

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“EVALUACIÓN CRÍTICA DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA  
COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS”**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por: Br. Jaramillo N., Nadya A.  
Br. Palacios C., Héctor C.

Caracas, Junio de 2004

UNIVERSIDAD DENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“EVALUACIÓN CRÍTICA DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA  
COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS”**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Pedro Vaca González

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por: Br. Jaramillo N., Nadya A.  
Br. Palacios C., Héctor C.

Caracas, Junio de 2004.

**DEDICATORIA.**

“Este trabajo de grado va dedicado a Dios todopoderoso, a la Virgen Milagrosa, a mis amados padres y a mi espectacular hermano, quienes han hecho de mí la gran mujer que ahora soy y me enseñaron que los sueños sólo pueden ser logrados a base de dedicación, constancia y fe.”

NADYA.

***“A mis padres, Héctor y Nelly Palacios”***

***Héctor Camilo***

## **AGRADECIMIENTOS.**

Quiero agradecer con todo mi corazón a Dios y a la Virgen Milagrosa por darme la fuerza necesaria para poder salir adelante no sólo en la realización de este trabajo, sino ante todas las situaciones que se han presentado en mi vida.

A mis padres por darme la confianza y el apoyo incondicional en cada etapa de mi existencia. Ustedes siempre serán mi gran ejemplo y mayor orgullo y sólo espero ser cada día mejor persona y profesional, para al menos poder parecerme una pequeña parte a ustedes. A ti Raulito porque no sólo eres mi hermanito sino mi mejor amigo, a quien siempre le ha interesado escucharme sin importar el humor en que me encuentre. Te adoro y para mí siempre serás lo máximo.

Al profesor Pedro Vaca por haber aceptado ser el tutor de este trabajo y quien siempre estuvo dispuesto a brindar sus conocimientos y ayuda durante el desarrollo de esta tesis.

A mis amigos Sergio (serch), Graciela, Vicente, Mary Gaby, Roberto, Héctor (chocolatón), Lamuño, Baquero, Analis, Roger, Osman, Jhon y a quienes no mencionaré debido a la brevedad de esta sección, pero quienes saben el profundo cariño que les tengo.

Al profesor de la Escuela de Petróleo Franklin (Nacho), y al ingeniero Álvaro Serna de la CMG por haber colaborado con mis inmensas dudas sobre el simulador brindándome una buena parte de su tiempo y paciencia.

A mi compañero de tesis Héctor quien a pesar de todos los buenos y malos momentos su ayuda fue indispensable para la culminación de este trabajo. Nunca decaigas y recuerda que la perseverancia sale de uno mismo.  
“NADYA”

En primer lugar quiero agradecer a Dios por enseñarme que por muy malo que sea el momento que estemos atravesando, siempre hay una luz al final del túnel, y por enseñarme el verdadero significado de la palabra “Fe”.

Agradezco inmensamente a mi padre y a mi madre, que a pesar de todo, siempre encontraron la manera de apoyarme para terminar este proyecto. Por eso, y por hacerme todo lo que soy, GRACIAS.

Agradezco a todas aquellas personas que de una u otra forma me ayudaron a culminar con éxito este trabajo especial de grado especialmente a: Ramón Casas-Cordero, a su esposa Nelly Carreño y a su hijo Chiqui; a mis padrinos Adriano y Katia; a mi hermana Ingrid.

Al mi tutor Pedro Vaca, por ofrecerme todos sus conocimientos, su apoyo y el tema de tesis.

A mi compañera de tesis Nadya, por empujarme siempre a dar todo de mí, hasta conseguirlo.

Al profesor Franklin González (Nacho) y a mi compañero Mauricio por introducirme en el uso del simulador.

A mis panas Chechenco (el padrino), Henry, Marco (Carmelo), William, Mary Gaby, Lisbeth, Lamuño, Baquero, Nathali, Alejandra, Pedrinchi, Olivo, Joya, Leandro, Elyln, Fonseca, Salvador, Marino y a todos los que no nombré por razones de espacio, por darme su incondicional amistad.

Héctor Palacios

Jaramillo, Nadya y Palacios, Héctor

**“EVALUACIÓN CRÍTICA DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA  
COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS”**

Tutor Académico: MSc. Pedro Vaca. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de  
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2004, 134 p.

Palabras Clave: Simulación, compactación, rebote, dilatación.

**Resumen:** Durante la explotación primaria de hidrocarburos el principal mecanismo de producción es la expansión de fluidos resultante del agotamiento de presión en el yacimiento. Este agotamiento de presión induce a la disminución del volumen poroso del yacimiento, lo cual a su vez, si las arenas no están suficientemente consolidadas, produce el fenómeno conocido como compactación.

El presente trabajo evalúa de forma crítica la simulación numérica de la compactación de yacimientos por medio del simulador de procesos avanzados de yacimientos STARS, mediante el estudio de las opciones de compactación/rebote y recompactación/dilatación y así establecer la influencia que ejercen estos fenómenos en la predicción de la compactación y producción del yacimiento.

Para el desarrollo de este trabajo se tomó un yacimiento de la base de datos del simulador STARS y sobre el cual se estructuró el caso base siguiendo algunas modificaciones para así conseguir las características más apropiadas a fin de llevar a cabo nuestro estudio. Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos se realizaron diferentes sensibilidades basadas en variaciones a diferentes propiedades como compresibilidad, porosidad y permeabilidad del yacimiento. Además se trabajó con las variables internas de cada opción con el fin de reportar el comportamiento del simulador ante dichas sensibilidades.

**ÍNDICE GENERAL**

	<b>Página</b>
LISTA DE FIGURAS .....	iv
LISTA DE TABLAS .....	viii
INTRODUCCIÓN .....	1
 <b>CAPÍTULO I. COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS.</b>	
1.1.- Conceptos Básicos de Geomecánica .....	4
1.1.1.- Definición de Esfuerzo y Deformación .....	5
1.1.2.- Conceptos de Elasticidad y Plasticidad .....	6
1.2.- Definición del Fenómeno de Compactación .....	11
1.2.1.- Antecedentes .....	11
1.2.2.- Factores que influyen en el fenómeno de compactación del yacimiento .....	13
1.2.3.- Compresibilidad de la Roca .....	15
1.2.3.1.- Expresiones matemáticas de la compresibilidad .....	15
1.2.3.2.- Relaciones entre compresibilidades .....	18
1.2.3.3.- Consideraciones sobre las definiciones de compresibilidad	18
1.2.3.4.- Valores experimentales .....	25
1.3.- Efectos de la Compactación en la Porosidad y Permeabilidad .....	26
1.4.- Efecto de Dilatación y recompactación .....	27
1.5.- Efecto de Rebote .....	31
1.6.- Efecto de Subsistencia .....	32
 <b>CAPÍTULO II. SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.</b>	
2.1.- Estructura básica de la simulación de yacimientos .....	37
2.2.- Descripción del Sistema de Mallado .....	40
2.3.- Definición de Pozos .....	41

2.4.-	Propiedades del Yacimiento .....	42
2.4.1.-	Variables Relacionadas con la Compresibilidad de la Roca	43
2.4.2	Opción de dilatación/recompactación del yacimiento .....	45
2.4.3	Opción de compactación/rebote del yacimiento .....	50
2.5	Otras Opciones de Permeabilidad Variable .....	52
2.6.-	Multiplicadores de transmisibilidad .....	54

**CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.**

3.1.-	Revisión Bibliográfica .....	58
3.2.-	Manejo del Simulador “STARS” .....	58
3.3.-	Caso Base .....	59
3.3.1.-	Descripción del caso base .....	59
3.3.2.-	Condiciones iniciales del yacimiento .....	61
3.3.3.-	Propiedades petrofísicas .....	61
3.3.4.-	Propiedades de los fluidos .....	62
3.3.5.-	Descripción de los pozos .....	62
3.4.-	Caso Compactación y Rebote .....	63
3.5.-	Caso Dilatación y Recompactación .....	64
3.6.-	Sensibilidades .....	66

**CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

4.1.-	Comparación del caso base con el caso de compactación/rebote .....	72
4.2.-	Comparación del Caso base y caso compactación/rebote variando la compresibilidad del yacimiento .....	76
4.3-	Comparación del caso base y caso compactación/rebote variando permeabilidades .....	81
4.4.-	Comparación del Caso base y caso compactación/rebote variando porosidades .....	83
4.5.-	Comparación del Caso Rebote y sus sensibilidades variando CRP .....	87

4.6.-	Comparación del caso base y caso compactación/rebote variando PPLASTIC .....	90
4.7.-	Sensibilidad de la variación de la transmisibilidad entre las celdas .....	92
4.8.-	Caso dilatación/recompactación .....	99
4.9.-	Comparación del Caso base (sin dilation) y caso dilatación/recompactación variando compresibilidad del yacimiento .....	102
4.10.-	Comparación del Caso base (sin dilation) y caso dilatación/recompactación variando permeabilidad del yacimiento .....	104
4.11.-	Comparación del Caso base (sin dilation) y caso dilatación/recompactación variando porosidad del yacimiento .....	106
4.12.-	Comparación del caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando compresibilidad de dilatación (CDR) .....	106
4.13.-	Comparación caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando fracción de dilatación residual (Fr) .....	109
4.14.-	Comparación caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Presión de dilatación (Pdila) y presión de recompactación (Ppact) .....	112
4.15.-	Comparación caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Porosidad máxima (PORMAX) ..	114
4.16.-	Comparación de datos teóricos y datos de simulación .....	115
	<b>CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES .....</b>	<b>117</b>
	<b>CAPÍTULO VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>121</b>
	<b>APÉNDICE A .....</b>	<b>123</b>
	<b>APÉNDICE B .....</b>	<b>128</b>
	<b>APÉNDICE C .....</b>	<b>131</b>
	<b>GLOSARIO .....</b>	<b>133</b>

## LISTA DE FIGURAS.

	<b>Página</b>
Figura 1.1.- Esfuerzos intergranulares y presión de poros para granos en contacto .....	5
Figura 1.2.- Muestra sometida a una carga uniaxial .....	7
Figura 1.3.- Curva esfuerzo-deformación completa característica para rocas .....	8
Figura 1.4.- Compresibilidad efectiva de formaciones como función de la porosidad .....	21
Figura 1.5.- Compresibilidad del volumen poroso en función de la presión neta de los sedimentos superpuestos .....	21
Figura 1.6.- Efecto de la compactación sobre la porosidad .....	27
Figura 1.7.- Modelo de deformación del yacimiento para el proceso de estimulación por reinyección de vapor .....	28
Figura 1.8.- Compresibilidad de arenas .....	30
Figura 1.9.- Modelo de compactación-rebote de la roca .....	32
Figura 1.10.- Compactación y subsidencia .....	33
Figura 2.1.- Grupos de datos en el sistema de entrada de palabras clave .....	38
Figura 2.2.- Model Builder activando la opción de dilatación y Recompactación .....	48
Figura 3.1.- Esquema de la metodología seguida .....	57
Figura 3.2.- Plataforma empleada por el simulador STARS .....	59
Figura 3.3.- Malla del caso base a estudiar .....	60
Figura 3.4.- Dimensiones de las celdas del mallado usado en el estudio	60
Figura 4.1.- Variación de la compactación con respecto a la presión ...	73
Figura 4.2.- Producción acumulada con respecto al tiempo .....	74
Figura 4.3.- Presión promedio vs tiempo .....	75
Figura 4.4.- Compactación promedio vs tiempo .....	76

Figura 4.5.-	Presión promedio vs tiempo para el caso base y sus respectivas variaciones en la compresibilidad .....	77
Figura 4.6.-	Variación del recobro vs la compresibilidad del yacimiento para el caso base .....	78
Figura 4.7.-	Compactación promedio del yacimiento vs tiempo para el caso base y sus diferentes sensibilidades variando la compresibilidad del yacimiento .....	79
Figura 4.8.-	Compactación de la celda 11,11,1 vs presión comparando el caso rebote y su sensibilidad con una compresibilidad de $240 \text{ e-}6 \text{ lpc}^{-1}$ .....	80
Figura 4.9.-	Variación del recobro vs permeabilidad para caso base y caso compactación/rebote .....	81
Figura 4.10.-	Variación de la compactación vs permeabilidad para el caso base y caso rebote .....	83
Figura 4.11.-	Petróleo acumulado vs. porosidad para caso compactación/rebote .....	84
Figura 4.12.-	Comparación petróleo acumulado vs. porosidad para caso base y caso compactación/rebote ambos sin variar permeabilidad	87
Figura 4.13.-	Recobro vs. compresibilidad para la compactación (CPR)	88
Figura 4.14.-	Compactación vs presión para caso compactación/rebote en la celda 1,1,1 .....	89
Figura 4.15.-	Compactación vs. presión para caso compactación/rebote ( $80\text{e-}6 \text{ lpc-}1$ ) en la celda 1,1,1 .....	90
Figura 4.16.-	Recobro vs. presión para el inicio de la compactación (PPLASTIC) .....	91
Figura 4.17.-	Compactación vs. presión para caso compactación/rebote y sus sensibilidades variando presión plástica .....	92
Figura 4.18.-	Valores de transmisibilidad para el año 2010 .....	95
Figura 4.19.-	Producción acumulada vs tiempo para caso base y sus diferentes sensibilidades .....	96

Figura 4.20.-	Presión promedio vs tiempo para caso base y sus diferentes sensibilidades .....	97
Figura 4.21.-	Permeabilidad promedio vs tiempo variando transmisibilidades para el caso base y sus diferentes sensibilidades .....	98
Figura 4.22.-	Porosidad vs. presión para caso dilatación recompactación	99
Figura 4.23.-	Producción acumulada y presión promedio vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y caso base .....	101
Figura 4.24.-	Permeabilidad y porosidad promedio vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y caso base .....	102
Figura 4.25.-	Recobro vs. compresibilidad del yacimiento para caso dilatación/recompactación y caso base .....	103
Figura 4.26.-	Comparación de la porosidad vs. presión para caso dilatación/recompactación y diferentes compresibilidades	104
Figura 4.27.-	Recobro vs permeabilidad para caso dilatación/recompactación y caso base .....	105
Figura4.28.-	Variación de la porosidad vs. presión para caso dilatación/recompactación con respecto a una permeabilidad de 1000 mD .....	106
Figura 4.29.-	Porosidad vs. presión para la celda 1,1,1 comparando caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando CDR .....	108
Figura 4.30.-	Petróleo acumulado vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando CDR .....	109
Figura 4.31.-	Porosidad vs presión para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Fr .....	110
Figura 4.32.-	Producción acumulada vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Fr	112

Figura 4.33.-	Variación de la porosidad vs. presión para la celda 11,11,1 comparando caso dilatación/recompactación con respecto a la variación de $P_{dila}$ y $P_{pact}$ .....	113
Figura 4.34.-	Petróleo acumulado vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando $P_{dila}$ y $P_{pact}$ .....	114

## LISTA DE TABLAS.

	<b>Página</b>
Tabla 3.1.- Condiciones iniciales del yacimiento .....	61
Tabla 3.2.- Fluidos iniciales en sitio .....	61
Tabla 3.3.- Propiedades del yacimiento .....	62
Tabla 3.4.- Propiedades de los fluidos .....	62
Tabla 3.5.- Características de los pozos .....	63
Tabla 3.6.- Valores tomados para la activación de la opción de rebote/compactación .....	64
Tabla 3.7.- Tasas de inyección de agua .....	65
Tabla 3.8.- Valores tomados para la activación de la opción de dilatación/recompactación .....	65
Tabla 3.9.- Sensibilidades del caso base .....	66
Tabla 3.10.- Sensibilidades al caso compactación/rebote .....	67
Tabla 3.11.- Sensibilidades al caso recompactación/dilatación .....	68
Tabla 4.1.- Comparación entre el caso base y caso rebote a diferentes permeabilidades .....	82
Tabla 4.2.- Variación de porosidad y permeabilidad (celda 1,1,1) ....	85
Tabla 4.3.- Variación de porosidad y permeabilidad (celda 11,11,1)	85
Tabla 4.4.- Comparación entre las producciones acumuladas para caso base y caso compactación/rebote .....	86
Tabla 4.5.- Sensibilidades realizadas al caso base para determinar la transmisibilidad del yacimiento .....	93
Tabla 4.6.- Comparación entre porosidades teóricas y prácticas para la celda 1,1,1 .....	115
Tabla 4.7.- Comparación de compactaciones teóricas y prácticas para los bloques 1 y 11 .....	116

## INTRODUCCIÓN

Durante la explotación primaria de hidrocarburos el principal mecanismo de producción es la expansión de fluidos resultante del agotamiento de presión en el yacimiento. Este agotamiento de presión induce a la disminución del volumen poroso del yacimiento, lo cual a su vez, si las arenas no están suficientemente consolidadas, produce el fenómeno conocido como compactación.

En años recientes se han llevado a cabo numerosas técnicas de laboratorio junto con nuevas teorías que han contribuido a un mejor entendimiento del fenómeno de la compactación, con el propósito de desarrollar nuevas formulaciones matemáticas más apropiadas. Estos estudios teóricos en presencia de pruebas de campo han mostrado la gran importancia que tiene la compactación de yacimientos no sólo como mecanismo de producción de petróleo sino también como fenómeno que afecta los procesos térmicos.

Por lo tanto, la propuesta de trabajo que aquí se presenta consiste en evaluar de forma crítica la simulación numérica de la compactación de yacimientos por medio del simulador de procesos avanzados de yacimientos STARS, con el fin de determinar la influencia de la compactación sobre el desarrollo de producción del yacimiento, ya que la simulación numérica de yacimientos es una disciplina que permite desarrollar herramientas que, basándose en el comportamiento del yacimiento a través de la producción, permite realizar un pronóstico a futuro con diversos escenarios de producción. Para conseguir tal fin se toma en cuenta la geometría de las formaciones productoras y la dinámica de los fluidos contenidos en las mismas.

Este trabajo se basará en el estudio de un yacimiento sintético tomado de la base de datos del simulador. Enfocándonos en la sección “otras propiedades del yacimiento”, se estudiarán concretamente las opciones de la

compresibilidad de la roca, dilatación y recompactación del yacimiento, compactación y rebote del yacimiento y permeabilidad variable.

No se abordará en nuestro estudio la parte geomecánica, que está fuera de los objetivos del mismo. Este yacimiento, al cual vamos a denominar caso base, será sometido a una serie de variaciones, permitiendo así estudiar la sensibilidad para cambios en algunas variables que son influenciadas por la compactación tal como porosidad, permeabilidad y compresibilidad, y sus consecuentes efectos sobre los niveles de producción.

**CAPÍTULO I**  
**COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS**

## I. COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS

### 1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA<sup>[1]</sup>

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación y está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. Esta disciplina utiliza resultados experimentales de campo y laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares.

Las rocas son materiales geológicos con fuerzas moleculares entre sí, que le confieren a los granos minerales una resistencia interna considerable. Las partículas representan una fase sólida conocida como esqueleto mineral; debido a esto, la deformación del material geológico está controlado por la interacción entre partículas individuales, deformación de partículas y, más importante aún, el movimiento relativo entre partículas. El fluido intersticial puede fluir a través de los poros interactuando con el esqueleto mineral, alterando la magnitud de las fuerzas en el contacto entre partículas e influenciando la resistencia y compresibilidad del material geológico. En consecuencia, cuando una roca está sometida a un esfuerzo externo, el mismo se reparte en un esfuerzo intergranular y una presión de poros (ver figura 1.1).

En yacimientos someros de arenas no consolidadas ocurre compactación de arenas productoras a medida que disminuye la presión del yacimiento. Si las condiciones geométricas y rigideces de las capas suprayacentes cumplen ciertos requisitos, la compactación de las arenas del yacimiento puede causar el efecto de subsidencia.

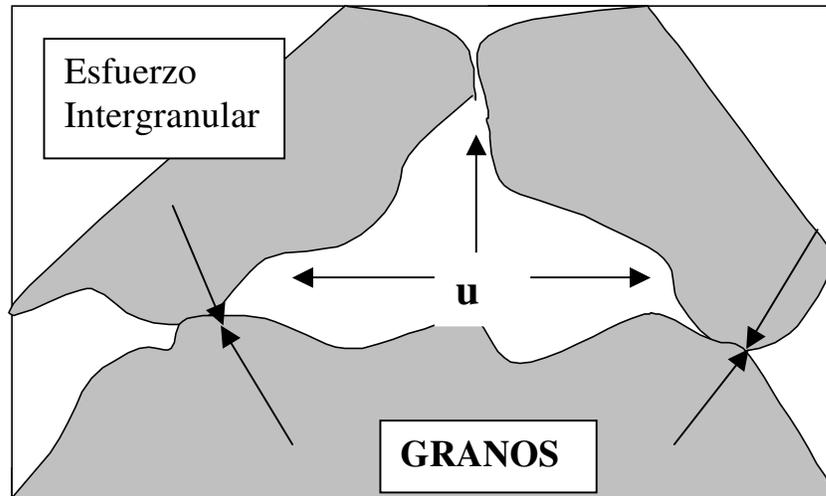


Figura 1.1.- Esfuerzos intergranulares y presión de poros para granos en contacto<sup>[1]</sup>.

El grado de compactación de la arena es calculado mediante ensayos de laboratorio especiales y conociendo el estado de esfuerzos del yacimiento. Posteriormente se calcula el volumen de crudo que puede ser producido por el mecanismo de compactación, lo cual tiene un gran impacto sobre las reservas recuperables.

### 1.1.1 Definición de Esfuerzo y Deformación <sup>[1]</sup>

Cuando un cuerpo es sometido a un sistema de fuerzas externas, éste experimenta cambios en relación a su configuración original. De aquí se define deformación como la relación que existe entre la nueva magnitud o forma de un elemento y su configuración original o no alterada, cuando es sometido a fuerzas externas.

Se puede definir el esfuerzo como la capacidad de un cuerpo de resistir carga por unidad de área.

El sistema de esfuerzos, debido a las cargas aplicadas y el correspondiente al peso propio de la formación, puede ser bastante complicado. Sin embargo, existe un caso habitual en el cual el peso de la formación da lugar a un sistema de esfuerzos muy sencillo: cuando la superficie del terreno es horizontal y la litología de la formación varía muy poco en la dirección horizontal. En tal caso, los esfuerzos se denominan geoestáticos.

Una formación está constituida por una acumulación de sedimentos de abajo hacia arriba. Al continuar aumentando el espesor de sedimentos, se produce una compresión vertical del suelo a todos los niveles, debido al aumento del esfuerzo vertical. Al producirse la sedimentación, generalmente en una zona bastante extensa, no existe razón por la cual deba tener lugar una compresión horizontal apreciable. Por esta razón, se llega lógicamente a la conclusión de que en un suelo sedimentario el esfuerzo total horizontal debe ser menor que el esfuerzo vertical.

Por otro lado, existe evidencia de que el esfuerzo horizontal puede ser superior al vertical si un depósito sedimentario ha tenido una carga importante en el pasado. En efecto, los esfuerzos horizontales quedaron congelados cuando la formación estuvo cargada con un espesor mayor de sedimentos que el actual y no se disiparon al suprimirse esta carga.

### **1.1.2 Conceptos de Elasticidad y Plasticidad**<sup>[1,2]</sup>

La elasticidad de una roca es definida como la capacidad que tiene un material para deformarse y volver a su estado natural después de haber aplicado un esfuerzo externo sobre dicho material.

Consideremos una muestra de longitud  $L$  y área de sección transversal  $A=D^2$  (ver figura 1.2). Cuando la fuerza  $F$  es aplicada sobre los extremos de estas

superficies, la longitud de la muestra se reduce a  $L'$ . El esfuerzo aplicado es entonces:

$$\sigma_x = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (1.2)$$

donde:

$\sigma_x$  = Esfuerzo aplicado

$F$  = Fuerza aplicada sobre la superficie

$A$  = Área transversal

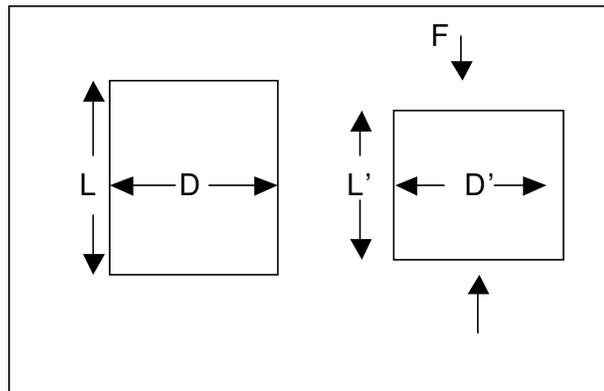


Figura 1.2.- Muestra sometida a una carga uniaxial <sup>[1]</sup>.

Se conoce que con el aumento de la presión de confinamiento o la temperatura (o ambos) la mayoría de las rocas exhiben un comportamiento dúctil, semejante al de los metales, entendiéndose por ductilidad la propiedad del material de mantener deformaciones permanentes sin perder su habilidad para resistir cargas iguales o mayores.

La plasticidad está asociada a este comportamiento dúctil y es sinónimo de deformaciones permanentes. Las deformaciones (permanentes o irreversibles) resultan de mecanismos de cizallamiento o dislocaciones a nivel atómico.

Los conceptos básicos de la teoría de plasticidad pueden ser introducidos considerando un diagrama esfuerzo – deformación para un ensayo de compresión unidimensional, tal como se muestra en la figura 1.3. El **criterio de cedencia** o punto de cedencia, en el cual ocurre una transición de elástico a dúctil, puede ser considerado como el final de la porción lineal de la curva (punto P). En el rango elástico (OB, lineal o no lineal), si el material es descargado, vuelve a su estado original a lo largo de la curva; sin embargo, una vez en el rango plástico (BC), el material sometido a descarga, desde un punto como el B, presenta deformaciones permanentes (punto C). Al recargar el material, en general aparece un comportamiento de histéresis (el camino de carga y descarga no es el mismo) para volver al punto B y se requiere un incremento de carga mayor para inducir mayor deformación. Esto es lo que se denomina endurecimiento plástico (work- hardening).

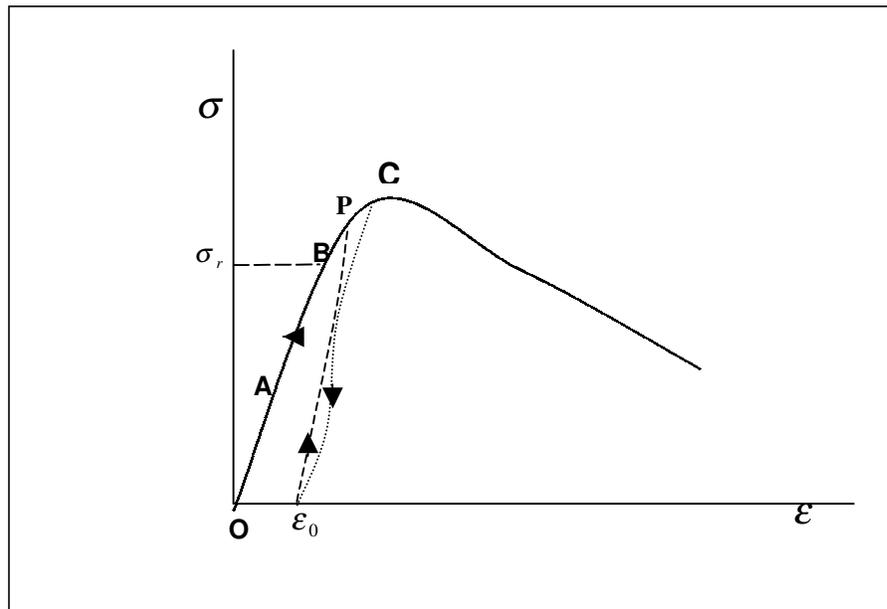


Figura 1.3- Curva esfuerzo – deformación completa característica para rocas.<sup>[1]</sup>

El modelo básico para estudiar lo que ocurre en el yacimiento es el de deformación por compactación uniaxial. En el laboratorio esto puede en un principio ser realizado en una muestra cilíndrica, que es confinada en una celda

rígida cargada verticalmente para simular la presión de sobrecarga. Si el fluido es retirado, causando una caída de presión  $\Delta P_f$ , el efecto de la sobrecarga se incrementará correspondientemente y la muestra se compactará.

Para analizar el problema, se emplea la Ley de Hooke y se introduce el efecto de la presión del fluido,  $P_f$ , asumiendo que la constante de Biot  $\alpha$  será la unidad (lo que significa que toda la presión de poros está contribuyendo a soportar el esfuerzo total). La compactación uniaxial está caracterizada por movimiento no lateral, y la presión de sobrecarga permanece constante llegando así a la fórmula de compactación:

$$\frac{\Delta h}{h} = \frac{(1 - \nu - 2\nu^2)}{(1 - \nu) * E} * \Delta P_f \dots\dots\dots \text{Ecu. 1}$$

donde:

$h$  = Espesor de la muestra o su altura

$\Delta h$  = Compactación

$E$  = Módulo de Young

$\nu$  = Relación de Poisson

$P_f$  = Presión del fluido

De esta fórmula, la compactación  $\Delta h$  puede ser calculada a través de las propiedades elásticas: módulo de Young ( $E$ ) (medida de la resistencia de la muestra a ser comprimida por un esfuerzo uniaxial) y relación de Poisson ( $\nu$ ) (medida de la extensión lateral relativa a contracción longitudinal).

Se puede mencionar una forma alternativa. El coeficiente uniaxial de compactación  $C_m$  es definido por:

$$\frac{\Delta h}{h} = C_m * \Delta P_f \dots\dots\dots \text{Ecu.3}$$

donde:

$h$  = Espesor de la muestra o su altura

$\Delta h$  = Compactación

$P_f$  = Presión del fluido

$C_m$  = Coeficiente uniaxial de compactación

Esta es una definición general válida sólo para deformaciones no elásticas, pero dentro del rango elástico podemos relacionar  $C_m$  con la compresibilidad total.

$$C_m = \frac{(1 + \nu) * C_b}{(1 - \nu) * 3} \dots\dots\dots \text{Ecu.4}$$

donde:

$C_m$  = Coeficiente uniaxial de compactación.

$C_b$  = Compresibilidad total.

$\nu$  = Relación de Poisson.

Debería mencionarse que, si el material contiene algún tipo de fluido, la relación de Poisson se aproximará a 0.5 y  $C_m$  será igual a  $C_b$ ."

Jaeger y Cook (1979) presentaron argumentos teóricos mostrando que la respuesta volumétrica de un material elástico para la aplicación de 3 esfuerzos diferentes es similar a lo producido por un esfuerzo isotrópico que es nominalmente idéntico a los 3 esfuerzos. Los usuarios de dichas respuestas obtenidas por pruebas hidrostáticas están prevenidos para corregir los resultados de la prueba para "condiciones de carga de elongación uniaxial" sobre la asunción de que la elongación o compactación en el yacimiento es uniaxial, es decir, todo el esfuerzo es vertical y el esfuerzo horizontal es cero.

## **1.2 DEFINICIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN** <sup>[3]</sup>

La compactación es denominada como un proceso que reduce el volumen poroso y a su vez reduce el espesor de la formación productora debido a la compresibilidad de la roca

Generalmente, cuando ocurre la compactación de un yacimiento se añade una fuente importante de energía para la explotación de los hidrocarburos en sitio.

La reducción del espesor del yacimiento productor es atribuible a la elasticidad de la roca porosa, en la que, por compresibilidad, se reduce el volumen de poros al disminuir la presión de los fluidos remanentes allí.

Cuando la compactación es severa y la profundidad del yacimiento no es muy grande, el proceso que ocurre en el subsuelo está acompañado de hundimiento en la superficie del suelo sobre el yacimiento.

### **1.2.1 Antecedentes.**

Desde muy temprano la compresibilidad y/o la compactación de los sedimentos llamaron la atención de varios investigadores: Trask (1931), Boset y Reed (1935), Carpenter y Spencer (1940), Geerstma (1957), Finol y Farouq Ali (1975) <sup>[3]</sup>.

Entre los trabajos pioneros que permitieron un estudio extenso sobre el fenómeno de compactación Ertekin <sup>[4]</sup> destaca:

-Carpenter y Spencer (1940) fueron los primeros en medir la compresibilidad de arenas no consolidadas. Ellos reportaron los resultados obtenidos cuando la componente de la compresibilidad total de la formación fue medida en un grupo de arenas consolidadas. Además realizaron un trabajo para evaluar la variación

de la compresibilidad con la temperatura. Las pruebas fueron hechas a 91 F y 146 F, y se encontraron pequeños cambios en la compresibilidad; sin embargo, no existe una relación aparente entre la compresibilidad y la temperatura.

-Biot (1941) presentó la teoría general de consolidación tri-dimensional y derivó las ecuaciones apropiadas, las cuales fueron válidas para alguna carga variable con el tiempo. Asumió la isotropía del material, reversibilidad de la relación esfuerzo-deformación bajo condiciones finales de equilibrio, linealidad de la relación esfuerzo-deformación y pequeñas deformaciones. Aunque él permitió que el agua presente en los poros pudiera contener burbujas de aire, asumió que el agua era incompresible. Usó la Ley de Darcy para el flujo de agua pero no tomó en cuenta la velocidad de deformación del material de la matriz de la roca y de esta manera introdujo un número de deformaciones constantes para alcanzar la formulación matemática de las propiedades físicas de la roca.

-Fatt (1953) estudió el efecto de la presión de sobrecarga sobre la permeabilidad relativa. Sus resultados indicaron una disminución en la permeabilidad absoluta de las rocas estudiadas, pero no se observaron cambios importantes en las características de la permeabilidad relativa.

-Fatt (1958) midió la compresibilidad del volumen poroso en el laboratorio y encontró que no era posible correlacionar las compresibilidades con la porosidad de la formación. Los resultados también mostraron que las compresibilidades eran función de la presión.

-Teeuw (1971) desarrolló una técnica experimental y una expresión teórica para predecir la compactación de la formación a partir de experimentos de laboratorio sobre compresibilidad. La expresión teórica derivada relaciona la compactación bajo condiciones uniaxial e hidrostática. Esta expresión permite la predicción de compactación de la formación en sitio desde una data de

compactación de una celda hidrostática. Además, el método proporciona una medición independiente de la relación de Poisson.

### **1.2.2 Factores que Influyen el en Fenómeno de Compactación del Yacimiento** <sup>[3,5]</sup>

Essenfeld, basado en el trabajo de Finol y Farouq Ali, quienes mediante el empleo de la teoría de elasticidad lineal y la definición del coeficiente uniaxial de compactación, describieron matemáticamente la reducción del espesor de un yacimiento, cita las conclusiones obtenidas acerca de los factores individuales que más afectan la compactación de un yacimiento, entre los cuales se encuentra:

- 1.-La reducción de la presión en los poros.
- 2.-El espesor de la formación.
- 3.-El valor del coeficiente uniaxial (vertical) de compactación.

El trabajo ya citado de Finol y Farouq Ali describe la deformación o hundimiento de toda la superficie por compactación, tomando en cuenta las propiedades poroelásticas de la columna sedimentaria sobre el yacimiento. Además dio a conocer los resultados obtenidos al estudiar los factores que influyen sobre la compactación del yacimiento y el hundimiento del suelo:

-Los resultados obtenidos de los modelos, incluso el cotejo de la información de campo, indican que con la compactación del yacimiento aumenta la extracción de hidrocarburos originalmente en sitio al contribuir a la energía que sustenta la capacidad de producción.

-La severidad del hundimiento en la superficie aumenta a medida que la profundidad del yacimiento disminuye, si se comparan dos casos en que haya las mismas compactaciones ( $\Delta h$ ) de la formación productora.

-El grado de hundimiento en la superficie también aumenta (para casos comparables con igual compactación del subsuelo) para yacimientos con mayor área.

La compactación de un yacimiento y el consecuente hundimiento de la superficie pueden ser controlados por la inyección de fluidos, para así evitar la caída de presión ocasionada por la producción de hidrocarburos”.

Según Abou-Sayed<sup>[5]</sup>, la compactación influye en los mecanismos de producción y en la subsidencia de la superficie. Una severa compactación puede también alterar la permeabilidad de la formación, induce la producción de la arena o afecta la estabilidad del pozo.

