

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR Y ESTIMAR LA  
DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE EN  
YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS DURANTE EL  
PERÍODO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA**

**ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÁREA DE ÉNFASIS EN HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA, 2010**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR Y ESTIMAR LA  
DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE EN  
YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS DURANTE EL  
PERÍODO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA**

**ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ**

*Trabajo de grado presentado para optar al título de Magíster en Ingeniería área de énfasis en Ingeniería de  
Hidrocarburos*

*Avalado por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado en el marco del convenio de cooperación tecnológica 004  
de 2004 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo*

**M. Sc., M. E. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
DIRECTOR

**M. Sc. CLAUDIA PATRICIA SOTO TAVERA**

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO  
CO-DIRECTORA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÁREA DE ÉNFASIS EN HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA, 2010**

*A tí Señor, por regalarme la vida y tantas bendiciones... por permitirme este logro.*

*A mi familia, especialmente a mi mamá y mi hermana.*

*A esas personas especiales que me han acompañado en la vida.*

## AGRADECIMIENTOS

Al Profesor Samuel Fernando Muñoz Navarro, Director del proyecto, por todo su apoyo durante la ejecución del trabajo y sus constantes y enriquecedores aportes, y en general por todo el respaldo desde mi llegada al Grupo en el ya lejano 2004.

A la doctora Ruby Arbeláez, por sus enseñanzas e invaluable apoyo y colaboración durante el planteamiento de este trabajo de investigación.

A la Ingeniera Claudia Patricia Soto Tavera, por sus acertadas orientaciones cuando estaba naciendo este trabajo.

Al Grupo de Recobro Mejorado, por todo el apoyo y soporte, pero más que al Grupo, a su recurso humano, desde los auxiliares hasta el *staff* (mejor conocido como plaga mayor): las hoy magíster Diana Patricia y Claudia Lorena (en su momento), Fernando Wilson, Nelson Enrique... grandes profesionales, excelentes compañeros y amigos.

A las niñas de postgrados Mónica y María Isabel.

A todas aquellas personas que contribuyeron en alguna medida con la consecución de este logro y de quienes, gracias a esas traiciones de la memoria, he pasado por alto sus nombres.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	13
1. YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS.....	15
1.1 DISTRIBUCIÓN INICIAL DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS ....	17
1.2 UNIDADES DE FLUJO .....	24
2. PLANTEAMIENTO DE UN MODELO GENERAL DE BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS .....	25
2.1 ANTECEDENTES.....	25
2.2 PROPIEDADES PVT ÚTILES EN BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS .	27
2.2.1 Factor volumétrico de formación, $B_o$ .....	27
2.2.2 Densidad del aceite, $\rho_o$ .....	36
2.2.3 Variación del volumen del medio poroso.....	40
2.3 DEDUCCIÓN DE UN NUEVO MODELO GENERAL DE BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS.....	43
2.3.1 Aproximación del modelo de balance de masa a una ecuación lineal .....	48
2.3.2 Simplificaciones al modelo base .....	50
2.3.3 Derivación del modelo base en función del tiempo.....	51
2.3.4 Sensibilidad de parámetros del modelo base .....	54
2.4 EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL MODELO – CASO HOMOGÉNEO.....	56
3. METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR Y ESTIMAR LA DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	64
3.1 MÉTODOS PARA ESTIMAR LA DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS ESTRATIFIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS .....	66
3.1.1 Capacidad de flujo de la formación .....	67
3.1.2 Curvas IPR .....	69
3.1.3 Registros PLT – Medidores de flujo .....	73
3.2 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA – CASOS HETEROGÉNEOS.....	77
3.2.1 Capacidad de flujo de la formación .....	77
3.2.2 Registros PLT – Ejercicio aplicado.....	94
APÉNDICE.....	105
DISCUSIÓN ADICIONAL SOBRE HETEROGENEIDAD EN MEDIOS POROSOS - VARIACIONES PETROFÍSICAS.....	105
INDICE DE HETEROGENEIDAD .....	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	112
BIBLIOGRAFIA.....	114

## LISTA DE TABLAS

	pág.
TABLA 1. VALORES DE LOS COEFICIENTES DEL MÉTODO DE VÁSQUEZ & BEGGS. ....	30
TABLA 2. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE.....	35
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA / FLUIDOS DEL MODELO HOMOGÉNEO DE SIMULACIÓN. ....	58
TABLA 4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LOS MODELOS PARA CÁLCULO DE $S_{OR}$ . .....	60
TABLA 5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL MODELO BASE Y SUS SIMPLIFICACIONES, CON LA SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	61
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL MODELO HETEROGÉNEO DE SIMULACIÓN. ....	79
TABLA 7. DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDADES Y ESPESORES NETOS EN EL MODELO HETEROGÉNEO.....	80
TABLA 8. <i>RANKING</i> COMPARATIVO DE ESTRATOS APORTANTES A LA PRODUCCIÓN.	82
TABLA 9. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS PARA $S_{OR}$ .....	89
TABLA 10. DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDADES Y ESPESORES NETOS EN LOS MODELOS HETEROGÉNEOS 2 Y 3.....	91
TABLA 11. <i>RANKING</i> COMPARATIVO DE ESTRATOS APORTANTES A LA PRODUCCIÓN PARA EL MODELO HETEROGÉNEO 2.....	93
TABLA 12. <i>RANKING</i> COMPARATIVO DE ESTRATOS APORTANTES A LA PRODUCCIÓN PARA EL MODELO HETEROGÉNEO 3.....	93
TABLA 13. INTERVALOS CAÑONEADOS DEL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT.....	95
TABLA 14. RESPUESTA DEL <i>SPINNER</i> PARA LA CORRIDA 1 HECHA EL 17 / 11 / 97. ....	97
TABLA 15. RESPUESTA DEL <i>SPINNER</i> PARA LA CORRIDA 2 HECHA EL 01 / 12 / 97. ....	100
TABLA 16. RESPUESTA DEL <i>SPINNER</i> PARA LA CORRIDA 3 HECHA EL 08 / 07 / 99. ....	102
TABLA 17. PORCENTAJE DE CONTRIBUCIÓN DE CADA INTERVALO A LA PRODUCCIÓN TOTAL.....	104
TABLA 18. PORCENTAJES DE ERROR ASOCIADOS AL USO DE PROMEDIOS DE POROSIDADES Y SATURACIONES DE AGUA INICIALES.....	109

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. ESQUEMA DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO NO ESTRATIFICADO. ....	16
FIGURA 2. ESQUEMA DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO ESTRATIFICADO.....	16
FIGURA 3. ESQUEMA DE YACIMIENTO HETEROGÉNEO ESTRATIFICADO.....	16
FIGURA 4. ESQUEMA DE YACIMIENTO HETEROGÉNEO DISCONTINUO. ....	16
FIGURA 5. PERFIL DE SATURACIÓN DE AGUA EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD. ....	18
FIGURA 6. DIAGRAMA DE FUERZAS EXISTENTES EN EL SISTEMA CAPILAR - FLUIDOS. ....	20
FIGURA 7. VARIACIÓN DE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR CON LA PERMEABILIDAD DEL MEDIO. ....	21
FIGURA 8. ESQUEMA DE UN MEDIO POROSO ESTRATIFICADO. ....	22
FIGURA 9. CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR (TRES MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS NO ESTRATIFICADOS). ....	22
FIGURA 10. EFECTO DE LA PERMEABILIDAD SOBRE EL PERFIL DE SATURACIÓN DE AGUA EN UN MEDIO HETEROGÉNEO ESTRATIFICADO. ....	23
FIGURA 11. POZO PERFORADO PARA PRODUCIR FLUIDOS DE LAS CINCO PRIMERAS ZONAS. ....	23
FIGURA 12. CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO.....	24
FIGURA 13. COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN RESPECTO A LA PRESIÓN EN EL YACIMIENTO. ....	28
FIGURA 14. DENSIDAD DEL CRUDO.....	38
FIGURA 15. DENSIDAD Y DENSIDAD ADIMENSIONAL DEL CRUDO EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN. ....	46
FIGURA 16. VOLUMEN POROSO Y PRESIÓN DEL SISTEMA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	46
FIGURA 17. VARIACIÓN DEL VOLUMEN POROSO ADIMENSIONAL CON LA PRESIÓN....	47
FIGURA 18. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS ECUACIONES (61) Y (62).....	49
FIGURA 19. CURVAS TÍPICAS DE PETRÓLEO PRODUCIDO Y PRESIÓN MEDIA DEL YACIMIENTO.....	53
FIGURA 20. VARIACIÓN DEL VOLUMEN POROSO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	54
FIGURA 21. SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS AL MODELO BASE.....	55
FIGURA 22. ENVOLVENTE DE FASES TÍPICA PARA UN ACEITE NEGRO. ....	56
FIGURA 23. MODELO DE SIMULACIÓN HOMOGÉNEO. ....	57
FIGURA 24. CURVAS DE $N_p$ Y PRESIÓN DEL YACIMIENTO PARA EL CASO DE SIMULACIÓN EMPLEADO. ....	58
FIGURA 25. SATURACIÓN DE ACEITE EN FUNCIÓN DEL TIEMPO Y EL PETRÓLEO PRODUCIDO. ....	62
FIGURA 26. ACEITE PRODUCIDO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	62
FIGURA 27. SATURACIÓN DE ACEITE EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	63
FIGURA 28. SATURACIÓN DE ACEITE EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO PRODUCIDO. ....	63
FIGURA 29. ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA PARA LA CUANTIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE. .....	65
FIGURA 30. DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO. ...	66
FIGURA 31. FORMA TÍPICA DE UNA CURVA DE <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> .....	70
FIGURA 32. FORMA TÍPICA DE UNA CURVA DE <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> , PARA YACIMIENTOS POR DEBAJO DEL PUNTO DE BURBUJA.....	73
FIGURA 33. MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO. ....	77
FIGURA 34. MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO. VISTA TRANSVERSAL. ....	78
FIGURA 35. CURVAS PROMEDIO DE SATURACIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, PARA EL MODELO HETEROGÉNEO.....	79

FIGURA 36. PETRÓLEO PRODUCIDO TOTAL Y POR CAPA PARA EL MODELO HETEROGÉNEO 1. ....	81
FIGURA 37. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 1 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH). ....	82
FIGURA 38. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 2 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH). ....	83
FIGURA 39. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 3 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH). ....	83
FIGURA 40. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 4 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH). ....	84
FIGURA 41. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 5 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH). ....	84
FIGURA 42. PRESIÓN EN FUNCIÓN DE PERMEABILIDAD, A DIFERENTES TIEMPOS.....	85
FIGURA 43. PRESIÓN ESTÁTICA EN FUNCIÓN DE PROFUNDIDAD. ....	86
FIGURA 44. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 1 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH VS CALCULADO POR KH MODIFICADA). ....	87
FIGURA 45. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 2 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH VS CALCULADO POR KH MODIFICADA). ....	87
FIGURA 46. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 3 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH VS CALCULADO POR KH MODIFICADA). ....	88
FIGURA 47. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 4 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH VS CALCULADO POR KH MODIFICADA). ....	88
FIGURA 48. COMPARACIÓN DEL APOORTE A LA PRODUCCIÓN PARA LA CAPA 5 (SIMULADO VS CALCULADO POR KH VS CALCULADO POR KH MODIFICADA). ....	89
FIGURA 49. MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO 2. VISTA TRANSVERSAL. ....	90
FIGURA 50. MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO 3. VISTA TRANSVERSAL. ....	91
FIGURA 51. PETRÓLEO PRODUCIDO TOTAL Y POR CAPA PARA EL MODELO HETEROGÉNEO 2. ....	92
FIGURA 52. PETRÓLEO PRODUCIDO TOTAL Y POR CAPA PARA EL MODELO HETEROGÉNEO 3. ....	92
FIGURA 53. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT. ....	94
FIGURA 54. ESTADO MECÁNICO SIMPLIFICADO DEL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT. ....	95
FIGURA 55. RESPUESTA DEL SPINNER VS VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°1). ....	98
FIGURA 56. PERFIL DE FLUJO PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°1). ....	98
FIGURA 57. RESPUESTA DEL SPINNER VS VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°2). ....	100
FIGURA 58. PERFIL DE FLUJO PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°2). ....	101
FIGURA 59. RESPUESTA DEL SPINNER VS VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°3). ....	103
FIGURA 60. PERFIL DE FLUJO PARA EL POZO BAJO ESTUDIO MEDIANTE REGISTROS PLT (CORRIDA N°3). ....	103
FIGURA 61. PERFIL DE POROSIDAD CONTRA SATURACIÓN. ....	105
FIGURA 62. RELACIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD. ....	106
FIGURA 63. RELACIÓN DE POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA INICIAL. ....	108
FIGURA 64. REPRESENTACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO. ....	110
FIGURA 65. RELACIÓN ENTRE H Y V*. ....	111

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR Y ESTIMAR LA DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE EN YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS DURANTE EL PERÍODO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA<sup>1</sup>

**AUTOR:** ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Saturación de aceite remanente, recobro mejorado de hidrocarburos, balance de masa, simulación numérica de yacimientos, capacidad de flujo, registros PLT.

La determinación de la saturación de petróleo remanente ( $S_{OR}$ ) durante el período de producción primaria, constituye un tópico de investigación de suma importancia, ya que la implementación de procesos de recuperación adicional debe basarse en el conocimiento del volumen de aceite aún presente en el yacimiento y en la forma en que se encuentra distribuido espacialmente este aceite en el medio poroso.

Por tal motivo, es importante el desarrollo de una metodología que permita cuantificar y estimar la forma en que se distribuye el petróleo remanente en un yacimiento estratificado durante la etapa de producción primaria, de modo que puedan concentrarse los esfuerzos en procesos de recuperación adicional sobre aquellas unidades de flujo que exhiban un mayor potencial de aporte a la producción, en función de la fracción de aceite remanente y de la capacidad de flujo que éstas presenten.

La metodología planteada parte de un balance de masa global aplicado al sistema bajo estudio, cuyo principal resultado es la cuantificación de la  $S_{OR}$ . Este modelo está en función de saturaciones iniciales, del volumen de petróleo producido y del comportamiento de la presión en el yacimiento, la cual se debe considerar para evaluar la variación de parámetros PVT y la compresibilidad del medio poroso. Adicionalmente, la discriminación de producción en yacimientos multicapa se hace mediante la aplicación de un balance de cantidad de movimiento en conjunto con la determinación de las capacidades de flujo de cada capa, para de este modo establecer la distribución de saturaciones de petróleo remanente.

Esta metodología se puede alimentar con datos de campo, información disponible en la literatura técnica o con resultados preliminares arrojados por modelos de simulación numérica.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado para optar al título de Magister en ingeniería de hidrocarburos.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M.Sc. Claudia Patricia Soto Tavera.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENTS OF A METHODOLOGY TO ESTIMATE AND QUANTIFY REMAINING OIL SATURATION (ROS) DISTRIBUTION IN COMPLEX STRATIGRAPHIC RESERVOIRS DURING PRIMARY PRODUCTION PERIOD<sup>2</sup>

**AUTHOR:** ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ \*\*

**KEYWORDS:** Remaining oil saturation, enhanced oil recovery, mass balance, numerical simulation of reservoirs, flow capacity, PLT logs.

Determination of remaining oil saturation (ROS) during primary production phase is a valuable research topic, because accomplishment of enhanced oil recovery (EOR) processes must be based in knowledge of oil volume at reservoir conditions and how this oil is spatially distributed at the porous media.

In this sense, a model that allows quantification and spatial distribution of remaining oil in a complex stratigraphic reservoir in primary production stage will be a helpful tool, due to flow units with potentially high capacity to contribute to global production, could be identified in function of remaining oil fraction in each one of them.

The proposed model originates from a overall mass balance applied to the reservoir system under study; main result of is remaining oil saturation quantification. This model depends on initial fluid saturations; oil produced and pressure behavior, which affects PVT properties of reservoir fluids and rock compressibility. In multilayer reservoirs, a momentum balance (modified Darcy's Law) along with flow capacities (Kh) in each layer is applied to describe the discrimination in production through each layer. Thus, remaining oil saturation distribution can be established.

Model's input data could be technical literature information or available field data. A conceptual numerical simulation was made to evaluate results in terms of remaining oil saturation distribution, with very good agreement among those thrown by the model and numerical simulator.

---

<sup>2</sup> Graduate work to qualify for the title of Master of Hydrocarbons Engineering.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.  
Director: M.Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M.Sc. Claudia Patricia Soto Tavera

## INTRODUCCIÓN

Previo al inicio de la discusión formal respecto a los alcances de esta investigación, es preciso realizar una diferenciación fundamental entre dos conceptos básicos: saturación de aceite remanente,  $S_{OR}$ , y saturación de aceite residual,  $S_{OR}$ , puesto que es común encontrar que en publicaciones técnicas se las trate como si fuesen la misma. Se conoce como saturación de aceite remanente a aquella medida en cualquier tiempo durante la vida productiva de un yacimiento; su rango oscila entre la saturación inicial y la saturación de aceite residual secundaria o terciaria, lo cual indica que ésta última se puede determinar durante la etapa de producción primaria o etapas de recuperación adicional. A su vez, la saturación de aceite residual secundaria o terciaria es la mínima saturación a la que puede llegarse, debido a que los efectos capilares de interacción entre la roca y los fluidos no permiten llegar a saturaciones de cero. Esta saturación varía según el método de recuperación que se emplee; *v. gr.*  $S_{OR} @vapor < S_{OR} @agua$ .

Actualmente, la determinación de la saturación de aceite remanente se hace mediante el uso de registros de pozos tales como resistivos, de neutrones (PNC), magnéticos nucleares (NML), de carbono / oxígeno, entre otros. No obstante, estas técnicas presentan dos desventajas significativas: (1) las estimaciones de la  $S_{OR}$  se hacen de manera cualitativa, lo cual ocasiona que al emplear dos o más registros no se obtengan resultados equiparables, (2) las mediciones son realizadas en las cercanías de la cara del pozo, lo cual quiere decir que los resultados difícilmente se podrán extrapolar al volumen total del yacimiento.

Otra forma de determinar la  $S_{OR}$  es mediante la aplicación de ecuaciones de balance de materiales. De este modo, se obtienen valores promedio de saturaciones remanentes en el volumen total del yacimiento. En ese sentido, estas estimaciones promedio de aceite remanente tendrán validez si el medio poroso fuese homogéneo y no estratificado; sin embargo, cuando se tiene un medio poroso con complejidad estratigráfica, los resultados de  $S_{OR}$  se tornan imprecisos puesto que no se tienen en cuenta los efectos de la variación en las propiedades de las unidades de flujo que conforman dicho medio. En otras palabras, se obtiene un único valor de saturación remanente de aceite promedio del

yacimiento, cuando lo que se requiere es una distribución de esta saturación en función de la profundidad y/o en sentido areal.

En este orden de ideas, antes de implementar procesos de recuperación adicional es importante tener en cuenta que la principal razón por la cual un proyecto de esta naturaleza puede fallar es el desconocimiento de la forma en que se encuentra distribuido el aceite remanente durante la etapa de producción primaria debido, principalmente, a la complejidad estratigráfica del medio poroso. Esto conlleva a una incorrecta definición de las unidades de flujo del yacimiento que van a ser sometidas al proceso de recobro que se pretenda implementar. En consecuencia, ignorar la forma en que está distribuido el aceite remanente en el medio poroso, constituye un factor crítico que impacta negativamente el éxito de los métodos de recuperación secundaria, EOR o IOR (*v. gr. perforación infill*).

Una vez cuantificada y determinada la distribución de saturación de aceite remanente en el yacimiento, se puede establecer qué unidades de flujo y/o zonas serán candidatas para llevar a cabo procesos de recuperación adicional, en función de la fracción de petróleo remanente en cada una de estas unidades y de la capacidad de aporte a la producción que exhiban.

Por lo anterior, la determinación de la  $S_{OR}$  en la etapa de depleción primaria constituye un importante tópico de investigación, ya que la implementación de procesos de recuperación adicional debe basarse sobre el conocimiento del volumen de aceite presente en el yacimiento y en la manera en que se encuentra distribuido este aceite en el medio poroso.

En este trabajo se presenta una metodología que permite estimar la distribución de la saturación de aceite remanente en yacimientos heterogéneos, a partir de la caracterización básica del sistema roca-fluidos y los datos de producción disponibles.

## 1. YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS

Los yacimientos petrolíferos son acumulaciones de material sedimentario depositado, bajo cambiantes ambientes de depositación. Como resultado de los subsecuentes cambios físico – químicos, tales como compactación, solubilización, dolomitización y cementación, las propiedades del sistema roca / fluidos se ven alteradas. De esta forma, la heterogeneidad de los medios porosos es función de los ambientes de depositación y los eventos anteriormente descritos, así como de la naturaleza de las partículas que conforman estos sedimentos.

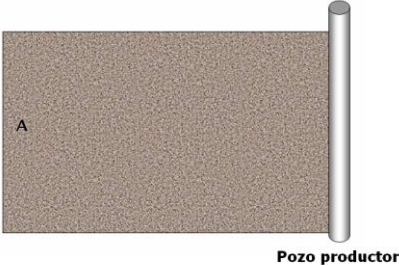
La heterogeneidad de un yacimiento se puede evaluar en dos sentidos: areal y vertical. Sin embargo, y de modo general, se espera que a una elevación correspondiente a determinado período de depositación, el rango de tamaño de partículas sedimentarias no sufra mayores variaciones en la extensión areal del reservorio. Entre tanto, las propiedades petrofísicas de la roca a distintas elevaciones se verán afectadas en gran medida debido a los diferentes ambientes depositacionales junto a la segregación de los sedimentos de distintos tamaños promedio, los cuales posteriormente conformarán diferentes unidades de flujo<sup>3</sup>.

Con el propósito de hacer precisión respecto a las definiciones que se manejan en este documento, se tendrá que un yacimiento homogéneo no estratificado consta de una sola unidad de flujo, en la que las características petrofísicas del medio y propiedades PVT de los fluidos presentan valores promedio constantes. Un yacimiento homogéneo estratificado consta de varias unidades de flujo homogéneas con propiedades diferentes entre sí. Un yacimiento heterogéneo estratificado consta de varias unidades de flujo heterogéneas, es decir, estas unidades se encuentran divididas en sub-unidades con propiedades distintas entre sí. Por último, un yacimiento discontinuo será aquel cuyas arenas no presenten continuidad horizontal. Las figuras 1, 2 y 3 y 4 ilustran esta diferenciación.

---

<sup>3</sup> CRAIG, F. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". AIME, (1971).

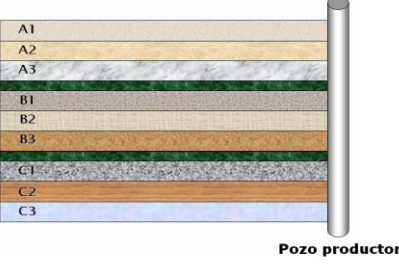
**Figura 1.** Esquema de yacimiento homogéneo no estratificado.



**Figura 2.** Esquema de yacimiento homogéneo estratificado.



**Figura 3.** Esquema de yacimiento heterogéneo estratificado.



**Figura 4.** Esquema de yacimiento heterogéneo discontinuo.



## 1.1 DISTRIBUCIÓN INICIAL DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Las fuerzas capilares existentes en un reservorio son el resultado de las tensiones interfaciales y superficiales que se presentan entre la roca y los fluidos, la geometría y tamaño de los poros y las condiciones de mojabilidad que exhiba el medio. Cuando coexisten dos fluidos inmiscibles en contacto, se presenta una diferencia de presión en la interfase que los separa, la cual depende de la curvatura de esta interfase. A esta diferencia de presión se la conoce como presión capilar<sup>4</sup>,  $p_c$ . Siendo la presión de la fase mojanante  $p_{wp}$ , y la presión de la fase no mojanante  $p_{nwp}$ , se define la presión capilar de la siguiente forma:

$$P_c = P_{nwp} - P_{wp} \quad (1)$$

La presión capilar existente en un medio que presenta dos fluidos inmiscibles es función de la tensión interfacial y de los tamaños de las gargantas porales, las que a su vez controlan la curvatura de la interfase. Adicionalmente, la curvatura es también función de la saturación de los fluidos que ocupan el medio poroso. Hidrostaticamente, la presión capilar se puede expresar de la siguiente manera:

$$p_c = \Delta\rho g h \quad (2)$$

Donde:

$\Delta\rho = \rho_{wp} - \rho_{nwp}$ : Diferencia de densidades entre las fases.

$g$ : Aceleración de la gravedad.

$h$ : Altura de la columna capilar.

Una aplicación importante del concepto de presión capilar lo constituye la estimación de la distribución inicial de los fluidos en un reservorio, previo a su explotación. Los datos de presión capilar en función de saturación de fase mojanante pueden convertirse en datos de

---

<sup>4</sup> AHMED, T. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing, (2001).

profundidad en función de saturación de fase mojante, reacomodando los términos de la ecuación 2 la cual, en unidades prácticas, queda expresada del siguiente modo:

$$p_c = \left[ \frac{h}{144} \right] (\rho_{wp} - \rho_{nwp}) \quad (3)$$

Donde:

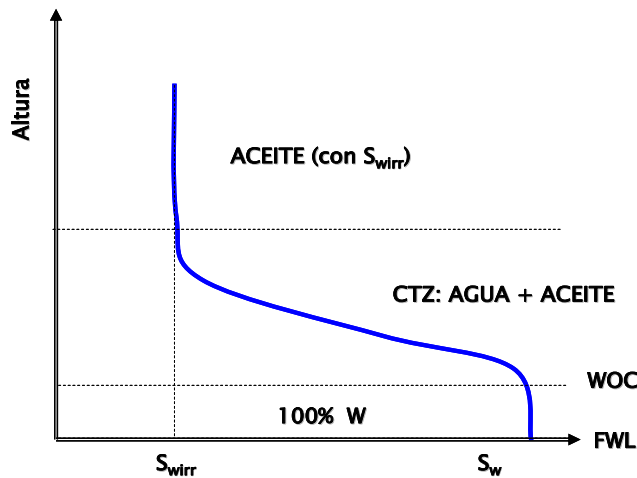
$p_c$ : Presión capilar; [psia]

$\rho_{wp} - \rho_{nwp}$ ; [lb/ft<sup>3</sup>]

$h$ : Altura sobre el nivel de agua libre; [ft]

La figura 5 presenta un perfil ideal de saturación de agua, que actúa como fase mojante, en función de la altura. De esta figura es importante resaltar cuatro puntos de interés:

**Figura 5.** Perfil de saturación de agua en función de la profundidad.



**Fuente:** Modificada de AHMED, T. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing, (2001).

- **FWL:** Nivel de agua libre ("Free Water Level"): Es el nivel en el que se presentaría la interfase agua petróleo en ausencia de medio poroso.
- **WOC:** Contacto Agua-Petróleo ("Water Oil Contact"): Es el nivel más bajo en que se puede detectar petróleo. La diferencia entre el WOC y el FWL corresponde al ascenso capilar generado por los poros de mayor diámetro de la red poral.

- **S<sub>wirr</sub>**: Saturación de agua irreducible: Es la mínima saturación de agua obtenida por desplazamiento capilar. En los capilares cilíndricos la S<sub>wirr</sub> es nula (no hay fases residuales), pero en los medios porosos naturales toma valores, en general superiores al 10 ó 15% del volumen poroso.
- **CTZ**: Zona de Transición Capilar: Es la zona que incluye todos los niveles en que la S<sub>w</sub> varía entre el 100 % del volumen poroso y la S<sub>wirr</sub>.

A manera de complemento, sobre la figura 5 cabe destacar que entre el **FWL** y el **WOC** se encuentra el medio poroso a condiciones de saturación de agua máxima. La altura capilar **h**, en este caso representa la altura de la zona de transición, en la cual coexisten las fases agua y petróleo. A partir de allí, se llega a la región de saturación máxima de petróleo (con saturación de agua irreducible).

Otra expresión útil para visualizar y analizar los fenómenos capilares es aquella que se obtiene al hacer un balance de fuerzas operantes en sistemas capilares simplificados. En la figura 6 se presentan las fuerzas que intervienen en este caso, considerando al agua como fase mojante y al petróleo como fase no mojante. La fuerza que origina el ascenso capilar esta expresada por  $F_1$ :

$$F_1 = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} 2\pi r \quad (4)$$

Donde:

$\sigma_{wo}$  : Tensión interfacial entre el agua y el petróleo, [Dyna/cm].

$\theta_{wo}$  : Ángulo de contacto de la interfase líquida con la superficie del sólido.

$r$  : Radio del capilar, [cm].

Por otra parte, el peso adicional de la columna, debido al cambio de petróleo por agua durante el proceso, se representa por  $F_2$ :

$$F_2 = \pi r^2 h \Delta \rho g \quad (5)$$

Donde:

$h$  : Ascenso capilar, [cm].

