

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO EN UN
PATRÓN DE CINCO PUNTOS SOMETIDO A UNA INYECCIÓN DE AGUA**



**NESTOR MAURICIO SILVA CRUZ
MARTHA LILIANA TRUJILLO PORTILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO EN UN
PATRÓN DE CINCO PUNTOS SOMETIDO A UNA INYECCIÓN DE AGUA**

**NESTOR MAURICIO SILVA CRUZ
MARTHA LILIANA TRUJILLO PORTILLO**

Director:

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

Codirector:

**M.Sc. CLAUDIA PATRICIA SOTO TAVERA
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

A Dios, Ingeniero de Ingenieros

*A los Ingenieros Néstor Silva y Martha Elena Cruz, mis padres,
quienes merecen este título y todos mis logros juntos*

Gracias por su esfuerzo inagotable

A todos mis familiares que estuvieron allí en los buenos y malos momentos

*Y a todas esas personas especiales que me brindaron su compañía, apoyo y
comprensión*

Mauricio

DEDICATORIA

A Dios, gestor de todos mis logros

*A mis padres, Alba Rosa y Gabriel Angel, quienes siempre me
han brindado lo mejor y a quienes les debo todo lo que soy*

*Y a todas esas personas que me brindaron su apoyo, compañía y cariño
durante este proceso*

Martha Liliana

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a:

Los ingenieros Samuel Fernando Muñoz Navarro y Claudia Patricia Soto Tavera, por su asesoría y orientación, fundamentales para el desarrollo de este proyecto. Gracias por apoyo.

El doctor Farouq Ali, por su valiosísimo aporte en momentos definitivos de nuestro trabajo.

El Grupo de Investigación en Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander, ente de conocimiento y amistad que fue nuestro hogar y “laboratorio”; en especial a nuestros compañeros tesisistas del Modelo Radial y Coreflooding por su colaboración.

Los ingenieros Héctor Hugo Pérez, Juan Eduardo Rivera y demás personal del Instituto Colombiano del Petróleo, que siguieron paso a paso la evolución de nuestro estudio.

La escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos sus espacios y tecnología. Gracias a todos nuestros profesores, por los conocimientos que adquirimos a través de sus enseñanzas.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	
1. MODELOS ESCALADOS	26
1.1. RESEÑA HISTÓRICA	26
1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	28
1.2.1. Generalidades sobre modelos escalados	28
1.2.1.1. Escalamiento	28
1.2.1.2. Modelaje	28
1.2.1.3. Tipos de modelos	29
1.2.1.4. Uso de los modelos físicos	29
1.2.2. Concepto de similaridad entre el modelo y el prototipo	30
1.2.2.1. Similaridad geométrica	30
1.2.2.2. Similaridad cinemática	31
1.2.2.3. Similaridad dinámica	32
1.2.2.4. Similaridad térmica	33
1.2.2.5. Similaridad química	33
1.2.3. Derivación de los grupos de escalamiento	34
1.2.3.1. Análisis Inspeccional	34
1.2.3.2. Análisis Dimensional	38
1.2.3.3. Comparación de los métodos	42
1.2.4. Relajamiento de los requerimientos de escalamiento	43
1.2.4.1. Estructura del medio poroso	43
1.2.4.2. Fuerzas capilares, permeabilidad relativa y humectabilidad	43
1.2.4.3. Fuerzas Inerciales	44
1.2.4.4. Geometría del sistema	44

1.2.4.5	Efectos de frontera	45
1.2.5.	Criterios de escalamiento	45
1.2.5.1.	Enfoque No. 1: Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión y similitud geométrica	45
1.2.5.2.	Enfoque No. 2: Mismos fluidos, mismo medio poroso, misma caída de presión, geometría relajada	46
1.2.5.3.	Enfoque No. 3: Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, geometría relajada	46
1.2.5.4.	Enfoque No. 4: Mismos fluidos, mismo medio poroso, diferente caída de presión y similitud geométrica	46
1.2.5.5.	Enfoque No. 5: Diferentes fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, igual razón de movilidad, similitud geométrica	47
2.	PLANTEAMIENTO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ESCALAMIENTO DE UN PROTOTIPO DE CAMPO	48
3.	ESCALAMIENTO DE LOS PROTOTIPOS DE CAMPO	62
3.1.	MODELO SCALA	62
3.1.1.	Descripción general del Equipo SCALA	62
3.1.2.	Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 1	66
3.1.3.	Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 4	72
3.1.4.	Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 5	75
3.2.	MODELO RADIAL	80
3.2.1.	Descripción general del Modelo Radial	80
3.2.2.	Aplicación de la metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo Radial, según el Enfoque 5	82
4.	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROTOTIPOS Y MODELOS	89

4.1.	SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	89
4.1.1.	Simulador avanzado de yacimientos gasíferos/petrolíferos – IMEX (Versión 2005)	89
4.1.2.	Simulación numérica empleando el IMEX	90
4.2.	DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN PARA LOS PROTOTIPOS DE CAMPO	93
4.3.	DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN PARA LOS MODELOS DE LABORATORIO	99
4.3.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	106
5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO	111
5.1.	Variación de parámetros en prototipo y modelo	111
5.1.1.	Sensibilidad al diferencial de presión	112
5.1.2.	Sensibilidad a la tasa de inyección	116
5.1.3.	Sensibilidad al espesor	125
5.1.4.	Sensibilidad a la distancia entre pozos	127
5.2.	Variación de parámetros en el modelo	130
5.2.1.	Sensibilidad a la porosidad	131
5.2.2.	Sensibilidad a la viscosidad del aceite	133
5.2.3.	Sensibilidad a la permeabilidad	135
5.3.	Aplicación de los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad	137
	CONCLUSIONES	145
	BIBLIOGRAFÍA	148
	NOMENCLATURA	152
	ANEXOS	156

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Prototipo y modelo.	28
Figura 2. Tipos de modelos.	29
Figura 3. Similaridad geométrica.	31
Figura 4. Similaridad cinemática.	32
Figura 5. Similaridad dinámica.	33
Figura 6. Metodología propuesta para el escalamiento de un prototipo de campo.	61
Figura 7. Modelo de un patrón de 5 puntos.	63
Figura 8. Molde del Equipo SCALA.	64
Figura 9. Portamolde del Equipo SCALA.	65
Figura 10. Pozos del Equipo SCALA.	66
Figura 11. Esquema general del Modelo Radial.	80
Figura 12. Portanúcleos del Modelo Radial.	82

Figura 13. Modificación del espesor en el Modelo Radial.	85
Figura 14. Interfase gráfica del Builder 2005.	91
Figura 15. Condiciones del simulador para la simulación de los prototipos de campo.	94
Figura 16. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para los prototipos de campo.	96
Figura 17. Enmallado de simulación del prototipo de campo para el Modelo SCALA.	98
Figura 18. Enmallado de simulación del prototipo de campo para el Modelo Radial.	99
Figura 19. Condiciones del simulador para la simulación de los modelos de laboratorio.	100
Figura 20. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para los modelos de laboratorio.	103
Figura 21. Enmallado de simulación para el Modelo SCALA.	105
Figura 22. Enmallado de simulación para el Modelo Radial.	105
Figura 23. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el prototipo SCALA.	107

Figura 24. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el prototipo Radial.	107
Figura 25. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el Modelo SCALA.	108
Figura 26. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el Modelo Radial.	108
Figura 27. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para tiempos escalados (Prototipo y Modelo SCALA).	109
Figura 28. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para tiempos escalados (Prototipo y Modelo Radial).	110
Figura 29. Variaciones del diferencial de presión en prototipo y Modelo SCALA.	113
Figura 30. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 187.5$ bbl/día).	121
Figura 31. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 325$ bbl/día).	121
Figura 32. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 437.5$ bbl/día).	122
Figura 33. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 187.5$ bbl/día).	123
Figura 34. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 325$ bbl/día).	123

Figura 35. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 437.5$ bbl/día).	124
Figura 36. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA ($h = 42.9$ pies).	126
Figura 37. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA ($h = 60$ pies).	126
Figura 38. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA ($h = 75$ pies).	127
Figura 39. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA ($l = 800$ pies).	129
Figura 40. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA ($l = 900$ pies).	129
Figura 41. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA ($l = 1000$ pies).	130
Figura 42. Variaciones de porosidad en modelo SCALA.	132
Figura 43. Variaciones de viscosidad del aceite en modelo SCALA.	134
Figura 44. Variaciones de permeabilidad en modelo SCALA.	136
Figura 45. Factor de recobro vs. tiempo para prototipo y Modelo SCALA.	139

Figura 46. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA.	140
Figura 47. Aceite producido vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA.	140
Figura 48. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para el Modelo SCALA ajustado.	142
Figura 49. Factor de recobro vs. tiempo para prototipo y Modelo SCALA ajustado.	143
Figura 50. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA ajustado.	144
Figura 51. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA ajustado.	144

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Grupos de escalamiento obtenidos por Análisis Inspeccional para un desplazamiento con agua	37
Tabla 2. Variables que controlan el desplazamiento de aceite por inyección de agua	40
Tabla 3. Grupos de escalamiento obtenidos por Análisis Dimensional para un desplazamiento con agua	41
Tabla 4. Criterios de escalamiento	47
Tabla 5. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 1	50
Tabla 6. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 4	51
Tabla 7. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 5	52
Tabla 8. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento para los Enfoques 1, 4 y 5	54
Tabla 9. Variables del prototipo de campo según el Enfoque 1, utilizando el Modelo SCALA	67

Tabla 10.	Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 1, utilizando el Modelo SCALA	68
Tabla 11.	Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 1, para el Modelo SCALA	71
Tabla 12.	Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 4, para el Modelo SCALA	74
Tabla 13.	Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 5, utilizando el Modelo SCALA	76
Tabla 14.	Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, para el Modelo SCALA	79
Tabla 15.	Variables del prototipo de campo según el Enfoque 5, utilizando el Modelo Radial	83
Tabla 16.	Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 5, utilizando el Modelo Radial	84
Tabla 17.	Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, para el Modelo Radial	88
Tabla 18.	Características del enmallado de simulación para los prototipos de campo	94
Tabla 19.	Propiedades de la roca para los prototipos de campo	95

Tabla 20.	Propiedades de los componentes utilizados para los prototipos de campo	96
Tabla 21.	Datos de perforación de los pozos utilizados para los prototipos de campo	97
Tabla 22.	Condiciones de operación de los pozos utilizados en los prototipos de campo	97
Tabla 23.	Características del enmallado de simulación para los modelos de laboratorio	101
Tabla 24.	Propiedades de la roca para los modelos de laboratorio	101
Tabla 25.	Propiedades de los componentes utilizados para los modelos de laboratorio	102
Tabla 26.	Datos de perforación de los pozos utilizados para los modelos de laboratorio	103
Tabla 27.	Condiciones de operación de los pozos utilizados en los modelos de laboratorio	104
Tabla 28.	Intervalos de tiempo utilizados para la simulación de los modelos de laboratorio	106
Tabla 29.	Variaciones realizadas al diferencial de presión	112
Tabla 30.	Variaciones realizadas a la tasa de inyección	117

Tabla 31.	Cálculos del diferencial de presión para las diferentes tasas	119
Tabla 32.	Valores escalados para los diferentes diferenciales de presión	120
Tabla 33.	Variaciones realizadas al espesor	125
Tabla 34.	Variaciones realizadas a la distancia entre pozos	128
Tabla 35.	Variaciones realizadas a la porosidad	132
Tabla 36.	Variaciones realizadas a la viscosidad del aceite	134
Tabla 37.	Variaciones realizadas a la permeabilidad	136
Tabla 38.	Parámetros escalados para el nuevo modelo	139
Tabla 39.	Parámetros escalados para el nuevo Modelo SCALA ajustado	142

LISTA DE ANEXOS

	Página
ANEXO A: MÉTODOS BÁSICOS PARA EXPRESAR ECUACIONES DE MODO ADIMENSIONAL	156
ANEXO B: DERIVACIÓN DE LOS GRUPOS DE ESCALAMIENTO POR MEDIO DEL ANÁLISIS INSPECCIONAL	161
ANEXO C: DERIVACIÓN DE LOS GRUPOS DE ESCALAMIENTO POR MEDIO DEL ANÁLISIS DIMENSIONAL	176
ANEXO D: TABLAS DE DIMENSIONAMIENTO	179
ANEXO E: ARCHIVOS DE SIMULACIÓN	187

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO EN UN PATRÓN DE CINCO PUNTOS SOMETIDO A UNA INYECCIÓN DE AGUA*

AUTORES: SILVA CRUZ, Nestor Mauricio
TRUJILLO PORTILLO, Martha Liliana**

PALABRAS CLAVES: Escalamiento
Modelo Físico
Prototipo
Grupos Adimensionales
Inyección de Agua
Análisis de Sensibilidad
Parámetros de Escalamiento

DESCRIPCIÓN:

El objetivo general de este trabajo consistió en evaluar los parámetros de escalamiento en un modelo de cinco puntos sometido a una inyección de agua, mediante análisis de sensibilidad e identificar los que más inciden en dicho proceso. Para ello, se obtuvieron los grupos adimensionales por medio de dos métodos: Análisis Inspeccional y Análisis Dimensional. Estos grupos escalan la geometría, fuerzas gravitacionales, capilares y viscosas, razón de movilidad y tiempo de un yacimiento de petróleo sometido a una inyección de agua, a las condiciones de un modelo escalado tridimensional.

Los datos utilizados para el prototipo corresponden a valores de un yacimiento promedio típicos para una inyección de agua en un Campo Colombiano. Propiedades tales como permeabilidad y porosidad permanecen prácticamente constantes en toda la arena, lo cual lo hace atractivo para emprender un estudio de escalamiento.

El escalamiento de los prototipos se hizo en base a dos modelos físicos: Modelo SCALA, ubicado en el laboratorio de recobro mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y el Modelo Radial, diseñado por estudiantes del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander, en el proyecto de grado “Diseño de un Modelo Físico de Desplazamiento Radial para Simular Procesos de Recobro Mejorado”.

Los modelos escalados Radial y SCALA, así como sus respectivos prototipos de campo fueron simulados utilizando el software avanzado de yacimientos gasíferos/petrolíferos – IMEX (Versión 2005) de CMG, para posteriormente realizar el análisis de sensibilidad de parámetros como: tasa de inyección, propiedades de roca y fluidos, diferencial de presión y dimensiones, con el fin de identificar los que más inciden en el proceso de escalamiento de inyección de agua.

Del análisis de sensibilidad se concluyó que parámetros como: tasa de inyección, dimensiones, porosidad y viscosidad son los que más inciden en el escalamiento de un proceso de inyección de agua. Sin embargo, el aspecto más influyente resultó ser la similaridad que debe existir entre las curvas de permeabilidades relativas de prototipo y modelo, particularmente en sus end points; aunque esto sea muy difícil de lograr a nivel de laboratorio.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos, Ing. M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ing. M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera.

ABSTRACT

TITLE: SENSIBILITY ANALYSIS OF SCALE-UP PARAMETERS IN A FIVE-SPOT PATTERN UNDER WATERFLOODING*

AUTHORS: SILVA CRUZ, Nestor Mauricio
TRUJILLO PORTILLO, Martha Liliana**

KEYWORDS: Scale-Up
Physical Model
Prototype
Dimensionless Groups
Waterflooding
Sensibility Analysis
Scale-Up Parameters

DESCRIPTION:

The general objective of this work was to evaluate the scale-up parameters in a five-spot pattern under waterflooding, through sensibility analysis and identify the more incidents in such process. For this purpose, dimensionless groups were derived by means of two methods: Inspectional Analysis and Dimensional Analysis. This groups scales-up geometry, gravity, capillar and viscous forces, mobility ratio and time from an oil reservoir waterflooded to 3D scaled model conditions.

The prototype's data accounts for a typical colombian reservoir waterflooded in a colombian field. Properties like porosity and permeability remains constant along the sand, so, that make it attractive to undertake a scale-up study.

The prototype's scale-up was made on the basis of two physical models: SCALA Model, placed in the ICP's enhanced oil recovery laboratory, and the Radial Model, designed by GRM's students in the under-graduated project called "Design of a Physical Displacement Radial Model for Simulate Enhanced Oil Recovery Processes".

The SCALA and Radial scaled models, and its prototypes were simulated using the advanced simulator IMEX for a later sensibility analysis of parameters like: injection rate, rock-fluid properties, pressure and dimensions, in order to identify the more incidents in a waterflooding scale-up.

The sensibility analysis concluded that parameters like: injection rate, dimensions, porosity and viscosity were the most incidents in a waterflooding's scale-up. However, the most influential aspect was the similarity of the relative permeability curves that must exist between prototype and model, especially in its end points, although it is so much difficult to achieve at laboratory conditions.

* Under-graduated Project.

** Faculty of Physics and Chemistry Engineerings. Petroleum's Engineering Program, Ing. M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ing. M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera.

INTRODUCCIÓN

Uno de los temas más estudiados dentro de la Ingeniería de Yacimientos es el flujo de fluidos inmiscibles en medios porosos. Para llevar a cabo tales investigaciones, existen dos tipos de modelos: modelos numéricos y modelos físicos.

Los modelos numéricos son en la actualidad la herramienta más usada para predecir el comportamiento de los yacimientos. Los simuladores son relativamente fáciles y rápidos de usar; sin embargo, estos no simulan microscópicamente los procesos de desplazamiento, pueden ser muy costosos y consumir mucho tiempo si se utilizan enmallados finos. Además, presentan problemas de estabilidad y dispersión numérica, que pueden manifestar efectos matemáticos como fenómenos físicos. Estas deficiencias son la causa principal de las diferencias que se pueden presentar entre los resultados predeterminados por el simulador y los obtenidos en campo.

Por otra parte, los modelos físicos permiten representar un fenómeno a las condiciones reales de interés capturando su esencia principal con suficiente detalle. En la ingeniería de yacimientos, los modelos físicos escalados sirven para evaluar procesos de recobro y procedimientos de operación que son difíciles de estudiar de cualquier otra forma. La exactitud de sus resultados depende de la similitud que se pueda existir entre el modelo y el prototipo. Es importante resaltar que realmente es imposible escalar un yacimiento en su totalidad, pero si es posible escalar la mayoría de las variables que se consideran influyentes en el proceso, alcanzando resultados verdaderamente satisfactorios.

Tanto los modelos numéricos como los físicos contribuyen en gran manera a la investigación del flujo de fluidos en medios porosos, por lo tanto, los mejores resultados se pueden obtener al integrar la simulación física y la numérica en un trabajo conjunto que proporcione información altamente confiable, válida como soporte al momento de tomar decisiones.

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria más antiguo y empleado en la industria petrolera. A pesar del amplio conocimiento que a través de los años se ha adquirido en esta área, muchos centros de investigación, reconociendo las múltiples ventajas que ofrece, destinan recursos para su estudio con el fin de optimizar el proceso y obtener resultados exitosos en su aplicación en campo. Consiente de esto, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con el apoyo del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado (GRM) de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, diseñó el modelo físico de desplazamiento radial para simular procesos de recobro mejorado. Además, cuenta en sus instalaciones con el modelo de inyección de cinco puntos SCALA diseñado para el modelamiento tridimensional escalado de desplazamiento, a través de medios porosos.

En este trabajo se evalúan los parámetros de escalamiento para un modelo de cinco puntos sometido a una inyección de agua, mediante análisis de sensibilidad e identificar los que más inciden en dicho proceso. Para tal fin, se realizó el escalamiento de un prototipo de campo con propiedades típicas para una inyección de agua en un campo colombiano, utilizando los modelos SCALA y Radial anteriormente mencionados.

Para el escalamiento del prototipo de campo se planteó una metodología práctica basada en el uso de propiedades de rocas y fluidos diferentes en prototipo y modelo, diferente caída de presión e igual razón de movilidad. La selección de este criterio de escalamiento se fundamenta en la dificultad de trabajar con un

modelo cuyo medio poroso sea idéntico al del prototipo, pues aunque en el laboratorio es posible conseguir núcleos provenientes del yacimiento, diseñar sobre estos un modelo con las dimensiones requeridas por el escalamiento sería prácticamente imposible.

La sensibilidad a los parámetros de escalamiento se hizo mediante simulación numérica utilizando el software avanzado para yacimientos gasíferos/petrolíferos IMEX, desarrollado por la compañía canadiense CMG. Parámetros como la tasa de inyección, diferencial de presión, permeabilidad, porosidad, viscosidad, densidad y dimensiones (longitud y espesor), fueron variados para identificar los más influyentes en el escalamiento de un proceso de inyección de agua. Con base en el análisis de sensibilidad se redefinieron las propiedades de los modelos SCALA y Radial para lograr dos modelos escalados cuyos resultados puedan ser utilizados en las predicciones de campo.

1. MODELOS ESCALADOS

Se puede decir que el modelaje o estudios sobre modelos es el método de investigación en el cual en vez de trabajar directamente en el proceso que se sucede en el yacimiento (prototipo), se estudia el correspondiente fenómeno en otro objeto (modelo)⁽¹⁶⁾. Los modelos escalados son una herramienta importante para representar y entender el proceso de recobro de petróleo por inyección de agua ya que capturan la esencia principal de un problema real con el detalle suficiente como para que puedan utilizarse en la investigación y experimentación en lugar del yacimiento con menos costo, riesgo y tiempo.

1.1. RESEÑA HISTÓRICA

En 1941, Leverett y otros autores⁽²³⁾, presentaron las bases teóricas y experimentales para el diseño de dos modelos escalados (modelo lineal y radial), y describieron su construcción y operación.

Rapoport y Leas⁽³⁰⁾ en 1953, estudiaron inyecciones lineales con mayor detalle y presentaron leyes de escalamiento. Extendieron la teoría original de Buckley-Leverett para incluir los efectos de la presión capilar. Posteriormente Rapoport⁽²⁹⁾ en 1955, presentó la formulación matemática del fenómeno de flujo de dos fases incompresibles en un medio poroso de tres dimensiones y utilizó las ecuaciones que cuantifican efectos gravitacionales y capilares para derivar leyes de escalamiento generales, permitiendo una mayor representación de los procesos de desplazamiento agua-aceite para modelos experimentales de flujo. En 1955 Croes y Schwarz⁽⁸⁾, reportaron los resultados de una serie de experimentos de desplazamiento en modelos para cuantificar la eficiencia de un proceso de inyección de agua mediante el uso de grupos adimensionales y analizaron la

influencia de la razón de viscosidades aceite/agua sobre la eficiencia del recobro.

En 1956, Geerstma y otros autores⁽¹⁴⁾ utilizaron las técnicas de Análisis Inspeccional y Dimensional para extender las leyes del escalamiento, al incluir los efectos térmicos y presentaron las leyes de escalamiento que gobiernan la inyección de agua, agua caliente y solvente. En 1958, Rapoport y otros autores⁽²⁸⁾, desarrollaron experimentos en modelos escalados para investigar el efecto de la tasa de inyección y la relación de viscosidades en el recobro de aceite.

En 1960, Gaucher y otros autores⁽¹³⁾, diseñaron un modelo de patrón de 5 puntos para representar condiciones típicas de un prototipo. En 1960, Perkins y Collins⁽²⁶⁾, redefinieron la relación de permeabilidades relativas y saturación, para permitir el uso de diferentes curvas de permeabilidades relativas y relaciones de presión capilar en modelo y prototipo. En 1962, Carpenter y otros autores⁽⁶⁾, presentaron los resultados de estudios hechos en modelos para demostrar la validez de las relaciones básicas de escalamiento para inyección de agua, desarrolladas anteriormente por Rapoport, para yacimientos mojados por agua compuestos por estratos de diferente permeabilidad. En 1964, Greenkorn⁽¹⁷⁾, mostró como el Análisis Dimensional y el escalamiento es usado en los procesos de recobro mediante su aplicación al flujo a través de medios porosos.

En 1976, Bentsen⁽⁴⁾, propuso un procedimiento para reducir la restricción que se presenta al usar permeabilidades relativas diferentes entre prototipo y modelo.

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.2.1. Generalidades sobre modelos escalados⁽³²⁾

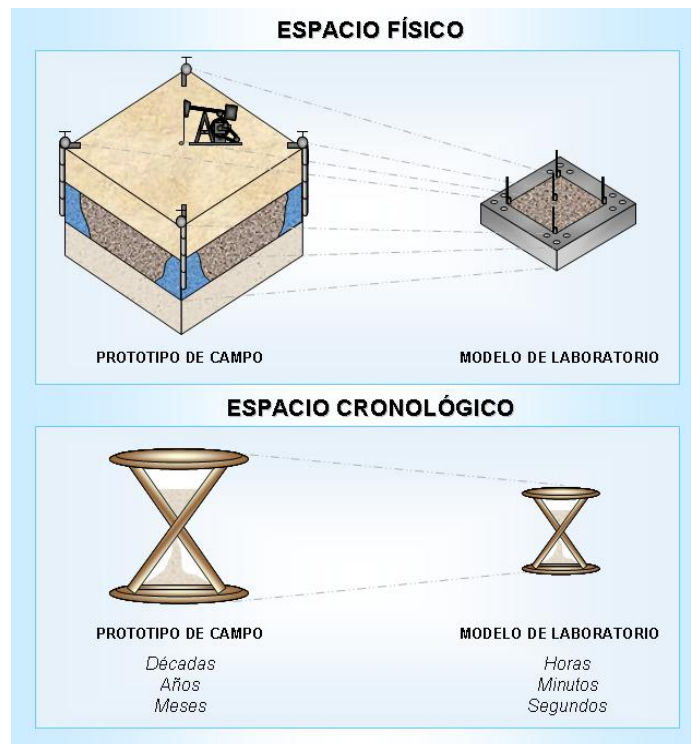
1.2.1.1. Escalamiento

Es extrapolar resultados obtenidos en un tamaño de escala dado a otra escala. Regularmente la segunda es mucho más grande que la primera.

1.2.1.2. Modelaje

- **Modelo:** Herramienta o equipo que permite simular el efecto de diferentes condiciones de operación sobre el comportamiento del prototipo.
- **Prototipo:** Parte de la naturaleza (por ejemplo, un yacimiento), fenómeno (terremoto) o aparato (avión) que se quiera simular con un modelo.

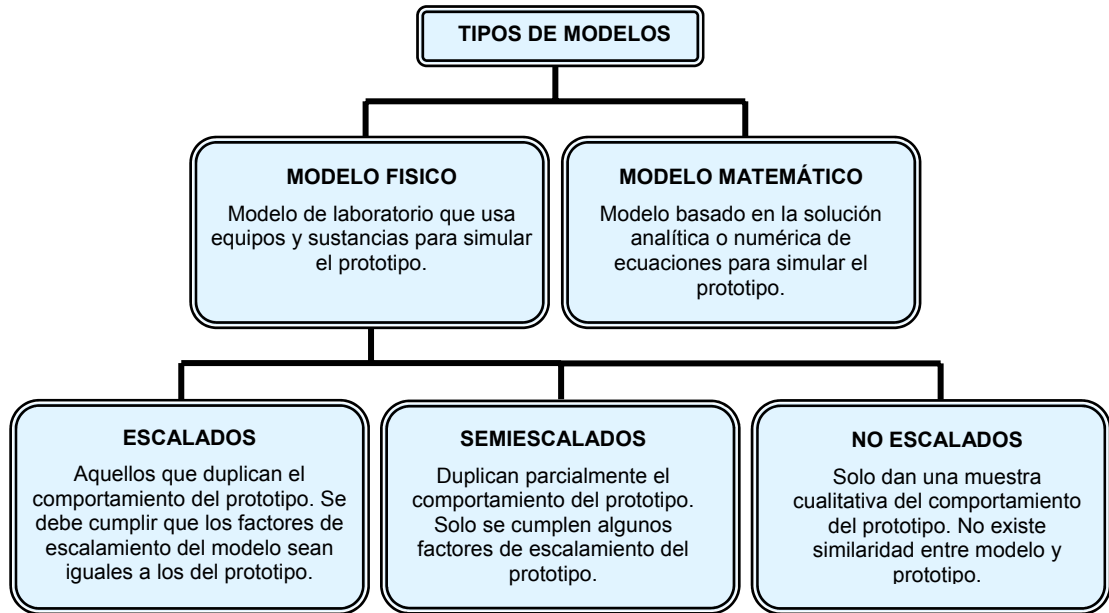
Figura 1. Prototipo y modelo.



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

1.2.1.3. Tipos de modelos

Figura 2. Tipos de modelos.



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

Si se desea que los resultados de los modelos físicos sean aplicables en la predicción del comportamiento de yacimientos, estos deben ser escalados o semiescalados.

1.2.1.4. Uso de los modelos físicos

- Conocer los mecanismos de desplazamiento de procesos nuevos: Inyección de CO₂, Inyección de polímero, Inyección de surfactante, etc.
- Predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de fluidos.
- Calibrar simuladores numéricos.

- Determinar el efecto de diferentes parámetros sobre el recobro: Q, P, t, etc.
- Estudiar fenómenos especiales como interacción roca-fluidos, compatibilidad entre los fluidos, formación de emulsiones, etc.

1.2.2. Concepto de similitud entre el modelo y el prototipo

Antes de considerar los métodos para obtener los grupos de similitud, es importante mencionar el principio de similitud. Según Johnstone y Thring⁽¹⁹⁾ el principio de similitud establece que “La configuración espacial y temporal de un sistema está determinada por las magnitudes dentro del sistema y no depende de los valores o el tipo de unidades que se emplean para medir estas unidades”.

Para predecir el verdadero comportamiento, el prototipo y el modelo deberán ser similares en el sentido geométrico, dinámico, cinemático, térmico y químico.

1.2.2.1. Similitud geométrica

El flujo en el modelo y en el prototipo deberá ser el mismo. Esto puede obtenerse si las formas de los sistemas son geoméricamente similares, es decir, la razón de todas las dimensiones lineales correspondientes tales como longitud, espesor, ancho, etc., es la misma. Esta relación es llamada factor de escalamiento.

$$\frac{l_p}{l_m} = \frac{h_p}{h_m} = \frac{w_p}{w_m} \quad \text{Factor de escalamiento}$$

Donde:

l_p = Longitud del prototipo.

l_m = Longitud del modelo.

h_p = Espesor del prototipo.

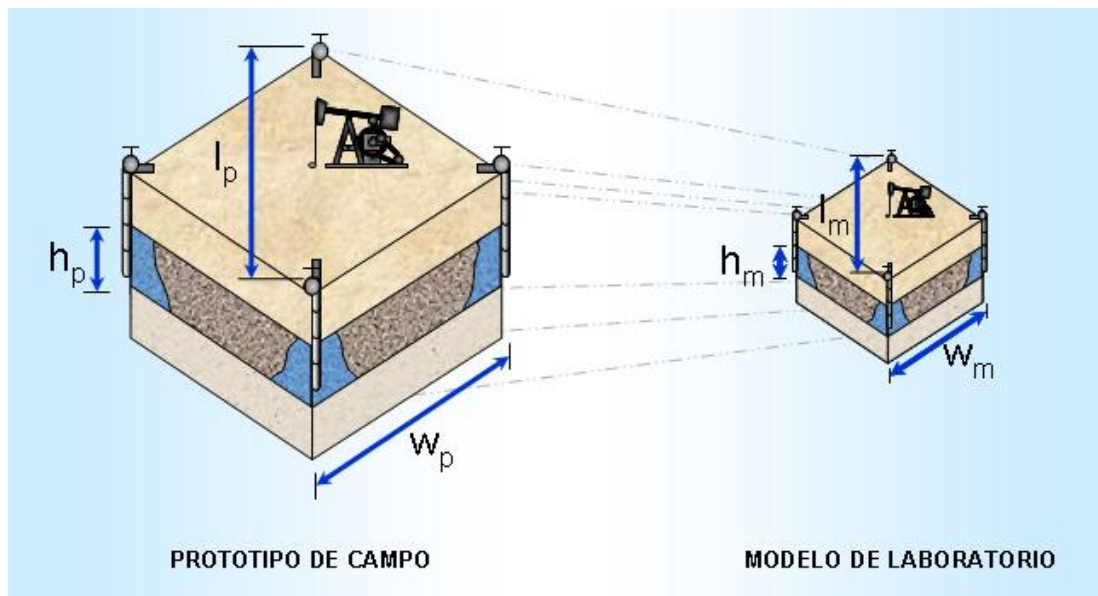
h_m = Espesor del modelo.

w_p = Ancho del prototipo.

w_m = Ancho del modelo.

La siguiente figura ilustra el concepto de similitud geométrica.

Figura 3. Similitud geométrica.



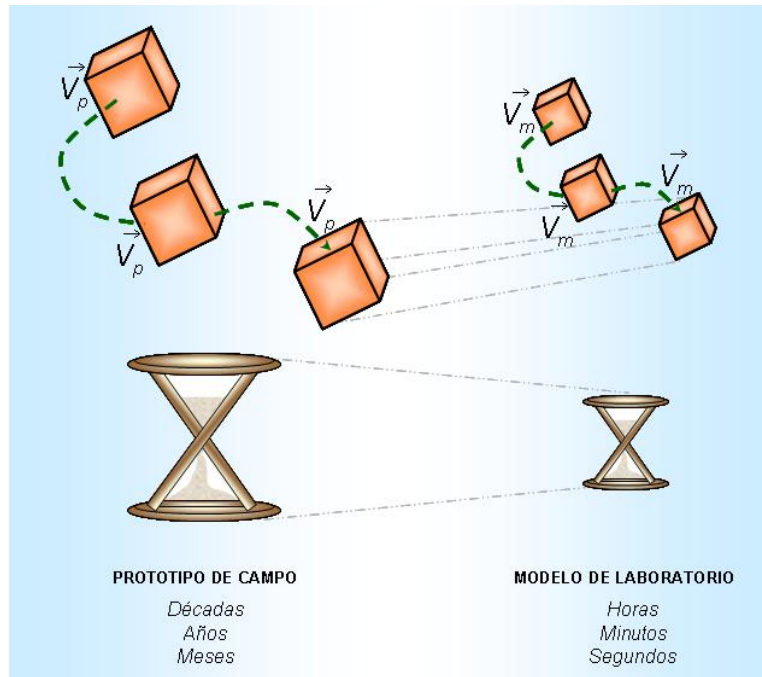
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

1.2.2.2. Similitud cinemática

La trayectoria del patrón y las direcciones de velocidad deberán ser las mismas tanto en el modelo como en el prototipo. Esta condición existe si las razones de las componentes de velocidad en todos los puntos correspondientes (homólogos) en el modelo y prototipo son iguales. De esta forma con el fin de que la similitud

cinemática pueda alcanzarse, es usual requerir que el modelo sea geoméricamente similar al prototipo.

Figura 4. Similaridad cinemática.

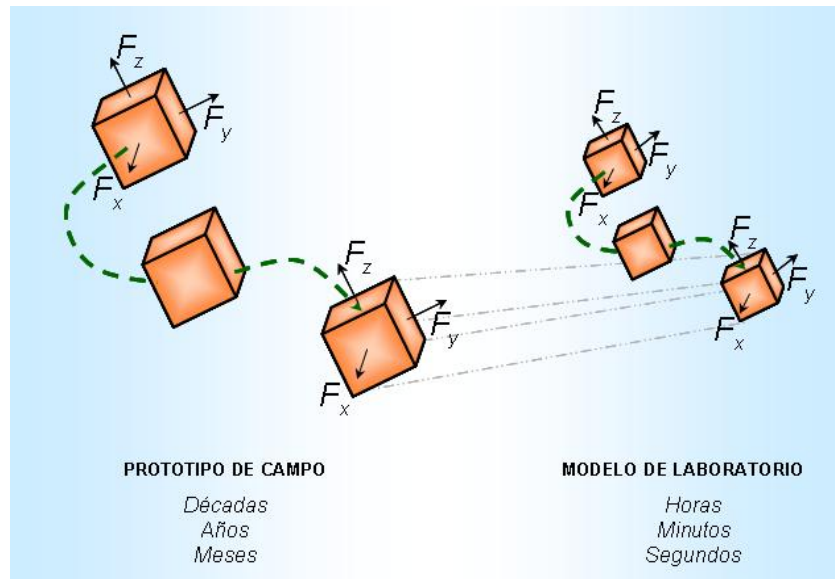


FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

1.2.2.3. Similaridad dinámica

Las fuerzas en puntos homólogos y tiempos homólogos que actúan sobre elementos homólogos de masa de fluido deben estar en la misma relación en todos los puntos en los dos sistemas. Las diferentes fuerzas que causan el flujo de fluidos son: fuerzas de presión, fuerzas inerciales, fuerzas gravitacionales, fuerzas viscosas, fuerzas de tensión superficial, fuerzas difusivas, etc.

Figura 5. Similaridad dinámica.



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

1.2.2.4. Similaridad térmica

Dos sistemas son térmicamente similares si en cuerpos geométrica y cinemáticamente similares, las diferencias de temperatura entre puntos homólogos están en una razón constante durante todo el movimiento.

1.2.2.5. Similaridad química

Sistemas geométrica, cinemática y térmicamente similares son químicamente similares cuando las diferencias de concentración correspondientes mantienen una relación constante entre si.

1.2.3. Derivación de los grupos de escalamiento

El comportamiento de los yacimientos de petróleo está gobernado por el valor de un número de variables que pueden combinarse en forma de grupos adimensionales. Existen dos métodos disponibles para la derivación de estos grupos: Análisis Dimensional y Análisis Inspeccional.

Los grupos adimensionales resultantes se pueden dividir en: (a) Grupos independientes (variables), tales como longitud adimensional, tiempo, etc.; (b) Grupos dependientes, proporcionando la forma adimensional de las variables, tales como el recobro y la presión, que pueden en principio ser medidos durante un experimento; (c) Grupos similares, los cuales son grupos constantes e independientes, tales como relación de longitud a espesor y relaciones de las viscosidades de los fluidos del yacimiento. Si los valores de estos grupos son los mismos tanto para el modelo como para el prototipo, el modelo está propiamente escalado, lo cual significa que para valores iguales de los grupos de variables independientes en el prototipo y en el modelo, los valores de los grupos dependientes son iguales también. Esto muestra que los resultados de los experimentos de un modelo dimensionalmente escalado pueden ser directamente interpretados en términos de comportamiento de campo.

1.2.3.1. Análisis Inspeccional

Todas las ecuaciones físicas son relaciones entre variables independientes, variables dependientes y constantes. El número total de variables menos el número de ecuaciones que describen el proceso determinan el número de variables independientes. Las variables independientes se pueden convertir en grupos independientes (adimensionales) dividiéndolos por algún valor de la misma dimensión, característica del sistema.

Como las ecuaciones son dimensionalmente homogéneas, las variables dependientes y los términos constantes se pueden llevar a la forma adimensional dividiendo cada ecuación por una o más de estas constantes, debidamente seleccionadas. Las variables dependientes en su forma adimensional son llamadas grupos dependientes y los términos constantes (adimensionales) son llamados grupos similares.

Si las ecuaciones son diferenciales, los límites relevantes y condiciones iniciales tienen que ser manejadas de la misma forma.

