

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUACIÓN DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES**

EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO

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

2008

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUACIÓN DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos**

EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO

Director

M.Sc. Nicolás Santos Santos

Co-director

M.Sc. José Francisco Zapata Arango

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

2008

DEDICATORIA

A mis hijas Laura Marcela, Natalia Isabel y Sara Milena quienes con su alegría y amor, me brindan la fuerza y optimismo para persistir en el logro de las metas propuestas.

A mi esposa Isabel Teresa, por su comprensión y firme apoyo en el camino de la vida.

A mis padres Luis Arnulfo y Ana Dolores, mis hermanos Fanny Astrid, Jesús Javier, Nancy Judith y José Arnulfo, por sus enseñanzas, apoyo y hermandad en el camino de la vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la vida para alcanzar, disfrutar y compartir este nuevo triunfo con mis familiares, colegas y amigos.

A mi director M.Sc Nicolas Santos Santos y co-director del proyecto M.Sc José Francisco Zapata A, por su permanente apoyo, orientación y revisión para el cumplimiento de los objetivos de la tesis de Maestría.

Al director de postrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc Samuel Fernando Muñoz y a todos los profesores de la Maestría por compartir su experiencia y conocimientos.

Al instituto Colombiano del Petróleo, en cabeza de su director, M.Sc Néstor Fernando Saavedra y a todos los profesionales de los diferentes profesionales de UDE y UST que me colaboraron en el desarrollo del presente trabajo.

A todos mis compañeros del laboratorio de Petrofísicos Básicos y Especiales funcionarios y contratistas, especialmente a Jorge Alberto Rojas y Diego Corzo, por su dedicación, persistencia y mutuo apoyo para juntos alcanzar esta meta.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES SOBRE FLUJO MULTIFASICO Y PERMEABILIDADES RELATIVAS DOS Y TRES FASES	20
1.1 EXPERIMENTOS DE FLUJO DE TRES FASES EN ESTADO ESTACIONARIO	25
1.2 EXPERIMENTOS DE FLUJO TRES FASES ESTADO NO ESTACIONARIO	28
1.3 IMPORTANCIA DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES EN LOS PROCESOS DE RECOBRO (SIMULACION DE YACIMIENTOS)	28
2. MODELAMIENTO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES	38
2.1 MODELO DE COREY	38
2.2 MODELO DE WYLLIE	38
2.3 MODELO DE STONE I	39
2.4 MODELO DE STONE II	41
2.5 MODELO DE HIRASAKI, DIETRICH Y BONDOR	42
2.6 MODELO DE AZIZ Y SETTARI	43
2.7 MODELO DE FAYERS Y MATTEWS	44
2.8 MODELO DE ALEMAN Y SLATTERY	45
2.9 MODELO DE BAKER	46
2.10 MODELO DE DELSHAD Y POPE	46
2.11 MODELO DE KOKAL Y MAINI	47
2.12 MODELO DE HUSTAD- HOLT	47
2.13 MODELO DE HUSTAD- HANSEN	48
2.14 MODELO DE GOODYEAR- TOWNSLEY	49
2.15 MODELO DE MOULU	49
2.16 MODELO DE BLUNT	50
2.17 ESTUDIO COMPARADO DE LOS MODELOS ANALITICOS UTILIZADOS PARA CALCULAR PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES	51

3. REVISION DE DESARROLLOS EXPERIMENTALES EN EL AREA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES	57
3.1 LEVERETT- LEWIS	57
3.2 CLAUDLE, SLOBOD Y BROWNSCOMBE	58
3.3 HOLMGREN Y MORSE	59
3.4 COREY, RATHJENS, HENDERSON Y WYLLIE	60
3.5 REID	61
3.6 WYLLIE Y GARDNER	61
3.7 NAAR Y WYGAL	62
3.8 SNELL	63
3.9 SAREM	61
3.10 SARAF Y FATT	64
3.11 LAND	66
3.12 DONALDSON Y DEAN	66
3.13 SCHNEIDER Y OWENS	66
3.14 SAPROSEN	67
3.15 DEOKI N. Y SARAF	68
3.16 OAK	70
3.17 MAINI	70
3.18 SKAUGE Y LARSEN	71
3.19 MUHAMMAD MUQEM	71
3.20 BAKER	72
3.21 O. ELERI	73
3.22 NORDTREDT Y EBELTOFT	74
3.23 F.J.M. KALAYDJAN	75
3.24 AKSHAY Y SAHNI	76
3.25 SIDDIQUI	78
3.26 D.A. DICARLO	81
3.27 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES	90
3.27.1 Efecto de la historia de saturación	90
3.27.2 Efecto de las propiedades de la roca	91
3.27.3 Efecto de la mojabilidad	91
3.27.4 Efecto de la presión de overburden	93
3.27.5 Efecto de la temperatura	93
3.27.6 Efecto de la viscosidad, tensión interfacial y densidad	93
3.27.7 Efecto de la saturación inicial de la fase mojante	94
3.27.8 Efecto de la saturación de gas atrapado	95
3.27.9 Efecto de otros factores	95
4. DESARROLLO EXPERIMENTAL	98

4.1 METODOLOGIA EXPERIMENTAL PROPUESTA	98
4.1.1 EQUIPO EXPERIMENTAL	98
4.2 PROTOCOLOS PARA MEDIDA DE PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES, EN EL LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS DEL ICP	101
4.3 RESULTADOS DE LABORATORIO	105
4.3.1 Analisis de resultados de laboratorio estado no estable (no estacionario)	105
4.3.2 Analisis de resultados de laboratorio estado estable (estacionario)	122
5. IMPACTO DE LOS MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	132
6. CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Equipo para medida de permeabilidades relativas tres fases estado estacionario	27
Figura 2.1. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo I de Stone ($S_{om} = 0$)	31
Figura 3. Diferencias en los pronósticos de recobro de aceite en procesos WAG, según el modelo de predicción de permeabilidades relativas tres fases escogido	35
Figura 4. Comparación entre las producciones de fluidos calculadas experimentalmente en una prueba de permeabilidad relativa tres fases, y las pronosticadas por modelos de simulación	37
Figura 5. Visualización de los pozos. Equipo construido por Leverett en 1941, para medir permeabilidades relativas tres fases	58
Figura 6. Diagrama del equipo de permeabilidad relativa- bajo el principio de gas en solución	59
Figura 7. Diagrama del equipo de permeabilidad relativa tres fases construido por Holmgren y Morse	60
Figura 8. Diseño final del equipo de permeabilidad relativa, usado por Saraf en sus experimentos de laboratorio	65
Figura 9. Equipo usado por Van Sprosen (1982) en sus experimentos de laboratorio	68
Figura 10. Equipo experimental usado por Deoki y Saraf en experimentos de laboratorio	69
Figura 11. Volúmenes porosos de agua y aceite recuperados Vs. Volúmenes porosos de gas inyectado	79
Figura 12. Diferencial de presión a través del plug Vs volumen poroso inyectado	80
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa tres fases obtenidas a partir de la metodología propuesta por Siddiquí et al	80
Figura 14. Extrapolación de los datos experimentales de permeabilidad relativa tres fases, obtenidas a partir de la metodología propuesta por Siddiquí et al	81
Figura 15. Equipo Permeámetro con separador trifásico, acondicionado para pruebas de permeabilidad relativa tres fases, laboratorio de análisis petrofísicos ICP	98
Figura 16. Separador trifásico usado en el laboratorio de petrofísicos ICP, para cuantificar producción de fluidos durante las pruebas de permeabilidad relativa tres fases	100
Figura 17. Permeabilidad relativa agua-aceite Berea 90	107
Figura 18. Permeabilidad relativa gas-aceite Berea 90	107
Figura 19. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado Berea 90	108
Figura 20. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente estado no estable en la Berea 90	108

Figura 21. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la Berea 90 y las obtenidas por correlaciones.	109
Figura 22. Permeabilidad relativa agua-aceite muestra 16054.92'	111
Figura 23. Permeabilidad relativa gas-aceite muestra 16054.92'	111
Figura 24. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado muestra 16054.92'.	112
Figura 25. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente, estado no estable en la muestra 16054.92'	112
Figura 26. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16054.92' y las obtenidas por correlaciones (a condiciones de laboratorio)	113
Figura 27. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16054.92' y las obtenidas por correlaciones (a condiciones de yacimiento)	116
Figura 28. Permeabilidad relativa agua-aceite muestra 16096.71'	120
Figura 29. Permeabilidad relativa gas-aceite muestra 16096.71	120
Figura 30. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado muestra 16096.71'	121
Figura 31. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente a condiciones de yacimiento, estado no estable en la muestra 16096.71'	121
Figura 32. Comparación de las permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16096.71' y las obtenidas por correlaciones	122
Figura 33. Equipo de desplazamiento del ICP para prueba de permeabilidades relativas tres fases estado estable, laboratorio de análisis petrofísicos.	123
Figura 34. Permeabilidad relativa estado estable tres fases al aceite Berea 90	125
Figura 35. Permeabilidad relativa tres fases estado estable al agua Berea 90	125
Figura 36. Permeabilidad relativa tres fases estado estable al gas Berea 90	126
Figura 37. Resistómetro GenRad utilizado para medidas de resistividad en la prueba de permeabilidad relativa estado estable tres fases, Berea 90	126
Figura 38. Comparación de resultados experimentales de permeabilidad relativa tres fases al aceite Berea 90	127
Figura 39. Yacimiento y pozos del campo Cupiagua Sur	133
Figura 40. Características del modelo de simulación del campo Cupiagua Sur	133
Figura 41. Comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 2800)	135
Figura 42. Comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 4353)	136
Figura 43. Factor de recobro calculado a partir del comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 4353)	138

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características más importantes de los modelos usados para calcular permeabilidades relativas tres fases	52
Tabla 2. Lista de chequeo de los modelos usados para calcular permeabilidad relativa tres fases	54
Tabla 3. Indicadores para los modelos de permeabilidad relativa tres fases	55
Tabla 4. Escala numérica definida para la evaluación de cada indicador	56
Tabla 5. Valoración para los modelos de permeabilidad relativa tres fases	56
Tabla 6. Listado cronológico de investigaciones experimentales permeabilidades relativas tres fases	82
Tabla 7. Análisis petrofísicos básicos Berea 90	106
Tabla 8. Análisis petrofísicos básicos muestra 16054.92'	110
Tabla 9. Análisis petrofísicos básicos muestra 16096.71'	119
Tabla 10. Resultados experimentales permeabilidades relativas estado estable Berea-90	124
Tabla 11. Comparación de resultados experimentales permeabilidades relativas tres fases Berea-90	127
Tabla 12. Suma de desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales y los valores calculados, corridas experimentales permeabilidades relativas estado no estable	128
Tabla 13. Suma de desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales y los valores calculados, corridas experimentales permeabilidades relativas estado estable	131
Tabla 14. Resultados de las corridas de simulación hasta el día 2800, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.	134
Tabla 15. Resultados de las corridas de simulación hasta el día 4353, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.	136
Tabla 16. Factor de recobro calculado a partir de los resultados de las corridas de simulación hasta el día 4353, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.	137

NOMENCLATURA

B	:	Factor volumétrico, bbl/STB
bbl	:	Barriles
BPPD	:	Barriles de petróleo por día
C	:	Constante de atrapamiento de Land
D_L	:	Dimensión fractal
e_{ow}	:	Parámetro de ajuste en sistema aceite-agua
e_{og}	:	Parámetro de ajuste en sistema gas- aceite
K_r	:	Permeabilidad relativa, md
K_{ro}	:	Permeabilidad relativa al aceite, md
K_{rw}	:	Permeabilidad relativa al agua, md
K_{rg}	:	Permeabilidad relativa al gas, md
$K_{ro, exp}$:	Valor experimental de permeabilidad relativa al aceite
$K_{ro, calc}$:	Valor calculado por modelos de permeabilidad relativa aceite
K_{row}	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, sistema aceite- agua
K_{rocw}	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, en un sistema aceite-agua a saturación de agua connata
K_{rog}	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, en un sistema gas-aceite
K_{rwo}	:	Permeabilidad relativa al agua dos fases, en un sistema aceite-agua
K_{rgo}	:	Permeabilidad relativa al gas dos fases, en un sistema gas-aceite
GOR	:	Gas Oil Ratio
M	:	Miles

MM	:	Millones
Pc	:	Presión capilar
Q	:	Tasa de producción
Rs	:	Factor de Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB
S	:	Saturación, fracción
S _h	:	Saturación de hidrocarburo
S _{hr}	:	Saturación residual de hidrocarburo
S _o	:	Saturación de aceite, fracción
S _{ob}	:	Saturación 'bulk' de aceite, fracción
S _{ol}	:	Saturación de aceite en los estratos, fracción
S _{om}	:	Saturación residual de aceite tres fases, fracción
S _{orw}	:	Saturación residual de aceite en sistema agua-aceite, fracción
S _{org}	:	Saturación residual de aceite en sistema gas-aceite, fracción
S _w	:	Saturación de agua, fracción
S _{wc}	:	Saturación de agua crítica, fracción
S _{wi}	:	Saturación de agua inicial, fracción
S _g	:	Saturación de gas, fracción
SCF	:	Standard Cubic Feet
S _{ob}	:	Saturación de petróleo bloqueado por invasión de agua
S _{of}	:	Saturación de petróleo libre (S _o – S _{ob})
S _{om}	:	Mínima saturación residual de petróleo
S _{or}	:	Saturación de petróleo residual
STB	:	Stock Tank Barrel
t	:	Tiempo
WI	:	Índice de mojabilidad
WOR	:	Water Oil Ratio, STB de agua/STB de liquido

LETRAS GRIEGAS

Δ : Variación

ϕ	:	Porosidad
γ	:	Tensión interfacial
σ	:	Función de probabilidad
ΣDEV	:	Sumatoria de desviaciones

SUBÍNDICES

g	:	Gas
L	:	Líquido
Lr	:	Líquido residual
Max	:	Máximo
Norm	:	Saturación normalizada
o	:	Petróleo
OG	:	Sistema gas-aceite
T	:	Atrapado
Sor	:	Saturación de petróleo residual
Swirr	:	Saturación de agua irreducible
w	:	Agua
WG	:	Sistema agua/gas
WO	:	Sistema aceite/agua

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES¹

AUTOR: EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO**

PALABRAS CLAVES: *Permeabilidad Relativa, Tres Fases, Metodología Experimental.*

Este trabajo presenta una revisión crítica de los desarrollos experimentales y teóricos en el área de permeabilidad relativa tres fases, y propone una metodología estado no estable y una metodología estado estable, para evaluar experimentalmente permeabilidades relativas tres fases (agua, aceite, gas). Para lograr la medición de permeabilidades relativas tres fases estado no estable y estado estable a condiciones de yacimiento, se realizaron mejoras en el equipo de medición de permeabilidades relativas con separador trifásico, del laboratorio de análisis petrofísicos del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol S.A. Las mejoras fueron dirigidas a lograr dos objetivos: modificar el equipo con el fin de obtener datos experimentales más confiables e interpretarlos apropiadamente. Se prestó especial atención a la medición del diferencial de presión y a las incertidumbres en las mediciones de saturación de fluidos en la muestra de roca.

Se realizaron cinco corridas de laboratorio usando muestra de Berea y rocas del Piedemonte. Cuatro corridas fueron hechas en estado no estable y una en estado estable. Aceite mineral, salmuera, y nitrógeno fueron usados como fluidos de prueba. Se usaron las muestras: Berea 90 y dos muestras de roca del pozo Cupiagua Sur XZ-2 profundidades 16054.92' y 16096.71'. Los resultados obtenidos experimentalmente de permeabilidad relativa al aceite fueron comparados, con los resultados de 16 modelos matemáticos. Finalmente usando el modelo 'Full Field' del campo Cupiagua Sur, se evaluó los efectos de los modelos de permeabilidad relativa tres fases Stone I, Stone II y IKU, sobre el comportamiento de producción del yacimiento Mirador.

¹ Tesis de Maestría

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Ingeniería profundización en hidrocarburos
Director: M.Sc. Nicolas Santos Santos. Co- Director: M.Sc. José Francisco Zapata Arango (ICP).

. ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL METHODOLOGY DESIGN FOR DETERMINATION OF THREE-PHASE RELATIVE PERMEABILITIES²

AUTHOR: EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO**

KEYWORDS: *Relative Permeability, Three Phases, Experimental Methodology.*

This work presents a critical review of experimental and theoretical developments in the area of three phase relative permeability and gives an unsteady- state methodology and a steady- state methodology for experimental evaluation of three phases relative permeability. An improved experimental apparatus for measurement of three phases relative permeability, using three phase acoustic separator was made in the ICP's special core laboratory. The improvement was aimed at two objectives: to modify the equipment in order to obtain more reliable experimental data and to interpret them appropriately. Special emphasis was laid upon pressure drop measurements and uncertainties in fluids saturation.

Five laboratory runs were made using Berea sample and Piedemonte sand rocks. Four runs were made in unsteady state and one run in steady state. Mineral oil, brine, reservoir oil and nitrogen gas were used as testing fluids. Core samples used were: Berea 90 and two plugs of Cupiagua Sur XZ-2 Well (16054.92', 16096.71').

Experimental results of three phase oil relative permeability were compared with results of 16 mathematical models. Finally using the full field model of Cupiagua Sur reservoir, the effects of the three phases permeability relative models: Stone I, Stone II, IKU on the production behavior of the Mirador reservoir, was evaluated.

² Master of Science Thesis

**Physicochemical engineering faculty. Petroleum engineering school

Director: M.Sc. Nicolas Santos Santos. Co- Director: M.Sc. José Francisco Zapata Arango (ICP).

INTRODUCCIÓN

El flujo de tres fases ocurre en los yacimientos de petróleo cuando la saturación de agua es más alta que la irreducible, y adicionalmente están presentes el aceite y gas como fases móviles. Predicciones detalladas del comportamiento de los yacimientos de petróleo bajo procesos de recobro como inyección de dióxido de carbono, combustión in-situ, inyección de vapor, inyección de fluidos micelares e inyección de nitrógeno, requieren de los datos de permeabilidad relativa tres fases.

En décadas pasadas el uso de datos de permeabilidad relativa tres fases para cálculos de ingeniería de yacimientos convencionales ha sido raramente necesario. En consecuencia hay menos conocimiento acerca de las características de permeabilidad relativa tres fases que dos fases. La permeabilidad relativa tres fases es útil para el cálculo del comportamiento del yacimiento, para campos que producen por empujes simultáneos de agua y gas, o yacimientos que producen por empuje de gas en solución los cuales están parcialmente depletados y son producidos por empuje de agua, bien sea por acuíferos naturales o por procesos de recuperación secundaria .

En la industria petrolera se usan modelos matemáticos (analíticos y numéricos), para estimar permeabilidades relativas tres fases a partir de datos experimentales de permeabilidades relativas de dos fases. Algunos de los modelos más utilizados son Stone I, Stone II, Azis- Settari, Fayers & Mathews, Corey, Naar & Wygal, Land, Parker. Los principales modelos probabilísticos utilizados en los simuladores son Stone I, 1970; Stone II, 1973; en estos modelos se hace uso de aproximaciones estadísticas y emplean “sets” de curvas de permeabilidades relativas de dos fases agua- petróleo y petróleo-gas, y partiendo de estos, se estima la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema de tres fases. Los anteriores modelos estiman la permeabilidad relativa a la fase petróleo en un sistema trifásico a partir de datos de flujo de dos fases, basándose en la suposición de que “cada fluido establece su propio camino tortuoso, el cual forma canales de flujo muy estables”.

Al igual que en el caso de permeabilidades relativas dos fases, las permeabilidades relativas tres fases medidas experimentalmente, son mejores que los valores determinados teóricamente, debido a que se representa directamente (simulación física) sobre una muestra de roca del yacimiento, el fenómeno de flujo de tres fases que realmente ocurrirá en el yacimiento. Sin embargo el tiempo requerido para realizar una prueba de permeabilidad relativa tres fases estado no estable en laboratorio, el cual fue estar entre 15- 20 días la convierte en una prueba extensa y costosa.

Es interesante notar que mientras se ha reconocido ampliamente, que todos los yacimientos de hidrocarburos constituyen sistemas potenciales de flujo multifásico, las mediciones directas de las permeabilidades relativas de tres fases a partir de experimentos de laboratorio permanecen aún bajo exploración teórico/práctica, debido tal vez al tiempo necesario para realizar la prueba en laboratorio (el puede consumir varios días o semanas) y los equipos especializados necesarios (separadores acústicos de tres fases, equipos de medición de saturación insitu) Vs el tiempo empleado en los modelos numéricos (el cual puede ser de solo un par de horas) para construir las curvas de permeabilidad relativa tres fases.

1. GENERALIDADES SOBRE FLUJO MULTIFASICO Y PERMEABILIDADES RELATIVAS DOS Y TRES FASES

Las propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso son los parámetros más importantes en un estudio de ingeniería de yacimientos. Tales propiedades incluyen la permeabilidad absoluta, las permeabilidades relativas a cada uno de los fluidos y las funciones de presión capilar. La permeabilidad absoluta de una roca se define como la facilidad con la cual un fluido, que satura completamente el medio fluye a través de la roca bajo un gradiente de potencial aplicado. La permeabilidad absoluta, k , es la constante de proporcionalidad en la ley de Darcy.

La ley de Darcy establece que en condiciones de flujo laminar, sin interacción roca-fluido y para fluidos incompresibles, el flujo de un fluido en un medio poroso, es directamente proporcional al gradiente de potencial aplicado, $d\Phi/dl$ y al área del medio poroso perpendicular a la dirección de flujo, A , y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ ,

Generalmente, los experimentos de flujo en laboratorio se llevan a cabo en núcleos horizontales, y el término gravitacional se elimina, por lo cual la ley de Darcy (ecuación 1), se reduce a:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1)$$

En esta ecuación dp/dx es el gradiente de presión en la dirección de flujo.

El concepto de permeabilidad absoluta se ha extendido al flujo multifásico introduciendo el concepto de permeabilidad efectiva, definiéndose como la facilidad con que fluye un fluido en presencia de otro fluido, el cual está a saturación irreducible o mínima (en condición de no flujo).

A menudo, los fluidos presentes en el medio poroso se clasifican como mojante o no-mojante, dependiendo de la habilidad preferencial de adhesión a los materiales que conforman el medio poroso. Así se dice que un yacimiento es mojado por aceite si la fase aceite tiende a adherirse al lecho poroso. En este caso el fluido no mojante sería el agua.

El trabajo original sobre la física del flujo de dos fases fue realizado por Wyckoff & Botset (1936). Ellos introdujeron la idea de utilizar la permeabilidad efectiva a cada fluido presente en la roca en la ley de Darcy, para cuantificar el comportamiento de flujo en el medio poroso.

La permeabilidad efectiva a cada fase se define como:

$$k_{ei} = \frac{q_i \mu_i}{A(dp/dx)_i} \quad (2)$$

En esta ecuación k_{ei} , es la permeabilidad efectiva. El subíndice, i , representa tanto la fase mojante como las fases no-mojantes.

La permeabilidad efectiva a cada fase se incrementa a medida que su saturación incrementa. Es cero a la saturación irreducible de la fase y es máxima a la máxima saturación de la fase. Usualmente, la permeabilidad efectiva se convierte en permeabilidad relativa dividiéndola por una permeabilidad de referencia. La escogencia de la permeabilidad de referencia es arbitraria, y puede ser cualquiera de las siguientes:

- 1) Permeabilidad absoluta a una de las fases.
- 2) Permeabilidad al gas corregida por efecto Klinkenberg.
- 3) Permeabilidad efectiva de la fase no mojante a la saturación irreducible de la fase mojante.

4) Permeabilidad efectiva de la fase mojante a la saturación irreducible de la fase no mojante.

A menudo se utiliza la permeabilidad efectiva de la fase menos mojante como la permeabilidad de referencia. Generalmente se toma como permeabilidad de referencia la efectiva al aceite.

Las permeabilidades relativas no solo dependen de la saturación de las fases, sino también de la historia de saturación. Si la saturación de la fase mojante está incrementándose, el proceso se conoce como imbibición. Si la saturación de la fase mojante está disminuyéndose, el proceso se conoce como drenaje. La diferencia entre las permeabilidades relativas determinadas durante el drenaje y durante la imbibición, se conoce como histéresis.

Geffen et. al., (1951) presentaron un estudio completo sobre los diferentes métodos disponibles para la determinación de las permeabilidades relativas dos fases en un medio poroso. Ellos dividieron los métodos en las cuatro categorías siguientes:

- 1) Estimación a partir del historial de producción del yacimiento.
- 2) A partir de datos de laboratorio publicados en la literatura técnica, sobre estudios en medios porosos similares (generalización de otros estudios de yacimiento).
- 3) A partir de la derivación de las ecuaciones de flujo, utilizando leyes conocidas de dinámica de fluidos, y utilizando algunas características que pueden medirse experimentalmente de la roca (método matemático).
- 4) A partir de mediciones directas de laboratorio de las características de flujo utilizando muestras representativas de roca y fluidos (método experimental).

Geffen et. al., (1951) observaron que los primeros tres métodos presentan inconsistencias que hacen de su uso algo cuestionable. En el caso del primer método, los datos del desempeño de un yacimiento están solamente disponibles para algunos tipos de procesos de flujo, y no están fácilmente disponibles durante el principio de la vida productiva de un yacimiento. Para el segundo método, los datos publicados de otras pruebas de laboratorio por lo general no son aplicables al propio caso de estudio.

Para el tercer método, la física del flujo de fluidos no se ha comprendido suficientemente como para derivar ecuaciones matemáticas exactas, que describan el flujo en geometrías de poro complejas. El cuarto método, es decir la medición directa de las permeabilidades relativas en laboratorio, utilizando muestras de núcleos representativas del yacimiento en estudio, es un método confiable para la obtención de datos de permeabilidad relativa.

Saraf & McCaffery, (1981) publicaron un estudio completo acerca de los métodos para la determinación de las permeabilidades relativas de dos y tres fases (agua, gas y aceite). Al igual que en el caso de permeabilidades relativas dos fases, las permeabilidades relativas tres fases medidas experimentalmente son mejores que los valores determinados teóricamente, debido a que se representa directamente (simulación física) sobre una muestra de roca del yacimiento, el fenómeno de flujo de tres fases que realmente ocurrirá en el yacimiento.

La determinación experimental de presiones capilares y permeabilidades relativas en sistemas de tres fases, ha recibido especial atención desde hace aproximadamente 60 años. Sin embargo, no se han logrado las mejoras significativas alcanzadas en la medición de estas propiedades para sistemas de dos fases (Watson, 1988; Richmond & Watson, 1990; Nordtvedt, 1993; Nordtvedt, 1994). En el caso de permeabilidades relativas dos fases, se han desarrollado tres categorías de métodos de laboratorio para la medición de las permeabilidades relativas dos fases, por lo general agua-petróleo: (i) Métodos de estado estacionario, (ii) Métodos de estado no-estacionario, y (iii) Métodos de la centrífuga.

En el método de estado estacionario, generalmente se inyectan simultáneamente en el núcleo tanto la fase mojante como la no-mojante. La caída de presión y las saturaciones se miden cuando el sistema alcanza el estado estacionario, es decir, cuando la caída de presión a través del núcleo, las saturaciones, y distribución de fluidos no cambian con el tiempo. La caída de presión a través del núcleo, junto con las tasas de flujo y las viscosidades de los fluidos, se reemplaza en la ley de Darcy modificada (ecuación 1) para calcular las permeabilidades efectivas. Las saturaciones de las fases se modifican mediante la variación de la relación de las tasas de flujo de los fluidos. De esta manera, las curvas de permeabilidades relativas pueden determinarse sobre un rango representativo de saturaciones. Hassler, (1944) presentó un método para medir las permeabilidades relativas al gas y al petróleo, para el cual se utilizaban platos semi-permeables en los extremos del núcleo, permitiendo a los fluidos desplazarse separadamente hacia el exterior del núcleo. En este método las caídas de presión en la fase gas se ajustan para igualar las presiones capilares (diferencia de presión en la interfase gas-petróleo) en los extremos de entrada y salida del núcleo.