La compactación del yacimiento toma lugar debido al incremento en los esfuerzos efectivos inducidos por la presión de poro causada por el vaciamiento. El colapso permanente de poro es inevitablemente dependiente del tipo de material del yacimiento y de la extensión de los esfuerzos.

En yacimientos convencionales de petróleo y gas puede ser adecuado asumir una deformación elástica en el yacimiento y capas de sobrecarga. Sin embargo, para yacimientos someros o poco consolidados la situación es diferente, ya que la deformación irre recuperable contribuye substancialmente con los problemas de compactación en este tipo de yacimientos.

Una evaluación comprensiva del comportamiento mecánico de arenas no consolidadas a moderados niveles de esfuerzo es esencial para la predicción del yacimiento debido al agotamiento del mismo.

### 1.2.3 Compresibilidad de la Roca.

La modificación de los esfuerzos efectivos presentes en un yacimiento debido a la producción de fluidos causa cambios volumétricos en el espacio poroso de la roca y los parámetros que cuantifican esas variaciones son las compresibilidades. Se deben tener valores confiables de compresibilidades, pues es fundamental en el cálculo de la reservas, mantenimiento de la presión del yacimiento, mecanismos de producción y evaluación de compactación y subsidencia<sup>[6]</sup>.

#### 1.2.3.1 Expresiones matemáticas de la compresibilidad<sup>[7]</sup>

La compresibilidad es el parámetro que cuantifica la relación entre la presión que se ejerce en un cuerpo y el cambio resultante de su volumen. Un material no poroso tiene una compresibilidad definida como:

$$C = - \frac{1}{V_i} \frac{\partial V}{\partial P} \dots\dots\dots \text{Eq. 6}$$

donde:

C = Compresibilidad

V = Volumen del cuerpo

P = Presión ejercida sobre su superficie externa

i = Valor inicial libre de esfuerzos

Debido a que los esfuerzos compresivos reducen el volumen, el signo menos en la definición es usado de tal manera que la compresibilidad sea un valor positivo.

En contraste con la simple relación presión-volumen que existe para un material no poroso, la situación es más compleja para una roca porosa, ya que está

sujeta tanto a presión externa, como a una presión interna que actúa sobre las paredes del poro. Además, es necesario tomar en cuenta como mínimo dos volúmenes, el volumen de la roca y el volumen del medio poroso.

El volumen de la roca se define como el volumen que se mide si se ignora la presencia de poros. El volumen de poros se define como la parte del volumen de la roca que no es ocupada por minerales de la roca. Esos volúmenes se relacionan de la siguiente manera:

$$V_b - V_p = V_g \dots\dots\dots \text{Ecu. 6}$$

donde:

$V_b$  = Volumen de la roca

$V_p$  = Volumen del medio poroso

$V_g$  = Volumen de los granos minerales

Por otra parte, se habla de la existencia de tres clases de compresibilidades que deben ser distinguidas en la roca:

- 1.- **Compresibilidad de roca,  $C_b$** : que es el cambio fraccional del volumen de toda la roca por unidad de cambio de presión.
- 2.- **Compresibilidad de los granos,  $C_g$** : que es el cambio fraccional del volumen del material rocoso por unidad de cambio de presión.
- 3.- **Compresibilidad del volumen poroso,  $C_p$** : que es el cambio fraccional en el volumen poroso por unidad de cambio de presión.

Debido a que existen dos volúmenes independientes y dos presiones que pueden ser variadas, se asocian cuatro coeficientes de compresibilidad a una roca porosa, donde cada una de ellas relaciona los cambios ya sea en el

volumen poroso,  $V_p$ , o el volumen de la roca,  $V_b$ , con los cambios en la presión de poro,  $P_p$ , o presión de confinamiento,  $P_c$ . Usando una notación de tal manera que el primer subíndice indique el cambio de volumen de interés, y el segundo la presión que varía, esos cuatro coeficientes de compresibilidad se definen, según Zimmerman<sup>[7]</sup>, de la siguiente manera:

$$C_{bc} = \frac{-1}{V_b} \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

$$C_{bp} = \frac{-1}{V_b} \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

$$C_{pc} = \frac{-1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots\dots\dots \text{Ecuación 9}$$

$$C_{pp} = \frac{-1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots\dots\dots \text{Ecuación 10}$$

donde:

$C_{bc}$  = Compresibilidad del volumen la roca con respecto al cambio en la presión de confinamiento.

$C_{bp}$  = Compresibilidad del volumen la roca con respecto al cambio en la presión de poro.

$C_{pc}$  = Compresibilidad del volumen poroso con respecto al cambio en la presión de confinamiento.

$C_{pp}$  = Compresibilidad del volumen poroso con respecto al cambio en la presión de poro.

$V_b$  = Volumen roca

$V_p$  = Volumen poroso

Subíndice  $P_p$  = Presión de poro.

Subíndice  $P_c$  = Presión de confinamiento.

### 1.2.3.2 Relaciones entre compresibilidades <sup>[7]</sup>

Asumiendo que la matriz es homogénea, se tienen las siguientes relaciones entre los coeficientes de compresibilidades definidos por Zimmerman:

$$C_{bc} = C_{bp} + C_g \dots\dots\dots \text{Ecuó 11}$$

$$C_{pc} = C_{pp} + C_g \dots\dots\dots \text{Ecuó 12}$$

$$C_{bp} = \phi * C_p \dots\dots\dots \text{Ecuó 13}$$

$$C_{pp} = \frac{C_{bc} - (1 + \phi) * C_g}{\phi} \dots\dots\dots \text{Ecuó 14}$$

### 1.2.3.3 Consideraciones sobre las definiciones de compresibilidad <sup>[7,8]</sup>

1. Las dos compresibilidades definidas en las ecuaciones (1.7) y (1.8) se refieren a las compresibilidades de la roca, debido a que envuelven los cambios en el volumen de la roca como tal.
  
2. La compresibilidad de la roca  $C_{bc}$  es análoga a la compresibilidad de un material no poroso definido en la ecuación (1.5). Esta compresibilidad es ampliamente usada en cálculos de tectónica de placas y en propagación de ondas.
  
3. Debido a que una arena saturada de fluidos puede ser tratada como un material homogéneo,  $C_{bc}$  es compresibilidad efectiva de la roca. La otra compresibilidad,  $C_{bp}$ , refleja la influencia de la presión de poro en el volumen bruto de la roca.  $C_{bc}$  es utilizada en cálculos de compactación y subsidencia. Las otra dos compresibilidades,  $C_{pc}$  y  $C_{pp}$  son las compresibilidades de poro, y expresan el efecto de las variaciones de presión en el volumen del espacio vacío contenido en la roca. Hall se refiere a  $C_{pc}$  como el coeficiente de

compactación de la formación y a  $C_{pp}$  como la compresibilidad de poro efectiva. La compresibilidad de poro  $C_{pp}$  es usada en análisis de yacimientos, ya que refleja el volumen de fluido poral en exceso que puede ser almacenado en el espacio poroso causado por un incremento de la presión de poro. Esta compresibilidad se suma con la compresibilidad del fluido del yacimiento,  $C_f$ , para representar el término de compresibilidad del yacimiento que se usa en la ecuación básica de análisis de yacimientos.

4. La compresibilidad de poro  $C_{pc}$  tiene relevancia al momento de determinar en laboratorio el volumen poroso *in situ* del yacimiento. Cuando un núcleo de roca se lleva a la superficie, los esfuerzos de confinamiento, que han estado actuando en la roca por sobrecarga, se relajan. Para determinar correctamente el volumen poroso *in situ*, el núcleo se coloca en una celda de presión y se incrementa el esfuerzo de confinamiento a su valor *in situ*. Esos experimentos requieren de la compresibilidad de poro  $C_{pc}$ , pues éste relaciona el cambio del volumen poroso causado por el cambio en la presión de confinamiento.
5. A pesar que las ecuaciones (1.6) a (1.9) pueden ser definidas para cualquier proceso de deformación, el término compresibilidad se reserva actualmente para aquellas situaciones en las que la deformación es elástica, es decir, reversible. En una deformación elástica, la deformación en un momento dado es función del estado de esfuerzos presente y no depende de los estados de esfuerzos anteriores. Si para un material elástico los esfuerzos son removidos, el material volverá a su forma libre de esfuerzos.
6. Las dos compresibilidades de la roca,  $C_{bc}$  y  $C_{bp}$ , y la compresibilidad del grano,  $C_g$ , pueden ser medidas directamente de la deformación volumétrica de la muestra. La compresibilidad de poro,  $C_p$ , que representa la

compresibilidad fundamental desde el punto de vista de producción, sólo puede ser determinada indirectamente a través de medidas de cambios de volumen del fluido contenido en el poro. Por lo tanto, la medida de  $C_p$  en el laboratorio es complicada por diversos factores que incluyen la compresibilidad de los fluidos en el poro, el grado de saturación, la conectividad en el espacio poroso y la morfología y distribución de la estructura poral. Para minimizar los efectos de estos factores y simplificar los procedimientos de la prueba, la mayoría de las rutinas industriales para determinar la compresibilidad del volumen poroso se llevan a cabo sometiendo una muestra a compresión hidrostática manteniendo la presión de poro constante, usualmente la presión atmosférica, y así no se toma en cuenta la compresibilidad del fluido.

En la figura 1.4 se muestran las compresibilidades efectivas de un número de areniscas y calizas medidas por Hall empleando una presión externa constante de 3000 lpcr y presiones internas de 0 a 1500 lpcr. De estos estudios se observó la correlación que existía entre la compresibilidad promedio y la porosidad.<sup>[8]</sup>

En la figura 1.5 se presentan algunas de las medidas de compresibilidad hechas por Fatt con ocho areniscas. Las muestras A hasta D son rocas con distribución pobre de los granos y 20 a 45% cemento y material detrítico intergranular. Las muestras E hasta H son rocas con buena distribución de sus granos y 10 a 30% de cemento y material detrítico intergranular. Fatt no encontró correlación entre la compresibilidad y la porosidad, posiblemente debido a la pequeña variación de las compresibilidades estudiadas (10 a 15%). Sin embargo se observó que en las muestras E-H presentaban un aumento de la compresibilidad a medida que aumentaba la porosidad<sup>[8]</sup>

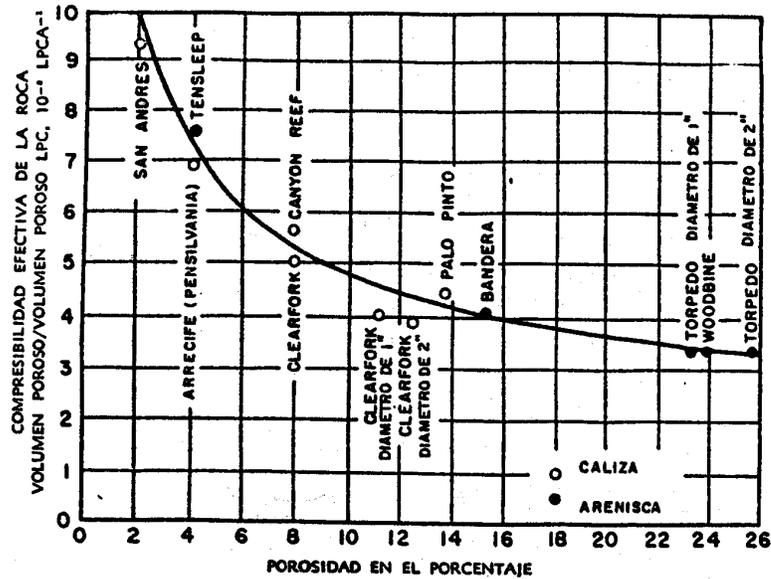


Figura 1.4- Compresibilidad efectiva de formaciones como función de porosidad [8]

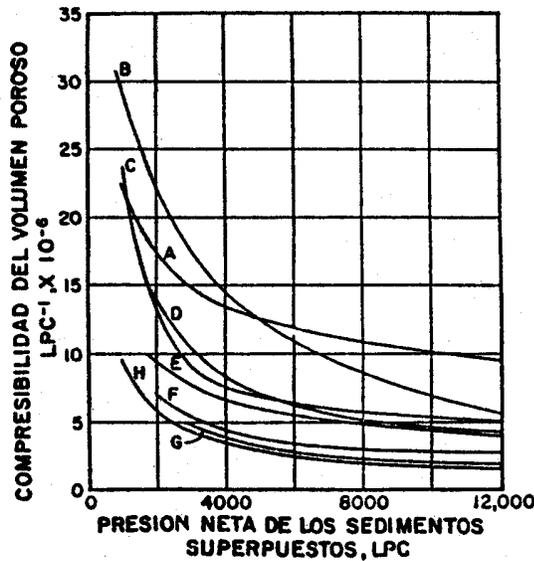


Figura 1.5- Compresibilidad del volumen poroso en función de la presión neta de los sedimentos superpuestos. [8]

Debido al agotamiento de fluidos del espacio poroso, se produce un cambio en el esfuerzo interno en la roca y así ocasiona que la roca esté sujeta a diferentes esfuerzos resultantes. Este cambio en el esfuerzo resulta en un cambio en el volumen del grano, volumen poroso y volumen total. El interés principal es el cambio del volumen poroso, mientras que el cambio en el volumen total puede

ser de importancia en áreas donde la subsidencia en la superficie pudiera causar daños apreciables. Además, la compresibilidad efectiva de la roca es el resultado del cambio en la porosidad por la expansión o disminución del espacio poroso debido a la compactación de la matriz.

Según el experimento realizado por Rhett y Teufel (1992) las compresibilidades de la roca y del volumen poroso fueron calculadas a partir de elongaciones de volumen medidas durante pruebas hidrostáticas y pruebas de elongación uniaxial. Ellos presumieron que los cambios en el volumen total de la roca son consecuencia del cambio del volumen poroso, y el volumen de la matriz se asume que permanece constante.

Mediciones hechas durante las pruebas de compresión de laboratorio, las cuales siguieron un patrón de esfuerzo preescrito, indican que la compresibilidad y la permeabilidad de la matriz pueden ser altamente dependientes del patrón de esfuerzo.

Bajo carga hidrostática (procedimiento seguido por la industria petrolera) la permeabilidad de la arena disminuye con el aumento del esfuerzo efectivo, por ende la permeabilidad no puede permanecer constante durante la producción, debido a los cambios que se presentan en la presión de poro y estado de esfuerzo efectivo.

Parece probable que en muchos yacimientos la dirección y magnitud de la máxima permeabilidad horizontal, a cualquier estado dado en la historia de producción del yacimiento, será controlado por la orientación del máximo esfuerzo horizontal.

Muchos esfuerzos para incluir la compactación de la roca en simuladores numéricos de yacimiento, han sido orientados hacia el uso de valores simples de coeficiente de compactación o compresibilidad del medio poroso. Usando

este objetivo Espinoza (1983) encontró que el comportamiento predicho por procesos de inyección y producción es muy sensible para la escogencia del valor de compresibilidad. Además, la mayoría de los simuladores consideran el mecanismo de inyección como un proceso reversible, es decir, cuando la presión incrementa existe una expansión que obedece la misma formulación que aparece en la compactación. Sin embargo, experimentos de laboratorio han demostrado que estas asunciones no confirman en realidad el hecho que el coeficiente de compactación dependa al menos de la presión y del tipo de roca, la cual puede variar con la profundidad. Por otra parte, algunos autores han demostrado que el coeficiente de compactación puede variar con la dirección de la presión del bloque, originando una irreversibilidad del proceso de compactación a medida en que disminuye el coeficiente durante la expansión.

Se ha postulado que la compactación de una formación está directamente relacionada con los siguientes parámetros y puede ser representada funcionalmente de la siguiente manera:

$$C = f(\sigma, v, \rho, V_b, \phi, k, D, t, T, c)$$

donde:

$C$  = Grado de compactación.

$\sigma$  = Esfuerzo sobre la formación.

$v$  = Parámetro de velocidad para sólidos y fluidos intersticiales en el sistema.

$\rho$  = Densidad de la formación.

$V_b$  = Volumen bruto.

$\phi$  = Porosidad.

$k$  = Permeabilidad del sistema.

$D$  = Profundidad.

$t$  = Tiempo.

$T$  = Temperatura geotérmica.

$c$  = Relación de compresibilidad.

La compactación de sedimentos bajo la influencia de su propio peso ha sido enfocada como un proceso geológico. Además han surgido dos puntos de vista divergentes: el término de compactación en la terminología de mecánica de rocas, es llamada consolidación, que expresa el incremento de la densidad de un sólido por medio hidráulico o mecánico, mientras que la compactación en sentido geológico se refiere a la reducción del volumen poroso de los sedimentos debido a una sobrecarga impuesta sobre la formación. Por otra parte, en términos geológicos la consolidación se refiere no sólo a los procesos de compactación sino también a la cementación de los sedimentos.

Van der Knaap (1959) indicó que el cambio en la porosidad para una roca dada depende sólo de la diferencia entre las presiones interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. Además notó que la compresibilidad de poro incrementa cuando decrece la porosidad. Newman midió la compresibilidad isotérmica y los valores de porosidad para 79 muestras de arenas consolidadas bajo presión hidrostática, obteniendo de esta manera la siguiente correlación:

$$C_f = \frac{97.3200e - 6}{(1 + 55.8721 * \phi)^{1.42859}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 15}$$

donde:

$C_f$  = Compresibilidad isotérmica de la formación.

$\phi$  = Porosidad.

Esta correlación fue desarrollada para arenas consolidadas teniendo un rango de porosidad entre  $0.02 < \phi < 0.23$ , y un rango de error promedio de 2.60%.

Van der Knaap y Van der Vlis (1967) encontraron que existe una relación lineal entre el logaritmo de la compresibilidad de la roca y el logaritmo de la presión efectiva, la cual en este caso fue igual a la carga axial aplicada, debido a que la presión de poro era atmosférica.

El esfuerzo poro-líquido, usualmente llamado presión de poro, es la altura hidráulica o esfuerzo natural de los líquidos que están presentes en el espacio poroso del yacimiento. El fluido en el espacio poroso ejerce una igual presión sobre todas las caras de los granos. La presión de poro,  $P_p$ , actúa en soporte a la presión total de confinamiento,  $P_c$ , y originalmente es igual a:

$$P_p = P_c - P_e \dots\dots\dots \text{Ecuación 16}$$

donde:

$P_p$  = Presión de poro.

$P_c$  = Presión de confinamiento.

$P_e$  = Presión efectiva (presión entre grano y grano).

Debido a que la presión de poro es equivalente a la columna hidráulica, entonces:

$$P_p = \gamma_f * D \dots\dots\dots \text{Ecuación 17}$$

donde:

$P_p$  = Presión de poro.

$\gamma_f$  = Gradiente del fluido.

$D$  = Profundidad.

Cuando los sedimentos están bajo una presión de sobrecarga constante y un vaciamiento de fluidos, la presión de poro disminuye y la presión efectiva se incrementa<sup>[5]</sup>.

#### 1.2.3.4 Valores experimentales<sup>[11]</sup>.

La compresibilidad de arenas no consolidadas y arcillas están en el orden de 1E-3 a 1E-5 lpc<sup>-1</sup> en un rango de presión de 100 a 10.000 lpc. Se ha encontrado

que la compresibilidad bruta para arenas no consolidadas está en un rango  $7,4E-4$  a  $3E-5$   $\text{lpc}^{-1}$  en un rango de presión entre 0 y 3.000  $\text{lpc}$ , mientras que la compresibilidad del volumen poroso está en un rango  $1E-3$  y  $1E-4$   $\text{lpc}^{-1}$  en el mismo rango de presión usando un aparato de compactación hidrostática.

Las compresibilidades de la roca obtenidas sobre arcillas montmorillonitas compactadas saturadas en salmuera, usando un equipo de compactación hidrostática ( $5E-4$  a  $2.9E-5$   $\text{lpc}^{-1}$ ) en un rango de aplicación de presión de 400 a 20.000  $\text{lpc}$ . Las compresibilidades de arenas, lutitas y carbonatos consolidados son menores y están en un rango de  $1E-5$  a  $1E-7$   $\text{lpc}^{-1}$  en un rango de presión de 500 a 15.000  $\text{lpc}$ .

Las compresibilidades de arenas no consolidadas parecen ser muy cercanas a la de las arcillas. Sin embargo éstas son tan compresivas como las lutitas. Aún así, los valores de compresibilidad obtenidos en aparatos de compactación hidrostática son cerca de dos veces mayores a los obtenidos utilizando el equipo de compactación uniaxial.

### **1.3 EFECTOS DE LA COMPACTACIÓN EN LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD.**

Según Boutecá et al. (2000), a partir de sus experimentos de carga triaxial desarrollados en dos grupos de núcleos de arenas caracterizadas por su porosidad media (20% para el primer grupo y 17% para el segundo grupo), concluye que para arenas de alta porosidad, o más precisamente para arenas de alta conectividad, las microfallas no cambiarán la conectividad completa. Por otra parte, las microfallas permitirán el movimiento de los granos y así incrementarán los patrones de flujo longitud-tortuosidad y/o reducirán la garganta de poro. Sin embargo, para arenas de baja porosidad, ninguna microfalla contribuirá al incremento de la conectividad de poro; además,

concluyen que la disminución de permeabilidad está ligada al desplazamiento del grano.

La porosidad de rocas sedimentarias ha sido mostrada como una función del grado de compactación de la roca. Las fuerzas de compactación son una función de la máxima profundidad de enterramiento de la roca. El efecto de la compactación natural sobre la porosidad es causada por el empaque resultante después de la compactación, así los sedimentos que han sido enterrados muy profundamente exhiben menores valores de porosidad que los sedimentos que no han sido enterrados a grandes profundidades. Este efecto puede ser mostrado en la figura 1.9 [13].

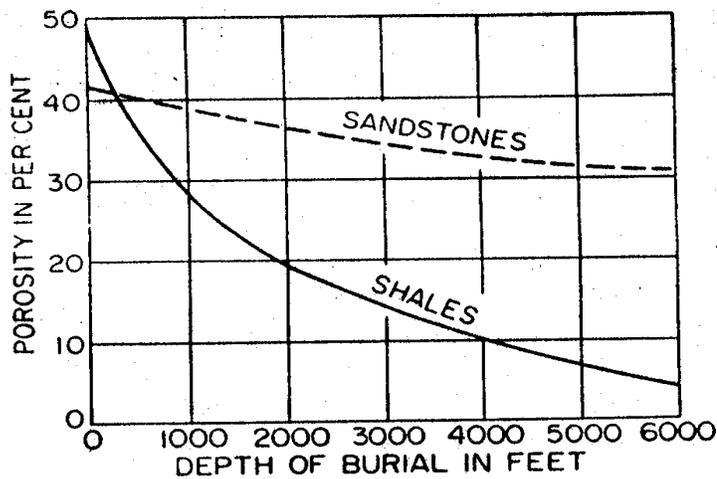


Figura 1.6.- Efecto de la compactación sobre la porosidad. [13]

#### 1.4 EFFECTO DE DILATACIÓN Y RECOMPACTACIÓN [14,15]

Este efecto ocurre durante el proceso de estimulación por re-inyección de vapor que causa un incremento en la presión de poro y una disminución del esfuerzo efectivo y a su vez existe un incremento en la compresibilidad de la formación.

El resultado de este mecanismo de inyección es un complejo comportamiento geomecánico con deformaciones elásticas e inelásticas que es mostrado en la figura 1.6, en el que se pueden diferenciar varias etapas.

Primero una deformación elástica, gobernada por la compresibilidad inicial del yacimiento, desde la presión inicial ( $P_{base}$ ) hasta la presión de dilatación ( $P_{dila}$ ); por encima de esta se presenta un proceso de deformación inelástico llamado "dilatación" en el que la compresibilidad de la roca aumenta produciendo un rápido incremento de la porosidad (y su consecuente efecto sobre la permeabilidad) con el aumento de presión. Esta dilatación de la roca se da hasta que disminuye la presión o hasta que la porosidad alcance su valor máximo. Inmediatamente después comienza el proceso de recompactación del yacimiento.

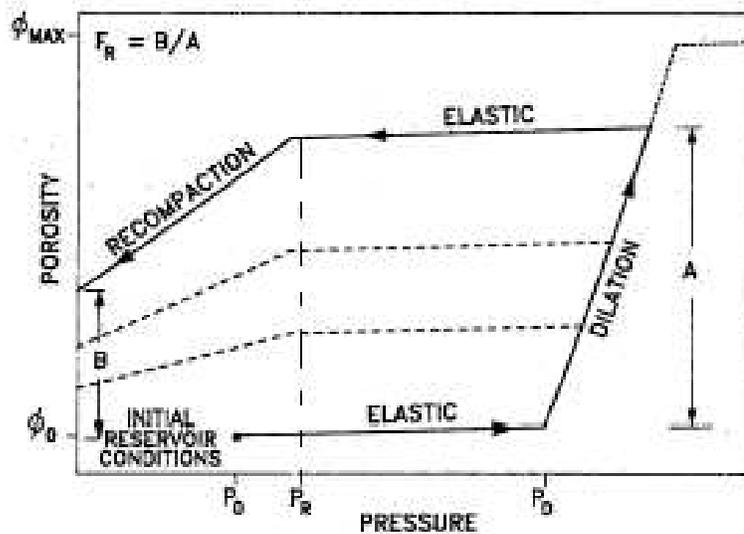


Figura 1.7.- Modelo de deformación del yacimiento para el proceso de estimulación por reinyección de vapor<sup>[14]</sup>.

A medida que la presión en el yacimiento disminuye ocurre el proceso de recompactación en el cual se distinguen dos fases:

- 1.- Un período elástico inicial en el que la dilatación no se recupera y la porosidad cambia sólo como resultado de la compresibilidad original de la roca.
- 2.-Un período de deformación inelástica (recompactación) con una compresibilidad más grande que permite recuperar una fracción de la dilatación ocurrida durante la inyección.

El punto que separa estas dos fases,  $P_R$ , es denominado presión de inicio de recompactación. Por encima de esta presión la pendiente de la función porosidad-presión es determinada por la compresibilidad inicial del yacimiento y por debajo de  $P_R$  la pendiente de la función porosidad-presión es determinada mediante la fracción de dilatación residual,  $f_r = B/A$ , que se define como la fracción de dilatación total que es permanentemente irrecobable.

La forma funcional usada por todas las relaciones porosidad-presión en dicho modelo de deformación es:

$$\phi = \phi_R * \exp[c * (P - P_R)] \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.18}$$

donde:

$\phi$  = Porosidad a una presión  $P$ .

$\phi_R$  = Porosidad a una presión de referencia  $P_R$ .

$c$  =Compresibilidad.

$P$  =Presión dada.

$P_R$  =Presión de referencia.

La aproximación linealizada de la ecuación (1.18) es usada con frecuencia en simuladores de yacimientos, pero no es válida para las grandes compresibilidades típicas durante el fenómeno de dilatación.

El uso del modelo de dilatación requiere estimados de la presión de dilatación (cercana o ligeramente menor que la presión de fractura), compresibilidad de dilatación y una porosidad máxima permitida. La compresibilidad de dilatación puede ser estimada para diferentes valores de esfuerzo efectivo a través de la figura 1.8, cuyo rango está entre  $100 \text{ GPa}^{-1}$  ( $690 \text{ lpc}^{-1}$ ) a  $1000 \text{ GPa}^{-1}$  ( $6895 \text{ lpc}^{-1}$ ). Experiencias anteriores demuestran que los valores de esfuerzo efectivo son relativamente insensibles a variaciones dentro de este rango. Para estimar la máxima porosidad del yacimiento es necesario realizar un cotejo histórico. Beattie, Boberg y McNab (1991) encontraron un valor máximo de 110 a 120 % del valor original.

El modelo de recompactación requiere de la estimación de la presión de inicio de recompactación,  $P_R$ , y de la fracción de dilatación residual,  $f_r$ . Para determinar ambas es necesario también realizar un cotejo histórico. Para determinar la fracción de dilatación residual se debe tomar en cuenta que ésta tiene un gran impacto sobre relación de agua-petróleo producida.

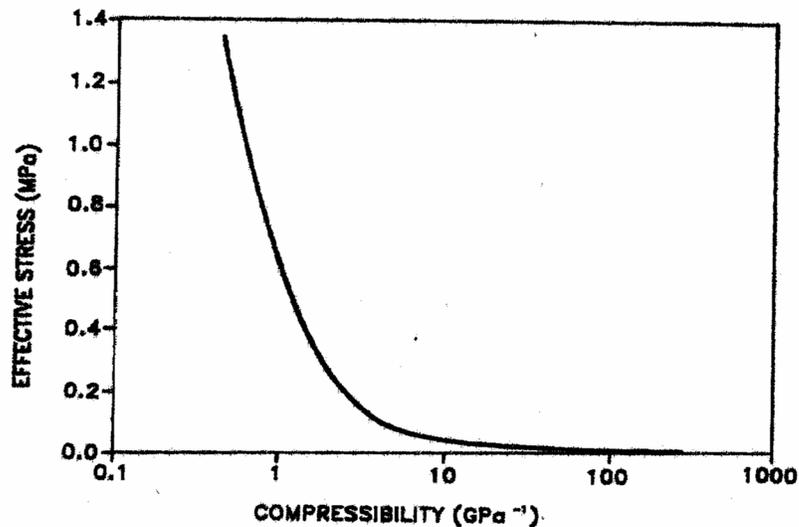


Figura 1.8.- Compresibilidad de arenas <sup>[17]</sup>.

“Un incremento de la permeabilidad puede acompañar el incremento de la porosidad que resulta de la dilatación. La relación entre la porosidad y la permeabilidad no está bien definida pero investigaciones apuntan a que la

permeabilidad de una roca no consolidada es proporcional a la porosidad elevada al cubo. Esto es que la permeabilidad del yacimiento incrementa un 70% mientras la porosidad sólo aumenta un 20%” (Beattie, Boberg y McNab, 1991).

### **1.5 EFECTO DE REBOTE<sup>[14]</sup>.**

El efecto de compactación y rebote consiste en un proceso irreversible del encogimiento de la formación debido a la disminución de presión en el agotamiento primario y el rebote debido al aumento de presión a raíz de un posible período de inyección subsiguiente. En la figura 1.9 se presenta el comportamiento de la porosidad con los cambios de presión. A medida que la presión comienza a disminuir de la condición inicial del yacimiento, la roca se deforma elásticamente y la porosidad decrece debido a la compresibilidad elástica. Si la presión continúa disminuyendo por debajo de la presión crítica (presión plástica), se producirá cierta compactación irrecuperable, modificándose la porosidad a raíz de la compresibilidad de la roca para la compactación plástica.

A diferencia del período elástico, la compactación plástica es un proceso irreversible. Además, a medida que sube la presión, la porosidad sigue una curva de rebote que se bifurca de la compactación plástica, en lugar de volver a cruzar la curva original de compactación.

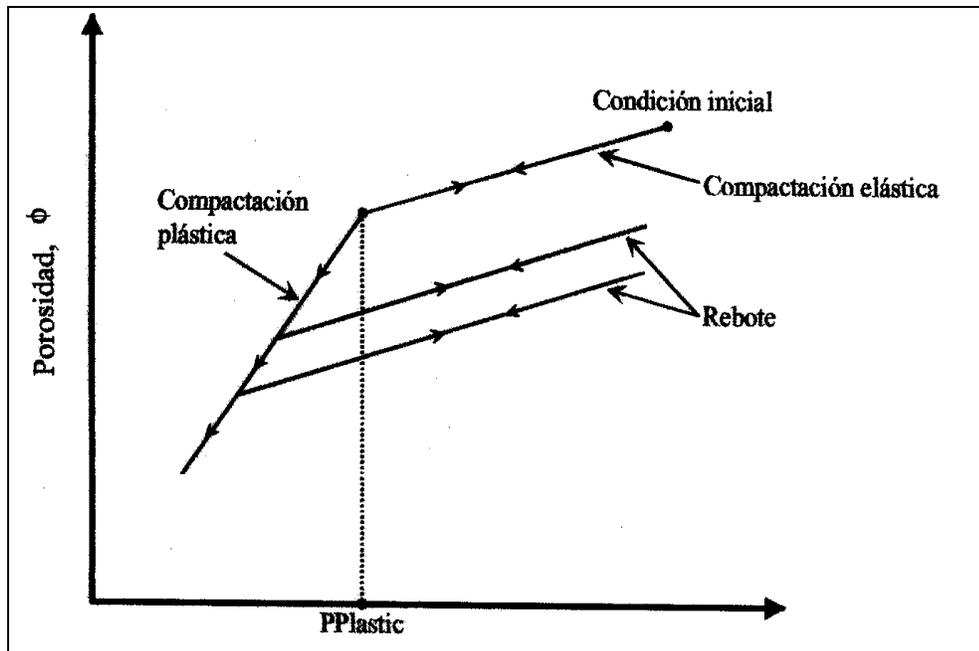


Figura 1.9.- Modelo de compactación-rebote de la roca<sup>[14]</sup>.

## 1.6 EFECTO DE SUBSIDENCIA.

Cuando el petróleo o gas es producido en yacimientos profundos la presión del fluido generalmente declina. La reducción en la presión de poro en la roca del yacimiento causará que ésta se contraiga y el yacimiento se compacte. La compactación del yacimiento puede entonces ocasionar subsidencia en la superficie, como puede observarse en la figura 1.10<sup>[1]</sup>.

Muchos yacimientos de gas y petróleo experimentarán sólo un pequeño grado de compactación y la correspondiente subsidencia en la superficie será imperceptible. Para observar un considerable grado de subsidencia, una o varias condiciones deben estar presentes:

- 1.- La caída de presión del yacimiento debe ser considerable. La afluencia de agua, por ejemplo, reducirá el efecto de compactación.
- 2.- La roca del yacimiento debe ser altamente compresible. La compactación es más probable que se presente en rocas débiles y no consolidadas.

- 3.- El yacimiento debe tener un espesor considerable, debido a que la compactación del yacimiento normalmente es de un porcentaje bajo. Sin embargo, la zona agotada debe ser considerada completa.
- 4.- El yacimiento debe tener una extensión areal comparable con su espesor, para que el cubrimiento de la roca no escude la compactación.

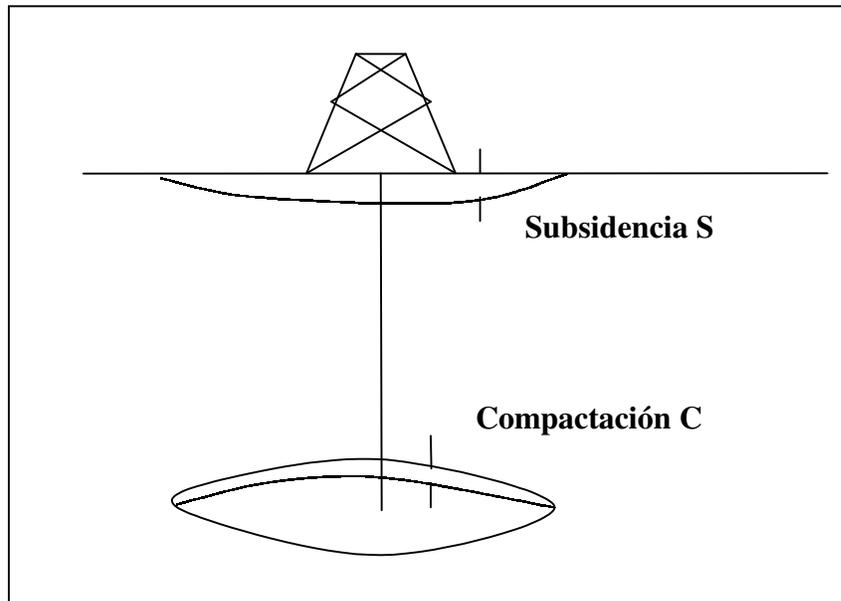


Figura 1.10- Compactación y Subsidencia. <sup>[1]</sup>

Existe, sin embargo, un aspecto que parece ser típico para el comportamiento de la subsidencia, esto es, la dependencia del tiempo. Si el yacimiento y la sobrecarga se asumen con un comportamiento elástico, deberíamos esperar que la subsidencia siga la caída de presión del yacimiento. En lugar de eso, se observa un cierto tiempo de demora antes que se desarrolle la tasa de subsidencia y esta demora puede estar en el orden de varios años.