Un procedimiento para realizar el Análisis Inspeccional es el siguiente:

1. Formulación de las ecuaciones diferenciales parciales de flujo de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso en forma adimensional.

Las ecuaciones se pueden clasificar como:

- a. Conservación de cantidades básicas
 - Ecuación de conservación de la masa.
 - Ecuación reconservación del momento (Ley de Darcy).
 - Ecuación de transferencia de calor.
- b. Propiedades de los componentes individuales
 - Influencia de la presión y temperatura en la densidad de los fluidos (ecuación de estado).
 - Influencia de la temperatura en viscosidad.
- c. Interacción de los componentes individuales
 - Fenómeno de capilaridad en la interfase de los fluidos.

Existen tres métodos básicos para expresar las ecuaciones de modo adimensional congruente. Cada uno de ellos se ilustra mediante un ejemplo en el **Anexo A**.

2. Selección de las condiciones iniciales y de frontera.
3. Identificación de los grupos similares.
4. Los grupos similares se combinan, o se modifican de acuerdo a ajustes de ingeniería, para obtener un conjunto de grupos escalados que pueda semejarse entre el modelo escalado y el prototipo de campo.

La derivación de los grupos de escalamiento por medio del Análisis Inspeccional para un proceso de inyección de agua en un patrón de cinco puntos se muestra en el **Anexo B**.

Los grupos de escalamiento derivados por medio del Análisis Inspeccional se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Grupos de escalamiento obtenidos por Análisis Inspeccional para un desplazamiento con agua.

GRUPO ESCALADO	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 J LEVERETT
$\frac{K\Delta\rho_{wo}\bar{g}}{ \bar{v}_T \mu_w}$	RAZÓN DE EFECTOS GRAVITACIONALES A EFECTOS VISCOSOS
$\frac{\sigma_{ow}\cos\theta(K\phi)^{1/2}}{ \bar{v}_T \mu_w l}$	RAZÓN DE EFECTOS CAPILARES A EFECTOS VISCOSOS
$\frac{\sqrt{K}}{l}$	RAZÓN DE DIMENSIONES MICROSCÓPICAS-MACROSCÓPICAS
α	ANGULO DE BUZAMIENTO

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

1.2.3.2. Análisis Dimensional

La teoría del Análisis Dimensional es descrita en una gran cantidad de libros y artículos, entre los cuales se puede mencionar autores como Langhaar⁽²¹⁾, Focken⁽¹¹⁾ y Birkhoff⁽⁵⁾.

El primer paso en el Análisis Dimensional de un problema debe ser determinar cuales variables son relevantes para el problema. Se debe tener mucho cuidado en esta etapa de manera que se incluyan todas las variables.

Las variables se pueden arreglar en un juego de grupos adimensionales. El juego es completo si todos los grupos en el mismo son independientes entre si y si cada grupo adimensional que contiene las mismas variables y que no está en el juego puede formarse mediante la combinación de grupos que si se encuentran en él.

Buckingham ha formulado la regla de que el número de grupos adimensionales en un juego completo es igual al número total de variables menos el número de dimensiones fundamentales (masa, longitud y tiempo). El siguiente procedimiento es usado para derivar los grupos escalados a partir del Análisis Dimensional:

1. Definir las variables que controlan el proceso de desplazamiento dentro de una función.
2. De acuerdo con el teorema π de Buckingham, la forma general de la relación funcional entre n cantidades físicas independientes involucran k magnitudes fundamentales, los números adimensionales independientes o grupos π son dados por $(n - k)$.
3. Seleccionar el número de variables e igualmente el número de dimensiones fundamentales.

4. Los términos π se obtienen mediante el producto de cada una de las variables elevadas a una potencia desconocida por una de las otras variables elevadas a una potencia conocida. El proceso se repite $n - k$ veces, usando todas las variables y los exponentes de las variables son encontrados por el principio de homogeneidad dimensional.
5. Los diferentes grupos π se combinan para obtener los grupos de similitud que mejor asemejan al modelo con el prototipo.

La derivación de los grupos de escalamiento por medio del Análisis Dimensional para un proceso de inyección de agua en un patrón de cinco puntos se muestra en el **Anexo C**.

Las variables involucradas en el desplazamiento inmisible de petróleo por agua a través de un medio poroso se presentan en la **Tabla 2**.

Los grupos de escalamiento derivados por medio del Análisis Inspeccional se presentan en la **Tabla 3**.

Tabla 2. Variables que controlan el desplazamiento de aceite por inyección de agua.

SÍMBOLO	DIMENSIONES	DESCRIPCIÓN
l	L	ESPACIAMIENTO DE POZOS
h	L	ESPESOR DEL SISTEMA
w	L	ANCHO DEL SISTEMA
α	ADIMENSIONAL	ANGULO DE BUZAMIENTO
K	L^2	PERMEABILIDAD ABSOLUTA
K_{ro}	ADIMENSIONAL	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE
K_{rw}	ADIMENSIONAL	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA
ρ_o	ML^{-3}	DENSIDAD DE LA FASE ACEITE
ρ_w	ML^{-3}	DENSIDAD DE LA FASE ACUOSA
g	LT^{-2}	ACELERACIÓN DEBIDA A LA GRAVEDAD
μ_o	$ML^{-1}T^{-1}$	VISCOSIDAD DE LA FASE ACEITE
μ_w	$ML^{-1}T^{-1}$	VISCOSIDAD DE LA FASE ACUOSA
ϕ	ADIMENSIONAL	POROSIDAD
S_{or}	ADIMENSIONAL	SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL
S_{wirr}	ADIMENSIONAL	SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE
v	LT^{-1}	TASA DE FLUJO POR UNIDAD DE ÁREA
σ_{ow}	MT^{-2}	TENSIÓN INTERFACIAL
$\cos \theta$	ADIMENSIONAL	ANGULO DE CONTACTO
t	ADIMENSIONAL	TIEMPO CARACTERÍSTICO
ψ	ADIMENSIONAL	MORFOLOGÍA
$\frac{\partial J(S_w^*)}{\partial S_w^*}$	ADIMENSIONAL	DERIVADA DE LA FUNCIÓN J DE LEVERETT

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

Tabla 3. Grupos de escalamiento obtenidos por Análisis Dimensional para un desplazamiento con agua.

GRUPO ESCALADO	DESCRIPCIÓN
l/h	FACTOR GEOMÉTRICO
l/w	FACTOR GEOMÉTRICO
$(vt)/l$	NÚMERO DE THOMSON
ϕ	POROSIDAD
K_{ro}	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE
K_{rw}	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA
$\frac{\partial J(S_w^*)}{\partial S_w^*}$	DERIVADA DE LA FUNCIÓN J DE LEVERETT
$(1 - S_{wirr} - S_{or})$	FRACCIÓN DE FLUIDOS MÓVILES
\sqrt{K}/l	RAZÓN DE DIMENSIÓN MICROSCÓPICA A MACROSCÓPICA
μ_o/μ_w	RAZÓN DE VISCOSIDADES
ρ_o/ρ_w	RAZÓN DE DENSIDADES
α	ANGULO DE BUZAMIENTO
θ	ANGULO DE CONTACTO
ψ	MORFOLOGÍA
$\frac{l^2 \rho_o}{\mu_w t}$	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
$\frac{\bar{g} t^2}{l}$	EFFECTOS GRAVITACIONALES

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

1.2.3.3. Comparación de los métodos

Una característica del Análisis Inspeccional es la existencia de un concepto matemáticamente expresable del fenómeno. Esto conlleva a la introducción de un número de aproximaciones, como consecuencia de que algunos grupos que tienen menor importancia bajo condiciones ideales, puedan ser “olvidados”. Como un ejemplo se puede mencionar los grupos asociados al tamaño de poro y distribución del tamaño de poro, los cuales son desechados si es adoptada la ecuación para flujo Darcy.

A veces es necesario introducir variables empíricas tales como las permeabilidades relativas, aunque el significado físico no es siempre claro.

Por otra parte, una inspección de las ecuaciones puede revelar que dos o más grupos similares se unifiquen. Esta combinación puede entonces considerarse como un grupo similar sencillo; el resultado es un número de grupos menor y mayor flexibilidad con respecto a la realización del modelo del que se podría esperar del Análisis Dimensional.

El juego de grupos obtenidos mediante el Análisis Dimensional es completo y las variables en cada uno de los grupos tienen un significado físico claro. Sin embargo, el significado físico de los propios grupos similares, es generalmente menos aparente que el de los grupos derivados por el Análisis Inspeccional. La eliminación de uno o más de los grupos, la cual es necesaria para la realización del modelo, es por lo tanto más conveniente sobre la base del Análisis Inspeccional.

1.2.4. Relajamiento de los requerimientos de escalamiento

El diseño de un modelo escalado de un yacimiento donde todos los grupos de escalamiento sean satisfechos es muy complicado de alcanzar, por lo tanto, es necesario relajar algunos. Los parámetros que generalmente se relajan son:

1.2.4.1. Estructura del medio poroso

De acuerdo a Geertsma y otros⁽⁷⁾ la estructura del medio poroso se representa por el coeficiente L/\sqrt{K} y el factor de morfología, χ ; y puede ser despreciada si el diámetro promedio de los poros es mucho más pequeño que la dimensión más pequeña del yacimiento, lo cual es el caso para la mayoría de los yacimientos. Este factor podrá tener gran efecto en modelos muy estrechos como el “slim tube”.

Cuando la arena tanto en el modelo como en el prototipo es inconsolidada, el factor de escalamiento de morfología se cree que tiene el mismo valor en el prototipo como en el modelo.

1.2.4.2. Fuerzas capilares, permeabilidad relativa y humectabilidad

Uno de los requerimientos más difíciles para escalar en un modelo físico es que las relaciones de presión capilar y permeabilidad relativa deben ser las mismas funciones de saturación en el modelo y en el prototipo. La dificultad surge debido a que en la mayoría de los casos las curvas de permeabilidad relativa de dos o tres fases (CO_2 y agua desplazando aceite pesado) son desconocidas, y también debido a que no se sabe como crear un conjunto deseado de permeabilidades relativas adecuadas para el modelo.

En lo que respecta al recobro de aceite altamente viscoso a partir de arenas inconsolidadas, ha sido indicado por Pujol y Boberg⁽²⁷⁾ que las fuerzas capilares no

necesitan ser escaladas. Estudios posteriores concluyeron que el recobro al momento de la ruptura en un desplazamiento inmisible en condiciones de razón de movilidad mayor que uno es una función débil del número capilar, siempre que el desplazamiento sea estable.

La humectabilidad de la roca es otro factor importante pero muy difícil de escalar. Aunque con frecuencia las características exactas de humectabilidad del prototipo no son conocidas, parece que si a un sistema de roca se le permite que permanezca por un tiempo razonable en contacto con el aceite y el agua originales, un razonable estado de humectabilidad y o equilibrio superficial puede ser obtenido en el modelo comparable con el del prototipo.

1.2.4.3. Fuerzas Inerciales

Las fuerzas inerciales pueden despreciarse si la tasa de flujo en el modelo y en el prototipo es lo suficientemente baja (flujo laminar). Si se cumple esta condición, el número adimensional que relaciona las fuerzas inerciales con las fuerzas viscosas (Número de Reynolds), puede relajarse:

$$\frac{\rho_w \sqrt{v_T} \sqrt{K}}{\mu_w} \quad (\text{Número de Reynolds})$$

1.2.4.4. Geometría del sistema

En sistemas en los que el flujo a través del estrato es despreciable comparado con el flujo paralelo a él, es posible despreciar el grupo l/h . Sin embargo, en sistemas estratificados donde la segregación gravitacional es significativa, este grupo no es relajable. Generalmente esta condición solo se cumple cuando los caudales de inyección utilizados en el patrón son pequeños.

1.2.4.5. Efectos de frontera

Los efectos finales, los cuales pueden ser característicos del comportamiento en un modelo de laboratorio y pueden no existir en el prototipo, son debido a la discontinuidad en las propiedades capilares en la cara de salida de flujo del corazón. Esta discontinuidad ocurre cuando los fluidos pasan abruptamente de la roca, (una región de presión capilar finita), a un recipiente abierto, donde las presiones capilares se desvanecen, la roca tiende a retener la fase humectante en el extremo de la cara de salida del flujo del corazón. De esta manera se incrementa la saturación de la fase humectante en la cara de salida del flujo.

Kyte y Rapoport⁽²⁰⁾ encontraron experimentalmente que para desplazamientos de aceites livianos por agua en un medio porosos fuertemente mojado por agua, el coeficiente de escalamiento $l \times |\bar{v}_T| \mu_w$ ($cm^2 mPa.s / min$) debe ser mayor que uno con el fin de que los efectos de frontera no afecten la recuperación de aceite.

1.2.5. Criterios de escalamiento

1.2.5.1. Enfoque No. 1: Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión y similitud geométrica

Esta opción permite escalar las fuerzas viscosas y gravitacionales. El uso de un medio poroso diferente conduce a trabajar con una caída de presión más pequeña en el modelo con respecto al prototipo, y a que las fuerzas capilares, permeabilidades relativas y saturaciones irreducibles no sean escaladas.

1.2.5.2. Enfoque No. 2: Mismos fluidos, mismo medio poroso, misma caída de presión, geometría relajada.

Las fuerzas capilares, permeabilidades relativas y saturaciones irreducibles son escaladas apropiadamente. Con el fin de simular los efectos gravitacionales se relaja la similitud geométrica.

1.2.5.3. Enfoque No. 3: Mismos fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, geometría relajada.

Las fuerzas viscosas y gravitacionales son escaladas apropiadamente, las presiones capilares y las saturaciones irreducibles son relajadas.

1.2.5.4. Enfoque No. 4: Mismos fluidos, mismo medio poroso, diferente caída de presión y similitud geométrica.

Las fuerzas gravitacionales y viscosas así como las permeabilidades relativas y saturaciones irreducibles son escaladas apropiadamente. Con el fin de escalar las fuerzas viscosas y gravitacionales, las fuerzas capilares son relajadas.

Los primeros tres criterios de escalamiento fueron descritos y desarrollados experimentalmente por Farouq Ali y Kimber, en procesos de recuperación térmica. Debido a las dificultades de obtener un medio poroso del modelo igual al del prototipo, así como las propiedades de mojabilidad, permeabilidad relativa y saturación, se presenta un nuevo enfoque.

1.2.5.5. Enfoque No. 5: Diferentes fluidos, diferente medio poroso, diferente caída de presión, igual razón de movilidad, similitud geométrica.

Las diferentes fuerzas son escaladas. Al utilizar la misma razón de movilidad se espera obtener una eficiencia de barrido similar entre el modelo y el prototipo.

En la **Tabla 4** se resumen los criterios de escalamiento según los 5 enfoques mencionados anteriormente.

Tabla 4. Criterios de escalamiento.

ENFOQUE	CRITERIOS				
	MISMOS FLUIDOS	MISMO MEDIO POROSO	MISMA CAIDA DE PRESIÓN	SIMILITUD GEOMÉTRICA	IGUAL RAZÓN DE MOVILIDAD
1	✓	✗	✗	✓	
2	✓	✓	✓	RELAJADA	
3	✓	✗	✗	RELAJADA	
4	✓	✓	✗	✓	
5	✗	✗	✗	✓	✓

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

2. PLANTEAMIENTO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ESCALAMIENTO DE UN PROTOTIPO DE CAMPO

La metodología planteada parte de dos modelos físicos: Modelo SCALA, ubicado en el laboratorio de recobro mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y el Modelo Radial, diseñado por estudiantes del Grupo de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander, en el proyecto de grado “Diseño de un Modelo Físico de Desplazamiento Radial para Simular Procesos de Recobro Mejorado”.

Debido a que los modelos SCALA y Radial ya se encuentran diseñados, sus dimensiones están previamente establecidas, por lo tanto, la longitud entre pozos y ancho del modelo, serán valores fijos en el escalamiento. Aunque el espesor es otro valor establecido en el diseño, este puede ser modificado adicionando al modelo una capa de vitón finamente cortado. Por ejemplo, si el espesor del modelo fuese 4 cm y el valor obtenido del escalamiento es 3.6 cm, se adicionaría una capa de 0.4 cm de espesor.

Un procedimiento general para realizar el escalamiento de un prototipo de campo es el siguiente:

1. Obtener los grupos de escalamiento para el proceso de inyección de agua mediante el Análisis Inspeccional y el Análisis Dimensional. Este procedimiento se muestra en los **Anexos B y C** y los grupos de escalamiento corresponden a los presentados en las **Tablas 1 y 3** del **Capítulo 1**.

2. Seleccionar el enfoque bajo el cual se va a realizar el escalamiento del prototipo de campo.

Para predecir el verdadero comportamiento de un yacimiento por medio de un modelo escalado, se requiere que el prototipo y el modelo sean similares en el sentido geométrico, dinámico, cinemático, térmico y químico. Debido a que solo los Enfoques 1, 4 y 5, mostrados en el capítulo anterior, presentan similitud geométrica, se realizó el escalamiento del prototipo basado en ellos. El objetivo de realizar el escalamiento con los tres enfoques es encontrar con cual de ellos se obtienen los mejores resultados que permitan diseñar un modelo escalado capaz de representar de una manera más exacta el comportamiento del prototipo. Además, es necesario estudiar los valores de tasa de inyección, diferencial de presión, tiempo, geometría y propiedades de roca y fluidos hallados a través del escalamiento para analizar si están dentro de los rangos permitidos en el trabajo de laboratorio y la simulación numérica.

3. Seleccionar los grupos de escalamiento a utilizar según el enfoque establecido.

Tabla 5. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 1.

NÚMERO	GRUPO DE ESCALAMIENTO	DESCRIPCIÓN
1	l/h	FACTOR GEOMÉTRICO
2	l/w	FACTOR GEOMÉTRICO
3	$\frac{t \bar{v}_T }{l\phi(1-S_{wirr}-S_{or})}$	TIEMPO ADIMENSIONAL
4	$\frac{K\Delta\rho_{wo}\bar{g}}{ \bar{v}_T \mu_w}$	RAZÓN DE EFECTOS GRAVITACIONALES A VISCOSOS
5	Ψ	MORFOLOGÍA
6	α	ÁNGULO DE BUZAMIENTO

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

Tabla 6. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 4.

NÚMERO	GRUPO DE ESCALAMIENTO	DESCRIPCIÓN
1	l/h	FACTOR GEOMÉTRICO
2	l/w	FACTOR GEOMÉTRICO
3	$\frac{t \bar{v}_T }{l\phi(1-S_{wirr}-S_{or})}$	TIEMPO ADIMENSIONAL
4	$\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or}\mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{wirr}\mu_w}$	RAZÓN DE MOVILIDAD
5	K_{ro}	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE
6	K_{rw}	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA
7	$\frac{\partial J(S_w^*)}{\partial S_w^*}$	DERIVADA DE LA FUNCIÓN J DE LEVERETT
8	$\frac{K\Delta\rho_{wo}\bar{g}}{ \bar{v}_T \mu_w}$	RAZÓN DE EFECTOS GRAVITACIONALES A VISCOSOS
9	Ψ	MORFOLOGÍA
10	α	ÁNGULO DE BUZAMIENTO

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

Tabla 7. Grupos de escalamiento finales según el Enfoque 5.

NÚMERO	GRUPO DE ESCALAMIENTO	DESCRIPCIÓN
1	l/h	FACTOR GEOMÉTRICO
2	l/w	FACTOR GEOMÉTRICO
3	$\frac{t \bar{v}_T }{l\phi(1-S_{wirr}-S_{or})}$	TIEMPO ADIMENSIONAL
4	$\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or}\mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{wirr}\mu_w}$	RAZÓN DE MOVILIDAD
5	$\frac{K\Delta\rho_{wo}\bar{g}}{ \bar{v}_T \mu_w}$	RAZÓN DE EFECTOS GRAVITACIONALES A VISCOSOS
6	Ψ	MORFOLOGÍA
7	α	ÁNGULO DE BUZAMIENTO

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

4. Establecer las variables del prototipo de campo según los grupos de escalamiento. Son las mismas para los Enfoques 1, 4 y 5.

- Distancia entre el pozo productor y el pozo inyector (l).
- Espesor (h).
- Ancho (w).
- Viscosidad del aceite (μ_o).
- Viscosidad del agua (μ_w).
- Densidad del aceite (ρ_o).
- Densidad del agua (ρ_w).
- Porosidad (ϕ).
- Permeabilidad (k).
- Saturación de aceite residual (S_{or}).
- Saturación de agua irreducible (S_{wirr}).
- Permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual ($(k_{rw})_{Sor}$).
- Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreducible ($(k_{ro})_{Swirr}$).
- Diferencial de presión (ΔP).
- Tasa de inyección (q_{iny}).



5. Establecer las variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento.

Tabla 8. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento para los Enfoques 1, 4 y 5.

VARIABLES	ENFOQUE 1	ENFOQUE 4	ENFOQUE 5
l	✓	✓	✓
h	✓	✓	✓
w	✓	✓	✓
μ_o^*	IGUAL AL PROTOTIPO	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
μ_w^*	IGUAL AL PROTOTIPO	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
ρ_o	IGUAL AL PROTOTIPO	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
ρ_w	IGUAL AL PROTOTIPO	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
ϕ	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
k	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
S_{or}	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
S_{wirr}	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
$(k_{rw})_{Sor}$	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓
$(k_{ro})_{Swirr}$	✓	IGUAL AL PROTOTIPO	✓

* Para el enfoque 5, una vez se selecciona un fluido, ya sea agua o aceite, se halla la viscosidad del otro por medio del grupo de escalamiento de razón de movilidad, esto con el fin de cumplir el criterio de igual razón de movilidad.

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



6. Calcular el factor de escalamiento. Este se determina mediante la relación de longitudes de prototipo y modelo.

$$a = \left(\frac{l_p}{l_m} \right) \quad (1)$$

7. Calcular el espesor del modelo necesario para satisfacer el escalamiento. Este se halla a partir del grupo adimensional l/h y el factor de escalamiento calculado en el paso anterior.

$$\left(\frac{h}{l} \right)_p = \left(\frac{h}{l} \right)_m$$

$$\frac{h_p}{h_m} = \frac{l_p}{l_m} = a$$

$$h_m = \frac{h_p}{a}$$

$$h_m [\text{cm}] = \frac{30.48 h_p [\text{pies}]}{a} \quad (2)$$

8. Calcular la viscosidad del aceite o del agua. En el Enfoque 5, al utilizar la misma razón de movilidad se espera obtener una eficiencia de barrido similar entre el modelo y el prototipo; a partir de esta y habiendo seleccionado un fluido se puede obtener la viscosidad del otro fluido, así:

$$(M_{wo})_m = (M_{wo})_p$$

$$\left(\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or} \mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{wirr} \mu_w} \right)_m = \left(\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or} \mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{wirr} \mu_w} \right)_p$$

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)_m = \left(\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or} \mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{wirr} \mu_w} \right)_p * \left(\frac{K_{ro}(S_w^*)_{wirr}}{K_{rw}(S_w^*)_{or}} \right)_m \quad (3)$$

9. Calcular la tasa de inyección. La tasa de inyección del modelo debe ser tal que permita escalar las fuerzas gravitacionales y viscosas adecuadamente. Esto se realiza partiendo de los siguientes grupos adimensionales:

$$\left(\frac{k\Delta\rho_{wo}g}{|\vec{V}_T| \mu_w} \right), \left(\frac{|\vec{V}_T| t}{l\phi(1-S_{or}-S_{wirr})} \right), \left(\frac{|\vec{V}_T| t}{l} \right)$$

Multiplicando estos tres grupos e igualándolos para modelo y prototipo, se obtiene:

$$\left(\frac{k\Delta\rho_{wo}g\phi(1-S_{or}-S_{wirr})}{|\vec{V}_T| \mu_w} \right)_m = \left(\frac{k\Delta\rho_{wo}g\phi(1-S_{or}-S_{wirr})}{|\vec{V}_T| \mu_w} \right)_p$$

Despejando la permeabilidad:

$$k_m = \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_m |\vec{V}_T|_m \phi_p (1-S_{or}-S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_p |\vec{V}_T|_p \phi_m (1-S_{or}-S_{wirr})_m} k_p$$



La velocidad superficial en un patrón de cinco puntos varia significativamente desde cerca de la cara del pozo hasta la distancia media entre pozo productor e inyector; por consiguiente se presenta un inconveniente en la selección de la velocidad superficial apropiada para el escalamiento. En el presente estudio la ecuación sugerida por Stalkup⁽³³⁾ fue usada:

$$\left| \vec{V}_T \right| = \frac{5q_{iny}}{h\sqrt{2}}$$

Reemplazando la ecuación anterior en la ecuación de la permeabilidad, se tiene:

$$k_m = \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_m (q_{iny})_m h_p l_p \phi_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_p (q_{iny})_p h_m l_m \phi_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} k_p$$

Reemplazado el factor de escalamiento, a:

$$k_m = \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_m (q_{iny})_m \phi_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_p (q_{iny})_p \phi_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} a^2 k_p$$

Despejando la tasa de inyección del modelo de la ecuación anterior y utilizando los factores de conversión, resulta:

$$q_m (\text{cc} / \text{min}) = 110.4 \frac{(\Delta\rho_{wo})_m \phi_m K_m (\mu_w)_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_p \phi_p K_p (\mu_w)_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl} / \text{día}) \quad (4)$$

- Enfoque 1:

$$q_m (\text{cc / min}) = 110.4 \frac{\phi_m K_m (1 S_{or} S_{wirr})_p}{\phi_p K_p (1 S_{or} S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl / día}) \quad (5)$$

- Enfoque 4:

$$q_m (\text{cc / min}) = 110.4 \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl / día}) \quad (6)$$

- Enfoque 5:

$$q_m (\text{cc / min}) = 110.4 \frac{(\Delta\rho_{wo})_m \phi_m K_m (\mu_w)_p (1 S_{or} S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_p \phi_p K_p (\mu_w)_m (1 S_{or} S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl / día})$$

10. Calcular el diferencial de presión. Para la presión se multiplican los grupos de escalamiento:

$$\left(\frac{K\Delta Pt}{\mu_w l^2} \right), \left(\frac{\mu_w l}{Kt\rho_w g} \right), \left(\frac{l}{h} \right)$$

Multiplicando estos tres grupos e igualándolos para modelo y prototipo, se obtiene:

$$\left(\frac{\Delta P}{\rho_w hg} \right)_m = \left(\frac{\Delta P}{\rho_w hg} \right)_p$$



Por lo tanto:

$$(\Delta P)_m = \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} \frac{h_m}{h_p} (\Delta P)_p$$

$$(\Delta P)_m = \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} \frac{1}{a} (\Delta P)_p \quad (7)$$

- Enfoques 1 y 4:

$$(\Delta P)_m = \frac{1}{a} (\Delta P)_p \quad (8)$$

- Enfoque 5:

$$(\Delta P)_m = \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} \frac{1}{a} (\Delta P)_p$$

11. Calcular el tiempo para el modelo. Este se calcula a partir de los siguientes grupos de escalamiento:

$$\left(\frac{k \Delta \rho_{wo} g}{|\vec{V}_T| \mu_w} \right), \left(\frac{|\vec{V}_T| t}{l \phi (1 - S_{or} - S_{wirr})} \right)$$



Combinando estos dos grupos e igualándolos para modelo y prototipo, se obtiene:

$$\left(\frac{k\Delta\rho_{wo}tg}{l\phi\mu_w(1-S_{or}-S_{wirr})} \right)_m = \left(\frac{k\Delta\rho_{wo}tg}{l\phi\mu_w(1-S_{or}-S_{wirr})} \right)_p$$

Despejando el tiempo para el modelo:

$$t_m = \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_m K_p \phi_m (1-S_{or}-S_{wirr})_m}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_p K_m \phi_p (1-S_{or}-S_{wirr})_p} \frac{1}{a} t_p \quad (9)$$

▪ Enfoque 1:

$$t_m = \frac{K_p \phi_m (1-S_{or}-S_{wirr})_m}{K_m \phi_p (1-S_{or}-S_{wirr})_p} \frac{1}{a} t_p \quad (10)$$

▪ Enfoque 4:

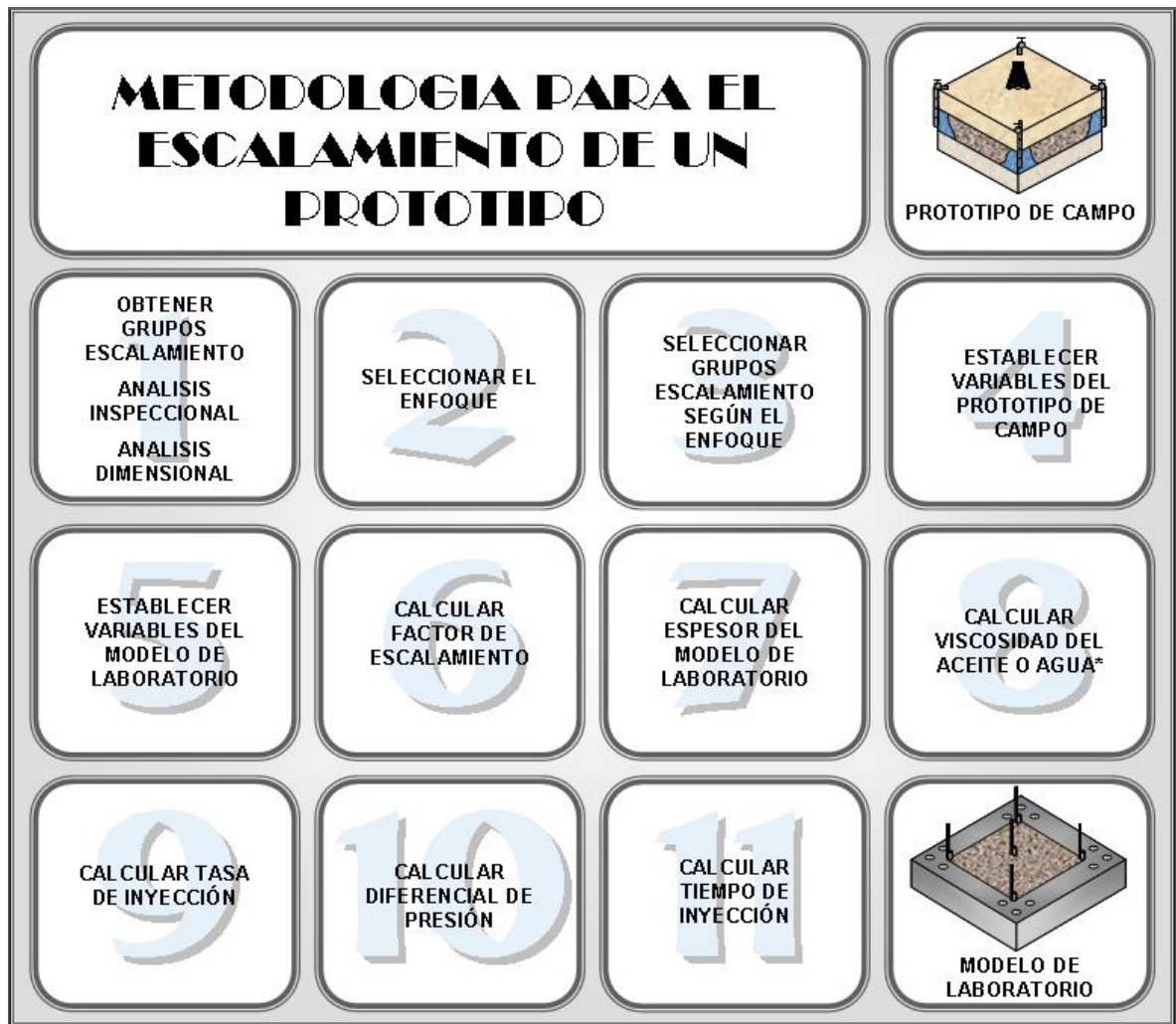
$$t_m = \frac{1}{a} t_p \quad (11)$$

▪ Enfoque 5:

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

La metodología propuesta para el escalamiento de un prototipo de campo se resume en la **Figura 6**.

Figura 6. Metodología propuesta para el escalamiento de un prototipo de campo.



* Este cálculo sólo corresponde al Enfoque 5.

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

3. ESCALAMIENTO DE LOS PROTOTIPOS DE CAMPO

3.1. MODELO SCALA

3.1.1. Descripción general del Equipo SCALA⁽³⁾

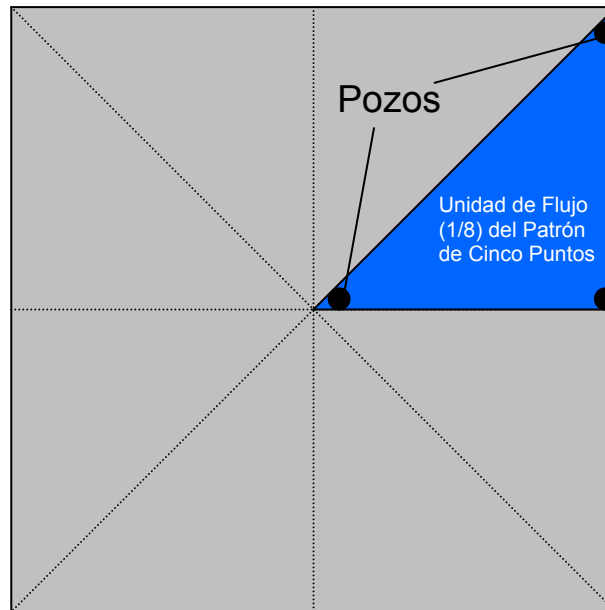
El modelo de cinco puntos SCALA es un equipo diseñado para el modelamiento tridimensional escalado de desplazamiento a través de medios porosos. La configuración actual del equipo realiza desplazamiento a condiciones de temperatura ambiente, con una presión máxima ejercida por el gato hidráulico de 5000 psi que permite el reacomodamiento de los granos en el modelo físico.

El equipo modelo de inyección de cinco puntos SCALA consta de tres componentes básicos:

- Sistema de inyección.
- Modelo físico.
- Sistema de control de variables.

El equipo modelo de inyección de 5 puntos SCALA se diseñó con el fin de simular procesos de inyección de agua en yacimientos petrolíferos. Teniendo en cuenta que para estos procesos el patrón más utilizado es el de 5 puntos, la celda utilizada representa 1/8 del patrón completo como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Modelo de un patrón de 5 puntos.



FUENTE: ARAQUE, D.; MONTAÑEZ, A. "Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA". Tesis de Grado. 2005.

Modelo físico

Molde

El molde está fabricado en acero inoxidable y acabado en Sandblasting, como se observa en la **Figura 8** y tiene un peso aproximado de 26 libras en la tapa y 40 libras en la caja.

Figura 8. Molde del Equipo SCALA.



Vista superior del molde



FUENTE: ARAQUE, D.; MONTAÑEZ, A. “Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA”. Tesis de Grado. 2005.

El equipo modelo de inyección de 5 puntos SCALA es una celda triangular que representa 1/8 de un patrón de inyección. Sus dimensiones internas son:

- Base: 30 cm.
- Altura: 30 cm.
- Espesor: 3.5 cm.

La tapa del molde presenta 7 orificios en los cuales se ubica el pozo inyector, el productor y 5 pozos de observación donde se sitúan las termocuplas.

Portamolde

En la **Figura 9** se muestra el portamolde que está fabricado en hierro con una capa de pintura anticorrosiva. En este se ubica el molde, donde se ejerce una

presión de compactación, por medio de un disco móvil ubicado en la parte inferior del portamolde; la presión permite que los granos de arena se reacomoden y eviten el movimiento de arena.

Figura 9. Portamolde del Equipo SCALA.



FUENTE: ARAQUE, D.; MONTAÑEZ, A. “Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA”. Tesis de Grado. 2005.

El portamolde tiene 3 espárragos una pulgada de diámetro que sirven para ajustar el molde. El equipo también presenta un soporte giratorio que permite graduar la inclinación del buzamiento al portamolde.

Pozos

El molde tiene 2 pozos, productor e inyector los cuales están fabricados en tuberías de acero inoxidable de diámetro 1/8 de pulgada, como se muestra en la **Figura 10.**

Figura 10. Pozos del Equipo SCALA.



FUENTE: ARAQUE, D.; MONTAÑEZ, A. “Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA”. Tesis de Grado. 2005.

3.1.2. Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 1

Los pasos 1, 2 y 3 ya han sido desarrollados en los **Capítulos 1 y 2**.

4. Variables del prototipo de campo según los grupos de escalamiento.

Los datos utilizados para el prototipo corresponden a valores de un yacimiento promedio típicos para una inyección de agua en un Campo Colombiano. Propiedades tales como permeabilidad y porosidad permanecen prácticamente constantes en toda la arena, lo cual lo hace atractivo para emprender un estudio de escalamiento. El prototipo corresponde a 1/8 de un patrón de inyección de 5 puntos. Sus características son presentadas en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Variables del prototipo de campo según el Enfoque 1, utilizando el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
Distancia entre pozos, l (pies)	900
Espesor, h (pies)	75
Ancho, w (pies)	636
μ_w (cp)	0.55
μ_o (cp)	24
ρ_o (lb/pie ³)	58.7
ρ_w (lb/pie ³)	62.35
ρ_w (gr/cc)	0.998751
$\Delta\rho_{ow}$ (lb/pie ³)	3.65
Φ , (fracción)	0.24
K (Darcy)	0.385
S_{or}	0.35
S_{wirr}	0.3
$(K_{rw})_{S_{or}}$	0.11
$(K_{ro})_{S_{wirr}}$	0.72
ΔP (psi)	962
q_{iny} (bbl/día)	2600

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

5. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento.

Según el Enfoque 1, los valores de viscosidad y densidad para el agua y el aceite son los mismos que en el prototipo.

Tabla 10. Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 1, utilizando el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
Distancia entre pozos, l (cm)	42
Ancho, w (cm)	30
Φ , (fracción)	0.33
K (Darcy)	260
S_{or}	0.18
S_{wirr}	0.1
$(K_{rw})_{S_{or}}$	0.21
$(K_{ro})_{S_{wirr}}$	0.75

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

6. Factor de escalamiento:

$$a = \left(\frac{l_p}{l_m} \right)$$

$$l_p = 900 \text{ pies} = 27432 \text{ cm}$$

$$l_m = 42 \text{ cm}$$

$$a = \left(\frac{27432}{42} \right) = 653.14$$

7. Espesor del modelo.

$$h_m [\text{cm}] = \frac{30.48 h_p [\text{pies}]}{a}$$

$$h_m = \frac{30.48 (75)}{653.14}$$

$$h_m = 3.5 \text{ cm}$$

La **Tabla D.1** del **Anexo D** muestra la amplia gama de combinaciones en las dimensiones del prototipo que se podrían manejar para las dimensiones del Modelo SCALA. Por medio de esta tabla también se pueden realizar los pasos 6 y 7.

