

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO
REALIZADOS EN EL MODELO COREFLOODING

HAROLD ANTONIO OVIEDO VARGAS
ADRIANA YANETH ROJAS SUÁREZ

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

2006

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO
REALIZADOS EN EL MODELO COREFLOODING

HAROLD ANTONIO OVIEDO VARGAS
ADRIANA YANETH ROJAS SUÀREZ

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de petróleos, M.Sc.

Codirector

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA
Ingeniero de petróleos

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

2006

DEDICATORIA

Dios, gracias por concederme la vida, por sus bendiciones y ser la fuerza que me impulsa a alcanzar mis ideales.

Mamita Janneth, quiero dedicarte este trabajo por que supiste enfrentar la adversidad para bien de tu familia y siempre luchaste para brindarnos amor, cariño y apoyo incondicional, por proporcionarme los medios para triunfar en la vida.

A mis hermanos Iván Gabriel y Carlos Augusto por estar siempre a mi lado brindándome su apoyo y cariño. A mi sobrino, Julián, quien quiero mucho.

A mi familia por toda su ayuda y apoyo sin esperar nunca nada a cambio, especialmente a Ramona, Carmen Astrid, el Gordo Juan, Nani y Teresa. A mis abuelitos, por su amor incondicional y enseñanzas.

A Fernando, por su generosidad y cariño; con el que he compartido estos últimos años, todo un mundo de sabiduría y amistad. A Claudia Bojacá, Julio Patiño, William Navarro, Heidy Vizcaino, Pedro Mantilla, Jorge Grosso y David Lesmes por ser los ángeles que me han ayudado a ponerme de pie otra vez cuando mis alas se han olvidado de cómo volar.

A todos mis amigos que desde hace tiempo preguntan por la fecha de lectura de la tesis. Sé que se sienten felices de que triunfe.

ADRIANA

DEDICATORIA

A Dios,
A mis Padres Omaidavargas Acuña y Samuel Oviedo Correa,
A mis Hermanos Bladimir, Stalin y Laura Vanessa
Por brindarme su Apoyo, Confianza y Amor incondicional
Durante toda mi vida.

HAROLD

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto expresan sus agradecimientos a:

Samuel Fernando Muñoz Navarro, por sus constantes aclaraciones durante todo el periodo de desarrollo del proyecto y por el estímulo y apoyo recibido durante tanto tiempo.

Los ingenieros del Grupo de Recobro Mejorado UIS-ICP, Juan Eduardo Rivera de la Ossa, Claudia Patricia Soto Tavera, Héctor Hugo Pérez, Roy Eliécer Sandoval, por brindarnos soporte técnico, dirección y colaboración durante el proyecto.

Los ingenieros César Duarte, Jorge Alberto Rojas y Edwin Javier Carrero, por su ayuda incondicional, orientaciones, consejos y por disponer de tiempo siempre que los necesitamos para consultas.

Los ingenieros William Navarro García y Luis Enelson Sierra, por su permanente apoyo e interés. De ambos siempre obtuvimos la ayuda y el consejo en el momento preciso.

A nuestros compañeros del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado por tanto conocimiento compartido, no solo técnico sino personal.

Un especial agradecimiento a la familia Lesmes Gómez, a la familia Florez Fuentes y a Yeigmy Paola Claro Pérez la oportuna colaboración que nos brindaron.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1. INTRODUCCIÓN	3
1.2. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN CORAZONES	3
1.2.1. Corazones cortos	4
1.2.2. Corazones compuestos	5
1.2.3. Ordenamiento de las muestras en corazones compuestos	5
1.3. NÚCLEOS EN ESTADO NATIVO Y NÚCLEOS RESTAURADOS	6
1.4. FENOMENOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	8
1.4.1. Canalización	8
1.4.2. Lenguas de agua	9
1.4.3. Digitación viscosa	10
1.4.4. Efectos capilares de frontera	11
1.5. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MODELO FÍSICO COREFLOODING	17
1.6. PERMEABILIDADES RELATIVAS	18
1.6.1. Efecto de los estados de saturación	20
1.6.2. Efecto de la geometría de los poros	21
1.6.3. Efecto de la mojabilidad	24
1.6.4. Efecto de la distribución de los fluidos	26

1.7.	MÉTODO JBN	27
1.7.1.	Verificación experimental del método	28
1.7.2.	Factores que afectan la confiabilidad del método	30
1.8.	NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	35
2.	PRUEBAS DE LABORATORIO Y DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	38
2.1.	DESARROLLO DE LA PRUEBA WATERFLOODING	39
2.1.1.	Muestreo de fluidos	39
2.1.2.	Muestreo de rocas	40
2.1.3.	Preparación de fluidos.	40
2.1.4.	Recombinación de crudo vivo	41
2.2.	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	43
2.2.1.	Sistema de inyección	46
2.2.2.	Sistema de calentamiento móvil	49
2.2.3.	Sistema core holder (porta núcleos)	50
2.2.4.	Sistema de confinamiento	55
2.2.5.	Sistema de producción	56
2.2.6.	Sistema de líneas de flujo	60
2.2.7.	Sistema de control y adquisición de datos	60
3.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE PARA LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UNA PRUEBA DE DESPLAZIENTO CON AGUA REALIZADA EN EL EQUIPO COREFLOODING	67
3.1.	SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	68
3.2.	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	69
3.3.	DESCRIPCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN CORAZÓN COMPUESTO	72
3.3.1.	Enmallado del modelo	73

3.3.2. Propiedades de la roca	75
3.3.3. Propiedades de los fluidos	77
3.3.4. Permeabilidades relativas	79
3.3.5. Condiciones iniciales	83
3.3.6. Condiciones de operación	83
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SENSIBILIDADES	84
4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS	84
4.1.1. Producción acumulad de aceite	84
4.1.2. Factor de recobro	88
4.1.3. Producción acumulada de agua	89
4.1.4. Relación cumulativa agua-aceite	91
4.1.5. Corte de agua	92
4.1.6. Tasa instantánea de aceite	93
4.1.7. Tasa instantánea de agua	95
4.2. EFECTO DE LA PRESIÓN CAPILAR	96
4.2.1. Efecto sobre el frente de saturación de agua	97
4.2.2. Efectos capilares de frontera	99
4.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	101
4.3.1. Parámetros operacionales	101
4.3.2. Parámetros del arreglo de núcleos	109
5. CONCLUSIONES	116
RECOMENDACIONES	118
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXOS	123

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones básicas del porta núcleos.	51
Tabla 2. Descripción del enmallado	74
Tabla 3. Propiedades de la roca	75
Tabla 4. Dimensiones y propiedades de los núcleos, y parámetros de las uniones	77
Tabla 5. Propiedades de los componentes utilizados para el modelo de simulación	78
Tabla 6. Datos de las condiciones iniciales al momento de comenzar el proceso de inyección de agua.	83
Tabla 7. Condiciones operativas de los pozos presentes en el modelo	83
Tabla 8. Valores utilizados para el cálculo del factor de recobro	89
Tabla 9. Tasas de inyección de agua, escaladas	106
Tabla 10. Variación de los parámetros del arreglo de núcleos.	109

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Arreglo en serie de corazones.	5
Figura 2. Factor de recobro según ordenamiento de las muestras	6
Figura 3. Canalización	8
Figura 4. Lengua de agua	9
Figura 5. Lengua de agua en muestras de corazones	10
Figura 6. Digitación Viscosa	11
Figura 7. Condiciones existentes en una roca mojada por agua cuando el agua alcanza primero la cara de salida	12
Figura 8. Condiciones existentes en un corazón mojado por agua cuando comienza la producción de agua	13
Figura 9. Distorsión del perfil de saturación	15
Figura 10. Efecto capilar de borde en un corazón compuesto	17
Figura 11. Modelo físico coreflooding. Para una inyección de agua	18
Figura 12. Efecto de la geometría de poro, poros grandes	22
Figura 13. Efecto de la geometría de poro, poros pequeños	22
Figura 14. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa, mojado por agua	25
Figura 15. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa, mojado por aceite	26
Figura 16. Frecuencia de distribución de los fluidos en el medio poroso	27
Figura 17. Permeabilidad relativa agua–aceite para diferentes relaciones de viscosidad.	29
Figura 18. Permeabilidad relativa agua–aceite para la arenisca Weiler	30

Figura 19. Comparación de permeabilidades relativas, Carbonato Vugular	32
Figura 20. Inyectividad relativa	33
Figura 21. Permeabilidad relativa por el método JBN, Arenisca	33
Figura 22. Comparación curvas de permeabilidad relativa, Arenisca	34
Figura 23. Curvas de permeabilidad relativa, desplazamiento tipo pistón	35
Figura 24. Diagrama general del equipo de desplazamiento	45
Figura 25. Equipo de desplazamiento coreflooding	46
Figura 26. Bomba de inyección	47
Figura 27. Cilindros para muestreo de fluidos	48
Figura 28. Sistema de calentamiento móvil	49
Figura 29. Sistema del porta núcleos	50
Figura 30. Porta núcleos	52
Figura 31. Difusor	52
Figura 32. Vista del sistema core holder con su disposición mecánica	54
Figura 33. Puntos de toma de presión	54
Figura 34. Esquema del sistema de confinamiento	55
Figura 35. Recolector de líquidos producidos	57
Figura 36. Gasómetro	57
Figura 37. Back pressure	58
Figura 38. Funcionamiento del back pressure	59
Figura 39. Horno	59
Figura 40. Válvulas de aguja	60
Figura 41. Válvulas electroneumáticas	61
Figura 42. Cerebro	64
Figura 43. Controlador	65
Figura 44. Módulo SNAP	65
Figura 45. Pantallazo del estado general del porta núcleos	66
Figura 46. Corazón compuesto de núcleos extraídos del Campo A	73
Figura 47. Esquema del enmallado	73

Figura 48. Dimensiones del enmallado en una vista seccional, coordenadas (x, z)	74
Figura 49. Parámetros de las uniones del núcleo compuesto	77
Figura 50. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite	80
Figura 51. Curvas de permeabilidad relativa de JBN para el arreglo de núcleos extraídos del campo S	81
Figura 52. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas, núcleos extraídos del campo S	81
Figura 53. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, para las uniones	82
Figura 54. Producción acumulativa de aceite	85
Figura 55. Canalización del agua entre la manga de vitón y arreglo de núcleos	86
Figura 56. Factor de recobro	88
Figura 57. Producción acumulativa de agua	90
Figura 58. Avance de la canalización	90
Figura 59. Saturación de todas las zonas permeables del núcleo	91
Figura 60. Relación acumulativa agua-aceite	92
Figura 61. Corte de agua	93
Figura 62. Tasas instantáneas	95
Figura 63. Curva de presión capilar	97
Figura 64. Esquema del frente de saturación bajo un gradiente de presión capilar	98
Figura 65. Comparación de los frentes de saturación de agua	99
Figura 66. Efectos capilares de frontera en el modelo de simulación	100
Figura 67. Factor de recobro de aceite Vs. Tiempo, sensibilidad a la tasa	106
Figura 68. Comportamiento de la inyección de agua a diferentes tasas	107
Figura 69. Efecto de la tasa de inyección sobre la saturación de aceite	108
Figura 70. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes tasas	108
Figura 71. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes permeabilidades	110

Figura 72. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes relaciones de viscosidad.	111
Figura 73. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes longitudes.	112
Figura 74. Efecto de la longitud del arreglo sobre la saturación de aceite	112
Figura 75. Efecto de la longitud sobre los efectos capilares de frontera	113
Figura 76. Factor de recobro Vs. VP inyectado, según el ordenamiento de las muestras	114

RESUMEN

TÍTULO: SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO REALIZADOS EN EL MODELO COREFLOODING*

AUTORES: OVIEDO VARGAS, Harold Antonio; ROJAS SUÁREZ, Adriana Yaneth**.

PALABRAS CLAVES: Modelo físico, simulación numérica, procesos de desplazamiento, análisis de sensibilidad, inyección en corazones, corazones compuestos, inyección de agua.

DESCRIPCIÓN

El objetivo de este trabajo consistió en comparar los resultados de una prueba de desplazamiento con agua realizada en el equipo coreflooding, con los resultados de la simulación numérica de este modelo físico. Para ello, se realizó una revisión bibliográfica de los fenómenos que comúnmente se presentan en el laboratorio durante este tipo de pruebas, junto con una descripción general del procedimiento y del equipo utilizado, con el fin de identificar las condiciones operacionales que puedan afectar los resultados obtenidos.

Los datos de la prueba de laboratorio corresponden a un proceso de inyección con agua realizado sobre los núcleos extraídos del campo A, los cuales fueron revisados, corregidos de acuerdo con la metodología empleada en el laboratorio y en la literatura, específicamente sobre los volúmenes de fluidos producidos y la obtención de las curvas de permeabilidad relativa para el arreglo de núcleos.

La configuración empleada del modelo de simulación base, buscó imitar de la manera más cercana a la realidad, la estructura del modelo físico coreflooding, teniendo en cuenta las dimensiones y propiedades de cada uno de los núcleos que componen el arreglo y las uniones entre estos. Para ello, se utilizó el software avanzado de yacimientos gasíferos /petrolíferos-IMEX, con el cual se realizó un análisis de sensibilidad de parámetros como: tasa de inyección, relaciones de viscosidad, longitud del arreglo de núcleos y ordenamiento de los corazones según su permeabilidad absoluta. De la comparación de resultados y el análisis de sensibilidad se concluyó que la heterogeneidad de los corazones, las tasas de inyección, la longitud y ordenamiento de los corazones, y la relación de movilidad de los fluidos, son los parámetros que más inciden en los resultados de las pruebas de laboratorio.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Directores: MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando; RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo

ABSTRACT

TITLE: NUMERICAL SIMULATION OF THE PROCESSES OF DISPLACEMENT MADE IN COREFLOODING MODEL*

AUTHORS: OVIEDO VARGAS, Harold Antonio; ROJAS SUÁREZ, Adriana Yaneth**

KEYWORDS: Physical model, numerical simulation, processes of displacement, analysis of sensitivity, coreflooding, composite core, waterflooding.

DESCRIPTION

The objective of this work consisted of comparing the results of a test of displacement with water made in the equipment coreflooding, with the results of the numerical simulation of this physical model. For it, a bibliographical revision of the phenomena that commonly appear in the laboratory during this type of tests, along with a general description of the procedure and the used equipment, with the purpose of identifying the operational conditions was made that can affect the obtained results.

The data of the laboratory test correspond to a process of waterflooding made on the extracted cores of the field A, which were reviewed and corrected in agreement with the methodology used in the laboratory and literature, specifically on the volumes of produced fluids and the obtaining of the curves of relative permeability for the composite core.

The used configuration of the base simulation model, looked for to imitate of the way nearest the reality, the structure of the physical model coreflooding, considering the dimensions and properties of each one of the plugs of the composite core and the unions between these. For it, the advanced software of gas/petroleum reservoirs-IMEX was used, with which an analysis of sensitivity of parameters was made like: injection rate, relations of viscosity, length of the composite core and ordering of the plugs according to its absolute permeability. Of the comparison of results and the analysis of sensitivity one concluded that the heterogeneity of the plugs, the injection rates, the length and ordering of the cores, and the mobility relation of the fluids, are the parameters that affect the test results of laboratory more.

* Proyect Degree

** Physicalchemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering, Advisors: MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando; RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los experimentos de inyección de fluidos en medios porosos realizados a nivel de laboratorio, se han constituido en una herramienta muy importante en la ingeniería de yacimientos al investigar la factibilidad técnica del uso de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos en el yacimiento. Este tipo de pruebas se realizan específicamente para determinar las eficiencias de desplazamiento, eficiencias de barrido y optimizar los esquemas de inyección para el recobro de aceite en los yacimientos.

Aunque el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento se presenta radialmente al pozo inyector, los modelos físicos lineales de laboratorio ofrecen una alternativa válida en la descripción del desplazamiento de fluidos miscibles e inmiscibles en el yacimiento, cuando se colocan en serie pequeñas muestras de corazón que han sido extraídas paralelamente a las formaciones productoras. Es así como en el Laboratorio de Recobro Mejorado del Instituto Colombiano de Petróleo, ECOPETROL-ICP, se dispone de un equipo de desplazamiento lineal, en el cual se colocan pequeñas muestras de corazones en serie para formar un corazón compuesto y modelar en forma aproximada, el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento. A este modelo físico se le denomina MODELO COREFLOODING.

Los modelos físicos y numéricos contribuyen en 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 a la hora de tomar decisiones.

En este trabajo se realiza una simulación numérica de un proceso de desplazamiento con agua llevado a cabo en el modelo físico coreflooding, con la finalidad de comparar los resultados de la simulación con los resultados de la prueba de laboratorio. El análisis comparativo, permitió una mejor interpretación de los resultados de laboratorio y la identificación de los fenómenos que comúnmente se presentan durante este tipo de pruebas. Además, mediante un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales y del arreglo de corazones, se observó el comportamiento que presenta el modelo físico coreflooding, con el fin de identificar los parámetros más influyentes en la recuperación de aceite.

Partiendo de una completa revisión de la teoría básica sobre flujo de fluidos en medios porosos, los fenómenos que más afectan las pruebas de desplazamiento, la descripción del equipo coreflooding y una metodología de simulación, se presenta finalmente el análisis comparativo de los resultados de la simulación numérica y las pruebas de laboratorio, identificando que la heterogeneidad, la disposición y la longitud de los plugs dentro del arreglo de núcleos son los parámetros que mas influyen en los resultados.

La simulación numérica se realizó mediante el software avanzado para yacimientos gasíferos/petrolíferos IMEX, desarrollados por la compañía canadiense CMG, obteniéndose resultados satisfactorios debido a que permite modelar procesos a escala de laboratorio.

1. GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de ofrecer un mejor entendimiento de los procesos de desplazamiento que se llevan a cabo en el equipo coreflooding, en este capítulo se expondrán conceptos básicos sobre pruebas de desplazamiento en medios porosos realizadas a nivel de laboratorio, así como los fenómenos que mas tienen influencia en los resultados obtenidos durante las pruebas, como por ejemplo las condiciones de mojabilidad de la roca, saturaciones de fluidos, efectos de digitación viscosa, canalizaciones, etc.

Debido a que las curvas de permeabilidad relativa constituyen uno de los datos de entrada más importantes en los estudios de simulación de yacimientos, se estudiarán los conceptos básicos de permeabilidad relativa y los principales parámetros que afectan estos datos. Además, se presentará una discusión sobre las condiciones bajo las cuales el método Johnson Bossler Naumann y la normalización de curvas de permeabilidad relativa pueden ser aplicados para obtener los valores de permeabilidad relativa para un arreglo de núcleos.

1.2. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN CORAZONES

Las pruebas de desplazamiento realizadas a nivel de laboratorio donde se utiliza el mismo medio poroso y los mismos fluidos del yacimiento, se consideran en la actualidad, como una de las herramientas mas acertadas en la evaluación y predicción de comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, es

importante tener en cuenta que el mecanismo de desplazamiento dominante en el laboratorio son las fuerzas viscosas, despreciando las fuerzas capilares y gravitacionales debido a las altas tasas de inyección y a los pequeños espesores de los núcleos.

De este modo resulta que para interpretar adecuadamente los procesos de yacimiento se requiere un importante trabajo de integración entre ensayos de pozo, perfiles, historia de producción y mediciones de laboratorio.

Dentro de los experimentos que se desarrollan en el laboratorio sobre muestras de roca se encuentran:

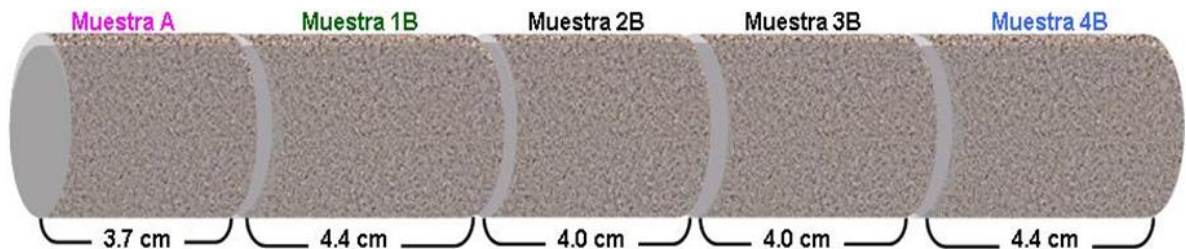
- Determinación de curvas de permeabilidad relativa por métodos en estado estacionario y no estacionario.
- Recobro secundario de hidrocarburos (inyección de agua).
- Recobro mejorado de hidrocarburos. Estos incluyen Inyección de surfactantes e inyección de polímeros.

Normalmente este tipo de pruebas se realizan sobre muestras de corazones cortos o sobre corazones compuestos.

1.2.1. Corazones cortos. Son los más utilizados en la industria debido a que en muchas situaciones no se dispone de muestras largas o porque los equipos utilizados no permiten emplear muestras de mayor longitud. Sin embargo, los corazones cortos proporcionan una exactitud muy pobre para el cálculo de balance de material (cálculo de saturaciones), tienen mayor susceptibilidad de los resultados a los errores infrecuentes del corazón, y son fuertemente afectados por los efectos capilares de frontera.

1.2.2. Corazones compuestos. Algunas pruebas experimentales requieren que la inyección de fluidos se realice sobre corazones largos, típicamente entre uno y dos pies de longitud. Cuando no se dispone de corazones largos, la solución es unir corazones cortos de tres a seis pulgadas de longitud para hacer un corazón compuesto o arreglo en serie de corazones. En algunos casos, las muestras pueden ser de pozos diferentes pero deben pertenecer a la misma formación, esto se realiza con el fin de determinar un comportamiento promedio del flujo de fluidos para una región específica del yacimiento. La figura 1 muestra este tipo de arreglo, donde muestras A y B pertenecen a pozos diferentes.

Figura 1. Arreglo en serie de corazones.



Fuente: ROJAS S.; OVIEDO V., H. A.

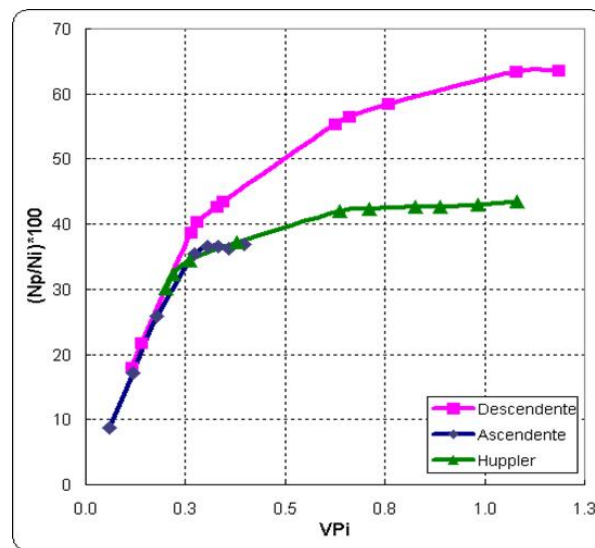
1.2.3. Ordenamiento de las muestras en corazones compuestos¹. Es una práctica común en la industria, colocar en un orden ascendente de permeabilidad absoluta, las muestras individuales de un corazón compuesto, debido a que la duración de las pruebas se reduce considerablemente en comparación con un ordenamiento descendente. Huppler (1969), a través de un estudio numérico, propuso que los corazones deben estar ordenados de tal forma que el promedio armónico entre sección y sección sea lo más cercanamente posible al promedio total del núcleo compuesto. Recientemente, Langaas y colaboradores (1998),

¹ ABDULRAZAG Y., Zekri; REYADH A., Almehaideb. Relative permeability in composite cores, an experimental approach. 2002.

demonstraron a través de un estudio teórico que se puede seguir un ordenamiento descendente. Abdulrazag y colaboradores presentan los resultados de un estudio experimental sobre corazones compuestos en la que concluye lo siguiente:

- El ordenamiento con el cual se obtienen mayores factores de recobro es un ordenamiento descendente. Como se muestra en la figura 2.
- Las permeabilidades relativas son menores para el ordenamiento ascendente y para el criterio de ordenamiento de Huppler, en comparación con el ordenamiento descendente.

Figura 2. Factor de recobro según ordenamiento de las muestras.



Fuente: ABDULRAZAG Y., Zekri; REYADH A., Almehaideb. Relative Permeability in Composite Cores, an Experimental Approach. 2002.

1.3. NÚCLEOS EN ESTADO NATIVO Y NÚCLEOS RESTAURADOS

El término “estado nativo” implica que la roca conserva su mojabilidad natural y frecuentemente las saturaciones de los fluidos de yacimiento. El “Estado

restaurado” implica que la muestra de corazón es limpiada y secada y, posteriormente, su mojabilidad y saturaciones de fluidos son restauradas a aquellas condiciones que existían en el yacimiento. Obviamente para restaurar un corazón se requiere una medición independiente de estas dos propiedades.

Por otro lado, si se puede garantizar que los procedimientos de corazonamiento, manejo, transporte y almacenamiento usados en la obtención de las muestras de corazón no alteran su mojabilidad, la información independiente sobre la mojabilidad de la formación no es necesaria. Luego, los corazones en estado nativo, adecuadamente manejados, son los más apropiados.

La mojabilidad y la distribución de los fluidos de un núcleo en estado nativo puede verse fácilmente afectada por el tipo de lodo utilizado durante el corazonamiento, la exposición prolongada ante el oxígeno, la evolución del gas debido a la reducción de la presión, las fuerzas capilares y la evaporación de los fluidos. Para preservar el estado original de los corazones, las muestras son sumergidas en tubos plásticos que contienen salmuera desoxigenada de la formación o son cubiertos con capas de polietileno, papel aluminio y parafina.

Algunos investigadores, recomiendan trabajar con fluidos de yacimiento cuando se utilizan corazones preservados para realizar las pruebas de laboratorio de manera que se pueda mantener la misma relación de movilidad de los fluidos en el yacimiento y, de esta manera, obtener resultados más confiables y acordes con la realidad.

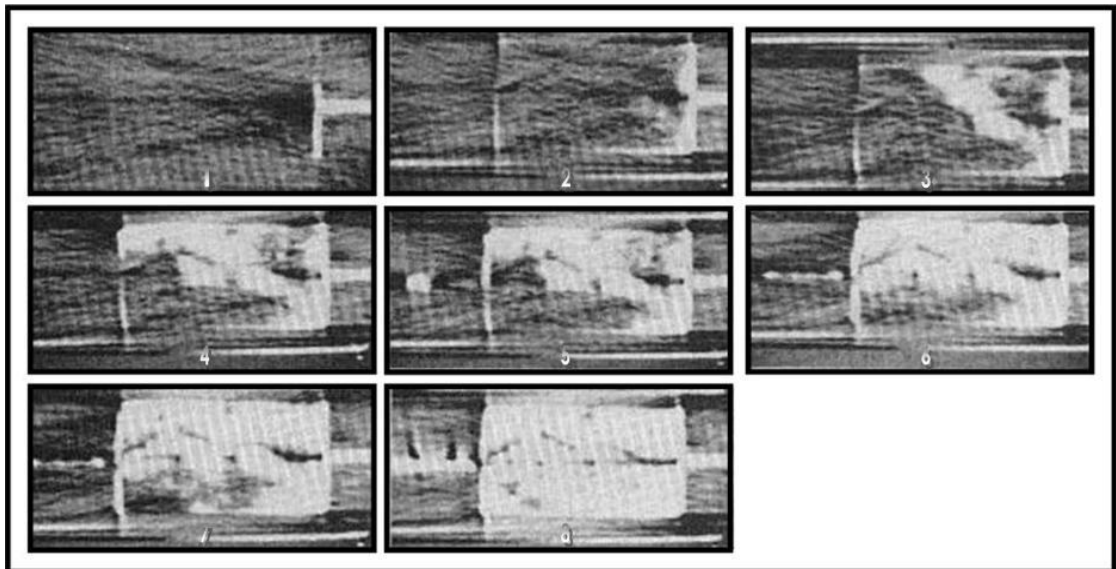
El uso de corazones en estado restaurado generalmente está limitado a formaciones donde se conoce que la roca es mojada fuertemente por agua o fuertemente por aceite, debido a que es imposible reconstituir muestras de corazón con una mojabilidad intermedia específica.

1.4. FENOMENOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Los siguientes son algunos de los fenómenos que pueden afectar considerablemente los resultados obtenidos durante las pruebas de desplazamiento.

1.4.1. Canalización. En muchos sistemas de yacimiento, la inyección de agua es ineficiente debido a la canalización del agua inyectada a lo largo de regiones de alta permeabilidad. Es muy probable que en muestras de corazón se presenten este tipo de regiones aunque los espesores sean muy pequeños. La figura 3 presenta canalización debido a la heterogeneidad de la muestra. La canalización puede ocasionar una ruptura temprana de agua y de esta forma distorsionar respecto del tiempo, los volúmenes de fluidos producidos.

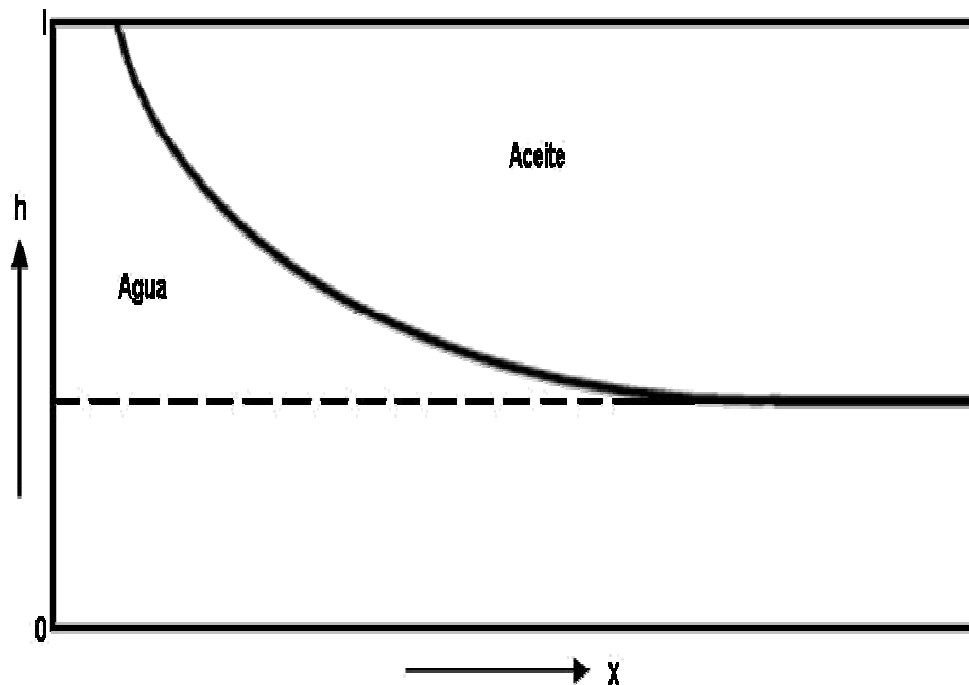
Figura 3. Canalización.



Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

1.4.2. Lenguas de agua¹⁰. En 1953, Dietz visualizó que el agua desplaza al aceite, avanzando bajo el en forma de “lenguas”. Visualizó en la región invadida por el agua una saturación de aceite residual en la que únicamente el agua se mueve y considero que en la región no invadida, solamente fluye el aceite. Debe existir una clara interfase de una amplitud despreciable que separa el flujo de agua del flujo de aceite como se muestra en las figuras 4 y 5. Este efecto se presenta cuando la tasa de inyección es muy baja y los valores de permeabilidad absoluta de los plugs son muy altos, permitiendo la segregación del agua hacia la parte baja de la muestra de corazón.

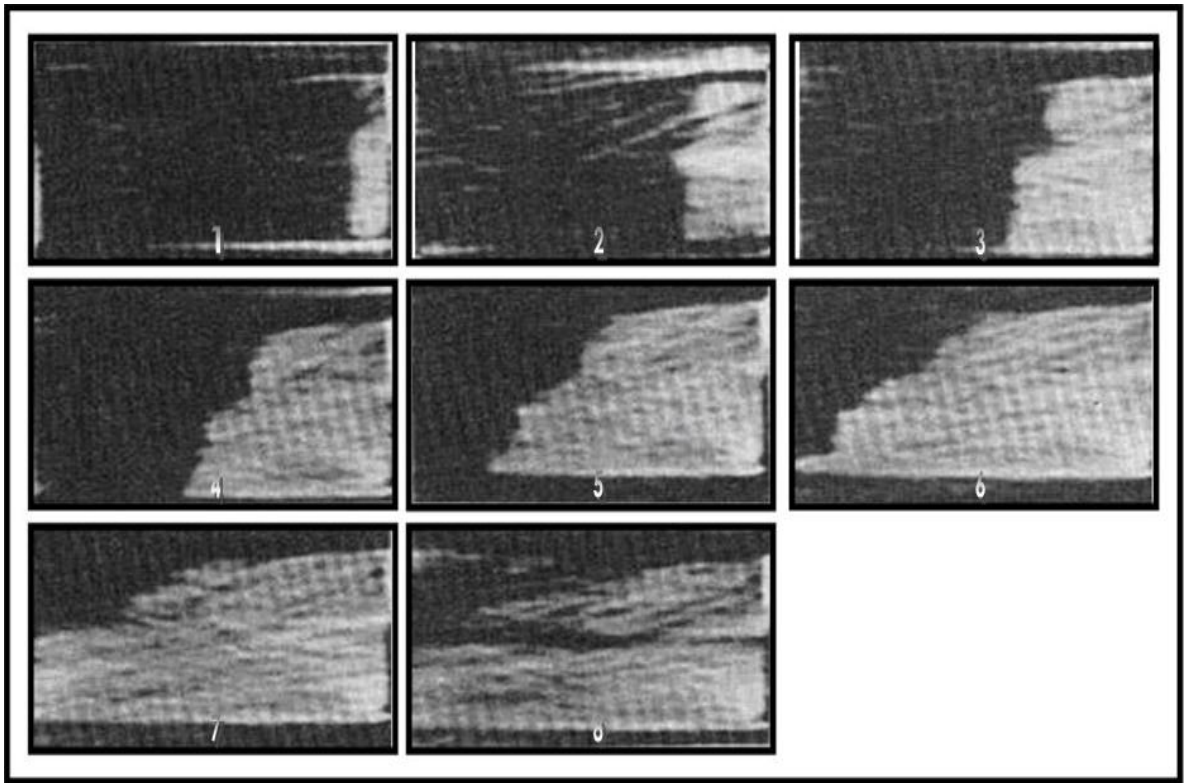
Figura 4. Lengua de agua.



Fuente: CRAIG, Forrest F. Jr. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. 1982.

¹⁰ CRAIG, Forrest F. Aspectos de ingeniería de inyección de agua. 1982.

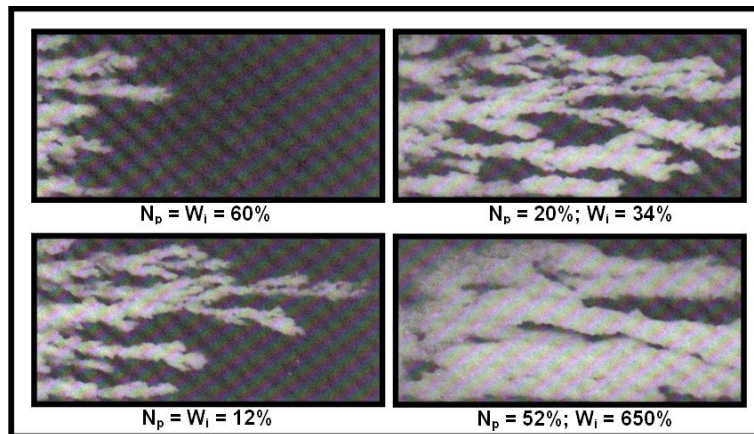
Figura 5. Lengua de agua en muestras de corazones.



Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

1.4.3. Digitación viscosa. La teoría de avance frontal de Buckley- Leverett supone que el desplazamiento inicial de aceite por agua ocurre en forma de una interfase suave, sustancialmente recta. En 1951, Klinkenberg y Engelberts demostraron que en experimentos a escala, podría deducirse la existencia de digitaciones, o corrientes discretas de agua desplazante en movimiento a través del aceite, como se puede apreciar en la figura 6. Aun en los sistemas de laboratorio, donde se tiene la precaución de garantizar la casi uniformidad de los medios porosos, hasta donde esto es posible, la tendencia hacia la formación de estas digitaciones aumenta a medida que se incrementa la relación de viscosidades aceite-agua.

Figura 6. Digitación Viscosa.



Fuente: CRAIG, Forrest F. Jr. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. 1982.

1.4.4. Efectos capilares de frontera²⁸. Este efecto pone de manifiesto la tendencia de la fase mojante a permanecer en el medio poroso. De esta forma, mientras no se aplique una diferencia de presión equivalente a la presión capilar que retiene a la fase mojante, ésta no es expulsada de la roca. En redes porales muy cerradas, este efecto es responsable de la no producción de agua aunque la saturación de agua sea notablemente superior a la S_{wirr} .

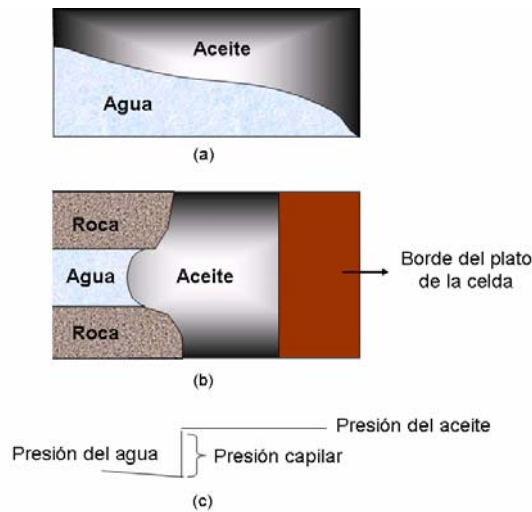
Este tipo de efecto se presenta tanto en la cara de salida del núcleo (extremo de producción) como en la cara de entrada (extremo de inyección) y es mucho más pronunciado cuando la roca presenta mojabilidad al agua.

- **Efecto en la cara de salida del plug.** Para el caso de una inyección de agua, la característica particular del efecto de borde en la cara de salida del plug, es que no solo resulta en una excesiva saturación de la fase mojante, sino que además, retarda el momento de la ruptura de agua. Las condiciones que existen en un corazón mojado por agua cuando el agua alcanza primero el extremo de

²⁸ www.inlab.com.ar

producción se muestran en la figura 7. En esta etapa de la inyección la distribución de la saturación, figura 7a, aún no ha sido distorsionado por el efecto de borde de la cara de salida del plug. Un poro invadido de agua en la cara de salida del plug se comunica con un espacio lleno de aceite entre el final del corazón y el borde del plato de la celda de inyección, como se ilustra en la figura 7b. La curvatura de la interfase agua-aceite es cóncava detrás de la cara de salida del plug, y la presión del lado del agua de la interfase es menor que la del lado del aceite por una cantidad igual a una cierta presión capilar, figura 7c.

Figura 7. Condiciones existentes en una roca mojada por agua cuando el agua alcanza primero la cara de salida.

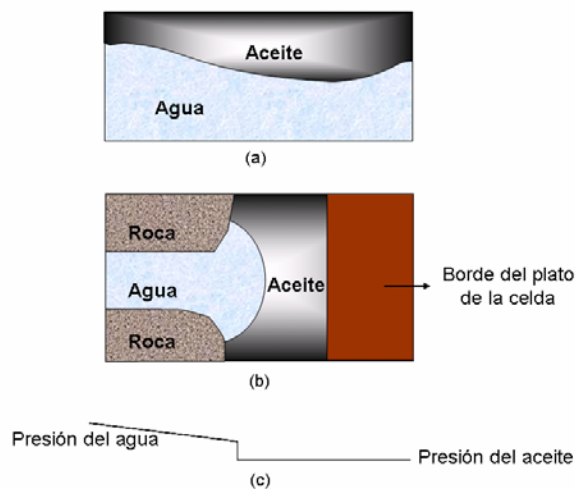


Fuente: KITE, J. R.; RAPOPORT, L. A. Linear waterflood behavior and end effects in water-wet porous media. AIME. 1958.

Antes de que el agua (de este poro en particular) pueda ser producida del corazón, la presión del agua deberá exceder la presión del aceite que esta a la salida del corazón. En consecuencia, cuando el agua alcanza primero la cara de salida del plug, esta no dejará el corazón pero se acumulará adentro, y solo el aceite será producido.

Eventualmente, cuando la inyección de agua continúa, se aumentará la presión en el agua para invertir la curvatura de las interfases en los poros de los extremos, y solo después el agua será producida del corazón. Esta etapa ilustrada en la figura 8, corresponde a una ruptura de agua convencional que se observa en experimentos de inyección de agua

Figura 8. Condiciones existentes en un corazón mojado por agua cuando comienza la producción de agua.



Fuente: KITE, J. R.; RAPOPORT, L.A. Linear waterflood behavior and end effects in water-wet porous media. AIME. 1958.

- **Efecto en la cara de entrada del plug.** Los efectos de borde en la cara de entrada del plug, detectados por Jones-Parra, en algunos de sus experimentos, desarrollan en los medios porosos mojado por agua una imbibición localizada. El agua inyectada en la celda de inyección, primero contacta la cara de entrada del corazón sólo en un área localizada. Tan pronto como el agua toca el corazón, ésta imbibirá espontáneamente dentro de él en el punto de contacto. Al mismo tiempo, habrá un contra flujo del aceite desde el corazón para reemplazar el agua que ha imbibido. Cuando la inyección continúa, el agua continúa entrando en el corazón

sólo en un área localizada. Tales condiciones, por lo tanto, contribuyen para el establecimiento de una región de flujo no lineal dentro del corazón.

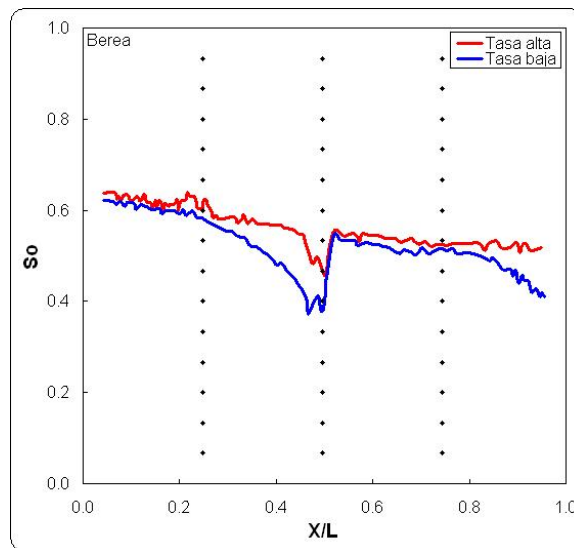
Aunque hasta el momento no se ha realizado una evaluación cuantitativa de los efectos de borde en sistemas mojados por agua, tales efectos podrían ser más pronunciados bajo las siguientes condiciones.

1. *Para sistemas cortos:* en los cuales los efectos de frontera son relativamente más pronunciados, debido a que la distorsión de la saturación de agua en el extremo de salida del plug, alcanza zonas más profundas en el corazón.
2. *Para altas tasas de inyección:* aunque el agua puede entrar en una roca mojada por agua sólo sobre la parte de la cara de entrada del plug, las fuerzas capilares dentro del corazón tienden a distribuir esta agua sobre toda el área de sección transversal. A bajas tasas estas fuerzas capilares son relativamente importantes en la distribución de presión y puede contrarrestar eficientemente la distorsión apreciable del comportamiento lineal. A altas tasas de inyección, sin embargo, la influencia de las fuerzas capilares dentro del corazón es pequeña, y el comportamiento de flujo no lineal puede ser más pronunciado.
3. *Para altas relaciones de viscosidad agua–aceite:* En este caso la baja resistencia al flujo de fluidos en la región invadida por agua tenderá a causar un gran incremento de esta región en la dirección del gradiente de presión. Por lo tanto, la distorsión en el comportamiento lineal que ocurre en la cara de entrada es mucho mayor. Por otra parte, en los desplazamientos de aceite de baja viscosidad, la resistencia al flujo en la región invadida de agua es alta comparada con los espacios saturados con aceite. Tal condición tiende a contrarrestar la *digitación* del agua originada por el efecto de borde, y por lo tanto el comportamiento lineal es alcanzado más fácilmente.

- **Efectos de frontera en corazones compuestos**¹⁶. El montaje adecuado de los corazones compuestos requiere mucho cuidado tanto en la selección de los plugs individuales, como de la manera en la cual estos segmentos están dispuestos en el arreglo de núcleos. El procedimiento de ensamblaje afecta el mantenimiento posterior del contacto capilar entre los plugs durante los experimentos de flujo de dos fases. Una ruptura en la continuidad de la presión capilar, incluso entre plugs bien ajustados, causan una distorsión indeseable del perfil de saturación.

La figura 9 muestra el perfil de saturación de aceite para una roca berea mojada por agua durante una inyección de aceite a diferente tasa. La distorsión del perfil de saturación aumenta cuando las tasas son bajas y no se tiene un buen contacto capilar. Las líneas verticales punteadas representan las uniones o intersecciones de los corazones.

Figura 9. Distorsión del perfil de saturación.



Fuente: HINKLEY, R. E; DAVIS, L. A. Capillary pressure discontinuities and end effects in homogeneous composite cores: effects of flow rate and wettability. 1986.

¹⁶ HINKLEY, R.E.; DAVIS, L. A. Capillary pressure discontinuities and end effects in homogeneous composite cores: effects of flow rate and wettability. 1986.