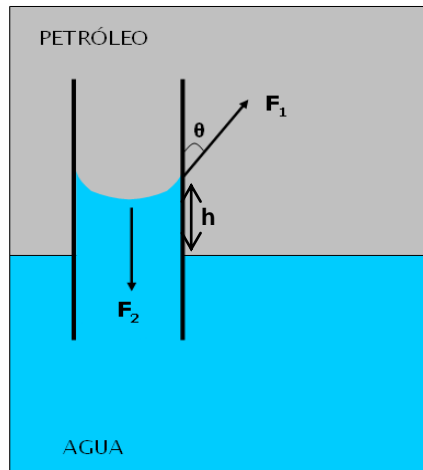
$g$  : Aceleración de la gravedad, [cm/seg<sup>2</sup>].

$\Delta\rho$  : Diferencia de densidad entre los fluidos, [g/cm<sup>3</sup>].

En el equilibrio, ambas fuerzas se compensan exactamente, de modo que igualando las expresiones (4) y (5) y despejando la altura "h", se obtiene:

$$h = \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r g \Delta\rho} \quad (6)$$

**Figura 6.** Diagrama de fuerzas existentes en el sistema capilar - fluidos.



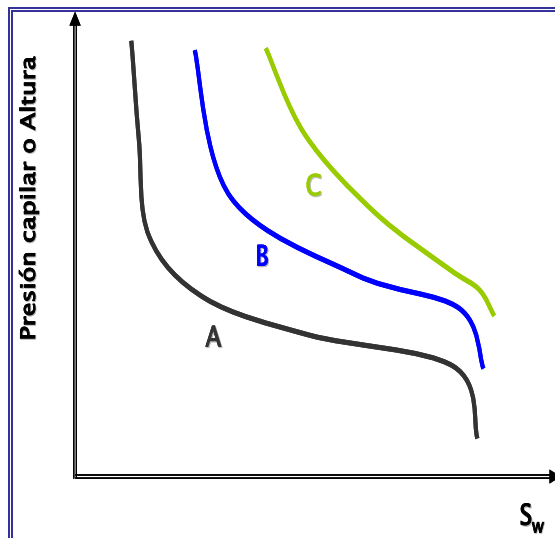
**Fuente:** Modificada de **CROTTI, M.** "La Distribución de Fluidos en el Reservorio". Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Curso de capacitación, (2007).

La expresión (6) muestra la dependencia de los efectos capilares con el diámetro del tubo (gargantas porales), la tensión interfacial y el ángulo de contacto (mojabilidad del sistema) y la diferencia de densidad entre fluidos. Otra forma útil para analizar los fenómenos capilares es la que se obtiene reemplazando la ecuación (6) en la (2):

$$p_c = \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r} \quad (7)$$

La ecuación (7) muestra que, una vez elegidos tanto el medio poroso como los fluidos a estudiar, la presión capilar es inversamente proporcional al promedio de los radios capilares involucrados. En ese sentido, el tamaño de las gargantas porales está asociado con la permeabilidad del medio ya que al hacer una inspección sencilla de la ecuación (6), se observa que en la medida que el radio capilar se hace más grande (medio poroso más permeable), la altura de la zona de transición decrece y viceversa. En la figura 7, la permeabilidad de A es mayor que la permeabilidad de B y ésta a su vez es mayor que la de C, es decir,  $K_A > K_B > K_C$ .

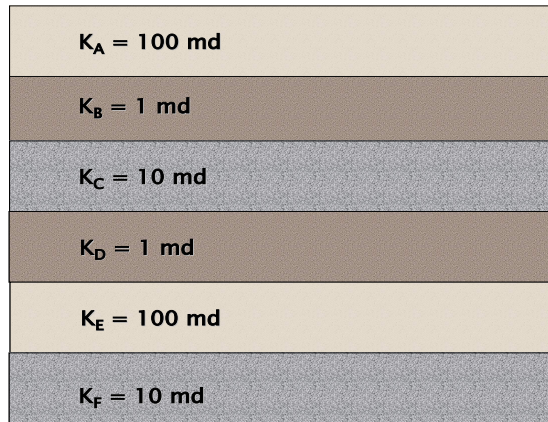
**Figura 7.** Variación de curvas de presión capilar con la permeabilidad del medio.



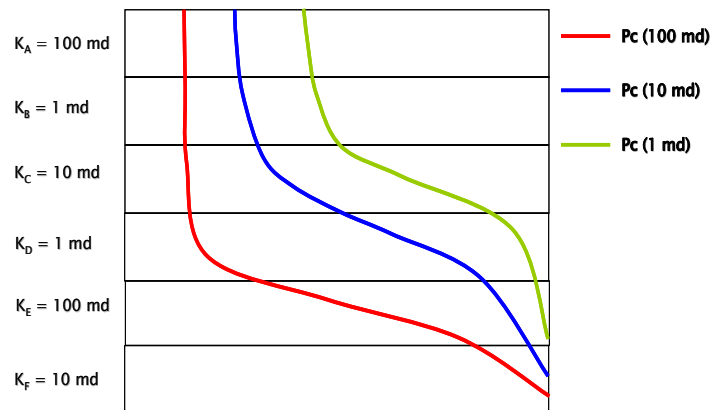
**Fuente:** Modificada de AHMED, T. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing, (2001).

La presencia de un gradiente de permeabilidad vertical, *v. gr.* yacimiento heterogéneo estratificado, ocasiona que la distribución inicial de fluidos no sea uniforme como lo sería en un medio homogéneo. En ese orden de ideas, las saturaciones iniciales de fluidos cambiarán en función de las propiedades petrofísicas de cada intervalo. La figura 8 representa un medio poroso estratificado que cuenta con seis capas y tres valores distintos de permeabilidad ( $K_A = K_E = 100$  md;  $K_B = K_D = 1$  md;  $K_C = K_F = 10$  md). Suponiendo la homogeneidad y uniformidad del medio, las curvas de presión capilar serían como las mostradas en la figura 9.

**Figura 8.** Esquema de un medio poroso estratificado.



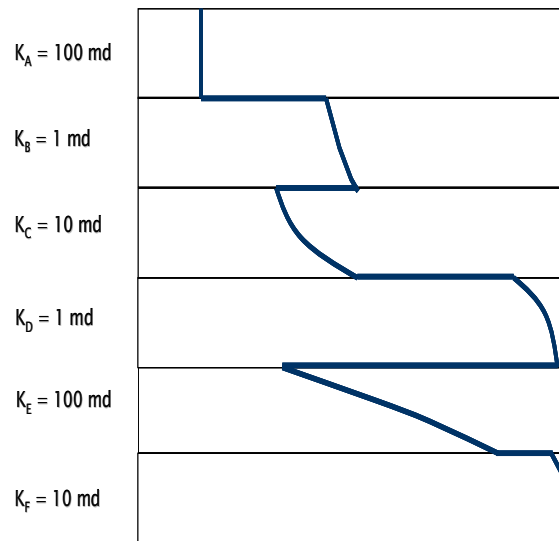
**Figura 9.** Curvas de presión capilar (tres medios porosos homogéneos no estratificados).



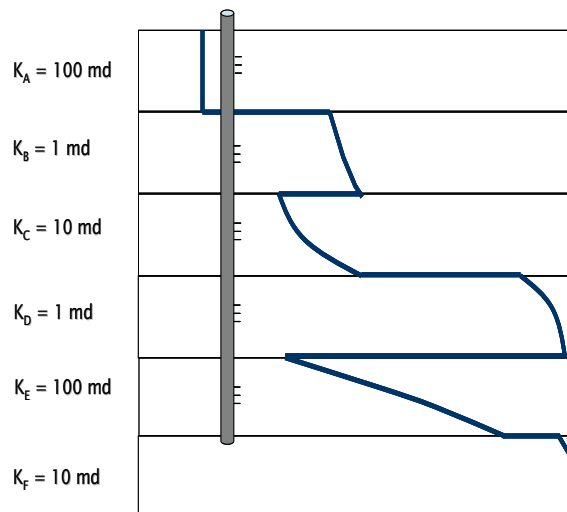
Debido a la no homogeneidad del medio poroso, la curva de presión capilar que representaría la distribución de fluidos en yacimientos de esta naturaleza sería una como la que se muestra en la figura 10. Si se perfora un pozo tal como se presenta en la figura 11, abierto en las capas A, B, C, D, y E, se tendrá producción de aceite solamente a través de las capas A y B, ya que se encuentran por encima de las zonas de transición correspondientes a cada curva de presión capilar, *v. gr.* capa A con  $K_A = 100 \text{ md}$  y capa B con  $K_B = 1 \text{ md}$ . Las capas C ( $K_C = 10 \text{ md}$ ) y E ( $K_E = 100 \text{ md}$ ) producirían petróleo con determinado valor para el corte de agua, puesto que las zonas cañoneadas se encuentran en las respectivas zonas de transición capilar. Entre tanto, la capa D ( $K_D = 1 \text{ md}$ ) producirá preferiblemente agua, puesto que la curva cae justo sobre el nivel de agua libre (FWL). De este modo, queda claro que la saturación inicial de agua en un reservorio

estratificado tendrá variaciones considerables, de modo que puede haber zonas productoras de agua desde el inicio de la vida productiva del yacimiento. Este hecho, sumado a la depleción y posible aparición de gas libre en el medio poroso, es de gran importancia para la posterior determinación de la distribución de saturaciones de petróleo remanente durante la etapa de producción primaria en yacimientos estratificados.

**Figura 10.** Efecto de la permeabilidad sobre el perfil de saturación de agua en un medio heterogéneo estratificado.



**Figura 11.** Pozo perforado para producir fluidos de las cinco primeras zonas.



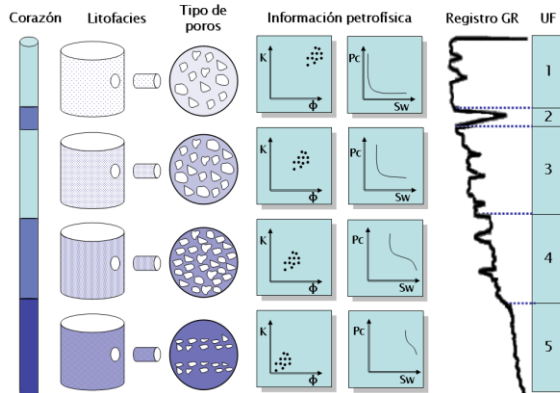
## 1.2 UNIDADES DE FLUJO

Ebanks<sup>5</sup> (1987), definió una unidad de flujo como “aquella porción de un medio poroso, cuyas propiedades petrofísicas y geológicas que afectan el flujo de fluidos, son constantes, consistentes y diferentes a las propiedades de otros volúmenes de roca”.

Ahr & Hammel<sup>6</sup> (1999), definieron rangos para clasificar las unidades de flujo como buenas o malas, dependiendo de la resistencia al flujo que presenten. Una buena unidad de flujo posee los mayores valores combinados de porosidad y permeabilidad y la mínima resistencia al flujo de fluidos. En ese sentido, una mala unidad de flujo presenta bajos valores de porosidad y permeabilidad y una máxima resistencia al flujo.

La figura 12 representa una serie de cinco unidades de flujo y muestra la variación que para cada unidad existe entre las litofacies, tipos de poros, correlaciones porosidad – permeabilidad, curvas de presión capilar y resultados del registro Gamma Ray.

**Figura 12.** Caracterización de unidades de flujo.



Fuente: **EBANKS, W., et. al.** “Flow Units for Reservoir Characterization”, TAMU 2003.

<sup>5</sup> **EBANKS, W., et. al.** “Flow Units for Reservoir Characterization”, En **GENTRY, M.** “Applications of Artificial Neural Networks in the Identification of Flow Units, Happy Spraberry Field, Garza County Texas”. M. Sc. Theses TAMU. 2003.

<sup>6</sup> **GENTRY, M.** “Applications of Artificial Neural Networks in the Identification of Flow Units, Happy Spraberry Field, Garza County Texas”. M. Sc. Theses TAMU. 2003.

## 2. PLANTEAMIENTO DE UN MODELO GENERAL DE BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS

En este capítulo se presenta la deducción de un modelo generalizado de balance de masa aplicable a medios porosos. El principal objeto de este modelo es calcular la saturación de aceite en algún momento de la etapa de producción primaria de un yacimiento; puede ser aplicado en configuraciones de medios porosos homogéneos y con estratigrafía compleja. Previo a la deducción formal del modelo, se hace una descripción de los antecedentes existentes para determinar saturaciones de aceite a partir de ecuaciones de balance y se discuten las propiedades PVT útiles en balances de masa en medios porosos.

### 2.1 ANTECEDENTES

La saturación de un fluido (aceite, agua o gas) en un yacimiento se define como la razón existente entre el volumen del fluido y el volumen poroso total. En ese sentido:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso}} \quad (8)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (9)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (10)$$

Adicionalmente, en cualquier instante de la vida del yacimiento se debe cumplir la siguiente relación:

$$S_o + S_w + S_g = 1.0 \quad (11)$$

Considerando un yacimiento volumétrico sin gas libre inicial que contiene  $N$  barriles estándar [STB] de aceite a condiciones de presión inicial,  $P_i$ , la saturación de aceite inicial puede expresarse como:

$$S_{oi} = 1.0 - S_{wi} \quad (12)$$

El subíndice  $i$  denota las condiciones iniciales del yacimiento. Partiendo de la definición de saturación de aceite, se tiene que:

$$1.0 - S_{wi} = \frac{N B_{oi}}{\text{volumen poroso}} \quad (13)$$

En la ecuación (13), el término  $B_{oi}$  representa el factor volumétrico de formación inicial de aceite y se expresa en [BBL / STB]. Esta y otras propiedades PVT del petróleo serán discutidas en el siguiente apartado.

Despejando el volumen poroso de la expresión (13), se obtiene:

$$\text{volumen poroso} = \frac{N B_{oi}}{1.0 - S_{wi}} \quad (14)$$

Si el yacimiento ha producido en un determinado período de tiempo  $N_p$  barriles estándar de aceite, el volumen de aceite remanente estaría dado por:

$$\text{volumen de aceite remanente} = (N - N_p) B_o \quad (15)$$

En la ecuación (15), el término  $B_o$  representa el factor volumétrico de formación de aceite a las condiciones actuales y se expresa en [BBL / STB].

Reemplazando las ecuaciones (14) y (15) en la ecuación (8), se obtiene lo siguiente:

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o}{\frac{NB_{oi}}{1.0 - S_{wi}}} \quad (16)$$

$$S_o = \frac{(1.0 - S_{wi})(N - N_p)B_o}{NB_{oi}} \quad (17)$$

La expresión **(17)** constituye una relación simple para el cálculo de la saturación de aceite en el yacimiento conociendo la saturación inicial de agua, el comportamiento del factor volumétrico del crudo, el OOIP y el petróleo producido. A las condiciones iniciales, donde  $N_p = 0$  y  $B_o = B_{oi}$ , la saturación de aceite corresponde a la saturación inicial de aceite, bajo la asunción que la saturación de gas es cero.

## 2.2 PROPIEDADES PVT ÚTILES EN BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS

A continuación se realizará una discusión de las propiedades PVT que afectan el principio de conservación de masa en medios porosos y un compendio de las correlaciones más comunes para su determinación. El objeto es desarrollar una guía que permita seleccionar las correlaciones que más adecuadamente describirían el comportamiento del fluido de yacimiento en función de sus características, en la medida que no se dispongan de pruebas experimentales confiables.

### 2.2.1 Factor volumétrico de formación, $B_o$

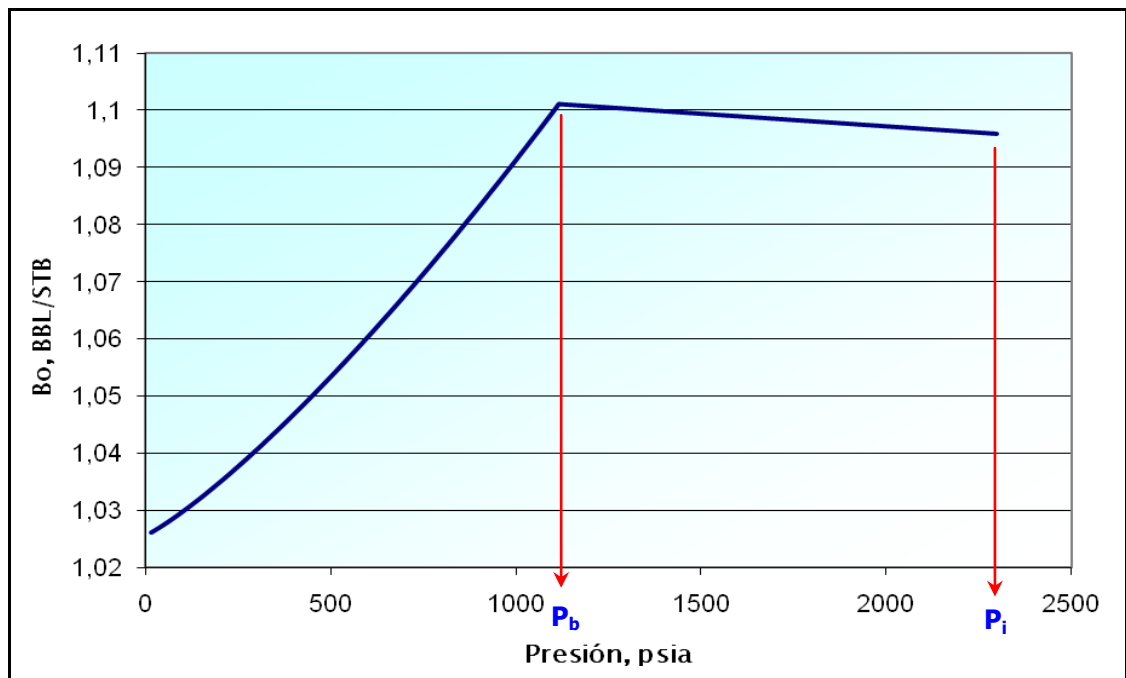
El volumen de aceite que entra en el tanque de almacenamiento en superficie siempre es menor que el volumen de aceite que está fluyendo desde el yacimiento debido a la diferencia en las condiciones, que ocasiona una liberación de gas que se encontraba en solución dentro del yacimiento.

El factor volumétrico de formación,  $B_o$ , se define como la relación entre el volumen de aceite a temperatura y presión de yacimiento y el volumen de aceite a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{(V_o)_{CY}}{(V_o)_{CS}} \left[ \frac{bls}{STB} \right] \quad (18)$$

Esta propiedad aumenta mientras la presión disminuye debido al aumento de volumen por la expansión que se genera, este comportamiento se presenta hasta alcanzar el punto de burbuja donde el aceite alcanza la máxima expansión; cuando la presión sigue disminuyendo debajo de la presión de saturación, tanto el volumen del aceite como el factor volumétrico disminuyen con la liberación del gas de solución. La figura 13 representa el comportamiento típico del factor volumétrico del aceite en un yacimiento.

**Figura 13.** Comportamiento del factor volumétrico de formación respecto a la presión en el yacimiento.



A continuación se presentan las correlaciones PVT más importantes, utilizadas para el cálculo del factor volumétrico de formación del aceite.

➤ **Correlación de Standing**

En 1947 Standing<sup>7</sup> publicó su correlación basado en experimentos de laboratorio de 105 muestras de 22 distintos aceites de California. En ésta expresión el factor volumétrico de formación es expresado en función de la temperatura de yacimiento,  $T$ , la solubilidad del gas en el aceite,  $R_s$ , gravedad específica del aceite,  $\gamma_o$ , y la gravedad específica del gas,  $\gamma_g$ , así como de algunos parámetros de ajuste ( $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $a_5$ ). El autor reportó un porcentaje de error equivalente al 1,2% comparando los datos experimentales con los resultados arrojados por la correlación.

Matemáticamente, se expresa de la siguiente forma:

$$B_o = a_1 + a_2 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{a_3} + a_4 T \right]^{a_5} \quad (19)$$

Donde:

$$a_1 = 0,9759$$

$$a_2 = 1,2 \text{ E-}04$$

$$a_3 = 0,5$$

$$a_4 = 1,25$$

$$a_5 = 1,2$$

### ➤ Correlación de Vásquez & Beggs

Vásquez & Beggs<sup>8</sup> publicaron su correlación en 1980. Para desarrollarla se utilizaron más de 6000 mediciones de  $B_o$  a distintas presiones y se clasificaron los crudos en dos categorías: por encima y por debajo de 30° API. Usando la técnica de regresión numérica<sup>9</sup>, llegaron a que la expresión que mejor reproducía los datos de laboratorio era la siguiente:

<sup>7</sup> STANDING, M. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems". Society of Petroleum Engineers 1977.

<sup>8</sup> VASQUEZ, M. & BEGGS, D. "Correlations for Fluid Physical Properties Prediction". JPT, June 1980.

<sup>9</sup> AHMED, T. Op. cit. p – 6.

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left( \frac{^\circ API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s] \quad (20)$$

Donde:

$R_s$  = Solubilidad del gas, SCF / STB

$T$  = Temperatura del yacimiento, °R

$\gamma_{gs}$  = Gravedad específica del gas a la presión de referencia del separador, definida de la siguiente forma:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g + \left[ 1 + 5,912 E - 05 (^\circ API) (T_{sep} - 460) \log \left( \frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right] \quad (21)$$

$P_{sep}$  = Presión del separador, psia

$T_{sep}$  = Temperatura del separador, °R

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas a condiciones de operación del separador ( $P_{sep}$  y  $T_{sep}$ ).

En la tabla 1 se presentan los valores de los coeficientes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  empleados en el método de Vásquez & Beggs, en función de la gravedad API del crudo.

**Tabla 1.** Valores de los coeficientes del método de Vásquez & Beggs.

COEFICIENTE	API < 30	API > 30
$C_1$	4,677 E - 04	4,670 E - 04
$C_2$	1,751 E - 05	1,100 E - 05
$C_3$	-1,811 E - 08	1,337 E - 09

Fuente: VASQUEZ, M. & BEGGS, D. "Correlations for Fluid Physical Properties Prediction". JPT, June 1980.

Vásquez & Beggs reportaron un porcentaje de error de su correlación cercano a 4,7%

### ➤ Correlación de Glaso

En 1980 Glaso<sup>10</sup> presentó su correlación para hidrocarburos del Mar del Norte con un total de 45 muestras. La principal característica es que Glaso corrigió la gravedad del aceite en el tanque a un valor equivalente usando temperatura de yacimiento y la gravedad específica del crudo,  $\gamma_o$ ; también tuvo en cuenta la influencia de componentes no-hidrocarburos sobre la presión de saturación utilizando factores de corrección por la presencia de  $N_2$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$  en el gas total de superficie.

Matemáticamente, la correlación de Glaso se expresa de la siguiente manera:

$$B_o = 1.0 + 10^A \quad (22)$$

Donde:

$$A = -6,58511 + 2,91329 \log B_{ob}^* - 0,27683(\log B_{ob}^*)^2 \quad (23)$$

El término  $B_{ob}^*$  representa un parámetro de correlación y se define de la siguiente manera:

$$B_{ob}^* = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968(T - 460) \quad (24)$$

Donde:

$T$  = Temperatura del yacimiento, °R

$\gamma_o$  = Gravedad específica del crudo a condiciones de STO

El porcentaje de error que reportó Glaso para esta correlación es de 0,43% con una desviación estándar de 2,18%. Sutton & Farshad<sup>11</sup> llegaron a la conclusión que la correlación desarrollada por Glaso presenta mayor exactitud comparada con la de Standing y la de Vásquez & Beggs. De forma general, la correlación de Glaso subestima

<sup>10</sup> GLASO, O. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations" JPT, May 1980.

<sup>11</sup> SUTTON, R. & FARSHAD, F. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE Paper 13172. 1984

los cálculos de  $B_o$ ; la de Standing tiende a sobrestimar valores de  $B_o$  mayores a 1,2 BBL/STB; entre tanto, el método de Vásquez & Beggs suele hacer sobreestimaciones del factor volumétrico de formación.

➤ **Correlación de Marhoun**

Marhoun<sup>12</sup> desarrolló en 1988 una correlación para determinar el factor volumétrico de formación del crudo en función de la solubilidad del gas, la gravedad del crudo a condiciones de STO, la gravedad del gas y la temperatura. Para hallarla, empleó la técnica de regresión múltiple no-lineal sobre 160 datos experimentales obtenidos de 69 muestras de crudos del Medio Oriente. La formulación matemática es la siguiente:

$$B_o = M_1 + M_2 T + M_3 F + M_4 F^2 \quad (25)$$

Donde:

$$M_1 = 0,497069$$

$$M_2 = 0,862963 \text{ E} - 03$$

$$M_3 = 0,182594 \text{ E} - 02$$

$$M_4 = 0,318099 \text{ E} - 05$$

T = Temperatura del yacimiento, °R

Además,

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c \quad (26)$$

Los coeficientes de la ecuación (26) tienen los siguientes valores:

$$a = 0,742390$$

$$b = 0,323294$$

$$c = -1,202040$$

---

<sup>12</sup> **MARHOUN, M.** "PVT Correlation for Middle East Crude Oils". JPT, May 1988.

El mismo autor presentó en 1992 una segunda correlación la cual fue desarrollada con 11728 datos de  $B_o$  obtenidos experimentalmente a la presión de burbuja y por debajo de ésta. Estos datos representan muestras de más de 700 yacimientos de todo el mundo, principalmente de Medio Oriente y Norte América.

$$B_o = 1 + M_1^* R_s + M_2^* R_s + M_2^* R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + M_3^* R_s (1 - \gamma_o)(T - 60) + M_4^* (T - 60) \quad (27)$$

Donde:

$$M_1^* = 0,177342 \text{ E} - 03$$

$$M_2^* = 0,220163 \text{ E} - 03$$

$$M_3^* = 4,292580 \text{ E} - 06$$

$$M_4^* = 0,528707 \text{ E} - 03$$

➤ **Correlación de Petrosky & Farshad**

Petrosky & Farshad<sup>13</sup> en 1993 propusieron una nueva expresión para estimar factores volumétricos de aceite. Esta correlación es similar a la que desarrolló Standing, pero se le incluyeron 3 parámetros adicionales de ajuste para incrementar la exactitud de sus predicciones. Se utilizó un modelo de regresión no lineal para ajustar datos de yacimientos del Golfo de México. La correlación se expresa de la siguiente forma:

$$B_o = P_1 + P_2 \left[ R_s^{P_3} \left( \frac{\gamma_g^{P_4}}{\gamma_o^{P_5}} \right) + P_6 (T - 460)^{P_7} \right]^{P_8} \quad (28)$$

Donde:

$$P_1 = 1,0113$$

$$P_2 = 7,2046 \text{ E} - 05$$

$$P_3 = 0,3738$$

$$P_4 = 0,2914$$

---

<sup>13</sup> **PETROSKY, G. & FARSHAD, F.** "Pressure – Volume – Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE Paper 26644. October, 1993.

$$P_5 = 0,6265$$

$$P_6 = 0,24626$$

$$P_7 = 0,5371$$

$$P_8 = 3,0936$$

T = Temperatura del yacimiento, °R

$\gamma_o$  = Gravedad específica del crudo a condiciones de STO

➤ **Correlación de Farshad, Leblance, Garber & Osorio**

En 1992 desarrollaron una correlación con muestras de 98 yacimientos colombianos; utilizaron el número de separadores de superficie como criterio para su elaboración.

La principal característica es el uso de la gravedad específica del gas,  $\gamma_g$ , y la solubilidad del gas en el crudo,  $R_s$ , a condiciones de separador<sup>14</sup>. Matemáticamente, se expresa del siguiente modo:

$$B_o = 1 + 10^{[a_1 + a_2(\log G) - a_3(\log G)^2]} \quad (29)$$

Donde:

$$G = R_s^{a_4} \gamma_g^{a_5} \gamma_o^{a_6} + a_7 T \quad (30)$$

$$a_1 = -2,6541$$

$$a_2 = 0,5576$$

$$a_3 = 0,3331$$

$$a_4 = 0,5956$$

$$a_5 = 0,2369$$

$$a_6 = -1,3282$$

$$a_7 = 0,0976$$

➤ **Método de balance de masa para determinar Bo**

---

<sup>14</sup> FARSHAD, F. et. Al. "Empirical PVT Correlation for Colombian Crude Oils". SPE 24538 (1992).

De acuerdo a la definición de factor volumétrico dada por la expresión **(19)**, mediante la aplicación de balance de masa se puede demostrar que:<sup>15</sup>

$$B_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{\rho_o} \quad (31)$$

Donde:

$\rho_o$  = densidad del crudo a determinadas condiciones de P y T, lb / ft<sup>3</sup>

El porcentaje de error de la ecuación **(31)** estará en función de la exactitud de las variables  $R_s$ ,  $\gamma_o$  y  $\gamma_g$ , así como del método de cálculo de la densidad del crudo,  $\rho_o$ .