8. Tasa de inyección.

Como el Modelo SCALA es 1/8 de un patrón de 5 puntos, la ecuación de la tasa de inyección debe ser dividida por 8.

$$q_m (\text{cc/min}) = 13.8 \frac{\phi_m K_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{\phi_p K_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl/día})$$

$$q_m = 13.8 \left(\frac{0.33}{0.24} \right) \left(\frac{230}{0.385} \right) \left(\frac{1 - 0.35 - 0.3}{1 - 0.18 - 0.1} \right) \left(\frac{1}{653.14^2} \right) 2600$$

$$q_m (\text{cc/min}) = 33.58 (\text{cc/min})$$

9. Diferencial de presión.

$$(\Delta P)_m = \frac{1}{a} (\Delta P)_p$$

$$(\Delta P)_m = \left(\frac{1}{653.14} \right) 962$$

$$(\Delta P)_m = 1.47 \text{ psi}$$

10. Tiempo para el modelo.

$$t_m = \frac{K_p \phi_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m}{K_m \phi_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p} \frac{1}{a} t_p$$

La posterior simulación del prototipo se llevará a cabo para un periodo de 5 años, el equivalente a este tiempo en el modelo de laboratorio, es:

$$t_m = \left(\frac{0.385}{230} \right) \left(\frac{0.33}{0.24} \right) \left(\frac{1 - 0.18 - 0.1}{1 - 0.35 - 0.3} \right)_m \frac{1}{653.14} 1826 (\text{días})$$

$$t_m = 0.01324 \text{ días} = 19.06 \text{ min}$$

Los valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 1, se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 1, para el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
a	653.14
l_m (cm)	3.5
q_{iny} (cc/min)	33.58
ΔP (psi)	1.47
ΔP (KPa)	10.13
t (min)	19.06

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

Un rango normal para la tasa de inyección en laboratorio oscila entre 1 y 14 cc/min; aunque esto depende de la capacidad de la bomba, debido a que existen algunas que pueden trabajar con tasas menores a 1 cc/min.

De la tabla 3.3 puede observarse que el valor obtenido para la tasa de inyección de acuerdo al Enfoque 1, es 33.58 cc/min. Este valor está por encima del rango de tasas de inyección en laboratorio, establecido en el párrafo anterior. Esto no es conveniente en una prueba de desplazamiento ya que inyectar a altas tasas ocasiona que los fluidos se desplacen muy rápido a través del medio poroso, haciendo que el tiempo de duración de la prueba sea muy corto, como en este caso ($t = 19.06$ min).

Una prueba de este tipo no permite observar detalladamente los fenómenos de desplazamiento que ocurren en el medio poroso. Puede presentarse inestabilidad en el frente y digitación viscosa, pero esto necesariamente no tiene que ser representativo de lo que está ocurriendo a escala del prototipo de campo. Por tal razón, y para este caso particular, no sería apropiado escalar el prototipo de campo a partir del Enfoque 1.

3.1.3. Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 4

Los pasos 1, 2 y 3 ya han sido desarrollados en los **Capítulos 1 y 2**.

4. Variables del prototipo de campo según los grupos de escalamiento.

Los datos utilizados para el prototipo de campo son iguales a los utilizados en el Enfoque 1 y se presentan en la **Tabla 9**.

5. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento.

Según el Enfoque 4, los valores de viscosidad y densidad para el agua y el aceite, así como las propiedades de roca y fluidos son los mismos que en el prototipo. La distancia entre el pozo inyector y productor y ancho se presentan en la **Tabla 10**.

6. Factor de escalamiento:

$$a = \left(\frac{l_p}{l_m} \right)$$

$$a = \left(\frac{274.32}{0.42} \right) = 653.14$$

7. Espesor del modelo.

$$h_m [\text{cm}] = \frac{30.48 h_p [\text{pies}]}{a}$$

$$h_m = \frac{30.48 (75)}{653.14}$$

$$h_m = 3.5 \text{ cm}$$

8. Tasa de inyección.

$$q_m (\text{cc/min}) = 13.8 \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl/día})$$

$$q_m = 13.8 \left(\frac{1}{653.14^2} \right) 2600$$

$$q_m = 0.08 \text{ cc/min}$$

9. Diferencial de presión.

$$(\Delta P)_m = \frac{1}{a} (\Delta P)_p$$

$$(\Delta P)_m = \left(\frac{1}{653.14} \right) 962$$

$$(\Delta P)_m = 1.47 \text{ psi}$$

10. Tiempo para el modelo.

$$t_m = \frac{1}{a} t_p$$

La posterior simulación del prototipo se llevará a cabo para un periodo de 5 años, el equivalente a este tiempo en el modelo de laboratorio, es:

$$t_m = \frac{1}{653.14} 1826 \text{ (días)}$$

$$t_m = 2.79572 \text{ días} = 4025.83 \text{ min}$$

Los valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 4, se muestran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 4, para el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
a	653.14
I_m (cm)	3.5
q_{iny} (cc/min)	0.08
ΔP (psi)	1.47
ΔP (KPa)	10.13
t (min)	4025.83

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

De la tabla 3.4 puede observarse que el valor obtenido para la tasa de inyección de acuerdo al Enfoque 4, es 0.08 cc/min. Este valor está por debajo del rango de tasas de inyección en laboratorio, y conlleva a un tiempo de duración de la prueba de desplazamiento muy alto ($t = 4025.83$ min). Por lo tanto, no sería práctico realizar una prueba de estas características. Debido a lo anterior, y en este caso particular, no sería apropiado escalar el prototipo de campo a partir del Enfoque 4.

3.1.4. Metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo SCALA, según el Enfoque 5

Los pasos 1, 2 y 3 ya han sido desarrollados en los **Capítulos 1 y 2**.

4. Variables del prototipo de campo según los grupos de escalamiento.

Los datos utilizados para el prototipo de campo son iguales a los utilizados con el Enfoque 1 y se presentan en la **Tabla 9**.

5. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento.

Para el caso de los fluidos, se seleccionó un aceite de viscosidad igual a 26 cp y densidad igual a 0.83 gr/cc, como el fluido que representa al aceite del prototipo; y el fluido que representa el agua de inyección, es agua de densidad igual a 1.04944 gr/cc, a la cual se le debe incrementar el valor de la viscosidad disolviendo glicerina en ella hasta el valor requerido por el escalamiento de la razón de movilidades.

Tabla 13. Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 5, utilizando el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
Distancia entre pozos, l (cm)	42
Ancho, w (cm)	30
μ_o (cp)	26
ρ_o (gr/cc)	0.83
Φ , (fracción)	0.33
K (Darcy)	230
S_{or}	0.18
S_{wirr}	0.1
$(K_{rw})_{sor}$	0.21
$(K_{ro})_{swirr}$	0.75

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

6. Factor de escalamiento:

$$a = \left(\frac{l_p}{l_m} \right)$$

$$a = \left(\frac{274.32}{0.42} \right) = 653.14$$

7. Espesor del modelo.

$$h_m [\text{cm}] = \frac{30.48 h_p [\text{pies}]}{a}$$

$$h_m = \frac{30.48 (75)}{653.14}$$

$$h_m = 3.5 \text{ cm}$$

8. Viscosidad del agua.

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)_m = \left(\frac{K_{rw} (S_w^*)_{or} \mu_o}{K_{ro} (S_w^*)_{irr} \mu_w} \right)_p * \left(\frac{K_{ro} (S_w^*)_{wirr}}{K_{rw} (S_w^*)_{or}} \right)_m$$

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)_m = \left(\frac{0.11 * 24}{0.72 * 0.55} \right)_p * \left(\frac{0.75}{0.21} \right)_m = 23.81$$

$$\mu_{wm} = \frac{\mu_o}{23.81}$$

$$\mu_{wm} = \frac{26}{23.81} = 1.09 \text{ cp}$$

9. Tasa de inyección.

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

$$q_m = 13.8 \left(\frac{0.21944}{3.65} \right) \left(\frac{0.33}{0.24} \right) \left(\frac{230}{0.385} \right) \left(\frac{0.55}{1.09} \right) \left(\frac{1 - 0.35 - 0.3}{1 - 0.18 - 0.1} \right) \left(\frac{1}{653.14^2} \right) 2600$$

$$q_m = 1.02 \text{ cc/min}$$

10. Diferencial de presión.

$$(\Delta P)_m = \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} \frac{1}{a} (\Delta P)_p$$

$$(\Delta P)_m = \left(\frac{1.04944}{0.998751} \right) \left(\frac{1}{653.14} \right) 962$$

$$(\Delta P)_m = 1.55 \text{ psi}$$

11. Tiempo para el modelo.

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

La posterior simulación del prototipo se llevará a cabo para un periodo de 5 años, el equivalente a este tiempo en el modelo de laboratorio, es:

$$t_m = \left(\frac{3.65}{0.21944} \right) \left(\frac{1.09}{0.55} \right) \left(\frac{0.385}{230} \right) \left(\frac{0.33}{0.24} \right) \left(\frac{1 - 0.18 - 0.1}{1 - 0.35 - 0.3} \right) \left(\frac{1}{653.14} \right) 1826 \text{ días}$$

$$t_m = 0.4363 \text{ días} = 628.27 \text{ min}$$

Los valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, se muestran en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, para el Modelo SCALA.

VARIABLES	VALOR
a	653.14
l_m (cm)	3.5
μ_w (cp)	1.09
ρ_w (gr/cc)	1.04944
q_{iny} (cc/min)	1.02
ΔP (psi)	1.55
ΔP (KPa)	10.68
t (min)	628.27

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

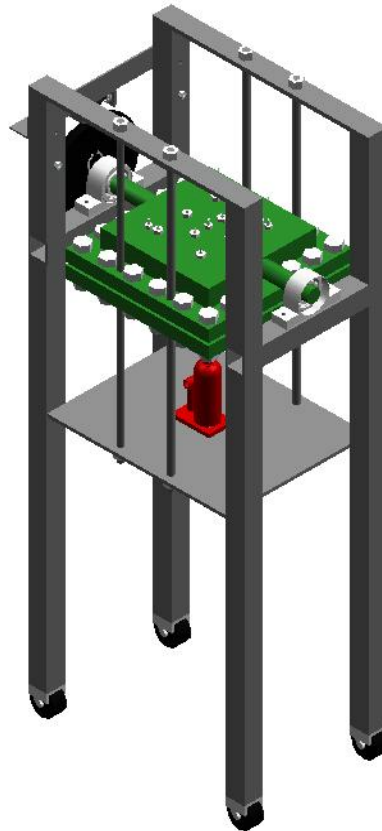
Los resultados obtenidos a partir del Enfoque 5 se encuentran dentro de los rangos normalmente utilizados en pruebas de desplazamiento en laboratorio. Por lo tanto, este fue el enfoque seleccionado para realizar el escalamiento del prototipo de campo. Con estos valores se realizó la simulación numérica de los modelos SCALA, Radial y sus respectivos prototipos, además del análisis de sensibilidad de los parámetros de escalamiento.

3.2. MODELO RADIAL

3.2.1. Descripción general del Modelo Radial⁽²²⁾

El equipo consta de un portanúcleos (recipiente a presión) rectangular, diseñado para realizar pruebas de inyección de vapor húmedo a condiciones máximas de 1200 psi y 560 °F. El modelo físico representa un 1/4 de patrón de 5 puntos. En la **Figura 11** se muestra el esquema general del equipo.

Figura 11. Esquema general del Modelo Radial.



FUENTE: LESMES, J.; LONDOÑO, F. "Diseño de un Modelo Físico de Desplazamiento Radial para Simular Procesos de Recobro Mejorado". Tesis de Grado. 2006.

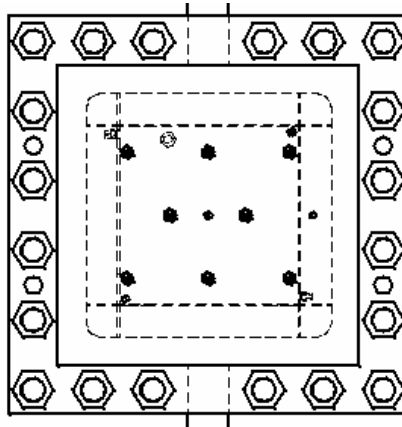
Dentro del portanúcleos, se encuentra el sistema de confinamiento conformado por la arena que representa al yacimiento con dimensiones de (25 cm x 25 cm x 4.3 cm). El modelo puede ser rotado para simular inyecciones horizontales, inclinadas y verticales. Dieciséis termocuplas uniformemente espaciadas en la arena son las encargadas de registrar los perfiles de temperatura en el modelo. Ocho de estas termocuplas registran las temperaturas de la arena situada a 1 cm de la superficie de la arena, las ocho restantes registran las temperaturas de la arena situada a 1 cm del fondo de la misma.

El equipo cuenta con una bomba dosificadora para la inyección de crudo y agua mediante la utilización de cilindros de desplazamiento tipo Free pistón, permitiendo realizar la saturación de la arena y llevar a cabo la inyección de vapor a una tasa constante, posee un generador de vapor, un regulador de presión para controlar la presión en el modelo, una bomba de desplazamiento manual para la aplicación de la presión de confinamiento, un medidor diferencial de presión y un juego de válvulas y líneas para alta presión. El diseño incluye recomendaciones para la adquisición de datos de la prueba, estos datos son las temperaturas y las presiones de inyección y producción.

Portanúcleos

El portanúcleos (ver **Figura 12**) posee una geometría rectangular y esta fabricado en acero inoxidable, mediante procesos de manufactura como mecanizado y soldadura, posee un sello para prevenir fugas, y pernos de acero para realizar su cierre.

Figura 12. Portanúcleos del Modelo Radial.



FUENTE: LESMES, J.; LONDOÑO, F. “Diseño de un Modelo Físico de Desplazamiento Radial para Simular Procesos de Recobro Mejorado”. Tesis de Grado. 2006.

3.2.2. Aplicación de la metodología para el escalamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo Radial, según el Enfoque 5

Los pasos 1, 2 y 3 ya han sido desarrollados en los **Capítulos 1 y 2**.

4. Variables del prototipo de campo según los grupos de escalamiento.

El prototipo corresponde a 1/4 de un patrón de inyección de 5 puntos. Sus características son presentadas en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Variables del prototipo de campo según el Enfoque 5, utilizando el Modelo Radial.

VARIABLES	VALOR
Distancia entre pozos, l (pies)	900
Espesor, h (pies)	80
Ancho, w (pies)	636
μ_w (cp)	0.55
μ_o (cp)	24
ρ_o (lb/pie ³)	58.7
ρ_w (lb/pie ³)	62.35
$\Delta\rho_{ow}$ (lb/pie ³)	3.65
Φ , (fracción)	0.24
K (Darcy)	0.385
S_{or}	0.35
S_{wirr}	0.3
$(K_{rw})_{S_{or}}$	0.11
$(K_{ro})_{S_{wirr}}$	0.72
ΔP (psi)	902
q_{iny} (bbl/día)	2600

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

5. Variables del modelo de laboratorio según los grupos de escalamiento.

Tabla 16. Variables del modelo de laboratorio según el Enfoque 5, utilizando el Modelo Radial.

VARIABLES	VALOR
Distancia entre pozos, l (cm)	36
Ancho, w (cm)	25.5
μ_o (cp)	26
ρ_o (gr/cc)	0.83
Φ , (fracción)	0.29
K (Darcy)	180
S_{or}	0.18
S_{wirr}	0.1
$(K_{rw})_{S_{or}}$	0.21
$(K_{ro})_{S_{wirr}}$	0.75

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

6. Factor de escalamiento:

$$a = \left(\frac{l_p}{l_m} \right)$$

$$a = \left(\frac{274.32}{0.36} \right) = 762$$

7. Espesor del modelo.

$$h_m[\text{cm}] = \frac{30.48h_p[\text{pies}]}{a}$$

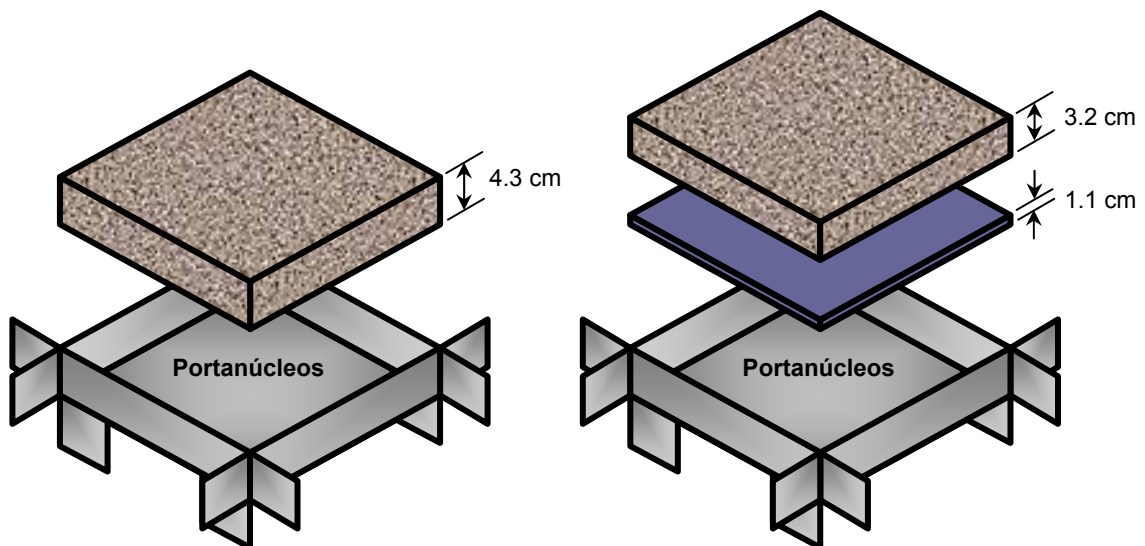
$$h_m = \frac{30.48(80)}{762}$$

$$h_m = 3.2 \text{ cm}$$

El espesor del modelo Radial es 4.3 cm, por lo tanto es necesario adicionar una capa de 1.1 cm de espesor. En la **Figura 13** se muestra el resultado de esta modificación.

La **Tabla D.2** del **Anexo D** muestra la amplia gama de combinaciones en las dimensiones del prototipo que se podrían manejar para las dimensiones del Modelo Radial. Por medio de esta tabla también se pueden realizar los pasos 6 y 7.

Figura 13. Modificación del espesor en el Modelo Radial.



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

8. Viscosidad del agua.

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)_m = \left(\frac{K_{rw}(S_w^*)_{or} \mu_o}{K_{ro}(S_w^*)_{irr} \mu_w}\right)_p * \left(\frac{K_{ro}(S_w^*)_{wirr}}{K_{rw}(S_w^*)_{or}}\right)_m$$

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)_m = \left(\frac{0.11 * 24}{0.72 * 0.55}\right)_p * \left(\frac{0,75}{0,21}\right)_m = 23.81$$

$$\mu_{wm} = \frac{\mu_o}{23.81}$$

$$\mu_{wm} = \frac{26}{23.81} = 1.09 \text{ cp}$$

9. Tasa de inyección.

Como el Modelo radial es 1/4 de un patrón de 5 puntos, la ecuación de la tasa de inyección debe ser dividida por 4.

$$q_m (\text{cc/min}) = 27.6 \frac{(\Delta\rho_{wo})_m \phi_m K_m (\mu_w)_p (1 - S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_p \phi_p K_p (\mu_w)_m (1 - S_{or} - S_{wirr})_m} \frac{1}{a^2} q_p (\text{bbl/día})$$

$$q_m = 27.6 \left(\frac{0.21944}{3.65}\right) \left(\frac{0.29}{0.24}\right) \left(\frac{180}{0.385}\right) \left(\frac{0.55}{1.09}\right) \left(\frac{1 - 0.35 - 0.3}{1 - 0.18 - 0.1}\right) \left(\frac{1}{762^2}\right) 2600$$

$$q_m = 1.03 \text{ cc/min}$$



10. Diferencial de presión.

$$(\Delta P)_m = \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} \frac{1}{a} (\Delta P)_p$$

$$(\Delta P)_m = \left(\frac{1.04944}{0.998751} \right) \left(\frac{1}{762} \right) 902$$

$$(\Delta P)_m = 1.24 \text{ psi}$$

11. Tiempo para el modelo.

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

La posterior simulación del prototipo se llevará a cabo para un periodo de 5 años, el equivalente a este tiempo en el modelo de laboratorio, es:

$$t_m = \left(\frac{3.65}{0.21944} \right) \left(\frac{1.09}{0.55} \right) \left(\frac{0.385}{180} \right) \left(\frac{0.29}{0.24} \right) \left(\frac{1 - 0.18 - 0.1}{1 - 0.35 - 0.3} \right) \left(\frac{1}{762} \right) 1826 \text{ días}$$

$$t_m = 0.42 \text{ días} = 604.8 \text{ min}$$

Los valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, se muestran en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Valores finales que resultan del escalamiento del prototipo según el Enfoque 5, para el Modelo Radial.

VARIABLES	VALOR
a	762
l_m (cm)	3.2
μ_w (cp)	1.09
ρ_w (gr/cc)	1.04944
q_{iny} (cc/min)	1.03
ΔP (psi)	1.24
ΔP (KPa)	8.55
t (min)	604.8

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

En el **Capítulo 4** se realizará la simulación de los modelos SCALA, Radial y sus respectivos prototipos de campo con los valores presentados en las **Tablas 9, 10, 15 y 16**, y con los valores obtenidos en el escalamiento que se muestran en las **Tablas 14 y 17**.

4. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROTOTIPOS Y MODELOS

Para evaluar el proceso de escalamiento, verificar si el comportamiento del desplazamiento observado en el laboratorio puede ser utilizado para simular el comportamiento del prototipo de campo y además realizar el análisis de sensibilidad a los parámetros de escalamiento, se realizó la simulación numérica del Modelo SCALA, Modelo Radial y sus respectivos prototipos de campo.

4.1. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El software utilizado para simular los prototipos de campo y los modelos de laboratorio fue el simulador IMEX de la familia de simuladores CMG.

4.1.1. Simulador avanzado de yacimientos gasíferos/petrolíferos – IMEX (Versión 2005)⁽⁷⁾

IMEX es un simulador trifásico de aceite negro que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-crudo o agua-crudo-gas; desarrollado por la compañía canadiense Computer Modelling Group (CMG). Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable y de espesor variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallado, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas. La aparición y desaparición de la fase gaseosa se maneja mediante la sustitución de variables. Algunas de las aplicaciones de IMEX son:

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos de bajo-saturado y saturado que se ejecutan debajo del punto de burbuja.

- Estudios de conificación.
- Desarrollo de yacimientos bajo condiciones de superficie.
- Recobro secundario; desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.
- Recobro mejorado; inyección miscible y pseudo-miscible y procesos WAG.

4.1.2. Simulación numérica empleando el IMEX

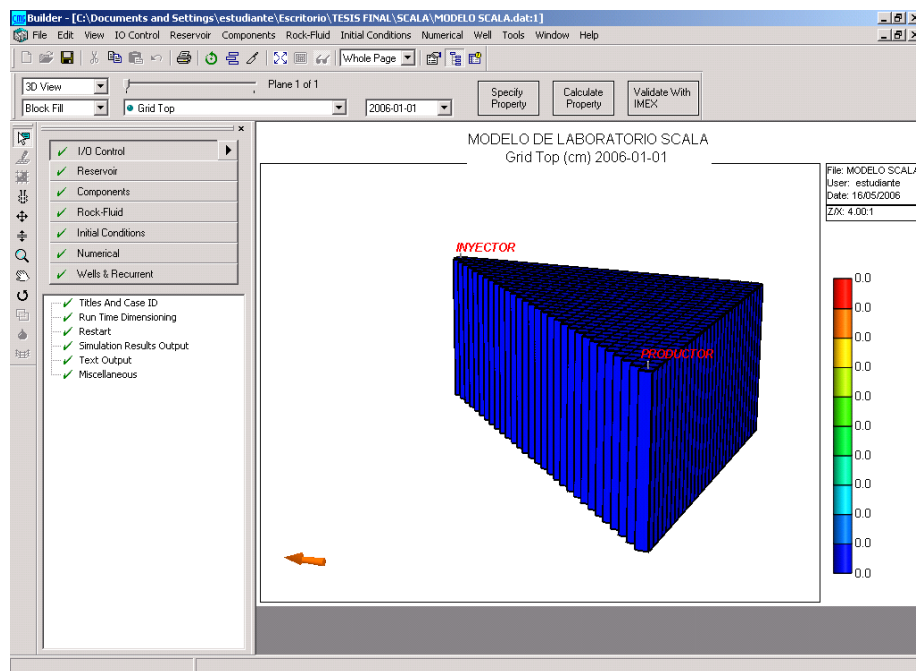
La simulación numérica con el IMEX se inicia con la preparación del archivo de entrada para la simulación, en el cual se incluyen los datos de la descripción del yacimiento, propiedades PVT del fluido y las características del pozo. Este archivo de entrada puede ser construido de dos formas diferentes. Una de estas formas es utilizando un procesador de texto, en el cual el usuario debe ingresar la información requerida por medio de palabras claves (KEYWORDS) en el orden y con la sintaxis correcta, de tal manera que el simulador reconozca cada una de ellas.

Esta forma de generar el archivo de entrada es un poco tediosa y está sujeta a que se cometan muchos errores, en la medida en que el usuario no tenga cierto manejo de las palabras claves con las que se asigna una determinada propiedad o característica al modelo de simulación.

Otra forma más sencilla de generar el archivo de entrada para la simulación, es por medio del preprocesador Builder ofrecido por CMG. Este preprocesador ofrece una interfase que opera bajo un ambiente Windows, en la cual el usuario puede ingresar la información requerida para la construcción del modelo de simulación al tiempo que internamente se genera el archivo de entrada con las respectivas palabras claves.

El Builder 2005 está compuesto por siete secciones (control de entrada y salida de datos, descripción del yacimiento, propiedades de los componentes, datos roca fluido, condiciones iniciales, control de métodos numéricos, datos recurrentes y del pozo), donde cada una de ellas agrupa un tipo de información específica para la construcción del modelo de simulación. El usuario puede acceder a cada una de estas secciones a partir de una interfase como la mostrada en la **Figura 14**.

Figura 14. Interfase gráfica del Builder 2005.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A continuación se presenta una breve descripción del tipo de información requerida en cada una de las secciones que aparecen en el Builder 2005.

- **Sección de control de entrada y salida de datos.** En esta sección el usuario ingresa la información que identifica la corrida de simulación y selecciona el tipo de información que debe aparecer en los archivos de resultados.

- **Sección descripción del yacimiento.** En esta sección el usuario proporciona la información correspondiente a las características de la roca productora y la estructura del yacimiento, de tal manera que tanto el enmallado como sus propiedades puedan ser definidas. El enmallado puede ser cartesiano, cilíndrico o de profundidad y espesor variable en configuraciones de dos o tres dimensiones. La flexibilidad que ofrece el Builder 2005 en el diseño del enmallado le permite al usuario modelar pozos horizontales y yacimientos fracturados en los cuales el flujo de fluidos se simula mediante el uso de los modelos de doble porosidad, doble permeabilidad, continuos de interacción múltiple o refinamiento vertical.
- **Sección propiedades de los componentes.** Esta sección contiene toda la información concerniente al número, tipo y características de los componentes que representan el comportamiento de los fluidos del yacimiento que se desea simular.
- **Sección datos roca fluido.** En esta sección se ingresa la información correspondiente a las curvas de permeabilidades relativas y presión capilar, mediante las cuales se representa la interacción entre los fluidos y la roca del yacimiento.
- **Sección condiciones iniciales.** En esta sección se selecciona el método de cálculo para las saturaciones de cada uno de los bloques del enmallado de simulación y se ingresan los parámetros necesarios para realizar dicho cálculo.
- **Sección control de métodos numéricos.** En esta sección se definen los parámetros que controlan los cálculos numéricos del simulador, tales como intervalos de tiempo, solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce durante la simulación.

- **Sección datos recurrentes y del pozo.** En esta sección se localizan los pozos existentes en el modelo dentro del enmallado de simulación, asignándole a cada uno de ellos los intervalos perforados. Además, el usuario define cada uno de los eventos establecidos dentro del programa de simulación. Un evento es una especificación de carácter operativo que depende del tiempo, por ejemplo la producción o cierre de un pozo.

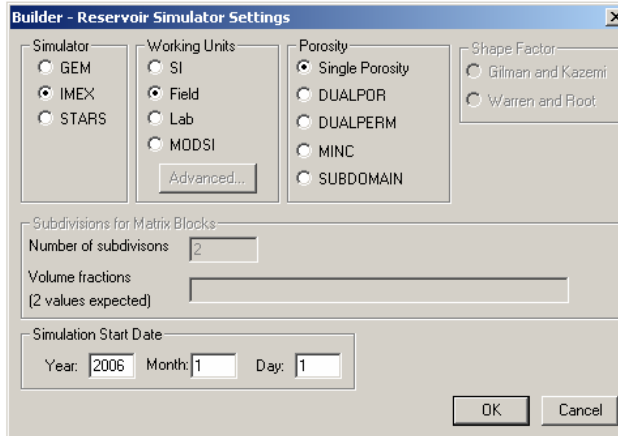
Una vez se ha construido el modelo de simulación éste es cargado al simulador (el cual ejecuta la corrida), generando los archivos de salida que contienen los resultados de la simulación. Los resultados de la simulación pueden ser observados para su análisis utilizando los postprocesadores Results Graph o Results 3D de CMG. El Results Graph le permite al usuario acceder a los resultados de la simulación en forma de curvas mientras que el Results 3D muestra los resultados de simulación en gráficas en dos o tres dimensiones en las cuales se puede observar la variación de las propiedades de la formación durante el tiempo de simulación.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN PARA LOS PROTOTIPOS DE CAMPO

Antes de introducir los datos al Builder 2005 es importante establecer las condiciones y unidades con las cuales se va a trabajar durante la simulación. Este aspecto es el que marca la diferencia entre la simulación de un prototipo de campo y un modelo de laboratorio.

Para nuestro caso se seleccionó el simulador IMEX, unidades de campo (pues se van a simular los prototipos), porosidad simple y se estableció como fecha de inicio de la simulación Enero 01 de 2006 (ver **Figura 15**).

Figura 15. Condiciones del simulador para la simulación de los prototipos de campo.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Los datos utilizados para la simulación de los prototipos se presentan en las **Tablas 9 y 15 del Capítulo 3**, estos corresponden a valores de un yacimiento promedio típicos para una inyección de agua en un Campo Colombiano.

Para la simulación se construyó un enmallado cartesiano cuyas características se resumen en la **Tabla 18**.

Tabla 18. Características del enmallado de simulación para los prototipos de campo.

CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN		
PROTOTIPOS PARA MODELOS SCALA Y RADIAL		
Tipo de Enmallado	Cartesiano	
Número de Bloques	Dirección I	30
	Dirección J	30
	Dirección K	3
Ancho de Bloques	Dirección I	21.931 pies
	Dirección J	21.931 pies

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

Una vez construido el enmallado de simulación a éste le fueron asignadas las propiedades de la roca, las cuales se resumen en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Propiedades de la roca para los prototipos de campo.

PROPIEDADES DE LA ROCA						
PROTOTIPO PARA MODELO SCALA						
	Tope	Espesor	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de Aceite	Presión
Unidades	<i>pies</i>	<i>pies</i>	<i>fracción</i>	<i>md</i>	<i>fracción</i>	<i>psi</i>
Estrato 1	4375	25	0.24	385	0.82	1600
Estrato 2		25	0.24	385	0.82	1600
Estrato 3		25	0.24	385	0.82	1600
PROTOTIPO PARA MODELO RADIAL						
	Tope	Espesor	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de Aceite	Presión
Unidades	<i>pies</i>	<i>pies</i>	<i>fracción</i>	<i>md</i>	<i>fracción</i>	<i>psi</i>
Estrato 1	4375	26.666	0.24	385	0.82	1600
Estrato 2		26.666	0.24	385	0.82	1600
Estrato 3		26.666	0.24	385	0.82	1600

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

La presión establecida para los prototipos de campo (1600 psi) corresponde a la presión a la cual se encuentra el yacimiento antes de iniciar el proceso de inyección de agua.

En la **Tabla 20** se presentan las propiedades de los componentes que fueron definidos para los modelos de simulación.

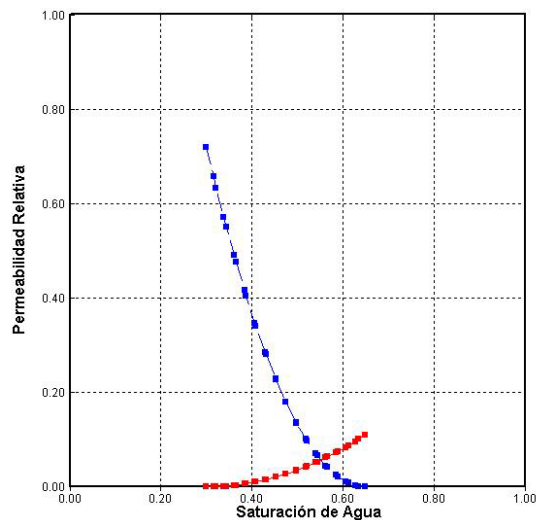
Tabla 20. Propiedades de los componentes utilizados para los prototipos de campo.

PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES	
PROTOTOPIOS PARA MODELOS SCALA Y RADIAL	
Descripción	Valor
Temperatura del yacimiento	132 °F
Densidad del aceite	58.7 lb/pie ³
Densidad del gas	0.031214 lb/pie ³
Densidad del agua	62.35 lb/pie ³
Compresibilidad del aceite bajo-saturado	6.2542 x 10 ⁻⁶ 1/psi
Presión de dependencia de la viscosidad de la fase aceite	0 cp/psi
Factor volumétrico del agua de formación	1.008134
Compresibilidad del agua	2.97715 x 10 ⁻⁶ 1/psi
Presión de referencia para el agua	1600 psi
Viscosidad del agua	0.55 cp
Presión de dependencia del agua	0 cp/psi

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

En la **Figura 16** se presentan las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite presente en la formación.

Figura 16. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para los prototipos de campo.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

La ubicación de los pozos inyector y productor, así como sus perforaciones se resumen en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Datos de perforación de los pozos utilizados para los prototipos de campo.

DATOS DE PERFORACIÓN		
PROTOTIPOS PARA MODELOS SCALA Y RADIAL		
POZO INYECTOR		
Bloques Perforados		
#	Dirección del Bloque	Conexión
1	30 1 1	Superficie
2	30 1 2	1
3	30 1 3	2
POZO PRODUCTOR		
Bloques Perforados		
#	Dirección del Bloque	Conexión
1	1 30 1	Superficie
2	1 30 2	1
3	1 30 3	2

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

En la **Tabla 22** se presentan las condiciones de inyección y producción a las cuales se encuentran los pozos involucrados en el proceso de inyección de agua.

Tabla 22. Condiciones de operación de los pozos utilizados en los prototipos de campo.

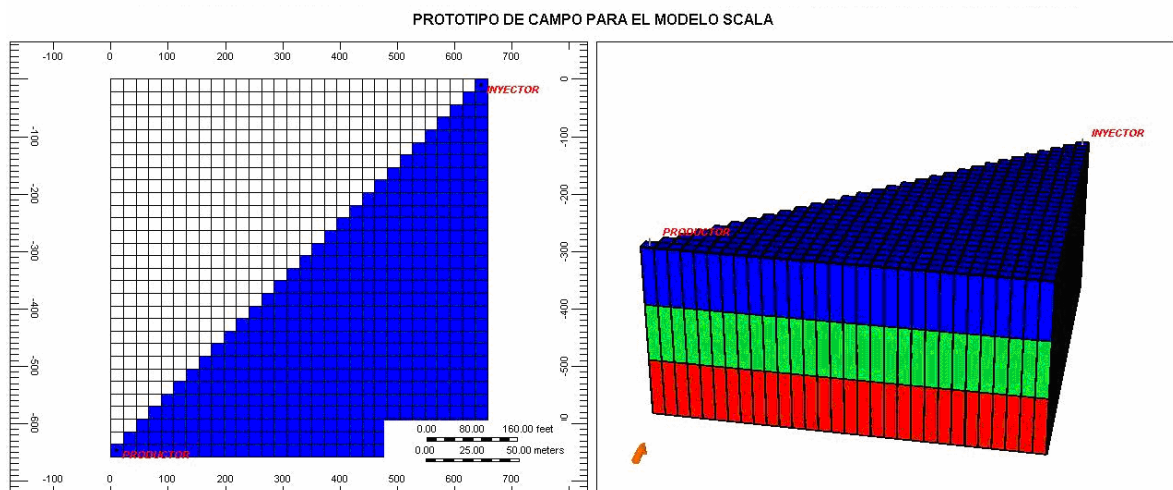
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
POZO INYECTOR		
Descripción	PROTOTIPO PARA MODELO SCALA	PROTOTIPO PARA MODELO RADIAL
Máxima presión de operación, BHP	2562 psi	2502 psi
Máxima tasa de agua en superficie, STW	325 bbl/día	650 bbl/día
POZO PRODUCTOR		
Mínima presión de operación, BHP	14.7 psi	

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

La máxima presión de operación (presión de inyección) corresponde a la suma de la presión a la cual se encuentra el prototipo más el diferencial de presión necesario para la inyección de agua.

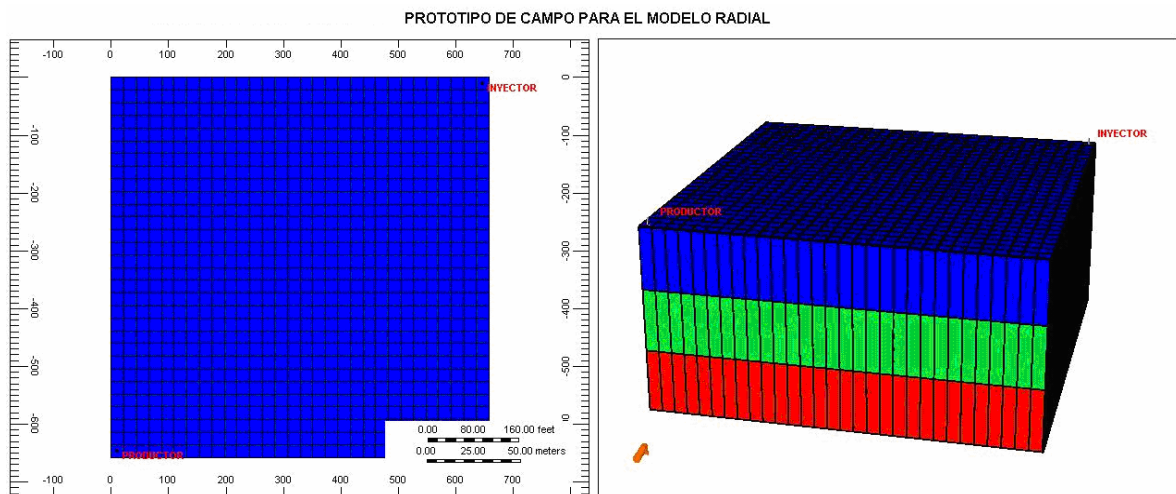
Finalmente el emallado de simulación construido para los prototipos de campo es mostrado en las **Figuras 17 y 18**. Para simular el comportamiento de un octavo del patrón de cinco puntos en el prototipo para el modelo SCALA se anularon 1305 celdas como se muestra.