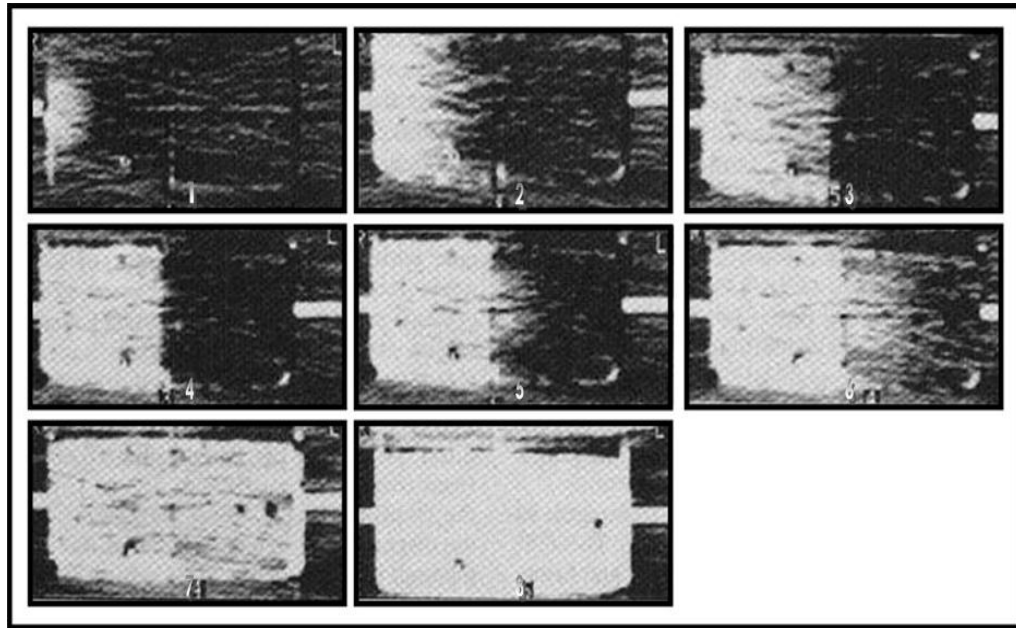
Existen pocos estudios publicados sobre el problema práctico del mantenimiento del contacto capilar entre los segmentos de un corazón compuesto. Osoba y sus colaboradores realizaron algunas observaciones en esta área mientras estudiaban las virtudes y deficiencias del método de permeabilidades relativas de Penn State. Ellos encontraron que cuando no existía contacto capilar entre la sección de prueba y la sección del equipo que absorbía el efecto de borde, las permeabilidades relativas mostraban dependencia de la presión (tasa de flujo). Las muestras poco consolidadas demostraron ser especialmente susceptibles a los efectos capilares. Por otra parte, corazones de caliza con papel de seda insertado entre los segmentos no mostraron esta dependencia. Richardson también reporto el uso de papel de seda (2 capas) como contacto capilar en un corazón compuesto.

Recientemente¹⁸, Hove (1987) presentó algunas tomografías computarizadas de dos segmentos de una arenisca homogénea sometida a una inyección de agua como muestra la figura 10. No se colocó ningún material entre la unión de los segmentos. El comportamiento de la inyección es muy diferente al de una muestra que no presenta el espaciado o fractura. Se observa una leve dispersión hasta que el frente de inyección alcanza la cara de salida del primer plug. El frente de inyección se detiene en la unión y la saturación aumenta en el primer plug. El agua irrumpe dentro del otro plug solo cuando la saturación en el primer plug es igualada. Un nuevo frente disperso se desarrolla y alcanza la cara de salida; la saturación crece nuevamente, ahora en la segunda mitad de la muestra, y finalmente ocurre la ruptura de agua. En la séptima imagen, el agua llena el espacio entre las muestras y la cara de salida del segundo plug. La última imagen muestra el sistema poroso completamente saturado con salmuera.

¹⁸ HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P. A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

Lo anterior demuestra que cuando se deseen realizar pruebas de desplazamiento en un corazón compuesto, se debe asegurar de antemano un buen contacto capilar entre las muestras para poder interpretar correctamente los resultados de la prueba.

Figura 10. Efecto capilar de borde en un corazón compuesto.

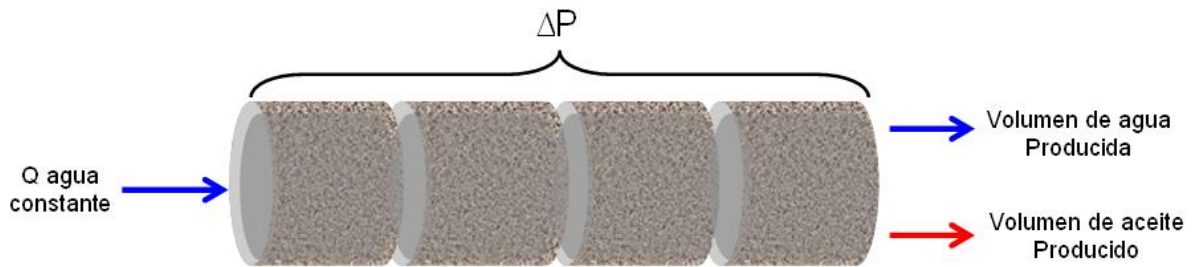


Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

1.5. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MODELO FÍSICO COREFLOODING

El modelo de laboratorio coreflooding permite hacer desplazamientos para estudios de recuperación secundaria y mejorada de crudo, involucrando desplazamientos miscibles de gas e inyección de polímeros, vapor, dióxido de carbono o algún químico específico. Las pruebas son realizadas a presión y temperatura de yacimiento sobre un corazón compuesto en estado nativo o restaurado y con un ordenamiento descendente como el mostrado en la figura 11.

Figura 11. Modelo físico coreflooding. Para una inyección de agua.



Fuente: OVIEDO V., H. A; ROJAS S., A. Y.

La prueba se realiza a una tasa de inyección constante (diferencial de presión variable) y se miden los volúmenes de fluidos producidos, el diferencial de presión y los cortes de agua. Dentro de los objetivos de la prueba se encuentran por ejemplo determinar el factor de recobro para diferentes tasas de inyección las cuales son escaladas de datos de campo, determinar que tipo de surfactante proporciona mejores eficiencias de desplazamiento, determinar eficiencias de barrido, etc.

En el capítulo 2 se hará una descripción detallada del Equipo Coreflooding y de la metodología empleada para la realización de las pruebas.

1.6. PERMEABILIDADES RELATIVAS

Cuando las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciables, como es el caso de los modelos de laboratorio, las permeabilidades relativas agua-aceite son el parámetro que determina el comportamiento y conducción de éstos fluidos en el medio poroso. Adicionalmente, las curvas de permeabilidad relativa se constituyen como uno de los datos de entrada más importantes en los estudios de simulación numérica de yacimientos. Es por esto que en las secciones siguientes se expondrán algunos de los conceptos básicos sobre permeabilidades relativas,

algunos de los factores que afectan estos datos, la forma de obtenerlos y de correlacionarlos.

- **Permeabilidad efectiva.** Con el fin de describir el flujo simultáneo de más de un fluido es necesario introducir el concepto de permeabilidad efectiva que generaliza la ley de Darcy. Para definir la permeabilidad efectiva se debe tener en cuenta que cada fluido es completamente independiente de los demás, son considerados inmiscibles y, por lo tanto, la ley de Darcy puede ser aplicada a cada uno individualmente.

Tendiendo en cuenta estas suposiciones, la ley de Darcy se da de la siguiente manera:

$$v_{os} = -\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{dP_o}{ds} - \rho_o g \frac{dz}{ds} \right) \quad (1)$$

$$v_{gs} = -\frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{dP_g}{ds} - \rho_g g \frac{dz}{ds} \right) \quad (2)$$

$$v_{ws} = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{dP_w}{ds} - \rho_w g \frac{dz}{ds} \right) \quad (3)$$

Donde los subíndices o, g y w se refieren a aceite, gas y agua, respectivamente. La permeabilidad efectiva es una medida relativa de la capacidad del medio poroso para conducir un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido, lo que indica el medio puede tener una capacidad conductora distinta para cada fase presente en el medio y cada una de estas puede medirse.

La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluido presente, las características de mojabilidad de la roca, y la geometría de los poros y esta se debe denotar a un valor de saturación específico.

Estas permeabilidades se pueden medir directamente en el laboratorio sobre pequeñas muestras de corazones. Sin embargo, como existen diferentes combinaciones de saturación para un único medio, los datos de laboratorio son usualmente resumidos y reportados como permeabilidad relativa.

- **Permeabilidad relativa.** La permeabilidad relativa esta definida como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a un determinado valor de saturación a la permeabilidad efectiva de este fluido a 100% de saturación. Normalmente se asume que la permeabilidad efectiva es la misma para todos los fluidos a 100% de saturación, y es denotada como la permeabilidad del medio poroso. Luego, la permeabilidad relativa puede ser expresada de la siguiente manera, estableciendo la permeabilidad absoluta del medio como el valor base:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (4)$$

Las cuales son las permeabilidades relativas al aceite, agua, y gas, respectivamente.

1.6.1. Efecto de los estados de saturación. La saturación es un término utilizado para describir el volumen relativo de un fluido en un medio poroso. A bajas saturaciones del fluido que moja preferentemente la roca, la fase mojante forma anillos pendulares alrededor de los granos. Esta fase se mantiene inmóvil hasta alcanzar la saturación crítica de la fase mojante a partir de la cual se hace

móvil a través de un camino tortuoso bajo una presión diferencial. A medida que aumenta la saturación, la permeabilidad relativa de la fase mojante aumenta también, gracias a la fuerza de adhesión entre la superficie sólida y la fase mojante.

La mayor tortuosidad de la vía de flujo de esta fase mojante, causa que la permeabilidad relativa de esta fase, sea menor que la permeabilidad relativa de la fase no mojante, esta última se mueve dentro de los poros más grandes dentro de este rango de saturación, a medida que la saturación de la fase mojante incrementa, la fase no mojante se hace discontinua en su saturación crítica llegando al llamado estado insular de la fase mojante sin poder ser desplazada, es decir, llegando a una saturación residual de la fase no mojante; de igual forma ocurre con la fase mojante, al reducirse su saturación se hace discontinua e inmóvil obteniéndose una saturación irreducible de esta fase.

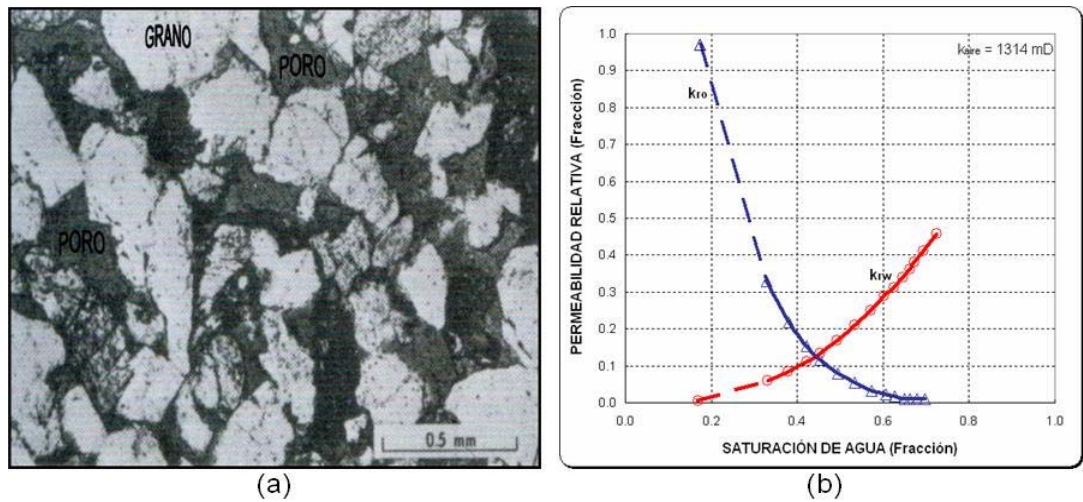
Para arenas no consolidadas la permeabilidad a la fase mojante depende únicamente de su propia saturación, pero para rocas consolidadas hay grandes diferencias. La permeabilidad relativa de la fase no mojante depende tanto de su propia saturación como de la saturación de la fase mojante para sistemas fuertemente mojados por agua. En los sistemas mojados preferencialmente por aceite, se ha encontrado que la permeabilidad relativa del aceite es función estrictamente de la saturación de aceite, mientras que en rocas mojadas por agua esta misma permeabilidad relativa es dependiente de las saturaciones de las dos fases.

1.6.2. Efecto de la geometría de los poros²⁶. Las relaciones de permeabilidad relativa no son idénticas para todos los tipos de rocas que componen los yacimientos, pueden variar de formación a formación, e incluso, de una porción a otra dentro de la misma formación. Una de las características de la roca que

²⁶ WILLHITE, Paul. Waterflooding. 1986.

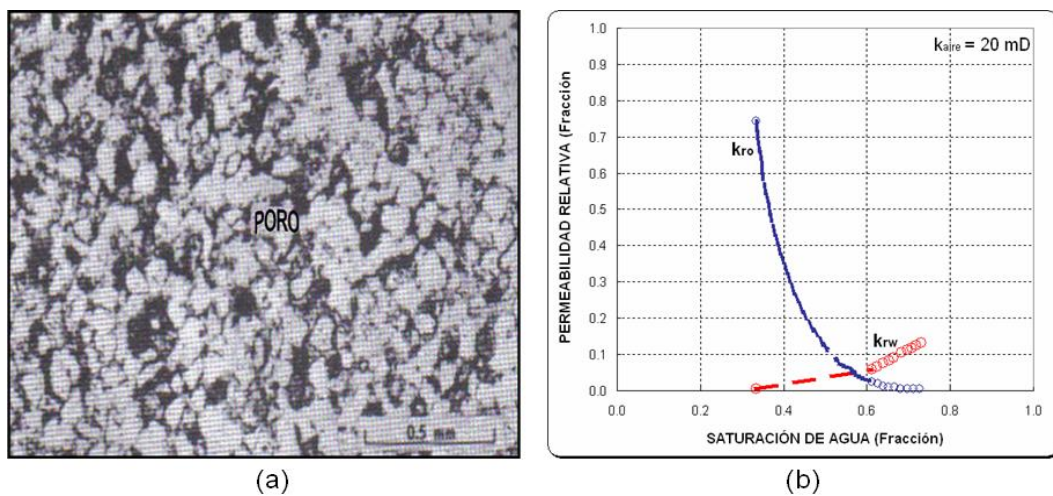
afecta el comportamiento de la permeabilidad relativa es la geometría de los poros. Morgan realizó un estudio sobre el efecto de la geometría y del tamaño de los poros en las curvas de permeabilidad relativa. Las figuras 12 y 13 muestran las fotografías y las curvas de permeabilidad relativa para dos arenas diferentes.

Figura 12. Efecto de la geometría de poro, poros grandes.



Fuente: WILLHITE, Paul. Waterflooding. 1986.

Figura 13. Efecto de la geometría de poro, poros pequeños.



Fuente: WILLHITE, Paul. Waterflooding. 1986.

Los dos juegos de curvas pueden ser comparados en términos de tamaño de poro si no hay otra diferencia geológica importante entre las rocas y si ambas tienen las mismas preferencias de mojabilidad, en este caso fuertemente mojadas por agua. Bajo estas condiciones, las rocas con grandes poros tendrán un valor bajo de saturación de agua inicial porque todos los poros cercanos son accesibles a ambas fases y una cantidad de agua relativamente pequeña es requerida para mojar el área superficial. En las rocas con pequeños poros, la saturación de agua intersticial es mayor por dos razones. El área superficial mojada por la fase agua es mayor. También, la distribución de los tamaños de poro probablemente contiene poros pequeños que pueden ser llenados sólo con agua y luego llegan a ser poros muertos que no serán llenados por la fase aceite. La permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua connata es reducida porque los pequeños poros llenados con el agua bloquean el flujo de aceite.

Una situación similar existe a la saturación de aceite residual. El aceite está atrapado en los poros más grandes en ambas arenas, forzando al agua a fluir por los poros más pequeños. Luego la permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual es menor en la arena que contiene los poros pequeños que en la arena con grandes poros. Los poros pequeños aparecen para controlar la magnitud de la permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual.

La correlación de la permeabilidad relativa con la permeabilidad absoluta es posible para algunas rocas. Farouq Ali[♦] recomienda correlacionar la permeabilidad absoluta con la permeabilidad relativa siempre y cuando las muestras de corazón pertenezcan a la misma formación y que las profundidades a las que fueron corazonadas estén muy cercanas. Por ejemplo, para el caso de la muestra de la figura 12 cuya permeabilidad absoluta es de 1314 mD, su respectiva curva de permeabilidad relativa se le podría asignar a una muestra de la misma formación que presentara una permeabilidad absoluta entre 1000 – 1200 mD.

[♦] Consulta en su visita a Colombia.

Una dificultad con las correlaciones basadas en las propiedades de las rocas es que el medio poroso es tan complejo que propiedades tales como la porosidad y la permeabilidad no son descriptores adecuados de la roca a una escala macroscópica. Consecuentemente, varios métodos son usados para obtener una curva de permeabilidad relativa que se aproxime al comportamiento del medio poroso.

1.6.3. Efecto de la mojabilidad. El término mojabilidad es un término usado para describir la afinidad que tiene un fluido en adherirse hacia un sólido en presencia de otro fluido inmiscible. Es el principal factor responsable de la distribución microscópica de los fluidos en el medio poroso, de la cantidad de saturación de aceite residual y de la habilidad particular de cada fase de fluir en el medio poroso. Se habla de “**mojada por agua**”, “**mojada por aceite**” o de “**mojabilidad intermedia**” para referirse a la afinidad de una roca por los hidrocarburos en presencia de agua.

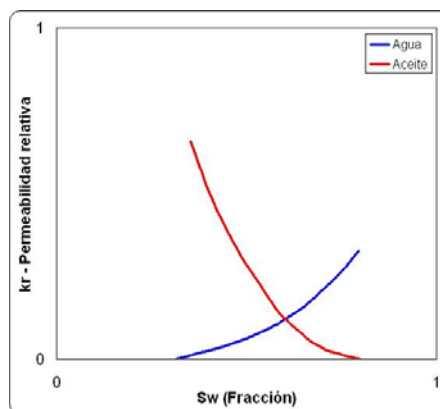
La capacidad de adhesión del fluido dependerá de la composición química de éste y de la mineralogía de la roca. Debido a que todos los fluidos no tienen la capacidad de mojar la roca de la misma forma y a que no siempre es el agua la que moja la roca de la misma manera, es necesario investigar cuál es el efecto de la mojabilidad en las permeabilidades relativas.

Para una determinada saturación de agua, la permeabilidad relativa del agua de una roca preferencialmente mojada por agua, es menor que la permeabilidad relativa al agua en una roca mojada por aceite. Se ha encontrado que un aumento en la permeabilidad relativa comparable con la de una roca mojada por aceite, a saturación constante de agua, produce un incremento en la permeabilidad relativa del agua y un decremento en permeabilidad relativa del aceite.

En una roca preferencialmente mojada por agua, los glóbulos de aceite bloquean los canales más grandes de flujo afectando la facilidad del agua para fluir y provocan una baja permeabilidad relativa; sin embargo, el aceite en un sistema mojado por aceite ocupa los canales de flujo más pequeños y se adhiere a las paredes de los más grandes ocasionando una permeabilidad relativa al agua más alta. Es por esto que en los yacimientos que son preferencialmente mojados por aceite, el desplazamiento por inyección de agua es pobre, con irrupción de agua muy temprana, rápido incremento en el corte de agua y altos valores de S_{or} .

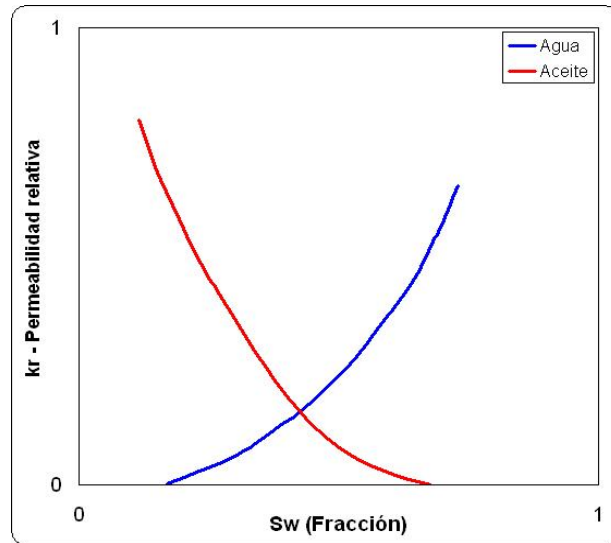
El punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua es un indicativo de la mojabilidad de la roca. La intersección de las curvas se mueve hacia valores más altos de saturación de agua y valores más bajos de permeabilidad relativa a medida que la mojabilidad de la muestra cambia de mojado por aceite a mojado por agua, se entiende entonces que si el punto de intersección está hacia la izquierda del 50% de saturación de agua, será un sistema mojado por aceite y si se encuentra hacia la derecha será mojado por agua. Craig, entrega la siguiente guía que se ilustra en la figura 14 y 15.

Figura 14. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa, mojado por agua.



Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

Figura 15. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa, mojado por aceite.



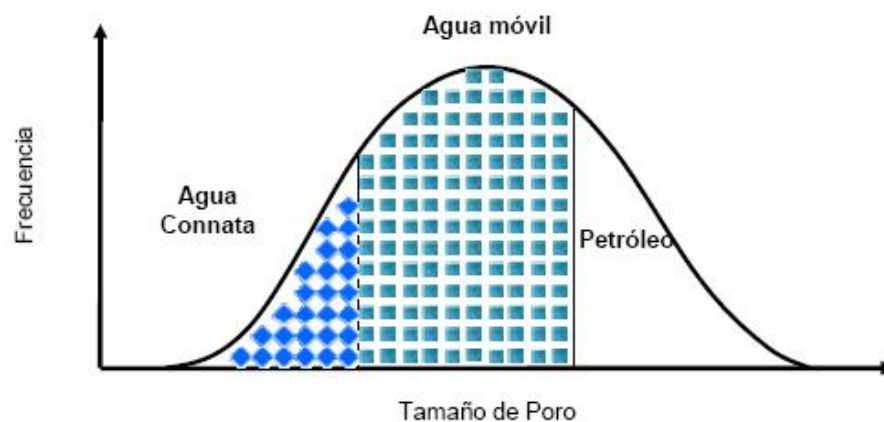
Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A. Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X-Rays. 1987.

1.6.4. Efecto de la distribución de los fluidos. En el estudio de permeabilidades relativas, es importante tener en cuenta la distribución de los fluidos en el medio poroso cuando se alcanza una condición particular de saturación por medio de un proceso específico de desaturación (imbibición ó drenaje). Para el caso de drenaje, la figura 16 muestra una curva de distribución hipotética de fluidos dentro del medio poroso. En este proceso, el petróleo entra primero a los poros más grandes, desaturando progresivamente a los poros medios y a los pequeños, mientras que algo de agua (no móvil) permanecerá en los poros invadidos por el petróleo. Como resultado de lo anterior, la permeabilidad relativa del agua se reducirá, debido a que la sección del área transversal de los poros que conducirán agua será menor que antes y el agua

deberá fluir alrededor de los poros llenos de petróleo, recorriendo un camino mayor.

Este efecto combinado de cambio de área y de longitud promedio del camino de flujo, traducidos en cambios en la saturación del medio poroso, causan que la curva de permeabilidad relativa describa su forma particular.

Figura 16. Frecuencia de distribución de los fluidos en el medio poroso.



Fuente: BOYANO, F.; UREÑA, M. Análisis Comparativo de Modelos Empleados para la Generación de las Curvas de Permeabilidad Relativa en Yacimientos Naturalmente Fracturados. UIS. Bucaramanga, 2004.

1.7. MÉTODO JBN

Este método propuesto por Johnson, Bossler y Naumann, se utiliza para calcular individualmente las permeabilidades relativas del gas, del aceite o del agua a partir de los datos obtenidos durante un empuje de gas o un experimento de inyección de agua realizado en un medio poroso lineal. El método presenta resultados rápidos y confiables para muestras de corazón de tamaño normal (de dos a tres pulgadas de longitud y de uno a dos pulgadas de diámetro).

Debido a que el método se deriva de la teoría de desplazamiento propuesta por Buckley–Leverett–Welge, el método supone lo siguiente:

- Flujo lineal.
- Flujo incompresible.
- Tasa de flujo lo suficientemente alta como para despreciar las fuerzas capilares.

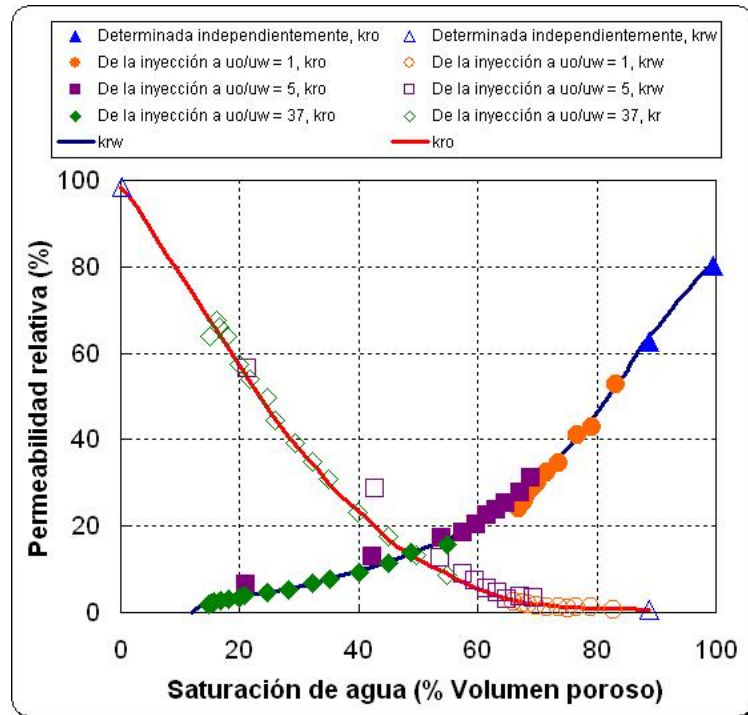
La información medida en el laboratorio es la siguiente:

- Caída de presión a lo largo del núcleo.
- Producción acumulada de la fase desplazada (V_p) en función del volumen de fase desplazante inyectada (V_i).

En el anexo A se presenta la derivación de las ecuaciones y un ejemplo de cálculo para obtener las curvas de permeabilidad relativa utilizando este método.

1.7.1. Verificación experimental del método. La figura 17 muestra las permeabilidades relativas calculadas mediante este método para un empaquetamiento. Se realizaron tres inyecciones sobre el sistema a relaciones de viscosidad aceite-agua de 1:1, 5:1 y 37:1. Debido a que la inyección es dependiente de la relación de viscosidad, las curvas de permeabilidad relativa calculadas cubren un rango diferente en la saturación para cada inyección. Se puede ver que para los tres casos las curvas presentan gran similitud. Esto indica que el procedimiento del método es válido y que se pueden obtener curvas de permeabilidad relativa confiables, siempre y cuando se tengan datos exactos de la prueba de desplazamiento y se cumpla con las suposiciones del método.

Figura 17. Permeabilidad relativa agua–aceite para diferentes relaciones de viscosidad.

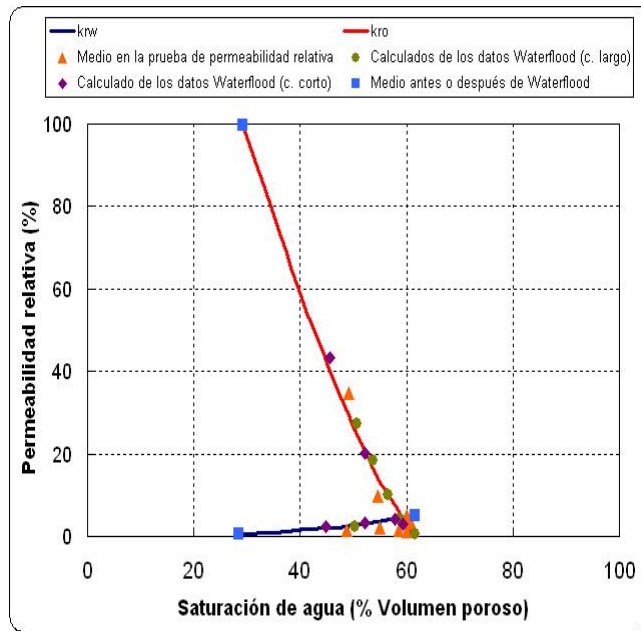


Fuente: JONHSON; BOSSLER; NAUMANN. Calculation of relative permeability from displacement experiments. 1959.

La prueba que justifica la confiabilidad de los datos del método JBN se obtiene al comparar las permeabilidades relativas calculadas de los datos tomados durante las pruebas de desplazamiento, con las permeabilidades relativas medidas directamente durante la prueba de estado estable. En esta última, se utilizaron corazones largos, alrededor de 12 pulgadas, para mejorar la determinación de la saturación y para minimizar los efectos de borde. Las pruebas de desplazamiento fueron realizadas sobre estos corazones largos y también sobre corazones cortos de dos a tres pulgadas. Mediante los dos métodos se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite para diferentes medios porosos.

La figura 18 muestra las permeabilidades relativas medidas y calculadas para uno de los medios porosos usados, la arenisca Weiler. La similitud es evidente.

Figura 18. Permeabilidad relativa agua–aceite para la arenisca Weiler.



Fuente: JONHSON; BOSSLER; NAUMANN. Calculation of relative permeability from displacement experiments. 1959.

1.7.2. Factores que afectan la confiabilidad del método. Los efectos capilares en experimentos de desplazamiento a baja tasa causan error en los valores de permeabilidad relativa calculados por el método JBN. Este método se basa en la suposición de que las fuerzas capilares en el proceso de desplazamiento son despreciables. La presencia de fuerzas capilares afecta tanto el recobro de aceite como los datos de presión causando datos erróneos en los resultados del método.

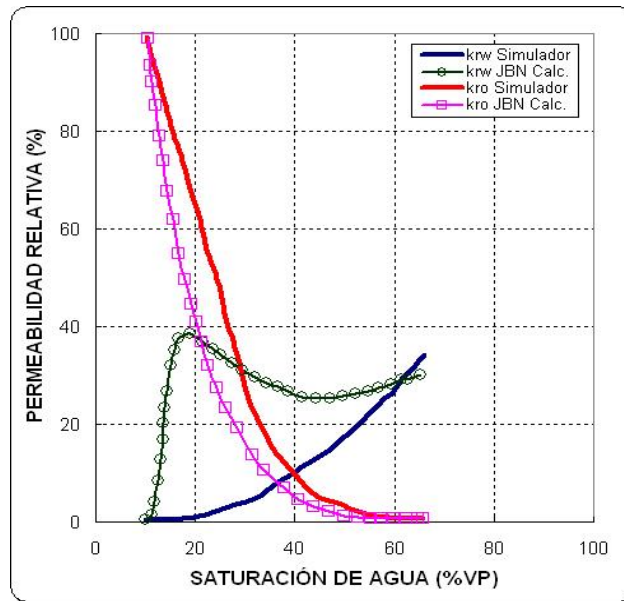
En la práctica se utiliza el coeficiente de escalamiento $Lv u_w$, propuesta por Rapoport y Leas (1953), en un rango de 1-5 $\text{cm}^2/\text{min-cp}$ para minimizar los efectos capilares. Esto significa que los experimentos de desplazamiento tienen que ser conducidos a tasas mucho mayores que las tasas escaladas de yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que las altas tasas en el laboratorio pueden causar inestabilidad y migración de finos.

Las permeabilidades relativas calculadas por el método JBN son anormales o están pobremente definidas a saturación de agua baja o intermedia. La poca definición se puede encontrar en corazones homogéneos mojados fuertemente por agua cuando el desplazamiento es tipo pistón. Las formas anormales de las curvas están asociadas con la ruptura de agua observada en el laboratorio delante del frente de inyección principal y son comunes en corazones que tienen contrastes muy marcados de permeabilidad. La técnica de JBN aunque es válida para las condiciones asumidas en su desarrollo, no es satisfactoria para las condiciones especificadas anteriormente.

- **Curvas anormales.** La permeabilidad relativa al agua no se incrementa levemente con el aumento de la saturación de agua, sino que se incrementa abruptamente o presenta un arqueamiento pronunciado o concavidad hacia abajo. Tal comportamiento parece reflejar la heterogeneidad local a pequeña escala en la muestra de corazón y esto probablemente puede ser insignificante a una escala de campo. El tiempo de ruptura es una medida importante usada en los cálculos de la permeabilidad relativa por el método JBN. Si el tiempo de ruptura observado no es el del frente de inyección principal, y además, es muy pequeño, entonces la permeabilidad relativa calculada no representa las propiedades de la muestra de corazón. Es bajo estas condiciones que las permeabilidades relativas usualmente tienen forma anormal.

La figura 19 compara las permeabilidades relativas de un carbonato vulgar calculadas por el método JBN con las curvas obtenidas por ajuste histórico usando el simulador. Se puede apreciar claramente la forma anormal de la permeabilidad relativa al agua para JBN, sin embargo, los **end point** para ambos casos son los mismos.

Figura 19. Comparación de permeabilidades relativas, Carbonato Vugular.



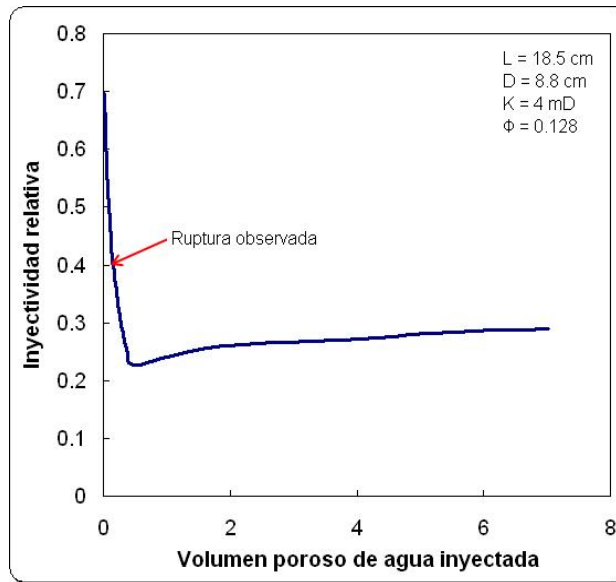
Fuente: ARCHER, J. S.; WANG, S. W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data. 1973.

La forma anormal de la curva es atribuida principalmente al efecto que tiene la ruptura de agua temprana sobre los cálculos. Esto se puede ver en la figura 20, donde el frente de inyección principal alcanza el extremo de producción de la muestra después del tiempo de ruptura observado, como lo indica el mínimo de la inyectividad relativa.

Otro ejemplo de curvas de permeabilidad relativa de forma anormal es el presentado en la figura 21. Las curvas corresponden a una arenisca consolidada de mojabilidad intermedia. Como en el caso de la muestra de carbonato, la ruptura de agua se presentó muy temprano durante la inyección de agua.

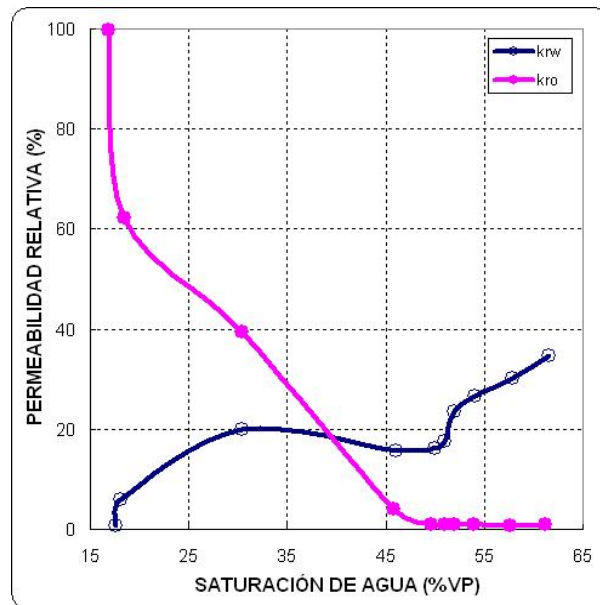
Se puede observar un ajuste perfecto entre las curvas del simulador y las del método de estado estable, pero no sucede lo mismo con las curvas de JBN. Sin embargo, los **end point** son los mismos para los tres casos.

Figura 20. Inyectividad relativa.



Fuente: ARCHER, J. S.; WANG, S. W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data. 1973.

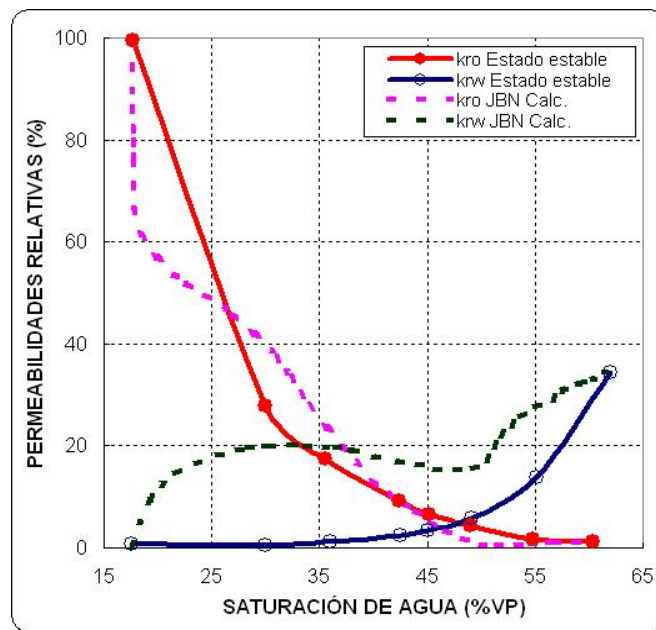
Figura 21. Permeabilidad relativa por el método JBN, Arenisca.



Fuente: ARCHER, J. S.; WANG, S. W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data. 1973.

De la misma forma que con el carbonato, las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por el método JBN para la arenisca, fueron comparadas con las simuladas y con las que se midieron en el laboratorio al utilizar un método de estado estable. Los resultados se muestran en la figura 22.

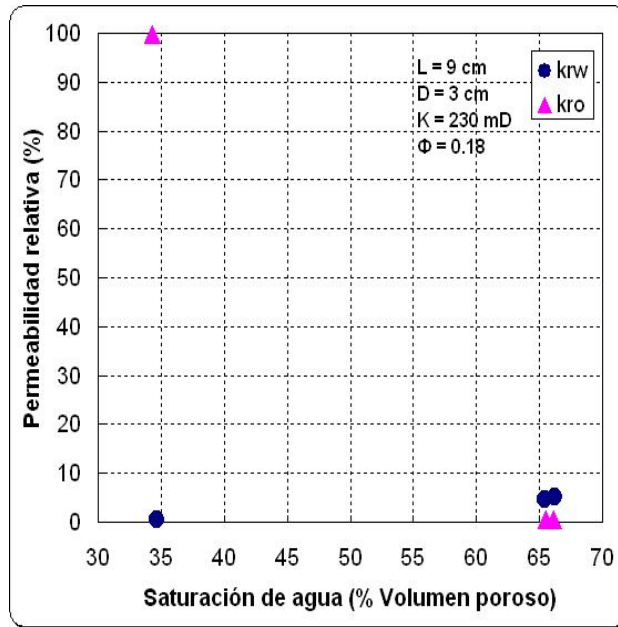
Figura 22. Comparación curvas de permeabilidad relativa, Arenisca.



Fuente: ARCHER, J. S.; WANG, S. W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data. 1973.

- **Curvas pobremente definidas.** Por otra parte, cuando los experimentos de inyección de agua son realizados con aceites livianos y areniscas homogéneas mojadas fuertemente por agua, frecuentemente se observa que el desplazamiento es tipo pistón. Este fenómeno resulta en una pequeña producción de aceite después de la ruptura de agua y, consecuentemente, las permeabilidades relativas solo están definidas a saturación de agua connata y a saturación de aceite residual, como muestra la figura 23.

Figura 23. Curvas de permeabilidad relativa, desplazamiento tipo pistón.



Fuente: ARCHER, J. S.; WANG, S. W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data. 1973.

1.8. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa llevadas a cabo en diferentes muestras de núcleos de una misma roca reservorio varían. Por lo tanto es necesario promediar los datos de permeabilidad relativa obtenidos de las muestras individuales. Estas curvas deben ser primero normalizadas para eliminar el efecto de las diferentes saturaciones de agua inicial y saturaciones residuales de petróleo. Las diferentes permeabilidades relativas al petróleo, gas o agua son promediadas para niveles seleccionados de saturaciones. El resultado es una sola curva de permeabilidad relativa.

Algunos autores afirman que no es aconsejable realizar promedios de curvas de permeabilidad relativa. L. Dake¹² por ejemplo, expuso lo siguiente:

"... Bajo ninguna circunstancia debe realizarse la práctica habitual de "promediar" curvas de permeabilidad relativa. Conforme a esta práctica se grafican en forma conjunta familias de curvas normalizadas, posiblemente pertenecientes a tipos similares de roca de un yacimiento...,... luego se traza "a ojo de buen cubero" o mediante un elaborado programa de computadora, las curvas "promedio" para la permeabilidad relativa al agua y al petróleo. Posteriormente, las curvas resultantes se emplean para describir los tipos de roca similares en los modelos de simulación. Lamentablemente no existe ningún principio físico que justifique tal procedimiento. Si se considerara necesario la realización de algún tipo de promedio (lo cuál no es cierto) parecería más apropiado realizarlo sobre la curva de flujo fraccional que tiene un mayor grado de realidad física - pero aún este procedimiento resulta difícil de justificar..."

Farouq Ali[♦] comenta que la normalización no es apropiada porque se tiene un alto grado de incertidumbre en la determinación de todos los **end points**, dado que cada uno de estos es considerado una incógnita dentro de la curva de permeabilidad relativa resultante.

Sin embargo, para efectos de esta investigación, se realizarán normalizaciones de permeabilidad relativa cuando se presentan simultáneamente las siguientes situaciones:

- Cuando no se disponga de alguna o algunas de las curvas de permeabilidad relativa de las muestras individuales del modelo físico coreflooding.

¹² DAKE. The practice of reservoir engineering, Ed. Elsevier. Pág. 383.

[♦] Consulta en su visita a Colombia.

- Cuando el método JBN no arroje resultados satisfactorios.

En el Anexo B se muestra simultáneamente el procedimiento empleado y un ejemplo para la normalización de curvas de permeabilidad relativa.

2. PRUEBAS DE LABORATORIO Y DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Una de las herramientas más usadas con las que cuenta el ingeniero de petróleos para conocer el comportamiento de los fluidos en el medio poroso de yacimientos de hidrocarburos, son las pruebas de laboratorio, las cuales si se efectúan a condiciones de yacimiento, generalmente arrojan resultados muy similares a los desplazamientos en pozos pilotos. Además, estas pruebas ofrecen información muy valiosa y que puede tener gran incertidumbre si se obtiene directamente de campo, como por ejemplo, curvas de permeabilidad relativa, tasas críticas de inyección, eficiencias de desplazamiento, factores de recobro, etc.

Al medir los factores de recobro y las eficiencias de desplazamiento. Las pruebas que se llevan a cabo en el simulador físico coreflooding dan las bases para realizar una buena asesoría en la selección del mejor método de recuperación de hidrocarburos para un campo determinado. Como también en la selección de la tasa de inyección y del tipo de aditivo (surfactante o polímero) con el cual se optimizaría la recuperación de hidrocarburos.

En este capítulo se presenta una descripción general del procedimiento y del equipo que se utiliza en el laboratorio de Recobro Mejorado del ICP para evaluar el recobro de aceite y las eficiencias de desplazamiento que se obtienen al implementar un determinado proceso en el simulador físico coreflooding. Esta descripción se realiza, entre otras cosas, para identificar algunas condiciones operacionales que puedan afectar los resultados de la prueba.

2.1. DESARROLLO DE LA PRUEBA WATERFLOODING

Debido a que la inyección de agua es uno de los procesos de desplazamiento más conocidos dentro de la recuperación de hidrocarburos y a que éste se toma como punto de comparación y de análisis de los resultados de otras pruebas de laboratorio realizadas en el simulador coreflooding, el procedimiento se detallará para un desplazamiento con agua.

2.1.1. Muestreo de fluidos. El muestreo de los fluidos en campo se realiza con el objeto de obtener muestras representativas de los fluidos de producción, para esto se debe escoger una estación donde se tenga un bajo corte de agua y alto potencial de producción de crudo.

- **Crudo muerto.** Puede ser tomado tanto del separador de prueba como de cabeza de pozo, se recolecta en recipientes de plástico o de vidrio.
- **Agua.** El agua a ser inyectada se muestrea en forma similar al crudo muerto.
- **Crudo vivo.** Este crudo se muestrea a condiciones de separador de prueba, mediante el desplazamiento de un colchón de agua, el cual evita que se libere el gas en solución. Los cilindros de acero inoxidable con pitón flotante para alta presión (10000 psi), se llenan previamente con agua, se colocan verticalmente y se les conecta la línea de crudo a la válvula superior del cilindro y el agua es drenada por la válvula inferior del mismo hasta que aparezca la primera gota de crudo, manteniendo siempre la presión del separador.
- **Gas.** El muestreo de gas se realiza a condiciones de separador de prueba. En este caso, se hacen de cinco a seis ciclos de llenado y purga para asegurar que

las muestras no vayan a estar contaminadas, se tienen con anterioridad cilindros de acero inoxidable con alto vacío.

2.1.2. Muestreo de rocas. Se realiza teniendo en cuenta las arenas productoras más representativas del medio poroso del yacimiento, así como la conectividad de éstas con las arenas de los pozos inyectores. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que los corazones no presenten daño físico alguno, tal como facturas, fisuras o inconsolidaciones.