#### ➤ **Otras correlaciones para determinar Bo**

Adicional a las presentadas, en la industria se dispone de otras correlaciones para la determinación del factor volumétrico del aceite<sup>16</sup>, entre las que cabe mencionar:

- **Correlación de Dokla & Osman**
- **Correlación de Majeed & Salman**
- **Correlación de Macary & El-Batanony**
- **Correlación de Omar & Todd**
- **Correlación de Kartoatmodjo & Schmidt**
- **Correlación de Almehaideb**

La tabla 2 resume las correlaciones presentadas para el cálculo del  $B_o$ . A su vez, esta tabla constituye una guía tipo *screening* para seleccionar la correlación que mejor describiría el comportamiento del factor volumétrico del crudo, dependiendo de parámetros como temperatura del yacimiento, gas en solución y gravedad API del aceite.

**Tabla 2.** Correlaciones para el cálculo del factor volumétrico de formación del aceite.

---

<sup>15</sup> AHMED, T. Op. cit. p – 6.

<sup>16</sup> AL-SHAMMASI, A. "Bubble point Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations". SPE 53185 (1999).

CORRELACIÓN	ORIGEN MUESTRAS	# DATOS	B <sub>o</sub> , BBL/STB	T, °F	R <sub>s</sub> , SCF/STB	°API	G.E. GAS	E.M.	E.M.A.	D.E.
Standing	California	105	1,024 – 2,150	100 – 258	20 – 1425	16,5 – 63,8	0,59 – 0,95	1,17		
Vásquez & Beggs	Todo el mundo	6004	1,028 – 2,226	75 – 294	< 2199	15,3 – 59,3	0,511 – 1,35			
Glaso	Mar del Norte	41	1,032 – 2,588	80 – 280	90 – 2637	22,3 – 48,1	0,65 – 1,28	-0,43		2,18
Al – Marhoun	Medio Oriente	160	1,032 – 1,997	74 – 240	26 – 1602	19,4 – 44,6	0,75 – 1,37	-0,01	0,88	1,18
Majeed & Salman	Medio Oriente	420	1,028 – 2,042	75 – 290	< 1664	9,5 – 59,5	0,51 – 1,35	-0,24	1,4	1,91
Dokla & Osman	Emiratos Árabes	51	1,216 – 2,493	190 – 275	181 – 2266	28,2 – 40,3	0,8 – 1,29	0,023	1,225	1,681
Petrosky & Farshad	Golfo de México	90	1,118 – 1,623	114 – 288	217 – 1406	16,3 – 45	0,58 – 0,85	-0,01	0,64	0,58
Farshad, et. Al	Colombia	107	1,060 – 2,064	95 – 260	6 – 1645	18 – 44,9	0,66 – 1,7	13,32		37,02
Omar & Todd	Malasia	93	1,085 – 1,954	125 – 280	142 – 1440	26,6 – 53,2	0,612 – 1,32		1,44	1,88
Almehaideb	Emiratos Árabes	62	1,142 – 3,562	190 – 306	128 – 3871	30,9 – 48,6	0,75 – 1,12		1,35	5,17
Macary & El-Batanony	Golfo de Suez	90	1,2 – 2	130 – 290	200 – 1200	25 – 40	0,7 – 1	0,52	7,04	
Kartoatmodjo & Schmidt	Todo el mundo	5392	1,007 – 2,144	75 – 320	< 2890	14,4 – 58,9	0,38 – 1,71	-0,1	2,025	

E.M. = Error promedio.

E.M.A. = Error promedio absoluto.

D.S. = Desviación estándar.

Fuente: AL-SHAMMASI, A. "Bubble point Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations". SPE 53185 (1999).

## 2.2.2 Densidad del aceite, $\rho_o$

La densidad es una magnitud que indica la cantidad de masa que está ocupando un determinado volumen. Cuando se habla de densidad del aceite ( $\rho_o$ ) se refiere a la relación

de la masa del aceite más el gas disuelto por unidad de volumen; esta propiedad varía con la temperatura y la presión del sistema.

Los estudios de laboratorio han mostrado que la densidad de un aceite negro en un yacimiento cambia alrededor del 10% durante su depleción. Muchos modelos de simulación para los yacimientos de aceites negros son capaces de describir esta variación; no obstante, si no se tiene acceso a estas relaciones funcionales es necesario utilizar correlaciones empíricas.

Una de las correlaciones más empleadas para calcular la densidad en el punto de burbuja fue desarrollada por McCain & Hill<sup>17</sup>. Este estudio está soportado en casi 1900 datos de densidades de los líquidos en un yacimiento obtenidos a partir de experimentos en laboratorio; parte de un balance de masa sobre el volumen del gas y el líquido en superficie, ajustes de densidades a presión y temperatura de yacimiento y tratamientos matemáticos para llegar a la siguiente expresión:

$$\rho_o = a_0 + a_1\gamma_{gsp} + a_2\gamma_{gsp}\rho_{po} + a_3\gamma_{gsp}\rho_{po}^2 + a_4\rho_{po} + a_5\rho_{po}^2 \quad (32)$$

Donde:

$$a_0 = -49,8930$$

$$a_1 = 85,0149$$

$$a_2 = -3,70373$$

$$a_3 = 0,0479818$$

$$a_4 = 2,98914$$

$$a_5 = -0,0356888$$

$\gamma_{gsp}$  = Gravedad específica del gas a condiciones de separador.

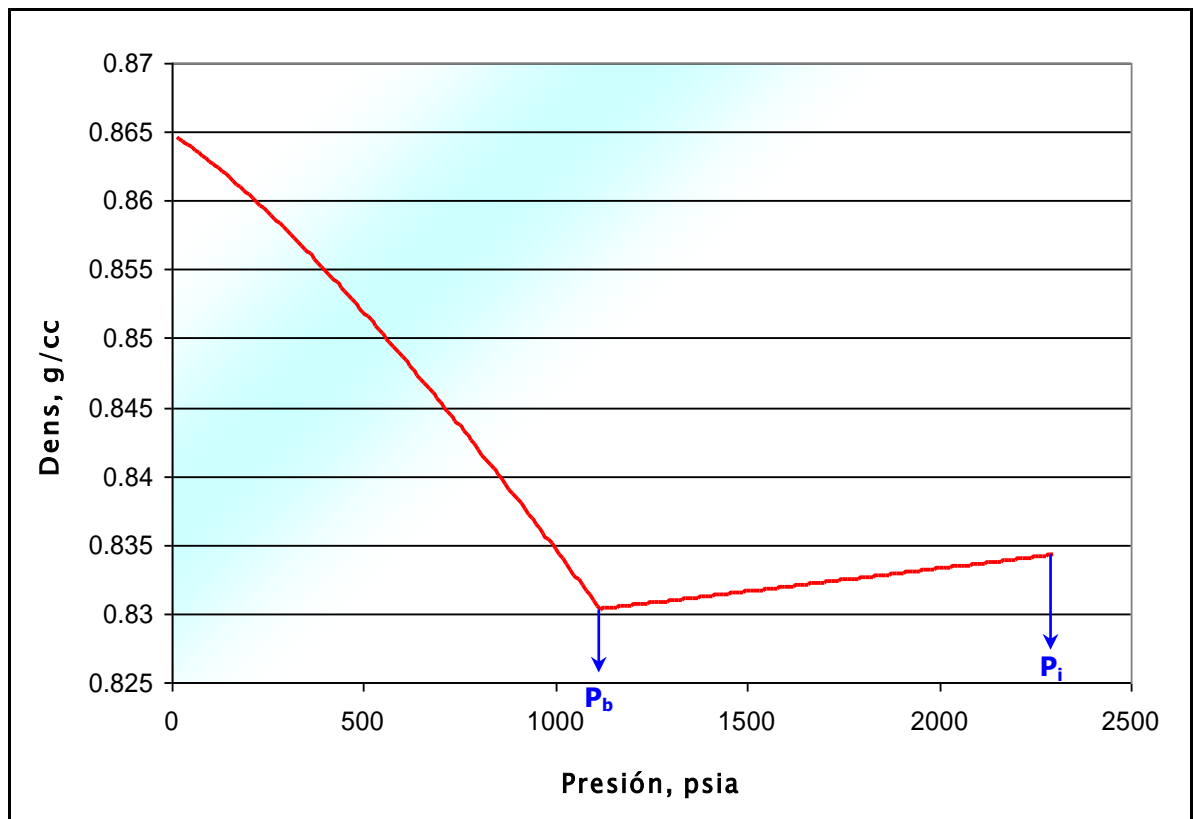
$\rho_{po}$  = densidad del crudo a condiciones de separador, lb / ft<sup>3</sup>

---

<sup>17</sup> **McCain, W. & Hill, N.** "Correlations for Liquids Densities and Evolved Gas Specific Gravities for Black Oils during Depletion". SPE 30773.

Varias correlaciones empíricas se han desarrollado para calcular la densidad de líquidos de composición desconocida, estas correlaciones emplean datos PVT como gravedades específicas de gas y aceite y solubilidad del gas como parámetros para estimar la densidad a la presión y temperatura del yacimiento. La figura 15 representa el comportamiento de la densidad del crudo, en función de la presión.

**Figura 14.** Densidad del crudo.



A partir de un balance de masa, ecuación (31), y despejando el término de densidad se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad (33)$$

$$\rho_o = \text{lb} / \text{ft}^3$$

Utilizando esta expresión y las correlaciones existentes en la literatura para el cálculo del factor volumétrico de formación se obtiene la densidad del aceite.

Empleando la correlación de Standing<sup>18</sup> para calcular el factor volumétrico del aceite, ecuación (20), y reemplazándola en la ecuación (33) se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{0,972 + 1,47E-04 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T - 460) \right]^{1,175}} \quad (34)$$

Las correlaciones existentes para el cálculo del factor volumétrico de formación y la densidad del crudo han sido desarrolladas a la presión de burbuja y por debajo de ésta; para el caso en que la presión del sistema sea mayor que la presión de burbuja estas propiedades dependen de la compresibilidad del crudo,  $C_o$ , y son definidas como:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (35)$$

La ecuación (35) se puede reescribir de las siguientes formas:

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad (36)$$

$$C_o = -\frac{1}{\rho_o} \left( \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right)_T \quad (37)$$

---

<sup>18</sup> STANDING, M. Op. cit. p - 9

A partir de la ecuación (37) se obtiene una expresión para el cálculo del  $B_o$  a presiones mayores que la presión de burbuja:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp [C_o (p - p_b)] \quad (38)$$

De igual manera, a partir de la ecuación (36) se obtiene una expresión para el cálculo del  $\rho_o$  a presiones mayores que la presión de burbuja:

$$B_o = B_{ob} \exp [C_o (p - p_b)] \quad (39)$$

Donde:

$p_b$  = Presión de burbuja, psia

$\rho_{ob}$  = Densidad del crudo en el punto de burbuja, lb / ft<sup>3</sup>

$B_{ob}$  = Factor volumétrico del crudo en el punto de burbuja, BBL / STB

### 2.2.3 Variación del volumen del medio poroso

Un yacimiento se encuentra sometido a presiones de sobrecarga (*overburden*) debido al peso de las formaciones supra yacentes. Esta presión depende de factores como la profundidad, el grado de compactación de los granos y la naturaleza de la estructura sedimentaria; la diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro se conoce como presión efectiva de sobrecarga. Durante la producción del yacimiento y el fenómeno de depleción asociado, la presión interna de poro disminuye y, en consecuencia, la presión efectiva de sobrecarga aumenta. Este aumento de presión efectiva hace que el volumen de la roca se reduzca y que los granos de arena dentro del espacio poroso sufran una ligera expansión. Estos dos cambios en volumen tienden a reducir el espacio poroso del medio y, por consiguiente, la porosidad de la roca.

En ese orden de ideas, para evaluar la variación del volumen poroso del yacimiento, es preciso recurrir al concepto de compresibilidad de la formación,  $c_f$ , la cual se define como la variación isotérmica del volumen poroso por unidad de caída de presión.

Matemáticamente, se expresa del siguiente modo:

$$c_f = \frac{-1}{v_\phi} \left( \frac{\partial v_\phi}{\partial p} \right)_T \quad (40)$$

Donde:

$p$  : presión de poro, [psia].

$c_f$  : compresibilidad de la formación, [psia<sup>-1</sup>]

$v_p$  : volumen poroso

La ecuación (40) se puede expresar en términos de la porosidad teniendo en cuenta que ésta es proporcional al volumen poroso. De este modo:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left( \frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \quad (41)$$

Otra forma de expresar la ecuación (40) es de la siguiente manera:

$$c_f = \frac{1}{v_\phi} \left( \frac{\Delta v_\phi}{\Delta p} \right) \quad (42)$$

Despejando la variación del volumen poroso,  $\Delta v_\phi$ , se obtiene:

$$\Delta v_\phi = c_f v_\phi \Delta p \quad (43)$$

De este modo se puede inferir la variación del volumen poroso en función del cambio de presión y de la compresibilidad de la formación. Para determinar esta compresibilidad

existen algunas correlaciones empíricas basadas en datos de laboratorio, entre las que cabe destacar la de Hall<sup>19</sup> (1953) y la de Newman<sup>20</sup> (1973).

➤ **Correlación de Hall**

$$c_f = \left( \frac{1,782}{\phi^{0,438}} \right) 10E-06 \quad (44)$$

Donde:

$c_f$ : compresibilidad de la formación, [psia<sup>-1</sup>].

$\phi$ : porosidad, [fracción]

➤ **Correlación de Newman**

$$c_f = \left( \frac{a}{[1+bc\phi]^{1/b}} \right) \quad (45)$$

Para areniscas:

$$a = 97,32 E-06$$

$$b = 0,7$$

$$c = 79,82$$

Para calizas:

$$a = 0,8535$$

$$b = 1,075$$

$$c = 2,202 E-06$$

---

<sup>19</sup> HALL, H. "Compressibility of Reservoir Rocks". Trans. AIME, (1953).

<sup>20</sup> AHMED, T. Op. cit. p – 6.

### 2.3 DEDUCCIÓN DE UN NUEVO MODELO GENERAL DE BALANCE DE MASA EN MEDIOS POROSOS

La metodología que se propone para la estimación de la saturación de aceite remanente en yacimientos estratigráficamente complejos, parte del principio de conservación de masa. Para ello, se establece un modelo de balance con el fin de evaluar la  $S_{oR}$  transcurrido un tiempo  $t$  desde el inicio de la producción. La ecuación (46) representa la forma general que toma este modelo de balance másico:

$$m_{oi} - m_{op} = m_{oR} \quad (46)$$

Donde:

$m_{oi}$ : masa de aceite inicial.

$m_{op}$ : masa de aceite producida a un tiempo  $t$ .

$m_{oR}$ : masa de aceite remanente en el yacimiento a un tiempo  $t$ .

La densidad del petróleo se define como la relación entre su masa y su volumen:

$$\rho_o = \frac{m_o}{v_o} \quad (47)$$

Se despeja la masa, y ésta queda en términos de volumen y densidad:

$$m_o = \rho_o v_o \quad (48)$$

La saturación de un fluido se expresa como la razón entre su volumen y el volumen poroso del medio:

$$S_o = \frac{v_o}{v_\phi} \quad (49)$$

En consecuencia, el volumen de aceite se puede expresar en términos de su saturación y del volumen poroso:

$$v_o = S_o v_\phi \quad (50)$$

Reemplazando la ecuación (50) en la (48), la masa de aceite queda de la siguiente manera:

$$m_o = \rho_o S_o v_\phi \quad (51)$$

Reemplazando la ecuación (51) en la expresión (46) que corresponde a la ecuación general de balance, se obtiene lo siguiente, teniendo en cuenta las condiciones específicas para cada término:

$$\rho_{oi} S_{oi} v_{\phi i} - \rho_{oR} v_{op} = \rho_{oR} S_{oR} v_{\phi R} \quad (52)$$

Puesto que el balance debe realizarse a condiciones de yacimiento, el segundo término se debe multiplicar por el factor volumétrico del petróleo a las condiciones actuales de presión. Adicionalmente, el término  $v_{op}$  equivale a  $N_p$  que es el petróleo acumulado producido al tiempo  $t$ . Hechas estas consideraciones, la expresión de balance queda del siguiente modo:

$$\rho_{oi} S_{oi} v_{\phi i} - \rho_{oR} N_p B_{oR} = \rho_{oR} S_{oR} v_{\phi R} \quad (53)$$

Despejando la saturación de aceite remanente,  $S_{oR}$ , se obtiene la siguiente expresión:

$$S_{oR} = \frac{\rho_{oi} S_{oi} v_{\phi i} - \rho_{oR} N_p B_{oR}}{\rho_{oR} v_{\phi R}} \quad (54)$$

Donde:

$\rho_{oi}$  : densidad del aceite a condiciones iniciales.

$\rho_{oR}$  : densidad del aceite remanente al tiempo t.

$v_{\phi i}$  : volumen poroso inicial del yacimiento.

$v_{\phi R}$  : volumen poroso del yacimiento transcurrido un tiempo t.

$S_{oi}$  : saturación inicial de aceite.

$N_p$  : aceite acumulado producido a un tiempo t.

$B_{oR}$  : factor volumétrico del aceite a la condición de presión en el tiempo t.

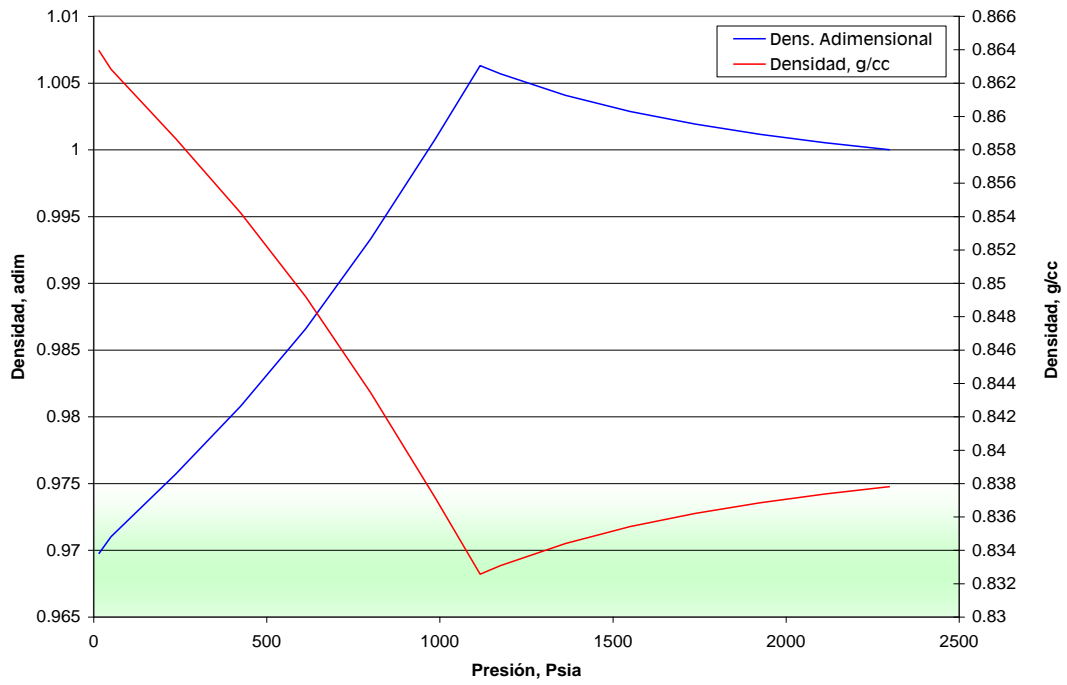
Definiendo la densidad adimensional  $\rho_o^*$ , y el volumen poroso adimensional  $v_\phi^*$ , de la siguiente manera:

$$\rho_o^* = \frac{\rho_{oi}}{\rho_{oR}} \quad (55)$$

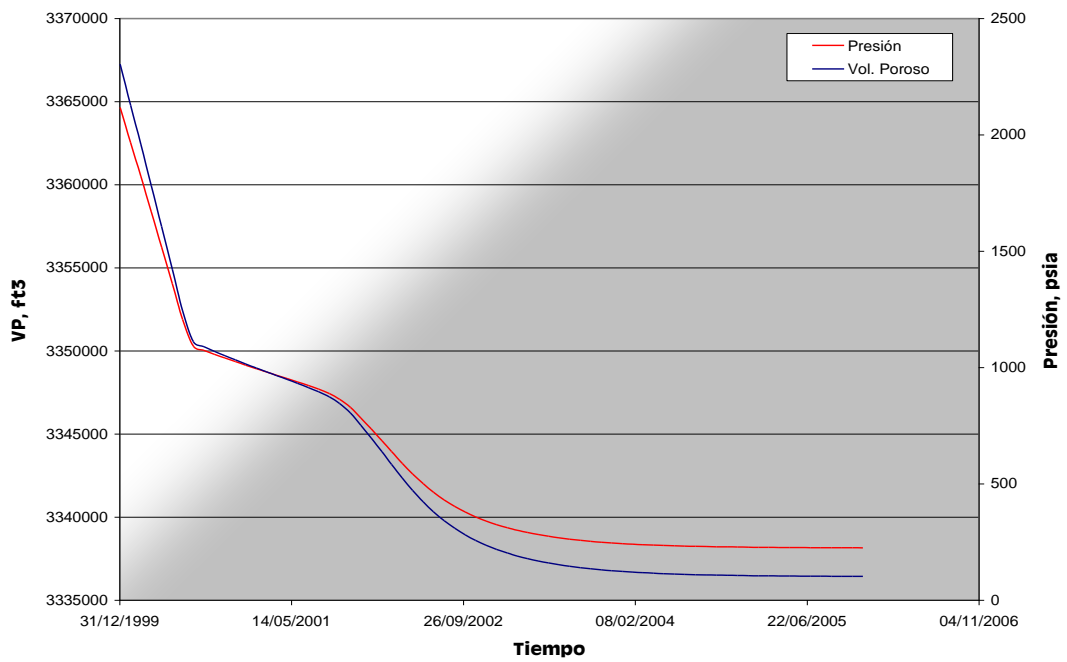
$$v_\phi^* = \frac{v_{\phi i}}{v_{\phi R}} \quad (56)$$

En la figura 15 se observa la relación entre la densidad y la densidad adimensional. Entre tanto, la figura 16 presenta la variación del volumen poroso y la presión del sistema en función del tiempo; del mismo modo, la figura 17 presenta la variación del volumen poroso adimensional con la presión, empleando tanto la correlación de Hall como la de Newman.

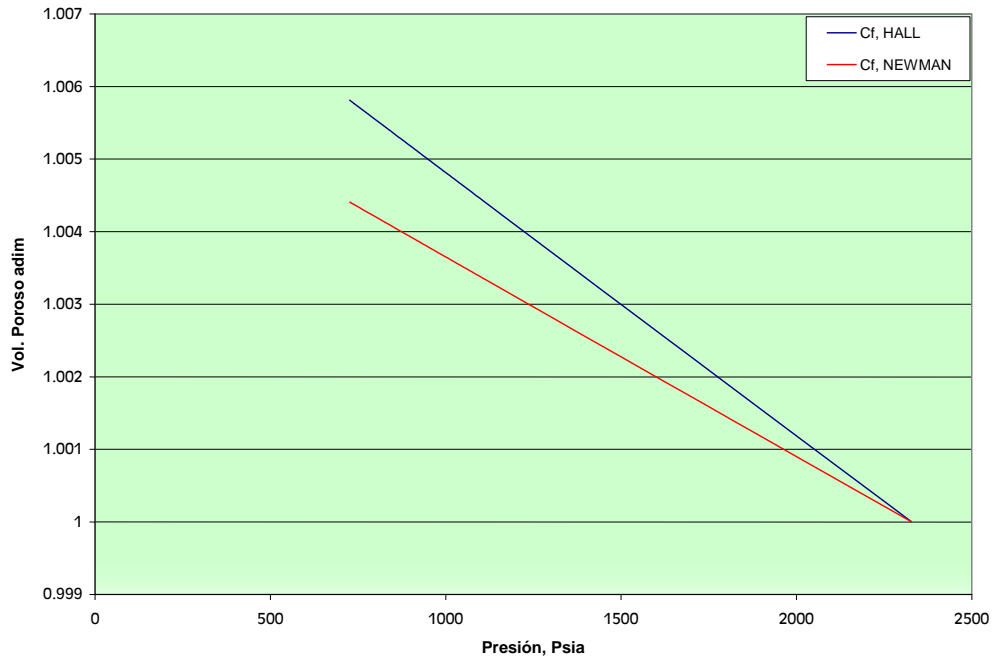
**Figura 15.** Densidad y densidad adimensional del crudo en función de la presión.



**Figura 16.** Volumen poroso y presión del sistema en función del tiempo.



**Figura 17.** Variación del volumen poroso adimensional con la presión.



Reemplazando las ecuaciones (55) y (56) en la ecuación (54), la expresión para el cálculo de la  $S_{oR}$  queda de la siguiente manera:

$$S_{oR} = \rho_o^* V_\phi^* S_{oi} - \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (57)$$

Se debe verificar la consistencia de las unidades de modo que todos los términos involucrados en la ecuación queden en forma de fracción. Por ejemplo, el  $B_{oR}$  se debe expresar en [RB/STB], el  $N_p$  en [STB] y el  $v_{\phi R}$  en [RB]. Si los términos de la expresión se encuentran en diferentes unidades, es preciso realizar las respectivas multiplicaciones por las constantes necesarias de modo que se garantice la consistencia de unidades.

Para expresar el modelo en unidades apropiadas, la ecuación (57) se transforma en:

$$S_{oR} = \rho_o^* V_\phi^* S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (58)$$

Una vez desarrollado el balance de masa, se puede notar que esta expresión es válida tanto para yacimientos homogéneos como para yacimientos heterogéneos estratificados. En este último caso, se debe realizar una distribución de producción por capas, donde la suma de aportes individuales será igual a la producción total ( $N_p$ ). Este punto se discutirá en detalle más adelante. Además, se debe contemplar la posibilidad que las propiedades PVT involucradas en el modelo ( $\rho_o$ ,  $B_o$ ) y el volumen poroso de la formación ( $v_\phi$ ) varíen entre capa y capa.

Siguiendo un procedimiento análogo, y asumiendo que el agua se comporta como un fluido incompresible, se obtiene el modelo para calcular la saturación remanente de agua:

$$S_{wR} = V_\phi^* S_{wi} - 5,615 \frac{B_{wR}}{V_{\phi R}} W_p \quad (59)$$

La saturación remanente de gas se calcula del siguiente modo:

$$S_{gR} = 1 - S_{wR} - S_{oR} \quad (60)$$

Las ecuaciones (58), (59) y (60) representan los modelos base de balance de masa para cada una de las tres fases que pueden estar presentes en el yacimiento.

### 2.3.1 Aproximación del modelo de balance de masa a una ecuación lineal

El modelo descrito por la ecuación (58) tiene la forma de una ecuación de línea recta de la siguiente forma:

$$y = A - mx \quad (61)$$

Donde:

$$y = S_{oR}$$

$$x = N_p$$

$$A = \rho_o^* V_\phi^* S_{oi}$$

$$m = 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}}$$

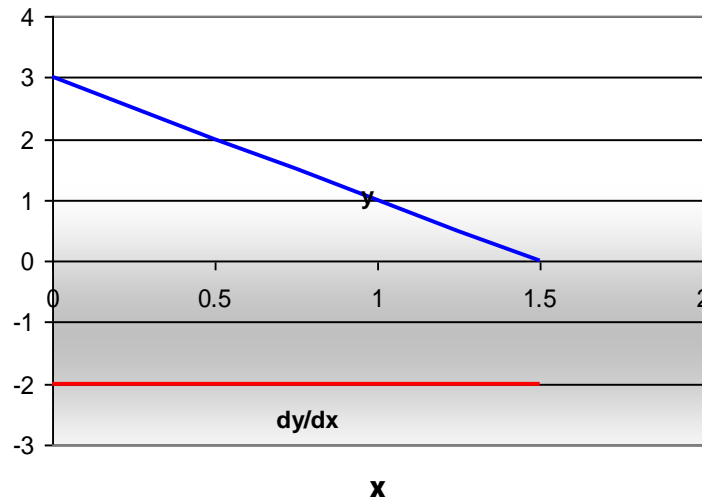
Si se deriva la ecuación **(61)** en función de  $x$  ( $dy/dx$ ), se obtiene lo siguiente:

$$\frac{dy}{dx} = -m \tag{62}$$

En la figura **18** se representan las ecuaciones **(61)** y **(62)** tomando  $A = 3$  y  $m = 2$ .

Al inspeccionar la ecuación **(58)**, puede notarse que los términos que representarían los coeficientes  $A$  y  $m$  en la ecuación **(61)** no son constantes. En esa medida, el comportamiento se aleja del de una línea recta dependiendo de la variabilidad que presente la densidad del crudo, su factor volumétrico y la compresibilidad del medio la cual afecta directamente el volumen poroso.