Figura 17. Enmallado de simulación del prototipo de campo para el Modelo SCALA.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 18. Enmallado de simulación del prototipo de campo para el Modelo Radial.

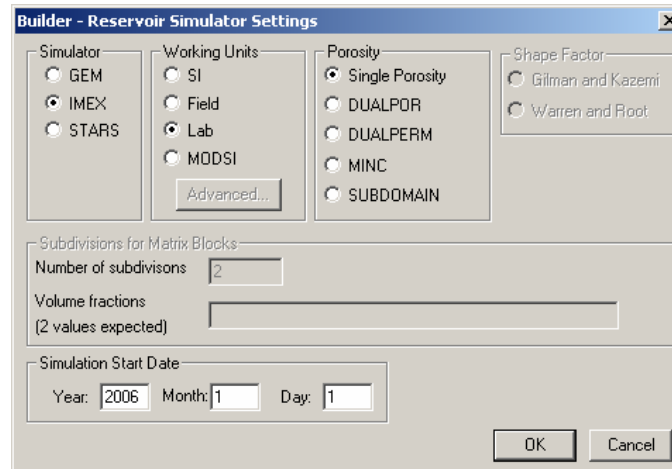


FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

4.3. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN PARA LOS MODELOS DE LABORATORIO

Las condiciones y unidades con las cuales se trabajó la simulación de los modelos de laboratorio SCALA y Radial fueron: simulador IMEX, unidades de laboratorio (pues se van a simular los modelos), porosidad simple y fecha de inicio de la simulación Enero 01 de 2006 (ver **Figura 19**).

Figura 19. Condiciones del simulador para la simulación de los modelos de laboratorio.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Los datos utilizados para la simulación de los modelos se presentan en las **Tablas 13, 14, 16 y 17** del **Capítulo 3** en el cual se obtienen los valores finales del escalamiento.

Para la simulación se construyó un enmallado cartesiano cuyas características se resumen en la **Tabla 23**.

Cuando se realizó la simulación con tres capas, se presentó una ruptura muy temprana en la tercera capa. Este desplazamiento no representó el comportamiento que normalmente se esperaría en laboratorio con un modelo de las dimensiones de los modelos SCALA y Radial. Por este motivo, se diseñó el enmallado con una sola capa, con el fin de obtener un frente de desplazamiento más uniforme que represente mejor las condiciones de laboratorio.

Tabla 23. Características del enmallado de simulación para los modelos de laboratorio.

CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN		
MODELO SCALA		
Tipo de Enmallado	Cartesiano	
Número de Bloques	Dirección I	30
	Dirección J	30
	Dirección K	1
Ancho de Bloques	Dirección I	1.0345 cm
	Dirección J	1.0345 cm
MODELO RADIAL		
Tipo de Enmallado	Cartesiano	
Número de Bloques	Dirección I	30
	Dirección J	30
	Dirección K	1
Ancho de Bloques	Dirección I	0.8793 cm
	Dirección J	0.8793 cm

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

Una vez construido el enmallado de simulación a éste le fueron asignadas las propiedades de la roca, las cuales se resumen en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Propiedades de la roca para los modelos de laboratorio.

PROPIEDADES DE LA ROCA						
MODELO SCALA						
	Tope	Espesor	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de Aceite	Presión
Unidades	<i>cm</i>	<i>cm</i>	<i>fracción</i>	<i>md</i>	<i>fracción</i>	<i>KPa</i>
Estrato 1	0	3.5	0.33	230000	0.82	413.57
MODELO RADIAL						
	Tope	Espesor	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de Aceite	Presión
Unidades	<i>cm</i>	<i>cm</i>	<i>fracción</i>	<i>md</i>	<i>fracción</i>	<i>KPa</i>
Estrato 1	0	3.2	0.29	180000	0.82	413.57

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

La presión establecida para los modelos de laboratorio (413.57 KPa) equivale a 60 psi y corresponde a la contrapresión utilizada en los equipos.

En la **Tabla 25** se presentan las propiedades de los componentes que fueron definidos para los modelos de simulación.

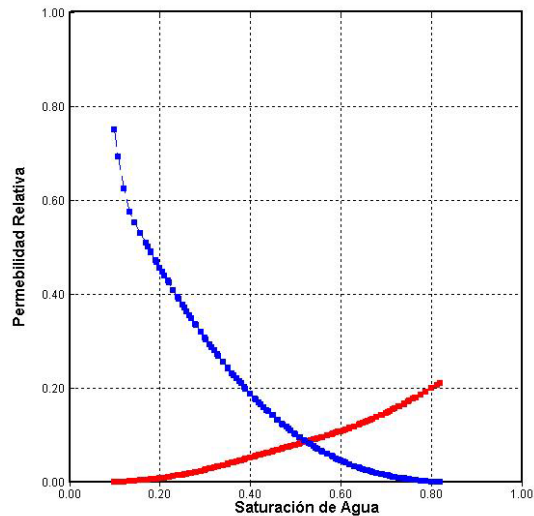
Tabla 25. Propiedades de los componentes utilizados para los modelos de laboratorio.

PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES	
MODELOS SCALA Y RADIAL	
Descripción	Valor
Temperatura del yacimiento	25 C
Densidad del aceite	0.83 g/cc
Densidad del gas	0.0009051 g/cc
Densidad del agua	1.04944 g/cc
Compresibilidad del aceite bajo-saturado	6.433×10^{-7} 1/KPa
Presión de dependencia de la viscosidad de la fase aceite	0 cp/KPa
Factor volumétrico del agua de formación	1.00158
Compresibilidad del agua	4.75124×10^{-7} 1/KPa
Presión de referencia para el agua	101.325 KPa
Viscosidad del agua	1.09 cp
Presión de dependencia del agua	0 cp/KPa

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

En la **Figura 20** se presentan las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite presente en la formación.

Figura 20. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para los modelos de laboratorio.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

La ubicación de los pozos inyector y productor, así como sus perforaciones se resumen en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Datos de perforación de los pozos utilizados para los modelos de laboratorio.

DATOS DE PERFORACIÓN		
MODELOS SCALA Y RADIAL		
POZO INYECTOR		
Bloques Perforados		
#	Dirección del Bloque	Conexión
1	30 1 1	Superficie
POZO PRODUCTOR		
Bloques Perforados		
#	Dirección del Bloque	Conexión
1	1 30 1	Superficie

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

En la **Tabla 27** se presentan las condiciones de inyección y producción a las cuales se encuentran los pozos involucrados en el proceso de inyección de agua.

Tabla 27. Condiciones de operación de los pozos utilizados en los modelos de laboratorio.

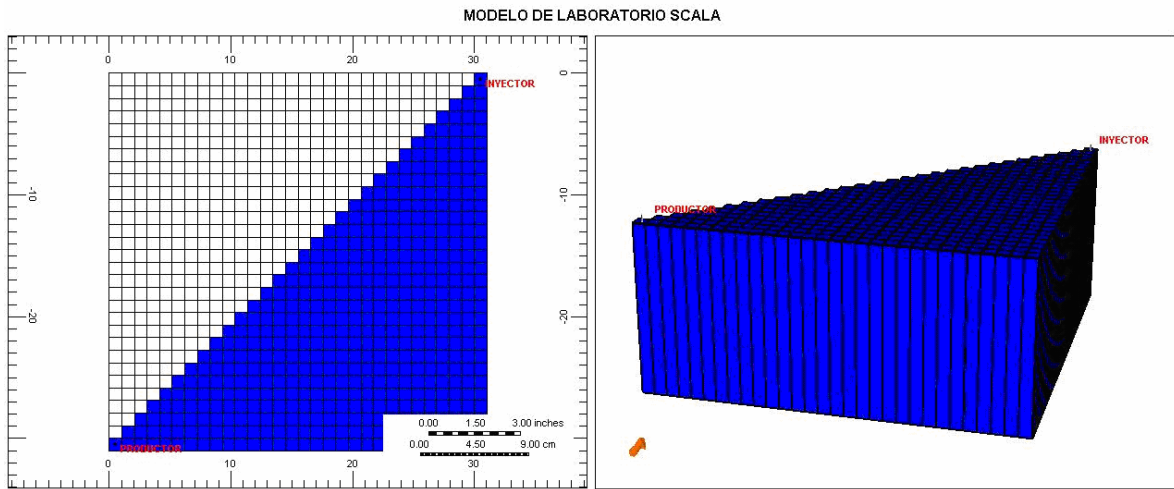
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
POZO INYECTOR		
Descripción	MODELO SCALA	MODELO RADIAL
Máxima presión de operación, BHP	424.26 KPa	422.12 KPa
Máxima tasa de agua en superficie, STW	1.02 cc/min	1.03 cc/min
POZO PRODUCTOR		
Mínima presión de operación, BHP	413.57 KPa	

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

La máxima presión de operación (presión de inyección) corresponde a la suma de la presión del modelo más el diferencial de presión escalado en el **Capítulo 3**.

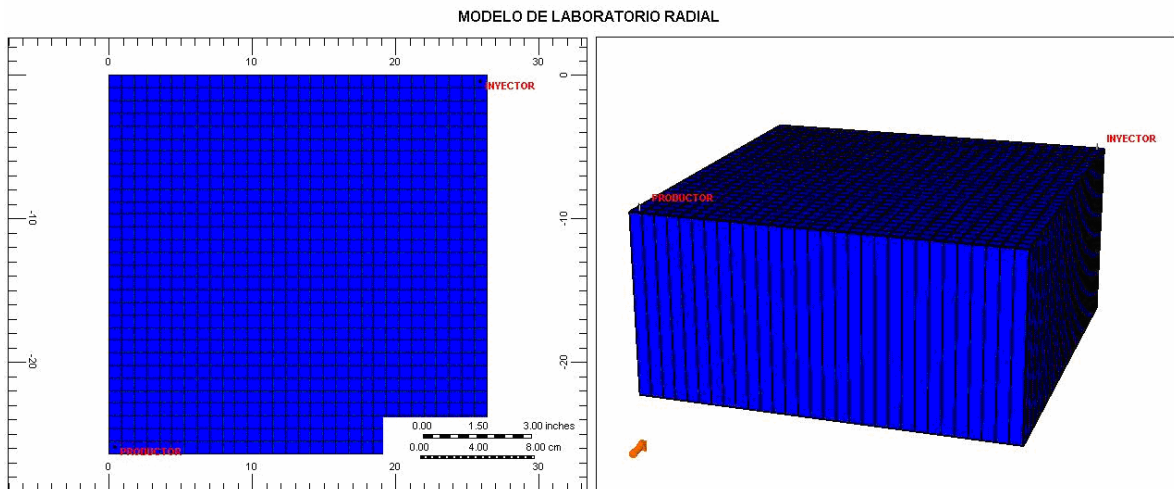
Finalmente el enmallado de simulación construido para los modelos de laboratorio es mostrado en las **Figuras 21 y 22**. Para simular el comportamiento de un octavo del patrón de cinco puntos en el modelo SCALA se anularon 435 celdas de la misma manera que se hizo con su prototipo.

Figura 21. Enmallado de simulación para el Modelo SCALA.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 22. Enmallado de simulación para el Modelo Radial.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

La simulación de los modelos de laboratorio requirió de especial cuidado en la sección numérica, pues al iniciar la corrida de los archivos se presentaron problemas de convergencia. La causa de tal inconveniente fue que los valores por defecto que genera el simulador IMEX para esta sección, son demasiado grandes

y no permiten alcanzar la convergencia con los valores de tiempo requeridos por el escalamiento. Por esta razón, los intervalos de tiempo fueron disminuidos hasta lograr solucionar el inconveniente. Los valores seleccionados se muestran en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Intervalos de tiempo utilizados para la simulación de los modelos de laboratorio.

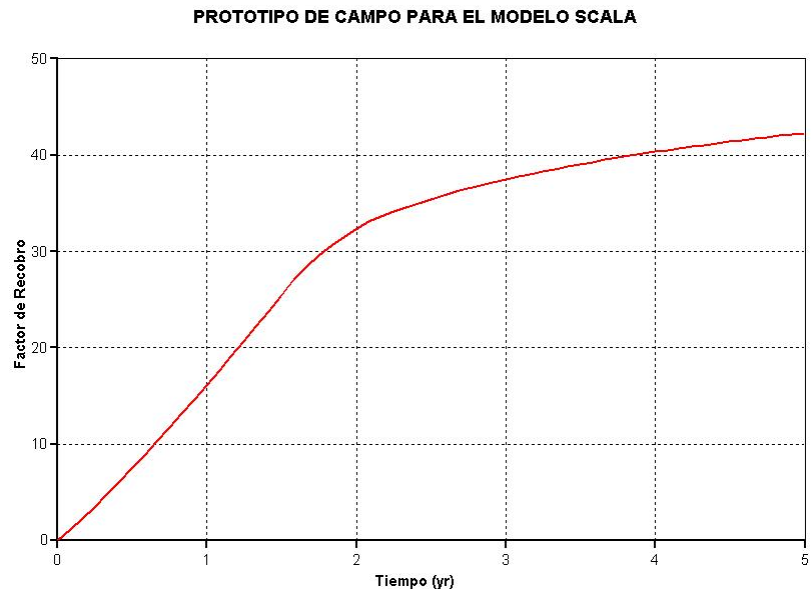
INTERVALOS DE TIEMPO	
MODELOS SCALA Y RADIAL	
Descripción	Valor
Máximo número de intervalos de tiempo, MAXSTEPS	4 min
Tamaño del primer intervalo después del cambio de pozo, DTWELL	2 min

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

4.3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

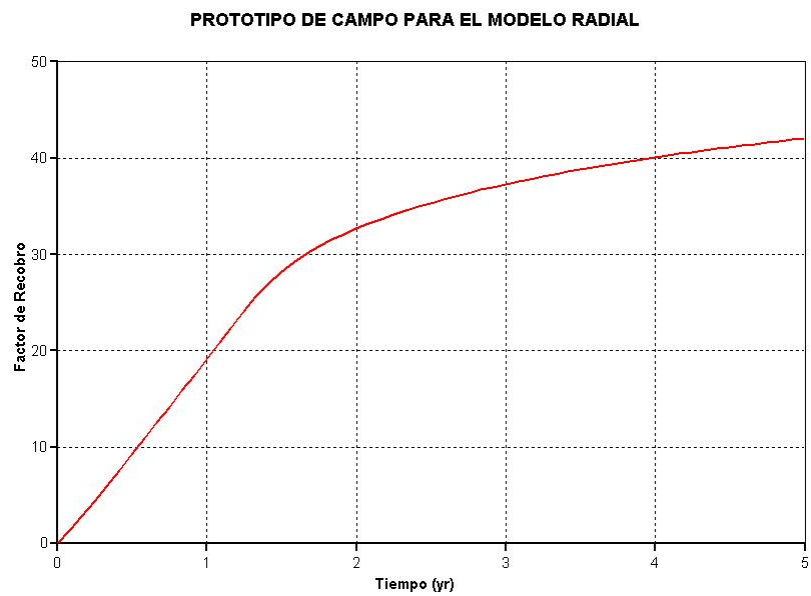
Después de construir los modelos de simulación, se corrieron en el simulador IMEX y se generaron las gráficas de factor de recobro vs. tiempo para visualizar los resultados obtenidos en los modelos SCALA, Radial y sus respectivos prototipos.

Figura 23. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el prototipo SCALA.



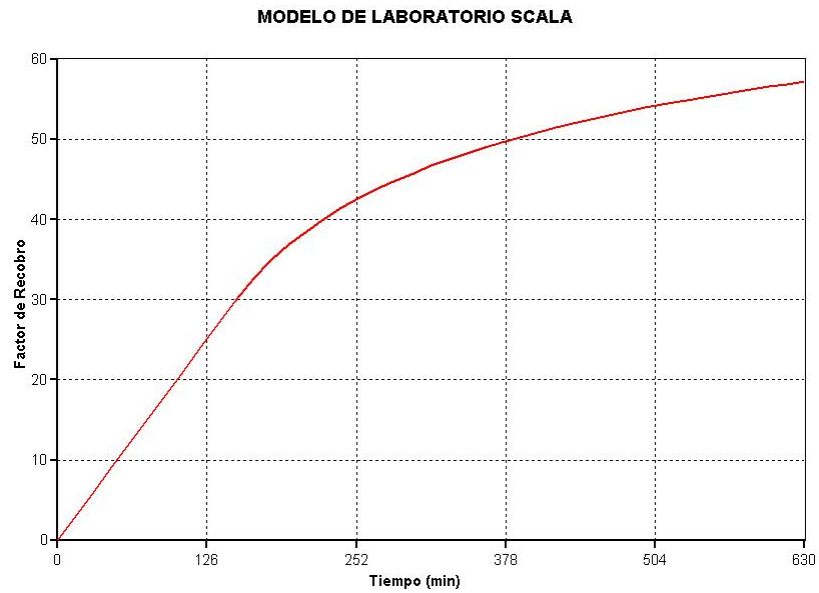
FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 24. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el prototipo Radial.



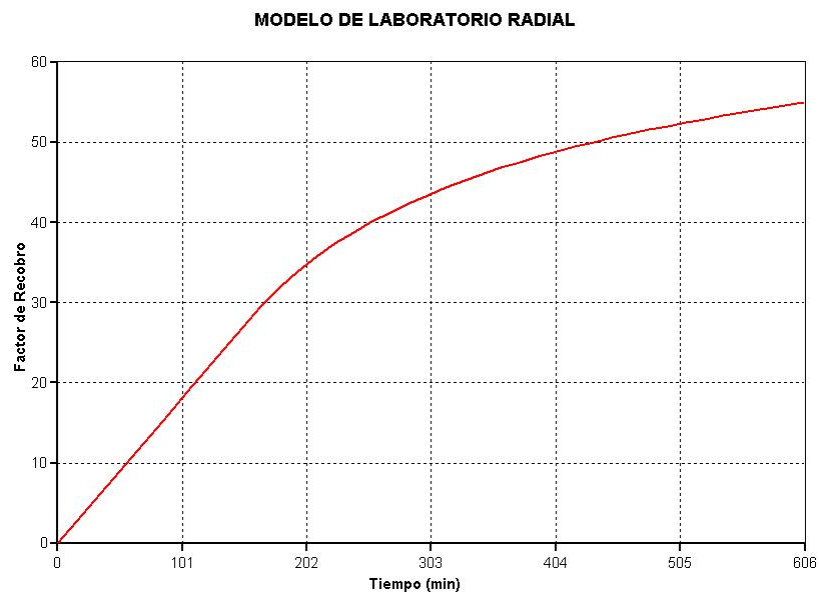
FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 25. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el Modelo SCALA.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 26. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para el Modelo Radial.



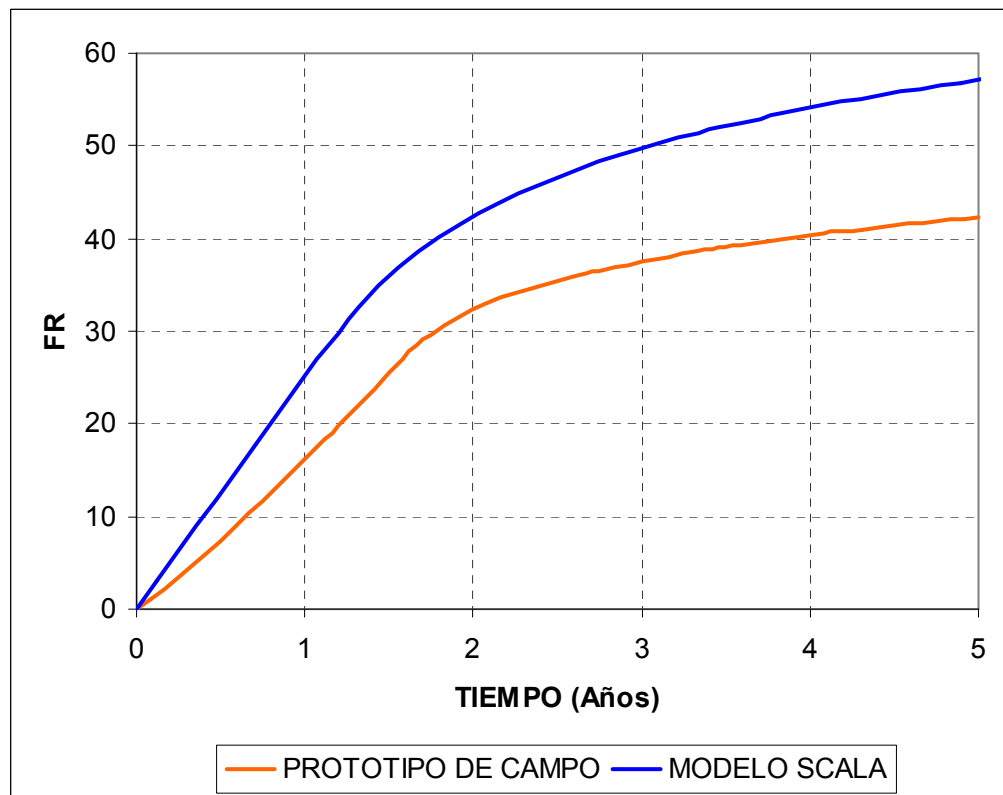
FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Para poder comparar los comportamientos de los modelos de laboratorio con sus respectivos prototipos, es necesario escalar el tiempo en el modelo, de la siguiente forma:

$$t_p = t_m \frac{(\Delta\rho_{wo})_p (\mu_w)_p k_m \phi_p (1-S_{or} - S_{wirr})_p}{(\Delta\rho_{wo})_m (\mu_w)_m k_p \phi_m (1-S_{or} - S_{wirr})_m} a$$

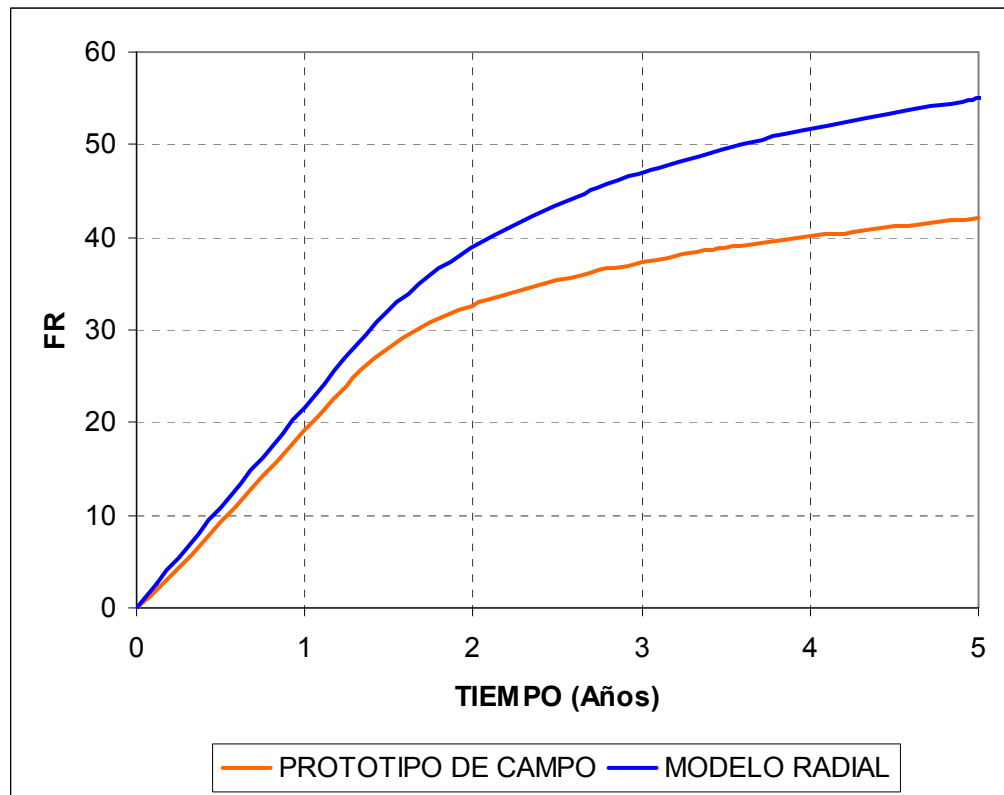
Las gráficas obtenidas para tiempos escalados son las siguientes:

Figura 27. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para tiempos escalados (Prototipo y Modelo SCALA).



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

Figura 28. Gráfica de factor de recobro vs. tiempo para tiempos escalados (Prototipo y Modelo Radial).



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

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE ESCALAMIENTO

Con el objetivo de analizar cuales parámetros tienen mayor influencia sobre el escalamiento de un patrón de 5 puntos sometido a una inyección de agua, se hizo sensibilidad a la tasa de inyección, diferencial de presión, viscosidad, espesor y distancia entre pozos para prototipo y modelo, así como a la permeabilidad, porosidad y viscosidad del modelo.

5.1. Variación de parámetros en prototipo y modelo

Según las ecuaciones que se utilizan para realizar el escalamiento de un prototipo de campo (ver **Capítulo 2**), existen ciertos parámetros que al ser variados en el prototipo también cambian en el modelo y viceversa. Estos son: tasa de inyección, diferencial de presión, espesor y distancia entre pozos. La sensibilidad se realizó variando cada parámetro en el prototipo y encontrando su valor correspondiente en el modelo a través de las ecuaciones de escalamiento; los demás parámetros en las ecuaciones permanecieron constantes. Después de encontrar estos valores se realizaron corridas en el simulador IMEX para cada una de las variaciones. Los resultados se analizaron mediante la gráfica Factor de Recobro (FR) vs. Tiempo.

Debido a que los resultados obtenidos de la sensibilidad de los parámetros de escalamiento mostraron comportamientos similares para los modelos Radial y SCALA, solo se mostrarán las gráficas del Modelo SCALA y su respectivo prototipo.

5.1.1. Sensibilidad al diferencial de presión

El diferencial de presión en el prototipo fue variado entre 100 y 1200 psi, su correspondiente valor escalado para el Modelo SCALA se determinó según la expresión:

$$(\Delta P)_m = \frac{1}{a} \frac{(\rho_w)_m}{(\rho_w)_p} (\Delta P)_p$$

El factor de escalamiento y las densidades de los fluidos se mantuvieron constantes.

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

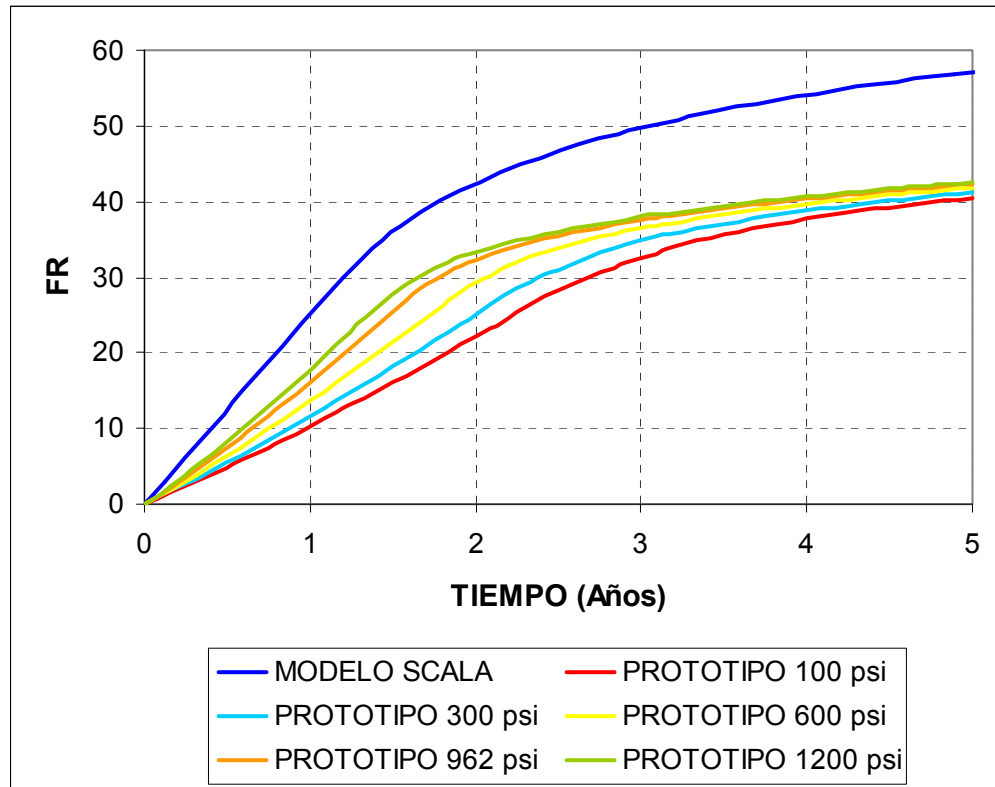
Tabla 29. Variaciones realizadas al diferencial de presión.

PROTOTIPO	MODELO
ΔP (psi)	ΔP (psi)
100	0.16
300	0.48
600	0.97
962	1.55
1200	1.93

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

Los resultados se muestran en la **Figura 29**.

Figura 29. Variaciones del diferencial de presión en prototipo y Modelo SCALA.



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

Las gráficas muestran que el diferencial de presión no tiene influencia en el comportamiento del modelo. Esto se debe a que los valores obtenidos por el escalamiento son muy pequeños (las variaciones son de menos de 2 psi). Estos valores tan bajos no afectan a modelos pequeños como el SCALA y Radial. Por el contrario, en el prototipo se observaron variaciones en el comportamiento de la curva principalmente para tiempos anteriores a la ruptura, donde con mayores diferenciales de presión se obtuvieron los factores de recobro mas altos y rupturas

más tempranas, este es un comportamiento que se espera normalmente en una inyección de agua en campo.

Otro aspecto que es importante resaltar es la sobrestimación en el FR en el modelo de laboratorio. Esto se debe a que tanto el volumen poroso como el volumen poroso móvil son mayores en este. Los siguientes cálculos corroboran esta afirmación.

- Volumen poroso:

$$VP = A \times h \times \Phi$$

Donde:

A = Área del cuarto de patrón.

h = Espesor.

Φ = Porosidad.

Volumen poroso en el prototipo, $(VP)_p$:

$$A = 202248 \text{ pies}^2$$

$$h = 75 \text{ pies}$$

$$\Phi = 0.24$$

$$(VP)_p = 202248 \times 75 \times 0.24 = 3640464 \text{ pies}^3$$

Volumen poroso en el modelo, $(VP)_m$:

$$A = 450 \text{ cm}^2$$

$$h = 3.5 \text{ cm}$$

$$\Phi = 0.33$$

$$(VP)_m = 450 \times 3.5 \times 0.33 = 519.75 \text{ cm}^3$$

Este volumen debe ser escalado a valores de campo para hacer la comparación con el volumen poroso del prototipo, de la siguiente manera:

(a) El valor obtenido en laboratorio primero se convierte a unidades de campo:

$$(VP)_m = 519.75 \text{ cm}^3 = 0.0183548 \text{ pies}^3$$

(b) Para escalar este valor es necesario analizar el efecto del factor de escala sobre las dimensiones. La longitud del modelo es equivalente a la del prototipo si esta es reducida por el factor de escalamiento:

$$l_m = \frac{l_p}{a}$$

Así que para escalar tal magnitud basta con multiplicar su valor por el factor de escalamiento,

$$l_p = l_m \times a$$

De la misma manera, pero para el caso del volumen del modelo este debe ser multiplicado por el factor de escalamiento elevado al cubo, así:

$$(VP)_m = 0.0183548 \text{ pies}^3 \times (653.14)^3 = 5114092 \text{ pies}^3$$

Al comparar los resultados se aprecia que el volumen poroso del modelo es 28.8% mayor que el del prototipo.

- Volumen poroso móvil:

$$VPM = VP \times (1 - S_{wirr} - S_{or})$$

Volumen poroso móvil en el prototipo, $(VPM)_p$:

$$S_{wirr} = 0.3$$

$$S_{or} = 0.35$$

$$(VPM)_p = 3640464 \times (1 - 0.3 - 0.35)$$

$$(VPM)_p = 1274162.4 \text{ pies}^3$$

Volumen poroso móvil en el modelo, $(VPM)_m$:

$$S_{wirr} = 0.1$$

$$S_{or} = 0.18$$

$$(VPM)_m = 5114092 \times (1 - 0.1 - 0.18)$$

$$(VPM)_m = 3682146.5 \text{ pies}^3$$

De la misma manera se observa que el volumen poroso móvil es 34.6% más grande en el modelo que en el prototipo.

5.1.2. Sensibilidad a la tasa de inyección

La tasa de inyección en el prototipo fue variada entre 1000 y 3500 bbl/día y su correspondiente valor escalado para el Modelo SCALA se determinó según la expresión:

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

Las propiedades de roca y fluidos y el factor de escalamiento se mantuvieron constantes.

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

Tabla 30. Variaciones realizadas a la tasa de inyección.

PROTOTIPO		MODELO
q _{iny} (bbl/día)	q _{iny} (1/8 de patrón) (bbl/día)	q _{iny} (cc/min)
1000	125	0.39
1500	187.5	0.59
2000	250	0.78
2600	325	1.02
3000	375	1.17
3500	437.5	1.37

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

Un cambio en la tasa de inyección del prototipo debe ir acompañado de un cambio en el diferencial de presión. Esta variación puede cuantificarse mediante la siguiente expresión⁽²⁴⁾:

$$\Delta P = \frac{\left[\mu_w \left[\ln \left(\frac{l}{r_w} \right) - 0.619 \right] \right] q_w}{0.003541 (k_w)_{Sor} h}$$

Donde:

ΔP = Diferencial de presión.

μ_w = Viscosidad del agua.

l = Distancia entre pozo inyector y pozo productor.

r_w = Radio de pozo (0.25 pies).

q_w = Tasa de inyección.

$(k_w)_{Sor}$ = Permeabilidad efectiva al agua a la saturación de aceite irreducible.

h = Espesor

La expresión anterior permite calcular el diferencial de presión para cada una de las tasas variadas en el prototipo de campo (ver **Tabla 31**). La viscosidad del agua, distancia entre pozo inyector y productor, radio de pozo, permeabilidad efectiva al agua a la saturación de aceite irreducible y el espesor se mantuvieron constantes.

Tabla 31. Cálculos del diferencial de presión para las diferentes tasas.

PROTOTIPO	
q_{iny} (bbl/día)	ΔP (psi)
1000	370
1500	555
2000	740
2600	962
3000	1111
3500	1296

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

Con el valor de diferencial de presión calculado para el prototipo se halló el correspondiente valor escalado en el modelo SCALA de la misma forma que se realizó en la sensibilidad del diferencial de presión. Los resultados se muestran en la **Tabla 32**.

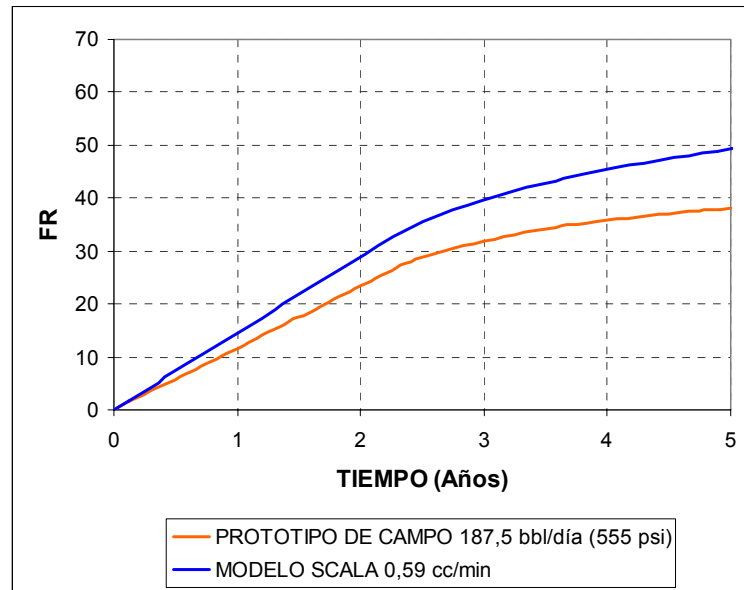
Tabla 32. Valores escalados para los diferentes diferenciales de presión.

PROTOTIPO	MODELO
ΔP (psi)	ΔP (psi)
370	0.6
555	0.89
740	1.19
962	1.55
1111	1.79
1296	2.09

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

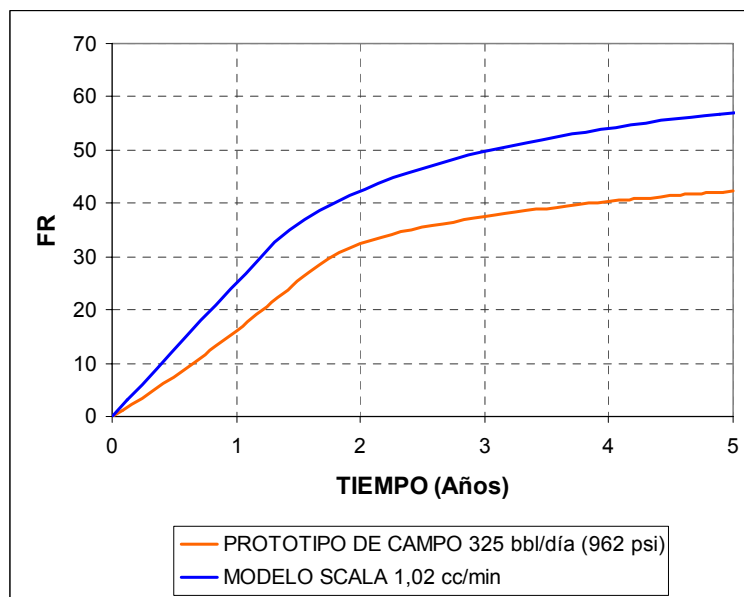
Los resultados para 187.5, 325 y 437.5 bbl/día se muestran en las **Figuras 30, 31 y 32.**

Figura 30. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 187.5$ bbl/día).



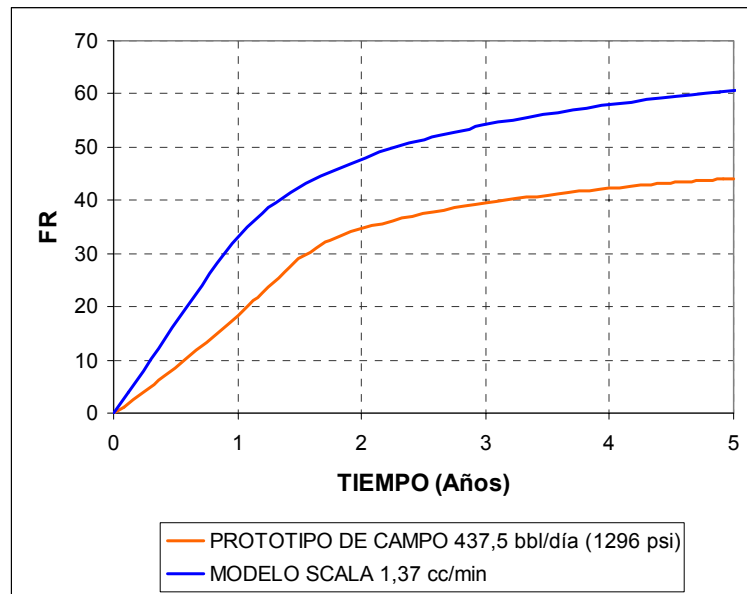
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 31. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 325$ bbl/día).



