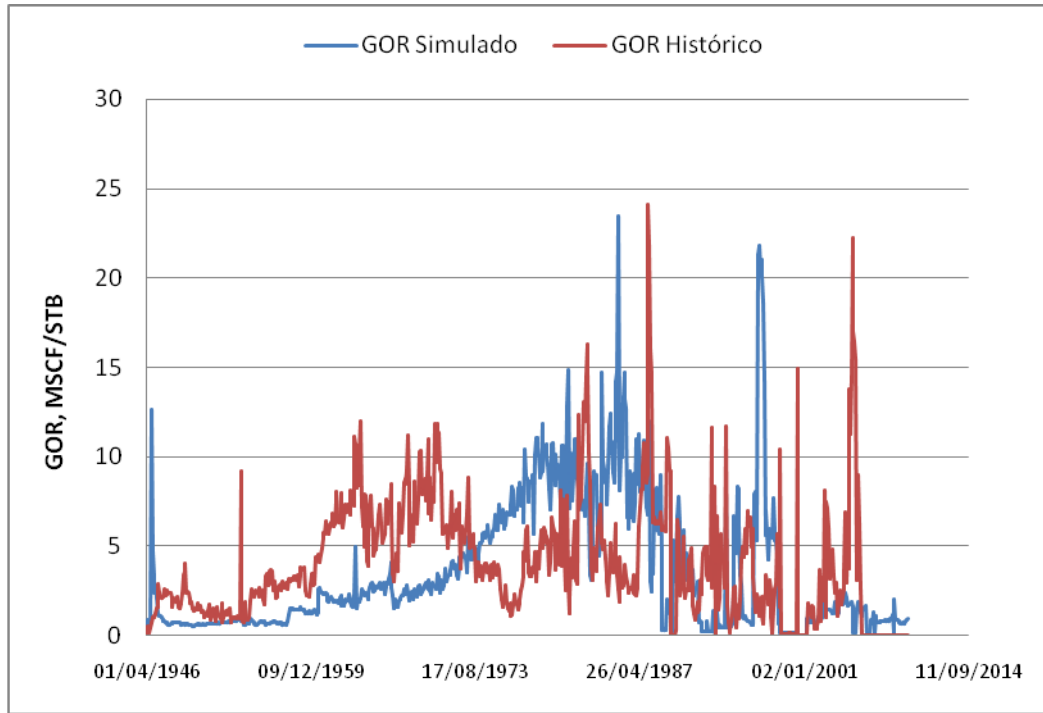


**Figura 45.** Curva producción acumulada para el agua.

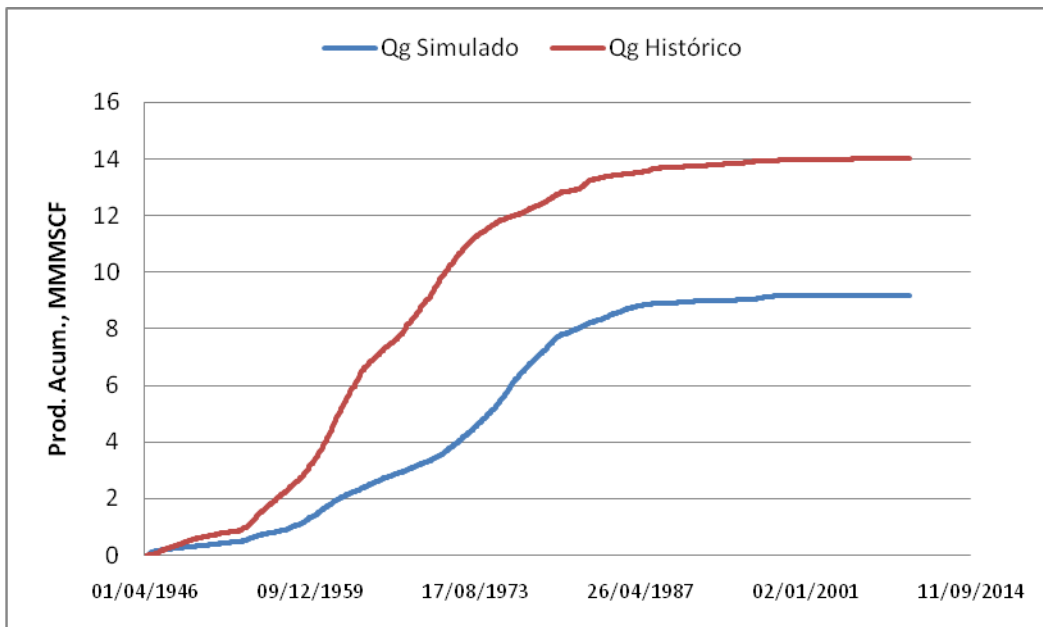


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

**Figura 46.** Curva de relación gas-petróleo obtenida con el mejor ajuste realizado.



**Figura 47.** Curva de relación gas-petróleo obtenida con el mejor ajuste realizado.



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

Luego de seguir paso a paso la metodología para el procedimiento de ajuste histórico, se concluyó tras realizar diversas pruebas que el mejor ajuste logrado para reproducir el petróleo, la presión, el agua y el gas fue empleando la información que se muestra a continuación.

#### **4.2.2.1. Volumen poroso**

Debido a la incertidumbre en la información petrofísica del Campo, se optó por manipular el volumen poroso en la medida en que fuese necesario hacerlo. La importancia de esta variable está asociada a la energía que posee el medio para producir los fluidos.

Según el recorrido del proyecto el primer paso es corroborar en el simulador que el modelo sea capaz de reproducir la tasa de petróleo, ya que es el mecanismo de control fijado en el simulador para este caso. En la corrida inicial se pudo apreciar que los pozos no estaban siendo operados de esta manera sino que eran cambiados a control por presión de fondo, esto es debido a que el yacimiento no posee la suficiente energía para producir a esas condiciones, lo que hace que el simulador determine la presión necesaria para poder producir los fluidos, y aun así no es capaz de lograrlo. Aquí fue inicialmente la variable de volumen poroso fue manipulada. Empleando un análisis de sensibilidad para cada arena, fue posible determinar el mínimo factor en el cual se debía incrementar el volumen poroso para así reproducir la tasa de petróleo e iniciar el ajuste de presiones.

En las *figuras 48, 49 y 50* pueden apreciarse las curvas de tasa de petróleo y producción acumulada para las zonas B y C respectivamente. En estas gráficas pueden evaluarse el impacto que tiene manipular el volumen poroso en la reproducción de las curvas asociadas al petróleo. Debido al tipo de gráfico que resulta ser la tasa de petróleo, no es posible identificar bien el efecto de la sensibilidad realizada, por lo cual es mejor apreciar dichos resultados en las gráficas de producción acumulada. Manipular el volumen poroso resulta como

consecuencia alterar la cantidad de fluidos in situ, en la *Tabla 25* se presenta el impacto en el OOIP.

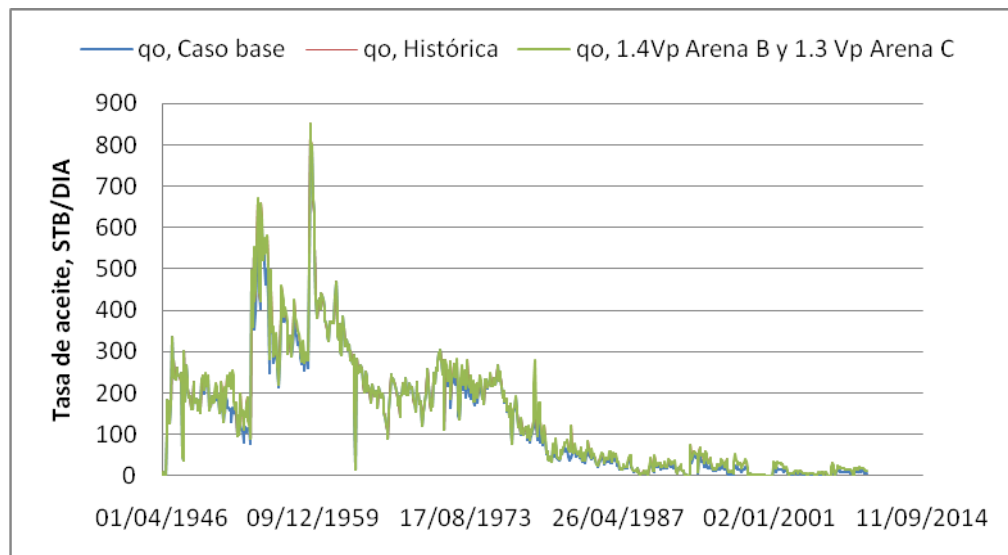
**Tabla 25.** Sensibilidad en el volumen poroso.