**Figura 18.** Representación gráfica de las ecuaciones (61) y (62).



### 2.3.2 Simplificaciones al modelo base

El modelo base de balance de masa para calcular la saturación de aceite remanente está dado por la expresión **(58)**:

$$S_{oR} = \rho_o^* V_\phi^* S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (58)$$

Este modelo puede sufrir modificaciones en función de las simplificaciones que se puedan hacer. En ese sentido, la ecuación **(58)** puede eventualmente transformarse en los siguientes escenarios:

➤ **Medio poroso incompresible**

Al hacer la asunción que el medio poroso es incompresible, es decir, que el volumen poroso permanece constante en el tiempo, se tendría que  $V_\phi^* = 1$ . En ese caso, la ecuación **(58)** se transforma en:

$$S_{oR} = \rho_o^* S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (63)$$

➤ **Aceite incompresible**

En este caso,  $\rho_o^* = 1$  y la ecuación **(58)** se transforma en:

$$S_{oR} = V_\phi^* S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (64)$$

➤ **Medio poroso y aceite incompresible**

Bajo estas consideraciones,  $\rho_o^* = 1$  y  $V_\phi^* = 1$ ; la ecuación (58) se transforma en:

$$S_{oR} = S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (65)$$

### 2.3.3 Derivación del modelo base en función del tiempo

El modelo representado por la ecuación (58) permite obtener la saturación de aceite en función del petróleo producido. Sin embargo, es de vital interés obtener una expresión que permita evaluar como varía esta saturación en función del tiempo, es decir:

$$S_{oR} = f(t) \quad (66)$$

Para llegar a esto, se deriva la ecuación (58) en función del tiempo:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = U(t) \quad (67)$$

El procedimiento se efectúa de la siguiente forma:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = \frac{d}{dt} [\rho_o^* V_\phi^* S_{oi}] - \frac{d}{dt} \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \right] \quad (68)$$

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = S_{oi} \left\{ V_\phi^* \frac{d\rho_o^*}{dt} + \rho_o^* \frac{dV_\phi^*}{dt} \right\} - \left\{ N_p \left[ \frac{V_{\phi R} \frac{dB_{oR}}{dt} - B_{oR} \frac{dV_{\phi R}}{dt}}{V_{\phi R}^2} \right] + \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \right\} \quad (69)$$

Al aplicar la regla de la cadena, la cual se define de la siguiente manera:

$$\frac{du}{dx} = \frac{du}{dy} \frac{dy}{dx}$$

La expresión **(69)** puede adoptar la siguiente forma:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = S_{oi} \left\{ V_{\phi}^* \frac{d\rho_o^*}{dP} \frac{dP}{dt} + \rho_o^* \frac{dV_{\phi}^*}{dP} \frac{dP}{dt} \right\} - \left\{ \frac{N_p}{V_{\phi R}^2} \left[ V_{\phi R} \frac{dB_{oR}}{dP} \frac{dP}{dt} - B_{oR} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \frac{dP}{dt} \right] + \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \right\} \quad (70)$$

Agrupando términos:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = S_{oi} \left[ V_{\phi}^* \frac{d\rho_o^*}{dP} + \rho_o^* \frac{dV_{\phi}^*}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \frac{N_p}{V_{\phi R}^2} \left[ V_{\phi R} \frac{dB_{oR}}{dP} - B_{oR} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \quad (71)$$

Reorganizando la expresión **(71)**:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = S_{oi} \left[ V_{\phi}^* \frac{d\rho_o^*}{dP} + \rho_o^* \frac{dV_{\phi}^*}{dP} \right] \frac{dP}{dt} + \left[ \frac{N_p B_{oR}}{V_{\phi R}^2} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{N_p}{V_{\phi R}} \frac{dB_{oR}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \quad (72)$$

Reemplazando los parámetros adimensionales de densidad del crudo y volumen poroso:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = S_{oi} \left[ \frac{V_{\phi}^*}{V_{\phi R}} \frac{d\rho_{oR}}{dP} \left( -\frac{\rho_{oi}}{\rho_{oR}^2} \right) + \frac{\rho_{oi}}{\rho_{oR}} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \left( -\frac{V_{\phi}^*}{V_{\phi R}^2} \right) \right] \frac{dP}{dt} + \left[ \frac{N_p B_{oR}}{V_{\phi R}^2} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{N_p}{V_{\phi R}} \frac{dB_{oR}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \quad (73)$$

La expresión **(73)** se puede expresar de la siguiente forma:

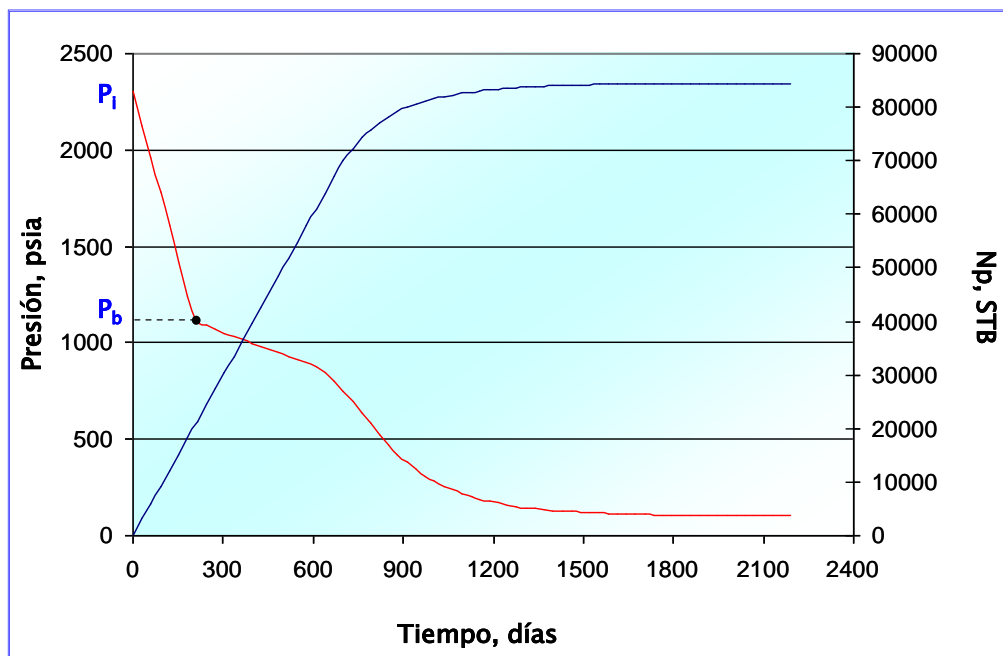
$$\frac{dS_{oR}}{dt} = \left[ \frac{N_p B_{oR}}{V_{\phi R}^2} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - S_{oi} \left[ \frac{V_{\phi}^*}{V_{\phi R}} \frac{\rho_{oi}}{\rho_{oR}^2} \frac{d\rho_{oR}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - S_{oi} \left[ \frac{\rho_{oi}}{\rho_{oR}} \frac{V_{\phi}^*}{V_{\phi R}^2} \frac{dV_{\phi R}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{N_p}{V_{\phi R}} \frac{dB_{oR}}{dP} \right] \frac{dP}{dt} - \left[ \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} \right] \frac{dN_p}{dt} \quad (74)$$

La expresión para obtener la derivada de la saturación de aceite respecto al tiempo adquiere la siguiente forma general:

$$\frac{dS_{oR}}{dt} = u_1(P) \frac{dP}{dt} - u_2(P) \frac{dP}{dt} - u_3(P) \frac{dP}{dt} - u_4(P) \frac{dP}{dt} - u_5(P) \frac{dN_p}{dt} \quad (75)$$

Al resolver esta ecuación diferencial se obtiene una expresión para calcular la variación de la saturación de aceite en función del tiempo. En la ecuación (75), se observa que las funciones  $u$  están acompañadas de derivadas de presión y aceite producido respecto al tiempo. La figura 19 muestra curvas representativas de presión media (roja) y petróleo producido (azul); estas curvas se deben derivar usando métodos numéricos.

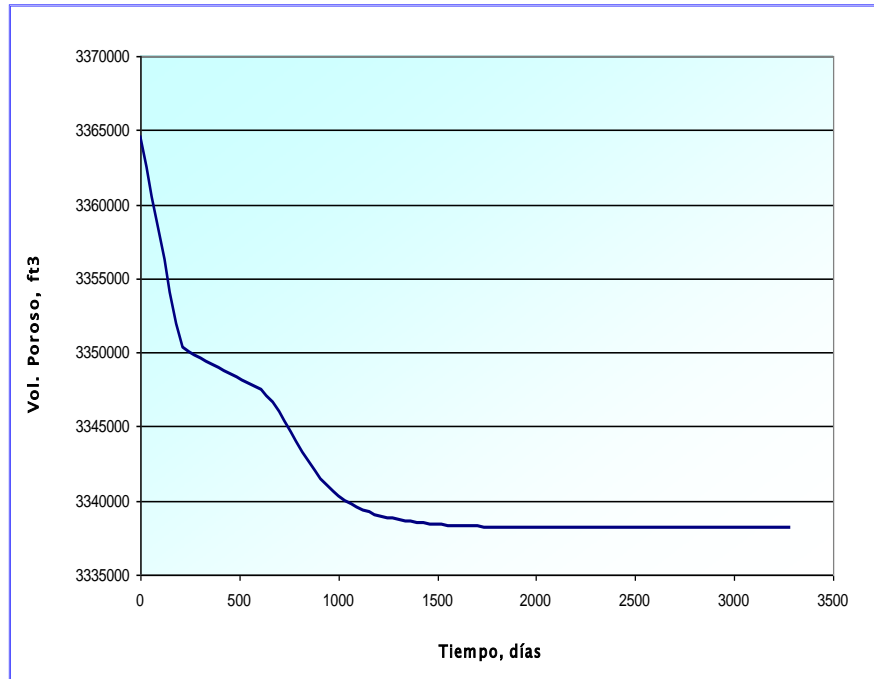
**Figura 19.** Curvas típicas de petróleo producido y presión media del yacimiento.



Otros términos que están involucrados para la evaluación de  $S_{OR}$  en función del tiempo son la derivada de la densidad del crudo, el factor volumétrico y el volumen poroso

respecto a la presión. Las figuras **13** (pág. 26), **14** (pág. 37) y **20** presentan el comportamiento de estas propiedades.

**Figura 20.** Variación del volumen poroso en función del tiempo.



A partir de las figuras **13**, **14**, **19** y **20** se puede obtener una expresión para el cálculo de la saturación de aceite remanente en función del tiempo (ecuación **66**).

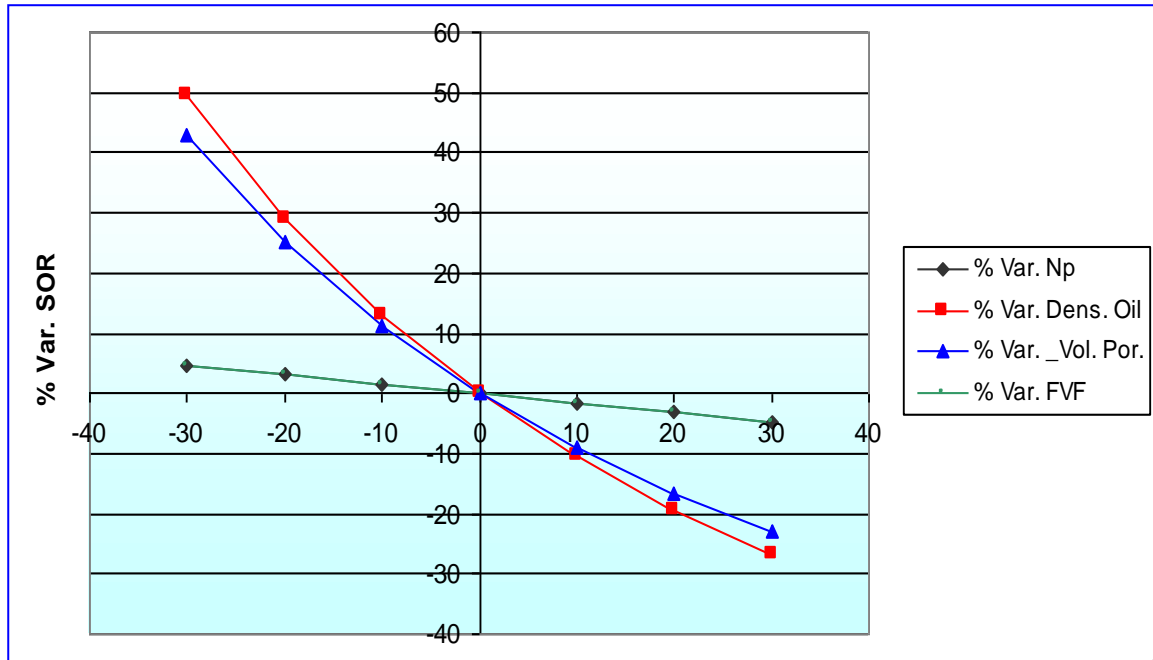
### 2.3.4 Sensibilidad de parámetros del modelo base

El modelo base de balance de masa para calcular la saturación de aceite remanente está dado por la expresión **(58)**:

$$S_{oR} = \rho_o^* V_\phi^* S_{oi} - 5,615 \frac{B_{oR}}{V_{\phi R}} N_p \quad (58)$$

Para verificar qué tanto se puede ver afectada la saturación de aceite al variar proporcionalmente los parámetros que involucra el modelo, se debe hacer un estudio de sensibilidad. La figura 21 presenta el resultado de este análisis.

**Figura 21.** Sensibilidad de parámetros al modelo base.



En el eje vertical se encuentra el porcentaje de variación de la variable en estudio (saturación de aceite), mientras que en el eje horizontal se tiene la variación de cada parámetro involucrado (petróleo producido, densidad del crudo, volumen poroso, factor volumétrico de formación). Se puede evidenciar que la densidad del crudo es el parámetro que al variar, genera mayor incidencia sobre la estimación de la saturación de aceite remanente. A continuación, se presenta la respectiva discusión de este tópico:

Recordando las definiciones descritas por las ecuaciones (47) y (49):

$$\rho_o = \frac{m_o}{v_o} \tag{47}$$

$$S_o = \frac{v_o}{v_\phi} \quad (49)$$

Se evidencia la relación entre la saturación del aceite y su densidad:

$$S_o = \frac{m_o}{\rho_o v_\phi} \quad (76)$$

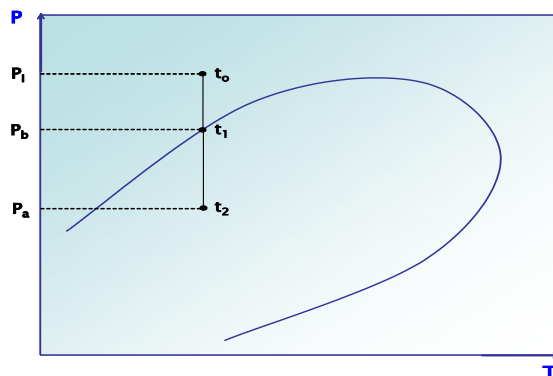
En consecuencia, tanto en la figura 21 como en la expresión (76) se aprecia la relación de proporcionalidad inversa entre la saturación de aceite y su densidad.

## 2.4 EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL MODELO – CASO HOMOGÉNEO

En primera instancia, se evaluó la incidencia del aceite producido antes de que el sistema alcance la presión de burbuja; en ese sentido, se construyó un modelo de simulación numérica para cotejar sus resultados con los arrojados por el modelo aquí planteado (ecuación 58).

Considérese la figura 22, en la que se aprecia una envolvente de fases típica para un aceite negro (*black oil*).

**Figura 22.** Envolvente de fases típica para un aceite negro.

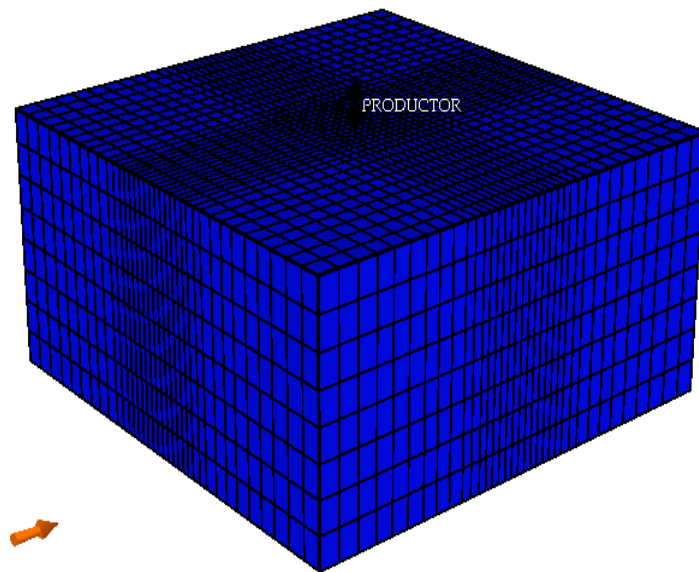


El yacimiento se encuentra inicialmente en el punto  $t_0$  (yacimientos subsaturados). En este punto, no se han producido fluidos, es decir que  $N_p = 0$ . A medida que comienza la producción, la presión cae de manera razonablemente isotérmica hasta alcanzar el punto de burbuja del sistema en  $t_1$ . En este punto se ha producido un volumen de aceite que se puede denotar como  $N_{pab}$  (aceite producido antes de burbuja). Desde el instante  $t_1$  hasta el  $t_2$ , se habrá producido un volumen de aceite que se denota  $N_{pdb}$  (aceite producido después de burbuja). En el punto  $t_2$ , el aceite total producido será la suma del producido antes más el producido después de alcanzada la presión de saturación del sistema, es decir:

$$N_p = N_{pab} + N_{pdb} \quad (77)$$

La figura 23 muestra el modelo construido para cotejar los resultados del modelo con la simulación numérica, así como para evaluar el impacto del petróleo producido antes de burbuja sobre la  $S_{OR}$ .

Figura 23. Modelo de simulación homogéneo.



Fuente: Simulador IMEX de CMG 2007.

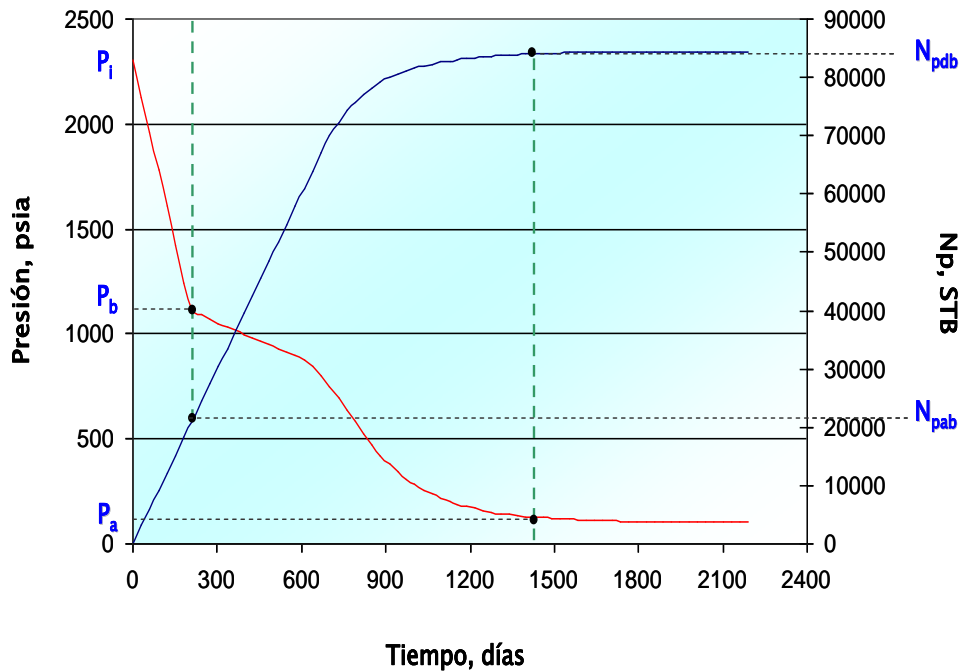
El modelo construido cuenta con un pozo productor en el centro y sus características se detallan en la tabla 3.

**Tabla 3.** Características y propiedades del sistema roca / fluidos del modelo homogéneo de simulación.

AREA DEL ARREGLO	20	acres
CELDAS EN X	35	
CELDAS EN Y	35	
CELDAS EN Z	8	
POROSIDAD	0.2	fracción
ESPESOR NETO	20	pies
VOLUMEN POROSO	620623	BBL
SAT. INICIAL ACEITE	0.75	fracción
PROFUNDIDAD	5000	pies
TEMPERATURA	120	°F
PRES. INICIAL	2300	psia
GRAVEDAD API	28	°API
PRES. BURBUJA	1116.16	psia
VISCOSIDAD (@ 60 °F)	15	cP

El pozo fue puesto a producir a una tasa de 200 BBL de aceite / día. La figura 24 presenta de manera superpuesta las curvas de petróleo producido (azul) y presión promedio del yacimiento (roja) para este caso.

**Figura 24.** Curvas de  $N_p$  y presión del yacimiento para el caso de simulación empleado.



El yacimiento inicialmente se encuentra a condiciones de presión inicial ( $t_0$  equivalente a  $P_i$ ). Hasta alcanzar el punto de burbuja (1116,16 psia ó  $t_1$ ), la presión cae rápidamente, puesto que la expansión roca – fluidos es el mecanismo de recuperación primaria menos eficiente. En ese punto se ha producido un volumen de aceite correspondiente a  $N_{pab}$ . Al continuar la producción hasta el instante  $t_2$  (ó  $P_a$ ), se habrá recuperado un volumen de aceite equivalente a  $N_{pdb}$ .

Para verificar el impacto de  $N_{pab}$ , se leen los respectivos valores de  $N_p$  obtenidos con el fin de establecer, en términos porcentuales, qué tanto aceite se produce antes y después de la presión de saturación del sistema. Los resultados fueron los siguientes:

$$P_i = 2300 \text{ [psia]}$$

$$N_p = 0 \text{ [STB]}$$

$$P_b = 1116.6 \text{ psia}$$

$$N_p = N_{pab} = 21165 \text{ STB}$$

$$P_a = 130 \text{ psia}$$

$$N_p = N_{pdb} = 62835 \text{ STB}$$

$$N_{pt} = N_{pab} + N_{pdb} = 84000 \text{ STB}$$

En resumen:

**25,2 % de  $N_p$**  se produjo antes de burbuja.

**74,8 % de  $N_p$**  se produjo después de burbuja.

Para complementar los cálculos realizados, se compararon los resultados del modelo planteado con el modelo alternativo para determinar saturaciones remanentes, presentado con antelación (ecuación 17).

Teniendo claras las deducciones matemáticas de los modelos de balance que permiten calcular saturaciones remanentes, se realizó la respectiva comparación de los resultados

obtenidos a partir de éstos con la del modelo de simulación numérica descrito en la figura 20 y la tabla 3. Se tomó como referencia la producción a 1,400 días.

En ese orden de ideas, denominando modelo **A**, al desarrollado en este trabajo (ecuación 49), y modelo **B** al alternativo reportado en la literatura (ecuación 17), se obtuvieron los resultados reportados en la tabla 4. El porcentaje de error se calculó teniendo como referente el resultado del modelo de simulación numérica.

**Tabla 4.** Comparación de resultados de los modelos para cálculo de  $S_{OR}$ .

MODELO	$S_{OR}$ @ 1,400 DÍAS (%)	ERROR (%)
SIM. NUMÉRICA	58,65	0,00
<b>A (<math>N_p = N_{pt}</math>)</b>	<b>58,90</b>	<b>0,42</b>
<b>B (<math>N_p = N_{pt}</math>)</b>	56,56	3,57
<b>A (<math>N_p = N_{pdb}</math>)</b>	62,58	6,71
<b>B (<math>N_p = N_{pdb}</math>)</b>	60,22	2,67

De la tabla 4 se puede concluir que el modelo que mejor ajusta los resultados a los arrojados por la simulación numérica es el **A**, teniendo en consideración el petróleo producido antes de burbuja. La no consideración del  $N_{pab}$  acarrea errores considerables en término porcentuales para la determinación de la saturación de petróleo remanente.

De forma paralela, se hicieron las respectivas comparaciones de la corrida de simulación con las simplificaciones hechas al modelo base (sección 2.3.2). Los resultados se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Comparación de resultados del modelo base y sus simplificaciones, con la simulación numérica.

MODELO	S <sub>OR</sub> @ 1,000 DÍAS (%)	ERROR (%)*
SIMULACIÓN NUMÉRICA	60,99	0,00
CASO GENERAL (SIN SIMPLIFICACIONES)	62,88	3,10
<b>CASO 1 (MEDIO POROSO INCOMPRESIBLE)</b>	<b>62,82</b>	<b>3,00</b>
CASO 2 (PETRÓLEO INCOMPRESIBLE)	65,06	6,67
CASO 3 (MEDIO Y PETRÓLEO INCOMPRESIBLE)	64,00	4,93

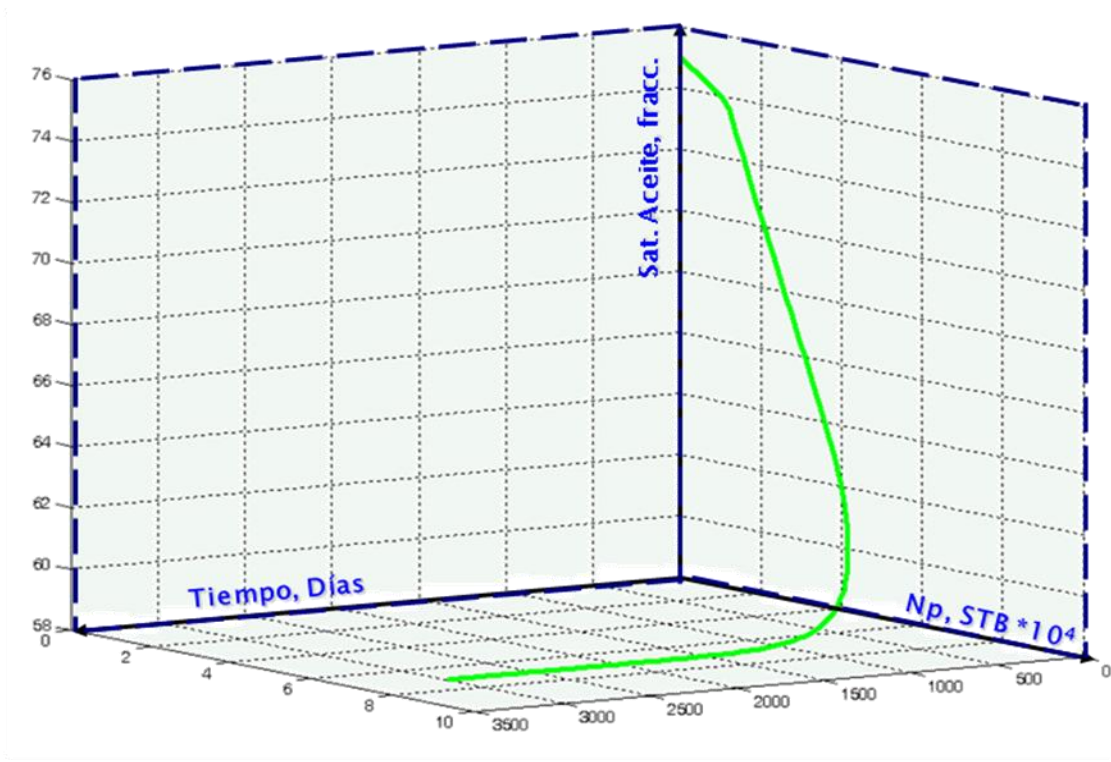
\* Comparado con simulación numérica.

De la tabla 5 se puede concluir que los mejores resultados se obtienen aplicando el modelo sin simplificaciones o asumiendo que el medio poroso es incompresible.

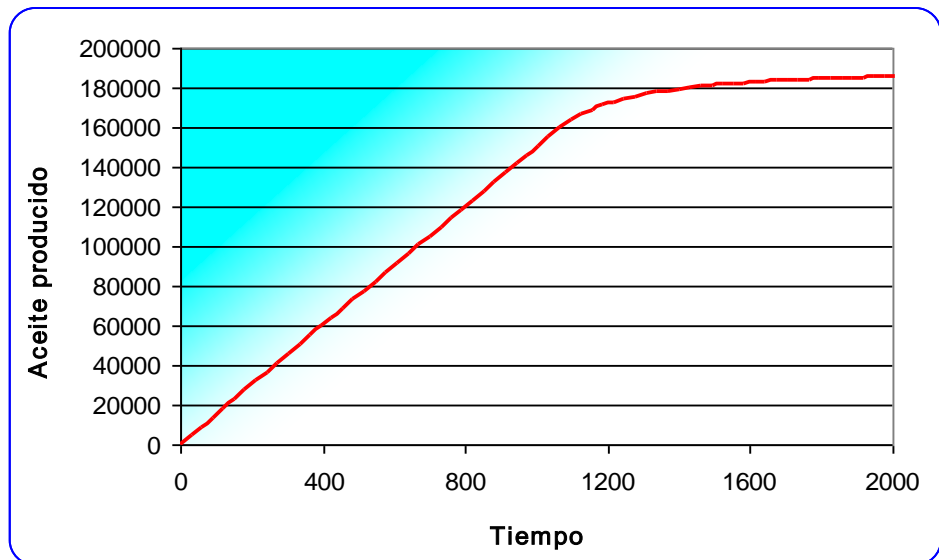
Por otra parte, al graficar el comportamiento de la saturación de aceite en función del tiempo y el aceite producido, se obtiene un gráfico como el que se presenta en la figura 25. Se observa cómo la saturación de aceite decrece hasta hacerse constante cuando el petróleo producido acumulado se hace constante también, es decir, cuando el mecanismo de energía del yacimiento ha descendido su capacidad hasta el punto de no existir incrementos considerables en la producción.