En los métodos de estado no-estacionario solamente se inyecta en el núcleo una de las fases. El núcleo está a la saturación irreducible de la fase desplazante. El recobro y la caída de presión a través del núcleo se registran durante el proceso de desplazamiento. Las permeabilidades relativas se calculan por varios métodos, entre ellos el más conocido es el método de Johnson, Bossler & Neumann, (1959) conocido mundialmente como método JBN, o por técnicas de ajuste histórico.

En el caso del método de la centrífuga; (equipo que utiliza la fuerza centrífuga como potencial de flujo) se ha utilizado para medir la presión capilar de rocas porosas desde 1944 (Hassler & Brunner). Hagoort, (1980) utilizó datos experimentales a partir de centrífuga para determinar las curvas de permeabilidad relativa de la fase petróleo. O'Meara & Crump, (1985) obtuvieron la permeabilidad relativa del petróleo y la presión capilar del sistema gas-petróleo de experimentos con centrífuga llevados a cabo a diferentes velocidades. En su método, la presión capilar (la cual se define como la

diferencia de presión en la interfase agua-aceite), se determina a partir de datos obtenidos a condiciones aproximadamente estabilizadas al final de cada prueba. Las permeabilidades relativas se determinan por ajuste histórico de los datos de producción registrados del experimento con la centrífuga.

A continuación se resumen los experimentos reportados en la literatura tendientes a brindar procedimientos para la determinación de permeabilidades relativas de tres fases:

1.1 EXPERIMENTOS DE FLUJO DE TRES FASES EN ESTADO ESTACIONARIO

Actualmente en la industria petrolera, en los laboratorios de análisis petrofísicos especiales, las permeabilidades relativas tres fases, generalmente son medidas usando el método de estado estacionario o el método de estado no estacionario,

En el caso de permeabilidades relativas tres fases, el método estado estacionario consiste en hacer fluir a través de una muestra de roca (conocida como tapón o 'plug') gas, aceite y agua, y registrar usando un software de monitoreo, los diferenciales de presión a través del tapón, lo mismo que los caudales de los tres fluidos a la salida del tapón. Se considera que se ha alcanzado el estado estacionario cuando el diferencial de presión, la saturación y la distribución de fluidos en el medio poroso no varían con el tiempo. Los diferenciales de presión, las tasas de flujo y las viscosidades de los fluidos se reemplazan en la ley de Darcy modificada para flujo multifásico para calcular las permeabilidades efectivas a cada una de las fases.

Durante el desarrollo de la prueba se varían secuencialmente las tasas de gas, aceite y agua, generalmente manteniendo constante la relación de las tasas de inyección de dos de las tres fases, determinando en cada paso diferenciales de presión a través del tapón. El sistema de almacenamiento y bombeo de fluidos al tapón, se mantiene confinado y se usa un regulador de presión ('backpressure') a la salida del tapón para controlar los efectos de compresibilidad del gas.

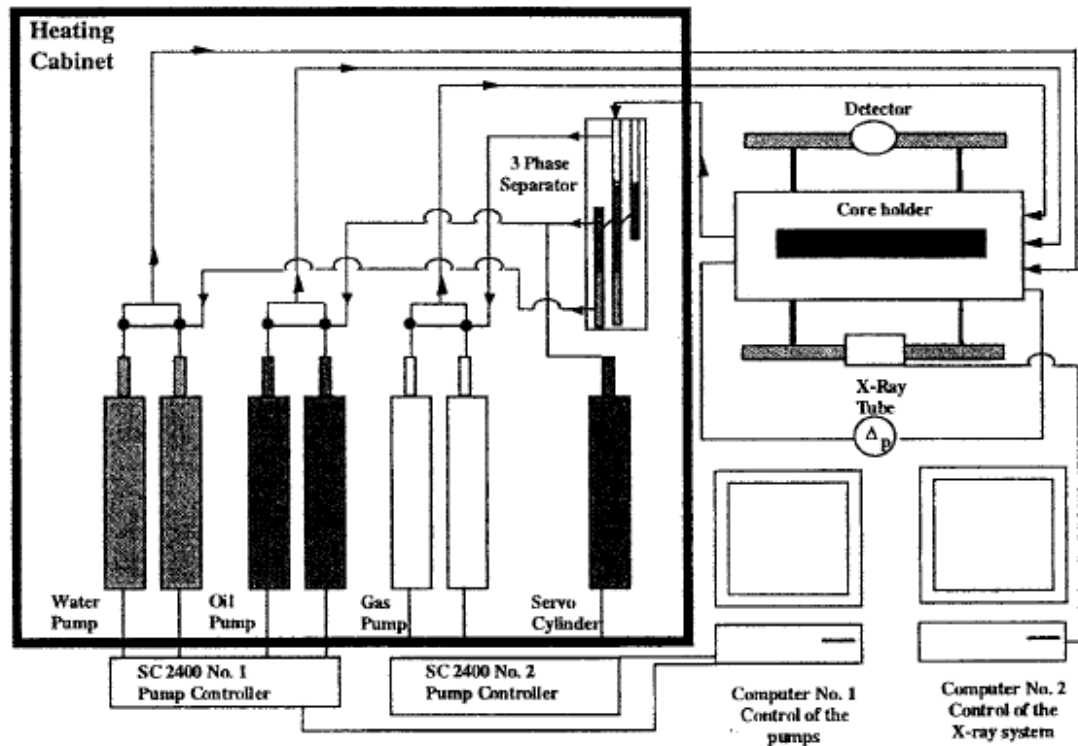
La saturación de fluidos en el interior de tapón puede ser calculada indirectamente a partir de la relación de caudales a la salida del tapón, o directamente usando métodos de visualización de fluidos in-situ, tal como absorción de rayos X ('CT Scanner') para ello se inyecta el agua y el aceite con unos trazadores (compuestos de Yodo o Cesio). Las medidas de saturación se realizan en varios puntos equidistantes a lo largo del eje del tapón, para monitorear el perfil de saturación. También se puede usar un separador acústico trifásico, para determinar la tasa de fluidos que salen del tapón, y medir saturaciones a través del tiempo que toma un pulso de onda ultrasónica en viajar desde el extremo del separador hasta la interfase líquida y regresar.

El primer estudio experimental del flujo de tres fases se llevó a cabo en 1941 por Leverett & Lewis, quienes realizaron experimentos en estado estacionario en arenas no consolidadas. Debido a las inherentes dificultades en el laboratorio, los estudios experimentales para la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases llevados a cabo desde entonces hasta la década de los 90's, han sido relativamente pocos (Caudle et. al., 1951; Corey et. al., 1956; Reid, 1956; Snell, 1962; Saraf & Fatt, 1967; Schneider & Owens, 1970; Saraf et. al., 1982; Oak, 1990).

A partir de los años 90 con la aparición de más herramientas tecnológicas, como escaneo de imágenes, medición de saturaciones de fluidos a través de separadores acústicos, se reportan los experimentos de Oak, (1991); Baker, (1993) y Jerauld, (1997), Nordtvedt, (1997).

En la Figura 1 se muestra el equipo utilizado por Nordtvedt, (1997), para la medición de permeabilidades relativas tres fases estado estacionario.

Figura 1. Equipo para medida de permeabilidades relativas tres fases estado estacionario



Fuente. Artículo SPE 36683

Una observación común de los anteriores trabajos es que la permeabilidad relativa a la fase mojante es esencialmente función de su propia saturación, y es casi idéntica a aquella que puede obtenerse en flujo bifásico. Por otra parte, las permeabilidades relativas a las fases no-mojante e intermedia varían con las saturaciones de las tres fases, la mayoría de las isopermas (o curvas de igual permeabilidad relativa) para la fase intermedia se desvían de líneas rectas. En los trabajos anteriormente relacionados, la interpretación de los experimentos de permeabilidad relativa en estado estacionario se basa en minimizar los efectos finales para obtener saturaciones uniformes, y luego aplicar directamente la extensión de la ley de Darcy al flujo multifásico.

1.2 EXPERIMENTOS DE FLUJO TRES FASES ESTADO NO ESTACIONARIO

En el caso de permeabilidades relativas tres fases estado no estacionario, solamente se inyecta en el núcleo una de las fases. El núcleo está generalmente a saturación irreducible de la fase desplazante. El recobro de las tres fases y la caída de presión a través del núcleo se registran durante el proceso de desplazamiento. Generalmente se utiliza la extensión de la teoría de Buckley-Leverett de flujo inmiscible de 2 fases a 3 fases, y los métodos de Welge y JBN para estimar saturaciones y permeabilidades relativas de las tres fases respectivamente.

La falta de experimentos cuantitativos para la validación de la teoría de desplazamiento retrasó los reportes de permeabilidades relativas en estado no-estacionario hasta que Sarem, (1966), Donaldson & Dean (1966), Saraf et. al., (1982) y Van Spronsen, (1982), publicaron sus trabajos. De hecho, fue hasta la década de los 80's que el equivalente del método de Welge, (1952) para la construcción de la teoría del flujo de dos fases de Buckley-Leverett, se extendiera exitosamente al flujo de tres fases (Grader & O'Meara Jr., 1988).

En la actualidad, la mayoría de estudios de permeabilidades relativas estado no estacionario se llevan a cabo utilizando experimentos de desplazamiento, los cuales normalmente incluyen mediciones de saturación in-situ (Skauge et al., 1994 ; Eleri et. al., 1995; Goodyear & Jones, 1995; Naylor et. al., 1995; Hicks Jr. & Grader, 1996; Siddiqui et. al., 1996; Nordtvedt et al., 1997; Sahni et. al., 1998; DiCarlo et. al., 2000).

1.3 IMPORTANCIA DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES EN LOS PROCESOS DE RECOBRO (SIMULACION DE YACIMIENTOS)

La permeabilidad relativa la cual define la hidrodinámica del flujo de fluidos en una roca de yacimientos, es uno de los principales parámetros de entrada para la simulación de yacimientos. La mayoría de simuladores convencionales se basan en “sets” de datos de

permeabilidad relativa de dos fases, y solamente interpolan la correspondiente permeabilidad relativa de cualquiera de las tres fases como un dato de entrada a la corrida de simulación. Este método de interpolación no es suficiente para capturar el comportamiento real del flujo de las tres fases que coexisten en el yacimiento. En la industria petrolera se usan modelos matemáticos (analíticos y numéricos), para estimar permeabilidades relativas tres fases a partir de datos de permeabilidades relativas de dos fases. Algunos de los modelos más utilizados son Stone I, Stone II, Azis- Settari, Fayers & Mathews, Corey, Naar & Wygal, Land, Parker.

Los principales modelos probabilísticos utilizados en los simuladores son Stone I, 1970; Stone II, 1973; en estos modelos se hace uso de aproximaciones estadísticas y emplean “sets” de curvas de permeabilidades relativas de dos fases agua- petróleo y petróleo-gas, y partiendo de estos, se estima la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema de tres fases. Los anteriores modelos estiman la permeabilidad relativa a la fase petróleo en un sistema trifásico a partir de datos de flujo de dos fases, basándose en la suposición de que “cada fluido establece su propio camino tortuoso, el cual forma canales de flujo muy estables” (Bear, 1972).

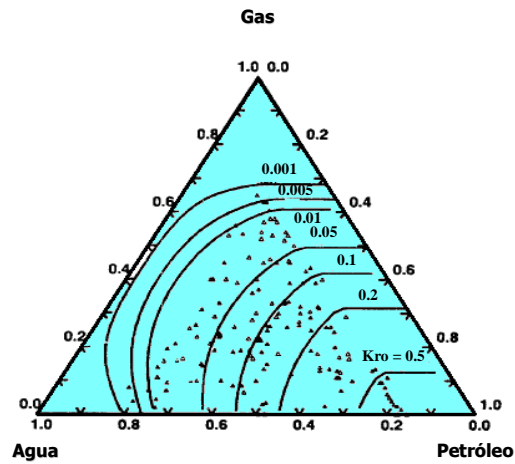
Baker, 1988, presentó la comparación del ajuste de nueve modelos para el cálculo de permeabilidades relativa al aceite tres fases, con ocho sets completos de permeabilidades relativas de tres fases. Baker concluye que la mayoría de los modelos ajustan los datos casi con la misma exactitud. Los resultados muestran que cada modelo es capaz de representar las permeabilidades relativas de tres fases para altas permeabilidades relativas al petróleo. Las diferencias entre los modelos son más evidentes a bajas permeabilidades relativas al petróleo. En su trabajo Baker encontró que el modelo de Parker predice curvas aproximadamente rectas (similar al método de interpolación lineal) en la región de tres fases. Las diferencias en las predicciones de los modelos son más aparentes en la comparación de las isopermas construidas por Baker. Las Figuras 2.1 a 2.5 muestran diagramas ternarios, cuyos vértices son 100% saturación de aceite, 100% saturación de agua, y 100% saturación de gas. En estos diagramas se presentan las isopermas (o curvas de igual permeabilidad relativa)

calculadas por Baker para los datos experimentales de Hosain, utilizando interpolación lineal, los Modelos de Stone (I y II), el Modelo de Hirasaki y el de Parker. Los puntos sobre los diagramas ternarios representan las saturaciones a las que se midieron permeabilidades relativas al petróleo diferentes de cero.

En la región de baja saturación de petróleo (menor al 20%), el Modelo I de Stone (Figura 2.1) predice permeabilidades relativas mucho más altas que las determinadas experimentalmente. Lo contrario sucede con el Modelo II de Stone (Figura 2.2), el cual predice permeabilidad relativas al petróleo muy bajas. El Modelo de Hirasaki (Figura 2.3) predice isopermas similares a aquellas obtenidas con el Modelo II de Stone; mientras que la interpolación lineal (Figura 2.4) y el Modelo de Parker (Figura 2.5) ajustan cercanamente los datos experimentales. Las formas de las isopermas varían de modelo a modelo, siendo en su mayoría cóncavas en los modelos de Stone I y Stone II (Figuras 2.1, 2.2), convexas en el modelo de Hirasaki (Figura 2.3), y líneas rectas en los modelos de Parker e interpolación lineal (Figuras 2.4 y 2.5).

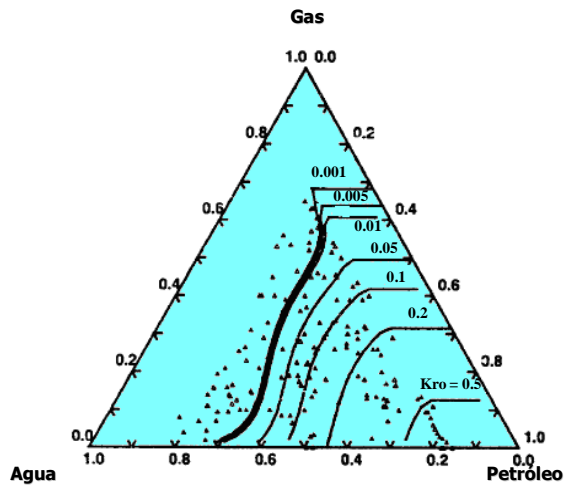
Las isopermas de las Figuras 2.1 a 2.5 presentan el efecto que puede tener el modelo de permeabilidades relativas de tres fases sobre la predicción del recobro de petróleo. Si el flujo de tres fases ocurriera en un espacio significativo dentro de todo el volumen poroso del yacimiento, el recobro de petróleo sería afectado dramáticamente si el modelo seleccionado para la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases llegara a predecir que el petróleo fluiría a muy bajas o a muy altas saturaciones del mismo fluido. Con base en esto, al emplear el Modelo I de Stone, cuyas predicciones son por lo general altas permeabilidades relativas al petróleo a bajas saturaciones de petróleo, se esperaría una mayor recuperación de petróleo que si se empleara el Modelo II de Stone, el cual predice generalmente bajas permeabilidades relativas al petróleo a bajas saturaciones de petróleo. En general, las mejoras en la predicción de las permeabilidades relativas de tres fases están en la dirección de los métodos de interpolación lineal o de interpolación con ponderación de saturación; no obstante, estos métodos son dependientes de cada caso en particular y no existe ninguna base teórica para su aplicación.

Figura 2.1. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo I de Stone ($S_{om} = 0$)



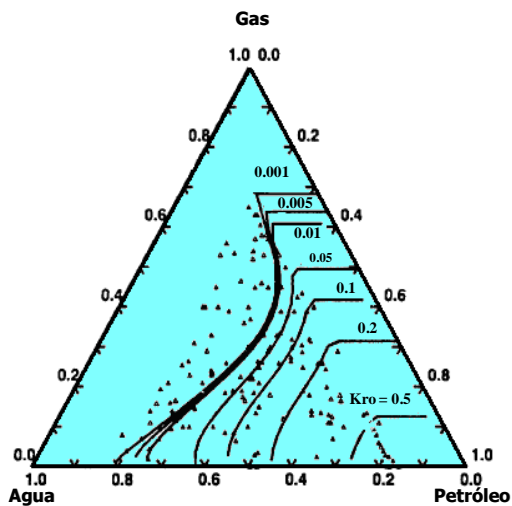
Fuente. Artículo SPE 17369

Figura 2.2. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo II de Stone (sin ajustar)



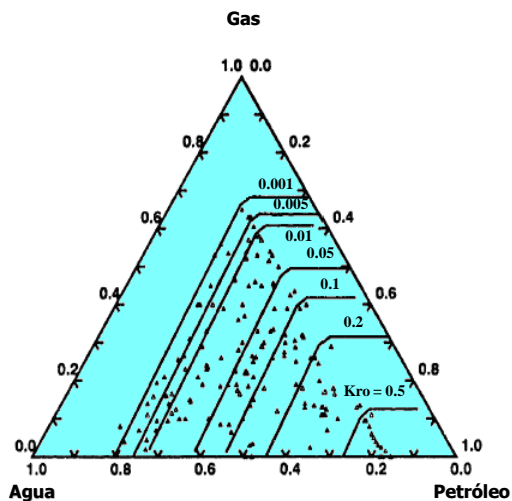
Fuente. Artículo SPE 17369

Figura 2.3. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo de Hirasaki



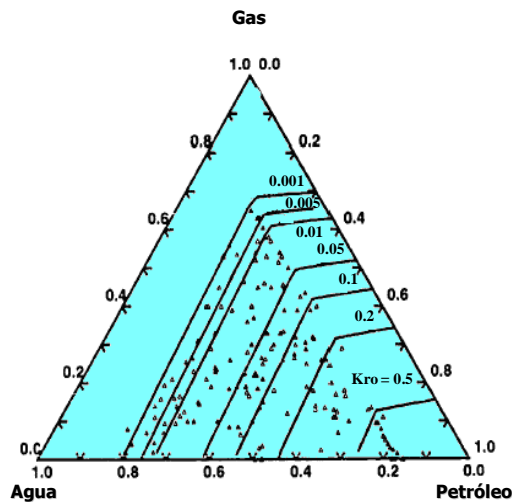
Fuente. Artículo SPE 17369

Figura 2.4. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo de Interpolación Lineal



Fuente. Artículo SPE 17369

Figura 2.5. Ajuste de los datos experimentales de Hosain, empleando el Modelo de Parker

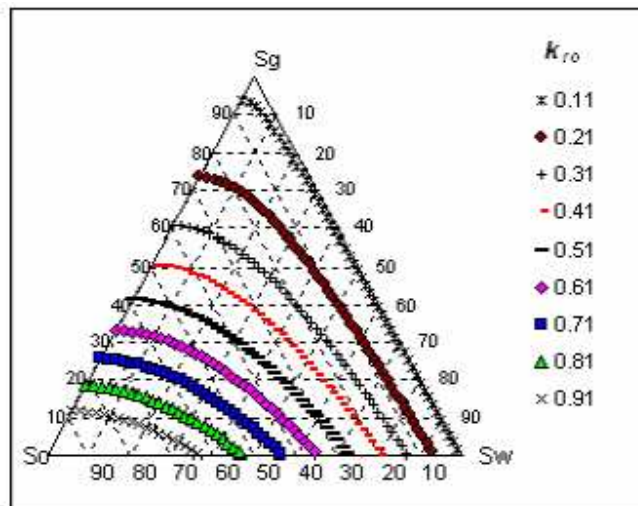


Fuente. Artículo SPE 17369

En yacimientos en los que se ha implementado la inyección de agua, es posible recuperar gran parte del volumen remanente de petróleo mediante la inyección de gas alternada con agua (WAG). El gas puede ocupar parte del espacio poroso que de otra manera sería ocupado por el petróleo, movilizándolo de esta manera el petróleo remanente. El agua, inyectada subsecuentemente, desplazará parte del petróleo y gas remanentes, reduciendo aún más la saturación residual de petróleo.

La repetición de los baches de inyección durante el proceso WAG puede mejorar en gran medida el recobro último de petróleo. Christensen, Stenby & Skauge (1998) reportaron un resumen de alrededor de sesenta aplicaciones del proceso WAG a escala de campo. En los últimos años se ha considerado que el proceso WAG puede mejorar la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento de gas condensado. En la actualidad, la predicción del desempeño de varios procesos de recobro mejorado de hidrocarburos, especialmente la inyección de agua alternada con gas (WAG), requiere el conocimiento de las permeabilidades relativas de tres fases (Ver Figura 2.6).

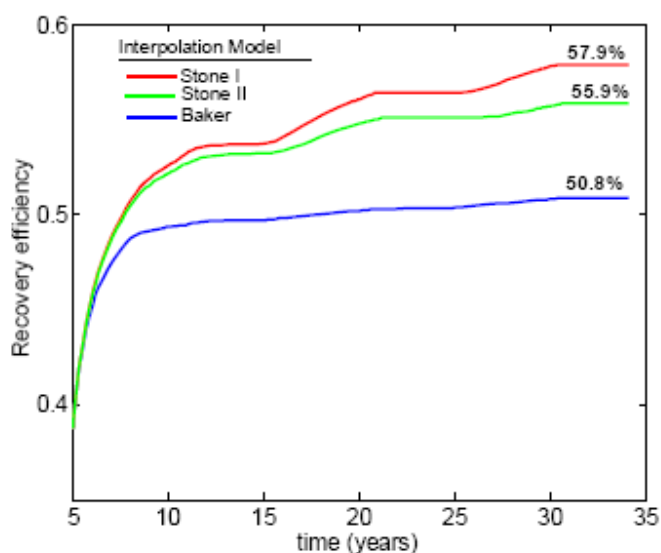
Figura 2.6 Diagrama ternario representando permeabilidades relativas tres fases, en un proceso WAG



Fuente. Artículo SPE 103583

Las suposiciones de cada uno de los modelos, pueden conducir a predicciones de permeabilidad relativa al aceite optimistas o pesimistas. Dependiendo del modelo escogido se afectará el cálculo de inyectividad de fluidos en el pozo, y el recobro de aceite pronosticado en una simulación de yacimientos, al comparar los resultados con la producción real del campo (Ver Figura 3).

Figura 3. Diferencias en los pronósticos de recobro de aceite en procesos WAG, según el modelo de predicción de permeabilidades relativas tres fases escogido



Fuente. Artículo SPE 89921

Estos modelos asumen que las permeabilidades relativas al gas y al agua, son dependientes de su respectiva saturación dentro del medio poroso. Sin embargo los siguientes fenómenos son observados en el laboratorio:

- Dependencia de la saturación según los diferentes procesos de flujo: drenaje e imbibición (efectos de histéresis), sobre la permeabilidad relativa al gas.
- Presencia de gas atrapado en el medio poroso.
- Desplazamiento de aceite atrapado (S_{or}) por el gas.
- Saturación de aceite crítica para iniciar el flujo de tres fases, la cual puede ser diferente de la encontrada en las corridas de dos fases.

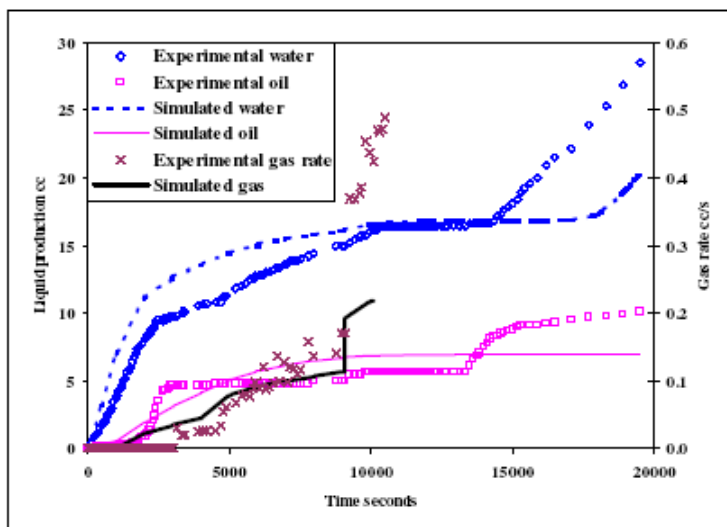
- Efectos de mojabilidad de la roca sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa.
- Reducción de permeabilidad relativa al agua en presencia de gas atrapado ('gas blockage').
- Presiones capilares no despreciables, fluidos compresibles, perfiles de saturación uniformes.

Todos estos fenómenos aquí citados, no pueden ser reproducidos por los modelos numéricos y analíticos, e invalidan algunas suposiciones dadas por los modelos de permeabilidades relativas tres fases. La comparación entre las permeabilidades tres fases obtenidas experimentalmente y las obtenidas a través de modelos analíticos y numéricos no siempre muestra buena concordancia. En la mayoría de los casos la interpolación lineal o por ponderación entre las permeabilidades relativas de dos fases (agua- aceite y gas-aceite) para construir permeabilidades relativas tres fases, suministran una pobre aproximación al flujo de tres fases que ocurre en el medio poroso.

Consecuentemente se puede afirmar, que la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases se ha llevado a cabo principalmente utilizando modelos predictivos que algunas veces no se ajustan a las pruebas experimentales reales. La revisión de los datos experimentales de permeabilidad relativa tres fases, y los modelos disponibles en la literatura indican, que todavía hay problemas que deben ser solucionados. Desde el punto de vista experimental el principal problema es obtener datos de historia de saturación y permeabilidad relativa de muy buena calidad. Desde el punto de vista de los modelos analíticos y numéricos, el principal problema es incorporar los fenómenos físicos que ocurren en el medio poroso tales como: efecto de la tensión interfacial, historia de saturación de fluidos, y geometría de poro. Estos hechos también pueden conducir a predicciones de permeabilidad relativa al aceite optimistas o pesimistas, los cuales como se mencionó anteriormente dependiendo del

modelo escogido se afectará el cálculo de inyectividad de fluidos en el pozo, y el recobro de aceite pronosticado en una simulación de yacimientos (Ver Figura 4).

Figura 4. Comparación entre las producciones de fluidos calculadas experimentalmente en una prueba de permeabilidad relativa tres fases, y las pronosticadas por modelos de simulación



Fuente. Artículo SPE 89921

2. MODELAMIENTO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES

A continuación se presenta un resumen de 16 modelos disponibles en la literatura para calcular permeabilidades relativas tres fases³.