2.1.3. Preparación de fluidos. Es uno de los pasos que se debe seguir, para evaluar el recobro o la eficiencia de desplazamiento que se obtiene al llevar a cabo un proceso de **waterflooding**. Para la preparación de los fluidos, se colocan los cilindros con la muestra de crudo del separador de prueba en posición vertical con el fin de permitir la separación por gravedad del agua y el aceite. Posteriormente, se realiza una liberación instantánea a fin de medir el GOR (relación gas-aceite), luego se procede a medir el contenido de sedimentos y agua, BSW, el cual debe ser menor al 5 %, de lo contrario se debe deshidratar por temperatura hasta lograr esta condición, quedando la muestra lista para ser recombinada; esto se hace con el fin de garantizar que la prueba de desplazamiento se esta llevando a cabo en la zona de crudo.

Las muestras de agua de producción y de inyección se filtran con membranas de 0.45 micras con el fin de retirar cualquier partícula extraña que pueda ocasionar un taponamiento en el medio poroso; luego se desairean con una bomba de alto vacío para evitar fluctuaciones en las mediciones de los volúmenes de fluidos producidos.

2.1.4. Recombinación de crudo vivo. Se recombina crudo del separador de prueba con gas de producción a la presión de saturación. Se transfiere la muestra de crudo a un cilindro con pistón flotante, luego se inyecta el gas y se busca el equilibrio a la presión de saturación para permitir la agitación del cilindro y se lleva la muestra a la temperatura de yacimiento con una cinta de calentamiento. Después de observar que no haya variación en la presión durante varias horas de agitación, se verifica el GOR, haciendo tres liberaciones instantáneas.

A continuación se presenta el procedimiento que se realiza para las diferentes pruebas de desplazamiento:

1. Se ordenan los núcleos seleccionados de mayor a menor permeabilidad según los datos de análisis petrofísicos básicos, se empaquetan en una manga de vitón de tal manera que la permeabilidad disminuya hacia el extremo de producción. Entre los núcleos y los extremos del arreglo de corazones se coloca **support pads*** para disminuir los efectos terminales, es decir, permitir la transmisibilidad de los fluidos. La manga es ensamblada en el equipo de desplazamiento y el espacio anular es llenado con agua como fluido de confinamiento, para evitar que los fluidos inyectados se desplacen entre la pared interna de la manga y la parte externa del arreglo de núcleos.
2. Se hace alto vacío en el sistema durante un período de cuatro horas con el fin de garantizar que en las líneas y el arreglo de núcleos no quede aire, para obtener una medición exacta del volumen poroso; se verifica el vacío con un vacuómetro ubicado en el extremo opuesto a la succión de la bomba de vacío.
3. Se determina el volumen poroso del arreglo, VP, midiendo el volumen de saturación con agua de producción a temperatura ambiente y a la presión de trabajo, la cual puede ser la presión inicial del yacimiento, la presión actual del yacimiento o una presión menor a la presión actual de yacimiento, es decir la que el cliente especifique; manteniendo la presión de confinamiento 500 psi por

* Papel filtro de alta consistencia.

encima de la presión de inyección. Este proceso se realiza paso a paso hasta las válvulas más cercanas al inicio del arreglo de núcleos con el fin de medir con exactitud el volumen en las líneas y el volumen poroso de los núcleos. Se continúa desplazando agua de producción a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ con el porta núcleos en posición horizontal, hasta cuando se tenga un diferencial estable entre la presión de inyección y la presión de producción; esto para determinar la permeabilidad absoluta del arreglo de núcleos al agua de formación.

4. Se determina la saturación de agua irreducible, S_{wirr} , desplazando crudo muerto a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ a través del arreglo de núcleos hasta que en producción no exista presencia de agua, esto a fin de desplazar toda el agua móvil y lograr condiciones de saturación de agua irreducible. Luego se inyectan dos volúmenes porosos de crudo muerto a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ con el porta núcleos en posición vertical, desplazando el crudo muerto de arriba hacia abajo permitiendo que la fuerza de gravedad ayude a desplazar el agua móvil restante. Se deja el arreglo de núcleos saturado con crudo muerto durante siete días a la presión de trabajo y temperatura ambiente con el fin de restaurar la mojabilidad. Los fluidos producidos en los desplazamientos se recolectan en zanahorias de 15 cm^3 , para luego ser sometidos a baño María y posteriormente a centrifugación para poder medir el volumen exacto de agua producida y así determinar la saturación de agua irreducible.
5. Se lleva el sistema a temperatura de yacimiento y a la presión de yacimiento. Se desplazan 1.2 volúmenes porosos de crudo recombinado a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$ midiendo el volumen de gas producido en un gasómetro y el líquido producido en zanahorias de 15 cm^3 para determinar el GOR. El arreglo de núcleos se deja durante 2 horas saturado con crudo vivo para permitir la restauración final del medio poroso y obtener las condiciones de yacimiento previamente establecidas. La presión de confinamiento se mantiene durante toda la prueba, debido a la expansión térmica de los fluidos.

6. Se inicia la prueba de inyección continua de agua a la tasa escalada de datos de campo. La bomba de desplazamiento positivo se conecta al cilindro de acero con pistón de desplazamiento, el cual contiene agua de inyección, se suministra presión para igualar la presión de inyección con la presión del sistema. La inyección de agua se termina después de desplazar cuatro volúmenes porosos o al obtener un corte de agua superior al 95%.
7. Se termina la inyección de agua dejando el sistema sin contrapresión para permitir la salida del gas que se encuentre en el medio poroso. Se desplazan dos volúmenes porosos de crudo muerto, drenaje a una tasa de inyección bastante baja y con el porta núcleos en posición vertical, además sin contrapresión para que no haya restricciones de presión y así evacuar con mayor facilidad el agua y/o gas remanentes de desplazamientos anteriores; luego se desplaza un volumen poroso de crudo muerto con la contrapresión en línea con el fin de dejar el arreglo de corazones a condiciones de saturación de agua irreducible. Posteriormente se desplazan uno punto dos volúmenes porosos de crudo vivo para dejar nuevamente el sistema a condiciones iniciales de trabajo.
8. Se contabiliza el volumen de los efluentes y se grafican los datos obtenidos del sistema de adquisición de datos, para el análisis de resultados.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Para la realización de las pruebas de desplazamiento se utilizó el **core flooding system aparatos**, este es un equipo diseñado para el modelamiento unidimensional de procesos de desplazamiento a condiciones de temperatura y presión de yacimiento, a través de medios porosos.

El equipo permite evaluar los factores de recobro y eficiencias de desplazamiento obtenidos por producción primaria por empuje de agua, procesos de recobro secundario como inyección de agua o inyección de gas y por métodos de recobro terciario.

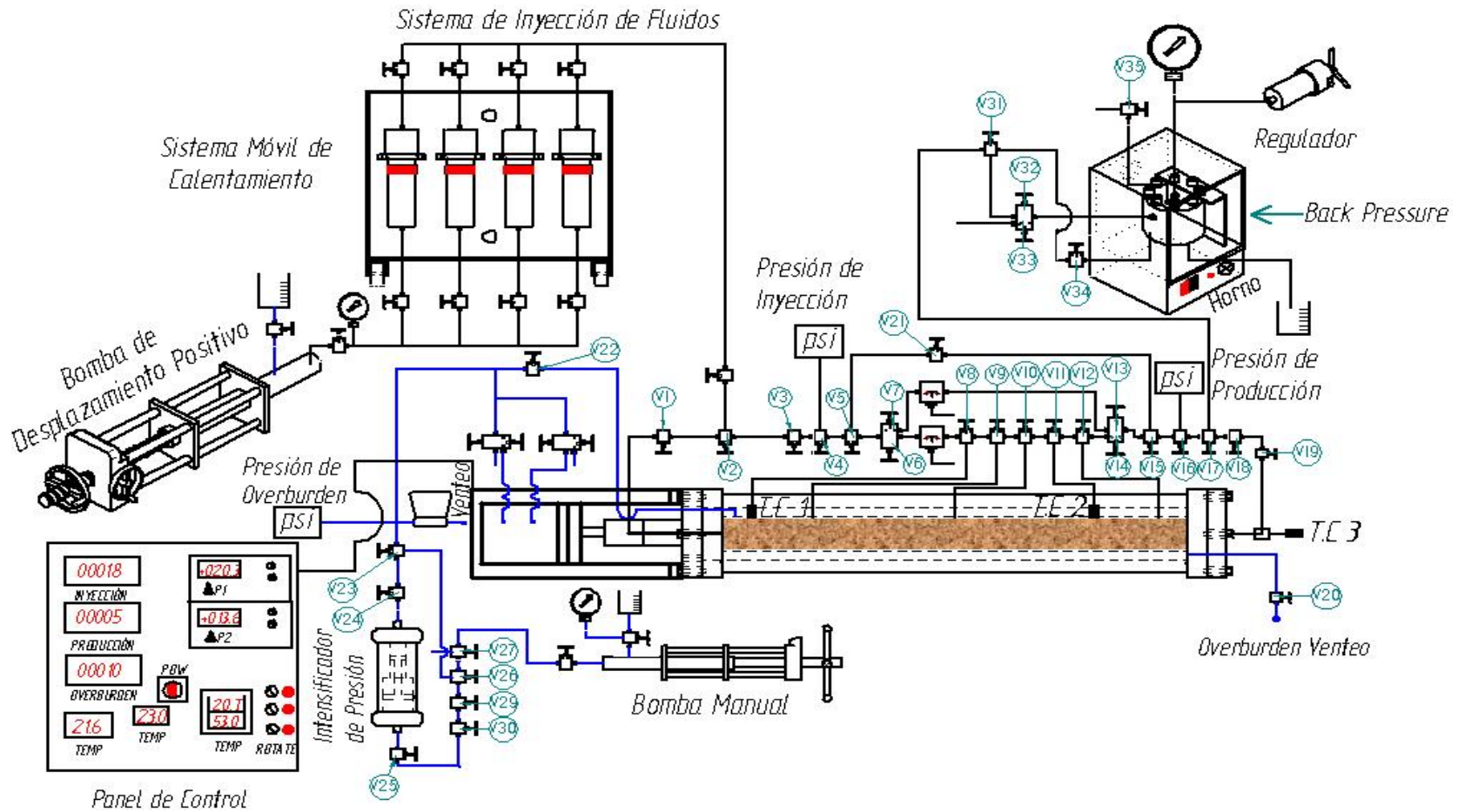
La configuración actual del equipo realiza procesos de desplazamiento a condiciones de temperatura de hasta 150 °C (302 °F), con una presión máxima de trabajo de 10000 psi y un rango de longitudes del arreglo de núcleos que puede estar entre 20 y 100 cm (0.6562 y 3.2808 pies). Los procesos que se llevan a cabo cuentan con un registro continuo de las condiciones de prueba y de las variables involucradas en cada una de las etapas del desplazamiento; además, los datos son almacenados en tiempo real, permitiendo un análisis completo a lo largo de la prueba realizada. Recientemente el equipo fue actualizado y automatizado.

El equipo para modelamiento de flujo lineal **core flooding system** aparatos consta básicamente de siete sistemas:

- Sistema de inyección.
- Sistema de calentamiento móvil.
- Sistema **core holder** (porta núcleos).
- Sistema de confinamiento.
- Sistema de producción.
- Sistema de líneas de flujo.
- Sistema de control y adquisición de datos.

En la figura 24 y 25 se muestra respectivamente el diagrama generalizado y una imagen del equipo de desplazamiento para flujo lineal. Seguidamente, se describe cada uno de los sistemas y componentes del equipo junto con su funcionalidad.

Figura 24. Diagrama general del equipo de desplazamiento.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

Figura 25. Equipo de desplazamiento coreflooding.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

2.2.1. Sistema de inyección. Proporciona los requerimientos de almacenamiento para el fluido de inyección y permite el control de las tasas de inyección en los experimentos de desplazamiento realizados en el coreflooding¹³. A continuación se describe cada uno de los componentes del sistema.

- **Bomba de inyección.** El equipo coreflooding cuenta con una bomba de inyección JEFRI 1000-2-10 MBC como se muestra en la figura 26, esta es una bomba de desplazamiento positivo controlada por computador, la cual ha sido diseñada para proporcionar el flujo por medio de baches o señal de pulso, para transformarlo en flujo continuo¹⁴. Cuenta con unos cabezales que trabajan en un rango de 1000 cm³/h a presiones mayores a 5000 psi y 2000 cm³/h a presiones menores a 5000 psi, normalmente en laboratorio se trabaja con caudales menores a 120 cm³/h. Presenta una precisión del 0.01% del volumen total desplazado. La

¹³ DB. Robinson Design & Manufacturing Ltd. Jefri rotating core holder and stand operating and maintenance guide. Alberta, Canada. November 20, 1992.

¹⁴ ----- Product/services guide. Alberta, Canada. November 20, 1992.

instrumentación de la bomba de desplazamiento incluye dos transductores de presión con alta exactitud y codificadores lineales¹⁴. Esta bomba es ideal para aplicaciones tales como pruebas de miscibilidad en el slim-tube y experimentos de inyección de fluidos en medios porosos¹³.

Figura 26. Bomba de inyección.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

La bomba de desplazamiento es controlada por una CPU, apoyada en el **chip** Intel 8088, el cual se ocupa de operar el motor paso a paso, que es la herramienta que mueve el émbolo de la bomba. El funcionamiento es mejorado a través del uso de un multi cargador que maneja todas las comunicaciones, pantallazos y funciones de control de la bomba. Los datos de entrada y/o salida de la bomba, se logran a través de un toque de la pantalla de plasma, o una interfaz RS232. Es fácil de usar debido a que incluye un menú para guiar la secuencia de entrada y un botón de ayuda¹⁴.

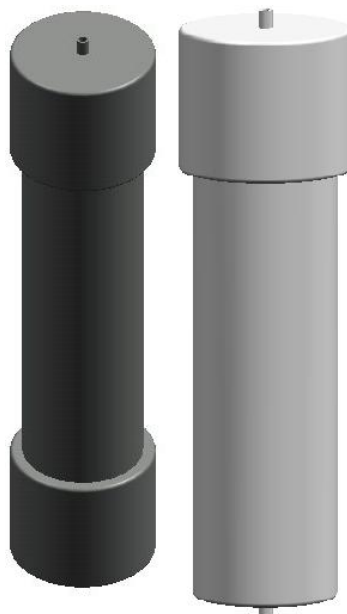
Tiene un sistema de seguridad en caso de presentarse una falla en la CPU, el flujo, el volumen desplazado y en la presión, de tal manera que al llegar al límite

establecido, la bomba se detiene dejando de impulsar líquido y emitiendo una alarma hasta que se libere la presión.

- **Cilindros para muestreo de fluidos.** Son usados para almacenar los fluidos a la presión y temperatura a la cual serán desplazados en el arreglo de núcleos. Al interior están compuestos por dos cámaras separadas por un pistón flotante, para aislar el fluido de trabajo de la bomba del fluido a inyectar en el medio poroso. Tres de los cilindros son en acero inoxidable 316. Un cilindro es de Hastelloy C-276. Este último se utiliza cuando se trabaja con fluidos muy corrosivos.

Los cilindros tienen una capacidad de almacenamiento de un litro y trabajan a presiones máximas de 10000 psi. En la figura 27 se presentan los cilindros para muestreo de fluidos.

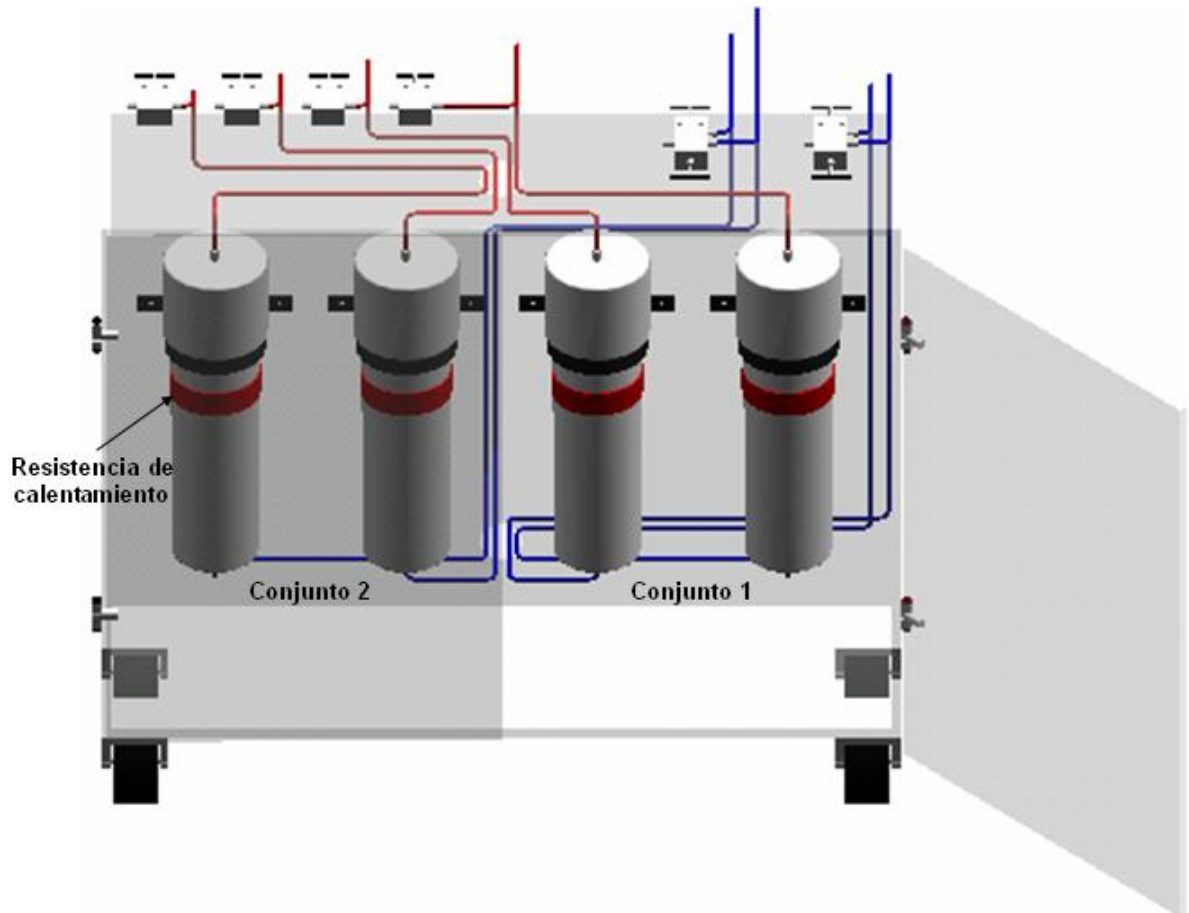
Figura 27. Cilindros para muestreo de fluidos.



Fuente: LESMES G., J. D.

2.2.2. Sistema de calentamiento móvil. Proporciona el calentamiento para los fluidos que serán inyectados en el medio poroso. Consta de una cavidad hecha en lámina de acero inoxidable con cuatro soportes para los cilindros de muestreo de fluidos. Está subdividido en dos grupos de calentamiento, cada uno cuenta con un medidor de temperatura consistente en un RTD PT-100 y una resistencia de calentamiento que soporta una corriente de 20 Amperios⁵, como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Sistema de calentamiento móvil.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

2.2.3. Sistema core holder (porta núcleos). Es una unidad autónoma que esta constituida por un porta núcleos, un sistema de control de temperatura, el soporte del porta núcleos y accesorios asociados al sistema. En la figura 29 se muestra el sistema **core holder**, y la tabla 1 presenta algunas de las especificaciones básicas de este.

Figura 29. Sistema del porta núcleos.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

Tabla 1. Especificaciones básicas del porta núcleos.

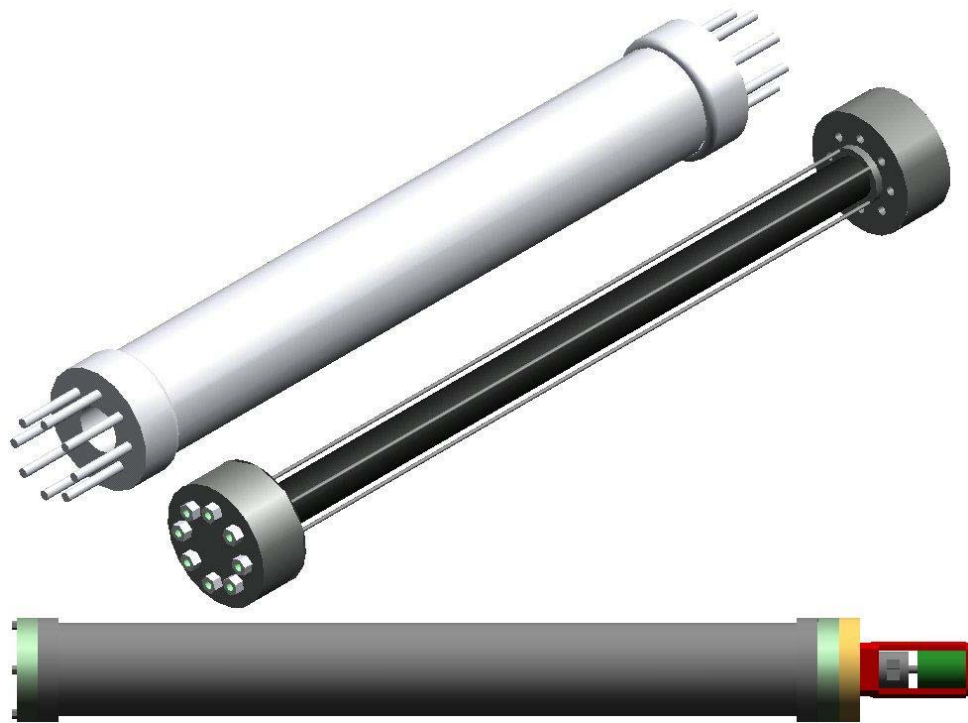
Máx. presión de trabajo	:	10000 psi
Máx. temperatura de trabajo	:	150 °C (302 °F)
Diámetro del corazón	:	1 ½ pulgadas
Máx. longitud del corazón	:	100 cm (3.2808 pies)
Solventes compatibles con el vitón	:	Benceno, tolueno, tetracloruro de carbono, hidrocarburos puros y sus mezclas con agua.
Solventes no compatibles con el vitón	:	Acetona, etanol, éteres y metanol.
Componentes metálicos	:	Acero inoxidable 316, para las partes que no están en contacto con algún fluido y para las que si lo están en Hastelloy C-276.
Fluido de confinamiento	:	Agua

Fuente: DB Robinson Design & Manufacturing Ltd.

El porta núcleos es la parte principal del equipo ya que en él, es donde se realizan propiamente todas las pruebas de desplazamiento sobre el arreglo de núcleos, estos pueden ser consolidados o no consolidados. Está diseñado para asegurar que las muestras de corazones estén correctamente sostenidas, esto es logrado mediante una manga de vitón la cual contiene el arreglo de núcleos que se introduce dentro del cilindro de confinamiento. El cilindro, a su vez, esta apernado en sus extremos para dar sello al fluido de confinamiento y así mantener el arreglo en posición estable (ver figura 30). Bajo esta configuración, el arreglo de núcleos puede ser sometido a esfuerzos similares a aquellos que existen a condiciones de yacimiento.

En las tapas apernadas del porta núcleos se tienen un par de difusores como el que se muestra en la figura 31. Estos permiten distribuir los fluidos inyectados y producidos en forma uniforme por toda el área transversal del arreglo de núcleos. En los extremos de los difusores se conectan las líneas de entrada y salida de fluidos al medio poroso.

Figura 30. Porta núcleos.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

Figura 31. Difusor.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

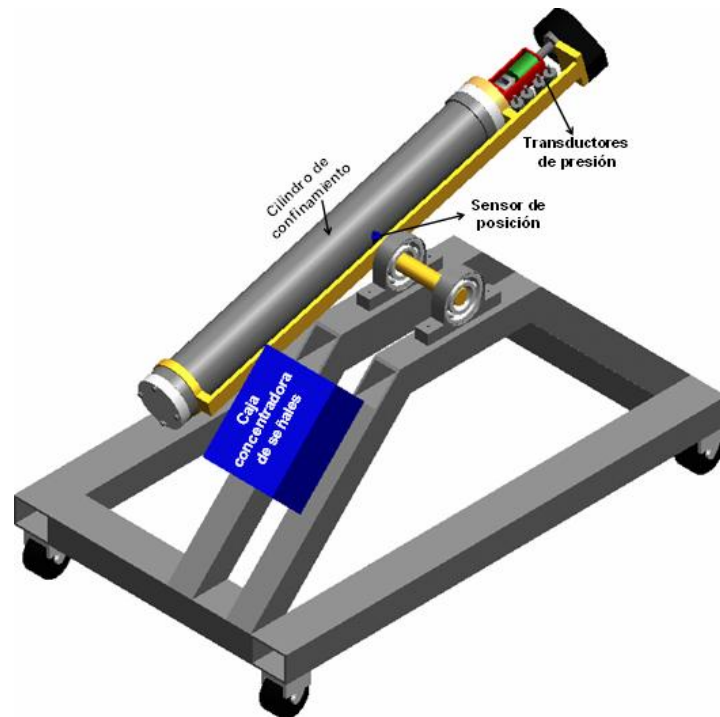
El equipo permite lograr diferentes posibilidades de orientación del porta núcleos mediante una chumacera, ajustando su ángulo de inclinación con respecto al plano a tierra, es decir, se le puede dar un ángulo de buzamiento al arreglo de núcleos. El máximo ángulo de inclinación es de 90° hacia arriba y hacia abajo. Además, el arreglo de núcleos puede ser rotado sobre su eje axial un ángulo de 270 grados para evitar el efecto de segregación gravitacional, haciéndose por medio de un motor eléctrico, dos piñones y una cadena.

La temperatura del arreglo de núcleos es controlada mediante el uso de cinco resistencias eléctricas con un controlador común, donde los dispositivos de potencia para las resistencias se encuentran en la caja concentradora de señales.

La caja concentradora de señales centraliza todos los conductores eléctricos utilizados por el equipo coreflooding, para controlar las resistencias de calentamiento del porta núcleos y del sistema móvil de calentamiento. Así como las señales análogas y digitales que son transmitidas por medio de poli cables a la CPU, para almacenar la historia generada durante las pruebas de desplazamiento realizadas en el equipo. En la figura 32 se muestra una vista del sistema **core holder** con la disposición de la caja concentradora de señales, los transductores de presión y el sensor de posición.

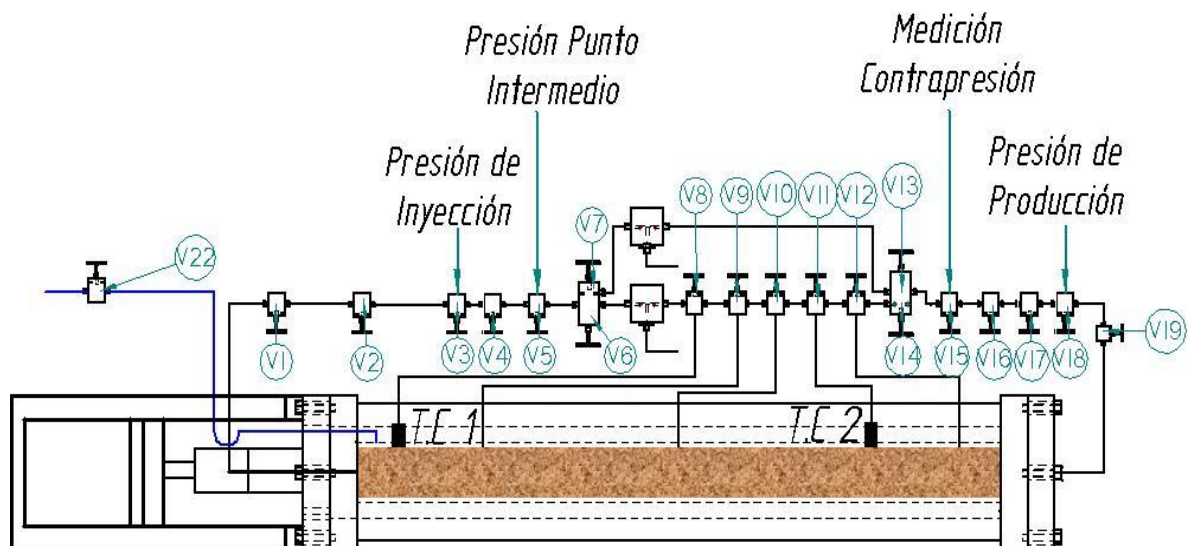
Los transductores de presión están ubicados directamente en la estructura de soporte del porta núcleos, tal y como se aprecia en la figura 32, los cuales permiten realizar el censado de las presiones de inyección, confinamiento, punto intermedio y contrapresión. En la figura 33 se muestran los puntos de toma de presión.

Figura 32. Vista del sistema core holder con su disposición mecánica.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

Figura 33. Puntos de toma de presión.



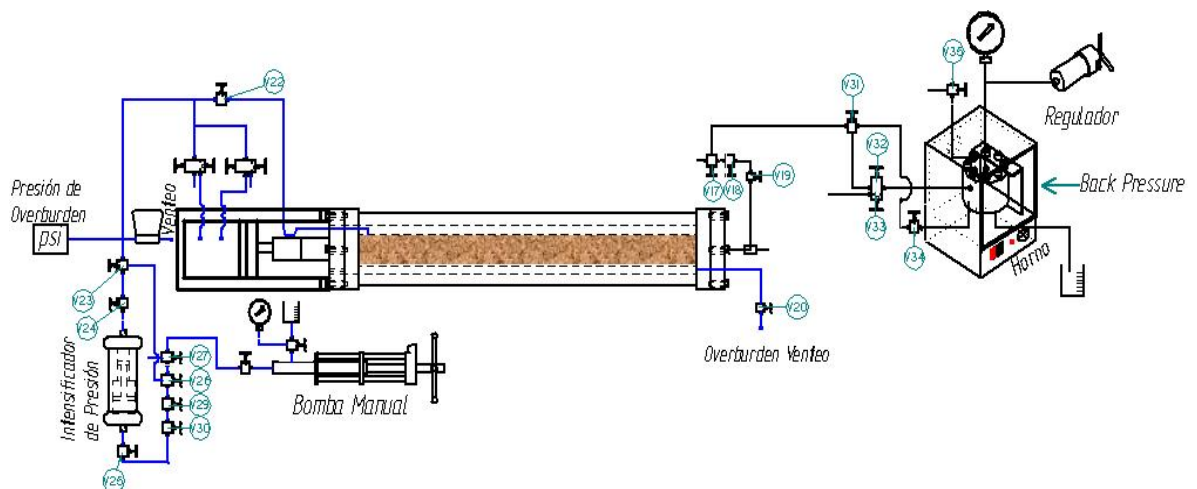
Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

2.2.4. Sistema de confinamiento. Simula la presión de sobrecarga que la formación tiene en el yacimiento. Esta presión es la que ejercen los estratos superiores sobre la formación de interés.

La presión de sobrecarga en el arreglo de núcleos se controla y mantiene por el uso de los siguientes dispositivos: bomba manual de desplazamiento positivo de alta presión (10000 psi) con controlador de presión constante y con el regulador de contrapresión para controlar la presión de sobrecarga y el alivio de alta presión de una forma segura. Aparte de estos dispositivos el sistema se encuentra conformado por el cilindro de confinamiento, un manómetro y válvulas de aguja que permiten controlar el sistema.

En la figura 34 se aprecia el esquema del sistema de confinamiento, el cual funciona aplicando presión en el anular que forma la manga de vitón y el cilindro de confinamiento del porta núcleos. Para ejercer esta presión de manera uniforme a lo largo de todo el arreglo de núcleos sin que haya incidencia en la presión de inyección, la manga de vitón se adapta a la forma del arreglo de núcleos de manera uniforme.

Figura 34. Esquema del sistema de confinamiento.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

La presión ejercida sobre el arreglo de núcleos tiene tres componentes: un componente radial, uno axial y uno tangencial; en el yacimiento la presión de sobrecarga que los estratos superiores ejercen sobre el medio poroso es uniaxial.

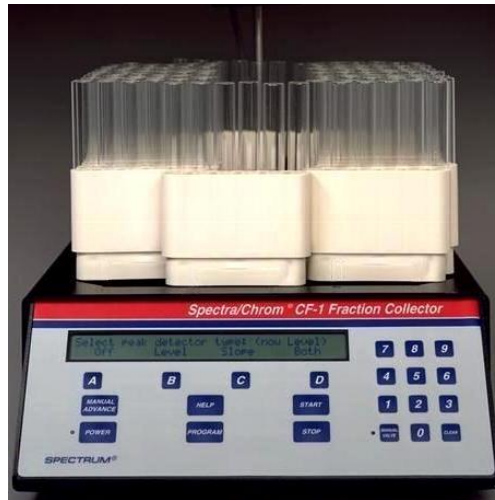
2.2.5. Sistema de producción. Es el que permite visualizar y medir los fluidos producidos del porta núcleos a condiciones atmosféricas. Controla el sistema de contrapresión, y permite la separación de los fluidos en tres fases: gas, hidrocarburos líquidos, y agua; estos son medidos continuamente.

El sistema de producción está conformado por zanahorias aforadas de 15 ml; un recolector de líquidos; dos gasómetros, uno de tres litros y otro de un litro, un **back pressure** (regulador de contrapresión), horno y válvulas.

Las zanahorias se encuentran dispuestas sobre la base móvil del recolector de líquidos CF-1, como se aprecia en la figura 35. Este equipo se utiliza en cromatografía de líquidos a baja y alta presión. También puede ser operado como un colector de fracción simple, donde cada fracción de líquido producido es muestreado a intervalos de tiempo previamente programados. Esta última opción es la que se emplea en las pruebas de desplazamiento realizadas en el coreflooding debido a que permiten relacionar directamente los volúmenes de fluidos producidos con el volumen poroso de fluido inyectado.

En la figura 36 se muestra un gasómetro, el cual proporciona una medida exacta y fiable de los volúmenes de gas producido a condiciones atmosféricas. El uso de este dispositivo depende de sí se ha realizado un proceso de desplazamiento con gas.

Figura 35. Recolector de líquidos producidos.



Fuente: www.lplc.com/instruments/cf1.

Figura 36. Gasómetro.

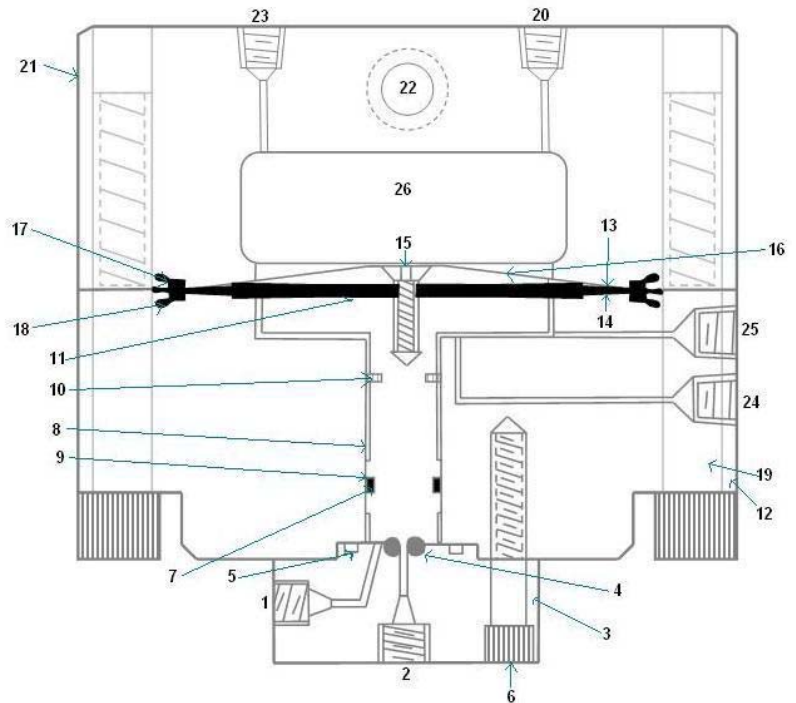


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado – ICP

El **back pressure** (regulador de contrapresión) mostrado en la figura 37, es el encargado de simular la presión interna de la formación mediante una presión de oposición al flujo.

Figura 37. Back pressure.

- 1 Flujo de entrada
- 2 Flujo de salida
- 3 Cabezal del control de flujo
- 4 Asiento del control de flujo
- 5 Sello
- 6 Cerrojo para el control de flujo en el cabezal
- 7 Sello
- 8 Tallo de las valvulas de control de flujo
- 9 Aros de teflón para asegurar el sello
- 10 Aro guía
- 11 Sello
- 12 Cuerpo inferior del back pressure
- 13 Plato de apoyo del diafragma
- 14 Sensibilizador del diafragma
- 15 Roscado para el control de flujo
- 16 Roborde o pestaña
- 17 Sello
- 18 Sello
- 19 Cerrojo del cuerpo principal
- 20 Puerto para ajustar y medir la presión
- 21 Cuerpo superior del back pressure
- 22 Puerto del sistema de refrigeración
- 23 Entrada de gas y puerto de acceso
- 24 Puerto de producción
- 25 Puerto de monitoreo de presión
- 26 Diafragma

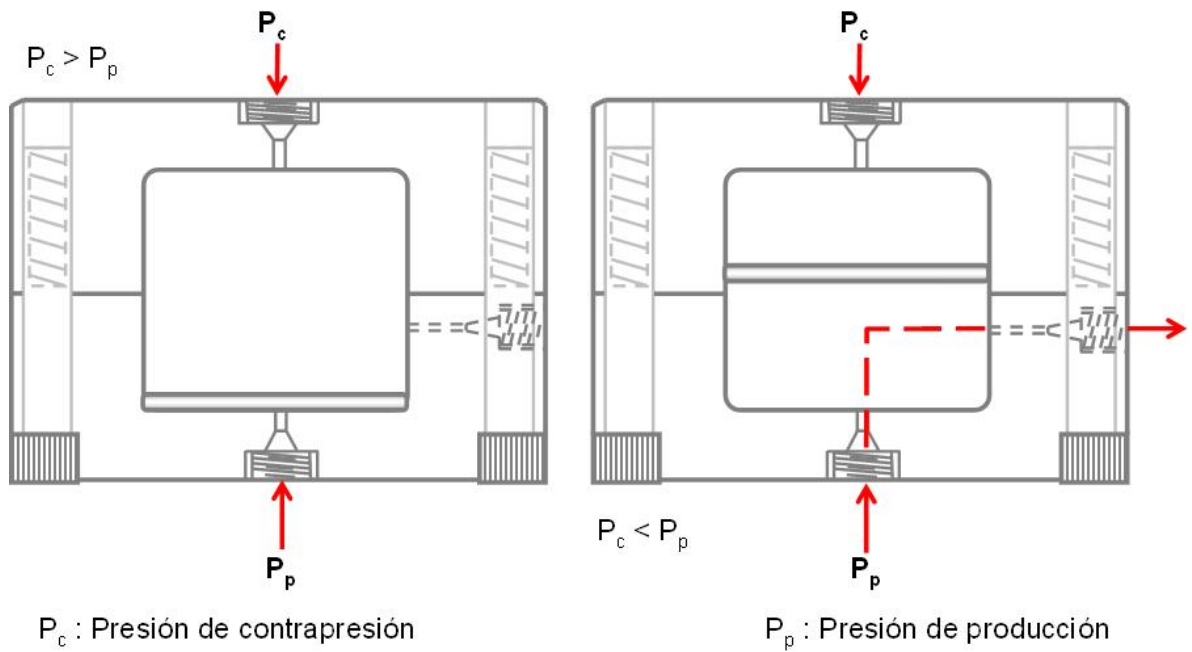


Fuente: Back pressure coreflooding.

El **back pressure** (regulador de contrapresión) mostrado en la figura 37, es el encargado de simular la presión interna de la formación mediante una presión de oposición al flujo. La presión de producción y la contrapresión suministrada al sistema convergen en el diafragma, el cual se desplaza a favor de la presión que sea mayor en un momento dado. Inicialmente, la contrapresión es la única fuerza existente, por lo tanto, está totalmente desplazado. En el momento en que la presión de inyección sea mayor que la contrapresión, el diafragma se desplazará hacia el lado contrario dando paso al flujo, como se muestra en la figura 38.

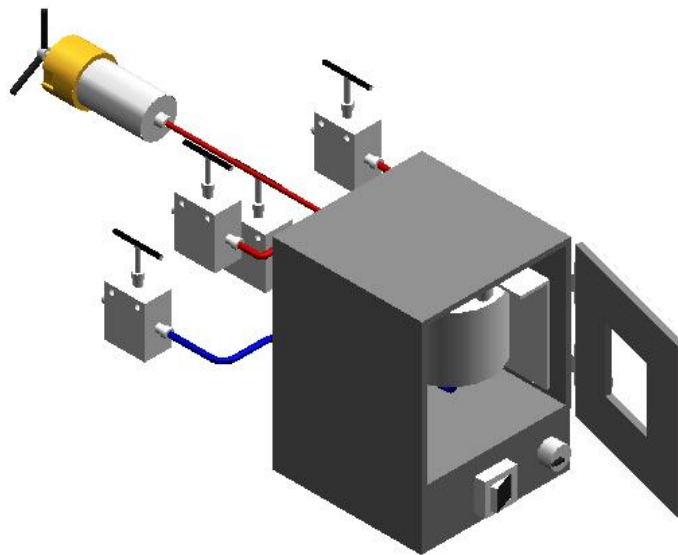
La figura 39 muestra un horno, el cual es para darle calentamiento al **back pressure**, con el fin de mantener el sistema hasta el punto final a la temperatura de trabajo.

Figura 38. Funcionamiento del back pressure.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Figura 39. Horno.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; LESMES G., J. D.; OVIEDO V., H. A.

2.2.6. Sistema de líneas de flujo. Permite el flujo de los diferentes fluidos a través de los siguientes sistemas: sistema de inyección, sistema **core holder**, sistema de confinamiento y sistema de producción. El sistema está compuesto por diferentes longitudes de tubería de 1/8 de pulgada para trabajo a alta presión en acero inoxidable 316, 15 válvulas de aguja, como se muestra en la figura 40 y cuatro válvulas electroneumáticas; las cuales permiten controlar el flujo.

Figura 40. Válvulas de aguja.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

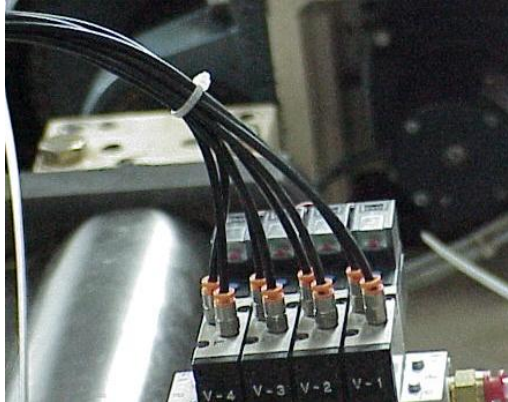
En la figura 41 se muestran las válvulas electroneumáticas, las cuales constan de dos componentes; uno electrónico que regula el aire proveniente de una unidad compresora y realiza la conexión con el usuario desde el computador; y otro mecánico que permite el paso de los fluidos al modelo por medio de una válvula de alta presión³. Estas válvulas a diferencia de las de aguja son manipuladas directamente por el sistema de control Opto 22, es decir no se manipulan manualmente.

2.2.7. Sistema de control y adquisición de datos. Registra los datos de producción de agua, aceite y gas, presiones de inyección, producción,

³ ARAQUE G., D.; MONTAÑEZ C., A. M. Habilitación del equipo modelo de inyección de cinco puntos scala. UIS. Bucaramanga, 2005.

confinamiento, punto intermedio y contrapresión, condiciones de operación y tiempos empleados durante la realización de la prueba; utiliza un software especializado.

Figura 41. Válvulas electroneumáticas.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

El sistema general de adquisición de datos tiene un control de tecnología **SNAP** de **Opto 22**, el cual considera dos frentes fundamentales: adquisición de datos y comunicaciones digitales.

El software utilizado para la adquisición, control e intercambio de datos es el **Factory Floor** de **Opto 22 suite**, que permite la automatización de un proceso, mediante un paquete supervisor, el cual se subdivide en cuatro aplicaciones:

- **Opto Control:** permite realizar fácilmente aplicaciones a través de la interfaz gráfica, la cual esta basada en el diseño de diagramas de flujo.
- **Opto Display:** comprende las tareas de frente, su funcionalidad es ser la interfaz hombre-máquina, la cual presenta de manera gráfica los datos y variables de los procesos corridos en tiempo real, en controladores Opto 22. Facilita el monitoreo y supervisión del proceso, manejando

notificaciones de alarmas, cambios de puntos de ajuste, cambios en las variables, efectos de visualización, animaciones, instrumentación virtual, reacciones a puntos de alarma y almacenamiento de la historia.

- **Opto Server:** es un servidor OPC que permite el intercambio de información entre redes de computadores y redes de controladores Opto 22.
- **Opto Connect:** se encarga de la conectividad, es decir que enlaza en tiempo real la información de los controladores Opto 22 con Microsoft SQL Server y Bases de datos Access, consiguiéndose un flujo bidireccional entre ambas aplicaciones.

El hardware esta compuesto por un cerebro, un controlador y una serie de módulos SNAP que manipulan las señales de entrada y salida.

En la figura 42 se muestra el cerebro, es el encargado de hacer el enlace modelo físico-computador para llevar el registro y adquisición de datos de todas las variables involucradas en los procesos desarrollados en el equipo.

En la figura 43 se aprecia un controlador industrial SNAP para **Factory Floor**, el cual se encarga de recibir los datos provenientes de los módulos SNAP para enviarlos al cerebro.