Adicionalmente, las figuras 26, 27 y 28 representan cortes en dos dimensiones de la gráfica presentada en la figura 25. En ese sentido, la figura 26 presenta el comportamiento del aceite producido (bbls) en función del tiempo; la figura 27, la saturación de aceite (%) en función del tiempo; mientras que la figura 28 muestra la relación entre la saturación de aceite (%) con el petróleo producido (bbls).

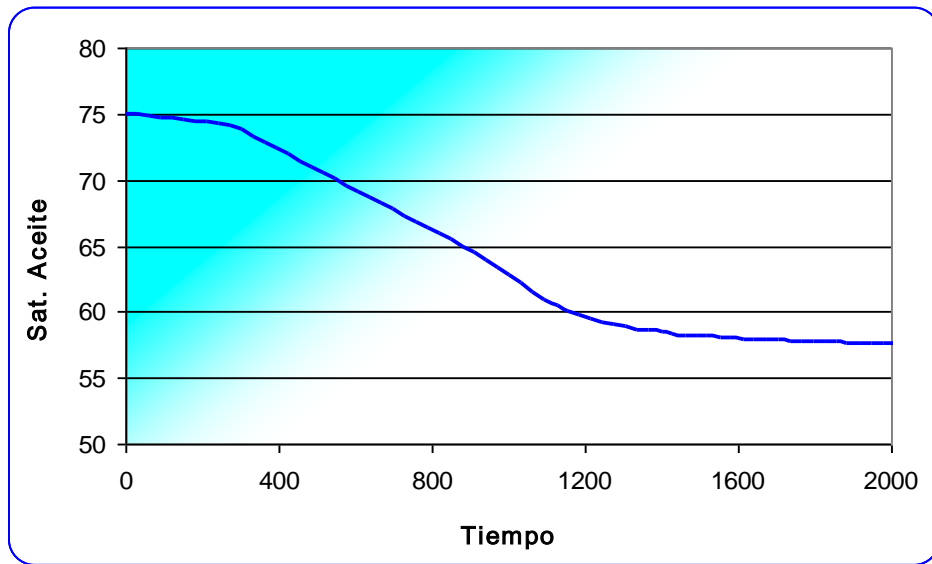
**Figura 25.** Saturación de aceite en función del tiempo y el petróleo producido.



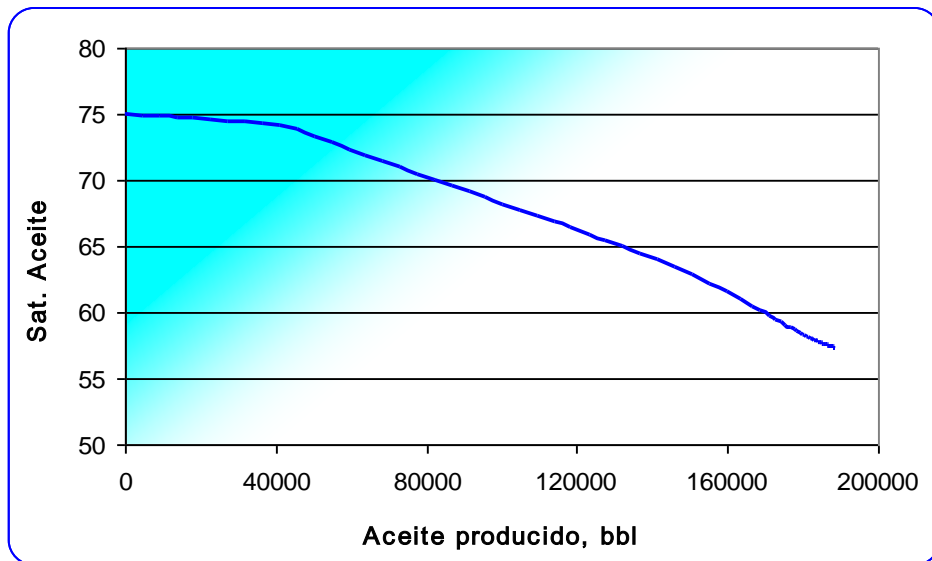
**Figura 26.** Aceite producido en función del tiempo.



**Figura 27.** Saturación de aceite en función del tiempo.



**Figura 28.** Saturación de aceite en función del petróleo producido.



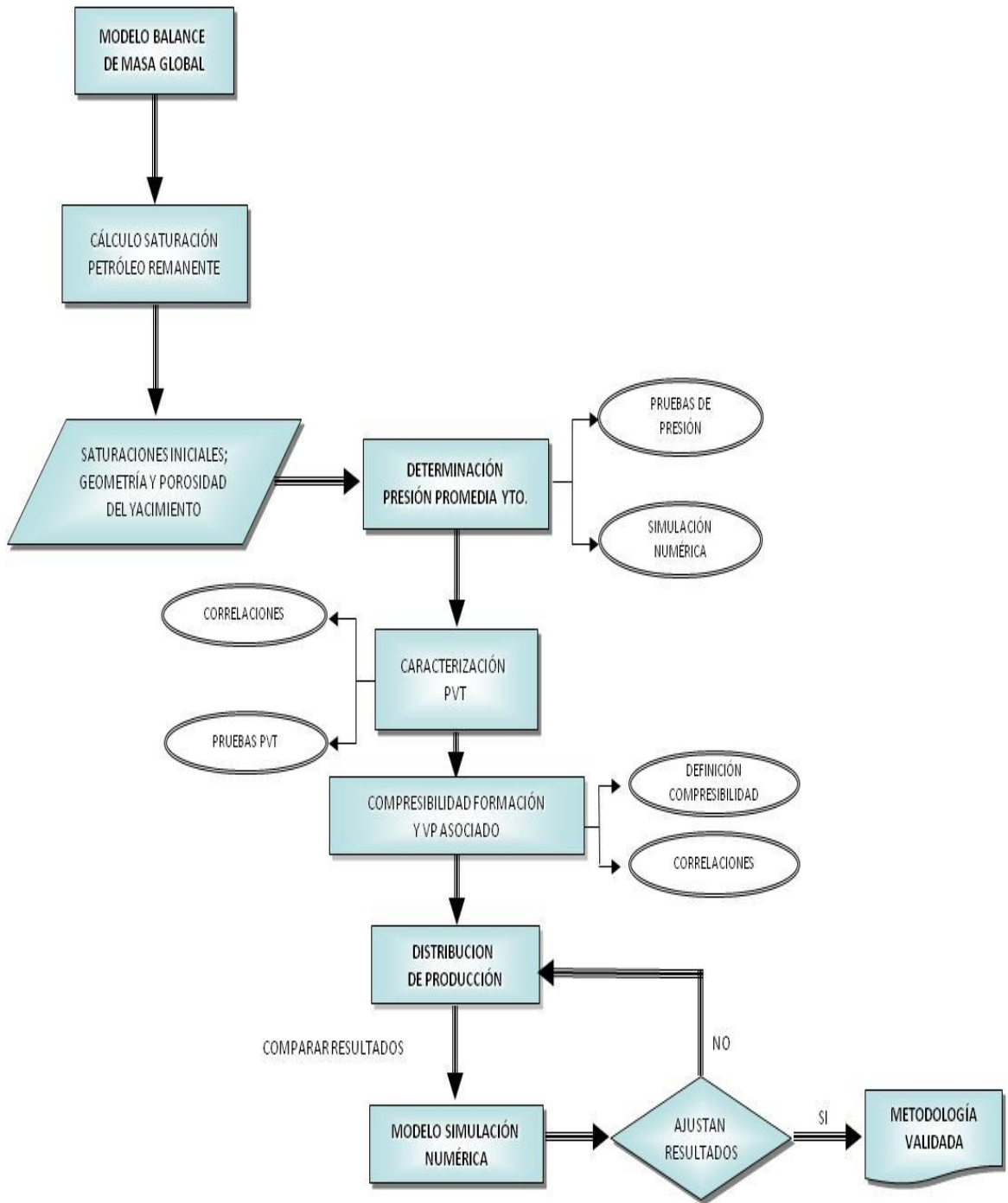
### **3. METODOLOGÍA PARA CUANTIFICAR Y ESTIMAR LA DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS**

A partir del modelo de balance de masa que permite el cálculo de la saturación de aceite remanente, dado por la expresión (58), y teniendo como referencia sus elementos constitutivos como la caracterización del sistema roca-fluidos y datos de producción, se estructura la metodología para extender estos cálculos a yacimientos que exhiben un carácter estratificado. En esa medida, el diagrama de flujo de esta metodología aplicable tanto a yacimientos homogéneos como heterogéneos, se presenta en la figura 29.

La metodología planteada parte entonces de un balance de masa global aplicado al sistema bajo estudio, cuyo principal resultado es la cuantificación de la saturación de aceite remanente. Este modelo está en función de las saturaciones iniciales de los fluidos, del comportamiento de la presión en el yacimiento, la cual se debe considerar para evaluar tanto la variación de parámetros PVT como la compresibilidad del medio poroso; del mismo modo, el modelo depende del volumen de petróleo producido, cuya discriminación en yacimientos heterogéneos estratificados se hace con un balance de cantidad de movimiento, para de esta forma estimar la distribución de saturación de aceite remanente.

La metodología se puede alimentar con datos de campo, información disponible en la literatura y/o con resultados preliminares arrojados por modelos de simulación numérica de yacimientos.

**Figura 29.** Estructura de la metodología para la cuantificación y estimación de distribución de la saturación de aceite remanente.



### 3.1 MÉTODOS PARA ESTIMAR LA DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS ESTRATIFIGRÁFICAMENTE COMPLEJOS

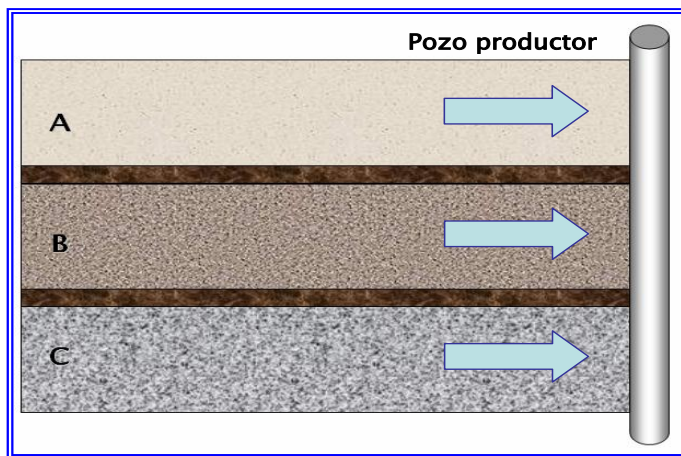
Suponiendo un esquema de yacimiento como el presentado en la figura 30, se puede concluir que el aceite producido total es la suma del aceite que proviene de las  $n$  capas que conforman el sistema, es decir:

$$N_p = \sum_{i=1}^n (N_p)_i \quad (78)$$

Donde:

$$i = A, B, C, \dots, n$$

**Figura 30.** Distribución de producción en un yacimiento estratificado.



De forma complementaria, la tasa de flujo total,  $Q_T$ , será la suma de los aportes individuales de cada capa:

$$Q_T = Q_A + Q_B + Q_C \quad (79)$$

### 3.1.1 Capacidad de flujo de la formación

Empleando la relación de Darcy y reemplazando cada término, los términos de la ecuación (79) se llevan a la siguiente forma:

$$Q_T = \frac{K h (P_S - P_{wf})}{\mu_o B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (80)$$

$$Q_A = \frac{K_A h_A (P_S - P_{wf})}{\mu_o B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (81)$$

$$Q_B = \frac{K_B h_B (P_S - P_{wf})}{\mu_o B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (82)$$

$$Q_C = \frac{K_C h_C (P_S - P_{wf})}{\mu_o B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (83)$$

Asumiendo que las caídas de presión, las propiedades del crudo (viscosidad y factor volumétrico), el daño y la relación de radios son constantes en cada capa, se obtiene la siguiente relación:

$$Kh = K_A h_A + K_B h_B + K_C h_C \quad (84)$$

Generalizando la ecuación (84), se tiene que:

$$Kh = \left( \sum_{i=1}^n (K_i h_i) \right) \quad (85)$$

El producto  $Kh$  se conoce como capacidad de la formación y de la ecuación (85) se puede inferir que la capacidad total de la formación es igual a la suma de las capacidades de cada capa.

Se puede entonces determinar el porcentaje de aporte de cada capa de la siguiente forma:

$$Q_i = \frac{Q_i}{Q_T} Q_T \quad (86)$$

Donde:

$$i = A, B, C, \dots, n$$

Al reemplazar las ecuaciones (80), (81), (82) y (83) en la ecuación (79) y posteriormente en la (86), se obtiene lo siguiente:

$$Q_A = \frac{K_A h_A}{K_A h_A + K_B h_B + K_C h_C} Q_T \quad (87)$$

$$Q_B = \frac{K_B h_B}{K_A h_A + K_B h_B + K_C h_C} Q_T \quad (88)$$

$$Q_C = \frac{K_C h_C}{K_A h_A + K_B h_B + K_C h_C} Q_T \quad (89)$$

En general:

$$Q_i = \frac{K_i h_i}{\left( \sum_{i=1}^n (K_i h_i) \right)} Q_T \quad (90)$$

Las ecuaciones (87), (88), (89) y (90) indican que el aporte de cada capa es proporcional a su capacidad de flujo.

Ahora, suponiendo que en las ecuaciones (80), (81), (82) y (83) lo único que no permanece constante es la caída de presión a través de cada estrato productor, se tendría un set de expresiones así:

$$Q_A = \frac{K_A h_A (P_{SA} - P_{wf})}{K_A h_A (P_{SA} - P_{wf}) + K_B h_B (P_{SB} - P_{wf}) + K_C h_C (P_{SC} - P_{wf})} Q_T \quad (91)$$

$$Q_B = \frac{K_B h_B (P_{SB} - P_{wf})}{K_A h_A (P_{SA} - P_{wf}) + K_B h_B (P_{SB} - P_{wf}) + K_C h_C (P_{SC} - P_{wf})} Q_T \quad (92)$$

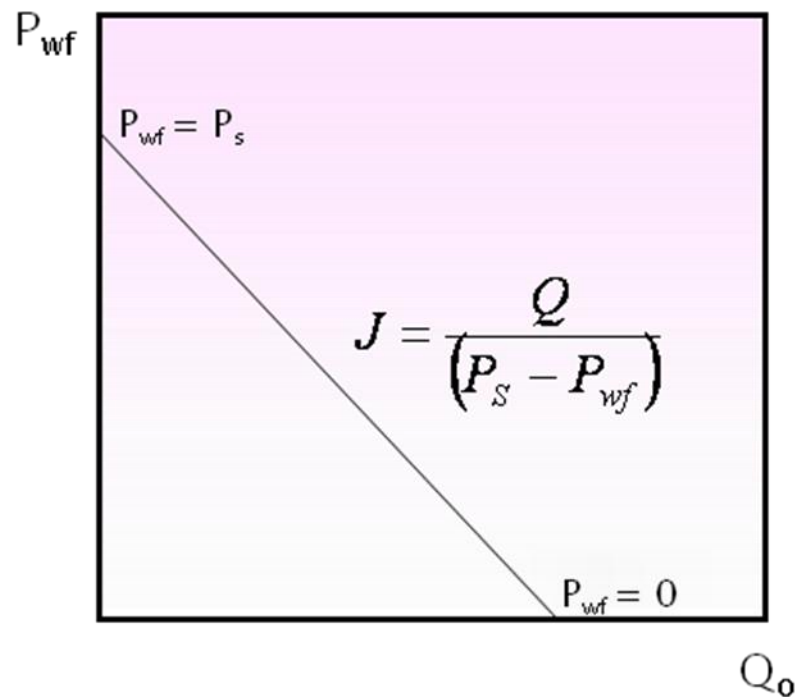
$$Q_C = \frac{K_C h_C (P_{SC} - P_{wf})}{K_A h_A (P_{SA} - P_{wf}) + K_B h_B (P_{SB} - P_{wf}) + K_C h_C (P_{SC} - P_{wf})} Q_T \quad (93)$$

### 3.1.2 Curvas IPR

El IPR (de las siglas en inglés de *Inflow Performance Relationship*) se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la diferencia entre la presión estática de yacimiento y la presión de fondo fluyente. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo ( $Q_{max}$ ),

mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Una relación de comportamiento flujo típica (IPR) es la presentada en la figura 31.

**Figura 31.** Forma típica de una curva de *Inflow Performance Relationship*.



Fuente: **NIND, T. E. W.** "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros". Ed. Limuza, México. 1987.

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial:

$$Q_o = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} K_o h (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S_T + D_{qo} \right]} \quad (94)$$

Donde:

$Q_o$  = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STB / día)

$B_o$  = Factor Volumétrico del petróleo, (bbl / stb)

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo, cp.

$k_o$  = permeabilidad de la formación, md.

$h$  = espesor neto de la formación, ft.

$P_s$  = presión promedio de reservorio, psia.

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyente, psia.

$r_e$  = radio de drenaje, ft.

$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$  ; Donde **A** es el área circular de drenaje, ft<sup>2</sup>.

$S_t$  = Skin total.

$D_{qo}$  = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad.

Esto puede ser desarrollado tal que para  $r_e = 1,466$  ft.,  $r_w = 0.583$  ft.,  $s_t = 0$  y no turbulencia, la ley de Darcy se simplifica a la siguiente ecuación:

$$Q_o = \frac{K_o h (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o} \quad (95)$$

Esta ecuación simple es aplicada usualmente para la estimación de caudales de petróleo desde el pozo.

### ➤ Índice de productividad – IP

Una simple aproximación para describir el comportamiento del flujo de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (IP). Este fue desarrollado asumiendo las siguientes simplificaciones:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$Q_o = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} K_o h (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \quad (96)$$

Asumiendo que los parámetros de la ecuación (96) que acompañan el diferencial de presión son constantes, se pueden agrupar en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP ó J):

$$Q_o = J (P_s - P_{wf}) \quad (97)$$

Esta ecuación de estado indica que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional a la caída de presión (*drowdown*). El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio ( $P_s$ ) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto del Pozo (*Absolute Open Flow Potential – AOF*) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica del yacimiento se lleva a cero.

#### ➤ Flujo Bifásico

La ley de Darcy es aplicable cuando en el yacimiento se produce un flujo monofásico. En el caso de un yacimiento petrolero, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del yacimiento. Durante la etapa de depleción natural, la presión de yacimiento continúa cayendo; como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR compuesto.

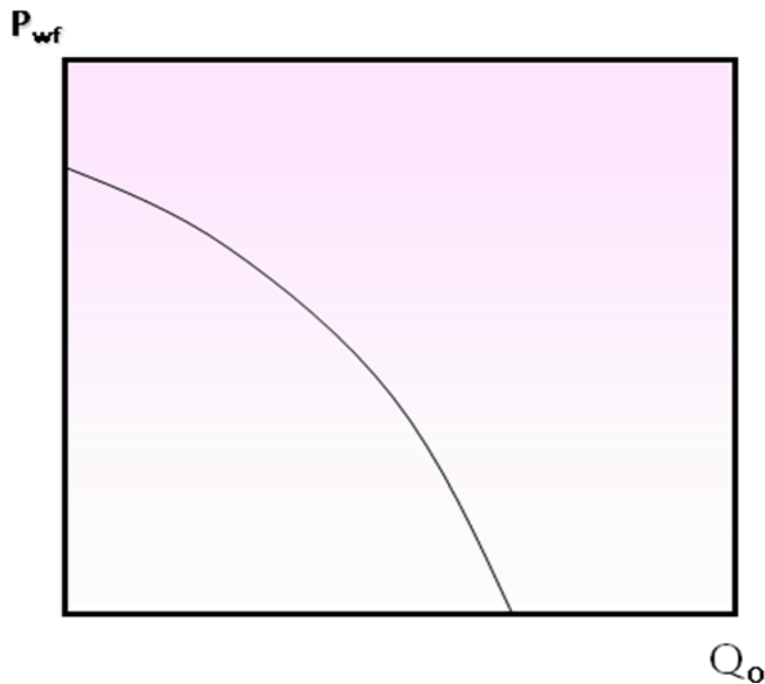
#### ➤ IPR de Vogel

En el caso del flujo bifásico, donde reservorio la presión promedio del mismo ( $P_s$ ) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel, definido por la siguiente expresión:

$$\frac{Q_o}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (98)$$

Una relación de comportamiento de flujo para flujo bifásico típica es presentada en la figura 32.

**Figura 32.** Forma típica de una curva de *Inflow Performance Relationship*, para yacimientos por debajo del punto de burbuja.



Fuente: NIND, T. E. W. "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros". Ed. Limuza, México. 1987.

### 3.1.3 Registros PLT – Medidores de flujo

Los registros de producción son herramientas para evaluar el comportamiento de un pozo y el desarrollo de un yacimiento, desde edades tempranas del pozo y a lo largo de su vida productiva.

Los registros de producción más importantes son los de temperatura, los de medida de flujo, los de medida de densidad, los trazadores radioactivos, los medidores de corte de agua, entre otros. En este apartado, se hará una breve descripción conceptual de los registros medidores de flujo, ya que éstos tienen aplicación directa para conocer la distribución de la saturación de aceite remanente en un yacimiento heterogéneo.

Si se toma un perfil de flujo, se necesita especificar las tasas totales de cada fase a condiciones de fondo de pozo. En ese sentido, las tasas de producción, la presión y la temperatura en superficie deben estar incluidas en el registro.

Adicionalmente se requieren las propiedades físicas de los fluidos que se producen en el pozo para hacer la conversión de tasas de producción en superficie a tasas de producción de cada fase en subsuelo. Las propiedades más importantes a tener en cuenta antes de correr un registro de producción son:

- El GOR.
- Las gravedades específicas de cada fase.
- La temperatura y la presión en fondo de pozo y en superficie.
- El punto de burbuja del aceite en un pozo productor de aceite.
- Las viscosidades de todos los fluidos a condiciones de fondo de pozo.

La descripción de la herramienta de registro y de los procedimientos se debe hacer con un diagrama de la herramienta que muestre las dimensiones de esta y su ubicación dentro de la tubería. Adicionalmente se debe tener registro de las constantes de tiempo empleadas en el promedio de la velocidad de respuesta de la herramienta. Todas las calibraciones hechas, se deben anotar. Por último, es indispensable hacer un reporte del procedimiento de corrida que debe incluir:

- El número de corridas hechas.
- Las velocidades de cable empleadas.
- Las constantes de calibración de la herramienta.
- La velocidad umbral empleada para cada registro realizado.

### ➤ Interpretación de un registro PLT

El método multifásico de calibración es la técnica más precisa en la evaluación de medidores de flujo. Como su nombre lo indica, es necesaria la presencia de múltiples fases en el pozo, junto con diferentes velocidades y direcciones de la herramienta, para aplicar el método. De igual manera, es indispensable tener en el pozo condiciones estables durante todo el proceso de registro.

La interpretación multifásica se basa en la respuesta lineal del spinner (rotor):

$$f = m_p (v_f + v_H - v_t) \quad (99)$$

Donde:

$m_p$  = pendiente positiva de la curva de respuesta del spinner, (rev / seg) / (ft / min)

$v_f$  = velocidad del fluido, (ft / min)

$v_h$  = velocidad de la herramienta, (ft / min)

$v_t$  = velocidad de introducción o umbral, (ft / min)

$f$  = respuesta del spinner, (rev / seg)

Los pasos del método de análisis multifásico se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Elegir las profundidades a las cuales se va a calcular las tasas de flujo (como mínimo se debe elegir una profundidad entre cada uno de los intervalos perforados).
2. Leer la respuesta del spinner a diferentes velocidades de la herramienta en cada una de las profundidades.
3. Para cada estación graficar  $f$  vs  $v_h$ .
4. Calcular las pendientes  $m_p$  y  $m_n$  para cada línea de respuesta.
5. Para cada estación en la que se presente respuestas de spinner positivas y negativas, calcular la velocidad de introducción  $v_t$  de la siguiente ecuación:

$$(v_{Hp} - v_{Hn}) = 2v_t \quad (100)$$

Donde:

$(v_{Hp} - v_{Hn})$  = Interceptos de las curvas de respuesta del spinner positivas y negativas con el eje  $f = 0$ , respectivamente. Se igualan ambas funciones a cero y se sustrae la una de la otra para encontrar la velocidad de umbral. Debido a que esta velocidad es calculada por medio de dos líneas obtenidas de datos experimentales, es una cantidad muy sensible a errores significativos, especialmente cuando la tasa de flujo del pozo no es estable, o cuando los efectos del flujo bifásico causan distorsiones en la respuesta del spinner.

6. Calcular la velocidad del fluido en cada estación aplicando la ecuación:

$$v_f = \frac{f_0}{m_p} + v_t \quad (101)$$

Cuando la herramienta realiza medidas en condiciones estáticas; donde,  $f_0$  corresponde al intercepto de la curva de respuesta del spinner con el eje  $v_H = 0$ . Alternativamente, si  $f$  se fija como cero en la ecuación de respuesta del spinner (ecuación 99), la velocidad del fluido es:

$$v_f = -v_{H_0} + v_t \quad (102)$$

El intercepto de la curva de respuesta del spinner con el eje velocidad de la herramienta puede también ser empleado para calcular la velocidad del fluido.

7. Convertir las velocidades de fluido en tasas de flujo por medio de la ecuación:

$$q = BA_w v_f \quad (103)$$

Donde:

$q$  = tasa de flujo volumétrico, (ft<sup>3</sup> / min)

$A_w$  = área de sección transversal de flujo del pozo, (ft<sup>2</sup>)

$B$  = factor de corrección del perfil de velocidad (adimensional)

$v_f$  = velocidad de flujo, (ft / min)

Si la velocidad medida por el medidor de *spinner* es en el centro de la tubería, entonces debe medirse con respecto a la velocidad máxima de flujo en esa tubería. Esta velocidad debe ser convertida a velocidad promedio multiplicando por la relación  $v/v_{max}$ , la cual para flujo turbulento es aproximadamente 0,83.

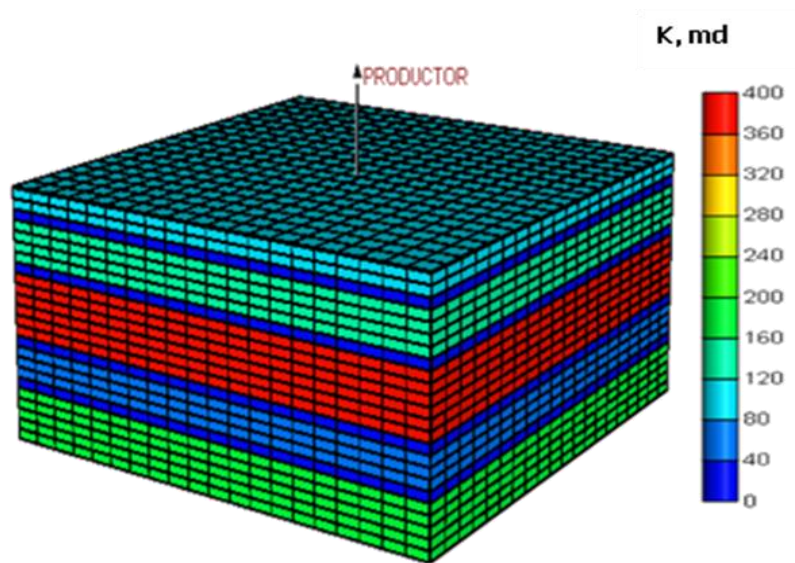
## 3.2 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA – CASOS HETEROGÉNEOS

### 3.2.1 Capacidad de flujo de la formación

Con el fin de validar los resultados que arroja la metodología propuesta, se diseñaron tres modelos heterogéneos hipotéticos de simulación. En términos generales, estos modelos constan de cinco capas productoras, de modo que pueda realizarse un estudio sobre la distribución de producción y saturación de aceite remanente en este tipo de yacimientos. Las figuras **33** y **34** presentan el primero de estos modelos, mientras que las tablas 6 y 7 resumen sus características más importantes.

