

**ANALISIS DE SENSIBILIDAD PARA DETERMINAR EL EFECTO DE LAS
PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EL ESCALAMIENTO DE UN
PROCESO DE DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE**

**ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA
CARLOS AUGUSTO JEREZ QUIROGA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2008**



**ANALISIS DE SENSIBILIDAD PARA DETERMINAR EL EFECTO DE LAS
PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EL ESCALAMIENTO DE UN
PROCESO DE DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE**

**ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA
CARLOS AUGUSTO JEREZ QUIROGA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOS NAVARRO
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

Codirectores

**HECTOR HUGO PEREZ
Ingeniero de petróleos M.Sc.**

**FERNANDO WILSON LONDOÑO GALVIS
Ingeniero de Petróleos**

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

2008

DEDICATORIA

A mis papas por apoyarme siempre en mis sueños,
A mis tíos Hector y Yamile por su valiosa colaboración
durante estos años de estudio.

A mis hermanos por creer tanto en mí.

A mis abuelitos Toño y Margarita.

A mis tías Lau, Isa y Chiki.

Erika Margarita

DEDICATORIA

A mi familia, por el apoyo dado durante mis estudios
Mis amigos dentro y fuera de la Universidad
Compañeros del Grupo de Investigación Recobro Mejorado
A todas las personas que por una u otra razón no pueden estudiar en la
universidad, privándose del encanto del conocimiento

Carlos Augusto Jerez Quiroga



AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su apoyo y asesoría, durante todo el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Héctor Hugo Pérez, quien constituye el enlace con el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, para hacer posible este trabajo de grado.

A los Ingeniero Fernando Wilson Londoño Galvis y Nelson León, por aportes realizados en el desarrollo de este trabajo.

A todos los integrantes del Grupo de Investigación Recobro Mejorado GRM, especialmente a Ingrith, Fabián y Ana María por hacer más ameno el trabajo en la sala.

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE SENSIBILIDAD PARA DETERMINAR EL EFECTO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EL ESCALAMIENTO DE UN PROCESO DE DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE*.

AUTORES: ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA y CARLOS AUGUSTO JEREZ QUIROGA**

PALABRAS CLAVE: Propiedades petrofísicas, Escalamiento, Prototipo, Modelo, Simulación numérica.

DESCRIPCION.

Este proyecto cuenta con una revisión de los conceptos básicos de petrofísica, así como de los fundamentos de la técnica de escalamiento, para modelar físicamente un proceso de inyección de agua.

Se llevo a cabo, mediante simulación numérica, el análisis del efecto de propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, saturaciones irreducibles y permeabilidades relativas, sobre el escalamiento de, un proceso de inyección de agua.

Para llevar a cabo este trabajo, se desarrollaron dos fases, en la primera, se analizo el efecto de las propiedades petrofísicas sobre el proceso de inyección de agua a escala de laboratorio. De manera similar, se llevo a cabo la segunda fase, el análisis del efecto de las propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua, para esto se analizan dos modelos de simulación, uno que representa las condiciones de laboratorio y otro con las características del prototipo o campo, a partir de la comparación de los resultados obtenidos después de llevar a cabo el escalamiento, se determina el efecto de las propiedades petrofísicas sobre, un proceso de inyección de agua.

Como resultado de este trabajo, se determino que las propiedades petrofísicas, a nivel de laboratorio, que afectan el volumen poroso móvil, presentan la mayor incidencia sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua, permitiendo así determinar su importancia, al usar modelos físicos escalados.

*Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF SENSIBILITY TO DETERMINE THE EFFECT OF THE PETROPHYSICS PROPERTIES ON THE SCALING OF DISPLACEMENT INMISCIBLE PROCESS*.

AUTHORS: ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA y CARLOS AUGUSTO JEREZ QUIROGA**

KEYWORDS: Petrophysics properties, Scaling, Prototype, Model, Numeric simulation.

DESCRIPTION.

This project seeks to enlarge our knowledge on basic petrophysics and scaling need to study waterflooding using numeric simulation and physics simulation.

To carry out, by numeric simulation, the analysis of petrophysics properties effects, like porosity, permeability, irreducible saturations and relative permeabilities, on scaling of, water flooding process.

This studying, two phases were developed, in the first, analyzes effect of petrophysics properties on water flooding process to laboratory scale. In a similar way, you carries out the second phase, the analysis of petrophysics properties effect on the scaling of a process of injection of water, for this two simulation models are analyzed, one that represents the laboratory conditions and another with the characteristics of the prototype of field, starting from the comparison of the results obtained after carrying out the scaling, the effect of the petrophysics properties is determined on, a process of injection of water.

As a result of this work, it was determined that the petrophysical properties at the laboratory, affecting the volume porous mobile, have the greatest impact on the escalation of a process of water injection, thus enabling determine their importance, to use scaled physical models.

* Work of grade

** Faculty Chemical Physique Engineering's. School of Petroleum's Engineering. Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

CONTENIDO

INTRODUCCION	11
1. SIMULACIÓN FÍSICA	11
1.1 MODELOS FÍSIC ^o	
1.1.1. Principio de similaridad.....	11
1.1.1.1. Similaridad Geométrica	11
1.1.1.2 Similaridad Cinemática	11
1.1.1.3 Similaridad Dinámica	11
1.1.2 Clasificación de modelos físicos.....	11
1.1.2.1 Modelos físicos escalados.....	11
1.1.2.2 Modelos físicos semiescalados	11
1.1.2.3 Modelos físicos no escalados.....	11
1.1.3 Escalamiento.....	11
1.1.3.1 Etapas en el escalamiento	11
1.1.3.2 Números adimensionales	11
1.2. ESCALAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	11
1.2.1 Fenómenos presentes en procesos de inyección de agua	11
1.2.1.1 Fenómenos viscosos	11
1.2.1.2. Fenómenos gravitacionales.....	11
1.2.1.3. Fenómenos capilares	11
1.2.2. Variables involucradas en procesos de inyección de agua	11

1.2.2.1. Variables operacionales	11
1.2.2.2. Variables independientes	11
1.2.2.3 Variables dependientes	11
1.2.3 Números adimensionales para procesos de inyección de agua	11
1.2.3.1 Enfoques de escalamiento para procesos de inyección de agua	11
1.3 PROPIEDADES PETROFISICAS	11
1.3.1. Criterios de selección propiedades petrofísicas	11
1.3.2 Propiedades petrofísicas seleccionadas	11
1.3.2.1 Porosidad	11
1.3.2.2 Permeabilidad absoluta	11
1.3.2.3 Mojabilidad	11
1.3.2.4 Saturación de fluidos	11
1.3.2.5. Permeabilidad relativa	11
2.ANALISIS DE SENSIBILIDAD A ESCALA DE LABORATORIO	11
2.1. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION REPRESENTATIVO DEL MODELO FISICO SCALA	11
2.1.1. Selección del Software de Simulación	11
2.1.2. Dimensiones del modelo de simulación	11
2.1.3. Propiedades Básicas del Medio Poroso	11
2.1.4. Propiedades del Fluido.....	11
2.1.5. Propiedades de Flujo.....	11
2.1.6. Restricciones de los Pozos	11
2.2. RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DEL MODELO BASE.....	11
2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS	11
2.3.1. Porosidad	11

2.3.2. Permeabilidad Absoluta.....	11
2.3.3. Curvas de permeabilidad relativa	11
2.3.3.1. Saturación de Agua Irreducible	11
2.3.3.2. Saturación de Aceite Residual	11
2.3.3.3. Permeabilidad Relativa del Aceite a Saturación de Agua Irreducible	11
2.3.3.4. Permeabilidad Relativa del Agua a Saturación de Aceite Residual	11
2.3.3. Mojabilidad	11
3. EFECTO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EL ESCALAMIENTO DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA	11
3.1 Caso base	11
3.1.1 Prototipo	11
3.1.1.1 Enmallado de simulación prototipo	11
3.1.1.2 Propiedades básicas de roca en el prototipo	11
3.1.1.3 Propiedades de los fluidos en el prototipo	11
3.1.1.4 Propiedades de roca y fluido	11
3.1.1.5 Restricción a los pozos en el prototipo.....	11
3.1.2 Modelo base	11
3.1.2.1 Enmallado de simulación modelo base.....	11
3.1.2.2 Propiedades básicas de la roca en el modelo base	11
3.1.2.3 Propiedades de los fluidos de yacimiento en el modelo base	11
3.1.2.4 Propiedades interacción roca – fluido	11
3.1.2.5 Restricción a los pozos en el modelos base	11
3.1.3 Comparación entre modelo base y prototipo	11
3.2 Sensibilidad propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de procesos de inyección de agua.....	11
3.2.1 Sensibilidad a la porosidad y la permeabilidad.....	11

3.2.2 Sensibilidad a las saturaciones de irreducibles.....	11
3.2.3 Sensibilidad a la tendencia de las curvas de permeabilidad relativa.....	11
3.2.4 Sensibilidad permeabilidad relativa al agua.	11
3.2.4.1 Sensibilidad de k_{rw} a S_{or}	11
3.2.4.2 Sensibilidad al exponente de la curva de permeabilidad relativa al agua n_w	11
3.2.5 Sensibilidad permeabilidad relativa al aceite	11
3.2.5.1 Sensibilidad k_{ro} @ S_{wirr}	11
3.2.5.2 Sensibilidad exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite. ..	11
3.2.6. Construcción modelo final de laboratorio.....	11
CONCLUSIONES	11
RECOMENDACIONES	11
BIBLIOGRAFIA	11

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo físico SCALA	11
Figura 2. Principio de Similaridad Geométrica	11
Figura 3. Clasificación de modelos físicos	11
Figura 4. Etapas Técnica de escalamiento	11
Figura 5. Efecto capilar en el medio poroso	11
Figura 6. Efecto tamaño de grano sobre permeabilidad absoluta	11
Figura 7. Mojabilidad – Fluidos inmóviles	11
Figura 8. Enmallado de simulación	11
Figura 9. Gas en solución y factor volumétrico de formación.....	11
Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa del modelo	11
Figura 11. Ubicación de los pozos	11
Figura 12. Comportamiento del frente, a diferentes tiempos de inyección.....	11
Figura 13. Comportamiento del factor de recobro, frente al cambio de la porosidad	11
Figura 14. Comportamiento de la producción acumulada de aceite frente al cambio de la porosidad.....	11
Figura 15. Efecto de la permeabilidad sobre el factor de recobro	11
Figura 16. Efecto de la permeabilidad sobre la producción de agua.....	11
Figura 17. Efecto de Swirr, sobre la producción de agua.....	11
Figura 18. Efecto de Swirr, sobre la producción acumulada de aceite.....	11

Figura 19. Efecto de Swirr, sobre el factor de recobro	11
Figura 20. Efecto de la saturación de aceite residual, sobre la producción de agua	11
Figura 21. Efecto de Sor, sobre la producción de aceite.....	11
Figura 22. Efecto de Sor, sobre el factor de recobro.....	11
Figura 23. Efecto de Kro @ Swirr sobre las curvas de permeabilidades relativas	11
Figura 24. Efecto de Kro a Swirr sobre el factor de recobro	11
Figura 26. Efecto de Krw a Sor sobre las curvas de permeabilidad relativa	11
Figura 25. Efecto de Krw a Sor, sobre el factor de recobro	11
Figura 27. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa ..	11
Figura 28. Efecto de la mojabilidad sobre el factor de recobro	11
Figura 29. Enmallado de simulación prototipo	11
Figura 30. Curvas de permeabilidad relativa en prototipo.....	11
Figura 31. Enmallado de simulación modelo base.....	11
Figura 32. Curvas de permeabilidad relativa en modelo físico escalado	11
Figura 33. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas de prototipo y modelo base	11
Figura 34. Comparación FR prototipo-modelo base	11
Figura 35. Comparación FR prototipo-modelo base idealizado	11
Figura 36. Efecto del cambio de porosidad – permeabilidad sobre el factor de recobro.....	11
Figura 37. Variación de permeabilidad absoluta en el modelo base	11
Figura 38. Porcentaje de error en el factor de recobro como función de la diferencia en porosidad.....	11
Figura 39. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre el factor de recobro	11

Figura 40. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre la producción acumulada de aceite	11
Figura 41. Porcentaje de error en el factor de recobro como función de la diferencia en volumen poroso móvil.....	11
Figura 42. Curvas de permeabilidad relativas normalizadas.....	11
Figura 43. Efecto de las curvas de permeabilidad relativa sobre el factor de recobro.....	11
Figura 44. Cambio en el k_{rw} a S_{or}	11
Figura 45. Cambio de la tendencia de la curva de permeabilidad relativa al agua	11
Figura 46. Efecto de $k_{ro} @ Swirr$ sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua	11
Figura 47. Cambio de la tendencia de la curva de permeabilidad relativa al aceite	11
Figura 48. Comportamiento del modelo final sobre el FR	11

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Variables en proceso de inyección de agua	11
Tabla 2. Números adimensionales análisis dimensional	11
Tabla 3. Números adimensionales análisis inspeccional.....	11
Tabla 4. Enfoques de escalamiento para procesos de inyección de agua	11
Tabla 5. Dimensiones del modelo	11
Tabla 6. Propiedades básicas del medio poroso	11
Tabla 7. Propiedades del agua.....	11
Tabla 8. Condiciones para la generación de datos PVT.....	11
Tabla 9. End Points de las curvas de permeabilidad relativa	11
Tabla 10. Condiciones de operación de los pozos	11
Tabla 11. Características de referencia del modelo base.....	11
Tabla 12. Sensibilidad a la porosidad: Cambios en el modelo	11
Tabla 13. Sensibilidad a la Porosidad: Resultados.....	11
Tabla 14. Sensibilidad a la saturación de agua irreducible.....	11
Tabla 15. Sensibilidad a la saturación de agua irreducible.....	11
Tabla 16. Sensibilidad de la saturación de aceite residual	11
Tabla 17. Sensibilidad de la saturación de aceite residual	11
Tabla 18. Sensibilidad a la mojabilidad	11
Tabla 19. Resumen Sensibilidad Propiedades Petrofísicas	11

Tabla 20. Propiedades del enmallado de simulación prototipo	11
Tabla 21. Propiedades básicas de roca en prototipo.....	11
Tabla 22. Propiedades de los fluidos de yacimiento en prototipo.....	11
Tabla 23. End-points curvas de permeabilidad relativa en el prototipo	11
Tabla 24. Restricción a los pozos en el prototipo	11
Tabla 25. Propiedades del enmallado de simulación modelo base	11
Tabla 26. Propiedades básicas de roca en modelo físico escalado	11
Tabla 27. Propiedades de los fluidos de yacimiento en modelo físico escalado ..	11
Tabla 28. End-points curvas de permeabilidad relativa modelo físico escalado...	11
Tabla 29. Equivalencia de tiempo y caudal para el modelo base	11
Tabla 30. Correlaciones Porosidad-Permeabilidad para diferentes tamaños de grano.....	11
Tabla 31. Sensibilidad Porosidad – Permeabilidad: Cambios al modelo base	11
Tabla 32. Efecto de la porosidad sobre las propiedades del modelo	11
Tabla 33. Efecto de porosidad-permeabilidad sobre el factor de recobro	11
Tabla 34. Análisis Saturaciones irreducibles: Cambios al modelo.....	11
Tabla 35. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre el factor de recobro.....	11
Tabla 36. Exponentes de saturación para diferentes medios porosos	11
Tabla 37. Cambio en k_{rw} @ Sor.....	11
Tabla 38. Efecto de la permeabilidad relativa al agua sobre el factor de recobro	11
Tabla 39. Efecto de la permeabilidad relativa del aceite sobre el factor de recobro	11
Tabla 40. Efecto de k_{r0} sobre la razón de movilidad.....	11
Tabla 41. Pasos seguidos en la construcción del modelo final de laboratorio.....	11

INTRODUCCION

Las propiedades petrofísicas del medio poroso son importantes en los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, ya que estas determinan las condiciones del flujo de fluidos en el medio y por lo tanto los resultados que se obtengan del proceso.

La necesidad para llevar a cabo este proyecto, surge de la dificultad de construir a escala de laboratorio un medio poroso igual al de las formaciones petrolíferas reales, lo cual conlleva a trabajar con propiedades petrofísicas diferentes. La diferencia en las propiedades petrofísicas entre el modelo físicos escalado y prototipo de campo, hace que el comportamiento entre los dos sistemas, presenten comportamientos diferentes, haciendo necesaria la corrección de los datos obtenidos en laboratorio.

Teniendo en cuenta que las propiedades petrofísicas afectan, el flujo de fluidos en el medio poroso y las dificultades que se presentan en el manejo de las mismas, a nivel de laboratorio, hace necesario determinar el efecto de estas propiedades sobre un proceso de inyección de agua en modelos físicos y su efecto sobre el escalamiento de este proceso.

Las propiedades petrofísicas que hacen parte del estudio son: porosidad, permeabilidad, saturación de aceite residual, saturación de agua irreducible, permeabilidad relativa al aceite, permeabilidad relativa al agua y mojabilidad.

En ningún momento se pretenda llegar a cuantificar el efecto de las propiedades mencionadas, simplemente se busca un análisis cualitativo que sirva como guía para trabajos posteriores y como guía para el desarrollo de estudios a partir de modelos físicos escalados, como es el caso del modelo físico SCALA, ubicado en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, diseñado para el estudio de procesos de inyección de agua.

La metodología empleada consta de tres etapas fundamentales: 1. Revisión bibliográfica de los temas de interés (técnica de escalamiento, inyección de agua, petrofísica básica). 2. Análisis de sensibilidad a escala de laboratorio. 3. Análisis de sensibilidad sobre el escalamiento de procesos de inyección de agua a campo.

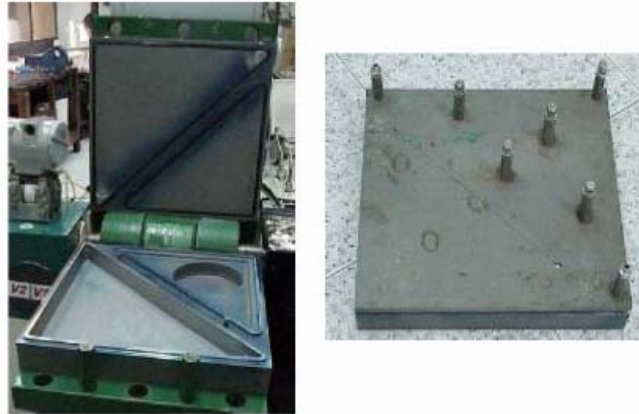
1. SIMULACIÓN FÍSICA

La simulación física, consiste en la aplicación de resultados y observaciones, obtenidas a partir de modelos físicos, con el fin de implementar o entender un proceso o fenómeno, para después aplicarlo en un prototipo, aumentando el nivel de éxito en la implementación del proceso y optimizando el manejo de los recursos disponibles, un ejemplo de aplicación es la explotación de los yacimientos de interés.

La construcción y funcionamiento de modelos físicos dependerá, del tipo de proceso que se desee estudiar, esto definirá las características de cada modelo y la forma en que se realicen la simulación física. Los modelos físicos deberán, involucrar los fenómenos más importantes, que comprenden un proceso, esto requiere de la aplicación de teoría de modelos, mediante la cual se logra la construcción del modelo, para representar los hechos llevados a cabo en un proceso, a nivel de campo.

Un ejemplo de modelos físicos, es el modelo de inyección de cinco puntos SCALA, el cual se presenta en la figura 1, y se usa para estudiar bajo condiciones controladas procesos de desplazamiento de hidrocarburos mediante inyección de agua. El modelo citado, constituye parte de la base fundamental sobre la cual se cimienta este proyecto, ya que se busca determinar el efecto de las propiedades petrofísicas sobre la inyección de agua en este modelo y su posterior escalamiento a campo.

Figura 1. Modelo físico SCALA



Fuente: ARAQUE D. MONTAÑES A.

Con este fin, se seleccionan una serie de propiedades para el estudio teniendo en cuenta principalmente su grado de control en laboratorio y la incidencia sobre los procesos de inyección de agua.

1.1 MODELOS FÍSICOS.

La simulación física, consiste en el uso de modelos físicos a escala de laboratorio para entender un proceso y/o evaluar su implementación a una escala mayor. Un modelo físico, es la representación de un sistema bajo condiciones controladas, en el cual se estudia un fenómeno o proceso.

Los modelos físicos, deben involucrar los aspectos y variables más importantes del fenómeno en estudio, por lo tanto su construcción y funcionamiento obedecen a la naturaleza del proceso a estudiar. Para que un

modelo físico sea representativo del fenómeno en estudio debe cumplir con ciertos principios de similaridad.

1.1.1. Principio de similaridad. El principio de similaridad, plantea que un fenómeno simulado en un modelo físico, es representativo de la realidad (prototipo) siempre y cuando exista una relación constante entre las dimensiones y etapas que se presentan en uno y otro caso.

La similaridad se puede presentar en diferentes grados, estos definen el alcance del modelo y las condiciones del prototipo que este puede representar, además constituyen un parámetro importante en la clasificación de modelos físicos.

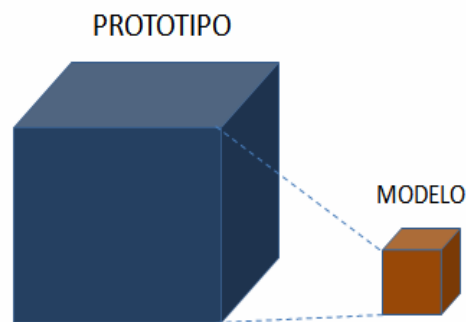
La similaridad entre prototipo y modelo, se establece mediante las relaciones de dimensiones, velocidades, fuerzas, temperaturas y reacciones químicas, características entre uno y otro. Para el caso de la inyección de agua, solo se encuentran involucradas tres tipos de similaridad: geométrica, cinemática y dinámica. ⁽¹⁾

1.1.1.1. Similaridad Geométrica. La forma geométrica, tanto del modelo como del prototipo, afecta directamente el desarrollo del proceso de recuperación de hidrocarburos, esto se debe a que las fronteras del sistema, determinan la dirección de los fluidos dentro de este.

Se considera que existe semejanza geométrica si la relación de longitud entre modelo y prototipo, es constante para cualquiera de dos puntos característicos de los sistemas (Fig. 2), como consecuencia se conserva una relación constante

entre áreas y volúmenes. Matemáticamente el principio de similitud geométrica se expresa de acuerdo a las ecuaciones 1, 2 y 3.

Figura 2. Principio de Similitud Geométrica



Fuente: TRIGOS E. JEREZ C

- Relación de longitud.

$$a_1 = \frac{\text{longitud característica del modelo}}{\text{longitud característica del prototipo}} \quad (1)$$

- Relación de áreas.

$$(a_1)^2 = \frac{\text{Área característica del modelo}}{\text{Área característica del prototipo}} \quad (2)$$

- Relación de volúmenes.

$$(a_1)^3 = \frac{\text{Volumen característico del modelo}}{\text{Volumen característico del prototipo}} \quad (3)$$

La relación de longitud se denomina factor de escalamiento y se representa con la letra a , esta relación es la que permite relacionar las dimensiones entre modelo y

prototipo. El factor de escalamiento, se utiliza para determinar las dimensiones del modelo a partir de las dimensiones del prototipo o viceversa.

La relación de volúmenes, permite determinar la equivalencia en la cantidad de fluidos, entre modelo y prototipo. La medición de los fluidos en el modelo, permite determinar, la cantidad de fluidos producidos en el prototipo, dando una referencia del éxito del proceso llevado a cabo.

1.1.1.2 Similaridad Cinemática. La relación de velocidad que se presenta entre modelo y prototipo, permite la comparación de estado del proceso para diferentes puntos característicos, a partir de esta relación se puede determinar los tiempos esperados, presentados en el desarrollo del proceso a nivel de prototipo (ec 4).

$$N_v = \frac{\text{velocidad característica del modelo}}{\text{velocidad característica del prototipo}} \quad (4)$$

A partir de los principios de similaridad geométrica y cinemática (relación de longitudes y relación de velocidades) se determina la relación de tiempos entre modelo y prototipo. Con esta relación, se puede predecir el tiempo en que ocurren los sucesos más importantes dentro del fenómeno estudiado, (ec 5).

$$N_t = \frac{N_l}{N_v} = \frac{\text{tiempo característico del modelo}}{\text{tiempo característico del prototipo}} \quad (5)$$

1.1.1.3 Similaridad Dinámica. El movimiento dentro del sistema depende de las diferentes fuerzas que actúen sobre los componentes del sistema. Si las fuerzas

son proporcionales para cada punto característico entre modelo y prototipo, el desarrollo del proceso en el modelo es representativo del prototipo.

$$N_f = \frac{\text{fuerza característica del modelo}}{\text{fuerza característica del prototipo}} \quad (6)$$

En el caso de la inyección de agua, el fenómeno central de estudio, es el flujo de fluidos en el medio poroso. En estos procesos, las fuerzas que actúan sobre los fluidos están determinadas por la interacción entre medio poroso y fluidos, estas se representan por las llamadas curvas de permeabilidad relativa y curvas de presión capilar. Como estas curvas son construidas en función de la saturación de los fluidos, se considera semejanza si se conserva una relación proporcional constante para cada valor de saturación característico en las curvas de modelo y prototipo.

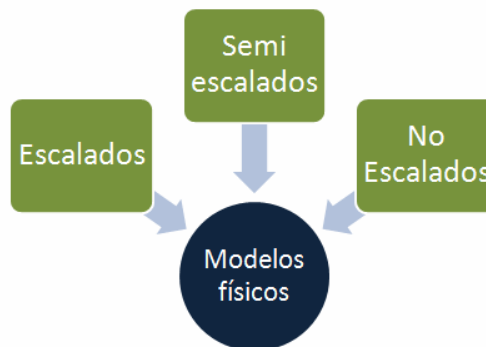
En los procesos que involucren otros fenómenos como por ejemplo térmicos o químicos, se deben determinar las condiciones de semejanza para los fenómenos que se presenten.

1.1.2 Clasificación de modelos físicos. El principio de similaridad, se usa para clasificar los modelos físicos, esta clasificación depende del cumplimiento de los diferentes criterios de similaridad, dados y necesarios en el estudio de un proceso en particular. Los modelos físicos, dependiendo de su aplicación pueden clasificarse en escalados, senescalados y no escalados (Fig. 3).

1.1.2.1 Modelos físicos escalados. Si un modelo físico, cumple con todos los criterios de similaridad necesarios para estudiar un proceso en particular, se dice que este modelo es un modelo físico escalado. Es decir, las diferentes relaciones

de similitud son iguales a 1, esta condición solo se presenta cuando el modelo, tiene las mismas condiciones del prototipo.

Figura 3. Clasificación de modelos físicos.



Fuente: TRIGOS E. JEREZ C

1.1.2.2 Modelos físicos semiescalados. Los modelos físicos semiescalados son aquellos, en los cuales las condiciones de similitud para un proceso en particular, se dan parcialmente. Es decir, se mantienen constantes los tipos de similitud necesarios para estudiar el proceso pero, las dimensiones del modelo son diferentes a las del prototipo, siendo imposible, mantener la similitud dinámica.

Los modelos físicos semiescalados, son usados generalmente para estudiar un fenómeno en particular, que hace parte de un proceso mayor, por tanto se debe determinar el fenómeno que controla el proceso y centrarse únicamente en el.

1.1.2.3 Modelos físicos no escalados. Cuando solo unos pocos criterios de similitud, se presentan entre modelo y prototipo, se hace referencia a modelos

físicos no escalados. Estos modelos se usan generalmente para comprender y estudiar fenómenos, en casos donde no se cuenta con un amplio conocimiento del sistema. Generalmente estos modelos se construyen bajo condiciones ideales de operación y constituyen la primera etapa, para el desarrollo y entendimiento de un proceso en particular.

1.1.3 Escalamiento. Para aplicar a escala de campo, los resultados obtenidos a partir de un modelo físico, es necesario determinar la equivalencia entre las condiciones de operación de modelo y prototipo, con este fin se hace uso de la técnica de escalamiento.

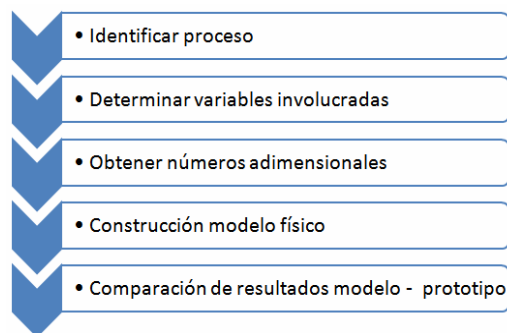
En el escalamiento, se relacionan mediante números adimensional las diferentes variables que dominan un fenómeno, si los números adimensionales tienen igual valor tanto en modelo como en prototipo, se considera que el fenómeno que representa este número adimensional, es representativo del proceso llevado a cabo en prototipo.

1.1.3.1 Etapas en el escalamiento. La técnica de escalamiento esta constituida por una serie de etapas que van desde la selección del proceso a estudiar, hasta la comparación de los resultados entre modelo y prototipo. En la figura 4, se presentan las diferentes etapas al aplicar la técnica de escalamiento ^(1,2). Entre estas etapas, es de gran importancia la obtención de los números adimensionales, ya que como se menciona anteriormente estos determinan si un modelo es representativo del proceso en estudio.

1.1.3.2 Números adimensionales. Los procesos de inyección de agua son gobernados principalmente por variables relacionadas al medio poroso y a los

fluidos, así como por una serie de variables dependientes, las cuales son el resultado, de la relación entre las propiedades del sistema y el proceso que se lleva a cabo, entre estas se encuentran la tasa de inyección y la presión de operación.

Figura 4. Etapas Técnica de escalamiento



Fuente: TRIGOS E. JEREZ C

Los números adimensionales o grupos de escalamiento, son combinaciones de las variables, que representan las condiciones de operación ya sea en modelo o prototipo, estos grupos adimensionales son deducidos matemáticamente mediante diferentes métodos y son corroborados experimentalmente, para ser utilizados en la aplicación de los procesos en prototipo a partir de las observaciones hechas en los modelos o viceversa. Sin embargo en las deducciones, se plantean suposiciones para facilitar los cálculos matemáticos, lo cual limita se aplicabilidad.

- DERIVACIÓN DE GRUPOS DE ESCALAMIENTO.

Entre los métodos usados para la derivación de los grupos de escalamiento, se encuentran el análisis dimensional y el análisis inspeccional. La combinación de los grupos de escalamiento obtenidos por estos métodos, resultan en la deducción

de los grupos adimensionales, los cuales permiten describir en forma más completa el proceso.

- Análisis dimensional.

La determinación de los grupos adimensionales mediante análisis dimensional consta de cuatro etapas principales.^(2,3)

Determinar las variables que controlan el proceso.

Identificar las dimensiones involucradas por las variables que controlan el proceso. (Longitud, masa y tiempo).

Determinar las dimensiones que componen cada variable.

Agrupar las variables, con la condición que se cancelen las dimensiones que componen cada variable. Para esta última etapa se puede emplear métodos como teorema pi de Buckingham.

- Análisis inspeccional.

Este método se basa en la normalización de ecuaciones que describen el proceso. Entre estas ecuaciones se tienen en cuenta^(2,3).