Los módulos SNAP, cambian la señal de corriente o voltaje a una señal de presión. En la figura 44, muestra un módulo SNAP.

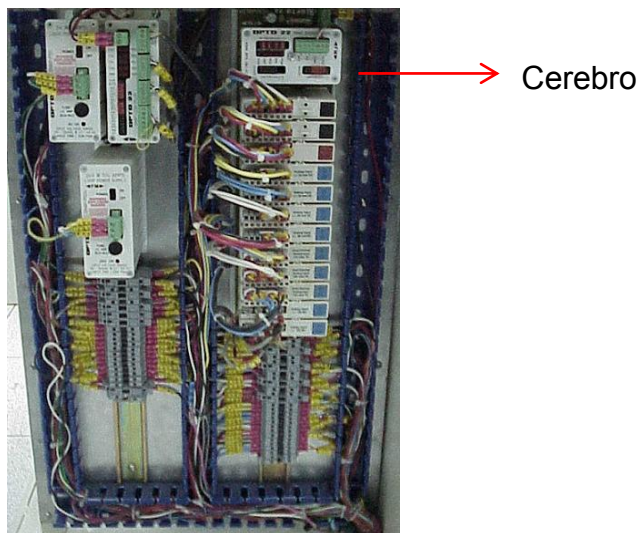
Para acceder al sistema general de control y adquisición de datos, se utiliza una interfaz gráfica del software **Factory Floor** de **Opto 22 suite**, el cual presenta 12 pantallazos que abarcan la totalidad de los procesos que se llevan a cabo en el equipo core flooding del laboratorio de recobro mejorado del ICP; son los siguientes:

- Panel general: Permite el ingreso al sistema, aquí solo aparece una fotografía de las instalaciones del ICP y el logo.
- Opciones: Aparecen botones de uso general, con los cuales el operario podrá navegar a través de todo el sistema.
- Planta general: Muestra una visión general del laboratorio de recobro mejorado del ICP, se presentan prácticamente la totalidad de los equipos que se encuentran allí, haciendo clic sobre ellos se puede acceder directamente a los mismos.
- Panel de inicialización de pruebas: Permite seleccionar el equipo en el cuál se va a correr la prueba, el nombre de ésta, el nombre del operario y la fecha de inicialización. Por medio de dos botones se inicializa o se detiene el sistema de recepción de datos para la tabulación en Microsoft Office Excel.
- Estado general: Presenta un esquema general del porta núcleos en el cual se ven las señales de temperatura de cada una de las secciones del cilindro principal, las presiones de inyección, producción, punto intermedio, confinamiento y contrapresión, también el ángulo de buzamiento. Como se muestra en la figura 45. También se reporta el estado general de los otros sistemas.
- Sistema móvil de calentamiento: Permite la visualización del sistema con sus dos conjuntos de cilindros bien diferenciados, la temperatura en cada grupo e incluso el estado actual y mando de los cilindros. Además, dispone de un programador de secuencias de inyección de fluidos en el que se describe el estado actual de los cilindros y el tiempo correspondiente a ese estado. Todo se manipula a través de un teclado virtual.
- Bomba de desplazamiento positivo: Muestra el estado de la bomba Jefri, así como los mandos, en los que se puede programar el sentido de giro, la tasa de desplazamiento y el tiempo que se requiere para dicha tarea, cuenta con los botones para manipular la bomba bien sea de forma manual,

automática, directa o sincronizada con el disparo de las válvulas de inyección.

- Gasómetros: Permite visualizar la medición del volumen de gas desplazado en el proceso, también seleccionar cuál de los medidores existentes se empleara en la prueba.
- Control de la temperatura del coreflooding: Es donde el operario puede seleccionar la temperatura del sistema de porta núcleos,
- Control de temperatura del sistema móvil de calentamiento: Permite visualizar y controlar los parámetros de los calentadores de los cilindros.
- Tendencias generales: Es donde se trazan las curvas de las variables registradas contra el tiempo, por medio del cuál se puede observar el comportamiento de una variable y su influencia sobre las otras.
- Histórico de alarmas: El sistema cuenta básicamente con alarmas por alta temperatura y alta presión, cuando se presenta alguna de estas se emite una indicación sonora y visual, además es tabulada y presenta su estado respecto al tiempo transcurrido.

Figura 42. Cerebro.



Fuente: Laboratorio de recobro mejorado – ICP.

Figura 43. Controlador.



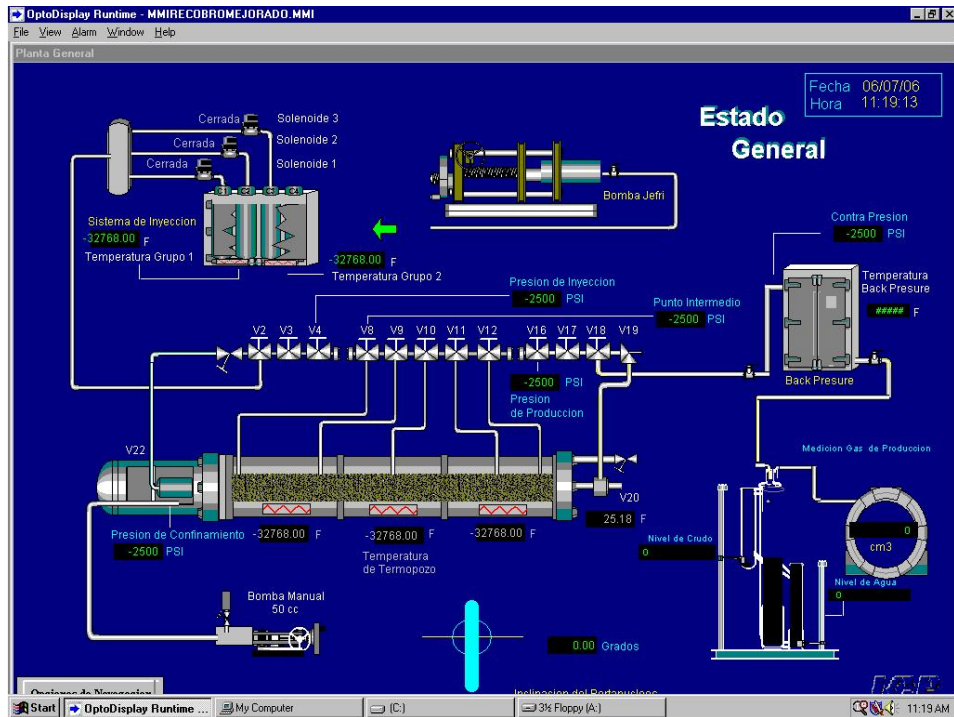
Fuente: http://www.opto22.com/site/pr_cat_sc.aspx?qs=100210091043.

Figura 44. Módulo SNAP.



Fuente: http://www.opto22.com/documents/1184_SNAP_Serial_Communication_Mods_data_sheet.pdf.

Figura 45. Pantallazo del estado general del porta núcleos.



Fuente: Software Factory Floor.

3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE PARA LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UNA PRUEBA DE DESPLAZIENTO CON AGUA REALIZADA EN EL EQUIPO COREFLOODING

La simulación de yacimientos, puede definirse como el proceso de construcción y operación de un modelo físico o matemático, que permita representar de la manera más fidedigna posible los diferentes eventos y propiedades que caracterizan a un yacimiento con el propósito de evaluar el comportamiento actual y futuro del mismo y así tomar decisiones acertadas acerca de su explotación. Sus beneficios se extienden a aplicaciones de diferentes escalas tales como: pozos, campos enteros o pruebas de laboratorio.

De allí, que ésta se constituya en la herramienta más sofisticada con la que cuenta la industria petrolera, para estimar las reservas de hidrocarburos, predecir el comportamiento de los yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación y optimizar los procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, disminuyendo los costos operativos.

En este trabajo, se utilizará la simulación numérica de yacimientos para representar el comportamiento de un proceso de desplazamiento con agua realizado en el simulador físico Coreflooding para un arreglo de núcleos extraídos de un campo colombiano, al que se ha denominado Campo A. Esto con el objetivo de confirmar la validez de los resultados de la prueba de laboratorio e identificar los parámetros operacionales y de yacimiento que afectan los procesos de recobro llevados a cabo en el simulador físico.

3.1. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El software utilizado para simulación numérica de la prueba de inyección de agua realizada en el coreflooding fue el simulador IMEX de la familia de simuladores CMG (Computer Modelling Group). La selección se hizo teniendo en cuenta los siguientes requisitos:

- Que se ajustara a los objetivos del estudio,
- Que fuera de fácil manejo,
- Que proporcionará facilidad para el ingreso de los datos de entrada, y
- Que generará resultados de fácil interpretación.

IMEX es un simulador trifásico de aceite negro implícito/explicito de la compañía canadiense Computer Modelling Group Ltd, modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-crudo o agua-crudo-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesiano, cilíndricos o de profundidad variable y espesor variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallados, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas. La aparición y desaparición de la fase gaseosa se maneja mediante la sustitución de variables.⁹

El simulador IMEX, modela múltiples regiones de equilibrio PVT así como tipos de roca y tiene diferentes opciones de permeabilidades relativas. Independiente del tamaño o la complejidad del yacimiento. A continuación se presentan algunas de las aplicaciones del simulador:²⁷

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos subsaturados y saturados.

⁹ Computer Modelling Group Ltd. User's Guide IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator. Calgary, Alberta Canada. 2005.

²⁷ <http://www.cmgroup.com/software/imex.htm>.

- 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.

3.2. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

En este trabajo, se llevó a cabo la siguiente metodología para realizar la simulación numérica:

- Adquisición y revisión de los datos. La calidad de los datos de salida no pueden ser mejor que la calidad de los datos de entrada. La información requerida para el estudio de simulación proviene de datos de laboratorio, y aquella que no esta disponible, se obtiene mediante correlaciones y métodos analíticos.

Los volúmenes de fluidos producidos que inicialmente se miden en las pruebas de desplazamiento realizadas en el simulador físico coreflooding, corresponden a los producidos por el arreglo de núcleos y las líneas de flujo. Por esta razón, los volúmenes de fluidos producidos en cada cambio de volumen poroso inyectado reportado, son corregidos mediante un factor de líneas, el cual representa la fracción del efluente que ha sido aportado por las líneas de flujo. Posteriormente, los datos son revisados y reorganizados.

- Descripción y diseño del modelo de simulación. Como el en simulador físico coreflooding el flujo es lineal, se selecciona un modelo de simulación unidimensional con un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite.

El diseño del modelo tiene en cuenta las propiedades de cada una de las muestras de corazón que componen el arreglo de núcleos, las uniones entre los núcleos y las condiciones de operación a las que se realizaron los experimentos.

- Ejecución de la simulación. Se realizan varias corridas con el fin de revisar la sintaxis de los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo construido, identificando los problemas que estos presenten.
- Ajuste de parámetros. Una vez identificados los problemas en la simulación, se realiza el ajuste de los parámetros respectivos con el objetivo de obtener resultados confiables.
- Comparación y análisis de resultados. Se compara los resultados obtenidos en la simulación física con la numérica, para posteriormente realizar el análisis de los resultados.
- Análisis de sensibilidad. Se aplica con el fin de identificar los parámetros más importantes que afectan el proceso a simular. Se realizan diversas corridas variando los parámetros operacionales y de yacimiento involucrados en el proceso para observar la respuesta del modelo.

A continuación se presenta una descripción del trabajo realizado.

Al realizar las primeras corridas del modelo de simulación para el núcleo compuesto, se presentaron problemas de convergencia debido a que los valores por defecto de la sección **numerical methods control** (control de métodos numéricos) es muy robusta para modelos de laboratorio. Por lo tanto, hubo la necesidad de modificar algunas opciones de esta sección. Después de superados

los problemas de convergencia, se procedió analizar las corridas iniciales, observándose patrones irreales en las curvas de tendencia.

El objetivo de este trabajo es comparar los resultados obtenidos en el simulador físico coreflooding con los de la simulación numérica. A pesar de contar con la información necesaria para la construcción del modelo, existen algunos parámetros que pueden afectar los resultados de la simulación, por lo tanto, es necesario realizar un ajuste de estos parámetros para obtener tendencias más similares a las que se tienen experimentalmente.

Para llevar a cabo los ajustes necesarios, se seleccionó el tamaño de **grid** (enmallado) y del **timestep** (intervalo de tiempo), teniendo en cuenta que estos deben ser lo suficientemente pequeños como para satisfacer los siguientes requisitos²²:

- Poder identificar saturaciones lugares y tiempos específicos requeridos por el estudio.
- Describir adecuadamente la geometría, y las propiedades físicas iniciales del medio poroso.
- Describir la dinámica de los perfiles de saturación y de presión con suficiente detalle como para mantener los objetivos del estudio.
- Modelar adecuadamente la mecánica de los fluidos del medio poroso.
- Ser compatible con la matemática, en los segmentos solución del simulador de modo que las soluciones de las ecuaciones de flujo de fluidos sean precisas y estables.

Tras realizar la selección del tamaño de **grid** y del **timestep**, se procedió a identificar los parámetros de la sección **Well and Recurrent Data** (datos de pozos y datos recurrentes), que afectan los resultados de la simulación. En esta sección,

²² MATTAX, Calvin C.; DALTON, Robert L. Reservoir simulation. SPE Monograph, volume 13. Pág. 44. 1990.

se definen las propiedades de los pozos y sus respectivas restricciones de operación, las cuales se tienen en cuenta para la simulación. Aquí también se diseña el cronograma de eventos. Aunque los resultados mejoran con las modificaciones realizadas a esta sección, fue necesario adquirir más conocimientos en lo que respecta a la sección **Numerical Methods Control**.

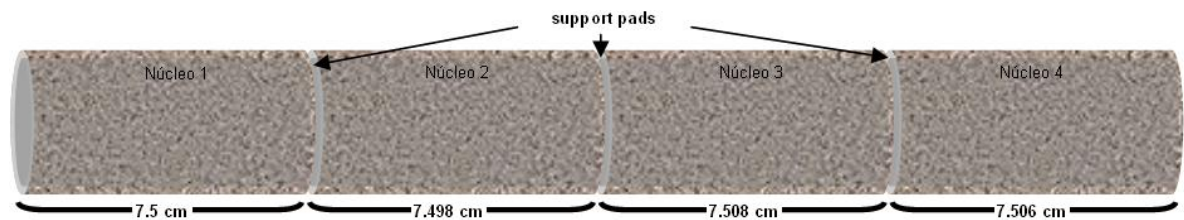
En la sección **Numerical Methods Control** se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como intervalos de tiempo, opciones de relajación, la solución iterativa de ecuaciones de conservación no lineales y la solución de ecuaciones lineales que se producen⁷.

Los valores que por defecto se utilizan en las técnicas de soluciones numéricas brindan una solución eficiente y sólida a la mayoría de los problemas de simulación. Sin embargo, por los problemas presentados, se modificaron algunos valores, mejorando los resultados de las corridas y como consecuencia se obtuvo tendencias más confiables, mucho más estables y acordes con los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio realizadas en el simulador físico coreflooding. Una vez finalizada la anterior etapa, se puede establecer el modelo base y posteriormente realizar las corridas necesarias.

3.3. DESCRIPCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN CORAZÓN COMPUESTO

Para efectos del presente trabajo, la configuración empleada busca imitar de la manera más cercana a la realidad, la estructura del corazón compuesto (ver figura 46) usado durante la prueba de desplazamiento con agua realizada en el simulador físico coreflooding, es decir, se tienen en cuenta las dimensiones y propiedades de cada uno de los núcleos que componen el arreglo y las uniones entre estos.

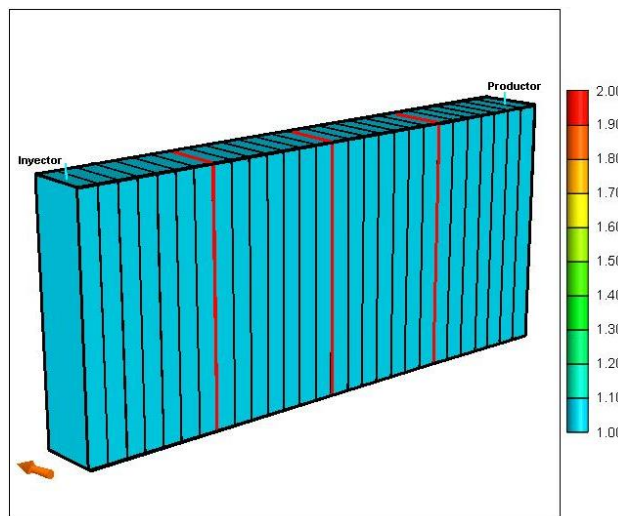
Figura 46. Corazón compuesto de núcleos extraídos del Campo A.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

3.3.1. Enmallado del modelo. El modelo construido, es lineal, compuesto por un pozo inyector de agua y un pozo productor de aceite, con 31 celdas activas (31 x 1 x 1). En la figura 47 se muestra la configuración del enmallado y la ubicación de los pozos y en la tabla 2 se presenta la descripción detallada para el enmallado.

Figura 47. Esquema del enmallado.



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Las dimensiones de cada celda tanto en la dirección y como en la dirección z se tomaron de 3.3765 cm (0.1108 pies), para representar de una forma equivalente el área transversal del corazón compuesto. El eje x se divide en 31 celdas, las cuales

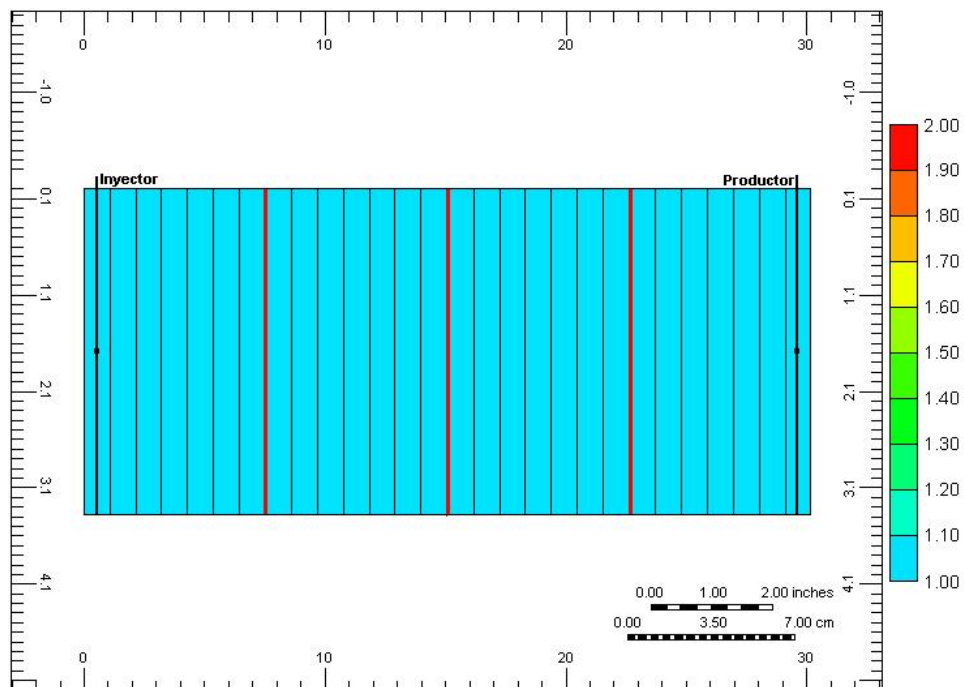
poseen diferentes longitudes, como se puede apreciar en la figura 48. Las celdas que presentan un ancho de 0.05 cm en la dirección x están representando las uniones entre los núcleos.

Tabla 2. Descripción del enmallado.

ENMALLADO		
TIPO DE ENMALLADO: Cartesiano	COORDENADAS: x, y, z	
NÚMERO DE BLOQUES	Dirección I	31
	Dirección J	1
	Dirección K	1
ANCHO DE BLOQUES	Dirección I	7 * 1.07114, 1*0.05, 7 * 1.0711, 1*0.05, 7 * 1.0726, 1*0.05, 7 * 1.0723
	Dirección J	3.3765 cm (0.1108 pies)
ESPESOR DE LA CAPA: 3.3765 cm (0.1108 pies)		

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Figura 48. Dimensiones del enmallado en una vista seccional, coordenadas (x, z).



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

3.3.2. Propiedades de la roca. La tabla 3 presenta el resumen de las propiedades que le fueron asignadas a la roca.

Tabla 3. Propiedades de la roca.

PROPIEDADES	NÚCLEOS	UNIONES
Tope	0.0 cm (pies)	
Porosidad	0.115 (fracción)	0.0066 (fracción)
Permeabilidad	41 mD	139111 mD
Compresibilidad[▲]	6.5 x 10 ⁻⁷ kPa (4.51 x 10 ⁻⁶ 1/psi)	

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Para el cálculo de la porosidad y permeabilidad promedio de un arreglo de núcleos en serie, se utilizan las siguientes formulas:

$$\phi = \frac{\sum L_i}{\sum \left(\frac{L_i}{\phi_i} \right)} \quad (5)$$

$$K = \frac{\sum L_i}{\sum \left(\frac{L_i}{K_i} \right)} \quad (6)$$

donde,

L_i , Φ_i , K_i : Longitud, porosidad y permeabilidad de cada núcleo.

Por otro lado, para calcular la porosidad y permeabilidad de las uniones entre los núcleos, se utilizan las correlaciones de Ronald Nelson:

[▲] Se obtuvo de la correlación de Hall.

$$\phi_U = \frac{e}{D_{\text{prom}} + e} \quad (7)$$

Para el cálculo de la porosidad en las uniones se ha tenido en cuenta el volumen total del arreglo de núcleos.

$$K_U = 8.35 \times 10^9 \frac{e^s}{D_{\text{prom}}} \text{ (mD)} \quad (8)$$

El cálculo del espaciamiento promedio entre las uniones se realiza mediante la ecuación 9.

$$D_{\text{prom}} = \frac{\sum_i^n D_i}{n} \quad (9)$$

donde,

Φ_U : Porosidad de la unión entre núcleos.

e: Promedio del ancho eficaz de las uniones, cm.

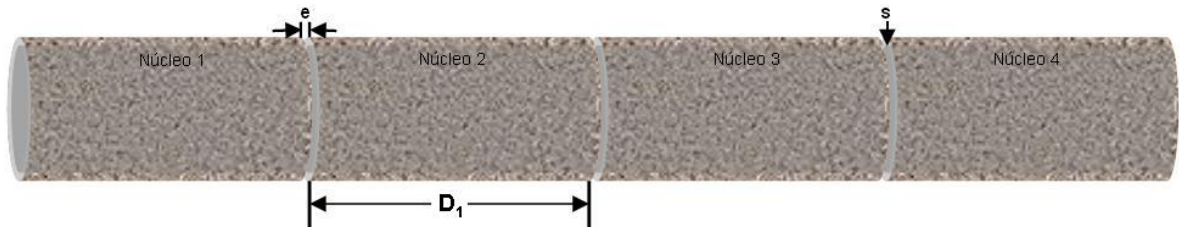
D_{prom} : Espaciamiento promedio entre las uniones, cm.

s: Número de uniones en arreglo de núcleos.

k_U : Permeabilidad de las uniones, mD.

En la figura 49 se muestra un esquema del núcleo compuesto con los parámetros que se utilizan para calcular la porosidad y permeabilidad de las uniones.

Figura 49. Parámetros de las uniones del núcleo compuesto.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

En la tabla 4 se reportan las propiedades básicas de los plugs que conforman el corazón compuesto y los valores de los parámetros de las correlaciones para un arreglo en serie y las correlaciones de Ronald Nelson, que se utilizaron para calcular las permeabilidades y porosidades del modelo de simulación.

Tabla 4. Dimensiones y propiedades de los núcleos, y parámetros de las uniones.

DIMENSIONES Y PROPIEDADES DE LOS PLUGS					
NÚMERO DE NÚCLEO	LONGITUD (cm)	POROSIDAD (%)		PERMEABILIDAD (mD)	
1	7.5	10.8		60	
2	7.498	12.2		58	
3	7.508	11.8		50	
4	7.506	11.2		23	
PARÁMETROS DE LAS UNIONES					
e	0.05 cm	D ₁	7.498 cm	D ₂	7.508 cm
s	3	D _{prom}		7.5 cm	

Fuente: Laboratorio de análisis petrofísicos básicos - ICP.

3.3.3. Propiedades de los fluidos. En la tabla 5 se presentan las propiedades de los componentes que fueron definidos para el modelo de simulación. En esta tabla la relación gas en solución/petróleo, factor volumétrico de formación del aceite, compresibilidad del aceite y factor volumétrico de formación del gas no presentan todos los valores debido a que la presión del medio poroso se encuentra por encima del punto de burbuja. En este caso, el simulador IMEX

requiere el ingreso, a partir de la presión de punto de burbuja, el comportamiento PVT de dos de las siguientes propiedades:

- Factor volumétrico del aceite.
- Viscosidad del aceite.
- Compresibilidad del aceite

En este estudio debido a que no se disponía de los datos de factor volumétrico del aceite después del punto de burbuja, se ingresó el comportamiento de la compresibilidad y de la viscosidad del aceite.

Tabla 5. Propiedades de los componentes utilizados para el modelo de simulación.

PROPIEDAD		VALOR					
Temperatura del yacimiento		122.2 °C (252 °F)					
Densidad del aceite en superficie		0.8751 g/cm ³ (54.6287 lb/ft ³)					
Densidad del agua en superficie [✓]		0.9490 g/cm ³ (59.2421 lb/ft ³)					
Densidad del gas en superficie		0.00114 g/cm ³ (0.07117 lb/ft ³)					
Factor volumétrico de formación del agua [✓]		1.06067					
Compresibilidad del agua [✓]		5.3608 x 10 ⁻⁷ 1/kPa (3.696 x 10 ⁻⁶ 1/psi)					
Viscosidad del agua [✓]		0.2360 cP					
PROPIEDADES PVT DEL ACEITE							
Presión		Rs		Bo	μ _o	Co	
psi	kPa	SCF/STB	cm ³ /cm ³		cP	psi ⁻¹ (10 ⁻⁵)	kPa ⁻¹ (10 ⁻⁶)
15	103.421	00.00	00.0000	1.096	0.975		
200	1378.95	60.36	10.7506	1.158	0.911		
600	4136.85	149.77	26.6752	1.206	0.784		
1000	6894.76	226.55	40.3503	1.243	0.694		
1300	8963.18	283.03	50.4098	1.269	0.633		
1600	11031.6	339.03	60.3838	1.296	0.580		
1900	13100	398.04	70.8939	1.322	0.537		
2200	15168.5	457.23	81.4361	1.350	0.497		
Pb = 2501	17243.8	517.88	92.2384	1.378	0.456	2.42716	3.5203
2600	17926.4				0.458	1.15410	1.67388
2800	19305.3				0.461	1.06111	1.53901
3000	20684.3				0.464	1.05327	1.52764
3200	22063.2				0.470	1.11111	1.61153
3400	23442.2				0.475	1.01225	1.46814

[✓] Se obtuvo por las correlaciones internas que ofrece el simulador CMG para el cálculo de las propiedades del agua.

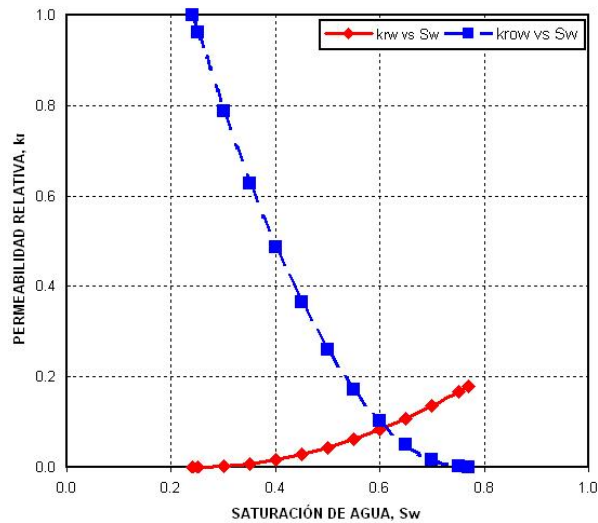
3600	24821.1				0.482	1.16662	1.69204
3800	26200.1				0.485	1.01667	1.47456
4000	27579.0				0.49	0.96776	1.40362
4200	28958.0				0.495	1.07181	1.55453
4400	30336.9				0.500	1.12532	1.63214
4800	33094.8				0.51	0.99344	1.44086
5100	35163.3				0.517	1.03082	1.49508
5400	37231.7				0.529	1.03057	1.49472
6000	41368.5				0.539	1.03057	1.49472
PROPIEDADES PVT DEL GAS							
Presión		Bg		Viscosidad ⁴			
psi	kPa	cm ³ /cm ³		cP			
15	103.421	0.5074		0.01414			
200	1378.95	0.0888		0.01425			
600	4136.85	0.0311		0.01470			
1000	6894.76	0.0188		0.01750			
1300	8963.18	0.0145		0.01875			
1600	11031.6	0.0114		0.01975			
1900	13100	0.0099		0.0205			
2200	15168.5	0.0084		0.0215			
2501	17243.8	0.0079		0.0228			

Fuente: Laboratorio de análisis PVT - ICP.

3.3.4. Permeabilidades relativas. La figura 50 muestra las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite correspondiente a los bloques de matriz o **plugs** del arreglo de núcleos. Estas curvas se obtuvieron al aplicar el método JBN a los datos que reportó la prueba de inyección de agua realizada con el equipo coreflooding para el caso de estudio (núcleos extraídos del campo A). Es importante resaltar, que la baja tasa de inyección que se utilizó durante la prueba (0.5 cm³/min), la aparente homogeneidad de las muestras de roca y la baja relación de viscosidad agua-aceite, aseguran la confiabilidad de los resultados del método JBN, debido a que es muy poco probable que se presentaran canalizaciones o efectos de digitación viscosa que pudieran ocasionar una ruptura de agua temprana y alterar, de esta manera, los resultados obtenidos.

⁴ Se obtuvo por las cartas de correlación de CARR, KOBAYASHI y BURROWS.

Figura 50. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

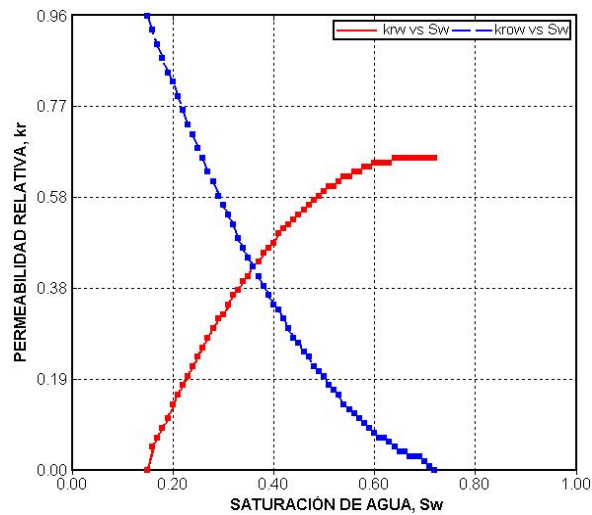


Fuente: Simulador IMEX, CMG.

En el caso que el método JBN no arroje resultados satisfactorios, la metodología que se sugiere para obtener de las curvas de permeabilidad relativa, es solicitar al Laboratorio de Análisis Especiales del ICP, los datos de permeabilidad relativa de cada una de los **plugs** que componen el corazón compuesto o arreglo de núcleos en serie. Si no se dispone de estos datos para todas los **plugs**, se recomienda hacer una normalización con las curvas de permeabilidad que se tengan y asignar la resultante a todo el corazón compuesto, siempre y cuando los **plugs** pertenezcan a la misma formación y sus valores de permeabilidad absoluta no sean muy diferentes. Este caso se presentó cuando se realizó el montaje de un modelo de simulación para un arreglo de núcleos extraídos del campo S, que consistía en un arreglo en serie con cinco **plugs**. La curva de permeabilidad relativa que se obtuvo con JBN se muestra en la figura 51, describiendo un comportamiento anormal como los presentados en el capítulo 1. Este comportamiento pudo ser consecuencia de la alta tasa de inyección que se manejó ($10 \text{ cm}^3/\text{min}$) y de la posible heterogeneidad de las muestras. Sin embargo, se tenían los juegos de curvas de permeabilidad relativa para tres de los

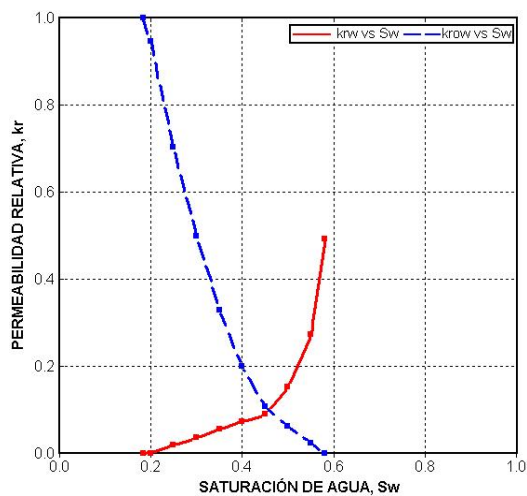
cinco **plugs** que conformaban el corazón compuesto por núcleos extraídos del campo S y se realizó la normalización, la figura 52 muestra la curva resultante.

Figura 51. Curvas de permeabilidad relativa de JBN para el arreglo de núcleos extraídos del campo S.



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Figura 52. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas, núcleos extraídos del campo S.

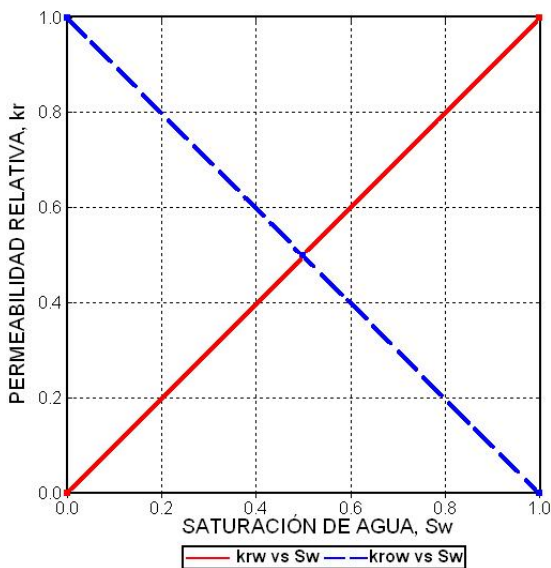


Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Sin embargo, los resultados que arrojaba el modelo de simulación para el caso del corazón compuesto conformado por núcleos extraídos del campo S diferían enormemente de los resultados experimentales, debido a que el registro de los volúmenes de fluidos producidos en la prueba de laboratorio se hacía manualmente (el equipo no estaba automatizado) y se presentaba un error muy grande en el cálculo del volumen poroso de núcleos en el laboratorio.

La figura 53 muestra las curvas de permeabilidad relativa que corresponden a las uniones entre los núcleos. La conducción de los fluidos en las uniones puede ser representada por el modelo lineal de permeabilidades relativas debido a que se puede pensar en las uniones como tubos con una alta permeabilidad (alta transmisibilidad) que interconectan los bloques de matriz. Considerando que inicialmente las uniones se encuentran totalmente saturadas con aceite y que los fluidos pueden ser desplazados en su totalidad de las uniones, la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo son nulas.

Figura 53. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, para las uniones.



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

3.3.5. Condiciones iniciales. La tabla 6 presenta las condiciones iniciales del modelo de simulación para el núcleo compuesto, en el momento de iniciar el proceso de inyección de agua. Donde se puede apreciar que el medio poroso se encuentra subsaturado.

Tabla 6. Datos de las condiciones iniciales al momento de comenzar el proceso de inyección de agua.

Propiedades	Valor
Saturación de aceite, S_o	0.76
Saturación de agua, S_w	0.24
Presión inicial del yacimiento	22063.2 kPa (3200 psi)
Presión de burbuja	17243.8 kPa (2501 psi)

Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP.

3.3.6. Condiciones de operación. La tabla 7 muestra las restricciones bajo las cuales trabaja el pozo productor y el pozo inyector, para el control de la simulación.

Tabla 7. Condiciones operativas de los pozos presentes en el modelo.

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
PARÁMETROS DE INYECCIÓN	
Máxima presión de inyección	23435.3 kPa (3399 psi)
Máxima tasa de inyección	0.5 cm ³ /min (0.00453 bbl/d)
PARÁMETROS DE INYECCIÓN	
Mínima presión de fondo fluyendo	21884 kPa (3174 psi)
Máxima tasa de líquido	0.6249 cm ³ /min (0.0057 bbl/d)

Fuente: Laboratorio de recobro mejorado - ICP

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SENSIBILIDADES

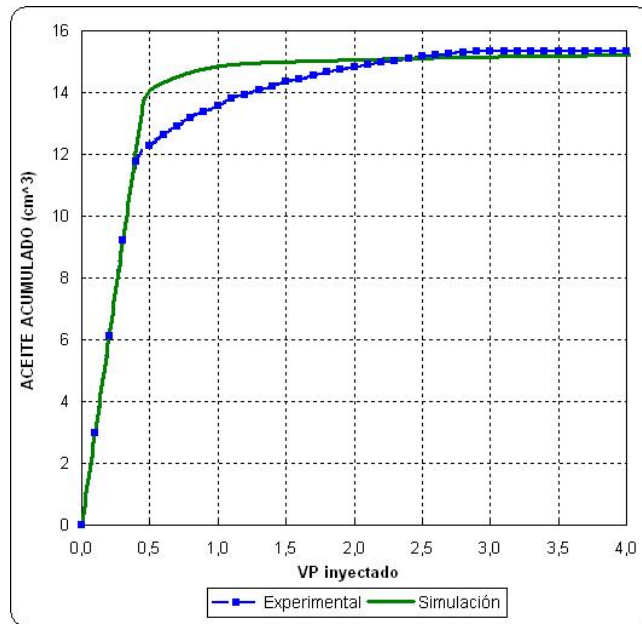
4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo general de este proyecto, es comparar los resultados de la simulación del modelo base descrito en el **capítulo 3**, con los resultados de la prueba de inyección de agua realizada en el equipo coreflooding sobre los núcleos extraídos del campo A. Este análisis comparativo, permitirá una mejor interpretación de los resultados de laboratorio y la identificación de los fenómenos que comúnmente se presentan durante este tipo de pruebas como por ejemplo: canalización del agua inyectada, efectos de digitación viscosa, efectos capilares de frontera, etc.

4.1.1. Producción acumulada de aceite. La figura 54, muestra una comparación de la producción acumulada de aceite que se obtuvo durante la prueba de laboratorio y la producción de aceite que se obtuvo al realizar la simulación del modelo base.

Antes de la ruptura de agua, el comportamiento de la producción de aceite de la simulación y el de la prueba de laboratorio es similar, debido a que el desplazamiento de aceite por agua es inmiscible, es decir, como el agua dentro del medio poroso se encuentra a saturación de agua crítica y la tasa de inyección es igual en la simulación y en la prueba de laboratorio, el volumen de agua inyectada antes de la ruptura, desplazará un volumen de aceite igual dentro del arreglo de núcleos, y por lo tanto, la producción de aceite que se obtiene en la simulación y durante la prueba de laboratorio es la misma.

Figura 54. Producción acumulativa de aceite.



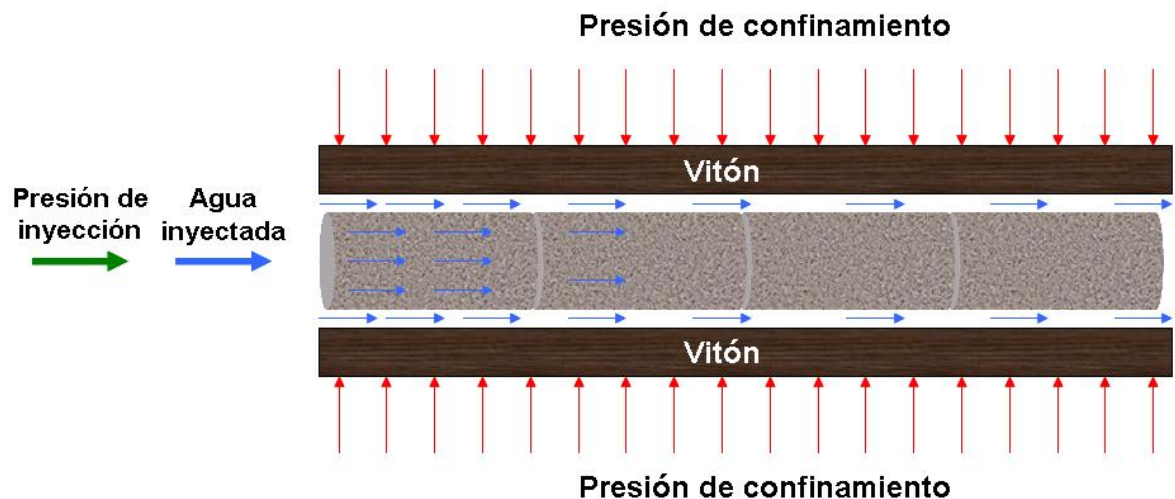
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Después de la ruptura de agua, la disminución en el volumen de aceite producido para los datos de la prueba de laboratorio, respecto de los resultados de la simulación, puede ser una consecuencia de los siguientes fenómenos:

- **Canalización del agua inyectada en el medio poroso.** Posiblemente, los plugs ó muestras de corazón utilizados durante la prueba de laboratorio presentan heterogeneidades locales a pequeña escala ó zonas de alta permeabilidad que favorecen la canalización del agua inyectada, tal y como se muestra en la figura 3 del **capítulo 1**. Con este efecto se logra un tiempo de ruptura más corto y por lo tanto, una producción de aceite menor en comparación con los resultados de la simulación.
- **Canalización del agua entre la manga de vitón y el arreglo de núcleos.** En algunos casos, es probable que la presión de confinamiento no sea lo

suficientemente alta como para obstruir el paso del fluido inyectado entre el arreglo de núcleos y la manga de vitón, permitiéndole al agua moverse más fácilmente por este espacio anular y continuo, que por los canales tortuosos del medio poroso, como se muestra en la figura 55. Sin embargo, este efecto provocaría una producción de aceite menor incluso antes de la ruptura, debido a que el agua canalizada no desplazaría el aceite que se encuentra en los núcleos. Por esta razón, y considerando que la presión de confinamiento está 500 psi por encima de la presión de inyección, este tipo de canalización es poco probable que se presente durante la prueba de laboratorio.

Figura 55. Canalización del agua entre la manga de vitón y arreglo de núcleos.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

- **Efectos capilares de frontera.** Debido a que los efectos capilares de frontera retardan la ruptura de agua, los resultados experimentales deberían presentar un tiempo de ruptura similar a los resultados de la simulación, y por lo tanto, una producción de aceite cercana a los volúmenes producidos en la simulación. Sin embargo, como se puede apreciar en la figura 54 esto no

sucede, posiblemente porque otros efectos como la canalización del agua y la digitación viscosa tienen mayor influencia en los resultados.

- **Digitación viscosa.** La influencia de este fenómeno sobre el comportamiento de la producción acumulada de aceite durante la prueba de laboratorio puede ser descartada, debido a que la relación de viscosidad aceite-agua y la tasa de inyección presentan valores relativamente bajos, 4.13 y 0.5 cm³/min respectivamente. Como ya se mencionó en el **capítulo 1**, altas tasas de inyección y altas relaciones de viscosidad facilitan la digitación viscosa, provocando una ruptura de agua temprana y una producción de aceite menor después de la ruptura.
- **Alargamientos del frente de agua (lenguas de agua).** Aunque se utiliza una baja tasa de inyección durante la prueba de laboratorio, los valores de permeabilidad absoluta (de 24 a 60 mD) y el diámetro (1.5 pulgadas) de los **plugs** que componen el arreglo de núcleos, son relativamente pequeños, lo que impide la segregación del agua hacia la parte baja del corazón compuesto y el alargamiento del frente de agua. De esta manera no se presenta una ruptura antes de lo previsto y el comportamiento de la producción de aceite no se ve afectado por este fenómeno.

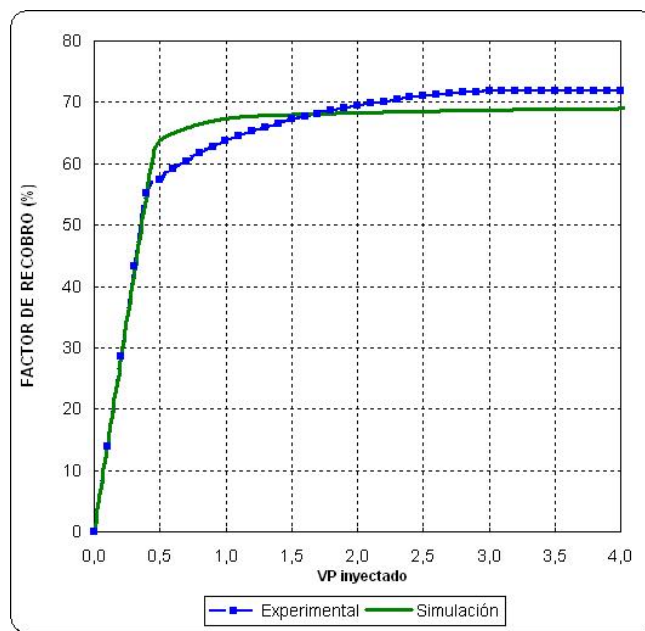
De lo anterior, se concluye que el fenómeno que puede explicar mejor la menor producción de aceite después de la ruptura de agua en la prueba de laboratorio, en comparación con los resultados de la simulación, es la **canalización del agua en el medio poroso**.