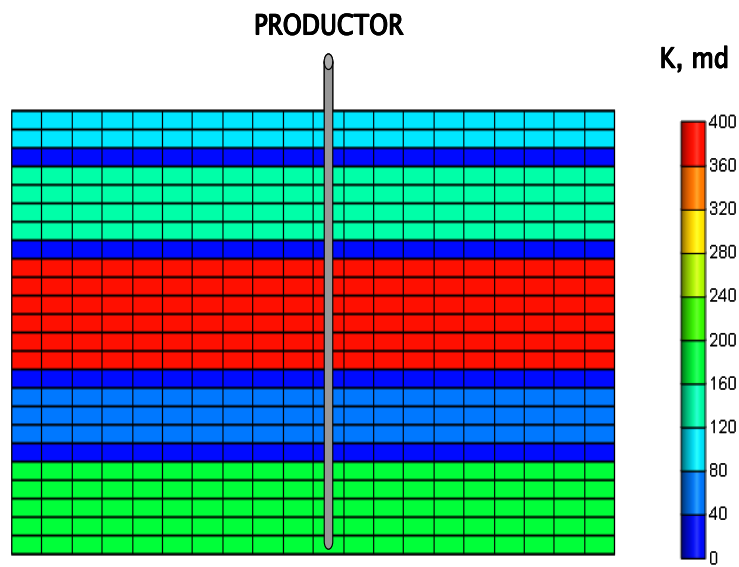
A modo de ilustración preliminar, la figura **35** muestra la variación de las saturaciones de los tres fluidos en el medio poroso (gas, agua y aceite) con respecto al tiempo, tomándolas como un promedio general de las cinco capas productoras.

**Figura 33.** Modelo de simulación heterogéneo.



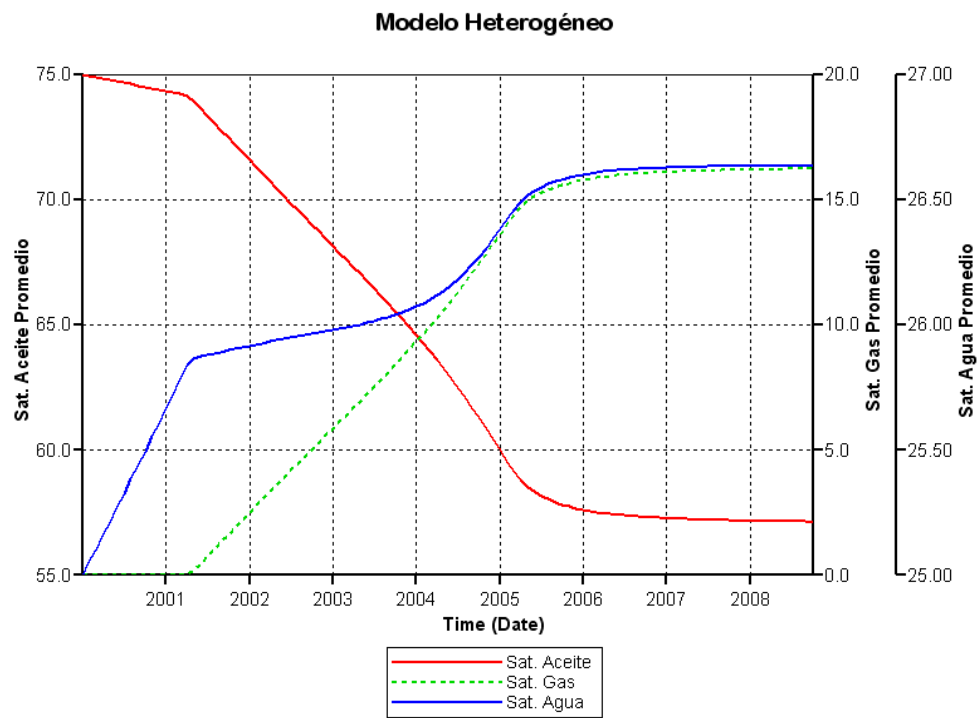
Fuente: Simulador IMEX de CMG 2007.

Figura 34. Modelo de simulación heterogéneo. Vista transversal.



Fuente: Simulador IMEX de CMG 2007.

**Figura 35.** Curvas promedio de saturación en función del tiempo, para el modelo heterogéneo.



**Tabla 6.** Características y propiedades del modelo heterogéneo de simulación.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
ÁREA	20	ACRES
ESPESOR NETO	100	PIES
<b>CAPAS PRODUCTORAS</b>	<b>5</b>	
PROFUNDIDAD	5000	PIES
PRESIÓN INICIAL	2300	PSIA
TEMPERATURA YACIMIENTO	120	°F
OOIP	1,422 E 06	BBL

**Tabla 7.** Distribución de permeabilidades y espesores netos en el modelo heterogéneo.

CAPA	PERMEABILIDAD, mD	ESPESOR NETO, PIES
1	100	10
2	150	20
3	400	30
4	50	15
5	200	25

Empleando los datos de la tabla 7 y la ecuación (85) se calcula la capacidad de flujo total de la formación:

$$Kh = \left( \sum_{i=1}^n (K_i h_i) \right) = 21750 \text{ md ft}$$

Al multiplicar la ecuación (86) por el tiempo se obtiene el volumen de aceite producido,  $N_p$ , es decir:

$$N_{p_i} = \frac{N_{p_i}}{N_{pT}} N_{pT} \tag{104}$$

De este modo, se pueden calcular los porcentajes de distribución de cada capa a la producción total.

$$N_{P1} = \frac{1000 \text{ md ft}}{21750 \text{ md ft}} N_{PT} = 0.05 N_{PT} = 5\% N_{PT}$$

$$N_{P2} = \frac{3000 \text{ md ft}}{21750 \text{ md ft}} N_{PT} = 0.14 N_{PT} = 14\% N_{PT}$$

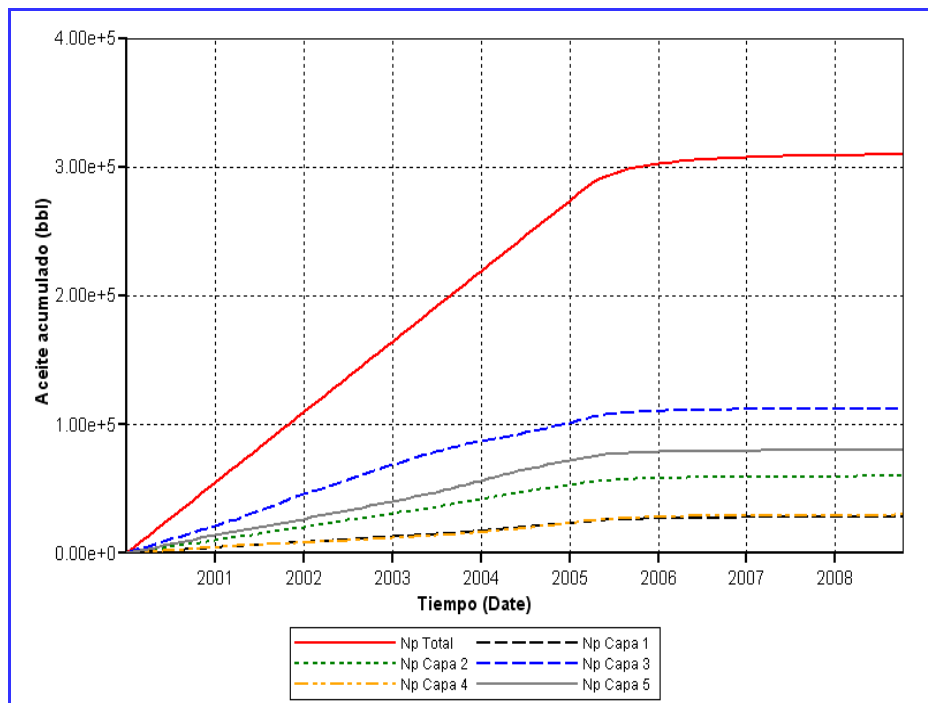
$$N_{P3} = \frac{12000 \text{ md ft}}{21750 \text{ md ft}} N_{PT} = 0.55 N_{PT} = 55\% N_{PT}$$

$$N_{P4} = \frac{750 \text{ md ft}}{21750 \text{ md ft}} N_{PT} = 0.03 N_{PT} = 3\% N_{PT}$$

$$N_{P5} = \frac{5000 \text{ md ft}}{21750 \text{ md ft}} N_{PT} = 0.23 N_{PT} = 23\% N_{PT}$$

En la figura 36 se observa la curva de  $N_{PT}$  acumulado para todo el modelo (curva roja) y discriminado por capas. Se observa que las tendencias están acordes con los resultados del análisis de capacidades individuales de flujo.

**Figura 36.** Petróleo producido total y por capa para el modelo heterogéneo 1.



Fuente: Simulador IMEX de CMG 2007.

En las figuras 37, 38, 39, 40, y 41, se puede observar que las tendencias de las primeras predicciones de la metodología se aproximan con los resultados obtenidos con el modelo de simulación numérica. Las unidades de tiempo para estas gráficas son días.

Al establecer un *ranking* comparativo ordenando de mayor a menor grado de aporte a la producción, entre lo que arroja la simulación y lo que arroja la metodología, los resultados son consistentes. Ver tabla 8.

**Tabla 8.** *Ranking* comparativo de estratos aportantes a la producción.

CAPA No.	RANKING SEGÙN SIMULACIÒN	RANKING SEGÙN METODOLOGÍA
1	4	4
2	3	3
3	1	1
4	5	5
5	2	2

**Figura 37.** Comparación del aporte a la producción para la capa 1 (simulado vs calculado por kh).

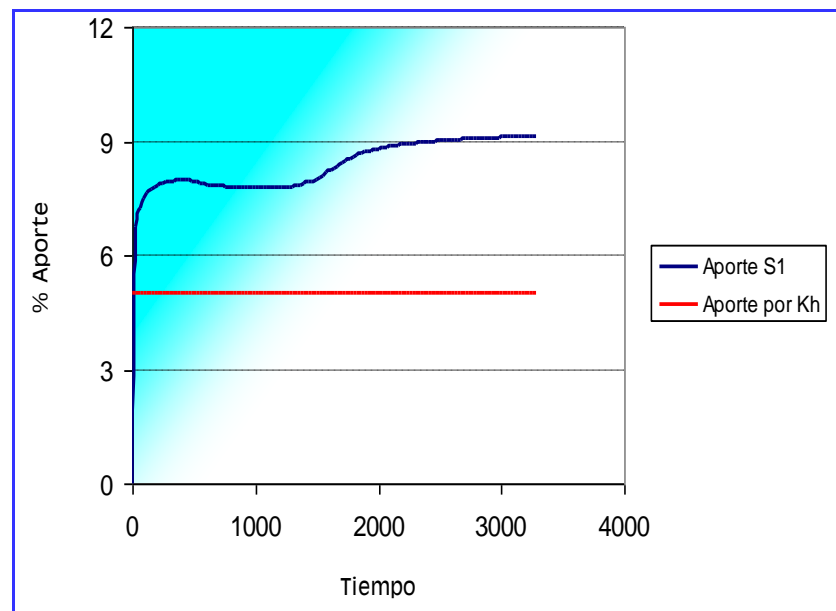


Figura 38. Comparación del aporte a la producción para la capa 2 (simulado vs calculado por kh).

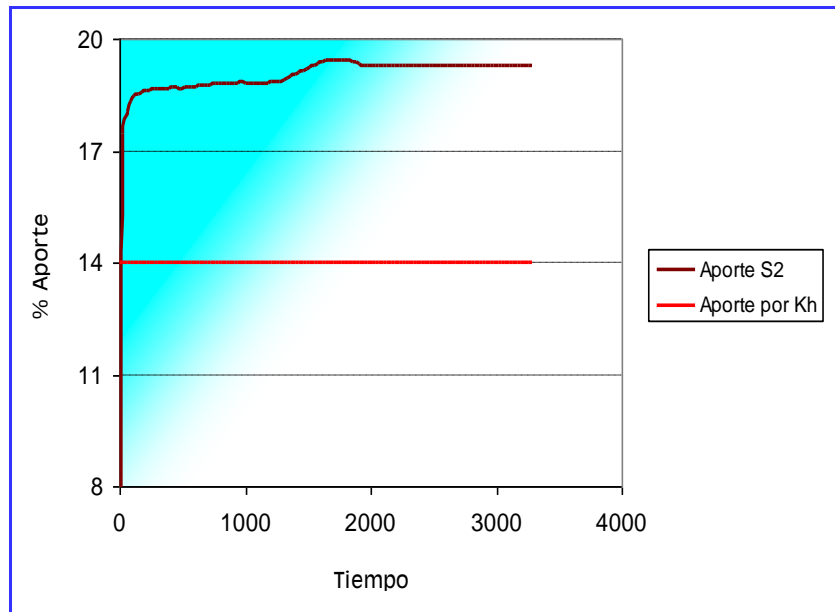
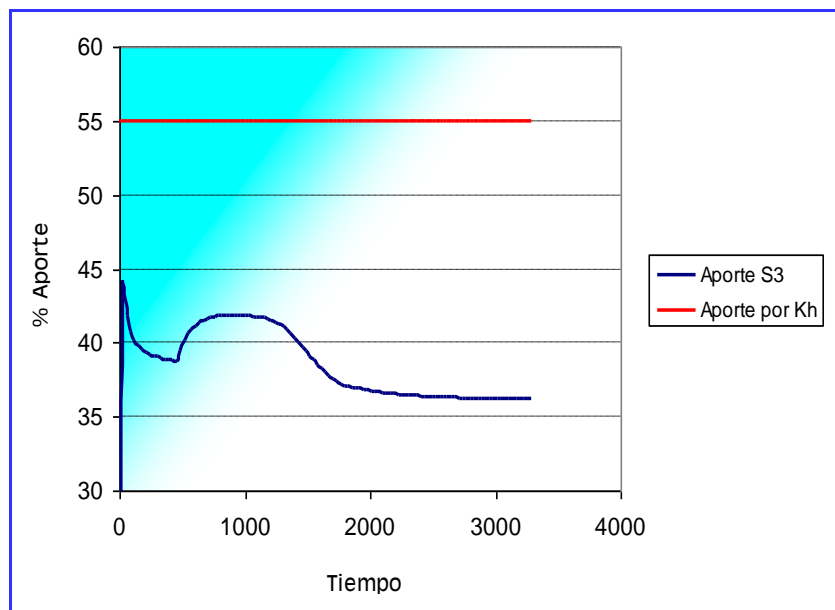
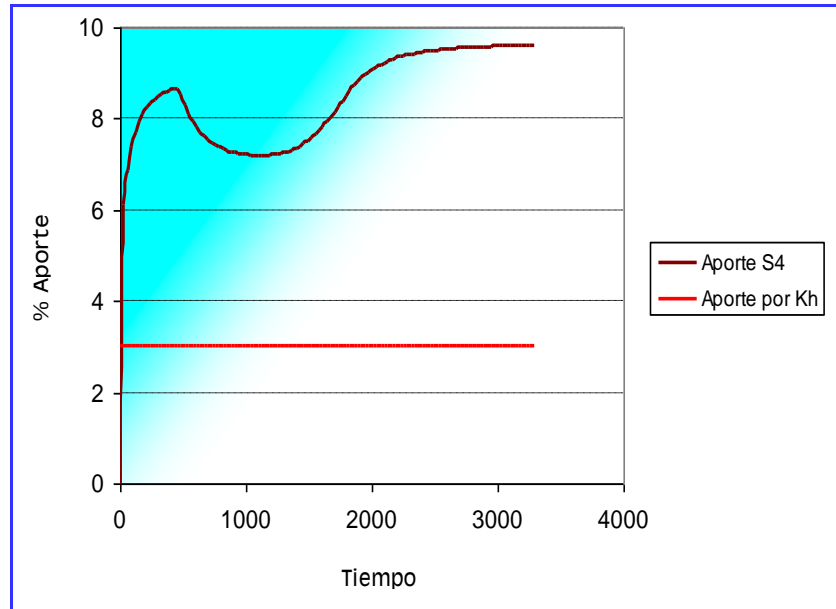


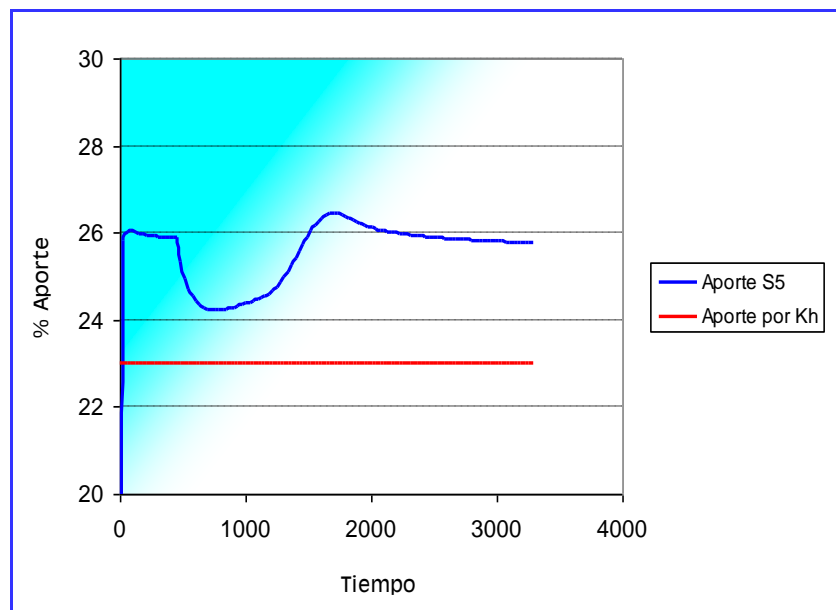
Figura 39. Comparación del aporte a la producción para la capa 3 (simulado vs calculado por kh).



**Figura 40.** Comparación del aporte a la producción para la capa 4 (simulado vs calculado por kh).



**Figura 41.** Comparación del aporte a la producción para la capa 5 (simulado vs calculado por kh).



No obstante, al graficar los porcentajes de aporte de cada capa arrojados por el simulador numérico y compararlos con los obtenidos mediante el análisis de capacidades de flujo, se obtiene una oportunidad de mejora en el ajuste de los resultados.

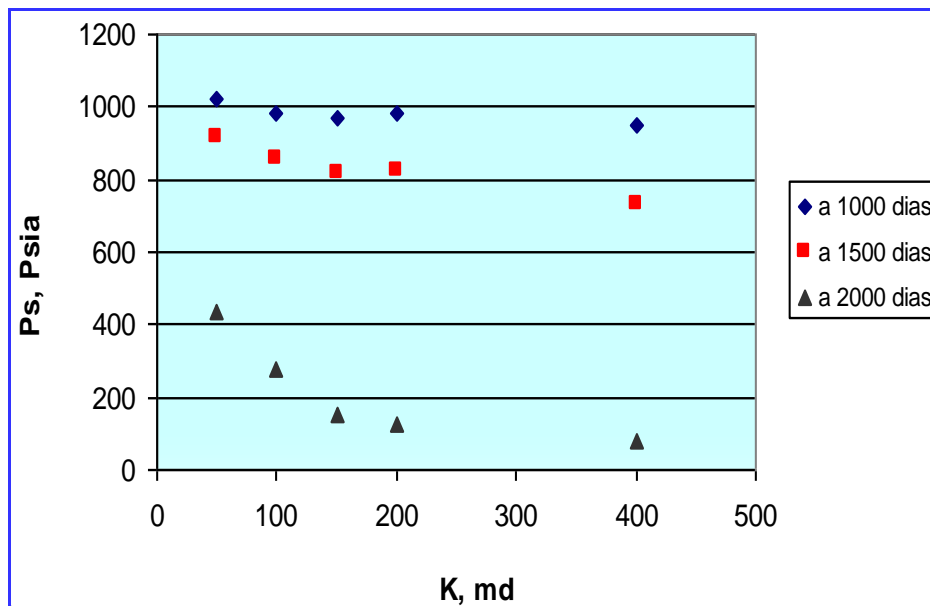
Con el fin de mejorar los resultados, se plantea la utilización de la ecuación de capacidad de flujo de la formación, teniendo en cuenta las caídas de presión existentes en cada unidad de flujo, como se muestra en las ecuaciones (91), (92) y (93), y cuya forma general sería la siguiente:

$$Q_i = \frac{K_i h_i (P_{Si} - P_{wfi})}{\sum_{i=1}^n [K_i h_i (P_{Si} - P_{wfi})]} Q_T \quad (105)$$

Donde No. de capas: **i** hasta **n**.

Con el fin de constatar la asunción que la presión varía entre capa y capa, se graficó el comportamiento de ésta en función de la permeabilidad a tres distintos tiempos, los resultados de este análisis se aprecian en la figura 42.

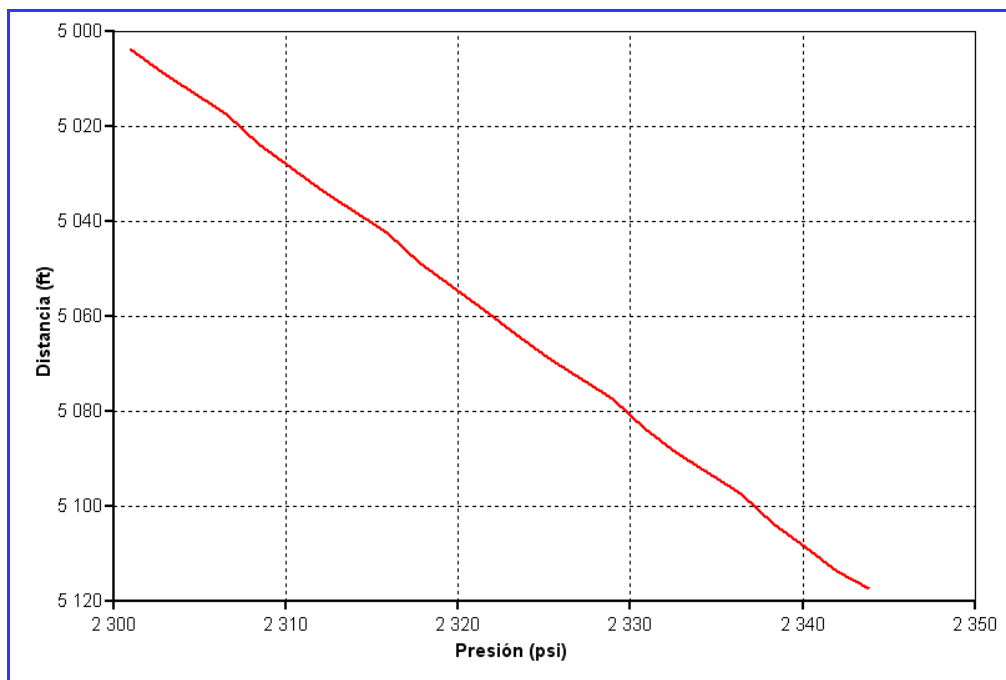
**Figura 42.** Presión en función de permeabilidad, a diferentes tiempos.



De la figura 42 se puede concluir que la presión es mayor en la medida que la permeabilidad del medio es menor, ya que el área de flujo es más reducida, comparada con capas de más alta permeabilidad.

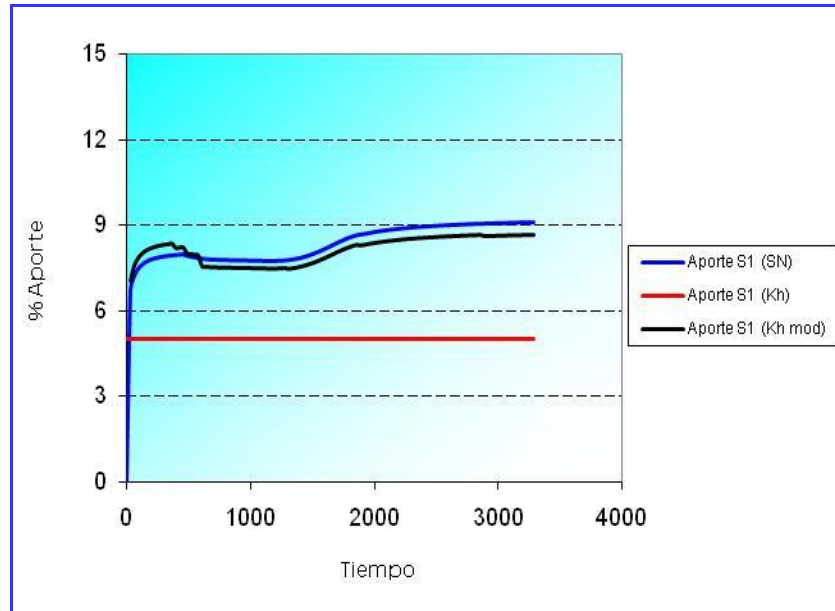
Así mismo, la presión estática varía con la profundidad del medio poroso; asumiendo un gradiente de presión de 0,45 psia / ft, se tiene un comportamiento de la presión inicial del medio poroso como el mostrado en la figura 43.

**Figura 43.** Presión estática en función de profundidad.

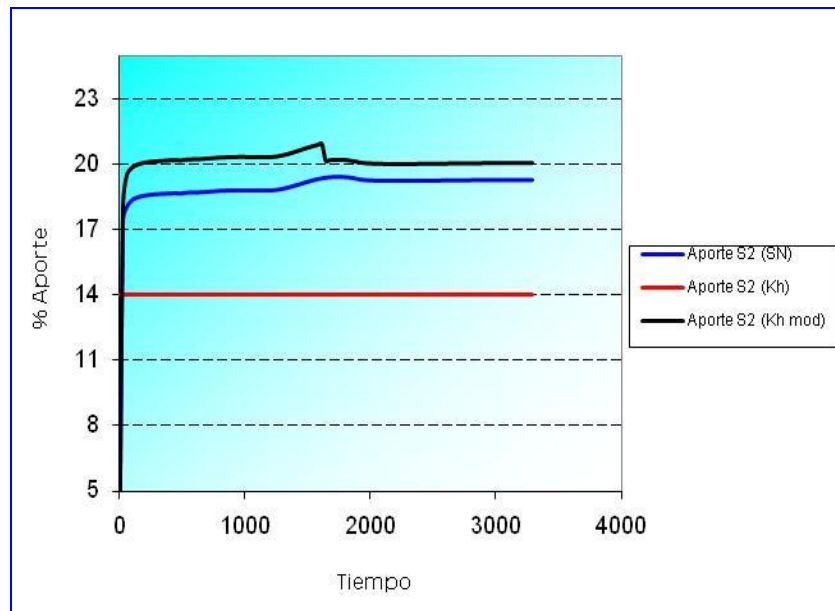


Al tener en cuenta la variación de las diferencias de presión entre capa y capa, los resultados ajustan mejor las tendencias arrojadas por la simulación numérica. En esa medida, las figuras 44, 45, 46, 47 y 48 presentan estas comparaciones. Las unidades de tiempo para estas gráficas son días.

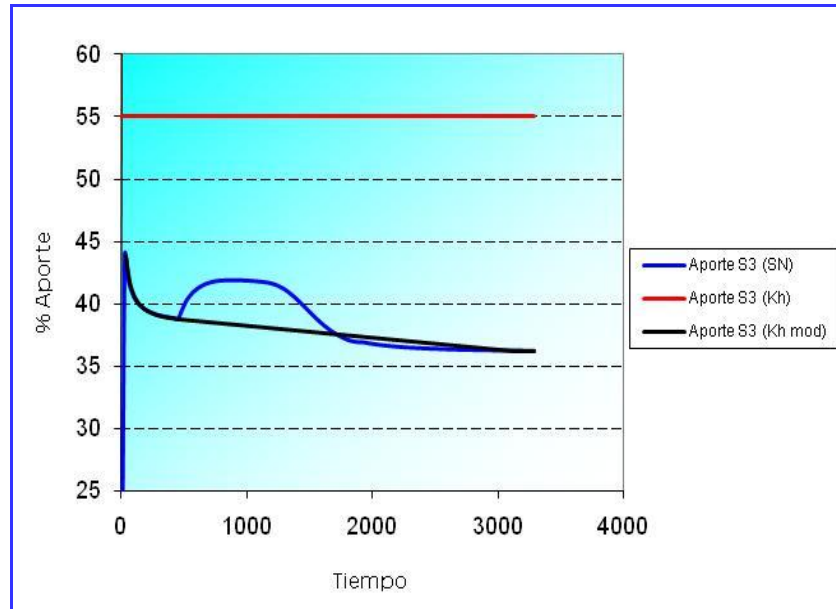
**Figura 44.** Comparación del aporte a la producción para la capa 1 (simulado vs calculado por kh vs calculado por kh modificada).



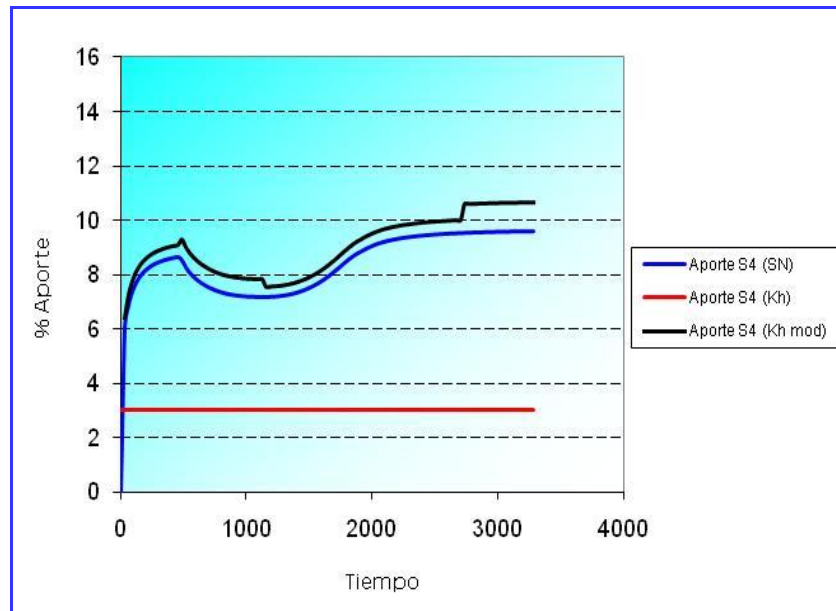
**Figura 45.** Comparación del aporte a la producción para la capa 2 (simulado vs calculado por kh vs calculado por kh modificada).