Conservación de cantidades básicas. Como la conservación de la materia, conservación de momento y si es el caso conservación de la energía en forma de calor.

Ecuaciones que describen las propiedades de cada componente, medio poroso y fluidos presentes en el sistema, que son afectadas por la presión y la temperatura como densidad, viscosidad y compresibilidad.

Ecuaciones que describen la interacción entre los diferentes componentes, entre los que se encuentran los efectos capilares.

Para cada proceso se obtiene determinado grupo de números adimensionales ⁽¹⁾, debido a que los modelos físicos, deben cumplir con los números adimensionales, es posible que un modelo solo cumpla con algunos números adimensionales y sea representativo de un fenómeno en particular.

1.2. ESCALAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCION DE AGUA.

En el uso de modelos físicos semiescalados orientados al estudio de la inyección de agua o a cualquier otro proceso, es necesario conocer los fenómenos involucrados y determinar cuál de ellos controla el proceso, por que como se menciona anteriormente resulta imposible cumplir con todas las condiciones de similitud entre modelo y prototipo.

1.2.1 Fenómenos presentes en procesos de inyección de agua. El objetivo de un proceso de inyección de agua, es desplazar la mayor cantidad de aceite presente en una formación. Este proceso, se ve influenciado por fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales que afectan la distribución de los fluidos. Debido a la acción de estas fuerzas y a las condiciones mismas del sistema, se presentan tres principales fenómenos, durante el proceso, conocidos como, fenómeno viscoso, fenómeno gravitacional y fenómeno capilar.

1.2.1.1 Fenómenos viscosos. Los fenómenos viscosos se presentan en procesos de inyección de agua, debido a la diferencia de viscosidad que existe entre los fluidos involucrados, ocasionando una disminución en la eficiencia de barrido y en consecuencia una porción del aceite que se encuentra originalmente en la zona barrida no es desplazada.

Los efectos viscosos, pueden ser afectados por diferentes parámetros como son las propiedades de la roca, la ubicación y condiciones de operación de los pozos

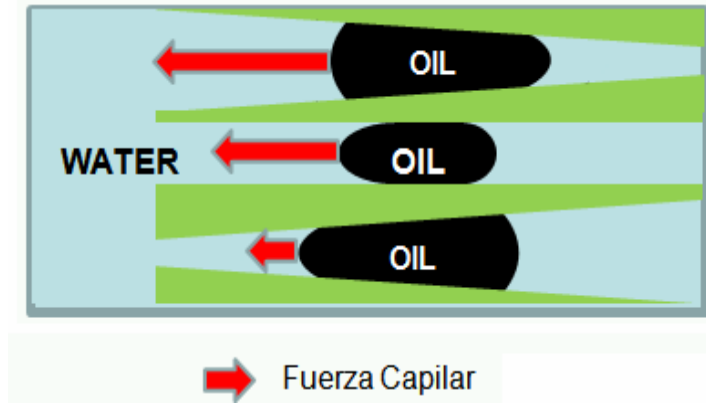
utilizados para la aplicación del proceso de inyección de agua. Es frecuente que se presente en formaciones donde la permeabilidad vertical es mucho menor a la horizontal o donde el espesor de la formación es muy pequeño, favoreciendo la estabilidad del frente. Las fuerzas viscosas generalmente dominan los procesos de inyección de agua al inicio de estos; es decir, en las cercanías al pozo inyector.

1.2.1.2. Fenómenos gravitacionales. Generalmente, en los procesos de inyección de agua, el fluido inyectado es más denso que el aceite presente en el medio poroso, razón por la cual el frente de invasión tiende a ir a la parte inferior y en consecuencia el aceite ubicado en la parte superior no es desplazado, disminuyendo así la eficiencia vertical.

Factores como la permeabilidad vertical y el tiempo de inyección favorecen los fenómenos gravitacionales. Cuanto más alta es la permeabilidad vertical, mayor es la tendencia de los fluidos a ordenarse verticalmente en el medio poroso por acción de la fuerza de gravedad. Por otra parte, a medida que aumenta el tiempo de inyección, las fuerzas gravitacionales toman control del proceso, favoreciendo la segregación gravitacional. Este fenómeno es importante debido a la disminución de la posibilidad de recuperar los hidrocarburos en un proceso de inyección de agua una vez, el agua de inyección irrumpa en el pozo productor.

1.2.1.3. Fenómenos capilares. Estos son propios de medios porosos que presentan heterogeneidades en las propiedades de la roca, especialmente tamaño de poro y mojabilidad. Los efectos capilares se presentan cuando la fuerza de empuje del fluido desplazante, no supera la fuerza capilar, que se opone al desplazamiento de los fluidos, en este caso los fluidos que se encuentran en estas zonas quedaran atrapados, y la invasión de agua se da en los lugares de menor resistencia. En la figura 5, se presenta un esquema del fenómeno.

Figura 5. Efecto capilar en el medio poroso



Fuente: GREEN D. WILLHITE G.

En medios porosos homogéneos, este fenómeno, no es tenido en cuenta y en algunos casos se desprecia. Sin embargo este determina la eficiencia microscópica de los procesos.

1.2.2. Variables involucradas en procesos de inyección de agua. Las variables involucradas en un proceso de inyección de agua, pueden clasificarse de acuerdo al control, que se tenga sobre cada una de ellas una vez se inicia el proceso, generalmente se clasifican en variable operacionales, variables independientes y variables dependientes. En la tabla 1 se presentan las variables tenidas en cuenta en el escalamiento de un proceso de inyección de agua.

1.2.2.1. Variables operacionales. Estas hacen referencia, a las variables que pueden ser manipuladas durante el proceso de inyección de agua, entre las cuales se encuentran la tasa y la presión de inyección⁽⁴⁾.

Tabla 1. Variables en proceso de inyección de agua.

GRUPO ADIMENSIONAL	DESCRIPCIÓN
l	Longitud entre pozos
h	Espesor del sistema
w	Ancho del sistema
α	Angulo de buzamiento
K	Permeabilidad absoluta
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
ρ_o	Densidad de la fase aceite
ρ_w	Densidad de la fase acuosa
\bar{g}	Aceleración debida a la gravedad
μ_o	Viscosidad de la fase aceite
μ_w	Viscosidad de las fase acuosa
ϕ	Porosidad
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_{wirr}	Saturación de agua irreducible
v	Tasa de flujo por unidad de área
σ_{ow}	Tensión interfacial
$\cos \theta$	Angulo de contacto
t	Tiempo característico
ψ	Morfología
$\frac{\partial J(S^*w)}{\partial S^*w}$	Derivada de la función J de Leverett

Fuente: SILVA C, N, M; TRUJILLO P, M.L.

Tabla 2. Números adimensionales análisis dimensional.

GRUPO ADIMENSIONAL	DESCRIPCIÓN
l/h	Factor geométrico.
l/w	Factor geométrico
vt/l	Numero de Thonson.
ϕ	Porosidad
$k_{ro}(S^*w)$	Permeabilidad relativa al aceite.
$k_{rw}(S^*w)$	Permeabilidad relativa al agua.
$\frac{\partial J(S^*w)}{\partial S^*w}$	Derivada de la función de J Leverett.
$(1 - S_{wirr} - S_{or})$	Fracción de fluidos móviles.
\sqrt{K}/l	Razón dimensiones microscópicas a macroscópicas.
μ_o/μ_w	Razón de viscosidades.
ρ_o/ρ_w	Razón de densidades.
α	Angulo de buzamiento.
θ	Angulo de contacto.
ψ	Morfología
$l^2 \rho_o / \mu_w t$	Razón de efectos gravitacionales a viscosos.
$l^2 \rho_w / \mu_w t$	Razón de efectos gravitacionales a viscosos.
$\frac{\sigma_{wo} t}{l \mu_w}$	Razón de efectos capilares a viscosos.
$\frac{gt^2}{l}$	Efectos gravitacionales.

Fuente: SILVA C, N, M; TRUJILLO P, M.L.

Tabla 3. Números adimensionales análisis inspeccional.

GRUPO ADIMENSIONAL	DESCRIPCIÓN
l/h	Factor geométrico.
l/w	Factor geométrico
$\frac{t \bar{v}_t }{l\phi (1 - S_{wirr} - S_{or})}$	Tiempo adimensional.
$\frac{k_{rw}(S_w^*)_{or} \mu_o}{k_{ro}(S_w^*)_{wirr} \mu_w}$	Razón de movilidad.
$k_{ro}(S_w^*)$	Permeabilidad relativa al aceite.
$k_{rw}(S_w^*)$	Permeabilidad relativa al agua.
$\frac{\partial J(S_w^*)}{\partial S_w^*}$	Derivada de la función de J Leverett.
$\frac{K\Delta\rho_{wo} \bar{g}}{ \bar{v}_t \mu_w}$	Razón de efectos gravitacionales a viscosos.
$\frac{\sigma_{ow} \cos\theta (K\phi)^{1/2}}{ \bar{v}_t \mu_w l}$	Razón de efectos capilares a efectos viscosos.
\sqrt{K}/l	Razón dimensiones microscópicas a macroscópicas.
α	Angulo de buzamiento.

Fuente: SILVA C, N, M; TRUJILLO P, M.L.

1.2.2.2. Variables independientes. Este tipo de variables no pueden ser manipuladas durante el proceso de inyección de agua, en este grupo se encuentran las propiedades de la roca y fluidos, así como el arreglo de pozos que difícilmente puede ser manipulada durante el proceso ⁽⁴⁾.

1.2.2.3 Variables dependientes. Estas variables se denominan así, porque su valor depende de las condiciones presentes durante el proceso de inyección de agua, entre estas se encuentran las propiedades de interacción roca – fluido que son función de la velocidad de flujo, las saturaciones residuales que dependen de las fuerzas que interactúan en el proceso, así como la tasa de producción y la eficiencia de barrido que definen la eficiencia del proceso ⁽⁴⁾.

1.2.3 Números adimensionales para procesos de inyección de agua. Todo proceso que se estudie haciendo uso de modelos físicos, está caracterizado por una serie de números adimensionales, en base a los cuales se determina la construcción del modelo adecuado y las condiciones de operación. Estos números adimensionales determina la relación entre las variables involucradas en el proceso. Los números adimensionales derivados a partir de análisis dimensional e inspeccional para el caso de inyección de agua se presentan en las tablas 2 y 3 respectivamente.

1.2.3.1 Enfoques de escalamiento para procesos de inyección de agua. Los enfoques de escalamiento, determinan las condiciones de construcción de los modelos, presentando iguales o diferentes componentes entre este y el prototipo. Estos enfoques son el resultado de la combinación de diferentes criterios, que describen el proceso, teniendo en cuenta el fenómeno físico predominante, entre estos criterios se encuentran.

- Tipo de fluidos.
- Medio poroso.
- Caída de presión.
- Similitud geométrica.
- Razón de movilidad.

Para estudiar un proceso de inyección de agua, se han establecido los siguientes enfoques de escalamiento cada uno orientado al estudio de un fenómeno en particular, los cuales se presentan de manera resumida en la tabla 4.

Tabla 4. Enfoques de escalamiento para procesos de inyección de agua.

ENFOQUE	CRITERIO DE ESCALAMIENTO				
	Mismos fluidos	Mismo medio poroso	Misma caída de presión	Similaridad geométrica	Igual razón de movilidad
1	Si	No	No	Si	No
2	Si	Si	Si	No	No
3	Si	No	No	No	No
4	Si	Si	No	Si	No
5	No	No	No	Si	Si

Fuente: SILVA C, N, M; TRUJILLO P, M.L.

- **Enfoque 1.** Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, similitud geométrica. Este enfoque permite estudiar los fenómenos viscosos y fenómenos gravitacionales.
- **Enfoque 2.** Mismos fluidos, mismo medio poroso, misma caída de presión y no hay similaridad geométrica. Este enfoque permite estudiar los fenómenos viscosos y fenómenos capilares.
- **Enfoque 3.** Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión y no hay similaridad geométrica. Este enfoque permite estudiar los fenómenos viscosos y parcialmente los fenómenos gravitacionales.

- **Enfoque 4.** Mismos fluidos, mismos medio poroso, diferente caída de presión y similitud geométrica. Este enfoque permite estudiar los efectos viscosos, efectos capilares y la distribución de fluidos durante el proceso.
- **Enfoque 5.** Diferentes fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, similitud geométrica e igual razón de movilidad. Este enfoque permite estudiar los efectos viscosos.

Una vez seleccionado el enfoque de escalamiento apropiado a los objetivos del estudio, se determinan los grupos adimensionales que se cumplen bajo las condiciones de operación de cada enfoque.

A partir de los grupos adimensionales que se cumplen para cada enfoque, se establecen las condiciones de operación del prototipo, después de igualar y combinar los grupos adimensionales. Se espera que bajo esta condición el proceso se presente en el prototipo de forma similar a como se desarrollo en el modelo.

De la combinación de los diferentes grupos de escalamiento se obtiene ecuaciones generales para la tasa de inyección, caída de presión y tiempo equivalente entre modelo y prototipo. Estas ecuaciones se simplifican de acuerdo al enfoque empleado, ya que se cancelan las variables que presentan igual valor en modelo y prototipo.

- Tasa de inyección.

$$q_p (bbl/dia) = \frac{1}{110.4} \frac{(\Delta\rho_{wo})_p}{(\Delta\rho_{wo})_m} \frac{\phi_p}{\phi_m} \frac{K_p}{K_m} \frac{(\mu_w)_m}{(\mu_w)_p} \frac{(1-S_{or}-S_{wirr})_m}{(1-S_{or}-S_{wirr})_p} a^2 q_m (cc/mín) \quad (7)$$

- Tiempo equivalente.

$$t_p (dia) = \frac{(\Delta\rho_{wo})_m \phi_p K_m (\mu_w)_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_p \phi_m K_p (\mu_w)_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} a t_m (min) \quad (8)$$

1.3 PROPIEDADES PETROFISICAS

Con este proyecto se busca determinar el efecto de las propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica. Por esta razón, es importante seleccionar las propiedades petrofísicas relevantes en el proceso.

1.3.1. Criterios de selección propiedades petrofísicas. La selección de las propiedades petrofísicas de los modelos físicos, para determinar su efecto sobre el escalamiento de procesos de inyección de agua, mediante simulación numérica, se hace en base a las condiciones de operación y construcción de modelos. Para seleccionar las propiedades petrofísicas se presenta los siguientes criterios.

- ¿Esta propiedad petrofísica afecta el proceso de inyección de agua?
- ¿Esta propiedad puede ser manipulada o controlada en los modelos físicos usados para el estudio de un proceso de inyección de agua a escala de laboratorio?
- ¿Se tiene en cuenta esta propiedad en los números adimensionales que son necesarios para llevar a cabo el escalamiento de un proceso de inyección de agua?

1.3.2 Propiedades petrofísicas seleccionadas. Las propiedades petrofísicas seleccionadas son aquellas que cumplen con los criterios de selección postulados, entre estas se encuentran:

- Porosidad.
- Permeabilidad absoluta.
- Mojabilidad.
- Saturación de fluidos.
- Permeabilidad relativa.

Estas propiedades son manejadas en el laboratorio teniendo en cuenta su dependencia del empaquetamiento, del tamaño de grano usado y en algunos casos de los fluidos empleados.

Estas propiedades petrofísicas, son tenidas en cuenta en el proceso de escalamiento de acuerdo a las ecuaciones 7 y 8. las cuales muestran claramente cómo afectan tanto el tiempo como la tasa que es escalada.

1.3.2.1 Porosidad. La porosidad en una roca se puede dar de dos maneras, una porosidad absoluta, que es la que cuantifica el espacio dentro de una roca que puede ser ocupada por fluidos, sin necesidad de que estos espacios estén intercomunicados y la porosidad efectiva que representa los espacios comunicados que contienen fluidos como hidrocarburos dentro de una roca.

Una forma de cuantificar la porosidad es la relación que existe entre el espacio de la roca que puede contener hidrocarburos y el volumen total de la roca incluyendo los espacios vacíos, la porosidad se puede expresar en porcentaje o en fracción del volumen total estudiado. Ecuación 9.

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen neto de roca}} \quad (9)$$

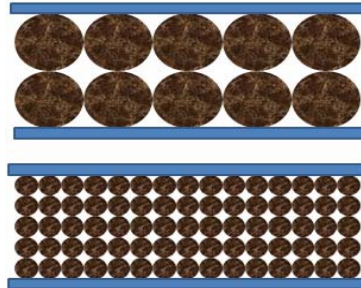
De acuerdo a lo anterior, esta propiedad representa el volumen disponible para el almacenamiento de fluidos en el medio poroso, a mayor porosidad se espera tener una mayor cantidad de aceite y por lo tanto mejores resultados en la inyección de agua.

Esta propiedad puede ser manipulada en laboratorio, al variar el material usado para la construcción del medio poroso del modelo físico. Entre los factores que afectan la porosidad se encuentra, tamaño de grano, forma de los granos y forma de empaquetamiento, esta última hace referencia al orden que mantienen los granos al construirse el medio poroso ⁽⁵⁾.

1.3.2.2 Permeabilidad absoluta. Un medio poroso, se puede imaginar o comparar con un recipiente lleno de esferas sólidas, en el cual quedan espacios que no pueden ser ocupados por las esferas, estos espacios crean canales por los cuales se puede hacer fluir agua, gas o aceite, lo mismo sucede a nivel de laboratorio al observar detenidamente el medio poroso. Entonces, la permeabilidad mide la facilidad con que fluye un fluido en un medio poroso y cuanto mas permeable el medio, mas fácil el paso de los fluidos y por lo tanto se favorece el proceso de inyección de agua.

La permeabilidad absoluta es una medida de la capacidad de flujo de un medio poroso cuando dentro de este, se encuentra un solo fluido, moviéndose a través de él. La permeabilidad al igual que la porosidad depende en gran medida del material usado en la construcción del medio poroso, especialmente del tamaño y forma de los granos.

Figura 6. Efecto tamaño de grano sobre permeabilidad absoluta.



Fuente: TRIGOS E. JEREZ C.

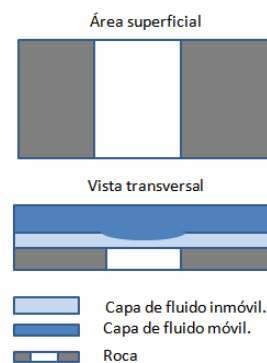
1.3.2.3 Mojabilidad. Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto con un sólido, como es el caso de medios porosos, uno de ellos tenderá a adherirse, con más fuerza a la superficie del sólido en contacto con los fluidos. La mojabilidad es el término usado para describir este fenómeno. Dependiendo la interacción del medio poroso con los fluidos, se pueden clasificar estos, como mojados preferiblemente por agua, por aceite o de mojabilidad intermedia.

En un proceso de inyección de agua, es conveniente un medio poroso preferencialmente mojado por agua, puesto que el fluido no mojante (en este caso el aceite) se desplaza con mayor facilidad.

La mojabilidad, es la propiedad de la roca responsable de los efectos capilares, que se presentan dentro de un medio poroso. En los modelos físicos, esta propiedad se ve afectada por el material con que se construye el medio poroso, especialmente por su tamaño ya que a medida que este disminuye, aumenta el área de contacto.

Otros factores que afectan la mojabilidad son la naturaleza química del medio poroso y de los fluidos contenidos en él, así como la temperatura. Sin embargo, los procesos de inyección de agua se llevan a cabo a temperatura constante, por lo cual no se incluye este factor en el escalamiento.

Figura 7. Mojabilidad – Fluidos inmóviles.



Fuente: TRIGOS E. JEREZ C.

La mojabilidad es uno de los factores principales que determinan la distribución de los fluidos en el medio poroso y la facilidad con la cual se mueven estos, por lo tanto también determina el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa. De acuerdo a esto, al incluir los end points de las curvas de permeabilidad relativa en las ecuaciones de escalamiento, se está teniendo en cuenta la mojabilidad en el proceso de escalamiento.

1.3.2.4 Saturación de fluidos. La saturación es la fracción de un fluido que se encuentra en determinado punto del medio poroso, para un determinado tiempo. La distribución de saturaciones de los fluidos en el medio poroso depende de factores como el tamaño y distribución del tamaño de grano, la mojabilidad y las

fuerzas que actúan sobre los fluidos. Al iniciar de un proceso de inyección de agua, se introduce una fuerza que altera el equilibrio en el medio y por lo tanto se produce una alteración en la distribución de saturaciones.

1.3.2.5. Permeabilidad relativa. Las curvas de permeabilidad relativa, son un índice de la facilidad con que los fluidos se mueven a través del medio poroso y determinan los límites de movilidad de los fluidos. La forma que presentan estas curvas está dada por las características del medio poroso y los fluidos contenidos dentro de él.

La permeabilidad relativa de aceite a la saturación de agua irreducible y la permeabilidad relativa de agua a la saturación de aceite irreducible, están presentes en los números adimensionales que caracterizan un proceso de inyección de agua, por que afectan la relación de movilidad que es uno de los parámetros determinantes en el comportamiento del proceso.

Aunque estas curvas son difícilmente manipulables e incluso se presentan dificultades para su medición, es incluida dentro de esta selección porque afecta significativamente la recuperación de hidrocarburos, tanto a nivel de laboratorio como a nivel de campo.

Además de los puntos de permeabilidad relativa de aceite a saturación de agua irreducible y permeabilidad relativa de agua a saturación de aceite irreducible, las curvas de permeabilidad relativa, presentan dos puntos de gran relevancia como son la saturación de aceite irreducible y la saturación de agua irreducible, cuya importancia radica en que determinan los límites entre los cuales existe movilidad para los fluidos.

La saturación de aceite inicial, junto con la saturación de aceite residual determina la cantidad de aceite desplazable en un proceso de inyección de agua⁽³⁾. A su vez, este volumen desplazable se usa en el escalamiento del tiempo y de las tasas de inyección, de acuerdo a las ecuaciones 7 y 8.

La saturación de agua está relacionada con la permeabilidad y mojabilidad del medio poroso; así como del tamaño de grano usado en la construcción del mismo, siendo inversamente proporcionales.⁽¹⁾

La saturación de aceite residual, se define como la mínima cantidad de aceite que queda en el medio poroso después de la producción primaria o al aplicar un proceso de recobro de aceite, para el caso particular, inyección de agua. Se debe tener en cuenta esta propiedad, por que define el límite de recuperación de hidrocarburos posible para la implementación del proceso empleado. Para determinar si el proceso es viable se emplea la ecuación (10) recomendada por el Dr. Farouq Ali.

$$\phi(S_{oi} - S_{or}) > 0.1 \quad (10)$$

La saturación de aceite residual es tenida en los criterios de escalamiento, por ser un límite que determina la cantidad de fluidos móviles dentro del medio poroso, tanto en laboratorio como a nivel de yacimiento.

En laboratorio esta propiedad no puede ser manipulada directamente ya que depende de las propiedades del medio poroso como son mojabilidad, estructura de poro, empaquetamiento de los granos que conforman el medio poroso y el fluido inyectado, sin embargo al cambiar el material usado en la construcción del medio poroso se altera esta propiedad de acuerdo a lo expuesto anteriormente.

2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD A ESCALA DE LABORATORIO.

2.1. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION REPRESENTATIVO DEL MODELO FISICO SCALA.

La construcción de un modelo de simulación es un proceso que tiene varias etapas, entre las cuales se encuentra: la selección del software mas adecuado según las necesidades del proyecto, y la selección de las propiedades petrofísicas, de fluido y espaciales del modelo de simulación para que en este caso sea representativo del modelo físico SCALA. Una vez finalizado este proceso, se realizan una serie de corridas preliminares que permiten detectar anomalías en el desempeño del modelo, para finalmente alcanzar un modelo característico y sin problemas de convergencia o consistencia.

2.1.1. Selección del Software de Simulación. Como se menciono anteriormente, la primera etapa en la construcción de un modelo de simulación consiste en seleccionar el software adecuado para cumplir con el objetivo del estudio, de representar el equipo modelo de cinco puntos SCALA. El software seleccionado debe permitir estudiar un proceso de inyección de agua a escala de laboratorio y campo, obteniendo resultados confiables y representativos.

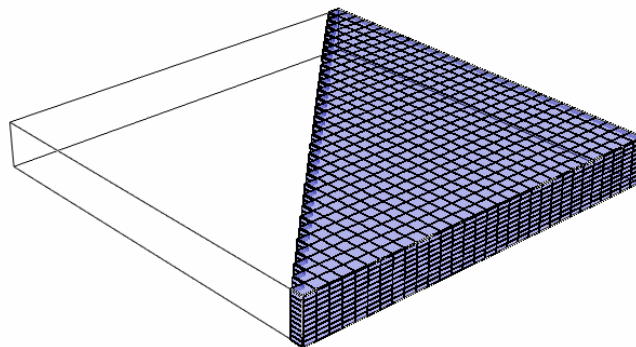
De acuerdo a los requerimientos mencionados anteriormente, se selecciono el simulador IMEX 2007.10 (IMplicit EXplicit Black Oil Simulator) del grupo CMG (COMPUTER MODELLING GRUP). Esta herramienta permite simular las condiciones presentes en un proceso de desplazamiento inmisible y pseudomiscibles tales como: inyección de agua, inyección de polímero, inyección de gas,

inyección de solvente y procesos WAG. Entre las principales ventajas que presenta esta herramienta se encuentra la posibilidad de trabajar con diferentes geometrías de enmallado con profundidad y espesor variable, además de permitir la generación de datos PVT y curvas de permeabilidad relativa usando diferentes correlaciones ⁽¹⁰⁾.

Una vez seleccionado el simulador se procede a construir un modelo de simulación característico de las condiciones del equipo modelo de cinco puntos SCALA.

2.1.2. Dimensiones del modelo de simulación. El modelo de simulación al igual que el modelo físico SCALA, representa un arreglo de octavo de patrón de inyección de cinco puntos, cuyas dimensiones se presentan en la tabla 5.

Figura 8. Enmallado de simulación.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos; simulador CMG.

Para determinar el número de celdas del modelo en las direcciones X, Y y Z, se llevo a cabo una sensibilidad a este parámetro, donde se buscaba un numero de

celdas optimo que permitiera trabajar con un tiempo de cómputo bajo, pero alta estabilidad del modelo y resultados óptimos de simulación. Llegando a obtener la mejor combinación de estos tres parámetros con 900 celdas distribuidas como se presenta en la tabla 5, la figura 8. muestra el enmallado del modelo de simulación.

Tabla 5. Dimensiones del modelo.

Característica	Descripción
Tipo de arreglo	1/8 de un patrón de inyección de 5 puntos.
Longitud entre pozos	42.42 cm.
Espesor	3.5 cm.
Angulo de buzamiento	0
Celdas en x	30
Celdas en y	30
Celdas en z	10
Longitud celdas en x	1.034 cm.
Longitud celdas en y	1.034 cm.
Longitud celdas en z	0.35 cm.
Volumen neto	1574.54 cm ³

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

2.1.3. Propiedades Básicas del Medio Poroso. En la tabla 6 se presentan las propiedades del medio poroso; tales como: porosidad, permeabilidad y compresibilidad. Del análisis de estas propiedades se destaca que los altos valores de porosidad y permeabilidad, corresponden a medios porosos no consolidados y poco cementados como los encontrados en el laboratorio. Las características de homogeneidad e isotropía asignadas a la permeabilidad, se

deben a las dimensiones tan pequeñas del modelo, las cuales hacen poco posible la presencia de cambios direccionales en esta propiedad aunque en el simulador es posible implementarlos.

Tabla 6. Propiedades básicas del medio poroso.

Característica	Descripción
Porosidad	33 %
Permeabilidad en x	23 Darcy
Permeabilidad en y	23 Darcy
Permeabilidad en z	23 Darcy
Compresibilidad	1 e -9 1/kPa

FUENTE: PERALTA Roberto, URIBE Johana.

2.1.4. Propiedades del Fluido. Se deben seleccionar las propiedades del agua y el aceite (el gas se excluye puesto que el modelo físico SCALA no trabaja con este fluido). La selección, se llevo a cabo tomando como referente las características de los fluidos que generalmente se emplean para procesos de inyección de agua en laboratorio. Las propiedades características del agua se presentan en la tabla 7.

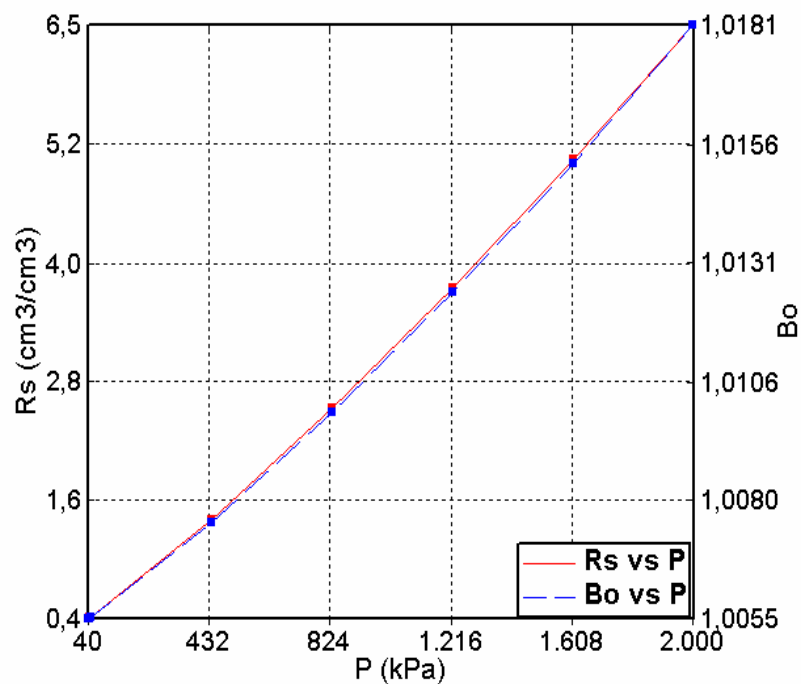
Tabla 7. Propiedades del agua.

Característica	Descripción
Factor volumétrico de formación Bw	1
Viscosidad	1 cp
Densidad	1 g/cc

FUENTE: SILVA Néstor, TRUJILLO Martha.

El aceite por ser un fluido ligeramente compresible, presenta propiedades que dependen de la presión, la temperatura y el volumen. Por esta razón es necesario determinar el comportamiento del fluido con los parámetros anteriormente mencionados, para conseguir esto se uso el generador de tablas PVT incluido en la herramienta de simulación y el cual fue alimentado con los datos proporcionados en la tabla 8. En la figura 9, se presenta el comportamiento del gas en solución y el factor volumétrico de formación en función de la presión. Adicionalmente, se genero a partir de correlaciones la compresibilidad del aceite vivo y muerto y la viscosidad.

Figura 9. Gas en solución y factor volumétrico de formación.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos; simulador CMG.

Tabla 8. Condiciones para la generación de datos PVT.