El grado de compactación de un yacimiento, por supuesto, dependerá primero de las propiedades mecánicas de la roca y luego de la caída de presión. El alcance de la compactación para la subsidencia en la superficie dependerá de

las rocas suprayacentes y de los factores geométricos, tales como las dimensiones del yacimiento comparadas con la profundidad.

Un completo estudio de subsidencia, incluyendo modelaje y predicción, es generalmente una tarea muy complicada e involucra el uso de avanzadas técnicas de simulación. Sin embargo, en muchos casos sólo necesitamos un razonable buen estimado de compactación en el yacimiento y subsidencia en la superficie para confirmar que la subsidencia no será un problema.

En un número de regiones productoras de petróleo en el mundo, el vaciamiento de fluidos ha resultado en la compactación de la formación, dando lugar a la subsidencia de superficie acompañada de problemas ambientales. Las regiones más notables donde la compactación ha sido detectada incluyen la Costa Bolívar en el Oeste de Venezuela, el área de Long Beach, cerca de Los Ángeles (California), y el yacimiento Ekofisk en el Mar del Norte. Además este fenómeno está asociado con fallas y terremotos.

Otras consecuencias debidas al fenómeno de compactación y subsidencia se ven reflejadas en áreas de agricultura, las cuales pueden ser afectadas por alteraciones de patrones de drenaje de aguas de superficie, efectos adversos a pozos de agua, daños a canales de irrigación y disrupción de la vegetación. En áreas desarrolladas, los daños son ocasionados a casas y edificios, caminos, líneas de potencia, caminos de ferrocarril, cloacas y diques.

**CAPÍTULO II**  
**SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE**  
**COMPACTACIÓN**

### **II. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.**

La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos.

Para lograr dicha resolución se emplea un simulador de yacimientos el cual es un conjunto de programas de computación que, mediante algoritmos apropiados, resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático que representan el yacimiento y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones.

Para poder interpretar los resultados obtenidos por el simulador es necesario tener en cuenta ciertos conceptos básicos (propiedades de la roca y de los fluidos presentes) que nos permita entender claramente las propiedades de las rocas asociadas con su potencial como productoras comerciales de hidrocarburos y su influencia sobre el efecto de compactación de yacimientos.

En el presente trabajo se empleará el simulador STARS, el cual es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica. Los sistemas de mallado pueden ser cartesianos, cilíndricos y de profundidad/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de mallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales.

#### **2.1 ESTRUCTURA BÁSICA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.<sup>[11]</sup>**

STARS utiliza el conjunto de datos que el usuario crea inicialmente y de ahí crea otros tres o cuatro archivos. Cada ejecución de STARS crea un archivo de texto de salida (text output file), un archivo índice SR2 (SR2 index file) (IRF) y un archivo principal SR2 (SR2 main file) (MRF).

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

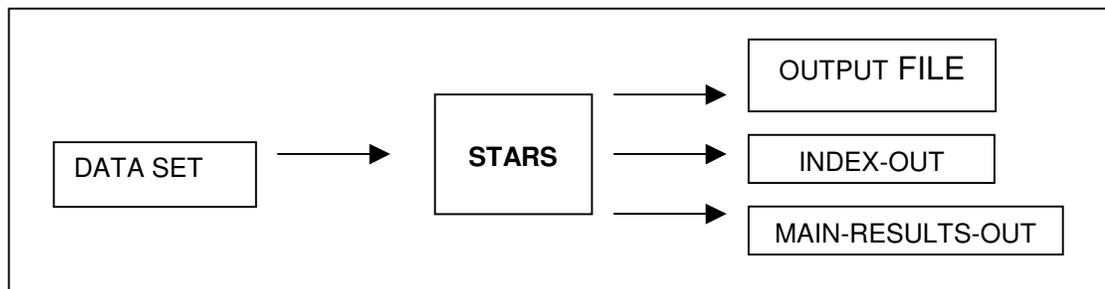


Figura 2.1.- Grupos de datos en el sistema de entrada de palabras claves.

El output \_ file es el archivo de salida en el cual se escribirán los resultados formateados de la simulación.

El index-out indica el archivo índice de resultados (irf) (index-results-file) en el cual se escriben los datos ASCII de los resultados de simulación.

El main-results-out indica el archivo principal de resultados (main-results-file) (mrf) en el que se escriben los datos binarios de los resultados de simulación.

Hay varios puntos que se deben tomar en cuenta cuando se construye un conjunto de datos con un sistema de entrada de palabras clave:

- a. Hay nueve diferentes grupos de datos en el sistema de entrada de palabras claves.
- b. Los grupos deberán ceñirse a un determinado orden de entrada:

**Control de E/S:** Define los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como nombres de archivos, unidades, títulos, selecciones y frecuencia con la que éstas se escriben tanto al archivo de salida como al archivo SR2 y control de reinicio. Durante la entrada de datos, las líneas del archivo de datos se repiten en el archivo de salida a impresión. Si se detecta un error, esto hará que se emita un mensaje de error o de advertencia.

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

---

---

El mensaje puede referirse a la línea impresa arriba o debajo del mensaje de errores o de advertencia, según el tipo de error.

**Descripción del yacimiento:** Esta sección contiene datos que describen la roca productiva y el mallado de simulación que se utiliza para representarla.

Estos datos pueden ser clasificados en los siguientes grupos:

1. Opciones de mallado de simulación y refinamiento del mallado.
2. Selección de opciones de yacimientos de fractura natural.
3. Opción de discretización de pozos.
4. Propiedades de la roca productiva base (porosidad, permeabilidad, compresibilidad).
5. Opciones de sector.

**Propiedades de los componentes:** Indica el número de cada tipo de componente que existen en el sistema como preparación para el ingreso de los datos de fluidos (peso molecular, densidad, presión crítica, temperatura crítica).

**Datos de roca-fluidos:** Definen las permeabilidades relativas, las presiones capilares y la adsorción y dispersión de los componentes.

**Condiciones iniciales:** indica el valor de las variables a condiciones iniciales.

**Control por métodos numéricos:** Define parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce.

**Datos de pozos y datos recurrentes:** Esta sección contiene datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

a datos de pozo y datos afines, aunque hay palabras clave que definen otra información que es dependiente del tiempo.

**Modelo geomecánico:** El uso del modelo geomecánico es opcional. Sin embargo, si se habilita uno de los submodelos, deberán proveerse los datos obligatorios de ese submodelo.

El modelo geomecánico no puede utilizarse con

1. Mallados radiales,
2. Mallados refinados locales,
3. Discretización areal de nueve puntos,
4. Opciones de fractura natural,
5. Hoyo discretizado.

**c.** Las palabras clave que pertenecen a cada grupo no pueden aparecer en ningún otro grupo, salvo donde se escriba lo contrario específicamente. Por lo general esto sucede con datos recurrentes de otras secciones que pueden ser cambiados en la sección de “Datos de pozos”.

**d.** Asimismo es importante ponerle atención al orden en que se ingresan algunas palabras clave dentro de un grupo.

### **2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MALLADO**

En el simulador STARS existen 3 opciones de mallado: cartesiano regular, profundidad variable/espesor variable y cilíndrico radial angular. Cada una de estas opciones requiere especificar la cantidad de bloques del mallado en dirección I (x -o- r), en dirección J (y o theta) y en dirección K (z). Las palabras clave \*DI, \*DJ y \*DK son obligatorias para asignar el tamaño de las celdas.

### 2.3 DEFINICIÓN DE POZOS.

Existen cuatro tipos de pozo. Estos son:

- a. \*PRODUCER,
- b. \*INJECTOR,
- c. \*SHUTIN,
- d. \*OPEN.

Cada una de estas palabras clave deberá aparecer en la sección de “Datos de pozos”, debiendo definirse los tipos de pozo.

En cuanto a los límites de operación y de monitoreo las palabras claves \*OPERATE y \*MONITOR indican los límites que inciden en un pozo determinado (tasa de petróleo, corte de agua, presión de fondo fluyente, RGP). Se requiere por lo menos un límite de operación en tanto que los límites de monitoreo son opcionales.

El primer límite de operación en una lista de límites de operación y de monitoreo corresponde al límite de operación primario. Al principio el simulador intenta operar en base a este límite primario, al mismo tiempo monitoreando los demás límites de la lista y para tal fin se emplea la palabra clave \*CONT. \*CONT es la opción por defecto así que no es necesario ingresarla.

Por ejemplo, para comenzar la producción de un pozo a una tasa de 500 BN, con una presión de fondo mínima de 2500 lpc, y con límite de monitoreo corte de agua a 98%, la entrada sería:

```
*OPERATE *MAX *STO 500
*OPERATE *MIN *BHP 2500 *SHUTIN
*MONITOR *MAX *WOR 0.98 *STOP
```

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

Mientras que el límite primario se encuentre activo y la presión de fondo caiga a un nivel inferior a los 2500 lpc, entonces el límite de presión de fondo se transforma en el límite de operación y el pozo se cierra.

Al final de cada intervalo de tiempo, se verifica la lista de límites de operación para determinar si han ocurrido violaciones. En caso de que se haya violado uno de los otros límites señalizados y se ha utilizado \*CONT, entonces este límite pasa a ser el límite de operación.

Para un pozo productor el funcionamiento debe ser en base a:

- a. un límite máximo de tasa (el límite de operación primario) y
- b. una presión de fondo mínima.

Si el pozo productor es un pozo de petróleo, se debe escoger un límite de tasa de petróleo. Si el pozo produce gas, se debe escoger un límite de tasa de gas. Un límite posterior que podría utilizarse con un pozo productor sería un límite de tasa mínima.

Para un pozo de inyección, se escogería:

- a. un límite de tasa de inyección máxima como el límite de operación primario y
- b. un límite de presión de fondo máxima.

Se recomienda en particular monitorear la relación gas-petróleo (GOR) y el corte de agua, lo cual posiblemente evite algunas dificultades durante la ejecución del trabajo de simulación.

### **2.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.**

EL simulador STARS presenta una opción denominada "Descripción del yacimiento", la cual contiene datos que describen otras propiedades

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

característica del yacimiento a estudiar. Estos datos se pueden clasificar en los siguientes grupos:

1. Compresibilidad de la roca.
2. Propiedades térmicas de la roca productiva.
3. Opciones de pérdida de calor de la sobrecarga.
4. Permeabilidad variable.

La palabra clave de las propiedades de la roca \*ROCKTYPE se utiliza para asignar tipos de roca múltiples al yacimiento para los siguientes grupos de propiedades:

- Compresibilidad de la roca
- Propiedades térmicas de la roca
- Pérdida de calor de la sobrecarga
- Permeabilidad variable

### **2.4.1 Variables Relacionadas con la Compresibilidad de la Roca.**

En este grupo es necesario introducir las palabras clave de los datos que se requieren para esta sección del simulador como:

\*PRPOR: señala el ingreso de una presión de referencia de la compresibilidad de la roca. Presión de referencia puede estar en kPa ó psi, según el sistema de unidades seleccionado, y el rango sugerido es de 100 kPa (14.504 lpc) a 1.0e6 kPa (1.45e5 lpc).

\*CPOR: señala el ingreso de la compresibilidad de la roca, es decir, del espacio de los poros de la formación y las unidades que emplea este keyword son 1/kPa o 1/lpc, permitiendo mantener un límite inferior igual a 0 y un límite superior igual a 0.01 1/kPa (0.069 1/lpc).

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

\*CTPOR. Señala el ingreso de la expansión térmica de la roca. Coeficiente de la expansión térmica efectiva de la formación. Las unidades utilizadas son 1/C ó 1/F y los límites disponibles son 0 como límite inferior y 0.01 1/C (0.00561/F) como límite superior.

\*CPORPD señala el ingreso de la compresibilidad de la roca, que depende de la presión. Los límites y las unidades se mantienen igual que en el keyword \*CPOR.

*cpor\_p2*: Compresibilidad de la formación efectiva cerca de *ppr2*. El límite inferior es igual a 0 y el límite superior es igual a 0.01 1/kPa (0.0691/lpc).

*ppr1*, *ppr2*: Presiones de referencia inferiores (*ppr1*) y superiores (*ppr2*) para la compresibilidad de la formación dependiente de la presión. A una presión *ppr1* la compresibilidad es aproximadamente *cpor* y a una presión *ppr2* la compresibilidad es aproximadamente *cpor\_p2*. El valor de *ppr1* deberá ser no negativo y el valor de *ppr2* deberá ser superior a *ppr1*. El límite inferior sugerido de *ppr1* es 100 kPa (14.504 lpc) y el límite superior sugerido de *ppr2* es 1.0e6 kPa (1.45e5 lpc).

\*PORMAX: Máximo aumento fraccionario permitido en la porosidad. Un aspecto de la dilatación de la arena puede modelarse simplemente utilizando una compresibilidad grande, es decir, mayor de 0.0001/lpc. Los aumentos de porosidad no físicos se evitan al obligar un aumento máximo fraccionario en porosidad "pormax". El valor de pormax deberá ser mayor de cero y menor de 1. Un valor típico sería de 0.10 a 0.20.

Dado el caso de que los valores antes mencionados para cada Keyword no estén presentes, entonces el simulador arrojará valores por defecto dependiendo del caso como:

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

- Si \*PRPOR no se encuentra presente, la presión de referencia de la porosidad es igual a la presión inicial en el primer bloque activo de la ordenación natural.
- Si \*CPOR no se encuentra presente, la compresibilidad de la formación es igual a cero.
- Si \*CTPOR no se encuentra presente, el coeficiente de la expansión térmica de la formación es igual a cero.
- Si \*PORMAX no se encuentra presente, la opción correspondiente se inhabilita.
- Si \*CPORPD no se encuentra presente, la opción correspondiente se inhabilita.

La contribución a la compresibilidad dependiente de la presión se expresa de la siguiente manera:

$$cporpd = A * \left[ D * (p - prpor) + \text{Log} \left( \frac{B}{C} \right) \right] \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

donde:

$$A = \frac{(cpor_{p2} - cpor)}{D} \dots \dots \dots \text{Ecuación 3}$$

$$B = 1 + \exp[D * (pav - p)] \dots \dots \dots \text{Ecuación 4}$$

$$C = 1 + \exp[D * (pav - prpor)] \dots \dots \dots \text{Ecuación 5}$$

$$D = \frac{10}{ppr2 - ppr1} \dots \dots \dots \text{Ecuación 6}$$

$$pav = \frac{(ppr1 + ppr2)}{2} \dots \dots \dots \text{Ecuación 7}$$

### 2.4.2. Opción de Dilatación/Recompactación del Yacimientos.

La palabra clave \*DILATION accede a la opción de recompactación y dilatación que fue desarrollada para el proceso de estimulación por reinyección de vapor,

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

pero que resulta aplicable para otros procesos y escenarios que cuentan con valores de parámetros apropiados.

\*DILATION es la palabra clave que indica que se habilita el modelo de dilatación/recompactación y las demás palabras clave que en este grupo le pueden seguir como:

\*pbase: Presión de referencia cuyas unidades pueden ser kPa ó psi y se sugiere usar valores comprendidos entre 100 kPa (14.504 lpc) a 1.0e6 kPa (1.45e5 lpc).

\*pdila: Presión a la cual comienza la dilatación cuyas unidades son kPa o lpc. El valor que se introduzca deberá ser no negativo.

\*ppact: Presión a la cual comienza la recompactación. Las unidades que se emplean son kPa ó lpc y el valor deberá ser no negativo.

\*crd: Compresibilidad de la dilatación de la roca cuyas unidades son 1/kPa o 1/lpc. El valor deberá ser no negativo. Además se debe saber que un valor igual a cero inhabilitará la opción de dilatación.

\*fr: Fracción de dilatación residual, es decir, la fracción de la dilatación total que no se recupera al recompactarse. El rango permitido es de 0 a 1.

\*porratmax: Máximo aumento proporcional permitido de la porosidad, que se aplica por separado a la porosidad base de cada bloque. El valor mínimo permitido de rat es 1. El valor máximo recomendado de rat es 1.3; si se dan valores mucho más grandes esto puede causar severos problemas de convergencia.

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

Entre los valores por defecto que el simulador puede adoptar en el caso que un valor esté ausente pueden ser:

-Si la palabra clave \*DILATION no se encuentra presente, el modelo de dilatación/recompactación se inhabilita y no se permiten las subpalabras clave de \*DILATION.

-Si \*PBASE no se encuentra presente el valor de éste se supone que es igual al valor expresado por \*PRPOR o por su valor por defecto.

\*PDILA 0

\*PPACT 0

\*CRD 0

\*FR 0.5

\*PORRATMAX 1

\*PBASE, \*PDILA, \*PPACT, \*CRD, \*FR y \*PORRATMAX son subpalabras clave de \*DILATION, por lo que deberán ubicarse inmediatamente después de \*DILATION, pero pueden aparecer en cualquier orden. Para la activación de esta opción mediante el simulador se puede incluir los valores mediante la plataforma “Model Builder” como se observa en la figura 2.2.

Todas las subpalabras de \*DILATION se indexan de acuerdo al tipo de roca y sus valores se asignan al actual tipo de roca.

El modelo de dilatación/recompactación representa la característica principal de la dilatación y recompactación del petróleo-arena que ocurre durante el proceso de estimulación por reinyección de vapor. El modelo se basa en la obra de Beattie, Boberg & McNab<sup>[12]</sup>, en la que la porosidad  $por(p)$  a una presión  $p$  se expresa de la siguiente manera:

$$por(p) = por_{ref} * \exp[c * (p - p_{ref})] \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

donde:

$p_{ref}$  = Corresponde a la presión de referencia.

$p_{orref}$  = Corresponde a la porosidad a presión de referencia  $p_{ref}$ .

$c$  = Corresponde a la compresibilidad de la formación.

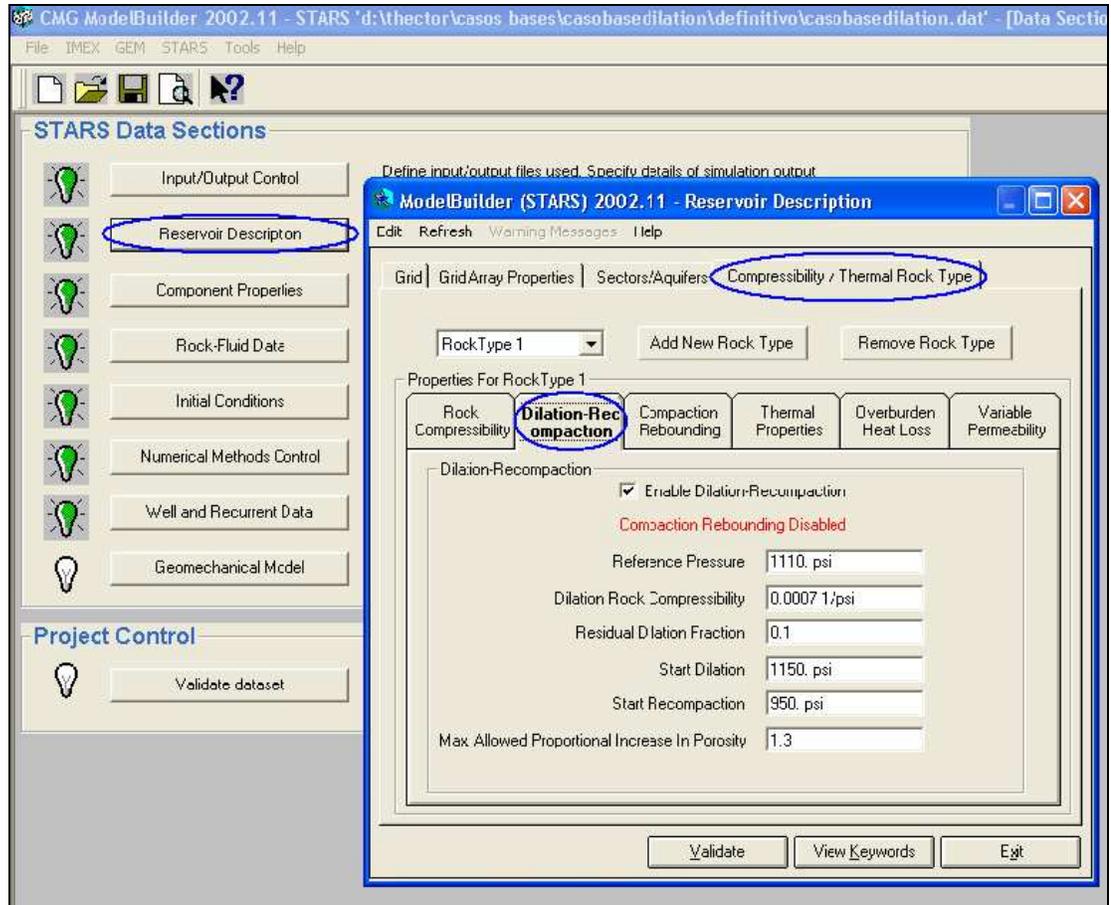


Figura 2.2- Model Builder activando la opción de dilatación/recompactación.

Existe un comportamiento por cada bifurcación de la curva de deformación el cual se indicó en la figura 1.7.

A medida que aumenta la presión desde la condición inicial del yacimiento la roca demuestra un comportamiento elástico. Si la presión continúa aumentando hasta exceder  $p_{dila}$ , entonces la porosidad sigue la curva de dilatación

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

irreversible hasta disminuir la presión o hasta alcanzar la porosidad máxima asignada. Si la presión disminuye a partir de un punto en la curva de dilatación, la porosidad sigue una curva elástica inicialmente. A medida que la presión sigue disminuyendo por debajo de la presión de recompactación  $p_{pact}$ , ocurre la recompactación y se determina la pendiente de la curva mediante la fracción de dilatación residual especificada  $fr$ .

Se comienza otro ciclo similar de dilatación y recompactación cuando la presión aumenta a partir de un punto en la curva de recompactación, según se indicó en la figura 1.6.

En cuanto a la variación de las permeabilidades, la permeabilidad absoluta de una celda del mallado aumentará o disminuirá, según el cambio de porosidad ( $\phi$ ) que se produce a raíz de la deformación de la roca. La ecuación que se utiliza para actualizar la permeabilidad absoluta ( $k$ ) de la celda del mallado durante el proceso de simulación es:

$$k = k_0 * \exp \left[ k_{mul} * \left( \frac{\phi - \phi_0}{1 - \phi_0} \right) \right] \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.6}$$

donde:

$k_0$  = Permeabilidad original.

$\phi_0$  = Porosidad original.

$k_{mul}$  = Corresponde a un multiplicador definido por el usuario que se especifica con la palabra clave \*PERMULI, etc. De esta manera, la permeabilidad absoluta de un bloque del mallado puede tener un comportamiento similar al que se demuestra en la figura 1.6.

$\phi$  = Corresponde a la porosidad del fluido, es decir, al espacio del volumen poroso ocupado sólo por el fluido y no al volumen poroso del vacío. Ya que el volumen del fluido corresponde al volumen del vacío menos el volumen de

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

la fase sólida, los cambios en la cantidad de material (componentes sólidos o componentes fluidos adsorbidos/atrapados) en la fase sólida incidirán directamente sobre la permeabilidad calculada.

El modelo de dilatación/recompactación, tal como se formula actualmente, no maneja los efectos de la temperatura. Por lo tanto, todo coeficiente de expansión térmica de la formulación ingresado mediante uso de la palabra clave \*CTPOR se ignora para el tipo de roca que utiliza la opción \*DILATION.

### **2.4.3 Opción de Compactación /Rebote del Yacimiento.**

La palabra clave \*EPCOMPACT habilita un modelo de compactación-rebote con deformaciones plásticas/elásticas y adicionalmente usará otras palabras clave de este grupo tales como:

.  
\*crp: Compresibilidad de la roca para la compactación plástica (1/kPa o 1/lpc).  
El valor deberá ser no negativo.

\*pplastic: Presión crítica a la cual se inicia la compactación plástica (kPa | lpc).  
El valor deberá ser no negativo.

Dado el caso de que las condiciones anteriores no se cumplan, entonces el simulador tomará las opciones por defecto:

-Si la palabra clave \*EPCOMPACT no se encuentra presente, se deshabilita el modelo de compactación plástica-elástica y no se permiten las subpalabras clave \*CRP y \*PPLASTIC.

-Si la palabra clave \*EPCOMPACT se encuentra presente pero las subpalabras clave \*CRP o \*PPLASTIC no se encuentran presentes, el valor de datos correspondiente sería igual a cero.

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

---

---

\*CRP y \*PPLASTIC son subpalabras clave de la palabra clave \*EPCOMPACT por lo que deberán estar ubicadas inmediatamente después de la palabra clave \*EPCOMPACT pero pueden aparecer en cualquier orden.

Todas las subpalabras clave de \*EPCOMPACT aparecen con un índice según el tipo de roca y sus valores se asignan al tipo de roca actual.

La principal idea detrás del modelo de compactación-rebote es simular el proceso irreversible del encogimiento de la formación debido a la disminución de presión en el agotamiento primario y el rebote debido al aumento de presión a raíz de un posible período de inyección subsiguiente.

Con esta opción el efecto de la compactación o el rebote en el flujo del fluido se modela en STARS por el cambio en porosidad del yacimiento, como se observó en la figura 1.8.

A medida que la presión comienza a disminuir de la condición de yacimiento inicial, la roca se deforma elásticamente y la porosidad decrece debido a la compresibilidad elástica (palabra clave \*CPOR). Si la presión continúa disminuyendo por debajo de una presión crítica (pplastic), se producirá cierta compactación irrecuperable, modificándose la porosidad a raíz de la compresibilidad CRP. A diferencia del período elástico, la compactación plástica es un proceso irreversible; vale decir que a medida que sube la presión, la porosidad sigue una curva de rebote que se divide de la compactación plástica, en lugar de volver a cruzar la curva original de compactación.

La forma funcional que se utiliza para la relación porosidad-presión en el cálculo se expresa de la misma manera que en la ecuación 2.7.

La permeabilidad absoluta de una celda de mallado aumentará o disminuirá según el cambio de porosidad ( $\phi$ ) que se produce a raíz de la deformación de

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

la roca. La ecuación que se utiliza para actualizar la permeabilidad absoluta (k) de la celda de mallado es la misma expresión empleada en la ecuación 2.8.

Cabe destacar que las opciones de compactación/rebote y recompactación/dilatación no pueden ser activadas al mismo tiempo, puesto que la activación de una de estas opciones deshabilitará automáticamente la otra opción.

Es importante recordar que la dilatación y el rebote son dos fenómenos diferentes que actúan como mecanismo de producción. El rebote es la respuesta del yacimiento ante un mecanismo de inyección después de haber producido por un periodo, mientras que la dilatación es la expansión del volumen poroso de la formación después de haber sido sometido a un proceso de inyección antes de ser puesto a producción.

### **2.5 Otras Opciones de Permeabilidad Variable (Opcional)**

Esta opción tiene la finalidad de especificar la dependencia que tiene la permeabilidad con la porosidad de fluidos (volumen poroso ocupado por fluidos). Para que dicha opción esté activa es necesario conocer las siguientes palabras clave:

a) \*PERMCK ckpower: La permeabilidad está en función de la porosidad de fluidos mediante la fórmula tipo Carman-Kozeny definida de la siguiente manera:

$$K = \lambda * \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2 * s^2} \dots\dots\dots(\text{Ecuación 2.9})$$

donde:

$\lambda$  = Constante

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

$s^2$  = Área de superficie específica

La ecuación 2.9 es evaluada en las condiciones iniciales y finales del yacimiento obteniendo:

$$K_{(\phi)} = \lambda * \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2 * s^2} \dots\dots\dots \text{(Ecuación 2.10)}$$

$$K_o = \lambda * \frac{\phi_o^3}{(1-\phi_o)^2 * s^2} \dots\dots\dots \text{(Ecuación 2.11)}$$

Dividiendo la ecuación 2.10 entre la ecuación 2.11 queda:

$$K_{(\phi)} = K_o * \left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)^3 * \left[\frac{(1-\phi_o)}{(1-\phi)}\right]^2 \dots\dots\dots \text{(Ecuación 2.12)}$$

El simulador emplea internamente la ecuación 2.12 y permite obtener valores de permeabilidad a partir de:

$$K_{(\phi)} = K_o * \left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)^{(ckpower)} * \left[\frac{(1-\phi_o)}{(1-\phi)}\right]^2 \dots\dots\dots \text{(Ecuación 2.13)}$$

donde:

CKPOWER= Exponente de permeabilidad cuyo límite inferior es igual a 0 y el límite superior es igual a 10.

b) \*PERMTAB: La permeabilidad está en función de la porosidad de fluidos mediante el multiplicador de permeabilidad que se obtiene de la búsqueda

de tabla. Una fila de la tabla deberá tener  $\frac{\phi}{\phi_o} = 1$  y  $\frac{K}{K_o} = 1$ . En la tabla,  $\frac{\phi}{\phi_o}$

deberá ser igual a un valor no negativo, que va en aumento, y  $\frac{K}{K_o}$  deberá

ser igual a un valor no negativo. El número de filas permitido es de 2 a 30.

## **CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.**

Las entradas de la primera columna deberán estar espaciadas uniformemente, de lo contrario serán ajustadas.

- c) \*PERMTABLOG: La permeabilidad está en función de la porosidad de fluidos mediante el multiplicador de permeabilidad que se obtiene del exponente de una búsqueda de tabla. Una fila de tabla deberá tener  $\frac{\phi}{\phi_0} = 1$  y  $\log\left(\frac{K}{K_0}\right) = 0$ .

En la tabla,  $\frac{\phi}{\phi_0}$  deberá ser igual a un número no negativo e ir en aumento.

El número permitido de filas es de 2 a 30. Las entradas en la primera columna deberán estar espaciadas uniformemente; de lo contrario serán ajustadas.

Además de las opciones descritas anteriormente, se pueden usar las opciones \*DILATION y \*EPCOMPACT para variar la permeabilidad. Sin embargo las opciones \*PERMCK, \*PERMTAB, \*PERMTABLOG y \*PERMEXP no utilizan el complejo modelo de la porosidad de vacío de las opciones \*DILATION y \*EPCOMPACT, por lo tanto los cambios de la porosidad de fluidos y por ende de la permeabilidad generalmente se producen a raíz de los cambios de la cantidad de material que se encuentra en la fase sólida/adsorbida/atrapada (ver apéndice C).

La porosidad inicial de fluidos,  $\phi_0$ , corresponde al valor del bloque calculado a su presión inicial, temperatura y cantidades sólidas in situ. La permeabilidad inicial,  $K_0$ , es igual a la permeabilidad de referencia del bloque ingresada mediante las palabras claves \*PERMI, \*PERMJ y \*PERMK.

### **2.6 MULTIPLICADORES DE TRANSMISIBILIDAD**

Las transmisibilidades que calcula el simulador son proporcionales al área del flujo entre los bloques del mallado de una sección transversal, a un valor de

## CAPÍTULO II.- SIMULACIÓN DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN.

permeabilidad promedio armónico y un divisor que sea igual a la distancia entre los bloques. Estos términos se combinan para formar una transmisibilidad que se calcula en el simulador tal como se muestra en la ecuación a continuación:

$$T = \frac{\bar{K} * A}{L} \dots\dots\dots \text{(Ecuación 2.11)}$$

donde:

$T$  = Trasmisibilidad entre celdas

$\bar{K}$  = Promedio armónico de la permeabilidad

$A$  = Área transversal de flujo

$L$  = Distancia entre los puntos medios de las celdas

Los multiplicadores de transmisibilidad \*TRANS, \*TRANSJ y \*TRANSK son utilizados para modificar la trasmisibilidad calculada por el simulador y luego se utilizan en las ecuaciones de flujo.

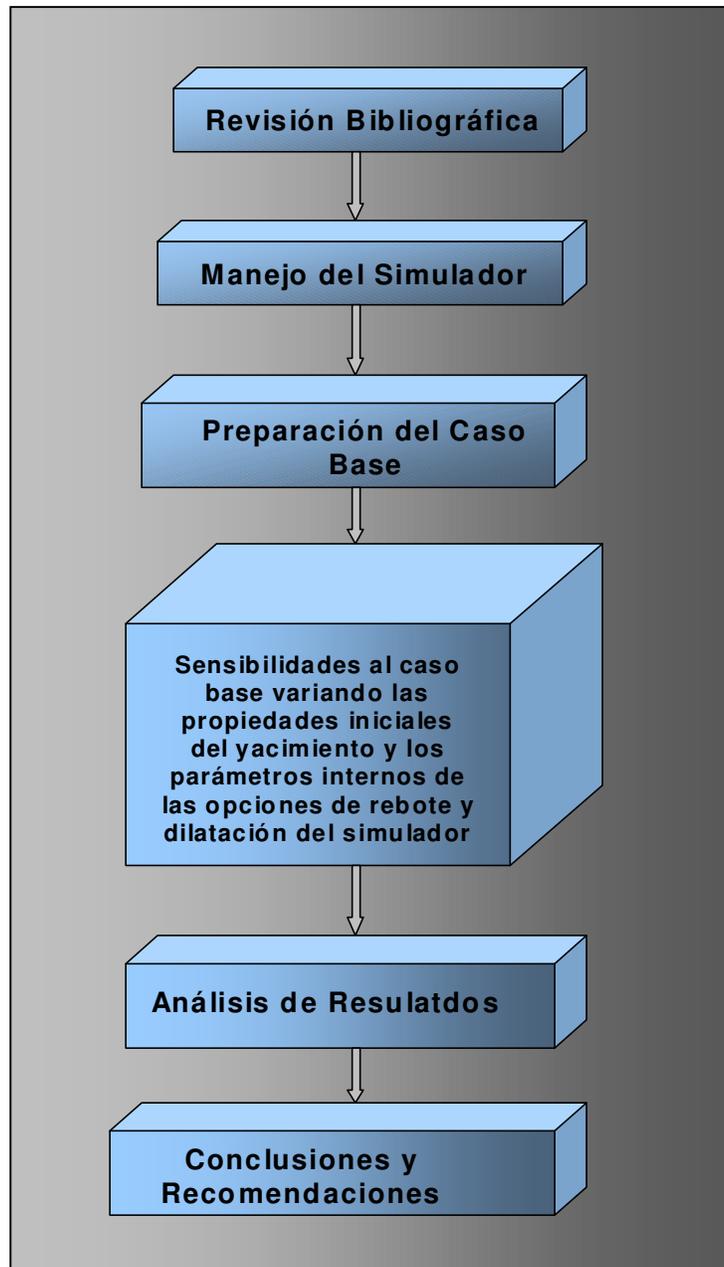
Cuando hay compactación hay una reducción del área transversal de flujo, además de una variación de la porosidad que influye en la permeabilidad, estos dos factores afectan la transmisibilidad entre las celdas.

La opción por defecto de los multiplicadores de transmisibilidad es 1, es decir no hay cambio de transmisibilidad entre las celdas. Estas palabras clave pueden ser utilizadas tanto en la sección de descripción del yacimiento como en la sección de datos recurrentes.

**CAPÍTULO III**  
**METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN..**

**III. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.**

Con la finalidad de llevar a cabo los objetivos propuestos para el estudio y evaluación de la simulación numérica de la compactación de yacimientos por medio del simulador de procesos avanzados STARS, se empleó la metodología indicada en la figura 3.1.



**Figura 3.1.- Esquema de la Metodología seguida.**

### **3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.**

Para poder entender y comprender el fenómeno de compactación de yacimientos, los factores que podían incidir y los posibles resultados que se esperan obtener fue necesario acudir a los “papers” de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), al Centro de Información Técnica (CIT) de INTEVEP, a la Biblioteca Central de la Universidad Central de Venezuela, a las páginas de internet y al Banco del Libro de la escuela de Ingeniería de Petróleo. Todas las fuentes anteriormente mencionadas nos permitieron recopilar una gran cantidad de información relacionada con la compactación de yacimientos y sus posibles efectos.

### **3.2 MANEJO DEL SIMULADOR “STARS”**

Mediante el manual del simulador STARS proporcionado por CMG a sus usuarios, se logró tener una buena introducción sobre el manejo de dicho simulador en cada una de sus opciones, permitiendo de esta manera obtener una base teórica como guía durante el inicio de la simulación.