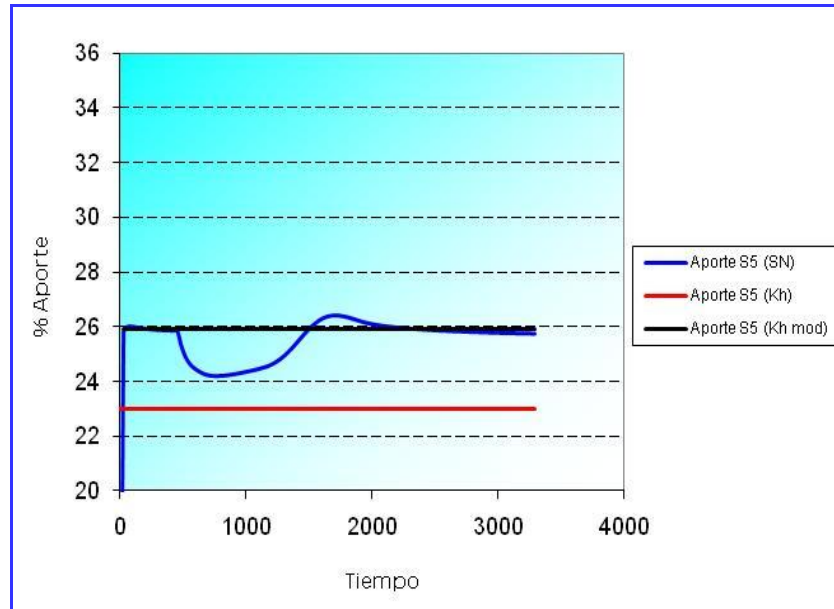
**Figura 46.** Comparación del aporte a la producción para la capa 3 (simulado vs calculado por kh vs calculado por kh modificada).



**Figura 47.** Comparación del aporte a la producción para la capa 4 (simulado vs calculado por kh vs calculado por kh modificada).



**Figura 48.** Comparación del aporte a la producción para la capa 5 (simulado vs calculado por kh vs calculado por kh modificada).



Al revisar las figuras 44, 45, 46, 47 y 48, se observa una mejor correlación con los resultados que arroja la simulación numérica. En la tabla 9 se resumen los cálculos hechos a un tiempo fijo con la capacidad de flujo y la capacidad de flujo incluyendo caídas de presión y se comparan tomando como referencia los resultados que arroja la simulación numérica.

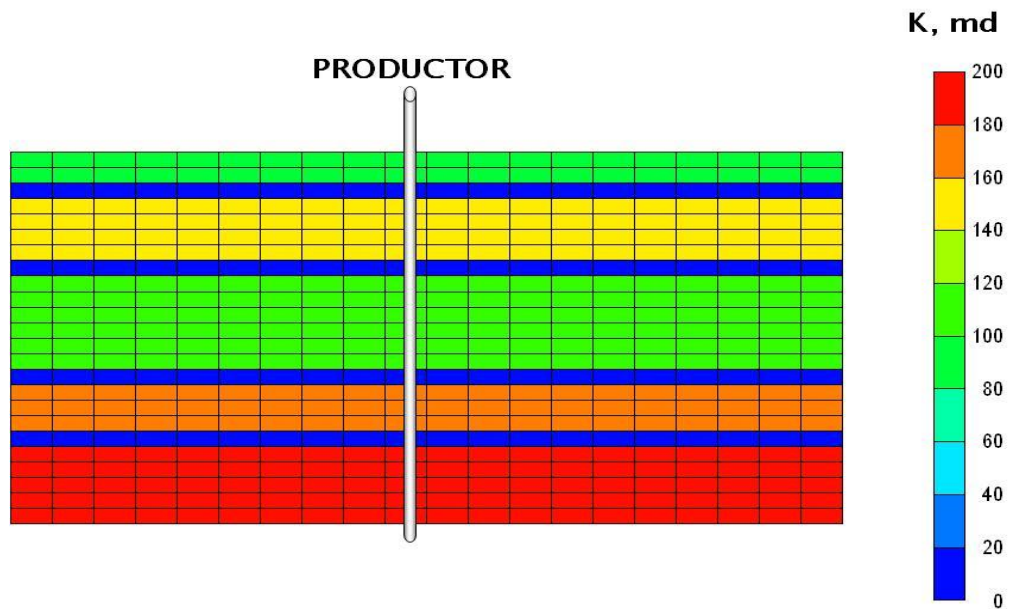
**Tabla 9.** Comparación de resultados obtenidos para SOR.

CAPA No.	SOR CON SN (% @ 1500 DÍAS)	SOR CON Kh (% @ 1500 DÍAS)	% ERROR	SOR CON Kh MOD ΔP (% @ 1500 DÍAS)	% ERROR
1	64,78	66,35	2,28	65,12	0,52
2	64,12	66,21	3,26	65,02	1,40
3	63,45	59,88	5,63	61,25	3,46
4	66,95	68,12	1,75	67,79	1,25
5	64,45	65,96	2,34	65,11	1,02

De forma análoga, se construyeron dos modelos heterogéneos adicionales con variación apreciable en la distribución de permeabilidades, lo que conlleva a una variación de las

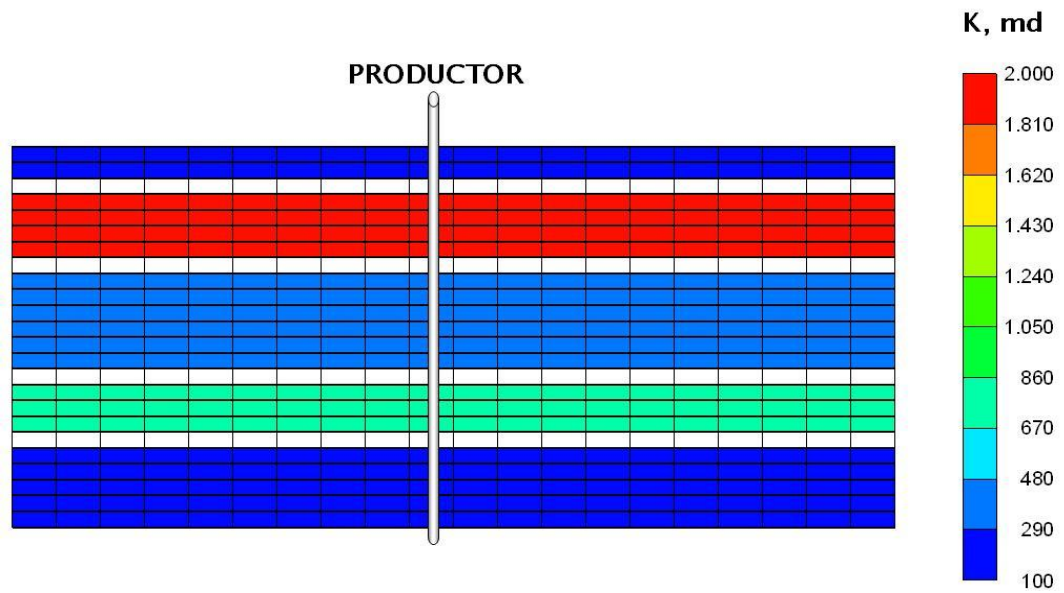
capacidades individuales de flujo. En el apéndice, se presenta un desarrollo teórico en el que se deduce un índice de heterogeneidad y se correlaciona con el coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra. Las figuras 49 y 50 presentan los dos modelos estratificados adicionales que se diseñaron; las propiedades del sistema roca/ fluidos se son las que corresponden al modelo heterogéneo 1, tabla 6. Entre tanto, en la tabla 10 se presenta la distribución de permeabilidades horizontales y espesores netos de ambos sistemas.

**Figura 49.** Modelo de simulación heterogéneo 2. Vista transversal.



**Fuente:** Simulador IMEX de CMG 2007.

**Figura 50.** Modelo de simulación heterogéneo 3. Vista transversal.

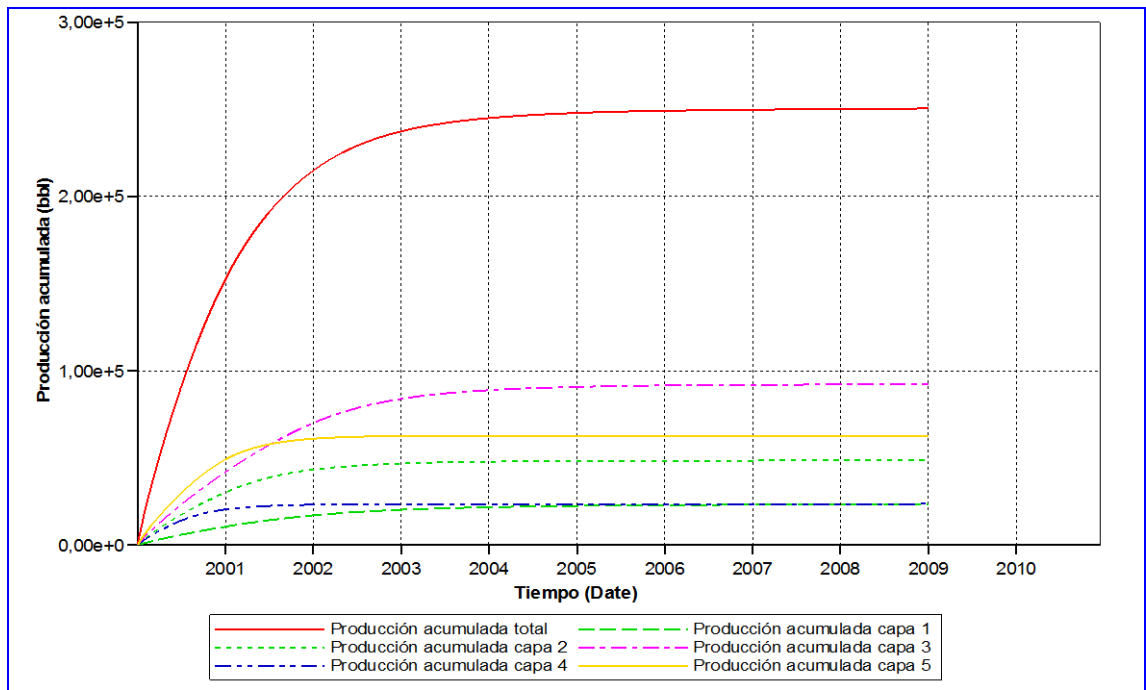


Fuente: Simulador IMEX de CMG 2007.

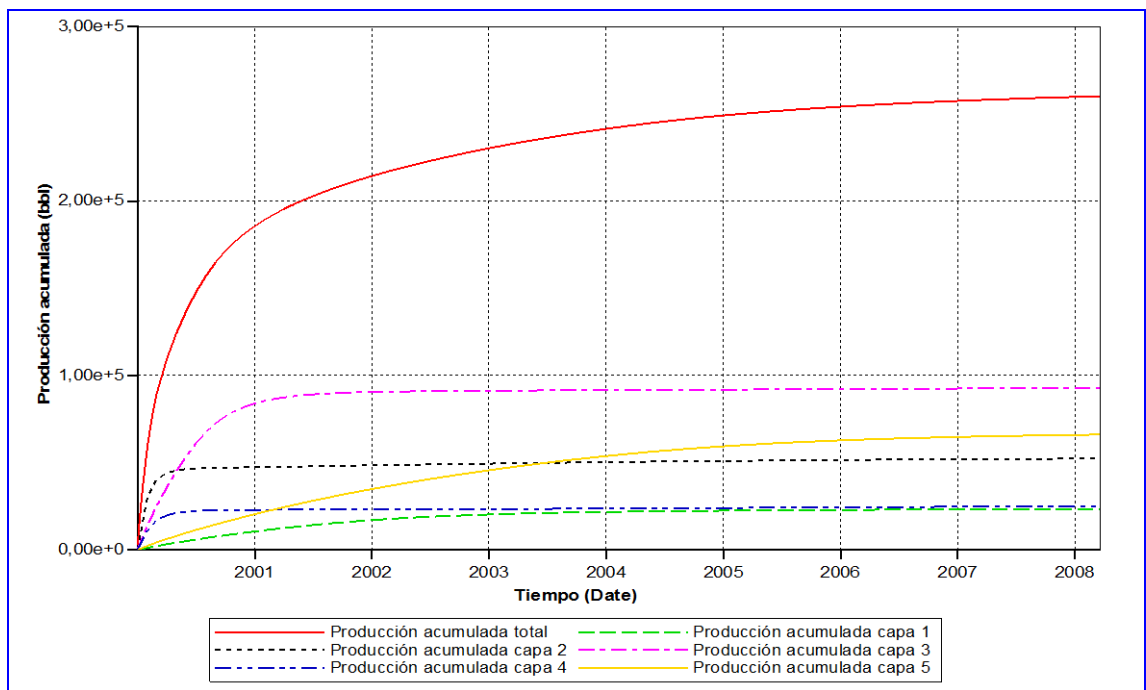
**Tabla 10.** Distribución de permeabilidades y espesores netos en los modelos heterogéneos 2 y 3.

MODELO	CAPA	PERMEABILIDAD, mD	ESPESOR NETO, PIES
2	1	100	10
	2	150	20
	3	120	30
	4	180	15
	5	200	25
3	1	100	10
	2	2000	20
	3	400	30
	4	800	15
	5	20	25

**Figura 51.** Petróleo producido total y por capa para el modelo heterogéneo 2.



**Figura 52.** Petróleo producido total y por capa para el modelo heterogéneo 3.



**Tabla 11.** *Ranking* comparativo de estratos aportantes a la producción para el modelo heterogéneo 2.

<b>CAPA No.</b>	<b>RANKING SEGÙN SIMULACIÒN</b>	<b>RANKING SEGÙN METODOLOGÍA</b>
1	5	5
2	3	3
3	1	1
4	4	4
5	2	2

**Tabla 12.** *Ranking* comparativo de estratos aportantes a la producción para el modelo heterogéneo 3.

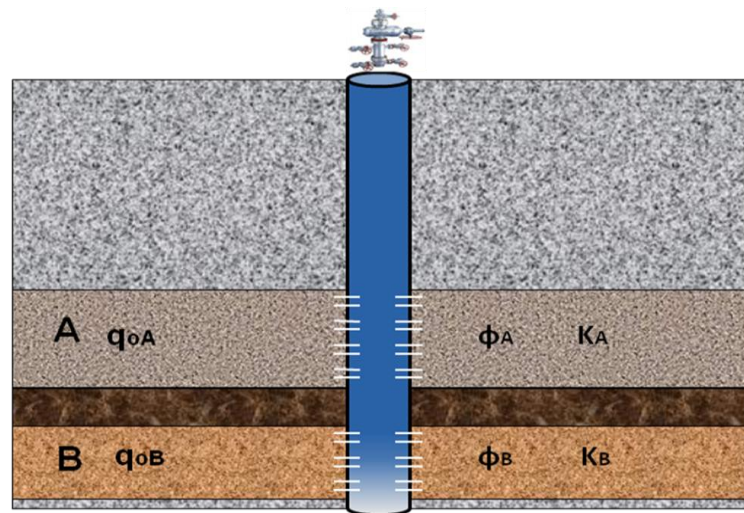
<b>CAPA No.</b>	<b>RANKING SEGÙN SIMULACIÒN</b>	<b>RANKING SEGÙN METODOLOGÍA</b>
1	5	5
2	2	2
3	1	1
4	3	3
5	4	4

Para el caso del modelo heterogéneo 3, las tendencias que arroja la metodología ajustan la simulación numérica en tiempos tempranos; en la medida que se va depletando el yacimiento, las tendencias van cambiando debido a la fuerte heterogeneidad del medio en términos de variación de la permeabilidad. Esto se sustenta en la interdependencia de la presión con la permeabilidad del medio poroso.

### 3.2.2 Registros PLT – Ejercicio aplicado

La figura 53 muestra el esquema de un pozo que atraviesa dos formaciones productoras: A y B de un yacimiento estratificado. El pozo fue completado de tal modo que se perforaron cuatro intervalos en la formación A y tres intervalos en la formación B. En la figura 54 se muestra el estado mecánico del pozo sometido a estudio, y en la tabla 13 se relacionan los intervalos que se cañonearon en cada una de las formaciones.

**Figura 53.** Esquema simplificado del pozo bajo estudio mediante registros PLT.



Se realizaron tres corridas diferentes de un registro PLT medidor de flujo, para evaluar la respuesta del pozo a ciertas operaciones de estimulación y reacondicionamiento. El pozo se registra con un medidor de flujo de *spinner*, y se toman mediciones a una velocidad de la herramienta de 30, 60 y 90 ft/min en corridas hacia abajo y hacia arriba.



➤ **Corrida 1 (17 / 11 / 97):** Antes de las operaciones de reacondicionamiento.

Luego de completado el pozo XYZ – 02, el 24 de julio de 1997 se tomó un registro PLT para determinar el aporte de fluidos de cada una de las formaciones a la producción total del pozo. Del estado mecánico del pozo se determino el diámetro de tubería empleado en el cálculo de los caudales de contribución de cada zona:

- Tubería de producción: *Liner* de 4 1/2", 13.5# @ 16517 ft.
- Área transversal: 0,08381 ft<sup>2</sup>.

Los datos de producción obtenidos antes del registro se resumen a continuación:

- WHFP, (psi) = 2800.
- Q<sub>o</sub>, (BOPD) = 4000.
- WC, (%) = 0.
- GOR, (SCF/STB) = 3600.
- BHFP, (psi) = 5700.

El procedimiento de corrida del registro presentó la siguiente información:

- N° de corridas: Se realizaron 3 corridas hacia abajo y 3 corridas hacia arriba.
- Velocidades de la herramienta: 30, 60 y 90 ft/min.
- Velocidad Umbral (ft/min): 4.8.
- Factor de corrección B: 0.83.

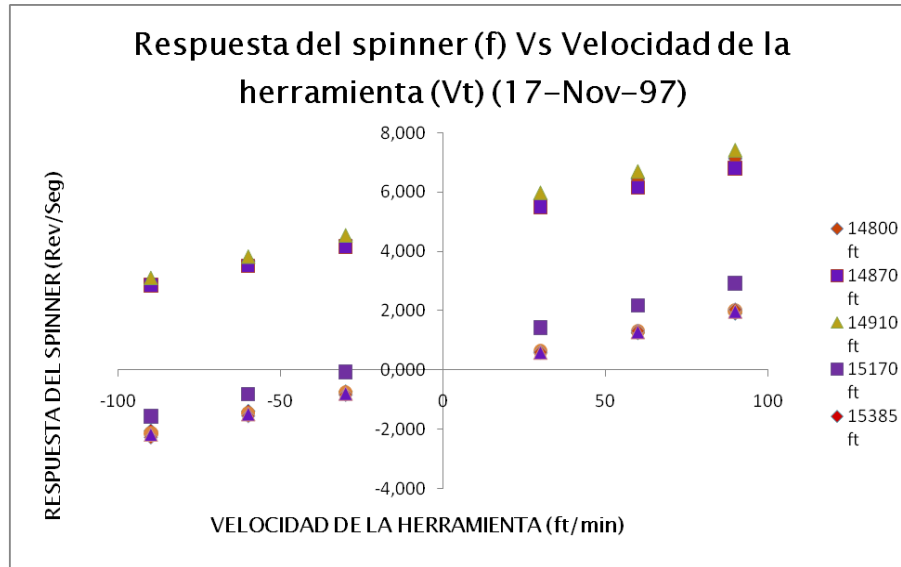
El primer paso en la interpretación, fue la elección de las zonas para las cuales se va a calcular la tasa de flujo, y la lectura de la respuesta del spinner a diferentes velocidades para cada una de estas estaciones. La respuesta del *spinner* leída para cada una de estas estaciones está dada en la tabla **14**. Las velocidades de la herramienta subiendo son negativas debido a que el sentido del flujo de los fluidos del pozo es hacia arriba, es decir que van en la misma dirección. El siguiente paso en la interpretación fue graficar la respuesta del *spinner* como función de la velocidad de la herramienta, como lo muestra la

figura 55. Posteriormente, se grafica cada una de ellas por separado y se determinan sus pendientes. Las líneas que representan este comportamiento deben ser lo más rectas y paralelas posibles entre sí, de lo contrario, el medidor de flujo no está respondiendo linealmente a la velocidad efectiva, y el registro no puede ser considerado una representación precisa del comportamiento del pozo. Seguidamente, se calculó la velocidad del fluido para cada estación aplicando la ecuación 101 y se determinó el caudal correspondiente a esta velocidad por medio de la ecuación 103. A partir de los caudales obtenidos se construyó el perfil de flujo presentado en la figura 56.

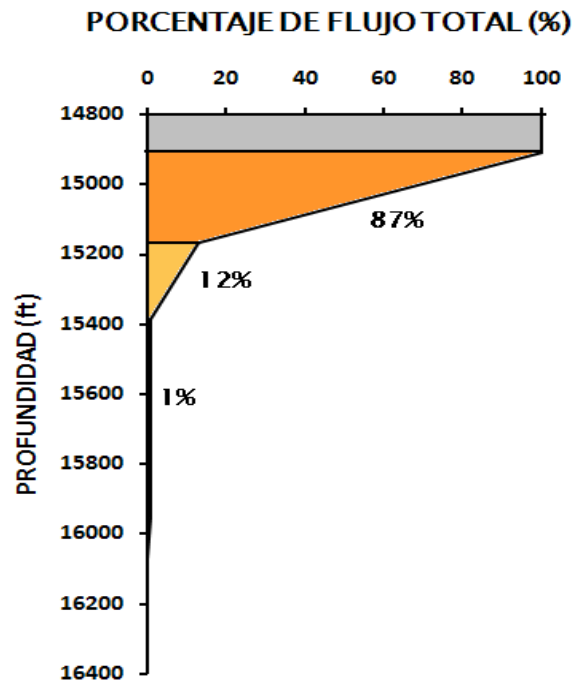
**Tabla 14.** Respuesta del *spinner* para la corrida 1 hecha el 17 / 11 / 97.

PROFUNDIDAD (ft)	VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA (ft / min)					
	30	60	90	-30	-60	-90
	RESPUESTA DEL SPINNER (rev / seg)					
14800	5,738	6,428	7,118	4,358	3,668	2,978
14850	5,488	6,148	6,808	4,168	3,508	2,848
14910	5,987	6,707	7,427	4,547	3,827	3,107
15170	1,415	2,165	2,915	-0,085	-0,835	-1,585
15385	0,604	1,264	1,924	-0,716	-1,376	-2,036
15953	0,631	1,321	2,011	-0,749	-1,439	-2,129
16070	0,605	1,325	2,045	-0,835	-1,555	-2,275
16248	0,580	1,270	1,960	-0,800	-1,490	-2,180

**Figura 55.** Respuesta del spinner vs velocidad de la herramienta para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°1).



**Figura 56.** Perfil de flujo para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°1).



➤ **Corrida 2 (01 / 12 / 97):** Posterior a operaciones de reacondicionamiento y estimulación.

A finales del mes de noviembre, se llevó a cabo una operación de fracturamiento hidráulico en la formación A y una limpieza de arenas en la formación B. Los datos de producción obtenidos antes de correr el registro PLT fueron:

- WHFP, (psi) = 1995.
- $Q_o$ , (BOPD) = 10440.
- WC, (%) = 0.
- GOR, (SCF/STB) = 3360.
- BHFP (psi): 4900.

El procedimiento de corrida del registro presentó la siguiente información:

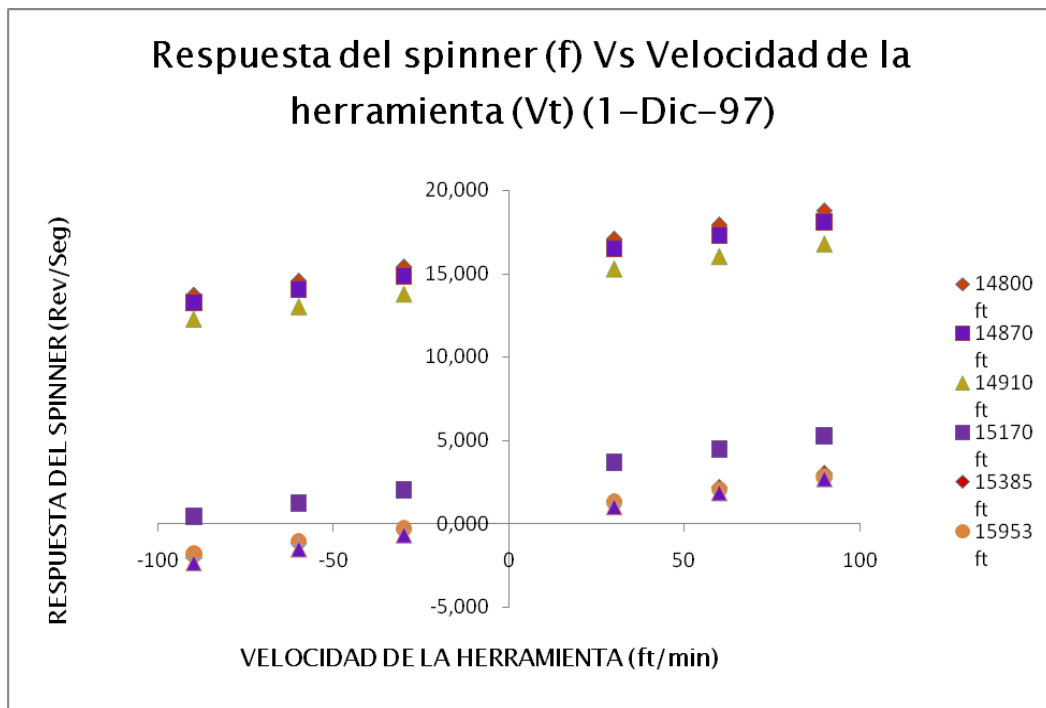
- N° de corridas: Se realizaron 3 corridas hacia abajo y 3 corridas hacia arriba.
- Velocidades de la herramienta: 30, 60 y 90 ft/min.
- Velocidad Umbral (ft/min): 4.7.
- Factor de corrección B: 0.83.

La información obtenida de las corridas se encuentra consignada en la **tabla 15**, a partir de la cual se construyó la gráfica de respuesta del spinner contra velocidad de la herramienta (figura **57**). A partir de esta información se calcularon las pendientes para cada recta, los cortes con el eje Y, y finalmente agregando la velocidad umbral, se calculó las velocidades del fluido por medio de la ecuación **101**. Posteriormente, incluyendo las velocidades del fluido, el área transversal de la tubería de producción y el factor de corrección para la ecuación **103** se calcularon los caudales para cada intervalo. Finalmente, se obtuvo el perfil de flujo, el cual se encuentra representado en la figura **58**.

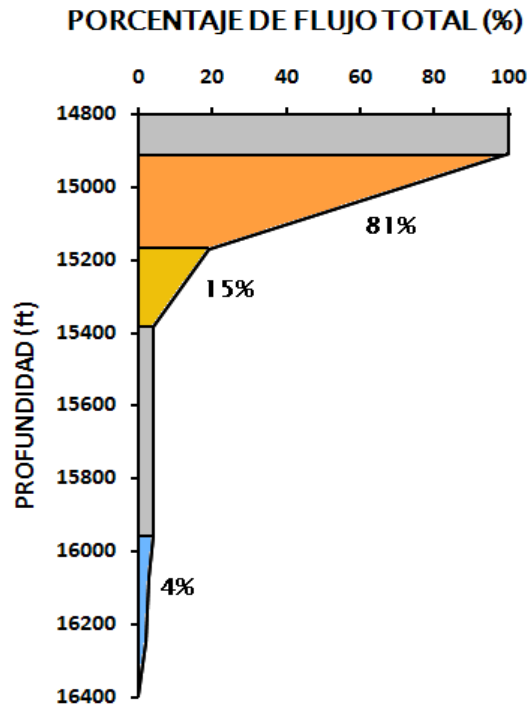
**Tabla 15.** Respuesta del *spinner* para la corrida 2 hecha el 01 / 12 / 97.