Característica	Descripción
Temperatura	25 ° C
Densidad a 14.7 psi y 60 °F	0.999 gr/cc
Presión de burbuja	50.5 kPa (7.33 Psia)
Compresibilidad del aceite	0 1/kPa (0 1/Psia)

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

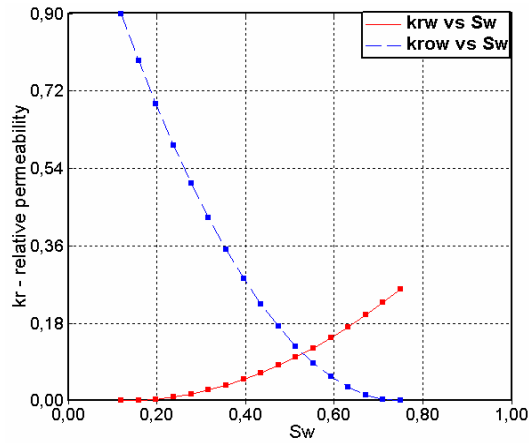
2.1.5. Propiedades de Flujo. Las condiciones de flujo, como función de la saturación de los fluidos se representa por medio de las curvas de permeabilidad relativa, estas se construyeron a partir de la correlación de Hirasaki con los datos presentados en la tabla 9. Estos datos corresponden a valores típicos de muestras de laboratorio en medios porosos sintéticos no consolidados⁶. Las curvas de permeabilidad relativa para el agua y el aceite se presentan en la figura 10 y corresponden a un sistema preferencialmente mojado por agua.

Tabla 9. End Points de las curvas de permeabilidad relativa.

Característica	Descripción
Saturación de agua inicial, S_{wi}	0.12
Saturación de agua crítica, S_{wCRIT}	0.12
Saturación de aceite irreducible, S_{OIRW}	0.26
Saturación de aceite residual, S_{ORW}	0.26
Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica, K_{ROCW}	0.9
Permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite irreducible, K_{RWIRO}	0.26
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al aceite, K_{RWIRO}	2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al agua K_{RWIRO}	2

FUENTE: PERALTA, Roberto; URIBE, Johanna.

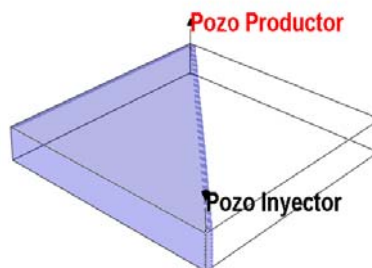
Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa del modelo.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos; Simulador CMG.

2.1.6. Restricciones de los Pozos. El proceso de construcción del modelo de simulación finaliza con la ubicación y configuración de los pozos, con lo cual el modelo esta listo para la inicialización y verificación, una vez cumplidos estos procesos de da paso al análisis de sensibilidad. Las condiciones de operación de los pozos se presentan en la tabla 10 y su correspondiente ubicación en la figura 2.4. Las perforaciones de ambos pozos, abarcan las tres capas del modelo.

Figura 11. Ubicación de los pozos.



Fuente: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos; Simulador CMG.

Tabla 10. Condiciones de operación de los pozos.

Característica	Pozo inyector	Pozo productor
Presión en cara de pozo máxima	Dependiente del proceso	600 kPa (87.05 Psia)
Presión en cara de pozo mínima	Dependiente del caudal de inyección	405 kPa (58.76 Psia)
Caudal en superficie	1 cc/min.	Dependiente del caudal de inyección.

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

2.2. RESULTADOS Y COMPORTAMIENTO DEL MODELO BASE.

Una vez finalizado el proceso de construcción del modelo, se llevaron a cabo una serie de corridas previas al análisis de sensibilidad, con el fin de analizar las propiedades de fluido y del medio poroso, el comportamiento del frente de inyección y tomar los resultados de producción como referente para el análisis de sensibilidad. Estos resultados hacen referencia a: factor de recobro, producción acumulada de aceite, tiempo de ruptura, producción de agua presentados en la tabla 11, junto con las propiedades básicas del modelo: volumen de hidrocarburos, volumen poroso móvil, volumen poroso total.

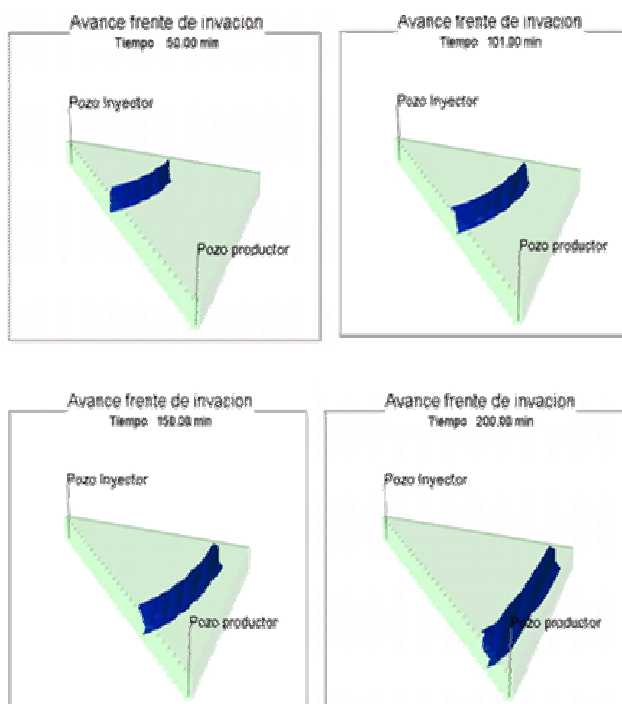
Del análisis del comportamiento del frente de desplazamiento a diferentes tiempos, figura 12, se concluye que el modelo al ser sometido a un proceso de inyección de agua, no presenta fenómenos de segregación gravitacional o digitación viscosa. Este hecho es importante, puesto la presencia de alguno de los efectos mencionados, cambiaría totalmente el enfoque del estudio y los resultados del análisis de sensibilidad.

Tabla 11. Características de referencia del modelo base.

Característica	Descripción
Volumen de Hidrocarburos (cm ³)	457
Volumen Poroso (cm ³)	519.60
Volumen Poroso Móvil (cm ³)	327.35
Tiempo de Ruptura (min.)	220
Volúmenes Porosos Inyectados @ Tiempo de Ruptura (fracción).	0.42
Factor de Recobro @ tiempo de ruptura.	74.69
Producción acumulada de aceite @ 300 min.-	255
Factor de recobro @ 300 min.	58.5

Fuente: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Figura 12. Comportamiento del frente, a diferentes tiempos de inyección.



Fuente: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG.

2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS.

Como se presento en el capítulo anterior, las propiedades petrofísicas objeto de sensibilidad se seleccionaron teniendo en cuenta su incidencia sobre el proceso de inyección de agua, la técnica de escalamiento y la posibilidad de ser alteradas en laboratorio. De acuerdo a estos criterios, las propiedades seleccionadas son: porosidad, permeabilidad absoluta, saturación de agua irreducible, saturación de aceite residual, permeabilidad relativa al aceite, permeabilidad relativa al agua y mojabilidad.

2.3.1. Porosidad. Para determinar el efecto de la porosidad en un proceso de inyección de agua a escala de laboratorio, se varió el valor de esta propiedad de (33% a 30% y 36% en el caso base) manteniendo las demás propiedades constantes. Esta variación en el valor de la porosidad, implica un cambio en el volumen poroso, en el volumen de hidrocarburos y en el volumen poroso móvil. Los valores de los parámetros mencionados se presentan en la tabla 12. La saturación de aceite inicial se mantuvo constante en un valor de 88%.

Tabla 12. Sensibilidad a la porosidad: Cambios en el modelo.

Porosidad. %	Volumen Poroso. (cc)	Volumen de aceite inicial. (cc)	Volumen Poroso Móvil (cc)
30	472	415	297
33	519	457	327
36	566	498	357

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Del análisis de esta propiedad, se obtuvo el siguiente resultado: a mayor porosidad, mas cantidad de aceite producido pero, menor factor de recobro, como se presenta en las figuras 13 y 14. Para explicar esto, es necesario hacer uso de la definición de factor de recobro, según la cual se relaciona la cantidad total de aceite producido a un determinado tiempo y el total de hidrocarburos presentes en el yacimiento o en este caso modelo (Ecuación 11).

$$FR = \frac{N_p}{OOIP} \quad (11)$$

Donde:

FR= Factor de recobro.

Np= Producción acumulada de aceite a un determinado tiempo.

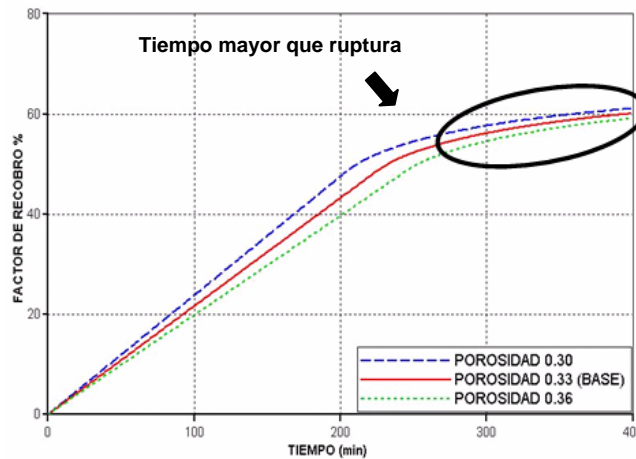
OOIP= Volumen total de hidrocarburos presente en el modelo.

De acuerdo a las figuras 14, antes de ruptura (ver tabla 13) la producción de aceite es igual en los tres casos estudiados, esto se debe a que se presenta un desplazamiento tipo pistón sin fugas, en donde el volumen inyectado de agua, es aproximadamente igual al volumen de aceite producido. Por otra parte, antes de ruptura el factor de recobro aumenta considerablemente al disminuir la porosidad (figura 13), de acuerdo a la tabla 13, a menor porosidad, menor volumen de hidrocarburos; entonces, si se divide un valor constante, sobre un numero mas pequeño, se obtiene un valor menor. Estos cambios del factor de recobro con la porosidad son críticos en los modelos de laboratorio por que la porosidad depende del proceso de empaquetamiento y de otros factores relacionados con el material usado en la construcción del medio poroso.

En las figuras 13 y 14, se aprecia como, para tiempos mayores a ruptura, se tiene una alta diferencia en la producción de aceite después de ruptura, mientras que el factor de recobro tiende a un mismo valor, esto se debe a que las diferencias en la

producción, contrarrestan la diferencia en el aceite original en el modelo y en consecuencia, disminuye la diferencia en el factor de recobro. En la tabla 13, se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

Figura 13. Comportamiento del factor de recobro, frente al cambio de la porosidad.



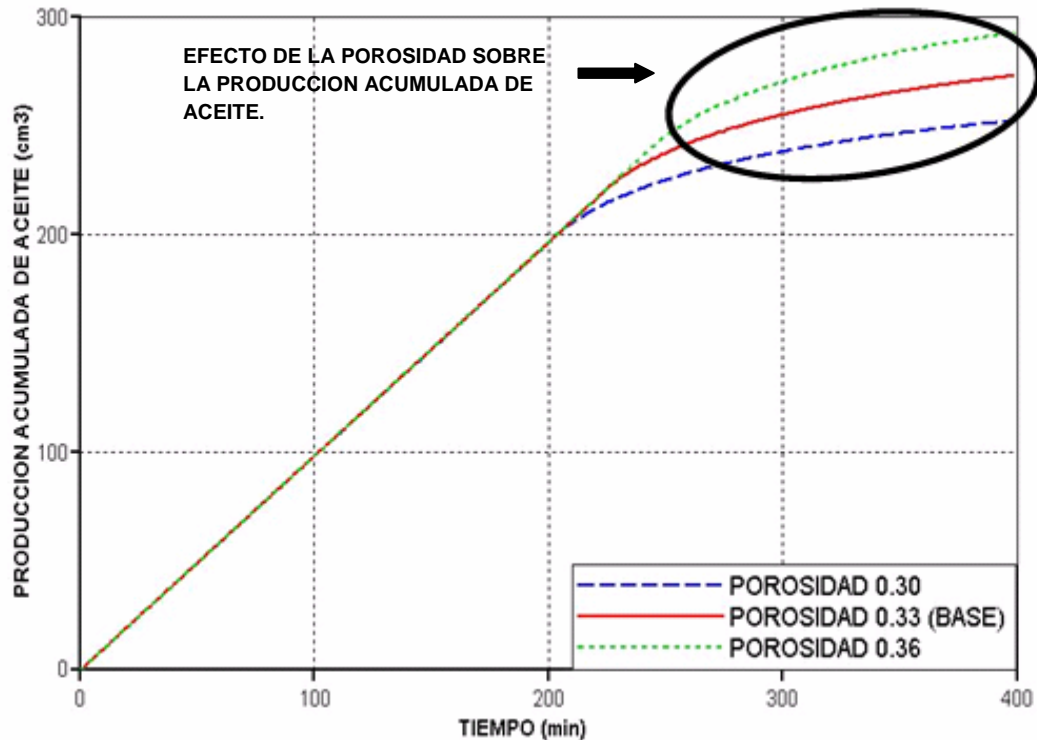
FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Tabla 13. Sensibilidad a la Porosidad: Resultados.

PROPIEDAD	POROSIDAD		
	30%	33%	36%
Tiempo de Ruptura (min).	200	220	240
Aceite Producido (cm ³) a 200 minutos (antes de ruptura).	200	200	200
Factor de Recobro (%) a 200 minutos (antes de ruptura).	48	43	40
Aceite Producido (cm ³) a 300 min (después de ruptura).	239	255	271
Factor de recobro (%) a 300 min (después de ruptura).	60	58.5	57.3

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Figura 14. Comportamiento de la producción acumulada de aceite frente al cambio de la porosidad.

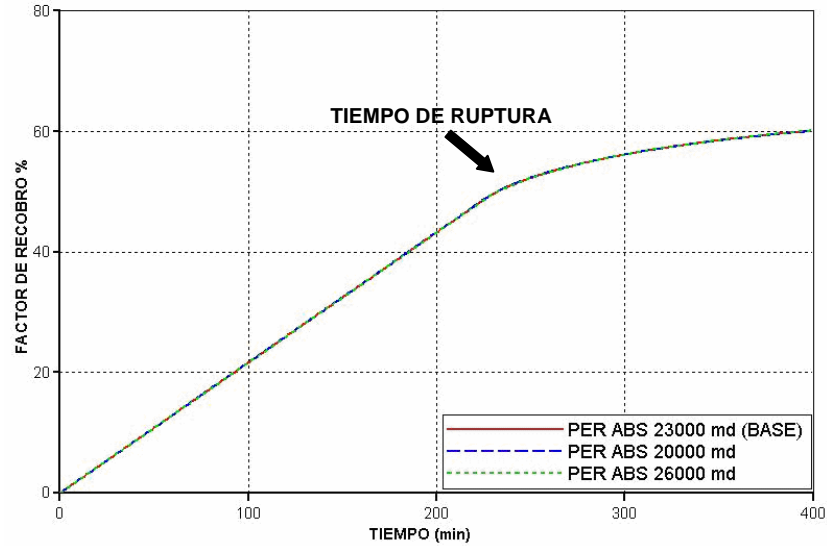


FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

2.3.2. Permeabilidad Absoluta. Debido a las dimensiones del modelo, el cual es muy pequeño para presentar variaciones de permeabilidad en las diferentes direcciones, se puede asumir que el modelo consta de un medio poroso homogéneo donde $K_x=K_y=K_z$.

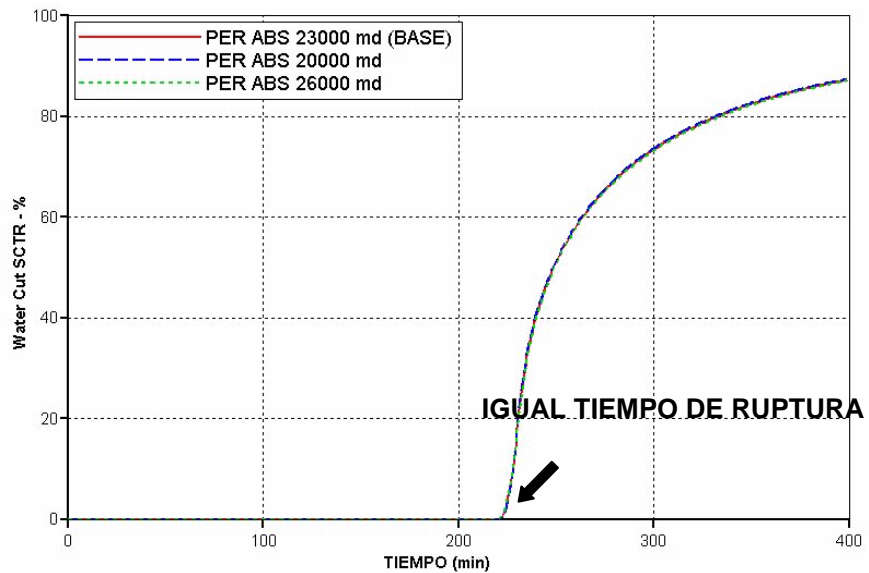
De acuerdo a lo anterior, el análisis de sensibilidad se llevo a cabo modificando la permeabilidad del modelo base de 23 Darcy a 20 y 26 Darcy, estas variaciones son independientes del volumen de hidrocarburos y del volumen poroso móvil. Se observo como el comportamiento de la producción no se ve alterado por la permeabilidad, como se muestra en la figura 15 y 16.

Figura 15. Efecto de la permeabilidad sobre el factor de recobro.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Figura 16. Efecto de la permeabilidad sobre la producción de agua.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

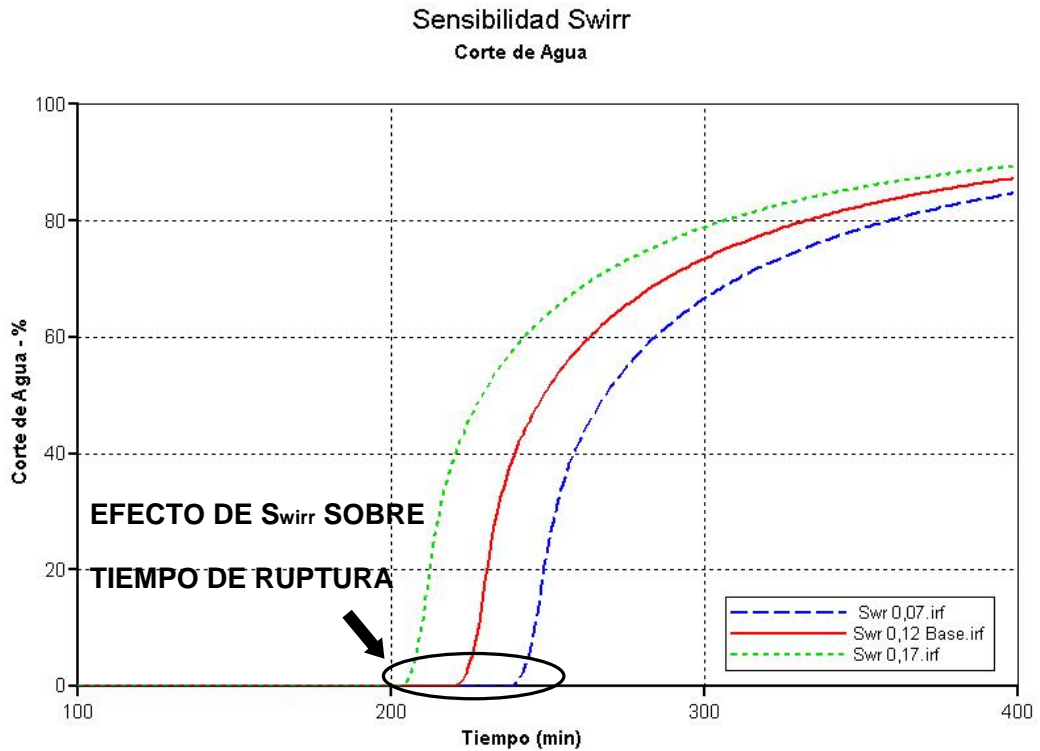
El comportamiento presentado, se debe a que el principal efecto de la permeabilidad se presenta sobre la máxima presión de inyección y en consecuencia la máxima tasa permisible sin fracturar el medio ⁽⁵⁾. En este caso, como se trabajo a tasas de inyección constante, esta propiedad no presento ningún efecto sobre los resultados en el modelo de laboratorio, como se muestra en la figura 15 y 16.

2.3.3. Curvas de permeabilidad relativa. Una alteración en las tendencias de las curvas de permeabilidad relativa refleja cambios en la capacidad de fluir de los fluidos presentes en el medio poroso ⁽⁹⁾. Estos cambios en las curvas de permeabilidad relativa pueden ser causados por una modificación en la mojabilidad, el tamaño de grano y distribución del tamaño de las partículas que conforman el medio poroso, así como el grado de consolidación del medio.

El análisis de sensibilidad del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa se lleva a cabo variando los end points de las mismas, a continuación se presenta la sensibilidad realizada sobre cada uno de esos parámetros.

2.3.3.1. Saturación de Agua Irreducible. Al estar trabajando en un modelo donde la única agua presente es la saturación de agua irreducible, es decir la saturación de agua inicial es igual a la saturación de agua irreducible y donde no hay presencia de gas ($S_g=0$), al modificar la saturación de agua irreducible también se esta alterando el volumen de hidrocarburos presentes de la siguiente forma: Al aumentar S_{wirr} , disminuye OOIP y al disminuir S_{wirr} aumenta OOIP. Esta consideración es de gran importancia en el análisis de las tendencias de producción. Los cambios involucrados en el modelo llevados a cabo en este análisis de sensibilidad se presentan en la tabla 14.

Figura 17. Efecto de Swirr, sobre la producción de agua.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Tabla 14. Sensibilidad a la saturación de agua irreducible.

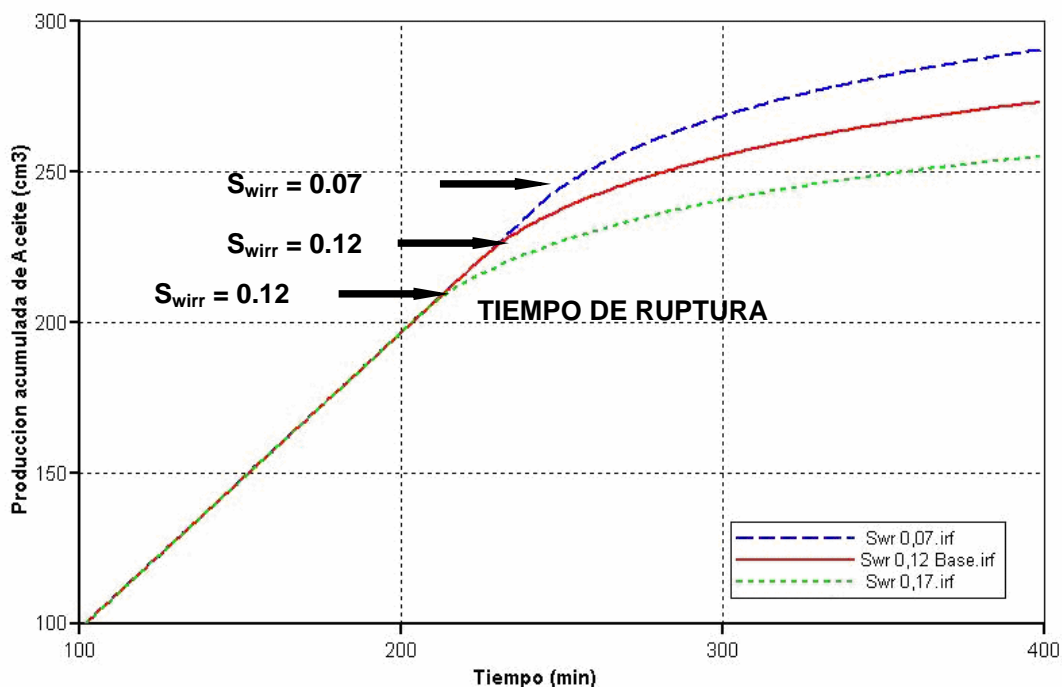
Swirr	V poroso cc.	V. H. cc.	V. P. M. cc.
0,06	519	518	358
0,12	519	457	327
0,18	519	426	296

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Para el caso de la producción de agua, se tiene que un aumento en la saturación de agua irreducible disminuye la cantidad de aceite presente en el modelo, y por tanto el agua gasta menos tiempo en llegar al pozo productor y al haber menos

cantidad de aceite se produce agua en mayor cantidad tal como se aprecia en la figura 17.

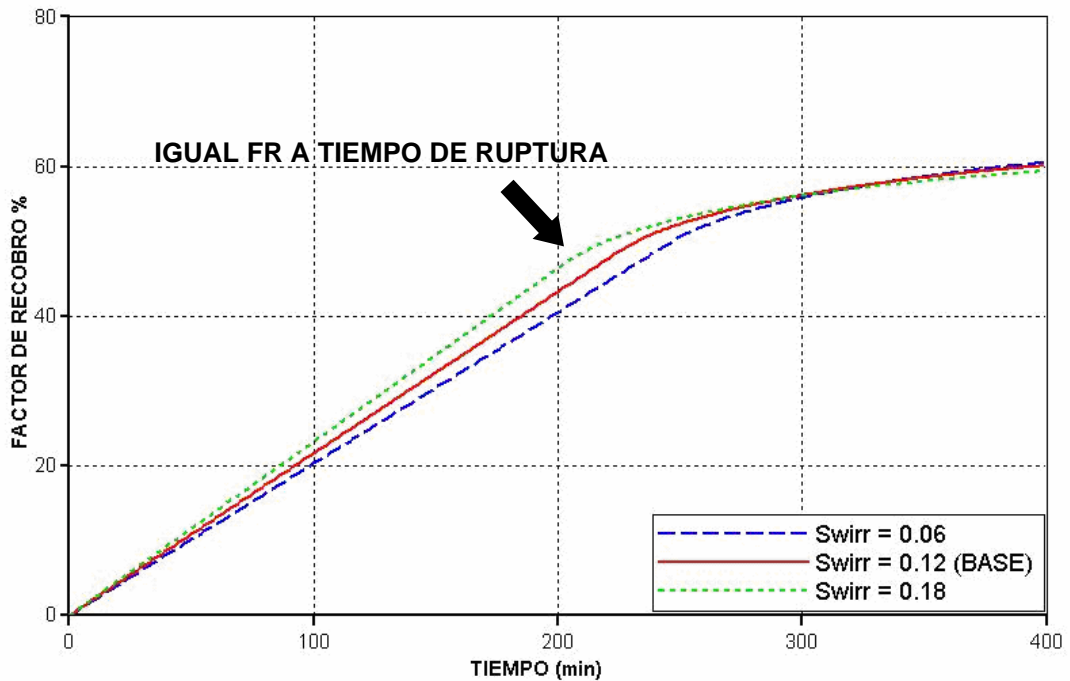
Figura 18. Efecto de S_{wirr} , sobre la producción acumulada de aceite.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Por otra parte, la producción de aceite después de ruptura, se ve favorecida por una disminución en la saturación de agua irreducible como se puede apreciar en la figura 18, también se puede observar como antes de ruptura la producción es igual en todos los casos (desplazamiento tipo pistón sin fugas); pero, una disminución en la saturación de agua irreducible también implica una mayor cantidad de aceite en el modelo; por lo tanto, si el factor de recobro indica la relación entre aceite producido y cantidad total de aceite en el modelo es lógico que antes de ruptura se presente un menor factor de recobro a menor saturación de agua irreducible, como se observa en la figura 19.

Figura 19. Efecto de Swirr, sobre el factor de recobro.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Tabla 15. Sensibilidad a la saturación de agua irreducible.

S_{wirr}	t_r	N_p @ 200 min	FR @ 200 min	N_p @ 300 min	FR @ 300min
0,06	241	200	40	260	58.2
0,12	220	200	43	255	58.5
0,18	119	200	47	240	58.7

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Para tiempos mayores de ruptura, un aumento en la saturación de agua irreducible, se ve reflejado en una disminución de la producción acumulada de aceite, pero esto tiende a equilibrarse con la disminución del aceite total en el modelo y el resultado es una tendencia en el factor de recobro a igualarse.

2.3.3.2. Saturación de Aceite Residual. Un cambio en la saturación de aceite residual, involucra una variación en el volumen poroso móvil, puesto que la cantidad de aceite disponible para fluir esta siendo modificado. Estos cambios pueden tener su origen en el tamaño y distribución del tamaño del material usado para la construcción del medio poroso, en la presencia de canales de flujo y poros de diferente tamaño, así como en la mojabilidad del medio.

Tabla 16. Sensibilidad de la saturación de aceite residual.

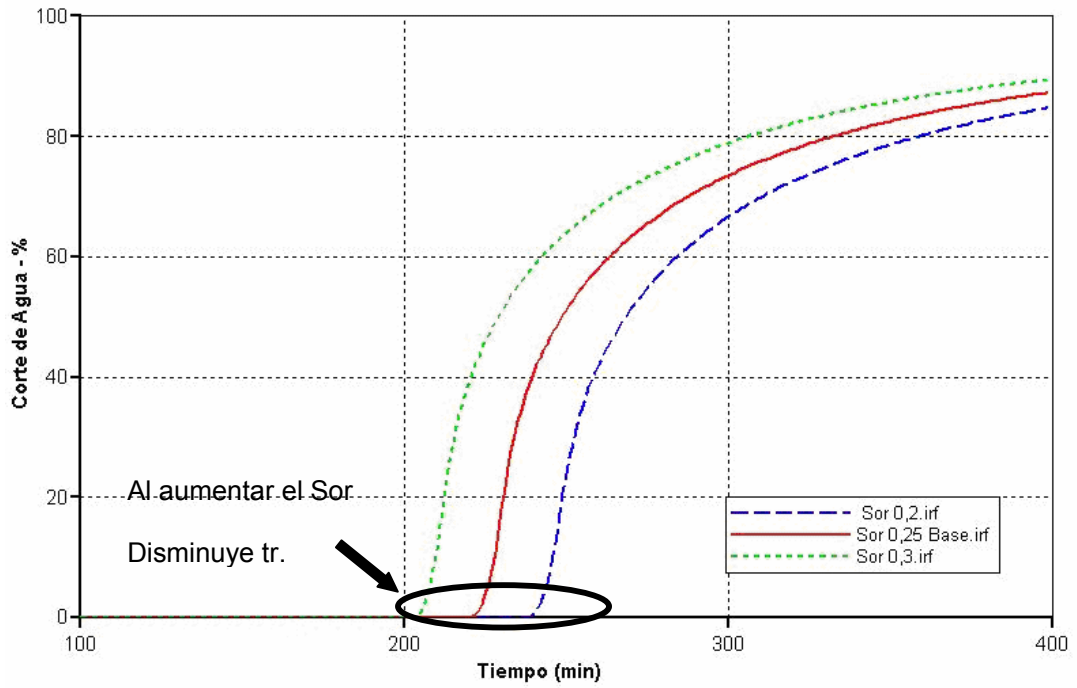
S_{or}	V poroso cc.	V. H. cc.	V. P. M. cc.
0.2	519	457	353
0.25	519	457	327
0.3	519	457	301

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

En sistemas fuertemente mojados por agua, el agua atrapa al aceite en los poros más grandes a medida que esta avanza a través de las paredes de poro, este aceite atrapado se hace inmóvil excepto a gradientes de presión muy altos. Mientras que en sistemas fuertemente mojados por aceite el agua se mueve dentro de los poros grandes y el aceite queda atrapado cerca de las paredes de los poros. En consecuencia, se presenta una menor saturación de aceite residual en sistemas mojados por agua.