2.1 MODELO DE COREY

Corey (1956) propuso la primera correlación empírica para predicción de permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases.

$$k_{ro} = (S_w + S_L - 2S_{Lr}) \left(\frac{(S_L - S_w)^3}{(1 - S_{Lr})^4} \right) \quad (3)$$

Donde S_w es la saturación de agua, S_L representa la suma de saturación de aceite y agua, y S_{Lr} es la saturación residual de líquido. Las unidades de saturación es fracción del espacio poroso.

2.2 MODELO DE WYLLIE

Wyllie (1961), propuso las siguientes ecuaciones para permeabilidades relativas en tres fases, dentro de un sistema mojado por agua:

En una arenisca cementada o limolita oolítica:

$$k_{rg} = \left(\frac{S_g^2 ((1 - S_{wc})^2 - (S_w + S_o - S_{wc})^2)}{(1 - S_w)^4} \right) \quad (4)$$

³ Fuente. Pejic D, Maini B. Three Phases Relative Permeability of Petroleum Reservoirs – Artículo SPE 81021

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})}{(1 - S_w)^4} \right)$$

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (5)$$

En arena bien sorteada, no consolidada:

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o^3}{(1 - S_{wc})^3} \right)$$

$$k_{rg} = \left(\frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})^4}{(1 - S_{wi})^4} \right) \quad (6)$$

2.3 MODELO DE STONE I

Stone (1970), desarrolló un modelo de probabilidad, para estimar datos de permeabilidad relativa en tres fases a partir de los datos de dos fases medidos en laboratorio. El modelo combina la teoría de canal de flujo en un medio poroso, con conceptos de probabilidad, para obtener un resultado que determina la permeabilidad relativa al aceite, en la presencia de flujo de agua y gas. El modelo considera los efectos de histéresis, cuando las saturaciones de agua y gas están cambiando en la misma dirección de los datos de imbibición y drenaje.

La teoría de flujo de canales considera el medio poroso como un ensamblaje de canales de flujo, y se asume que en cualquier canal hay más de un fluido móvil. La mojabilidad determina la ocupación de los diferentes canales. La fase intermedia separa la fase mojante en los canales más pequeños, de la fase no mojante en los canales más grandes. En consecuencia teniendo la misma historia de saturación y la misma

saturación de la fase mojante (agua), el agua deberá ocupar los mismos canales de flujo en un sistema de tres fases como en un sistema de dos fases.

El uso de la teoría del canal de flujo, implica que la permeabilidad relativa al agua y la presión capilar referida a un sistema agua-aceite, dentro de un sistema de tres fases, están en función únicamente de la saturación de agua, sin tener en cuenta las saturaciones relativas del aceite y del gas, además de los problemas de gas atrapado.

La permeabilidad relativa al agua y la presión capilar referida a un sistema agua aceite, están en función del mismo parámetro, que en este caso es la saturación de agua, tanto en el sistema de tres fases como en el sistema de dos fases agua-aceite. Similarmente, la permeabilidad relativa a la fase gas y la presión capilar gas-aceite, están en función de la saturación de gas en un sistema de tres fases, como en un sistema de dos fases gas-aceite, y para la misma historia de saturación no cambiará en un sistema de tres fases comparado con un sistema de dos fases.

La permeabilidad relativa de la fase mojante intermedia dependerá de cuales canales intermedios son ocupados por el aceite, lo cual es función de la saturación del gas y del agua, y de la mojabilidad. Stone sugirió, que una saturación de aceite residual distinta de cero, llamada saturación de aceite mínima, S_{om} , existe cuando el aceite es desplazado simultáneamente por el agua y el gas. Se observa que esta saturación de aceite mínima S_{om} , es diferente de la saturación de aceite crítica en el sistema aceite-agua, y de la saturación de aceite residual en el sistema gas/aceite. Stone introdujo las siguientes saturaciones normalizadas:

$$S_o^* = \left(\frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \right), \text{ para } S_o \text{ mayor o igual que } S_{om}$$

$$S_w^* = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \right), \text{ para } S_w \text{ mayor o igual que } S_{wc}$$

$$S_g^* = \left(\frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \right) \quad (7)$$

La permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases se define entonces como:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (8)$$

Los dos multiplicadores β_w y β_g se determinan a partir de:

$$\beta_w = \frac{K_{row}}{1 - S_w^*}$$

$$\beta_g = \frac{K_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (9)$$

Donde:

S_{om} = saturación de aceite mínima.

k_{row} = permeabilidad relativa al aceite determinada a partir de la permeabilidad relativa de dos fases aceite-agua a S_w .

k_{rog} = permeabilidad relativa al aceite determinada a partir de la permeabilidad relativa de dos fases gas-aceite a S_g .

Stone sugirió, que S_{om} puede ser tomada como una función de saturación constante o aproximada, y puede ser usada como un parámetro de ajuste para minimizar las desviaciones entre los datos experimentales y los calculados de permeabilidad relativa al aceite.

2.4 MODELO DE STONE II

Stone (1973), desarrolló otro modelo para la predicción de la permeabilidad relativa al aceite en tres fases, que hace uso de las cuatro relaciones de permeabilidad relativa en

dos fases que hacen parte del sistema aceite-gas y aceite-agua. El definió σ_w y σ_g , como probabilidades de contribuciones al flujo en los sistemas de dos fases.

$$\begin{aligned}\sigma_w &= K_{row} + K_{rwo} \\ \sigma_g &= K_{rog} + K_{rgo}\end{aligned}\tag{10}$$

Donde k_{rwo} y k_{rgo} son la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al gas, respectivamente, cuando el aceite es la segunda fase. Bajo condiciones de flujo en tres fases:

$$\sigma_w \sigma_g = K_{ro} + K_{rgo} + K_{rw}\tag{11}$$

y resolviendo para k_{ro} , se obtiene:

$$K_{ro} = (K_{row} + K_{rwo}) (K_{rgo} + K_{rog}) - (K_{rwo} + K_{rgo})\tag{12}$$

Baker (1988), concluyó que la principal diferencia entre los modelos de Stone I y Stone II radica en que para la región de baja saturación de petróleo (menor al 20%), el Modelo I de Stone predice permeabilidades relativas mucho más altas que las determinadas experimentalmente. Esta característica es típica en las predicciones del Modelo I de Stone; con $S_{om} = 0$, predice petróleo móvil a muy bajas saturaciones de petróleo. Lo contrario sucede con el Modelo II de Stone, el cual predice permeabilidad relativas al petróleo muy bajas en las regiones de baja saturación de petróleo.

2.5 MODELO DE HIRASAKI, DIETRICH Y BONDOR

Hirasaki, Dietrich y Bondor (1976), definieron la reducción en la permeabilidad relativa del aceite debido a la presencia de una tercera fase como:

$$\Delta = \left((K_{row})_{swc} - K_{row} \right) + \left((K_{row})_{swc} - K_{rog} \right) - (S_w + S_o) \left(\frac{\left((K_{row})_{swc} - K_{row} \right) \left((K_{row})_{swc} - K_{rog} \right)}{(K_{row})_{swc}} \right) \quad (13)$$

El primer y segundo término se tienen en cuenta para la obstrucción del paso de aceite debido a la presencia de agua y gas, y el tercer término es un ajuste para el mecanismo de obstrucción entre el agua y el gas, la expresión resultante para la permeabilidad relativa al aceite es:

$$K_{ro} = K_{row} + K_{rog} - (K_{row})_{swc} + (S_w + S_o) \left(\frac{\left((K_{row})_{swc} - K_{row} \right) \left((K_{row})_{swc} - K_{rog} \right)}{(K_{row})_{swc}} \right) \quad (14a)$$

Nolen (1980) propuso una normalización diferente a la dada por Dietrich,

$$K_{ro} = K_{rocw} \left(\frac{K_{row}}{K_{rocw}} + K_{rw} \right) \left(\frac{K_{rog}}{K_{rocw}} + K_{rg} \right) - (K_{rw} + K_{rg}) \quad (14b)$$

2.6 MODELO DE AZIZ Y SETTARI

Aziz y Settari (1979) señalaron que la correlación de Stone, podría dar valores de kro mayores que la unidad, y modificaron los modelos de Stone para vencer la limitación de que los dos modelos podrían reducirse un sistema de datos de dos fases solamente, si los puntos límites ('end point') de permeabilidades relativas son iguales a uno. Los autores sugirieron la siguiente forma normalizada del modelo de Stone I:

$$K_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left(\frac{K_{row} K_{rog}}{(K_{ro})_{swc}} \right) \quad (15)$$

Donde $(kro)_{swc}$, es el valor de la permeabilidad relativa al aceite, a la saturación de agua de formación crítica, esta se determina a partir de un sistema de agua -aceite. Se debe

tener en cuenta que generalmente, se asume que las curvas de k_{rg} y k_{rog} , se miden en la presencia de agua de formación.

Aziz y Settari (1979), también modificaron el modelo de Stone II, para superar las limitaciones que presentaba este, ellos presentaron la siguiente correlación normalizada:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{swc} * \left(\left(\frac{K_{row}}{(K_{row})_{swc}} + K_{rw} \right) \left[\frac{K_{rog}}{(K_{rog})_{swc}} + K_{rg} \right] - (K_{rw} + K_{rg}) \right) \quad (16)$$

2.7 MODELO DE FAYERS Y MATTEWS

La dificultad en el uso del primer modelo de Stone, es seleccionar la saturación de aceite mínima S_{om} . Fayers y Matthews (1984), sugirieron una expresión para determinar S_{om} .

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha)(S_{org})$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{org})} \quad (17)$$

Donde:

S_{orw} = saturación de aceite residual en el sistema de permeabilidad relativa agua-aceite.

S_{org} = saturación de aceite residual en el sistema de permeabilidad relativa gas- aceite.

Se observa, que la correlación anterior, lleva a una predicción de un valor más alto de las saturaciones de aceite residual en presencia de gas atrapado. Para esa situación en particular, Fayers y Matthews propusieron la siguiente relación:

$$S_{om} = S_{orw} - 0.5(S_g) \quad (18)$$

Fayers y Matthews (1984), en sus análisis de los modelos de permeabilidad relativa en tres fases, concluyeron que el modelo de Stone I es superior al modelo de Stone II, pues en las predicciones del recobro de petróleo al emplear el Modelo I de Stone, cuyas predicciones son por lo general altas permeabilidades relativas al petróleo a bajas saturaciones de petróleo, se esperaría una mayor recuperación de petróleo que si se empleara el Modelo II de Stone, el cual predice generalmente bajas permeabilidades relativas al petróleo a bajas saturaciones de petróleo. Con una selección apropiada de los parámetros S_{om} o α , podrían mejorarse las predicciones de los Modelos de Stone. Sin embargo, no siempre es fácil determinar S_{om} o α , especialmente si no hay datos experimentales de flujo de tres fases.

2.8 MODELO DE ALEMAN Y SLATTERY

Aleman y Slattery (1988), desarrollaron el siguiente modelo para la evaluación de la permeabilidad relativa en tres fases al aceite:

$$K_{ro} = K_{row(swc)} * S_o * \left(\frac{K_{rogs} ((1 - K_{rgos}) - (K_{rows} - K_{rwo})) - K_{rwo} (1 - K_{rows}) (K_{rgos} - K_{rogs})}{(1 - K_{rgos}) (K_{rows} - K_{rwo}) - (1 - K_{rows}) (K_{rgos} - K_{rogs})} \right) \quad (19)$$

Donde la normalización de las funciones de dos fases se ha hecho de acuerdo a:

$$\begin{aligned} K_{rows} &= \left(\frac{K_{row} / K_{row(swc)}}{S_o^*} \right) \\ K_{rogs} &= \left(\frac{K_{rog} / K_{rog(sgc)}}{S_o^*} \right) \\ K_{rwo} &= \left(\frac{K_{rwo} / K_{rwo(sor)}}{S_w^*} \right) \\ K_{rgos} &= \left(\frac{K_{rgo} / K_{rgo(soc)}}{S_g^*} \right) \end{aligned} \quad (20)$$

2.9 MODELO DE BAKER

Baker (1988), usó interpolación de saturación entre datos aceite-agua y aceite-gas para obtener permeabilidad relativa en tres fases al aceite:

$$K_{ro} = \frac{(S_w - S_{wc})K_{row} + (S_g - S_{gro})K_{rog}}{(S_w - S_{wc})(S_g - S_{gro})} \quad (21)$$

Donde, S_{gro} es la saturación de gas residual en el sistema de dos fases aceite/gas. Se asume al derivar esta relación que los puntos limites de los datos de dos fases son los mismos, dentro del sistema de tres fases. Los parámetros de ponderación o ajuste ($S_w - S_{wc}$) podrían también escogerse para comparar permeabilidades en cualquier otro punto de ponderación.

2.10 MODELO DE DELSHAD Y POPE

Pope (Delshad y Pope, 1989), propusieron un modelo de tres fases en el cual la permeabilidad relativa en dos fases no aparece explícitamente:

$$K_{ro} = 0.5 * K_{row(swc)} \left((S_o^*)^{eog} (1 - S_w^*)^{eow - eog} + (S_o^*)^{eow} (1 - S_g^*)^{eog - eow} \right) \quad (22)$$

Los exponentes eow y eog se encuentran ajustando datos de dos fases:

$$K_{row} = K_{row(swc)} (S_{ow}^*)^{eow}$$

$$K_{rog} = K_{rog(sg)} (S_{og}^*)^{eog}$$

$$S_{ow}^* = \frac{(S_{ow} - S_{orw})}{(1 - S_{wc} - S_{orw})}$$

$$S_{og}^* = \frac{(S_{og} - S_{org})}{(1 - S_{wrog} - S_{org} - S_{gro})} \quad (23)$$

Donde S_{wrog} es la saturación de agua residual a la cual se conduce el experimento de dos fases aceite/gas. La saturación residual del aceite en tres fases S_{om} , podría calcularse usando la relación de Fayers y Matthews, o podría usarse como un parámetro que se puede ajustar libremente. Si la comparación de datos históricos es el objetivo principal entonces los exponentes en la ecuación, así como la constante (1/2) pueden ser reemplazados también por parámetros libres.

2.11 MODELO DE KOKAL Y MAINI

Kokal y Maini (1989), encontraron dos limitaciones del primer modelo de Stone modificado por Aziz y Settari:

- 1) Las mediciones de permeabilidad relativa en dos fases aceite/gas no se hacen siempre a la saturación de agua connata.
- 2) Frecuentemente los valores medidos de $k_{row(SWC)}$ y $k_{rog(SGc)}$ no son iguales.

Ellos modificaron el primer modelo de Stone de la siguiente forma:

$$K_{ro} = S_o^* \frac{K_{row} K_{rog} (K_{rog(SGc)} S_g^* + K_{row(SWC)} S_w^*)}{K_{row(SWC)} (1 - S_w^*) K_{rog(SGc)} (1 - S_g^*) (1 - S_o^*)} \quad (24)$$

2.12 MODELO DE HUSTAD- HOLT

Hustad y Holt (1992), modificaron el Modelo de Stone I introduciendo un término, exponente n , a las saturaciones normalizadas para dar:

$$K_{ro} = \beta^n \left(\frac{K_{row} K_{rog}}{(K_{ro})_{swc}} \right) \quad (25)$$

Donde:

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad (26)$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc})}$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{(1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc})}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc})} \quad (27)$$

El término β podría interpretarse como una variable que varía entre cero y uno para saturaciones de aceite bajas y altas, respectivamente. Si el exponente n es uno, la correlación es idéntica al primer modelo de Stone. Incrementar n por encima de la unidad causa que las isopermas de aceite a bajas saturaciones de aceite se extiendan, valores de n por debajo de la unidad tiene el efecto opuesto.

2.13 MODELO DE HUSTAD- HANSEN

Hustad – Hansen (1995), presentaron un modelo que incluye todos los seis valores residuales de experimentos de permeabilidades relativas de 2 y 3 fases. Se usó el siguiente esquema de interpolación para el cálculo de la isoperma al aceite:

$$K_{ro}(S_{omnx}) = \frac{S_w}{S_w + S_g} * K_{row}(S_{omnx}) + \frac{S_g}{S_w + S_g} * K_{rog}(S_{omnx}) \quad (28)$$

La saturación de aceite es normalizada entre S_{omn} y S_{omnx} :

$$S_{omnx} = \frac{S_o - S_{omn}}{(S_{omx} - S_{omn})}$$

$$S_{omn} = \frac{S_w * S_{orw} + S_g * S_{org} + S_{org} * S_{orw} (S_o - 1)}{S_g(1 - S_{orw}) + S_w(1 - S_{org})}$$

$$S_{omx} = \frac{S_w * S_{gro} + S_g * S_{wro} + S_{gro} * S_{wro} (S_o - 1)}{S_g S_{wro} + S_w S_{gro}} \quad (29)$$

2.14 MODELO DE GOODYEAR- TOWNSLEY

Goodyear – Townsley (Balbinski et al 1997) propusieron la siguiente relación:

$$K_{ro}(S_o) = K_{rog}(S_{ogn})^{f(\alpha)} * K_{row}(S_{own})^{1-f(\alpha)} \quad (30)$$

Definiendo el valor de alfa como:

$$\alpha = \frac{S_g}{(S_g + S_w - S_{wc})} \quad (31)$$

Las permeabilidades relativas dos fases, se expresan como funciones de las saturaciones normalizadas:

$$S_{ogn} = (S_{org}) + S_{onor}(1 - S_{Lrg})$$

$$S_{own} = (S_{orw}) + S_{onor}(1 - S_{wc} - S_{orw}) \quad (32)$$

La función alfa puede ser escogida arbitrariamente pero debe satisfacer la condición de que $f(0)=1$ y $f(1)=1$.

2.15 MODELO DE MOULU

Moulu (1997) extendió el trabajo de Vizika (1993) proponiendo un modelo teórico que trata la estructura del medio poroso como un set de poros fractales. Este modelo es aplicable para un yacimiento fuertemente mojable por agua y para 'Spreading

Coefficient' (carácter mojante) mayores que cero. La permeabilidad relativa al aceite tres fases está dada por:

$$K_{ro} = K_{row} \left((S_o + S_w - S_{org})^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} - (S_w + S_{orw})^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} \right) \quad (33)$$

Donde:

D_L es la dimensión fractal, hallada de la pendiente de la curva S_w Vs presión capilar (en coordenadas log-log).

Este modelo se extendió en 1999 a condiciones de mojabilidad al aceite y también a condiciones de mojabilidad intermedia, utilizando el índice de mojabilidad (WI) el cual se toma igual a 1 para un medio con mojabilidad al agua, y -1 para medio mojado por aceite.

$$K_{ro} = (1-m) \left(S_o^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} - S_{oi}^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} \right) + m * K_{row} \left((S_o + S_w - S_{org})^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} - (S_w + S_{orw})^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} \right)$$

Donde m se define como:

$$m = \frac{WI + 1}{2} \quad (34)$$

2.16 MODELO DE BLUNT

Blunt (1999) realizó un modelo de permeabilidad relativa al aceite para tres fases, basado en la interpolación de saturaciones. El modelo tiene en cuenta el entrapamiento del aceite y el efecto de película durante el drenaje, el cual expresa la saturación de aceite compuesta de una saturación 'bulk' (S_{ob}) y una saturación de película (S_{oi}).

$$S_o = S_{ob} + S_{oi}$$

La película de aceite puede existir solamente entre la fase gas en el centro del poro y la fase agua la cual moja la superficie de la roca, con una saturación dada como:

$$S_{oi} = \min\left(\frac{S_g * S_{odrain}}{S_{gdrain}}, S_o\right)$$

Las permeabilidades relativas al aceite tres fases está dada como:

$$K_{ro}(S_o) = \alpha * \frac{(S_w - S_{wc}) * (a_o * K_{row}(S_{ofb}) + b_o * K_{rgw}(S_{ofb}))}{(S_w - S_{wc}) + (S_g - S_{gr})} + \alpha * \frac{(S_g - S_{gr}) * (a_o K_{ob}(S_{ofb}) + b_o * K_{rgw}((S_{ofb})))}{(S_w - S_{wc}) + (S_g - S_{gr})} + \alpha * K_{oi}(S_{oi}) + \beta \frac{S_o}{S_o + S_g} (a_o * K_{row}(S_{hf}) + b_o * K_{rgw}(S_{hf})) \quad (35)$$

Las variables alfa, beta, a_o y b_o son funciones de la tensión interfacial y densidad de los fluidos los cuales tienen en cuenta las variaciones de propiedades de los fluidos, debido a cambios en presión y composición. Si el efecto no es significativo sobre las propiedades de los fluidos, las variables alfa, beta, a_o y b_o respectivamente toman los valores de 1, 0, 1, 0 respectivamente.

2.17 ESTUDIO COMPARADO DE LOS MODELOS ANALITICOS UTILIZADOS PARA CALCULAR PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES

A continuación se presenta la comparación de los diez y seis modelos presentados anteriormente. En el estudio comparativo desarrollado, primero se hace un análisis de las características de cada modelo, que permita distinguir las semejanzas, debilidades, diferencias o complementos entre los modelos, esto con el fin de seleccionar los que cumplan las mejores condiciones para la aplicación en el presente estudio. Para cada modelo se desarrolló una ficha conceptual donde se resumen: el autor, origen (antecedentes, causas que lo originaron, el objetivo y sentido), principios físicos en los que se basó y aplicación, y la dependencia de cada una de las permeabilidades relativas tres fases calculadas, el cual es fin principal de cada uno de los modelos. Con base en los parámetros anteriores es posible establecer los componentes y la utilidad

de cada uno, así mismo, la relación con otros modelos y el contexto en el que puede ser utilizado.

Después de establecer la ficha o mapa conceptual para cada uno, se procedió a realizar la comparación; inicialmente se efectuó de forma cualitativa, pero al final se estableció una escala numérica para cada elemento evaluado (los cuales son presentados en la lista de chequeo).

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de esta comparación, fue establecer los modelos matemáticos que representaran de una manera más aproximada el fenómeno de flujo de tres fases que sucede en el medio poroso (permeabilidades relativas tres fases). En la Tabla 1 se resumen las características más importantes de cada modelo.

Tabla 1. Características más importantes de los modelos usados para calcular permeabilidades relativas tres fases

AUTOR Y FECHA	Origen (antecedentes, causas que lo originaron, el objetivo y sentido)	Principios físicos en los que se basó y aplicación	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
1, Corey, Rathjens, Henderson y Wyllie (1956)	Modificación empírica de la ecuación de Wylie y Spangler.	Drenaje de aceite por gas en un sistema mojado por agua.	Krw: No se discutió. Kro: f(Sw, So, Sg). Krg: No se discutió.
2. Wyllie (1961)	Sistema mojado por agua para areniscas cementadas	No especificado	No especificado
3. Stone (1970). Modelo Stone I	Modelo probabilístico.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
4. Stone (1973). Modelo Stone II	Modelo probabilístico con consideración de aceite residual.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg)
5. Hirasaki, Detrich y Bondor (1976)	Modificación del modelo de Stone, para tener en cuenta Kro, Krg a Swi.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
6. Aziz-Settari (1979)	Modificación del modelo I, II de Stone para vencer las siguientes limitaciones del modelo: valores de Kro >1, y reducción a sistema de dos fases cuando endpoint de Krel=1	Puede ser usado para cualquier historia de saturación. Funciona pobremente en yacimientos de mojabilidad intermedia.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
7. Fayers-Mattews (1984)	Introdujeron fórmula para calcular Som (saturación de aceite mínima del modelo de Stone)	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)

AUTOR Y FECHA	Origen (antecedentes, causas que lo originaron, el objetivo y sentido)	Principios físicos en los que se basó y aplicación	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
8. Aleman- Slattery (1988)	No especificado	No especificado	No especificado
9. Baker (1988)	Se usa interpolación de saturaciones entre datos de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite. Se puede usar S_{om} como parámetro de ajuste.	No especificado	Asume que los 'endpoint' de dos fases son los mismos 'endpoint' de tres fases. Krow: f(Sw) Krog: f(Sg)
10. Delshad- Pope (1989)	Usa S_{om} como parámetro de ajuste	No especificado	No especificado
11. Kokal- Mainí (1989)	Modificaron el modelo de Aziz-Settari. Este modelo siendo una modificación del método de Stone I fue desarrollado para un medio poroso mojado por agua.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación. No funciona muy bien en yacimientos de mojabilidad intermedia	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
12. Hustad-Holt (1992)	Modificaron el modelo de Stone I	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
13. Hustad- Hansen (1995)	Modelo que incluye todos los 6 valores de los experimentos de Krel de 2 fases.	No especificado	No especificado
14. Goodyear-Townsley (1997)	No especificado	No machea muy bien cuando Sw, Sg están a nivel de saturación residual.	No especificado
15. Moulú (1997)	Extendió el trabajo de Vizika (1993) y consideró la estructura del medio poroso como un set de poros fractales.	Inicialmente el modelo fue únicamente aplicable a yacimientos mojados por agua, después se extendió a condiciones de mojabilidad al aceite, y mojabilidad intermedia usando el índice de mojabilidad.	No especificado
16. Blunt (1999)	Modelo basado en la interpolación de saturaciones. La saturación de hidrocarburo máxima en flujo de tres fases es el parámetro de ajuste.	Drenaje. El modelo tiene en cuenta el efecto de atrapamiento de aceite, y el efecto de película durante el drenaje.	No especificado

Fuente. El autor.

Tabla 2. Lista de chequeo de los modelos usados para calcular permeabilidad relativa tres fases

AUTOR Y FECHA	Origen (antecedentes, causas que lo originaron, el objetivo y sentido)	Principios físicos en los que se basó y aplicación	Dependencia de cada una de las permeabilidades relativas tres fases calculadas:
1. Corey, Rathjens, Henderson y Wyllie (1956)	SI	SI	SI
2. Wyllie (1961)	SI	NO	NO
3. Stone (1970). Modelo Stone I	SI	SI	SI
4. Stone (1973). Modelo Stone II	SI	SI	SI
5. Hirasaki, Detrich y Bondor (1976)	SI	SI	SI
6. Aziz-Settari (1979)	SI	SI	SI
7. Fayers-Mattews (1984)	SI	SI	SI
8. Aleman- Slattery (1988)	NO	NO	NO
9. Baker (1988)	SI	NO	SI
10. Delshad- Pope (1989)	SI	NO	NO
11. Kokal- Maini (1989)	SI	SI	SI
12. Hustad-Holt (1992)	SI	SI	SI
13. Hustad- Hansen (1995)	SI	NO	NO
14. Goodyear-Townsley (1997)	NO	SI	NO
15. Moulú (1997)	SI	SI	NO
16. Blunt (1999)	SI	SI	NO

Fuente. El autor.

Una vez se identificaron los elementos involucrados en cada modelo, fue necesario establecer una serie de indicadores, los cuales permitieron realizar la evaluación y comparación de los modelos de permeabilidad relativa tres fases. Ver Tabla 5.

Tabla 3. Indicadores para los modelos de permeabilidad relativa tres fases

INDICADORES	DESCRIPCIÓN
Estabilidad	Permite analizar si el conjunto de ecuaciones que modelan el flujo de tres fases en el medio poroso, lo mismo que las permeabilidades relativas tres fases representan adecuadamente su comportamiento físico y al ser manipuladas bajo diferentes valores iniciales y de frontera, la representación sigue siendo válida.
Estructura	Se refiere a la representación matemática que tiene cada modelo, teniendo en cuenta las variables y relaciones de causalidad.
Aplicabilidad	Contempla las diferentes áreas del conocimiento y escenarios dentro de los cuales pueden ser utilizados los modelos presentados.
Viabilidad	Dentro de este punto se tiene en cuenta si el modelo es técnicamente viable, además si es posible manejar las ecuaciones propuestas por cada modelo de acuerdo a los recursos informáticos con que se disponen.
Utilidad	Este es el factor más importante dentro de la evaluación de los modelos, puesto que hace referencia a la capacidad que tiene cada uno de representar el comportamiento de flujo de tres fases en el medio poroso.
Variabilidad	Dentro de este ítem se tiene en cuenta el potencial de cada modelo para ajustarse a nuevas condiciones de trabajo.
Originalidad	Dentro de este aspecto se resalta la innovación de cada autor al plantear las ecuaciones de acuerdo a la época y el desarrollo científico del momento.