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

Figura 32. Variaciones de la tasa de inyección en prototipo y Modelo SCALA ($q_{iny} = 437.5$ bbl/día).

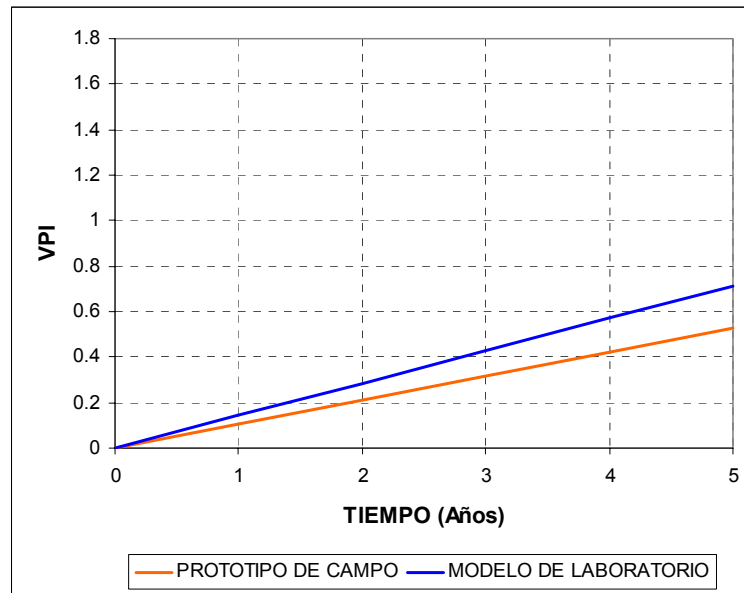


FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

El comportamiento de las gráficas muestra tendencias más similares con tasas de inyección bajas. Esto se puede explicar analizando la diferencia que existe entre los volúmenes porosos inyectados en el prototipo y el modelo.

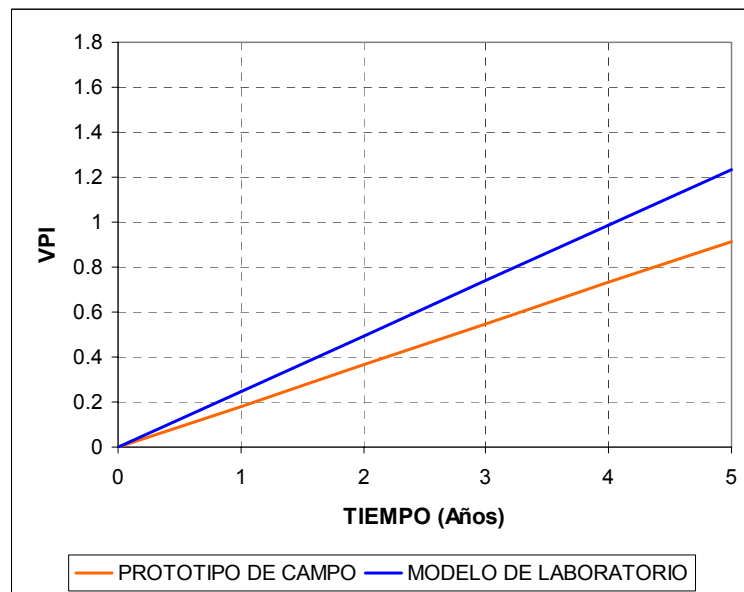
Las **Figuras 33, 34 y 35** muestran el comportamiento de los volúmenes porosos inyectados a través del tiempo para las diferentes tasas.

Figura 33. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 187.5$ bbl/día).



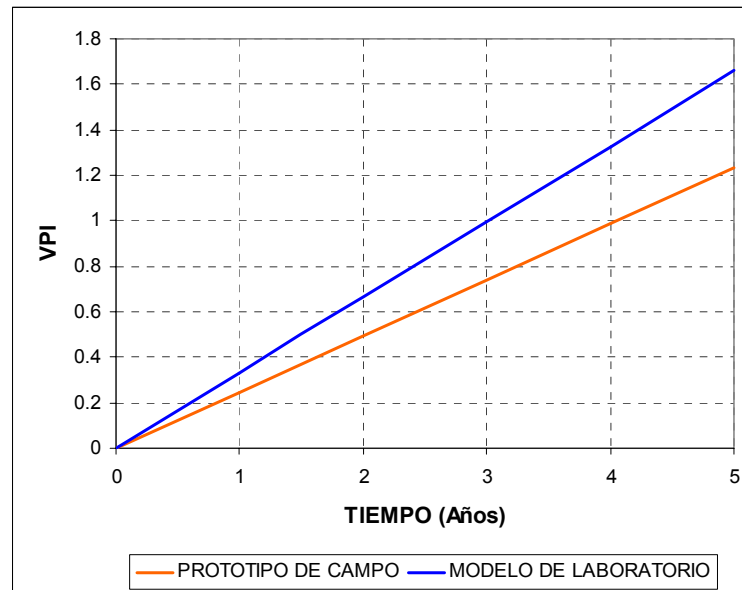
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 34. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 325$ bbl/día).



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

Figura 35. Variación del VPI con el tiempo ($q_{iny} = 437.5$ bbl/día).



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

En las tres gráficas se observa que para tiempos iguales el FR es proporcional a la tasa de inyección, es decir, a mayor tasa de inyección mayor FR para el mismo tiempo, esto se debe a la diferencia que existe entre los volúmenes porosos inyectados. Por ejemplo, para un tiempo de 2 años se han inyectado 0.29 VP y se ha recobrado un 24% para la tasa de 187.5 bbl/día (equivalentes a 0.59 cc/min), mientras que para ese mismo tiempo con la tasa de 437.5 bbl/día (equivalentes a 1.37 cc/min) se habrán inyectado 0.66 VP y recobrado un 35%.

Otro aspecto visible en las gráficas es que la diferencia en el FR entre prototipo y modelo para un mismo tiempo, es mayor a tasas más grandes. Esto también es ocasionado por la diferencia que existe entre los VPI. Por ejemplo, para la tasa de inyección de 0.59 cc/min la diferencia en los VPI es 0.075 entre prototipo y modelo y en el FR es del 5% para un tiempo de 2 años, mientras que para la tasa de 1.37 cc/min la diferencia en el FR es 13% y 0.1708 en los VPI para el mismo tiempo.

Este efecto es mucho más evidente durante los primeros años de inyección en los cuales para las tasas más bajas los comportamientos se ajustan mejor.

5.1.3. Sensibilidad al espesor

El espesor en el prototipo fue variado entre 42.9 y 75 pies, su correspondiente valor escalado para el Modelo SCALA se determinó según la expresión:

$$h_m = \frac{30.48h_p}{a}$$

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

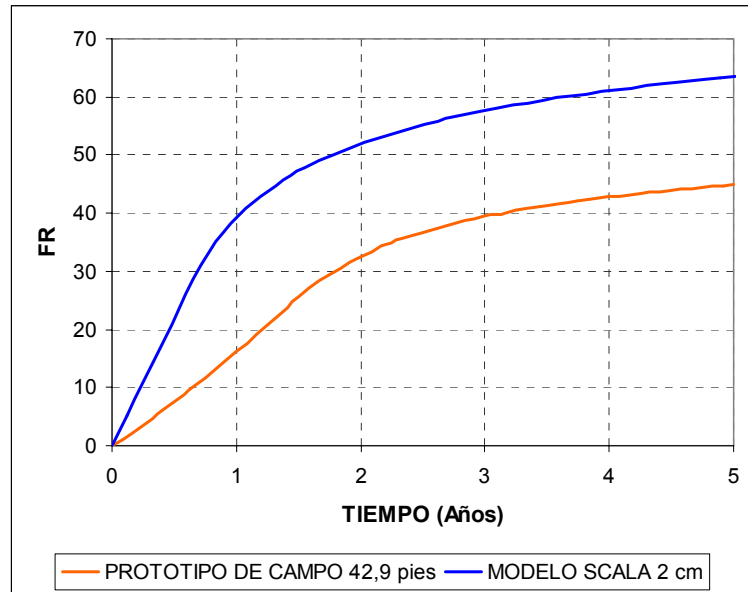
Tabla 33. Variaciones realizadas al espesor.

PROTOTIPO	MODELO
Espesor (pies)	Espesor (cm)
42.9	2
51.4	2.4
60	2.8
68.6	3.2
75	3.5

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

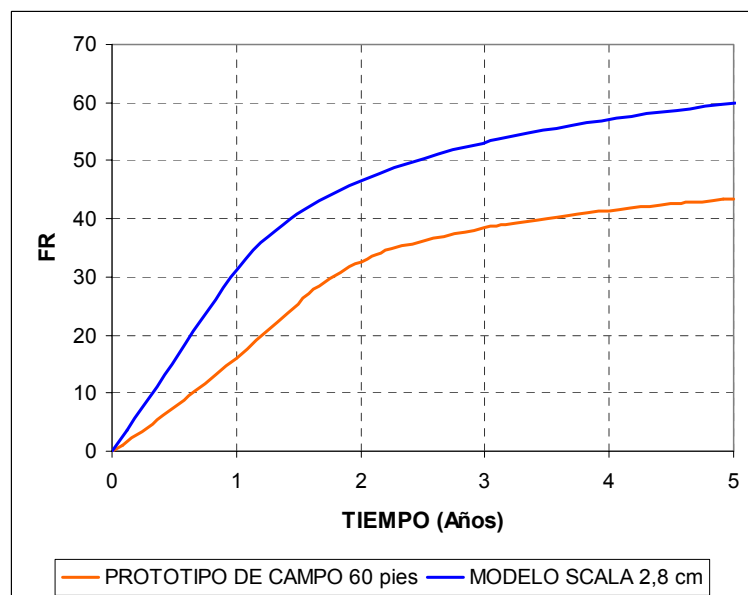
Los resultados para 42.9, 60 y 75 pies se muestran en las **Figuras 36, 37 y 38**.

Figura 36. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA (h = 42.9 pies).



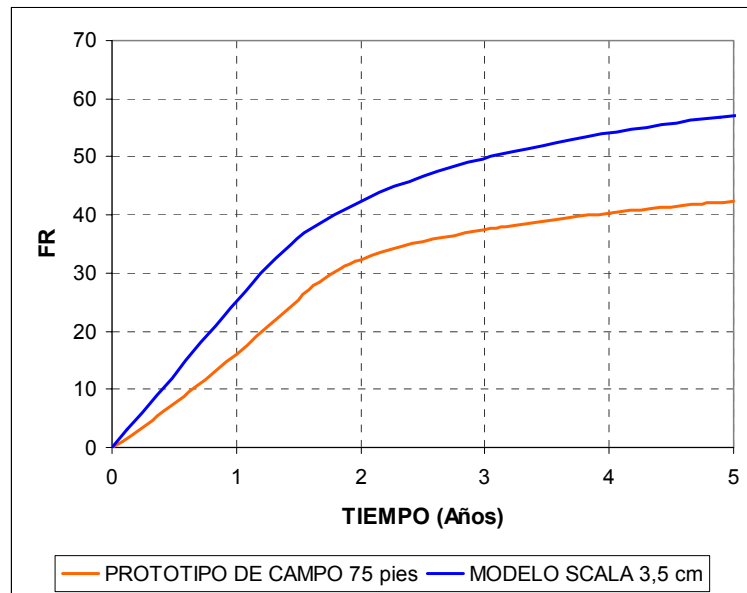
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 37. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA (h = 60 pies).



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

Figura 38. Variaciones del espesor en prototipo y Modelo SCALA (h = 75 pies).

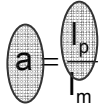


FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Las gráficas muestran que las variaciones hechas en el espesor del prototipo de campo no afectaron significativamente su comportamiento. Caso contrario ocurrió en el modelo donde con los espesores más pequeños se obtuvieron los FR más altos. Esto se debe a que un modelo con un menor espesor, presenta una mejor eficiencia de barrido que contribuye a una mayor recuperación de aceite.

5.1.4. Sensibilidad a la distancia entre pozos

La longitud entre pozo inyector y productor en el prototipo fue variada a 800, 900 y 1000 pies. Las dimensiones del modelo se mantuvieron constantes (42 cm). Al modificar la distancia entre pozos el factor de escalamiento cambia, según la expresión:



Este cambio en el factor de escala afecta todos los parámetros de escalamiento a excepción de la viscosidad de los fluidos.

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

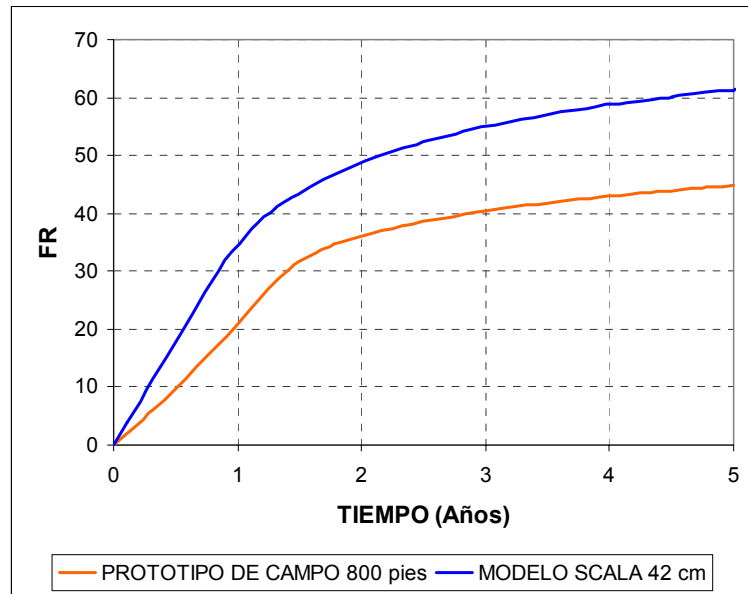
Tabla 34. Variaciones realizadas a la distancia entre pozos.

l_p (pies)	a	w_p (pies)	h_p (pies)	$(q_{iny})_m$ (cc/min)	$(\Delta P)_m$ (psi)	t_m (min)
800	580.57	566	67	1.29	1.74	708.18
900	653.14	636	75	1.02	1.55	629.49
1000	725.71	707	83	0.82	1.39	566.55

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

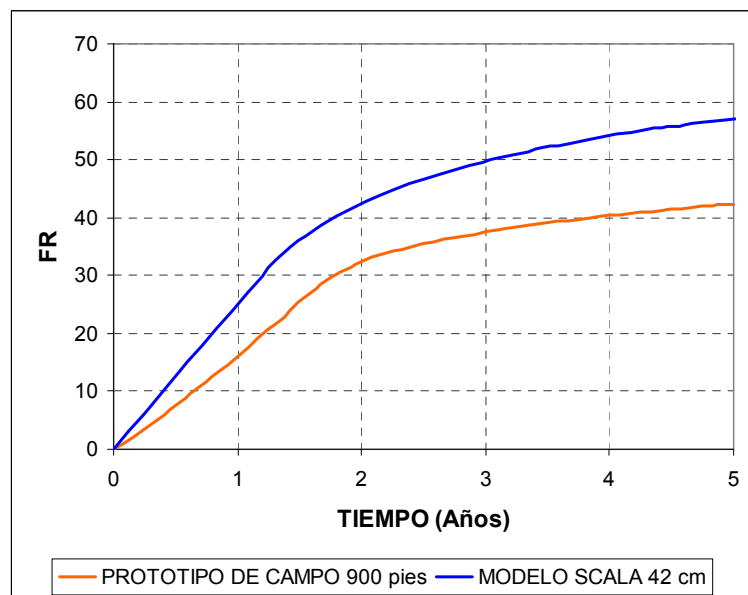
Los resultados se muestran en las **Figuras 39, 40 y 41.**

Figura 39. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA (l = 800 pies).



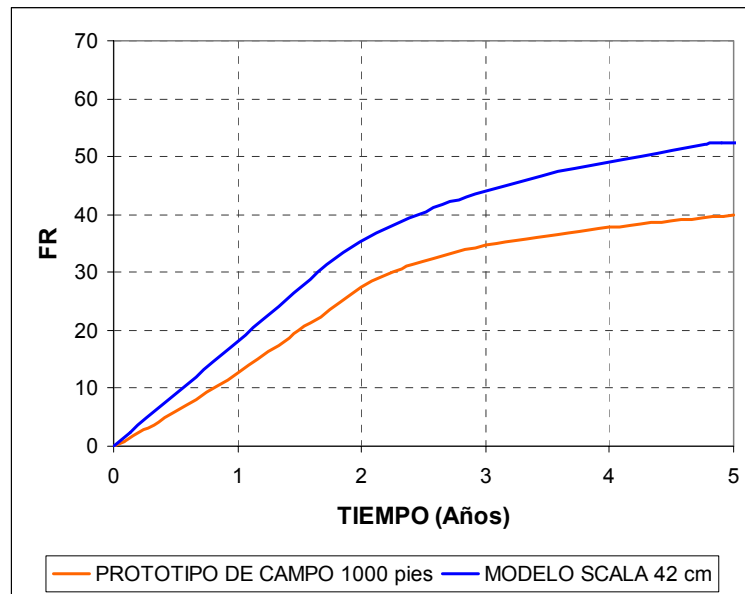
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 40. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA (l = 900 pies).



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

Figura 41. Variaciones de la distancia entre pozos en prototipo SCALA (l = 1000 pies).



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

Al observar las gráficas se aprecia que con la distancia entre pozos de 1000 pies los comportamientos son más similares. Una mayor longitud en el prototipo implica VP y VPM más grandes lo cual hace que la diferencia que existe con los VP y VPM del modelo disminuya, pues como se demostró con anterioridad, el VP del modelo de laboratorio es mayor que el del prototipo de campo. Si estos dos valores son muy parecidos en modelo y prototipo, su recobro presentará comportamientos equivalentes.

5.2. Variación de parámetros en el modelo

La mayoría de las ecuaciones de escalamiento dependen de las propiedades de roca y fluidos del modelo de laboratorio y del prototipo de campo. Por lo tanto, es necesario encontrar los valores de porosidad, permeabilidad y viscosidad en el

modelo que lo hagan más representativo del prototipo. Estos afectan directamente a parámetros como la tasa de inyección, diferencial de presión y tiempo. Debido a esto, es necesario que al variar estas propiedades, se realicen los respectivos cálculos de los parámetros anteriormente mencionados.

5.2.1. Sensibilidad a la porosidad

La porosidad en el Modelo SCALA fue variada a 20, 27 y 33%. Esta variación afecta la tasa de inyección y el tiempo de acuerdo a las siguientes expresiones:

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

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

El factor de escalamiento y las propiedades de roca y fluidos se mantuvieron constantes en el prototipo y el modelo. El tiempo y la tasa de inyección en el prototipo también permanecieron constantes.

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

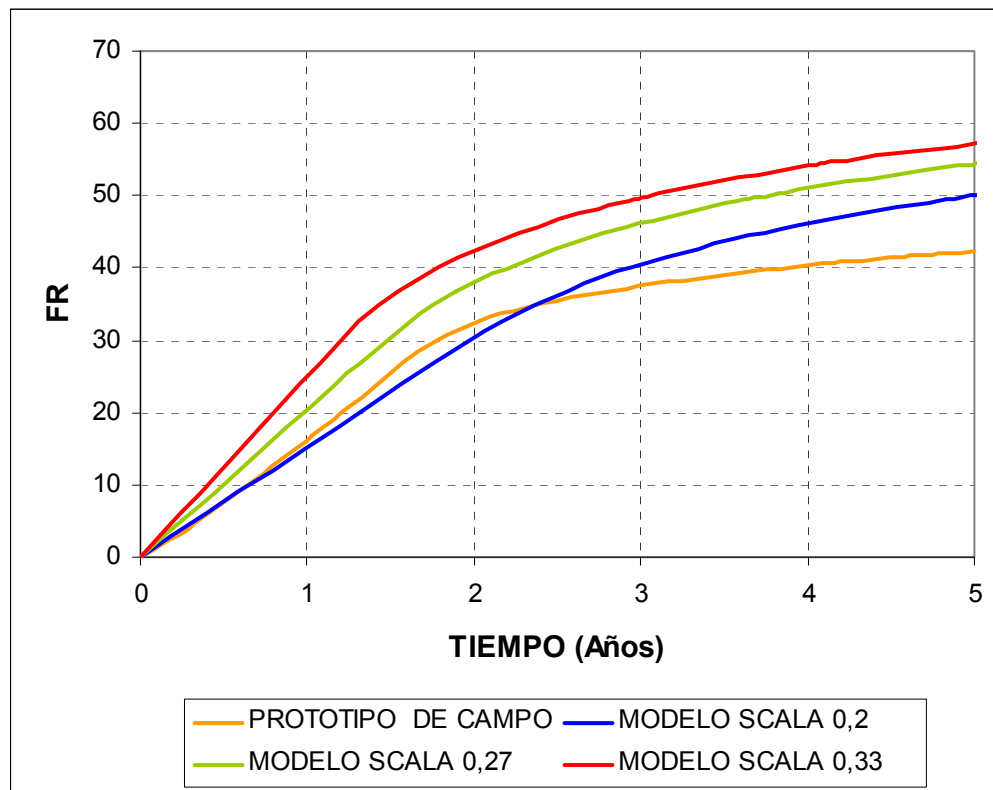
Tabla 35. Variaciones realizadas a la porosidad.

Φ (fracción)	q_{iny} (cc/min)	t (min)
0.2	0.62	381.51
0.27	0.83	515.04
0.33	1.02	629.49

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

Los resultados se muestran en la **Figura 42.**

Figura 42. Variaciones de porosidad en modelo SCALA.



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

La gráfica muestra que el comportamiento del modelo se asemeja más al del prototipo cuando su valor de porosidad también lo hace. Lo que en realidad sucede al acercar los valores de porosidad es que se reduce la diferencia que existe entre sus VP y VPM, por lo tanto, los factores de recobro serán más parecidos.

5.2.2. Sensibilidad a la viscosidad del aceite

La viscosidad del aceite en el Modelo SCALA fue variada entre 24 y 46 cp. Al variar este parámetro, la viscosidad del agua en el modelo debe ser nuevamente calculada para mantener la razón de movilidad igual a la del prototipo. La viscosidad del agua se calcula por la ecuación:

$$(\mu_w)_m = \frac{(\mu_o)_m}{\left(\frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w}\right)_p * \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right)_m}$$

Este cambio en la viscosidad del agua genera a su vez variación en la tasa y el tiempo de inyección a partir de:

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

y

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

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

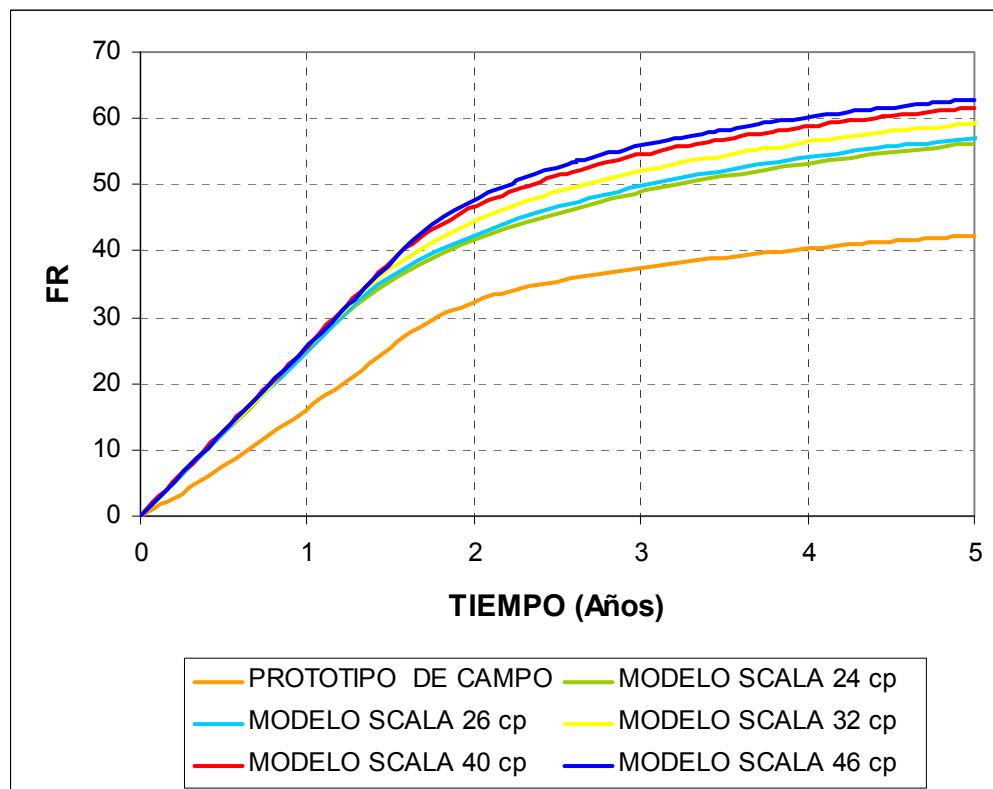
Tabla 36. Variaciones realizadas a la viscosidad del aceite.

μ_o (cp)	μ_w (cp)	q_{iny} (cc/min)	t (min)
24	1.01	1.10	581.07
26	1.09	1.02	629.49
32	1.34	0.83	774.76
40	1.68	0.66	968.45
46	1.93	0.57	1113.72

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

Los resultados se muestran en la **Figura 43**.

Figura 43. Variaciones de viscosidad del aceite en modelo SCALA.



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

La gráfica muestra que el comportamiento más cercano entre prototipo y modelo se presenta cuando sus viscosidades son parecidas. Además, se observa que las tendencias en el modelo antes de la ruptura son muy similares. Sin embargo, la ruptura ocurre más tarde cuando se utilizan los fluidos más viscosos, pues disminuyen sus respectivas movilidades.

5.2.3. Sensibilidad a la permeabilidad

La permeabilidad en el Modelo SCALA fue variada entre 100 y 300 Darcy. Esta variación afecta la tasa de inyección y el tiempo de acuerdo a las siguientes expresiones:

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

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

El factor de escalamiento y las propiedades de roca y fluidos se mantuvieron constantes en el prototipo y el modelo. El tiempo y la tasa de inyección en el prototipo también permanecieron constantes.

Las variaciones realizadas fueron las siguientes:

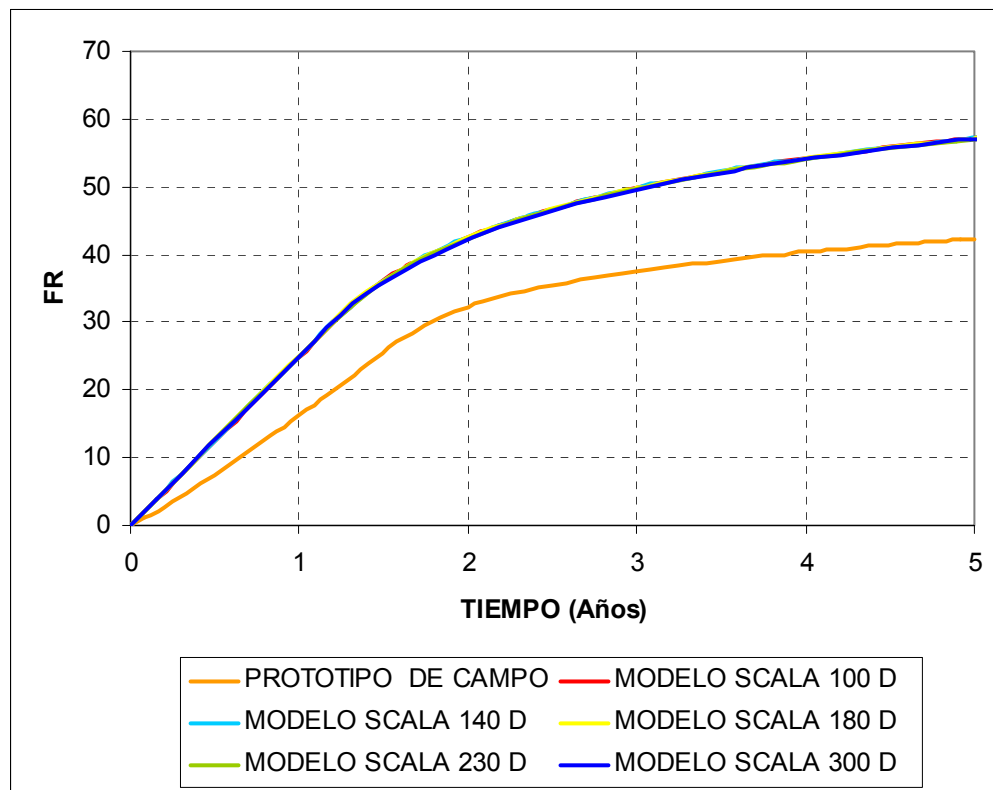
Tabla 37. Variaciones realizadas a la permeabilidad.

K (Darcy)	q_{iny} (cc/min)	t (min)
100	0.44	1447.84
140	0.62	1034.17
180	0.80	804.35
230	1.02	629.49
300	1.33	482.61

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

Los resultados se muestran en la **Figura 44**.

Figura 44. Variaciones de permeabilidad en modelo SCALA.



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

La figura muestra que las variaciones en la permeabilidad del modelo no afectan el comportamiento del FR con el tiempo. Como se puede observar en las ecuaciones de escalamiento para la tasa de inyección y el tiempo, la permeabilidad es inversamente proporcional al tiempo y directamente proporcional a la tasa de inyección, por lo tanto, un aumento en la permeabilidad ocasionará un incremento de la tasa de inyección y a su vez una disminución del tiempo en la misma proporción, lo que conlleva a que el comportamiento final sea el mismo.

5.3. Aplicación de los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad

Con el análisis realizado a cada uno de los parámetros de escalamiento en base a la curva de FR contra tiempo y en este caso particular, se concluyó lo siguiente:

- La variación del diferencial de presión no tiene influencia en el comportamiento del modelo de laboratorio. Por el contrario, en el prototipo se observaron variaciones sobre todo para tiempos anteriores a la ruptura.
- Con tasas de inyección bajas el comportamiento de las gráficas muestra tendencias más similares.
- Las variaciones hechas al espesor del prototipo de campo no afectaron significativamente su comportamiento. Caso contrario ocurrió en el modelo donde con los espesores más pequeños se obtuvieron los FR más altos.
- Al aumentar la distancia entre pozos en el prototipo de campo, la diferencia que existe entre los VP de este y el modelo es disminuida generando tendencias más similares en las curvas.
- El comportamiento del modelo se asemeja más al del prototipo cuando su valor de porosidad también lo hace.

- El comportamiento más cercano entre prototipo y modelo se presenta cuando sus viscosidades son parecidas.
- Las variaciones en la permeabilidad del modelo no afectan el comportamiento del FR con el tiempo.

Las conclusiones anteriores sirvieron como fundamento para redefinir algunas propiedades en el prototipo de campo y el modelo de laboratorio. Esto se hizo con el fin de optimizar el modelo para que sus resultados sean representativos del comportamiento en el prototipo. Los cambios realizados fueron:

- La porosidad en el modelo se disminuyó a 22% y la viscosidad del aceite a 24 cp. La permeabilidad se aumentó a 330 Darcy.
- La tasa de inyección en el prototipo de campo fue establecida en 2700 bbl/día y el diferencial de presión aumentó a 999 psi.

Con estos valores se realizó nuevamente el escalamiento siguiendo la metodología propuesta en el **Capítulo 2**. Los parámetros escalados para el modelo son los siguientes:

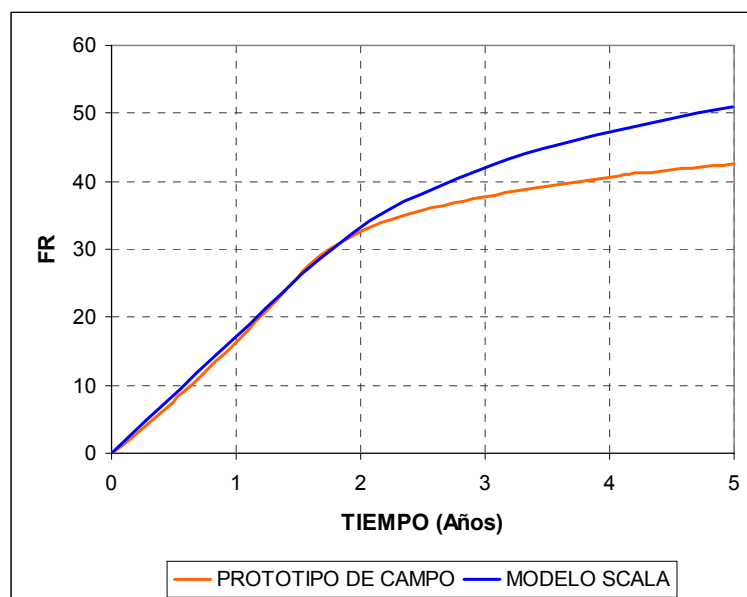
Tabla 38. Parámetros escalados para el nuevo modelo.

VARIABLES	VALOR
μ_w (cp)	1.01
q_{iny} (cc/min)	1.09
ΔP (psi)	1.61
t (min)	269.99

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

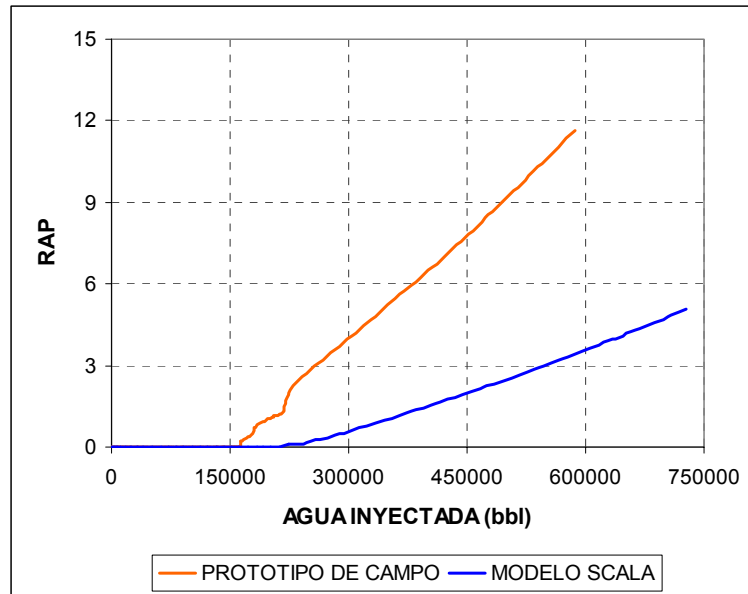
El nuevo modelo de laboratorio fue simulado al igual que el prototipo. Se realizaron las gráficas de FR vs. Tiempo, RAP vs. Agua inyectada y N_p vs. Agua inyectada, para comparar sus comportamientos (**Figuras 45, 46 y 47**).

Figura 45. Factor de recobro vs. tiempo para prototipo y Modelo SCALA.



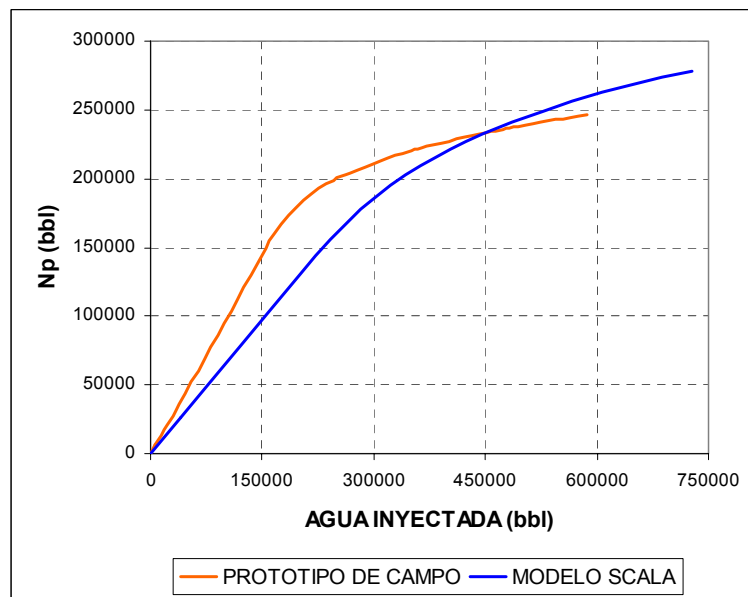
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 46. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA.



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

Figura 47. Aceite producido vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA.



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

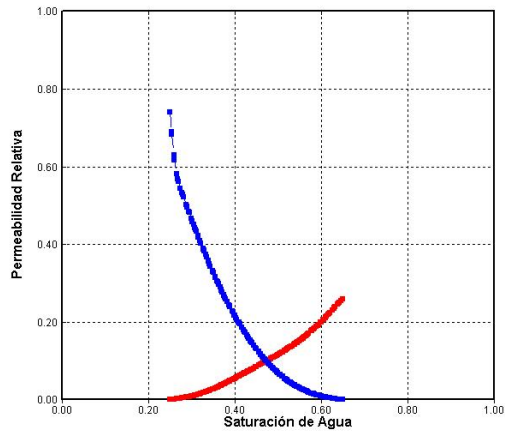
A pesar de las modificaciones hechas en el modelo de laboratorio sólo se logró un comportamiento similar hasta la ruptura. Esto se debe a que la diferencia entre los VP y VPI entre modelo y prototipo disminuyó al reducir el valor de la porosidad en el modelo de 33 a 22%. Aunque estos valores se acercaron, los VPM siguen siendo más grandes en el modelo de laboratorio ya que estos dependen del S_{or} y la S_{wirr} los cuales permanecieron constantes pues las curvas de permeabilidades relativas no se modificaron. Este es el motivo por el cual los comportamientos después de la ruptura difieren entre prototipo y modelo.

Lo anterior confirma la importancia de trabajar en laboratorio con el mismo medio poroso del prototipo. Sin embargo, esto sería prácticamente imposible, pues aunque se puede conseguir núcleos provenientes del yacimiento, no se lograría diseñar sobre estos un modelo con las dimensiones requeridas por el escalamiento.

Como no es posible trabajar con los mismos medios porosos lo ideal sería que las curvas de permeabilidad relativa fueran lo más similares posibles, pero esto es algo muy difícil de lograr por las características del empaquetamiento que nunca podrían compararse con las de un yacimiento.