Cuando la inyección continúa, el comportamiento de la producción de aceite que se obtiene en el laboratorio tiende a ser similar al comportamiento del aceite acumulado que reporta la simulación. Esto sucede porque en el modelo de laboratorio, el agua comienza a invadir las zonas del arreglo de núcleos que no

había alcanzado por efectos de la canalización, desplazando el aceite que allí se encuentra. Claramente se observa que al final la inyección de agua, los volúmenes de aceite producidos son muy similares, 15.34 cm^3 para el experimental y 15.21 cm^3 para la simulación.

4.1.2. Factor de recobro. Representa la relación entre el aceite total producido y el original in situ; es la fracción de aceite recuperado. En la figura 56 se muestra el factor de recobro que se obtuvo en la prueba de laboratorio y el que se obtuvo en la simulación numérica, cuando se han inyectado 4 volúmenes porosos de agua.

Figura 56. Factor de recobro.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Normalmente, se espera que el comportamiento de la producción de aceite acumulada sea similar al comportamiento del factor de recobro. Sin embargo, debido a la diferencia del volumen poroso del arreglo de núcleos medido en el laboratorio y el calculado por el simulador, el comportamiento del factor de recobro

para los datos experimentales y simulados de la figura 56 es muy diferente al comportamiento de la producción de aceite de la figura 54. En la tabla 8 se muestran claramente los valores del volumen poroso del arreglo de núcleos, el volumen de hidrocarburos in situ y el factor de recobro final, tanto para la prueba de laboratorio como para la simulación con el modelo base.

Tabla 8. Valores utilizados para el cálculo del factor de recobro.

	Laboratorio	Simulación	Error absoluto (%)	Error relativo (%)
Volumen poroso del arreglo, cm ³	38.2	39.39	1.19	3.032
Volumen de HC in situ, cm ³	29.032	29.94	0.908	3.032
Factor de recobro final, %	71.91	68.99	2.92	4.060

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A

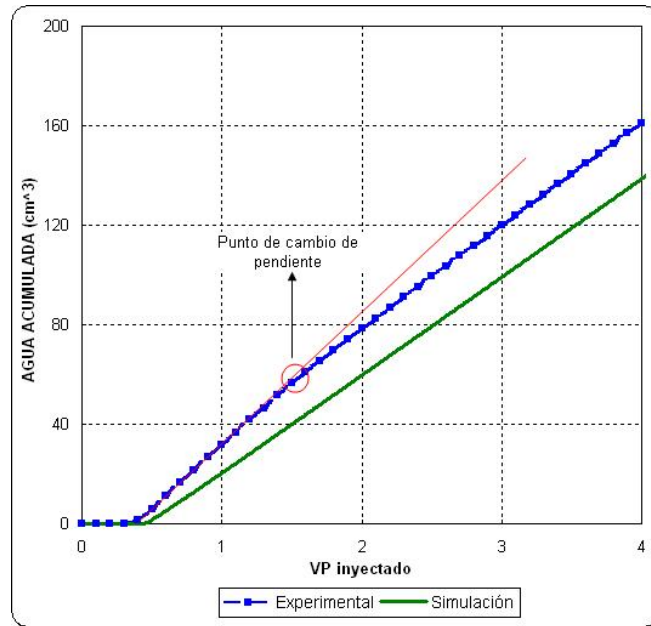
La diferencia entre los factores de recobro después de la ruptura de agua entre los datos de laboratorio y la simulación, se debe al efecto de la canalización del agua inyectada, como se explicó en el comportamiento de la producción acumulativa de aceite.

4.1.3. Producción acumulada de agua. La figura 57, muestra la comparación de la producción acumulativa de agua entre los datos experimentales y la simulación. La mayor producción de agua en la prueba de laboratorio es una consecuencia de la canalización del agua inyectada a través del arreglo de núcleos.

Durante la canalización, el agua invade primero las zonas más permeables del arreglo de núcleos, y en la medida en que la inyección de agua continúa, la saturación de agua en el medio poroso crece sólo en proporción a la zona invadida. Este efecto se muestra claramente en la figura 58 para un solo plug,

tomada de un trabajo realizado por Hove, donde se utilizó tomografía de rayos-X para visualizar el perfil de saturación durante una prueba de inyección de agua.

Figura 57. Producción acumulativa de agua.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Figura 58. Avance de la canalización.



Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A.

De esta manera, los canales preferenciales de flujo conducen hacia el extremo de producción del arreglo de núcleos, la mayor parte del agua inyectada, lo que

conlleva a una producción de agua mayor durante la prueba de laboratorio, que en el caso de la simulación, donde el frente de saturación es plano y uniforme.

De la figura 57 se puede apreciar, que la curva de producción de agua en la prueba de laboratorio tiene una pendiente mayor que la curva simulada, indicando que los volúmenes instantáneos de agua producida durante la prueba de laboratorio son mayores que en la simulación, debido a la canalización del agua.

Sin embargo, poco después de que se han inyectado 1.5 volúmenes porosos de agua, las pendientes de las curvas son las mismas, indicando que los volúmenes instantáneos de agua producida de agua en el laboratorio y la simulación son similares. Esto se explica, por el hecho de que el agua inyectada ha invadido todas las zonas permeables de los núcleos, como se muestra en la figura 59, aumentando de esta manera la producción de aceite y disminuyendo la producción de agua.

Figura 59. Saturación de todas las zonas permeables del núcleo.

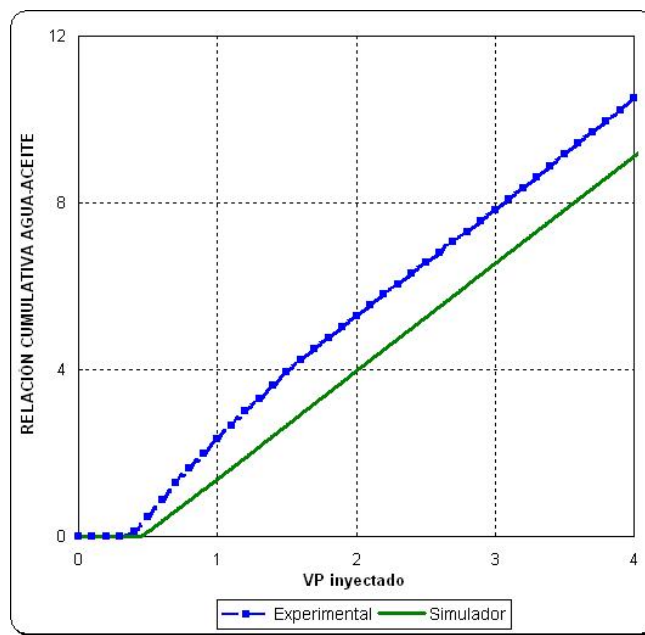


Fuente: HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P.A.

4.1.4. Relación acumulativa agua-aceite. Esta relación, es un indicativo de cuantos centímetros cúbicos de agua son necesarios para producir un centímetro

cúbico de aceite. La figura 60 muestra la relación acumulativa agua-petróleo para la simulación y la prueba de laboratorio. Debido a que se obtiene una mayor producción de agua durante la prueba de laboratorio, la producción de aceite después de la ruptura se reduce y por lo tanto, la relación acumulativa agua-aceite que se obtiene en laboratorio es mayor que la simulada.

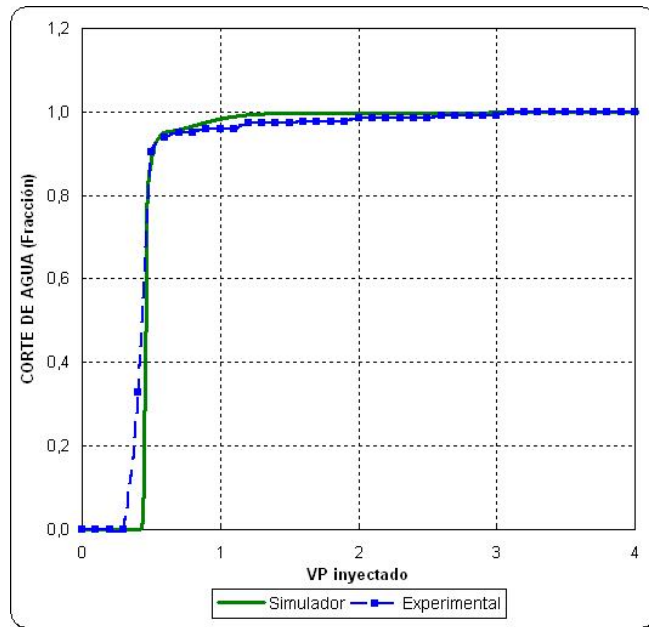
Figura 60. Relación acumulativa agua-aceite.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

4.1.5. Corte de agua. La figura 61 compara el corte de agua de la prueba de inyección de agua realizada en el equipo coreflooding y el corte de agua de la simulación.

Figura 61. Corte de agua.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado, ICP; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

La ruptura de agua en la prueba de laboratorio se presenta a los 0.3 volúmenes porosos de agua inyectada; mientras que en la simulación, se presenta a los 0.43 volúmenes porosos. Esto explica la menor producción de aceite durante la prueba después de la ruptura, respecto de los datos simulados.

Por otro lado, después de que se han inyectado 1.5 volúmenes porosos, el corte de agua que se obtiene el laboratorio es menor debido a que el agua inyectada ha invadido las zonas del medio poroso que por efecto de la canalización no habían sido alcanzadas, aumentando de esta manera la producción de aceite y disminuyendo consecuentemente el corte de agua.

4.1.6. Tasa instantánea de aceite. Debido a que no se reportan las tasas instantáneas de producción de fluidos en el laboratorio, el cálculo de las tasas de

aceite se obtiene al tomar cada incremento en la producción de aceite acumulada, y dividirlo entre el intervalo de tiempo transcurrido entre cada registro de volumen poroso de agua inyectada como lo indica la ecuación 10.

$$\Delta q_o = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta t} = \frac{V_{oi} - V_{oi-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (10)$$

donde,

Δq_o : tasa de inyección de aceite aproximada.

ΔV_{oc} : incremento de la producción acumulada de aceite.

Δt : tiempo transcurrido entre cada registro de volumen poroso de agua inyectada.

V_{oi} : producción acumulada de aceite para un tiempo t_i .

V_{oi-1} : producción acumulada de aceite para un tiempo t_{i-1} .

t_i : tiempo transcurrido para la producción acumulada de aceite actual.

t_{i-1} : tiempo transcurrido para la producción acumulada de aceite anterior.

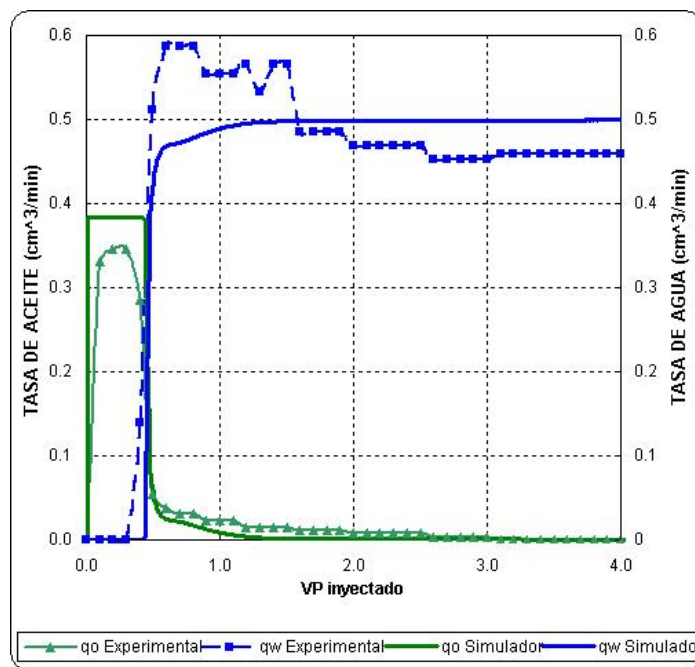
Es importante tener en cuenta que al calcular las tasas de inyección con puntos discretos, éstas no van a representar valores exactos.

Antes de la ruptura de agua, la figura 62 muestra que la tasa instantánea de aceite de la prueba de laboratorio, alcanza un valor máximo de 0.34 cm³/min equivalente a 0.46 cm³/min a las condiciones del arreglo de núcleos ($B_o = 1.36 \text{ cm}^3 / \text{cm}^3$)

Por otro lado, la tasa de aceite simulada presenta un valor máximo de 0.38 cm³/min equivalente a 0.51 cm³/min a condiciones de yacimiento, muy cercano al valor de la tasa de inyección 0.5 cm³/min, indicando de esta forma que el desplazamiento es inmisible.

Después de la ruptura de agua, el aumento de la tasa de aceite durante la prueba de laboratorio se debe a que durante la canalización, la velocidad con la que el agua se desplaza a través del arreglo de núcleos se incrementa rápidamente y por lo tanto, desplaza el volumen de aceite contactado mucho más rápido hacia el extremo de producción del arreglo de núcleos.

Figura 62. Tasas instantáneas.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

4.1.7. Tasa instantánea de agua. El cálculo de la tasa instantánea de agua para la prueba de laboratorio se realiza con la metodología descrita para el cálculo de la tasa instantánea de aceite.

La figura 62 muestra que la tasa instantánea de agua que se obtiene experimentalmente aumenta abruptamente, alcanzando un valor máximo de 0.58 cm^3/min . Esto se debe a que el agua que se encuentra en el medio poroso durante

la canalización, se mueve más rápidamente por los canales de flujo lográndose mayores volúmenes de agua producida en intervalos de tiempo más cortos.

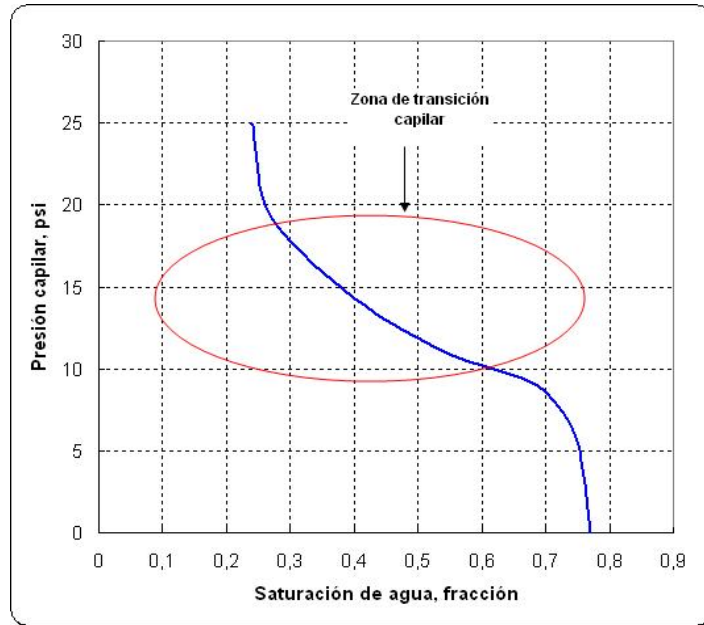
Sin embargo, después de que se han inyectado más de 1.5 volúmenes porosos de agua y ésta ha barrido todas las zonas permeables, la velocidad del agua en el medio poroso se reduce, y por lo tanto, la tasa de producción de agua experimental disminuye respecto de la simulada.

4.2. EFECTO DE LA PRESIÓN CAPILAR

Con el objetivo de mostrar el efecto que tienen las fuerzas capilares en el modelo de simulación base, se incluyó la curva de presión capilar que se muestra en la figura 63. Como no se disponía de las curvas de presión capilar para los plugs utilizados en el arreglo de núcleos del campo A, se consideró a estas muestras como areniscas consolidadas por su baja permeabilidad (41 mD), y se obtuvo la curva que se muestra en figura 63 al correlacionar la permeabilidad absoluta y la geometría de los granos, con la zona de transición capilar en una curva de presión capilar.

Cuanto más apretada y consolidada es una arenisca, mayor es la zona de transición capilar. Esto se debe a que en rocas mojadas por agua, la fase mojante tiende a ocupar los espacios porosos más pequeños, permitiéndole al aceite ocupar los poros de mayor tamaño, por lo tanto, en areniscas consolidadas donde la mayoría de los poros y gargantas son pequeñas, el agua alcanzará más zonas del medio poroso saturadas de aceite, aumentando de esta manera, la zona de transición agua-petróleo.

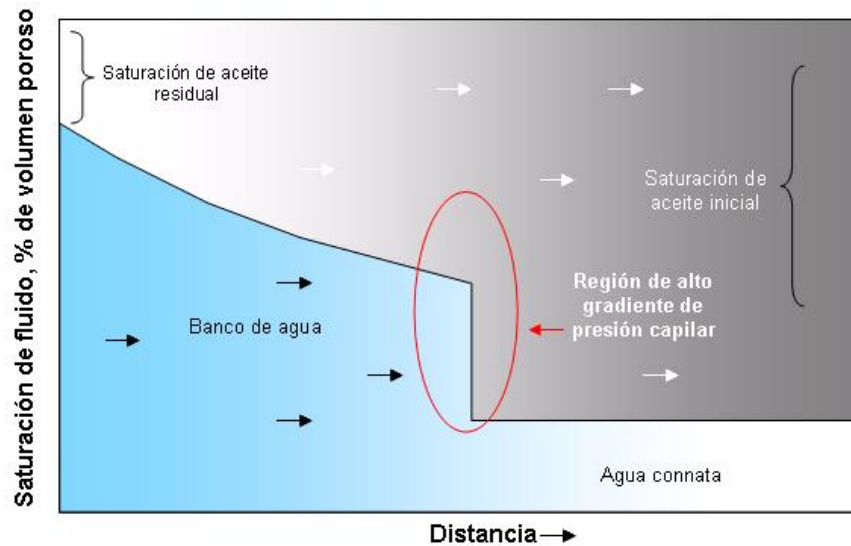
Figura 63. Curva de presión capilar.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

4.2.1. Efecto sobre el frente de saturación de agua. Durante el desplazamiento de aceite por agua, se desarrolla un frente de agua como el que se muestra en la figura 64. Debido a las grandes diferencias entre la saturación de agua que existe justo detrás y delante del frente, se produce un gradiente de presión capilar. Este gradiente permite que el agua se mueva más rápidamente que en el caso de fuerzas capilares despreciables y, por lo tanto, tienden a difundir el frente de saturación de agua. Si se presenta una diseminación apreciable del frente, el agua irrumpirá más temprano en el extremo de producción y se recuperará menos aceite a cualquier relación agua-aceite. La relación de la capilaridad al gradiente de presión aplicado determina la importancia de la acción de diseminación del frente.

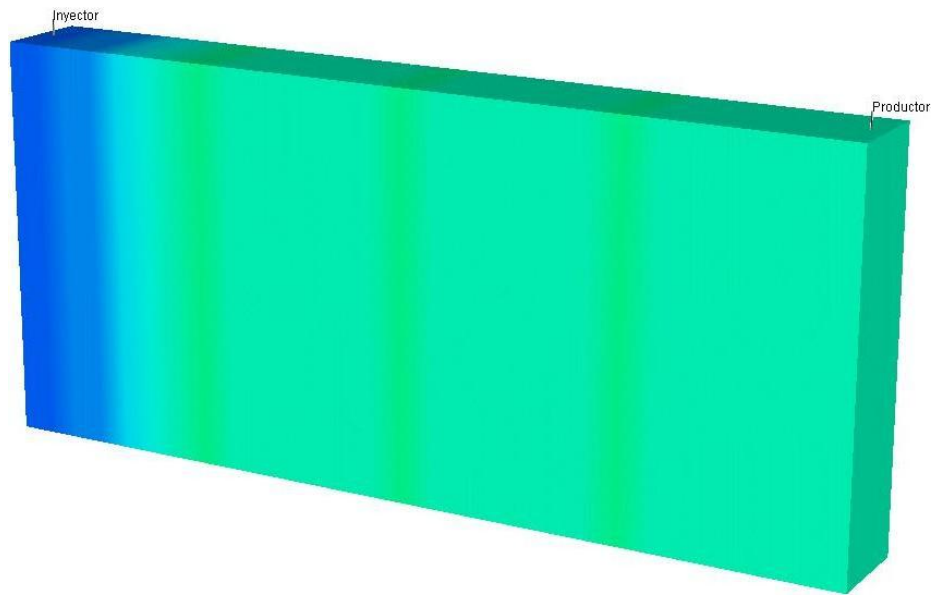
Figura 64. Esquema del frente de saturación bajo un gradiente de presión capilar.



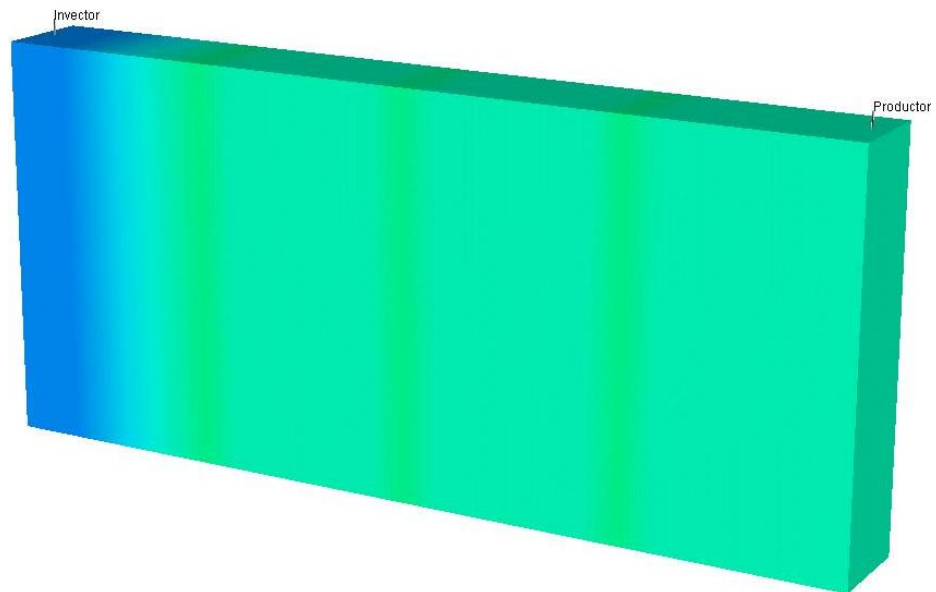
Fuente: JORDAN, J. K; McCARDELL, W. M.; HOCOTT, C.R. Effect of rate on oil recovery by water flooding. Humble oil and refining company. August 1, 1956.

Para verificar si la acción de las fuerzas capilares tiene efecto sobre el frente de saturación de agua, se incluyó la curva de presión capilar de la figura 63 en el modelo de simulación y se compararon los resultados con los del modelo base. La figura 65 muestra los perfiles de saturación para un tiempo de 4.6 minutos, manteniendo la tasa de inyección de $0.5 \text{ cm}^3/\text{min}$ en ambos casos. Se puede apreciar, que para el caso en que se tiene en cuenta las fuerzas capilares, el frente de saturación es más difuso que cuando no se tienen en cuenta.

Figura 65. Comparación de los frentes de saturación de agua.



a) Sin presión capilar



b) Con presión capilar

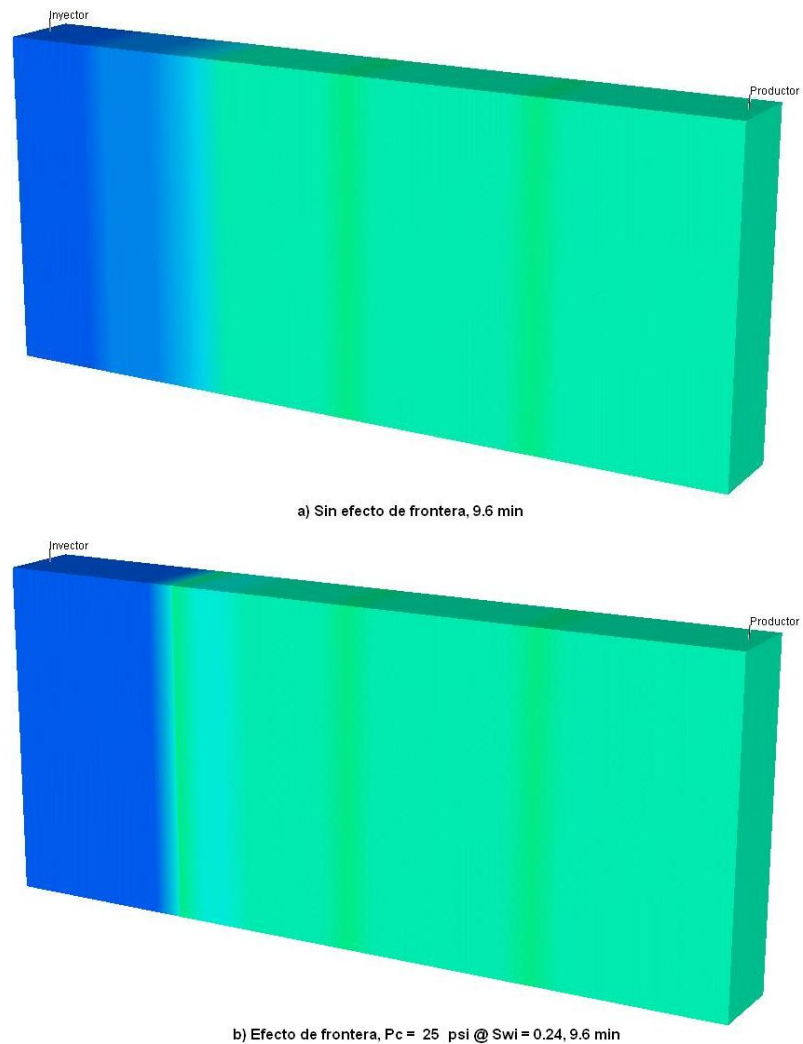
Fuente: Simulador IMEX, CMG.

4.2.2. Efectos capilares de frontera. Uno de los objetivos de colocar las uniones entre los bloques de matriz del modelo de simulación base, fue representar los

efectos capilares de frontera, los cuales son muy dependientes de las fuerzas capilares presentes dentro de los bloques de matriz.

Como se puede apreciar en la figura 66, el modelo de simulación reproduce los efectos capilares de frontera que comúnmente se presentan en las intersecciones de los bloques de un corazón compuesto cuando se utilizan tasas de inyección muy bajas.

Figura 66. Efectos capilares de frontera en el modelo de simulación.



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Para un tiempo de 9.6 minutos, el frente de agua del modelo sin presiones capilares, figura 66a, sobrepasa la unión entre el primer y el segundo plug en la misma forma que lo harían si estos bloques de matriz no estuvieran separados por la unión. Sin embargo en la figura 66b, el frente de agua no sobrepasa la unión debido a que las fuerzas capilares retienen la fase mojante en el medio poroso, hasta que se alcance una saturación lo suficientemente alta en el extremo del plug, que permita superar la presión del aceite que se encuentra en la unión.

Esto demuestra la importancia de colocar papel filtro en las uniones ó **support pads**, que permitan la continuidad capilar y la continuidad de las saturaciones de fluidos cuando se utilizan bajas tasas de inyección, debido a que los efectos capilares de frontera pueden alterar los resultados de la prueba.

4.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

En un análisis de sensibilidad se realizan variaciones sobre una determinada cantidad de parámetros, con el propósito de encontrar los valores óptimos de cada uno de ellos que permitan la máxima eficiencia del proceso. Además, un análisis de sensibilidad permite el estudio y la predicción del comportamiento de un proceso determinado bajo diferentes características y propiedades.

Para el caso de la simulación numérica del coreflooding, los parámetros se pueden clasificar en parámetros operacionales y parámetros del arreglo de núcleos. El análisis de sensibilidad se realiza para determinar el efecto que tiene cada uno de estos parámetros sobre el factor de recobro de aceite.

4.3.1. Parámetros operacionales. Son aquellos parámetros que se pueden variar y controlar en un determinado proceso. Con los resultados obtenidos, se

pueden establecer las condiciones de operación más favorables para alcanzar el éxito en el proceso.

Uno de los parámetros operacionales que más se varia en las pruebas de desplazamiento realizadas en el simulador físico coreflooding, es la tasa de inyección (la cual es escalada de datos de campo), debido a que si se determina su valor óptimo, este puede revelar la tasa de inyección que a condiciones de campo permitiría un mayor recobro de hidrocarburos.

- **Tasa de inyección.** Valores muy altos de la tasa de inyección conducirán a efectos de digitación viscosa, canalizaciones y pobres eficiencias de desplazamiento, reflejándose en bajos factores de recobro; mientras que valores muy bajos, proporcionan una recuperación muy lenta de hidrocarburos.

Según Gonzalo Rojas en su tesis de doctorado “Scaled model studies of immiscible carbon dioxide displacement of heavy oils”, University Alberta (1985), si el modelo y el prototipo tienen la misma morfología, y además el cálculo de las permeabilidades en serie para los núcleos y en paralelo para los estratos no difieren significativamente, el escalamiento de la tasa de inyección se reduce a relacionar las fuerzas gravitacionales sobre las fuerzas viscosas del agua y el aceite, es decir:

$$\left(\frac{\text{Fuerzas Gravitacionales}}{\text{Fuerzas Viscosas}} \right)_{w/o}$$

Aplicando la anterior relación tanto a las condiciones de laboratorio (lab), como a las del prototipo o piloto en campo (piloto), se tiene que:

$$\left(\frac{g * K * \Delta\rho_{wo}}{V * \mu_w} \right)_{\text{Lab}} = \left(\frac{g * K * \Delta\rho_{wo}}{V * \mu_w} \right)_{\text{Piloto}}$$

donde,

g : constante de gravedad

K : Permeabilidad del núcleo y del piloto (mD)

V: Velocidad intersticial (pies/día)

Para eliminar términos a ambos lados de la ecuación, se tiene en cuenta que tanto la diferencia entre densidades agua-aceite ($\Delta\rho_{wo}$) como las viscosidades del agua (μ_w) son iguales en el modelo y en el piloto. También se debe tener en cuenta lo dicho anteriormente a cerca de las permeabilidades, ya que éstas se eliminan. Por lo tanto la fórmula anterior se reduce a:

$$(V)_{\text{Lab}} = (V)_{\text{Piloto}}$$

Basados en el procedimiento de escalamiento usado por Corelab en el documento “especial core analysis, evaluation of fines migration”; se tiene que las velocidades intersticiales en las cercanías al pozo inyector para el agua y para el petróleo son:

$$V_{w(Sor)} = \frac{Q}{A * \phi * (1 - Sor)} @ \text{aceite residual}$$

$$V_{o(Swc)} = \frac{Q}{A * \phi * (1 - Swc)} @ \text{agua connata}$$

donde,

$V_{w(Sor)}$: Velocidad intersticial a la saturación de aceite residual

$V_{o(Swc)}$: Velocidad intersticial a la saturación de agua connata

Las dos fórmulas anteriores son útiles para el cálculo de la velocidad, siendo la de V_w usada en el caso en que ya se tiene un sistema de inyección de agua en el campo. En caso en que aún no se tenga recuperación secundaria, se usa la fórmula de V_o . En el caso del campo A ya se tiene inyección de agua y por lo tanto se calcula la velocidad de inyección de agua cercana a la cara del pozo inyector.

$$V_w = \frac{5.615 * Q}{2 * \pi * h * \phi * (1 - S_o)} \left[\frac{\text{ft}}{\text{d}} \right]$$

Para el escalamiento en el Campo A se usaron los siguientes datos:

Q, (BWPD) : 2.500

h. (pies) : 50

ϕ , (fracción) : 0.12

r, (pies) : 300 (Radio al cual se evalúa el desplazamiento)

$S_o @ 10$ pies : 0.38 (Saturación de petróleo a la distancia r)

Como resultado se tiene una velocidad intersticial (V_w) en el medio poroso de:

$$V_w = \frac{5.615 * 2500}{2 * \pi * 50 * 0.12 * (1 - 0.38)} \left[\frac{\text{ft}}{\text{d}} \right]$$

$$V_w = 2.02 \left[\frac{\text{ft}}{\text{d}} \right]$$

Convirtiendo las unidades de campo a unidades de laboratorio:

$$(Vw)_{Lab} = \frac{2.02 \left[\frac{ft}{d} \right] * 30.28 \left[\frac{cm}{ft} \right]}{24 \left[\frac{h}{d} \right] * 60 \left[\frac{min}{h} \right]}$$

$$(Vw)_{Lab} = 0.0438 \left[\frac{cm}{min} \right]$$

Para obtener la tasa de inyección de agua en laboratorio, se multiplica Vw_{lab} por el área transversal del núcleo (A_{lab}). Se involucran nuevamente la porosidad del núcleo y la saturación de agua, en las cercanías del pozo inyector, de acuerdo con el documento de Corelab.

$$(Qw)_{Lab} = (Vw)_{Lab} \left[\frac{cm}{min} \right] * A_{Lab} [cm^2]$$

$$A_{Lab} = \pi * r^2, \text{ donde } r = 1.905 [cm]$$

$$(Qw)_{Lab} = 0.0438 \left[\frac{cm}{min} \right] * 11.4 [cm^2]$$

$$(Qw)_{Lab} = 0.5 \left[\frac{cm^3}{min} \right]$$

En la tabla 9 se presentan los valores de las tasas de inyección utilizadas en el análisis de sensibilidad a condiciones de campo y su valor correspondiente a condiciones de laboratorio.

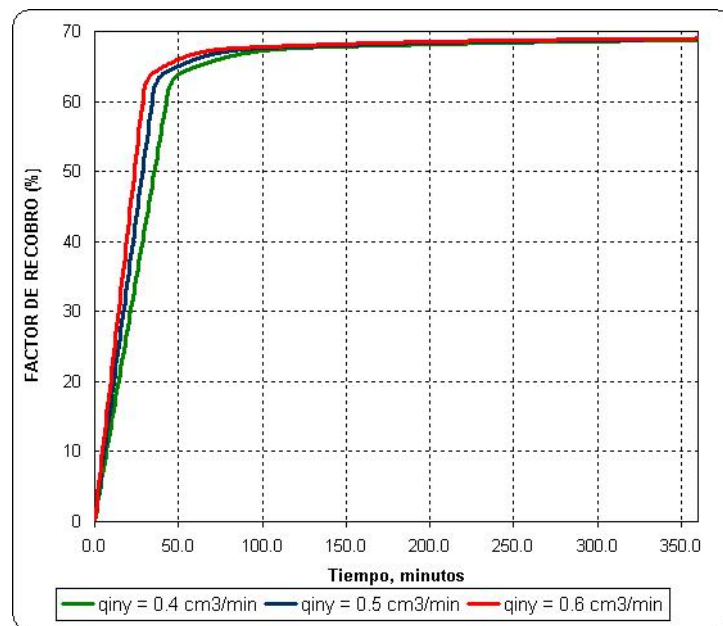
Tabla 9. Tasas de inyección de agua, escaladas.

$(Q_w)_{\text{Campo}}$ Bbl/d	$(Q_w)_{\text{Lab}}$ cm^3/min
2100	0.4
2500	0.5
2900	0.6

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

En la figura 67 se presenta el comportamiento del factor de recobro a diferentes caudales de inyección contra tiempo. A mayor caudal de inyección, el aceite se recupera más rápidamente debido a que se inyecta un volumen de agua mucho mayor por unidad de tiempo y de esta manera el aceite es desplazado más rápido. Esto se puede ver claramente en las figura 68, donde muestra el comportamiento de la inyección de agua cuando han transcurrido 15 minutos, para cada uno de los caudales utilizados.

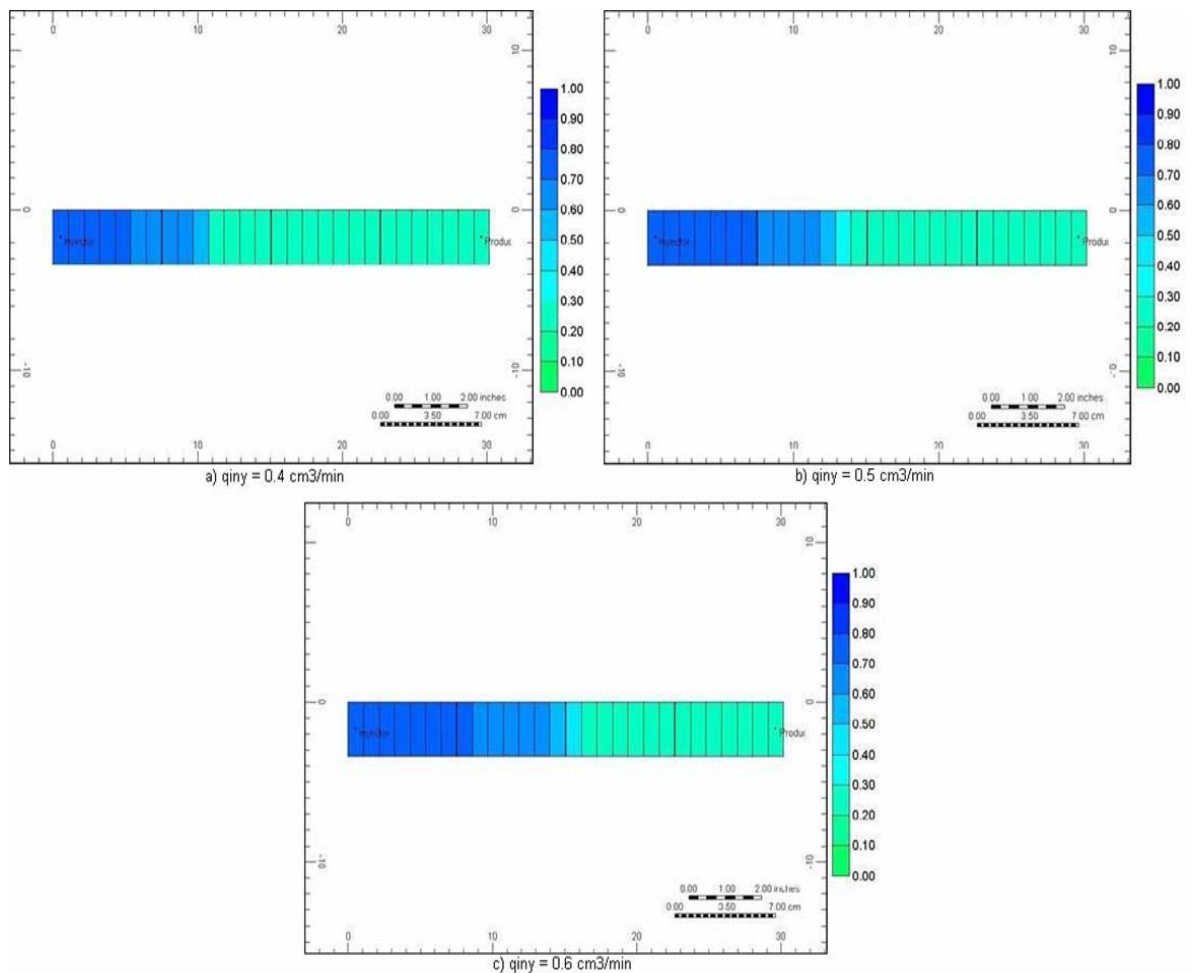
Figura 67. Factor de recobro de aceite Vs. Tiempo, sensibilidad a la tasa.



Fuente: Simulador IMEX, CMG.

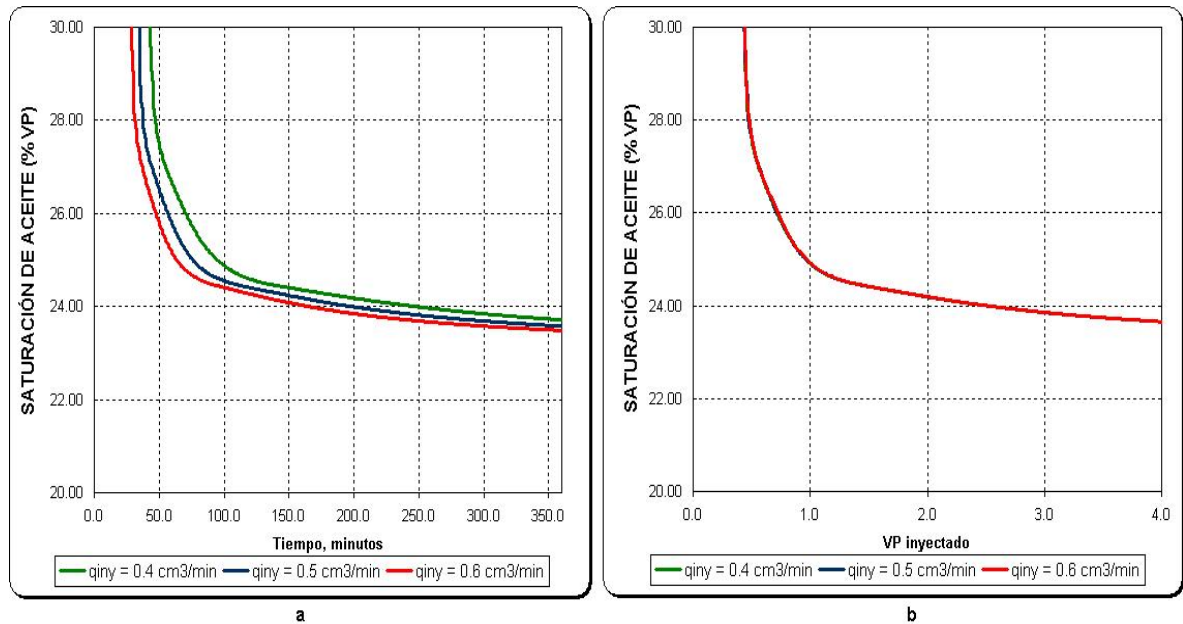
Para verificar si la tasa de inyección tiene realmente un efecto sobre el factor de recobro, en la figura 69 se comparan las saturaciones de aceite graficadas contra tiempo y contra volumen poroso de agua inyectada. Las saturaciones de aceite en la figura 69a al final de la inyección son diferentes debido a que se han inyectado diferentes volúmenes de agua y aún no se ha alcanzado la mínima saturación de aceite remanente. Por otro lado, cuando se han inyectado volúmenes equivalentes de agua, la saturación de aceite no se ve afectada por la tasa de inyección, como muestra la figura 69b, y por lo tanto el factor de recobro tampoco es afectado, como se muestra en la figura 70.

Figura 68. Comportamiento de la inyección de agua a diferentes tasas.



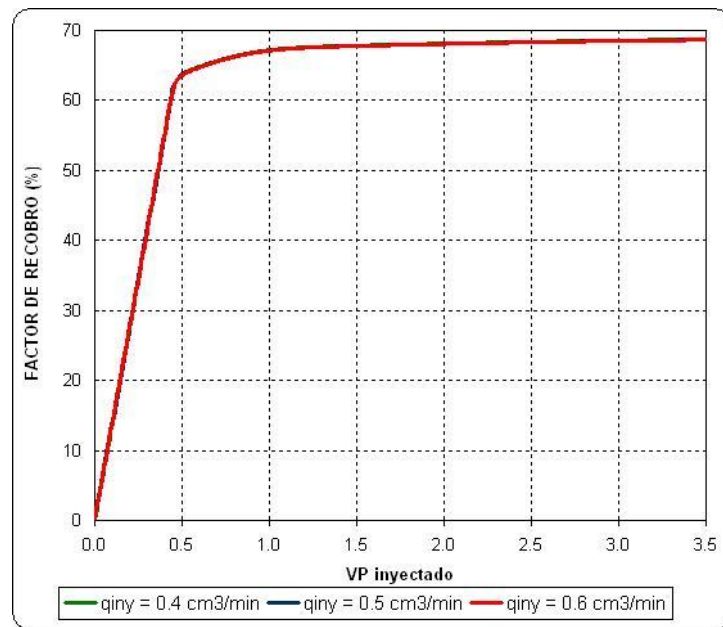
Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Figura 69. Efecto de la tasa de inyección sobre la saturación de aceite.



Fuente: Simulador IMEX, CMG; ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

Figura 70. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes tasas.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

Sin embargo, esta conclusión es válida sólo para el modelo de simulación numérico, que debido a su simplicidad (celdas con propiedades homogéneas, frente de saturación de agua plano, fuerzas capilares y gravitacionales despreciables, etc.) no puede representar en todos los aspectos los fenómenos y efectos que se presentan en el modelo físico de laboratorio. Tales fenómenos como la canalización de agua, efectos de digitación viscosa, alargamientos del frente de agua (lenguas de agua), efectos capilares de frontera son muy comunes en los modelos de laboratorio y todos son fuertemente influenciados por la tasa de inyección y la heterogeneidad de los corazones.

4.3.2. Parámetros del arreglo de núcleos. Son aquellos parámetros que definen el arreglo de núcleos y sus características. Algunos como la permeabilidad absoluta y la relación de viscosidad, no pueden alterarse directamente en el laboratorio, pero se varían por medio del simulador numérico, con el objetivo de estudiar el comportamiento del proceso de desplazamiento al presentar estas propiedades. Por otro lado, parámetros del arreglo de núcleos como la longitud del arreglo y el ordenamiento de las muestras según su permeabilidad absoluta sí se pueden variar en el laboratorio.

La tabla 10 presenta un resumen de los parámetros estudiados y los valores para los cuales se realizaron las corridas, el análisis de sensibilidad se realizó en base a cada una de ellas.