Fuente. El autor.

Después de tener los parámetros con los cuales se va a evaluar, se procedió a establecer un rango de valores o escala numérica para asignar las puntuaciones de acuerdo a los indicadores establecidos. Ver tabla 4.

Tabla 4. Escala numérica definida para la evaluación de cada indicador

CARACTERÍSTICAS	ALTA	BUENA	REGULAR	DEFICIENTE
El modelo representa acertadamente el comportamiento de flujo de tres fases en el medio poroso. Modela eficientemente la permeabilidad relativa tres fases al aceite.	100 – 81	80 – 61	60 – 51	40 – 31

Fuente. El autor.

Con el rango de valores establecido, se calificó cada modelo teniendo en cuenta los indicadores descritos anteriormente. Ver tabla 5.

Tabla 5. Valoración para los modelos de permeabilidad relativa tres fases

Indicadores	1. Estabilidad	2. Estructura	3. Aplicabilidad	4. Viabilidad	5. Utilidad	6. Variabilidad	7. Originalidad	Promedio
Modelo 1	100	100	50	100	50	50	50	71,43
Modelo 2	100	100	50	100	50	50	100	78,57
Modelo 3	50	100	80	100	80	80	100	84,29
Modelo 4	60	100	80	100	80	80	100	85,71
Modelo 5	80	100	80	100	80	80	100	88,57
Modelo 6	100	100	80	100	80	50	50	80,00
Modelo 7	100	100	100	100	50	50	100	85,71
Modelo 8	80	80	80	100	50	80	100	81,43
Modelo 9	100	80	80	100	100	80	100	91,43
Modelo 10	80	80	80	100	50	80	100	81,43
Modelo 11	100	100	80	100	50	50	50	75,71
Modelo 12	100	100	80	100	100	100	100	97,14
Modelo 13	100	80	80	100	100	100	100	94,29
Modelo 14	80	80	80	100	50	50	50	70,00
Modelo 15	80	80	80	80	100	50	100	81,43
Modelo 16	80	80	100	100	100	100	100	94,29

Fuente. El autor.

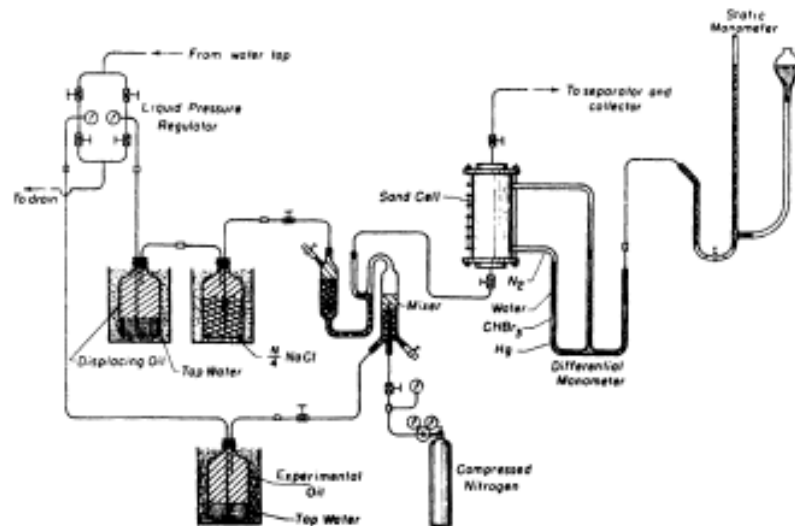
3. REVISION DE DESARROLLOS EXPERIMENTALES EN EL AREA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES

3.1 LEVERETT- LEWIS

Como en el caso de flujo de dos fases, en 1941 Leverett, midió la saturación de agua a través de medidas de resistencia eléctrica, y se usó la técnica presión/volumen para medir la saturación del gas. La saturación de aceite fue obtenida por balance de materiales. Se ignoró histéresis y efectos terminales. Se realizaron experimentos en estado estable para arena no consolidada. El core holder usado tiene 2 puertos para medida de presión, y 5 electrodos igualmente espaciados para medidas de resistividad. Los efluentes son dirigidos a un separador. Los experimentos muestran que la presencia de una tercera fase, no produce desviación de la relación resistencia-saturación de agua establecida para dos fases. Los porcentajes de error en la medida de saturación de aceite y de gas fueron del 6%. Se estima el error en la reproducibilidad de la medida eléctrica de la resistencia en un 1%. En los experimentos de tres fases realizados se observó que a permeabilidad relativa al gas fue ligeramente menor, a la que debería corresponder en dos fases a la misma saturación de gas.

Estos experimentos de Leverett permitieron concluir que a las condiciones de prueba el recobro de aceite, por empuje de gas es independiente de la saturación de agua crítica. Mientras que la permeabilidad relativa al agua se encontró dependiente de su propia saturación, y no se afectó para la introducción de una fase adicional no acuosa. La permeabilidad relativa al aceite varió de una manera más compleja, observándose una disminución en la permeabilidad relativa al aceite a medida que se incrementó la saturación de gas, especialmente a bajas saturaciones de agua. No se encontró efecto de la viscosidad del aceite sobre las isopermas para varias saturaciones de las tres fases. El equipo usado por Leverett para medir las permeabilidades relativas se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Visualización de los pozos. Equipo construido por Leverett en 1941, para medir permeabilidades relativas tres fases

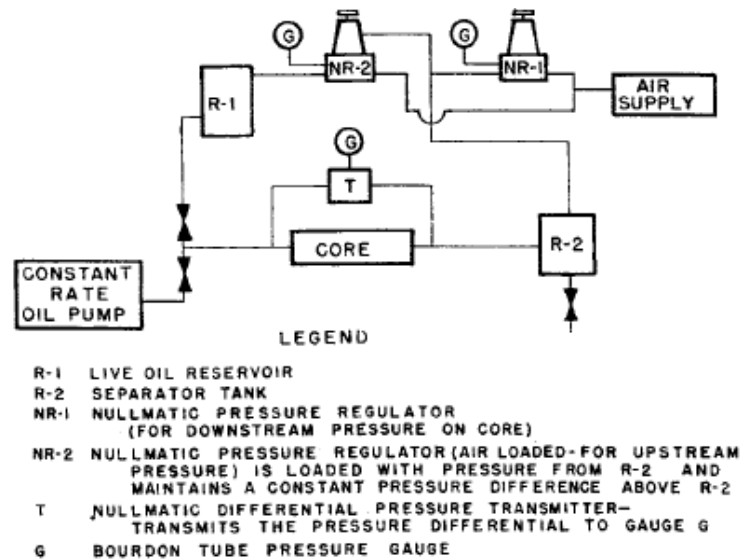


Fuente. Leverett, Trans. AIME 1941

3.2 CLAUDLE, SLOBOD Y BROWNSCOMBE

Claudle et al (1951), observaron que la permeabilidad relativa al agua es dependiente de la saturación de agua, aceite y gas. Se ignoraron los efectos capilares. Adicionalmente se encontró que el efecto del gas fluyente es disminuir la permeabilidad de ambas fases con disminución de tasas de flujo. Se analiza el contenido de agua de cada corazón usando destilación al vacío ('vacuum distillation') después de determinar cada punto de permeabilidad relativa, en orden a obtener un valor de saturación para el agua y el aceite (TP 3056). La saturación de gas se calcula por balance volumétrico. Realizó experimentos para areniscas mojadas por aceite.

Figura 6. Diagrama del equipo de permeabilidad relativa- bajo el principio de gas en solución



Fuente. Caudle, T.P. 3056

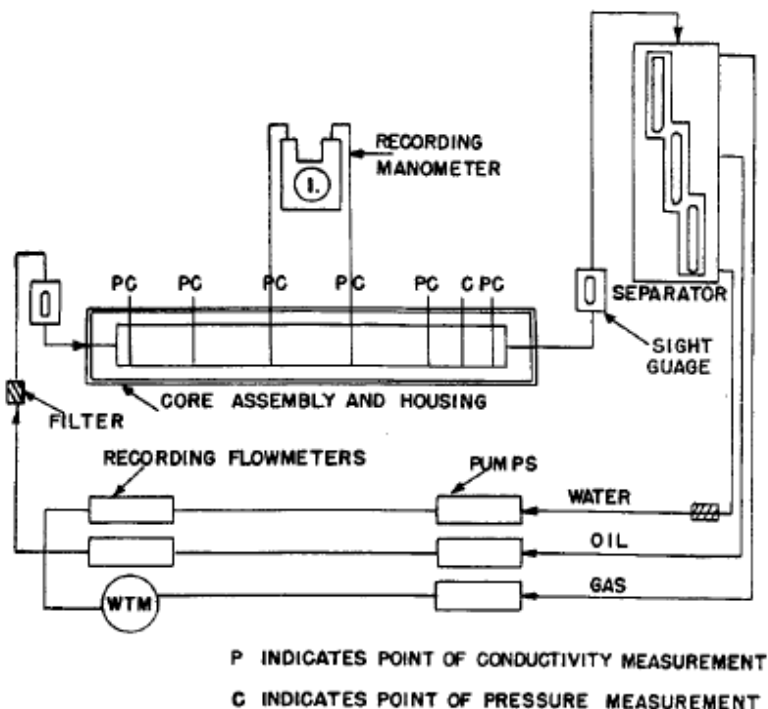
3.3 HOLMGREN Y MORSE

Holmgren y Morse (1951), realizaron medidas de conductividad eléctrica de la salmuera. Se diseñó un equipo para presiones de operación hasta 10,000 psi y temperatura de 160° F, realizando pruebas de despl azamiento, por empuje de gas desde 500 psi (presión original de saturación) hasta 300 psi. El nivel de fluidos fue medido mediante separador. La saturación de gas fue determinada por balance de materiales. En los experimentos realizados se encontró que el efecto del gas libre en el waterflooding, es la alteración de las características de permeabilidad relativa al aceite, y ocupación del espacio poroso que de otra manera sería ocupado por saturación residual de aceite.

Adicionalmente se realizaron medidas de permeabilidad relativa al aceite y permeabilidad relativa al agua, en presencia de gas atrapado, midiendo saturación de agua a través de medidas de resistencia eléctrica y balance de materiales. Se encontraron variaciones de casi 0,01 en la permeabilidad relativa al agua medida en el

rango de saturación de agua 0-0.15, por cambio de la saturación de gas del 0-25%. Se concluyó de estos experimentos que la permeabilidad relativa al agua es función de su propia saturación.

Figura 7. Diagrama del equipo de permeabilidad tres fases construido por Holmgren y Morse



Fuente. Holmgren, TP 3055

3.4 COREY, RATHJENS, HENDERSON Y WYLLIE

Corey et al en 1956 realizaron desplazamientos en bereas con agua inmóvil a condición de Swirr. Se minimizaron los efectos capilares usando membranas semipermeables en los extremos del corazón. Las saturaciones fueron medidas gravimétricamente. No eliminó efectos terminales. Eliminó efectos histéresis usando corazones a diferentes saturaciones de agua. Al igual que el caso de Leverett (1941), concluyó de sus

experimentos que la permeabilidad efectiva al agua en un sistema mojado por agua, es la misma que la permeabilidad al aceite en un sistema mojado por aceite. El gas como fase no mojante tiene un comportamiento de flujo, sensitivo a cambios en la geometría de poro entre otros. La curvatura de las isopermas del aceite en las regiones de baja saturación, es considerablemente más grande para corazones consolidados. El gráfico de $1/\rho c^2$ Vs S_w se aproxima a un triángulo en arenas consolidadas, en cambio en arenas no consolidadas de tamaño uniforme se aproxima a un rectángulo. En sistemas mojados por agua, el aceite se mueve a los poros más grandes, cuando se inyecta el agua desplazando de esta manera el gas.

3.5 REID

En 1956 Reid, realizó experimentos estado estable, similares a los desarrollados por Leverett-Lewis. Eliminó efectos finales pero ignoró efectos de histéresis. La saturación de salmuera fue medida por resistividad, y las saturaciones de aceite y gas fueron medidas por absorción de rayos Gamma. Obtuvo isopermas cóncavas para el agua, isotermas convexas para el aceite e isopermas ligeramente cóncavas para el gas, lo cual indica que la permeabilidad relativa de cada fase es función de su propia saturación, y la de las demás fases. Obteniéndose una permeabilidad relativa al aceite más grande, cuando las tres fases están presentes que cuando hay dos fases presentes.

3.6 WYLLIE Y GARDNER

En 1958 Wyllie y Gardner, plantearon las ecuaciones para calcular permeabilidad relativa en sistemas preferencialmente mojados por agua, donde las saturaciones de aceite y agua se determinaron por drenaje en vez de imbibición. Las correlaciones desarrolladas pueden ser usadas para construir diagramas ternarios, escogiendo valores de permeabilidad relativa (10, 20, 30% etc.) y entonces se calculan los valores de saturación por correlaciones. En sistemas de mojabilidad al aceite se sustituye S_o

por S_w en las ecuaciones de Wyllie y Gardner, para estimar la permeabilidad relativa de cada fase.

3.7 NAAR Y WYGAL

El mecanismo de desplazamiento propuesto en 1961 por Naar y Wygal, indica que al comienzo del proceso de imbibición, la saturación de agua normalizada (S_w^*), debe incrementarse a expensas de la saturación de gas a saturación de aceite constante, hasta que no hay más gas atrapado. En este punto la saturación de agua normalizada aumentará a expensas de la saturación de aceite a saturación de gas constante.

Naar y Wygal concluyeron que la relación K_{ro}/K_{rw} no es función de la saturación de agua inicial para iguales valores de recobro de aceite en flujo de tres fases. Esta relación se halló que es función de saturación de agua actual, y de la saturación de gas inicial. En este trabajo se propuso un modelo de tres fases (imbibición), aplicado a un modelo teórico de medio poroso consolidado. La fase gas disminuye la influencia de la mojabilidad, y es importante a la hora de determinar la cantidad de agua requerida para obtener un recobro de aceite dado.

3.8 SNELL

En 1962 Snell, realizó experimentos en arenas no consolidadas. Usó radiofrecuencia para determinar saturación de agua, y el método neutrón para determinar saturación de gas. La saturación de aceite fue determinada por balance de materiales. Encontró que cuando la saturación de la fase mojante es uniforme sobre la longitud del núcleo, la saturación de las fase no mojante es también uniforme. El trabajo de Snell se considera como el primero sobre el tema de histéresis de permeabilidad relativa tres fases. Se definen cuatro historias de saturación del líquido.

1. Imbibición de agua con incremento en la saturación de aceite (II).
2. Imbibición de agua con disminución en la saturación de aceite (ID)
3. Drenaje de agua con incremento en la saturación de aceite (DI)
4. Drenaje de agua con disminución en saturación de aceite (DD).

Los valores de Kro fueron más bajos para DD que para otras historias de saturación, por lo cual Snell sugirió que en esta etapa hay un pequeño cambio de mojabilidad, de mojabilidad al agua a mojabilidad al aceite. Las isopermas al agua y aceite reportadas por Snell son similares a las reportadas por Reid, pero los valores de Snell son más altos especialmente a bajas saturaciones de agua. La permeabilidad relativa al líquido fue determinada solo dependiente de la saturación de la fase líquida. Snell obtuvo isopermas rectas o líneas cóncavas hacia el 100% del vértice de saturación de agua. Las curvaturas de la fase no mojante e intermedia (gas y aceite) son convexas hacia el correspondiente vértice.

3.9 SAREM

Usó el método estado no estable, no consideró efectos terminales ni historia de saturación. Sarem (1966) extendió el método de Welge de 2 a 3 fases. El 'core' es presaturado con aceite y agua, y entonces sujeto a empuje de gas. Sarem encontró que la correlación de saturación promedio Vs permeabilidad relativa, no da una relación válida debido a que las tasas de aceite, agua y gas en la muestra cambian constantemente de upstream a downstream. Esta dificultad para calcular relaciones válidas se resuelve usando Welge para flujo dos fases, y derivando expresiones para calcular saturación en la salida a partir de ecuaciones de avance frontal de Buckley Leverett. Adicionalmente el enfoque usado por Johnson Bossler Neuman (JBN) para medida de permeabilidad relativa dos fases, se extiende para derivar expresiones para permeabilidades relativas tres fases.

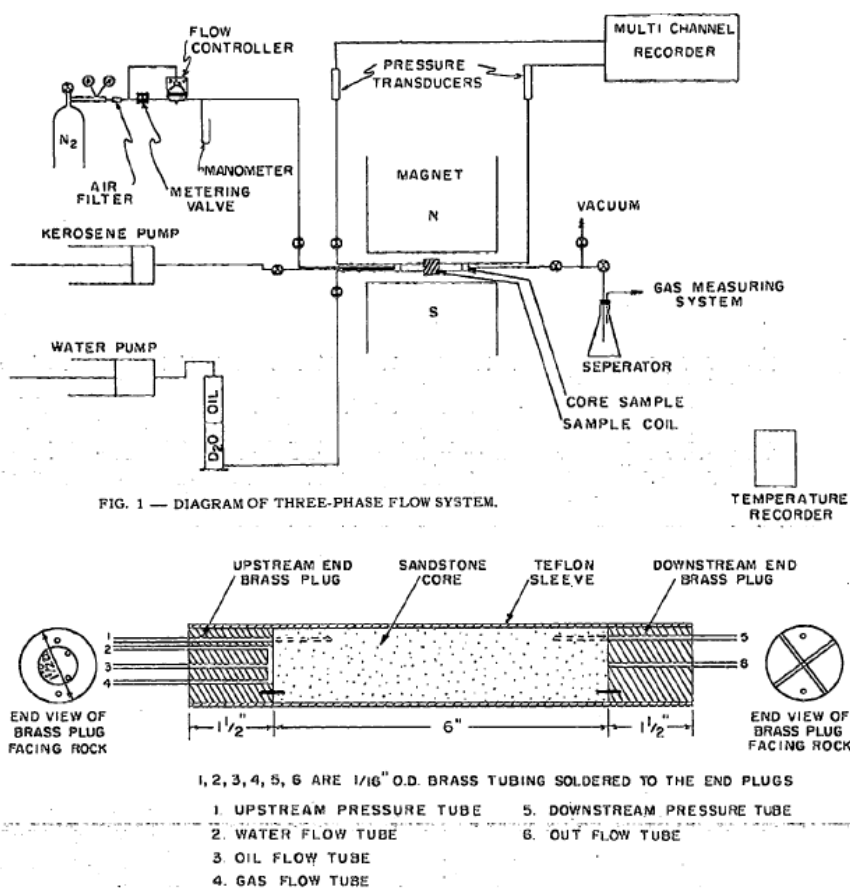
En el procedimiento experimental seguido por Sarem, la muestra de corazón es limpiada, secada y saturada primero con un líquido y entonces inundada con otro líquido inmiscible, por lo menos hasta el punto de rompimiento (BT). Después se desplazan ambos líquidos con gas. Las especificaciones del equipo de medida, están en USA Patent 3023606. Sarem asumió que la permeabilidad relativa de cada fase es dependiente solo de la respectiva saturación de cada fase. Las isopermas fueron entonces paralelas a las líneas de isosaturación. Las permeabilidades relativas al gas se asumieron dependientes de la saturación total de líquido, e independientes de las propiedades relativas mojantes. Como en el caso de permeabilidades relativas dos fases, se observa la influencia de las saturaciones iniciales en K_{ro} y K_{rw} y poco efecto sobre K_{rg} . Para las permeabilidades relativas tres fases realizadas en este trabajo, se tuvo en cuenta el efecto de la mojabilidad e historia de saturación.

3.10 SARAF Y FATT

Saraf y Fatt (1967), realizaron mediciones estado estable. Se eliminaron efectos terminales (midiendo saturaciones de líquido sobre la región central de cada corazón usando la técnica RMN) y se tuvo en cuenta la histéresis (usando diferentes cores). La

saturación de gas se obtuvo por métodos volumétricos. Para mantener el diferencial constante, se incrementó la tasa de flujo de gas a medida que disminuía la tasa de inyección de aceite. Se encontró que la permeabilidad relativa al gas era función de su propia saturación. Las isopermas al aceite eran convexas hacia el vértice del aceite. Se utilizó una salmuera de baja salinidad para estabilizar el intercambio catiónico. Se observó mucha dispersión de la permeabilidad relativa al gas debido a los bajos valores obtenidos.

Figura 8. Diseño final del equipo de permeabilidad relativa, usado por Saraf en sus experimentos de laboratorio



Fuente. Saraf-Fatt, SPE 1760

3.11 LAND

Las ecuaciones para imbibición de dos y tres fases fueron obtenidas en 1968 por Land, a partir de propiedades de la roca. Land consideró saturación de gas residual después de imbibición, la cual está directamente relacionada a la saturación de gas inicial. Los gráficos imbibición y drenaje fueron similares a los gráficos obtenidos por Naar y Wygal. Propuso una ecuación para la permeabilidad relativa al aceite, para la condición de incremento de S_w y S_g constante, esta ecuación fue similar a la obtenida por Corey para drenaje.

3.12 DONALDSON Y DEAN

Donaldson y Dean realizaron experimentos en 1969, haciendo una extensión del método de Welge (estado no estable) de dos fases a tres fases. Se eliminaron los efectos terminales pero no se tuvo en cuenta la histéresis. Se encontró que para las calizas la permeabilidad relativa al gas es cóncava hacia el vértice de gas. Las isopermas del agua son cóncavas hacia el vértice del agua. Donaldson y Dean (1969) concluyeron en su trabajo que a una saturación dada de gas (S_g), la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), es más baja en presencia de agua que de aceite, debido probablemente a que el agua se adhiere más fuertemente a la roca que el aceite.

3.13 SCHNEIDER Y OWENS

Schneider y Owens, realizaron en 1970 medidas de permeabilidad relativas estado estable y no estable, en calizas y areniscas con diferentes grados de mojabilidad, con dos fases fluyendo y una fase atrapada. Se usó la técnica 'Penn Steady State'. La saturación de gas fue medida por adsorción de rayos X, la saturación de agua se midió a través de medidas de resistencia eléctrica (usó 4 electrodos para evitar problemas de corrosión) y la saturación de aceite se midió por diferencia.

Schneider and Owens encontraron que la permeabilidad relativa al aceite durante un proceso de imbibición en una muestra mojada por agua, es insensible al flujo de la fase gas a medida que se incrementa la saturación de gas. La permeabilidad relativa al aceite se determinó que era fundamentalmente dependiente de su propia saturación. Se encontró que la saturación residual de aceite reduce significativamente la permeabilidad relativa al gas en sistemas mojados por agua. La permeabilidad relativa al gas en un sistema mojado por aceite se encontró que era insensible a la saturación residual de aceite.

En el caso de carbonatos la permeabilidad relativa al aceite, es poco afectada por la presencia de saturación de gas atrapado, debido a que el aceite es la fase mojante. Se realizaron pruebas de inyección de gas, en núcleos que tenían saturación de gas atrapado. En permeabilidades relativas tres fases para carbonatos, la permeabilidad relativa al gas es fuertemente afectada por la presencia de flujo de agua, y se tienen curvas de permeabilidad relativa al agua muy bajas, pero dependientes solo de su propia saturación. En 1975 realizaron pruebas de inyección de agua y gas rico en yacimientos de carbonatos, para describir flujo inmisible de carbonatos.

3.14 SPROSEN

En su trabajo Saproksen (1982), extiende el método de la centrifuga de dos fases a drenaje en flujo de tres fases para sistemas mojados por agua. Se construye el diagrama ternario a partir de la producción de aceite y agua de una muestra llena de aire (drenaje). La forma de las Isopermas obtenidas es cóncava y dirigida hacia el vértice del aceite. Se hicieron las pruebas con el fin de verificar la eficiencia de desplazamiento y recobro del CO₂ inmisible, encontrándose una influencia adversa en la forma de las isopermas de tres fases. Saproksen realizó la extensión del método de Hagoort.

Figura 9. Equipo usado por Van Sprosen (1982) en sus experimentos de laboratorio

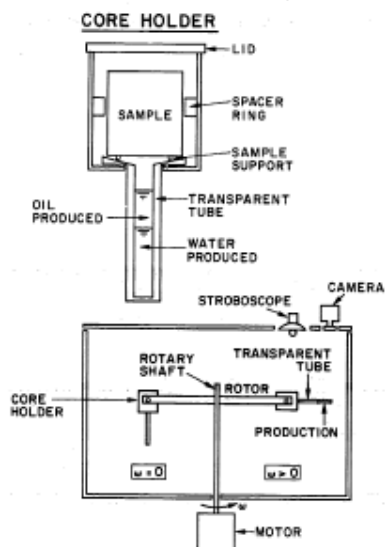


Figure 1 - Schematic drawing of core holder and experimental set-up of centrifuge equipment

Fuente. Van Sprosen, SPE/DOE 10688

3.15 DEOKI N. Y SARAF

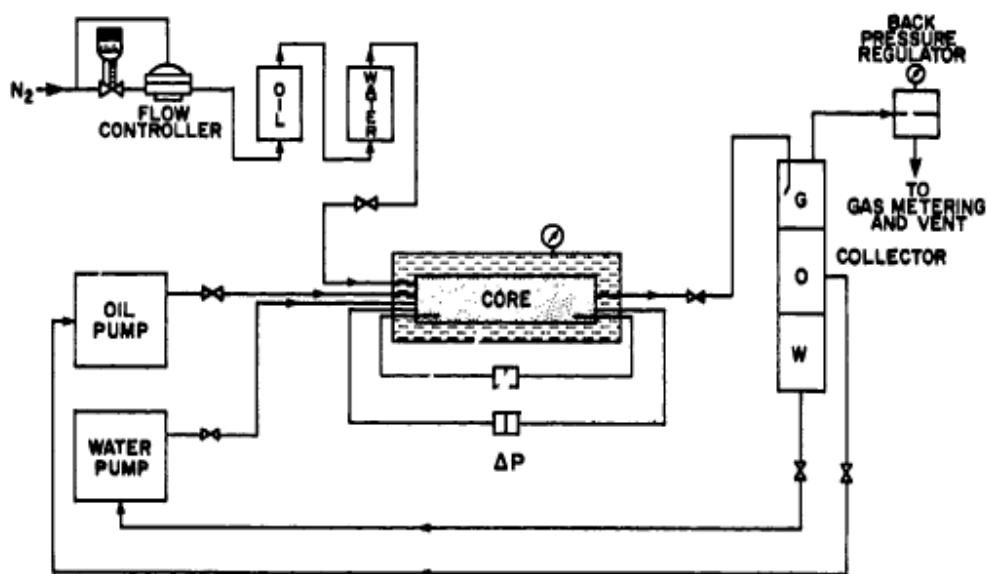
Deoki y Saraf (1982) realizaron medidas en estado estable y en estado no estable, usando un aparato fotoeléctrico para monitorear, el flujo fraccional de fluidos. Para calcular permeabilidad relativa de tres fases, se usó una extensión del método de Welge y JBN. Deoki y Saraf encontraron que la permeabilidad relativa al agua es función de su saturación e independiente de la historia de saturación. La permeabilidad relativa al gas es función de la saturación de líquido, y dependiente de la dirección del cambio de saturación de la fase gas. La permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de las fases presentes, sin embargo el cambio de dirección de saturación de aceite y agua no influenció significativamente la permeabilidad relativa. La disminución de la saturación de gas resultó en un valor más alto de permeabilidad relativa al aceite. Se concluyó que el atrapamiento del gas favorece el movimiento libre del aceite.