El análisis de sensibilidad de la saturación de aceite residual, se llevo a cabo variando el valor del S_{or} de 0.25 a 0.2 y 0.3, estas variaciones traen consigo un cambio en el volumen poroso móvil, esos cambios se presentan en la tabla 16.

Figura 20. Efecto de la saturación de aceite residual, sobre la producción de agua.



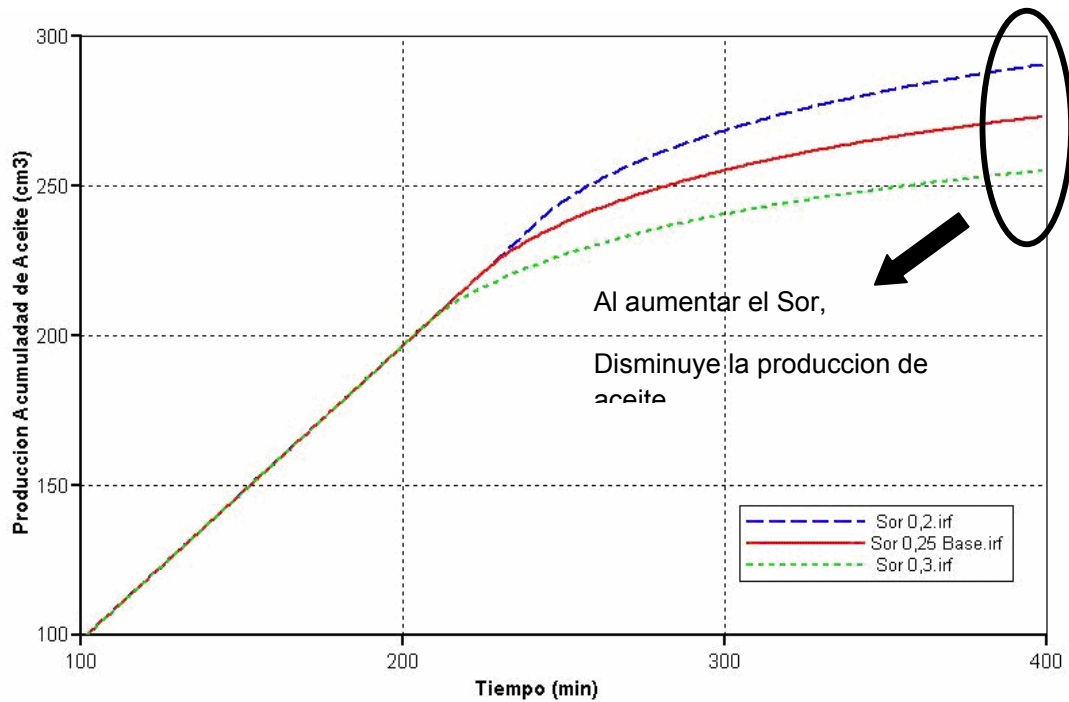
FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Tabla 17. Sensibilidad de la saturación de aceite residual.

S_{or}	t_r (min)	N_p @ 300 min	FR @ 300 min
0.2	245	278	60.8
0.25	220	255	58.5
0.3	205	245	53.6

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Figura 21. Efecto de Sor, sobre la producción de aceite.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

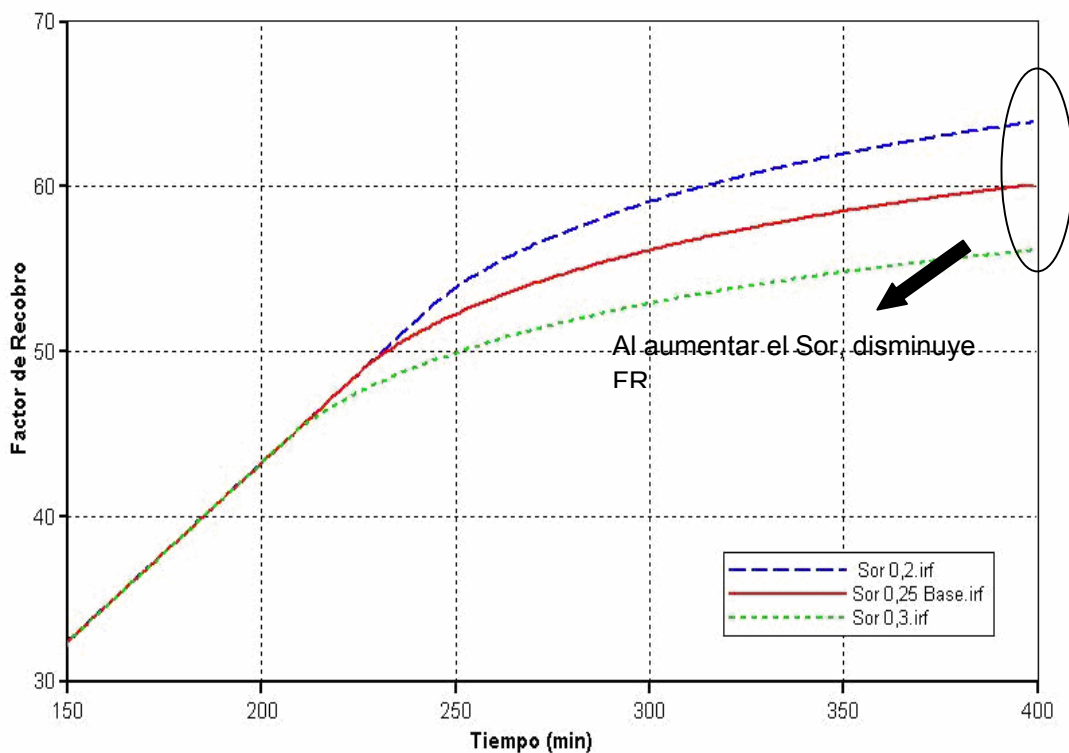
Los cambios explicados anteriormente tienen un fuerte efecto sobre el comportamiento de la producción. En la figura 20, se puede observar como a mayor saturación de aceite residual menor tiempo de ruptura, esto se debe a que el agua debe desplazar una menor cantidad de aceite para llegar al pozo productor. Por las mismas razones expresadas anteriormente, es de esperarse una menor producción de aceite a mayor saturación de aceite residual y por tanto un menor factor de recobro, tal como se muestra en las figuras 21 y 22.

2.3.3.3. Permeabilidad Relativa del Aceite a Saturación de Agua Irreducible.

Para la sensibilidad de este parámetro, se tomaron valores de $K_{ro} @ S_{wirr}$ de 0.99, 0.9 y 0.8, esta variación produce un cambio en la tendencia de las curvas de permeabilidad relativa que se puede apreciar en la figura 23. El cambio de la

permeabilidad relativa al aceite, puede relacionarse con cambios en la mojabilidad del medio. Bajo condiciones de fuerte mojabilidad al agua, la permeabilidad efectiva de la fase no mojante (aceite) a saturación de agua irreducible es aproximadamente igual a la permeabilidad absoluta de la roca, es decir la permeabilidad relativa del aceite debe ser aproximadamente igual a uno.⁽⁷⁾

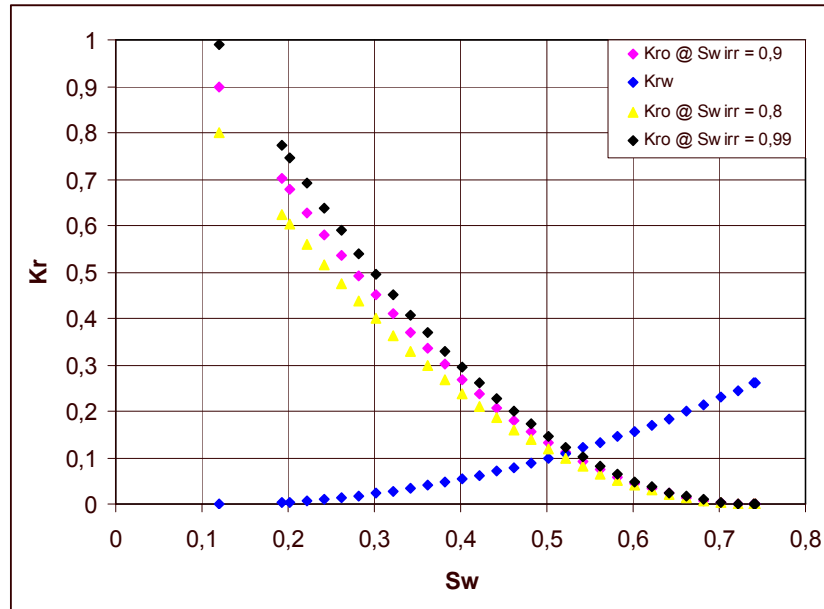
Figura 22. Efecto de Sor, sobre el factor de recobro.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Por otra parte, si el sistema es fuertemente mojado por aceite, la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible es drásticamente reducida por las gotas de agua en los poros más grandes que forman una fase discontinua.

Figura 23. Efecto de $K_{ro} @ S_{wirr}$ sobre las curvas de permeabilidades relativas.



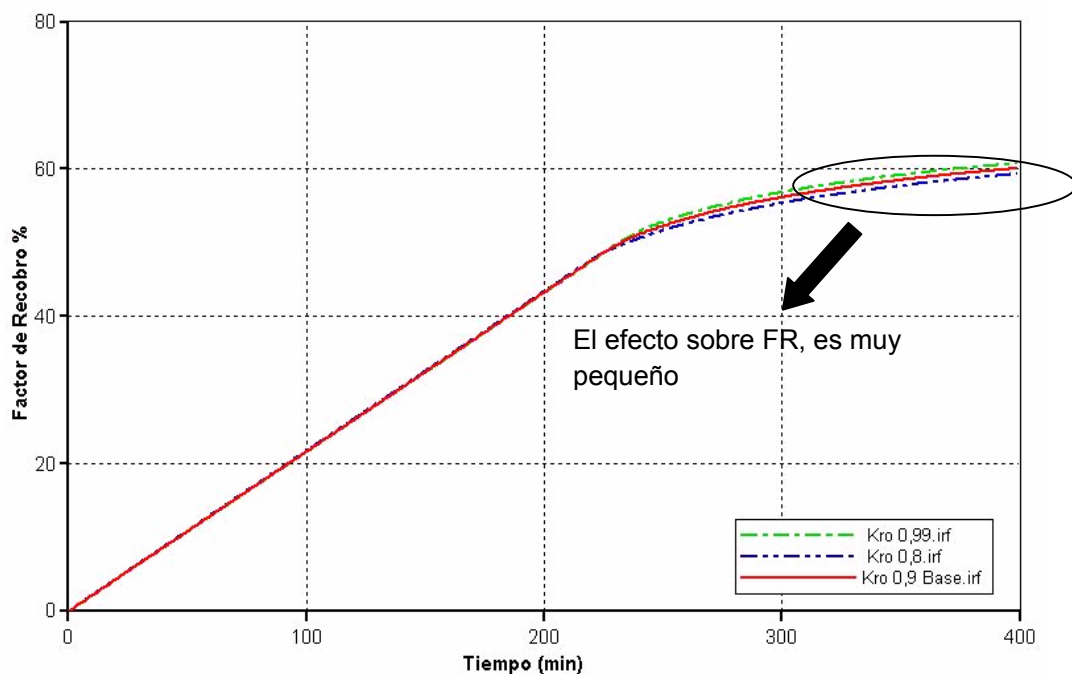
FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

A mayor $K_{ro} @ S_{wirr}$ (sistemas fuertemente mojados por agua), el agua avanza a través de las paredes de poro, mientras que el aceite lo hace por el centro de los poros de mayor tamaño, razón por la cual debe seguir un camino menos tortuoso para llegar al pozo productor y en consecuencia se producen mayores cantidades de aceite, en comparación con los sistemas de bajas permeabilidades relativas al aceite. De ahí, las tendencias en el factor de recobro que se presentan en la figura 24.

2.3.3.4. Permeabilidad Relativa del Agua a Saturación de Aceite Residual. Un aumento en el end point de la permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite residual, implica un desplazamiento hacia arriba de la curva de permeabilidad relativa del agua; es decir, una mayor facilidad del agua a fluir (ver

figura 26), este cambio puede ser originado por una disminución de la mojabilidad preferencial del medio al agua, siendo menos favorable para la producción de aceite y trayendo consigo consecuencias como una mayor producción de agua, un arribo del frente de inyección mas rápidamente, una menor producción de aceite y un menor factor de recobro.

Figura 24. Efecto de K_{ro} a S_{wirr} sobre el factor de recobro.



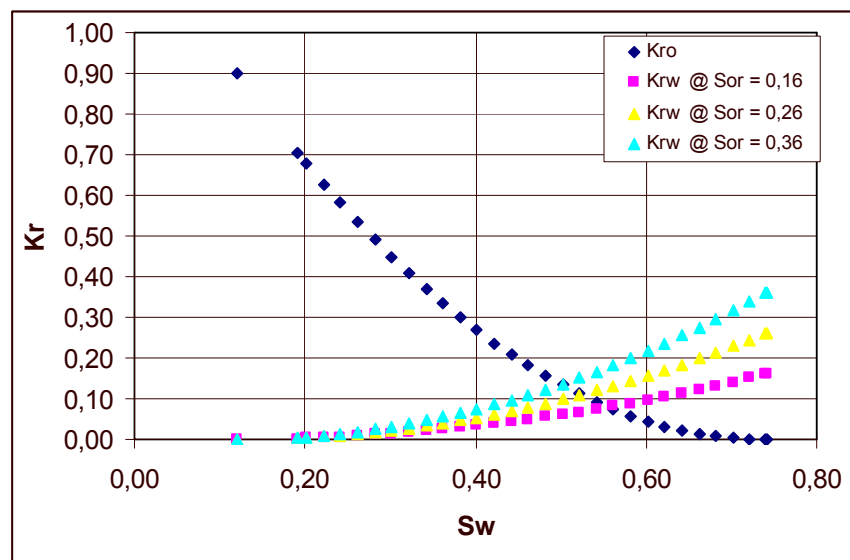
FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG.

2.3.3.4. Permeabilidad Relativa del Agua a Saturación de Aceite Residual. Un aumento en el end point de la permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite residual, implica un desplazamiento hacia arriba de la curva de permeabilidad relativa del agua; es decir, una mayor facilidad del agua a fluir (ver figura 26), este cambio puede ser originado por una disminución de la mojabilidad

preferencial del medio al agua, siendo menos favorable para la producción de aceite y trayendo consigo consecuencias como una mayor producción de agua, un arribo del frente de inyección mas rápidamente, una menor producción de aceite y un menor factor de recobro.

Los resultados de producción se presentan en la figura 25, donde se observa una disminución del factor de recobro de 2.5% al aumentar K_{rw} de 0.26 a 0.36 y una diferencia en el tiempo de ruptura de alrededor de 30 minutos.

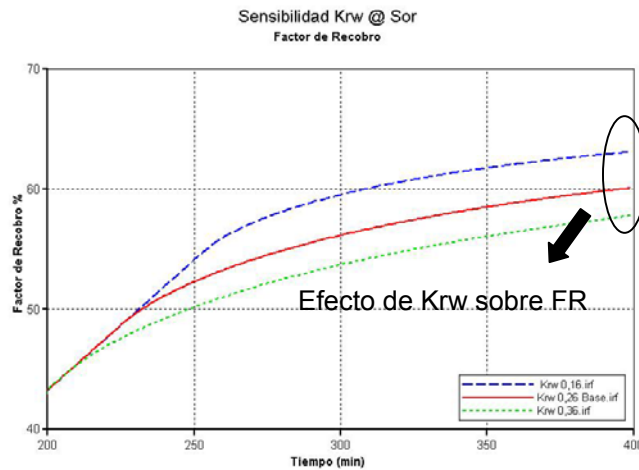
Figura 26. Efecto de K_{rw} a S_{or} sobre las curvas de permeabilidad relativa.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

2.3.3. Mojabilidad. El principal efecto que genera un cambio en las condiciones de mojabilidad, se presenta en el cambio de comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa; es decir, en la facilidad como se mueven los fluidos en el medio poroso. La figuras 27, presenta las curvas de permeabilidad relativa para diferentes tendencias de mojabilidad.

Figura 25. Efecto de K_{rw} a Sor, sobre el factor de recobro.



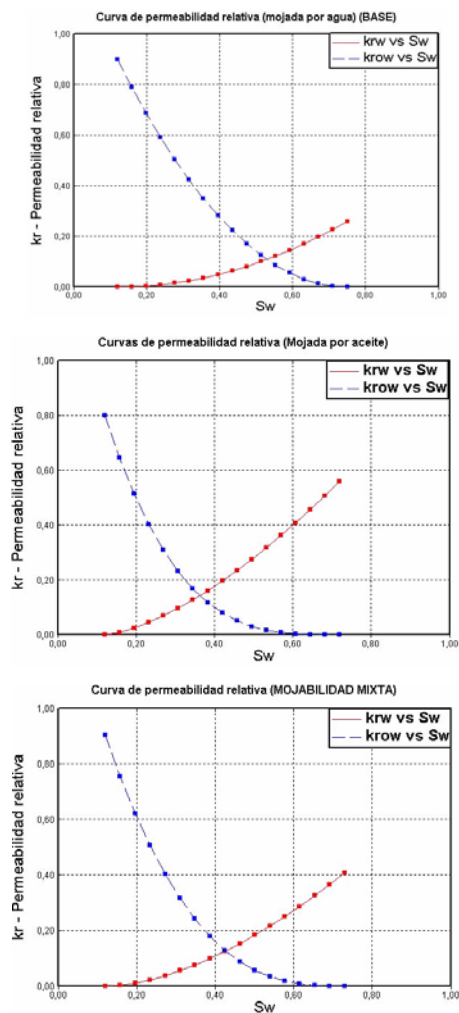
FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

De acuerdo a lo anterior, el análisis a la mojabilidad se lleva a cabo variando en el modelo base las curvas de permeabilidad relativa, de manera que correspondan a sistemas fuertemente mojados por agua, fuertemente mojado por aceite y de mojabilidad intermedia, como se muestra en la figura 27, estas curvas fueron tomadas de la literatura. ⁽⁷⁾ Una de las características que permite diferenciar los diferentes sistemas es el cruce de las curvas, el cual se presente a valores más altos de saturación de agua y más bajos de permeabilidad, a medida que la muestra cambia de mojada por aceite a mojada por agua.

La figura 28 representa el efecto de un cambio en la mojabilidad sobre el factor de recobro, el cual puede ser generado al tratar el medio poroso con alguna resina como la silicona, al usar diferentes tamaños de grano en el empaquetamiento del medio poroso y se representa con un cambio en las tendencias de las curvas de permeabilidad relativa ⁽⁷⁾.

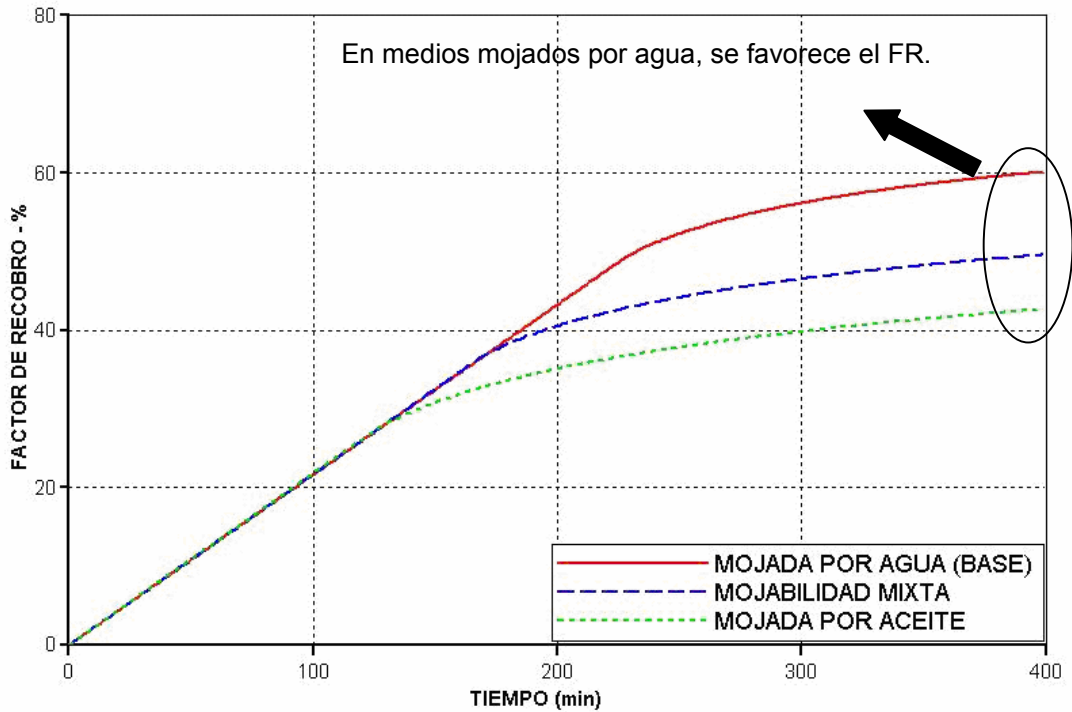
En una roca mojada preferencialmente por agua, glóbulos de aceite residual bloquean los canales más grandes de flujo afectando la facilidad del agua para fluir y provocan una baja permeabilidad relativa. Esta baja permeabilidad relativa del agua, se ve reflejada en una menor producción de este fluido, como se presenta en la figura 28.

Figura 27. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Figura 28. Efecto de la mojabilidad sobre el factor de recobro.



FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos. Simulador CMG

Tabla 18. Sensibilidad a la mojabilidad.

Mojabilidad.	t_r (min).	FR (%) @ 300 min.	N_p (cm ³) @ 300 min.
AGUA	220	56.16	255
ACEITE	159	46.54	211
INTERMEDIA	116	39.84	181

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

Por el contrario, en un medio poroso mojado por aceite, este ocupa los canales de flujo más pequeños y se adhiere a las paredes de los más grandes ocasionando una permeabilidad relativa al agua mucho mas alta; es por esto, que en sistemas preferencialmente mojados por aceite, el desplazamiento mediante inyección de agua es pobre, con irrupción de agua muy temprana, rápido incremento en el corte

de agua y altas saturaciones de aceite residual, como se muestra en las figuras 28 y 29, así como en la tabla 18.

Tabla 19. Resumen Sensibilidad Propiedades Petrofísicas.

Propiedad	Propiedades Modelo			Resultados		
	V_{hc}	V_{poroso}	V_{pm}	Q_o	Q_w	FR
$\uparrow \Phi$	\uparrow	\uparrow	\uparrow	\uparrow	\downarrow	\downarrow
$\uparrow K_{abs}$	=	=	=	=	=	=
$\uparrow K_{ro}$	=	=	=	\uparrow	\downarrow	\uparrow
$\uparrow K_{rw}$	=	=	=	\downarrow	\uparrow	\downarrow
$\uparrow S_{or}$	=	=	\downarrow	\downarrow	\uparrow	\downarrow
$\uparrow S_{wirr}$	\downarrow	=	\downarrow	\downarrow	\uparrow	\downarrow

FUENTE: TRIGOS Erika, JEREZ Carlos.

En la tabla 19, la cual se presenta a continuación, se sintetizan los resultados de esta sensibilidad a escala de laboratorio, se destaca como la permeabilidad absoluta del medio no altera los resultados obtenidos, esto se debe principalmente a la poca consolidación del medio, la cual conduce a trabajar con valores muy altos de permeabilidad y en consecuencia esta propiedad no controla el flujo de los fluidos en el medio poroso del modelo físico; sin embargo, como se mostrara en el siguiente capítulo, esta propiedad es determinante en la selección de la tasa de inyección cuando se usa la técnica de escalamiento.

A partir del análisis de los resultados, se concluyo que los resultados de la sensibilidad a las propiedades que afectan el volumen de hidrocarburos, como es el caso de la porosidad y la saturación de agua irreducible, no deben ser comparadas tomando como criterio el factor de recobro, debido a que este se define como la relación entre aceite producido y volumen total de hidrocarburos. Entonces, al trabajar con una tasa de inyección constante, aunque se presente una mayor producción acumulada de aceite al aumentar el volumen de hidrocarburos, el factor de recobro disminuye; cayendo en un error si se afirmara

que los resultados son desfavorables solo basándose en el comportamiento del factor de recobro; por esta razón, se recomienda apoyarse en el análisis de otros parámetros como la producción de aceite acumulada y el tiempo de ruptura.

3. EFECTO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EL ESCALAMIENTO DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA

En el estudio de un proceso de inyección de agua mediante el uso de modelos físicos escalados, los resultados obtenidos a escala de laboratorio y campo serán mas semejantes, mientras mayor sea la similitud que se presenta entre uno y otro. Sin embargo, por la diferencia presentada entre las condiciones de yacimiento y laboratorio (presión de confinamiento, sorting, presencia de finos, tamaño de poro y garganta de poro, etc.), resulta imposible reproducir exactamente las propiedades petrofísicas de un prototipo de campo en un modelo de laboratorio.

Por las razones mencionadas anteriormente, en este capítulo se estudia el efecto de la diferencia de las propiedades petrofísicas entre modelo y prototipo sobre el comportamiento y los resultados de un proceso de inyección de agua. Para llevar a cabo este estudio, se hace uso de la técnica de escalamiento y de la simulación numérica.

Se parte, de la existencia de un prototipo de campo con propiedades de roca y fluido, así como parámetros operacionales establecidos; a partir de los datos de ese prototipo de campo, se construye un modelo de simulación numérica que lo represente, al cual en adelante se llamara “prototipo”.

Posteriormente, se construye un modelo de simulación con propiedades de roca y fluido parecidas a las del prototipo (parecidas y no iguales por que en laboratorio seria imposible reproducirlas totalmente), excepto por sus

saturaciones irreducibles de fluido (agua y aceite), la variación en las saturaciones, se lleva a cabo por que el prototipo trabajado presenta unos valores muy altos de estas propiedades, los cuales resultan imposibles de reproducir en laboratorio. Los parámetros operacionales se determinan a partir de la técnica de escalamiento. Este modelo de simulación, se denominara “modelo base”.

Partiendo del prototipo y modelo base construidos, los cuales presentan similitud en sus propiedades petrofísicas, se lleva a cabo el análisis de sensibilidad a estas propiedades, la metodología usada consistió en tomar cada propiedad y llevarla desde un valor típico de campo hasta un valor acorde a los que se presentan normalmente en laboratorio. Para finalizar, se llego a la construcción de un modelo con valores típicos de laboratorio, que representa el comportamiento del prototipo.

3.1 Caso base.

Como se menciona anteriormente, este estudio toma como punto de partida un prototipo de campo y un modelo de laboratorio con propiedades de roca y fluido similares, continuación se presentan los datos usados en la construcción del prototipo y el modelo base.

3.1.1 Prototipo. Las propiedades del prototipo corresponden a las presentadas en el trabajo “ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO DE UN PATRÓN DE 5 PUNTOS SOMETIDO A UNA INYECCIÓN DE AGUA”, el cual sirvió como punto de partida para la formulación de este proyecto.

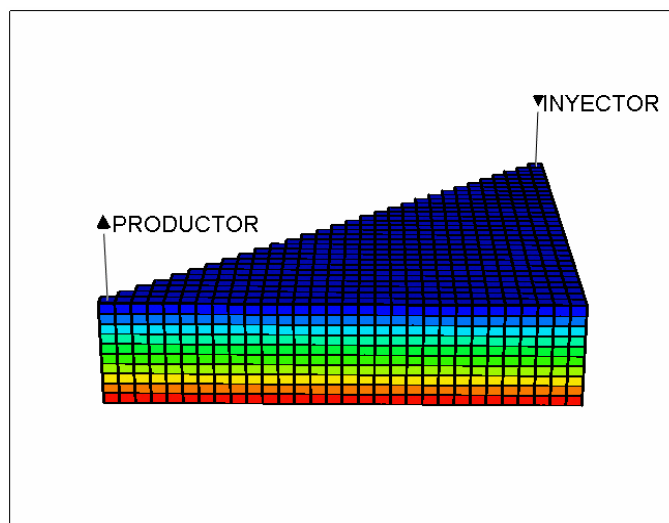
3.1.1.1 Enmallado de simulación prototipo. En la construcción del prototipo, se considero una configuración de octavo de patrón de inyección de cinco puntos, con el fin de trabajar con la misma configuración que presenta el modelo físico SCALA: En la tabla 20 y la figura 29, se presentan las características más importantes del enmallado de simulación del prototipo.

Tabla 20. Propiedades del enmallado de simulación prototipo.

Propiedad	Valor
Área patrón (acres)	40
Longitud entre pozos (ft)	933.98
Espesor (ft)	77.06
Celdas en X	30
Celdas en Y	30
Celdas en Z	10

Fuente: SILVA Néstor, TRUJILLO Marta.

Figura 29. Enmallado de simulación prototipo.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG

3.1.1.2 Propiedades básicas de roca en el prototipo. Cuando se habla de propiedades básicas de roca, se hace referencia a porosidad y permeabilidad, es pertinente aclarar que en este caso se asumió un prototipo homogéneo e isotropico, donde $K_x=K_y=K_z$.

Tabla 21. Propiedades básicas de roca en prototipo.

Propiedad	Unidades	Valor
Permeabilidad absoluta	md	385
Porosidad	%	24

Fuente: SILVA Néstor, TRUJILLO Marta

3.1.1.3 Propiedades de los fluidos en el prototipo. En la construcción del prototipo, se considero que al momento de iniciar la inyección de agua, la presión de este debería estar sobre el punto de burbuja, por que de lo contrario se presentaría una saturación de gas inicial y en consecuencia seria necesario considerar en el análisis de resultado el tiempo de llene. En la tabla 22, se presentan las principales propiedades de los fluidos usados.

Tabla 22. Propiedades de los fluidos de yacimiento en prototipo.

Propiedad	Unidades	Valor
Viscosidad del aceite	cp	13
Viscosidad del agua	cp	1
Densidad del aceite	lf/ft ³	58.71
Densidad del agua	lb/ft ³	62.34

Fuente: SILVA Néstor, TRUJILLO Marta

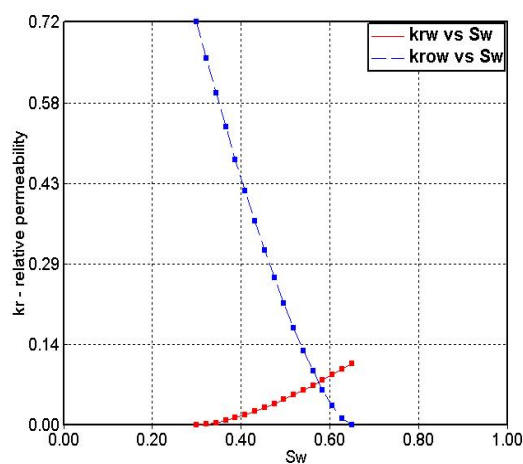
3.1.1.4 Propiedades de roca y fluido. La manera más usual de representar la interacción roca-fluido es a través de las curvas de permeabilidad relativa, puesto que estas representan la facilidad con que se mueve un fluido en presencia de otro, dentro de un medio poroso determinado. Los datos de la curva de permeabilidad relativa usada y su comportamiento se presentan en la tabla 23 y figura 30 respectivamente.