1	1	36.76
1.1	1.1	41.56
1.2	1.2	45.34
1.3	1.3	49.12
1.4	1.3	49.85

**Fuente:** Autores del proyecto.

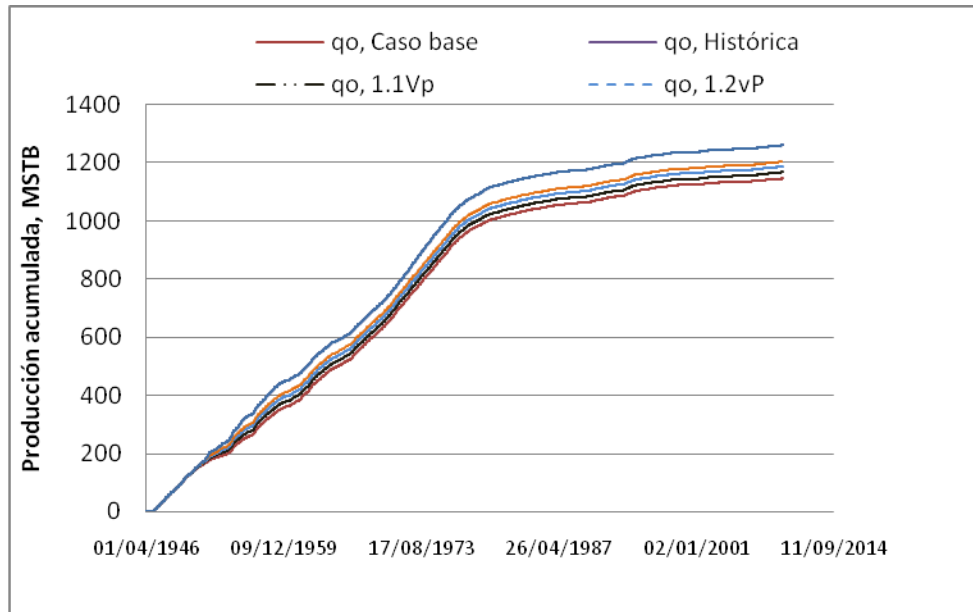
Luego de realizar las sensibilidades en el volumen poroso se concluye que el mejor ajuste para la tasa de petróleo es obtenido empleando multiplicadores de 1.4 y 1.3 para las arenas B y C respectivamente, que corresponde a un OOIP 49.85 MMSTB.

**Figura 48.** Sensibilidad del volumen poroso en la tasa de petróleo.

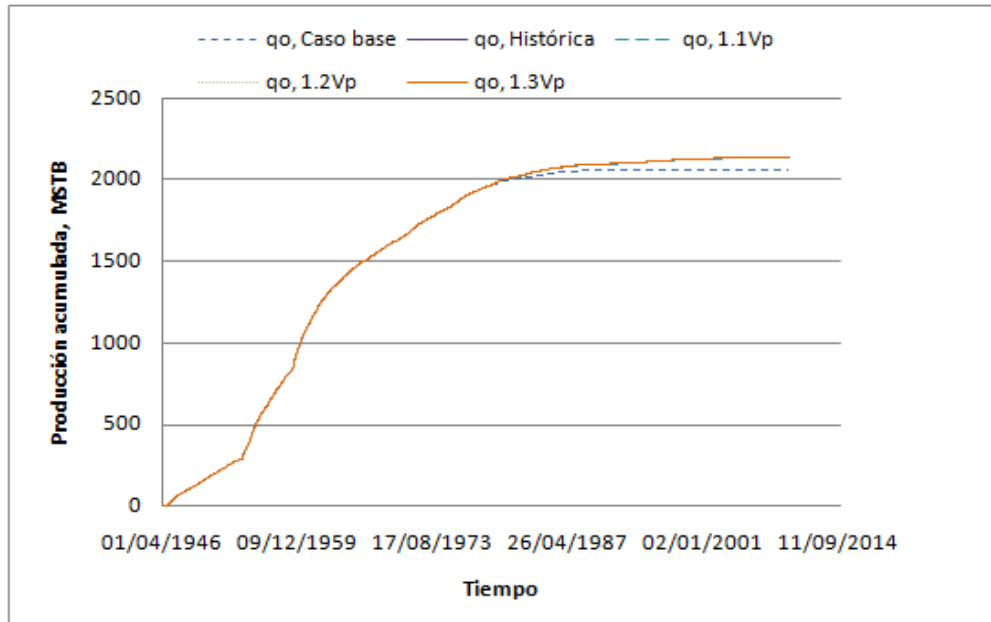


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

**Figura 49.** Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada de la Zona Mugrosa B.



**Figura 50.** Sensibilidad del volumen poroso en la producción acumulada en la zona Mugrosa C.



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

#### 4.2.2.2. Contactos agua-petróleo (WOC) y gas-petróleo (GOC)

La *Tabla 26* presenta un resumen de la ubicación de los contactos WOC y GOC con los que fue posible el ajuste obtenido.

**Tabla 26.** Contactos agua-petróleo (WOC) y gas-petróleo (GOC).

<i>Bloque I, Mugrosa B1</i>	<i>1820</i>	<i>---</i>
<i>Bloque IB, Mugrosa B1</i>	<i>2140</i>	<i>---</i>
<i>Bloque II, Mugrosa B1</i>	<i>2140</i>	<i>---</i>
<i>Bloques I, IB y II, Mugrosa B2</i>	<i>3720</i>	<i>---</i>
<i>Bloques I y IB Mugrosa C</i>	<i>3880</i>	<i>2840</i>
<i>Bloques II, Mugrosa C</i>	<i>4700</i>	<i>3860</i>

**Fuente:** Autores del proyecto.

En cuanto a la información de contactos se determinó que la mayor influencia del agua está dada por el bloque B1 de mugrosa B1 y bloques I y IB de Mugrosa C, en cuanto a los demás bloques, existe una baja producción de agua. Es necesario aclarar que los contactos de agua fueron ubicados de esta manera basados en la información de producción. Respecto a los contactos gas-petróleo, el valor de 2840 ft fue manipulado con base en el presentado en la información del Campo, mientras que el valor reportado en la tabla anterior para el bloque II de Mugrosa C fue supuesto. A continuación se presenta un análisis más detallado de los contactos.

La información de contactos de agua sólo se encuentra reportada para ciertos pozos en cada área del yacimiento, además el tipo de depositación que posee el campo permite que existan canales que posean distribuciones de fluidos diferentes, por lo cual fijar un contacto único puede llenar de agua zonas que no presentan este tipo de distribución. Con el objetivo de minimizar el problema anterior fueron ubicados los contactos a profundidades más bajas y se estableció

una zona de transición capilar para lograr que algunos pozos produjeran agua o evitar que produzcan demasiada.

Luego de un largo recorrido realizado, manipulando variables como contactos de agua y gas, permeabilidades relativas, entre otras, para lograr el mejor ajuste, fue necesario incrementar el factor de volumen poroso de nuevo, ya que dicha información generó gran impacto en la reproducción de la tasa de petróleo. Es necesario resaltar que la variable que más afecta la reproducción de la tasa de petróleo y por lo tanto obliga a modificar el volumen poroso es la ubicación de los contactos, ya que algunos pozos, por ejemplo Col 19 que sólo poseen perforaciones en la parte alta de la unidad del bloque IB en la cual se encuentra una capa de gas, presentan gran dificultad para reproducir el petróleo, lo mismo ocurre en otros pozos que poseen perforaciones en zonas bajas y resultan afectados por la manipulación de los contactos de agua-petróleo.

Tras modificar los multiplicadores de volumen poroso, como se efectuó para las sensibilidades anteriores se concluyó que la zona Mugrosa B requiere un multiplicador de 1.8 y para C de 1.5 para el ajuste logrado en este proyecto. En la *Tabla 27* se resume los fluidos in situ con los que fue posible realizar el ajuste.