Las predicciones por los modelos de Stone condujeron a valores más bajos de permeabilidad relativa al aceite, que los obtenidos experimentalmente, por lo cual los modelos no serian muy útiles para rocas fuertemente mojados por agua.

En estado estable debido al mecanismo diferente de entrapamiento de gas, la permeabilidad relativa mostró mayor dependencia, de la dirección de cambio de la saturación de gas.

Las saturaciones promedias fueron obtenidas por balance de materiales. Los fluidos producidos fueron monitoreados como función del tiempo, leyendo las posiciones de la interfase del separador: agua/aceite y gas/aceite. El aparato fotoeléctrico permite localizar las interfases de los fluidos en el separador.

Figura 10. Equipo experimental usado por Deoki y Saraf en experimentos de laboratorio



Fuente. Deoki, SPE 10761

3.16 OAK

Oak en 1990 realizó varios experimentos en estado estable tanto para dos fases como tres fases, en bereas mojadas por agua. La saturación de líquido se midió usando absorción de rayos X. Se estudiaron ocho casos de historias de saturación y no se observó una buena concordancia entre los resultados experimentales, y la predicción realizada por los dos modelos de Stone. En sus experimentos demostró como la saturación de gas atrapado no puede ser despreciada en medios con mojabilidad preferencial al agua, lo mismo que la existencia de una saturación crítica de aceite necesaria para iniciar flujo de aceite en un sistema de tres fases. Oak también demostró que la permeabilidad relativa al agua fue solo función de su propia saturación, y la permeabilidad relativa al gas función de su propia saturación y de la historia de saturación. La permeabilidad relativa al aceite fue dependiente de la saturación de las tres fases como también de la historia de saturación.

En 1991, Oak realizó mediciones en bereas de mojabilidad intermedia. Se usó el método estado estable para medir la permeabilidad relativa al aceite, manteniendo constante la relación de tasa de agua a tasa de aceite durante el experimento. La saturación de líquido se midió usando absorción de rayos X. Contrario a los resultados obtenidos en bereas mojadas por agua, Oak encontró que la inyección de gas no reduce la saturación residual de aceite después de la inyección de agua. También encontró que el modelo de Stone I sobre predice la permeabilidad relativa al aceite, mientras que el segundo modelo de Stone tiene algunas regiones donde se sobre predice la permeabilidad relativa al aceite, pero también otras regiones donde subestima la permeabilidad relativa al aceite.

3.17 MAINI

Maini (1990), reportó medidas de permeabilidad relativa tres fases a elevada temperatura usando arena Ottawa tanto en estado estable como en estado no estable. Maini observó que la permeabilidad relativa al agua y al gas eran función de su propia

saturación, y la permeabilidad relativa al aceite era función de todas las saturaciones. La histéresis se observó en el caso del gas, no fue importante en el caso del aceite y estuvo ausente en el caso del agua. Se observaron diferencias en la permeabilidad relativa al aceite entre estado estable y no estable, y al dibujar las isotermas en un diagrama ternario estas fueron cóncavas hacia el vértice del aceite.

3.18 SKAUGE Y LARSEN

Skauge y Larsen (1994), realizaron experimentos WAG en estado no estable en areniscas, y lo compararon con experimentos de inyección de agua e inyección de gas. Se usaron corazones con los tres grados de mojabilidad (aceite, agua e intermedia). Para corazones mojados por agua, la permeabilidad relativa al agua fue función de su propia saturación con efectos de histéresis insignificantes, las isopermas del aceite fueron cóncavas, mientras la permeabilidad relativa al gas fue fuertemente dependiente de la historia de saturación.

En corazones mojados por aceite, la permeabilidad relativa al agua mostró histéresis y la permeabilidad relativa al aceite en los primeros desplazamientos fue función de su propia saturación. No se observó dependencia de la saturación del gas atrapado con respecto a la mojabilidad. Sin embargo un incremento en la saturación de gas inicial provocó incremento en la saturación de gas atrapado.

3.19 MUHAMMAD MUQEM

En su tesis de Doctorado Muhammad A. Muqem (1994), diseñó experimentos de flujo de 2 y 3 fases, con el fin de evaluar el efecto de la temperatura en las permeabilidades relativas tres fases, se usó estado estable con el fin de eliminar inestabilidades, y tener cambios de saturación monotómicas para minimizar los efectos histéresis. En sus experimentos en estado estable simuló un yacimiento en producción primaria. Con el fin de comparar las permeabilidades relativas tres fases experimentales con las

correlaciones de Stone y de Pope, se realizaron primero permeabilidades relativas dos fases estado estable para los sistemas agua-aceite y gas-aceite. La técnica de medida de saturaciones in situ, fue la medida de resistividad a 1000 Hz (se usó esta frecuencia para evitar el efecto de la composición de la salmuera en la medida de la resistividad). Previamente al experimento de flujo de tres fases se realizaron curvas para índice de resistividad aceite/agua, gas/salmuera.

Procedimiento General.

1. Saturar el plug al vacío con salmuera sintética.
2. Calcular la permeabilidad absoluta con la salmuera.
3. Inyección de aceite mineral para llevar la muestra a Swirr. Calculo de la permeabilidad efectiva al aceite.
4. Inyección simultanea de salmuera, aceite y gas hacia el core a diferentes relaciones de fluidos. Se proponen 6 relaciones de fluidos, para pasar de la primera relación a la segunda y así sucesivamente hasta la sexta relación, en cada paso se aumenta la tasa de gas y salmuera y se disminuye la del aceite para simular el comportamiento de producción primaria. Al lograr la estabilidad en cada punto se registra el diferencial de presión y la resistividad. Las permeabilidades relativas se calculan directamente aplicando la ley de Darcy.
5. Después de la ultima relación de tasas se somete el plug a los métodos de 'Vacumm Destillation' y 'Dean Stark' con el fin de determinar las saturaciones finales de agua, aceite y gas.

3.20 BAKER

Baker (1995), utilizó corazones mojados naturalmente por aceite, midiendo las saturaciones de líquido por absorción de rayos X y confirmó la dependencia de la permeabilidad relativa al aceite de las saturaciones de las otras fases. La permeabilidad relativa de la fase mojante se observó como una función de su propia saturación con efectos de histéresis despreciables, la permeabilidad relativa de la fase no mojante fue función de su propia saturación y dependiente de la historia de saturación. La permeabilidad relativa de la fase intermedia (aceite en el caso de mojabilidad al agua, y

agua en el caso de mojabilidad al aceite) fue dependiente de más de una saturación y la histéresis fue más pronunciada. La forma de las isopermas en muestras mojadas por agua fue cóncava y la curvatura de la isoperma disminuyó al incrementar el grado de mojabilidad al aceite.

3.21 O. ELERI

Eleri (1995) realizó experimentos en estado estable y en estado no estable usando tomografía computarizada de rayos X, en núcleos de carbonatos a los cuales se les había restaurado la mojabilidad. Se observó histéresis de Kro, Krg en estado no estable. En estado estable se observan los mayores cambios hacia rocas menos mojadas por aceite. La principal conclusión del trabajo es que la inundación con aceite mineral después de muchos volúmenes porosos, conduce a datos de permeabilidad relativa no representativos, ya que los cores empiezan a perder sus condiciones de mojabilidad, pues el aceite mineral despoja la roca de los componentes polares adsorbidos del crudo, durante el proceso de restauración de mojabilidad.

En rocas mojadas por agua se encontró que la permeabilidad relativa al agua es dependiente de su propia saturación, y que no hay cambio en k_{rw} por flujo de tres fases. Se halló que el Sor se redujo por la presencia de la fase gas, y puede ser dependientes de la fase aceite o gas inyectada antes del waterflooding. El fenómeno de digitación viscosa que ocurre en estado no estable se considera que contribuye al fenómeno de la histéresis. Las curvas de permeabilidad relativa estado no estable, indican más condiciones de mojabilidad al aceite que las curvas de permeabilidad relativa estado estable. Esta observación es corroborada por pruebas de mojabilidad realizadas a partir de curvas de presión capilar, antes y después de desarrolladas las pruebas de permeabilidad relativa.

Eleri observó histéresis para la permeabilidad relativa al agua tanto en estado estable como en estado no estable, siendo más pronunciada en estado no estable.

3.22 NORDTREDT Y EBELTOFT

Nordtredt and Ebeltoft E (1996), proponen un método experimental para determinación de permeabilidad relativa tres fases a condiciones de yacimiento. Se realizaron experimentos de flujo multifásico en calizas de baja permeabilidad. Se compararon los resultados experimentales contra las predicciones del método de Stone. El equipo usado consiste de un separador de tres fases, un sistema de bombeo, un coreholder y un Scanner de rayos X (Ver Figura 1). Se realizaron varias etapas estado estable, para obtener curvas de permeabilidad relativa tres fases:

1. Experimento 2 fases, agua desplazando aceite (IDC). Este experimento se denotó como E1.
2. Experimento de 2 fases gas empujando aceite (CDI a 30% de saturación de gas).
3. Inyección simultánea de agua, gas y aceite (IDD). La cantidad de fluidos inyectados fue medido usando el separador de tres fases. Tanto los experimentos CDI, como IDD se denotaron como E2.
4. CDI en dos etapas dos etapas seguido por un experimento IDD (E3). En este experimento, se introdujo agua a una saturación inicial de gas de 40%.

Usaron Scanner de rayos X para obtener imagines de distribución de saturación, durante un proceso de inyección de gas. Se calcularon las permeabilidades relativas por ajuste histórico. Los valores de permeabilidad relativa calculados, usando el modelo de Stone exceden en un factor de más 20 los calculados experimentalmente.

En su trabajo Einar Ebeltoft et al, diseñaron experimentos de flujo de 2 y 3 fases, para determinar funciones de permeabilidad relativa al aceite, permeabilidad relativa al agua, y permeabilidad relativa al gas para representar un yacimiento en el cual se inyecta agua hacia una zona saturada de aceite y gas (la cual está a Swirr). Con el fin de comparar las permeabilidades relativas tres fases experimentales con las correlaciones de Stone, se realizaron primero permeabilidades relativas dos fases estado estable para los sistemas agua-aceite y gas-aceite.

Procedimiento General.

1. Saturar el plug al vacío con salmuera sintética.
2. Calcular la permeabilidad absoluta con salmuera.
3. Inyección de aceite mineral para llevar la muestra a Swirr. Cálculo de la permeabilidad efectiva al aceite.
4. Inyección de gas y aceite estado estable con el fin de establecer una condición de saturación de dos fases (gas y aceite a Swirr) dentro del corazón.
5. Sin parar flujo iniciar proceso IDD (incremento saturación de agua, disminución en saturaciones de aceite, gas), inyectando simultáneamente agua, aceite y gas. Se realizan una serie de pasos en los cuales se mantienen constantes las tasas de aceite y gas mientras se incrementa la tasa de agua.
6. Durante el transcurso de la prueba se registra el recobro de cada de las fases (agua, aceite y gas) y el diferencial de presión. Las saturaciones se pueden obtener por separadores trifásicos y medidas de resistividad. La permeabilidad relativa a cada una de las fases se calcula aplicando directamente la ley de Darcy para cada punto de estado estable.

3.23 F.J.M. KALAYDJIAN

Kalaydjian (1993, 1997) estudió el efecto del carácter mojante (S) 'oil spreading' sobre el agua en presencia de gas. Usó un sistema de dos bombas que inyectaban el aceite y agua a tasa constante, mientras el gas se inyectó a presión constante. Se utilizó un separador y un gasómetro para monitorear los volúmenes de líquidos y gas producidos durante el desplazamiento. En estado estable se inyectaron las tres fases simultáneamente con recirculación de la fase aceite. La variación de saturación en el medio poroso se estimó con base en la variación del volumen del separador. Los perfiles de saturación se determinaron con el 'CT Scanner'.

A partir de los experimentos realizados, Kalaydijian (1993, 1997), concluyó:

El coeficiente 'oil spreading' es función de las tensiones interfaciales agua/gas, agua/aceite y gas/aceite. S positivo cuando el aceite se extiende ('spread') sobre el agua, lo cual contribuye a la continuidad de la fase aceite y a más bajas saturaciones residuales de aceite.

- En imbibición los end point de K_{ro} son más grandes para $S < 0$ que para $S > 0$.
- En drenaje los end point de K_{ro} son más pequeños para $S < 0$ que para $S > 0$.
- En drenaje los end point de K_{rg} son más pequeños, por efecto de bloqueo por gas para $S < 0$ que para $S > 0$ (mayor recobro de aceite).

El recobro de aceite por inyección de gas es mayor para $S > 0$ que para $S < 0$. Las curvas de permeabilidad relativa estado estable para $S < 0$, y bajos valores de S_o , son más altas (K_{ro}) que las curvas estado no estable debido a una diferente continuidad hidráulica.

Kalaydjian probó sus datos experimentales de permeabilidades relativas tres fases, considerando el carácter mojante (S), contra los modelos tradicionales de permeabilidad relativa tres fases como el de Stone y los modelos teóricos basados en la teoría fractal para $S > 0$, obteniendo el mejor ajuste entre los datos experimentales y los modelos basados en la teoría fractal.

3.24 AKSHAY Y SAHNI

Sahni (1998) usó un 'dual medical CT scanner modificado' para escanear corazones verticales. Se realizaron las medidas sobre sistemas con diferentes 'spreading coefficient' (carácter mojante), y diferentes condiciones en medios consolidados y en no consolidados.

Sahni encontró que a bajas saturaciones de aceite la permeabilidad relativa al aceite es proporcional al cuadrado de la saturación de aceite ($K_{ro} \sim S_o^2$) cuando se usa hexano u octano como fase aceite. A saturaciones altas la permeabilidad relativa al aceite es proporcional a la saturación de aceite, elevada a la cuarta potencia ($K_{ro} \sim S_o^4$ con $n=4$)

para sistemas 'spreading' y 'no spreading'. Definiendo sistemas 'spreading', como los sistemas hexano (fase aceite)-salmuera-gas y octano (fase aceite)-salmuera-gas, en el cual la fase aceite tiene la habilidad de extenderse sobre el agua en presencia de gas. Un ejemplo de un sistema 'no spreading' lo constituye el decano (fase aceite)-salmuera-gas, en el cual la fase aceite no se puede extenderse sobre el agua en presencia de gas. Dentro de la dispersión de los datos obtenidos se encontró que las permeabilidades relativas al aceite y al agua, son función de sus propias saturaciones e independientes de sus condiciones iniciales. Las permeabilidades relativas de tres fases se calcularon a partir de la extensión del método de dos fases para JBN y Welge. Sahni estimó un error experimental dado por la técnica y por la precisión del 'dual medical CT scanner', en los cálculos de S_o , S_w y S_g del 4.3%, 9.3%, 13.6% respectivamente.

Adicionalmente Sahni (1998), hizo revisión de experimentos de permeabilidad relativa tres fases anteriormente publicados. Para los experimentos analizados se encontró que la permeabilidad relativa tres fases, tiene una buena aproximación a funciones de su propia saturación. Se analizaron soluciones analíticas para los caminos de saturación y recobro, usando un ajuste polinomial sobre la permeabilidad relativa pronosticada. La estructura de la solución es similar a la obtenida para permeabilidades relativas tipo Corey.

La permeabilidad relativa al aceite y al agua se midieron directamente, en un experimento análogo de gradientes de presión en la fase gas, se determinó permeabilidad relativa al gas, obteniendo así las permeabilidades relativas en función de su propia saturación. En estos experimentos Sahni (1998) encontró que la permeabilidad relativa al gas es aproximadamente 2 veces mayor en sistemas mojados por agua, que en sistemas mojados por aceite a la misma saturación de gas. La permeabilidad relativa al agua en un medio mojado por agua, es similar a la permeabilidad relativa al aceite en un medio poroso mojado por aceite. En el caso del decano la permeabilidad relativa al aceite cayó fuertemente para $S_o < S_{or}$ de dos fases. La permeabilidad relativa al agua en un medio mojado por aceite se asemeja a la permeabilidad relativa al aceite en un medio mojado por agua para un aceite 'no

spreading' (no mojante) como el decano. Esas observaciones se explican en términos de mojabilidad, 'spreading' (carácter mojante), y configuraciones de fluido a escala de poro.

3.25 SIDDIQUI

En su trabajo Siddiquí (1998), utilizó la extensión de la teoría de Buckley-Leverett de flujo inmisible de 2 fases a 3 fases, y los métodos de Welge y JBN para estimar saturaciones y permeabilidades relativas de las tres fases respectivamente. El procedimiento experimental consiste en establecer primero una condición de saturación de dos fases (agua y aceite) dentro del corazón, por un método estado no estable o un método estado estable, y entonces se hace la inyección dinámica de la tercera fase. Durante el transcurso de la prueba se registra el recobro de cada de las fases (agua, aceite y gas) y el diferencial de presión. Las saturaciones se pueden obtener por separadores trifásicos, medidas de resistividad o a partir de la siguiente ecuación:

$$S_j = S_j^0 - L_j + Q_i \frac{dL_j}{dQ_i} \quad (36)$$

A partir de la ecuación 36, la saturación de la fase j, puede ser calculada como una función de la saturación inicial de la fase S_{j0} , antes de la inyección dinámica, teniendo en cuenta los volúmenes porosos de gas inyectado Q_i , el volumen poroso de la fase j producida L_j , y la pendiente de la curva de recobro para cada fase.

Y las permeabilidades relativas de cada una de las fases de la ecuación:

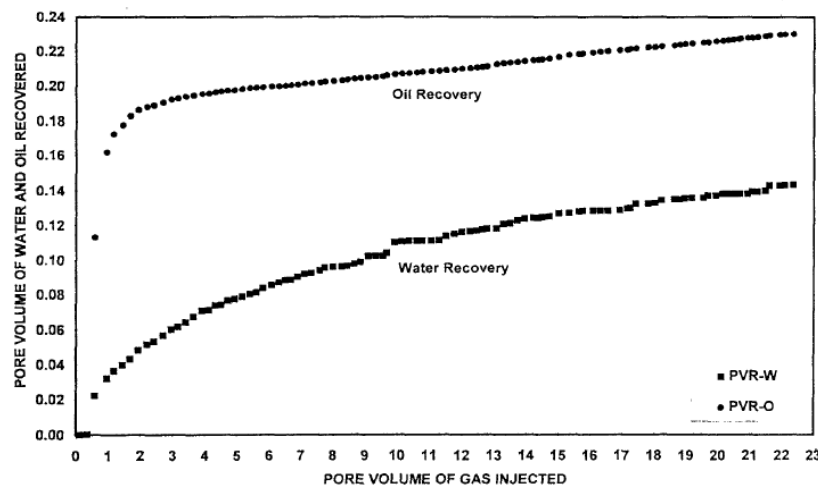
$$K_{rj} = \frac{q_i \mu l_{core} f_i}{K_{abs} A \left[\Delta p - Q_i \left(\frac{d(\Delta p)}{dQ_i} \right) \right]} \quad (37)$$

Donde f_i es el flujo fraccional de la fase i.

Procedimiento General.

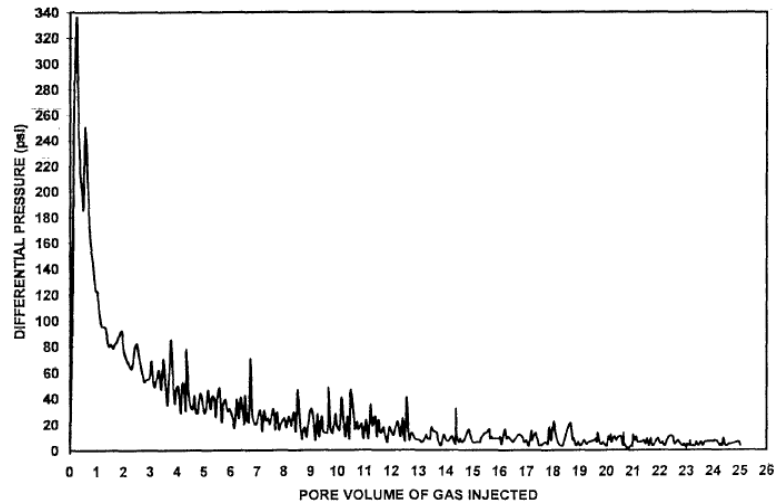
1. Saturar el plug al vacío con salmuera sintética.
2. Calcular la permeabilidad absoluta con salmuera.
3. Inyección de aceite mineral para llevar la muestra a Swirr.
4. Establecer una condición de saturación de dos fases (agua y aceite) dentro del corazón, por un método estado no estable o un método estado estable.
5. Hacer la inyección dinámica o estado no estable de gas.
6. Durante el transcurso de la prueba se registra el recobro de cada una de las fases (agua, aceite y gas) y el diferencial de presión. Las saturaciones se pueden obtener por separadores trifásicos, medidas de resistividad o a partir de la ecuación 36. Las permeabilidades relativas de cada una de las fases se calculan de la ecuación 37. Para ello es necesario realizar las siguientes gráficas (Ver Figuras 11 y 12):

Figura 11. Volúmenes porosos de agua y aceite recuperados Vs. Volúmenes porosos de gas inyectado



Fuente. Siddiqui, artículo SPE 49306

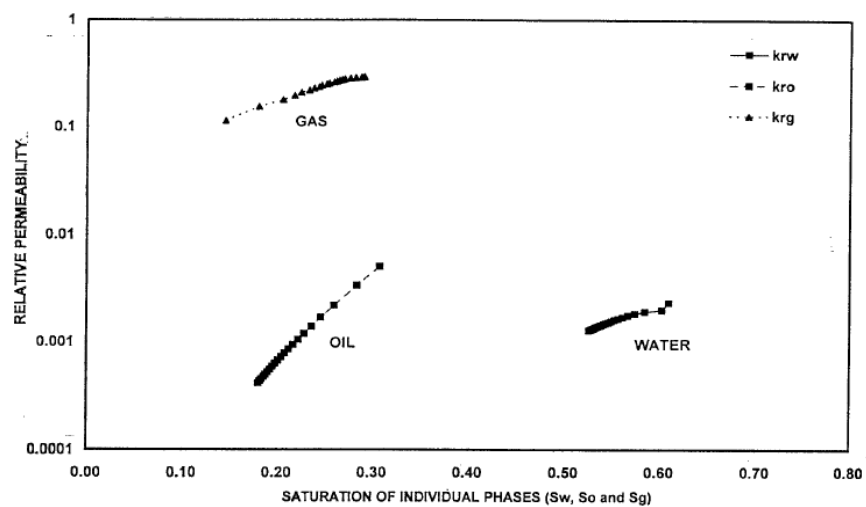
Figura 12. Diferencial de presión a través del plug Vs volumen poroso inyectado



Fuente. Siddiqui, artículo SPE 49306

Las curvas de permeabilidad al agua, aceite y gas obtenidos se muestran en la Figura 13.

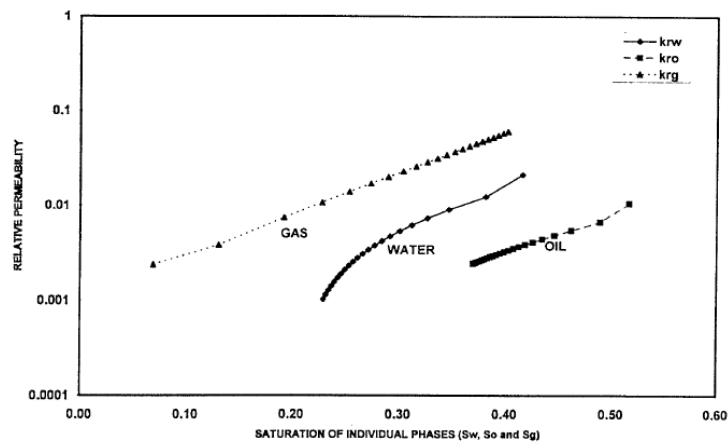
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa tres fases obtenidas a partir de la metodología propuesta por Siddiquí et al



Fuente. Siddiqui, artículo SPE 49306

Las permeabilidades relativas obtenidas se pueden extrapolar sobre el rango completo de saturaciones (desde saturación crítica hasta saturación máxima), para obtener las curvas completas como se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Extrapolación de los datos experimentales de permeabilidad relativa tres fases, obtenidas a partir de la metodología propuesta por Siddiquí et al



Fuente. Siddiqui, artículo SPE 49306

3.26 D.A. DICARLO

Dicarlo (2000) realizó experimentos de drenaje por gravedad para tres fases. Las medidas de saturación insitu se realizaron usando tomografía computarizada (a temperatura ambiente y presión de confinamiento de 50 psi). En muestras de mojabilidad uniforme se encontró, que la permeabilidad relativa de la fase mojante es similar para mojado por agua, que para mojado por aceite. Sin embargo la permeabilidad relativa de la fase intermedia es muy diferente a bajas saturaciones con 'spreading oil' (carácter mojante positivo), mostrando características de régimen de drenaje. La permeabilidad relativa al gas es más pequeña en un medio mojado por aceite que en medio mojado por agua. Las diferencias se explican en términos de

'Spreading' (carácter mojante), mojabilidad y configuraciones a escala de poro, lo cual es consistente con la competencia de fases del agua y el gas por los poros más largos en un medio poroso mojado por aceite, donde el gas no es necesariamente la fase no mojante. La Tabla 6 muestra las comparaciones entre los diferentes experimentos de laboratorio, reportados en la literatura para evaluar permeabilidades relativas tres fases.