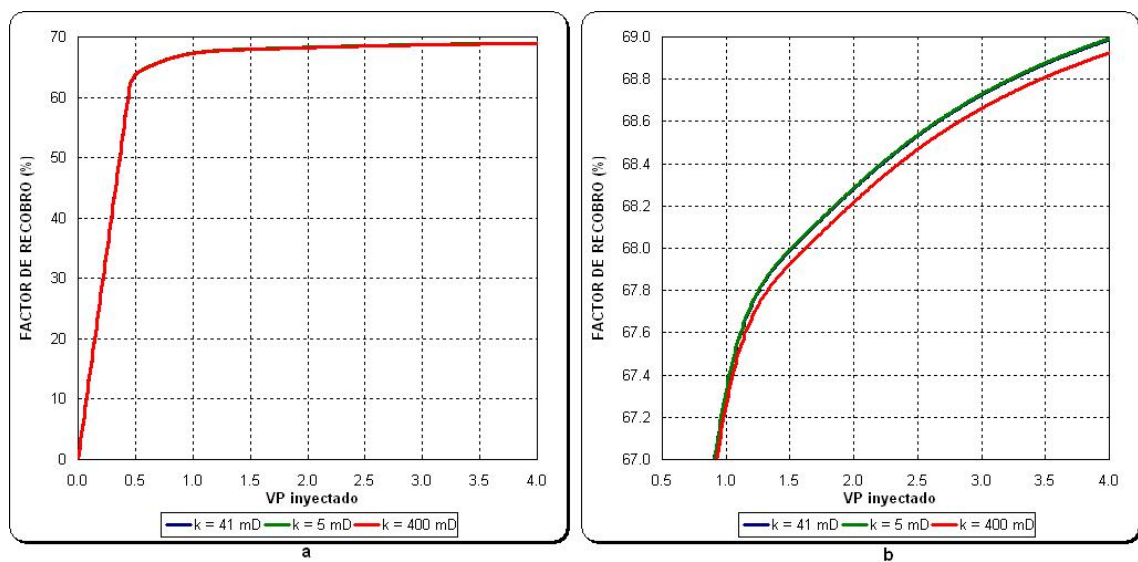
Tabla 10. Variación de los parámetros del arreglo de núcleos.

Permeabilidad, mD	4	41	400
Longitud del arreglo de núcleos, cm	15	30	60
Relación de viscosidad	2.43	4.13	25.33
Ordenamiento de los corazones	Descendente		Ascendente

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

- Permeabilidad.** La figura 71 muestra que el recobro es levemente afectado por la permeabilidad absoluta. Cuando se disminuye la permeabilidad absoluta, aumenta el diferencial de presión a través de todo el arreglo de núcleos, lo que conlleva a una disminución del volumen poroso de núcleos (debido a la compresibilidad de la roca) aumentando de esta manera el factor de recobro, como se muestra en la figura 71b.

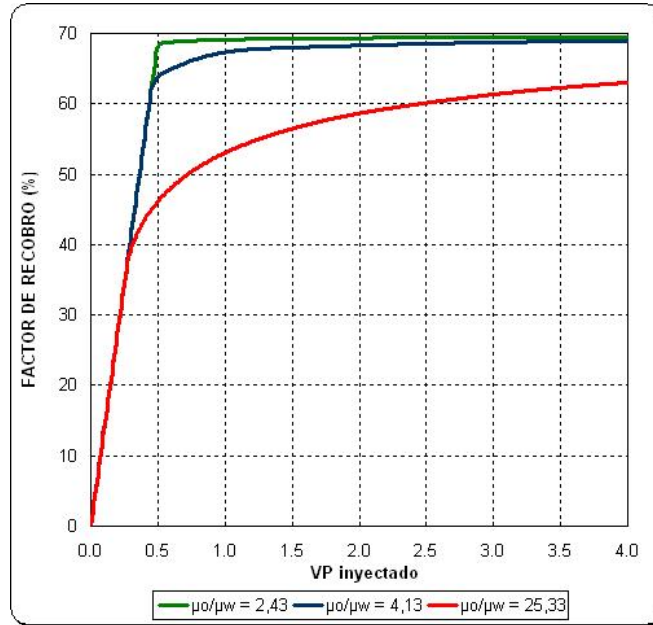
Figura 71. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes permeabilidades.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

- Relación de viscosidad.** Como muestra la figura 72, al aumentar la relación de viscosidad aceite-agua disminuye el factor de recobro. Esto se explica con el hecho de que al aumentar la viscosidad del petróleo, éste disminuirá su movilidad en el medio poroso, permitiéndole al agua moverse más fácilmente y alcanzar mucho más rápido el extremo de producción. Después de la ruptura de agua, una gran cantidad de aceite ha quedado atrapado en los núcleos debido a que el agua ha ocupado la mayor parte de los canales de flujo en el medio poroso.

Figura 72. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes relaciones de viscosidad.



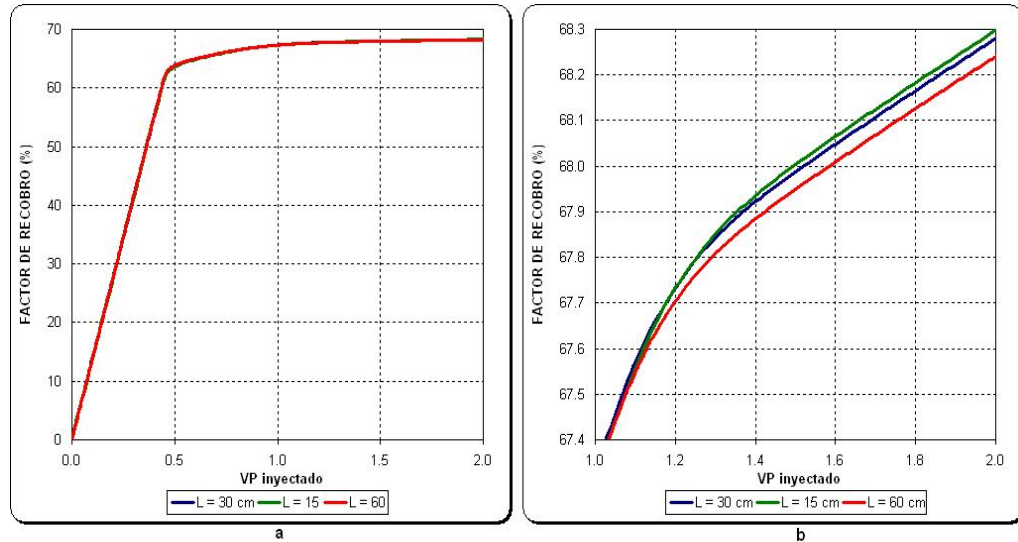
Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

Lo anterior demuestra que cuando las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciables, el factor de recobro y la relación agua-aceite están determinados sólo por la relación de movilidad de los fluidos, como lo plantea la teoría de desplazamiento propuesta por Buckley y Leverett.

- **Longitud del arreglo de núcleos.** El comportamiento del recobro de aceite antes de la ruptura es similar para cualquier longitud del arreglo de núcleos cuando se han inyectado volúmenes equivalentes de agua, como muestra la figura 73a. Esto se debe a que el desplazamiento de aceite por agua es inmisible y a que el agua se encuentra inicialmente inmóvil, por lo tanto, un volumen de agua inyectada desplazará la misma cantidad de aceite para cualquier longitud. Sin embargo, después de la ruptura de agua, como se muestra en la figura 73b, se presentan leves disminuciones en el factor de recobro al aumentar la longitud del

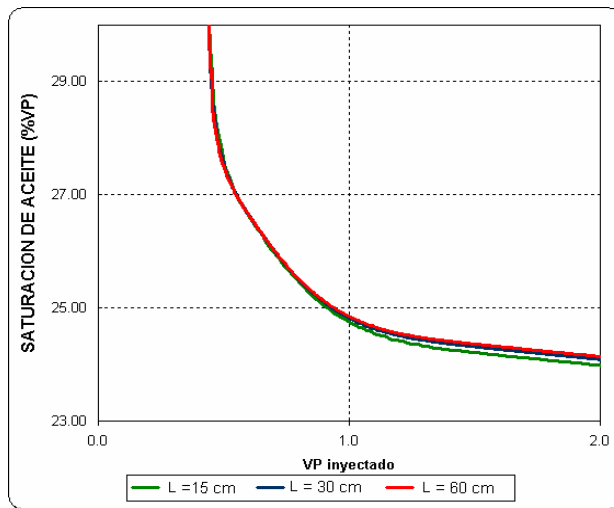
arreglo debido a que el aumento en gradiente de presión genera una mayor movilidad de la fase mojanete (agua en este caso) dejando mayores saturaciones residuales de petróleo atrapadas en el medio poroso, que en el caso de la una longitud menor, como se muestra en la figura 74.

Figura 73. Factor de recobro Vs. VP inyectado para diferentes longitudes.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

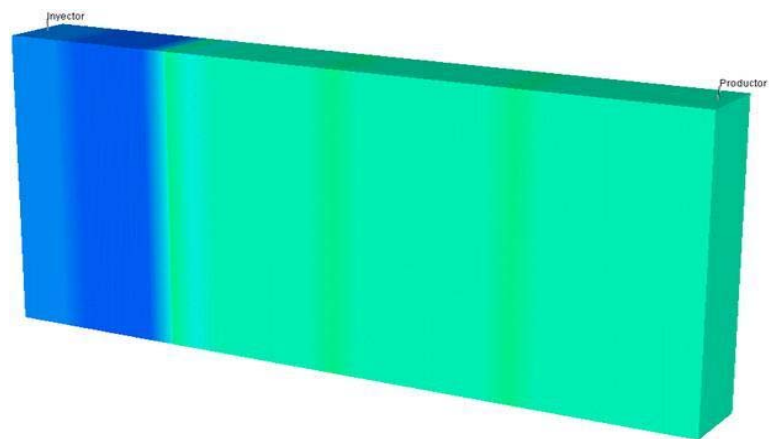
Figura 74. Efecto de la longitud del arreglo sobre la saturación de aceite.



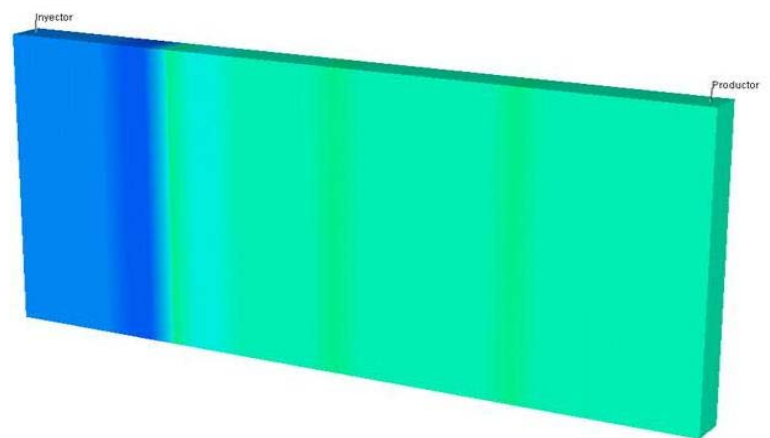
Fuente: Simulador IMEX, CMG.

Realmente, el mayor efecto de la longitud del arreglo de núcleos en serie durante las pruebas de laboratorio, son los efectos capilares de frontera. Cuanto más cortas sean la muestras del arreglo de núcleos, mayor será la distorsión en el perfil de saturación en extremo de salida. En la figura 75 se muestra este efecto para una longitud de 30 y 60 cm cuando se han inyectado 0.106 volúmenes porosos de agua en ambos casos. En el caso de la longitud de 30 cm hay una distorsión de agua mucho mayor en el extremo de salida que en el caso de la longitud de 60 cm.

Figura 75. Efecto de la longitud sobre los efectos capilares de frontera.



a) Longitud 30 cm, 0.106 VP de agua inyectada

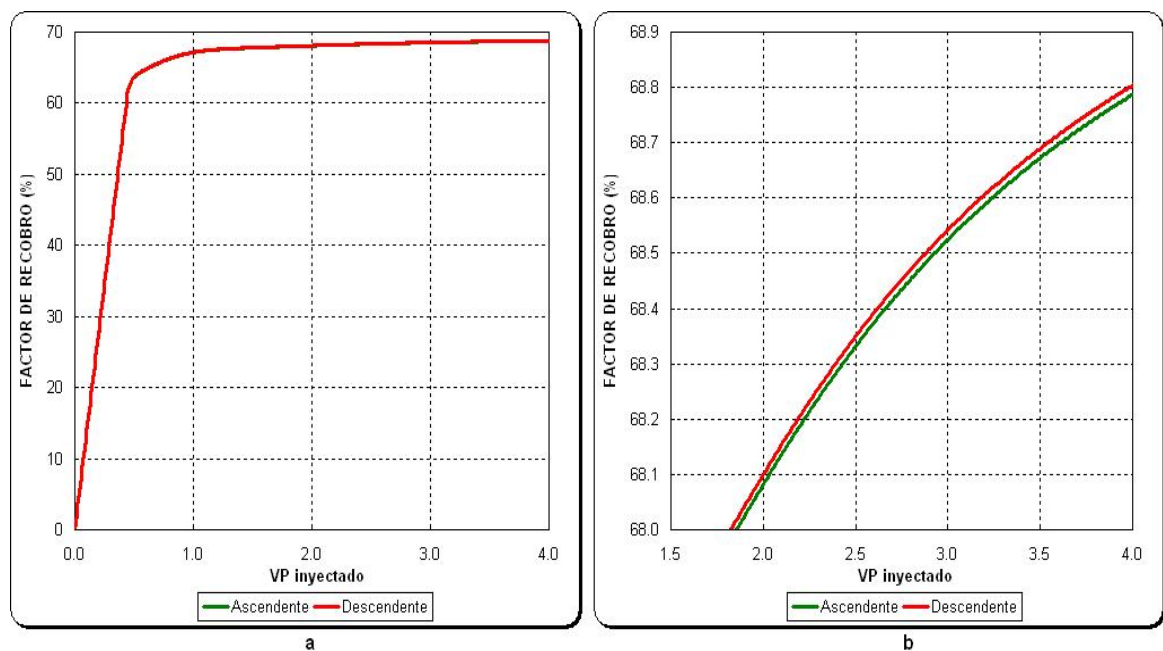


b) Longitud 60 cm, 0.106 VP de agua inyectada

Fuente: Simulador IMEX, CMG

- **Ordenamiento de los corazones.** En la industria, las diferentes compañías utilizan distintos criterios de ordenamiento de las muestras en un corazón compuesto, con el objetivo de obtener resultados más confiables en cuanto a recobro de hidrocarburos y de disminuir el tiempo de las pruebas de laboratorio. En el análisis de sensibilidad que se realizó al ordenamiento de los **plugs** para el corazón compuesto conformado por núcleos extraídos del campo A, el ordenamiento con el cual se obtienen mejores resultados es el descendente, debido a que el incremento poco abrupto de la caída de presión permite un desplazamiento más uniforme del aceite durante el proceso de inyección de agua, como se muestra en la figura 76.

Figura 76. Factor de recobro Vs. VP inyectado, según el ordenamiento de las muestras



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H.

Debido a que en el modelo de simulación corazón compuesto conformado por núcleos extraídos del campo A, las permeabilidades absolutas oscilan entre 23 y 60 mD y a que se trabajó con una sola curva de permeabilidad relativa para todo

el arreglo, las diferencias en los factores de recobro no son muy marcadas. Sin embargo, cuando las permeabilidades de cada uno de los núcleos de arreglo difieren enormemente, y se asignan sus correspondientes curvas de permeabilidad relativa, las diferencias del factor de recobro entre los dos criterios de ordenamiento es mayor.

5. CONCLUSIONES

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

- ❖ El simulador avanzado para yacimientos gasíferos/petrolíferos IMEX de CMG, sirvió para evaluar el comportamiento del modelo físico coreflooding gracias a que cuenta con la opción de simular procesos de recuperación secundaria y además permite diseñar modelos de simulación en unidades de laboratorio.
- ❖ Cuando las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciables, como es el caso del modelo físico coreflooding, las permeabilidades relativas y la relación de viscosidad agua-aceite son los parámetros que determinan el comportamiento y producción de éstos fluidos en el arreglo de núcleos.
- ❖ La automatización del equipo coreflooding y las disminuciones del volumen de líneas, mejoró significativamente la productividad en el modelo físico coreflooding, al permitir un registro rápido y eficiente de los volúmenes de fluidos producidos durante la prueba de desplazamiento con agua realizada con los núcleos extraídos del campo A.
- ❖ El trabajo conjunto de la prueba de laboratorio y la simulación numérica permitió identificar fenómenos como la canalización del agua inyectada, durante la prueba de inyección de agua realizada sobre el arreglo de núcleos del campo A.
- ❖ Cuando se consideran fuerzas capilares en el modelo de simulación base, se pueden representar los efectos capilares de frontera que comúnmente se

presentan en las intersecciones de los plugs que componen un arreglo de núcleos en serie, cuando se utilizan bajas tasas de inyección.

- ❖ Del análisis de sensibilidad de parámetros operacionales se concluye que la variación de la tasa de inyección en el modelo de simulación base, aumenta la velocidad de recuperación de aceite, pero no afecta el recobro final, debido a que no se tienen en cuenta efectos a escala microscópica como la heterogeneidad de los corazones, efectos de digitación viscosa y canalizaciones del agua inyectada, los cuales son muy comunes en los modelos físicos de laboratorio.
- ❖ Parámetros del arreglo de núcleos, como la longitud del corazón compuesto y la permeabilidad absoluta no tienen un efecto significativo sobre el recobro de aceite. Sin embargo, una mayor longitud de los plugs disminuirá los efectos capilares de frontera.
- ❖ El ordenamiento de las muestras con el cual se obtienen mayores factores de recobro, es un ordenamiento de permeabilidad absoluta descendente. Sin embargo, la diferencia entre los factores de recobro alcanzados con ambos criterios de ordenamiento, es más amplia en la medida que existan diferencias muy marcadas entre las permeabilidades absolutas y relativas de cada una de las muestras que componen el arreglo de núcleos.

RECOMENDACIONES

- ❖ Es muy importante realizar un manejo adecuado de las muestras de corazón durante las pruebas de laboratorio, debido a que una alteración de la mojabilidad puede conducir a resultados erróneos.
- ❖ Aunque algunas veces parezca innecesario, siempre se debe colocar papel filtro o support pads entre las uniones de los plugs que componen el arreglo de núcleos, con el objetivo de disminuir los efectos capilares de frontera.
- ❖ Se recomienda realizar una prueba de desplazamiento con agua sobre un arreglo de núcleos con un grado de homogeneidad mayor, como por ejemplo béreas o empaquetamientos, con el fin de comparar los resultados de laboratorio con los resultados de la simulación, y de esta manera validar los resultados obtenidos en este proyecto.
- ❖ Instalar en el equipo coreflooding un mecanismo que permita medir directamente el buzamiento del arreglo de núcleos, para evitar realizarlo manualmente.

BIBLIOGRAFÍA

1. **ABDULRAZAG Y.**, Zekri; **REYADH A.**, Almehaideb. Relative permeability in composite cores, an experimental approach. United Arab Emirates University. SPE 77939. 2002.
2. **AMYX**, J. W; **BASS**, D. M.; **WHITING**, R. L. Petroleum reservoir engineering, physical properties. 1960.
3. **ARAQUE GONZALEZ**, David; **MONTAÑEZ CARRILLO**, Ana Milena. Habilitación del equipo modelo de inyección de cinco puntos scala. UIS. Bucaramanga, 2005.
4. **ARCHER**, J.S., **WANG**, S.W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data, SPE. J. (Dec 1973) 363 – 367.
5. **Asesorías y mantenimiento Ltda.** Servicio de automatización de los equipos coreflooding y slim tube del laboratorio de recobro mejorado del ICP. Piedecuesta. 2002.
6. **BOYANO DE LA HOZ**, Fabián Onelio; **UREÑA SUÁREZ**, Martín Enrique. Análisis comparativo de modelos empleados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados. UIS. Bucaramanga, 2004.
7. **BABADAGLI**, Tayfun; **ERSHAGHI**, Iraj. Imbibition assisted two-phase flow in natural fractures. SPE 24044. March 30–April 1, 1992.

8. **CHUNG**, F. T. H.; **JONES**, R. A. **BURCHFIELD**, T.E. Recovery of viscous oil under high pressure by CO₂ displacement: a laboratory study. SPE 17588. November 1–4, 1988.
9. **Computer Modeling Group Ltd.** User's Guide IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator. Calgary, Alberta Canada. 2004 – 2005.
10. **CRAIG**, Forrest F. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. Society of petroleum engineers of AIME. New York, 1982.
11. **CROTTI**, M. A.; **COBEÑAS**, R. H. Scaling up of laboratory relative permeability curves. An advantageous approach based on realistic average water saturations. SPE 69394. March 25-28, 2001.
12. **DAKE**. The practice of reservoir engineering, Ed. Elsevier. Pág. 383.
13. **DB. Robinson Design & Manufacturing Ltd.** Jefri rotating core holder and stand operating and maintenance guide. Alberta, Canada. November 20, 1992.
14. ----- Product/services guide. Alberta, Canada. November 20, 1992.
15. **GOODLETT**, G. O.; **HONARPOUR**, M. M.; **CHUNG**, F. T.; **SHARATHI**, P. S. The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation. Spe 15172. May 19–21, 1986.
16. **HINKLEY**, R. E.; **DAVIS**, L. A. Capillary pressure discontinuities and end effects in homogeneous composite cores: effects of flow rate and wettability. SPE 15596. October 5-8, 1986.

17. **HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVEY, A. H.** Relative permeability of petroleum reservoir. CRC Press. Inc. Boca Raton, Florida. 1986.
18. **HOVE, A. O.; RINGEN, J. K.; READ, P. A.** Visualization of laboratory corefloods with the aid of computerized tomography of X –Rays”. SPE May. 1987.
19. **JOHNSON, E. F.; BOSSLER, D. P.; NAUMANN, V. O.** Calculation of relative permeability from displacement experiments, Trans AIME, 216, 370, 1959.
20. **JORDAN, J. K.; McCARDELL, W. M.; HOCOTT, C. R.** Effect of rate on oil recovery by water flooding. Humble oil and refining company. August 1, 1956.
21. **KITE, J. R.; RAPOPORT, L. A.** Linear waterflood behavior and end effects in water-wet porous media. AIME. 1958.
22. **MATTAX, Calvin C.; DALTON, Robert L.** Reservoir simulation. SPE Monograph, volume 13. Pág. 44. 1990.
23. **PLATA, Denyson L.; SANDOVAL, Jorge M.** Diseño de un equipo de desplazamiento para realizar pruebas de análisis petrofísicos en núcleos de roca. UIS. 2005.
24. **RAPOPORT L. A., LEAS, W. J.** Properties of linear waterfloods. Trans AIME (1953) 198, 139.
25. **SORBIE, K. S.; WAT, R. M. S.; ROWE, T. C.** OIL Displacement experimets in heterogeneous Cores: Analysis of recovery mechanisms. SPE 16706. Sep. 1987.

26. **WILLHITE**, Paul. Waterflooding. Society of petroleum engineers. Texas, 1986.
27. www.cmgroup.com/software/imex.htm.
28. www.inlab.com.ar.
29. **ZAHIDAH**, Ganesan Nadeson; **SAYEGH**, Swlim G. Assessment of Dulang Field immiscible water-alternating-gas (WAG) injection through composite core displacement studies. SPE 72140. October 8–9, 2001.

ANEXOS

ANEXO A. DERIVACIÓN DEL MÉTODO JBN Y EJEMPLO DE APLICACIÓN

1. DERIVACIÓN DEL MÉTODO

La derivación del método JBN se fundamenta en la teoría de Buckley-Leveret-Welge, la cual es ampliada para permitir el cálculo de las permeabilidades relativa al agua, al gas y al aceite de manera individual.

La teoría asume dos condiciones que deben ser alcanzadas antes de la aplicación del método. Ellas son que la velocidad de flujo sea lo suficientemente alta para alcanzar un desplazamiento estabilizado, y que la velocidad de flujo sea constante en toda la sección transversal del medio poroso lineal. En el desplazamiento estabilizado el gradiente de presión es alto comparado con la diferencia de presión capilar entre las fases. Una caída alta de presión asegura que la porción del corazón en la cual predominan los efectos capilares será reducida a una fracción despreciable del espacio poroso total. La suposición de velocidad de flujo constante en toda la sección transversal requiere que las fases sean fluidos inmiscibles e incompresibles. Cuando una de las fases es gas, el comportamiento incompresible puede ser logrado manteniendo la presión en un nivel lo suficientemente alto para que la expansión del gas debido a la caída de presión a través del sistema pueda ser despreciable.

En el desarrollo de la teoría de Buckley- Leveret se demostró que la posición de una saturación S_w puede ser calculada mediante la siguiente formula:

$$x_{S_w} = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \Big|_{S_w} \int_0^t q_T dt \quad (1A)$$

La cual puede ser simplificada de la siguiente manera

$$x_{s_w} = LQ_i f' \quad (2A)$$

Definiendo

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} = \frac{\frac{N_p}{\Delta t}}{\frac{N_p}{\Delta t} + \frac{W_p}{\Delta t}} = \frac{N_p}{N_p + W_p} = \frac{\Delta S_w}{\Delta(Q_i)} \quad (3A)$$

$$Q_i = \frac{\int_0^t q_T dt}{V_p} = \frac{W_i}{V_p} \quad (4A)$$

La caída de presión en un núcleo de longitud L durante un experimento de desplazamiento puede calcularse mediante:

$$\Delta P = - \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} dx \quad (5A)$$

La caída de presión así calculada no es más que el gradiente de presión a lo largo de la dirección del desplazamiento multiplicado por la distancia en la cual está aplicado dicho gradiente.

Reemplazando la ley de Darcy en geometría lineal en la ecuación anterior permite transformarla de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{u\mu_o}{K} \int_0^L \frac{f_o}{k_{ro}} dx \quad (6A)$$

En lugar de la tasa de flujo se utiliza la velocidad del fluido ($u=q_T/A$) y la tasa de petróleo se expresa como flujo fraccional.

Reemplazando la ecuación 2A en la ecuación anterior, se tiene:

$$\Delta P = \frac{u\mu_o}{K} \int_0^{f'_L} \frac{f_o}{k_{ro}} L Q_i df' \quad (7A)$$

Simplificando.

$$\Delta P = \frac{u\mu_o L Q_i}{K} \int_0^{f'_L} \frac{f_o}{k_{ro}} df' \quad (8A)$$

Despejando la integral.

$$\int_0^{f'_L} \frac{f_o}{k_{ro}} df' = \frac{\Delta P K}{u\mu_o L Q_i} \quad (9A)$$

Reemplazando Q_i .

$$\int_0^{f'_L} \frac{f_o}{k_{ro}} df' = \frac{\Delta P K f'_L}{u\mu_o L} \quad (10A)$$

Q_i es el volumen adimensional de agua inyectada que de acuerdo con el modelo de Welge es igual al inverso de la derivada de la curva de flujo fraccional, como se muestra a continuación.

$$\frac{Wi}{LA\phi} = \frac{Wi}{V_p} = Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}} \quad (11A)$$

$$\int_0^{f'_L} \frac{f'_o}{k_{ro}} df' = \frac{K}{\frac{u}{\Delta P} \mu_o L} f' \quad (12A)$$

De la ley de Darcy expresada en términos del cociente velocidad/caída de presión.

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu_o L} \Rightarrow \frac{q}{A\Delta P} = \frac{K}{\mu_o L} \Rightarrow \frac{u}{\Delta P} = \frac{K}{\mu_o L} \quad (13A)$$

Y reemplazándola en la ecuación anterior, se tiene.

$$\int_0^{f'_L} \frac{f'_o}{k_{ro}} df' = \frac{\left(\frac{u}{\Delta P}\right)_{inicial} f'_L}{\frac{u}{\Delta P}} = \frac{f'_L}{I_r} \quad (14A)$$

La inyectividad relativa, I_r , se define a partir de la caída de presión y de la tasa total líquida. En donde el subíndice i se refiere a las condiciones iniciales usadas para calcular las permeabilidades relativas.

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)}{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i} = \frac{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t}\right)}{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t_i}\right)} \quad (15A)$$

La inyectividad relativa es realmente la variación de la movilidad del yacimiento a mediada que continúa la inyección. Reemplazando con la ley de Darcy y simplificando resulta finalmente en una relación entre la movilidad actual y la

inicial. Si la caída de presión permanece constante en el núcleo, la inyectividad relativa puede definirse a partir de los volúmenes de agua que fluyen en el núcleo, es decir, puede calcularse a partir de los volúmenes porosos de agua inyectados.

Derivando la ecuación de f_o/k_{ro} , con respecto a f_L .

$$\frac{f_o}{k_{ro}} = \frac{d\left(\frac{f_L'}{l_r}\right)}{df_L'} \quad (16A)$$

Haciendo uso del resultado de Welge se transforma la ecuación anterior en un formato más práctico.

$$\frac{f_o}{k_{ro}} = \frac{d\left(\frac{1}{W_i l_r}\right)}{d\left(\frac{1}{W_i}\right)} \approx \frac{\Delta\left(\frac{1}{W_i l_r}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{W_i}\right)} \quad (17A)$$

Luego las permeabilidades relativas individuales y la saturación de agua en la cara de salida de arreglo de corazones (pozo productor) pueden ser calculadas utilizando las ecuaciones 18A, 19A y 20A.

$$k_{ro} = f_o \frac{\Delta\left(\frac{1}{W_i}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{W_i l_r}\right)} \quad (18A)$$

$$k_{rw} = \frac{(1-f_o)}{f_o} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \quad (19A)$$

$$S_{w2} = S_{wprom} - Q_i f_{o2} \quad (20A)$$

2. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Los resultados de una prueba de desplazamiento inmisible realizados en un núcleo para determinar las permeabilidades relativas según el método no estacionario desarrollado por Johnson, Bossler y Naumann, se muestran en a tabla 1.

Tabla 1A. Resultados de la prueba de desplazamiento inmisible.

Tiempo (min)	Wi (cm ³)	Np (cm ³)	ΔP (psi)
0.0	0.00	0.00	100
3.0	3.09	3.09	100
6.2	7.00	7.00	100
9.0	11.00	7.80	100
12.0	15.28	8.33	100
15.0	19.89	8.70	100
20.0	27.90	9.01	100
26.0	37.80	9.32	100
60.0	99.50	9.90	100
100.0	176.80	10.09	100
150.0	276.90	10.31	100

Fuente: JONES, S.C; ROSZELLE, W. O. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments.

Determinar las curvas de permeabilidad relativa. La tabla 2 muestra algunos datos relevantes.

Tabla 2A. Datos requeridos para el cálculo de las permeabilidades relativas.

Volumen poroso (cm ³)	31.13
Longitud (cm)	5.002
Viscosidad del agua (cP)	0.97
Viscosidad del aceite (cP)	10.45

Saturación de agua inicial	0.35
Permeabilidad (mD)	35.4
Porosidad (Fracción)	0.215
Tasa de inyección	Variable

Fuente: JONES, S.C; ROSZELLE, W. O. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments.

Solución. Como el flujo es incompresible, el volumen de petróleo producido es igual al volumen de agua que ha quedado residente en el núcleo. Luego, la saturación de agua promedio en el núcleo se puede calcular haciendo este balance volumétrico y sumándole la saturación de agua inicial. El siguiente paso es calcular los volúmenes porosos de agua inyectada, Q_i , los cuales se muestran en la tabla 3A.

Tabla 3A. Cálculo de la Sw_{prom} y de Q_i .

Tiempo (min)	W_i (cm ³)	N_p (cm ³)	ΔP (psi)	$Q_i = W_i/V_p$ (fracción)	
				Sw_{prom}	
0.0	0.00	0.00	100	0.350	0.000
3.0	3.09	3.09	100	0.449	0.099
6.2	7.00	7.00	100	0.575	0.225
9.0	11.00	7.80	100	0.601	0.353
12.0	15.28	8.33	100	0.618	0.491
15.0	19.89	8.70	100	0.629	0.639
20.0	27.90	9.01	100	0.639	0.896
26.0	37.80	9.32	100	0.649	1.214
60.0	99.50	9.90	100	0.668	3.196
100.0	176.80	10.09	100	0.674	5.679
150.0	276.90	10.31	100	0.681	8.895

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Se calcula el flujo fraccional de petróleo mediante la ecuación 3A, teniendo en cuenta solo los valores que siguen a la ruptura de agua, debido a que el cociente $\Delta S_{w_{prom}}/\Delta Q_i$ es igual a la unidad para todos los datos que se registran antes de este fenómeno. El flujo fraccional de agua, f_w , se calcula como la diferencia entre la

unidad y el flujo fraccional de aceite. El calculo de flujo fraccional de aceite y agua se muestra en la tabla 4A.

Tabla 4A. Cálculo de los flujos fraccionales.

$\Delta S_{w_{prom}}$ (Fracción)	ΔW_i	$\Delta Q_i = \Delta(W_i/V_p)$	f_o (Fracción)	f_w (Fracción)	S_{w_2} (Fracción)
0.099	3.09	0.099	-	-	-
0.126	3.91	0.126	-	-	-
0.026	4.00	0.128	0.200	0.800	0.530
0.017	4.28	0.137	0.124	0.876	0.557
0.012	4.61	0.148	0.080	0.920	0.578
0.010	8.01	0.257	0.039	0.961	0.605
0.010	9.90	0.318	0.031	0.969	0.611
0.019	61.70	1.982	0.009	0.991	0.638
0.006	77.30	2.483	0.002	0.998	0.660
0.007	100.10	3.216	0.002	0.998	0.662

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Las curvas de permeabilidad relativa calculadas por el método JBN, son reportadas como una función de saturaciones de agua puntuales, S_{w_2} , y no de valores promedios. El punto que se toma como referencia para estos cálculos, es la cara de salida del núcleo o extremo de producción. La ecuación 20A permite calcular la saturación de agua en el extremo, S_{w_2} . En la tabla 4A se presentan estos valores.

El siguiente paso es calcular la inyectividad relativa mediante la ecuación 15A. En la tabla 5A se tabulan los cálculos realizados para la obtención de la inyectividad relativa.

Posteriormente, se determina la derivada $\Delta(1/W_i * I_r) / \Delta(1/W_i)$. Esta es muy dependiente del número de datos que se reportan durante la prueba, los cuales

conlleven, en algunos casos, a una pobre discretización. Por último, se calculan las permeabilidades relativas del aceite y del agua utilizando las ecuaciones 18A y 19A. La tabla 6A muestra la tabulación de los cálculos realizados para obtener la derivada y las permeabilidades relativas después de la ruptura.

Tabla 5A. Cálculo de la inyectividad relativa.

fo (Fracción)	fw (Fracción)	Sw ₂ (Fracción)	$\Delta W_i/\Delta t$	I	Ir
-	-	-	1.030	0.010	1.000
-	-	-	1.222	0.012	1.186
0.200	0.800	0.530	1.429	0.014	1.387
0.124	0.876	0.557	1.427	0.014	1.385
0.080	0.920	0.578	1.537	0.015	1.492
0.039	0.961	0.605	1.602	0.016	1.555
0.031	0.969	0.611	1.650	0.017	1.602
0.009	0.991	0.638	1.815	0.018	1.762
0.002	0.998	0.660	1.933	0.019	1.876
0.002	0.998	0.662	2.002	0.020	1.944

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Tabla 6A. Cálculo de la derivada y permeabilidades relativas.

1/Wi*Ir	$\Delta(1/Wi*Ir)$	1/Wi	$\Delta(1/Wi)$	$\Delta(1/Wi*Ir)/\Delta(1/Wi)$	kro	krw
0.324	-0.324	0.324	-0.324	1.000		
0.120	-0.203	0.143	-0.181	1.124		
0.066	-0.055	0.091	-0.052	1.056	0.189	0.070
0.047	-0.018	0.065	-0.025	0.719	0.172	0.080
0.034	-0.014	0.050	-0.015	0.893	0.090	0.096
0.023	-0.011	0.036	-0.014	0.738	0.052	0.121
0.017	-0.007	0.026	-0.009	0.696	0.045	0.129
0.006	-0.011	0.010	-0.016	0.659	0.014	0.140
0.003	-0.003	0.006	-0.004	0.612	0.004	0.151
0.002	-0.001	0.004	-0.002	0.566	0.004	0.164

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Los datos de permeabilidad relativa calculados representan el comportamiento de flujo de fluidos en la cara de salida del núcleo para tiempos posteriores a la ruptura de agua. Para obtener las curvas completas, se grafican líneas de tendencia que extrapolen su comportamiento. En la tabla 7A se reportan los resultados obtenidos mediante el método JBN y en la figura 1A se muestran las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite.

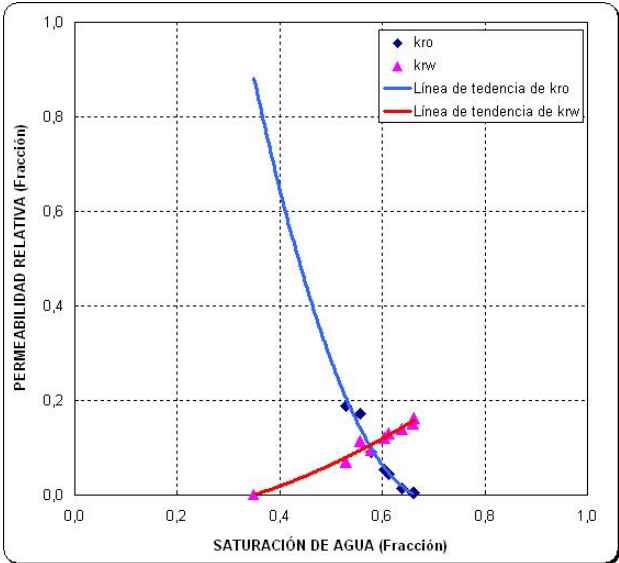
Tabla 7A. Resultados de JBN, para las permeabilidades relativas.

S_{w2} (fracción)	K_{ro} (fracción)	K_{rw} (fracción)
0.35	-	0
-	-	-
-	-	-
0.530	0.189	0.070
0.557	0.172	0.080
0.578	0.090	0.096
0.605	0.052	0.121
0.611	0.045	0.129
0.638	0.014	0.140
0.660	0.004	0.151
0.662	0.004	0.164

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

El procedimiento también es válido para tasas de inyección constante (ΔP variable), la diferencia radica en que se deben ajustar los valores de la caída de presión después del punto de ruptura (punto de mayor caída de presión). La tendencia de ΔP contra tiempo debe decrecer monotonicamente.

Figura 1A. Permeabilidades relativas, método JBN.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A

ANEXO B. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Se tienen los juegos de curvas de permeabilidad relativa para tres muestras de núcleo de una misma roca reservorio, pero estas varían. Por lo tanto es necesario promediar los datos de permeabilidad relativa obtenidos de las pruebas que se le hicieron a las muestras individuales. La información necesaria para realizar la normalización de las curvas de permeabilidad relativa se encuentra en la tabla 1B y en la figura 1B se muestran las curvas de permeabilidad relativa para cada una de las muestras.

Tabla 1B. Datos requeridos para la normalización de las curvas de permeabilidad relativa.

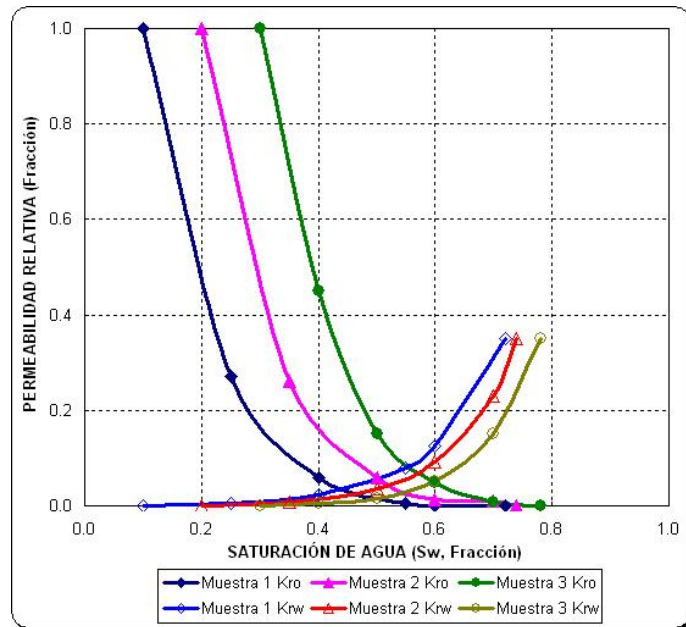
Muestra 1			Muestra 2			Muestra 3		
k_o	100	mD	k_o	50	mD	k_o	25	mD
S_{wi}	0.10	Fracción	S_{wi}	0.20	Fracción	S_{wi}	0.30	Fracción
S_{or}	0.28	Fracción	S_{or}	0.26	Fracción	S_{or}	0.22	Fracción

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, L.

A continuación se presenta el procedimiento que se debe seguir para la obtención de la curva de permeabilidad relativa promedio o normalizada.

1. Seleccione diferentes valores de saturación de agua iniciando con la saturación de agua inicial y lea el correspondiente valor de permeabilidad relativa para cada uno de los valores seleccionados, este procedimiento es realizado con cada juego de curvas de permeabilidad relativa que se muestran en la figura 1B. En la tabla 2B se encuentra tabulada la información que se obtiene de este procedimiento.

Figura 1B. Curvas de permeabilidad relativa de las muestras.



Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, L.

Tabla 2B. Lectura de las permeabilidades relativas.

Muestra 1			Muestra 2			Muestra		
Sw	Kro	krw	Sw	kro	krw	Sw	Kro	krw
Fracción			Fracción			Fracción		
0.10	1.0000	0.000	0.20	1.000	0.000	0.30	1.000	0.0000
0.25	0.2700	0.005	0.35	0.260	0.007	0.40	0.450	0.0043
0.40	0.0600	0.022	0.50	0.060	0.035	0.50	0.150	0.0160
0.55	0.0043	0.080	0.60	0.013	0.092	0.60	0.048	0.0500
0.60	0.0010	0.125	0.70	0.010	0.230	0.70	0.008	0.1500
0.72	0.0000	0.350	0.74	0.000	0.350	0.78	0.000	0.3500

Fuente: ROJAS S. A. Y.; OVIEDO. V.; H. A.

- Se calcula la Sw^* para cada muestra de núcleo, usando la ecuación 1B. La tabla 3B presenta los valores de Sw^* obtenidos para cada una de las muestras.

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad (1B)$$

$$Sw^* = \frac{(0.25 - 0.10)}{(1 - 0.10 - 0.28)}; \quad Sw^* = \frac{(0.15)}{(0.62)}; \quad Sw^* = 0.242$$

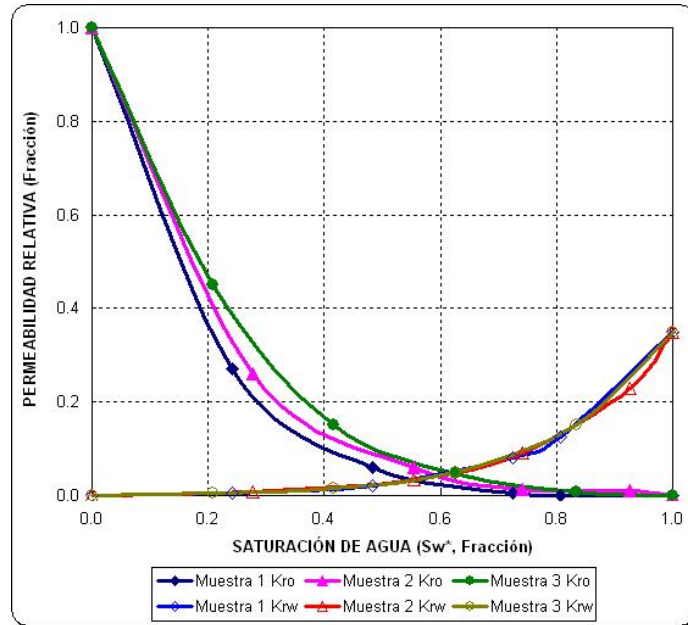
Tabla 3B. Cálculo de la Sw^* para cada una de las muestras.

Muestra 1		Muestra 2		Muestra 3	
S_{wi}	0.10	S_{wi}	0.20	S_{wi}	0.30
S_{or}	0.28	S_{or}	0.26	S_{or}	0.22
S_w	Sw^*	S_w	Sw^*	S_w	Sw^*
Fracción	Fracción	Fracción	Fracción	Fracción	Fracción
0.10	0.000	0.20	0.000	0.30	0.000
0.25	0.242	0.35	0.278	0.40	0.208
0.40	0.484	0.50	0.556	0.50	0.417
0.55	0.726	0.60	0.741	0.60	0.625
0.60	0.806	0.70	0.926	0.70	0.833
0.72	0.100	0.74	0.100	0.78	0.100

Fuente: ROJAS S. A. Y.; OVIEDO. V.; H. A.

3. Se grafican los datos de permeabilidad relativa leídos en el paso uno contra Sw^* ; para cada una de las muestras. Las curvas resultantes empiezan ahora a una saturación de agua igual a cero y finalizan a una saturación de agua igual a uno, sin alterar sus formas. Como se muestra en la figura 2B.
4. Para un mismo valor de k_{ro} ó k_{rw} se intercepta (recta perpendicular al eje de k_{ro} en el figura 2B) cada una de las curvas de permeabilidad y se leen los valores respectivos de Sw^* . En la tabla 3B se reportan los valores de permeabilidad relativa escogidos para leer la Sw^* de cada muestra.

Figura 2B. Permeabilidad relativa Vs. Sw^* .



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

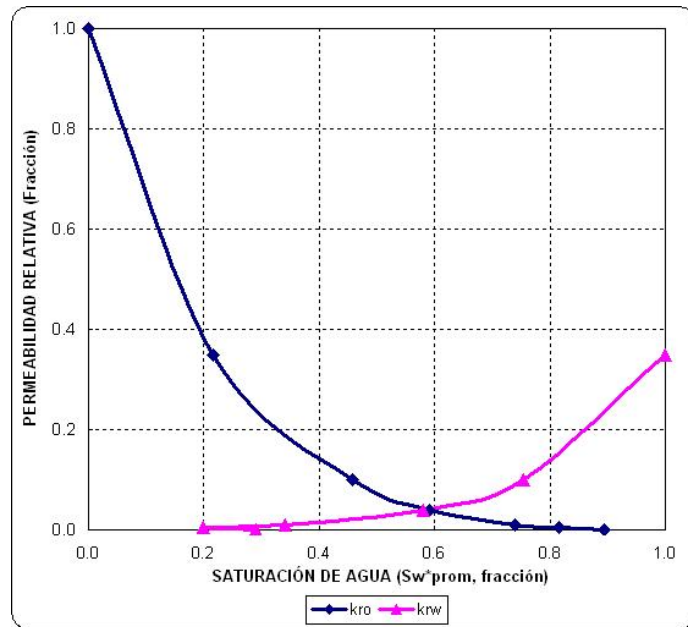
Tabla 3B. Valores de permeabilidades relativas y Sw^* , para cada muestra.