**Tabla 27.** Fluidos in situ con los que fue posible realizar el ajuste.

<i>GAS (MMSCF)</i>	<i>25815</i>
<i>OOIP (MMSTB)</i>	<i>60.06</i>
<i>AGUA (STB)</i>	<i>71.88</i>

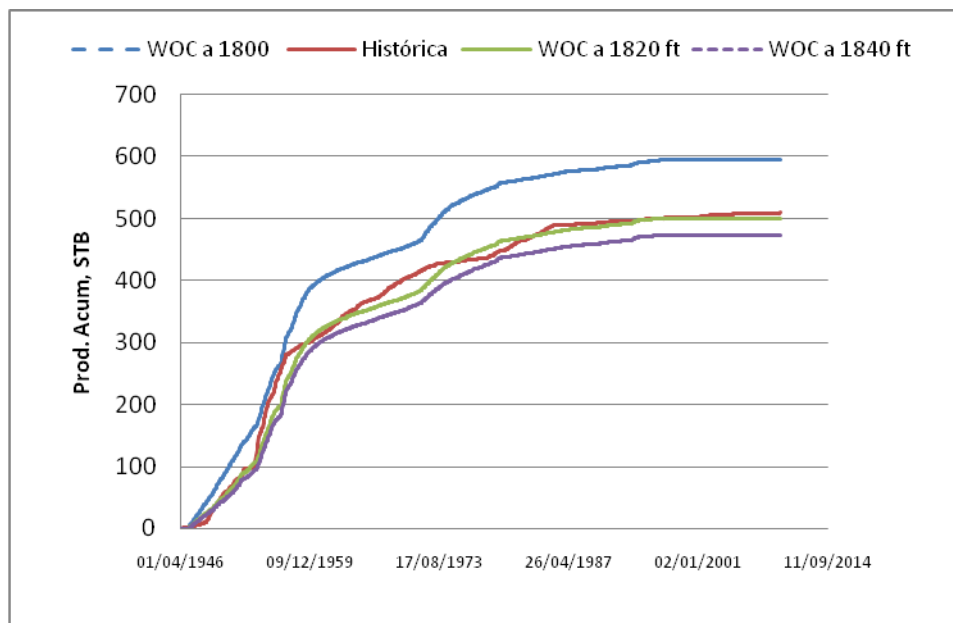
**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador.

- **Contacto agua-petróleo**

Debido a la cantidad de contactos que se poseen sólo se hará un análisis de sensibilidad para los contactos de mayor importancia, los cuales fueron expuestos anteriormente.

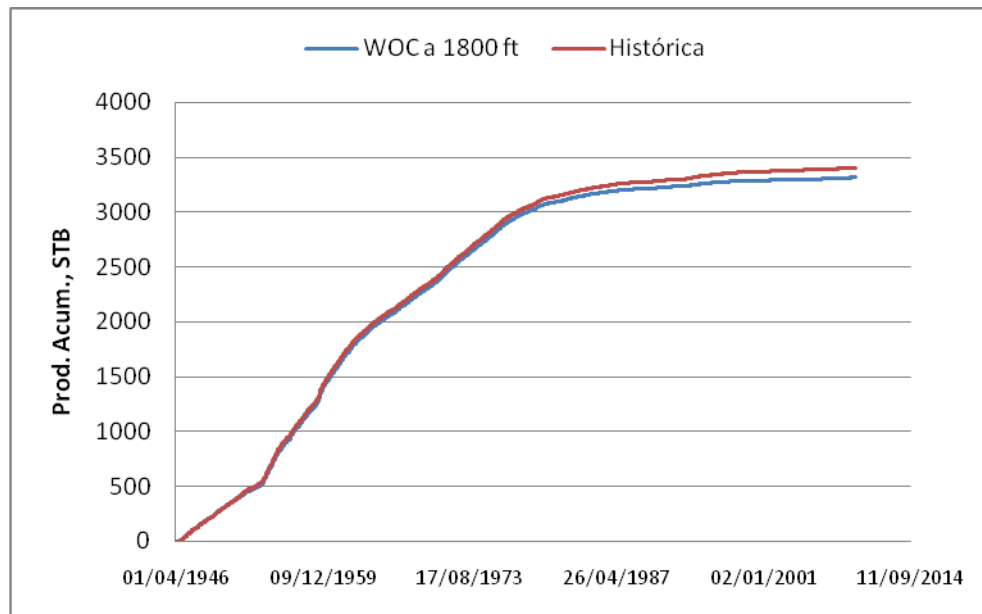
- ✓ *Contacto en bloque I para Mugrosa B1.* En la *figura 51* es posible apreciar como es afectado el comportamiento de la curva de producción acumulada de agua si es establecido un valor por encima y uno por debajo del valor con el que fue logrado el ajuste, según los resultados el contacto causa gran impacto en la producción de agua. También es necesario mencionar que el WOC afecta la tasa de petróleo, ya que el ubicar el contacto más alto hace que algunos pozos no sean capaces de producir, ver *figura 52*. Por lo tanto se puede decir que la mejor ubicación para el contacto en este caso resulta ser 1820 ft, ya que permite lograr un mediano ajuste para el agua sin alterar la curva de tasa de petróleo. La influencia que representa en la presión es mínima, ver *Figura 53*.

**Figura 51.** Sensibilidad de WOC en el bloque I para Mugrosa B1.

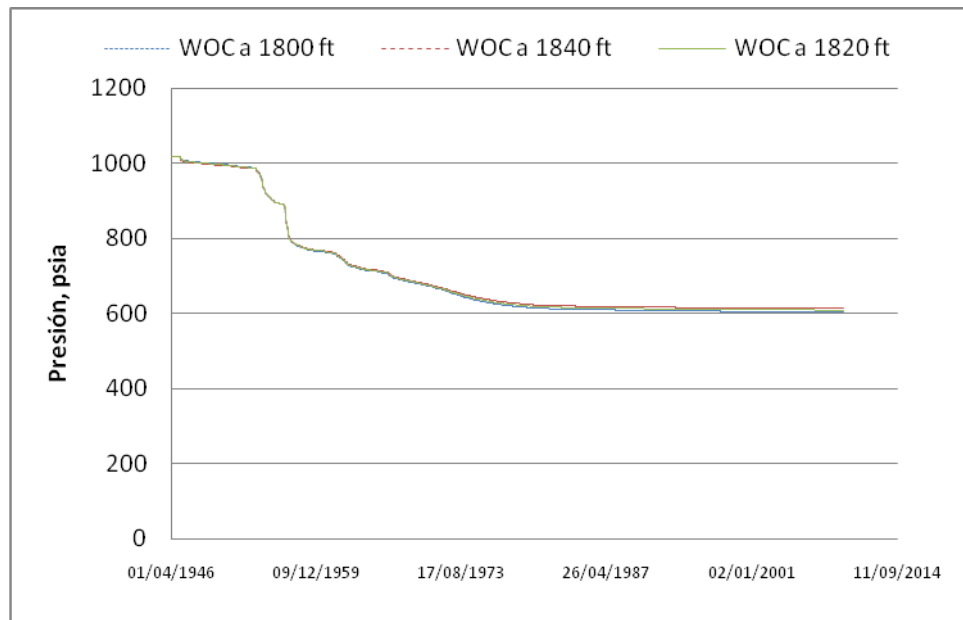


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador

**Figura 52.** Efecto de la ubicación del WOC en la producción acumulada de petróleo.



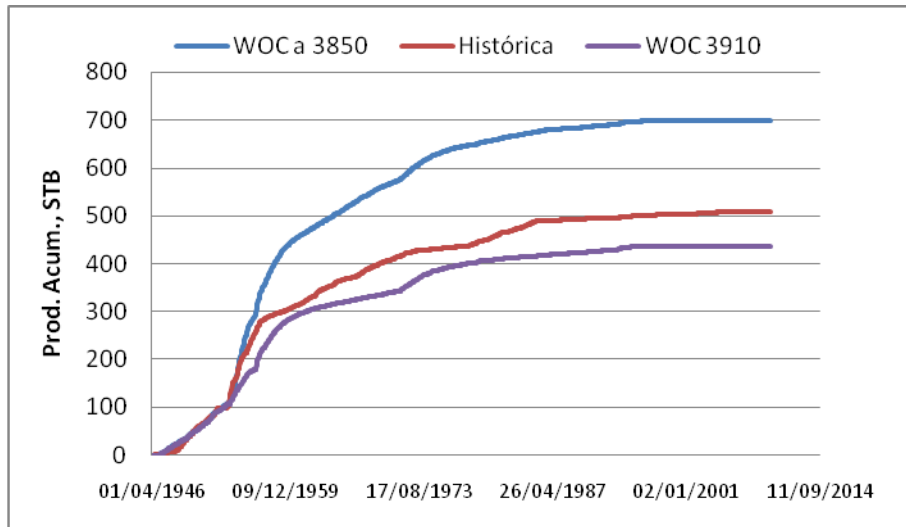
**Figura 53.** Influencia del WOC en la presión.