Para validar las anteriores afirmaciones se trabajó el modelo de laboratorio con un juego de curvas de permeabilidades relativas con end points similares a los del prototipo (**Figura 48**) y se realizó nuevamente el escalamiento. La variación de estas curvas generó cambios en los siguientes parámetros de escalamiento: viscosidad del agua, tasa de inyección y tiempo. Para mantener estos parámetros dentro de los rangos aplicables a nivel de laboratorio y simulación numérica, y tratar de lograr un modelo mucho más ajustado se varió la porosidad a 21%, la viscosidad del aceite a 19 cp y la densidad a 0.89 gr/cc.

Figura 48. Curvas de permeabilidades relativas utilizadas para el Modelo SCALA ajustado.



FUENTE: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Los parámetros escalados para el modelo son los siguientes:

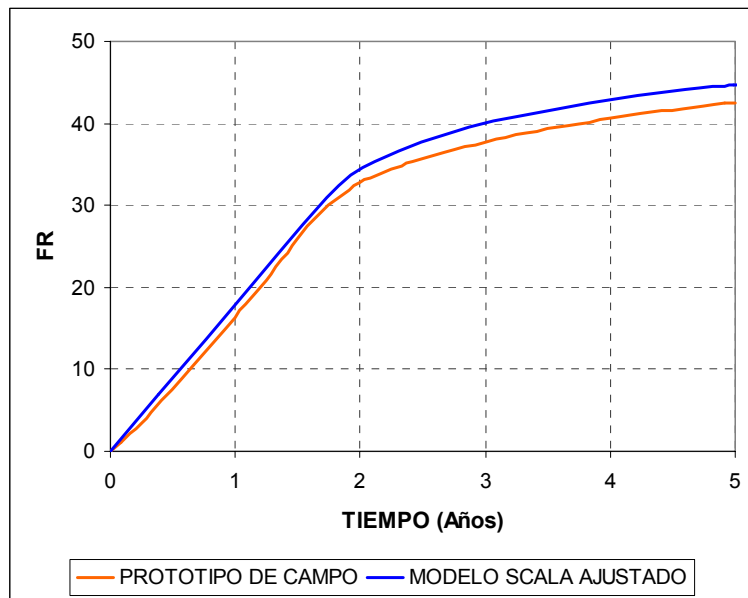
Tabla 39. Parámetros escalados para el nuevo Modelo SCALA ajustado.

VARIABLES	VALOR
μ_w (cp)	1.00
q_{iny} (cc/min)	1.38
ΔP (psi)	1.61
t (min)	195.76

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

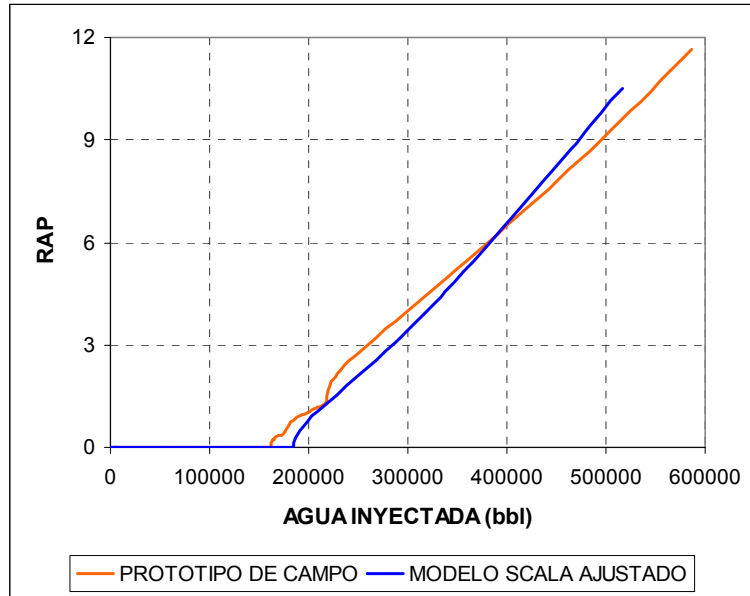
Para comparar los nuevos comportamientos se simuló el modelo de laboratorio y se realizaron las gráficas de FR vs. Tiempo, RAP vs. Agua inyectada y Np vs. Agua inyectada, para comparar sus comportamientos (**Figuras 49, 50 y 51**).

Figura 49. Factor de recobro vs. tiempo para prototipo y Modelo SCALA ajustado.



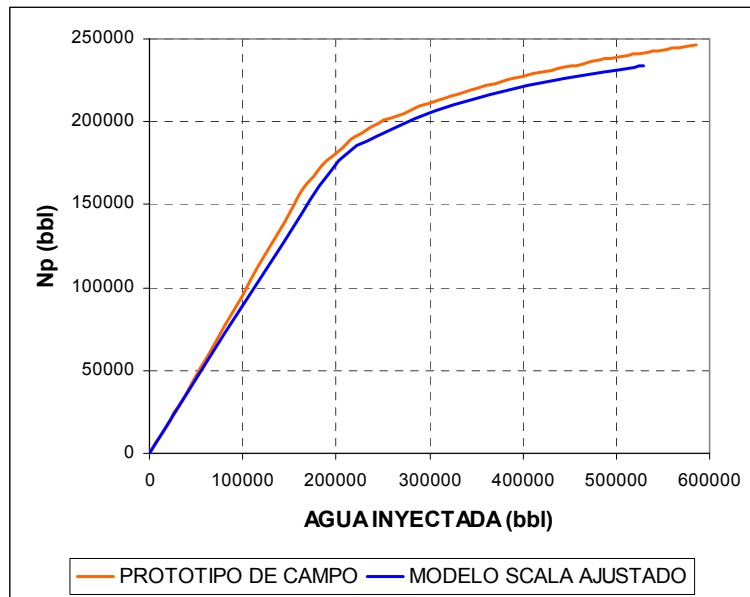
FUENTE: SILVA C., N. M.; TRUJILLO P., M. L.

Figura 50. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA ajustado.



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

Figura 51. Relación agua-petróleo vs. agua inyectada para prototipo y Modelo SCALA ajustado.



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

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos y de la información recopilada en el desarrollo de este proyecto, se concluyó lo siguiente:

- Para visualizar el significado físico de cada uno de los grupos escalados e interpretar la interacción de las diferentes fuerzas que predominan en un proceso de desplazamiento, es indispensable una descripción completa de las propiedades de roca y fluidos tanto del prototipo de campo como del modelo de laboratorio.
- Los grupos de criterios escalados obtenidos por el método de análisis inspeccional no representan el conjunto completo para un proceso de inyección de agua, pero tienen un significado físico claro. Por el contrario, los grupos de criterios escalados obtenidos por el método de análisis dimensional representan un conjunto más completo, pero su significado físico es aparente. El mejor resultado es obtenido cuando se combinan los grupos adimensionales obtenidos por ambos métodos.
- Un conjunto completo de grupos escalados es imposible de satisfacer simultáneamente, debido a las limitaciones impuestas por las características particulares de un yacimiento, las condiciones de operación y los requerimientos de diseño del modelo escalado, sin embargo, si es posible escalar la mayoría de las variables que se consideran influyentes en el proceso, alcanzando resultados verdaderamente satisfactorios.

- El enfoque seleccionado para el escalamiento del prototipo de campo fue el número 5, el cual se basa en el uso de propiedades de rocas y fluidos diferentes en prototipo y modelo, diferente caída de presión e igual razón de movilidad. Esta escogencia se fundamenta en que los resultados obtenidos a través de este se encuentran dentro de los rangos normalmente utilizados en pruebas de desplazamiento en laboratorio.
- El simulador avanzado para yacimientos gasíferos/petrolíferos IMEX de CMG, sirvió para evaluar los procesos de desplazamiento en los prototipos de campo y modelos de laboratorio gracias a que cuenta con la opción de simular procesos de recuperación secundaria y además permite diseñar modelos de simulación en unidades de laboratorio.
- Parámetros de escalamiento como: tasa de inyección, dimensiones, porosidad y viscosidad son los que más inciden en el escalamiento de un proceso de inyección de agua. Sin embargo, el aspecto más influyente resultó ser la similaridad que debe existir entre las curvas de permeabilidades relativas de prototipo y modelo, principalmente en sus end points; aunque esto sea muy difícil de lograr a nivel de laboratorio.
- Mientras más similares son la porosidad y los end points entre modelo y prototipo, más cercanos son sus valores de VP y VPI, esto permite obtener un modelo escalado más representativo del prototipo de campo y por lo tanto conseguir comportamientos del factor de recobro contra tiempo mucho más semejantes entre ambos.
- Los modelos escalados, realizados con base en parámetros de escalamiento representativos, permiten evaluar el efecto de muchas variables sobre el comportamiento de un proceso de inyección de agua y sus resultados pueden

complementarse con otro tipo de herramientas para proporcionar información más confiable.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALI, Farouq. "Design of Scaled Models". University of Alberta. Edmonton, Canadá. 1993.
2. ALI, Farouq et al. "Fluid Flow in Porous Media – Problems in Relating Experiments to Field Projects". Universidad de Pensilvania. Estados Unidos.
3. ARAQUE, David ; MONTAÑEZ, Ana Milena. "Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA". Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de Grado. 2005
4. BENTSEN, R.G. "Scaled Fluid-Flow Models With Permeabilities Differing From That of the Prototype". JCPT. July-September 1976.
5. BIRKHOFF, G. "Hydrodynamics, a Study in Logic, Fact and Similitude". Princeton University Press. 1950.
6. CARPENTER, C.W. et al. "A Verification of Waterflood Scaling in Heterogeneous Communicating Flow Models". SPE Journal. March 1962.
7. COMPUTER MODELLING GROUP. "Simulator IMEX 2005 10 12, User's Guide". 2005.
8. CROES, G.A. ; SCHWARZ, N. "Dimensionally Scaled Experiments and the Theories on the Water-Drive Process". Trans AIME. Vol 204. 1955. p 35-42.

9. HAWTHORNE, R.G. "Two-Phase Flow in Two-Dimensional Systems-Effects of Rate, Viscosity and Density on Fluid Displacement in Porous Media". Trans AIME. Vol 219. 1960. p 81-87.
10. HENLEY, D.H. et al. "A Scale-Model Study of Bottom-Water Drives". JCPT. January. 1961.
11. FOCKEN, C.M. "Dimensional Methods and Their Applications". Arnold & Co. London. 1953.
12. GANESH C, Thakur. "Integrated Waterflood Asset Management". Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1998.
13. GAUCHER, D.H. ; LINDLEY, D.C. "Waterflood Performance in a Stratified, Five-Spot Reservoir – A Scaled-Model Study". Trans AIME. Vol 219. 1960. p 208-215.
14. GEERTSMA,J. et al. "Theory of Dimensionally Scales Models of Petroleum Reservoirs". Trans AIME. Vol 207. 1956. p 118-127.
15. GOMEZ, Gonzalo. "Recobro Secundario Desplazamiento con Agua". Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 1989.
16. GONZALEZ, Cesar ; ALVAREZ, Mario. "Estequiometría". Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Departamento de Ingeniería Química. Bucaramanga. Marzo 1985.
17. GREENKORN, R.A. "Flow Models and Scaling Laws for Flow Through Porous Media". Industrial and Engineering Chemistry. Vol 56 N° 3. March 1964.

18. GULICK, Kart ; McCAIN, William. "Waterflooding Heterogeneous Reservoirs: An Overview of Industry Experiences and Practices". SPE 40044. Society of Petroleum Engineers. 1998.
19. JOHNSTONE, R.E. ; THRING, N.W. "Pilot Plants, Models and Scale-Up Methods in Chemical Engineering". McGraw-Hill Book Co. New York. 1957.
20. KYTE, J. R. ; RAPOPORT, L. A. "Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media". Trans AIME. Vol 213. 1958. p 423-426.
21. LANGHAAR, H.L. "Dimensional Analysis and Theory of Models". John Wiley & Sons. New York. 1951.
22. LESMES, Juan David ; LONDOÑO, Fernando. "Diseño de un Modelo Físico de Desplazamiento Radial para Simular Procesos de Recobro Mejorado". Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de Grado. 2006.
23. LEVERETT, M.C. et al. "Dimensional-model Studies of Oil-field Behavior". Trans AIME. 1941.
24. MERCHAN, S. ; PRADA, M. "Determinación de los Parámetros de Escalamiento para el Proceso de Inyección de Agua Aplicado a un Modelo de Cinco Puntos". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1994.
25. 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 Petróleos. 2000.

26. PERKINS, F.M. ; COLLINS, R.E. "Scaling Laws for Laboratory Flow Models of Oil Reservoirs". Trans AIME. Vol 219. 1960. p 383-385.
27. PUJOL, L. ; BOBERG, T.C. "Scaling Accuracy of Laboratory Steamflooding Models". California Regional Meeting of the SPE. November 1972.
28. RAPOPORT, L.A. et al. "Laboratory Studies of Five-Spot Waterflood Performance". Trans AIME. Vol 213. 1958. p 113-120.
29. RAPOPORT, L.A. "Scaling Laws for Use in Design and Operation of Water-Oil Flow Models". Trans AIME. Vol 204. 1955. p 143-150.
30. RAPOPORT L. A., Leas, W. J.: "Properties of Linear Waterfloods". Trans AIME (1953) 198, 139.
31. REMOLINA, Alvaro ; TIBOCHA, Fabio. "Determinación de Parámetros de Escalamiento para Modelar Físicamente Yacimientos de Aceites en Procesos de Recuperación Mejorada Usando CO₂ o Vapor". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1992.
32. ROJAS, Gonzalo. "Escalamiento de Modelos Físicos". ICP. Julio 1992.
33. STALKUP, F.I. Jr. "Miscible Displacement". Monograph Volume 8. SPE-AIME. 1983.
34. WILLHITE, G. Paul. "Waterflooding". Richardson, TX: SPE Textbook Series, 1986.

NOMENCLATURA, SUBÍNDICES Y UNIDADES

l	Longitud entre pozo inyector y productor
h	Espesor del sistema
w	Ancho del sistema
ϕ	Porosidad
K	Permeabilidad absoluta
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
K_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
$(K_{ro})_{Swirr}$	Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreducible
$(K_{rw})_{Sor}$	Permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite irreducible
S_o	Saturación de aceite
S_w	Saturación de agua
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_{wirr}	Saturación de agua irreducible
ρ_o	Densidad de la fase aceite
ρ_w	Densidad de la fase acuosa
$\Delta\rho_{wo}$	Diferencia de densidades agua-aceite
μ_o	Viscosidad de la fase aceite
μ_w	Viscosidad de la fase acuosa
g	Aceleración debida a la gravedad
t	Tiempo característico
v	Tasa de flujo por unidad de área
σ_{ow}	Tensión interfacial
$\cos\theta$	Angulo de contacto

ψ	Morfología
α	Angulo de buzamiento
$\frac{\partial J}{\partial S_w}$	Derivada de función de Leverett
v_T	Velocidad superficial
\vec{v}_o	Velocidad aparente de la fase aceite
\vec{v}_w	Velocidad aparente de la fase agua
B_o	Factor volumétrico de la fase aceite
B_w	Factor volumétrico de la fase agua
P_w	Presión de la fase agua
P_{cow}	Presión capilar agua-aceite
$J(S_w)$	Número de Leverett, adimensional
f_w	Flujo fraccional de agua
f_o	Flujo fraccional de aceite
M_{wo}	Relación de movilidad agua-aceite
a	Factor de escalamiento
ΔP	Diferencial de presión
q_{iny}	Tasa de inyección de agua
q_o	Tasa de producción de aceite
RAP	Relación agua-petróleo
N_p	Producción acumulativa de aceite
W_i	Agua inyectada acumulada
W_p	Agua producida acumulada
VP	Volumen poroso
VPM	Volumen poroso móvil
VPI	Volumen poroso inyectado
FR	Factor de recobro



Subíndices

m	Modelo
p	Prototipo

Unidades

▪ Modelo

l_m, h_m, w_m [cm]

ϕ [fracción]

K [Darcy]

$(K_{ro})_{Swirr}, (K_{rw})_{Sor}$ [adimensional]

S_{or}, S_{wirr} [adimensional]

ρ_o, ρ_w [gr/cc]

μ_o, μ_w [cp]

t [min]

ΔP [psi]

q_{iny} [cc/min]

▪ Prototipo

l_p, h_p, w_p [pies]

ϕ [fracción]

K [Darcy]

$(K_{ro})_{Swirr}, (K_{rw})_{Sor}$ [adimensional]

S_{or}, S_{wirr} [adimensional]



ρ_o, ρ_w [lb/pe³]

μ_o, μ_w [cp]

t [días]

ΔP [psi]

q_{iny} [bbl/día]



ANEXOS

ANEXO A

MÉTODOS BÁSICOS PARA EXPRESAR ECUACIONES DE MODO ADIMENSIONAL

Existen tres métodos básicos para expresar las ecuaciones de modo adimensional congruente. Cada uno de ellos se explica a continuación mediante un ejemplo:

Ejemplo:

La siguiente ecuación describe el flujo miscible en medios porosos:

$$K \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} - V \cdot \frac{\partial C}{\partial X} = \phi \cdot \frac{\partial C}{\partial t}$$

Donde:

C = Concentración, fracción.

ϕ = Porosidad del medio, fracción.

t = Tiempo.

V = Velocidad Darcy, L/t.

K = Coeficiente de dispersión, L²/t.

Se requiere expresar la ecuación en forma adimensional.

A.1. Primer método

El procedimiento más sencillo consiste en expresar cada uno de los términos de la ecuación en sus dimensiones básicas, y posteriormente dividir la ecuación por uno de ellos:

$$\frac{\partial C}{\partial X} = \frac{C}{L} \rightarrow \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} = \frac{C}{L^2}$$

Expresando cada término en sus dimensiones:

$$K \cdot \frac{C}{L^2} \quad V \cdot \frac{C}{L} \quad \phi \cdot \frac{C}{t}$$

Dividiendo la ecuación anterior por el primer término, se obtiene:

$$1 \quad \frac{VL}{K} \quad \frac{\phi L^2}{Kt}$$

Como resultado se obtendrá una nueva ecuación, cuyas variables están agrupadas en conjuntos adimensionales:

$$\text{Grupo 1: } \frac{VL}{K}$$

$$\text{Grupo 2: } \frac{\phi L^2}{Kt}$$

A.2. Segundo método

Este proceso, más riguroso que el anterior, consiste en expresar cada variable de la ecuación en su forma adimensional, dividiéndola por una cantidad constante, característica del sistema y de dimensiones iguales.

Expresando las longitudes en forma adimensional:

$$X_d = \frac{X}{L} \rightarrow dX_d \frac{dX}{L}$$

La ecuación general se transforma en:

$$\frac{K}{L^2} \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial X_d^2} - \frac{V}{L} \cdot \frac{\partial C}{\partial X_d} = \phi \cdot \frac{\partial C}{\partial t}$$

Dividiendo la ecuación entre $\frac{K}{L^2}$, se obtiene:

$$\frac{\partial^2 C}{\partial X_d^2} - \frac{VL}{K} \cdot \frac{\partial C}{\partial X_d} = \frac{\phi L^2}{K} \cdot \frac{\partial C}{\partial t}$$

El tiempo adimensional se define como:

$$t_d = \frac{K}{\phi L^2} \cdot t \rightarrow dt_d = \frac{K}{\phi L^2} \cdot dt$$

La ecuación queda finalmente así:

$$\frac{\partial^2 C}{\partial X_d^2} - \frac{VL}{K} \cdot \frac{\partial C}{\partial X_d} = \frac{\partial C}{\partial t_d}$$

A.3. Tercer método

Este último método requiere la definición de dos tipos de variables:

- Variables adimensionales, identificadas por el subíndice d.
- Variables características, que son cantidades constantes y se identifican con el subíndice r.

Una variable dimensional se relaciona con las dos variables anteriores así:

$$X_d = \frac{X}{X_R} \rightarrow X = X_d \cdot X_R$$

Por medio de la anterior relación, se sustituye cada variable en forma adimensional en la ecuación:

$$K = K_d \cdot K_R; C = C_d \cdot C_R; V = V_d \cdot V_R;$$

$$\phi = \phi_d \cdot \phi_R; t = t_d \cdot t_R \dots$$

Reemplazando en la ecuación:

$$K_d \cdot K_R \cdot \frac{\partial^2 (C_d \cdot C_R)}{\partial (X_d \cdot X_R)^2} - V_d \cdot V_R \cdot \frac{\partial (C_d \cdot C_R)}{\partial (X_d \cdot X_R)} = \phi_d \cdot \phi_R \cdot \frac{\partial (C_d \cdot C_R)}{\partial (t_d \cdot t_R)}$$



Posteriormente se separan las variables características en conjuntos denominados grupos de similitud:

$$\frac{K_R \cdot C_R}{X_R^2} \cdot K_d \cdot \frac{\partial^2 C_d}{\partial X_d^2} - \frac{V_R}{X_R} \cdot \frac{\partial C_d}{\partial X_d} = \frac{\phi_R \cdot C_R}{t_R} \cdot \frac{\partial C_d}{\partial t_d}$$

Por último, la ecuación completa es dividida por uno de estos grupos:

Dividiendo por $\frac{K_R \cdot C_R}{X_R^2}$:

$$K_d \cdot \frac{\partial^2 C_d}{\partial X_d^2} - \frac{V_R \cdot X_R}{K_R} \cdot V_d \cdot \frac{\partial C_d}{\partial X_d} = \frac{\phi_R \cdot X_R^2}{t_R \cdot K_R} \cdot \frac{\partial C_d}{\partial t_d}$$

ANEXO B

DERIVACIÓN DE LOS GRUPOS DE ESCALAMIENTO POR MEDIO DEL ANÁLISIS INSPECCIONAL

B.1. Formulación de las ecuaciones diferenciales parciales gobernantes en forma adimensional

B.1.1. Ecuaciones gobernantes

Suposiciones hechas en el desarrollo de las ecuaciones gobernantes:

- Medio poroso homogéneo e isotrópico.
- Inyección areal, en un patrón de cinco puntos.
- Estrato horizontal.
- Proceso isotérmico.
- Fluidos inmiscibles.
- Compresibilidad de la roca asumida despreciable.
- Comportamiento newtoniano del aceite y del agua.
- Ley de Darcy válida. Efectos inerciales despreciables.
- Permeabilidades relativas dependen de la saturación.

Aunque la permeabilidad relativa depende no solo de la saturación sino también de la distribución de poros, mojabilidad, trayectoria de saturación, tensión interfacial y temperatura; estos parámetros son consideradas constantes en un desplazamiento isotérmico de aceite por agua en un yacimiento dado y están implícitamente tomados en consideración, en las curvas experimentales de permeabilidad relativa.

B.1.1.1. Conservación de la masa

El principio de conservación de la masa establece que la diferencia entre la cantidad de masa que entra y sale de un sistema es igual a la masa acumulada, siempre que no existan fuentes o sumideros. Las ecuaciones de continuidad para el flujo simultáneo de dos líquidos inmiscibles (aceite y agua) en un medio poroso son:

Aceite:

$$\nabla \left(\frac{\rho_o \vec{V}_o}{B_o} \right) = - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(\rho_o \phi S_o)}{B_o} \right) \quad (\text{B.1})$$

Agua:

$$\nabla \left(\frac{\rho_w \vec{V}_w}{B_w} \right) = - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(\rho_w \phi S_w)}{B_w} \right) \quad (\text{B.2})$$

Donde:

ρ_o = Densidad de la fase aceite

ρ_w = Densidad de la fase agua

\vec{V}_o = Velocidad aparente de la fase aceite

\vec{V}_w = Velocidad aparente de la fase agua

S_o = Saturación de aceite

S_w = Saturación de agua

B_o = Factor volumétrico de la fase aceite

B_w = Factor volumétrico de la fase agua

ϕ = Porosidad del medio

Las ecuaciones de continuidad no proporcionan información del comportamiento físico del sistema en particular y por lo tanto no se pueden derivar de estos grupos de similitud. Esto fue referenciado por Birkhoff⁽⁵⁾. Su función en el Análisis Inspeccional es expresar las tasas de flujo en una forma adimensional conveniente.

B.1.1.2. Conservación del momento

Las ecuaciones de movimiento para flujo multifásico en un medio poroso son extensiones de la Ley de Darcy. La validez de esta ley ha sido probada para flujo lento de una sola fase, pero ha sido adaptada para flujo multifásico introduciendo el concepto de permeabilidad relativa y escribiendo una ecuación para cada fase. Las ecuaciones de Darcy generalizadas para el flujo simultáneo de aceite y agua se pueden escribir así:

Aceite:

$$\vec{v}_o = -\frac{Kk_{ro}}{\mu_o}(\nabla P_o - \rho_o \vec{g}) \quad (\text{B.3})$$

Agua:

$$\vec{v}_w = -\frac{Kk_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w - \rho_w \vec{g}) \quad (\text{B.4})$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

μ_o = Viscosidad de la fase aceite

μ_w = Viscosidad de la fase agua

P_o = Presión de la fase aceite

P_w = Presión de la fase agua

Además:

$$\nabla P = \frac{\partial P}{\partial X} \hat{i} + \frac{\partial P}{\partial Y} \hat{j} + \frac{\partial P}{\partial Z} \hat{k} \quad (\text{B.5})$$

B.1.1.3. Conservación de calor

Expresa que la diferencia entre la cantidad de calor que entra y que sale de un sistema por conducción y/o convección es igual al incremento en la cantidad de calor del sistema, siempre que no haya conversión de energía mecánica en energía calorífica, y viceversa. En un desplazamiento isotérmico, no se requiere describir la transferencia de calor.

B.1.1.4. Saturación y presión capilar

El espacio poroso se asume que está completamente lleno con los dos fluidos y mojado por agua, por lo que la identidad de saturación es:

$$S_o = 1 - S_w \quad (\text{B.6})$$

La presión capilar entre dos fluidos inmiscibles se define como la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la presión de la fase mojante. Para un medio poroso mojado por agua, la presión capilar es función de la saturación de agua:

$$P_{\text{cow}}(S_w) = P_o - P_w \quad (\text{B.7})$$

Para arenas limpias no consolidadas, los datos de presión capilar en sistemas agua-aceite pueden correlacionarse mediante la función J de Leverett:

$$J(S_w) = \frac{P_{\text{cow}} \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{\sigma_{ow}} \quad (\text{B.8})$$

Donde:

$J(S_w)$ = Número de Leverett, adimensional

σ_{ow} = Tensión interfacial aceite-agua

B.1.1.5. Vector flujo fraccional de agua

De las ecuaciones (B.3) y (B.4):

$$\nabla P_o = -\frac{\mu_o \vec{V}_o}{Kk_{ro}} + \rho_o \vec{g} \quad (\text{B.9})$$

$$\nabla P_w = -\frac{\mu_w \vec{V}_w}{Kk_{rw}} + \rho_w \vec{g} \quad (\text{B.10})$$

De la combinación de las ecuaciones (B.7), (B.9) y (B.10), se obtiene:

$$\nabla P_{\text{cow}} = \nabla P_o - \nabla P_w = -\frac{\mu_o \vec{V}_o}{Kk_{ro}} + \rho_o \vec{g} + \frac{\mu_w \vec{V}_w}{Kk_{rw}} - \rho_w \vec{g} \quad (\text{B.11})$$

Suponiendo que los fluidos son incompresibles e inmiscibles a condiciones de yacimiento, las velocidades de las fases pueden ser relacionadas a través de la ecuación:

$$\vec{v}_o = \vec{v}_t - \vec{v}_w \quad (\text{B.12})$$

Combinando las ecuaciones (B.11) y (B.12):

$$\nabla P_{\text{cow}} + (\rho_w - \rho_o) \vec{g} = -\frac{\mu_o}{Kk_{ro}} (\vec{v}_t - \vec{v}_w) + \left(\frac{\mu_w \vec{v}_w}{Kk_{rw}} \right)$$

$$\nabla P_{\text{cow}} + \Delta\rho_{wo} \vec{g} = -\frac{\mu_o}{Kk_{ro}} \vec{v}_t + \left(\frac{\mu_o}{Kk_{ro}} + \frac{\mu_w}{Kk_{rw}} \right) \vec{v}_w \quad (\text{B.13})$$

Donde:

$$\Delta\rho_{wo} = \rho_w - \rho_o \quad (\text{B.14})$$

Resolviendo la ecuación (B.13) para la variable velocidad del agua \vec{v}_w y dividiendo cada término por $\frac{\mu_o}{Kk_{ro}}$:

$$\vec{v}_w = \frac{\vec{v}_t + \frac{Kk_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_{\text{cow}} + \Delta\rho_{wo} \vec{g})}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (\text{B.15})$$

El flujo fraccional se define como:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (\text{B.16})$$

Reemplazando la ecuación (B.16) y dividiendo la ecuación (B.15) entre la velocidad superficial \vec{v}_t :

$$\vec{f}_w = \frac{\vec{v}_w}{|\vec{v}_t|} = \left(\vec{v}_t + \frac{Kk_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_{cow} + \Delta\rho_{wo} \vec{g}) \right) \frac{f_w}{|\vec{v}_t|} \quad (\text{B.17})$$

Debido a que la presión capilar agua-aceite es función de la saturación de agua, la siguiente relación es válida para este sistema:

$$\nabla P_{cow} = \frac{dP_{cow}}{dS_w} \nabla S_w \quad (\text{B.18})$$

Donde:

$$\nabla S_w = \frac{\partial S_w}{\partial X} i + \frac{\partial S_w}{\partial Y} j + \frac{\partial S_w}{\partial Z} k \quad (\text{B.19})$$

Reemplazando la ecuación (B.18) en la ecuación (B.17) se obtiene finalmente:

$$\vec{f}_w = \frac{\vec{v}_w}{|\vec{v}_t|} = \left(\vec{v}_t + \frac{Kk_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{dP_{cow}}{dS_w} \nabla S_w + \Delta\rho_{wo} \vec{g} \right) \right) \frac{f_w}{|\vec{v}_t|} \quad (\text{B.20})$$

B.1.1.6. Continuidad en función del flujo fraccional

Si los fluidos son incompresibles a condiciones de yacimiento, las ecuaciones de continuidad para aceite y agua (B.1) y (B.2) se expresan como:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\vec{v}_o}{B_o} \right] = -\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_o}{B_o} \right] \quad (\text{B.21})$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{\vec{v}_w}{B_w} \right] = -\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_w}{B_w} \right] \quad (\text{B.22})$$

Dividiendo estas ecuaciones entre la velocidad superficial \vec{v}_t , las ecuaciones pueden ser escritas en función del flujo fraccional como:

$$\frac{1}{B_o} \nabla \vec{f}_o + \frac{d\left(\frac{1}{B_o}\right)}{dP} \nabla P_o \vec{f}_o = -\frac{1}{|\vec{v}_T|} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (\text{B.23})$$

$$\frac{1}{B_w} \nabla \vec{f}_w + \frac{d\left(\frac{1}{B_w}\right)}{dP} \nabla P_w \vec{f}_w = -\frac{1}{|\vec{v}_T|} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (\text{B.24})$$

B.1.1.7. Ecuaciones de estado

Para fluidos considerados incompresibles y en condiciones isotérmicas:

$$\rho_o = \text{constante}$$

$$\rho_w = \text{constante}$$



$\mu_o = \text{constante}$

$\mu_w = \text{constante}$

B.1.2. Forma adimensional de las ecuaciones diferenciales parciales

Para la transformación de las ecuaciones anteriores a su forma adimensional, se divide cada una de las variables independientes en cada ecuación por una cantidad de referencia:

B.1.2.1. Variables x , y y z :

$$X_D = \frac{X}{l} \quad (\text{B.25})$$

$$Y_D = \frac{Y}{w} \quad (\text{B.26})$$

$$Z_D = \frac{Z}{h} \quad (\text{B.27})$$

B.1.2.2. P_{cow} , S_w y S_o :

En arenas no consolidadas limpias, la función J de Leverett correlaciona adecuadamente los datos de presión capilar en sistemas agua-aceite (ecuación 8):

$$J(S_w) = \frac{P_{\text{cow}} \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{\sigma_{\text{ow}}}$$

De acuerdo a la derivación de Poiseuille y la ecuación de Darcy, el término $(k/\phi)^{1/2}$ está relacionado al medio poroso promedio del sistema en estudio.

La función original J de Leverett considera que el ángulo de contacto es sustancialmente cero, lo cual es cierto para medios porosos fuertemente mojados por agua. Cuando el ángulo de contacto es más grande que cero, la ecuación J de Leverett, modificada por Bruce y Rose es:

$$J(S_w) = \frac{P_{cow} \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{\sigma_{ow} \cos \theta} \quad (B.28)$$

$$P_{cow} = \frac{\sigma_{ow} \cos \theta J(S_w)}{\sqrt{\frac{K}{\phi}}} \quad (B.29)$$

Derivando esta expresión:

$$\frac{\partial P_{cow}}{\partial X_D} = \frac{\left[\left(\frac{\partial(\sigma_{ow} \cos \theta J(S_w))}{\partial X_D} \right) \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right] - \left[\left(\frac{\partial \left(\sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)}{\partial X_D} \right) \cdot (\sigma_{ow} \cos \theta J(S_w)) \right]}{\left(\sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^2}$$

$$\frac{\partial P_{cow}}{\partial X_D} = \frac{\left[\left(\frac{\partial(\sigma_{ow} \cos \theta)}{\partial X_D} \right) \cdot J(S_w) \right] + (\sigma_{ow} \cos \theta) \cdot \left[\frac{\partial J(S_w)}{\partial X_D} \right] \cdot \left(\sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)}{\left(\sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^2}$$

$$\frac{\partial P_{\text{cow}}}{\partial X_D} = \frac{\left[(\sigma_{\text{ow}} \cos \theta) \cdot \frac{\partial J(S_w)}{\partial X_D} \right]}{\left(\sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)}$$

$$\frac{\partial P_{\text{cow}}}{\partial X_D} = (\sigma_{\text{ow}} \cos \theta) \sqrt{\frac{\phi}{K}} \frac{\partial J(S_w)}{\partial X_D}$$

$$\frac{\partial P_{\text{cow}}}{\partial X_D} = (\sigma_{\text{ow}} \cos \theta) \sqrt{\frac{\phi}{K}} \frac{\partial J}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial X_D} \quad (\text{B.30})$$

Collins definió una función de saturación modificada, con el fin de introducir un cierto grado de uniformidad en las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, que varían en los yacimientos debido a la gran variedad de medios porosos existentes. Para sistemas agua-aceite las saturaciones normalizadas se definen como sigue:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{\text{wirr}}}{(1 - S_{\text{wirr}} - S_{\text{or}})} \quad (\text{B.31})$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{\text{or}}}{(1 - S_{\text{wirr}} - S_{\text{or}})} \quad (\text{B.32})$$

Las permeabilidades relativas en función de las saturaciones normalizadas son:

$$k_{\text{rw}}(S_w^*) = \frac{K_w(S_w^*)}{K} \quad (\text{B.33})$$

$$k_{\text{ro}}(S_o^*) = \frac{K_o(S_o^*)}{K} \quad (\text{B.34})$$

Usando las definiciones anteriores, la presión capilar puede expresarse en forma adimensional como:

$$P_{\text{cow}}(S_w^*) = \frac{\sigma_{\text{ow}} \cos \theta J(S_w^*)}{\sqrt{\frac{K}{\phi}}} \quad (\text{B.35})$$

B.1.2.3. Flujo fraccional

Sustituyendo las variables adimensionales en la ecuación (B.20):

$$\vec{f}_w = \left(\frac{\frac{\vec{v}_t}{|\vec{v}_t|} + \frac{K k_{\text{ro}}(S_w^*) \sigma_{\text{ow}} \cos \theta \left(\frac{K}{\phi}\right)^{-1/2}}{\mu_o |\vec{v}_t|} \frac{dJ(S_w^*)}{d(S_w^*)}}{\left(\frac{1}{l} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial X_D} \right)_i + \frac{1}{w} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial Y_D} \right)_j + \frac{1}{h} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial Z_D} \right)_k + \frac{K k_{\text{ro}}(S_w^*) \Delta \rho_{\text{wo}} g}{\mu_o |\vec{v}_t|} \right) \left(1 + \frac{\mu_w k_{\text{ro}}}{\mu_o k_{\text{rw}}} \right) \quad (\text{B.36})$$

Definiendo la relación de movilidad agua-aceite como:

$$M_{\text{wo}} = \frac{k_{\text{rw}}(S_w^*) \mu_o}{k_{\text{ro}}(S_o^*) \mu_w} \quad (\text{B.37})$$

$$\frac{k_{\text{ro}}(S_o^*)}{\mu_o} = \frac{k_{\text{rw}}(S_w^*)}{M_{\text{wo}} \mu_w} \quad (\text{B.38})$$

Expresando el vector gravedad en función del buzamiento:

$$\vec{g} = -g \sin \alpha i + g \cos \alpha k \quad (\text{B.39})$$



Reemplazando las ecuaciones (B.38) y (B.39) en la ecuación (B.36) se obtiene:

$$\vec{f}_w = \left(\begin{array}{l} \frac{\vec{v}_t}{|\vec{v}_t|} + \frac{1}{M_{wo}} \frac{Kk_{rw}(S_w^*)}{\mu_w} \frac{\sigma_{ow} \cos \theta \left(\frac{K}{\phi}\right)^{-1/2}}{|\vec{v}_t| \cdot l} \frac{dJ(S_w^*)}{d(S_w^*)} \\ \left(\frac{1}{l} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial X_D} i + \frac{1}{w} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial Y_D} j + \frac{1}{h} \frac{\partial(S_w^*)}{\partial Z_D} k \right) \\ + \frac{1}{M_{wo}} \frac{Kk_{ro}(S_w^*)}{\mu_o} \frac{\Delta\rho_{wo} g(-g \sin \alpha i + g \cos \alpha k)}{|\vec{v}_t|} \end{array} \right) (1 + M_{wo})^{-1} \quad (B.40)$$

B.1.2.4. Ecuaciones de continuidad

Para llevar las ecuaciones de continuidad a su forma adimensional, se definirá el tiempo adimensional de la misma forma como fue definido por Perkins y Collins⁽²⁶⁾:

$$\tau = \frac{|\vec{v}_t| t}{\phi(1 - S_{or} - S_{wirr})} \quad (B.41)$$

Para la variable saturación, se empleará la definición presentada antes, en las ecuaciones (B.31) y (B.32). No es necesario definir una cantidad adimensional para la presión debido a que esta aparece en el denominador y el numerador de la ecuación, por tanto la cantidad de referencia sería cancelada. Reemplazando las variables por sus expresiones adimensionales, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial f_{wX_D}}{\partial X_D} + \frac{L}{w} \frac{\partial f_{wY_D}}{\partial Y_D} + \frac{L}{h} \frac{\partial f_{wZ_D}}{\partial Z_D} \right) \\
& + \left(f_{wX_D} \frac{\partial P_w}{\partial X_D} + \frac{L}{w} f_{wY_D} \frac{\partial P_w}{\partial Y_D} + \frac{L}{h} f_{wZ_D} \frac{\partial P_w}{\partial Z_D} \right) \frac{d}{dP_w} \left(\frac{1}{B_w} \right) \\
& = -\frac{1}{B_w} \frac{\partial S_w^*}{\partial \tau} - \left(S_w^* + \frac{S_{wi}}{(1-S_{or}-S_{wirr})} \right) \frac{d}{dP_w} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{dP_w}{\partial \tau}
\end{aligned} \tag{B.42}$$

Análogamente se puede obtener para el aceite:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial f_{oX_D}}{\partial X_D} + \frac{L}{w} \frac{\partial f_{oY_D}}{\partial Y_D} + \frac{L}{h} \frac{\partial f_{oZ_D}}{\partial Z_D} \right) \\
& + \left(f_{oX_D} \frac{\partial P_o}{\partial X_D} + \frac{L}{w} f_{oY_D} \frac{\partial P_o}{\partial Y_D} + \frac{L}{h} f_{oZ_D} \frac{\partial P_o}{\partial Z_D} \right) \frac{d}{dP_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) \\
& = -\frac{1}{B_w} \frac{\partial S_o^*}{\partial \tau} - \left(S_o^* + \frac{S_{or}}{(1-S_{or}-S_{wirr})} \right) \frac{d}{dP_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) \frac{dP_o}{\partial \tau}
\end{aligned} \tag{B.43}$$

B.2. Condiciones iniciales y de frontera

B.2.1. Condiciones iniciales

$$S_w(0, x, y, z) = S_{wi}(0, x, y, z)$$

$$P_o(0, x, y, z) = P_{oi}(0, x, y, z)$$

B.2.2. Condiciones de frontera

Para un yacimiento de longitud L en la dirección x, ancho W en la dirección y y espesor h en la dirección z. Las condiciones de frontera del sistema son:

Frontera superior e inferior:

$$Z = 0, z = h \text{ entonces } \vec{v}_{oz} = \vec{v}_{wz} = 0$$

Paredes o fronteras de simetría del patrón:

$$\nabla_n \cdot \mathbf{P}_o = \rho_o \cdot \mathbf{g} \cdot \nabla_n \cdot \mathbf{z}$$

$$\nabla_n \cdot \mathbf{P}_w = \rho_w \cdot \mathbf{g} \cdot \nabla_n \cdot \mathbf{z}$$

Pozo de inyección. Tasa constante:

$$\begin{aligned} x = 0 & \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{h} \int_0^h v_{wx} \cdot dy = v(t) \\ v_{ox} = 0 \end{array} \right\} \\ x = L & \rightarrow P = P_e(t) \end{aligned}$$

B.3. Identificación de los grupos similares

Las ecuaciones en forma adimensional de las ecuaciones diferenciales parciales y las adecuadas condiciones iniciales y de límites representan una descripción matemática del desplazamiento inmiscible de aceite por agua.