Posteriormente, una vez pasada la primera fase, pudimos conocer el “Model Builder”, el cual es la plataforma sobre la que se realizará nuestro trabajo y para ello se empleó un ejemplo del mismo simulador. Ver figura 3.2.

Además, para poder corregir cualquier error que se hubiese podido cometer por falta de adiestramiento, profesores de la UCV y personal de la CMG brindaron muy amablemente sus conocimientos sobre el manejo del simulador STARS.

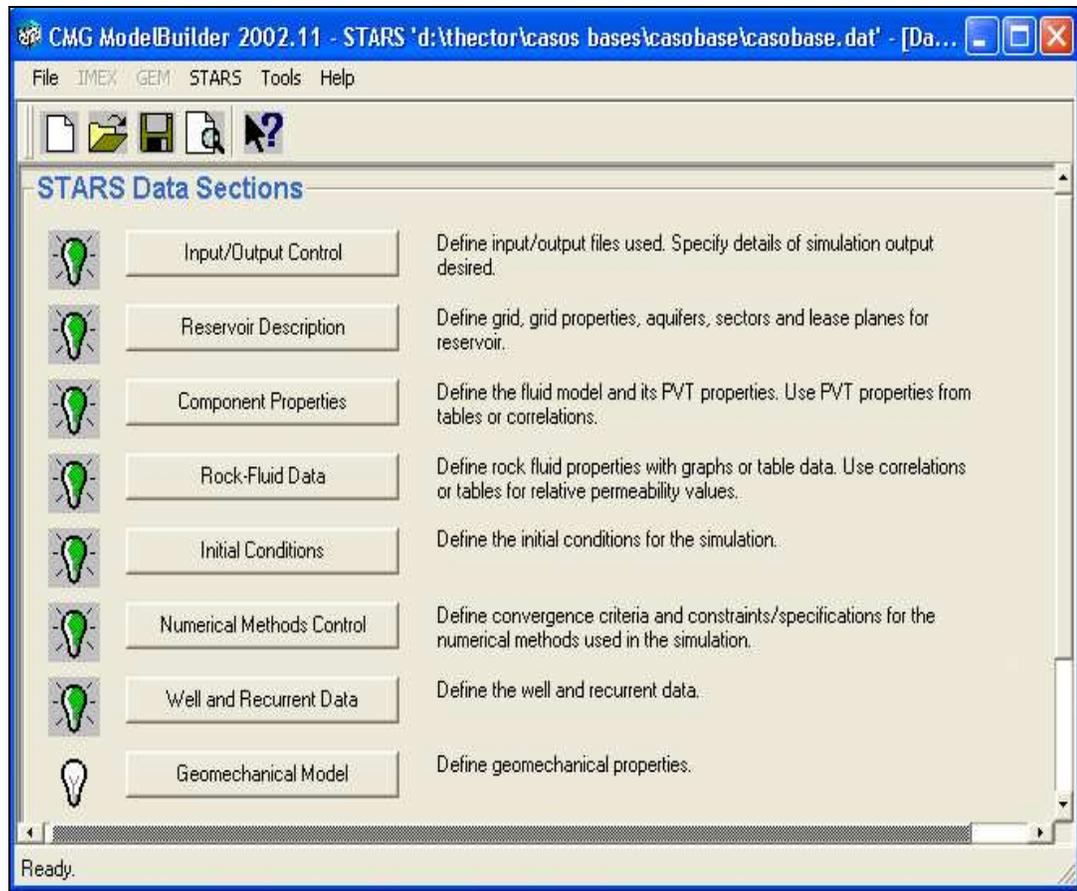


Figura 3.2 Plataforma empleada por el simulador STARS.

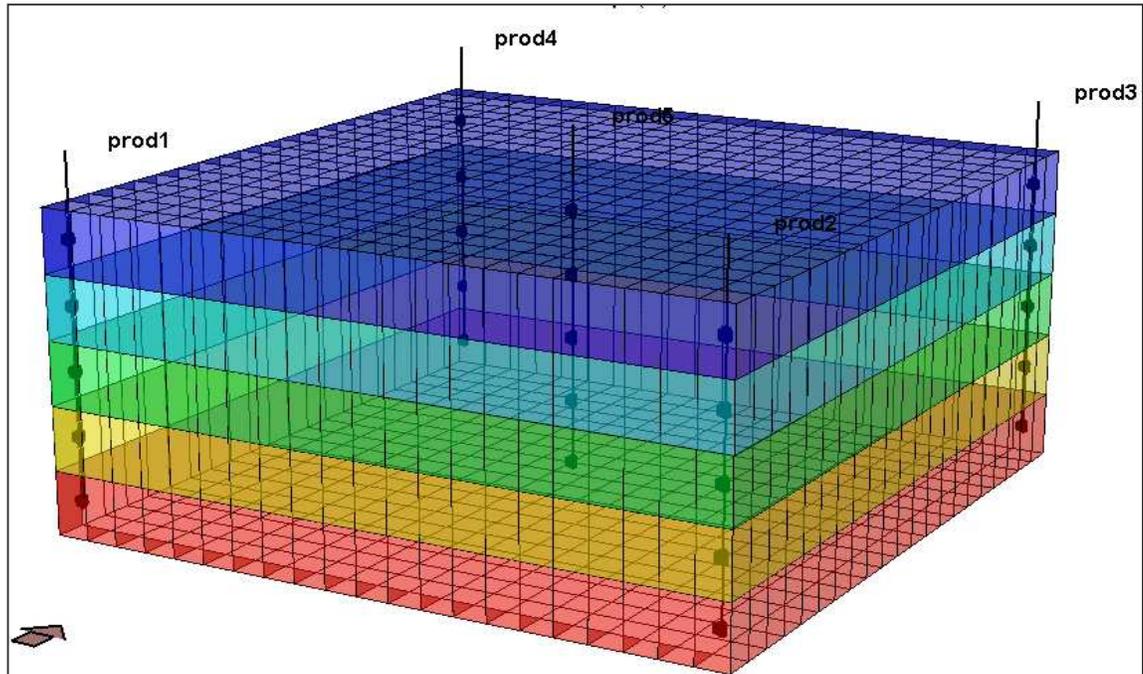
### 3.3 CASO BASE.

Inicialmente se tomó de la base de datos del simulador STARS un yacimiento compuesto por 5\*5\*3 bloques en dirección x,y,z respectivamente, el mismo que tenía activa la opción de compactación/rebote y sobre el cual basamos nuestro caso base siguiendo algunas modificaciones para así conseguir las características más apropiadas a fin de llevar a cabo nuestro estudio.

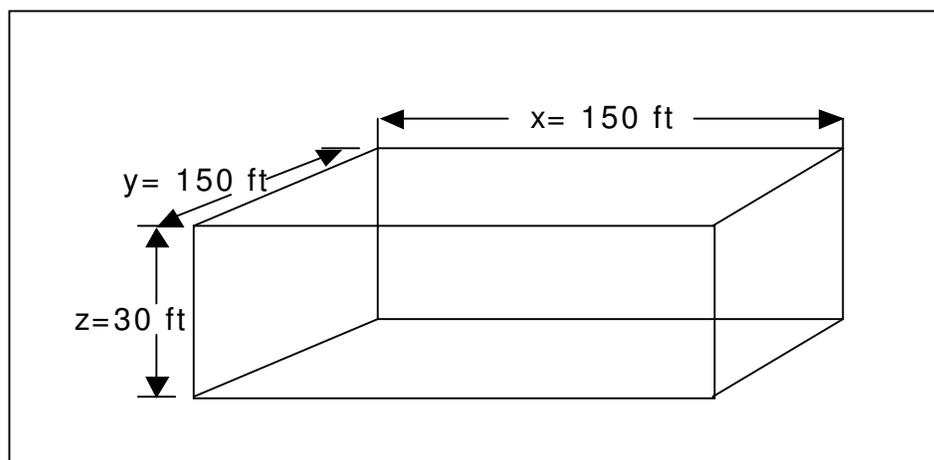
#### 3.3.1 Descripción del caso base.

El caso de simulación utilizado es una modificación del ejemplo ofrecido por la base de datos de simulador composicional STARS, descrito anteriormente. Se trata de un yacimiento con las siguientes dimensiones: una malla de 21 bloques

en dirección x, 21 bloques en dirección y, y 5 bloques en dirección z. Todos los bloques tienen dimensiones de 150 ft, 150 ft y 30 ft, como puede observarse en las figuras 3.3 y 3.4.



**Figura 3.3** Malla del caso base a estudiar.



**Figura 3.4** Dimensiones de las celdas del mallado usado en el estudio.

**3.3.2 Condiciones iniciales del yacimiento.**

Las condiciones que inicialmente presenta el yacimiento se muestran en la tabla 3.1:

**Tabla 3.1- Condiciones Iniciales del yacimiento.**

Presión	1110 lpc
Temperatura	200 ° F
Profundidad del yacimiento	1100 Pies
Saturación de petróleo	79,7%
Saturación de agua	20,3%

Este yacimiento no presenta capa gas en el inicio de su producción y el volumen de los fluidos inicialmente en sitio a condiciones estándar se puede observar en la tabla 3.2.

**Tabla 3.2- Fluidos iniciales en sitio.**

Agua originalmente en sitio	15,097 MMBN
Petróleo originalmente en sitio	58,501 MMBN
Gas originalmente en sitio	3,7732 MMMPCN

**3.3.3 Propiedades petrofísicas.**

El yacimiento seleccionado es horizontalmente isotrópico con una permeabilidad de 6000 mD y de 4800 mD en la dirección Z y una porosidad para todo el yacimiento de 29%. Otro aspecto de singular importancia para nuestro estudio es la compresibilidad efectiva de la formación cuyo valor es  $120E-6 \text{ lpc}^{-1}$ . Otras propiedades del yacimiento son presentadas en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3- Propiedades del yacimiento.**

Área	227,7 acres
Espesor	150 pies
Volumen bruto	265,095 MMbbls
Volumen poroso	76,876 MMbbls

**3.3.4 Propiedades de los fluidos.**

En el yacimiento se encuentran presente tres fluidos como son: agua connata, petróleo y gas en solución. Inicialmente la viscosidad del petróleo muerto es 6500 cP @ 200 F con una viscosidad del gas de 0.0128 cP @ 200 F, conveniente para nuestro estudio, ya que es sabido que en los yacimientos de crudo pesado es en donde mayormente se presenta el fenómeno de compactación. Otras características de los fluidos son presentadas en la tabla 3.4 a continuación:

**Tabla 3.4- Propiedades de los fluidos.**

Gravedad API del petróleo	18,7
Viscosidad inicial del petróleo (con su gas en solución)	688 cP
Gravedad específica del gas	0.64
Presión de burbujeo	800 lpc

**3.3.5 Descripción de los pozos.**

El yacimiento presenta 5 pozos, de los cuales 4 pozos son productores y 1 pozo inyector/productor de agua/petróleo. Cabe destacar que los pozos están completados en todas las capas del yacimiento. Un resumen de las características de los pozos se muestra en la tabla 3.5.

**Tabla 3.5- Características de los pozos.**

Características	Pozos productores	Pozo inyector
Tasa máxima de producción de petróleo	300 BN/D	-----
Tasa máxima de inyección de agua	-----	450 BN/D
Daño del pozo	Sin daño	Sin daño
Máxima presión de fondo fluyente	-----	2000 lpc
Mínima presión de fondo fluyente	165 lpc	-----
Temperatura de inyección	-----	123 <sup>a</sup> F

El tiempo de producción del sistema es de 15 años (se tomó como fecha de referencia el 1 de Enero del año 2000 hasta el 1 de Enero del año 2015) para así asegurar una caída de presión en todas las celdas que comprenden el sistema. El yacimiento produce por agotamiento natural desde el comienzo de la simulación hasta enero del año 2004, momento en el que comienza uno de los tres ciclos de inyección de agua a los que es sometido el yacimiento. Dichos ciclos de inyección tienen una duración de un año y existe un período donde no se inyecta de tres años entre cada ciclo.

### **3.4 CASO COMPACTACIÓN/REBOTE**

En este caso se activaron las palabras clave incluidas dentro de la opción “Compaction/Rebound” tales como: \*CRP, \*PPLASTIC, \*PERMULI, \*PERMULJ, \*PERMULK, con la finalidad de determinar la influencia de este fenómeno en la compactación del yacimiento y en su respectiva producción. La activación de esta opción se realizó mediante el “Model Builder” del simulador en el momento en que se introdujeron los valores de la compresibilidad de la roca para la compactación plástica (\*CRP) y la presión a la que comienza la compactación (\*PPLASTIC) conjuntamente con los multiplicadores de permeabilidad \*PERMULI, \*PERMULJ, \*PERMULK, como se puede observar en la tabla 3.6.

**Tabla 3.6- Valores tomados para la activación de la opción de rebote/compactación.**

Compresibilidad de la roca para compactación plástica	$1100E-6 \text{ lpc}^{-1}$
Presión de inicio de compactación plástica	1070 lpc
Multiplicadores de permeabilidad (dirección X y Y)	4,5
Multiplicadores de permeabilidad (dirección Z)	2,25

Los multiplicadores de permeabilidad empleados fueron tomados con el fin de reproducir el hecho de que la permeabilidad varía en una mayor grado que la porosidad.

### **3.5 CASO DILATACIÓN/RECOMPACTACIÓN**

Con el objeto de reproducir satisfactoriamente el modelo de dilatación y recompactación de un yacimiento que es sometido a un proceso de inyección de fluidos, se realizaron modificaciones al caso base descrito al comienzo de esta sección. Dichas modificaciones son las siguientes:

- La simulación comienza en enero del año 2004, momento en el que comienza el primer ciclo de inyección
- Tal como el caso base, el yacimiento está sometido a tres ciclos de inyección de agua, sin embargo las tasas de inyección no son constantes como en dicho caso; estas tasas varían tal como se muestran en la tabla 3.7. Dichas tasas se modificaron para obtener el mismo rango de presión final en las celdas después de la inyección, hecho que nos permite la reproducción del modelo de dilatación y recompactación

**Tabla 3.7- Tasas de inyección de agua.**

Ciclo	Tasa de inyección (bbl)
1	900
2	1900
3	3000

- Se activa la palabra clave \*DILATION que nos ofrece el STARS para modelar el fenómeno de dilatación y recompactación de un yacimiento, así como todas sus subpalabras.
- Se asignan valores a todos las subpalabras de la opción, tal como se presentan en la tabla 3.8.

**Tabla 3.8- Valores tomados para la activación de la opción de dilatación/recompactación.**

Presión de referencia	1110 lpc
Presión de inicio de la dilatación	1150 lpc
Presión de inicio de la recompactación	950 lpc
Compresibilidad de la dilatación de la roca	700 E-6lpc <sup>-1</sup>
Fracción de dilatación residual	0,1
Máximo aumento proporcional de la porosidad	30%

Cabe destacar que este caso no podrá ser comparado con el caso base puesto que las condiciones para establecer las diferencias no son las mismas. Para poder realizar un análisis coherente se corrió el mismo caso dilatación/recompactación con la variante de que no se activó la opción dilatación/recompactación, el cual ahora será el nuevo caso base para esta parte del estudio.

**3.6 SENSIBILIDADES.**

Una vez completado el caso base, el caso de compactación y rebote y el caso dilatación y recompactación, se procedió a hacer una serie de cambios en algunas propiedades del yacimiento y en los parámetros internos de las opciones de compactación y rebote (EPCOMPACT) y dilatación y recompactación (DILATION) que se encuentran presentes en el simulador, así como de otros factores que teóricamente afectan la simulación de la compactación de yacimientos, con el fin de precisar la respuesta del simulador ante estos cambios.

Las sensibilidades que se llevaron a cabo fueron hechas al caso base, al caso de compactación/rebote y al caso de dilatación/recompactación y se compendian en las tablas 3.9, 3.10 y 3.11.

**Tabla 3.9- Sensibilidades al caso base.**

SENSIBILIDAD	DESCRPCIÓN DEL CASO
Comparación entre el caso base y caso de compactación y rebote	Caso base
	Caso compactación y rebote
Variación de la compresibilidad de la roca	Se modifica la compresibilidad de la roca a $15E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $30E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $60E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $80 E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $240E-6 \text{ lpc}^{-1}$
Variación de la porosidad de la roca	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,15
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,20
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,25
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,35

	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,40
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,45
Variando la permeabilidad de la roca	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 1000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 2000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 4000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 7000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 8000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 10000 mD
Variando la transmisibilidad entre las celdas	Se varía la transmisibilidad mediante los Multiplicadores de permeabilidad (PERMUL)
	Se varía la transmisibilidad por medio de una tabla de permeabilidades (PERMTAB)
	Se varía la transmisibilidad por medio de una tabla logarítmica de permeabilidades (PERMTABLOG)
	Se varía la transmisibilidad por medio de formulación de Carman-Kozeny
	Se varía la transmisibilidad por medio de los multiplicadores de transmisibilidad (TRANSI y TRANSJ)

**Tabla 3.10- Sensibilidades al caso compactación/rebote.**

Variando la compresibilidad de la roca	Se modifica la compresibilidad de la roca a $15E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $30E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $60E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $80 E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $240E-6 \text{ lpc}^{-1}$
Variando la porosidad de la roca	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,15
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,20
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,25
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,35
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,40

	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,45
Variando la permeabilidad del yacimiento	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 1000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 2000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 4000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 7000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 8000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 10000 mD
Variando la compresibilidad de la roca para la compactación plástica	Se modifica la compresibilidad de la roca para la compactación plástica a $80E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca para la compactación plástica a $100E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca para la compactación plástica a $400E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca para la compactación plástica a $600E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca para la compactación plástica a $800 E-6 \text{ lpc}^{-1}$
Variando la presión crítica a la cual comienza la compactación	Se modifica la presión crítica a la cual comienza la compactación a 750 lpc
	Se modifica la presión crítica a la cual comienza la compactación a 950 lpc
	Se modifica la presión crítica a la cual comienza la compactación a 1110 lpc
	Se modifica la presión crítica a la cual comienza la compactación a 1150 lpc

**Tabla 3.11- Sensibilidades al caso recompactación/dilatación.**

Variación de la compresibilidad de la roca	Se modifica la compresibilidad de la roca a $15E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $30E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $60E-6 \text{ lpc}^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la roca a $80 E-6 \text{ lpc}^{-1}$

	Se modifica la compresibilidad de la roca a $240E-6lpc^{-1}$
Variación de la porosidad inicial de la roca	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,15
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,20
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,25
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,35
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,40
	Se modifica la porosidad del yacimiento a 0,45
Variando la permeabilidad de la roca	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 1000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 2000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 4000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 7000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 8000 mD
	Se modifica la permeabilidad del yacimiento a 10000 mD
Variando la compresibilidad de la dilatación de roca	Se modifica la compresibilidad de la dilatación a de la roca a $20e-6 lpc^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la dilatación a de la roca a $400e-6 lpc^{-1}$
	Se modifica la compresibilidad de la dilatación a de la roca a $1200e-6 lpc^{-1}$
Variando la presión de inicio de la dilatación y presión de inicio de recompactación (Pdila Y Ppact)	Ambas por encima de la presión inicial de yacimiento; presión de dilatación a 1250 y la presión de recompactación a 1150
	Ambas por debajo de la presión inicial del yacimiento; presión de dilatación a 1000 y la presión de recompactación a 850
	Presión de dilatación a 1110, igual a la presión inicial del yacimiento y la presión de recompactación a 950 por debajo de la misma

	Presión de dilatación a 1250, por encima de la presión inicial del yacimiento y la presión de recompactación a 1110 igual a la misma
Variando la fracción de dilatación residual en el caso dilatación y recompactación	Se modifica la fracción de dilatación residual a 0
	Se modifica la fracción de dilatación residual a 0,5
	Se modifica la fracción de dilatación residual a 1

**CAPÍTULO IV**  
**PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE**  
**RESULTADOS.**

### **IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

En esta sección se analizan una serie de casos en los se varían los parámetros que afectan la compactación de yacimientos, tal como fue descrito en la sección anterior.

#### **4.1.- Comparación del Caso base con el caso de compactación/rebote.**

En esta sensibilidad se pretende establecer una comparación general sobre el impacto que tiene en las predicciones realizadas por el simulador el hecho de no tomar en cuenta el fenómeno de compactación y rebote del yacimiento en un proceso de inyección de fluidos que fue descrito en el Capítulo I de este informe.

En primer lugar se presenta una breve descripción de los casos que se van a comparar: primero, el caso base en el que no se toman en cuenta las opciones especiales de compactación ni la variación de permeabilidad como consecuencia de la reducción de la porosidad; y segundo, el caso de compactación /rebote donde se activan las opciones que permiten al simulador pronosticar los efectos que tiene sobre el yacimiento el fenómeno de compactación y posterior rebote de éste cuando es sometido a un proceso de inyección de fluidos, como fue definido con anterioridad.

A continuación se presenta en la figura 4.1 la variación de la compactación con respecto a la presión en una de las celdas donde está completado el pozo productor/inyector, en la que se puede observar de manera más detallada la diferencia entre los casos.

La línea roja representa la compactación del caso base para una compresibilidad de  $120e-6 \text{ lpc}^{-1}$ . Como se puede observar el yacimiento se

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

compacta sin seguir ningún modelo especial y es gobernado únicamente por la compresibilidad del yacimiento; en cambio la línea azul, que representa la compactación con respecto a la presión en el caso de compactación/rebote, sigue un patrón muy específico, el mismo que fue descrito en el Capítulo 1 (fig 1.9).

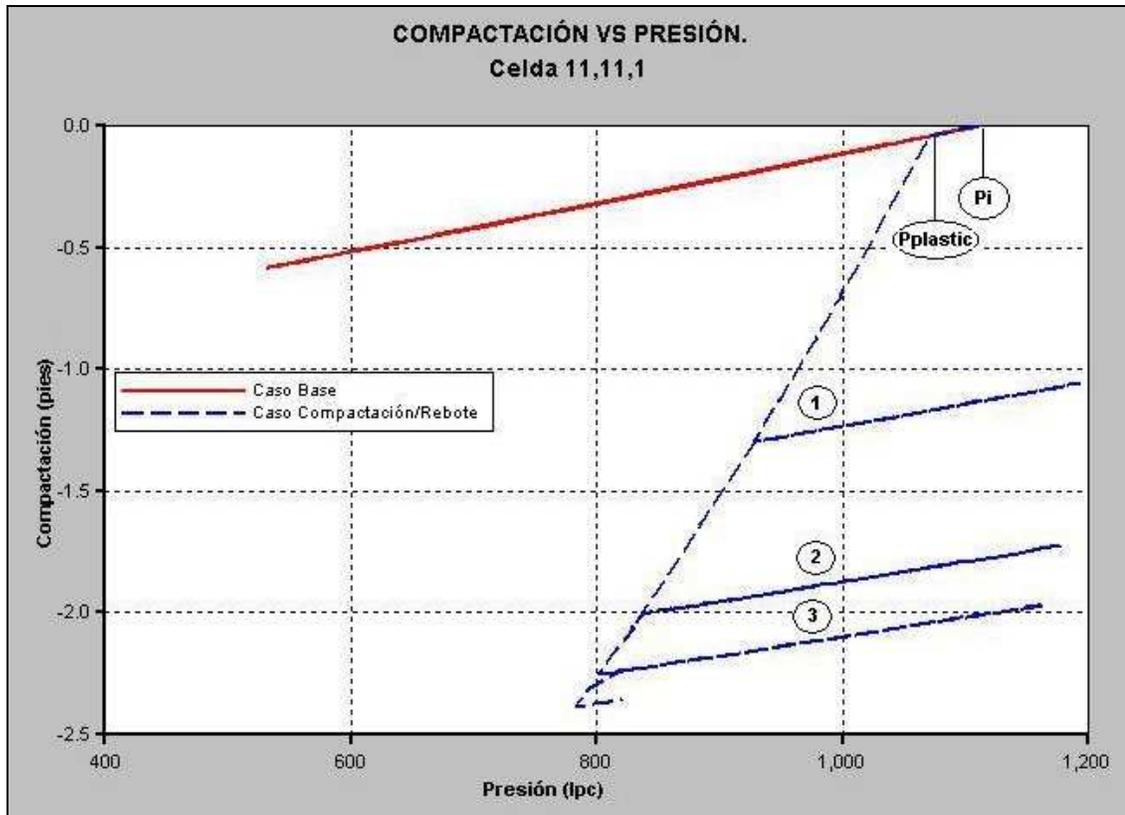


Figura 4.1.- Variación de la compactación con respecto a la presión.

A medida que disminuye la presión del yacimiento, éste se va compactando gobernado por la compresibilidad del yacimiento siguiendo un comportamiento elástico; luego al alcanzar la presión de inicio de compactación (\*PPLASTIC) comienza el proceso de compactación plástica regido por la compresibilidad para la compactación plástica (\*CPR) representado por la línea azul segmentada. Cuando aumenta la presión debido a la inyección de fluidos (1), la compactación no sigue la línea segmentada debido a que este proceso es inelástico, es decir, que el yacimiento no puede volver a su forma original,

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

comportamiento conocido como histéresis. Cuando cesa la inyección de fluidos, la presión comienza a declinar nuevamente y la compactación vuelve a su comportamiento elástico hasta encontrarse con la línea de compactación plástica en donde nuevamente adquiere un comportamiento inelástico. Este proceso se repite en los dos ciclos de inyección restantes (2 y 3) y en cualquier aumento de presión.

Tanto la porosidad como la permeabilidad en el caso compactación/rebote manifiestan un comportamiento similar al mencionado anteriormente. En el caso base la porosidad también varía como fue descrito, aunque la permeabilidad en el yacimiento permanece constante.

La incidencia de los procesos explicados previamente sobre la producción es mostrada en la figura 4.2, que presenta los resultados correspondientes a la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro asociado a cada uno de los casos.

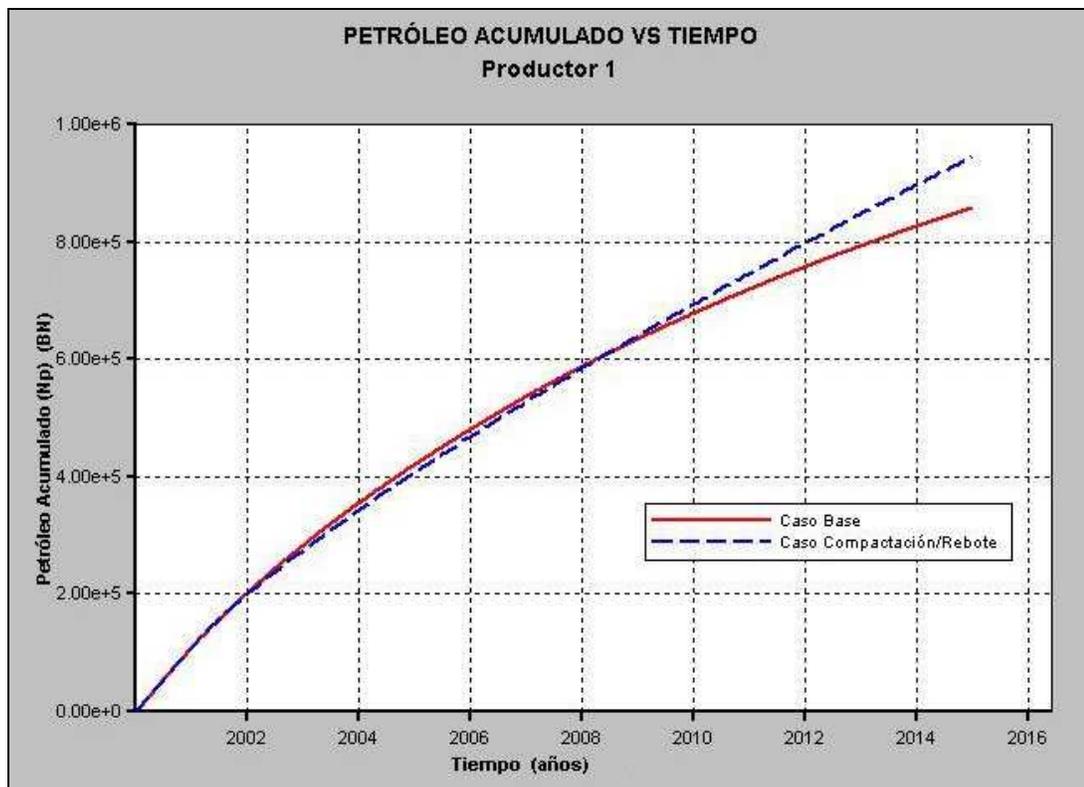


Figura 4.2.- Producción acumulada con respecto al tiempo.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Tal como se observa en la figura 4.2, la producción acumulada para el caso base (caso que no toma en cuenta el fenómeno de compactación/rebote) es de 4,5MMBN, que corresponde a un factor de recobro 7,69 %, y la producción acumulada para el caso de rebote es de 5,0MMBN, que equivalen a un factor de recobro de 8,54 %, al final de la simulación en el año 2015.

Aparentemente la diferencia entre los factores de recobro no es significativa, sin embargo al analizar la presión promedio del yacimiento en la figura 4.3 se aprecia que el caso base ha agotado mucha más energía que el caso de compactación/rebote; además también se puede observar que la pendiente de declinación de presión en el caso base es mucho mayor que el caso de compactación/rebote por lo que se infiere que para una presión de abandono menor la diferencia de los recobros será mayor. Este menor agotamiento correspondiente al caso de compactación/rebote se debe a que en este caso sí se toma en cuenta el mecanismo de empuje que suministra el fenómeno de compactación y rebote del yacimiento, situación que no sucede en el caso base.

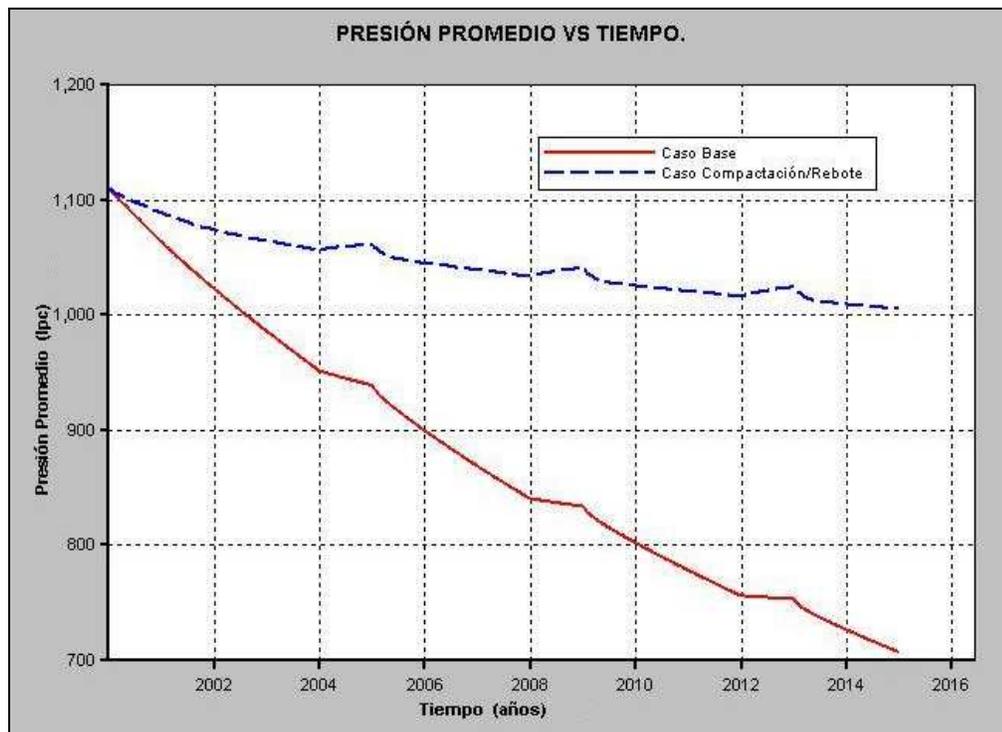


Figura 4.3.- Presión promedio vs. tiempo.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Por último se presenta la figura 4.4 de compactación promedio del yacimiento en función del tiempo, donde se puede observar que las predicciones de compactación hechas por el simulador, que bajo ciertas condiciones podrían crear subsidencia en la superficie, son mayores para el caso de compactación/rebote.

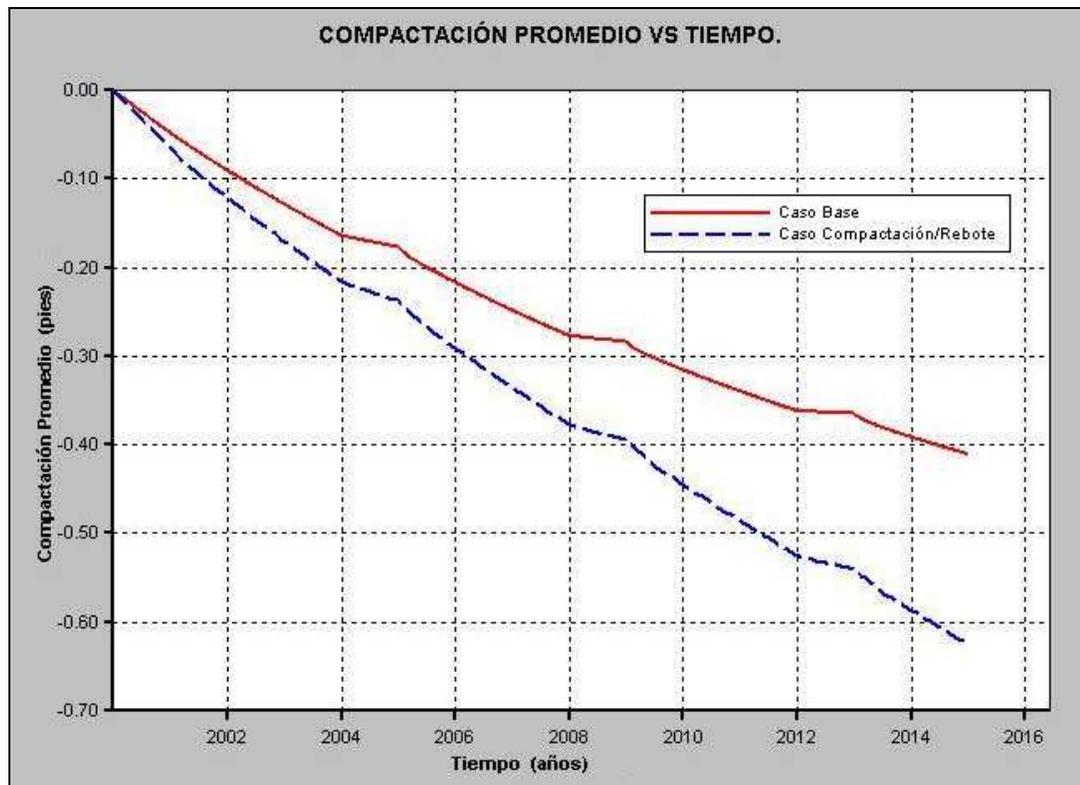


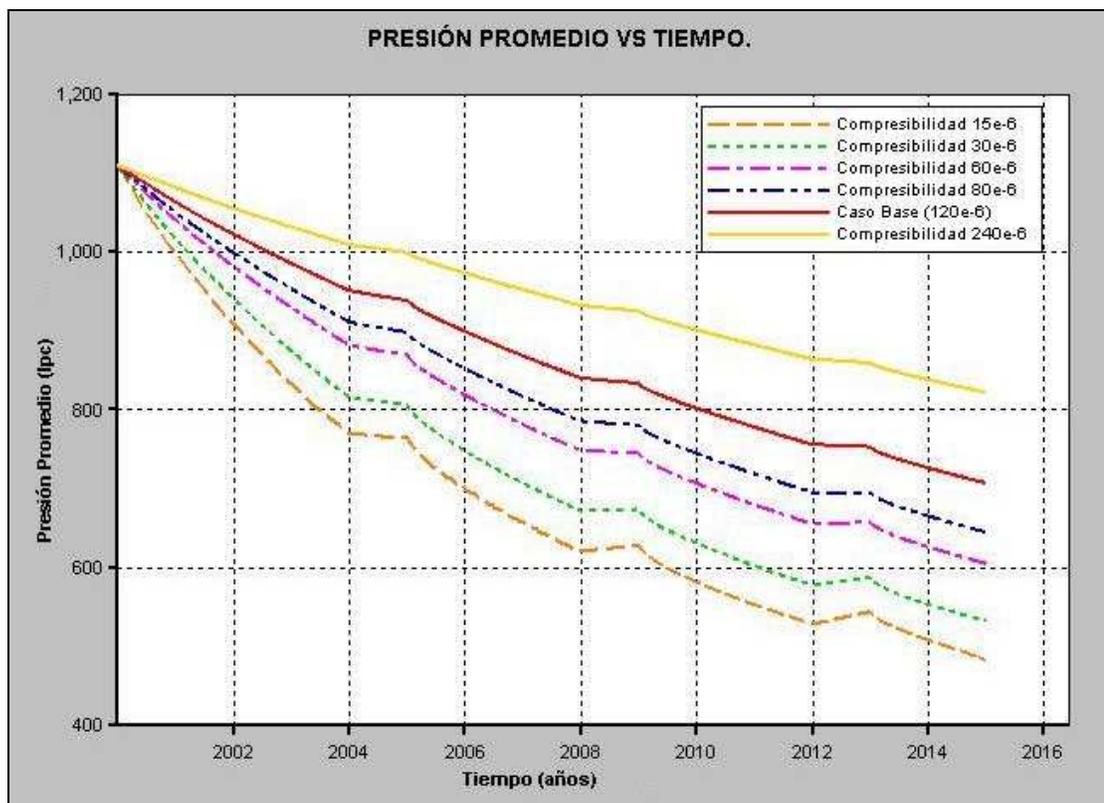
Figura 4.4.- Compactación promedio vs. tiempo.