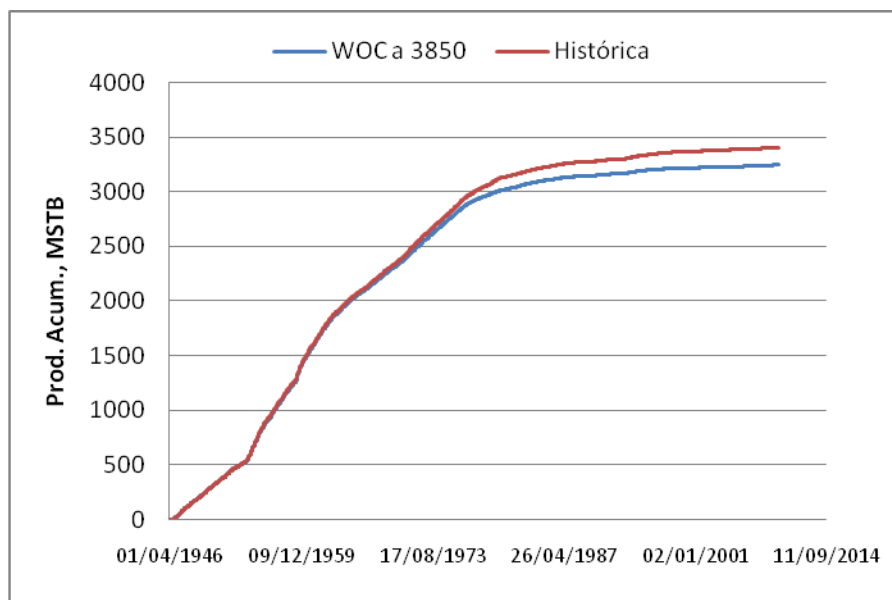
**Fuente 1.** Resultados obtenidos en el simulador

- ✓ *Contacto en bloque I y IB Mugrosa C.* Realizando un análisis como el anterior, se presentan a continuación las *figuras 54, 55 y 56*, en las cuales se puede apreciar el impacto que ocasiona ubicar el contacto por encima o por debajo del valor con el cual se logró el ajuste.

**Figura 54.** Sensibilidad de WOC en el bloque I y IB de Mugrosa C.

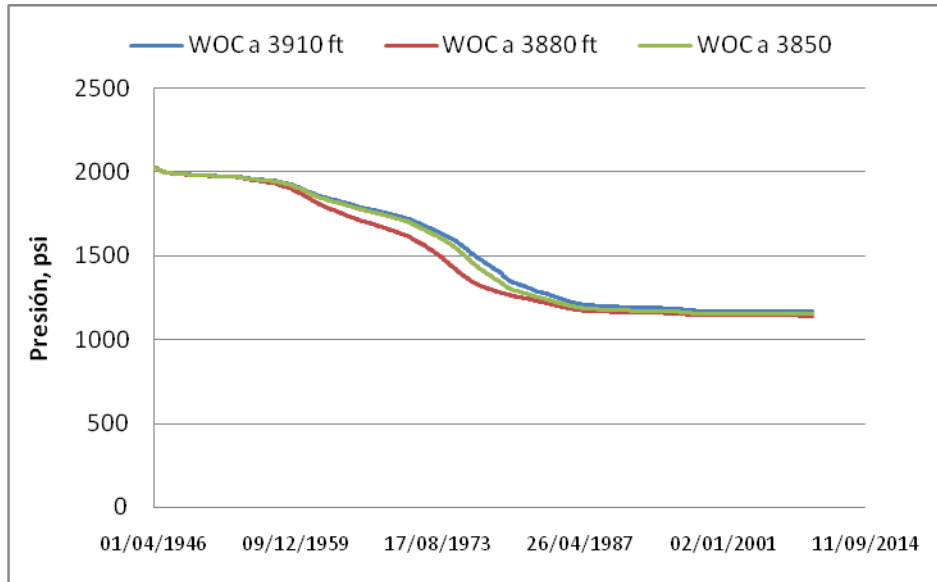


**Figura 55.** Efecto de la ubicación del WOC en la producción acumulada de petróleo



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador

**Figura 56.** Influencia del WOC en la presión.

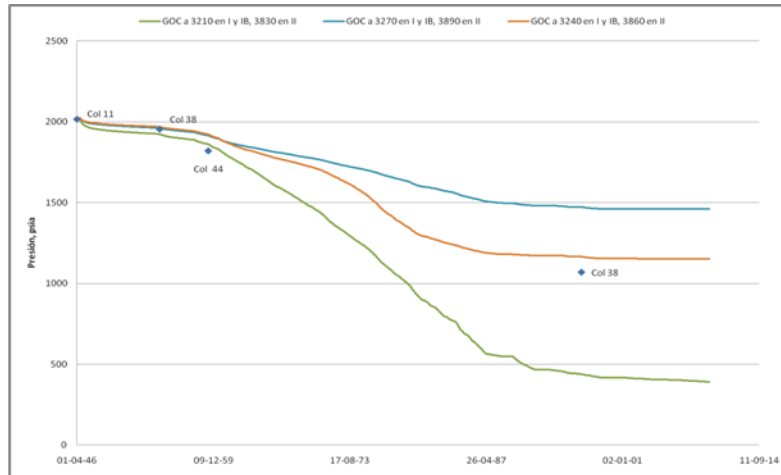


**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador

- **Contacto gas-petróleo (GOC)**

Como fue mencionado anteriormente, se establecieron dos contactos gas-petróleo, el primero ubicado en el bloque IB y el segundo en el bloque II. La primera capa de gas fue puesta en esta zona con base en la información reportada, mientras que la capa del bloque II se supuso con el objetivo de mejorar los resultados en cuanto a presión y producción del gas. Esta decisión se tomó con base en los pozos de esta zona, ya que cuentan con la mayor producción de gas del modelo (Col 35, Col 53, Col 52, Col 44, Col 11), además se encuentran ubicados en las partes más altas de la unidad. En la *figura 57* se presenta un análisis de sensibilidad respecto a la ubicación del contacto gas-petróleo. En ella puede apreciarse que al tomar un valor por superior al ajustado la presión es mantenida. Por otro lado al realizar el procedimiento contrario y ubicar el contacto en una posición más baja respecto al del ajuste se logra una caída de presión mayor.

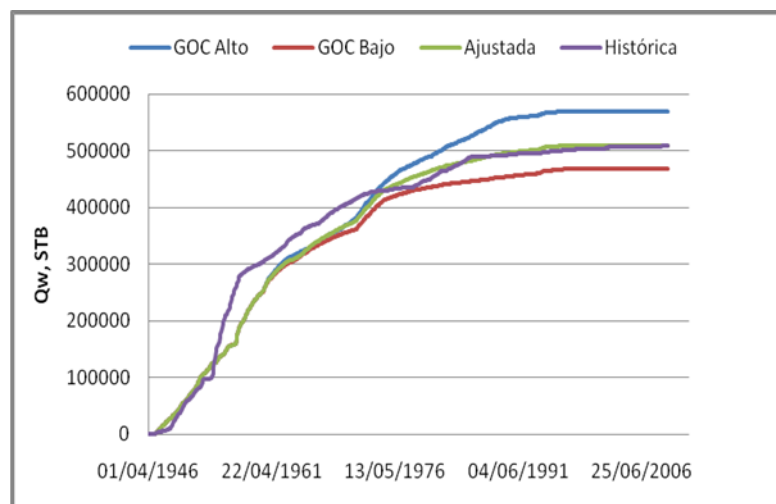
**Figura 57.** Sensibilidad en GOC.



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador

Por otro lado tras realizar observaciones se determinó que el tamaño de la capa de gas también tiene un alto impacto en el agua. Se pudo apreciar que al emplear un valor de capa de gas alto, la producción de agua disminuye, lo cual ocurre debido a la poca caída de la presión. Mientras que una capa de menor tamaño hace que la presión caiga más y por lo tanto el agua producida se incremente ver *Figura 58*.