Tabla 6. Listado cronológico de investigaciones experimentales permeabilidades relativas tres fases

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
Leverett y Lewis (1941)	Arenas no consolidadas (porosidad: 42%, permeabilidad: 5-16 Darcies). Fluidos: nitrógeno, kerosén, NaCl (0.24N). Método dinámico (estado no estable) en un solo corazón.	Saturación de agua medida a partir de resistividad. Saturación de gas medidas por relaciones presión-volumen.	Histéresis ignorada, efectos terminales ignorados, 64 medidas.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg)
Claudle, Slobod y Brownscombe (1951)	Arenas consolidadas (porosidad: 23%, permeabilidad: 0.025 Darcies). Fluidos: aire. 'Penn State Méthod' y Método dinámico (estado no estable). Inicialmente se utilizaron muestras mojadas por aceite.	Saturación de gas de medidas presión-volumen. Aceite de balance de materiales. La saturación en cada punto se midió removiendo el corazón, y haciendo destilación al vacío.	Histéresis ignorada, efectos terminales despreciados, numero de medidas no conocidas. Se ignoraron efectos capilares.	Krw: f(Sw, , So, Sg) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg)
Holmgren-Morse (1951)	Medición de Kro, Krw en presencia de gas atrapado	Medición de Sg por balance de materiales. Medición de Sw por resistencia eléctrica y balance de materiales	No especificada	Krw: f(Sw)

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
Corey, Rathjens, Henderson y Wyllie (1956)	Bereas. Fluidos: salmuera de CaCl_2 . Método de presión capilar de Hasseler	Un ensamblaje de diagrama semipermeable fue usado en cada extremo del corazón con el fin de mantener la fase agua en el corazón. El método gravimétrico fue usado para determinar saturación de fluidos.	Histéresis eliminada usando diferentes corazones para cada punto de saturación. Efectos terminales minimizados con diafragmas o membranas semipermeables en los extremos del corazón. Se realizaron 62 medidas.	$K_{rw}: f(S_w)$ $K_{ro}: f(S_w, S_o, S_g)$ $K_{rg}: f(S_g)$
Reid (1956)	Arenas no consolidadas (porosidad: 35%, permeabilidad: 31 Darcies). Fluidos: aire, diesel, NaCl (0.1N). Método dinámico en un solo corazón y Método de presión capilar de Hasseler.	Saturación de agua medida a partir de resistividad. Saturación de aceite medida por Gamma Ray.	Histéresis ignorada, efectos terminales eliminados realizando medidas de saturación y presión lejos de los extremos del corazón, 98 medidas.	$K_{rw}: f(S_w, S_o, S_g)$ $K_{ro}: f(S_w, S_o, S_g)$ $K_{rg}: f(S_w, S_o, S_g)$ Se observó que K_{ro} de tres fases era mayor que K_{ro} de dos fases
Wyllie-Gardner (1958)	Saturación de aceite y agua determinadas por drenaje.	No especificada	No especificada	No especificada
Naar y Wygal (1961)	Imbibición en bereas consolidadas.	No especificada	No especificada	$K_{ro}: f(S_w, S_o, S_g)$
Snell (1962)	Arenas no consolidadas (porosidad: 35%, permeabilidad: 7.1 Darcies). Fluidos: aire, diesel, NaCl (0.1N). 'Penn State Method' y Método de presión capilar de Hasseler.	Saturación de agua medida a partir de resonancia de un circuito RCL de radiofrecuencia. Saturación de gas medida por difracción de neutrones. Saturación de aceite medida de balance de materiales.	Los resultados evaluados independientemente para cada corazón sobre la base de historia de saturación. Efectos terminales eliminados realizando medidas de saturación y presión lejos de los extremos del corazón, 250 medidas.	$K_{rw}: f(S_w, S_o, S_g)$ $K_{ro}: f(S_w, S_o, S_g)$ $K_{rg}: f(S_w, S_o, S_g)$
Sarem (1965)	Bereas	Medidas	Histéresis ignorada.	$K_{rw}: f(S_w)$

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
	(porosidad: 20%, permeabilidad: 0.275 Darcies). Fluidos: aire, Soltrol 130, NaCl (0.2N). Extensión del método de Welge, estado no estacionario (Desplazamiento dinámico).	volumétricas de tasas de flujo terminales seguidas por calculo de saturaciones terminales usando el método extendido de Welge.	Efectos terminales despreciados, 70 medidas.	Kro: f(So) Krg: f(Sg) Influencia de las saturaciones iniciales en Kro, Krw, y poco efecto sobre Krg.
Donaldson y Dean (1966)	Bereas (porosidad: 19%), calizas de Arbuckle (porosidad: 11%, permeabilidad: 0.425 Darcies). Fluidos: aire, Soltrol, NaCl (0.1N). Extensión del método de Welge de 2 fases a 3 fases, estado no estacionario (Desplazamiento dinámico).	Medidas volumétricas de tasas de flujo terminales, seguidas por calculo de saturaciones terminales usando el método extendido de Welge.	Histéresis ignorada. Efectos terminales minimizados usando altas tasas de flujo tan altas como, 0.5 PV/min. 120 medidas	Krw: f(Sw, So, Sg) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg)
Saraf (1967)	Arenisca Boise (porosidad: 25%, permeabilidad: 1.45 Darcies). Fluidos: nitrógeno, Kerosén, oxido de Deuterio. Método dinámico en un solo corazón.	Técnica de resonancia nuclear magnética (RMN). La saturación de gas se midió por métodos volumétricos.	Histéresis eliminada usando diferentes muestras, no se estableció la saturación dos veces en el mismo corazón. Efectos terminales eliminados realizando medidas de saturación y presión lejos de los extremos del corazón, 81 medidas.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sg)
Land (1968)	Imbibición. Saturación de gas residual después de imbibición.	No especificada	No especificada	No especificada
Schneider y Owens (1970)	Arenisca Torpedo (porosidad: 24%, permeabilidad: 370 mD. Método dinámico en un	Saturación de gas medida por absorción de rayos X, y saturación de	Evaluados independientemente resultados para arena mojada por aceite y arena	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg) La permeabilidad relativa de la fase mojante, muy

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
	solo corazón. También se usaron los métodos Penn State Method' y el estado estable.	agua medida por resistividad. Saturación de aceite medida por diferencia (balance volumétrico).	mojada por agua. Efectos terminales no discutidos, no es conocido el numero de medidas.	poco afectada por la saturación de gas atrapado (Sgt).
Deoki N. Saraf (1982)	Mediciones tanto en estado estable como en estado no estable.	Monitoreo de fluidos por aparato fotoeléctrico. Saturaciones promedias obtenidas por balance de materiales.	No especificada	Krw: f(Sw), independiente de la historia de saturación. Kro: f(Sw, So, Sg), independiente de la historia de saturación. Krg: f(SLíquido), dependiente de la historia de saturación.
Sprosen (1982)	Areniscas Tensleep mojadas por aceite (porosidad: 11.5%, permeabilidad 104 mD), fracciones de hidrocarburo y salmuera. Berea (porosidad: 21.3%, permeabilidad: 480-600 micrometros cuadrados). Muestras de roca de Weeks Island (porosidad: 26%, permeabilidad: 3.57- 4.3 micrómetros cuadrados). Fluidos: CO2, aceite no conocido, agua y glicol. Centrifuga estado estable.	Gravimetría.	Siempre se estableció imbibición aceite- agua estado estacionario. Los efectos terminales se eliminaron usando altas tasas de flujo. Numero de mediciones no conocidas.	Krw: f(Sw, So, Sg) Kro: f(Sw, So, Sg)
Grader y O'Meara (1988)	Estado no estable, en empaques de arena mojados por agua. Saturación de aceite irreducible	No especificada	No especificada	La permeabilidad relativa al aceite es solo función de la saturación de aceite (So ²).

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
	tendiente a cero. Se usaron muestras de permeabilidad absoluta 100, 200 y 800 md.			
Maini (1990)	Empaques de arena Ottawa, mediciones en estado estable y en estado no estable. Se realizaron mediciones de permeabilidad relativa tras fases a alta temperatura	No especificada	Se observó histéresis en el caso del gas. La histéresis no fue muy importante en el caso del aceite, y estuvo ausente en la medición de permeabilidad relativa al agua.	Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) Krg: f(Sw, So, Sg) Las isopermas fueron cóncavas hacia el vértice del aceite al dibujar los diagramas ternarios.
Oak et al (1990)	Estado estable, en areniscas mojadas por agua. Saturación de aceite irreducible tendiente a cero.	Método de absorción de rayos x para determinar saturaciones de líquido. La saturación de gas se determina por balance de materiales.	El desplazamiento de aceite atrapado por el gas no puede ser despreciable en un medio mojado por agua.	La permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de aceite (S_o^2), y de la saturación de agua. Estas condiciones se dan solo si no hay aceite atrapado. Krw: f(Sw) Kro: f(Sw, So, Sg) e historia de saturación Krg: f(Sg) e historia de saturación de gas.
Oak et al (1991)	Estado estable, en areniscas de mojabilidad intermedia.	Método de absorción de rayos x para determinar saturaciones de líquido. La saturación de gas se determina por balance de materiales. Adicionalmente se realizaron cambios de mojabilidad.	Se mantuvo constante las relaciones de flujo de aceite y agua durante el experimento.	La permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de aceite, y de la saturación de agua.
Kalaydjian et al (1993-1997)	Estado estable y estado no estable, en areniscas mojadas por agua. Saturación de	No especificada	Estudio el efecto de 'oil spreading' (carácter mojante) sobre el agua en presencia de gas.	La técnica de estado estable produce valores más altos de krg, aunque es consistente con la técnica estado no estable.

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
	aceite irreducible medida entre 0.1-0.31.			
Skauge et al (1994)	Estado estable y estado no estable, en areniscas mojadas por agua. Saturación de aceite irreducible medida entre 0.12-0.2. Adicionalmente se usaron corazones con tres grados de mojabilidad. Realizó adicionalmente pruebas WAG estado no estable.	No especificada	Para muestras mojadas por agua, en el caso de permeabilidad relativa al agua, los efectos de histéresis fueron insignificantes.	$K_{rw} = f(S_w)$ $K_{rg} = f(\text{historia de saturación})$
Baker (1995)	Estado estable, en areniscas con diferentes mojabilidades. Saturación de aceite irreducible tendiente a cero. Se usaron muestras de permeabilidad absoluta entre 126 y 208 md.	Saturación de líquido medida por adsorción de rayos X. La saturación de gas se determina por balance de materiales.	La permeabilidad relativa de la fase mojante es función de su propia saturación y tiene efectos de histéresis despreciables. La permeabilidad relativa de la fase no mojante es función de su propia saturación y dependiente de la historia de saturación. La permeabilidad relativa de la fase intermedia es función de más de una saturación, y tiene histéresis pronunciada.	La permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de aceite (S_o^2), y de la saturación de agua. Estas condiciones se dan solo si no hay aceite atrapado.
Naylor et al (1995)	Estado no estable, en empaques de arena mojados por agua. Saturación de aceite irreducible tendiente a cero.	No especificada	No especificada	La permeabilidad relativa al aceite es solo función de la saturación de aceite (S_o^2).
Goodyear y	Estado no estable,	No especificada	No especificada	La permeabilidad relativa

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
Jones (1995)	en empaques de arena mojados por agua. Saturación de aceite irreducible tendiente a cero.			al aceite es solo función de la saturación de aceite (S_o^2).
Jerauld (1996)	Estado estable, en areniscas con mojabilidad mixta. Saturación de aceite irreducible entre 0-0.35.	No especificada	No especificada	La permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de aceite, y de la saturación de agua.
Vizika y Lombard (1996)	Areniscas de varias mojabilidades, drenaje por gravedad. Saturación de aceite irreducible medida entre 0.11-0.23.	No especificada	No especificada	No especificada
Eleri et al (1996)	Estado estable y estado no estable, en areniscas mojadas por agua y bereas. Saturación de aceite irreducible medida entre 0.16-0.4. También se realizaron medidas de permeabilidad relativa en carbonatos.	Se determinó saturaciones de fluidos por tomografía computarizada.	Se observó histéresis de permeabilidad relativa al aceite y al gas en el método estado estable. Se observó histéresis de K_{rw} en estado estable y en estado no estable, siendo más pronunciada en estado no estable.	$K_{rw}: f(S_w)$ en rocas mojadas por agua.
Nordvet et al (1996)	Estado no estable, en 'Chalk' mojado por agua.	No especificada	No especificada	No especificada
Nordtredtand & Ebeltoft (1996)	Medición a condiciones de yacimiento en calizas de baja permeabilidad. Se realizaron varias etapas estado estable, para obtener curvas de permeabilidad relativa tres fases.	Separador trifásico. Adicionalmente Scanner de Rayos X para medida de S_g . Permeabilidad relativa calculada por macheo histórico.	Se realizó inyección simultánea de agua, gas y aceite (IDD).	No especificada

AUTOR Y FECHA	MATERIALES Y METODO EXPERIMENTAL	TECNICA DE MEDIDA DE SATURACION	TRATAMIENTO DE HISTERESIS, EFECTOS TERMINALES, NUMERO DE MEDIDAS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
Sahni et al (1998)	Empaques y areniscas con mojabilidad al agua. Drenaje por gravedad. Saturación de aceite irreducible de 0.1-0.01. Drenaje por gravedad	Usó tomografía computarizada, empleando un 'CT Scanner' médico. Las permeabilidades relativas se calcularon mediante la extensión de los métodos de JBN y Welge.	No especificada	La permeabilidad relativa al aceite es solo función de la saturación de aceite (S_o^2). $K_{rw} = f(S_w)$
Dicarlo (1998)	Empaques de arena con varias mojabilidades. Drenaje por gravedad. Saturación de aceite irreducible de 0.1-0.01.	Usó tomografía computarizada, empleando un 'CT Scanner'.	No especificada	La permeabilidad relativa al aceite es solo función de la saturación de aceite (S_o^2) solo en muestras mojadas por agua.

De acuerdo a la Tabla 6, y lo expuesto en los numerales 3.1 a 3.26 se puede concluir que los métodos experimentales para medir permeabilidades relativas tres fases, más precisos o acertados son los que proporcionan una medida directa de la saturación promedia de fluidos y del diferencial de presión dentro de la muestra de roca, los cuales son los insumos directos para el cálculo de permeabilidades relativas tanto en estado estable como en estado no estable. Esta condición la cumple la mayoría de los trabajos experimentales desarrollados desde Schneider y Owens (1970).

3.27 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES

3.27.1 Efecto de la historia de saturación

La mayoría de los autores coinciden que en el caso de las permeabilidades relativas tres fases, la historia de saturación afecta fuertemente la permeabilidad relativa de la fase no mojante (gas), en grado intermedio la permeabilidad relativa de la fase intermedia (aceite en el caso de muestras con mojabilidad al agua) y de manera despreciable la permeabilidad relativa de la fase mojante (agua en el caso de muestras con mojabilidad preferencial al agua). La fase no mojante tiende a ocupar los poros más grandes. En rocas mojadas por agua la permeabilidad relativa al aceite es función de la saturación de agua y aceite. En las rocas mojadas por aceite la permeabilidad relativa al aceite es solo función de la saturación de aceite.

En dos fases para rocas mojadas por agua, la permeabilidad relativa al agua es la misma en proceso de imbibición y de drenaje. Mientras la permeabilidad relativa al aceite cambia. La saturación de la no mojante en roca consolidada es mayor para imbibición que para drenaje. El aceite atrapado es dado por las áreas entre las curvas de permeabilidad relativa de imbibición y drenaje.

En el caso de la saturación de la fase no mojante, se deben seguir trayectorias de cambios de saturación monotómicas para minimizar los efectos de histéresis.

3.27.2 Efecto de las propiedades de la roca

El rango de saturación móvil es más amplio en roca no consolidada que en roca consolidada. La forma del grano influye en la saturación residual, y en la forma de las curvas de permeabilidad relativa. Hay mayor disminución de permeabilidad en arenas que contienen sodio que en arenas que contienen calcio (lo cual está relacionado con la capacidad de intercambio catiónico- CEC).

En dos fases no hay correlación directa de permeabilidad relativa agua-aceite, con porosidad y permeabilidad. Sin embargo la permeabilidad relativa al gas es menos empinada/exagerada a medida que aumenta la permeabilidad.

3.27.3 Efecto de la mojabilidad

En el caso de muestras con mojabilidad preferencial al agua, la mayoría de los autores coinciden que en el caso de las permeabilidades relativas tres fases, la permeabilidad relativa de la fase no mojante (gas) es función de su propia saturación y de la historia de saturación, la permeabilidad relativa de la fase intermedia (aceite en el caso de muestras con mojabilidad al agua) es función de las saturaciones de todas las fases, y la permeabilidad relativa de la fase mojante (agua en el caso de muestras con mojabilidad preferencial al agua) es función solo de su propia saturación.

Generalmente los poros finos son mas mojados por el agua que los poros gruesos. El fluido mojante generalmente cubre los poros más pequeños, adicionales a los poros que cubren la roca. En yacimientos fuertemente mojados por agua, el agua atrapa el aceite en los poros más grandes, a medida que avanza por las paredes de los poros. En yacimientos mojados por aceite el agua se mueve en los poros más largos y el aceite es atrapado cerca de las paredes, por efecto de colapso de las gargantas de poro.

Varios autores coinciden, que corazones débilmente mojados por agua, tienen curvas de permeabilidad relativa y S_{or} más bajos, que los corazones fuertemente mojados por agua o aceite. El aceite puede ser 'bypaseado' en los poros más grandes, debido a la tendencia del corazón mojado a imbibir espontáneamente agua hacia los capilares más pequeños. El aceite bypaseado en los poros más grandes es entonces rodeado por el agua, y es inmóvil excepto a muy altos gradientes de presión. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa debido a que esta controla la localización de flujo y distribución de fluidos en el medio poroso.

Dicarlo y Sahni (1998) estudiaron el comportamiento de permeabilidades relativas tres fases en corazones mojados por agua, mojados por aceite y mojabilidad fraccional. Usaron un CT Scanner para medir directamente la saturación al aceite y al agua en experimentos de drenaje por gravedad, y gradientes de presión en la fase gas para determinar permeabilidad relativa al gas. Se encontró que la permeabilidad relativa al gas es aproximadamente el doble en un sistema de mojabilidad al agua, que en un sistema de mojabilidad al aceite a la misma saturación. La permeabilidad relativa al agua (en un medio mojado por agua) y La permeabilidad relativa al aceite (en un medio mojado por aceite) fueron similares. Siendo la permeabilidad relativa al aceite en un medio mojado por agua proporcional a la saturación de aceite elevada a la cuarta potencia (para saturaciones de aceite mayores de S_{or} de inyección de agua). La permeabilidad relativa al agua en un medio mojado por aceite se asemeja a la permeabilidad relativa al aceite en un medio mojado por agua para un aceite 'no-spreading-oil' como el decano. Sin embargo a muy bajas saturaciones ($S_o < S_{or}$) se observaron formas muy diferentes de permeabilidad relativa al aceite en un medio mojado por agua, y permeabilidad relativa al agua en un medio mojado por agua. Para una arena de mojabilidad fraccional las permeabilidades relativas al aceite, gas y agua están entre las permeabilidades relativas entre un medio mojado por agua y uno mojado por aceite.

3.27.4 Efecto de la presión de overburden

En dos fases se reduce la permeabilidad relativa al agua y al aceite, en la misma proporción que se reduce la permeabilidad absoluta por confinamiento o compresión (inferior al 5%). No se observan cambios de permeabilidad relativa al gas por confinamiento en pruebas de permeabilidad relativa gas-aceite. En la revisión bibliográfica realizada en esta tesis, no se encontró documentado el efecto de la presión de overburden sobre las permeabilidades relativas tres fases.

3.27.5 Efecto de la temperatura

En dos fases, al aumentar la temperatura aumenta la saturación de agua irreducible y disminuye el Sor. Muhammad (1994), estudió el efecto de la temperatura en las permeabilidades relativas tres fases, y observó a medida que aumentaba la temperatura, cambio en las relaciones de permeabilidad relativa, acompañada de la disminución del Sor. En el caso de la inyección de agua en arenas no consolidadas aumenta la permeabilidad relativa al agua a medida que aumenta la temperatura. Al aumentar la temperatura aumenta la mojabilidad al agua, debido a que se reduce el ángulo de contacto agua-aceite-roca hasta llegar prácticamente a cero. La permeabilidad absoluta al agua disminuye al aumentar la temperatura. La permeabilidad absoluta al gas es independiente de la temperatura. La permeabilidad Klinkenberg extrapolada debe ser la misma a todas las temperaturas. La temperatura no afecta la permeabilidad relativa del gas y al aceite. No hay efectos significativos de la temperatura cuando se usa un medio poroso que no contiene arcillas.

3.27.6 Efecto de la viscosidad, tensión interfacial y densidad

En el caso de dos fases, la tensión interfacial y densidad son los responsables de retención de saturación en el medio poroso. En el caso de sistemas agua-aire, al

disminuir la tensión interfacial agua-aire aumenta el factor de recobro del gas y disminuye la saturación residual de gas. La permeabilidad relativa de la fase mojante no es afectada por cambios en viscosidad, pero en algunos casos si se observa cambios en la permeabilidad relativa de la no mojante.

En 1957 Richardson encontró que la permeabilidad relativa es independiente de la viscosidad, pues la fase no mojante fluye a través de los canales más largos, y la fase mojante fluye a través de los capilares más pequeños. La curva de permeabilidad relativa es influenciada por la relación de viscosidad cuando la fase mojante es desplazada por la no mojante.

En el 2005 Cinar (SPE 90572, SPE 89419) encontró que la permeabilidad relativa de la fase mojante, no es afectada por la variación de la tensión interfacial. Mientras que la permeabilidad relativa de las otras dos fases fue claramente afectada. Pues al disminuir la tensión interfacial el aceite y gas llegan a ser más móviles a la misma saturación. Para una tensión interfacial gas-aceite de 0.03 a 2.3 mN/m, se observó mejoramiento de hasta 10 veces en la permeabilidad relativa al aceite, y la permeabilidad relativa al gas aumentó hasta 100 veces con la disminución entre 2-3 veces de la tensión interfacial. La permeabilidad relativa al agua permanece no alterada para sistemas porosos mojados por agua, pero disminuye a bajas saturaciones para sistemas mojados por aceite.

3.27.7 Efecto de la saturación inicial de la fase mojante

En dos fases se obtiene un S_{or} más bajo a altos valores de S_{wirr} . En la revisión bibliográfica realizada en esta tesis, no se encontró documentado el efecto de la saturación inicial de la fase mojante sobre las permeabilidades relativas tres fases.

3.27.8 Efecto de la saturación de gas atrapado

En dos fases la Sgt (saturación de gas atrapado) podría mejorar la permeabilidad relativa al agua en arenas consolidadas. De acuerdo con el trabajo realizado por Oak en 1990, los datos experimentales sugieren que el desplazamiento del aceite atrapado por el gas, es el factor más importante que afecta las permeabilidades relativas tres fases. Existe una saturación de aceite crítica para iniciar el flujo tres fases, desde el flujo de dos fases aceite- agua.

En el trabajo realizado por Jerauld en 1997 en corazones de mojabilidad mixta se concluye que el atrapamiento de gas conduce a una movilidad del agua más baja, y una más alta eficiencia en el recobro de aceite. El trabajo realizado por Blunt en 1999 muestra que es necesario introducir los términos de drenaje, y atrapamiento para predecir permeabilidades relativas tres fases a bajas saturaciones de aceite. Estos resultados también fueron comprobados por Saraf (1982), lo cual sugiere que el atrapamiento del gas favorece el movimiento libre del aceite.

3.27.9 Efecto de otros factores

En dos fases (aceite-gas), en cuanto al efecto de una tercera fase inmóvil (agua), no se observa efecto del agua a Swirr debido a que el agua ocupa un espacio de no flujo. La permeabilidad relativa de ciclo de imbibición es sensible a gradiente de presión. La presión de saturación tiene efecto despreciable sobre las medidas de permeabilidad relativa en laboratorio.

Las siguientes son algunas consideraciones prácticas recomendadas por varios autores, a la hora de diseñar pruebas de laboratorio de permeabilidades relativas tres fases.

- Usar el método de la centrífuga para chequear cambios de mojabilidad, durante el desarrollo de las pruebas.
- La berea es preferida debido a su uniformidad, y la aceptabilidad general en la industria como un estándar.
- La determinación de saturación de agua puede ser obtenida por el método de resistividad, cuando se usa un aceite no polar. El aceite es medido por gravimetría y el gas por diferencia.
- La mayoría de los investigadores creen que el método 'Penn State' adaptado para tres fases, da mejores resultados que cualquier otro método estado estable.
- Se debe asegurar que el aceite es saturado con el gas antes de entrar al corazón, para evitar transferencia de masa aceite y gas durante el desplazamiento. Evitando miscibilidad entre el aceite y el gas en el corazón.
- El cálculo de isopermas a partir de datos de estado no estable requiere solucionar ecuaciones diferenciales.
- Se deben usar válvulas cheque en el equipo de desplazamiento de permeabilidad relativa tres fases, para evitar 'Blackflow' de cualquier fase.
- Los estudios de permeabilidad relativa tres fases pueden ser realizados usando aceite mineral no polar, salmuera y nitrógeno para minimizar la iteración de fluidos. El medio más práctico para medida de saturación es el gravimétrico. Se han observado problemas al usar gravimetría para determinar saturación de fluidos, cuando el gas es usado en presencia de aceite volátil.
- Factores que afectan la medida de permeabilidad relativa tres fases, referentes a la instrumentación del equipo de desplazamiento:

- Se recomienda tubería de 1/8" para mejor manejo de fluidos y evitar taponamientos.
 - En estado estable la relación de tasas de entrada debe ser igual a la de tasas a la salida necesitándose mínimo 6 horas para alcanzar el equilibrio.
- Para estudiar el efecto de temperatura sobre permeabilidades relativas tres fases se debe considerar:
- Magnitud de los tres ángulos de contacto (aceite-agua, aceite-gas, agua-gas).
 - Tres tensiones interfaciales.
 - Tres relaciones de viscosidad.

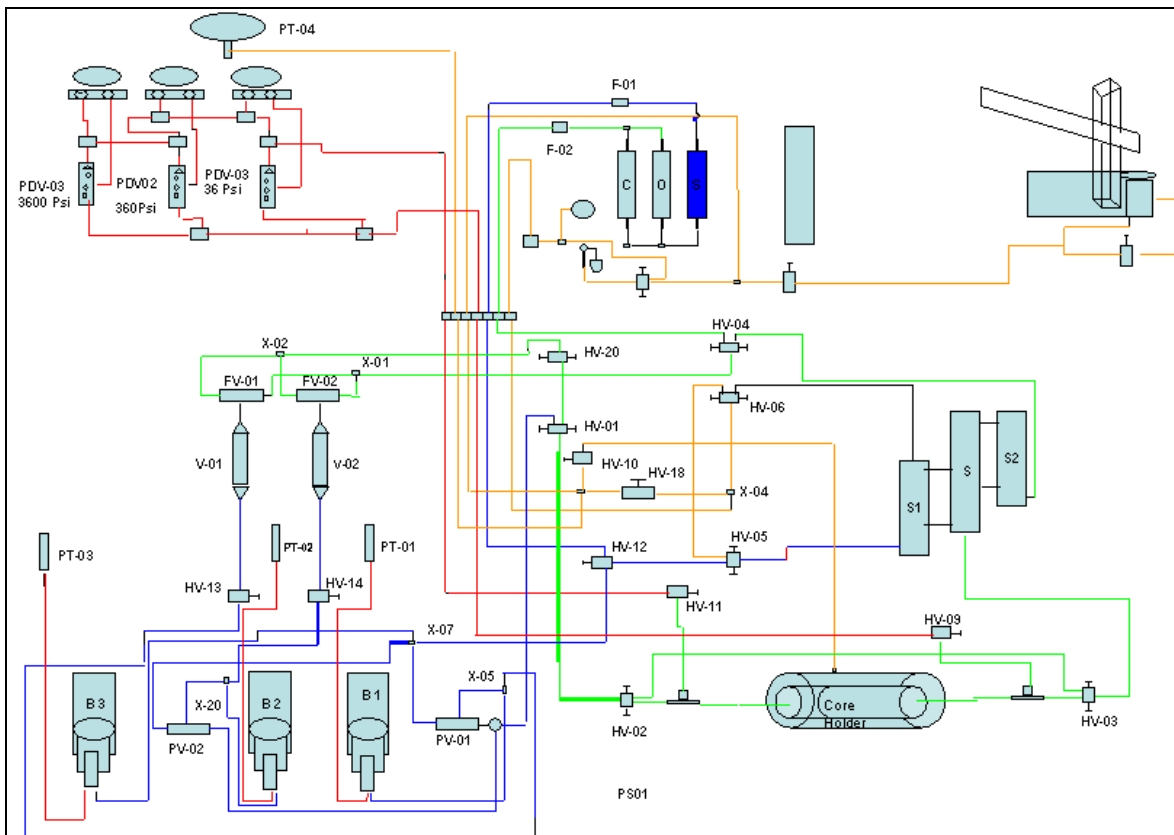
4. DESARROLLO EXPERIMENTAL

4.1 METODOLOGIA EXPERIMENTAL PROPUESTA

4.1.1 EQUIPO EXPERIMENTAL

La Figura 15, muestra un esquema del equipo de desplazamiento, acondicionado en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo, ICP durante el desarrollo de esta tesis, para realizar pruebas de permeabilidad relativa tres fases. Este consiste de un sistema de bombeo, un separador acústico de tres fases, y un core holder con aislamientos de baquelita para medidas de resistividad.