Kro (Fracción)	Sw^* Mtra. 1	Sw^* Mtra. 2	Sw^* Mtra. 3	krw (Fracción)	Sw^* Mtra. 1	Sw^* Mtra. 2	Sw^* Mtra. 3
1.000	0.000	0.000	0.000	1.000	-----	-----	-----
0.350	0.198	0.213	0.240	0.350	1.000	1.000	1.000
0.100	0.409	0.464	0.498	0.100	0.752	0.754	0.756
0.040	0.522	0.608	0.646	0.040	0.578	0.581	0.584
0.010	0.652	0.760	0.809	0.010	0.337	0.340	0.348
0.004	0.725	0.829	0.890	0.004	0.192	0.196	0.210
0.001	0.802	0.918	0.966	0.001	0.180	0.310	0.390

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

- Se promedia geoméricamente los valores leídos de Sw^* para obtener un solo par de curvas de permeabilidad relativa, como se aprecia en la figura 3B. En la tabla 4B se presentan los valores obtenidos del promedio geométrico de las Sw^* .

Figura 3B. Permeabilidad relativa Vs. Sw^*_{prom} .



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Tabla 4B. Sw^*_{prom} .

k_{ro} (Fracción)	Sw^*_{prom} (Fracción)	k_{rw} (Fracción)	Sw^*_{prom} (Fracción)
1.000	0.000	1.000	-----
0.350	0.217	0.350	1.000
0.100	0.457	0.100	0.754
0.040	0.592	0.040	0.581
0.010	0.740	0.010	0.342
0.004	0.815	0.004	0.199
0.001	0.895	0.001	0.290

Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

- Se ajusta el par de curvas a la saturación de agua inicial y saturación residual de petróleo representativa, usando la ecuación 2B. Estos valores se pueden obtener del análisis de núcleos o del promedio geométrico de los **end points** individuales de las curvas de permeabilidad relativa.

$$S_w = S_w^* \text{prom} (1 - S_{wi} - S_{or}) + S_{wi} \quad (2B)$$

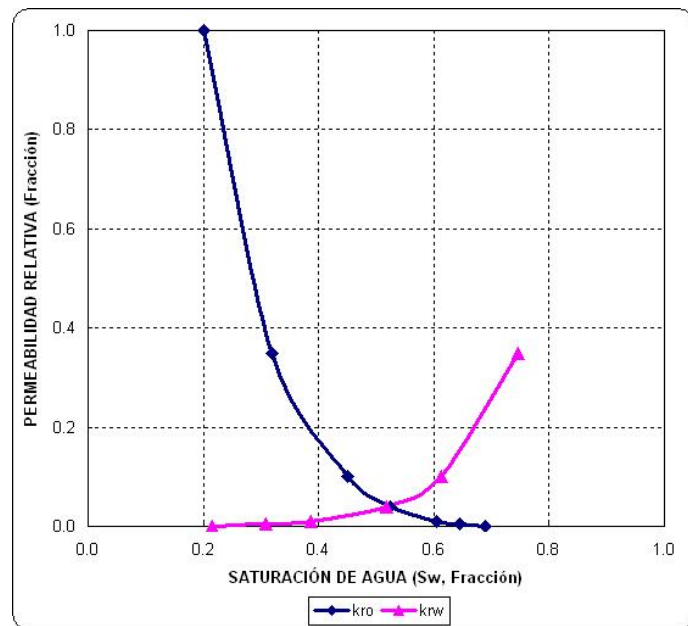
En la tabla 5B y la figura 4B se muestra respectivamente los resultados de la normalización y el par de curvas normalizadas.

Tabla 5B. Resultados de la normalización.

Sw (Fracción)	kro (Fracción)	Sw (Fracción)	krw (Fracción)
0.2000	1.000		
0.3186	0.350	0.7467	0.350
0.4499	0.100	0.6122	0.100
0.5236	0.040	0.5176	0.040
0.6045	0.010	0.3870	0.010
0.6455	0.004	0.3088	0.004
0.6893	0.001	0.2159	0.001

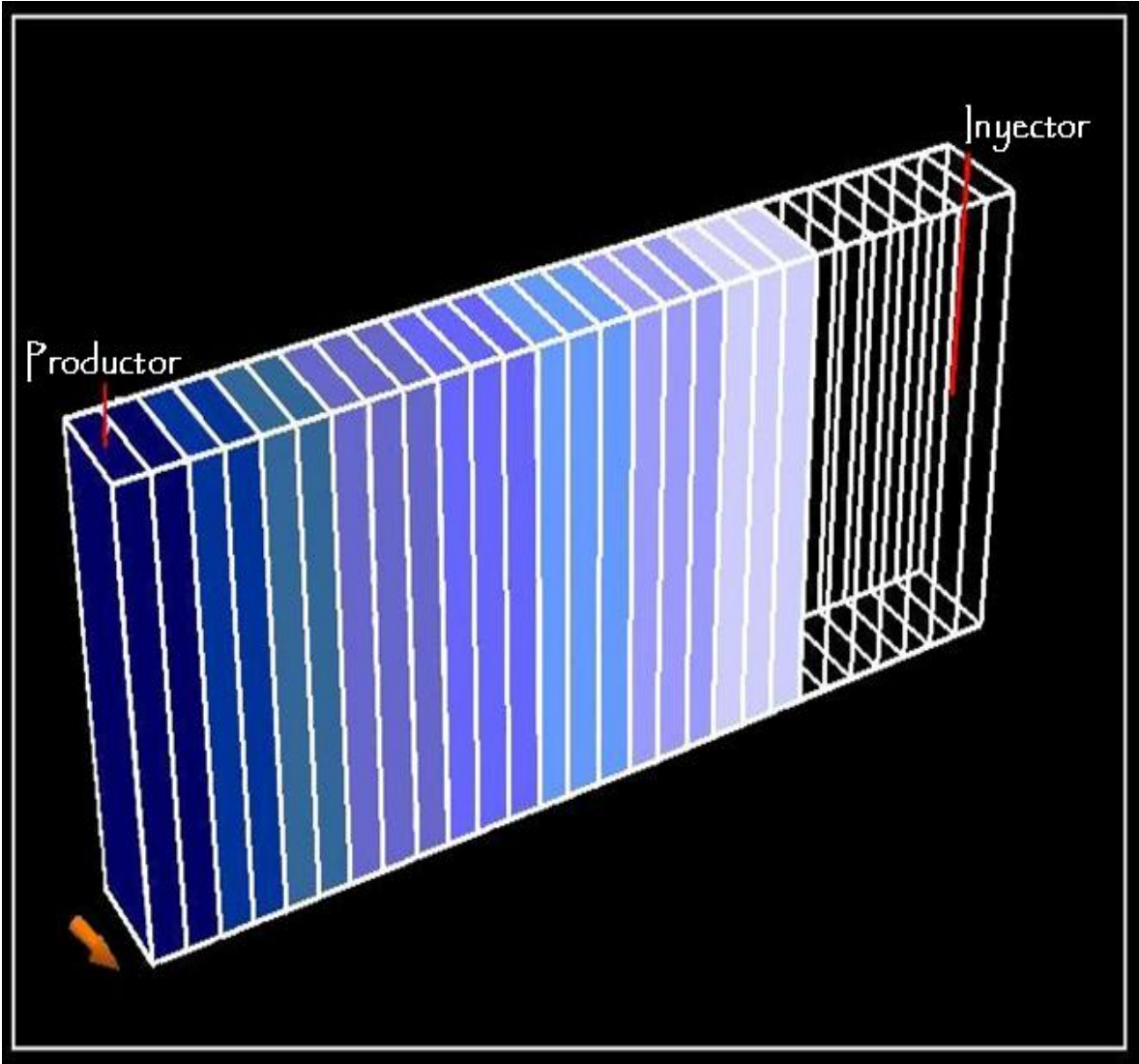
Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

Figura 4B. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas.



Fuente: ROJAS S., A. Y.; OVIEDO V., H. A.

**ANEXO C. GUÍA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO
CON AGUA EN MODELOS DE LABORATORIO CMG-IMEX 2005.13 y 2005.15**




INTRODUCCIÓN

La presente guía de simulación esta enfocada a procesos de desplazamiento con agua en modelos de laboratorio. Esta guía esta orientada a estudiantes y profesionales con conocimientos básicos en simulación de yacimientos, su estructura provee los pasos básicos para realizar simulaciones numéricas de nivel intermedio, teniendo en cuenta los parámetros más influyentes en un proceso de desplazamiento con agua.

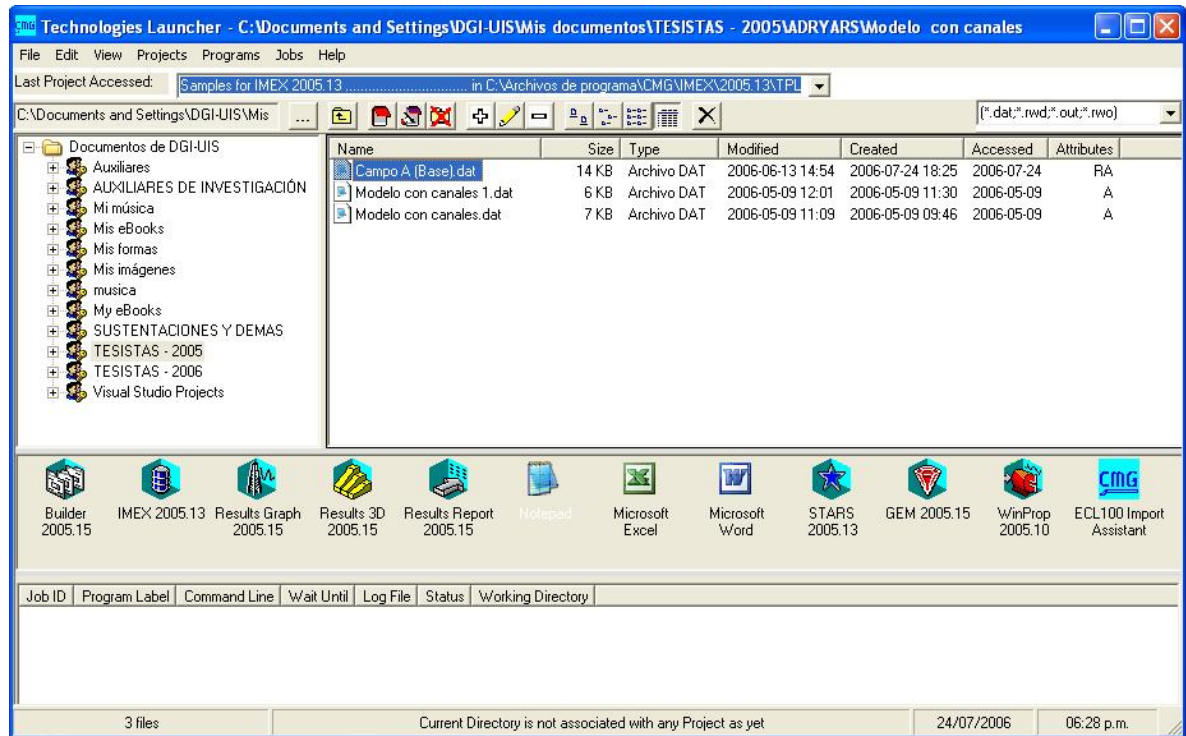
Se sugiere ayudarse de las guías del usuario incorporados en el simulador CMG (**Technologies launcher/help...** o ubicando los manuales en la siguiente dirección, **archivos de programa/CMG/IMEX/2005.10/DOC/im2005sp.**) en caso de pretender realizar una aplicación especial, ingresar datos extras a la simulación o tener dudas en el funcionamiento de alguna sección.

1. INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (TECHOLOGIES LAUNCHER)

Haga doble clic en el icono de **CMG** , o en el menú de programas del computador donde esta instalado el simulador, seleccione la carpeta **CMG** y luego haga clic en **Launcher 2005.13**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher** (ver figura C.1), la plataforma que sirve de enlace a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, y que a la vez funcionan como directorio de proyectos. Mediante esta

interfase gráfica se podrá manipular los archivos de proyectos utilizados en la simulación y los generados por el simulador e iniciar las simulaciones.


Figura C.1. Entorno gráfico del **Technologies Launcher 2005.**



Fuente: Simulador CMG.

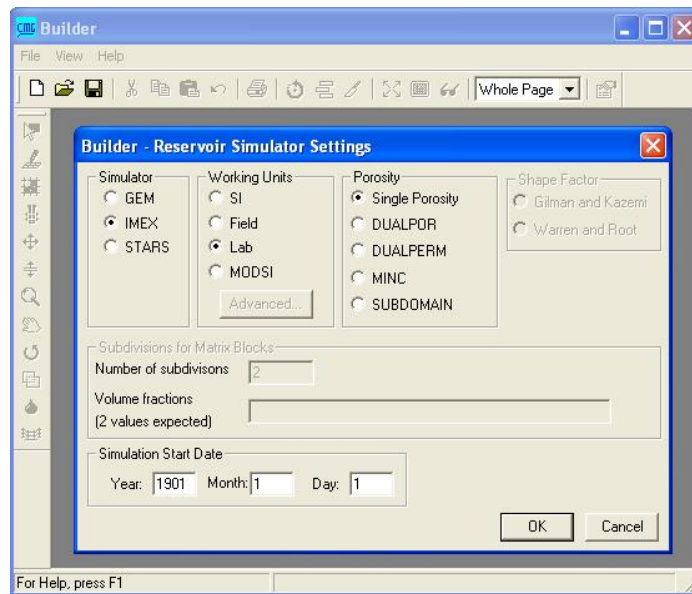
2. CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Para iniciar la creación del archivo de entrada de datos haga doble clic en el icono

de **modelBuilder**  (constructor del modelo) y aparecerá una ventana como la que se muestra en la figura C.2, la cual permite escoger el tipo de simulador a utilizar, las unidades a trabajar (unidades internacionales, **SI**, unidades de campo, **Field** y unidades de laboratorio, **Lab**), la porosidad (especifica si se modela un yacimiento normal o uno fracturado) y la fecha de inicio del proceso de simulación.

Seleccione el simulador **IMEX**, unidades de laboratorio (**Lab**), y un sistema de porosidad normal (**Single Porosity**). Ingrese el año, mes y día en que comienza la simulación. Haga clic en **OK**.

Figura C.2. Ventana para la configuración del simulador.

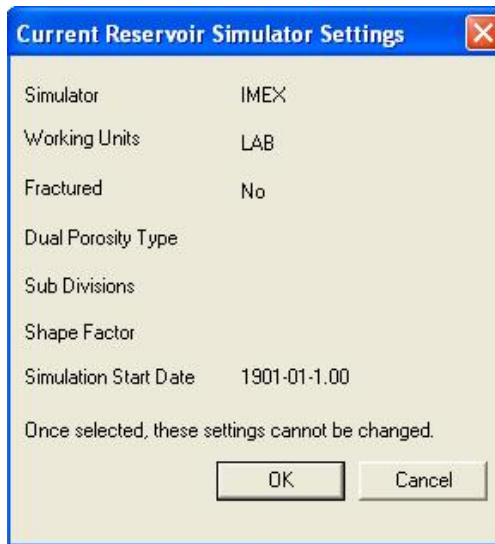


Fuente: Simulador CMG.

A continuación aparece la ventana que se aprecia en la figura C.3, la cual muestra todos los ítems elegidos y advierte que una vez seleccionados no se podrán realizar cambios. Haga clic en **OK**.

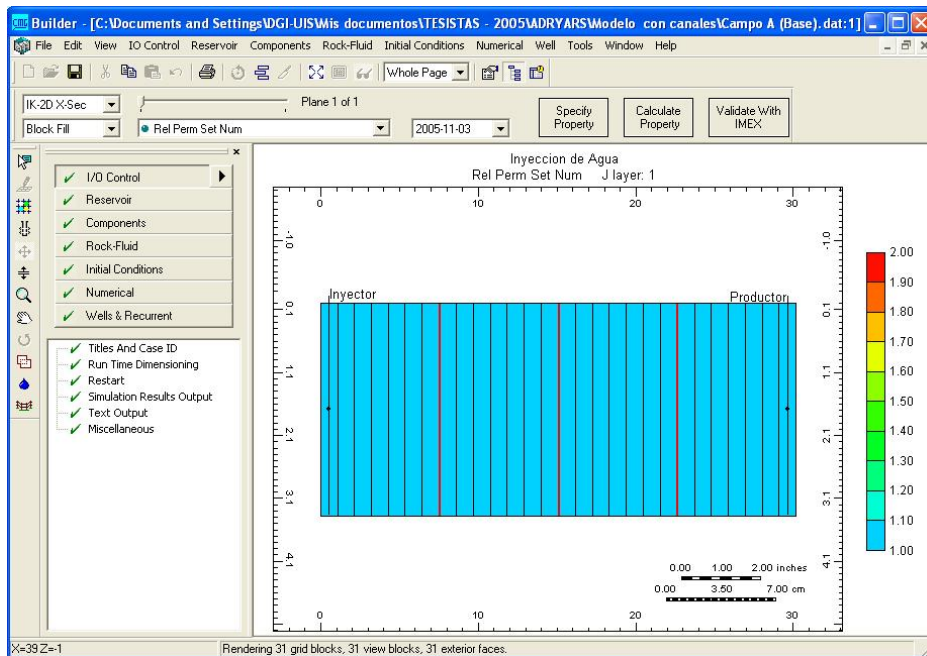
El simulador ingresa automáticamente al **ModelBuilder**, el cual permite crear el archivo de entrada de datos a partir de una ventana principal, como la que se muestra en la figura C.4, donde aparecen las siete secciones que conforman este archivo.

Figura C.3. Ventana para la configuración actual del simulador.



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.4. Ventana principal del ModelBuilder.



Fuente: Simulador CMG.

3. INGRESO DE DATOS EN MODELBUILDER

Básicamente **ModelBuilder** esta dividido en siete secciones, dos son opcionales (**Input/Output Control** y **Numerical Methods Control**, esta última en algunas ocasiones es necesario configurarla, tal es el caso de los modelos de laboratorio; se debe a que los valores por defecto en la sección son para sistemas muy robustos, las otras cinco son fundamentales y constituyen el cuerpo de la simulación.

Las siete secciones son:

- **Input/Output Control (Control de entradas y salidas).** Define los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como títulos, control de reinicio, selección de variables, propiedades y frecuencia con las cuales se escribirá la información del enmallado, pozos, entre otros a los archivos de salida y **SR2** (archivo de resultado principal). No hay palabras claves requeridas u obligatorias en esta sección. Cada palabra clave cuenta con un valor por defecto que se puede emplear.
- **Reservoir Description (Descripción del yacimiento).** Esta sección determina las características geométricas del **grid** (enmallado) a utilizar y se ingresan las propiedades generales de la formación, como son: el tope, espesor del **grid**, porosidad, permeabilidad, entre otras. También se pueden definir la gran mayoría de condiciones iniciales en el yacimiento como son: temperatura, presión y saturaciones entre otras. Esta sección esta enlazada al **GridBuilder**, que es el pre-procesador que ayuda a modelar la geometría del yacimiento. Se escoge el sistema de coordenadas en las cuales se trabajara, se cuenta con las opciones de enmallado cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y enmallado tipo esquina.

- **Component Properties (Propiedades de los componentes).** En esta sección, se definen las propiedades de transporte y termodinámicas de los fluidos que se encuentran en el medio poroso.
- **Rock-Fluid Data (Propiedades del sistema roca-fluido).** En esta sección, se definen las propiedades de interacción del sistema roca – fluido, se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares, para varios tipos de roca.
- **Inicial Conditions (Condiciones iniciales).** En esta sección, se especifica las condiciones iniciales para la simulación.
- **Numerical Methods Control (Control por métodos numéricos).** En esta sección, se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como intervalos de tiempo, control de solución del método y la solución iterativa de ecuaciones lineales que se producen.
- **Wells and Recurrent Data (Datos de pozo y datos recurrentes).** En esta sección, se definen los datos de los pozos, propiedades de los pozos involucrados en la simulación, restricciones de inyección y producción en los pozos, y se diseña el cronograma de eventos (fecha de inyección, cierre de pozos, inicio de producción, entre otras).

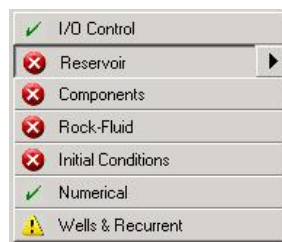
En la figura C.5 se muestra cada una de las secciones en las que esta dividido el **ModelBuilder**, se ingresa a cada sección haciendo clic en su respectivo botón. Para realizar una simulación, se recomienda completar cada sección en el orden en que aparecen, debido a que algunas dependen de la anterior. El simulador le indica de la siguiente manera el estado de las diferentes secciones.

- ✓ Indica que el **ModelBuilder** no encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. Una simulación podrá llevarse a cabo cuando todas las secciones se encuentren con este símbolo.

- ❌ Indica cuando una sección se encuentra incompleta, debido a que hacen falta datos básicos por ingresar en la sección. Una simulación no puede realizarse si alguna sección esta en rojo.

- ⚠️ Indica que a la sección le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada, esto podría ocasionar fallas de convergencia en la simulación, es decir, es un mensaje de alerta, mas no de error y se aconseja reevaluar la información ingresada en la sección.

Figura C.5. Principales secciones para la construcción del modelo.



Fuente: Simulador CMG.

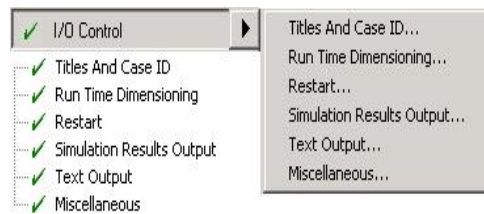
3.1. INPUT/OUTPUT CONTROL (CONTROL DE ENTRADAS Y SALIDAS)

En esta sección se genera la identificación del proyecto, el cual se encuentra dividido en seis secciones, **Titles And Case ID**, **Run Time Dimensioning**, **Restart files**, **Simulation Results Output files**, **Text Output**, **Miscellaneous**. Para ingresar a cada sección haga clic en la pestaña correspondiente, bien sea en las que se despliegan en la parte derecha o en la parte interior de I/O control (ver figura C.6).

A continuación se describen cada uno de estos ítems.

3.1.1. Titles and Case ID (Nombre y numeración de la corrida). En esta sección aparecen tres cuadros de texto donde se podrá ingresar el nombre y una breve descripción del modelo, esto servirá como identificador durante la corrida y figurara tanto en el archivo de salida como en el archivo índice de resultados.

Figura C.6. Menú de la sección de entradas y salidas.



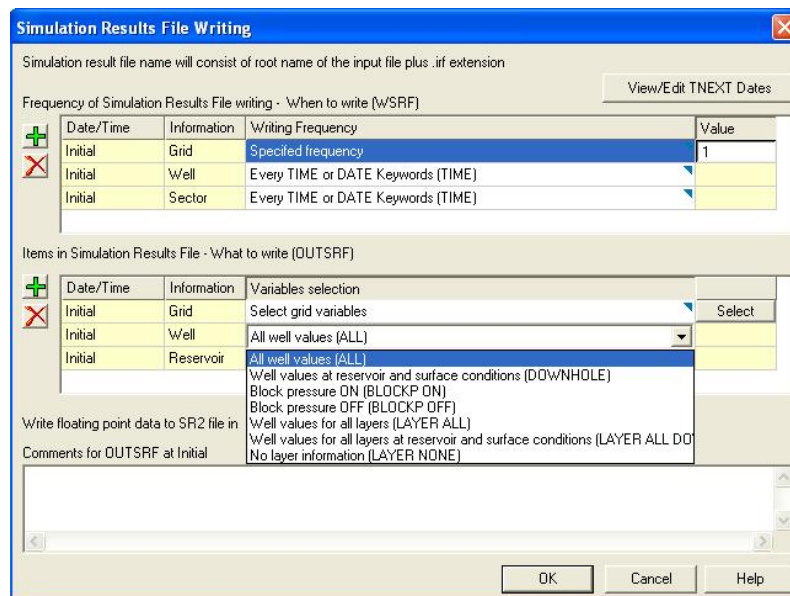
Fuente: Simulador CMG.

3.1.2. Run Time Timensioning (Dimensionamiento en el tiempo de corrida). Esta sección se activa en caso tal que los parámetros que vienen por defecto en el simulador no sean suficientes. El dimensionamiento en **IMEX** esta diseñado para obtener toda la información para la asignación del yacimiento de un barrido preliminar de los datos como parámetros para la simulación de matrices, conexiones entre bloques.

3.1.3. Restart (Reinicio). Se usa cuando se cuenta con un modelo ya elaborado en el cual se elige un punto medio de la ejecución para reiniciar la simulación. Esta sección es útil para hacer estudios de sensibilidad o ajustes históricos, cambiar estrategias de producción de pozo, realizar una simulación corta para ver si los resultados son satisfactorios, antes de una corrida más grande y más larga, producir salidas más detalladas o realizar otros cambios sin la necesidad de repetir toda la ejecución de la simulación.

3.1.4. Simulation Results Output Files (Resultados de la salida de la simulación). Aquí se selecciona la frecuencia con que se escriben los datos del pozo, enmallado y sector a los archivos de resultados de simulación, al igual se identifica la información que será reportada en los archivos de resultados de simulación, tal como saturaciones, presión, potencial de petróleo, etc. Los archivos pueden cargarse en **Results Graph** y **Results 3D** para generar gráficas y animaciones de las propiedades escogidas. Haga clic en **Simulation Results Output Files**, a continuación aparecerá una ventana como la que se muestra en la figura C.7.

Figura C.7. Ventana de selección de datos reportados en los archivos de salida.



Fuente: Simulador CMG.

En las casillas de **Writing Frequency** para **Well Information**, **Grid Information** y **Sector Information**, se puede escoger bien sea **Specify frequency** o **Every TIME or DATE Keywords (TIME)**. En el caso de escoger la primera opción escriba en

la casilla **Value**, uno (1). Con cualquiera de estas opciones el simulador genera reportes del pozo, del enmallado y del sector cada **time step** (paso de tiempo).

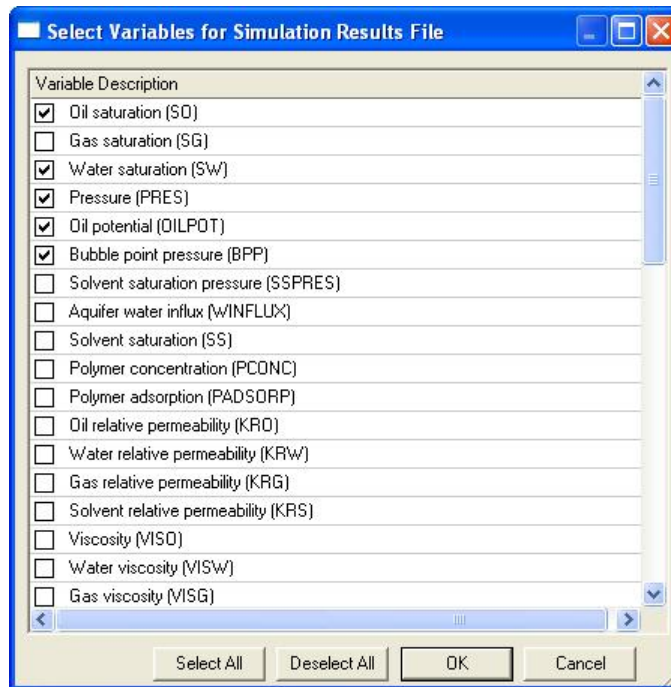
En el centro de la pantalla aparece una casilla, **Grid Information**, seleccione **Select grid variables**. Luego haga clic en **Select**. Elija las propiedades que requiera y haga clic en **OK**, para que la sección guarde los cambios.

3.1.5. Test Output (Texto de salida). En esta sección, se selecciona la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, al igual se identifica la información de las variables que estarán presentes en estos archivos. Haga clic en **Text Output...**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la figura C.7, a continuación proceda a llenar la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones. En el caso de seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, para que se despliegue una ventana como la que se muestra en la figura C.8, donde aparecen todas las variables que presenta el simulador.

3.1.6. Miscellaneus (Varios). En esta sección, se selecciona la tolerancia de los errores y la acción a tomar.

Después de salir de cada sección es recomendable guardar los cambios efectuados. Para guardar haga clic en el icono del disquete. En la casilla superior aparece la ubicación de la carpeta en la que esta guardando su proyecto; si desea puede cambiarla. Luego haga clic en **OK**.

Figura C.8. Ventana de selección de variables de salida.



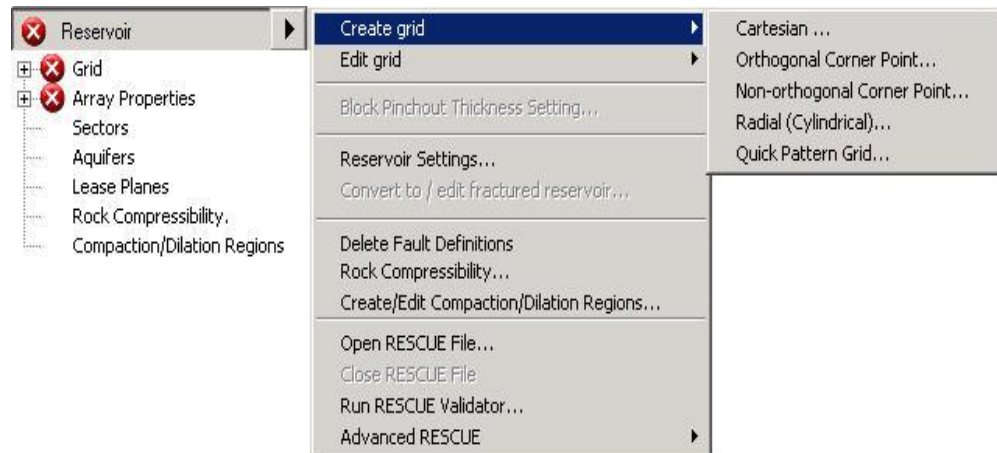
Fuente: Simulador CMG.

3.2. RESERVOIR DESCRIPTION (DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO)

En esta sección se configura la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades fundamentales en los bloques que componen el enmallado. En la figura C.9 se muestra el menú de esta sección.

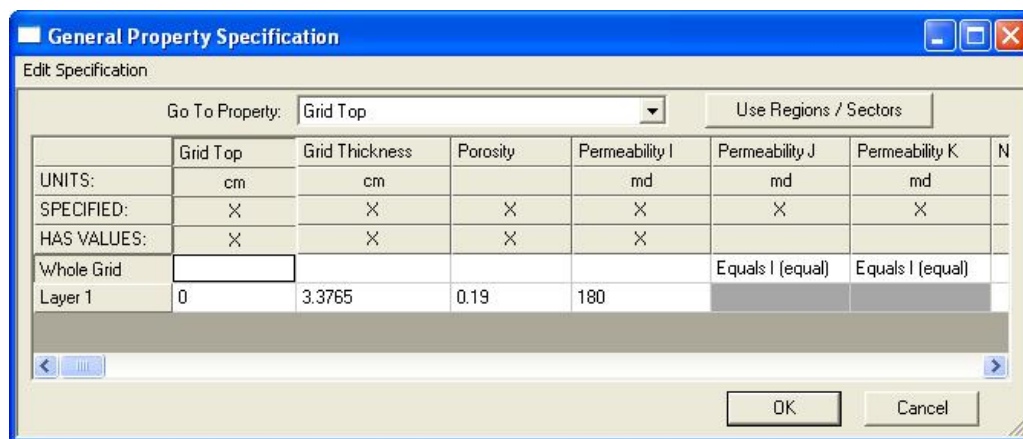
3.2.1. Array Properties (Propiedades del modelo). En esta sección se definirán algunas de las propiedades del modelo como tope y espesor del enmallado, porosidad, permeabilidad del modelo, etc. Como se observa en la figura C.10. Una vez ingresada la información haga clic en **OK**.

Figura C.9. Menú de descripción del yacimiento.



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.10. Propiedades generales del modelo.



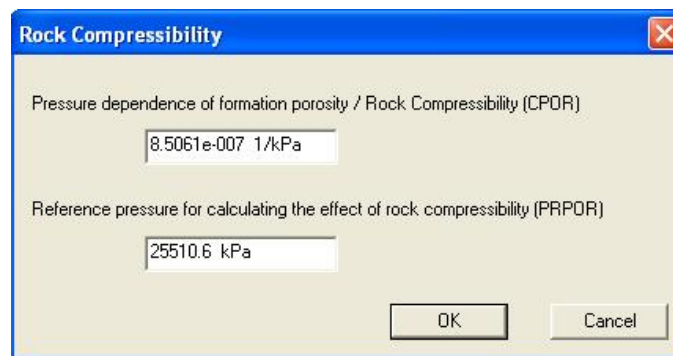
Fuente: Simulador CMG.

3.2.2. Sectors (Sectores). Se crean sectores que poseen las mismas características, como por ejemplo sectores que posean el mismo valor de porosidad.


3.2.3. Aquifers (Acuíferos). Se utiliza para crear acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, y para mantener la presión del mismo.

3.2.4. Rock Compressibility. Se ingresa a una ventana en la cual se introducen los valores de la compresibilidad de la roca y la presión de referencia para calcular los efectos de esta sobre la roca, como lo muestra la figura C.11.

Figura C.11. Ventana de compresibilidad de la roca.



Fuente: Simulador CMG.

Después de ingresar los valores de las propiedades generales del modelo y de la compresibilidad de la roca, haga clic en **OK**, seleccione , esto activara la opción para calcular la distribución de las propiedades anteriormente definidas a lo largo del modelo. Aparecerá una ventana con el encabezado **Block/Corner Value Calculation** y una lista de las propiedades calculadas. Verifique que todas las propiedades que aparecen aquí estén seleccionadas, a continuación seleccione los recuadros como aparece en la figura C.12. Haga clic en **OK**.


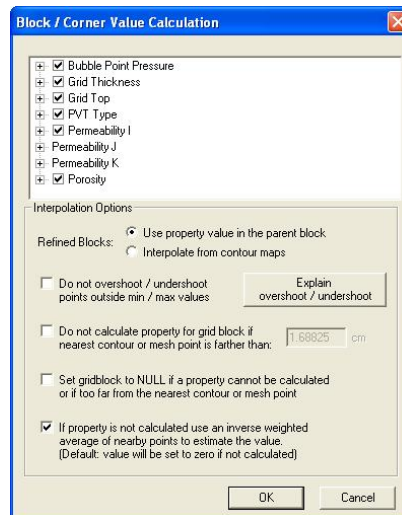
Después de todo este proceso debe aparecer , para la opción de **reservoir**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.

Figura C.12. Ventana para calcular la distribución de propiedades del modelo.

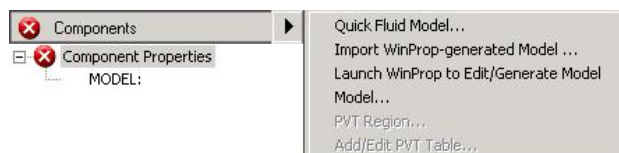


Fuente: Simulador CMG.

3.3. COMPONENTS (PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES)

En esta sección se crea el modelo del fluido y las propiedades de este. En la figura C.13 se aprecia el menú de esta sección

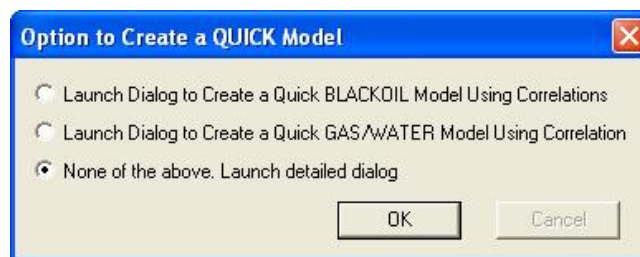
Figura C.13. Menú para definir el tipo modelo del componente.



Fuente: Simulador CMG.

Al hacer clic en **Components** se despliega el menú de componentes, haga clic en **MODEL**: para que aparezca la ventana donde se crea el modelo de fluido (ver figura C.14), seleccione la opción **None of the above. Launch detaile dialog** y haga clic en **OK**, se despliega la ventana **Model**, en la casilla **Value** seleccione el tipo de modelo del fluido (**Two Phase–Oil,Water**). A continuación proceda a crear la región PVT.

Figura C.14. Ventana para crear el modelo del fluido.



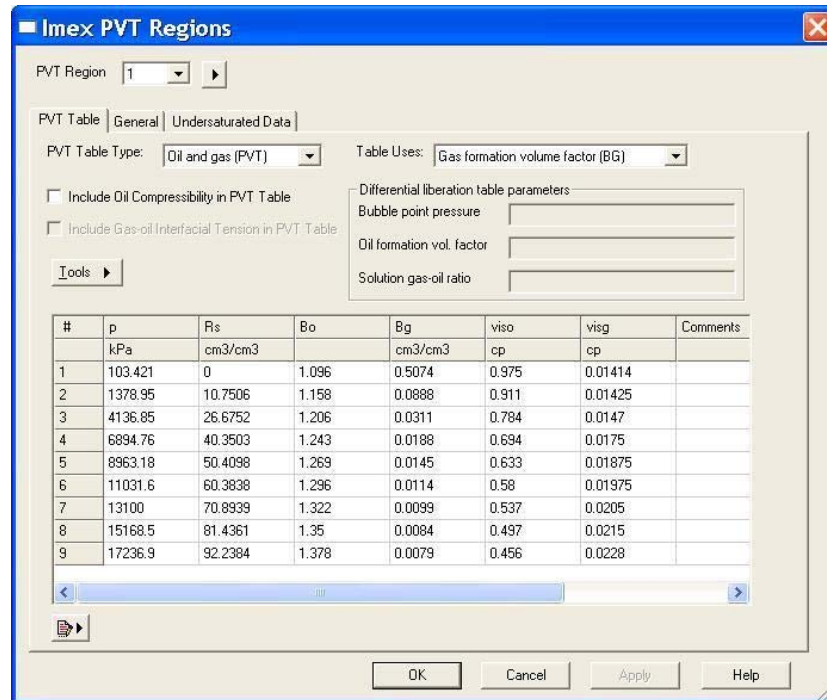
Fuente: Simulador CMG.

Para crear la región PVT haga clic en el botón **PVT Regions...** que aparece en la ventana **Model**. Se despliega la ventana donde se ingresa la tabla PVT (ver figura C.15). Ahora, en los recuadros **PVT Table Type:** y **Table Uses:** seleccione respectivamente el tipo de tabla PVT que se va a ingresar y la opción **Gas formation volume factor (Bg)**, para que proceda a llenar las propiedades solicitadas en el recuadro inferior de esta ventana.


A continuación de haber completado la información solicitada en la pestaña **PVT Table**, haga clic sobre la pestaña **General** para ingresar la siguiente información: densidades del aceite, gas y agua, factor volumétrico de formación del agua, compresibilidad del agua, presión de referencia para el agua y viscosidad del agua, donde las propiedades del agua pueden ser generadas por medio de las correlaciones ofrecidas por el simulador, para ello haga clic en **Tools** y después en el botón **Generated Water Properties Using Correlations...**, a continuación

se desplegará una ventana donde deberá ingresar la temperatura del yacimiento, la presión de referencia y la salinidad del agua, haga clic en **OK**.

Figura C.15. Ventana para crear la región PVT.



Fuente: Simulador CMG.

Para ingresar las propiedades PVT por encima del punto de burbuja, haga clic en la pestaña **Undersaturated Data**, ubíquese sobre **BOT Tables** y haga clic en **New Table** para ingresar los datos de factor volumétrico del aceite por encima del punto de burbuja, una vez que termine de ingresar los datos a la tabla, ubíquese sobre **VOT Tables** y haga clic en **New Tables** para ingresar los datos de viscosidad del aceite por encima del punto de burbuja. Ahora, haga clic en **OK**. Después de todo este proceso debe aparecer , para la sección **Components**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.

3.5. INITIAL (CONDICIONES INICIALES)

En esta sección se genera una región de inicio, que consta de varias celdas las cuales comparten parámetros de inicio, como lo son: presión, saturación de aceite y saturación de agua todas se especifican por cada bloque del enmallado. Diferentes regiones de inicio son usadas cuando el problema presenta varias zonas productoras independientes.

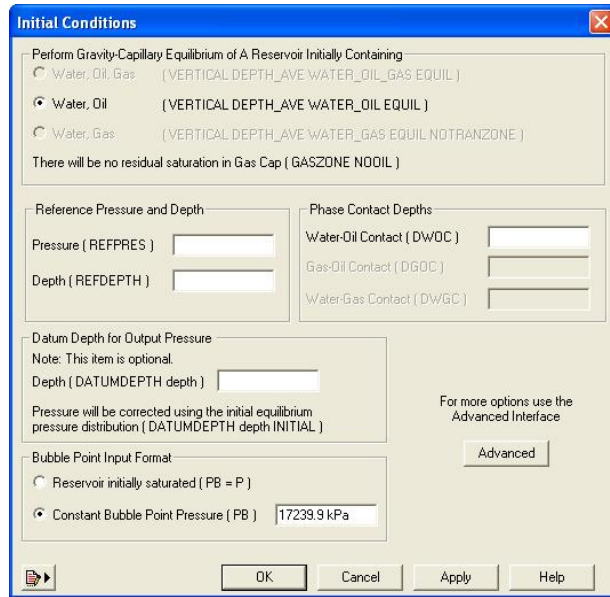
Haga clic en **Initial Conditions**, aparece la opción **Initialization Settings...** (Configuración de inicio, figura C.16), al hacer clic en esta opción aparece la ventana de condiciones iniciales, como la que se muestra en la figura C.17. Haga clic en el botón **Advanced**, se desplegará una ventana donde aparecen los métodos de cálculo (ver figura C.18), para hacer una inicialización del yacimiento. Seleccione **USER_INPUT**, método de cálculo donde el usuario debió especificar la presión y las saturaciones para cada bloque del enmallado en la sección **Reservoir**. Haga clic sobre la pestaña **PVT Regions Parameters** y escriba el valor de la presión de burbuja, debido a que el medio poroso se encuentra subsaturado. Para guardar los cambios, haga clic en **OK**.

Figura C.16. Menú para seleccionar los valores de las condiciones iniciales.



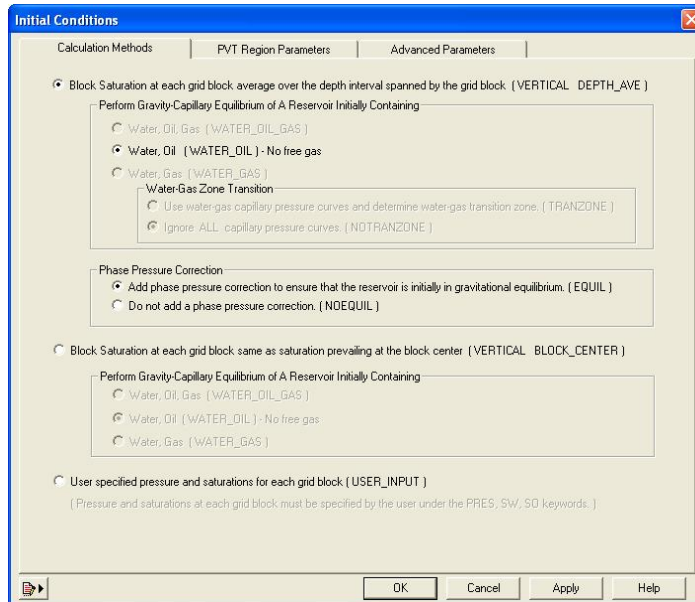
Fuente: Simulador CMG.

Figura C.17. Ventana de condiciones iniciales.



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.18. Ventana para seleccionar el método de inicialización.

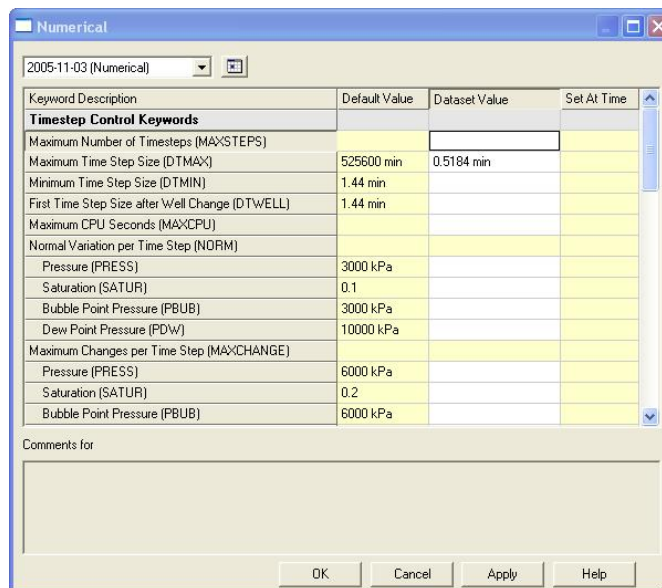


Fuente: Simulador CMG.