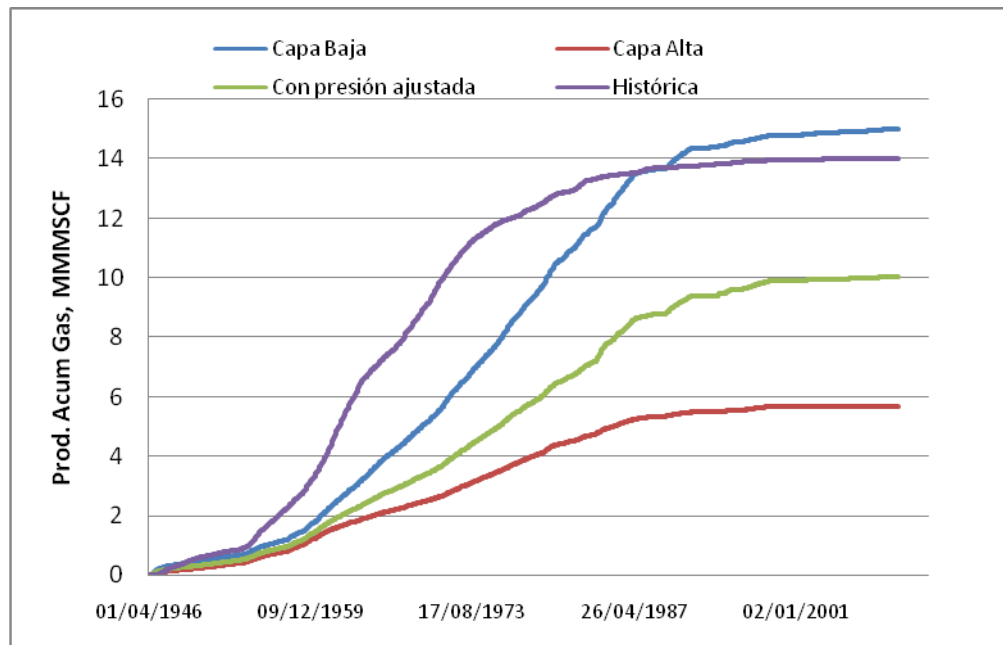
**Figura 58.** Producción acumulada de agua



**Fuente:** Resultados obtenidos en el simulador

El planteamiento del contacto gas-aceite resulta tener un impacto enorme en todo lo demás variables, ya que el tamaño de ésta determina el comportamiento de la presión en la zona C. En cuanto al gas producido, la *figura 59* muestra el efecto de la ubicación de la capa de gas. Se evidencia que al establecer un tamaño de capa mayor, la producción de gas incrementa y viceversa. Por otro lado es necesario aclarar que la capa de gas afecta el petróleo producido ya que en el bloque IB los pozos Col 19 y Col 38 sólo poseen perforaciones en la parte más alta de la unidad, por lo que un tamaño de capa muy grande hace que la reproducción de la tasa de petróleo no sea lograda.

**Figura 59.** Producción acumulada de gas



**Fuente:** Resultados obtenido en el simulador

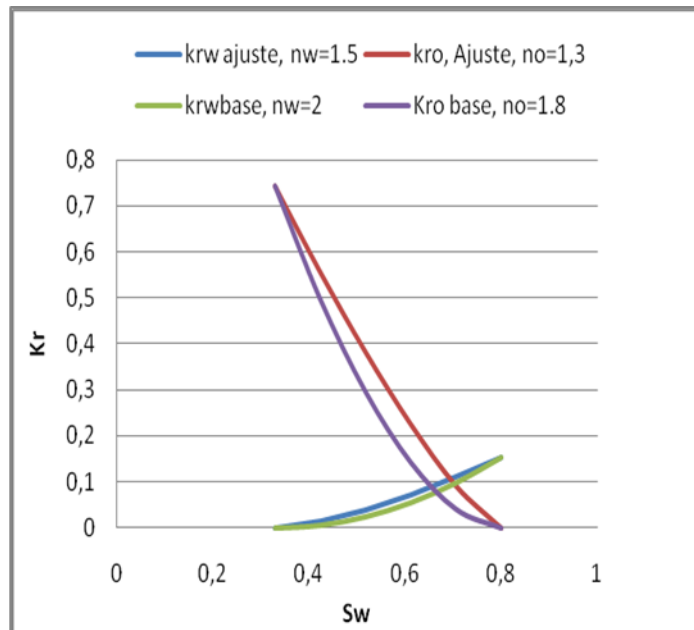
#### 4.2.2.3. Permeabilidades relativas

Para llegar al ajuste obtenido fue necesario manipular la movilidad de los fluidos, con el objetivo ya sea de aumentar o disminuir dicha capacidad en el medio poroso y de esta manera alcanzar los resultados requeridos.

- **Permeabilidad relativa del petróleo**

El uso de la permeabilidad relativa del petróleo fue muy importante, ya que debido a la ubicación de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo era común presentar problemas en la tasa de petróleo. En vista de dicho problema se decidió darle más movilidad al petróleo para que fue posible reproducir la tasa de petróleo. En la *figura 60* se presenta la curva base de  $k_{ro}$  y con la que fue posible reproducir el petróleo.

**Figura 60.** Manipulación de la curva de  $K_r$  del petróleo



**Fuente:** Autores del proyecto

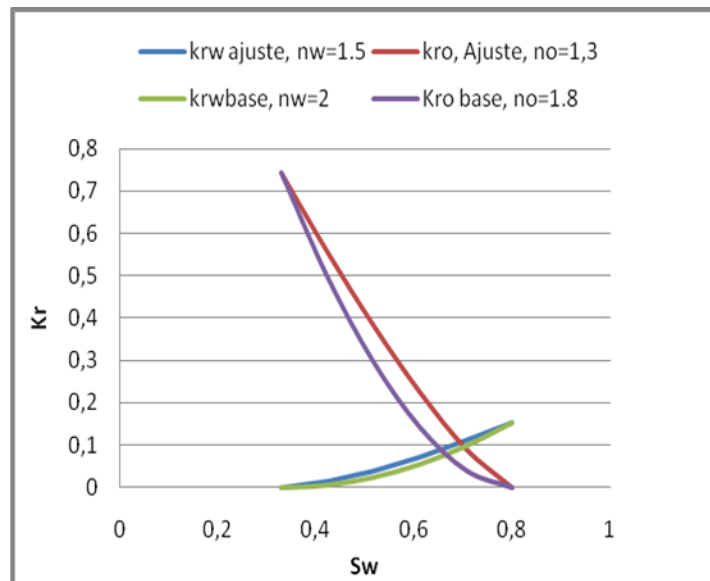
- **Permeabilidad relativa del agua**

Al igual que en el caso de la permeabilidad relativa del petróleo fue necesario manipular las curvas de permeabilidad relativa con el fin de mejorar la movilidad del agua en el medio. Aunque en este caso no fue necesario disminuir tanto el exponente de la curva ya que con un  $nw=1.5$  fue posible llegar al ajuste.

También fue observado que la movilidad del agua influye en la producción de petróleo por lo cual se determinó que un valor de 1.5 para el exponente permitía el mejor ajuste para la movilidad de agua sin desajustar el petróleo producido.

En la *figura 61* son presentadas las curvas de permeabilidad relativa del caso base y la curva con la cual fue posible establecer el mejor ajuste.