Tabla 23. End-points curvas de permeabilidad relativa en el prototipo.

Propiedad	Valor
S_{wirr} (Saturación de agua irreducible)	0.3
S_{or} (Saturación de aceite irreducible)	0.35
$K_{ro} @ S_{wirr}$ (Permeabilidad relativa del aceite a S_{wirr})	0.72
$K_{rw} @ S_{or}$ (Permeabilidad relativa al agua a S_{or})	0.11
n_w (Exponente de la curva de permeabilidad relativa al agua)	1.5
n_o (Exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite)	1.45

Fuente: SILVA Néstor, TRUJILLO Marta

Figura 30. Curvas de permeabilidad relativa en prototipo.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG

3.1.1.5 Restricción a los pozos en el prototipo. El pozo inyector es controlado por una tasa constante, mientras que el pozo productor se restringe por la presión de fondo fluyendo, los valores de estos parámetros operacionales se presentan en la tabla 24.

Tabla 24. Restricción a los pozos en el prototipo.

Propiedad	Unidades	Valor
Presión de fondo fluyendo	psi	1350
Caudal de inyección	bbl /día	350

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

3.1.2 Modelo base. La geometría del modelo base es similar a la del modelo físico SCALA y sus propiedades de roca y fluido corresponden a la del prototipo con algunas variaciones que se presentan a continuación.

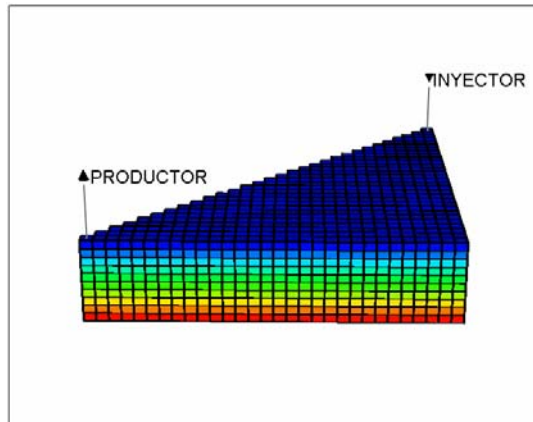
3.1.2.1 Enmallado de simulación modelo base. Se uso una configuración de octavo de patrón de inyección, con el ánimo de representar al modelo físico SCALA, de igual manera se tomaron sus dimensiones, las cuales se presentan en la tabla 25 y la figura 31.

Tabla 25. Propiedades del enmallado de simulación modelo base.

propiedad	valor
Longitud entre pozos (cm)	42.42
Espesor (cm)	3.5
Celdas en X	30
Celdas en Y	30
Celdas en Z	10

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Figura 31. Enmallado de simulación modelo base.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

3.1.2.2 Propiedades básicas de la roca en el modelo base. Estas propiedades hacen referencia a la porosidad y permeabilidad absoluta del medio poroso, el cual de manera similar al prototipo se considera homogéneo e isotrópico ($K_x=K_y=K_z$). Los datos usados, se muestran en la tabla 26 y presentan el mismo valor que en el prototipo.

Tabla 26. Propiedades básicas de roca en modelo físico escalado.

Propiedades	Unidades	Valor
Permeabilidad absoluta	md	385
Porosidad	%	24

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

3.1.2.3 Propiedades de los fluidos de yacimiento en el modelo base. En este caso, se consideraron las mismas propiedades del prototipo para el aceite, pero se modificó el agua de inyección, esto con la finalidad de reducir la movilidad y

obtener resultados más cercanos a los del prototipo. Los datos usados se presentan en la tabla 27.

Tabla 27. Propiedades de los fluidos de yacimiento en modelo físico escalado.

Propiedad	Unidades	Valor
Viscosidad del aceite	cp	13
Viscosidad del agua	cp	0,58
Densidad del aceite	g / cm ³	0.94
Densidad del agua	g / cm ³	1.056

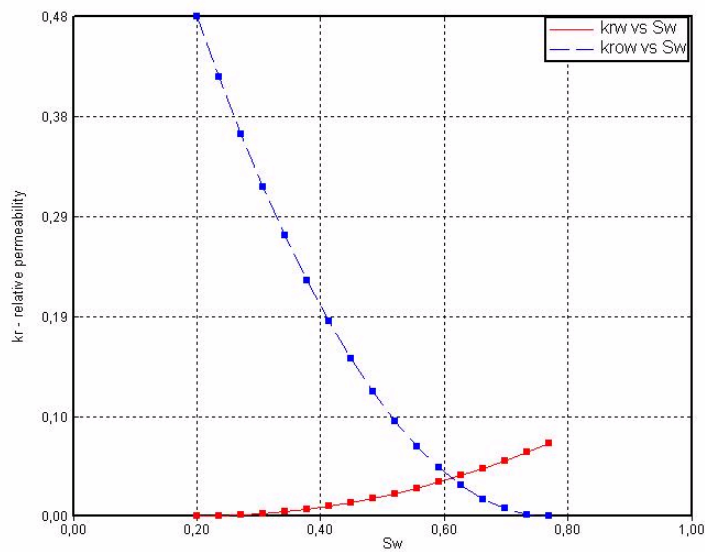
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

3.1.2.4 Propiedades interacción roca – fluido. Las propiedades de interacción roca-fluido, se representan en las curvas de permeabilidad relativa, estas fueron modificadas significativamente con el fin de trabajar valores más cercanos a los que se presentan en laboratorio. Los datos usados para su generación y el comportamiento de estas se presenta en la tabla 28 y en la figura 32 respectivamente.

Las saturaciones irreducibles tanto de agua como de aceite se disminuyeron en aproximadamente un 10% de su valor original, este cambio refleja una mayor proporción de volumen poroso móvil en el modelo base que en el prototipo, lo cual a su vez ocasiona una producción de aceite mas acelerada. Entonces, se hace necesario contrarrestar esta situación con una reducción de la facilidad del flujo, lo cual se logra disminuyendo los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa. Sin embargo, a pesar de estos cambios las curvas de permeabilidad

relativa entre prototipo y modelo base conservan su semejanza, como se puede observar en la figura 33.

Figura 32. Curvas de permeabilidad relativa en modelo físico escalado.



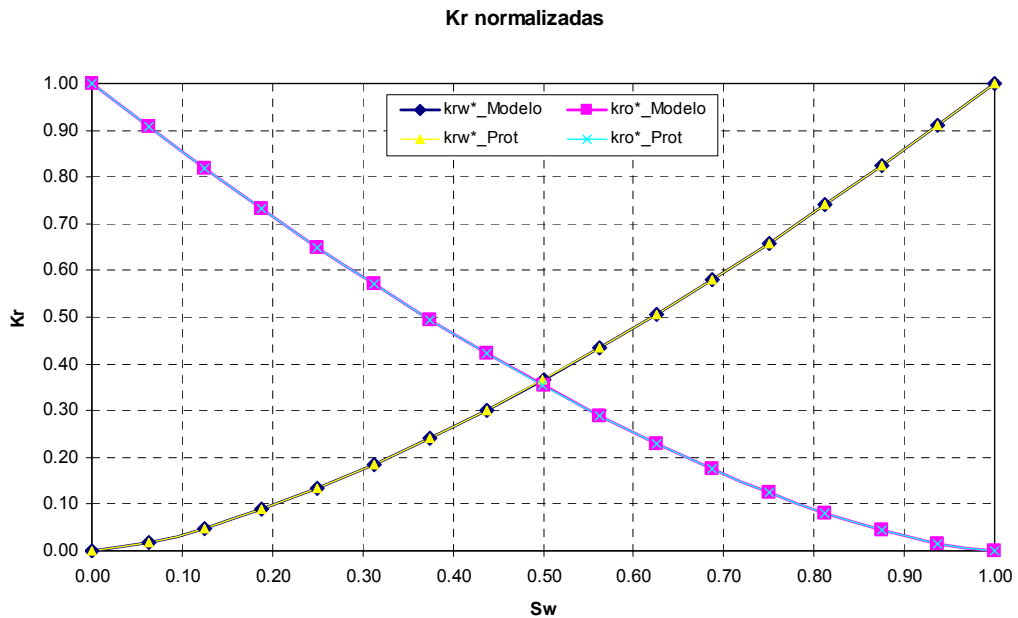
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Tabla 28. End-points curvas de permeabilidad relativa modelo físico escalado.

Propiedad	Valor
S_{wirr} (Saturación de agua irreducible)	0.2
S_{or} (Saturación de aceite irreducible)	0.23
$k_{ro} @ S_{wirr}$ (Permeabilidad relativa del aceite a S_{wirr})	0.48
$k_{rw} @ S_{or}$ (Permeabilidad relativa al agua a S_{or})	0.08
n_w (Exponente de la curva de permeabilidad relativa al agua)	1.5
n_o (Exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite)	1.45

Fuente: NARANJO Carlos. Laboratorio de vapor ICP-Ecopetrol.

Figura 33. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas de prototipo y modelo base.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

3.1.2.5 Restricción a los pozos en el modelo base. Las restricciones o condiciones de operaciones de los pozos se refieren a la tasa de inyección y presión de producción, estas se determinan a partir de la técnica de escalamiento y se presentan más adelante.

3.1.3 Comparación entre modelo base y prototipo. Al estudiar un proceso de inyección de agua haciendo uso de modelos físicos escalados, se obtendrían los mejores resultados si se pudieran reproducir en el laboratorio las mismas condiciones que se tienen en el campo, pero esto es imposible de conseguir por la gran diferencia de condiciones que se presenta entre uno y otro, por esta razón se hace uso de la técnica de escalamiento para tratar de compensar la diferencia entre propiedades con una relación entre parámetros operacionales.

La tasa de inyección y el tiempo equivalente se determinan a partir de ecuaciones 12 y 13, deducidas en base a los números adimensionales presentados en el capítulo 1, los resultados obtenidos para el modelo base se presentan en la tabla 29.

$$q_m = 13.8 \frac{(\Delta\rho_{wo})_m \phi_m K_m (\mu_w)_p (1-S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_p \phi_p K_p (\mu_w)_m (1-S_{or} - S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (bbl / día) \quad (12)$$

$$t_m = 1440 \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_m K_p \phi_m (1-S_{or} - S_{wirr})_m}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_p K_m \phi_p (1-S_{or} - S_{wirr})_p} \frac{1}{a} t_p \quad (13)$$

Tabla 29. Equivalencia de tiempo y caudal para el modelo base.

Prototipo	Modelo
1 año en el Prototipo	984.96 min en el modelo
Caudal de 350 bbl / día en el prototipo	0.14 cc /min en el modelo

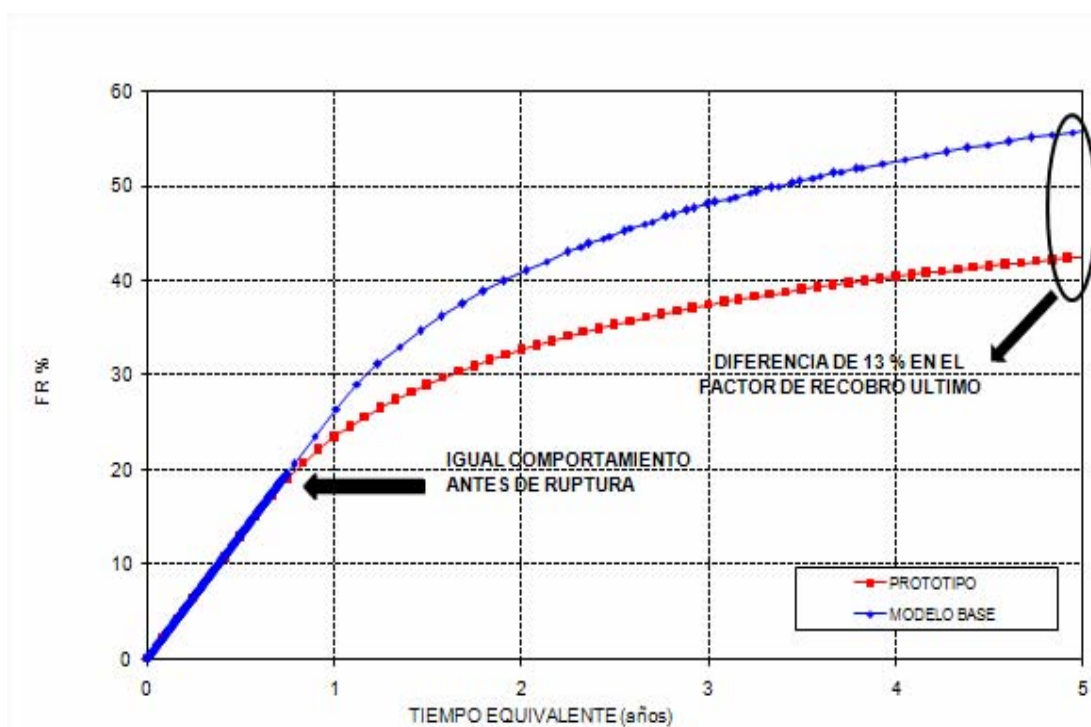
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Tomando las propiedades de presentadas a lo largo de este capítulo y las tasas y tiempos equivalentes que se muestran en la tabla 29, se comparan el prototipo y el modelo base, tomando como criterios el factor de recobro y el tiempo de ruptura.

En la figura 34, se muestra como el modelo y el prototipo presentan un comportamiento igual antes de ruptura, pero después de esto tienden a separarse, ubicándose finalmente el modelo base 13 puntos mas arriba que el prototipo.

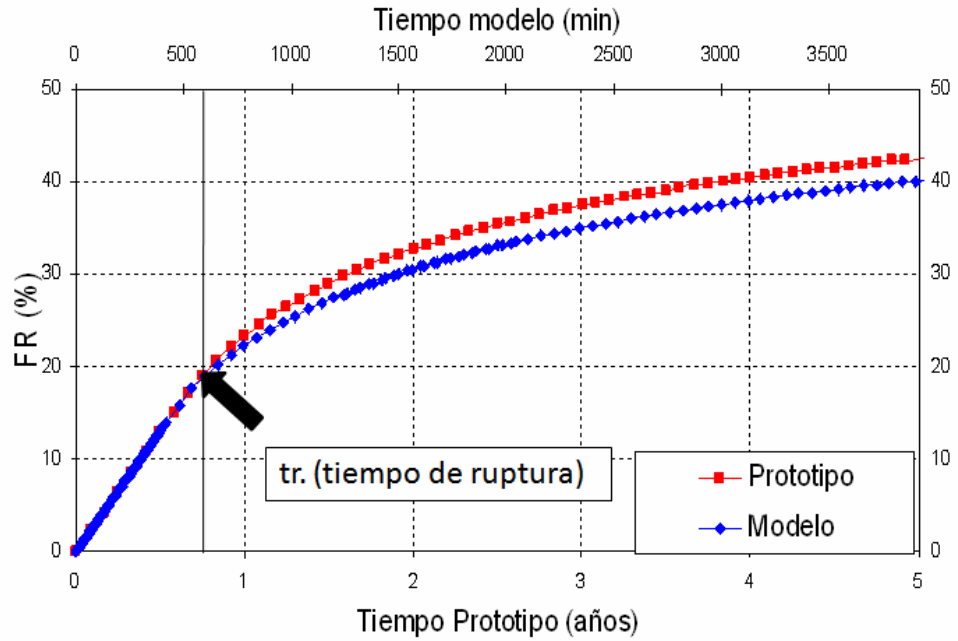
La diferencia que se presenta en el factor de recobro se debe principalmente a que el volumen poroso móvil del modelo es proporcionalmente superior al del prototipo de campo, para corroborar esta afirmación, se simuló el caso de un modelo de laboratorio con iguales propiedades de roca y fluido que el prototipo y parámetros operacionales determinados a partir de la técnica de escalamiento. La comparación de este modelo *idealizado* con el comportamiento del prototipo se presenta en la figura 35, donde se puede apreciar una diferencia última de 3% en el factor de recobro.

Figura 34. Comparación FR prototipo-modelo base.



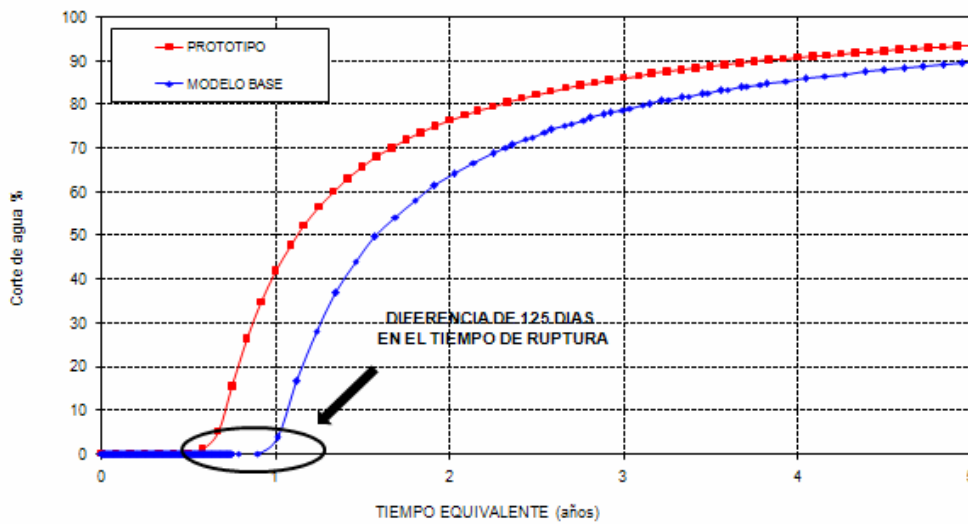
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Figura 35. Comparación FR prototipo-modelo base idealizado.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Figura 36. Comparación Corte de agua Modelo base-Prototipo.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

En cuanto al tiempo de ruptura, este puede observarse mas claramente en una grafica de corte de agua vs tiempo, la cual se presenta en la figura 36, presentándose una diferencia aproximada de 125 días entre modelo base y prototipo, las razones para que se presente esta diferencia son las mismas que explican el cambio en el factor de recobro.

Una vez establecido el modelo base y teniendo en claro las diferencias que presenta con el prototipo, se procede a llevar a cabo el análisis de sensibilidad a la diferencia de las propiedades petrofísicas entre modelo y prototipo

3.2 Sensibilidad propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de procesos de inyección de agua.

La técnica de escalamiento se basa en la relación que existe entre las variables que definen un sistema, esta relación esta dada por los números adimensionales que definen un determinado proceso, para el caso de procesos de inyección de agua, esta relación se ve afectada, al variar las propiedades petrofísicas. Si esta relación de variables en el modelo, es diferente al prototipo, el comportamiento del proceso no será similar entre modelo y prototipo.

Una forma de controlar la relación de las variables para un sistema en el cual se lleva a cabo un proceso de inyección de agua, es encontrar la equivalencia de caudal y tiempo entre modelo y prototipo, sin embargo esto no es suficiente, ya que estas variables no están involucradas en todos los números adimensionales que definen el proceso. Al comparar los resultados del proceso y analizarlos, se puede determinar que efecto provoca sobre el escalamiento la variación de la propiedad de interés.

3.2.1 Sensibilidad a la porosidad y la permeabilidad. Un cambio en la porosidad del modelo puede ser motivado por varios factores como son el tamaño y la distribución del tamaño de grano, el grado de esfericidad y redondez de los granos, la presión de confinamiento y el proceso de empaquetamiento en si. Todos estos factores mencionados, afectan a su vez a la permeabilidad absoluta; entonces, se puede decir que al cambiar la porosidad de un medio se altera de igual manera su permeabilidad absoluta.

En la literatura, se presentan varias correlaciones que brindan una aproximación de la permeabilidad en función de la porosidad y son aplicables para un tamaño de grano específico. En la tabla 30, se presentan varias de estas correlaciones, para este caso se usa la correlación correspondiente a un tamaño de grano 80-100.

Tabla 30. Correlaciones Porosidad-Permeabilidad para diferentes tamaños de grano.

Tamaño	Correlacion
80-120	$k=e^{(\ln x-2,748)/0,2562}$
50-70	$k=e^{(\ln x-2,3706)/0,2863}$
40-60	$k=e^{(\ln x-2,4103)/0,2441}$
20-40	$k=e^{(\ln x-2,0142)/0,2649}$
16-30	$k=e^{(\ln x-1,733)/0,2874}$
12-20	$k=e^{(\ln x-1,7085)/0,2705}$

Fuente: COCALES Brett, Baker Sand Control.

El análisis de sensibilidad a la porosidad-permeabilidad, se llevo a cabo de la siguiente manera:

- Se tomo como punto de partida, las propiedades del modelo base.

- Al modelo base se le aumento gradualmente el valor de la porosidad hasta llegar a valores típicos de laboratorio, los valores usados se presentan en la tabla 31.
- Con ayuda de la ecuación 14, se calcularon los valores de permeabilidad correspondientes a cada dato de porosidad, los resultados se presentan en la tabla 31.

$$K(\text{Darcies}) = e^{\frac{(\ln \phi - 2.748)}{0.2562}} \quad (14)$$

- Se calculo la tasa y el tiempo equivalente para cada nuevo modelo construido, los cuales se presentan en la tabla 31.
- Se corrieron los modelos de simulación y se analizaron los resultados gráficamente (figura 37).

Tabla 31. Sensibilidad Porosidad – Permeabilidad: Cambios al modelo base.

Caso	Porosidad %	Permeabilidad mD	Tiempo (min) equivalente a 1 año en prototipo	Tasa de Inyección (cc/min)
Base	0.24	385	984.97	0.14
1	0.26	7323	17293.67	2.98
2	0.28	9779	21444.11	4.28
3	0.30	12801	26199.57	6.01
4	0.32	16469	31600.12	8.25
5	0.34	20866	37681.82	11.10

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Para el análisis de los resultados obtenidos, se debe tener en cuenta que un cambio en la porosidad trae consigo variaciones en el volumen poroso, volumen de hidrocarburos y volumen poroso móvil, de acuerdo a las ecuaciones 15, 16 y 17. Los valores que toman estas propiedades para cada caso, se presentan en la tabla 32.

$$V_p = \Phi * V_t \quad (15)$$

$$V_{hc} = (1 - S_{wi}) * \Phi * V_t \quad (16)$$

$$V_{pm} = (1 - S_{wi} - S_{or}) * \Phi * V_t \quad (17)$$

Tabla 32. Efecto de la porosidad sobre las propiedades del modelo.

Caso	Porosidad %	Permeabilidad mD	Volumen Poroso (cc)	Volumen de Aceite (cc)	Volumen poroso móvil (cc)
Base	0.24	385	378	302.4	214,2
1	0.26	7323	409.5	327.6	232,05
2	0.28	9779	441	352.8	249,9
3	0.30	12801	472.5	378	267,75
4	0.32	16469	504	403.2	285,6
5	0.34	20866	535.5	428.4	303,45

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

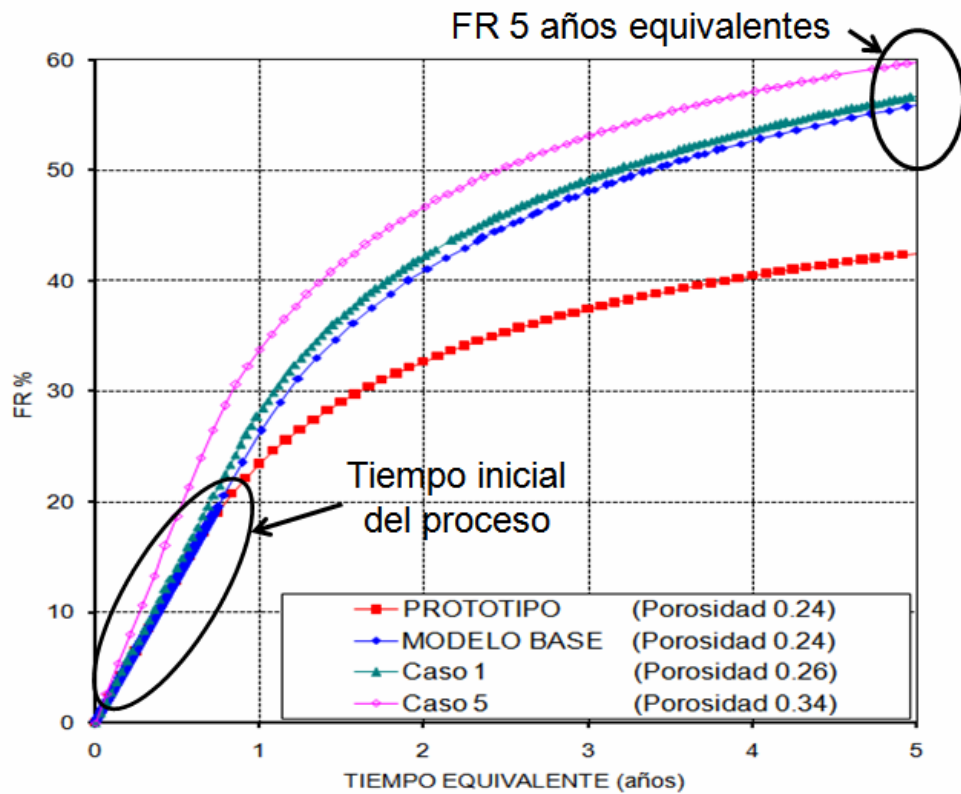
En la figura 36, se aprecia como a medida que aumentan la porosidad y la permeabilidad, los resultados del modelo se alejan cada vez en mayor proporción de la realidad, este comportamiento se debe principalmente a las variaciones en el volumen de fluidos que trae consigo un cambio en la porosidad.

Al trabajar con medios porosos que presentan permeabilidades tan altas, no se presentan una restricción al flujo significativa y el fluido puede circular libremente sin verse afectado por los cambios en la permeabilidad, para corroborar esto, se presenta en la figura 37 los resultados obtenidos en un análisis de sensibilidad únicamente al valor de la permeabilidad.

Sin embargo, la permeabilidad es de gran importancia en las ecuaciones de escalamiento, por que determina en gran proporción (por su valor tan elevado en

comparación con las otras propiedades) la tasa que debe ser usada y el tiempo equivalente entre modelo y prototipo.

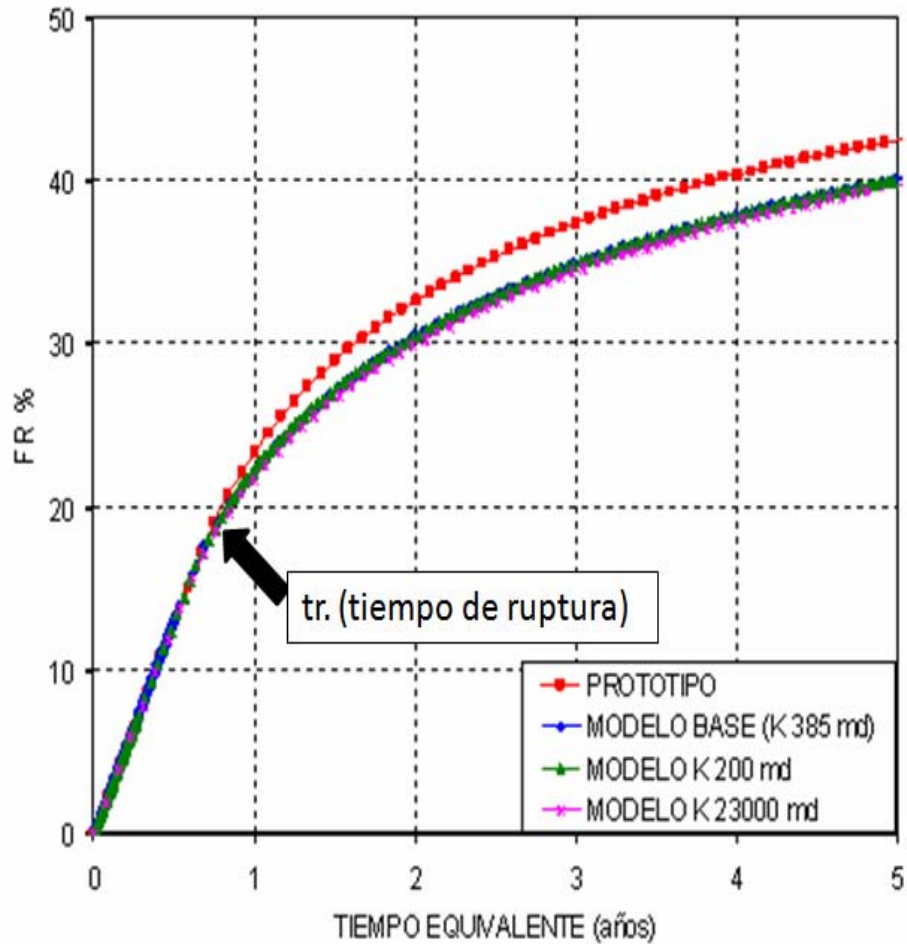
Figura 36. Efecto del cambio de porosidad – permeabilidad sobre el factor de recobro.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

En la tabla 33, se presenta el factor de recobro ultimo (a un tiempo de 5 años) para cada caso de estudio y el porcentaje de error que se presenta con respecto al prototipo, este ultimo se calculo en base a la ecuación 18.

Figura 37. Variación de permeabilidad absoluta en el modelo base.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

$$\% Error_{FR} = \left| \frac{FR_{prototipo} - FR_{modelo}}{FR_{prototipo}} \times 100 \right| \quad Ec (18)$$

Con el porcentaje de error calculado, se elaboro una grafica de este en función de la diferencia de porosidad entre prototipo y modelo, la cual se presenta en la figura 38, posteriormente se busco la tendencia que mejor ajustara a la curva obtenida,

obteniéndose una correlación polinómica de grado 4, la cual se presenta en la ecuación 19. Sin embargo, si se analiza bien la gráfica, se observa que hasta una diferencia de 8% en porosidad sigue un comportamiento lineal y su resultado puede aproximarse aceptablemente por la ecuación 20, tal como se muestra en la figura 38.

$$Y = 0.014X^4 + 0.0221X^3 - 0.1164X^2 + 1.2637X + 31.673 \quad (19)$$

$$Y = Y_o + (\phi_{\text{mod}} - \phi_{\text{prot}}) \quad (20)$$

Donde:

Y = Porcentaje de error en el factor de recobro último.

X = Diferencia de porosidad entre prototipo y modelo (%)

Y_o = Porcentaje de error en el factor de recobro cuando X = 0

Φ_{mod} = Porosidad en el modelo (%).

Φ_{prot} = Porosidad en el prototipo (%).