PROFUNDIDAD (ft)	VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA (ft / min)					
	30	60	90	-30	-60	-90
	RESPUESTA DEL SPINNER (rev / seg)					
14800	17,097	17,937	18,777	15,417	14,577	13,737
14850	16,487	17,297	18,107	14,867	14,057	13,247
14910	15,265	16,015	16,765	13,765	13,015	12,265
15170	3,686	4,496	5,306	2,066	1,256	0,446
15385	1,364	2,204	3,044	-0,316	-1,156	-1,996
15953	1,267	2,047	2,827	-0,293	-1,073	-1,853
16070	1,157	1,967	2,777	-0,463	-1,273	-2,083
16248	1,036	1,876	2,716	-0,644	-1,484	-2,324

**Figura 57.** Respuesta del *spinner* vs velocidad de la herramienta para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°2).



**Figura 58.** Perfil de flujo para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°2).



➤ **Corrida 3 (08 / 07 / 99):** Posterior a operaciones de estimulación.

Evaluando los porcentajes de aporte de cada zona a la producción se concluyó que era necesario efectuar un fracturamiento hidráulico para estimular la producción en la formación B, cuya producción no era la esperada. Los datos de producción obtenidos antes de correr el registro PLT fueron:

- WHFP, (psi) = 1130.
- $Q_o$ , (BOPD) = 7100.
- WC, (%) = 0.
- GOR, (SCF/STB) = 4000.
- BHFP, (psi) = 3950.

El procedimiento de corrida del registro presentó la siguiente información:

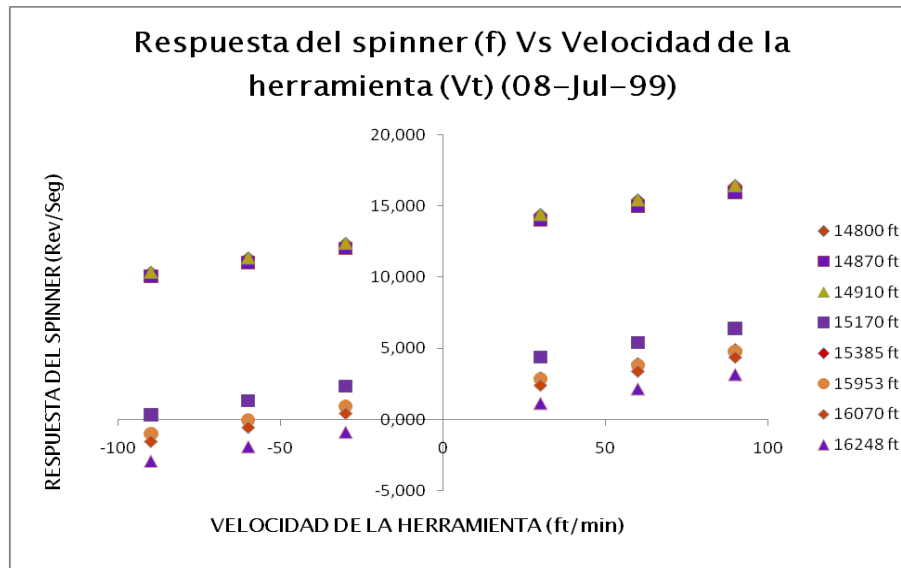
- N° de corridas: Se realizaron 3 corridas hacia abajo y 3 corridas hacia arriba.
- Velocidades de la herramienta: 30, 60 y 90 ft/min.
- Velocidad Umbral (ft/min): 4.4.
- Factor de corrección B: 0.83.

La información obtenida de las corridas se encuentra consignada en la tabla **16**, a partir de la cual se construyó la grafica de respuesta del spinner contra velocidad de la herramienta (figura **59**) siguiendo los mismos pasos que se llevaron a cabo en las anteriores corridas. A partir de esta información se calculó las pendientes para cada recta, los cortes con el eje Y, y posteriormente con la velocidad umbral, se calcularon las velocidades del fluido por medio de la ecuación **101**. Finalmente, se calcularon los caudales para cada intervalo, y con estos se obtuvo el perfil de flujo, el cual se presenta en la figura **60**.

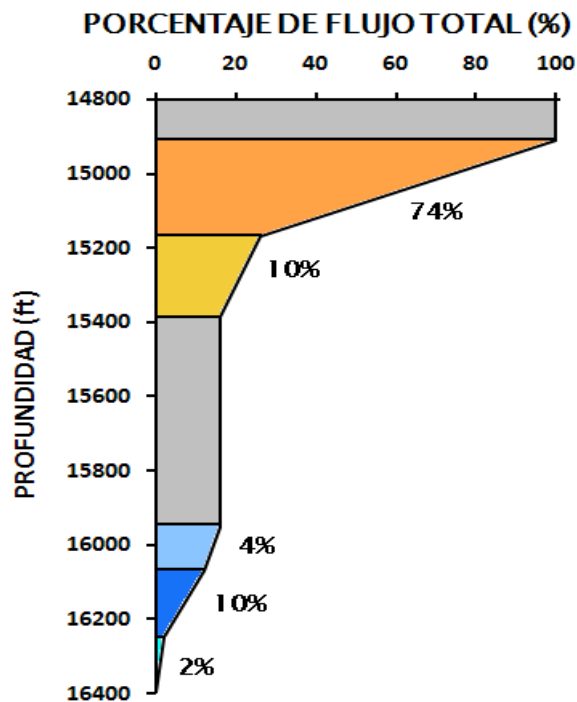
**Tabla 16.** Respuesta del *spinner* para la corrida 3 hecha el 08 / 07 / 99.

PROFUNDIDAD (ft)	VELOCIDAD DE LA HERRAMIENTA (ft / min)					
	30	60	90	-30	-60	-90
	RESPUESTA DEL SPINNER (rev / seg)					
14800	14,405	15,425	16,445	12,365	11,345	10,325
14850	13,981	14,971	15,961	12,001	11,011	10,021
14910	14,405	15,425	16,445	12,365	11,345	10,325
15170	4,389	5,409	6,429	2,349	1,329	0,309
15385	2,947	3,937	4,927	0,967	-0,023	-1,013
15953	2,857	3,817	4,777	0,937	-0,023	-0,983
16070	2,421	3,411	4,401	0,441	-0,549	-1,539
16248	1,141	2,161	3,181	-0,899	-1,919	-2,939

**Figura 59.** Respuesta del spinner vs velocidad de la herramienta para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°3).



**Figura 60.** Perfil de flujo para el pozo bajo estudio mediante registros PLT (Corrida N°3).



En la tabla 17 se llevo a cabo una comparación de los porcentajes de aporte por zonas a la producción luego de haberse realizado las corridas de los tres registros.

**Tabla 17.** Porcentaje de contribución de cada intervalo a la producción total.

Formación	Intervalos (ft)		% Contribución	% Contribución	% Contribución
			17-Nov-97	01-Dic-97	08-Jul-99
Formación A	14.800	14.810	0	0	0
Formación A	14.850	14.870	0	0	0
Formación A	14.910	15.135	87	81	74
Formación A	15.170	15.385	12	15	10
Formación B	15.953	16.070	0	1	4
Formación B	16.070	16.240	1	1	10
Formación B	16.248	16.394	0	2	2

Los resultados de esta herramienta se pueden integrar a la información de la caracterización del sistema roca/fluidos, con el fin de aplicar la metodología planteada en este trabajo de investigación, con el fin de estimar la distribución de saturación de petróleo remanente en yacimientos estratificados.

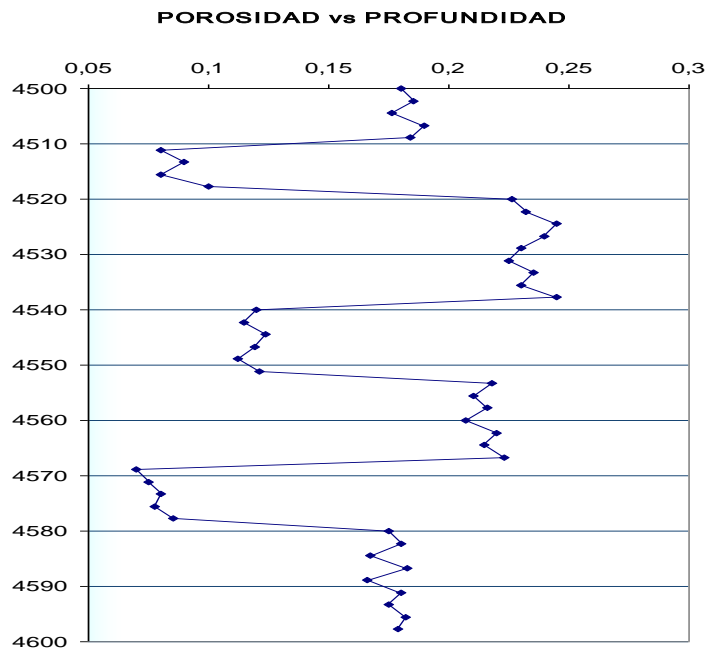
## APÉNDICE

### DISCUSIÓN ADICIONAL SOBRE HETEROGENEIDAD EN MEDIOS POROSOS - VARIACIONES PETROFÍSICAS

En los modelos de simulación hipotéticos se suelen asumir valores constantes de propiedades tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua inicial. Sin embargo, en condiciones reales de yacimiento, es común encontrar variaciones areales y verticales de éstas propiedades.

A manera de ejemplo, la figura 61 representa un perfil de porosidad contra profundidad, para un yacimiento dado, con 100 pies de espesor neto y mediciones realizadas cada 2,22 pies.

**Figura 61.** Perfil de porosidad contra saturación.



Adicionalmente, la permeabilidad se suele relacionar con la porosidad mediante expresiones como la ecuación 106. De este modo, se llevaron a cabo los cálculos para

obtener la porosidad en cada uno de los modelos de simulación presentados en este trabajo.

$$K = Ae^{B\phi} \quad (106)$$

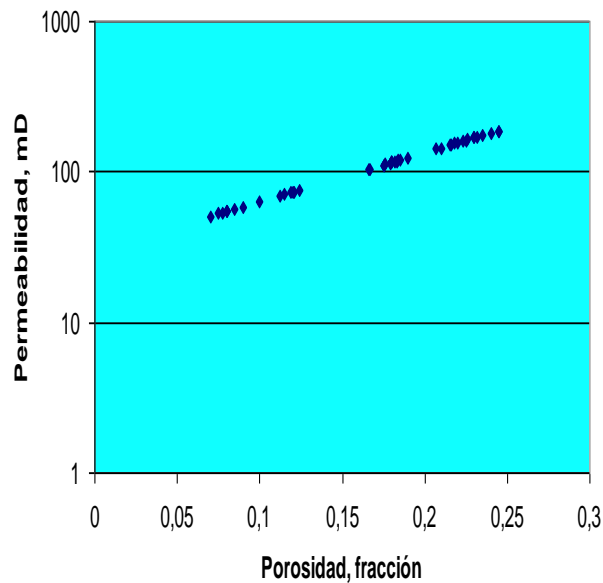
Donde A y B, son parámetros empíricos de ajuste. Realizando los respectivos cálculos para obtener una permeabilidad promedio de 100 md, se obtuvieron los siguientes valores para A y B:

$$A = 5,44$$

$$B = 15,45$$

La figura 62 presenta la relación entre porosidad y permeabilidad para el ejemplo citado. La permeabilidad se encuentra en escala logarítmica para obtener una tendencia lineal.

**Figura 62.** Relación de porosidad y permeabilidad.



Para efectuar algunos cálculos prácticos relacionados con la heterogeneidad del yacimiento, es necesario recordar la expresión para el cálculo de reservas mediante el método volumétrico:

$$OOIP = \sum Ah_i \phi_i (1 - S_{wi}) \quad (107)$$

En este caso,  $\sum h_i = 100$  pies;  $A = 60$  acres;  $S_{wi} = 20$  %. Realizando el cálculo tomando cada variación de porosidad con profundidad, se tiene:

<b>OOIP, RB</b>	6262083,14
-----------------	------------

Utilizando promedios de porosidad aritmético, geométrico y armónico para calcular el OOIP, se registraron los siguientes resultados:

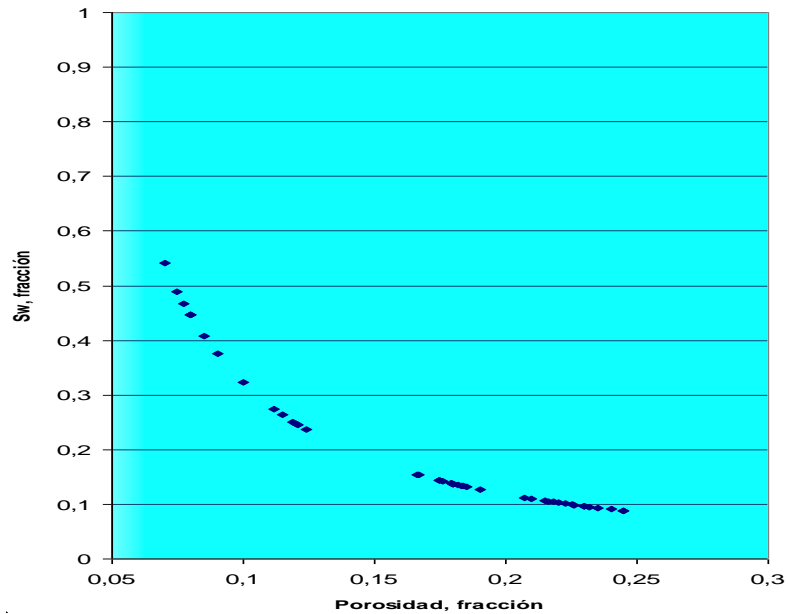
<b>med_aritm_Φ</b>	0,1682	<b>OOIP, RB</b>	6262076,15	<b>% error</b>	1,12 E - 04
<b>med_geom_Φ</b>	0,1571	<b>OOIP, RB</b>	5850215,56	<b>% error</b>	6,58
<b>med_armo_Φ</b>	0,1447	<b>OOIP, RB</b>	5388433,73	<b>% error</b>	13,95

Empleando un promedio aritmético de porosidad, se incurre en menor error de cálculo.

Considerando que la saturación de agua inicial varía con la porosidad, se puede recurrir a ecuaciones tipo Archie para correlacionar estas dos propiedades.

$$S_{wi}^n = \frac{1}{\phi_i^m} \frac{R_w}{R_t} \quad (108)$$

**Figura 63.** Relación de porosidad y saturación de agua inicial.



De igual modo, para obtener un valor promedio aritmético de saturación de agua inicial, se obtuvieron los siguientes valores para  $m$ ,  $n$  y  $R_w/R_t$ .

$$m = 2,87$$

$$n = 1,98$$

$$R_w/R_t = 1,31$$

Retomando la ecuación 107, pero calculando las saturaciones de agua para cada intervalo mediante la ecuación 108, se obtienen los siguientes resultados:

<b>OOIP, RB</b>	6582127,39
-----------------	------------

<b>med_aritm_Φ</b>	0,1682	<b>% error</b>	4,86
<b>med_geom_Φ</b>	0,1571	<b>% error</b>	11,12
<b>med_armo_Φ</b>	0,1447	<b>% error</b>	18,14

El error en que se incurre para cada tipo de promedio de porosidad se incrementa notablemente. Se realizó entonces un estudio variando y combinando los tres tipos de

promedio para saturación de agua y porosidad con el fin de hallar la combinación que arroja el menor error posible. La tabla **18** presenta estos resultados.

**Tabla 18.** Porcentajes de error asociados al uso de promedios de porosidades y saturaciones de agua iniciales.

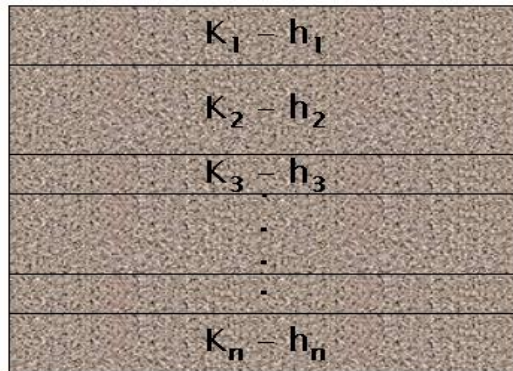
COMBINACIÓN	OOIP, RB	% ERROR
$\Phi$ ARIT + Sw ARIT	6262076,15	4,86
$\Phi$ ARIT + Sw GEOM	6515642,74	1,01
$\Phi$ ARIT + Sw ARMO	6681831,26	1,51
$\Phi$ GEOM + Sw ARIT	5850215,56	11,12
$\Phi$ GEOM + Sw GEOM	6087104,92	7,52
$\Phi$ GEOM + Sw ARMO	6242363,12	5,16
$\Phi$ ARMO + Sw ARIT	5388433,73	18,14
$\Phi$ ARMO + Sw GEOM	5606624,44	14,82
$\Phi$ ARMO + Sw ARMO	5749627,46	12,65

La combinación de promedio aritmético de porosidad y promedio geométrico de saturación de agua inicial arroja el menor error, mientras que la porosidad promediada armónicamente y la saturación de agua promediada aritméticamente, arrojan el mayor error.

## INDICE DE HETEROGENEIDAD

Se desarrolló una correlación para evaluar la heterogeneidad del medio poroso. La figura **64** presenta esquemáticamente la heterogeneidad del yacimiento en función de las permeabilidades de las capas y sus respectivos espesores netos.

**Figura 64.** Representación de la heterogeneidad del yacimiento.



La ecuación **109** es la representación matemática para calcular el índice de heterogeneidad propuesto.

$$H = 1 - \left( \frac{\sum_{i=1}^n (K_i h_i)}{K_{\max} \sum_{i=1}^n (h_i)} \right) \quad (109)$$

Donde  $K_{\max}$  es el máximo valor de la permeabilidad existente en la distribución.

Si H tiende a 0, se trata de un medio poroso homogéneo; en la medida que H aumente, incrementará de igual modo la heterogeneidad del medio. El máximo valor que puede tomar H es de 1.

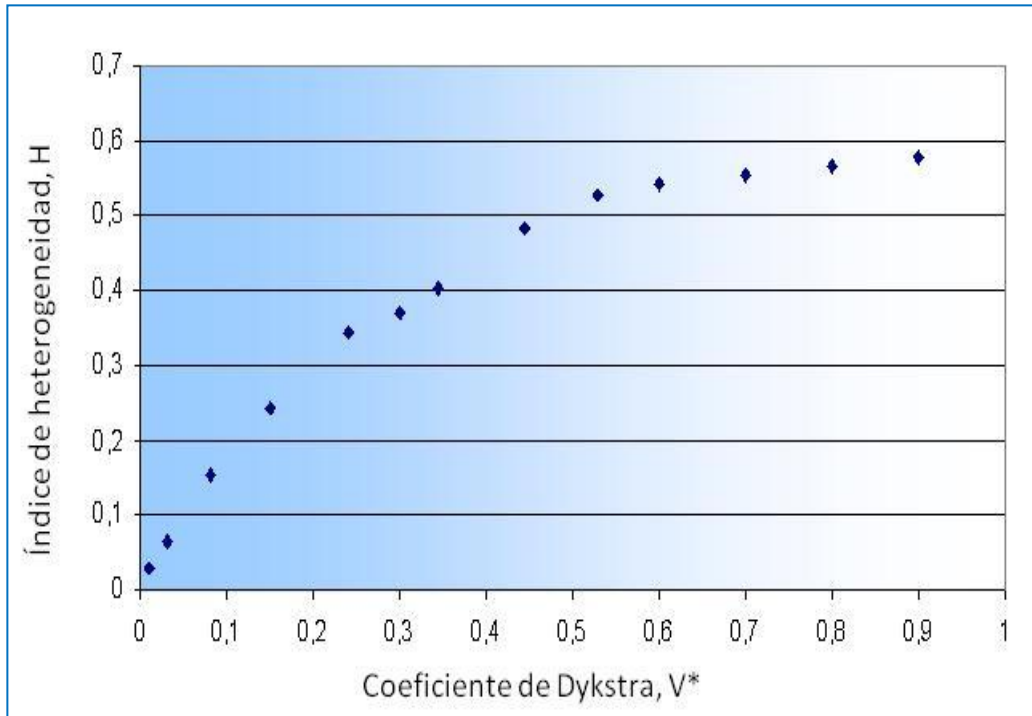
La ecuación **110** es una aproximación modificada del coeficiente de Dykstra, para evaluar heterogeneidades de medios porosos.

$$V^* = 1 - (e)^{-CVP_K} \quad (110)$$

Donde CVP es el coeficiente de variación de Pearson, el cual se define como la razón entre la desviación estándar y la media aritmética.

La figura 65 muestra la relación entre el índice de heterogeneidad, **H**, y el Coeficiente de Dykstra modificado, **V\*** a partir de ejercicios realizados con varios modelos heterogéneos conceptuales.

**Figura 65.** Relación entre H y V\*.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos durante la elaboración de la metodología para cuantificar y estimar la distribución de la saturación de aceite remanente en yacimientos con estratigrafías complejas, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- La cuantificación de la saturación de petróleo remanente durante la producción primaria y la estimación de la forma en que se encuentra distribuida, constituyen temas básicos y de gran importancia al momento de tomar decisiones referentes a la implementación de procesos de recuperación adicional, puesto que se debe conocer con el mayor grado de certidumbre qué zonas del yacimiento serán objeto de éstos procesos.
- La metodología planteada tiene en cuenta las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento, así como la variación en función de la presión de otros parámetros del sistema (*v. gr.* volumen poroso). Por tal motivo, constituye una herramienta consistente para predecir la distribución de la saturación de aceite remanente.
- Teniendo como referente el ejercicio propuesto con el modelo homogéneo de simulación, pese a que la reducción en la saturación de aceite antes de alcanzada la presión de burbuja no es significativa, el volumen producido si lo es (aprox. 25% del  $N_p$  total). Esto impacta decididamente las determinaciones de  $S_{OR}$  una vez el sistema haya alcanzado la presión de saturación.
- Se compararon los resultados del modelo de balance desarrollado en el presente trabajo con los arrojados por un modelo alternativo reportado en la literatura, teniendo como referente el caso homogéneo de simulación numérica. Debido a que el modelo planteado tiene en cuenta más parámetros relacionados con el flujo en medios porosos, arrojó comparativamente mejores resultados que el planteado en la literatura técnica.

- Se obtuvo una aproximación para derivar el modelo de balance de masa en función del tiempo. De este modo, se puede calcular la variación de la saturación de aceite en el yacimiento en la medida que se está depletando.
- Se planteó una forma para discriminar la producción en yacimientos heterogéneos estratificados basada en la teoría de capacidad de flujo de las formaciones, teniendo en cuenta inicialmente las diferencias de permeabilidad y espesor y, posteriormente, considerando variable la diferencia de presión ( $P_s - P_{wf}$ ) existente en cada unidad de flujo. Bajo la segunda alternativa, las tendencias ajustan mejor los resultados de la simulación numérica mejor que lo que hace la primera alternativa. Por esta razón, es importante no considerar constantes las diferencias de presión en cada capa productora, con el fin de obtener mejores estimados de la distribución de saturación de aceite remanente en un yacimiento estratificado.
- Adicionalmente, se presentó un ejemplo aplicado de uso de registros PLT medidores de flujo, como herramienta práctica para determinar la distribución la producción de fluidos. Los resultados de esta herramienta se pueden integrar a la información de la caracterización del sistema roca/fluidos, con el fin de aplicar la metodología planteada en este trabajo de investigación.

Luego de elaborado el presente trabajo de investigación, se pueden plantear las siguientes recomendaciones:

- Extender el estudio a yacimientos con discontinuidad lateral, con el fin de cuantificar y estimar la forma en que se distribuyen los fluidos en algún momento de la etapa de producción primaria.
- Con los datos de la caracterización de un yacimiento en cuyos pozos se hayan corrido registros PLT, se debe validar la metodología planteada en este estudio.

## BIBLIOGRAFIA

- **AHMED, T.** "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing, 2001.
- **AL-ABRI, S. et. al.** "Maximizing Yibal's Remaining Value". SPE 77641, 2002.
- **AL-SHAMMASI, A.** "Bubble point Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations". SPE 53185, 1999.
- **AL-SUNBUL, A. et. al.** "Quantifying Remaining Oil by Use of Slimhole Resistivity Measurement in Mixed Salinity Environments". SPE 97489, 2005.
- **AMBROSE, W. et. al.** "Geologic Controls on Remaining Oil in Miocene Transgressive-Barrier". SPE 38662, 1997.
- **APPLEFORD, D. et. al.** "System-Modular Management of Smart Assets for Recovering the Remaining Potential". SPE 71826, 2001.
- **BABADAGLI, T.** "Mature Fields Development - A Review". SPE 93884, 2005.
- **BLACKWELL, R.** "An Overview of in Situ Methods for Determining Remaining Oil Saturations". SPE 13702, 1995.
- **CAUSIN, E.** "Field Measurements of Remaining Oil Saturation". SPE 20260, 1990.
- **CHENGFANG, S. et. al.** "Research on Remaining Oil Distribution and Further Developments Methods for Different Kinds of Oil Layers". SPE 101034, 2006.
- **CLAVERIE, M. et. al.** "Practical Steps for Successful Identification and Production of Remaining Hydrocarbons Reserves in a Mature Field". SPE 101140, 2006.
- **CRAIG, F.** "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". AIME, 1971.
- **CROTTI, M.** "La Distribución de Fluidos en el Reservorio". Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Curso de Capacitación, 2007.
- **DAKE, L.** "Fundamental of Reservoir Engineering". Shell Learning and Development. 1978.

- **EBANKS, W., et. al.** “Flow Units for Reservoir Characterization”, En **GENTRY, M.** “Applications of Artificial Neural Networks in the Identification of Flow Units, Happy Spraberry Field, Garza County Texas”. M. Sc. Theses TAMU. 2003.
- **ETHERINGTON, J. et. al.** “The 2007 SPE-AAPG-WPC-SPEE Reserves and Resources Classification, Definitions and Guidelines. Defining the Standard!”. SPE 107693, 2007.
- **FARSHAD, F., et. al.** “Empirical PVT Correlation for Colombian Crude Oils”. SPE 24538, 1992.
- **GENTRY, M.** “Applications of Artificial Neural Networks in the Identification of Flow Units, Happy Spraberry Field, Garza County Texas”. M. Sc. Theses TAMU. 2003.
- **GLASO, O.** “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations” JPT, May 1980.
- **HALL, H.** “Compressibility of Reservoir Rocks”. Trans. AIME, 1953.
- **HILL, A. D.** “Production logging-Theoretical and interpretive elements. Monograph volume 14. Society of Petroleum Engineers”. Richardson, Texas. 1990.
- **JOHANNESSEN, E. & GRAUE, A.** “Mobilization of Remaining Oil - Emphasis on Capillary Number and Wettability”. SPE 108724, 2007.
- **LIU, W. et. al.** “Techniques of Predicting Remaining Oil in a Mature Oil Filed With High Water Cut - Case Study”. SPE 104437, 2006.
- **LIU, W. et. al.** “The Comprehensive Determination Technique and Application of Remaining Oil in Complex Miniature Fault Block Reservoir”. SPE 64649, 2000.
- **MARHOUN, M.** “PVT Correlation for Middle East Crude Oils”. JPT, May 1988.
- **McCAIN, W. & HILL, N.** “Correlations for Liquids Densities and Evolved Gas Specific Gravities for Black Oils during Depletion”. SPE 30773.
- **MURTY, C. & AL-HADDAD, A.** “Integrated Development Approach for a Mature Oil Field”. SPE 81438, 2003.
- **NACCACHE, R. et. al.** “Formation Evaluation and Remaining Oil Saturation Estimation with Pulse Neutron Logging Inside Tubing”. SPE 93509, 2005.

- **NJOKU, C.** “Locating Remaining Reserves Using Inside Tubing PNS Logging”. SPE 57302, 1999.
- **PETROSKY, G. & FARSHAD, F.** “Pressure – Volume – Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils”. SPE Paper 26644. October, 1993.
- **QINGLONG, D. et. al.** “A New Method for Predicting Interwell Remaining Oil Distribution in Multilayer Sandstone Reservoirs”. SPE 80554, 2003.
- **QINGLONG, D. et. al.** “Study on the Distribution Characteristics of Remaining Oil in Fluvial-Deltaic Reservoirs”. SPE 84875, 2003.
- **QINGLONG, D. et. al.** “Study on Genetic Type and Potential Tapping Measures of the Remaining Oil in Multi-layered and Heterogeneous Sandstone Reservoir”. SPE 57319, 1999.
- **SIMULADOR IMEX** de CMG, 2007.
- **STANDING, M.** “Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems”. Society of Petroleum Engineers, 1977.
- **SUTTON, R. & FARSHAD, F.** “Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils”. SPE Paper 13172. 1984
- **VASQUEZ, M. & BEGGS, D.** “Correlations for Fluid Physical Properties Prediction”. JPT, June 1980.
- **WEBER, K. & DRONKERT, H.** “Screening Criteria to Evaluate the Development Potential of Remaining Oil in Mature Fields”. SPE 57873, 1999.
- **ZHANG, J. et. al.** “The 3-D Architecture of Point Bar and The Forming and Distribution of Remaining Oil”. SPE 57308, 1999.