**Figura 61.** Curvas de permeabilidad relativa para el agua



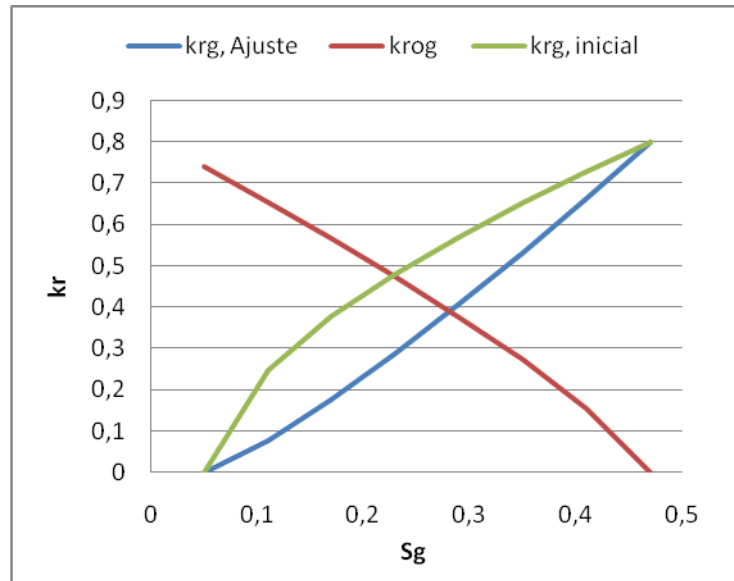
**Fuente:** Autores del proyecto

- **Permeabilidad relativa del gas**

Con el objetivo de mejorar los resultados obtenidos para la curva del GOR y producción de gas fue necesario manipular la movilidad del gas, ya que con la curva tomada como base se obtenían resultados muy por encima de la tendencia que presentan los datos históricos. Por otro lado la alta movilidad influye fuertemente en la reproducción del petróleo. Para determinar la curva adecuada se realizaron incrementos en el exponente y fueron observadas las gráficas de GOR y tasa de petróleo, tras realizar algunas corridas se concluyó que el máximo exponente capaz de llegar a una tendencia ligera respecto al GOR y mantener el

petróleo es 1.2. En la *figura 62* se presenta la curva de permeabilidad relativa inicial y la manipulada para el ajuste.

**Figura 62.** Permeabilidad relativa del gas con la que fue posible el ajuste



**Fuente:** Autores del proyecto

#### 4.2.2.4. Análisis de Resultados

Con base en los resultados obtenidos luego de realizar el procedimiento de ajuste histórico, es posible notar el impacto que ciertas variables representan a la hora de pretender reproducir el comportamiento histórico.

Como fue mencionado anteriormente, el ajuste obtenido, fue el mejor que se pudo realizar buscando mantener el OOIP en un valor no muy alejado del supuesto como real para el sector. De nada valdría aumentar a valores exagerados el OOIP para mejorar los resultados.

En cuanto al ajuste de presiones, para la zona B la mayor incidencia fue dada por la energía del yacimiento, definida por el volumen de hidrocarburos y la ubicación de los contactos agua-petróleo. En la zona C se presenta un caso diferente a Mugrosa B, ya que en este sector es reportada la presencia de capa de gas. En primer lugar la capa de gas reportada para el bloque IB a 2490 ft, resultó ser

demasiado grande para los resultados del ajuste. El problema principal en esta zona se encontró en la ubicación de los pozos Col 19 y Col 38, ya que se encuentran perforados en las partes, alta y media de la unidad, por lo que establecer un contacto gas-petróleo de tal magnitud no permitiría reproducir el petróleo. Tras un análisis minucioso se llega a la conclusión de que el problema en este caso se debe al desconocimiento en la distribución de las arenas para determinar si los pozos antes mencionados se encuentran o no drenando de un mismo canal o lente, ya que al observar los resultados de producción para estos pozos, se evidenció una excesiva producción de gas para Col 19 y aún así Col 38 no pudo producir el gas histórico. Para lograr un ajuste en la presión de esta zona fue necesario suponer la presencia de una capa de gas en el bloque II de la zona Mugrosa C. La decisión de ubicar dicha capa, se tomó con base en las observaciones realizadas a los pozos de este sector (Col 35, Col 44, Col 52, Col 53). En ellos pudo apreciarse un alto comportamiento del GOR en la etapa inicial de producción.

La producción de agua según el ajuste realizado fue principalmente marcada por la ubicación de los contactos, y moderadamente por la movilidad del agua. Por otro lado, para la zona C, la existencia de capa de gas también influye en la producción de agua, ya que el tamaño de ésta rige el comportamiento de la presión.

En cuanto a la producción de gas no fue posible obtener mejores resultados debido a que se desconoce de la procedencia del gas, por lo tanto se recomienda realizar un estudio que permita conocer mejor la procedencia del éste.

## CONCLUSIONES

- Dentro del proceso control de calidad de la información disponible para la construcción del modelo estático y dinámico, se encontró que el principal problema que posee el CEC es la carencia de un adecuado modelo petrofísico que permita la determinación de los rangos característicos de variación de las propiedades para la adecuada definición de un modelo geoestadístico para el campo.
- Durante el procedimiento de ajuste histórico se evidenció la necesidad de considerar la existencia de más de una zona gasífera dentro del *Sector Model*.
- De igual manera la necesidad de incluir varias regiones de equilibrio en el modelo nos muestra indicios de la gran discontinuidad de los cuerpos arenosos en el campo.
- Luego de finalizado el estudio se concluyó que el volumen original de hidrocarburos in situ es mayor al estimado como real para el sector.
- La simulación numérica de yacimientos demostró ser una herramienta excelente como plataforma virtual de pruebas, permitiendo durante el desarrollo del presente trabajo, llegar a una propuesta consistente de caracterización conceptual del CEC.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio sedimentológico y estratigráfico detallado por cada uno de los bloques del Campo, con el objetivo de conocer la distribución de los cuerpos arenosos, y de esta manera obtener mejores resultados a la hora de construir un modelo de simulación
- Con base en tal estudio construir un adecuado modelo geoestadístico que sea de gran ayuda para futuros estudios en el campo.
- Realizar un análisis exhaustivo a los PVTs pertenecientes a la fecha de inicio de producción existentes en el campo con el objetivo de reproducir mejor el comportamiento de los fluidos.
- No tomar decisiones en la realización de proyectos futuros sin contar con un estudio de simulación que reproduzca el comportamiento del campo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ACOSTA, J. BLANCO, C. “Evaluación de las Metodologías utilizadas para el Análisis de la Compartimentalización en Yacimientos de Petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado.”
2. ARIZA E., “Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
3. AMHED, T., Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, 2001.
4. ARAMENDIZ J. y VELASQUEZ M., “Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado”
5. CALDERON E., y CABALLERO W., “Modelo Geológico 3D a partir de la aplicación de atributos sísmicos en ambientes de depositación fluvial”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.
6. CRISTANCHO D., y HOYOS J., “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
7. DUQUE C. “Informe Geológico Final Campo Colorado”. Diciembre de 2003.
8. HERRERA J. y PATIÑO J., “Análisis integrado de fluidos para el Campo Colorado”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

9. SANTAFÉ, E. "Metodología para reactivación de campos maduros usando simulación numérica de yacimientos" 2010
10. KEITH H. "Reservoir Simulation: State of the art". SPE 10020, 1978.
11. KHALID A. and SETTARI A., Petroleum Reservoir Simulation, 1979.

**ANEXO A**  
**ANALISIS PVT Y PERMEABILIDADES RELATIVAS**

## A.1. ANALISIS PVT

El análisis PVT de los fluidos resulta ser de gran importancia para el conocimiento de las propiedades de los hidrocarburos, ya que permite determinar el comportamiento con respecto a la presión de propiedades tales como el factor volumétrico de formación del petróleo y el gas, viscosidad del petróleo y gas, entre otras.

La calidad de la información PVT está ligada a los datos de laboratorio, si el ambiente de estudio carece de un estudio de este tipo, es posible emplear correlaciones de la literatura para determinar un comportamiento aproximado. A continuación se presentan las correlaciones PVT empleadas en la realización de este proyecto.

Las correlaciones más empleadas son:

- Standing
- Vasquez-Beggs
- Glaso
- Marhouns
- Petrosky-Farshad

### A.1.1. SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL PETROLEO (Rs)

*Para este proyecto se empleó la correlación de Vasquez-Beggs:*

$$R_s = 0.0178 \gamma_{gs} P^{1.187} e^{\left[23.931 \left(\frac{API}{T}\right)\right]} \quad (1)$$

Donde:

*Rs: Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB*

*$\gamma_{gs}$ : Gravedad específica del gas a condiciones de separador*

*P: Presión, Psia*

*T: Temperatura, R*

### A.1.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO ( $B_o$ )

Para la determinación del factor volumétrico a presiones menores del punto de burbuja se empleó la correlación de Standing:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad (2)$$

Donde:

$R_s$ : Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB

$\gamma_{gs}$ : Gravedad específica del gas a condiciones de separador

$P$ : Presión, Psia

$T$ : Temperatura, R

Para presiones superiores al punto de burbuja se empleó la siguiente correlación:

$$B_o = B_{ob}^{[-c_o(P-P_b)]}$$

La compresibilidad del petróleo fue calculada con base en la correlación de Vasquez-Beggs:

$$c_o = \frac{-1.433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1.180\gamma_{gs} + 12.61API}{10^5 P} \quad (3)$$

### A.1.3. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO ( $\mu_o$ )

Para determinar el comportamiento de la viscosidad con la presión es necesario emplear tres correlaciones. La correlación de Beggs-Robinson fue empleada para determinar la viscosidad del petróleo muerto y saturado. A presiones por encima del punto de burbuja se empleó la ecuación de Vasquez-Beggs.