Figura 15. Equipo Permeametro con separador trifásico, acondicionado para pruebas de permeabilidad relativa tres fases, laboratorio de análisis petrofísicos ICP



Fuente. El autor

El sistema de bombeo consiste de un sistema de recirculación cerrada para dos fluidos agua e hidrocarburo, que bombean los fluidos hacia la muestra a condiciones de yacimiento. El sistema de recirculación de agua está conformado por el cilindro (S) y las 2 bombas B1 y B2. El cilindro (S) alimenta inicialmente las dos bombas. Una bomba empuja la salmuera y la otra lo recibe proveniente de la muestra o del separador. Cuando una bomba termina su recorrido (inyectando fluido) hay una estrategia automática de cambio de bomba, y la bomba que estaba en bombeo pasa a recibir el agua bien sea en el proveniente de la salida del coreholder (en el caso de baypass del separador) o del separador trifásico.

El sistema de recirculación de aceite está conformado por los cilindros V-01 y V-02. Mientras un cilindro envía el fluido hacia la muestra, el otro recibe el fluido que retorna del separador. El cilindro que recibe fluido está listo para enviar fluido a la muestra, antes que el cilindro que envía se desocupe. La carrera de estos dos cilindros y su sincronización están controladas por electroválvulas guiadas por el software, y las bombas B-1 y B-2.

Todas las tasas y presiones son continuamente ajustadas, para que el cambio entre los cilindros ocurra suavemente. Una tercera bomba actúa como un regulador de backpressure, y trabaja en modo de presión constante (Servo Mode).

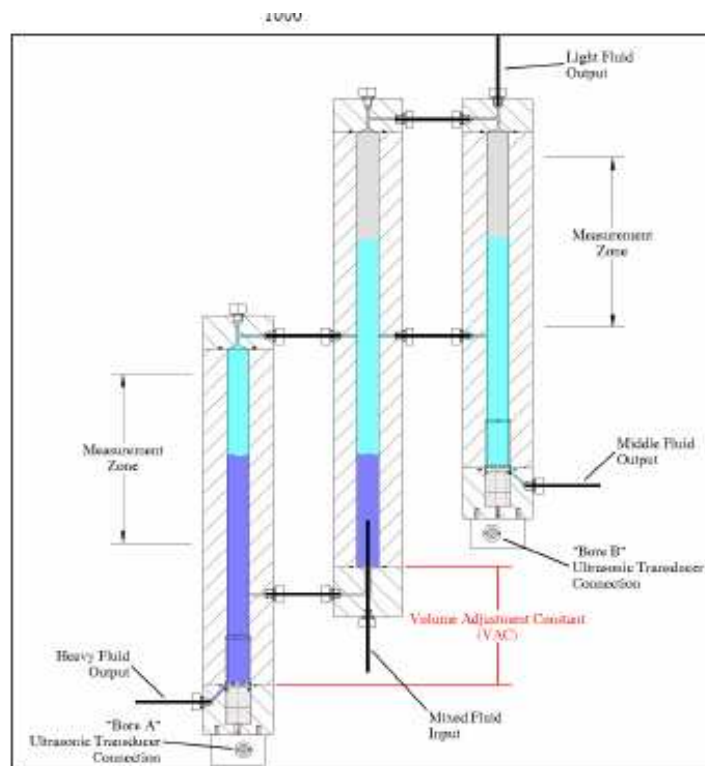
Los tres cilindros de almacenamiento de fluidos (C, O, S) son colocados fuera del horno, y completan un 'loop' cerrado para recirculación de dos fases (agua e hidrocarburo) a condiciones de yacimiento.

Para el caso del sistema de inyección de gas se utiliza un cilindro, c, el cual es empujado por una bomba, la cual permite inyectar el gas a la muestra de roca, pasando después hacia el separador donde es cuantificado el fluido recuperado durante el proceso de desplazamiento de gas para salir finalmente a un sistema de contrapresión ('Backpressure').

La cuarta bomba se coloca fuera del horno, y es usada para mantener la presión de overburden constante en la muestra. Un computador monitorea el equipo, y toma datos de diferencial de presión y nivel de las interfases en el separador trifásico.

La Figura 16 muestra un esquema del separador trifásico. En este separador tres cilindros ('bores') están conectados entre sí, y los fluidos provenientes de la muestra entran por la base del cilindro de la mitad, donde se produce la separación. Los dos cilindros de medida están conectados al cilindro de separación a través de unos canales.

Figura 16. Separador trifásico usado en el laboratorio de petrofísicos ICP, para cuantificar producción de fluidos durante las pruebas de permeabilidad relativa tres fases



Fuente. Manual del usuario separador acústico tres fases, marca Neras-Temco

Los volúmenes de cada una de las fases son inferidas en el separador por medio de transductores acústicos, que determinan la distancia desde el transductor hasta la interfase formada en los cilindros de medida. Usando esas medidas los volúmenes de agua y gas pueden ser determinados. El volumen de aceite se determina restando al volumen total del separador, los volúmenes de agua y gas. Adicionalmente al sistema de bombeo, un separador acústico de tres fases, y un core holder con asilamientos de baquelita para medidas de resistividad, existen los tres cilindros fuera del horno (C,O,S), referenciados anteriormente para almacenamiento de fluidos. Un regulador de membrana tipo backpressure es usado para disminuir la presión desde las condiciones de operación hasta la atmosférica de una manera controlada.

Las especificaciones del equipo de desplazamiento son:

- Condiciones isotérmicas hasta 280 F.
- Presión de confinamiento aplicada hidrostáticamente. Presión de overburden neta máxima (5000 psi).
- Presión de inyección máxima 10000 psi.
- Diferencial de presión máximo medible a través de sensores de presión 'smar': 3600 psi.
- Tolerancia de temperatura de horno: +/- 0.5 C.
- Se utiliza gas humidificado.
- Medida de producción de fluidos usando separador acústico trifásico.

4.2 PROTOCOLOS PARA MEDIDA DE PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES, EN EL LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS DEL ICP

4.2.1 Protocolo para medida de permeabilidad relativa tres fases estado no estable

En los siguientes párrafos se presenta la metodología estado no estable (no estacionario) propuesta para evaluar permeabilidades relativas tres fases. Se tomaron como base los trabajos de Siddiqui (1998), Nordtvedt (1997), y Muhammad (1994). Los

procedimientos propuestos en las anteriores referencias se adaptaron a las facilidades que se tienen en el laboratorio de petrofísicos, en el permeámetro con separador trifásico.

1. Saturar el 'plug' o muestra de corazón al vacío usando salmuera sintética.
2. Calcular la permeabilidad absoluta a la salmuera a tres tasas. Las condiciones de operación son: temperatura ambiente, NOP (overburden neto: 800 psi), backpressure: 300 psi.
3. Inyección de aceite mineral o crudo para llevar la muestra a Swirr (saturación de agua irreducible).
4. Realizar 'waterflooding' para calcular permeabilidades relativas dos fases agua-aceite (con el fin de calcular permeabilidades relativas tres fases a partir de correlaciones).
5. Desplazar aceite mineral o crudo y llevar la muestra nuevamente a Swirr.
6. Establecer la condición deseada de saturación de dos fases (agua y aceite) dentro del corazón para cada muestra. Para ello iniciar waterflooding (inyección de agua) a baja tasa (0.5 cc/min) e ir monitoreando la entrada de aceite al separador. Parar la inyección de agua cuando se tenga saturación de agua deseada de acuerdo con el balance volumétrico.

En el caso de la Berea 90 se estableció una saturación de agua del 53.3%, y una saturación de aceite del 46.7%. Similarmente en la muestra 16054.92', se estableció una condición de dos fases de saturación de agua del 21.35% y saturación de aceite del 78.65%. En la muestra 16096.71' se estableció una saturación de agua del 53.7%, y una saturación de aceite del 46.3%

7. Hacer la inyección dinámica o estado no estable de gas, ajustando la tasa (2 a 10 cc/min) con el fin de tener registro del diferencial de presión en el Smart. La inyección de gas finaliza cuando se tiene estabilidad en el diferencial de presión, y en las interfases agua-aceite y gas-aceite del separador trifásico.
8. Durante el transcurso de la prueba se registra el recobro de cada una de las fases (agua, aceite y gas) y el diferencial de presión. El balance de las tres fases se obtiene a través de las lecturas de las interfases en el separador trifásico, de acuerdo al volumen de los efluentes. Adicionalmente se usa la ecuación 36 para chequear los resultados del separador trifásico. Las permeabilidades relativas de cada una de las fases se calculan de la ecuación 37. Para ello es necesario realizar graficas similares mostradas en las Figuras 11 y 12.
9. Desplazar aceite mineral o crudo y llevar la muestra a Swirr, Sgr (saturación de gas residual).
10. Realizar gasflooding (inyección de gas), para calcular permeabilidades relativas dos fases gas-aceite (con el fin de calcular permeabilidades relativas tres fases a partir de correlaciones).
11. Después terminar el gasflooding se somete la muestra de roca o 'plug', al método de 'Dean Stark' con el fin de determinar las saturaciones finales de agua, aceite y gas.

4.2.2 Protocolo para medida de permeabilidad relativa tres fases estado estable

A continuación se presenta la metodología estado estable (estacionario) propuesta para evaluar permeabilidades relativas tres fases. Se tomaron como base los trabajos de Nordtvedt (1997), y Muhammad (1994). Los procedimientos propuestos en las anteriores referencias se adaptaron a las facilidades que se tienen en el laboratorio de petrofísicos, en el permeámetro con separador trifásico.

1. Saturar el 'plug' o muestra de corazón al vacío usando salmuera sintética.
2. Calcular la permeabilidad absoluta a la salmuera a tres tasas. Las condiciones de operación son: temperatura ambiente, NOP (overburden neto: 800 psi), backpressure: 300 psi.
3. Inyección de aceite mineral o crudo para llevar la muestra a Swirr (saturación de agua irreducible).
4. Inyección simultanea de salmuera, aceite y gas hacia el core a diferentes relaciones de fluidos. Se proponen 6 relaciones de fluidos tres fases, para pasar de la primera relación a la segunda y así sucesivamente hasta la sexta relación, en cada paso se aumenta la tasa de gas y salmuera y se disminuye la del aceite para simular el comportamiento de producción primaria. Al lograr la estabilidad en cada punto se registra el diferencial de presión y la resistividad. Las permeabilidades relativas se calculan directamente aplicando la ley de Darcy.

Las tasas propuestas son:

Caudal de aceite (cc/min)	Caudal de agua (cc/min)	Caudal de gas (cc/min)
4	0	0
3.5	1	0
3	1	5
2	1.2	7
1	1.5	10
0.5	2	20
0	2.5	25

5. Después de la ultima relación de tasas se somete el plug a los métodos de 'Vacumm Destillation' y 'Dean Stark' con el fin de determinar las saturaciones finales de agua, aceite y gas.

4.3 RESULTADOS DE LABORATORIO

4.3.1 Análisis de resultados de laboratorio estado no estable (no estacionario)

En esta sección se presentan los resultados y el análisis de resultados de las corridas experimentales de permeabilidad relativa tres fases estado no estable (no estacionario), realizadas a temperatura ambiente en la Berea 90 y en la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2 perteneciente a la formación Mirador. También se realizaron dos corridas a temperatura yacimiento en la muestra 16096.71' y en la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2. Estas corridas se realizaron con el fin de validar la metodología estado no estable, propuesta en el desarrollo de este trabajo.

En la corridas realizadas a temperatura ambiente usando el permeámetro antes descrito, se emplearon como fluidos de inyección salmuera de NaCl de 37,000 ppm (viscosidad: 1 cp), aceite mineral protol (viscosidad 58 cp) y Nitrógeno saturado (Viscosidad: 0.017 cp). En las corridas realizada a temperatura de yacimiento, se emplearon como fluidos de inyección salmuera de NaCl de 37,000 ppm (viscosidad: 0.24 cp), crudo de Cupiagua XL-5 (viscosidad 2.4 cp) y Nitrógeno. Se instaló en el equipo de desplazamiento un recipiente para humidificar el nitrógeno antes de pasarlo por el plug. Antes del inicio de la prueba, se realizó determinación de porosidad y permeabilidad para las muestras Berea 90, 16096.71' y 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2. Las propiedades petrofísicas básicas que se obtuvieron para la Berea 90 se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Análisis petrofísicos básicos Berea 90

Identificación	Presión de Confinamiento	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Total (cm ³)	Vol. Poroso (cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg	Permeabilidad al Aire
	(psi)						(md)	(md)
Berea 90	800	7,469	3,795	84,474	16,035	19,0	196	204

Fuente. El autor

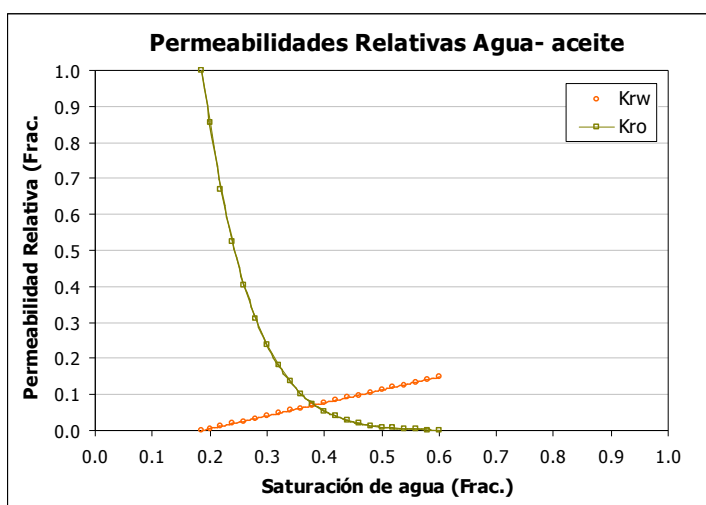
Las Figuras 17, 18, 20 muestran las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, gas-aceite y tres fases para la Berea 90. La estimación de las permeabilidades relativas dos fases (agua-aceite y gas-aceite) se hizo mediante ajuste histórico- automático de los datos de producción experimentales usando un simulador de 'corefloodings' (Sendra versión 1.10). El análisis de permeabilidad relativa agua-aceite la Berea 90 a condiciones de laboratorio (Ver Figura 17), presenta una saturación irreducible de agua del 18.7% y una saturación residual de aceite del 40%. Después de realizar la permeabilidad relativa agua-aceite, se resaturó la Berea con aceite mineral y luego se desplazó agua a la muestra durante una hora a tasa de 1 cc/min, obteniéndose de acuerdo a las lecturas del separador una saturación de agua final en la muestra del 53% y una saturación de aceite final del 47%. Durante la prueba de permeabilidad relativa tres fases, se realizó inyección de nitrógeno a tasa de 10 cc/min, durante aproximadamente 2 horas. Al terminar el experimento se obtuvo una saturación final de agua del 44%, una saturación de aceite de 18% y una saturación de gas de 38%. Al terminar la prueba permeabilidad relativa tres fases se resaturó la muestra con aceite mineral y se inyectó nuevamente nitrógeno para realizar la permeabilidad relativa gas-aceite (ver Figura 18). El valor de saturación irreducible de aceite obtenido con el 'gas flooding' fue de 59%, y el de permeabilidad relativa al gas fue de 0.075 (tomando como referencia la permeabilidad relativa al aceite medida durante la resaturación de la muestra con aceite mineral).

En la Figura 19 se muestran los recobros de agua y aceite (cc), lo mismo que el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado. Con los datos de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite mostrados en las Figuras 17 y 18 se calcularon las permeabilidades relativas tres fases (Ver Figura 21), utilizando las 16

correlaciones disponibles para el cálculo de permeabilidades relativas tres fases. Las correlaciones fueron programadas en Excel.

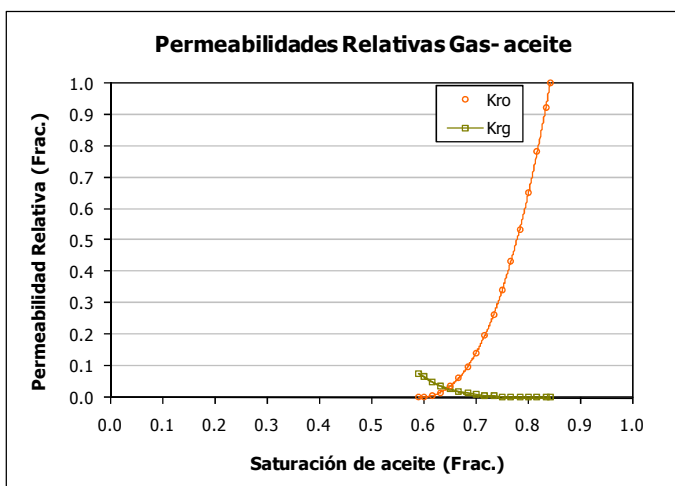
En la Figura 21 se muestra la comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente en estado no estable en la Berea 90, y las obtenidas por correlaciones.

Figura 17. Permeabilidad relativa agua-aceite Berea 90



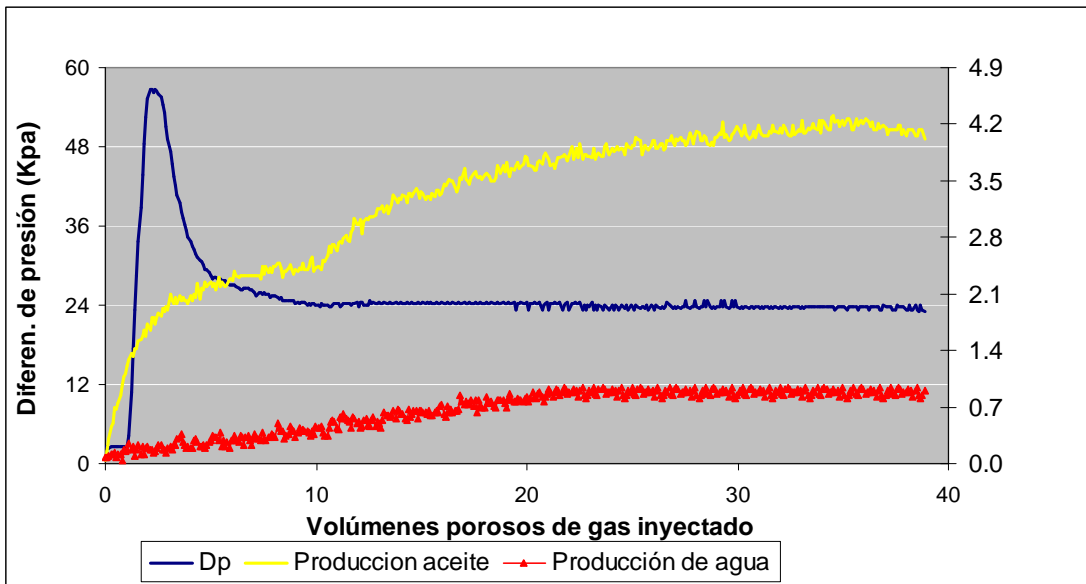
Fuente. El autor

Figura 18. Permeabilidad relativa gas-aceite Berea 90



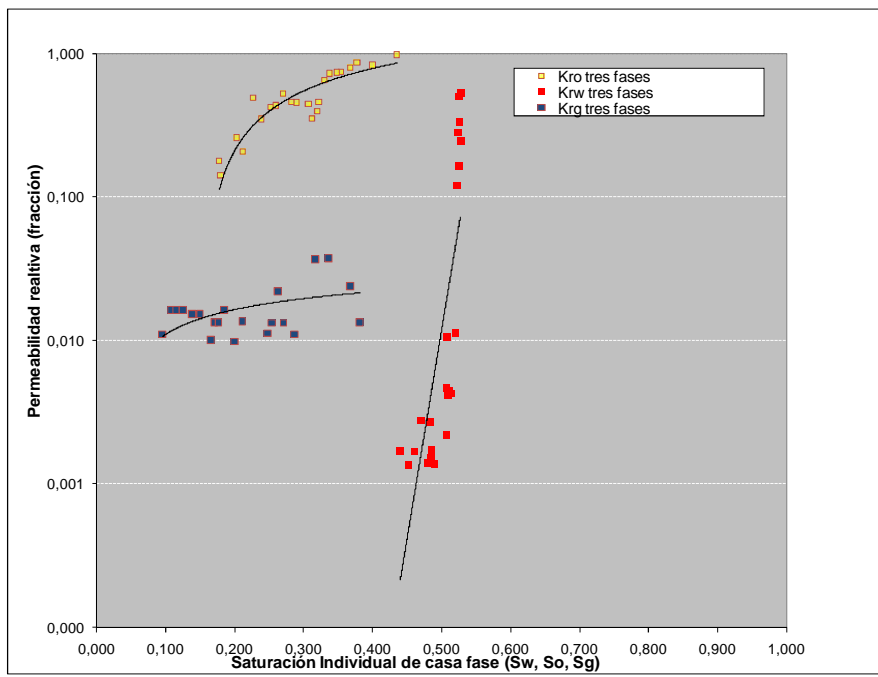
Fuente. El autor

Figura 19. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado Berea 90



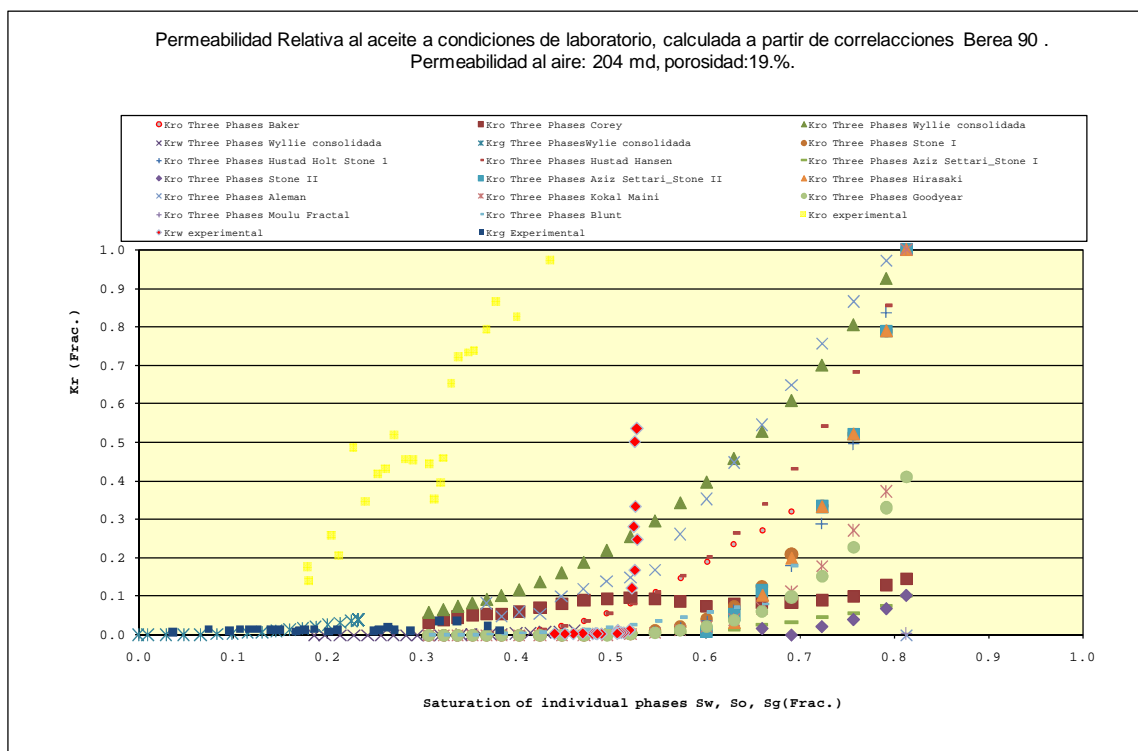
Fuente. El autor

Figura 20. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente estado no estable en la Berea 90



Fuente. El autor

Figura 21. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la Berea 90 y las obtenidas por correlaciones.



Fuente. El autor

En el caso de la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur (XZ-2) perteneciente a la formación Mirador, se utilizó el mismo procedimiento experimental, y los mismos fluidos de inyección de la Berea 90. Las Figuras 22, 23, 25 muestran las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, gas-aceite y tres fases para la muestra 16054.92'. El análisis de permeabilidad relativa agua-aceite para la muestra 16054.92' a condiciones de laboratorio (Ver Figura 22), presenta una saturación irreducible de agua del 10.37% y una saturación residual de aceite del 24.9%. Después de realizar la permeabilidad relativa agua-aceite, se resaturó la muestra 16054.92' con aceite mineral y luego se desplazó agua a la muestra durante treinta minutos a tasa de 1 cc/min, obteniéndose de acuerdo a las lecturas del separador una saturación de agua del 21.35% y saturación de aceite del 78.65%.

Durante la prueba de permeabilidad relativa tres fases, se realizó inyección de nitrógeno a tasa de 5 cc/min, durante aproximadamente 2 horas. Al terminar el experimento se obtuvo una saturación final de agua del 15.9%, una saturación de aceite del 41.65% y una saturación de gas del 42.45%. Al terminar la prueba permeabilidad relativa tres fases se resaturó la muestra con aceite mineral y se inyectó nuevamente nitrógeno para realizar la permeabilidad relativa gas-aceite (ver Figura 23). El valor de saturación irreducible de aceite obtenido con el 'gas flooding' fue de 40.2%, y el de permeabilidad relativa al gas fue de 0.092.

En la Figura 24 se muestran los recobros de agua y aceite (cc), lo mismo que el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado. Con los datos de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite mostrados en las Figuras 22 y 23 se calcularon las permeabilidades relativas tres fases, utilizando las 16 correlaciones disponibles para el cálculo de permeabilidades relativas tres fases. Las correlaciones fueron programadas en Excel.