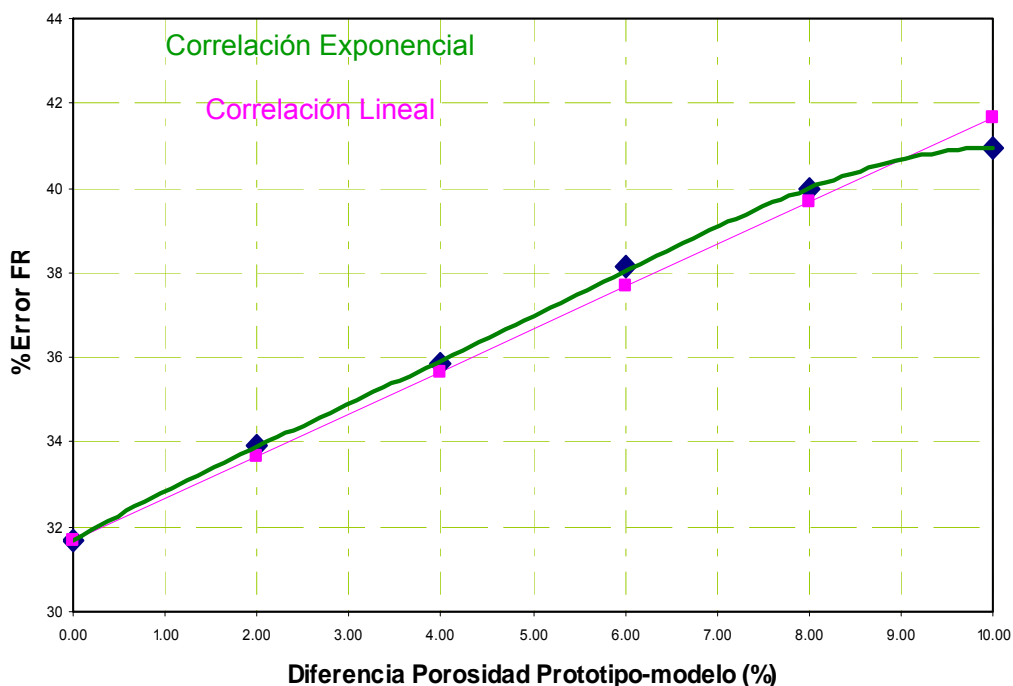
Tabla 33. Efecto de porosidad-permeabilidad sobre el factor de recobro.

Caso	Porosidad %	Diferencia de Porosidad Prototipo-Modelo (%)	Permeabilidad mD	FR último (5 años)	% Error Factor de Recobro
Base	0.24	0.00	385	55.76	31.66
1	0.26	2.00	7323	56.72	33.93
2	0.28	4.00	9779	57.23	35.84
3	0.30	6.00	12801	58.5	38.13
4	0.32	8.00	16469	59.27	39.95
5	0.34	10.00	20866	59.7	40.97

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Estas ecuaciones, son validas únicamente para las condiciones del estudio y no deben ser generalizar, sin embargo, siempre que se lleve a cabo un estudio de procesos de inyección de agua haciendo uso de modelos físicos escalados se debe tener en cuenta que entre mas elevada sea la porosidad del modelo con respecto a la del prototipo, mayor será la diferencia entre el factor de recobro estimado y el real.

Figura 38. Porcentaje de error en el factor de recobro como función de la diferencia en porosidad.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

3.2.2 Sensibilidad a las saturaciones de irreducibles. Uno de los puntos claves que sirvió de motivación para llevar a cabo este proyecto, es la gran diferencia entre las saturaciones irreducibles a escala de laboratorio y escala de campo, esta

diferencia trae consigo que el volumen poroso móvil en el modelo no sea equivalente al que se presenta en el prototipo.

Entonces, con este análisis se busca determinar la diferencia que las saturaciones irreducibles y en consecuencia el volumen poroso móvil ocasiona en el factor de recobro. La metodología seguida es similar a la presentada en el caso anterior, con la diferencia de que en lugar de reducir porosidades y permeabilidades, se aumentan los valores de saturación irreducible de agua y aceite hasta llegar a casos que se presentan típicamente en el laboratorio.

En el análisis de los resultados, es importante tener en cuenta que estas propiedades tienen un efecto significativo sobre el volumen de hidrocarburos y sobre el volumen poroso móvil, tal como se muestra en las ecuaciones 16 y 17. Los cambios realizados al modelo, junto con la tasa y tiempo equivalentes determinados a partir de las ecuaciones 12 y 13 se presentan en la tabla 34.

Tabla 34. Análisis Saturaciones irreducibles: Cambios al modelo.

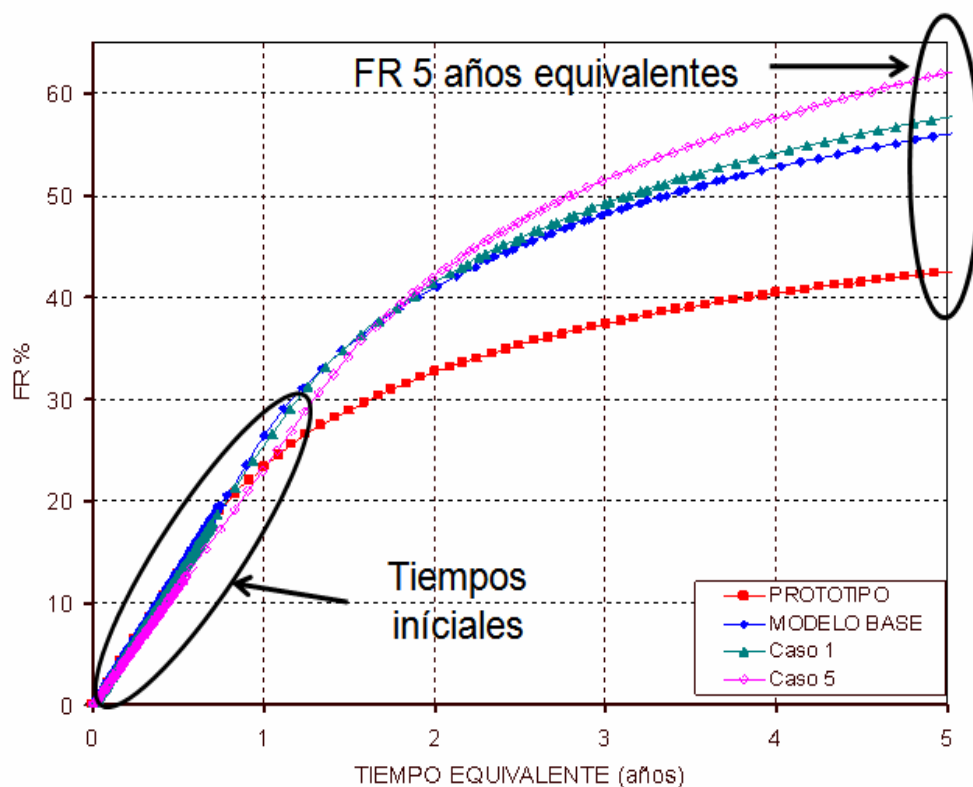
Caso	S_{wirr}	S_{or}	Volumen de hidrocarburos (cc)	Volumen poroso móvil (cc)	Tiempo (min) equivalente a 1 año en prototipo	Tasa de Inyección (cc/min)
Base	0,20	0,23	302,4	215,46	979,21	0,144
1	0,18	0,21	309,96	230,58	915,00	0,134
2	0,16	0,19	317,52	245,7	858,69	0,126
3	0,14	0,17	325,08	260,82	808,91	0,119
4	0,12	0,15	332,64	275,94	764,59	0,112
5	0,10	0,13	340,2	291,06	724,87	0,106

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

El análisis de los resultados obtenidos sobre el factor de recobro al variar las saturaciones irreducibles debe ser analizado en dos etapas: antes de ruptura y después de ruptura. De acuerdo a la figura 39, antes de ruptura el factor de

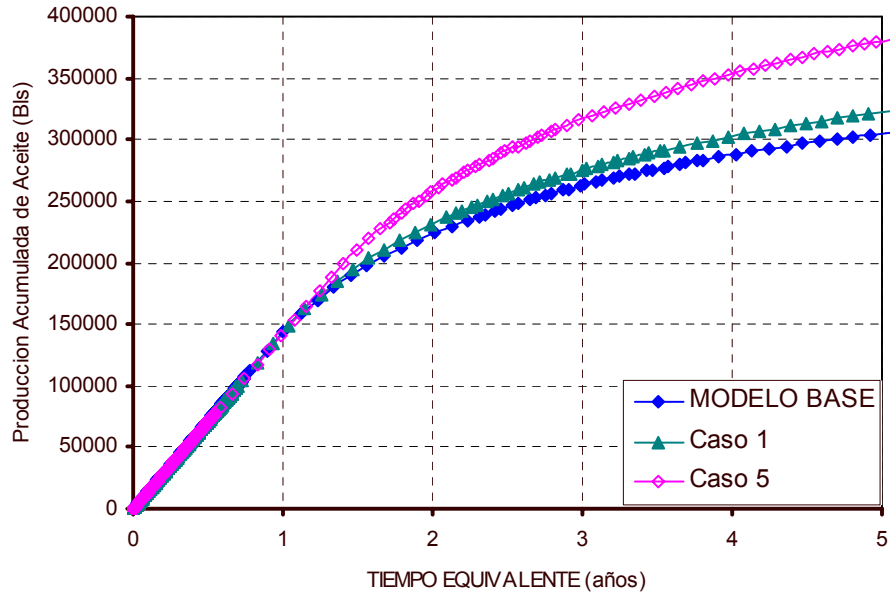
recobro disminuye a medida que se reducen las saturaciones irreducibles, este comportamiento se presenta por que a medida que se reducen las saturaciones, la tasa equivalente es ligeramente menor, pero la diferencia es tan pequeña que se puede considerar igual, lo cual se ve reflejado en igual producción de aceite (figura 40), por tratarse de un modelo tipo pistón sin fugas (se produce la misma cantidad que se inyecta) y el volumen de hidrocarburos aumenta.

Figura 39. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre el factor de recobro.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulados CMG.

Figura 40. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre la producción acumulada de aceite.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Entonces, en concordancia con la definición de factor de recobro como una relación entre aceite producido y volumen total de hidrocarburos (ecuación 11), si aumentan el volumen de hidrocarburos, y la cantidad de aceite producido, estos dos cambios se compensan y el factor de recobro toma valores muy parecidos en todos los casos estudiados.

Por otra parte, después de ruptura el comportamiento se invierte, esto se debe a que el aumento en la producción acumulada de aceite causada por el hecho de presentarse un mayor volumen de hidrocarburos tiene un mayor efecto sobre el factor de recobro que el aumento en el volumen de hidrocarburos.

Tabla 35. Efecto de las saturaciones irreducibles sobre el factor de recobro.

Caso	S _{wirr}	S _{or}	Volumen poroso móvil (cc)	FR ultimo (5 años) %	% Error VPM	% Error FR ultimo
Base	0,20	0,23	215,46	52	63,23	22,79
1	0,18	0,21	230,58	57,4	74,69	35,54
2	0,16	0,19	245,7	58,7	86,14	38,61
3	0,14	0,17	260,82	60,3	97,60	42,38
4	0,12	0,15	275,94	61,4	109,05	44,98
5	0,10	0,13	291,06	62,9	120,50	48,52

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Ahora bien, partiendo del hecho de que a menores saturaciones irreducibles en el modelo, mayor es la diferencia del factor de recobro entre prototipo modelo, se quiere cuantificar de alguna manera esta diferencia, para este propósito se tendrá en cuenta que el principal efecto de las saturaciones irreducibles se presenta sobre el volumen poroso móvil y se seguirán los siguientes pasos:

- Se determina el porcentaje de error entre el volumen poroso móvil equivalente en el modelo y en el prototipo, con ayuda del factor de escala y la ecuación 21, los valores encontrados se presentan en la tabla 35.

$$\% Error_{VPM} = \frac{VPM_{Prot} - VPM_{EQmod}}{VPM_{Prot}} * 100 \quad (21)$$

Donde:

$$VPM_{EQmod} = \frac{VPM_{mod}(cc)xa^3}{159000(cc/Bls)}$$

$a^3 =$ Factor de escala elevado al cubo.

- Se determina el porcentaje de error en el factor de recobro, de manera similar a como se realizó en el análisis de porosidad-permeabilidad (ecuación 18), los valores encontrados se presentan en la tabla 35,

- Se grafica el porcentaje de error sobre el factor de recobro determinado, en función del porcentaje de error del volumen poroso móvil, como se muestra en la figura 41.
- Se traza una línea de tendencia polinómica del grado que mejor ajuste a los datos con los que se este trabajando, en este caso es de orden 5,
- Con la ecuación polinómica que mejor describe la tendencia de la grafica (ecuación 22), se puede determinar el porcentaje de error asociado al factor de recobro, como función de la diferencia en el volumen poroso móvil.

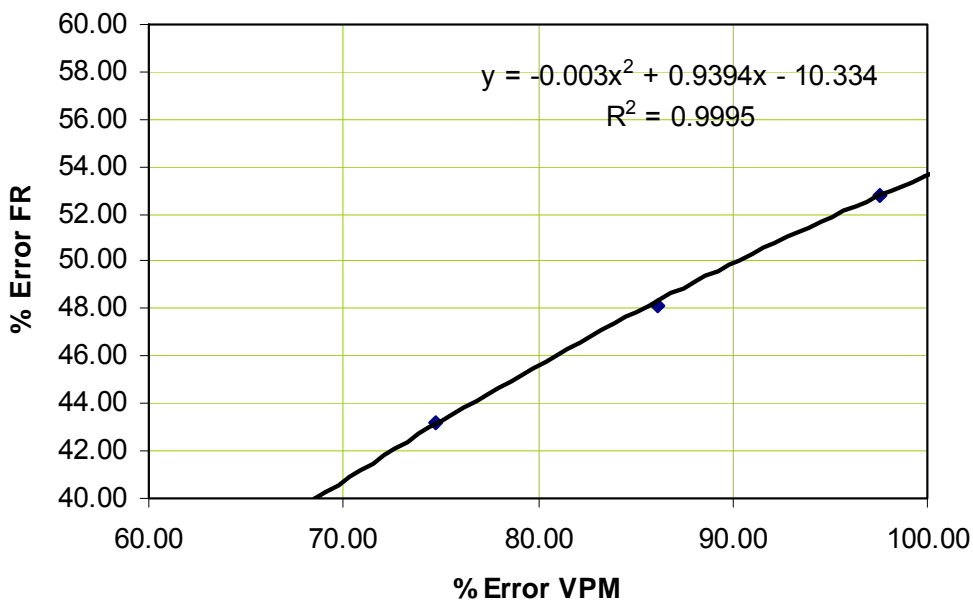
$$Y = -0.003X^2 + 0.9394X - 10.334 \quad (22)$$

Donde:

Y = %Error en el factor de recobro

X = %Error_{VPM}

Figura 41. Porcentaje de error en el factor de recobro como función de la diferencia en volumen poroso móvil.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Entonces, estudiemos el caso de un prototipo de campo del cual se conocen sus propiedades petrofísicas y se pretende determinar el factor de recobro último a partir de un modelo físico escalado. Se conoce el factor de recobro en el modelo y se puede determinar la diferencia del volumen poroso móvil entre uno y otro (de acuerdo a la ecuación 21).

Con la diferencia en volumen poroso móvil, se lee el %error en el FR de la grafica 41 y se reemplaza en la ecuación 22. Obteniéndose así una mejor aproximación del factor de recobro en el prototipo. Es importante resaltar que al trabajar con volumen poroso móvil y no con saturaciones irreducibles se esta incluyendo el efecto de la porosidad y no es necesario volver a corregir los resultados por la diferencia en esta propiedad.

No esta de más aclarar que la grafica 41 solo es valida para condiciones de estudio similares a las de este trabajo, pero este procedimiento puede llegar a generalizarse hasta obtener una correlación generalizada.

3.2.3 Sensibilidad a la tendencia de las curvas de permeabilidad relativa. En este caso, se busca determinar el efecto de la semejanza entre las curvas de permeabilidad relativa de modelo y prototipo sobre el comportamiento de un proceso de inyección de agua, considerando que dos curvas de permeabilidad relativa son semejantes cuando al ser normalizadas una se superpone sobre la otra, como es el caso del prototipo y modelo base, las cuales se presentan en la figura 33.

La mecánica trabajada en este análisis consistió en usar la correlación de Hirazaky para generar las curvas de permeabilidad relativa, partiendo de una curva para el modelo similar a la del prototipo (figura 33), e ir aumentando los exponentes tanto del agua como del aceite de acuerdo a la tabla 36, la cual

relaciona las características del medio poroso con los exponentes de saturación (n_o y n_w).

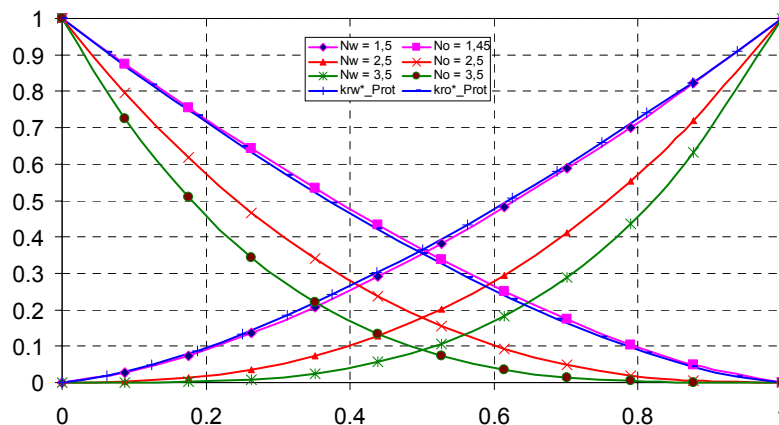
Es pertinente aclarar, que estos cambios en las curvas de permeabilidad relativa no alteran la tasa ni el tiempo de inyección, por lo cual se usaron los parámetros operacionales del modelo base, los valores usados en la sensibilidad y su efecto sobre el factor de recobro, se presentan en la tabla 37.

Tabla 36. Exponentes de saturación para diferentes medios porosos.

n_o	n_w	Descripción del medio poroso
<1.5	<2.0	Canalización.
1.5-2.0	2.0-3.0	Arenas Inconsolidadas. Buen Sorting.
2.0-3.0	3.0-3.5	Arenas Inconsolidadas Pobremente sorteadas.
>3	3.5-4.0	Arenas cementadas.

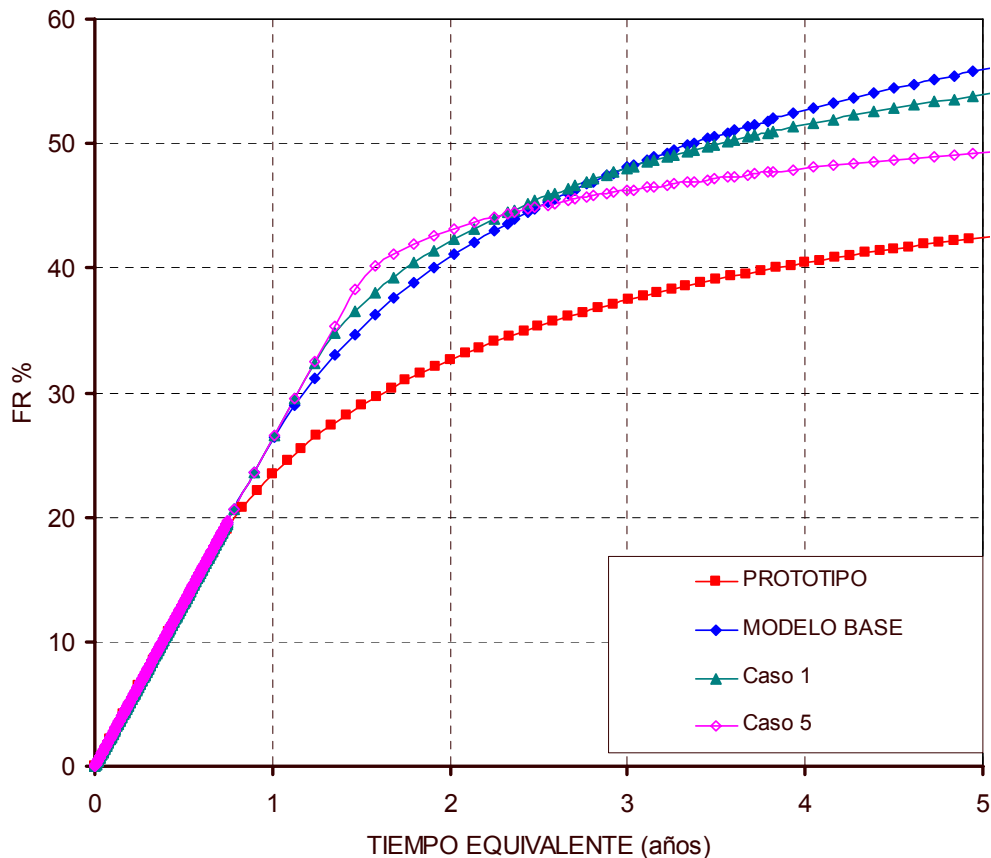
Fuente: HONARPOUR Medí.

Figura 42. Curvas de permeabilidad relativas normalizadas.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

Figura 43. Efecto de las curvas de permeabilidad relativa sobre el factor de recobro.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. . Simulador CMG.

De la figura 42, se puede apreciar que a medida que el exponente de saturación tanto para el agua como para el aceite aumentan (alejándose de los valores del prototipo), las curvas se hacen mas cóncavas y las permeabilidades relativas tanto para el agua como para el aceite a cualquier punto de saturación disminuyen, para efectos prácticos esto se traduce en una mayor resistencia al flujo de fluidos que provoca una disminución en la producción y por lo tanto en el factor de recobro.

Entonces, en casos como este donde el volumen poroso móvil entre prototipo y modelo presenta una gran diferencia, este hecho se puede contrarrestar con un manejo adecuado de las curvas de permeabilidad relativa, teniendo en cuenta que estas curvas no solo dependen de las propiedades de la roca sino también de los fluidos usados y la mojabilidad.

Ahora que se conoce de manera general el efecto de la diferencia en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en los resultados del proceso de inyección de agua, se estudiara mas detalladamente cada uno de los parámetros que afectan estas curvas y su efecto sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua.

3.2.4 Sensibilidad permeabilidad relativa al agua. La permeabilidad relativa del agua, se puede ver afectada de dos maneras, primero al variar el valor que presenta esta propiedad a saturación de aceite irreducible, este puede ser un efecto de la mojabilidad de la roca y el segundo es la tendencia de la curva de permeabilidad relativa al agua correspondiente a las saturación móvil de fluidos. Para el análisis de esta propiedad se presenta el efecto de cada caso por separado.

3.2.4.1 Sensibilidad de k_{rw} a S_{or} . Determinar el efecto del cambio en el valor de permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite irreducible, es importante debido a que esta propiedad no modifica la equivalencia entre caudal y tiempo entre prototipo y modelo, pero sí afecta el flujo de fluidos en medio poroso para un proceso de inyección de agua. En la tabla 37 se resume los cambios realizados a esta propiedad y se presenta el valor de razón de movilidad, que es afectado al variar esta propiedad y es un indicio del desarrollo del proceso.

De los datos presentados en la tabla 37, se observa como la relación de movilidad aumenta al aumentar el valor de la permeabilidad relativa al agua para saturación de aceite irreducible. Este aumento en el valor de k_{rw} , ocasiona que la cantidad de aceite recuperado disminuya, para el proceso llevado a cabo, y el tiempo de ruptura sea mas temprano a medida que aumenta la relación de movilidad. En la figura 44 se presenta los resultados del cambio en k_{rw} @ S_{or} para el modelo de laboratorio, de esta figura se aprecia como para valores altos de esta propiedad el comportamiento del modelo se acerca al comportamiento del prototipo.

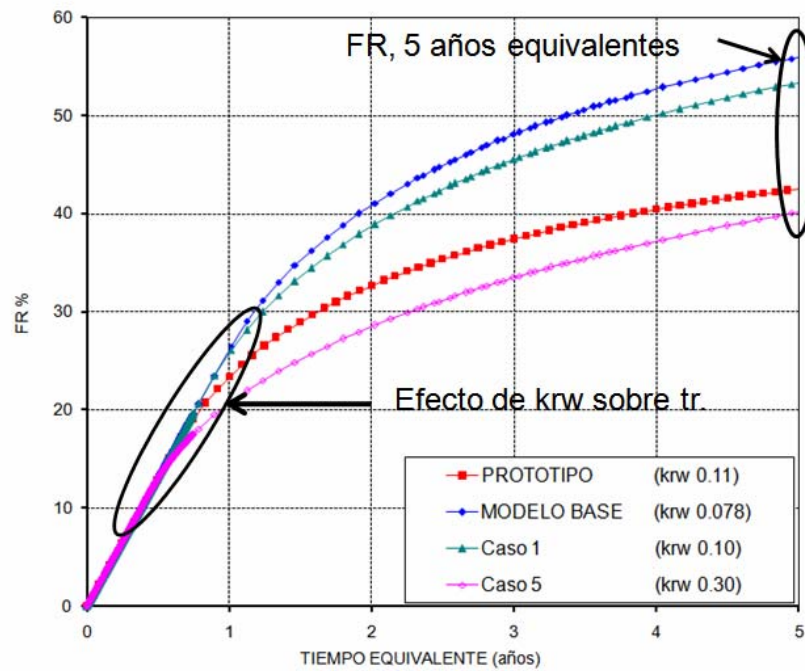
Tabla 37. Cambio en k_{rw} @ S_{or} .

Caso	k_{rw}	S_{or}	Razón de movilidad
Base	0,078	0,23	3,6
1	0,10	0,23	4,6
2	0,15	0,23	6,9
3	0,20	0,23	9,2
4	0,25	0,23	11,5
5	0,30	0,23	13,8

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

De los datos presentados en la tabla 37, se observa como la relación de movilidad aumenta al aumentar el valor de la permeabilidad relativa al agua para saturación de aceite irreducible. Este aumento en el valor de k_{rw} , ocasiona que la cantidad de aceite recuperado disminuya, para el proceso llevado a cabo, y el tiempo de ruptura sea más temprano a medida que aumenta la relación de movilidad. En la figura 44 se presenta los resultados del cambio en k_{rw} @ S_{or} para el modelo de laboratorio, de esta figura se aprecia como para valores altos de esta propiedad el comportamiento del modelo se acerca al comportamiento del prototipo.

Figura 44. Cambio en el k_{rw} a S_{or} .



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

Tabla 38. Efecto de la permeabilidad relativa al agua sobre el factor de recobro.

Caso	k_{rw}	S_{or}	FR ultimo (5 años) %	% Error FR ultimo
Base	0,078	0,23	55	30,95
1	0,10	0,23	53	26,19
2	0,15	0,23	51	16,66
3	0,20	0,23	49	7,14
4	0,25	0,23	45	0
5	0,30	0,23	40	-4,76

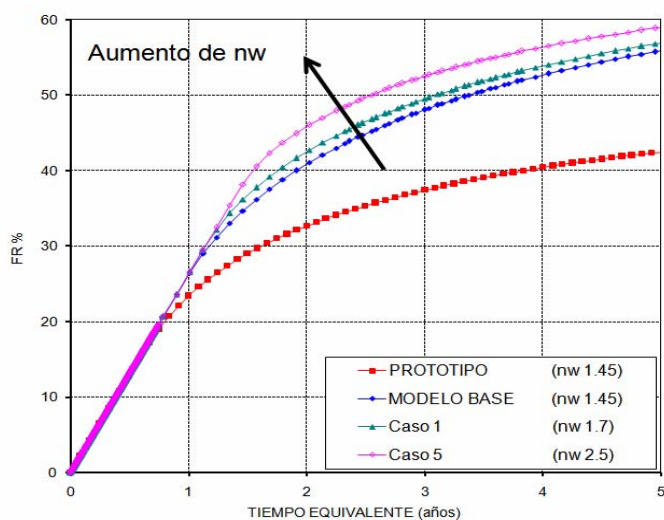
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

En la tabla 38 se observa como el porcentaje de error comparado con el prototipo se acerca a cero, al aumentar la razón de movilidad, sin embargo un aumento

exagerado, en este valor se aleja del valor del FR para un periodo de 5 años equivalentes.

3.2.4.2 Sensibilidad al exponente de la curva de permeabilidad relativa al agua n_w . Un segundo factor que afecta los valores de permeabilidad relativa, es la tendencia de la curva entre los valores de saturaciones irreducibles, este factor es representado matemáticamente por el exponente de la curva o tendencia de los valores que presenta esta propiedad. Aunque en este caso la relación de movilidad no varía, si el comportamiento del proceso.

Figura 45. Cambio de la tendencia de la curva de permeabilidad relativa al agua.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

3.2.5 Sensibilidad permeabilidad relativa al aceite. La permeabilidad relativa al aceite, es variada a partir de dos casos posibles, el primero es el cambio en end

point, de la curva de permeabilidad relativa correspondiente a la saturación de agua irreducible y el segundo es la tendencia de la curva de permeabilidad relativa del aceite entre los valores de saturación irreducibles de la curva de permeabilidad relativa.

3.2.5.1 Sensibilidad k_{ro} @ S_{wirr} . La permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua irreducible afecta directamente la razón de movilidad, indicador del desarrollo de un proceso de inyección de agua, esta propiedad puede ser afectada por la mojabilidad del medio poroso. En la tabla 39 se presenta el efecto del cambio de la permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua irreducible sobre la razón de movilidad.

Tabla 39. Efecto de la permeabilidad relativa del aceite sobre el factor de recobro.

Caso	k_{ro}	S_{wirr}	FR ultimo (5 años) %	% Error FR ultimo
Base	0,48	0,20	55	30,95
1	0,55	0,20	56	33,33
2	0,6	0,20	57	35,71
3	0,65	0,20	58	38,09
4	0,7	0,20	59	40,47
5	0,75	0,20	60	42,85

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

El cambio en la razón de movilidad presenta un indicador del desarrollo del proceso de inyección de agua, es por esto que es importante al determinar el efecto sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua, en la tabla 40,

se presenta como el valor de la permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua irreducible afecta la razón de movilidad.

Tabla 40. Efecto de k_{ro} sobre la razón de movilidad.

Caso	k_{ro}	S_{wirr}	Razón de movilidad
Base	0,48	0,20	3,63
1	0,55	0,20	3,17
2	0,6	0,20	2,90
3	0,65	0,20	2,68
4	0,7	0,20	2,49
5	0,75	0,20	2,32

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

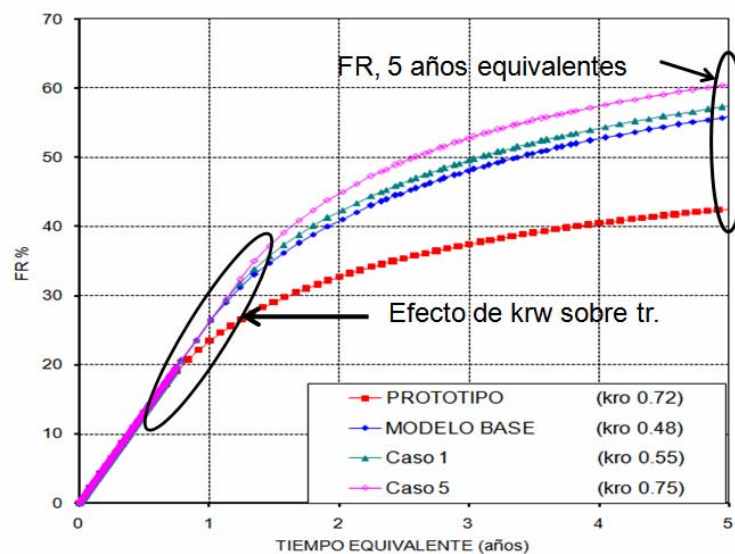
En la figura 46 se presenta como el proceso de escalamiento es afectado por el valor de la permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua irreducible, en este caso se ve como una disminución en la razón de movilidad favorece la recuperación de hidrocarburos en los nuevos modelos de laboratorio, debido a esto, el comportamiento de los nuevos modelos se alejan del comportamiento del prototipo, así que un aumento de esta propiedad, afecta negativamente el escalamiento de un proceso de inyección de agua.