Presión < Presión de burbuja

$$\mu_{ob} = 10.715(Rs + 100)^{-0.515} (\mu_{od})^{5.44(Rs+150)^{-0.338}} \quad (4)$$

Donde la viscosidad del petróleo muerto es estimada por la siguiente ecuación:

$$\mu_{od} = 10^a (T - 460)^{-1.163} - 1 \quad (5)$$

Donde:

$$a = 10^{(3.0324 - 0.02023APt)}$$

Presión > Presión de burbuja

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{P}{Pb} \right)^a \quad (6)$$

Donde:

$$a = 2.6P^{1.187} 10^{-3.9(10^{-5})P-5}$$

#### A.1.4. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL GAS (Bg) Y VISCOSIDAD ( $\mu_g$ )

Para determinar el factor volumétrico de formación del gas es necesario primero determinar el factor de compresibilidad del gas. El procedimiento de Hall Yarborough es presentado a continuación:

$$z = \left[ \frac{0.06125 P_{pr} t}{Y} \right] \exp[-1.2(1-t^2)] \quad (8)$$

Donde  $P_{pr}$ : presión pseudo-reducida

$t$  = recíproco de la temperatura pseudo-reducida

$Y$  = Densidad reducida puede ser obtenida de la siguiente ecuación:

$$F(Y) = (X1) + \frac{Y + Y^2 + Y^3 + Y^4}{(1-Y)^3} - (X2)Y^2 + (X3)Y^{X4} = 0 \quad (9)$$

Donde

$$X1 = -0.06125 P_{pr} t \exp[-1.2(1-t)^2]$$

$$X2 = (14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3)$$

$$X3 = (90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3)$$

$$X4 = (2.18 + 2.82 t)$$

La ecuación de densidad corresponde a una ecuación de tipo no lineal por lo que se emplea el método iterativo de Newton Raphson. El procedimiento computacional a seguir es el siguiente:

*Paso 1.* Establecer un valor para iniciar el proceso iterativo. Una manera de obtener un valor apropiado es emplear la siguiente ecuación:

$$Y^k = 0.0125 P_{pr} t \exp[-1.2(1-t)^2]$$

*Paso 2.* Substituir el valor obtenido en la ecuación anterior para evaluar la función no lineal F(Y). Si el valor está muy alejado de cero continúe al siguiente paso.

*Paso 3.* Estimar un nuevo valor empleando la siguiente expresión:

$$Y^{k+1} = Y^k - \frac{F(Y)}{F'(Y)}$$

Donde F'(Y) es obtenida derivando la función de densidad F(Y).

$$F'(Y) = \frac{1 + 4Y + 4Y^2 - 4Y^3 + Y^4}{(1-Y)^4} - 2(X2)Y + (X3)(X4)Y^{(X4-1)}$$

Finalmente se estima el valor del factor de compresibilidad. Mediante la siguiente ecuación se calcula el factor volumétrico de formación del gas:

$$B_g = 0.005035 \frac{zT}{P} \quad (10)$$

Para el cálculo de la viscosidad, el método de Lee Gonzales Eakin resulta ser muy efectivo.

$$\mu_g = (10^{-4})K \exp \left[ X \left( \frac{\rho_g}{62,4} \right)^Y \right] \quad (11)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02Ma)T^{1,5}}{209 + 19Ma + T}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01Ma$$

$$Y = 2,4 - 0,2X$$

La densidad es calculada de la siguiente manera:

$$\rho_g = \frac{PMa}{RTz} \quad (12)$$

## A.2. PERMEABILIDADES RELATIVAS

Existen variadas correlaciones en la literatura que permiten determinar las permeabilidades relativas. A continuación se presentan las ecuaciones de Hirasaki:

### Sistema agua-petróleo

$$k_{ro} = (k_{ro})_{swc} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no} \quad (13)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{sorw} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw} \quad (14)$$

### Sistema gas-petróleo

$$krg = (krg)_{Swc} \left[ \frac{Sg - Sgc}{1 - Sgc - Swc} \right]^{ng} \quad (15)$$

$$krog = (kro)_{Swc} \left[ \frac{1 - Sg - Sgc}{1 - Sgc - Swc} \right]^{ngo} \quad (16)$$

## **ANEXO B**

### **METODOLOGÍA BÁSICA PARA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

## **METODOLOGÍA BÁSICA PARA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

### **B.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

La simulación de yacimientos está basada sobre ecuaciones y técnicas de ingeniería de yacimientos. Las mismas que los ingenieros de yacimientos han estado utilizando por años.

En general, la simulación se refiere a la representación de algunos procesos por medio de algún modelo que puede ser teórico o físico. Aquí, nosotros nos limitamos a la simulación de yacimientos de hidrocarburos. Lo que nos concierne es el desarrollo y uso de modelos que describen el comportamiento bajo diferentes condiciones de operación.

La simulación de yacimientos en sí no es realmente nueva. Los ingenieros han usado desde hace mucho tiempo modelos matemáticos en los cálculos de comportamiento en ingeniería de yacimientos. Sin embargo, antes del desarrollo de los modernos computadores digitales los modelos eran relativamente simples. Por ejemplo, cuando se calcula el petróleo in situ volumétricamente, el ingeniero simula el yacimiento por un simple modelo en el cual se usan valores promedio para la porosidad, saturación y espesores.

#### **B.1.1. ANÁLISIS BÁSICO**

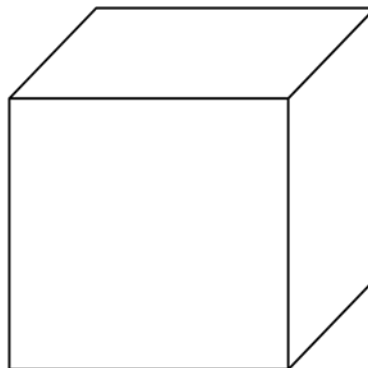
Si un yacimiento es ligeramente homogéneo, los valores promedio de las propiedades del yacimiento como la porosidad, son adecuados para describirlo. La presión promedio, tiempo, y producción de dicho un yacimiento bajo un empuje por gas en solución, por ejemplo, son calculados por métodos familiares como Muskat, Tarner, o Tracy. Todos esos métodos utilizan la ecuación de balance de

materia que puede ser referenciada como EBM. Una simple expresión para la EBM del petróleo es la siguiente:

(Flujo de entrada acumulado en STB) = (OOIP en STB) – (Petróleo remanente in situ en STB)

El flujo acumulado es la diferencia entre el petróleo que entrega el yacimiento y el petróleo que entra a éste. En este análisis básico, no hay entrada de petróleo desde que las fronteras son consideradas impermeables al flujo. Así, la EBM se reduce a su forma más simple. De esta forma, el modelo de yacimiento es llamado el modelo tanque (Figura 63B). Este es de dimensión cero debido a que los valores de presiones, propiedades de la roca y de los fluidos no varían desde un punto a otro. Instantáneamente, estos son calculados como valores promedio para todo el yacimiento. Este modelo de tanque es el bloque básico de los simuladores de yacimientos.

**Figura 63.B.** Bloque básico de simuladores.



**Fuente:** Autores del proyecto.

Los mecanismos de recobro de hidrocarburos aplicados implícitamente dentro de un simulador de yacimientos son los siguientes:

- Expansión de Fluido
- Desplazamiento

- Drenaje Gravitacional
- Imbibición Capilar

### **B.1.2. ¿POR QUÉ SE UTILIZA LA SIMULACIÓN?**

La simulación de yacimientos es usada para estimar el recobro para un escenario de producción existente dado, para evaluar los efectos que pueden llegar a surtir sobre el recobro al alterar las condiciones de operación, y para comparar la relación económica de diferentes métodos de recobro.