Por inspección de las ecuaciones en forma adimensional de las ecuaciones diferenciales parciales se obtienen los grupos de escalados adimensionales. Posteriormente se aplica la regla de que los productos adimensionales pueden ser multiplicados y divididos por otros grupos adimensionales y de esta manera se obtienen grupos escalados que son indicadores más generales de este proceso de desplazamiento.

Los grupos de escalamiento obtenidos se presentan en la **Tabla 1**.

ANEXO C

DERIVACIÓN DE LOS GRUPOS DE ESCALAMIENTO POR MEDIO DEL ANÁLISIS DIMENSIONAL

Las variables involucradas en el desplazamiento inmisible de petróleo por agua a través de un medio poroso se presentan en la **Tabla 2**.

Estas variables pueden relacionarse mediante la siguiente función:

$$f(l, h, \phi, \psi, k_{rw}, k_{ro}, K, \mu_w, \mu_o, \rho_w, \rho_o, \sigma_{ow}, \alpha, t, g, \theta, \left(\frac{\partial J(S_w^*)}{\partial S_w^*} \right), (1 - S_{wirr} - S_{or}), v_t, \Delta P) = 0$$

Usando la masa M, la longitud L y el tiempo T como dimensiones fundamentales y aplicando el principio de homogeneidad dimensional a la función anterior, se obtiene:

$$M^0 L^0 T^0 = l^{K_1} h^{K_2} \phi^0 \psi^0 K^{K_3} k_{rw}^0 k_{ro}^0 \mu_w^{K_4} \mu_o^{K_5} \rho_w^{K_6} \rho_o^{K_7} \alpha^0 \sigma_{ow}^{K_8} t^{K_9} g^{K_{10}} \theta^0 \left(\frac{\partial J}{\partial S_w^*} \right)^0 (1 - S_{wirr} - S_{or})^0 v_t^{K_{11}} \Delta P^{K_{12}} \quad (C.1)$$

Donde K_1, \dots, K_n , son constantes.

Los exponentes de las variables $\phi, \psi, k_{rw}, k_{ro}, \alpha, \theta, \left(\frac{\partial J}{\partial S_w^*} \right), (1 - S_{wirr} - S_{or})$ son cero debido a su carácter adimensional.

Introduciendo las dimensiones de las variables restantes en la ecuación (C.1), se obtiene:

$$M^0 L^0 T^0 = L^{K_1} L^{K_2} (L^2)^{K_3} (ML^{-1}T^{-1})^{K_4} (ML^{-1}T^{-1})^{K_5} (ML^{-3})^{K_6} (ML^{-3})^{K_7} (MT^{-2})^{K_8} T^{K_9} (LT^{-2})^{K_{10}} (LT^{-1})^{K_{11}} (ML^{-1}T^{-2})^{K_{12}} \quad (C.2)$$

Igualando los exponentes de M, L y T a ambos lados de la ecuación (C.2), se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$M: 0 = K_4 + K_5 + K_6 + K_7 + K_8 + K_{12} \quad (C.3)$$

$$L: 0 = K_1 + K_2 + 2K_3 - K_4 - K_5 - 3K_6 - 3K_7 + K_{10} + K_{11} - K_{12} \quad (C.4)$$

$$T: 0 = -K_4 - K_5 - 2K_8 + K_9 - 2K_{10} - K_{11} - 2K_{12} \quad (C.5)$$

El anterior sistema de ecuaciones puede ser escrito en forma matricial:

$$AK = 0$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 2 & -1 & -1 & -3 & -3 & 0 & 0 & 1 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & -2 & 1 & -2 & -1 & -2 \end{bmatrix}$$

$$K = [K_1 K_2 \dots K_{11} K_{12}]$$

Donde A es la matriz dimensional y \bar{K} es el vector de incógnitas.

Las variables l, μ_w y t con exponentes K_1, K_5 y K_9 respectivamente, fueron escogidas por considerarse que juegan un papel importante en el proceso y cumplen las normas exigidas.

$$K_1 = -K_2 - 2K_3 + K_4 + K_5 + 3K_6 + 3K_7 - K_{10} - K_{11} + K_{12} \quad (C.6)$$

$$K_5 = -K_4 - K_6 - K_7 - K_8 - K_{12} \quad (C.7)$$

$$K_9 = K_4 + K_5 + 2K_8 + 2K_{10} + K_{11} + 2K_{12} \quad (C.8)$$

Reemplazando entre sí las ecuaciones anteriores:

$$K_1 = -K_2 - 2K_3 + 2K_6 + 2K_7 - K_8 - K_{10} - K_{11} \quad (C.9)$$

$$K_5 = -K_4 - K_6 - K_7 - K_8 - K_{12} \quad (C.10)$$

$$K_9 = -K_6 - K_7 + K_8 + 2K_{10} + K_{11} + K_{12} \quad (C.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones (C.9) – (C.11) en la ecuación (C.1):

$$M^{\circ}L^{\circ}T^{\circ} = l^{(-K_2-2K_3+2K_6+2K_7-K_8-K_{10}-K_{11})} \phi^{\circ} \psi^{\circ} K^{\circ} k_{rw}^{\circ} k_{ro}^{\circ} \mu_w^{\circ} \mu_o^{\circ} \rho_w^{\circ} \rho_o^{\circ} \alpha^{\circ} \sigma_{ow}^{\circ} t^{(-K_4-K_6-K_7-K_8-K_{12})} g^{\circ} \theta^{\circ} \left(\frac{\partial J}{\partial S_w^*} \right)^{\circ} (1 - S_{wirr} - S_{or})^{\circ} v_t^{K_{11}} \Delta P^{K_{12}} \quad (C.12)$$

Agrupando términos del mismo exponente:

$$M^{\circ}L^{\circ}T^{\circ} = (l^{-1} \cdot h)^{K_2} (l^{-2} \cdot K)^{K_3} \phi^{\circ} \psi^{\circ} k_{rw}^{\circ} k_{ro}^{\circ} (\mu_w^{-1} \cdot \mu_o)^{K_4} \cdot \alpha^{\circ} (l^2 \cdot \mu_w^{-1} \cdot \rho_w \cdot t^{-1})^{K_6} (l^2 \cdot \mu_w^{-1} \cdot \rho_o \cdot t^{-1})^{K_7} (l^{-1} \cdot \mu_w^{-1} \cdot \sigma_{wo} \cdot t)^{K_8} (l^{-1} \cdot t^2 \cdot g)^{K_{10}} (l^{-1} \cdot t \cdot v_t)^{K_{11}} (\mu_w^{-1} \cdot t \cdot \Delta P)^{K_{12}} \theta^{\circ} \left(\frac{\partial J}{\partial S_w^*} \right)^{\circ} (1 - S_{wirr} - S_{or})^{\circ} \quad (C.13)$$

Se obtienen así 14 números adimensionales que caracterizan el sistema. Los grupos obtenidos se encuentran en la **Tabla 3**.

ANEXO D

TABLAS DE DIMENSIONAMIENTO

Los modelos escalados Radial y SCALA pueden utilizarse para una amplia gama de combinaciones en las dimensiones del prototipo.

La primera (**Tabla D.1**) muestra las combinaciones en las dimensiones del prototipo que se podrían manejar para las dimensiones del Modelo SCALA. La segunda (**Tabla D.2**) muestra las combinaciones en las dimensiones del prototipo que se podrían manejar para las dimensiones del Modelo SCALA

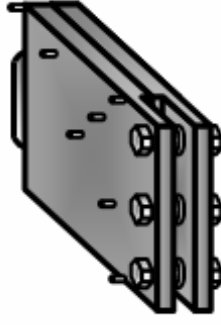
Tabla D.1 - Dimensionamiento del Prototipo de Campo utilizando el Modelo SCALA.

a	Factor de Escalamiento
l_m	Distancia entre Pozos en el Modelo de Laboratorio
h_m	Espesor en el Modelo de Laboratorio
w_m	Ancho en el Modelo de Laboratorio
l_p	Distancia entre Pozos del Prototipo de Campo
h_p	Espesor del Prototipo de Campo
A_{PATRON}	Área del Patrón Completo

l_m (cm)	42
------------------------------	----

w_m (cm)	29,7
------------------------------	------

MODELO SCALA



l_p (ft)	l_p (cm)	A_{PATRON} (acres)	h_m (cm)											h_p (ft)																							
			a	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1										
500	15240	11,48	362,86	0	1,19	2,38	3,57	4,76	5,95	7,14	8,33	9,52	10,71	11,90	13,10	14,40	15,71	17,02	18,33	19,64	20,95	22,26	23,57	24,88	26,19	27,50	28,81	30,12	31,43	32,74	34,05	35,36	36,67	37,98	39,29		
550	16764	13,89	399,14	0	1,31	2,62	3,93	5,24	6,55	7,86	9,17	10,48	11,79	13,10	14,40	15,71	17,02	18,33	19,64	20,95	22,26	23,57	24,88	26,19	27,50	28,81	30,12	31,43	32,74	34,05	35,36	36,67	37,98	39,29			
600	18288	16,53	435,43	0	1,43	2,86	4,29	5,71	7,14	8,57	10,00	11,43	12,86	14,29	15,71	17,14	18,57	20,00	21,43	22,86	24,29	25,71	27,14	28,57	29,99	31,43	32,86	34,29	35,71	37,14	38,57	39,99	41,43	42,86	44,29		
650	19812	19,40	471,71	0	1,55	3,10	4,64	6,19	7,74	9,29	10,83	12,38	13,93	15,48	17,02	18,57	20,11	21,66	23,20	24,75	26,29	27,84	29,38	30,93	32,47	34,01	35,56	37,10	38,65	40,19	41,74	43,28	44,83	46,37	47,91		
700	21336	22,50	508,00	0	1,67	3,33	5,00	6,67	8,33	10,00	11,67	13,33	15,00	16,67	18,33	20,00	21,67	23,33	25,00	26,67	28,33	30,00	31,67	33,33	35,00	36,67	38,33	40,00	41,67	43,33	45,00	46,67	48,33	50,00	51,67		
750	22860	25,83	544,29	0	1,79	3,57	5,36	7,14	8,93	10,71	12,50	14,29	16,07	17,86	19,64	21,43	23,21	25,00	26,79	28,57	30,36	32,14	33,93	35,71	37,50	39,29	41,07	42,86	44,64	46,43	48,21	50,00	51,79	53,57	55,36		
800	24384	29,38	580,57	0	1,90	3,81	5,71	7,62	9,52	11,43	13,33	15,24	17,14	19,05	20,95	22,86	24,76	26,67	28,57	30,47	32,38	34,29	36,19	38,10	40,00	41,91	43,81	45,71	47,62	49,52	51,43	53,33	55,24	57,14	59,05		
850	25908	33,17	616,86	0	2,02	4,05	6,07	8,10	10,12	12,14	14,17	16,19	18,21	20,24	22,26	24,29	26,31	28,33	30,36	32,38	34,41	36,43	38,45	40,47	42,50	44,52	46,54	48,57	50,59	52,61	54,64	56,66	58,68	60,71	62,73	64,75	
900	27432	37,19	653,14	0	2,14	4,29	6,43	8,57	10,71	12,86	15,00	17,14	19,29	21,43	23,57	25,71	27,86	29,99	32,14	34,29	36,43	38,57	40,71	42,86	45,00	47,14	49,29	51,43	53,57	55,71	57,86	60,00	62,14	64,29	66,43	68,57	70,71
950	28956	41,44	689,43	0	2,26	4,52	6,79	9,05	11,31	13,57	15,83	18,10	20,36	22,62	24,88	27,14	29,40	31,66	33,93	36,19	38,45	40,71	42,97	45,23	47,49	49,75	52,01	54,27	56,53	58,79	61,05	63,31	65,57	67,83	70,09	72,35	74,61
1000	30480	45,91	725,71	0	2,38	4,76	7,14	9,52	11,90	14,29	16,67	19,05	21,43	23,81	26,19	28,57	30,95	33,33	35,71	38,09	40,47	42,86	45,24	47,62	50,00	52,38	54,76	57,14	59,52	61,90	64,29	66,67	69,05	71,43	73,81	76,19	78,57
1050	32004	50,62	762,00	0	2,50	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00	22,50	25,00	27,50	30,00	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00	52,50	55,00	57,50	60,00	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50	75,00	77,50	80,00	82,50
1100	33528	55,55	798,29	0	2,62	5,24	7,86	10,48	13,10	15,71	18,33	20,95	23,57	26,19	28,81	31,43	34,05	36,67	39,29	41,91	44,52	47,14	49,76	52,38	55,00	57,62	60,24	62,86	65,48	68,10	70,71	73,33	75,95	78,57	81,19	83,81	86,43
1150	35052	60,72	834,57	0	2,74	5,48	8,21	10,95	13,69	16,43	19,17	21,90	24,64	27,38	30,12	32,86	35,60	38,33	41,07	43,81	46,54	49,29	52,01	54,74	57,47	60,20	62,93	65,66	68,39	71,12	73,85	76,58	79,31	82,04	84,77	87,50	90,23
1200	36576	66,11	870,86	0	2,86	5,71	8,57	11,43	14,29	17,14	20,00	22,86	25,71	28,57	31,43	34,29	37,14	40,00	42,86	45,71	48,57	51,43	54,29	57,14	60,00	62,86	65,71	68,57	71,43	74,29	77,14	80,00	82,86	85,71	88,57	91,43	94,29
1250	38100	71,74	907,14	0	2,98	5,95	8,93	11,90	14,88	17,86	20,83	23,81	26,79	29,76	32,74	35,71	38,69	41,67	44,64	47,62	50,59	53,57	56,54	59,52	62,50	65,48	68,45	71,43	74,41	77,38	80,36	83,33	86,31	89,29	92,27	95,24	98,21
1300	39624	77,59	943,43	0	3,10	6,19	9,29	12,38	15,48	18,57	21,67	24,76	27,86	30,95	34,05	37,14	40,24	43,33	46,43	49,52	52,61	55,71	58,81	61,90	65,00	68,09	71,19	74,29	77,38	80,48	83,57	86,67	89,76	92,86	95,95	99,05	102,14
1350	41148	83,68	979,71	0	3,21	6,43	9,64	12,86	16,07	19,29	22,50	25,71	28,93	32,14	35,36	38,57	41,79	45,00	48,21	51,43	54,64	57,86	61,07	64,29	67,50	70,71	73,93	77,14	80,36	83,57	86,79	90,00	93,21	96,43	99,64	102,86	106,07
1400	42672	89,99	1016,00	0	3,33	6,67	10,00	13,33	16,67	20,00	23,33	26,67	30,00	33,33	36,67	40,00	43,33	46,67	50,00	53,33	56,67	60,00	63,33	66,67	70,00	73,33	76,67	80,00	83,33	86,67	90,00	93,33	96,67	100,00	103,33	106,67	110,00
1450	44196	96,53	1052,29	0	3,45	6,90	10,36	13,81	17,26	20,71	24,17	27,62	31,07	34,52	37,98	41,43	44,88	48,33	51,79	55,24	58,69	62,14	65,59	69,04	72,49	75,94	79,39	82,84	86,29	89,74	93,19	96,64	100,09	103,54	106,99	110,44	113,89
1500	45720	103,30	1088,57	0	3,57	7,14	10,71	14,29	17,86	21,43	25,00	28,57	32,14	35,71	39,29	42,86	46,43	50,00	53,57	57,14	60,71	64,29	67,86	71,43	75,00	78,57	82,14	85,71	89,29	92,86	96,43	100,00	103,57	107,14	110,71	114,29	117,86

* $500 \leq l_p \leq 1500$; $0 \leq h_m \leq 1,1$

l_p (ft)	l_p (cm)	A_{PATRON} (acres)	h_m (cm)										h_p (ft)										
			1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2	2,1	2,2	2,3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2
500	15240	11,48	362,86	14,29	15,48	16,67	17,86	19,05	20,24	21,43	22,62	23,81	25,00	26,19	27,38								
550	16764	13,89	399,14	15,71	17,02	18,33	19,64	20,95	22,26	23,57	24,88	26,19	27,50	28,81	30,12								
600	18288	16,53	435,43	17,14	18,57	20,00	21,43	22,86	24,29	25,71	27,14	28,57	30,00	31,43	32,86								
650	19812	19,40	471,71	18,57	20,12	21,67	23,21	24,76	26,31	27,86	29,40	30,95	32,50	34,05	35,60								
700	21336	22,50	508,00	20,00	21,67	23,33	25,00	26,67	28,33	30,00	31,67	33,33	35,00	36,67	38,33								
750	22860	25,83	544,29	21,43	23,21	25,00	26,79	28,57	30,36	32,14	33,93	35,71	37,50	39,29	41,07								
800	24384	29,38	580,57	22,86	24,76	26,67	28,57	30,48	32,38	34,29	36,19	38,10	40,00	41,90	43,81								
850	25908	33,17	616,86	24,29	26,31	28,33	30,36	32,38	34,40	36,43	38,45	40,48	42,50	44,52	46,55								
900	27432	37,19	653,14	25,71	27,86	30,00	32,14	34,29	36,43	38,57	40,71	42,86	45,00	47,14	49,29								
950	28956	41,44	689,43	27,14	29,40	31,67	33,93	36,19	38,45	40,71	42,98	45,24	47,50	49,76	52,02								
1000	30480	45,91	725,71	28,57	30,95	33,33	35,71	38,10	40,48	42,86	45,24	47,62	50,00	52,38	54,76								
1050	32004	50,62	762,00	30,00	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00	52,50	55,00	57,50								
1100	33528	55,55	798,29	31,43	34,05	36,67	39,29	41,90	44,52	47,14	49,76	52,38	55,00	57,62	60,24								
1150	35052	60,72	834,57	32,86	35,60	38,33	41,07	43,81	46,55	49,29	52,02	54,76	57,50	60,24	62,98								
1200	36576	66,11	870,86	34,29	37,14	40,00	42,86	45,71	48,57	51,43	54,29	57,14	60,00	62,86	65,71								
1250	38100	71,74	907,14	35,71	38,89	41,67	44,64	47,62	50,60	53,57	56,55	59,52	62,50	65,48	68,45								
1300	39624	77,59	943,43	37,14	40,24	43,33	46,43	49,52	52,62	55,71	58,81	61,90	65,00	68,10	71,19								
1350	41148	83,68	979,71	38,57	41,79	45,00	48,21	51,43	54,64	57,86	61,07	64,29	67,50	70,71	73,93								
1400	42672	89,99	1016,00	40,00	43,33	46,67	50,00	53,33	56,67	60,00	63,33	66,67	70,00	73,33	76,67								
1450	44196	96,53	1052,29	41,43	44,88	48,33	51,79	55,24	58,69	62,14	65,60	69,05	72,50	75,95	79,40								
1500	45720	103,30	1088,57	42,86	46,43	50,00	53,57	57,14	60,71	64,29	67,86	71,43	75,00	78,57	82,14								

*500 ≤ l_p ≤ 1500 ; 1,2 ≤ h_m ≤ 2,3



I _p (ft)	I _p (cm)	A _{PATRON} (acres)	h _m (cm)		h _p (ft)										
			a	α	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3	3,1	3,2	3,3	3,4
500	15240	11,48	362,86	28,57	29,76	30,95	32,14	33,33	34,52	35,71	36,90	38,10	39,29	40,48	41,67
550	16764	13,89	399,14	31,43	32,74	34,05	35,36	36,67	37,98	39,29	40,60	41,90	43,21	44,52	45,83
600	18288	16,53	435,43	34,29	35,71	37,14	38,57	40,00	41,43	42,86	44,29	45,71	47,14	48,57	50,00
650	19812	19,40	471,71	37,14	38,69	40,24	41,79	43,33	44,88	46,43	47,98	49,52	51,07	52,62	54,17
700	21336	22,50	508,00	40,00	41,67	43,33	45,00	46,67	48,33	50,00	51,67	53,33	55,00	56,67	58,33
750	22860	25,83	544,29	42,86	44,64	46,43	48,21	50,00	51,79	53,57	55,36	57,14	58,93	60,71	62,50
800	24384	29,38	580,57	45,71	47,62	49,52	51,43	53,33	55,24	57,14	59,05	60,95	62,86	64,76	66,67
850	25908	33,17	616,86	48,57	50,60	52,62	54,64	56,67	58,69	60,71	62,74	64,76	66,79	68,81	70,83
900	27432	37,19	653,14	51,43	53,57	55,71	57,86	60,00	62,14	64,29	66,43	68,57	70,71	72,86	75,00
950	28956	41,44	689,43	54,29	56,55	58,81	61,07	63,33	65,60	67,86	70,12	72,38	74,64	76,90	79,17
1000	30480	45,91	725,71	57,14	59,52	61,90	64,29	66,67	69,05	71,43	73,81	76,19	78,57	80,95	83,33
1050	32004	50,62	762,00	60,00	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50	75,00	77,50	80,00	82,50	85,00	87,50
1100	33528	55,55	798,29	62,86	65,48	68,10	70,71	73,33	75,95	78,57	81,19	83,81	86,43	89,05	91,67
1150	35052	60,72	834,57	65,71	68,45	71,19	73,93	76,67	79,40	82,14	84,88	87,62	90,36	93,10	95,83
1200	36576	66,11	870,86	68,57	71,43	74,29	77,14	80,00	82,86	85,71	88,57	91,43	94,29	97,14	100,00
1250	38100	71,74	907,14	71,43	74,40	77,38	80,36	83,33	86,31	89,29	92,26	95,24	98,21	101,19	104,17
1300	39624	77,59	943,43	74,29	77,38	80,48	83,57	86,67	89,76	92,86	95,95	99,05	102,14	105,24	108,33
1350	41148	83,68	979,71	77,14	80,36	83,57	86,79	90,00	93,21	96,43	99,64	102,86	106,07	109,29	112,50
1400	42672	89,99	1016,00	80,00	83,33	86,67	90,00	93,33	96,67	100,00	103,33	106,67	110,00	113,33	116,67
1450	44196	96,53	1052,29	82,86	86,31	89,76	93,21	96,67	100,12	103,57	107,02	110,48	113,93	117,38	120,83
1500	45720	103,30	1088,57	85,71	89,29	92,86	96,43	100,00	103,57	107,14	110,71	114,29	117,86	121,43	125,00

*500 ≤ I_p ≤ 1500 ; 2,4 ≤ h_m ≤ 3,5



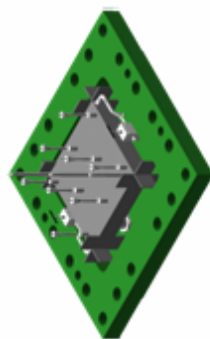
Tabla D.2 - Dimensionamiento del prototipo de campo utilizando el Modelo Radial.

a	Factor de Escalamiento
l_m	Distancia entre Pozos en el Modelo de Laboratorio
h_m	Espesor en el Modelo de Laboratorio
w_m	Ancho en el Modelo de Laboratorio
l_p	Distancia entre Pozos del P rototipo de Campo
h_p	Espesor del P rototipo de Campo
A_{PATRON}	Área del Patrón Completo

l_m (cm)	36
------------------------------	----

w_m (cm)	25,5
------------------------------	------

MODELO RADIAL



l_p (ft)	l_p (cm)	A_{PATRON} (acres)	h_m (cm)											h_p (ft)										
			a	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
500	15240	11,48	423,33	0	1,39	2,78	4,17	5,56	6,94	8,33	9,72	11,11	12,50	13,89	15,28									
550	16764	13,89	465,67	0	1,53	3,06	4,58	6,11	7,64	9,17	10,69	12,22	13,75	15,28	16,81									
600	18288	16,53	508,00	0	1,67	3,33	5,00	6,67	8,33	10,00	11,67	13,33	15,00	16,67	18,33									
650	19812	19,40	550,33	0	1,81	3,61	5,42	7,22	9,03	10,83	12,64	14,44	16,25	18,06	19,86									
700	21336	22,50	592,67	0	1,94	3,89	5,83	7,78	9,72	11,67	13,61	15,56	17,50	19,44	21,39									
750	22860	25,83	635,00	0	2,08	4,17	6,25	8,33	10,42	12,50	14,58	16,67	18,75	20,83	22,92									
800	24384	29,38	677,33	0	2,22	4,44	6,67	8,89	11,11	13,33	15,56	17,78	20,00	22,22	24,44									
850	25908	33,17	719,67	0	2,36	4,72	7,08	9,44	11,81	14,17	16,53	18,89	21,25	23,61	25,97									
900	27432	37,19	762,00	0	2,50	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00	22,50	25,00	27,50									
950	28956	41,44	804,33	0	2,64	5,28	7,92	10,56	13,19	15,83	18,47	21,11	23,75	26,39	29,03									
1000	30480	45,91	846,67	0	2,78	5,56	8,33	11,11	13,89	16,67	19,44	22,22	25,00	27,78	30,56									
1050	32004	50,62	889,00	0	2,92	5,83	8,75	11,67	14,58	17,50	20,42	23,33	26,25	29,17	32,08									
1100	33528	55,55	931,33	0	3,06	6,11	9,17	12,22	15,28	18,33	21,39	24,44	27,50	30,56	33,61									
1150	35052	60,72	973,67	0	3,19	6,39	9,58	12,78	15,97	19,17	22,36	25,56	28,75	31,94	35,14									
1200	36576	66,11	1016,00	0	3,33	6,67	10,00	13,33	16,67	20,00	23,33	26,67	30,00	33,33	36,67									
1250	38100	71,74	1058,33	0	3,47	6,94	10,42	13,89	17,36	20,83	24,31	27,78	31,25	34,72	38,19									
1300	39624	77,59	1100,67	0	3,61	7,22	10,83	14,44	18,06	21,67	25,28	28,89	32,50	36,11	39,72									
1350	41148	83,68	1143,00	0	3,75	7,50	11,25	15,00	18,75	22,50	26,25	30,00	33,75	37,50	41,25									
1400	42672	89,99	1185,33	0	3,89	7,78	11,67	15,56	19,44	23,33	27,22	31,11	35,00	38,89	42,78									
1450	44196	96,53	1227,67	0	4,03	8,06	12,08	16,11	20,14	24,17	28,19	32,22	36,25	40,26	44,31									
1500	45720	103,30	1270,00	0	4,17	8,33	12,50	16,67	20,83	25,00	29,17	33,33	37,50	41,67	45,83									

* $500 \leq l_p \leq 1500$; $0 \leq h_m \leq 1,1$

I _p (ft)	I _p (cm)	A _{PATRON} (acres)	h _m (cm)										h _p (ft)																		
			1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2	2,1	2,2	2,3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2	2,1	2,2	2,3					
500	15240	11,48	423,33	16,67	18,06	19,44	20,83	22,22	23,61	25,00	26,39	27,78	29,17	30,56	31,94	550	16764	13,89	465,67	18,33	19,66	21,39	22,92	24,44	25,97	27,50	29,03	30,56	32,08	33,61	35,14
600	18288	16,53	508,00	20,00	21,67	23,33	25,00	26,67	28,33	30,00	31,67	33,33	35,00	36,67	38,33	650	19812	19,40	550,33	21,67	23,47	25,28	27,08	28,89	30,69	32,50	34,31	36,11	37,92	39,72	41,53
700	21336	22,50	592,67	23,33	25,28	27,22	29,17	31,11	33,06	35,00	36,94	38,89	40,83	42,78	44,72	750	22860	25,83	635,00	25,00	27,08	29,17	31,25	33,33	35,42	37,50	39,58	41,67	43,75	45,83	47,92
800	24384	29,38	677,33	26,67	28,69	31,11	33,33	35,56	37,78	40,00	42,22	44,44	46,67	48,89	51,11	850	25908	33,17	719,67	28,33	30,69	33,06	35,42	37,78	40,14	42,50	44,86	47,22	49,58	51,94	54,31
900	27432	37,19	762,00	30,00	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00	52,50	55,00	57,50	950	28956	41,44	804,33	31,67	34,31	36,94	39,58	42,22	44,86	47,50	50,14	52,78	55,42	58,06	60,69
1000	30480	45,91	846,67	33,33	36,11	38,89	41,67	44,44	47,22	50,00	52,78	55,56	58,33	61,11	63,89	1050	32004	50,62	889,00	35,00	37,92	40,83	43,75	46,67	49,58	52,50	55,42	58,33	61,25	64,17	67,08
1100	33528	55,55	931,33	36,67	39,72	42,78	45,83	48,89	51,94	55,00	58,06	61,11	64,17	67,22	70,28	1150	35052	60,72	973,67	38,33	41,53	44,72	47,92	51,11	54,31	57,50	60,69	63,89	67,08	70,28	73,47
1200	36576	66,11	1016,00	40,00	43,33	46,67	50,00	53,33	56,67	60,00	63,33	66,67	70,00	73,33	76,67	1250	38100	71,74	1058,33	41,67	45,14	48,61	52,08	55,56	59,03	62,50	65,97	69,44	72,92	76,39	79,86
1300	39624	77,59	1100,67	43,33	46,94	50,56	54,17	57,78	61,39	65,00	68,61	72,22	75,83	79,44	83,06	1350	41148	83,68	1143,00	45,00	48,75	52,50	56,25	60,00	63,75	67,50	71,25	75,00	78,75	82,50	86,25
1400	42672	89,99	1185,33	46,67	50,56	54,44	58,33	62,22	66,11	70,00	73,89	77,78	81,67	85,56	89,44	1450	44196	96,53	1227,67	48,33	52,36	56,39	60,42	64,44	68,47	72,50	76,53	80,56	84,58	88,61	92,64
1500	45720	103,30	1270,00	50,00	54,17	58,33	62,50	66,67	70,83	75,00	79,17	83,33	87,50	91,67	95,83																

*500 ≤ I_p ≤ 1500 ; 1,2 ≤ h_m ≤ 2,3





I _p (ft)	I _p (cm)	A _{PATRON} (acres)	h _m (cm)														
			h _p (ft)														
500	15240	11,48	423,33	50,00	51,39	52,78	54,17	55,56	56,94	58,33	59,72						
550	16764	13,89	465,67	55,00	56,53	58,06	59,58	61,11	62,64	64,17	65,69						
600	18288	16,53	508,00	60,00	61,67	63,33	65,00	66,67	68,33	70,00	71,67						
650	19812	19,40	550,33	65,00	66,81	68,61	70,42	72,22	74,03	75,83	77,64						
700	21336	22,50	592,67	70,00	71,94	73,89	75,83	77,78	79,72	81,67	83,61						
750	22860	25,83	635,00	75,00	77,08	79,17	81,25	83,33	85,42	87,50	89,58						
800	24384	29,38	677,33	80,00	82,22	84,44	86,67	88,89	91,11	93,33	95,56						
850	25908	33,17	719,67	85,00	87,36	89,72	92,08	94,44	96,81	99,17	101,53						
900	27432	37,19	762,00	90,00	92,50	95,00	97,50	100,00	102,50	105,00	107,50						
950	28956	41,44	804,33	95,00	97,64	100,28	102,92	105,56	108,19	110,83	113,47						
1000	30480	45,91	846,67	100,00	102,78	105,56	108,33	111,11	113,89	116,67	119,44						
1050	32004	50,62	889,00	105,00	107,92	110,83	113,75	116,67	119,58	122,50	125,42						
1100	33528	55,55	931,33	110,00	113,06	116,11	119,17	122,22	125,28	128,33	131,39						
1150	35052	60,72	973,67	115,00	118,19	121,39	124,58	127,78	130,97	134,17	137,36						
1200	36576	66,11	1016,00	120,00	123,33	126,67	130,00	133,33	136,67	140,00	143,33						
1250	38100	71,74	1058,33	125,00	128,47	131,94	135,42	138,89	142,36	145,83	149,31						
1300	39624	77,59	1100,67	130,00	133,61	137,22	140,83	144,44	148,06	151,67	155,28						
1350	41148	83,68	1143,00	135,00	138,75	142,50	146,25	150,00	153,75	157,50	161,25						
1400	42672	89,99	1185,33	140,00	143,89	147,78	151,67	155,56	159,44	163,33	167,22						
1450	44196	96,53	1227,67	145,00	149,03	153,06	157,08	161,11	165,14	169,17	173,19						
1500	45720	103,30	1270,00	150,00	154,17	158,33	162,50	166,67	170,83	175,00	179,17						

*500 ≤ I_p ≤ 1500 ; 3,6 ≤ h_m ≤ 4,3

ANEXO E

ARCHIVOS DE SIMULACIÓN

E.1. Prototipo de campo para el Modelo SCALA

```
RESULTS SIMULATOR IMEX 200500
TITLE1 'PROTOTIPO DE CAMPO PARA EL MODELO SCALA'
TITLE2 'Martha Liliana Trujillo - Nestor Mauricio Silva'
TITLE3 'Inyección de Agua en 1/8 de Patrón de 5 Puntos'
CASEID 'P-SCALA'
INUNIT FIELD
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF RES ALL
OUTSRF GRID BPP OILPOT PRES SO SW
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
**$ Distance units: ft
RESULTS XOFFSET      0.0000
RESULTS YOFFSET      0.0000
RESULTS ROTATION      0.0000 **$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
**$
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****
GRID VARI 30 30 3
KDIR DOWN
DI IVAR
30*21.931
DJ JVAR
30*21.931
DK ALL
```

2700*25

DTOP

900*4375

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

*MOD

1:29	1:1	1:1	= 0
1:28	2:2	1:1	= 0
1:27	3:3	1:1	= 0
1:12	4:16	1:1	= 0
11:26	4:4	1:1	= 0
8:25	5:5	1:1	= 0
11:24	6:6	1:1	= 0
12:22	7:7	1:1	= 0
23:23	7:7	1:1	= 0
10:22	8:8	1:1	= 0
10:21	9:9	1:1	= 0
12:20	10:10	1:1	= 0
12:19	11:11	1:1	= 0
8:18	12:12	1:1	= 0
10:17	13:13	1:1	= 0
9:16	14:14	1:1	= 0
10:15	15:15	1:1	= 0
11:14	16:16	1:1	= 0
1:13	17:17	1:1	= 0
1:12	18:18	1:1	= 0
1:11	19:19	1:1	= 0
1:10	20:20	1:1	= 0
1:9	21:21	1:1	= 0
1:8	22:22	1:1	= 0
1:7	23:23	1:1	= 0
1:6	24:24	1:1	= 0
1:5	25:25	1:1	= 0
1:4	26:26	1:1	= 0
1:3	27:27	1:1	= 0
1:2	28:28	1:1	= 0
1:1	29:29	1:1	= 0
1:29	1:1	2:2	= 0
1:14	2:15	2:2	= 0
13:28	2:2	2:2	= 0
12:27	3:3	2:2	= 0
10:26	4:4	2:2	= 0



11:25 5:5 2:2 = 0
 13:24 6:6 2:2 = 0
 12:23 7:7 2:2 = 0
 10:22 8:8 2:2 = 0
 12:21 9:9 2:2 = 0
 13:20 10:10 2:2 = 0
 11:19 11:11 2:2 = 0
 11:18 12:12 2:2 = 0
 15:17 13:13 2:2 = 0
 15:16 14:14 2:2 = 0
 15:15 15:15 2:2 = 0
 1:14 16:16 2:2 = 0
 1:13 16:17 2:2 = 0
 1:12 18:18 2:2 = 0
 1:11 19:19 2:2 = 0
 1:10 20:20 2:2 = 0
 1:9 21:21 2:2 = 0
 1:8 22:22 2:2 = 0
 1:7 23:23 2:2 = 0
 1:6 24:24 2:2 = 0
 1:5 25:25 2:2 = 0
 1:4 26:26 2:2 = 0
 1:3 27:27 2:2 = 0
 1:2 28:28 2:2 = 0
 1:1 29:29 2:2 = 0
 18:29 1:1 3:3 = 0
 1:17 1:1 3:3 = 0
 1:4 1:9 3:3 = 0
 5:6 2:8 3:3 = 0
 1:2 10:19 3:3 = 0
 4:9 2:9 3:3 = 0
 1:7 10:13 3:3 = 0
 1:6 14:16 3:3 = 0
 7:16 1:4 3:3 = 0
 7:14 5:7 3:3 = 0
 4:12 8:12 3:3 = 0
 11:22 2:3 3:3 = 0
 11:20 4:6 3:3 = 0
 13:16 7:9 3:3 = 0
 10:14 10:12 3:3 = 0
 5:10 12:14 3:3 = 0
 2:8 15:17 3:3 = 0
 1:5 18:19 3:3 = 0
 1:7 17:21 3:3 = 0
 1:4 22:24 3:3 = 0