### 4.2.- Comparación del Caso base y caso compactación/rebote variando la compresibilidad del yacimiento.

Este estudio se realiza con la finalidad de determinar la influencia que tienen las diferentes compresibilidades de la roca, que pueden ser introducidas al simulador sobre el fenómeno de compactación del yacimiento y en la predicción de la producción para el año 2015, para los casos de compactación/rebote y para el caso base.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Como puede observarse en la figura 4.5, correspondiente al caso base, a medida que la compresibilidad disminuye existe un mayor decaimiento de la presión debido a que la compresibilidad no tiene un gran impacto como mecanismo de producción; por otro lado el aumento en los valores de compresibilidad incrementa la producción, lo que significa que la compactación del yacimiento está influyendo sobre la producción como un mecanismo adicional de expulsión de fluidos que permite conservar por más tiempo la energía que el yacimiento es capaz de proporcionar por sí mismo, es decir, para compresibilidades pequeñas el principal mecanismo de producción será el agotamiento por gas en solución y a medida que las compresibilidades aumenta el grado de influencia de la compactación del yacimiento sobre la producción tendrá mayor relevancia.



**Figura 4.5.- Presión promedio vs. tiempo para el caso base y sus respectivas variaciones en la compresibilidad.**

Si tomamos la figura 4.6 donde se presenta el recobro en función de la compresibilidad del yacimiento para el caso base, y trazamos dos rectas

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

tangentes a la curva, una para compresibilidades menores a la del caso base ( $120E-6 \text{ lpc}^{-1}$ ) y otra para compresibilidades mayores, obtendremos dos comportamientos bien diferenciados.

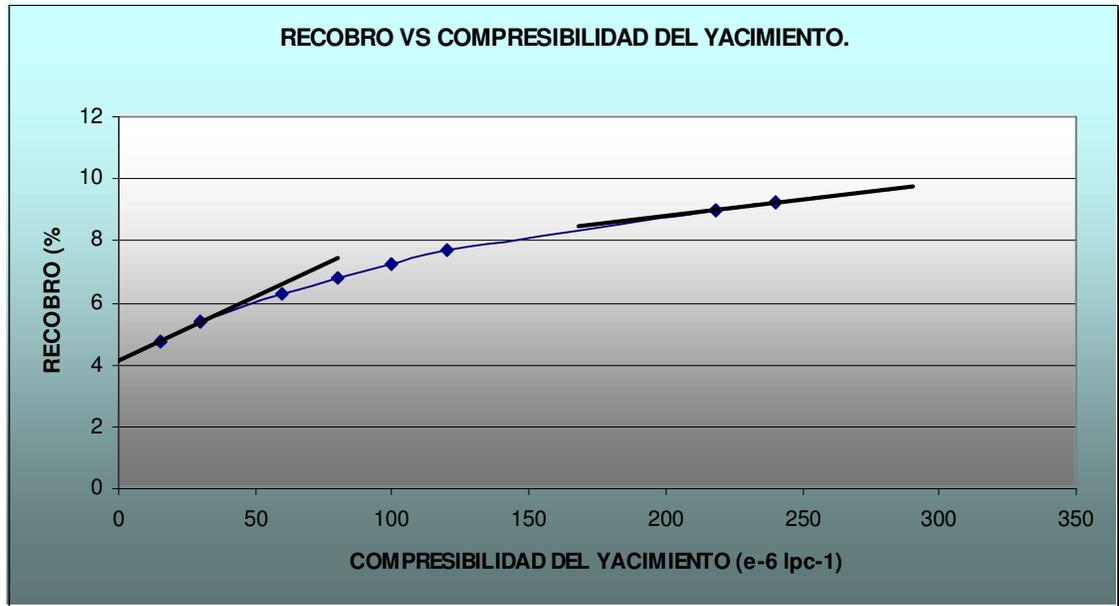


Figura 4.6.- Variación del recobro vs. la compresibilidad del yacimiento para el caso base.

La recta tangente correspondiente a pequeños valores de compresibilidad tiene una pendiente mayor como consecuencia del fuerte impacto que tiene sobre el recobro del yacimiento el cambio de compresibilidad en éste. Para valores por encima de la compresibilidad del caso base la pendiente de la recta tangente a la curva es menor, lo que origina que los cambios en el rango de compresibilidad tengan un menor efecto sobre el recobro del yacimiento. Este comportamiento es debido a que la relación que hay entre la compresibilidad y la variación de la porosidad no es lineal sino que tiene un comportamiento exponencial, y como bien se sabe la disminución del volumen de poros en el yacimiento es el factor determinante en el mecanismo de empuje por compactación.

En la figura 4.7 se aprecia de una forma clara la disminución del volumen de la formación a través de las diferentes compresibilidades estudiadas. Se destaca así, que a medida que aumenta la compresibilidad del yacimiento habrá una

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

mayor disminución del volumen poroso; lo que traerá como consecuencia una disminución del volumen de la formación productora que conlleva a una mayor compactación.

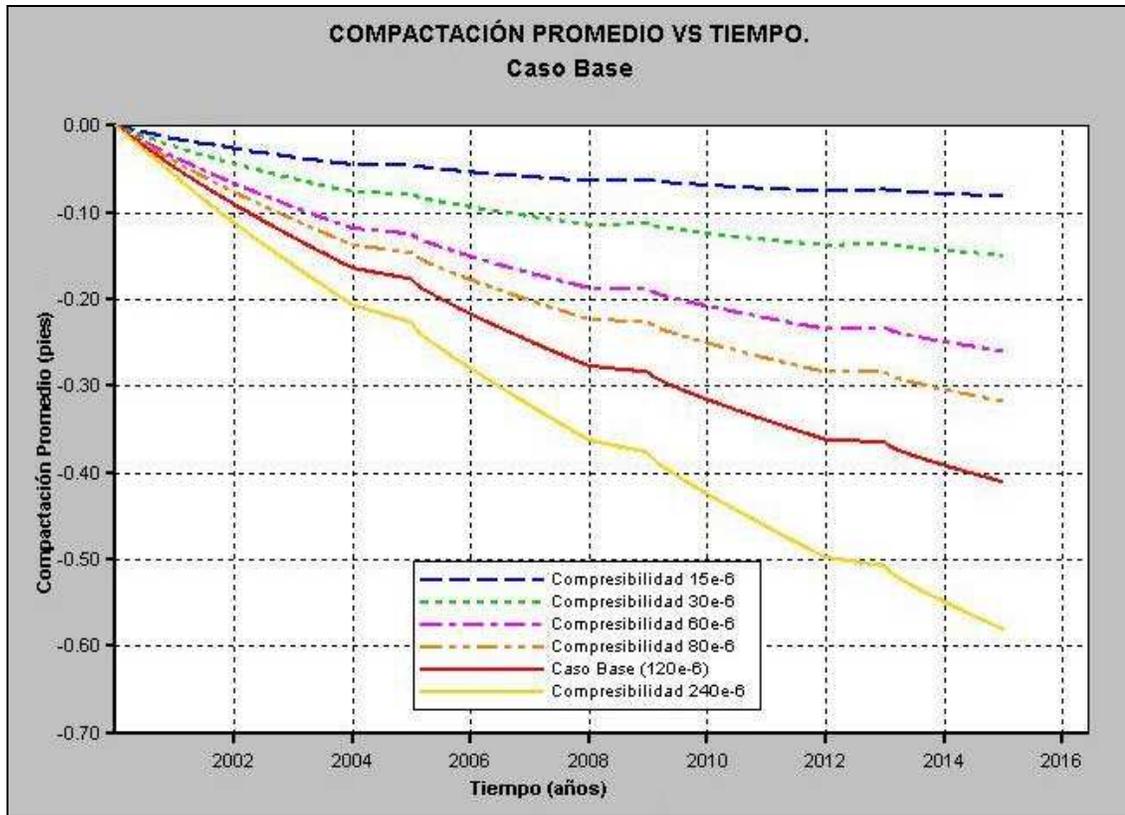


Figura 4.7.- Compactación promedio del yacimiento vs. tiempo para el caso base y sus diferentes sensibilidades variando la compresibilidad del yacimiento.

Con respecto a la influencia de la compresibilidad del yacimiento en el caso compactación/rebote se destaca que esta compresibilidad no tiene gran importancia en el recobro del yacimiento, lo cual se atribuye a que esta compresibilidad es utilizada por el simulador por un pequeño lapso de tiempo. Hay que recordar que la diferencia entre la presión inicial del yacimiento (1110 lpc) y la presión de inicio de compactación (1070 lpc) es de 40 lpc, lo que no permite que la compresibilidad del yacimiento tenga una gran influencia en el recobro debido a que gran parte de la simulación es gobernada por la compresibilidad para la compactación plástica.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El hecho de que el recobro sea similar para los casos en los que varía la compresibilidad indica que el agotamiento también lo será y por ende la compactación promedio del yacimiento perseguirá la misma tendencia.

Con la finalidad de exponer el comportamiento del fenómeno de rebote a diferentes compresibilidades se presenta la figura 4.8 de compactación en función de la presión en una de las celdas en donde el fenómeno puede ser apreciado más claramente, para la compresibilidad empleada en el caso compactación/rebote ( $120\text{E-}6 \text{ lpc}^{-1}$ ) y una compresibilidad mayor ( $240\text{E-}6 \text{ lpc}^{-1}$ ). En esta figura se puede observar que el rebote se comporta tal como fue explicado en el Capítulo I. Sin embargo hay una pequeña diferencia entre los dos comportamientos. La línea 1 correspondiente a compresibilidad  $120\text{E-}6 \text{ lpc}^{-1}$  tiene una menor pendiente con respecto a la línea 2 correspondiente a la compresibilidad de  $240\text{E-}6 \text{ lpc}^{-1}$  debido a que a menores compresibilidades, menores compactaciones manteniéndose la parte plástica con un comportamiento similar ya que la compresibilidad para la compactación plástica se mantiene constante.

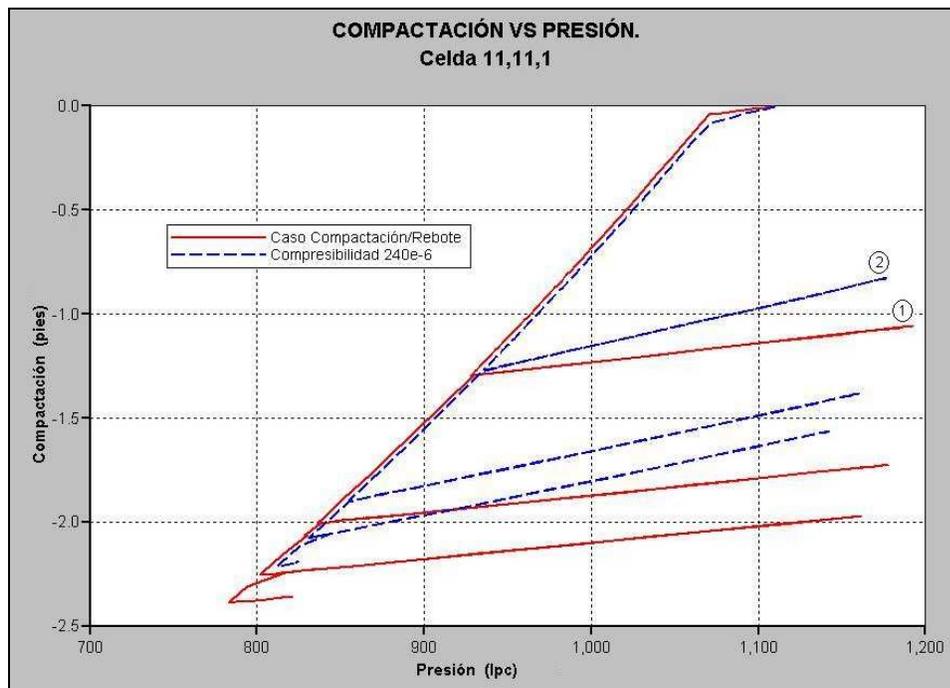


Figura 4.8.- Compactación de la celda 11,11,1 vs. presión comparando el caso rebote y su sensibilidad con una compresibilidad de  $240 \text{ e-}6 \text{ lpc}^{-1}$ .

### 4.3- Comparación del caso base y caso compactación/rebote variando permeabilidades.

Esta sensibilidad tiene por objeto determinar la incidencia que tiene sobre la compactación del yacimiento la permeabilidad del mismo, debido a su influencia en el recobro y el estado de agotamiento del yacimiento, tanto en el caso base como en el caso compactación/rebote permitiendo establecer una comparación entre ambos.

En la figura 4.9 se presenta el recobro como función de la permeabilidad del yacimiento (en la dirección I) para el caso base, así como para el caso compactación/rebote en el que se pueden observar dos características principales. En primera instancia, se aprecia un incremento en el factor de recobro a medida que aumenta la permeabilidad del yacimiento, tal como se esperaba teóricamente. Esto es debido a un aumento de la movilidad del petróleo en el yacimiento. Por otra parte se aprecia que el impacto de la permeabilidad sobre el recobro en el caso rebote adquiere una mayor importancia para permeabilidades superiores a 4.000 mD mientras que para permeabilidades menores a este valor no hay diferencia entre el recobro que se obtiene en el caso base y en el caso rebote.

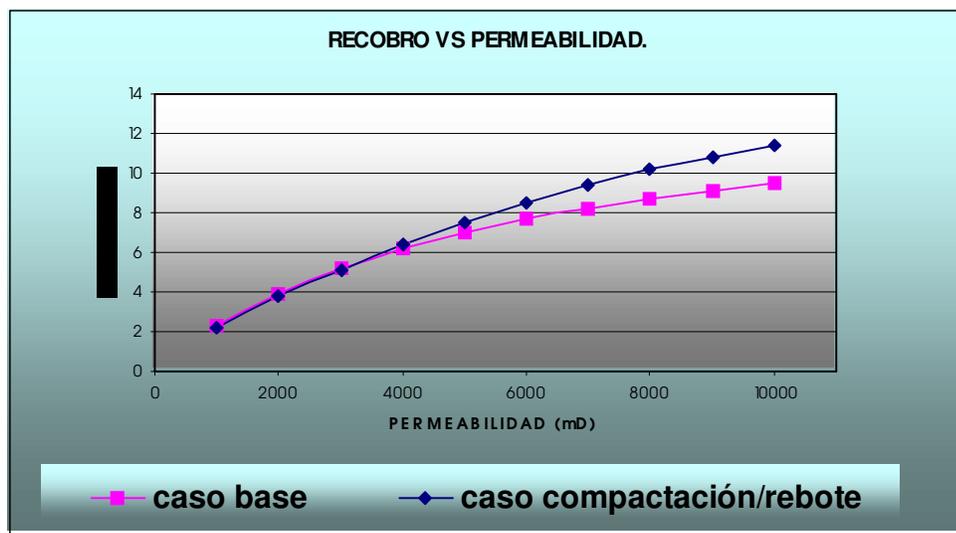


Figura 4.9.- Variación del recobro vs. permeabilidad para caso base y caso compactación/rebote.

## **CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

Sin embargo, en la tabla 4.1 se muestra que el estado de agotamiento del caso base es mayor que en el caso compactación/rebote. Esto indica que aunque para permeabilidades menores a 4000 mD el recobro es el mismo para ambos casos, es necesario simular el fenómeno de compactación y rebote del yacimiento pues éste tiene influencia sobre el grado agotamiento del mismo. Se debe recalcar que, independientemente de la permeabilidad que sea introducida al simulador, es de igual importancia modelar el fenómeno de compactación/rebote, puesto que no sólo afecta el estado de agotamiento del yacimiento sino que también las compactaciones obtenidas son más apreciables para el caso rebote que para el caso base.

**Tabla 4.1.- Comparación entre el caso base y caso rebote a diferentes permeabilidades.**

Permeabilidad (mD)	Recobro (%)		Presión promedio (lpc)		Compactación promedio (pies)	
	Caso Rebote	Caso Base	Caso Rebote	Caso Base	Caso Rebote	Caso Base
1.000	2,24	2,32	1.070	1.000	-0,1490	-0,1139
2.000	3,76	3,93	1.050	915	-0,2607	-0,2007
4.000	6,40	6,20	1.024	791	-0,4605	-0,3265
6.000	8,55	7,68	1.007	707	-6,6251	-0,4109
7.000	9,42	8,24	998	673	-0,6926	-0,4439
8.000	10,17	8,71	991	645	-0,7504	-0,4717
10.000	11,44	9,46	980	600	-0,8455	-0,5167

Una comparación entre el caso base y el caso compactación/rebote, para la compactación promedio del yacimiento como función de la permeabilidad del mismo, es presentado en la figura 4.10. En ésta se puede observar que la compactación promedio del yacimiento en general es mayor para el caso rebote que para el caso base. Esto ocurre porque el caso compactación/rebote toma la compactación como mecanismo de producción en un mayor grado que en el caso base. Por otra parte, se observa que para permeabilidades bajas las compactaciones en ambos casos son muy similares debido a que los factores de recobro son iguales y la compactación del yacimiento no es un mecanismo de expulsión de fluidos importante para ninguno de los dos casos, por lo que se

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

concluye que a medida que aumenta la permeabilidad existe una mayor compactación del yacimiento gracias a su mayor producción.

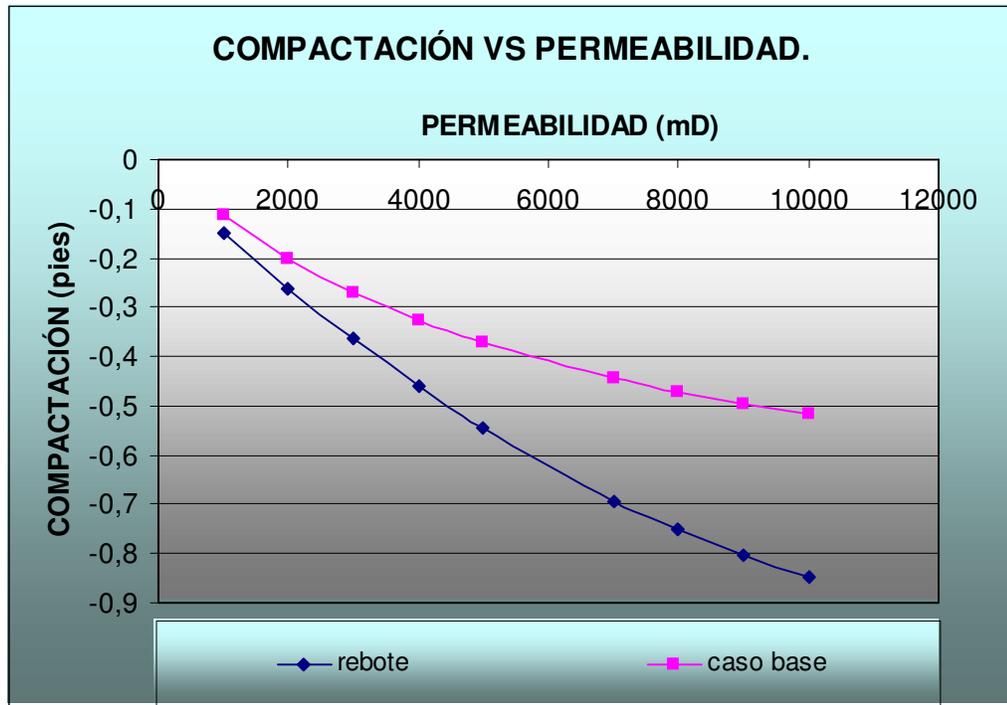


Figura 4.10.- Variación de la compactación vs. permeabilidad para el caso base y caso rebote.

### 4.4.- Comparación del Caso base y caso compactación/rebote variando porosidades.

Esta comparación se realiza con el objeto de determinar cómo afecta a la simulación de la compactación de yacimientos la porosidad inicial del mismo, tanto para la simulación convencional, sin seguir ningún modelo específico, como para el caso de la simulación del fenómeno de compactación/rebote.

En la figura 4.11 se tiene el comportamiento de las curvas de  $N_p$  en función de la porosidad obtenidas para el caso compactación/rebote. Como se puede ver, la producción para este caso va disminuyendo a medida que aumenta la porosidad, hecho que no se esperaba pues al haber mayor porosidad implicaría obtener mayores producciones debido a que hay mayor cantidad de petróleo en sitio.

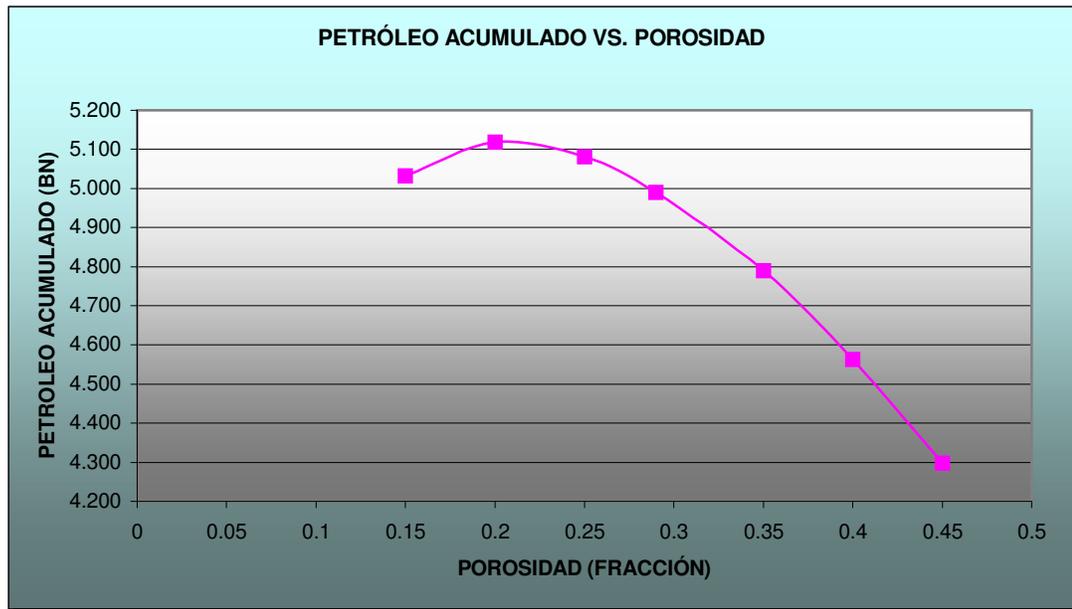


Figura 4.11.- Petróleo acumulado vs. porosidad para caso compactación/rebote.

Esta situación se presenta debido a varios factores:

- La permeabilidad inicial en el yacimiento se tomó igual a las diferentes porosidades, hecho que no ocurre en la naturaleza, pues hay una relación entre la porosidad y la permeabilidad, es decir a una roca muy porosa le corresponde una alta permeabilidad.
- La variación de la porosidad en el yacimiento, que incide sobre la permeabilidad, es muy grande como se puede ver en las tablas 4.2 y 4.3, debido a que esta variación está influenciada por el alto valor de compresibilidad plástica empleado ( $1100 \text{ E-6 lpc}^{-1}$ ) y en consecuencia las caídas de permeabilidad que afectan el flujo en el yacimiento son muy altas.
- Los multiplicadores de permeabilidad utilizados para modelar la variación de la permeabilidad con la porosidad se mantienen constantes y probablemente deberían cambiar a medida que se varía la porosidad.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Tabla 4.2.- Variación de porosidad y permeabilidad (celda 1,1,1)

Porosidad	Porosidad Final	Permeabilidad Final
0,15	0,087	4310
0,20	0,121	3855
0,25	0,157	3426
0,29	0,186	3102
0,35	0,232	2646
0,40	0,272	2295
0,45	0,314	1970

Tabla 4.3.- Variación de porosidad y permeabilidad (celda 11,11,1)

Porosidad	Porosidad Final	Permeabilidad Final
0,15	0,099	4570
0,20	0,140	4275
0,25	0,179	3920
0,29	0,211	3647
0,35	0,261	3239
0,40	0,303	2891
0,45	0,346	2556

Para el efecto de la variación de la permeabilidad se realizó una corrida en donde se mantuvo la permeabilidad constante y se observó que los valores de producción acumulada aumentaban a medida que aumentaba la porosidad, siendo este un resultado esperado (ver tabla 4.4).

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Tabla 4.4.- Comparación entre las producciones acumuladas para caso base y caso compactación/rebote.

Porosidad	NP (MMBN)		
	Caso compactación/rebote (Variando permeabilidad)	Caso compactación/rebote (Sin variar la permeabilidad)	Caso base (Sin variar permeabilidad)
0,15	5,03	5,74	3,21
0,20	5,12	6,09	3,73
0,25	5,03	6,34	4,18
0,30	4,99	6,50	4,49
0,35	4,79	6,70	4,86
0,40	4,56	6,84	5,13
0,45	4,30	6,96	5,35

En la figura 4.12 se presenta la producción acumulada del caso base y del caso de compactación/rebote (ambos sin multiplicador de permeabilidad) en función de la porosidad, en donde se puede observar en primer lugar que la producción siempre es mayor en el caso compactación/rebote debido a que en este caso se toma en cuenta la compactación como mecanismo de producción; y en segundo lugar se aprecia que para bajas porosidades la influencia del fenómeno de compactación/rebote se hace más notable que para altas porosidades.

Por otra parte, como al ir aumentando la porosidad del yacimiento éste se agota menos, debido a que tiene mayor petróleo en sitio, entonces la compactación será menor a medida que se aumenta la porosidad.

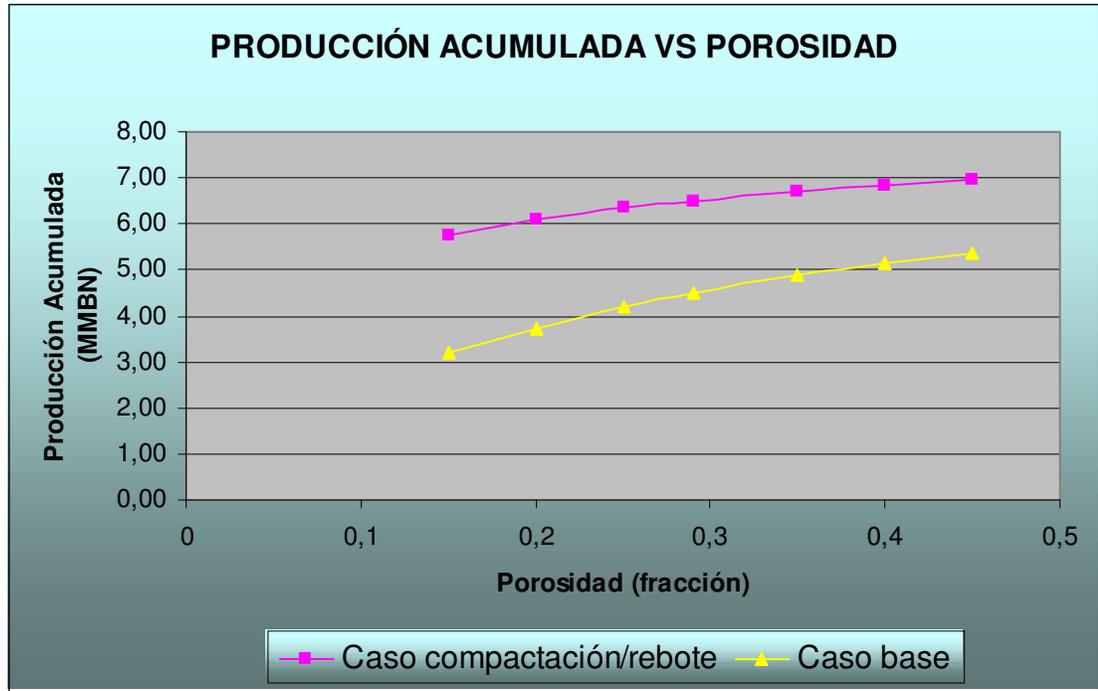


Figura 4.12.- Comparación Petróleo acumulado vs. porosidad para caso base y caso compactación/rebote ambos sin variar la permeabilidad.

#### 4.5.- Comparación del Caso Rebote y sus sensibilidades variando CRP.

Esta sensibilidad fue realizada con la finalidad de determinar el efecto que tiene la compresibilidad plástica de la roca que interviene en la opción de compactación/rebote con respecto a la compactación que experimenta el yacimiento y su influencia sobre el recobro del mismo.

En la figura 4.13 se presenta la variación del recobro vs. diferentes valores de compresibilidad plástica de la roca (CPR) empleada para modelar el fenómeno de compactación/rebote del yacimiento. Los resultados de la simulación arrojaron una disminución de la producción, a partir de  $600E-6 \text{ lpc}^{-1}$ , a medida que aumenta la compresibilidad plástica, comportamiento incoherente pues es de esperarse que a medida que aumente la compresibilidad aumente la producción. Con el precedente del caso de variación de porosidad, se estableció que la variación de permeabilidad podía ser la causa de esta incongruencia.

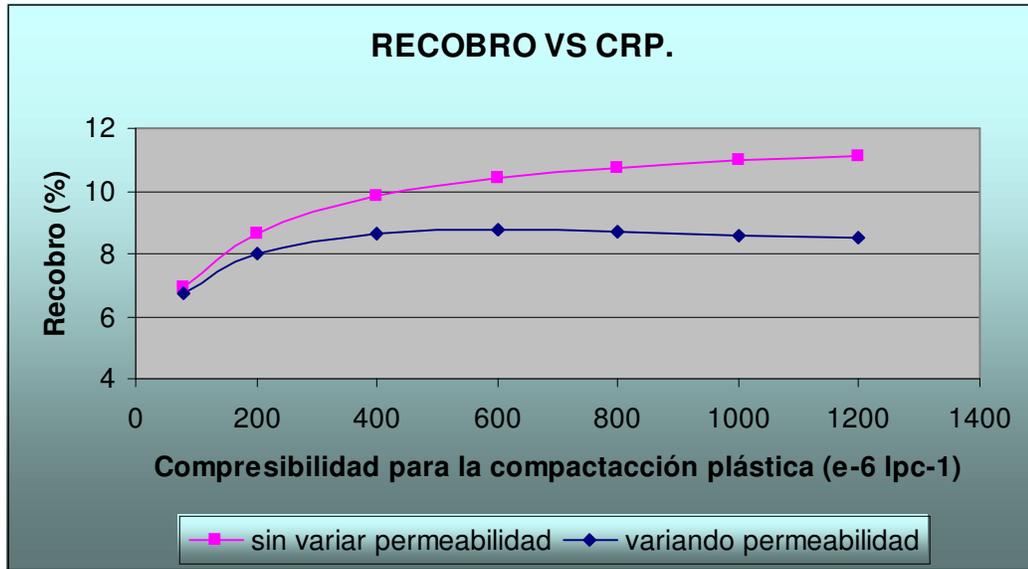


Figura 4.13.- Recobro vs. compresibilidad para la compactación (CPR).

Para poder determinar la manera en que la permeabilidad influye en este caso se realizó una corrida adicional en donde no se empleó variación de permeabilidad. Ahora, en este caso se observa que el comportamiento de la producción se da como se esperaba, es decir, al haber un aumento en la compresibilidad se incrementa el recobro. Se concluye por lo tanto que la producción está influenciada por la variación de permeabilidad y que su efecto se hace más notable para altas compresibilidades (figura 4.13), Esto es debido a que a altas compresibilidades la reducción de porosidad es mayor, tal cómo se puede observar en la figura 4.14, por lo que la reducción de permeabilidad también lo será; esto conlleva a una caída en el la producción. Por otro lado, podemos ver, en el caso en el que no se varía la permeabilidad, que a grandes compresibilidades de compactación plástica no hay un cambio importante del factor de recobro.

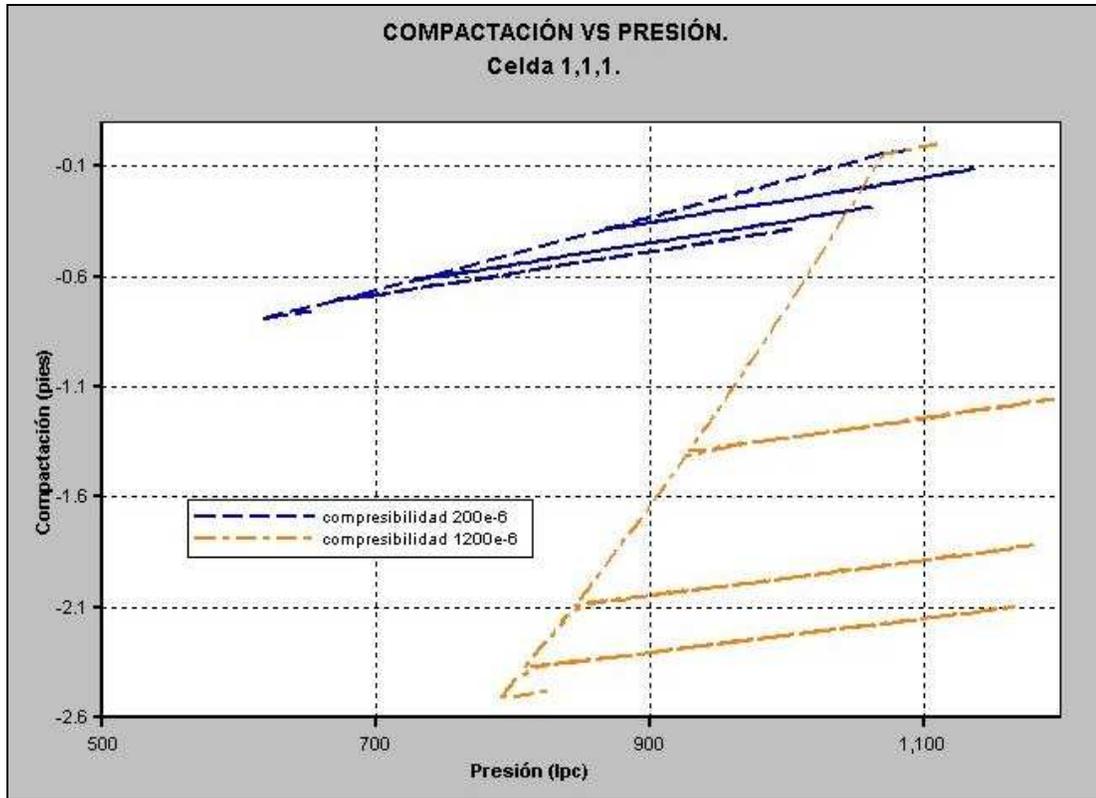


Figura 4.14.- Compactación vs. presión para caso compactación/rebote en la celda 1,1,1.