Los modelos de tipo black oil a menudo se usan para estimar el efecto de los siguientes parámetros sobre el recobro de petróleo: arreglos de pozo y espaciamiento, intervalos de completamiento de pozos, conificación del gas y/o agua como una función de la tasa, aumento del empuje de un acuífero por inyección de agua, perforación infill, y gas vs. agua vs. gas por inyección de agua.

Los modelos de simulación composicional, a pesar de que pueden ser utilizados para más propósitos que los comentados anteriormente, solo en los casos en donde la representación PVT es inválida para la distribución de fluidos en el yacimiento, se consideran necesarios este tipo de modelos.

#### **B.1.2.1. ¿Qué interrogantes son resueltos a través de la Simulación de Yacimientos?**

Los modelos computacionales pueden ser valiosas herramientas para el ingeniero de petróleos intentando resolver preguntas del siguiente tipo:

- ¿Cómo debería ser desarrollado y producido un campo en pro de maximizar el recobro de hidrocarburos?
- ¿Cuál es el mejor escenario de recobro mejorado para el yacimiento?
- ¿Por qué el yacimiento no se está comportando de acuerdo a las predicciones echas por estudios previos de ingeniería y simulación?

- ¿Cuál es el último recobro para el campo?
- ¿Qué tipo de datos de laboratorio son requeridos? ¿Cual es la sensibilidad del modelo de predicción a diversos datos?
- ¿Cuáles son los parámetros críticos que deberían ser medidos en la aplicación al campo de un escenario de recobro?
- ¿Cuál es el mejor escenario de completamiento para los pozos en un yacimiento?
- ¿De que parte del yacimiento es la producción presente?

### **B.1.3. PASOS DE LA SIMULACIÓN**

#### **B.1.3.1. Recopilación de la información**

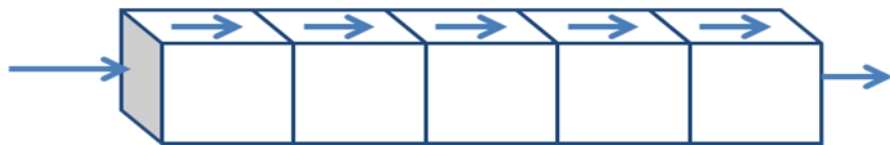
Este es el primer paso de la simulación, tal vez el más importante de todos. Puede variar en duración dependiendo de la naturaleza de la información y del campo como tal. Cuando el objeto de estudio es un yacimiento nuevo, marginal o poco estudiado, este paso toma mucho tiempo ya que si no se dispone de la información indispensable es necesario coordinar un grupo de trabajo para que realice la toma de datos, proceso que puede llegar a ser muy prolongado. Cuando se quiere trabajar sobre un campo del que se dispone de toda, o en su defecto de la mayoría de la información, este paso se limita a realizar un control de calidad del conjunto de datos ya disponibles. Luego de hacer una minuciosa revisión de información, de descartar datos anómalos y organizar los datos representativos se procede a la escogencia del tipo de modelo a desarrollar para nuestro objeto de estudio.

#### **B.1.3.2. Inicialización**

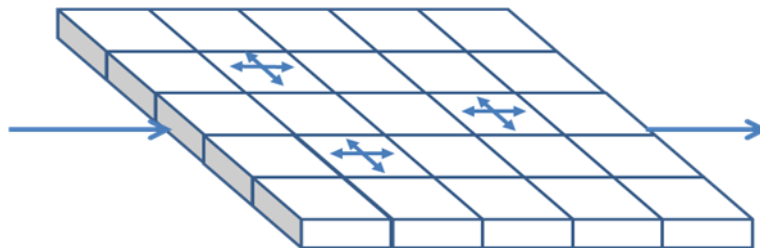
Luego de que el tipo de modelo a usar ha sido seleccionado, el siguiente paso es dividir el yacimiento en cierto número de celdas, como se ilustra en las Figuras

64B y 65B . Esto se realiza creando un sistema de mallas para el yacimiento por medio de un “laying out”. En un estudio bidimensional, la malla es establecida dibujando líneas sobre un mapa del yacimiento. Todas las líneas de la malla deben extenderse a través del yacimiento. Cada celda es identificada por sus coordenadas en x, y, y z. Luego las condiciones de flujo alrededor del yacimiento son establecidas. Por lo regular, se consideran las fronteras del yacimiento como selladas, pero el influx o el efflux debe ser especificado a una presión o tasa asignada.

**Figura 64.B.** Flujo unidimensional.



**Figura 65.B.** Flujo bidimensional.



**Fuente:** Autores del proyecto.

El siguiente paso es asignar para cada celda: propiedades de la roca, geometría, distribuciones de fluidos iniciales, y propiedades de los fluidos. El conjunto de propiedades de la roca consta de permeabilidad específica, porosidad, permeabilidad relativa y algunas veces presión capilar. La geometría de la celda

incluye la profundidad, espesores y ubicaciones de los pozos. Usualmente los pozos son asumidos de tal manera que se ubican en el centro de las celdas a las cuales atraviesan. La distribución inicial de fluidos consta de saturaciones de petróleo, agua y gas al inicio de la simulación. Entonces, se asigna o se calcula una presión promedio de la celda a ese tiempo con datos conocidos. Las propiedades de los fluidos son especificadas por la usual data PVT. En adición, para cada pozo es necesario proveer un Schedule de producción y un índice de productividad o un valor de daño.

El ingeniero debe inspeccionar cuidadosamente esta data básica para la consistencia y exactitud. Por ejemplo, si la data del PBU está disponible en el pozo, el producto permeabilidad-espesor de la celda en donde el pozo está localizado y la tasa de flujo para el pozo deben ser compatibles con la data PBU. El tiempo spent en examinar la data básica es pozo spent, para esto se puede realizar pequeñas corridas. Cabe resaltar que el resultado de la simulación es tan bueno como la data de entrada.

### **B.1.3.3. Ajuste histórico**

El principal propósito de la simulación de yacimiento es la predicción de la tasa de recobro de hidrocarburos por diferentes métodos de operación del campo. Si existe la data adecuada del campo, se pueden realizar predicciones razonablemente exactas. Si la data está incompleta o es supuesta, los simuladores pueden ser usados solamente para comparar semi-cuantitativamente el resultado de diferentes formas de operar el yacimiento. En ambos casos, la exactitud del simulador puede ser mejorada por el ajuste histórico.

El primer paso en el ajuste histórico es calcular el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor data disponible. Los resultados son comparados con el historial de los pozos del campo. Si la relación no es satisfactoria, entonces datos como los de permeabilidad, permeabilidad relativa, y porosidad son variados de una corrida

a otra hasta que el ajuste sea innecesario. El simulador es usado luego para predecir el comportamiento del yacimiento con planes alternativos de operación.

El comportamiento del yacimiento es influenciado por muchos factores; permeabilidad, porosidad, espesores, distribuciones de saturación, permeabilidad relativa, etc. que no son precisamente conocidos a lo largo de todo el yacimiento. El fin es que el ingeniero determine una combinación de estas variables, lo cual se convierte en un ajuste. Esta combinación no es única. Cuando el simulador, después del ajuste es utilizado para predecir, los resultados pueden variar considerablemente con respecto al comportamiento del yacimiento antes del proceso. Por lo general, tiempos más largos de predicción conllevan a menos exactitud en la predicción. Esto obliga al ingeniero a monitorear periódicamente el comportamiento predicho contra el actual y actualizar su modelo de yacimiento.

#### **B.1.3.4. Predicción**

Como cuarto y último paso de la simulación está la predicción. Este paso se convierte en el objetivo definitivo de la simulación de yacimientos. Luego de un ajuste histórico satisfactorio se procede a generar una gama de escenarios que permita comparar el comportamiento del campo simulado en diferentes circunstancias. Por lo general, el primer escenario generado muestra el comportamiento del yacimiento si se mantienen las condiciones actuales, esto implica no perforar nuevos pozos, no cerrar pozos activos y no realizar ningún tipo de trabajo que no se realice en condiciones estándar de explotación. Luego de generar el primer escenario depende del criterio y experiencia del ingeniero de simulación decidir que otros y cuantos otros escenarios serán recreados. Usualmente, los escenarios se simulan en virtud de dos factores que son; pozos nuevos de explotación y mecanismos de recobro mejorado.

Por último, se evalúan todos los escenarios, se les realiza un estudio de factibilidad económica y se toman las decisiones respectivas sobre el desarrollo futuro del yacimiento estudiado.