3.6. NUMERICAL (MÉTODOS NUMÉRICOS)

En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se producen. Esta sección es opcional, pero es necesario modificarla para el diseño del modelo de laboratorio. Contiene tres subsecciones: time step control, solution method control, y linear solver control. Haga clic en **Numerical**, se desplegará una ventana similar a la figura C.19. Ingrese un valor de 40 en **NORTH** y de 60 en **ITERMAX**, para cambiar los valores por defecto que el simulador usa para la sección de métodos numéricos, esto se hace para mejorar la convergencia del solucionador. Después ingresar un valor 1000 kPa en **NORM PRESS**, para que el simulador realice un cambio normal de presión. El rango sugerido es de 1000 kPa a 2000 kPa.

Figura C.19. Ventana para el control de la sección de métodos numéricos.

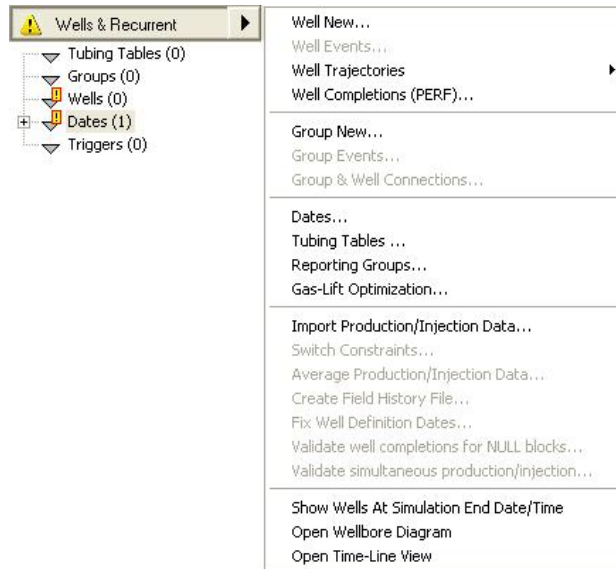


Fuente: Simulador CMG.

3.7. WELLS & RECURRENT (DATOS DE POZO Y DATOS RECURRENTE)

Esta sección permite crear o editar los pozos y sus correspondientes perforaciones. Haga clic en **Well & Recurrent** para que se despliegue el menú de opciones de esta sección, como se muestra en la figura C.20.

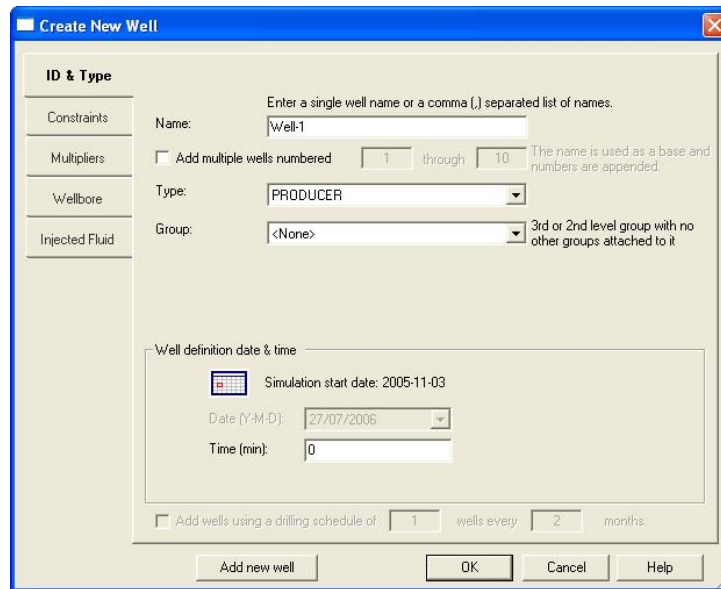
Figura C.20. Menú de la sección Well & Recurrent.



Fuente: Simulador CMG.

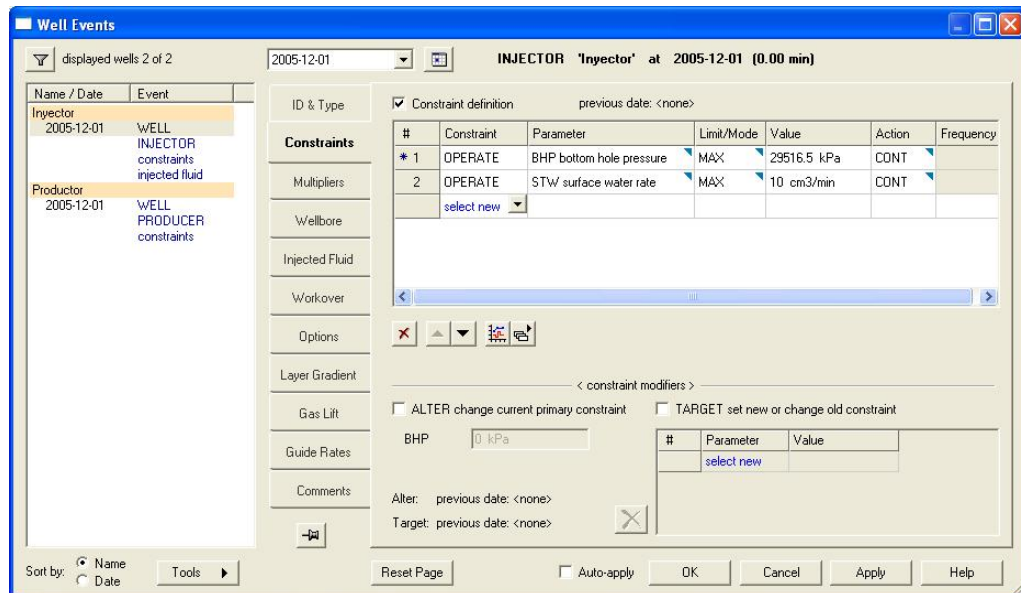
3.7.1. Wells (Pozos). Haga doble clic sobre **Wells** y aparecerá una ventana para crear los pozos involucrados en la simulación (ver figura C.21), en este caso será un pozo inyector y uno productor. Haga clic en **Constraints**, para introducir las restricciones primaria y secundaria de operación para su pozo ya sea inyector o productor. Es útil usar dos restricciones de operación con el fin de evitar al máximo cualquier error de convergencia. En la figura C.22 se muestra la ventana de restricciones para el caso de un pozo inyector.

Figura C.21. Ventana para crear los pozos.



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.22. Ventana de restricciones.



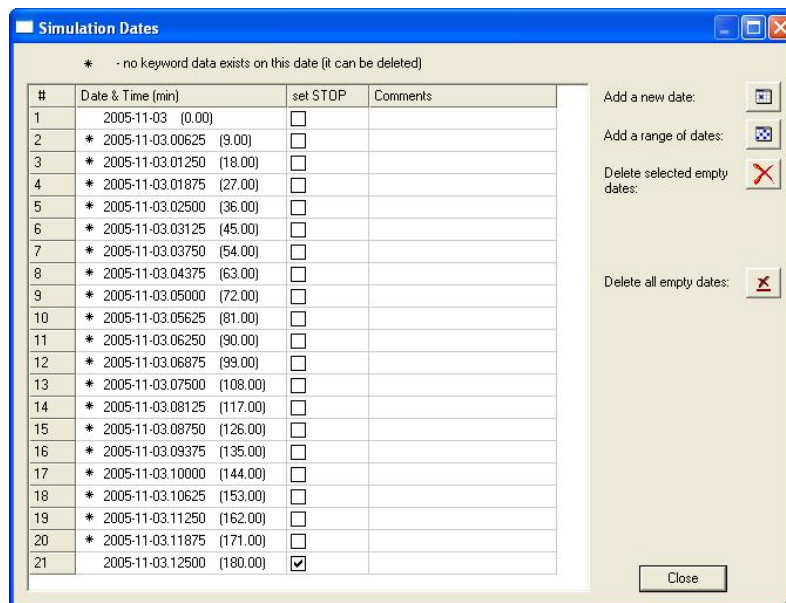
Fuente: Simulador CMG.

Para el caso del pozo inyector, haga clic en la pestaña **Injected Fluid** en la ventana **Well Events** para verificar que el tipo de fluido que se esta inyectando es agua. Después de completar toda la información para los pozos haga clic en **OK**.

Ahora, haga clic en **Edit well perforations** , para crear las perforaciones del pozo inyector y pozo productor.

3.7.2. Dates (Datos). Permite la creación del cronograma de actividades para el proceso de inyección de agua. Para ello, haga doble clic sobre Dates y se desplegará la ventana **Simulation Dates** (Datos de simulación), donde podrá seleccionar la fecha de inicio y de terminación de la simulación, como se muestra en la figura C.23.

Figura C.23. Ventana de datos de simulación.



Fuente: Simulador CMG.




Para crear las nueva fechas haga clic sobre , o una serie de fechas pulse sobre . Se desplegara una ventana, como la que se muestra en la figura C.24, en la cual se ingresa la fecha de inicio y la fecha de terminación de la simulación, y especifica si el intervalo deseado es por año, mes, día u hora, luego haga clic sobre el botón **OK**. Aparecerá la sección **Wells & Recurrent** con , indicando que se ha completado correctamente.

Figura C.24. Creación de una serie de fechas.



Fuente: Simulador CMG.

4. VALIDATE DATASET (VALIDAR LA SIMULACIÓN)

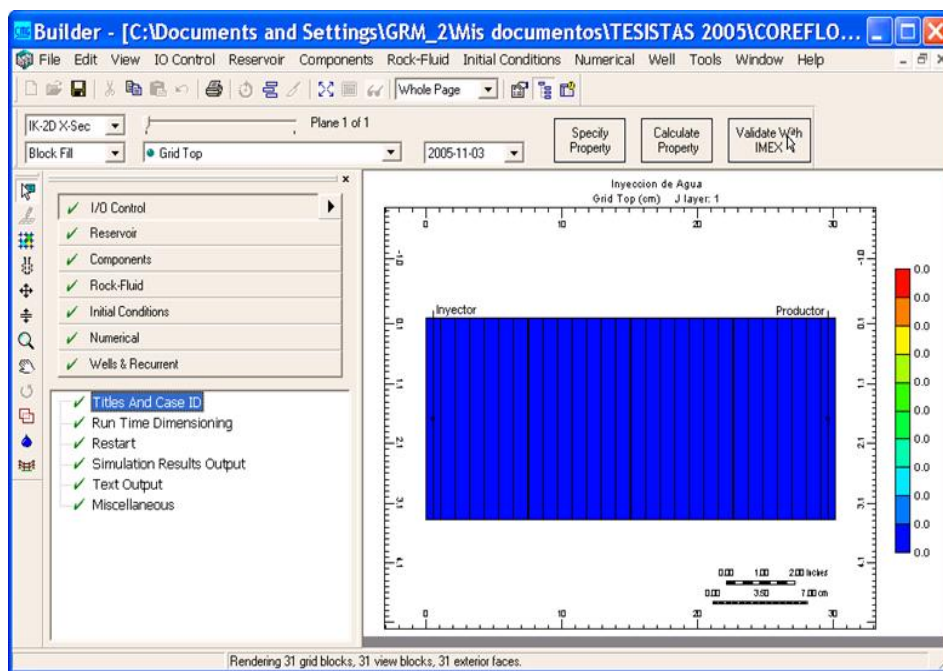
La validación de los datos de entrada, se hace con el fin de asegurar que estos se encuentren en un rango valido. Para ello, haga clic en **Validate with IMEX** (ver figura C.25), después de hacer clic, aparecerá una ventana similar a la figura C.26, donde se pueden observar las siguientes opciones: **validate**, **run to view initialization** y **run normal immediately**.

4.1. VALIDATE

Para validar seleccione **Validate** y haga clic en el botón **Run Simulator** (ver figura C.26) con esto **IMEX** iniciara la lectura del archivo de simulación y validara cada

sección. Los mensajes se imprimirán en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta. Cierre la ventana una vez terminada la validación para que revise los errores encontrados en la sección indicada y trate de solucionarlos. En caso de encontrar errores graves en los datos, consulte a **Software Support Team de Computer Modeling Group Ltda.** Guarde los cambios en **File/Save dataset**.

Figura C.25. Validación de los datos del modelo.

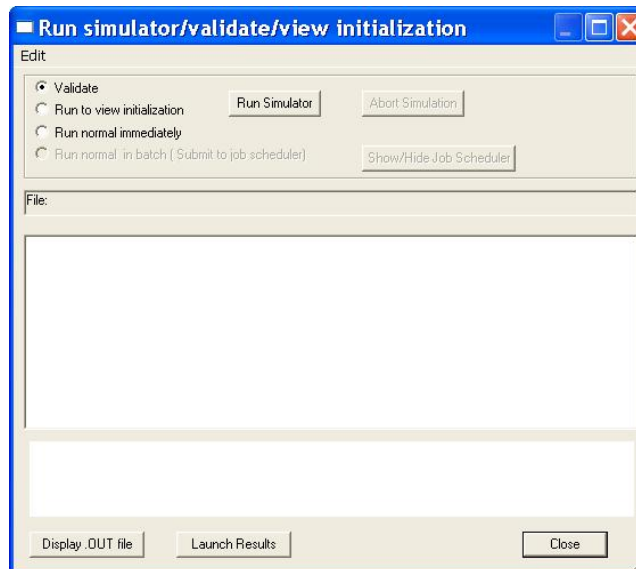


Fuente: Simulador CMG.

4.2. RUN TO VIEW INITIALIZATION

La opción **Run to view initialization** es para iniciar una corrida de inicialización en IMEX. Para ello, seleccione **Run to view initialization** y haga clic en el botón **Run Simulator** (ver figura C.26).

Figura C.26. Validación de los datos del modelo.




Fuente: Simulador CMG.

4.3. RUN TO NORMAL IMMEDIATELY

Esta opción es para iniciar una corrida inmediatamente en IMEX. Para ello, seleccione **Run to normal immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator** (ver figura C.26).

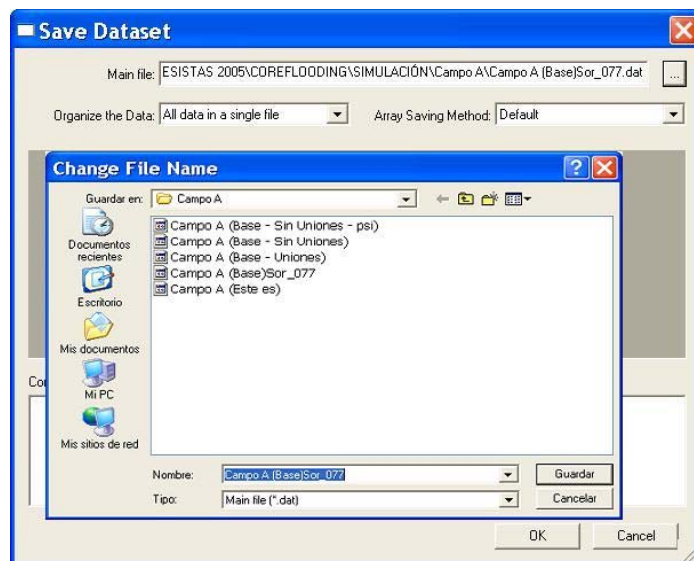
Una vez terminado el proceso de simulación, el software imprime en esta misma ventana los resultados de la simulación y genera los siguientes archivos: archivo de salida (*.out), archivo índice de resultados (*.irf) y archivo principal de resultados (*.mrf). Haga clic en el botón **Display.OUT file** para ver el contenido del archivo *.out, después haga clic en el botón **Launch Results** para lanzar el **Results 3D** y el **Results Graph**, para iniciar el análisis de los resultados de la simulación.

5. PROCESO DE SIMULACIÓN

Una vez completo el archivo con el modelo para llevarlo al simulador **IMEX** y comenzar la simulación. Se guarda el archivo ***.dat**, haciendo clic sobre **File/Save as...**, se abre la ventana **Save Dataset**, en **Main File** pulse , se abre la ventana **Change File Name** desde la que se ubica el directorio donde se quiere guardar el archivo, y el nombre que se le asigno, como se observa en la figura C.27.

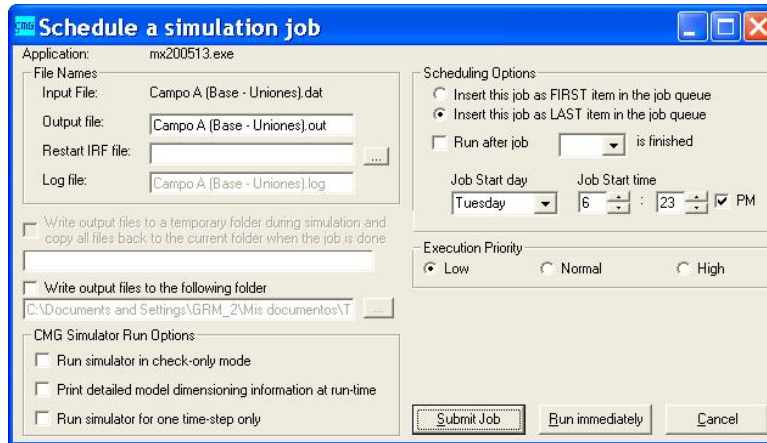
Cierre el **ModelBuilder**, guarde los cambios realizados y vaya a la plataforma **Technologies Launcher**, ubique el directorio en el que se guardo el archivo ***.dat** con el modelo, selecciónelo y arrástrelo hasta el icono del simulador **IMEX**, aparece la ventana **Schedule a simulation job** como se muestra en la figura C.28, esta ventana corresponde a la programación de la simulación. Se puede programar la hora a la cual se desea realizar la corrida o iniciarla inmediatamente haciendo clic en el botón **Run immediately**.

Figura C.27. Ventana para guardar el dataset creado.



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.28. Programación de la simulación.



Fuente: Simulador CMG.

Una vez terminado el proceso de simulación, el software genera los siguientes archivos, archivo de salida (*.out), archivo índice de resultados (*.irf) y archivo principal de resultados (*.mrf).

Además de los resultados de simulación que usualmente se escriben a los archivos anteriormente mencionados, un resumen de cada intervalo de tiempo de la simulación, llamado diario, se escribe en la pantalla o en un archivo redirigido. En la figura C.29 se puede apreciar un ejemplo de una salida de diario.

La sección de intervalos de tiempo cuenta con cuatro columnas: número del intervalo de tiempo, tamaño del intervalo de tiempo en minutos, número de iteraciones de Newton que se requieren para resolver el problema de intervalos de tiempo no lineales y el número de veces que el intervalo de tiempo no logró converger (cortes).

La sección de tiempo cuenta con la hora y la fecha del intervalo de tiempo. La sección de producción muestra el total de tasas de producción de petróleo, gas y agua, junto con el GOR (relación gas-petróleo) y el corte de agua. La sección de

inyección muestra el total de tasas de inyección de gas y agua (estas fases son diferentes, porque se esta inyectando agua). Luego se muestra la presión promedio en el total del volumen poroso y el error en el equilibrio de materiales, en porcentaje. Finalmente, se muestra el máximo de cambios de saturación y de presión.

Figura C.29. Resultados del proceso de simulación.

```

C:\WINDOWS\system32\cmd.exe

INEX TIME STEP SUMMARY
Inyección de Agua
Corrida Lab
Homogéneo

-----
Time Step      Time          Total Production      Total Injection      Total Max. Max. Change
              C              Oil      Gas      Water      GOR, Wat.  Gas      Water      PV  Sat.  Pres.
              U              (CMS3) (MMS3) (MMS3) (MMS3)  Cut  (L/M  CMS3/M  kPa  %
              T              h:mm:ss  L/M      CMS3/M  %
No.  Mins IT T  Mins  h:mm:ss  CMS3/M  L/M      CMS3/M  %
-----
1w .017 2 0 .0173  0: 0: 1 6.470876 .9652606  149.2  10.00000 25541 e-7w -.085e 50.1
2 .020 2 0 .0377  0: 0: 2 6.639229 .9903889  149.2  10.00000 25541 e-7w -.085e 3.70
3 .024 2 0 .0616  0: 0: 4 6.641927 .9907762  149.2  10.00000 25541 e-7w -.072e 4.41
4 .033 3 0 .0949  0: 0: 6 6.642038 .9907928  149.2  10.00000 25541 e-6e -.088e 3.30
5 .038 2 0 .1327  0: 0: 8 6.641882 .9907695  149.2  10.00000 25542 e-6e -.081e 5.04
6 .047 2 0 .1794  0: 0:11 6.641851 .9907850  149.2  10.00000 25542 e-6e -.098e 4.36
7 .048 2 0 .2271  0: 0:14 6.641900 .9907751  149.2  10.00000 25543 e-6e -.090e 4.76
8 .053 2 0 .2802  0: 0:17 6.642166 .9908118  149.2  10.00000 25543 e-6e -.144e 3.33
9 .037 2 0 .3171  0: 0:19 6.642241 .9908231  149.2  10.00000 25543 e-6e -.129e 1.05
10 .029 1 0 .3438  0: 0:21 6.642004 .9907878  149.2  10.00000 25544 e-6e -.099e 1.79
11 .029 2 0 .3746  0: 0:22 6.640662 .9905876  149.2  10.00000 25544 e-6e -.090w 3.75
12 .032 2 0 .4048  0: 0:24 6.640876 .9906195  149.2  10.00000 25545 e-6e -.085e 3.60
13 .030 2 0 .4445  0: 0:27 6.640469 .9905580  149.2  10.00000 25546 e-6e -.079e 4.20
14 .048 2 0 .4925  0: 0:30 6.640664 .9905879  149.2  10.00000 25547 e-6e .074w 5.34

-----
Field Total
Oil      Gas      Fluid      Solvent      Polymer
(CMS3)  (MMS3)  (MMS3)  (MMS3)  (MKG)
Cumulative Production  .01260  .00109  .43069  NA  NA
Cumulative Injection  NA  NA  .45000  NA  NA
Cumulative Gas Lift  NA  0  NA  NA  NA
Cumulative Water Influx  NA  NA  0  NA  NA
Current Fluids In Place  .01194  .00178  .02496  NA  NA
Production Rates  816e-6  121e-6  14.399  NA  NA
Injection Rates  NA  NA  14.400  NA  NA

Timesteps: 166 Newton Cycles: 213 Cuts: 0 Solver Iterations: 213
Average Implicitness : 0.834
Material Balances (avg) : 0.999 1.001 1.000
Average Active Blocks: 24 Average Non-BHP Active Wells: 1
Total Blocks : 24 Total Wells : 2
Active Blocks: 24 Non-BHP Active Wells: 1
Total Istpro/Istpar cells: 3
Time at end of simulation: 45.000000 (minute)
Average reservoir pressure excluding water zone: 25555.18 (kPa)
Total Number of Solver Failures: 0

End of Simulation: Normal Termination

CPU Time: 0.59 seconds
Elapsed Time: 1.92 seconds

C:\Documents and Settings\GSM_2\Escritorio\C:\WINDOWS\system32\cmd.exe
Microsoft Windows XP [Version 5.1.2600]
(C) Copyright 1985-2005 Microsoft Corp.
C:\Documents and Settings\GSM_2\Escritorio

```

Fuente: Simulador CMG.

Terminada la simulación, el simulador reporta los totales de la producción e inyección cumulativa de cada uno de los fluidos, los fluidos in-situ, las tasa de producción e inyección, los time step, los ciclos de Newton, los cortes, las iteraciones que se requirieron para solucionar el problema. Además, la duración de la simulación, la hora y fecha de finalización y ubicación de los archivos de

salida (por defecto estos se guardan en la misma carpeta donde se encuentra el archivo de datos). Pulse **s** para finalizar el proceso de simulación.

5.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL SIMULADOR

Terminada la corrida, el simulador genera un archivo de salida, output file (*.out), el cual se abre arrastrándolo sobre el icono del block de notas o sobre el icono de Word, en el cual se puede observar los siguientes parámetros:

- Datos ingresados al simulador por el usuario.
- Datos arrojados por el simulador.
- Procesos realizados durante el proceso de simulación.
- Datos de la duración del tiempo de la corrida.

5.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (2D)

Para generar las tendencias de los resultados obtenidos de la simulación, seleccione el archivo índice de resultados, **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, haga clic sobre el y arrástrelo hasta el icono de **Results**


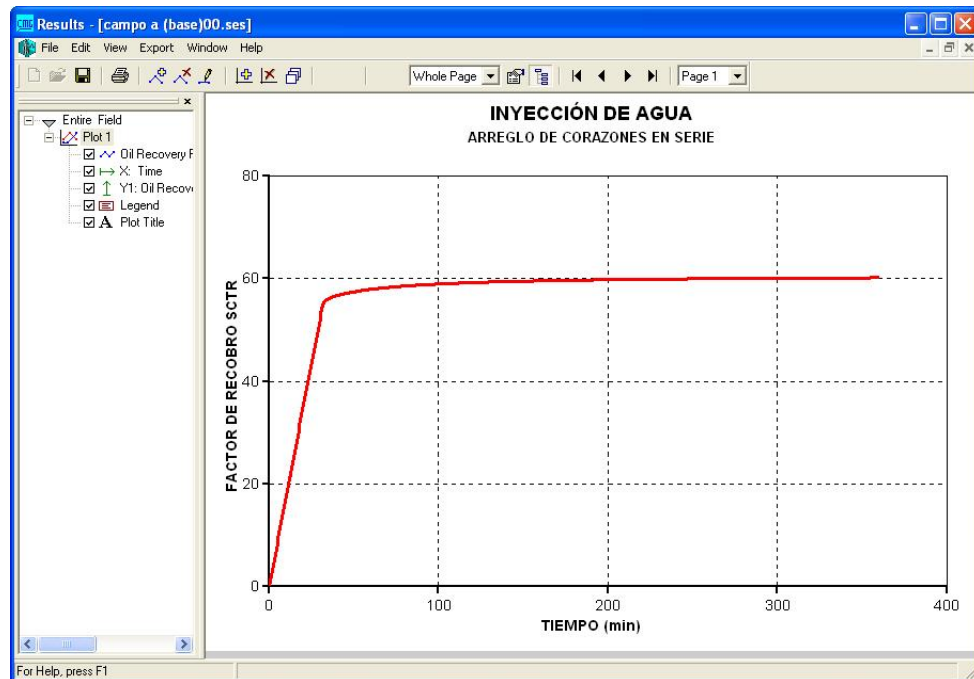
Graph , se abre una ventana de resultados, como la que se muestra en la figura C.30. Para crear una nueva gráfica, seleccione **Edit/Curve/Add**, luego seleccione los parámetros que desea analizar en el cuadro **Parameter**. En **file** seleccione el archivo, en **Origin Type**, el tipo de origen del parámetro (de pozo, de campo, por sector, etc), luego pulse **OK**. Si desea generar una nueva gráfica en una ventana diferente haga clic en **Edit/Plot/Add**. (ver figura C.31).

Figura C.30. Adición de curvas para resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (3D)

El **Results 3D**, permite analizar los resultados en forma gráfica, seleccionando una vista bidimensional (2D) o tridimensional (3D) del enmallado de simulación (ver figura C.32), para inspeccionar e imprimir el comportamiento de las propiedades dentro del medio poroso.


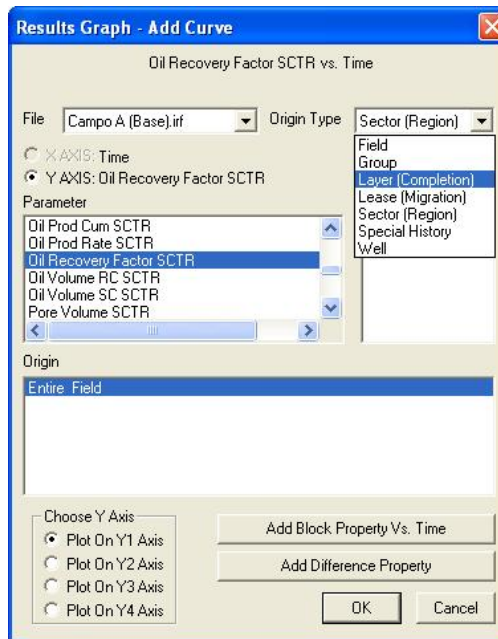
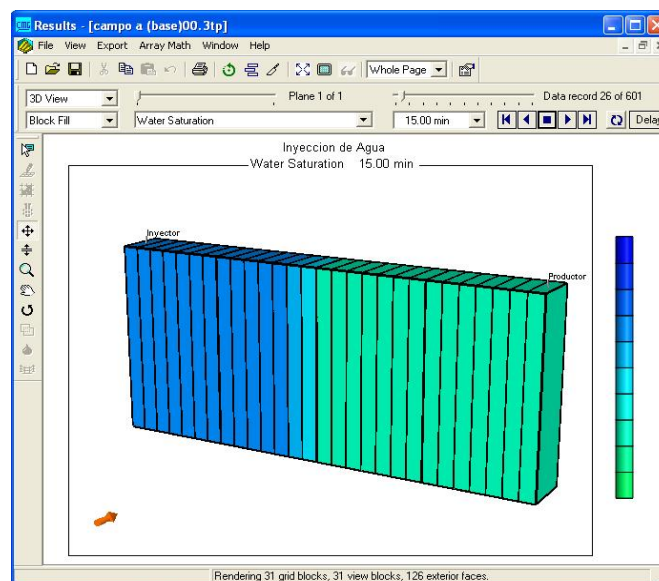
Para generar una gráfica en **Results 3D** se debe seleccionar el archivo índice de resultados, **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, hacer clic sobre el y arrastrarlo hasta el icono de **Results 3D** , se abre la ventana de **Results 3D**, seleccione la propiedad deseada para observar su comportamiento.

Figura C.31. Resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

Figura C.32. Esquema en **Results 3D** del comportamiento de una propiedad específica en el medio poroso.



Fuente: Simulador CMG.

RESULTS SIMULATOR IMEX 200500
TITLE1 'Inyeccion de Agua'
TITLE2 'Corrida Lab'
TITLE3 'Campo A'
INUNIT LAB
OUTPRN GRID BO BPP OILPOT PRES RS SO SOIRW SORW SW SWCON
SWCRIT

OUTPRN WELL ALL
OUTPRN RES ALL
WPRN GRID TIME
WPRN WELL TIME
WPRN SECTOR TIME
WPRN ITER All
OUTSRF GRID BO BPP OILPOT PRES RS SO SORW SW
OUTSRF WELL ALL
OUTSRF RES ALL
WSRF GRID TIME
WSRF WELL TIME
WSRF SECTOR TIME

**\$ 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 31 1 1

KDIR DOWN

DI IVAR

7*1.0714 0.05 7*1.0711 0.05 7*1.0726 0.05 7*1.0723

DJ JVAR

3.3765

DK ALL

31*3.3765

DTOP

31*0

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

**\$ Property: Porosity Max: 0.115 Min: 0.115

POR CON 0.115

**\$ Property: Permeability I (md) Max: 48 Min: 48
 PERMI CON 48
 PERMJ EQUALSI
 PERMK EQUALSI
 **\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1
 **\$ 0 = pinched block, 1 = active block
 PINCHOUTARRAY CON 1
 PRPOR 20684.2719
 CPOR 7.2519E-7
 MODEL OILWATER
 TRES 122.222
 PVT BG 1

**\$	p	Rs	Bo	Bg	viso	visg
	103.421	0	1.096	0.5074	0.975	0.01414
	1378.95	10.7506	1.158	0.0888	0.911	0.01425
	4136.85	26.6752	1.206	0.0311	0.784	0.0147
	6894.76	40.3503	1.243	0.0188	0.694	0.0175
	8963.18	50.4098	1.269	0.0145	0.633	0.01875
	11031.6	60.3838	1.296	0.0114	0.58	0.01975
	13100	70.8939	1.322	0.0099	0.537	0.0205
	15168.5	81.4361	1.35	0.0084	0.497	0.0215
	17236.9	92.2384	1.378	0.0079	0.456	0.0228

COT 1

**\$	p	co
	17236.9	3.5203e-006
	17926.4	1.67388e-006
	19305.3	1.53901e-006
	20684.3	1.52764e-006
	22063.2	1.61153e-006
	23442.2	1.46814e-006
	24821.1	1.69204e-006
	26200.1	1.47456e-006
	27579	1.40362e-006
	28958	1.55453e-006
	30336.9	1.63214e-006
	33094.8	1.44086e-006
	35163.3	1.49508e-006
	37231.7	1.49472e-006
	41368.5	1.49472e-006

VOT 1

**\$	p	viso
	17236.9	0.456
	17926.4	0.458
	19305.3	0.461

20684.3 0.464
 22063.2 0.47
 23442.2 0.475
 24821.1 0.482
 26200.1 0.485
 27579 0.49
 28958 0.495
 30336.9 0.5
 33094.8 0.51
 35163.3 0.517
 37231.7 0.529
 41368.5 0.539

BWI 1.06067
 CVW 0
 CW 5.3608e-007
 DENSITY OIL 0.875068
 DENSITY WATER 0.948968
 REFPW 101.325
 VWI 0.235989
 GRAVITY GAS 0.931982
 **\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1
 PTYPE CON 1
 ROCKFLUID
 KROIL STONE1 SWSG
 RPT 1
 SWT
 SMOOTHEND POWERQ

**\$	Sw	krw	krow
	0.24	0	1
	0.25	0.0000640797436810254	0.962620149519402
	0.3	0.00230687077251691	0.786400854396582
	0.35	0.00775364898540406	0.627981488074047
	0.4	0.0164044143823425	0.487362050551797
	0.45	0.0282591669633321	0.364542541829832
	0.5	0.0433179067283731	0.259522961908152
	0.55	0.0615806336774653	0.172303310786757
	0.6	0.0830473478106087	0.102883588465646
	0.65	0.107718049127804	0.0512637949448201
	0.7	0.13559273762905	0.017443930224279
	0.75	0.166671413314347	0.00142399430402277
	0.77	0.18	0

RPT 2
 SWT
 **\$ Sw krw krow
 0.00 0.00 1.00

0.50 0.50 0.50
1.00 1.00 0.00

RTYPE *ALL

7*1 1*2 7*1 1*2 7*1 1*2 7*1

INITIAL
VERTICAL BLOCK_CENTER WATER_OIL

REFDEPTH 0
REFPRES 22063.2
DWOC 45720
**\$ Property: Bubble Point Pressure (kPa) Max: 17239.9 Min: 17239.9
PB CON 17239.9
NUMERICAL
DTMAX 0.5184
RUN
DATE 2005 11 3
DTWELL 0.01728
**\$
WELL 'Injector'
INJECTOR MOBWEIGHT 'Injector'
INCOMP WATER
OPERATE MAX STW 0.5 CONT
OPERATE MAX BHP 23435.279043 CONT
**\$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.079375 0.37 1. 0.
PERF GEO 'Injector'
**\$ UBA ff Status Connection
1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
**\$
WELL 'Producer'
PRODUCER 'Producer'
OPERATE MIN BHP 21883.958718 CONT
**\$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.079375 0.37 1. 0.
PERF GEO 'Producer'
**\$ UBA ff Status Connection
31 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

TIME 0.6
TIME 1.2
TIME 1.8
TIME 2.4

TIME 3
TIME 3.6
TIME 4.2
TIME 4.8
TIME 5.4
TIME 6
TIME 6.6
TIME 7.2
TIME 7.8
TIME 8.4
TIME 9
TIME 9.6
TIME 10.2
TIME 10.8
TIME 11.4
TIME 12
TIME 12.6
TIME 13.2
TIME 13.8
TIME 14.4
TIME 15
TIME 15.6
TIME 16.2
TIME 16.8
TIME 17.4
TIME 18
TIME 18.6
TIME 19.2
TIME 19.8
TIME 20.4
TIME 21
TIME 21.6
TIME 22.2
TIME 22.8
TIME 23.4
TIME 24
TIME 24.6
TIME 25.2
TIME 25.8
TIME 26.4
TIME 27
TIME 27.6
TIME 28.2
TIME 28.8
TIME 29.4

TIME 30
TIME 30.6
TIME 31.2
TIME 31.8
TIME 32.4
TIME 33
TIME 33.6
TIME 34.2
TIME 34.8
TIME 35.4
TIME 36
TIME 36.6
TIME 37.2
TIME 37.8
TIME 38.4
TIME 39
TIME 39.6
TIME 40.2
TIME 40.8
TIME 41.4
TIME 42
TIME 42.6
TIME 43.2
TIME 43.8
TIME 44.4
TIME 45
TIME 45.6
TIME 46.2
TIME 46.8
TIME 47.4
TIME 48
TIME 48.6
TIME 49.2
TIME 49.8
TIME 50.4
TIME 51
TIME 51.6
TIME 52.2
TIME 52.8
TIME 53.4
TIME 54
TIME 54.6
TIME 55.2
TIME 55.8
TIME 56.4

TIME 57
TIME 57.6
TIME 58.2
TIME 58.8
TIME 59.4
TIME 60
TIME 60.6
TIME 61.2
TIME 61.8
TIME 62.4
TIME 63
TIME 63.6
TIME 64.2
TIME 64.8
TIME 65.4
TIME 66
TIME 66.6
TIME 67.2
TIME 67.8
TIME 68.4
TIME 69
TIME 69.6
TIME 70.2
TIME 70.8
TIME 71.4
TIME 72
TIME 72.6
TIME 73.2
TIME 73.8
TIME 74.4
TIME 75
TIME 75.6
TIME 76.2
TIME 76.8
TIME 77.4
TIME 78
TIME 78.6
TIME 79.2
TIME 79.8
TIME 80.4
TIME 81
TIME 81.6
TIME 82.2
TIME 82.8
TIME 83.4

TIME 84
TIME 84.6
TIME 85.2
TIME 85.8
TIME 86.4
TIME 87
TIME 87.6
TIME 88.2
TIME 88.8
TIME 89.4
TIME 90
TIME 90.6
TIME 91.2
TIME 91.8
TIME 92.4
TIME 93
TIME 93.6
TIME 94.2
TIME 94.8
TIME 95.4
TIME 96
TIME 96.6
TIME 97.2
TIME 97.8
TIME 98.4
TIME 99
TIME 99.6
TIME 100.2
TIME 100.8
TIME 101.4
TIME 102
TIME 102.6
TIME 103.2
TIME 103.8
TIME 104.4
TIME 105
TIME 105.6
TIME 106.2
TIME 106.8
TIME 107.4
TIME 108
TIME 108.6
TIME 109.2
TIME 109.8
TIME 110.4

TIME 111
TIME 111.6
TIME 112.2
TIME 112.8
TIME 113.4
TIME 114
TIME 114.6
TIME 115.2
TIME 115.8
TIME 116.4
TIME 117
TIME 117.6
TIME 118.2
TIME 118.8
TIME 119.4
TIME 120
TIME 120.6
TIME 121.2
TIME 121.8
TIME 122.4
TIME 123
TIME 123.6
TIME 124.2
TIME 124.8
TIME 125.4
TIME 126
TIME 126.6
TIME 127.2
TIME 127.8
TIME 128.4
TIME 129
TIME 129.6
TIME 130.2
TIME 130.8
TIME 131.4
TIME 132
TIME 132.6
TIME 133.2
TIME 133.8
TIME 134.4
TIME 135
TIME 135.6
TIME 136.2
TIME 136.8
TIME 137.4

TIME 138
TIME 138.6
TIME 139.2
TIME 139.8
TIME 140.4
TIME 141
TIME 141.6
TIME 142.2
TIME 142.8
TIME 143.4
TIME 144
TIME 144.6
TIME 145.2
TIME 145.8
TIME 146.4
TIME 147
TIME 147.6
TIME 148.2
TIME 148.8
TIME 149.4
TIME 150
TIME 150.6
TIME 151.2
TIME 151.8
TIME 152.4
TIME 153
TIME 153.6
TIME 154.2
TIME 154.8
TIME 155.4
TIME 156
TIME 156.6
TIME 157.2
TIME 157.8
TIME 158.4
TIME 159
TIME 159.6
TIME 160.2
TIME 160.8
TIME 161.4
TIME 162
TIME 162.6
TIME 163.2
TIME 163.8
TIME 164.4

TIME 165
TIME 165.6
TIME 166.2
TIME 166.8
TIME 167.4
TIME 168
TIME 168.6
TIME 169.2
TIME 169.8
TIME 170.4
TIME 171
TIME 171.6
TIME 172.2
TIME 172.8
TIME 173.4
TIME 174
TIME 174.6
TIME 175.2
TIME 175.8
TIME 176.4
TIME 177
TIME 177.6
TIME 178.2
TIME 178.8
TIME 179.4
TIME 180
TIME 180.6
TIME 181.2
TIME 181.8
TIME 182.4
TIME 183
TIME 183.6
TIME 184.2
TIME 184.8
TIME 185.4
TIME 186
TIME 186.6
TIME 187.2
TIME 187.8
TIME 188.4
TIME 189
TIME 189.6
TIME 190.2
TIME 190.8
TIME 191.4

TIME 192
TIME 192.6
TIME 193.2
TIME 193.8
TIME 194.4
TIME 195
TIME 195.6
TIME 196.2
TIME 196.8
TIME 197.4
TIME 198
TIME 198.6
TIME 199.2
TIME 199.8
TIME 200.4
TIME 201
TIME 201.6
TIME 202.2
TIME 202.8
TIME 203.4
TIME 204
TIME 204.6
TIME 205.2
TIME 205.8
TIME 206.4
TIME 207
TIME 207.6
TIME 208.2
TIME 208.8
TIME 209.4
TIME 210
TIME 210.6
TIME 211.2
TIME 211.8
TIME 212.4
TIME 213
TIME 213.6
TIME 214.2
TIME 214.8
TIME 215.4
TIME 216
TIME 216.6
TIME 217.2
TIME 217.8
TIME 218.4

TIME 219
TIME 219.6
TIME 220.2
TIME 220.8
TIME 221.4
TIME 222
TIME 222.6
TIME 223.2
TIME 223.8
TIME 224.4
TIME 225
TIME 225.6
TIME 226.2
TIME 226.8
TIME 227.4
TIME 228
TIME 228.6
TIME 229.2
TIME 229.8
TIME 230.4
TIME 231
TIME 231.6
TIME 232.2
TIME 232.8
TIME 233.4
TIME 234
TIME 234.6
TIME 235.2
TIME 235.8
TIME 236.4
TIME 237
TIME 237.6
TIME 238.2
TIME 238.8
TIME 239.4
TIME 240
TIME 240.6
TIME 241.2
TIME 241.8
TIME 242.4
TIME 243
TIME 243.6
TIME 244.2
TIME 244.8
TIME 245.4

TIME 246
TIME 246.6
TIME 247.2
TIME 247.8
TIME 248.4
TIME 249
TIME 249.6
TIME 250.2
TIME 250.8
TIME 251.4
TIME 252
TIME 252.6
TIME 253.2
TIME 253.8
TIME 254.4
TIME 255
TIME 255.6
TIME 256.2
TIME 256.8
TIME 257.4
TIME 258
TIME 258.6
TIME 259.2
TIME 259.8
TIME 260.4
TIME 261
TIME 261.6
TIME 262.2
TIME 262.8
TIME 263.4
TIME 264
TIME 264.6
TIME 265.2
TIME 265.8
TIME 266.4
TIME 267
TIME 267.6
TIME 268.2
TIME 268.8
TIME 269.4
TIME 270
TIME 270.6
TIME 271.2
TIME 271.8
TIME 272.4

TIME 273
TIME 273.6
TIME 274.2
TIME 274.8
TIME 275.4
TIME 276
TIME 276.6
TIME 277.2
TIME 277.8
TIME 278.4
TIME 279
TIME 279.6
TIME 280.2
TIME 280.8
TIME 281.4
TIME 282
TIME 282.6
TIME 283.2
TIME 283.8
TIME 284.4
TIME 285
TIME 285.6
TIME 286.2
TIME 286.8
TIME 287.4
TIME 288
TIME 288.6
TIME 289.2
TIME 289.8
TIME 290.4
TIME 291
TIME 291.6
TIME 292.2
TIME 292.8
TIME 293.4
TIME 294
TIME 294.6
TIME 295.2
TIME 295.8
TIME 296.4
TIME 297
TIME 297.6
TIME 298.2
TIME 298.8
TIME 299.4

TIME 300
TIME 300.6
TIME 301.2
TIME 301.8
TIME 302.4
TIME 303
TIME 303.6
TIME 304.2
TIME 304.8
TIME 305.4
TIME 306
TIME 306.6
TIME 307.2
TIME 307.8
TIME 308.4
TIME 309
TIME 309.6
TIME 310.2
TIME 310.8
TIME 311.4
TIME 312
TIME 312.6
TIME 313.2
TIME 313.8
TIME 314.4
TIME 315
TIME 315.6
TIME 316.2
TIME 316.8
TIME 317.4
TIME 318
TIME 318.6
TIME 319.2
TIME 319.8
TIME 320.4
TIME 321
TIME 321.6
TIME 322.2
TIME 322.8
TIME 323.4
TIME 324
TIME 324.6
TIME 325.2
TIME 325.8
TIME 326.4

TIME 327
TIME 327.6
TIME 328.2
TIME 328.8
TIME 329.4
TIME 330
TIME 330.6
TIME 331.2
TIME 331.8
TIME 332.4
TIME 333
TIME 333.6
TIME 334.2
TIME 334.8
TIME 335.4
TIME 336
TIME 336.6
TIME 337.2
TIME 337.8
TIME 338.4
TIME 339
TIME 339.6
TIME 340.2
TIME 340.8
TIME 341.4
TIME 342
TIME 342.6
TIME 343.2
TIME 343.8
TIME 344.4
TIME 345
TIME 345.6
TIME 346.2
TIME 346.8
TIME 347.4
TIME 348
TIME 348.6
TIME 349.2
TIME 349.8
TIME 350.4
TIME 351
TIME 351.6
TIME 352.2
TIME 352.8
TIME 353.4

TIME 354
TIME 354.6
TIME 355.2
TIME 355.8
TIME 356.4
TIME 357
TIME 357.6
TIME 358.2
TIME 358.8
TIME 359.4
TIME 360
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 'Permeability I'
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 48
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 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.115
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Bubble Point Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 17239.9
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -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 SPECNOTCALCVL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 3.3765
RESULTS SPEC STOP