Por último la figura 4.15 muestra la compactación promedio del yacimiento vs. tiempo para una compresibilidad menor a la compresibilidad convencional donde los números 1, 2 y 3 corresponden a los ciclos de inyección. Se puede ver que el fenómeno de compactación/rebote no puede ser modelado correctamente por el simulador, por lo tanto se demuestra de esta manera que el simulador refleja resultados reales solo para compresibilidades plásticas mayores a la compresibilidad del yacimiento, lo que se corresponde con la teoría, sin embargo el simulador debería enviar una advertencia para evitar este error.

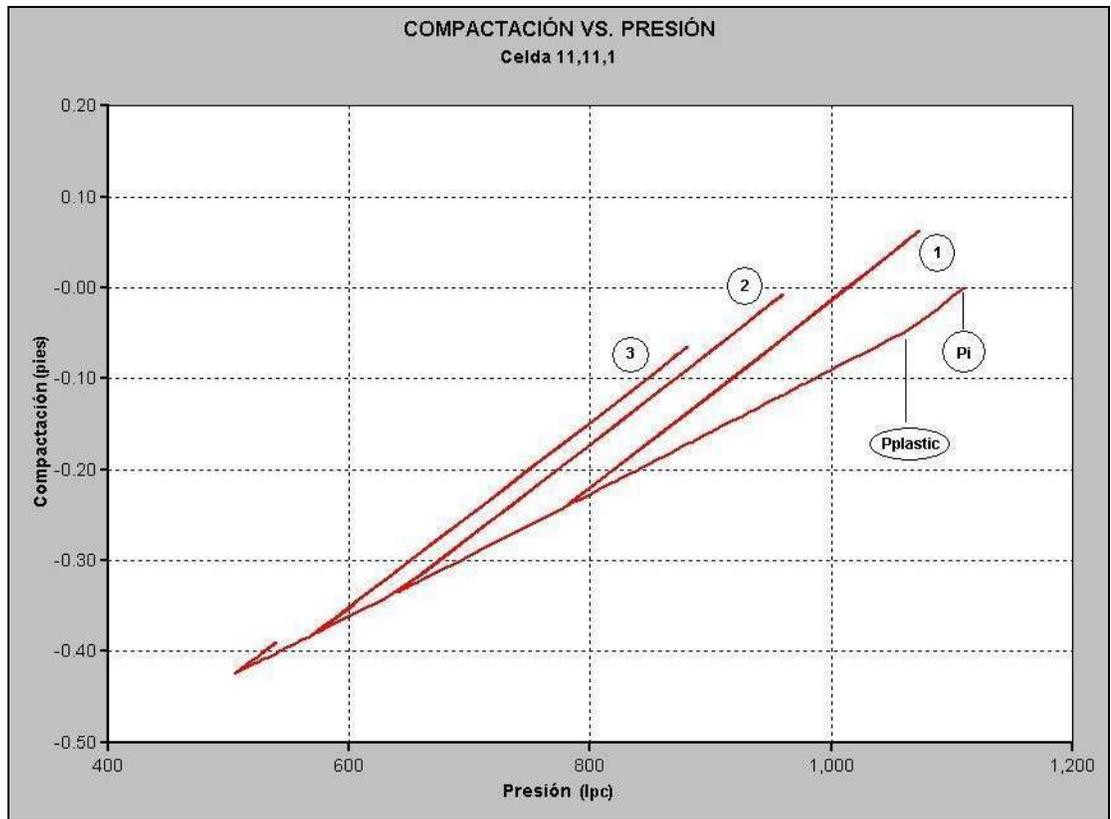


Figura 4.15.- Compactación vs. presión para caso compactación/rebote (80e-6 lpc-1) en la celda 1,1,1.

#### 4.6.- Comparación del caso base y caso compactación/rebote variando PPLASTIC.

Con el propósito de obtener resultados que permitan determinar la influencia que tiene la presión plástica, a la que se inicia la compactación de la roca, sobre las predicciones dadas por el simulador, se realizó esta sensibilidad en la que se variaron los valores de dicha presión con respecto al valor inicial introducido en el caso rebote (1070 psi).

En la figura 4.16 se presenta la variación de recobro del yacimiento dado por el simulador a diferentes presiones plásticas. En esta figura se puede observar que para presiones plásticas menores a la presión inicial del yacimiento hay una disminución progresiva del recobro, ya que a medida en que la diferencia entre la presión inicial del yacimiento (1110 lpc) y la presión plástica sea mayor, la

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

compresibilidad convencional actuará por un mayor lapso de tiempo, y en consecuencia, esta compresibilidad, mucho menor que la compresibilidad plástica, provocará una caída de la porosidad menor y por ende el recobro será menor también. Para presiones plásticas por encima de la presión inicial del yacimiento el factor de recobro baja. Este resultado es incongruente debido a inconsistencia que se refleja en la compactación del yacimiento (ver figura 4.17)

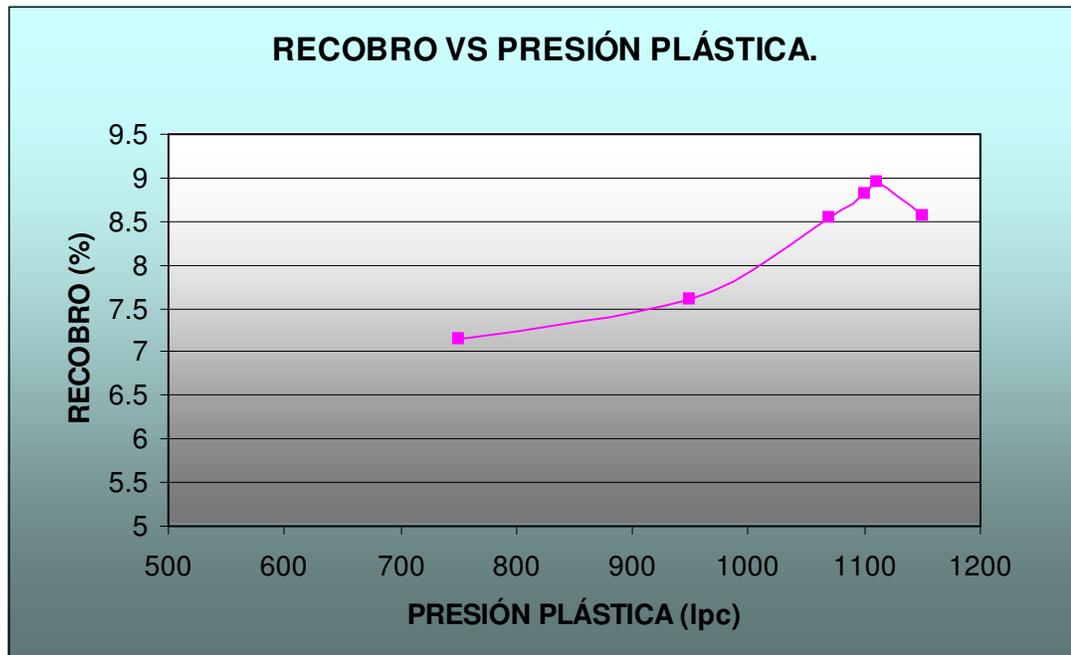


Figura 4.16.- Recobro vs. presión para el inicio de la compactación (PPLASTIC).

En la figura 4.17 se observa la compactación promedio del yacimiento para distintas presiones plásticas y en él se destaca que para el caso en que la presión plástica es mayor a la presión inicial del yacimiento hay gran compactación del mismo en un tiempo ínfimo lo cual sólo puede ser atribuido a que el simulador no trabaja bajo presiones plásticas mayores a la presión inicial ( $P_i=1110$  lpc), por ello se recomienda introducir una advertencia sobre este hecho en el manual del usuario. Además se aprecia que para presiones plásticas menores a la presión inicial del yacimiento la compactación tiende a aumentar a medida que dichas presiones aumentan, hecho coherente que se refleja en el recobro del yacimiento.

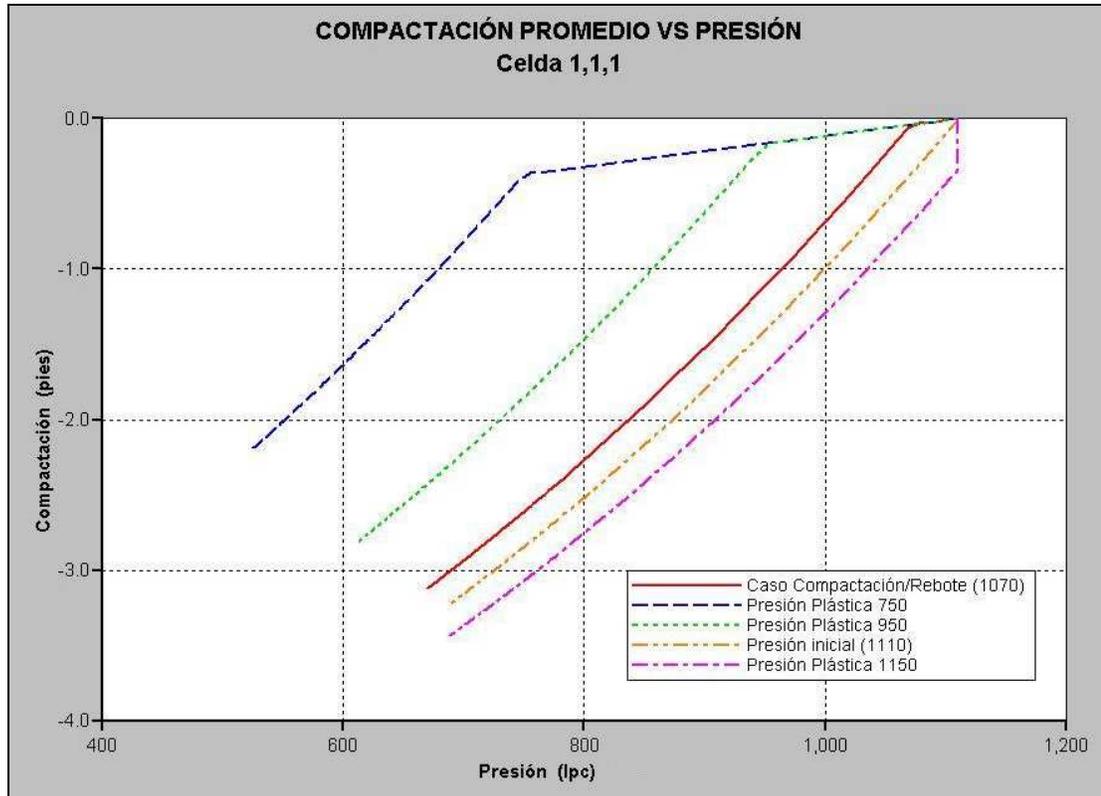


Figura 4.17.- Compactación vs. presión para caso compactación/rebote y sus sensibilidades variando presión plástica.

#### 4.7.- Sensibilidad de la variación de la transmisibilidad entre las celdas.

Esta sensibilidad se realiza con el fin de determinar la influencia que tiene sobre el yacimiento el hecho de despreciar los cambios de transmisibilidades entre las celdas, que son producto tanto de la variación de la porosidad en la roca y sus consecuencias sobre la permeabilidad, así como de la reducción del área transversal de flujo producto de la compactación del yacimiento.

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, se hacen diferentes corridas que toman o no de alguna forma en cuenta la variación de transmisibilidades entre las celdas del mallado de simulación. Estas corridas fueron realizadas para un período de producción de 25 años con el fin de obtener un mayor agotamiento que permita obtener resultados más notorios. A continuación se presenta una

## **CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

tabla que describe el factor que incide en el cálculo del cambio de la transmisibilidad:

**Tabla 4.5.- Sensibilidades realizadas al caso base para determinar la transmisibilidad del yacimiento.**

Caso	Descripción
Caso base	No hay variación de transmisibilidad
Se varía la trasmisibilidad mediante los Multiplicadores de permeabilidad (PERMUL)	La trasmisibilidad varía a causa de la permeabilidad
Se varía la trasmisibilidad por medio de una tabla de permeabilidades (PERMTAB)	La trasmisibilidad varía a causa de la permeabilidad
Se varía la trasmisibilidad medio de una tabla logarítmica de permeabilidades (PERMTABLOG)	La trasmisibilidad varía a causa de la permeabilidad
Se varía la trasmisibilidad por medio de La formulación de Carman-Kozeny (CKPOWER)	La trasmisibilidad varía a causa de la permeabilidad
Se varía la trasmisibilidad por medio de los multiplicadores de transmisibilidad (TRANSI y TRANSJ)	La trasmisibilidad varía a causa de la permeabilidad y del área transversal de flujo

En los primeros cinco casos las trasmisibilidades se varían directamente por medio de los comandos que nos ofrece el simulador, sin embargo hay que hacer una mención especial al último caso, variación de la trasmisibilidad por medio de los multiplicadores de transmisibilidad (TRANSI Y TRANSJ), en el que la transmisibilidad no se varía directamente sino que hay que introducir en el simulador una serie de multiplicadores que cambian la transmisibilidad interna del mismo.

Los multiplicadores utilizados en esta sensibilidad son sólo horizontales tanto en dirección I como en la dirección J, asumiendo que los cambios de

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

transmisibilidad en la dirección K son despreciables debido a que el yacimiento no se compacta horizontalmente. Estos multiplicadores de transmisibilidad fueron calculados mediante la siguiente ecuación, que es desarrollada en el apéndice A.2.

$$TRANSI = \frac{\bar{K}x_f * (\Delta Z_i - C)}{\bar{K}x_i * \Delta Z_i} \dots\dots\dots \text{(Ecuación 4.1)}$$

$$TRANSJ = \frac{\bar{K}y_f * (\Delta Z_i - C)}{\bar{K}y_i * \Delta Z_i} \dots\dots\dots \text{(Ecuación 4.2)}$$

donde:

*TRANSI* = multiplicador de transmisibilidad en la dirección I

*TRANSJ* = multiplicador de transmisibilidad en la dirección J

$\bar{K}x$  = promedio armónico de la permeabilidad en la dirección I

$\bar{K}y$  = promedio armónico de la permeabilidad en la dirección J

$\Delta Z$  = tamaño de las celdas en la dirección Z

*C* = compactación de la celda (dada por el simulador)

Los subíndices “*i*” y “*f*” se refieren a las condiciones iniciales y finales después se una caída de presión.

Los multiplicadores de transmisibilidad son calculados únicamente para la capa más profunda del yacimiento y estos son tomados para el resto de las capas por considerar despreciable la diferencia de compactación entre capa y capa. Con el objeto de que los multiplicadores de transmisibilidad estén acordes con las caídas de presión en el yacimiento y con sus respectivas compactaciones, estos se van determinando en enero de cada dos años. A continuación, se presenta la figura 4.18 que ilustra los valores de transmisibilidad horizontal para el año 2010.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

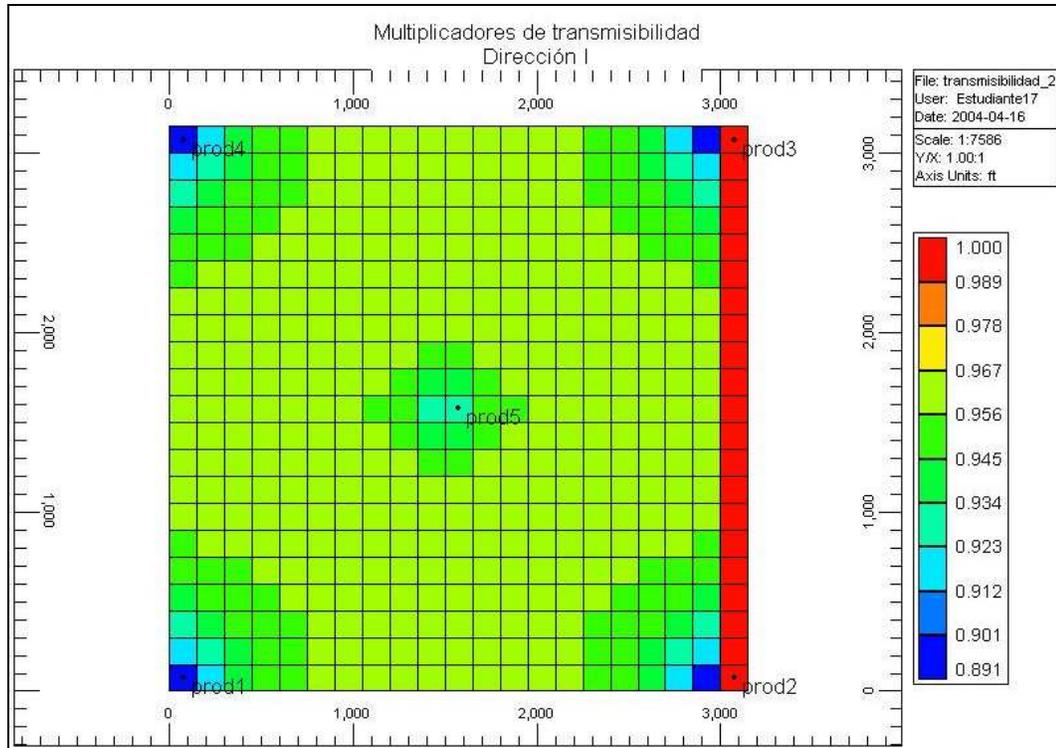


Figura 4.18.- Valores de transmisibilidad para el año 2010.

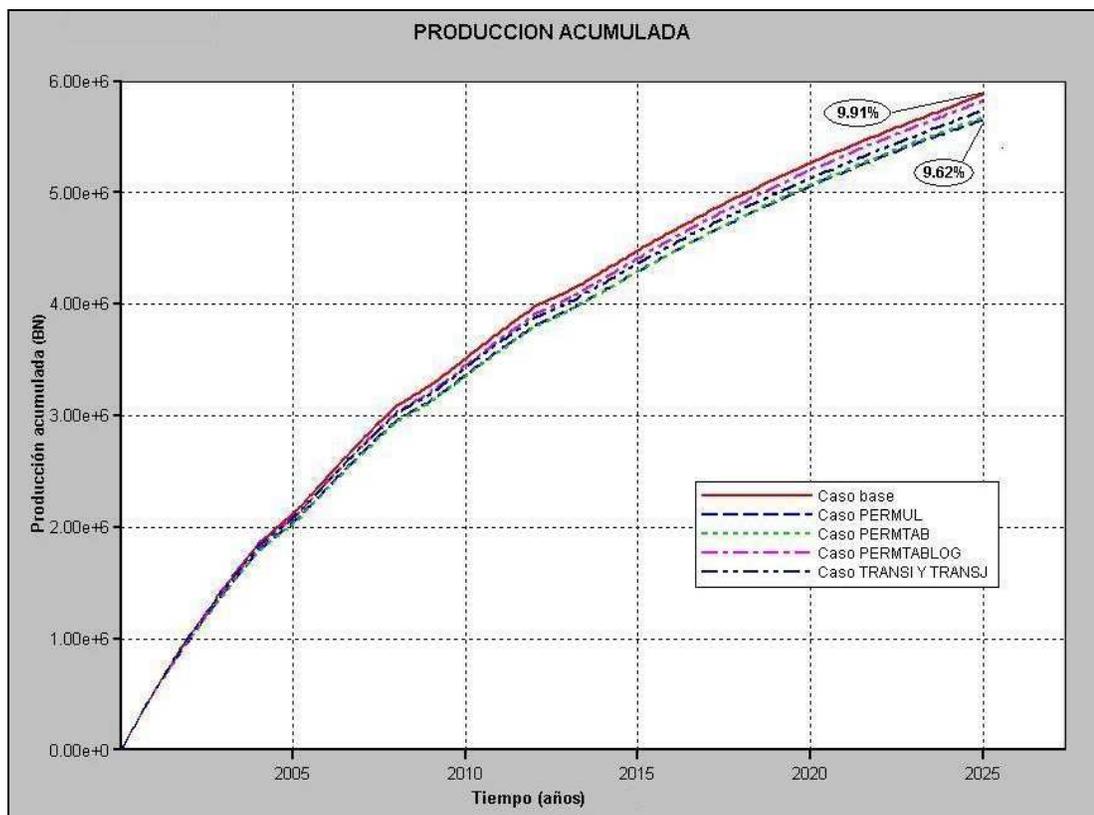
En el caso de variación de transmisibilidad por medio de multiplicadores de permeabilidad, los multiplicadores utilizados fueron los mismos que caso de compactación rebote.

Por otra parte, para los casos de variación de permeabilidad por medio de tablas (PERMTAB y PERMTABLOG) es necesario generar tablas cuyas columnas sean  $\frac{\phi}{\phi_o}$  y  $\frac{K}{K_o}$  tal como fue explicado previamente. Estas tablas fueron obtenidas del mismo simulador, específicamente del caso de variación de transmisibilidad mediante multiplicadores de permeabilidad. Se tomaron de esta corrida los valores de porosidad y permeabilidad a comienzo de cada año se dividieron estos valores por sus respectivas porosidades y permeabilidades iniciales y se obtuvieron las tablas necesarias. Por la metodología utilizada es de esperarse que los resultados de los casos de variación de permeabilidad por medio de tablas y el caso de los multiplicadores de permeabilidad sean similares. Por último, para el caso de variación de la transmisibilidad por medio

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

de la formulación de Carman-Kozeny, el valor del exponente de permeabilidad (CKPOWER) que fue tomado es igual a 1.

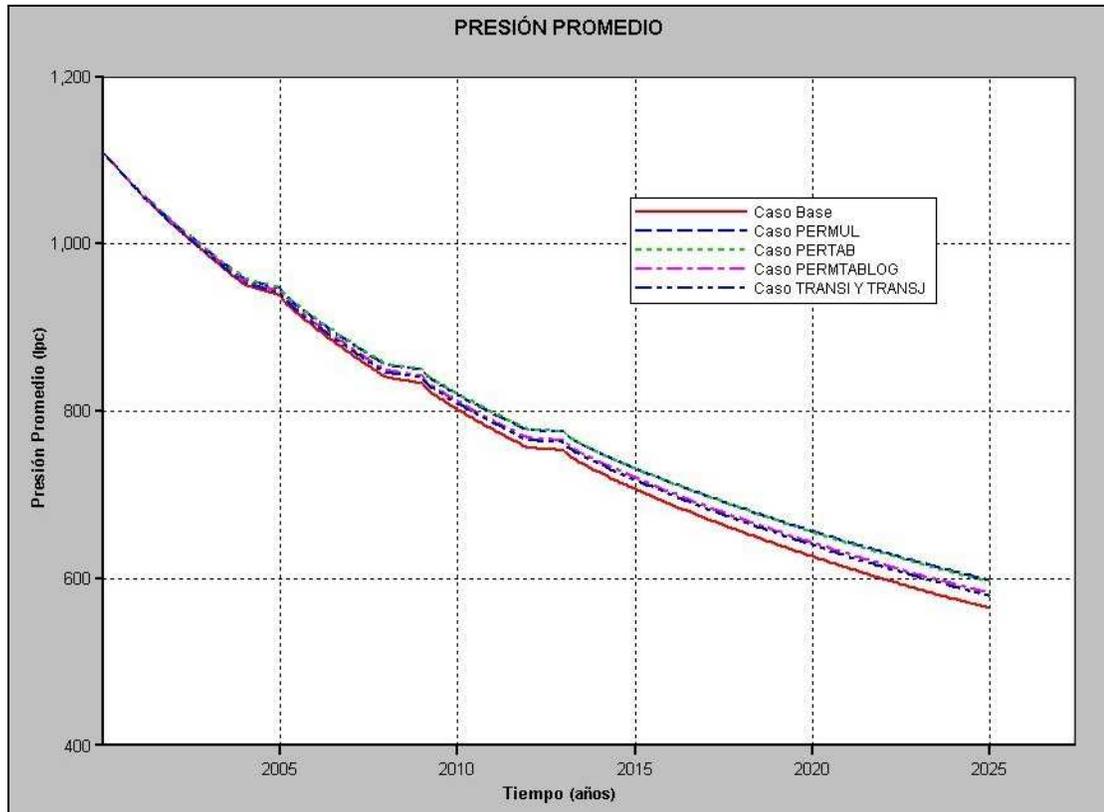
Se presenta la figura 4.19 que nos muestra las producciones acumuladas de los distintos casos que fueron simulados bajo las distintas condiciones. Podemos observar que la mayor diferencia entre los factores de recobro está entre el caso base y el caso de CKPOWER (variación de la permeabilidad por medio de la formulación de Carman-Kozeny), sin embargo, esta diferencia es muy pequeña (0,29% de recobro final), lo que nos puede indicar la poca importancia de simular el cambio de transmisibilidad entre las celdas, cuando ya se toma en cuenta la compresibilidad como mecanismo de empuje.



**Figura 4.19.- Producción acumulada vs tiempo para caso base y sus diferentes sensibilidades.**

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para reforzar esta explicación se presenta la figura 4.20, donde se presenta la presión promedio del yacimiento, en la que podemos observar que la diferencia entre el agotamiento del yacimiento en los distintos casos es muy pequeña.



**Figura 4.20.- Presión promedio vs tiempo para caso base y sus diferentes sensibilidades.**

Otro hecho que se puede resaltar en este análisis es cómo varía la permeabilidad el simulador en los casos de variación de transmisibilidad por tablas, como se explicó anteriormente estas tablas fueron tomadas del mismo simulador, específicamente del caso de variación de permeabilidad mediante multiplicadores de transmisibilidad, por lo que el comportamiento de permeabilidad promedio del yacimiento en función de la presión promedio de éste debe ser similar. No obstante, el comportamiento observado difiere un poco de esta suposición, al observar la figura 4.21 en donde se nota que hay una diferencia entre los comportamientos de las permeabilidades que se hace más notable en el caso de variación de transmisibilidad por medio una tabla

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

logarítmica de permeabilidades (PERTABLOG). Este comportamiento se debe a que la función original desde donde fueron sacados los datos no corresponde a un comportamiento logarítmico por lo que el simulador tiende a separar mucho los valores obtenidos. Para el caso de variación de transmisibilidad por medio de una tabla de permeabilidades (PERMTAB) la diferencia de comportamientos es mucho menor.

El caso de variación de la transmisibilidad por medio de la formulación de Carman-Kozeny se solapa completamente con la del Caso PERMUL lo que indica que los valores de los multiplicadores de permeabilidad (sacados del ejemplos de STARS) fueron calculados a partir de esta formulación.

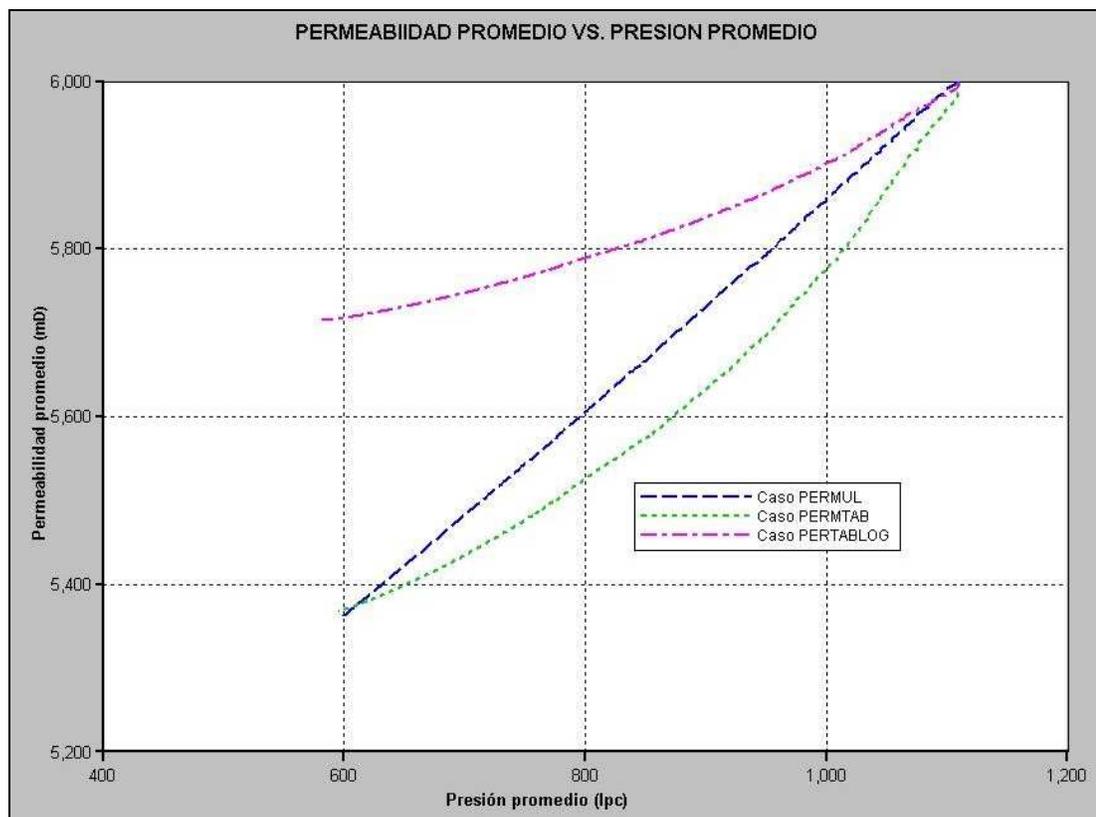


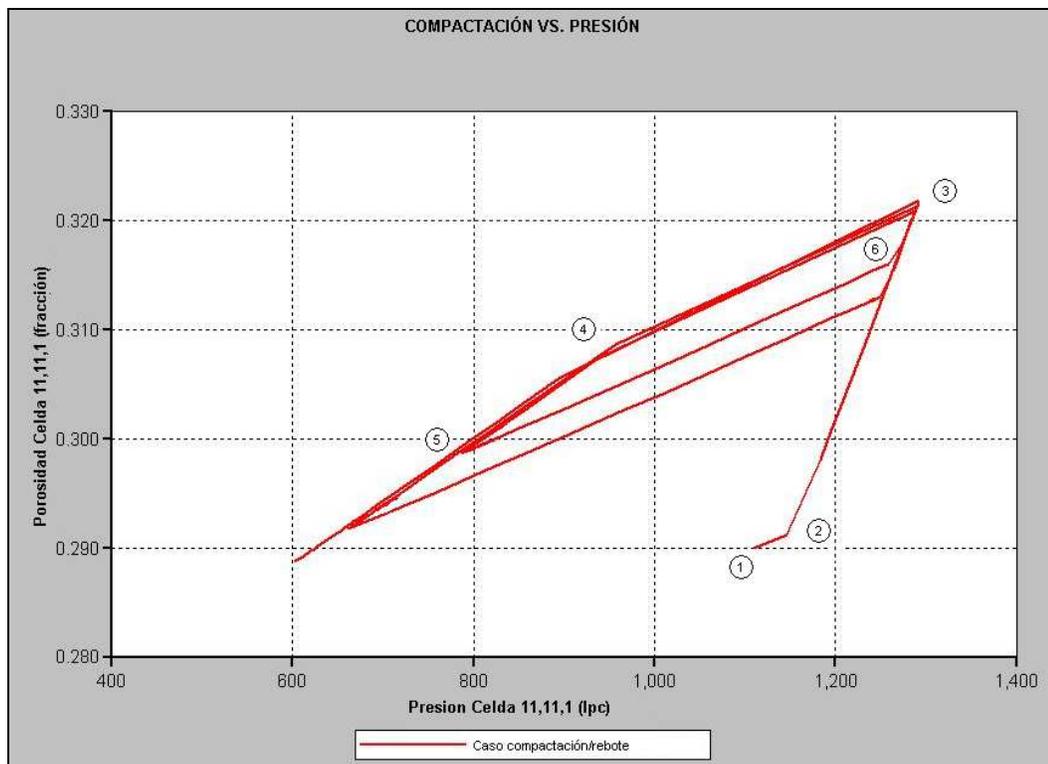
Figura 4.21.- Permeabilidad promedio vs tiempo variando transmisibilidades para el caso base y sus diferentes sensibilidades.

**4.8.- Caso dilatación/recompactación**

Esta sensibilidad tiene como objeto determinar la influencia que tiene sobre la simulación el modelo de dilatación y recompactación descrito en el capítulo I de este informe, tanto sobre la producción acumulada como la variación del volumen poroso del yacimiento.

En primer lugar se realiza una breve descripción del caso: este caso toma en cuenta las variaciones de porosidad y permeabilidad como fue descrito anteriormente, no obstante, no calcula la compactación en las celdas, por lo que las observaciones de compactación son realizadas a partir de la porosidad.

A continuación se presenta la figura 4.22 que muestra la variación de la porosidad con respecto a la presión en una de las celdas donde está completado el pozo productor/inyector, en el cual se puede observar de mejor manera el fenómeno de dilatación y posterior recompactación del yacimiento.



**Figura 4.22.- Porosidad vs. presión para caso dilatación recompactación.**

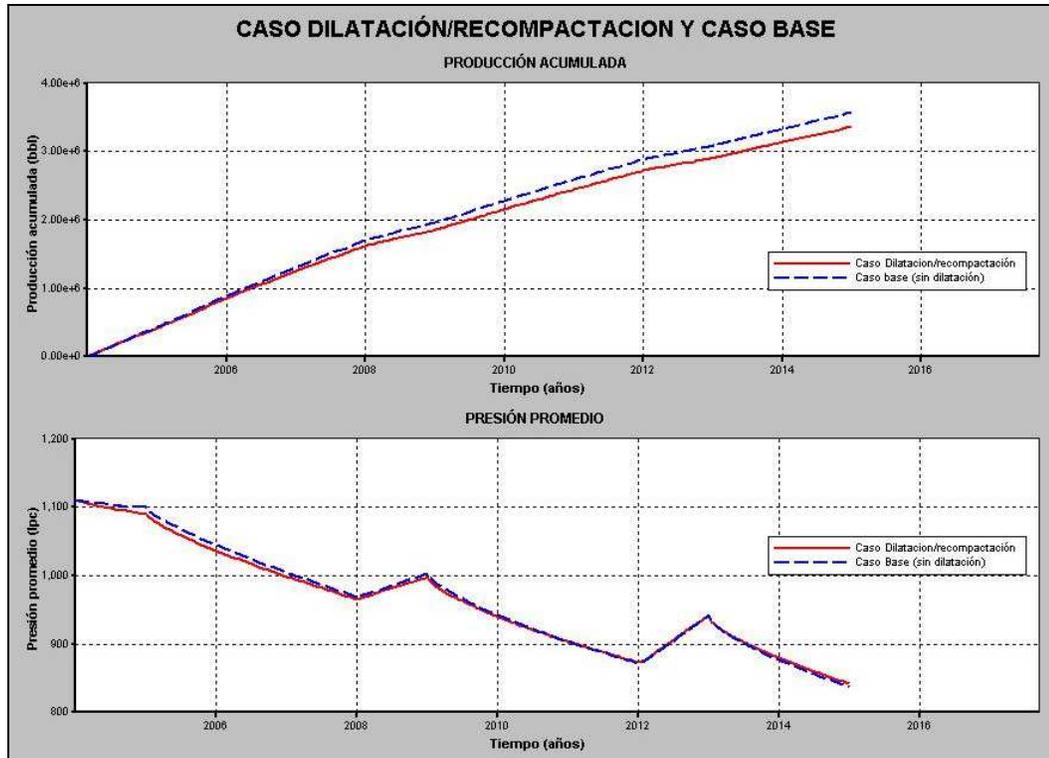
## **CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

---

En esta figura se puede observar la forma en que el simulador modela el fenómeno de dilatación y recompactación del yacimiento.

Como fue explicado en la metodología, en este caso el yacimiento está sometido a tres ciclos de inyección de fluidos. El primer ciclo de inyección comienza a presión inicial del yacimiento señalada con el punto 1; desde este punto y hasta la presión de dilatación la variación de la porosidad es gobernada por la compresibilidad del yacimiento; inmediatamente después la variación de porosidad comienza a ser gobernada por la compresibilidad de dilatación de la roca, hasta que la presión deja de aumentar como consecuencia del cese del primer ciclo de inyección representado en el punto 3; como consecuencia de la producción de fluidos la presión comienza a declinar hasta la presión de recompactación, punto 4, la variación de porosidad en este período es calculada a partir de la compresibilidad del yacimiento.