3.2.5.2 Sensibilidad exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite.

Un segundo factor que afecta los valores de permeabilidad relativa, es la tendencia de la curva entre los valores de saturaciones irreducibles, este factor es representado matemáticamente por el exponente de la curva o tendencia de los

valores que presenta esta propiedad. Aunque en este caso la relación de movilidad no varía, si el comportamiento del proceso.

Figura 46. Efecto de k_{ro} @ S_{wirr} sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua.



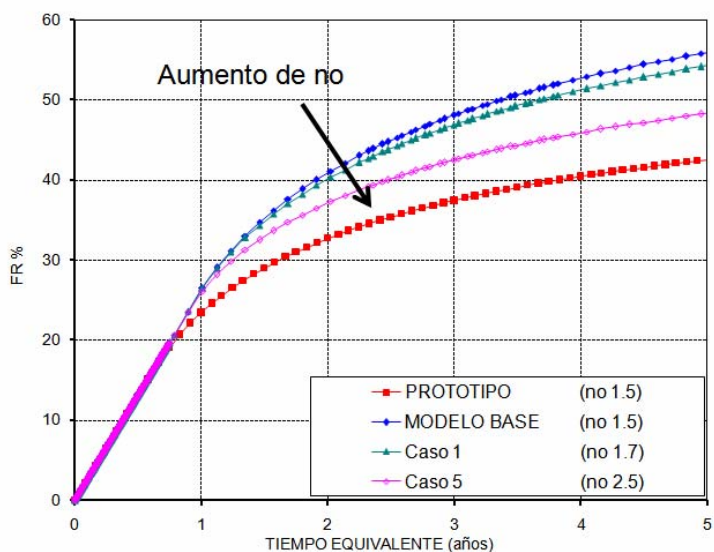
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

En la figura 47 se presenta como la tendencia de la curva de permeabilidad relativa del aceite afecta el proceso de inyección de agua, esta propiedad es consecuencia de la interacción roca fluido pero también de la interacción de los fluidos que ocupan el medio poroso.

Los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa, de los fluidos involucrados en el proceso modifican de manera significativa el comportamiento

del proceso de inyección de agua a nivel de laboratorio y por tanto el escalamiento de este proceso, sin embargo estas tendencias, se atribuyen principalmente a la interacción fluido - fluido.

Figura 47. Cambio de la tendencia de la curva de permeabilidad relativa al aceite.



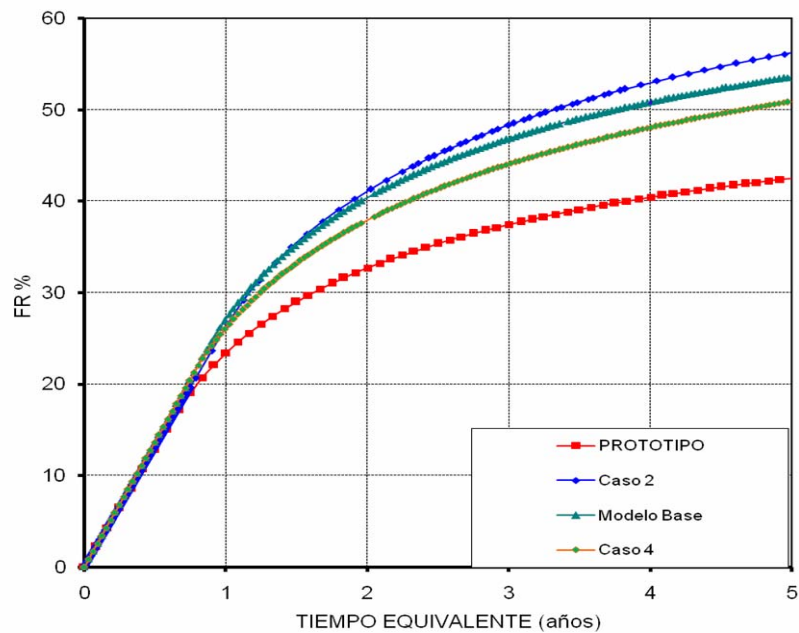
Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

3.2.6. Construcción modelo final de laboratorio. Una vez estudiado individualmente el efecto de las diferentes propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua, se procede a construir un modelo final que presenta propiedades petrofísicas típicas de laboratorio. El objetivo de construir este modelo de laboratorio (usando simulación numérica) es poder observar como la suma del efecto de las diferentes propiedades petrofísicas conlleva a obtener resultados significativamente alejados de la realidad.

El procedimiento seguido en la construcción de este modelo consistió en partir del modelo base con el que se trabajó en el desarrollo de este capítulo y aplicar a él cambios en sus propiedades hasta llegar al modelo final.

En la tabla 41, se presentan los diferentes cambios que se le hicieron al modelo paso a paso, así como la diferencia en el factor de recobro último al ser comparado con el prototipo, cabe destacar como el manejo de los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa ayudan a acercar los resultados del modelo a los del prototipo.

Figura 48. Comportamiento del modelo final sobre el FR.



Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos. Simulador CMG.

En la figura 48, se presenta el comportamiento del factor de recobro que se fue presentando a medida que se realizaron los diferentes cambios al modelo. Los primeros dos cambios, donde se aumenta la porosidad y la permeabilidad y se disminuyen las saturaciones irreducibles, trae consigo un aumento en el factor de recobro, alejándose del comportamiento del prototipo, esto se debe al efecto de la diferencia en el volumen poroso móvil, que como se ha explicado a lo largo de este capítulo es el principal factor que ocasiona que los resultados en el modelo se distancien de los del prototipo.

Para minimizar este efecto, se variaron las curvas de permeabilidad relativa, logrando que el comportamiento del modelo se acercara un poco más al del prototipo, pero sin lograr un ajuste exacto como en el caso ideal de que se tuvieran iguales propiedades entre uno y otro.

Tabla 41. Pasos seguidos en la construcción del modelo final de laboratorio.

Caso Estudiado	K (md)	Porosidad	Swirr	Sor	krw	kro	nw	no
Modelo Base	385	0.24	0.2	0.23	0.078	0.48	1.5	1.5
Caso 1	7323	0.26	0.2	0.23	0.078	0.48	1.5	1.5
Caso 2	7323	0.26	0.1	0.15	0.078	0.48	1.5	1.5
Caso 3	7323	0.26	0.1	0.15	0.15	0.7	1.5	1.5
Caso 4	7323	0.26	0.1	0.15	0.15	0.7	2	2.5

Fuente: TRIGOS Erika; JEREZ Carlos.

CONCLUSIONES

Un modelo de laboratorio “ideal” sería aquel que reproducirá al 100% todas las propiedades del prototipo; sin embargo existen múltiples factores que impiden lograr este grado de similitud, por lo cual al trabajar con modelos físicos escalados se debe ser consciente que se presenta un error asociado a los resultados.

Las propiedades petrofísicas que presentan un mayor efecto sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua son aquellas que alteran el volumen poroso móvil; sin embargo, este efecto puede cuantificarse para determinadas propiedades del prototipo y al tener un porcentaje de error asociado a los resultados se puede tener una aproximación más exacta.

El efecto que se presente en el factor de recobro causado por la diferencia del volumen poroso móvil entre modelo y prototipo puede ser contra restado con un buen tratamiento de las curvas de permeabilidad relativa, teniendo en cuenta los factores que afectan a estas.

RECOMENDACIONES

Llevar a cabo un estudio granulométrico que permita relacionar las propiedades petrofísicas del medio poroso con las características del material usado para su construcción, permitiendo un mayor control sobre estas propiedades.

Ampliar el estudio, de tal manera que se incluyan modelos que presenten segregación gravitacional, ya que en la mayoría de los procesos de inyección de agua se presenta este fenómeno.

Desarrollar un método numérico y/o analítico que permita cuantificar el efecto de las propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de inyección de agua.

Estudiar el efecto de las propiedades de interacción fluido – fluido, que para el presente trabajo no se tuvieron en cuenta, debido a que estas propiedades presentan un efecto considerable, sobre el escalamiento de procesos de inyección de agua, en este caso se debe estudiar los efectos de miscibilidad de los fluidos involucrados.

BIBLIOGRAFIA

1. FAROUQ A. Dosing of scaled models. Universidad de Alberta Edmonton Canadá 1993
2. THAKUR G. SATTER A. Integrated Waterflood Asset Management. Penn Well Publishing Company. Tulsa Oklahoma, 1998.
3. GREEN D. WILLHITE G. Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series Vol 6. United States of America, 1998.
4. WILLHITE G. Waterflooding, SPE Textbook Series Vol 3. United States of America, 1986.
5. CRAIG F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. SPE Serie Vol 3. Millet the Printer Dallas, Texas United States of America, 1982.
6. CALHOUN J. Fundamentals of Reservoir Engineering. University of Oklahoma Press. 1960.
7. MERCHAN M, PRADA M. Determinación de los parámetros de escalamiento para el proceso de inyección de agua aplicada a un modelo de cinco puntos. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga Colombia 1994.
8. GAUCHER D.H. UNDLEY D.C. Waterflood Performance in a Stratified, Five-Spot Reservoir --- A Scaled-Model Study. HUMBLE OIL & REFINING CO, Houston. Texas. Paper SPE 1311. 1960.
9. PERKINS F. COLLINS R. Scaling laws for laboratory flow models of reservoirs. Houston Texas 1960, SPE 1487.

10. MILTON H, LAVERTY T, BYSTROM G, GUERRERO E. Effect of Grain Size, Grain Shape And Clay Particles On Oil Recovery By Water Flooding. SPE 247 año 1961.
11. HUANG Y. RINGROSE P. SORBIE K. Larter k. The Effects of Heterogeneity and Wettability on Oil Recovery from Laminated Sedimentary Structures. Heriot-Watt University Edinburgh, University of Newcastle UK. SPE 30781, 1996.
12. ASSEFA S, SOTHCOTT J, Acoustic and Petrophysical Properties of Seafloor Bedrocks. SPE 37164 Año 1997.
13. AL- HARTHY S, DENNIS J, JING X, MARSDEN J, Petrophysical Properties Under True-Triaxial Stress For Hydrocarbon Recovery Prediction, SPE 39770 año 1998.
14. UNALMISER S, FUNK J. Engineering Core Analysis, SPE 36780 año 1998.
15. KENAWY F, BIBARS O, HANAFY H, and REZD A. Waterflood Strategy, Challenges and Innovations. SPE 53136 año 1999.
16. DAVIES D. VESSELL R, AUMAN J. Improved Prediction of Reservoir Behavior through Integration of Quantitative Geological And Petro Physical Data. SPE 55881 año 1999.
17. DEMETRE G, BENTSEN R, FLOCK D. A multi-dimensional approach to scaled immiscible fluid displacement. Department of Mineral Engineering University of Alberta, JCPT 1982.
18. NOAMAN A.F. Effect of Gravity on Waterflooding Performance of Stratified Reservoirs. King Saud University SPE 81464. 2003.
19. BAUGER F, ARNS C, SAADATFAR M, SHEPPARD A, SOK R, and TURNER M. What Is The Characteristic Length Scale For Permeability? Direct Analysis From Micro Tomography Data. SPE 95950 año 2005.
20. AHMED Tarek. Reservoir Handbook.

21. PARIS DE FERRER Magdalena. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Venezuela.
22. SILVA Néstor; Trujillo Martha. "Análisis de Sensibilidad de Parámetros de Escalamiento en un Patrón de Cinco Puntos Sometido a Inyección de Agua". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2006.
23. PERALTA, Roberto; URIBE, Johana. "Estudio del Comportamiento de la Inyección de Agua en las Arenas Inferiores del Bloque I del Campo Casabe Utilizando Técnicas de Escalamiento". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2000.
24. SALGADO, Blas; GONZALES Libardo. "Efecto de la Mojabilidad en la propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2005.
25. D. H. GAUCHER, D. C. LINDLEY. Waterflood Performance in a Stratified, Five-Spot Reservoir. A Scaled-Model Study. SPE-1311G. 1960.
26. M. HONARPOUR, L. KOEDERITZ, A. H. HARVEY. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC Press. 2000.
27. COMPUTER MODELLING GROUP CMG. Guía para el usuario IMEX: Simulador Avanzado de Yacimientos Gasíferos y Petrolíferos. 2007.
28. COCALES Brett. Optimizing Materials for Better Gravel Packs. Baker Sand Control. Houston Texas. World Oil. 1992

**ANEXO A. GUIA DE SIMULACION DE PROCESOS DE INYECCION DE
AGUA
A ESCALA DE LABORATORIO Y/O CAMPO.
IMEX-CMG, Versión 2007.**

INTRODUCCION

Para el desarrollo de este proyecto fue necesario evaluar el comportamiento de un modelo de laboratorio y un prototipo de campo, sometidos a procesos de inyección de agua. El estudio del proceso, se llevo a cabo haciendo uso del simulador IMEX de Computer Modeling Group (CMG). A continuación se presenta una breve guía para el uso del simulador que contiene las principales etapas en el estudio de procesos de inyección de agua, estas etapas son: construcción de las modelos de simulación, corridas de simulación, análisis de resultados y variación de propiedades.

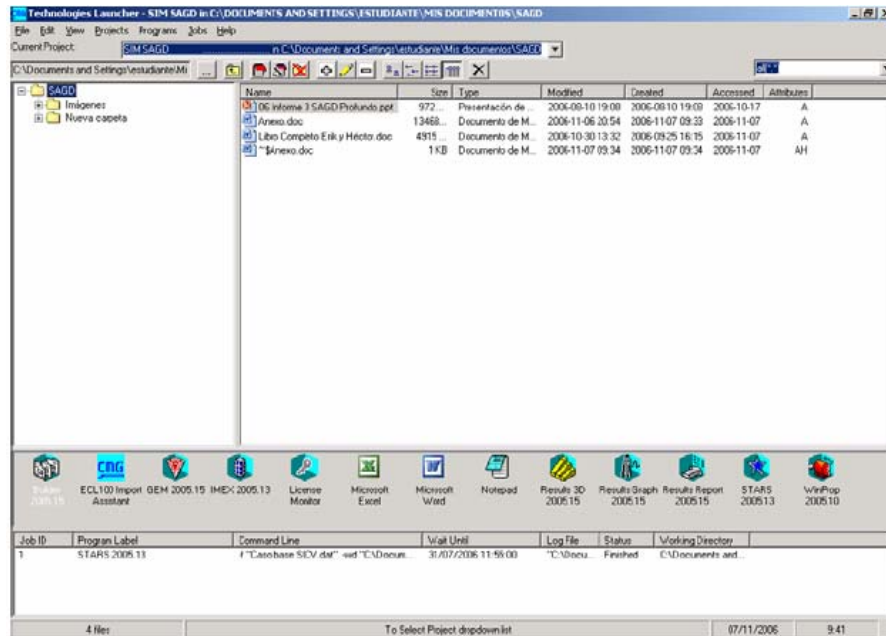
A.1. INGRESO A LA HERRAMIENTA.

En el escritorio o en la carpeta del computador donde este instalado el icono de entrada (Figura A1), se hace click sobre este, ingresando así a la plataforma de lanzamiento de lanzamiento (Technologies Launcher). En esta plataforma se encuentran los diferentes simuladores, preprocesadores y postprocesadores que integran el conjunto de herramientas de CMG, dispuestas en un entorno grafico como se muestra en la figura A2. Para hacer uso de cualquiera de estas herramientas se debe arrastrar el archivo y colocarlo sobre el icono de interés.

Figura A1: Icono de entrada.



Figura A2: Entorno grafico de Technologies Launcher 2007.



A.2. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION.

El factor más influyente en la exactitud de los resultados obtenidos mediante simulación numérica son los datos usados para la construcción de los modelos; por esta razón, se debe tener especial cuidado en la adquisición y selección de ellos. Una vez seleccionados los datos de entrada, se procede a la construcción del modelo de simulación.

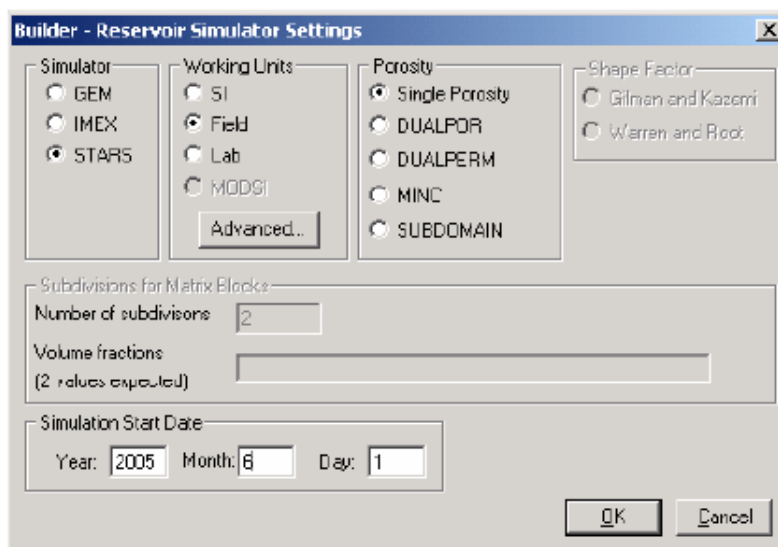
La construcción del modelo se lleva a cabo en el preprocesador Builder, para el ingreso se hace doble clic en el icono del Builder (Figura A3). Seguidamente, se presenta una ventana como la mostrada en la figura A4, donde se deben especificar algunas condiciones del modelo como tipo de porosidad, sistema de unidades, fecha de inicio de la simulación y simulador empleado. Para el caso del

modelo de laboratorio, se definió el uso del simulador IMEX, un modelo de una porosidad, unidades de laboratorio y fecha de inicio de la simulación el 1 de enero de 2008. Para el prototipo de campo, se hizo una selección similar, diferenciándose del anterior por el uso de unidades de campo en lugar de unidades del laboratorio.

Figura A3: Icono del Builder.



Figura A4: Ventana de Ajustes Iniciales al Modelo.



Una vez realizados los ajustes iniciales, se procede a ingresar los datos, para esto el Builder presenta cinco secciones principales; además, de dos opcionales relacionados con el funcionamiento de interno de la herramienta (Input/Output Control y Numerical Methods Control) y una que no esta habilitada (Geomechanical Model). Los botones de ingreso a cada una de estas secciones, se encuentran ubicados en orden descendente en la parte derecha del entorno grafico, como se muestra en la figura A5. A continuación se presentan las generalidades de las secciones de ingreso de datos, estas secciones son:

Reservoir.

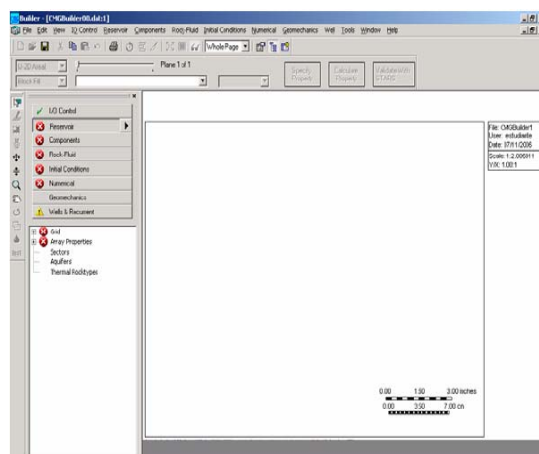
Components.

Rock-Fluids.

Initial Conditions.

Wells and Recurrents.

Figura A5: Entorno grafico del Builder.

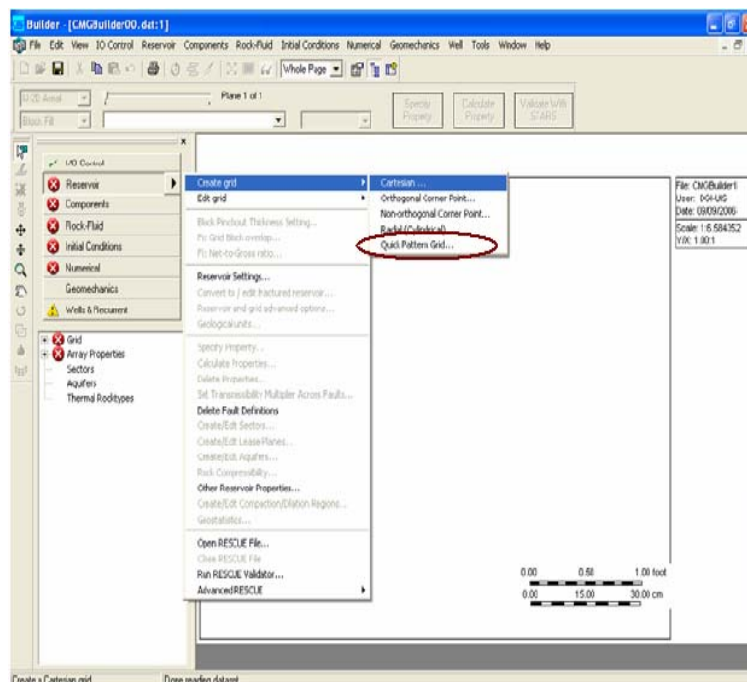


A.2.1. RESERVOIR. En esta sección se crea el enmallado de simulación y de definen la mayoría de las propiedades iniciales del modelo. Por la geometría del

modelo (octavo de patrón de inyección), se pueden usar las opciones predeterminadas en la herramienta para crear el enmallado de simulación (Quick Pattern Grid). Una de las ventajas de estas opciones predeterminadas, es que no es necesario perforar los pozos. Si la geometría con la cual se desea trabajar no se encuentra como una opción predeterminada, se debe crear el grid manualmente.

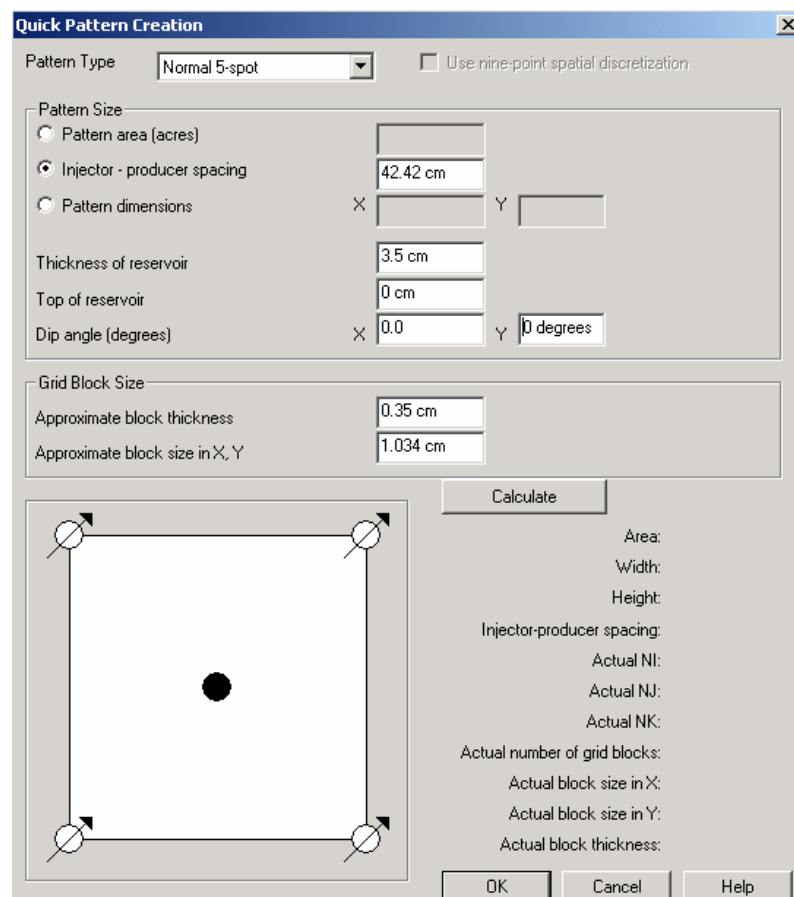
Para tener acceso a Quick Pattern Grid, se hace clic sobre el botón Reservoir, de donde se despliega un cuadro de dialogo, en el se selecciona Create Grid y de una nueva lista desplegable se selecciona Quick Pattern Grid, como se muestra en la figura A6.

Figura A6: Ubicación de Quick Pattern Grid en el Builder.



Luego de ingresar a Quick Pattern Grid, se presenta una ventana similar a la mostrada en la figura A7, donde se definen las propiedades del grid de simulación, estas propiedades son: geometría del modelo, dimensiones, número de celdas y profundidad. Para el modelo de laboratorio se definió un octavo de patrón de inyección, longitud en las direcciones X, Y de 30.34 cm y 10 cm en la dirección Z. Se usaron 30 celdas en las direcciones X, Y y 10 celdas en la dirección Z.

Figura A7: Definición de Propiedades en el Quick Pattern Grid.



Posterior a la creación del enmallado de simulación se procede a definir las propiedades iniciales del modelo de simulación, en la sección General Property

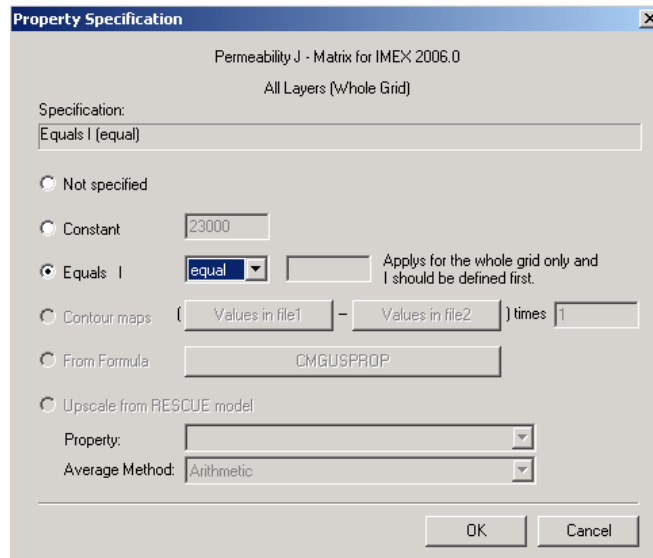
Specification, para ingresar a esta se debe hacer clic en Specity Property, cuya ubicación se muestra en la figura A6.

El entorno de la sección General Property Specification se presenta en la figura A8, en ella se pueden definir propiedades para todo el grid (whole grid) o para cada capa por separado (layer 1, layer 2, etc.). En este caso, por tratarse de un modelo homogéneo, se usa la opción whole grid para especificar la porosidad (33%) y la permeabilidad (23 Darcies). La permeabilidad en las direcciones j y k son iguales a la dirección i (23 Darcies), para especificar esta condición se usa la calculadora, como se muestra en la figura A9.

Figura A8: Definición de Propiedades en General Property Specification.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay	Pressure	Temperature
UNITS:	ft	ft		md	md	md	ft	psi	F
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X		X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X				X	X
Whole Grid		2.4	0.17683	471.15	Equals I	Equals I		2000	198
Layer 1	5000								
Layer 2									
Layer 3									
Layer 4									
Layer 5									

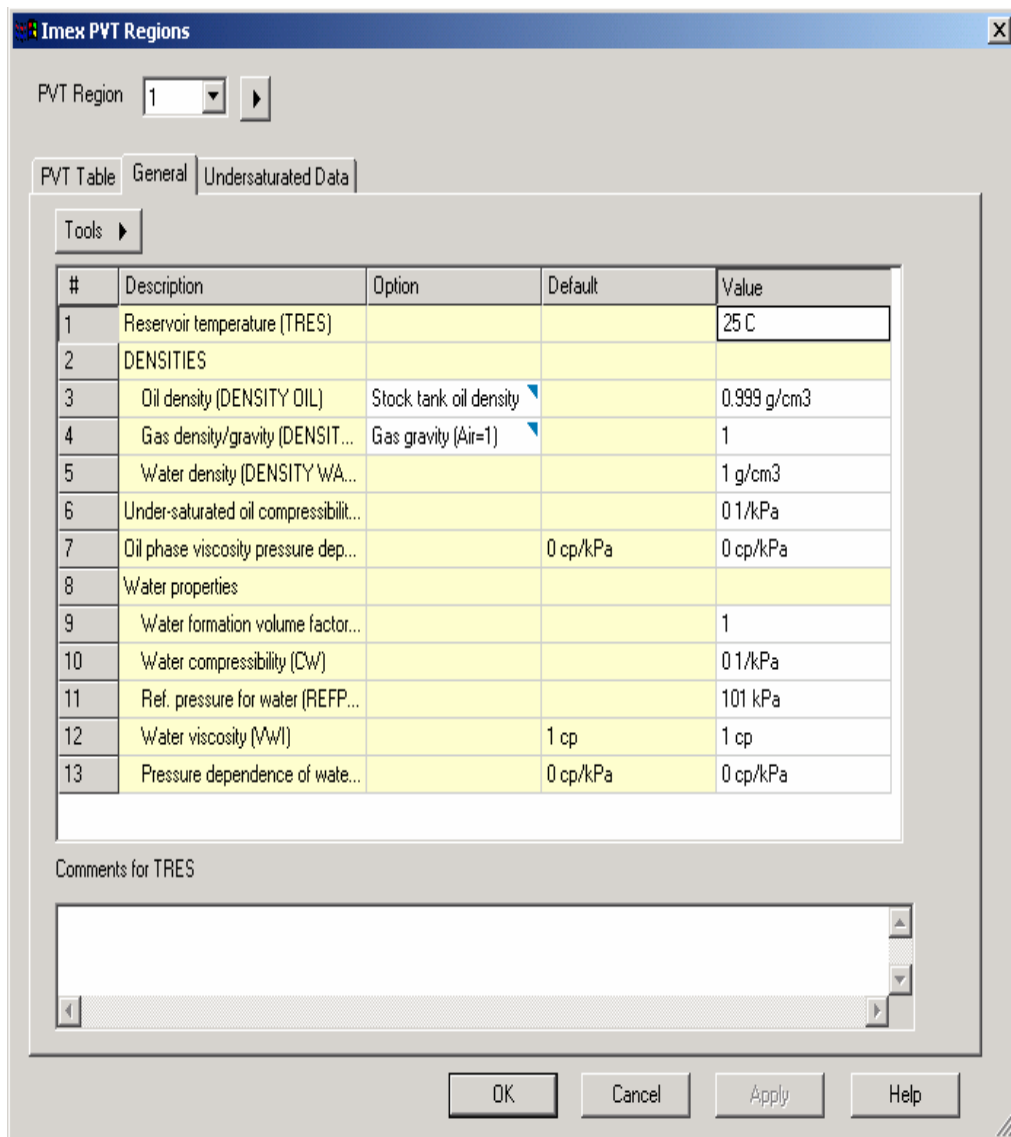
Figura A9: Definición de Propiedades usando la calculadora.



A.2.2. COMPONENTS. En esta sección se definen las propiedades de los fluidos o componentes presentes en el modelo. Para este caso tenemos dos componentes: el agua de inyección y el aceite. Para cada uno de ellos se deben especificar propiedades como densidad, viscosidad, compresibilidad y las demás mostradas en la figura A10.