1:2	25:26	3:3	= 0
20:25	1:4	3:3	= 0
17:22	5:7	3:3	= 0
14:19	7:10	3:3	= 0
9:15	11:13	3:3	= 0
8:12	14:16	3:3	= 0
8:9	17:19	3:3	= 0
26:28	2:2	3:3	= 0
25:27	3:3	3:3	= 0
26:26	4:4	3:3	= 0
22:25	5:5	3:3	= 0
22:24	6:6	3:3	= 0
23:23	7:7	3:3	= 0
20:21	8:8	3:3	= 0
22:22	8:8	3:3	= 0
20:20	9:9	3:3	= 0
21:21	9:9	3:3	= 0
15:17	11:11	3:3	= 0
20:20	10:10	3:3	= 0
17:19	11:11	3:3	= 0
16:18	12:12	3:3	= 0
15:17	13:13	3:3	= 0
12:16	14:14	3:3	= 0
13:15	15:15	3:3	= 0
13:14	16:16	3:3	= 0
9:13	17:17	3:3	= 0
10:11	18:18	3:3	= 0
12:12	18:18	3:3	= 0
9:11	19:19	3:3	= 0
8:10	20:20	3:3	= 0
7:9	21:21	3:3	= 0
5:8	22:22	3:3	= 0
4:7	23:23	3:3	= 0
4:6	24:24	3:3	= 0
2:5	25:25	3:3	= 0
2:4	26:26	3:3	= 0
1:3	27:27	3:3	= 0
1:2	28:28	3:3	= 0
1:1	29:29	3:3	= 0

**\$ Property: Porosity Max: 0.24 Min: 0.24

POR CON 0.24

**\$ Property: Permeability I (md) Max: 385 Min: 385

PERMI CON 385

PERMJ EQUALSI

PERMK EQUALSI

**\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = pinched block, 1 = active block

PINCHOUTARRAY CON 1

PRPOR 14.7

CPOR 3e-006

MODEL OILWATER

TRES 132

PVT BG 1

**\$	p	Rs	Bo	Bg	viso	visg
	14.696	1.46136	1.03126	0.201937	35.4972	0.0133881
	14.6963	1.46137	1.03126	0.201933	35.4972	0.0133881
	14.6965	1.46138	1.03126	0.201929	35.4972	0.0133881
	14.6968	1.46139	1.03126	0.201926	35.4971	0.0133881
	14.6971	1.4614	1.03126	0.201922	35.4971	0.0133881
	14.6973	1.46141	1.03126	0.201918	35.4971	0.0133881
	14.6976	1.46143	1.03126	0.201915	35.4971	0.0133881
	14.6979	1.46144	1.03126	0.201911	35.4971	0.0133881
	14.6981	1.46145	1.03126	0.201907	35.4971	0.0133881
	14.6984	1.46146	1.03126	0.201904	35.4971	0.0133881
	14.6987	1.46147	1.03126	0.2019	35.4971	0.0133881
	14.6989	1.46148	1.03126	0.201896	35.4971	0.0133881
	14.6992	1.4615	1.03126	0.201893	35.4971	0.0133881
	14.6995	1.46151	1.03126	0.201889	35.4971	0.0133881
	14.6997	1.46152	1.03126	0.201885	35.4971	0.0133881
	14.7	1.46153	1.03126	0.201882	35.4971	0.0133881
	1011.76	73.427	1.05075	0.00279697	17.3386	0.0142491
	2008.82	165.313	1.07691	0.00138136	9.86744	0.015624
	3005.88	267.307	1.10734	0.00093485	6.48444	0.0172771
	4002.94	376.532	1.14128	0.00072889	4.68055	0.019018
	5000	491.492	1.17831	0.000614749	3.59857	0.0207213

BWI 1.008134

CO 6.2542e-006

CVO 0

CVW 0

CW 2.97715e-006

DENSITY OIL 58.7

DENSITY WATER 62.35

REFPW 1600

VWI 0.55

DENSITY GAS 0.031214

**\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1

PTYPE CON 1

ROCKFLUID

RPT 1

SWT

**\$	Sw	krw	krow
0.3	0	0.72	
0.315625	0.000306952	0.657723	
0.321875	0.000429733	0.632812	
0.338438	0.0014057	0.571058	
0.34375	0.00171875	0.55125	
0.36125	0.00343754	0.4905	
0.365625	0.00386723	0.475312	
0.384062	0.00640235	0.416049	
0.3875	0.006875	0.405	
0.406875	0.0103003	0.347705	
0.409375	0.0107422	0.340312	
0.429688	0.0151311	0.285469	
0.43125	0.0154688	0.28125	
0.4525	0.0208951	0.229339	
0.453125	0.0210547	0.227812	
0.475	0.0275	0.18	
0.475313	0.0276043	0.179397	
0.496875	0.0348047	0.137812	
0.498125	0.0352712	0.135723	
0.51875	0.0429688	0.10125	
0.520938	0.0438711	0.0981562	
0.540625	0.0519922	0.0703125	
0.54375	0.0534041	0.0666964	
0.5625	0.061875	0.045	
0.566562	0.0638699	0.0413437	
0.584375	0.0726172	0.0253125	
0.589375	0.075269	0.0220982	
0.60625	0.0842188	0.01125	
0.612188	0.087601	0.00895981	
0.628125	0.0966799	0.00281248	
0.635	0.100866	0.00192855	
0.65	0.11	0	

INITIAL

USER_INPUT

**\$ Property: Pressure (psi) Max: 1600 Min: 1600

PRES CON 1600

**\$ Property: Bubble Point Pressure (psi) Max: 14.7 Min: 14.7

PB CON 14.7

**\$ Property: Oil Saturation Max: 0.82 Min: 0.82

SO CON 0.82

NUMERICAL

RUN

DATE 2006 1 1
 **\$
 WELL 'INJECTOR'
 INJECTOR MOBWEIGHT 'INJECTOR'
 INCOMP WATER
 OPERATE MAX STW 325. CONT
 OPERATE MAX BHP 2562. CONT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
 PERF GEO 'INJECTOR'
 **\$ UBA ff Status Connection
 30 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
 30 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1
 30 1 3 1. OPEN FLOW-FROM 2
 **\$
 WELL 'PRODUCER'
 PRODUCER 'PRODUCER'
 OPERATE MIN BHP 14.7 CONT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
 PERF GEO 'PRODUCER'
 **\$ UBA ff Status Connection
 1 30 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
 1 30 2 1. OPEN FLOW-TO 1
 1 30 3 1. OPEN FLOW-TO 2
 DATE 2006 2 1
 DATE 2006 3 1
 DATE 2006 4 1
 DATE 2006 5 1
 DATE 2006 6 1
 DATE 2006 7 1
 DATE 2006 8 1
 DATE 2006 9 1
 DATE 2006 10 1
 DATE 2006 11 1
 DATE 2006 12 1
 DATE 2007 1 1
 DATE 2007 2 1
 DATE 2007 3 1
 DATE 2007 4 1
 DATE 2007 5 1
 DATE 2007 6 1
 DATE 2007 7 1
 DATE 2007 8 1
 DATE 2007 9 1

DATE 2007 10 1
DATE 2007 11 1
DATE 2007 12 1
DATE 2008 1 1
DATE 2008 2 1
DATE 2008 3 1
DATE 2008 4 1
DATE 2008 5 1
DATE 2008 6 1
DATE 2008 7 1
DATE 2008 8 1
DATE 2008 9 1
DATE 2008 10 1
DATE 2008 11 1
DATE 2008 12 1
DATE 2009 1 1
DATE 2009 2 1
DATE 2009 3 1
DATE 2009 4 1
DATE 2009 5 1
DATE 2009 6 1
DATE 2009 7 1
DATE 2009 8 1
DATE 2009 9 1
DATE 2009 10 1
DATE 2009 11 1
DATE 2009 12 1
DATE 2010 1 1
DATE 2010 2 1
DATE 2010 3 1
DATE 2010 4 1
DATE 2010 5 1
DATE 2010 6 1
DATE 2010 7 1
DATE 2010 8 1
DATE 2010 9 1
DATE 2010 10 1
DATE 2010 11 1
DATE 2010 12 1
DATE 2011 1 1
STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'

RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 385
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.24
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1600
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'PVT Type'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'

RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Bubble Point Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 14.7
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Oil Saturation'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.82
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 4375
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 25
RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 2
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 25

RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 3
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 25
RESULTS SPEC STOP

E.2. Prototipo de campo para el Modelo Radial

RESULTS SIMULATOR IMEX 200500
TITLE1 'PROTOTIPO DE CAMPO PARA EL MODELO RADIAL'
TITLE2 'Martha Liliana Trujillo - Nestor Mauricio Silva'
TITLE3 'Inyección de Agua en 1/4 de Patrón de 5 Puntos'
CASEID 'P-RADIAL'
INUNIT FIELD
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF RES ALL
OUTSRF GRID BPP OILPOT PRES SO SW
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
**\$ Distance units: ft
RESULTS XOFFSET 0.0000
RESULTS YOFFSET 0.0000
RESULTS ROTATION 0.0000 **\$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
**\$

**\$ Definition of fundamental cartesian grid
**\$

GRID VARI 30 30 3
KDIR DOWN
DI IVAR
30*21.931
DJ JVAR
30*21.931
DK ALL
2700*26.666
DTOP
900*4375

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

**\$ Property: Porosity Max: 0.24 Min: 0.24

POR CON 0.24

**\$ Property: Permeability I (md) Max: 500 Min: 500

PERMI CON 500

PERMJ EQUALSI

PERMK EQUALSI

**\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = pinched block, 1 = active block

PINCHOUTARRAY CON 1

PRPOR 14.7

CPOR 3e-006

MODEL OILWATER

TRES 132

PVT BG 1

**\$	p	Rs	Bo	Bg	viso	visg
	14.696	1.46136	1.03126	0.201937	35.4972	0.0133881
	14.6963	1.46137	1.03126	0.201933	35.4972	0.0133881
	14.6965	1.46138	1.03126	0.201929	35.4972	0.0133881
	14.6968	1.46139	1.03126	0.201926	35.4971	0.0133881
	14.6971	1.4614	1.03126	0.201922	35.4971	0.0133881
	14.6973	1.46141	1.03126	0.201918	35.4971	0.0133881
	14.6976	1.46143	1.03126	0.201915	35.4971	0.0133881
	14.6979	1.46144	1.03126	0.201911	35.4971	0.0133881
	14.6981	1.46145	1.03126	0.201907	35.4971	0.0133881
	14.6984	1.46146	1.03126	0.201904	35.4971	0.0133881
	14.6987	1.46147	1.03126	0.2019	35.4971	0.0133881
	14.6989	1.46148	1.03126	0.201896	35.4971	0.0133881
	14.6992	1.4615	1.03126	0.201893	35.4971	0.0133881
	14.6995	1.46151	1.03126	0.201889	35.4971	0.0133881
	14.6997	1.46152	1.03126	0.201885	35.4971	0.0133881
	14.7	1.46153	1.03126	0.201882	35.4971	0.0133881
	1011.76	73.427	1.05075	0.00279697	17.3386	0.0142491
	2008.82	165.313	1.07691	0.00138136	9.86744	0.015624
	3005.88	267.307	1.10734	0.00093485	6.48444	0.0172771
	4002.94	376.532	1.14128	0.00072889	4.68055	0.019018
	5000	491.492	1.17831	0.000614749	3.59857	0.0207213

BWI 1.008134

CO 6.2542e-006

CVO 0

CVW 0

CW 2.97715e-006
 DENSITY OIL 58.7
 DENSITY WATER 62.35
 REFPW 1600
 VWI 0.55
 DENSITY GAS 0.031214
 **\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1
 PTYPE CON 1
 ROCKFLUID
 RPT 1
 SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.3	0	0.72
	0.315625	0.000306952	0.657723
	0.321875	0.000429733	0.632812
	0.338438	0.0014057	0.571058
	0.34375	0.00171875	0.55125
	0.36125	0.00343754	0.4905
	0.365625	0.00386723	0.475312
	0.384062	0.00640235	0.416049
	0.3875	0.006875	0.405
	0.406875	0.0103003	0.347705
	0.409375	0.0107422	0.340312
	0.429688	0.0151311	0.285469
	0.43125	0.0154688	0.28125
	0.4525	0.0208951	0.229339
	0.453125	0.0210547	0.227812
	0.475	0.0275	0.18
	0.475313	0.0276043	0.179397
	0.496875	0.0348047	0.137812
	0.498125	0.0352712	0.135723
	0.51875	0.0429688	0.10125
	0.520938	0.0438711	0.0981562
	0.540625	0.0519922	0.0703125
	0.54375	0.0534041	0.0666964
	0.5625	0.061875	0.045
	0.566562	0.0638699	0.0413437
	0.584375	0.0726172	0.0253125
	0.589375	0.075269	0.0220982
	0.60625	0.0842188	0.01125
	0.612188	0.087601	0.00895981
	0.628125	0.0966799	0.00281248
	0.635	0.100866	0.00192855
	0.65	0.11	0

INITIAL

USER_INPUT

**\$ Property: Pressure (psi) Max: 1600 Min: 1600

PRES CON 1600

**\$ Property: Bubble Point Pressure (psi) Max: 14.7 Min: 14.7

PB CON 14.7

**\$ Property: Oil Saturation Max: 0.82 Min: 0.82

SO CON 0.82

NUMERICAL

RUN

DATE 2006 1 1

**\$

WELL 'INJECTOR'

INJECTOR MOBWEIGHT 'INJECTOR'

INCOMP WATER

OPERATE MAX STW 650. CONT

OPERATE MAX BHP 2500. CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.

PERF GEO 'INJECTOR'

**\$ UBA ff Status Connection

30 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER

30 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1

30 1 3 1. OPEN FLOW-FROM 2

**\$

WELL 'PRODUCER'

PRODUCER 'PRODUCER'

OPERATE MIN BHP 14.7 CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.

PERF GEO 'PRODUCER'

**\$ UBA ff Status Connection

1 30 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

1 30 2 1. OPEN FLOW-TO 1

1 30 3 1. OPEN FLOW-TO 2

DATE 2006 2 1

DATE 2006 3 1

DATE 2006 4 1

DATE 2006 5 1

DATE 2006 6 1

DATE 2006 7 1

DATE 2006 8 1

DATE 2006 9 1

DATE 2006 10 1

DATE 2006 11 1

DATE 2006 12 1

DATE 2007 1 1
DATE 2007 2 1
DATE 2007 3 1
DATE 2007 4 1
DATE 2007 5 1
DATE 2007 6 1
DATE 2007 7 1
DATE 2007 8 1
DATE 2007 9 1
DATE 2007 10 1
DATE 2007 11 1
DATE 2007 12 1
DATE 2008 1 1
DATE 2008 2 1
DATE 2008 3 1
DATE 2008 4 1
DATE 2008 5 1
DATE 2008 6 1
DATE 2008 7 1
DATE 2008 8 1
DATE 2008 9 1
DATE 2008 10 1
DATE 2008 11 1
DATE 2008 12 1
DATE 2009 1 1
DATE 2009 2 1
DATE 2009 3 1
DATE 2009 4 1
DATE 2009 5 1
DATE 2009 6 1
DATE 2009 7 1
DATE 2009 8 1
DATE 2009 9 1
DATE 2009 10 1
DATE 2009 11 1
DATE 2009 12 1
DATE 2010 1 1
DATE 2010 2 1
DATE 2010 3 1
DATE 2010 4 1
DATE 2010 5 1
DATE 2010 6 1
DATE 2010 7 1
DATE 2010 8 1
DATE 2010 9 1

DATE 2010 10 1
DATE 2010 11 1
DATE 2010 12 1
DATE 2011 1 1
STOP

RESULTS SPEC 'Bubble Point Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 14.7
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.24
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'

RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 385
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Oil Saturation'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.82
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'PVT Type'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1600
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 4375
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'

RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
 RESULTS SPEC PORTYPE 1
 RESULTS SPEC CON 26.666
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 2
 RESULTS SPEC PORTYPE 1
 RESULTS SPEC CON 26.666
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 3
 RESULTS SPEC PORTYPE 1
 RESULTS SPEC CON 26.666
 RESULTS SPEC STOP

E.3. Modelo SCALA

RESULTS SIMULATOR IMEX 200500
 TITLE1 'MODELO DE LABORATORIO SCALA'
 TITLE2 'Martha Liliana Trujillo - Nestor Mauricio Silva'
 TITLE3 'Inyección de Agua en 1/8 de Patrón de 5 Puntos'
 CASEID 'SCALA'
 INUNIT LAB
 WSRF WELL 1
 WSRF GRID TIME
 WSRF SECTOR TIME
 OUTSRF WELL LAYER NONE
 OUTSRF RES ALL
 OUTSRF GRID BPP OILPOT PRES SO SW WINFLUX
 WPRN GRID 0
 OUTPRN GRID NONE
 OUTPRN RES NONE
 **\$ Distance units: cm
 RESULTS XOFFSET 0.0000
 RESULTS YOFFSET 0.0000
 RESULTS ROTATION 0.0000 **\$ (DEGREES)
 RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
 **\$

 **\$ Definition of fundamental cartesian grid
 **\$

 GRID VARI 30 30 1

KDIR DOWN

DI IVAR

30*1.0345

DJ JVAR

30*1.0345

DK ALL

900*3.5

DTOP

900*0

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

*MOD

1:15	1:16	1:1	= 0
14:29	1:1	1:1	= 0
13:28	2:2	1:1	= 0
11:27	3:3	1:1	= 0
16:26	4:4	1:1	= 0
13:25	5:5	1:1	= 0
15:24	6:6	1:1	= 0
15:23	7:7	1:1	= 0
14:22	8:8	1:1	= 0
14:21	9:9	1:1	= 0
14:20	10:10	1:1	= 0
15:19	11:11	1:1	= 0
15:18	12:12	1:1	= 0
15:17	13:13	1:1	= 0
16:16	14:14	1:1	= 0
1:13	17:17	1:1	= 0
1:12	18:18	1:1	= 0
2:11	19:19	1:1	= 0
1:1	19:19	1:1	= 0
1:10	20:20	1:1	= 0
1:9	21:21	1:1	= 0
1:8	22:22	1:1	= 0
1:7	23:23	1:1	= 0
1:6	24:24	1:1	= 0
1:5	25:25	1:1	= 0
1:3	26:26	1:1	= 0
4:4	26:26	1:1	= 0
1:3	27:27	1:1	= 0
1:2	28:28	1:1	= 0
1:1	29:29	1:1	= 0



15:15 16:16 1:1 = 1
 **\$ Property: Porosity Max: 0.33 Min: 0.33
 POR CON 0.33
 **\$ Property: Permeability I (md) Max: 230000 Min: 230000
 PERMI CON 230000
 PERMJ EQUALSI
 PERMK EQUALSI
 **\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1
 **\$ 0 = pinched block, 1 = active block
 PINCHOUTARRAY CON 1
 PRPOR 101.325
 CPOR 4.35e-007
 MODEL OILWATER
 TRES 25
 PVT BG 1

**\$	p	Rs	Bo	Bg	viso	visg
	80	0.812525	1.00622	1.30036	7.03703	0.0104406
	81.3333	0.817633	1.00623	1.27899	7.03517	0.0104408
	82.6667	0.822746	1.00624	1.25831	7.0333	0.010441
	84	0.827865	1.00625	1.23828	7.03143	0.0104411
	85.3333	0.832989	1.00626	1.21888	7.02956	0.0104413
	86.6667	0.838118	1.00627	1.20008	7.0277	0.0104414
	88	0.843253	1.00628	1.18185	7.02583	0.0104416
	89.3333	0.848393	1.00629	1.16416	7.02396	0.0104418
	90.6667	0.853539	1.0063	1.14699	7.02208	0.0104419
	92	0.858689	1.00631	1.13032	7.02021	0.0104421
	93.3333	0.863845	1.00632	1.11412	7.01834	0.0104423
	94.6667	0.869006	1.00632	1.09839	7.01646	0.0104424
	96	0.874173	1.00633	1.08309	7.01459	0.0104426
	97.3333	0.879344	1.00634	1.0682	7.01271	0.0104428
	98.6667	0.884521	1.00635	1.05372	7.01084	0.0104429
	100	0.889703	1.00636	1.03963	7.00896	0.0104431
	280	1.63006	1.00777	0.369182	6.75058	0.0104695
	460	2.43442	1.0093	0.223428	6.49057	0.0105007
	640	3.28742	1.01095	0.159658	6.23583	0.0105354
	820	4.18015	1.01268	0.123883	5.9898	0.0105729
	1000	5.10674	1.01449	0.100985	5.75423	0.0106131

BWI 1.00158
 CO 6.433e-007
 CVO 0
 CVW 0
 CW 4.75124e-007
 DENSITY OIL 0.83
 DENSITY WATER 1.04944

REFPW 101.325
 VWI 1.09
 DENSITY GAS 0.0009051
 **\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1
 PTYPE CON 1
 ROCKFLUID
 RPT 1
 SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.1	0	0.75
	0.108259	0.000711462	0.692807
	0.120413	0.00166008	0.624581
	0.132567	0.0026087	0.575419
	0.144722	0.00343874	0.551487
	0.156876	0.00450593	0.529908
	0.169031	0.00557312	0.508734
	0.173205	0.00598039	0.501601
	0.18	0.0066433	0.489991
	0.181185	0.00675889	0.487966
	0.19	0.00770489	0.473139
	0.193339	0.00806324	0.467523
	0.2	0.00884303	0.456586
	0.205494	0.00948617	0.447566
	0.21	0.0101017	0.440317
	0.217648	0.0111462	0.428015
	0.22	0.0114905	0.42431
	0.229802	0.0129249	0.40887
	0.23	0.0129577	0.408566
	0.24	0.0146162	0.393215
	0.241957	0.0149407	0.390211
	0.25	0.0163532	0.378131
	0.254111	0.0170751	0.371958
	0.26	0.0182242	0.36331
	0.266265	0.0194466	0.35411
	0.27	0.0202118	0.348776
	0.27842	0.0219368	0.33675
	0.28	0.022276	0.334556
	0.29	0.0244223	0.320672
	0.290574	0.0245455	0.319876
	0.3	0.0266605	0.307104
	0.302728	0.0272727	0.303407
	0.31	0.0289753	0.293894
	0.314883	0.0301186	0.287507
	0.32	0.0313667	0.280983
	0.327037	0.033083	0.272012

0.33 0.0338346 0.268333
0.339191 0.036166 0.256923
0.34 0.036379 0.255957
0.35 0.0390131 0.244009
0.351346 0.0393676 0.242401
0.36 0.0416472 0.232408
0.3635 0.0425692 0.228367
0.37 0.0442813 0.221078
0.375654 0.0457708 0.214738
0.38 0.0469154 0.210068
0.387809 0.0489723 0.201677
0.39 0.0495709 0.199395
0.399963 0.0522925 0.189021
0.4 0.0523026 0.188984
0.41 0.0550342 0.178972
0.412117 0.0556126 0.176852
0.42 0.0577659 0.169276
0.424272 0.0589328 0.16517
0.43 0.0604976 0.159894
0.436426 0.062253 0.153975
0.44 0.0632292 0.150803
0.44858 0.0655731 0.143186
0.45 0.0659609 0.141982
0.46 0.0686926 0.133505
0.460735 0.0688933 0.132883
0.47 0.0714242 0.1254
0.472889 0.0722134 0.123067
0.48 0.0741559 0.117608
0.485043 0.0755336 0.113737
0.49 0.0768876 0.110098
0.497198 0.0788538 0.104813
0.5 0.0796192 0.102868
0.509352 0.0821739 0.0963764
0.51 0.0823572 0.0959483
0.52 0.0851864 0.0893405
0.521507 0.0856126 0.0883451
0.53 0.0880156 0.0830162
0.533661 0.0890514 0.0807193
0.54 0.0908449 0.0769959
0.545815 0.0924901 0.0735803
0.55 0.0936741 0.071262
0.55797 0.0959289 0.0668469
0.56 0.0965429 0.0657899
0.57 0.0995673 0.0605837
0.570124 0.0996047 0.0605192



0.58	0.102592	0.0556412
0.582278	0.103281	0.054516
0.59	0.105691	0.0510113
0.594433	0.107075	0.0489995
0.6	0.108868	0.0466212
0.606587	0.110988	0.0438075
0.61	0.11212	0.0424634
0.618741	0.11502	0.0390211
0.62	0.115462	0.038559
0.63	0.118974	0.034888
0.630896	0.119289	0.0345592
0.64	0.122575	0.0314601
0.64305	0.123676	0.0304218
0.65	0.12632	0.028288
0.655204	0.1283	0.0266901
0.66	0.130219	0.0253137
0.667359	0.133162	0.0232017
0.67	0.13427	0.0225142
0.679513	0.138261	0.0200379
0.68	0.13847	0.0199208
0.69	0.142763	0.017518
0.691667	0.143478	0.0171174
0.7	0.147218	0.0153376
0.703822	0.148933	0.0145214
0.71	0.151826	0.0133255
0.715976	0.154625	0.0121687
0.72	0.156587	0.0114704
0.72813	0.160553	0.0100595
0.73	0.161502	0.00977248
0.74	0.166575	0.00823733
0.740285	0.166719	0.00819362
0.75	0.171743	0.00683187
0.752439	0.173004	0.00648999
0.76	0.177061	0.00553114
0.764593	0.179526	0.00494862
0.765586	0.180068	0.00484264
0.776748	0.186166	0.00365062
0.788902	0.192925	0.00243375
0.801056	0.199684	0.00137912
0.813211	0.206324	0.000405625
0.82	0.21	0

INITIAL

USER_INPUT

**\$ Property: Pressure (kPa) Max: 413.57 Min: 413.57

PRES CON 413.57

**\$ Property: Bubble Point Pressure (kPa) Max: 100 Min: 100
 PB CON 100
 **\$ Property: Oil Saturation Max: 0.82 Min: 0.82
 SO CON 0.82
 NUMERICAL
 DTMAX 4
 RUN
 DATE 2006 1 1
 DTWELL 2
 **\$
 WELL 'INJECTOR'
 INJECTOR MOBWEIGHT 'INJECTOR'
 INCOMP WATER
 OPERATE MAX BHP 424.26 CONT
 OPERATE MAX STW 1.02 CONT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.001 0.37 1. 0.
 PERF GEO 'INJECTOR'
 **\$ UBA ff Status Connection
 30 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
 **\$
 WELL 'PRODUCER'
 PRODUCER 'PRODUCER'
 OPERATE MIN BHP 413.57 CONT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.001 0.37 1. 0.
 PERF GEO 'PRODUCER'
 **\$ UBA ff Status Connection
 1 30 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
 DATE 2006 1 1.01042
 DATE 2006 1 1.02083
 DATE 2006 1 1.03125
 DATE 2006 1 1.04167
 DATE 2006 1 1.05208
 DATE 2006 1 1.06250
 DATE 2006 1 1.07292
 DATE 2006 1 1.08333
 DATE 2006 1 1.09375
 DATE 2006 1 1.10417
 DATE 2006 1 1.11458
 DATE 2006 1 1.12500
 DATE 2006 1 1.13542
 DATE 2006 1 1.14583
 DATE 2006 1 1.15625
 DATE 2006 1 1.16667

DATE 2006 1 1.17708
DATE 2006 1 1.18750
DATE 2006 1 1.19792
DATE 2006 1 1.20833
DATE 2006 1 1.21875
DATE 2006 1 1.22917
DATE 2006 1 1.23958
DATE 2006 1 1.25000
DATE 2006 1 1.26042
DATE 2006 1 1.27083
DATE 2006 1 1.28125
DATE 2006 1 1.29167
DATE 2006 1 1.30208
DATE 2006 1 1.31250
DATE 2006 1 1.32292
DATE 2006 1 1.33333
DATE 2006 1 1.34375
DATE 2006 1 1.35417
DATE 2006 1 1.36458
DATE 2006 1 1.37500
DATE 2006 1 1.38542
DATE 2006 1 1.39583
DATE 2006 1 1.40625
DATE 2006 1 1.41667
DATE 2006 1 1.42708
DATE 2006 1 1.43715
STOP

RESULTS SPEC 'PVT Type'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Oil Saturation'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.82
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.33
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Bubble Point Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'PVT Type 1'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 5
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 100
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 413.57
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAl -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 230000
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAl -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAl -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 3.5
RESULTS SPEC STOP

E.4. Modelo Radial

RESULTS SIMULATOR IMEX 200500
TITLE1 'MODELO DE LABORATORIO RADIAL'
TITLE2 'Martha Liliana Trujillo - Nestor Mauricio Silva'
TITLE3 'Inyección de Agua en 1/4 de Patrón de 5 Puntos'
CASEID 'RADIAL'
INUNIT LAB
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF RES ALL
OUTSRF GRID BPP OILPOT PRES SO SW WINFLUX
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE

```

**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET      0.0000
RESULTS YOFFSET      0.0000
RESULTS ROTATION      0.0000 **$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
**$
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****
GRID VARI 30 30 1
KDIR DOWN
DI IVAR
30*0.8793
DJ JVAR
30*0.8793
DK ALL
900*3.2
DTOP
900*0
**$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1
**$ 0 = null block, 1 = active block
NULL CON      1
**$ Property: Porosity Max: 0.29 Min: 0.29
POR CON      0.29
**$ Property: Permeability I (md) Max: 180000 Min: 180000
PERMI CON    180000
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
**$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
PINCHOUTARRAY CON      1
PRPOR 101.325
CPOR 4.35e-007
MODEL OILWATER
TRES 25
PVT BG 1

**$      p      Rs      Bo      Bg      viso      visg
      80 0.812525 1.00622 1.30036 7.03703 0.0104406
      81.3333 0.817633 1.00623 1.27899 7.03517 0.0104408
      82.6667 0.822746 1.00624 1.25831 7.0333 0.010441
      84 0.827865 1.00625 1.23828 7.03143 0.0104411
      85.3333 0.832989 1.00626 1.21888 7.02956 0.0104413
      86.6667 0.838118 1.00627 1.20008 7.0277 0.0104414

```

88 0.843253 1.00628 1.18185 7.02583 0.0104416
 89.3333 0.848393 1.00629 1.16416 7.02396 0.0104418
 90.6667 0.853539 1.0063 1.14699 7.02208 0.0104419
 92 0.858689 1.00631 1.13032 7.02021 0.0104421
 93.3333 0.863845 1.00632 1.11412 7.01834 0.0104423
 94.6667 0.869006 1.00632 1.09839 7.01646 0.0104424
 96 0.874173 1.00633 1.08309 7.01459 0.0104426
 97.3333 0.879344 1.00634 1.0682 7.01271 0.0104428
 98.6667 0.884521 1.00635 1.05372 7.01084 0.0104429
 100 0.889703 1.00636 1.03963 7.00896 0.0104431
 280 1.63006 1.00777 0.369182 6.75058 0.0104695
 460 2.43442 1.0093 0.223428 6.49057 0.0105007
 640 3.28742 1.01095 0.159658 6.23583 0.0105354
 820 4.18015 1.01268 0.123883 5.9898 0.0105729
 1000 5.10674 1.01449 0.100985 5.75423 0.0106131

BWI 1.00158

CO 6.433e-007

CVO 0

CVW 0

CW 4.75124e-007

DENSITY OIL 0.83

DENSITY WATER 1.04944

REFPW 101.325

VWI 1.09

DENSITY GAS 0.0009051

**\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1

PTYPE CON 1

ROCKFLUID

RPT 1

SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.1	0	0.75
	0.108259	0.000711462	0.692807
	0.120413	0.00166008	0.624581
	0.132567	0.0026087	0.575419
	0.144722	0.00343874	0.551487
	0.156876	0.00450593	0.529908
	0.169031	0.00557312	0.508734
	0.173205	0.00598039	0.501601
	0.18	0.0066433	0.489991
	0.181185	0.00675889	0.487966
	0.19	0.00770489	0.473139
	0.193339	0.00806324	0.467523
	0.2	0.00884303	0.456586
	0.205494	0.00948617	0.447566

0.21	0.0101017	0.440317
0.217648	0.0111462	0.428015
0.22	0.0114905	0.42431
0.229802	0.0129249	0.40887
0.23	0.0129577	0.408566
0.24	0.0146162	0.393215
0.241957	0.0149407	0.390211
0.25	0.0163532	0.378131
0.254111	0.0170751	0.371958
0.26	0.0182242	0.36331
0.266265	0.0194466	0.35411
0.27	0.0202118	0.348776
0.27842	0.0219368	0.33675
0.28	0.022276	0.334556
0.29	0.0244223	0.320672
0.290574	0.0245455	0.319876
0.3	0.0266605	0.307104
0.302728	0.0272727	0.303407
0.31	0.0289753	0.293894
0.314883	0.0301186	0.287507
0.32	0.0313667	0.280983
0.327037	0.033083	0.272012
0.33	0.0338346	0.268333
0.339191	0.036166	0.256923
0.34	0.036379	0.255957
0.35	0.0390131	0.244009
0.351346	0.0393676	0.242401
0.36	0.0416472	0.232408
0.3635	0.0425692	0.228367
0.37	0.0442813	0.221078
0.375654	0.0457708	0.214738
0.38	0.0469154	0.210068
0.387809	0.0489723	0.201677
0.39	0.0495709	0.199395
0.399963	0.0522925	0.189021
0.4	0.0523026	0.188984
0.41	0.0550342	0.178972
0.412117	0.0556126	0.176852
0.42	0.0577659	0.169276
0.424272	0.0589328	0.16517
0.43	0.0604976	0.159894
0.436426	0.062253	0.153975
0.44	0.0632292	0.150803
0.44858	0.0655731	0.143186
0.45	0.0659609	0.141982



0.46 0.0686926 0.133505
0.460735 0.0688933 0.132883
0.47 0.0714242 0.1254
0.472889 0.0722134 0.123067
0.48 0.0741559 0.117608
0.485043 0.0755336 0.113737
0.49 0.0768876 0.110098
0.497198 0.0788538 0.104813
0.5 0.0796192 0.102868
0.509352 0.0821739 0.0963764
0.51 0.0823572 0.0959483
0.52 0.0851864 0.0893405
0.521507 0.0856126 0.0883451
0.53 0.0880156 0.0830162
0.533661 0.0890514 0.0807193
0.54 0.0908449 0.0769959
0.545815 0.0924901 0.0735803
0.55 0.0936741 0.071262
0.55797 0.0959289 0.0668469
0.56 0.0965429 0.0657899
0.57 0.0995673 0.0605837
0.570124 0.0996047 0.0605192
0.58 0.102592 0.0556412
0.582278 0.103281 0.054516
0.59 0.105691 0.0510113
0.594433 0.107075 0.0489995
0.6 0.108868 0.0466212
0.606587 0.110988 0.0438075
0.61 0.11212 0.0424634
0.618741 0.11502 0.0390211
0.62 0.115462 0.038559
0.63 0.118974 0.034888
0.630896 0.119289 0.0345592
0.64 0.122575 0.0314601
0.64305 0.123676 0.0304218
0.65 0.12632 0.028288
0.655204 0.1283 0.0266901
0.66 0.130219 0.0253137
0.667359 0.133162 0.0232017
0.67 0.13427 0.0225142
0.679513 0.138261 0.0200379
0.68 0.13847 0.0199208
0.69 0.142763 0.017518
0.691667 0.143478 0.0171174
0.7 0.147218 0.0153376

0.703822	0.148933	0.0145214
0.71	0.151826	0.0133255
0.715976	0.154625	0.0121687
0.72	0.156587	0.0114704
0.72813	0.160553	0.0100595
0.73	0.161502	0.00977248
0.74	0.166575	0.00823733
0.740285	0.166719	0.00819362
0.75	0.171743	0.00683187
0.752439	0.173004	0.00648999
0.76	0.177061	0.00553114
0.764593	0.179526	0.00494862
0.765586	0.180068	0.00484264
0.776748	0.186166	0.00365062
0.788902	0.192925	0.00243375
0.801056	0.199684	0.00137912
0.813211	0.206324	0.000405625
0.82	0.21	0

INITIAL

USER_INPUT

**\$ Property: Pressure (kPa) Max: 413.57 Min: 413.57

PRES CON 413.57

**\$ Property: Bubble Point Pressure (kPa) Max: 100 Min: 100

PB CON 100

**\$ Property: Oil Saturation Max: 0.82 Min: 0.82

SO CON 0.82

NUMERICAL

DTMAX 4

RUN

DATE 2006 1 1

DTWELL 2

**\$

WELL 'INJECTOR'

INJECTOR MOBWEIGHT 'INJECTOR'

INCOMP WATER

OPERATE MAX BHP 422.12 CONT

OPERATE MAX STW 1.03 CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.001 0.37 1. 0.

PERF GEO 'INJECTOR'

**\$ UBA ff Status Connection

30 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

**\$

WELL 'PRODUCER'

PRODUCER 'PRODUCER'

OPERATE MIN BHP 413.57 CONT
**\$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.001 0.37 1. 0.
PERF GEO 'PRODUCTOR'
**\$ UBA ff Status Connection
1 30 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
DATE 2006 1 1.01042
DATE 2006 1 1.02083
DATE 2006 1 1.03125
DATE 2006 1 1.04167
DATE 2006 1 1.05208
DATE 2006 1 1.06250
DATE 2006 1 1.07292
DATE 2006 1 1.08333
DATE 2006 1 1.09375
DATE 2006 1 1.10417
DATE 2006 1 1.11458
DATE 2006 1 1.12500
DATE 2006 1 1.13542
DATE 2006 1 1.14583
DATE 2006 1 1.15625
DATE 2006 1 1.16667
DATE 2006 1 1.17708
DATE 2006 1 1.18750
DATE 2006 1 1.19792
DATE 2006 1 1.20833
DATE 2006 1 1.21875
DATE 2006 1 1.22917
DATE 2006 1 1.25000
DATE 2006 1 1.26042
DATE 2006 1 1.27083
DATE 2006 1 1.28125
DATE 2006 1 1.29167
DATE 2006 1 1.30208
DATE 2006 1 1.31250
DATE 2006 1 1.32292
DATE 2006 1 1.33333
DATE 2006 1 1.34375
DATE 2006 1 1.35417
DATE 2006 1 1.36458
DATE 2006 1 1.37500
DATE 2006 1 1.38542
DATE 2006 1 1.39583
DATE 2006 1 1.40625
DATE 2006 1 1.41667

DATE 2006 1 1.42075
STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.29
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Bubble Point Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'PVT Type 1'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 5
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 100
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1

RESULTS SPEC CON 180000
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Oil Saturation'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.82
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'PVT Type'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 413.57
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1

RESULTS SPEC CON 3.2

RESULTS SPEC STOP