A partir del punto 4 la pendiente de la función porosidad-presión es determinada mediante la fracción de dilatación residual, hasta que comienza un nuevo ciclo de inyección de fluidos en el punto 5, en el que la presión comienza a aumentar nuevamente y en el que la porosidad es gobernada por la compresibilidad del yacimiento, hasta conseguirse con la compresibilidad del yacimiento en el punto 6 en donde se reinicia el proceso comentado anteriormente.



**Figura 4.23.- Producción acumulada y presión promedio vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y caso base.**

En la figura 4.23 se presenta la producción acumulada y la presión promedio para el caso base (en que se desactivan las opciones de dilatación) y para el caso de dilatación/recompactación. A un grado de agotamiento que es muy similar para ambos casos, el caso base alcanza una producción acumulada mayor que en el caso dilatación/recompactación debido a dos factores que se pueden observar en la siguiente figura. En primer lugar por la disminución de la permeabilidad promedio del yacimiento en el caso dilatación/recompactación, ya que este caso tiene activada la opción de la variación de la permeabilidad, que produce una disminución de la capacidad de flujo en el yacimiento. Y en segundo lugar a la diferencia de la reducción de la porosidad en los dos casos. En el caso base se reduce en mayor grado la porosidad que el caso dilatación/recompactación lo que indica que hay un mayor empuje por compactación (ver figura 4.24).

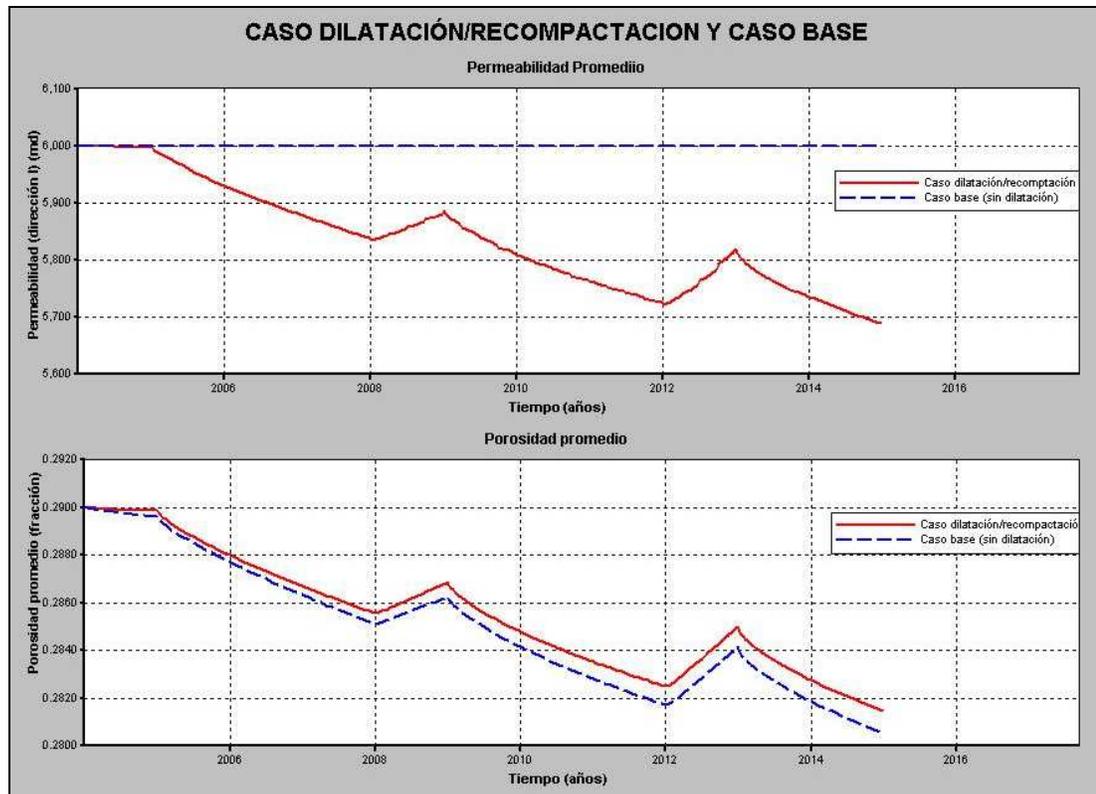


Figura 4.24.- Permeabilidad y porosidad promedio vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y caso base.

### 4.9.- Comparación del Caso base (sin dilatación) y caso dilatación/recompactación variando compresibilidad del yacimiento.

Esta sensibilidad se realiza para determinar el efecto que tiene sobre la reducción de porosidad y el recobro de fluidos del yacimiento la compresibilidad del mismo para los casos base y dilatación/recompactación.

Como fue explicado anteriormente la diferencia entre la caída de presión del caso base (sin dilatación) y la del caso dilatación/recompactación es mínima, por lo que podemos establecer comparaciones definitivas únicamente tomando en cuenta el recobro del yacimiento. En la figura 4.25 podemos observar que existe una diferencia, que llega a ser significativa a compresibilidades altas, entre el factor de recobro del caso base y el recobro del caso dilatación/recompactación, siendo siempre menor el recobro de este último debido a la reducción de la porosidad y a la influencia de la variación de la permeabilidad, como

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

anteriormente se ha explicado. Cabe mencionar que a compresibilidades altas los factores de recobro son mayores y la diferencia entre los recobros de ambos casos también lo es. Este comportamiento se atribuye al hecho de que la compresibilidad está tomando mayor importancia como mecanismo de producción.

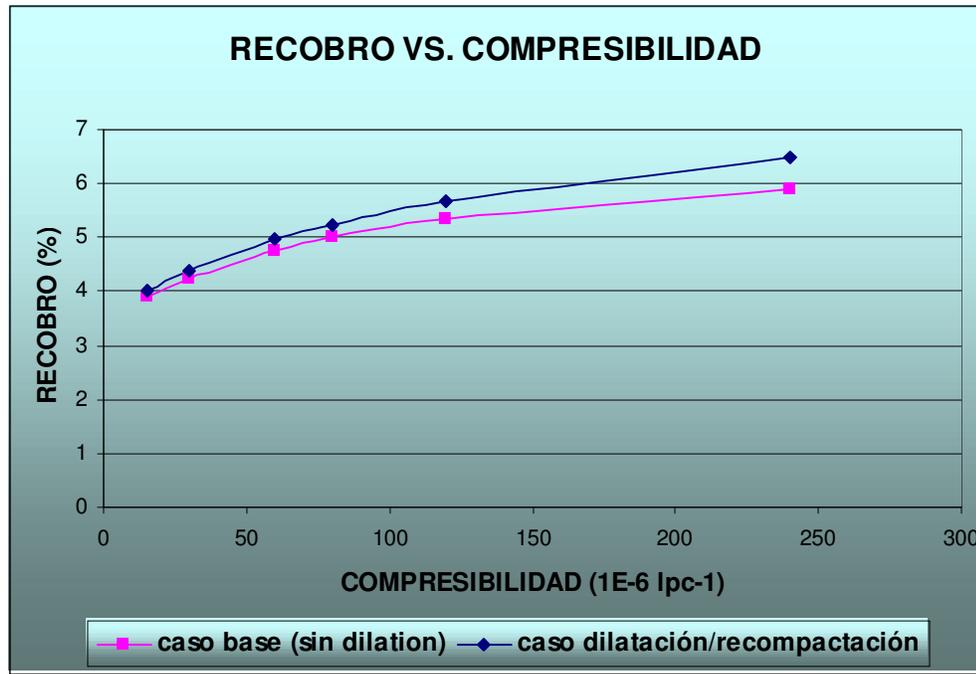


Figura 4.25.- Recobro vs. compresibilidad del yacimiento para caso dilatación/recompactación y caso base.

En la siguiente figura se puede observar cómo afectan las distintas compresibilidades del yacimiento a la compactación del mismo en el caso dilatación/recompactación, más específicamente la variación de la porosidad en la celda 11,11,1 (una de las celdas en las que está completado el pozo inyector/productor). En general se puede decir que sin importar la compresibilidad del yacimiento, el simulador modela efectivamente el fenómeno de dilatación/recompactación del mismo. Sin embargo para el caso de la mayor compresibilidad del yacimiento ( $240 \text{ E-6 lpc}^{-1}$ ) el yacimiento se recompacta por debajo de la porosidad inicial del yacimiento lo que contradice el hecho que la dilatación del yacimiento no se recupera totalmente. Este proceso será explicado con mayor claridad en la sección de este mismo capítulo

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

correspondiente a  $Fr$  (fracción de dilatación que es permanentemente irrecobable).

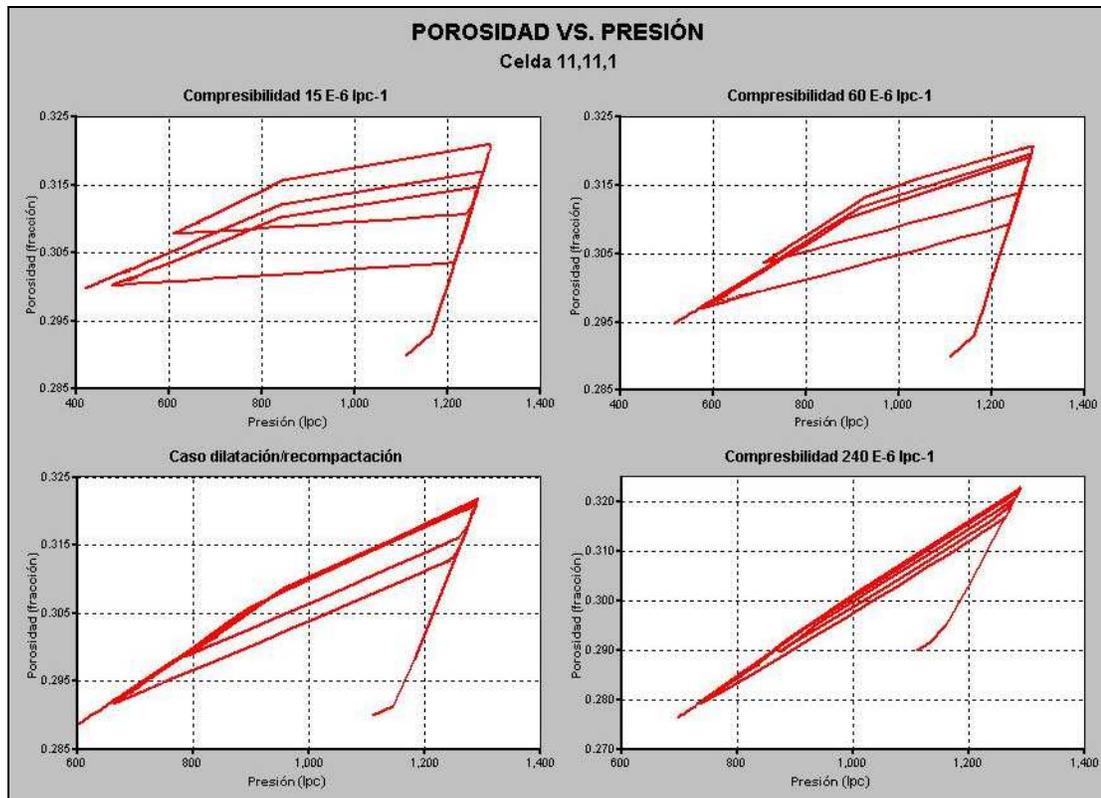


Figura 4.26.- Comparación de la porosidad vs. presión para caso dilatación/recompactación y diferentes compresibilidades.

### 4.10.- Comparación del Caso base (sin dilatación) y caso dilatación/recompactación variando permeabilidad del yacimiento.

Como se puede observar en la figura 4.27, a medida que aumenta la permeabilidad del yacimiento aumenta la producción del mismo en ambos casos como consecuencia de la mayor capacidad de flujo del yacimiento. La diferencia de recobro entre los dos casos sigue siendo atribuida a los factores mencionados anteriormente: la reducción de porosidad y la reducción de la permeabilidad en los casos base y dilatación/recompactación respectivamente.

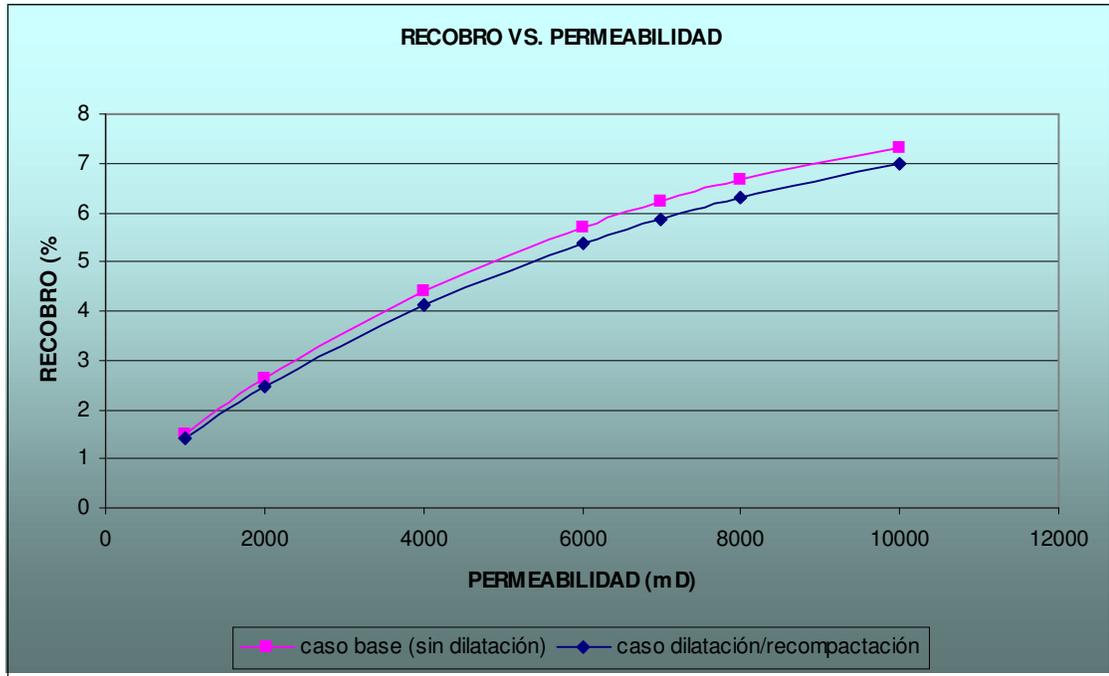


Figura 4.27.- Recobro vs. permeabilidad para caso dilatación/recompactación y caso base.

Debido al hecho de que para alcanzar las tasas de inyección propuestas en un yacimiento de muy baja permeabilidad, por ejemplo el caso de 1.000 mD, se necesitan alcanzar grandes presiones de inyección, se produce en el yacimiento una mayor dilatación, como consecuencia de estas altas presiones, que hace que se alcance el máximo aumento de la porosidad por dilatación. Por encima de este valor el aumento de la porosidad del yacimiento viene dado por la compresibilidad original del mismo hasta que cese el aumento de presión. Después que disminuya la presión por la producción del yacimiento y se inicie un segundo ciclo de inyección que aumente la presión, se volverá a observar el efecto de dilatación/recompactación tal como se puede observar en la figura 4.28 para el caso de 1.000 mD. En el resto de las sensibilidades la variación de la porosidad vs. la presión presenta el comportamiento típico que fue descrito anteriormente.

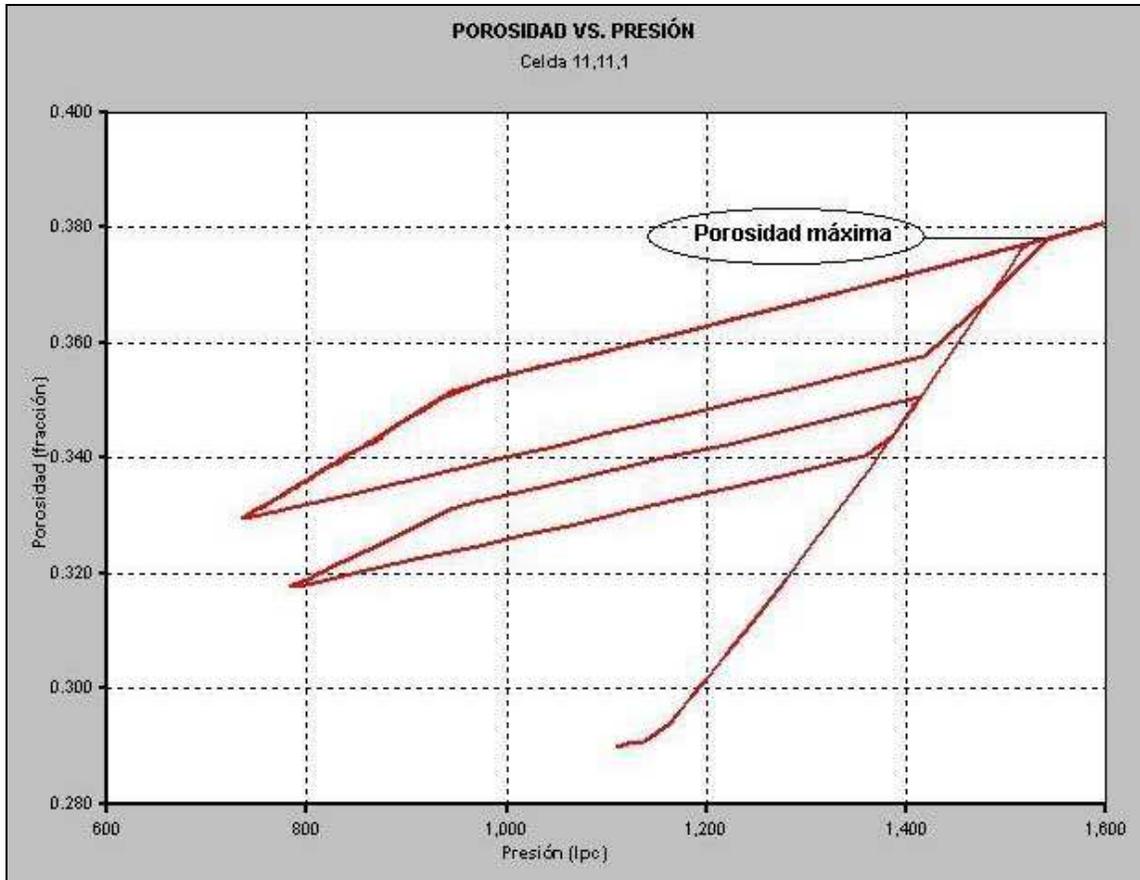


Figura 4.28.- Variación de la porosidad vs. presión para caso dilatación/recompactación con respecto a una permeabilidad de 1.000 mD.

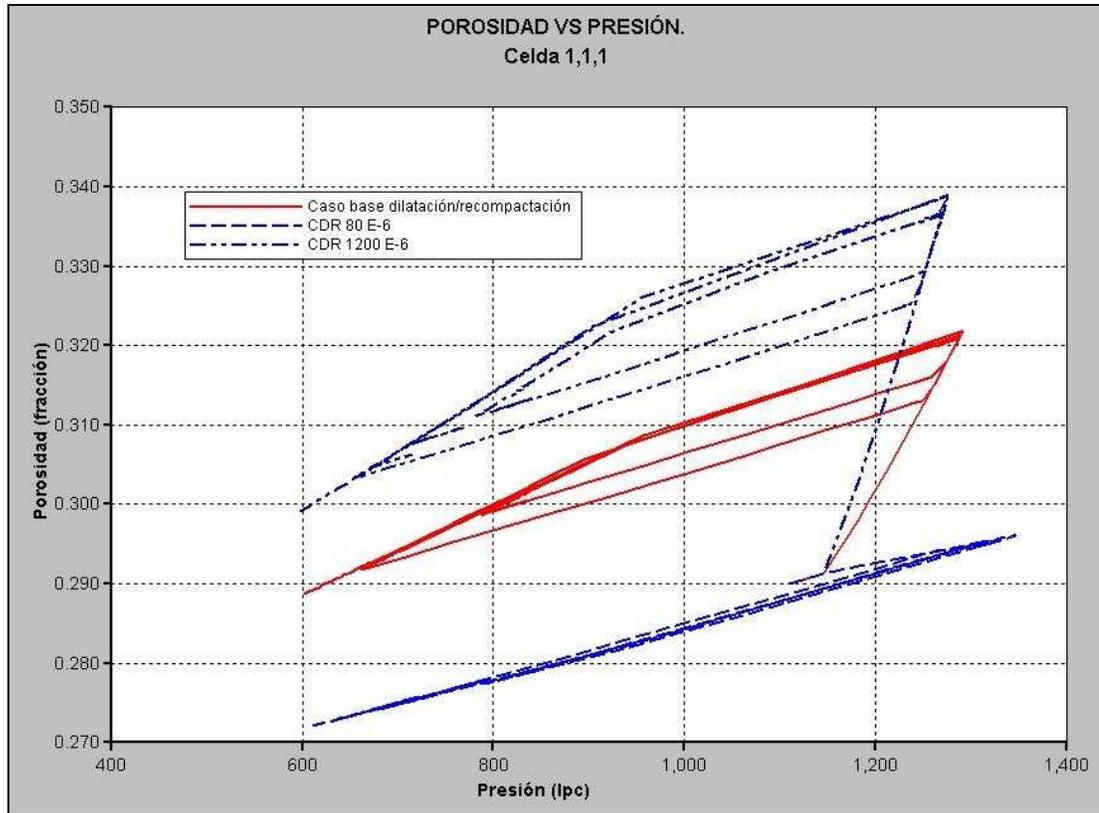
#### 4.11.- Comparación del Caso base (sin dilatación) y caso dilatación/recompactación variando porosidad del yacimiento.

Esta sensibilidad se realizó con el objeto de determinar cómo influye sobre el efecto de dilatación y recompactación del yacimiento la porosidad del mismo. Tal como en las dos comparaciones anteriores, el recobro del caso base (sin dilatación) es mayor que el del caso dilatación/recompactación debido a las mismas razones y la producción se comportó tal como se esperaba, es decir, un aumento del petróleo acumulado a medida que aumenta la porosidad. Con respecto a la compactación del yacimiento no se observan comportamientos que no se hayan explicado.

### **4.12.- Comparación del caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando compresibilidad de dilatación (CDR).**

Para poder simular más concretamente el efecto de dilatación y posterior recompactación se realizó una comparación entre el caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando la compresibilidad de dilatación de la roca (CDR) para poder así establecer los diferentes comportamientos del efecto a medida en que aumenta dicha compresibilidad.

Como se puede apreciar en la figura 4.29, en donde se presenta la variación del volumen poroso vs. la presión en la celda 11,11,1, se observa que para una compresibilidad del yacimiento menor a la del caso dilatación/recompactación original ( $120 \text{ E-6 lpc}^{-1}$ ), la opción modela el efecto como una línea que podría aproximarse a una línea recta como ocurre en el caso en el que no se activa la opción dilatación/recompactación. Esto se debe a que, para compresibilidades de dilatación menores a la compresibilidad del yacimiento, el simulador no reproduce con claridad el efecto debido a que teóricamente la compresibilidad de dilatación de la roca se define mayor a la del yacimiento. Ahora, para compresibilidades mayores a la del yacimiento, se observa que el comportamiento de la variación de porosidad se modela correctamente y se ajusta al modelo descrito en el Capítulo I (figura 1.7). Además se puede apreciar que a medida que aumenta la compresibilidad de dilatación hay un aumento de la porosidad por efecto del proceso de dilatación.



**Figura 4.29.- Porosidad vs. presión para la celda 1,1,1 comparando caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando CDR.**

En cuanto a la predicción de la producción final se presenta la figura 4.30 en donde se presenta el comportamiento de la producción acumulada vs. tiempo, en el que se aprecia que la dilatación y recompactación del yacimiento no influye en dichas producciones a medida en que aumenta la compresibilidad de dilatación, por lo que se concluye que esta opción no refleja las predicciones de producción a medida que cae la porosidad, ya que para compresibilidades menores se esperan pequeñas compactaciones y en consecuencia una caída en la producción.

Siendo esta la forma en que trabaja el simulador, los resultados que se obtienen serían empleados en un estudio sobre las consecuencias que este proceso ocasionaría en las cercanías del pozo, y este motivo es la razón por la que el proceso no puede ser analizado en todo el yacimiento.

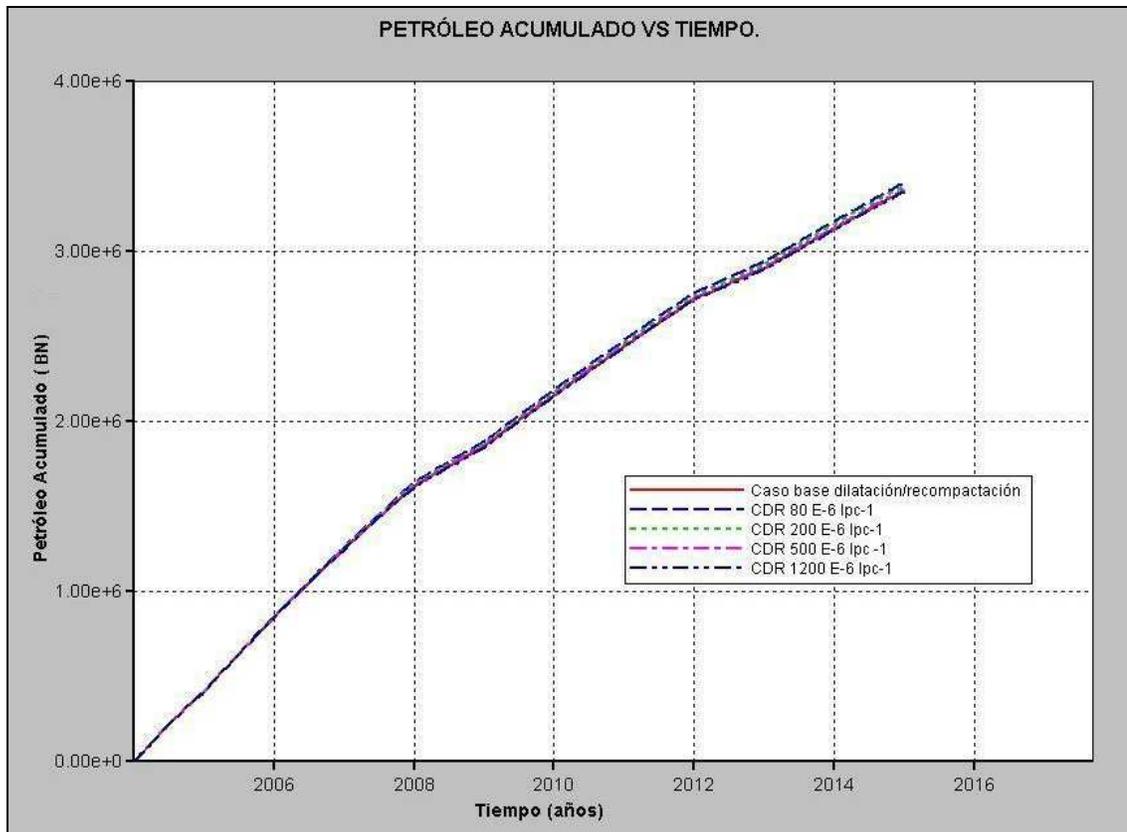
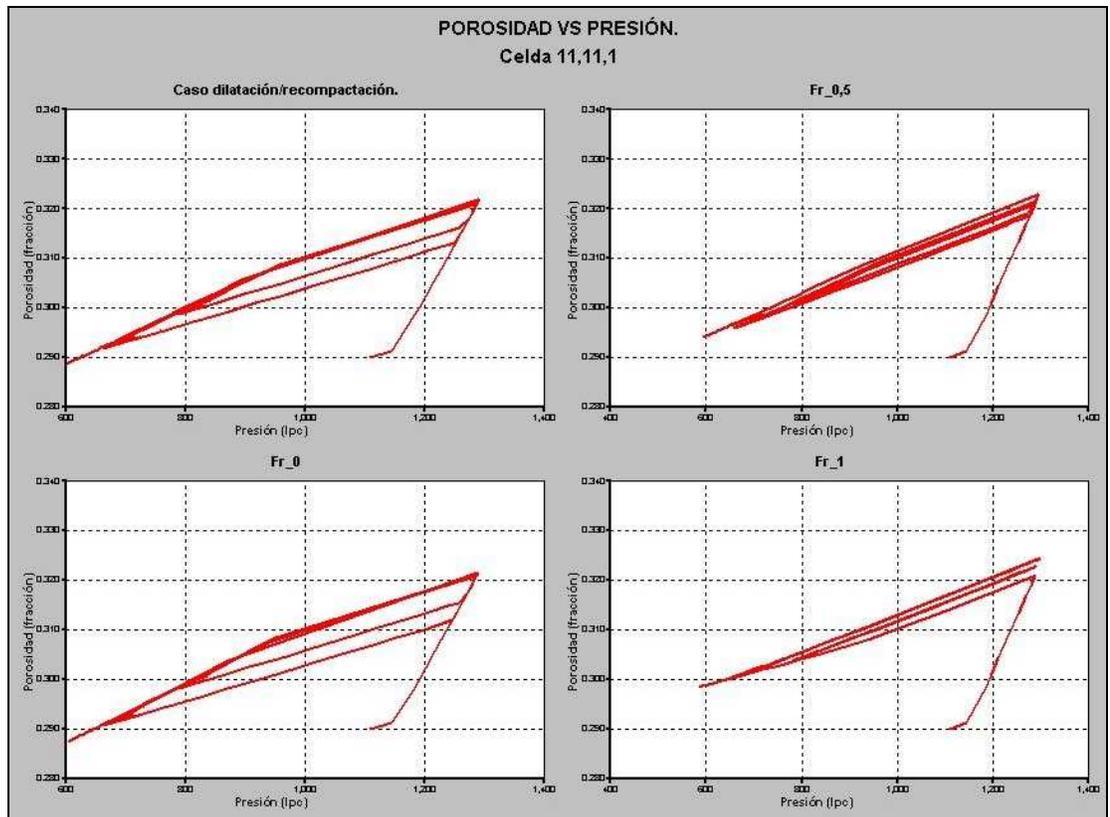


Figura 4.30.- Petróleo acumulado vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando CDR.

#### 4.13.- Comparación caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando fracción de dilatación residual (Fr).

Esta sensibilidad persigue el fin de establecer cuánto se puede recompactar el yacimiento una vez que éste ha pasado por un proceso de inyección. Para este análisis se compararon el caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando la fracción de dilatación residual (Fr). Para poder tener una buena diferenciación entre cada sensibilidad se estudiaron diferentes valores de Fr por separado.



**Figura 4.31.- Porosidad vs. presión para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Fr.**

En la figura 4.31 se observa que en el caso de dilatación/recompactación ( $Fr=0,1$ ), la mínima porosidad a la que cae el yacimiento está por debajo de la porosidad inicial, lo cual no es un resultado lógico pues el valor de Fr implica que la recompactación que sufre el yacimiento permita una disminución de porosidad no menor a la porosidad inicial.

En la figura se tiene la variación de porosidad con respecto a la presión para un valor de Fr igual a cero. Dicho valor significa que toda la dilatación que sufrió el yacimiento se va a recompactar completamente, por lo que el yacimiento tendría una porosidad final igual a la inicial. No obstante en esta figura se observa que la porosidad decae por debajo de la original lo cual no es un resultado lógico. Se concluye así que el simulador no está reportando resultados correctos en la simulación.

## **CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

---

En el caso en que  $Fr$  es igual a 0,5 se espera que la porosidad decline a un valor por encima de la porosidad inicial como efectivamente se muestra en la figura. Este efecto se debe al aumento de la porosidad que sufre el yacimiento durante la dilatación y la posterior recompactación que se produce una vez que ha cesado el proceso de inyección, lo que permite que la porosidad caiga a un valor mayor con respecto al valor inicial.

En el caso en que  $Fr$  es igual a 1, que significa que el yacimiento no tiene la oportunidad de recompactar el volumen poroso correspondiente a la dilatación, es decir, el yacimiento se recompacta en función a la compresibilidad original del yacimiento y no de la compresibilidad de recompactación, se observa que el comportamiento de porosidad se modela de una manera esperada, puesto que no se observa una caída de porosidad a partir de la presión de inicio de la recompactación ( $P_{pact} = 950$  lpc); más bien se presenta un pequeño aumento de la pendiente de la recta que corresponde a la recompactación lo que indica que el yacimiento se llega a recompactar pero en un pequeño grado situación que contradice lo que inicialmente se esperaba por lo que se concluye que existe un error en la simulación. La situación que se esperaba era que la recompactación siempre siguiera la compresibilidad del yacimiento.

Por otra parte se puede observar que el hecho de variar los valores de  $Fr$  no influyen en la predicción de la producción por lo tanto dichos valores no son un factor determinante en la producción del yacimiento como puede apreciarse en la figura 4.32.

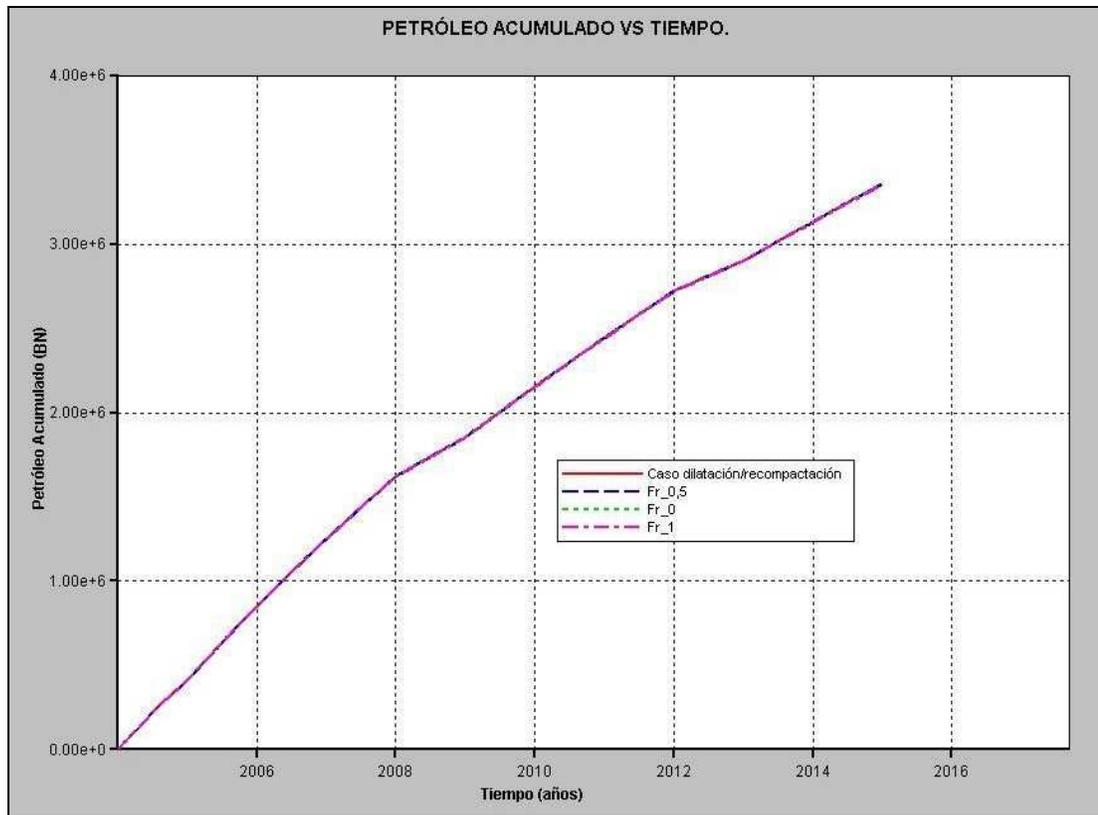


Figura 4.32.- Producción acumulada vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Fr.