A.2.3. ROCK FLUIDS. En esta sección se especifican las propiedades petrofísicas del medio poroso y algunas propiedades PVT de los fluidos. Una de las principales propiedades que deben definirse son las curvas de permeabilidad relativa, estas pueden ser ingresadas en una tabla como la mostrada en la figura A11 o generadas usando correlaciones a partir de los end points como se muestra en la figura A12. Para la construcción de estos modelos se uso la correlación de Hirasaki con los datos presentados en la figura A12.

Figura A10: Definición de las Propiedades de los Fluidos.



Los datos PVT de los fluidos son generados a partir de la información ingresada en la sección anterior (components), pero de ser necesario `pueden ser modificados directamente sobre la tabla mostrada en la figura A13.

Figura A11: Tabla de Datos de la Curva de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite.

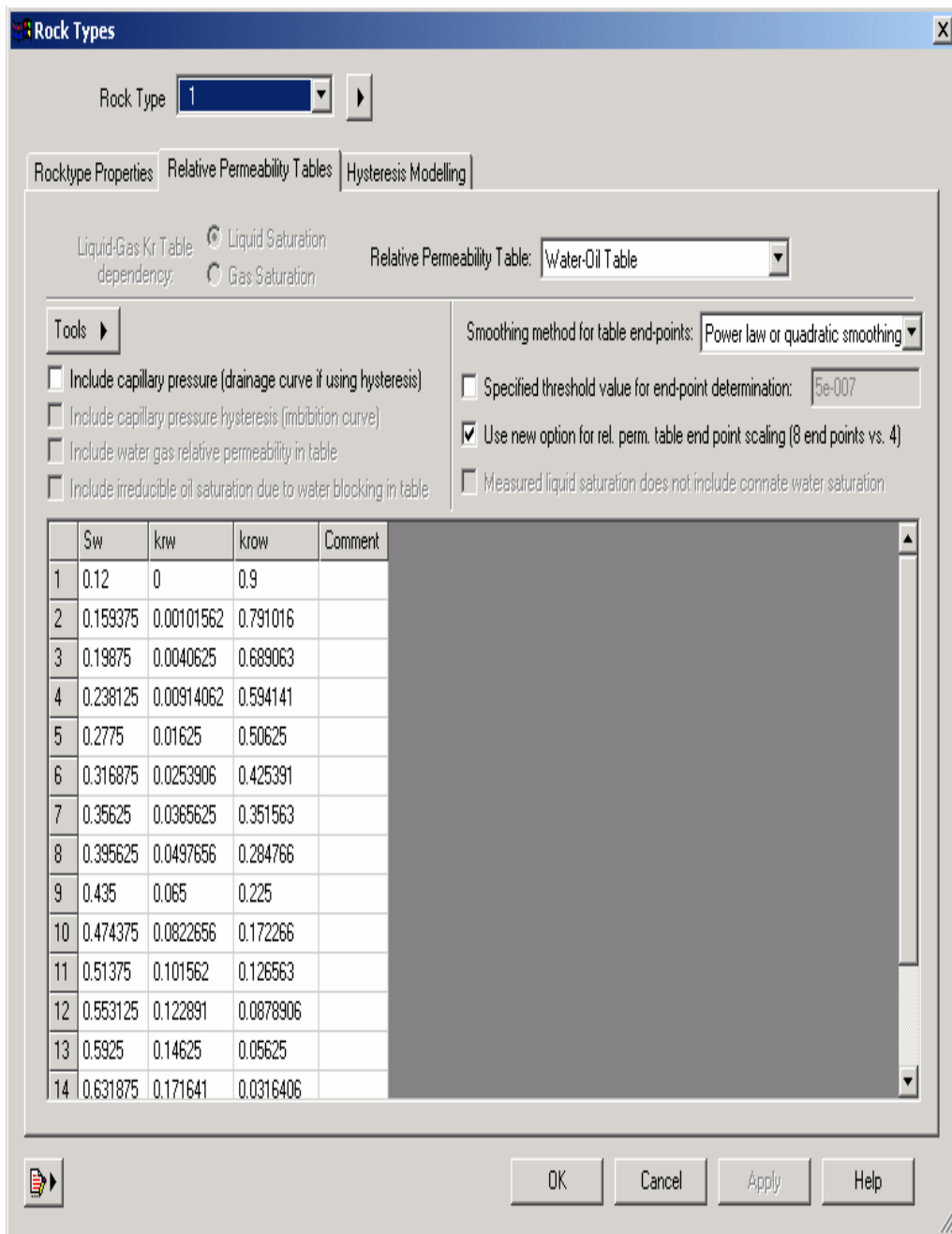


Figura A12: Generación de las Curvas de permeabilidad Relativa.

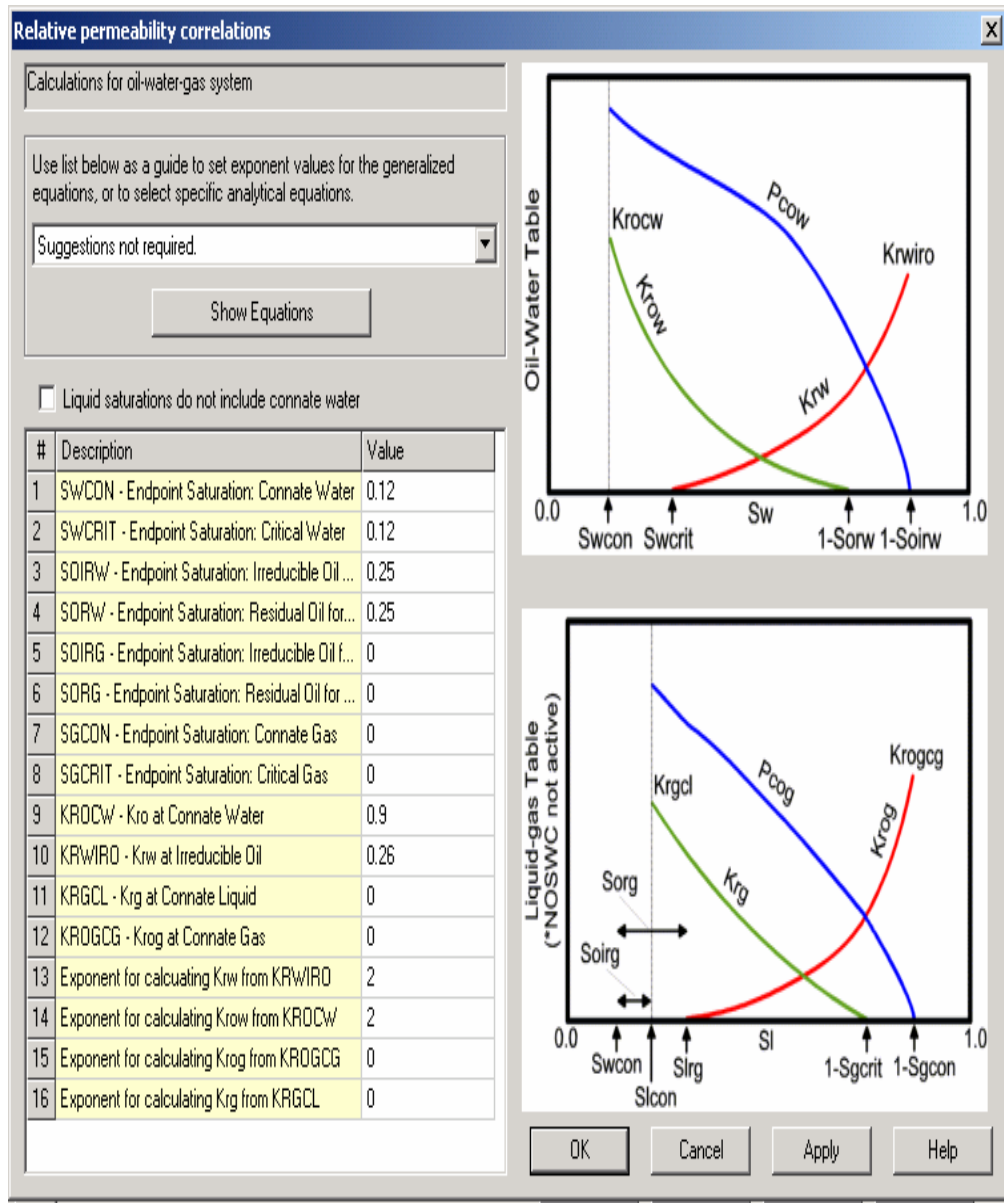
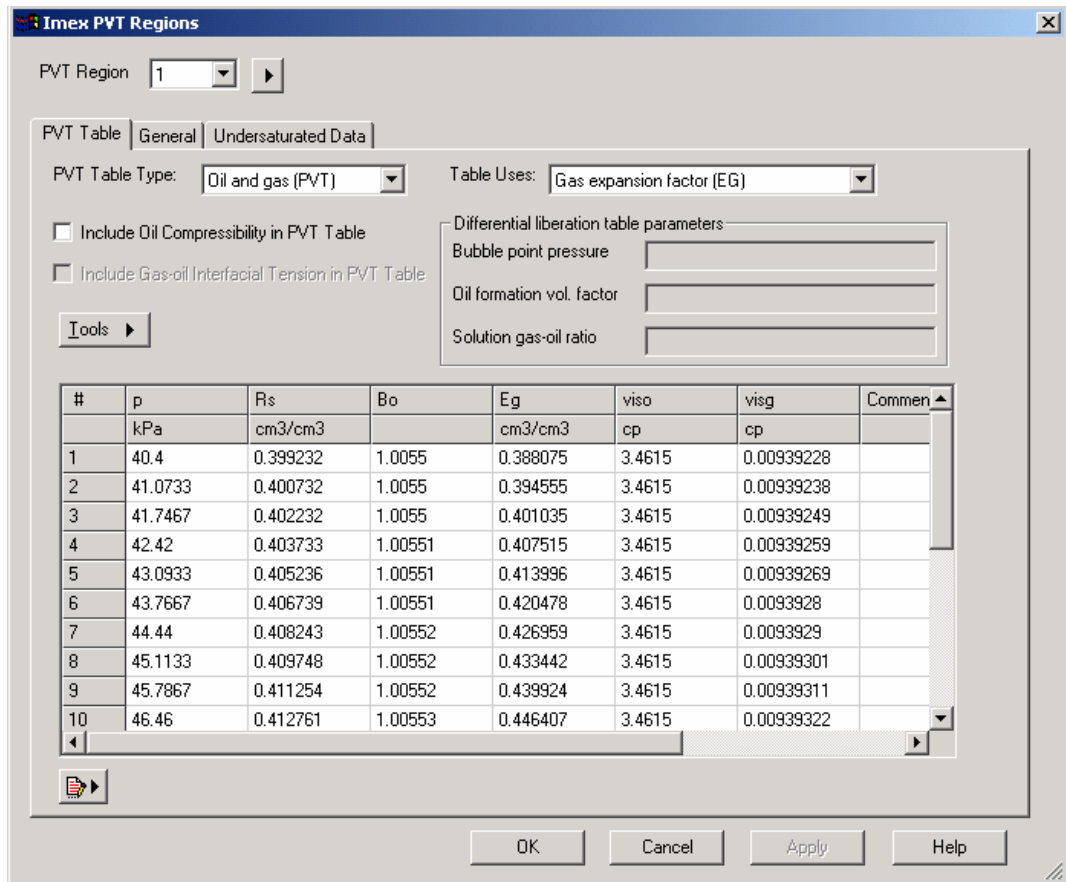


Figura A13: Datos PVT de los Fluidos.



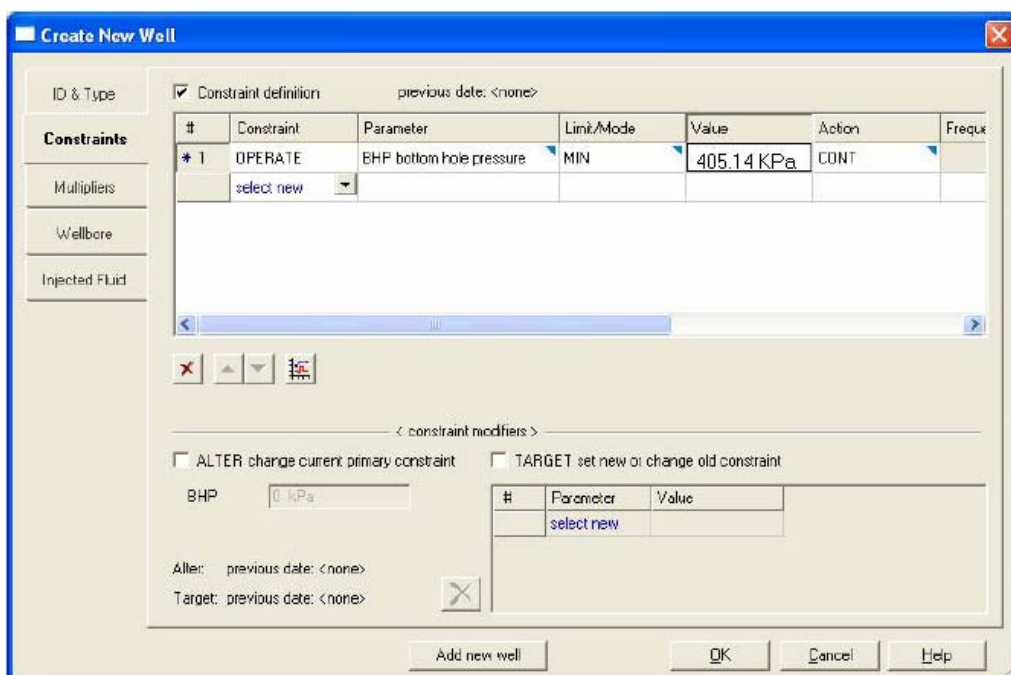
A.2.4. INITIAL CONDITIONS. En esta sección se especifican las condiciones iniciales de la simulación.

A.2.5. WELLS AND RECURRENT. En esta sección se definen las propiedades de los pozos involucrados en el modelo y sus restricciones de operación (tasa de inyección o producción, presión de inyección o producción). También se define el cronograma de eventos (cierre de pozos, inicio de producción).

Como se menciono anteriormente el uso de Quick Pattern Grid evita el proceso de perforación de los pozos, pero deben especificarse sus condiciones de operaciones, los pozos son nombrados por defecto Productor 1 e Inyector 1. Las

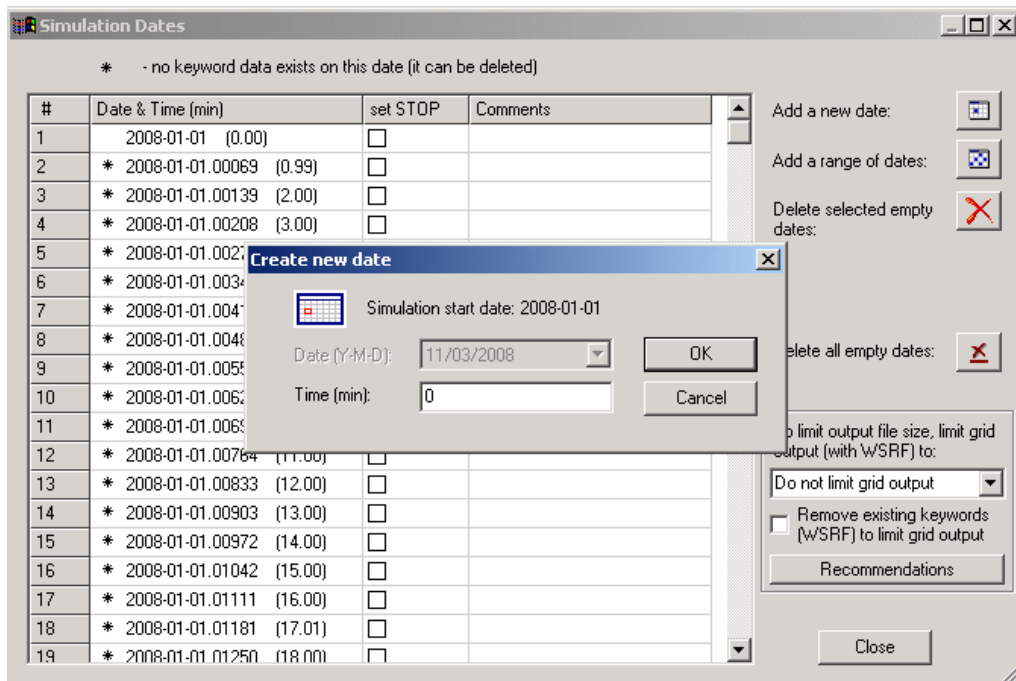
condiciones de operación se especifican en una ventana similar a las mostradas en la figura A14. Para el modelo de laboratorio se usaron las siguientes restricciones, para el pozo inyector una tasa de 1.02 cc y una presión de 420 KPa y para el productor una presión de 405.14 KPa.

Figura A14: Definición de las Condiciones de Operación de los pozos.



En esta sección, también se determina el tiempo de duración de la simulación y las fechas para las cuales se desea un reporte de datos. Para el modelo de laboratorio se determino una duración de 600 minutos, con 40 fechas separadas entre si por un tiempo de 15 minutos. Estas fechas son definidas en una ventana similar a la presentada en la figura A16.

Figura A16: Definición de Fechas.



Con esta sección termina el procedimiento de ingreso de datos al simulador, ahora es importante verificar que los datos estén completos y sean coherentes. Para esto se debe observar el color de las viñetas que se muestran sobre el botón de cada sección. Si la viñeta es verde, la sección esta completa y no se encontraron errores en la validación. Si la viñeta es roja, la sección esta incompleta y no se puede llevar a cabo la simulación. Si la viñeta es amarilla, la sección esta completa pero los datos ingresados podrían causar fallas de convergencia en la simulación, razón por la cual se deben revisar los datos ingresados. La apariencia de estas viñetas se presenta en la figura A17. En el caso de que esto ocurra y no se conozca la fuente del problema se hace clic izquierdo sobre el dato que se quiera corroborar y se selecciona la opción validar. En la pantalla aparecerá una ventana similar a la presentada en la figura A18 con información sobre el problema.

Figura A17: Apariencias de las viñetas en el Builder.

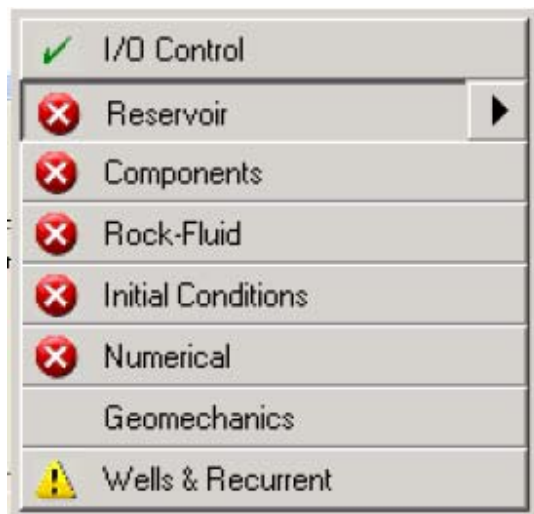
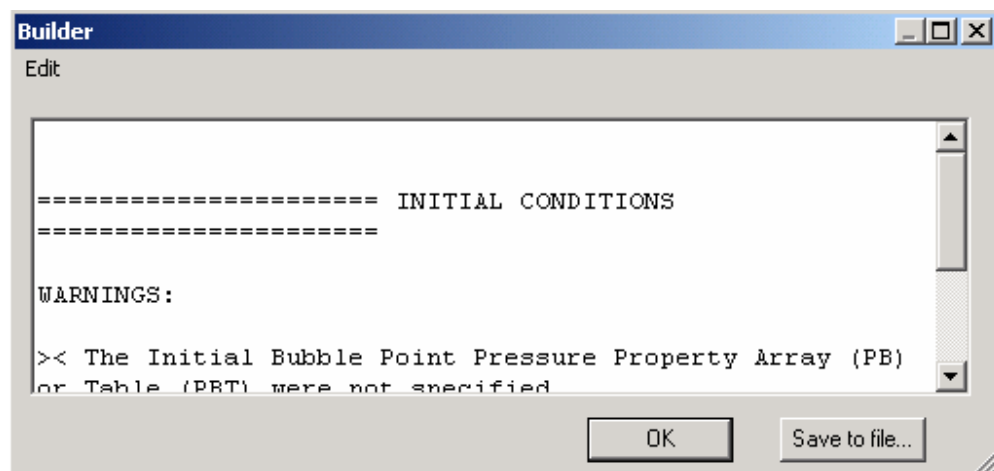


Figura A18: Validación de datos.



A.4. CORRIDAS DE SIMULACION.

Antes de correr la simulación, se debe validar el modelo, para esto se hace clic en el botón *validate with IMEX* ubicado en la parte superior derecha de la pantalla, como se muestra en la figura A19, al hacer clic sobre este se muestra un entorno

como el mostrado en la figura A20, en esta sección se selecciona **validate** y se hace clic sobre el botón **Run Simulator**, en la pantalla se mostraran los errores y avisos de alertas (**Warning**), si el simulador arroja cero errores y cero warnings se puede proceder a correr la simulación, de lo contrario se deben revisar los datos nuevamente.

El inicio de la simulación se puede llevar a cabo desde el mismo entorno donde nos encontramos, para esto seleccione **Run Normal Immediately** y haga clic sobre **run simulador** como se muestra en la figura A21.

La simulación también se puede dar inicio desde el **Launcher**, para esto guarde los cambios y salga del **Builder**, oprima **F5** para actualizar los archivos y aparecerá un nuevo archivo (***dat**), arrástrelo hasta el icono de **Imex** presentado en la figura A22, aparecerá una ventana como la mostrada en la figura A23, haga clic en **Run Immediately** y espere que finalice la simulación, tenga en cuenta que estas corridas pueden durar desde algunos segundos hasta varias horas o días de acuerdo a la complejidad del modelo.

Figura A19: Entrada a la Sección de Validación.

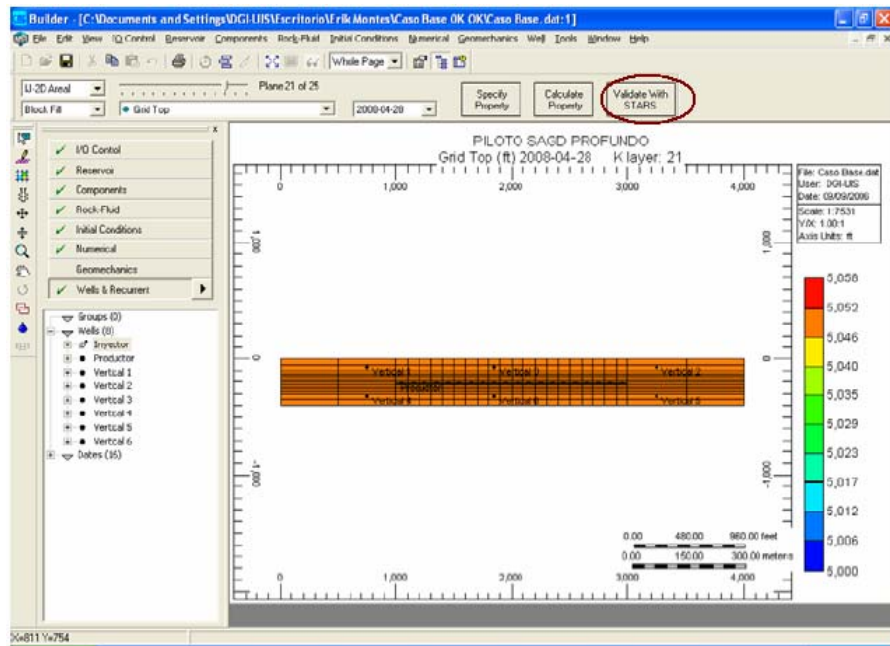


Figura A20: Ventana de Validación.

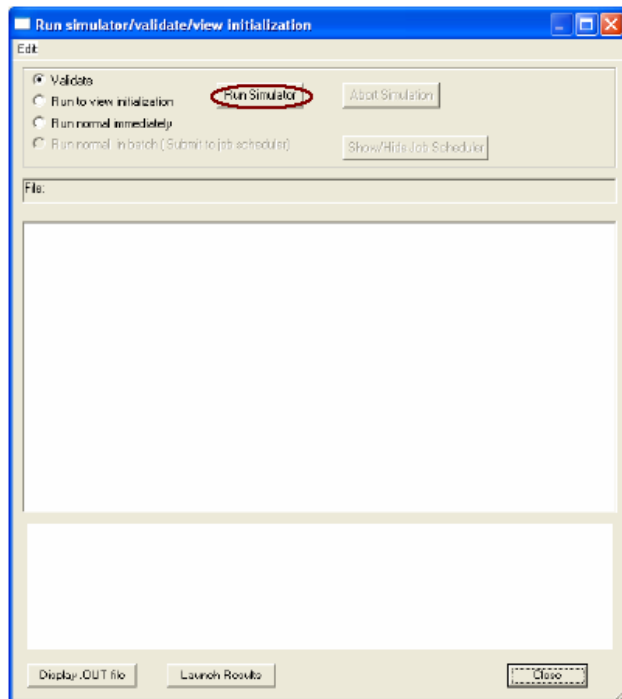


Figura A21. Inicio de la simulación desde el Builder.

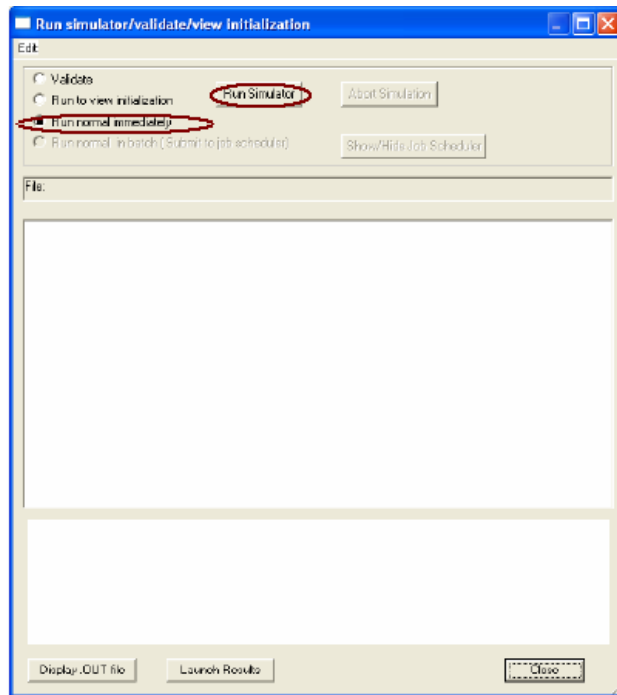


Figura A22: Entorno del Launcher.

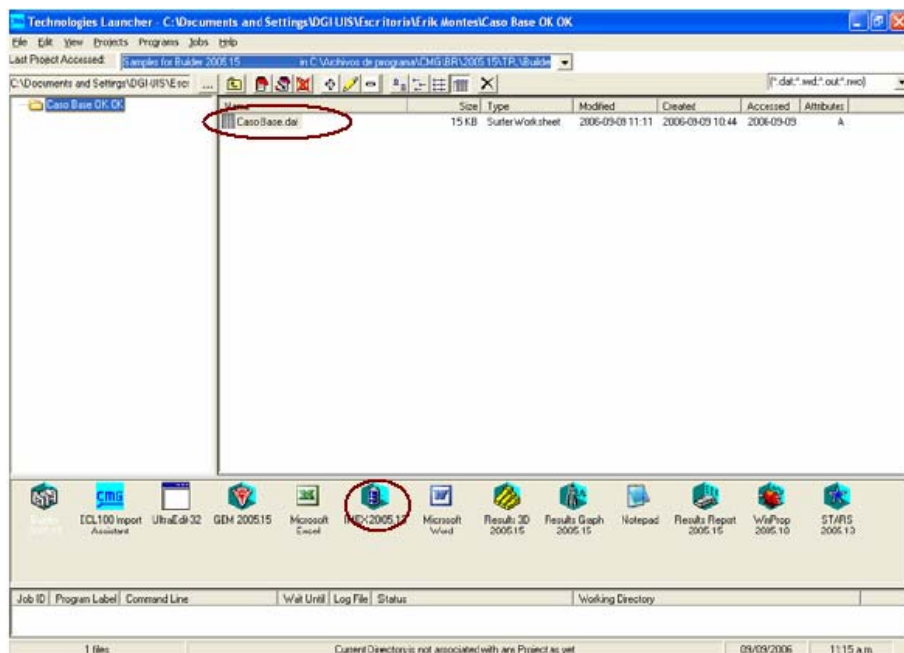
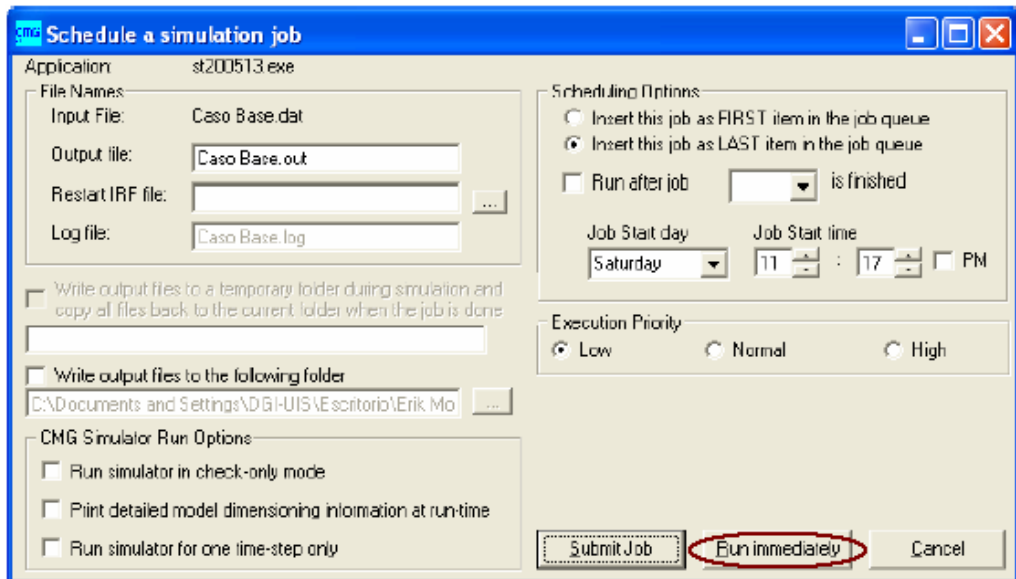


Figura A23: Configuración de la Corrida.



A.5. ANALISIS DE RESULTADOS

Una vez finalizada la simulación vuelva al Launcher y actualice nuevamente los archivos (F5), aparecerán varios archivos con diferentes extensiones y el mismo nombre; arrastre el *irf a el icono de Result Graph 2007 o Result 3D 2007 dependiendo del análisis que desee realizar.

Desde el result Graph 2007 se pueden hacer graficas de diferentes propiedades como Factor de Recobro, Corte de Agua, Producción de Aceite, entre otras. Esto permite la comparación y análisis del comportamiento de varias propiedades entre diferentes modelos.

En el Result 3D 2007, se puede analizar el cambio de alguna propiedad en todo el modelo a través del tiempo, de igual manera se puede comparar el comportamiento de dos modelos diferentes y es muy útil en la determinación del comportamiento del frente de inyección.