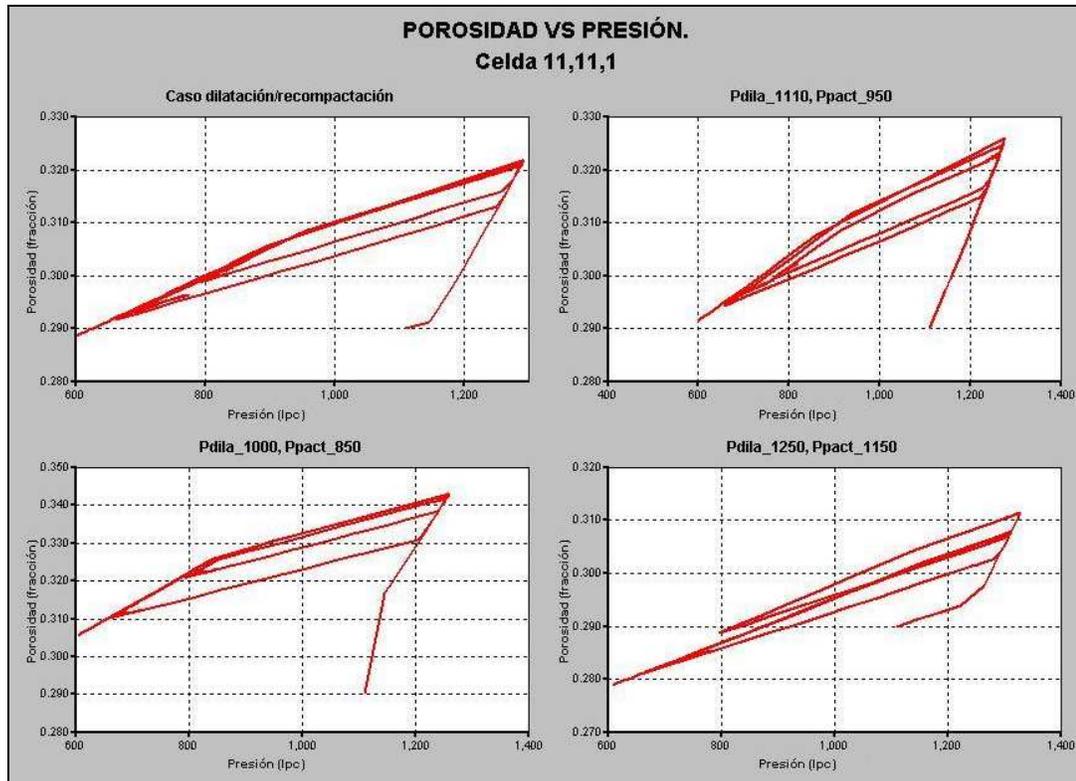
#### 4.14.- Comparación caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Presión de dilatación (Pdila) y presión de recompactación (Ppact).

La presente sensibilidad persigue establecer las diferentes soluciones que el simulador arroja cuando se varían al mismo tiempo la presión de dilatación y la presión de recompactación del yacimiento y su influencia sobre la producción y la variación de porosidad mediante el proceso de dilatación.

En la figura 4.33 se presenta la variación de la porosidad vs. tiempo para el caso dilatación/recompactación y sus diferentes sensibilidades variando Ppact y Pdila, en el que se aprecia que para presiones menores a la presión inicial del yacimiento el simulador no puede modelar correctamente el proceso y por esa razón, para una presión de dilatación igual a 1000 lpc, se obtiene un brusco en

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

la porosidad en un pequeño lapso de tiempo. Ahora para presiones iguales o mayores a la presión inicial se aprecia que el simulador proporciona comportamientos lógicos de la porosidad en presencia del proceso de dilatación, por lo se que concluye que para poder tener una buena predicción de la producción y cambios de porosidad de la formación es necesario emplear presiones iguales o por encima de la presión inicial.



**Figura 4.33.- Variación de la porosidad vs. presión para la celda 11,11,1 comparando caso dilatación/recompactación con respecto a la variación de Pdila y Ppact.**

En la figura 4.34 se presenta la producción total en función del tiempo y se puede observar que para presiones de dilatación mayores a la presión del yacimiento la producción no experimenta una gran variación pudiéndose ver que estos cambios son pequeños, mientras que para presiones de dilatación menores a la presión del yacimiento de nota un aumento en la producción que es producido por el error que fue comentado anteriormente. Para finalizar se

puede decir que las presiones dilatación y recompactación no influyen el la producción final determinadamente.

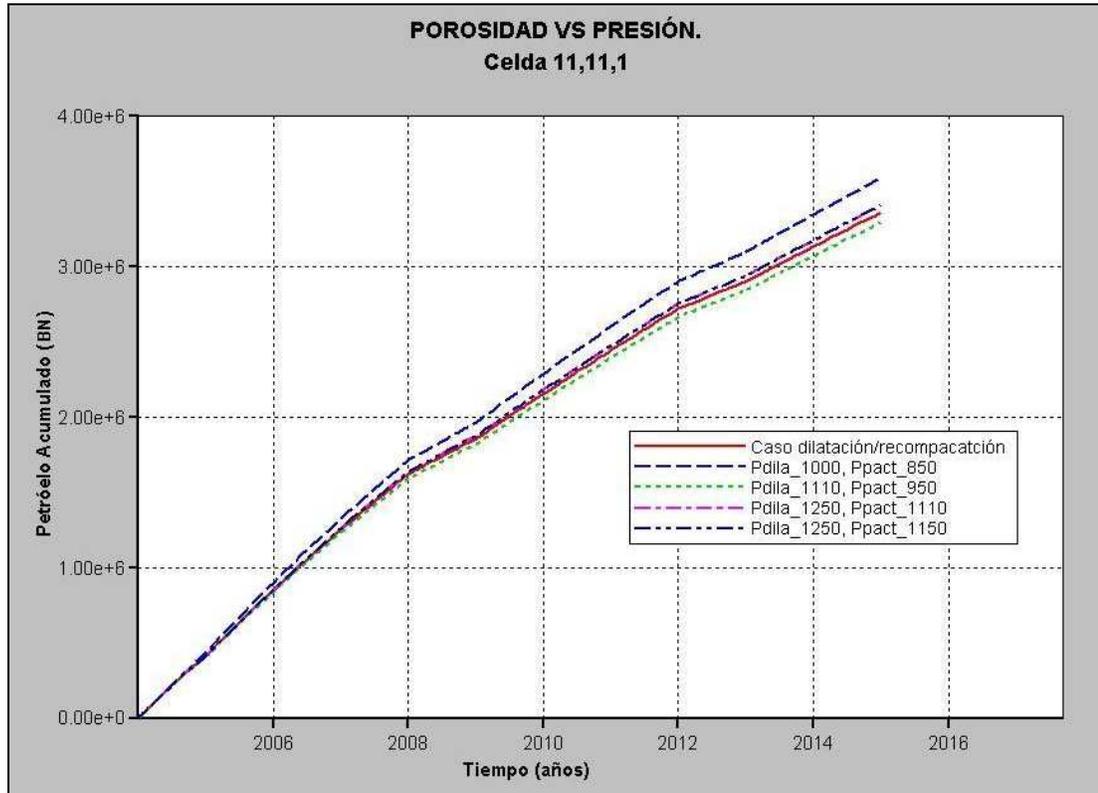


Figura 4.34.- Petróleo acumulado vs. tiempo para caso dilatación/recompactación y sus sensibilidades variando Pdila y Ppacta.

### 4.15.- Comparación de datos teóricos y datos de simulación.

La comparación que a continuación se presente persigue como fin establecer la precisión de los resultados arrojados por el simulador con respecto a los resultados teóricos obtenidos para el cálculo de porosidades y compactaciones del yacimiento.

Para poder variar la porosidad en función a las caídas de presión que experimenta el yacimiento durante la producción, se empleó la ecuación 4.3, la que será detallada en el apéndice A y en la que se calcularán las porosidades del caso base para el bloque 1,1,1.

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

$$\phi_f = \phi_i * (1 - C_f * \Delta P) \dots\dots\dots(\text{Ecuación 4.3})$$

donde:

$\phi_f$  = Porosidad final (fracción).

$\phi_i$  = Porosidad inicial del yacimiento (fracción).

$C_f$  = Compresibilidad de la formación (lpc<sup>-1</sup>).

$\Delta P$  = Diferencia de presión entre la presión inicial y la presión final del yacimiento (lpc).

Como se puede observar en la tabla 4.6 los valores del simulador y los resultados teóricos son los mismos, por lo que se concluye que el simulador emplea la ecuación 4.4 en los cálculos de variación de porosidad y estos resultados son tan confiables para nuestro estudio como para cualquier yacimiento.

**Tabla 4.6.- Comparación entre porosidades teóricas y prácticas para la celda 1,1,1.**

FECHA (D/M/A)	PRESIÓN CELDA 1,1,1 (lpc)	POROSIDAD (SIMULADOR)	POROSIDAD (TEÓRICA)
1/1/00	1110,00	0,2900	0,2900
1/1/01	663,78	0,2749	0,2749
1/1/02	629,87	0,2738	0,2738
1/1/03	610,22	0,2731	0,2731
1/1/04	589,52	0,2724	0,2724
1/1/05	569,61	0,2718	0,2718
1/1/06	554,88	0,2713	0,2713
1/1/07	538,82	0,2708	0,2708
1/1/08	521,58	0,2702	0,2702
1/1/09	505,19	0,2697	0,2697
1/1/10	492,72	0,2693	0,2693
1/1/11	480,99	0,2689	0,2689
1/1/12	468,28	0,2685	0,2685
1/1/13	455,82	0,2681	0,2681
1/1/14	445,83	0,2678	0,2678
1/1/15	437,02	0,2675	0,2675

## CAPÍTULO IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para el caso de compactación, la ecuación 4.4, desarrollada en el apéndice A.1, fue empleada para el cálculo de las compactaciones en cada celda del bloque 1 para luego obtener la compactación final del bloque mediante la suma de dichas compactaciones como se muestra en la ecuación 4.5.

$$h_2 = h_1 - C_{vp} * \bar{\phi} * \bar{h} * \Delta P \dots\dots\dots(\text{Ecuación 4.4})$$

$$\Delta h = h_{i(\text{celda})} - h_2 \dots\dots\dots(\text{Ecuación 4.5})$$

Como se puede apreciar en la tabla 4.7 los resultados obtenidos en el simulador no son iguales con respecto a los valores teóricos lo cual se concluye que el simulador no se base en la ecuación teórica empleada en este estudio, sin embargo los valores son bastantes cercanos. Por otra parte es de gran dificultad poder conocer la formulación empleada en el cálculo de compactaciones ya que todo este proceso pertenece al software interno del simulador al cual no se puede tener acceso.

**Tabla 4.7.- Comparación de compactaciones teóricas y prácticas para los bloques 1 y 11.**

FECHA (D/M/A)	Compactación Total Bloque 1 (simulador) (pies)	Compactación Total Bloque 11 (simulador) (pies)	Compactación Total Bloque 1 (teórica) (pies)	Compactación Total Bloque 11 (teórica) (pies)
1/1/00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/1/01	-2,38	-0,83	-2,45	-0,84
1/1/02	-2,55	-1,05	-2,63	-1,06
1/1/03	-2,65	-1,31	-2,73	-1,33
1/1/04	-2,75	-1,57	-2,84	-1,60
1/1/05	-2,84	-0,23	-2,94	-0,23
1/1/06	-2,92	-2,15	-3,02	-2,21
1/1/07	-2,99	-2,27	-3,10	-2,33
1/1/08	-3,08	-2,36	-3,19	-2,43
1/1/09	-3,16	-0,75	-3,28	-0,76
1/1/10	-3,22	-2,53	-3,34	-2,61
1/1/11	-3,27	-2,61	-3,40	-2,69
1/1/12	-3,33	-2,69	-3,47	-2,78
1/1/13	-3,39	-1,13	-3,53	-1,15
1/1/14	-3,44	-2,83	-3,59	-2,92
1/1/15	-3,49	-2,89	-3,63	-2,99

**CAPÍTULO V**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### CONCLUSIONES

El proceso de compactación/rebote es un importante mecanismo de empuje en el yacimiento ya que permite mantener la presión y aumentar el recobro.

La compactación del yacimiento se convierte en un mecanismo de empuje importante a medida que aumenta la compresibilidad del yacimiento.

El simulador modela correctamente el proceso de compactación/rebote para compresibilidades plásticas menores a la compresibilidad del yacimiento y para presiones de inicio de la compactación plástica menores a la presión inicial del yacimiento.

El yacimiento modelado bajo la opción compactación/rebote se compacta en menor grado con respecto a casos en donde no se presenta este proceso.

La variación de la permeabilidad con la porosidad a través de los multiplicadores de permeabilidad en la opción compactación/rebote, es un parámetro determinante en la simulación de este proceso. Esto indica el cuidado que se debe tener al definirlos.

La variación de la permeabilidad con la porosidad, definida teóricamente, fue representada satisfactoriamente con el uso de los multiplicadores de permeabilidad.

La variación de la transmisibilidad entre celdas cuando ya se ha calculado la compactación del yacimiento no es un factor influyente en el recobro del yacimiento.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

---

---

El efecto de dilatación/recompactación es reproducido fielmente por el simulador para compresibilidades de dilatación por encima a la del yacimiento y para presión de inicio de la dilatación mayores a la presión inicial.

Para un valor de cero, correspondiente a la fracción de dilatación residual ( $Fr$ ) en la opción de dilatación/recompactación, el simulador no modela correctamente el efecto.

La dilatación y posterior recompactación del yacimiento no afecta drásticamente el recobro del yacimiento, este es un efecto local que sólo es importante en las cercanías del pozo inyector.

El simulador calcula correctamente la compactación de las celdas con respecto a las ecuaciones teóricas de compactación basadas en la definición de compresibilidad, presentando una pequeña diferencia.

### RECOMENDACIONES

Simular el efecto de compactación/rebote en yacimientos con altas compresibilidades sometidos a una inyección de fluidos, calculando la con precisión la presión crítica a la cual se inicia la compactación plástica y la compresibilidad para la dilatación plástica.

Mostrar una advertencia, en la opción compactación/rebote, que indique los rangos de valores de presión de compactación y compresibilidad plástica que deben ser empleados para modelar correctamente el efecto.

Definir los multiplicadores de permeabilidad en el caso compactación/rebote a partir de un cotejo histórico o a partir de pruebas de núcleos.

Desestimar la variación de transmisibilidad en los casos donde ya se haya calculado la compactación del yacimiento.

Mostrar una advertencia, en la opción dilatación, que indique el rango de valores de presión de dilatación, compresibilidad de dilatación,  $f_r$  y de máximo aumento de porosidad que deben ser empleados para modelar correctamente el efecto.

Realizar un estudio del proceso de compactación tomando en cuenta su comportamiento ante el mecanismo de inyección de vapor

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.**

**BIBLIOGRAFÍA**

- [1] VÁSQUEZ, A., SÁNCHEZ, M.: **“Introducción a la Geomecánica Petrolera”**. V.V.A. Consultores, C.A. pp 11-1 – 11-10.
- [2] FJAER, E. et al (1992).: **“Petroleum related rock mechanics”**. Editorial ELSEVIER SCIENCE. Amsterdam. pps 287-292.
- [3] ESSENFELD, Martín (2001). **”Yacimientos de Hidrocarburos”**. FONCIED. pp 303-305.
- [4] ERTEKIN, Turgu.: **”Numerical Simulation of the Compaction-Subsidence Phenomena in a Reservoir for Two- Phase Isothermal Flow Conditions,”** University Microfilms International, Aachen, April 1979. pps 8,10-14,19-21.
- [5] ABOU-SAYED, Ahmed (1982).: **“Forum on Subsidence due to Fluid Withdrawals,”**. Fountainhead State Resort, Checotah, Oklahoma. November 14-17 .
- [6] BORSETTI, Giancarlo (2003).: **“Estimación de la compresibilidad de poro en arenas no consolidadas a partir de información de registros de pozos”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- [7] ZIMMERMAN, R. W (1991).: **“Compresibility of sanstones”**. University of California, Berkely.
- [8] CRAFT, Hawkins.: **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial TECNOS. Primera edición. pp 171-173

- [9] RHETT, D.W y TEUFEL,L.W (1992): **“Effect of Reservoir Stress Path on Compresibility and Permeability of Sandstones”**. SPE 24756. pp 965-968.
- [10] ESPINOZA.C.E (1983): **“Una Nueva Formulación para Simulación Numérica de Compactación y Estudios de Sensibilidad para Inyección de Vapor,”**SPE 12246. pp 139-141.
- [11] CHILINGARIAN,G (1995): **“Subsidense due to fluid withdrawal”**. ELSEVIER SCIENCE. pp 144-146.
- [12] BOUTECÁ,M.J. et al.:(2000).:**“Constitutive Law for Permeability Evolution of Sandstones During Depletion”**. SPE 58717. pp 1-4.
- [13] BRADLEY, Howard (1987): **“Petroleum Engeneering Handbook”**. SPE. Tercera impresión. pp 26-7 – 26-8
- [14] Computer Modelling Group Ltd. **“STARS, simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos”**. Guía de usuario, Versión 2002.
- [15] BEATTIE, BOBERG y McNAB (1991).: **“Reservoir Simulation of Cyclic Steam Stimulation in the Cold Lake Oil Sands”**. SPE 18752.
- [16] JAEGER,J.C y COOK, N.G (1979): **“Fundamentals of Rocks Mechanics”** Chapman and Hall, New York, p 593.
- [17] RATTIA, Aquiles y FAROUQ, Ali (1981): **“Effect of Formation Compaction on Steam Injection Response”**.SPE 10323. pp1-4.

## **APÉNDICES.**

**APÉNDICE A.1**

**ECUACIÓN TEÓRICA DE COMPACTACIÓN DE YACIMIENTO**

En base a la definición de compresibilidad descrita en la ecuación 1.5 se sabe que:

$$C_{rb} = \frac{1}{V_b} * \frac{\Delta V_b}{\Delta P}$$

De la ecuación 1.13 se conoce además que:

$$C_{rb} = C_{(VP)} * \phi$$

Sustituyendo (1.13) en (1.5) se tiene:

$$C_{(VP)} * \phi = \frac{1}{V_b} * \frac{\Delta V_b}{\Delta P} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.1.1)}$$

Despejando  $\Delta V_b$  de la ecuación (A.1.1) queda:

$$\Delta V_b = C_{(VP)} * \bar{\phi} * V_b * \Delta P \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.1.2)}$$

Además se sabe que:

$$V_b = A * h \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.1.3)}$$

Por lo tanto:

$$\Delta V_b = V_1 - V_2 = A * h_1 - A * h_2 \dots\dots\dots \dots \text{(Ecuación A.1.4)}$$

Sustituyendo la ecuación A.1.4 en la ecuación A.1.2 se tiene:

$$A * (h_1 - h_2) = C_{(VP)} * \bar{\phi} * A * h * \Delta P \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.1.5)}$$

Asumiendo que el yacimiento sufre únicamente compactación vertical, se sabe que el área se mantiene constante por lo tanto:

## APÉNDICE A.-ECUACIÓN TEÓRICA DE COMPACTACIÓN.

---

---

$$h_1 - h_2 = C_{(VP)} * \bar{\phi} * h * \Delta P \quad \dots\dots\dots \quad \text{(Ecuación A.1.6)}$$

Despejando  $h_2$  queda:

$$h_2 = h_1 - C_{(VP)} * \bar{\phi} * h * \Delta P \quad \dots\dots\dots \quad \text{(Ecuación A.1.7)}$$

APÉNDICE A.2  
DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE MULTIPLICADOR DE  
TRANSMISIBILIDAD

Según la ecuación 2.11 se tiene que la transmisibilidad es igual:

$$T = \frac{\bar{K} * A}{L}$$

donde:

$T$  = Transmisibilidad entre celdas

$\bar{K}$  = Promedio armónico de la permeabilidad

$L$  = Distancia entre los puntos medios de cada celda

$A$  = Área transversal de flujo

Si se tienen dos celdas contiguas,  $n$  y  $n+1$ , en la dirección  $l$  tal como se indica en la figura A.1, el promedio armónico de sus respectivas permeabilidades  $K_{x_i}$  y  $K_{x_{i+1}}$  se despeja de la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta X_n + \Delta X_{n+1}}{\bar{K}_x} = \frac{\Delta X_n}{K_{x_n}} + \frac{\Delta X_{n+1}}{K_{x_{n+1}}} \dots \dots \dots \quad \text{(Ecuación A.2.1)}$$

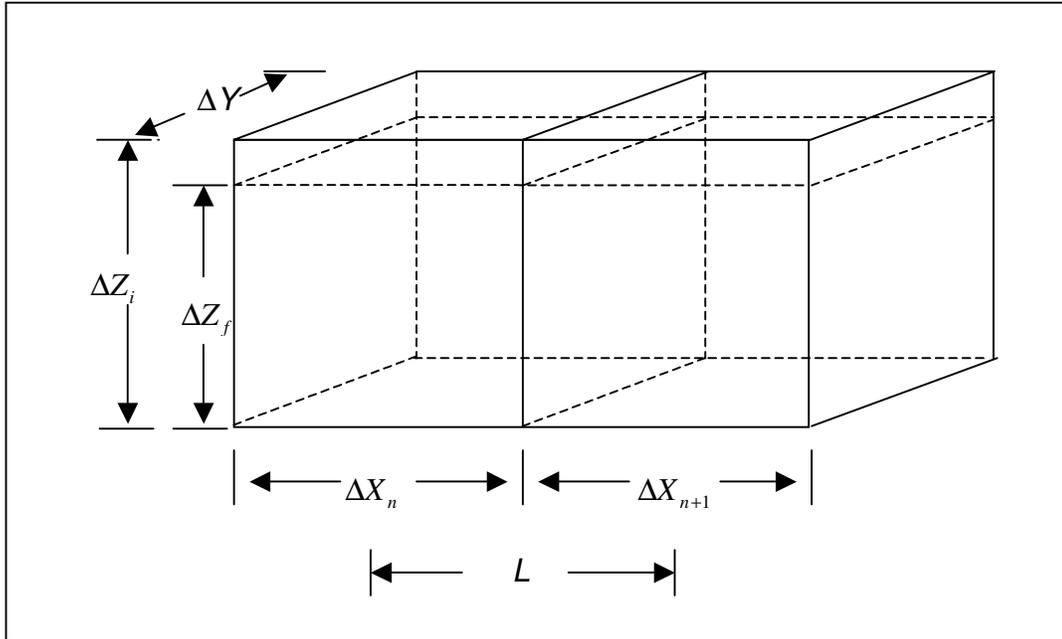
donde:

$\bar{K}_x$  = Promedio armónico de la permeabilidad en la dirección  $l$

$\Delta X$  = Tamaño de las celdas en la dirección  $l$

$K_x$  = Permeabilidad de la celda en la dirección  $l$

**APÉNDICE A.-ECUACIÓN TEÓRICA DE COMPACTACIÓN.**



Si definimos los subíndices “i” y “f” como inicial y final respectivamente para una caída de presión  $\Delta P$  o para un lapso de tiempo determinado. Tenemos que la ecuación 2.11 se transforma a:

$$Tx_i = \frac{\bar{K}x_i * \Delta Z_i * \Delta Y_i}{L} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.2)}$$

$$Tx_f = \frac{\bar{K}x_f * \Delta Z_f * \Delta Y_f}{L} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.3)}$$

Ahora, se define multiplicador de transmisibilidad horizontal como:

$$TRANSI = \frac{Tx_i}{Tx_f} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.4)}$$

Se sustituye A.2.2 y A.2.3 en A.2.4, tenemos

**APÉNDICE A.-ECUACIÓN TEÓRICA DE COMPACTACIÓN.**

$$TRANSI = \frac{\bar{K}_{X_f} * \Delta Z_f * \Delta Y_f / L}{\bar{K}_{X_i} * \Delta Z_i * \Delta Y_i / L} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.4)}$$

Partiendo de la suposición de que la compactación es únicamente vertical  $\Delta Y_f = \Delta Y_i$ , y como las celdas son del mismo tamaño la ecuación A.2.5 se reduce a

$$TRANSI = \frac{\bar{K}_{X_f} * \Delta Z_f}{\bar{K}_{X_i} * \Delta Z_i} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.5)}$$

Se tiene que la compactación de las celdas  $C = \Delta Z_f - \Delta Z_i$ , despejando  $\Delta Z_f$  tenemos:

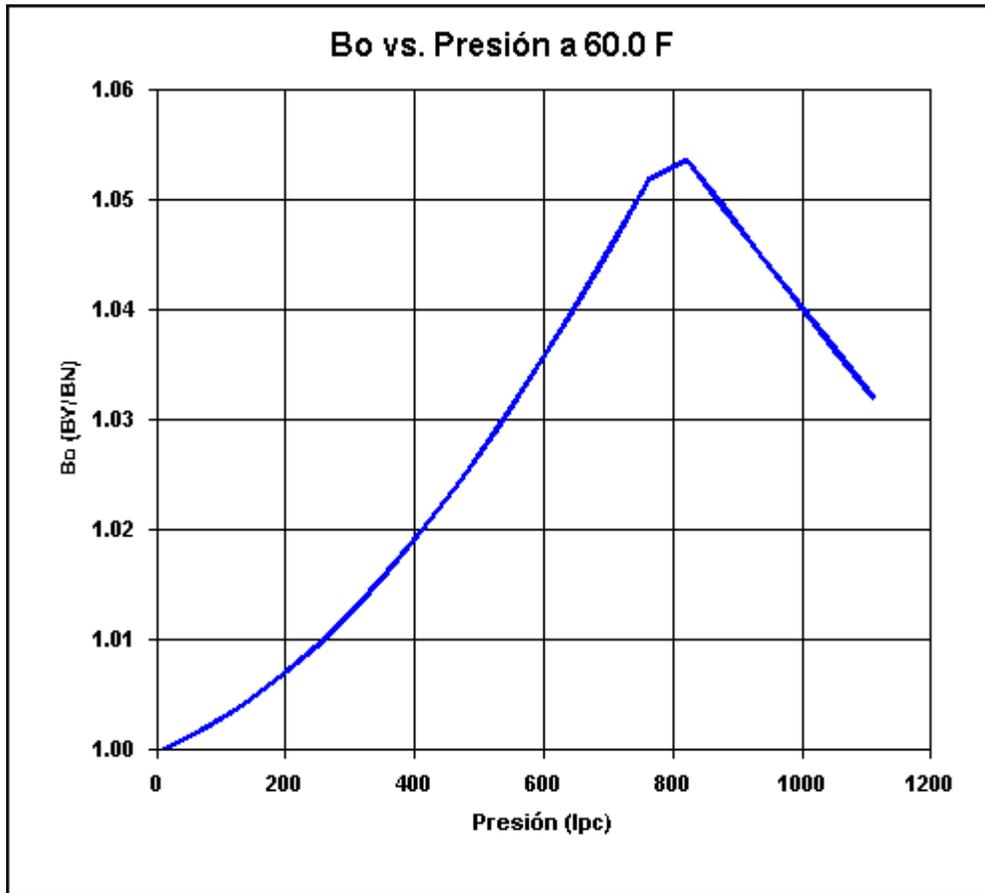
$$\Delta Z_f = \Delta Z_i - C \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.6)}$$

Sustituyendo la ecuación A.2.5 en A.2.6 se tiene que:

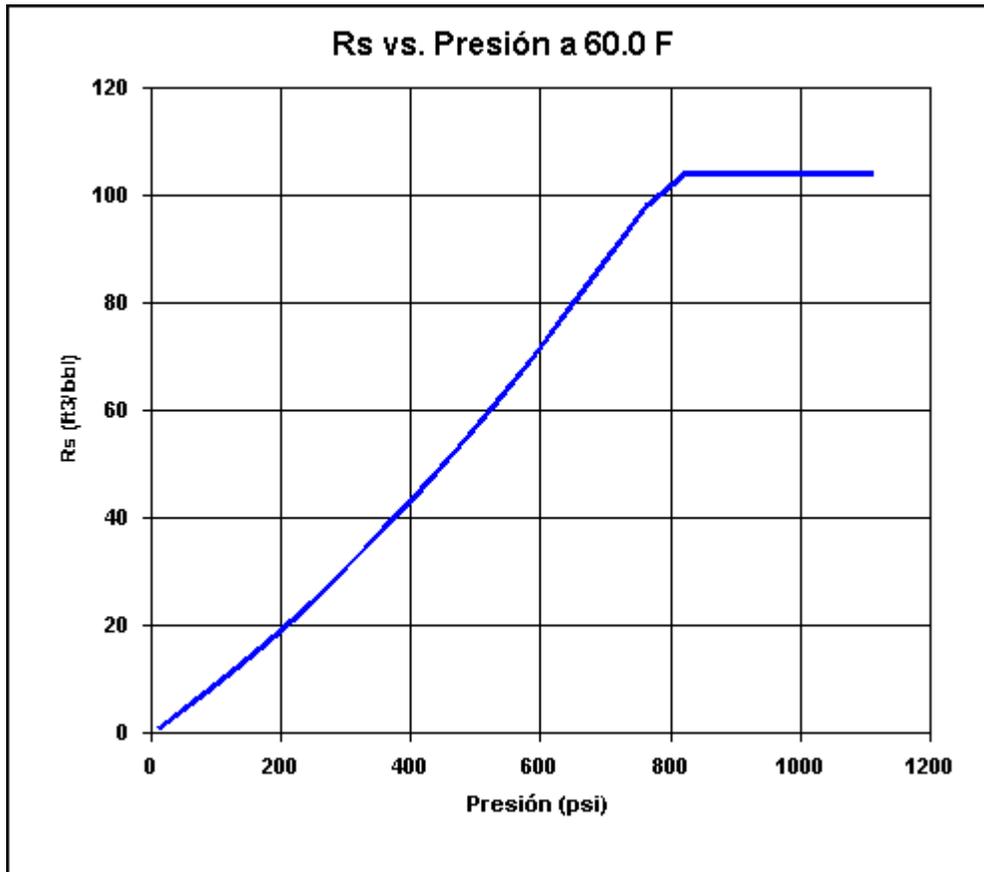
$$TRANSI = \frac{\bar{K}_{X_f} * (\Delta Z_i - C)}{\bar{K}_{X_i} * \Delta Z_i} \dots\dots\dots \text{(Ecuación A.2.7)}$$

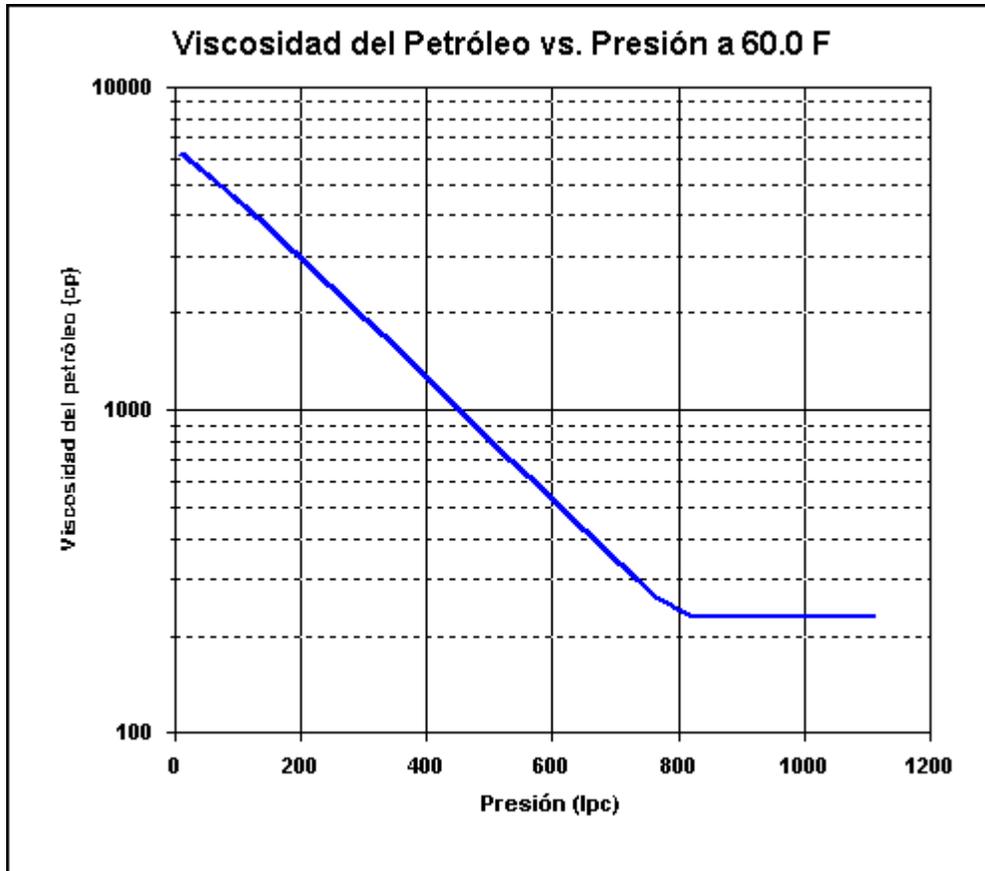
De forma análoga se desarrolla el multiplicador en la dirección J.

APÉNDICE B  
PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO VIVO



## APÉNDICE B.-PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO VIVO.





**PERMTAB**

$\frac{\phi}{\phi_0}$	$\frac{K}{K_0}$
0,9385	0,8933
0,9398	0,8955
0,9412	0,8977
0,9426	0,9001
0,9441	0,9025
0,9456	0,9051
0,9472	0,9078
0,9489	0,9107
0,9507	0,9137
0,9526	0,9169
0,9546	0,9204
0,9568	0,9239
0,9598	0,9289
0,9601	0,9297
0,9625	0,9339
0,9652	0,9386
0,9688	0,9443
0,9694	0,9459
0,9726	0,9514
0,9760	0,9576
0,9805	0,9650
0,9818	0,9673
0,9857	0,9744
0,9899	0,9819
0,9945	0,9903
1,0000	1,0000

PERMTABLOG

$\frac{\phi}{\phi_0}$	$\log\left(\frac{K}{K_0}\right)$
0,9385	-0,0489978
0,9398	-0,04793603
0,9412	-0,04685265
0,9426	-0,04572211
0,9441	-0,04453996
0,9456	-0,04329864
0,9472	-0,04200025
0,9489	-0,040635
0,9507	-0,03919638
0,9526	-0,03767092
0,9546	-0,03604226
0,9568	-0,03435231
0,9598	-0,03203883
0,9601	-0,03167118
0,9625	-0,029688
0,9652	-0,02753256
0,9688	-0,02488694
0,9694	-0,02415707
0,9726	-0,02162316
0,9760	-0,01883627
0,9805	-0,01547344
0,9818	-0,01443582
0,9857	-0,01128501
0,9899	-0,00793716
0,9945	-0,00421714
1,0000	0

## GLOSARIO

**Cizallamiento:** Deformación que resulta de una fuerza que hace que dos partes adyacentes de un cuerpo se deslicen en forma paralela pero en direcciones opuestas.

**CMG:** Computer Modelling Group, empresa creadora del paquete de simulación STARS®

**Compresibilidad Convencional:** Es la compresibilidad que se emplea en la simulación de yacimientos, la cual no toma en cuenta los efectos de dilatación/recompactación y rebote/compactación.

**Constante de Biot;** Es una constante que cuantifica la eficiencia de las presiones de los fluidos en contrarrestar los esfuerzos totales aplicados.

**Histéresis:** Falla de un material para regresar completamente a su estado original después que una fuerza ha sido removida.

**Microfalla:** Es una falla geológica que abarca un corto intervalo de unos pocos pies.

**Presión de sobrecarga:** Presión que ejercen los sedimentos que yacen sobre el yacimiento desde la superficie hasta su profundidad.

**Propiedades Poroelásticas:** Es una propiedad que describe la reacción de un medio poroso elástico ante la aplicación de esfuerzos.

**Pruebas de Elongación Uniaxial:** Ensayo en el que se comprime un cilindro de roca en una celda triaxial y a medida que aumenta la presión axial se

aumenta la presión de confinamiento, de manera que la deformación solamente ocurre axialmente.

**Relación de Poisson:** Es la medida de la deformación que sufre una muestra bajo la aplicación de un esfuerzo externo

**Tortuosidad:** Indicador de desviación entre un sistema físico real de poro y un sistema ideal de tubos capilares.