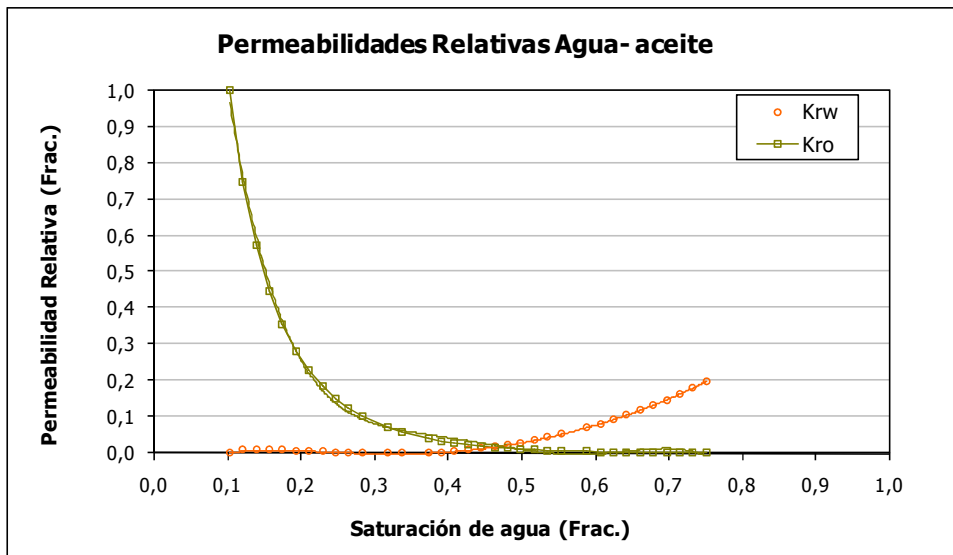
En la Figura 26 se muestra la comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente en estado no estable, y las obtenidas por correlaciones en la muestra 16054.92'. Las propiedades petrofísicas básicas de la muestra 16054.92' son:

Tabla 8. Análisis petrofísicos básicos muestra 16054.92'

Identificación	Profundidad	Presión de Confinamiento	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Poroso (cm ³)	Densidad de Granos (g/cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg	Permeabilidad al Aire
	(ft)	(psi)						(md)	(md)
CUP16054	16054.92	800	4,539	3,797	3,484	2,640	6,8	42	46
CUP16054	16054.92	4500	4,539	3,797	3,283	2,640	6,4	39	42

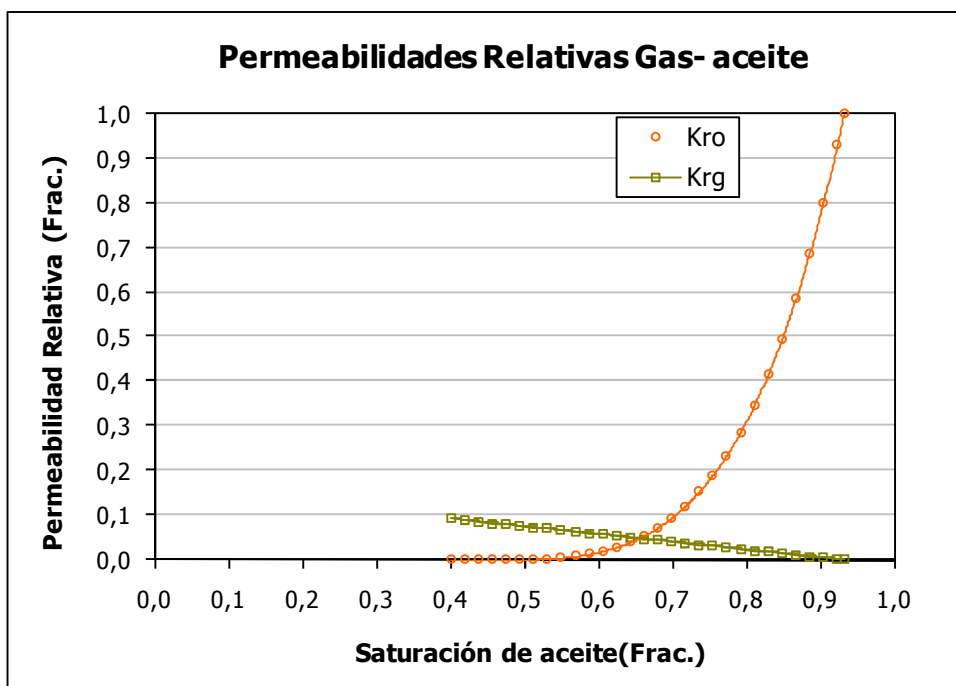
Fuente. El autor

Figura 22. Permeabilidad relativa agua-aceite muestra 16054.92'



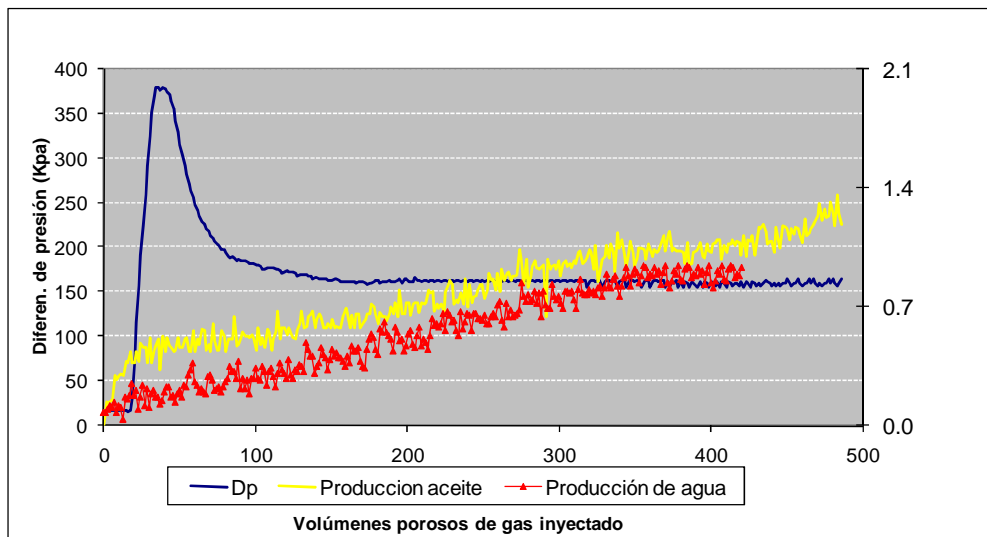
Fuente. El autor

Figura 23. Permeabilidad relativa gas-aceite muestra 16054.92'



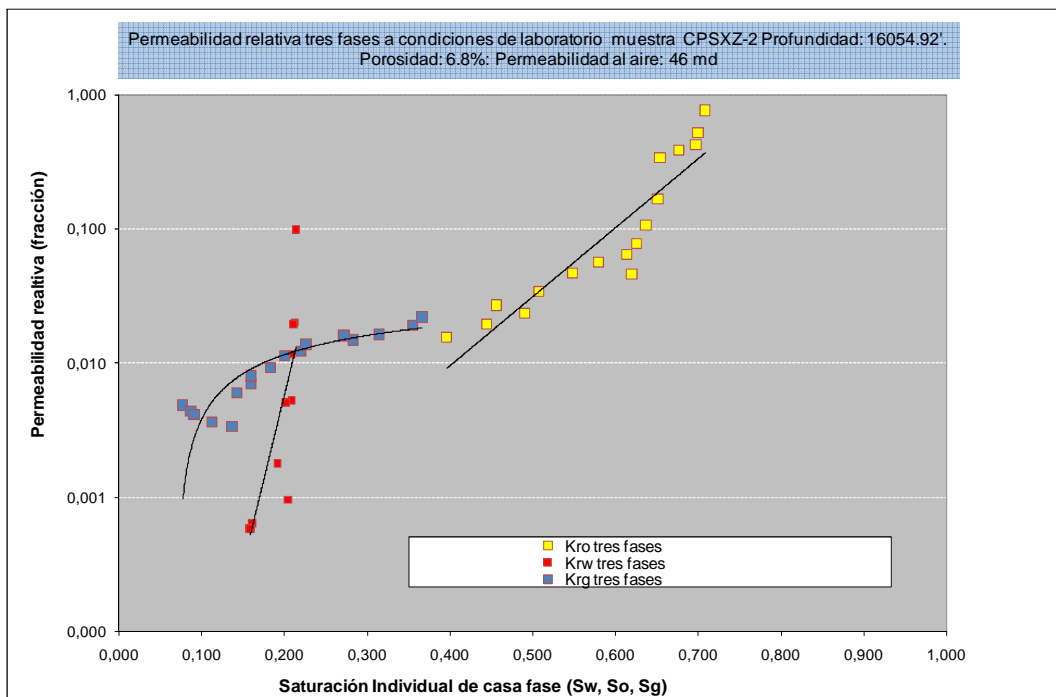
Fuente. El autor

Figura 24. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado muestra 16054.92'.



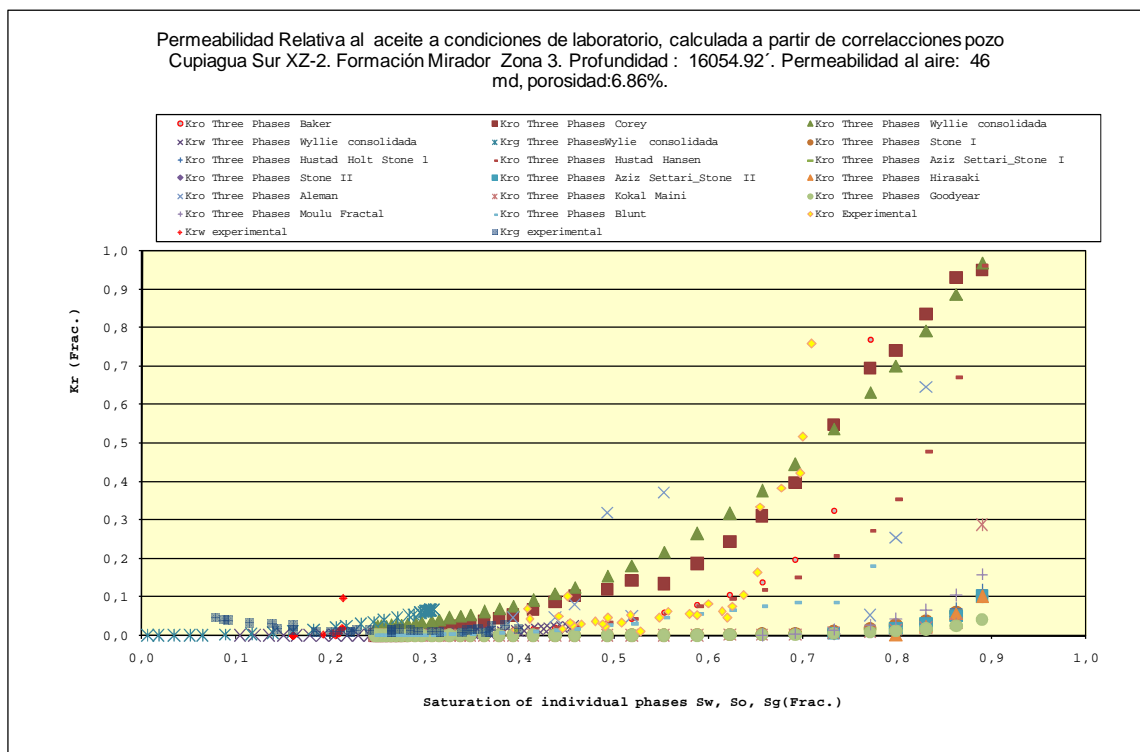
Fuente. El autor

Figura 25. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente, estado no estable en la muestra 16054.92'



Fuente. El autor

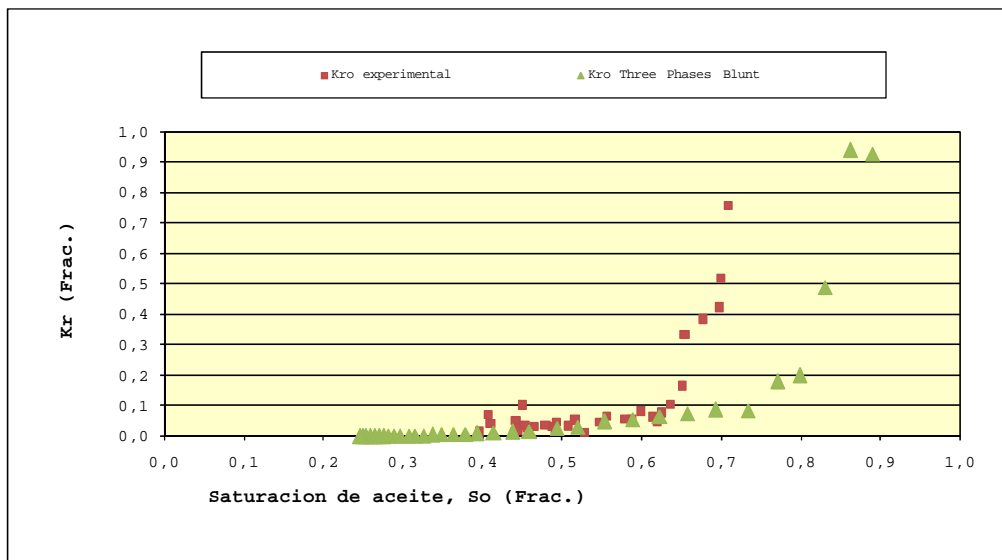
Figura 26. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16054.92' y las obtenidas por correlaciones (a condiciones de laboratorio)



Fuente. El autor

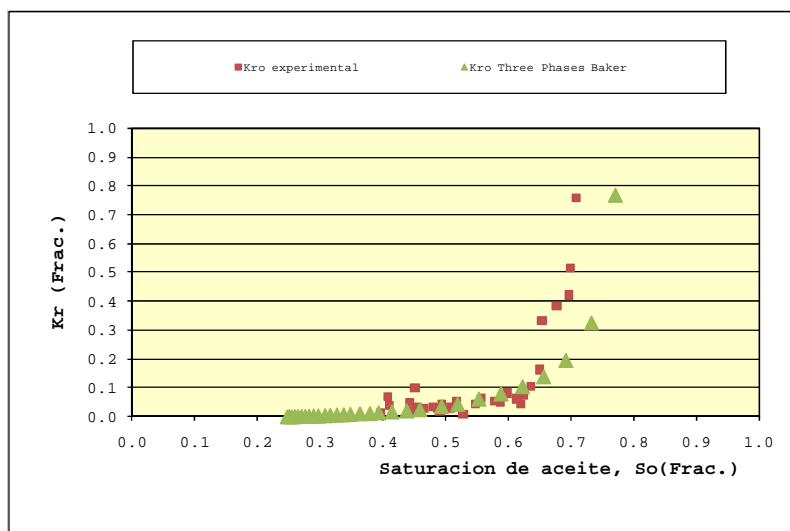
En las Figuras 26A, 26B, 26C se muestra la correlación entre los datos experimentales y los que predice los modelos de Blunt, Hustad Hasen, Baker, a saturaciones de aceite entre el 40% y el 69% para la muestra 16054.92'.

Figura 26a. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al aceite tres fases y los calculados con el modelo de Blunt, muestra 16054.92' (a temperatura ambiente)



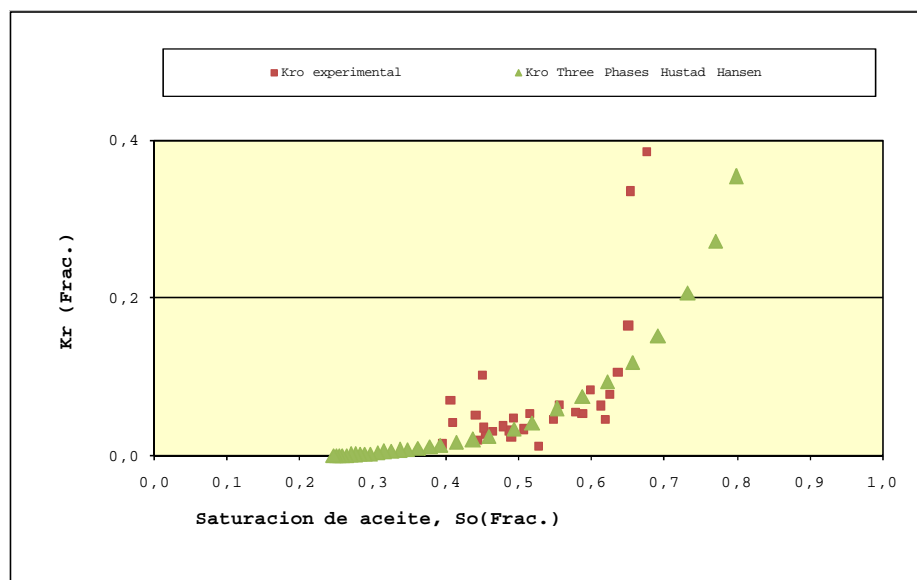
Fuente. El autor

Figura 26b. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al aceite tres fases y los calculados con el modelo de Baker, muestra 16054.92' (a temperatura ambiente)



Fuente. El autor

Figura 26c. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al aceite tres fases y los calculados con el modelo de Hustad Hansen, muestra 16054.92' (a temperatura ambiente)



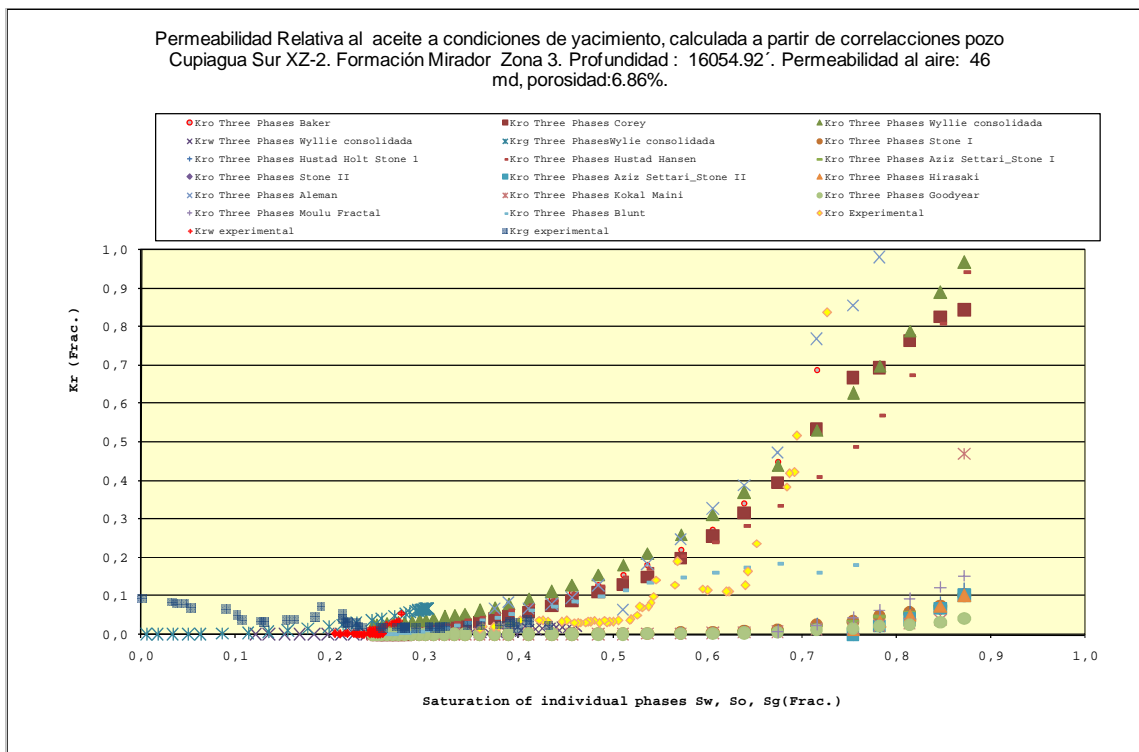
Fuente. El autor

Después de terminada la corrida de la muestra 16054.92' a condiciones de laboratorio, se limpió la muestra y se repitió la prueba a condiciones de yacimiento usando el mismo procedimiento, pero se utilizó crudo de Cupiagua XL-5 en lugar del aceite mineral protol. El análisis de permeabilidad relativa agua-aceite para la muestra 16054.92' a condiciones de yacimiento, presenta una saturación irreducible de agua del 12.7% y una saturación residual de aceite del 24.7%. Después de realizar la permeabilidad relativa agua-aceite, se resaturó la muestra 16054.92' con crudo y luego se desplazó agua a la muestra durante quince minutos a tasa de 1 cc/min, obteniéndose de acuerdo a las lecturas del separador una saturación de agua del 27.09% y saturación de aceite del 72.91%.

Durante la prueba de permeabilidad relativa tres fases, se realizó inyección de nitrógeno a tasa de 2 cc/min, durante aproximadamente 7 horas. Al terminar el experimento se obtuvo una saturación final de agua del 16.8%, una saturación de aceite

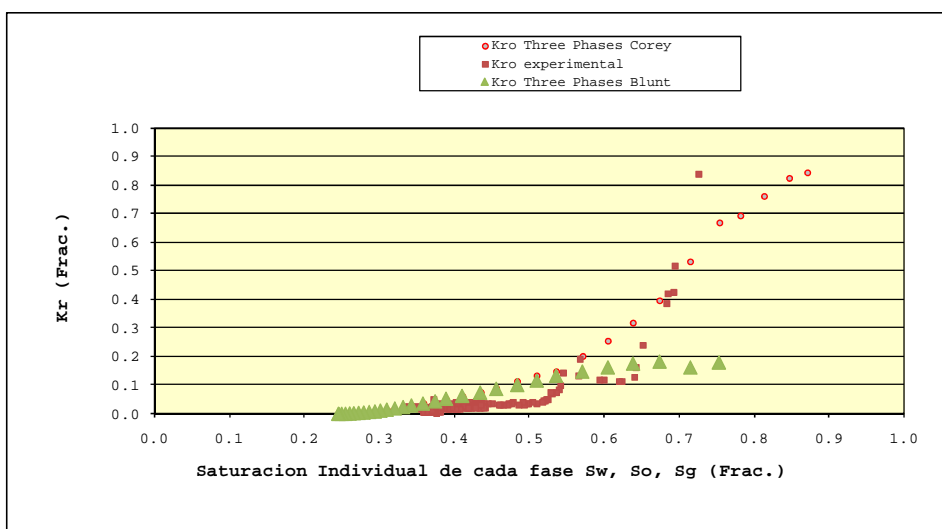
del 35.87% y una saturación de gas del 47.37%. La Figura 27, es la comparación de resultados experimentales a condiciones de yacimiento, y los predichos por los modelos matemáticos (correlaciones). En las Figuras 27A, 27B, 27C se muestra la correlación entre los datos experimentales y los que predice los modelos de Corey, Blunt, Hustad Hasen, Baker, a saturaciones de aceite entre el 36% y el 73% para la muestra 16054.92 a condiciones de yacimiento.

Figura 27. Comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16054.92' y las obtenidas por correlaciones (a condiciones de yacimiento)



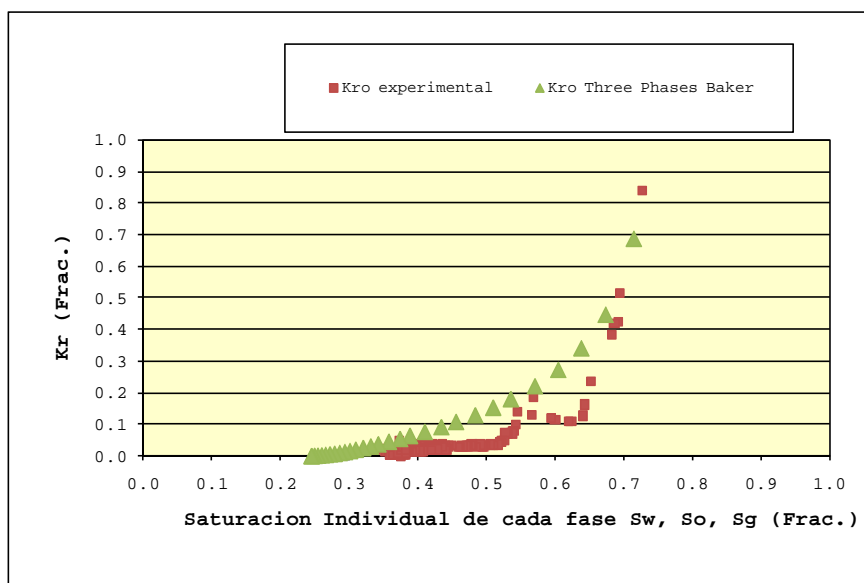
Fuente. El autor

Figura 27a. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al aceite tres fases y los calculados con los modelos de Corey y Blunt, en la muestra 16054.92' (a temperatura yacimiento)



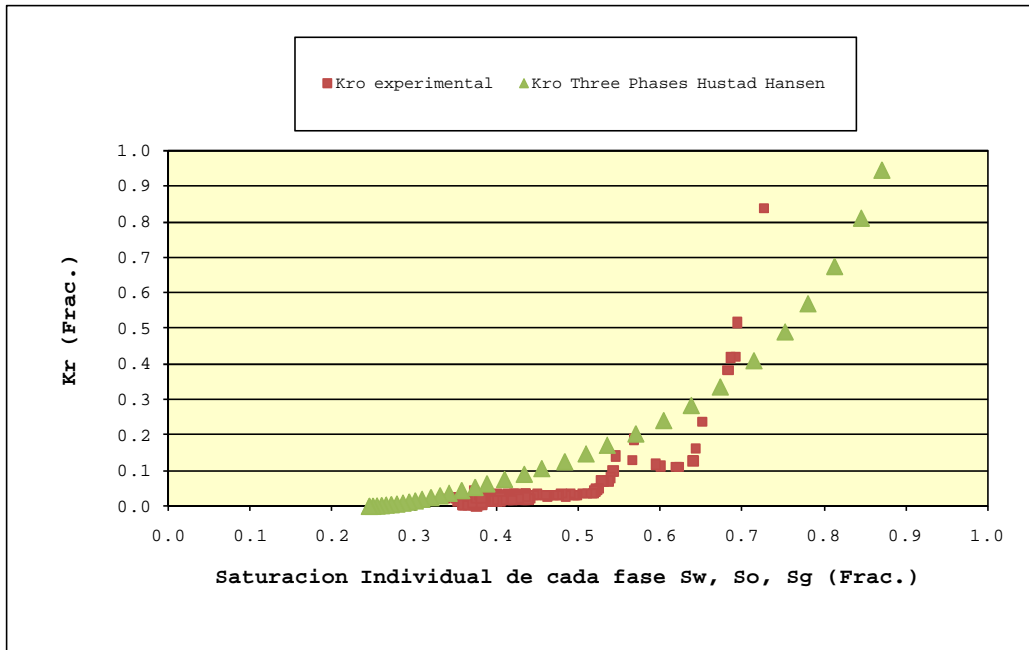
Fuente. El autor

Figura 27b. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al aceite tres fases y los calculados con el modelo de Baker, muestra 16054.92' (a temperatura yacimiento)



Fuente. El autor

Figura 27c. Correlación de datos experimentales de permeabilidad relativa al ceite tres fases y los calculados con el modelo de Hustad Hansen, muestra 16054.92' (a temperatura de yacimiento)



Fuente. El autor

En el caso de la muestra 16096.71' del pozo Cupiagua Sur (XZ-2) perteneciente a la formación Mirador, se utilizó el mismo procedimiento experimental de la Berea 90 y la muestra 16054.92'. Se realizó la corrida a temperatura de yacimiento, y como fase aceite se usó crudo del pozo Cupiagua XL-5. Las Figuras 28, 29, y 31 muestran las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, gas-aceite y tres fases para la muestra 16096.71'. El análisis de permeabilidad relativa agua-aceite para la muestra 16096.71' a condiciones de yacimiento, presenta una saturación irreducible de agua del 17.45% y una saturación residual de aceite del 47%.

Después de realizar la permeabilidad relativa agua-aceite, se resaturó la muestra 16096.71' con crudo y luego se desplazó agua a la muestra durante sesenta minutos a tasa de 1 cc/min, obteniéndose de acuerdo a las lecturas del separador una saturación

de agua del 53.7% y saturación de aceite del 46.3%. Durante la prueba de permeabilidad relativa tres fases, se realizó inyección de nitrógeno a tasa de 5 cc/min, durante aproximadamente 2 horas. Al terminar el experimento se obtuvo una saturación final de agua del 39.99%, una saturación de aceite del 32.06% y una saturación de gas del 28.01%. En la Figura 28 se muestran los recobros de agua y aceite (cc), lo mismo que el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado.

Al terminar la prueba permeabilidad relativa tres fases se resaturó la muestra con crudo y se inyectó nuevamente nitrógeno para realizar la permeabilidad relativa gas-aceite (ver Figura 27). El valor de saturación irreducible de aceite obtenido con el 'gas flooding' fue de 41%, y el de permeabilidad relativa al gas fue de 0.075.

Con los datos de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite mostrados en las Figuras 28 y 29 se calcularon las permeabilidades relativas tres fases, utilizando las 16 correlaciones disponibles para el cálculo de permeabilidades relativas tres fases. Las correlaciones fueron programadas en Excel.

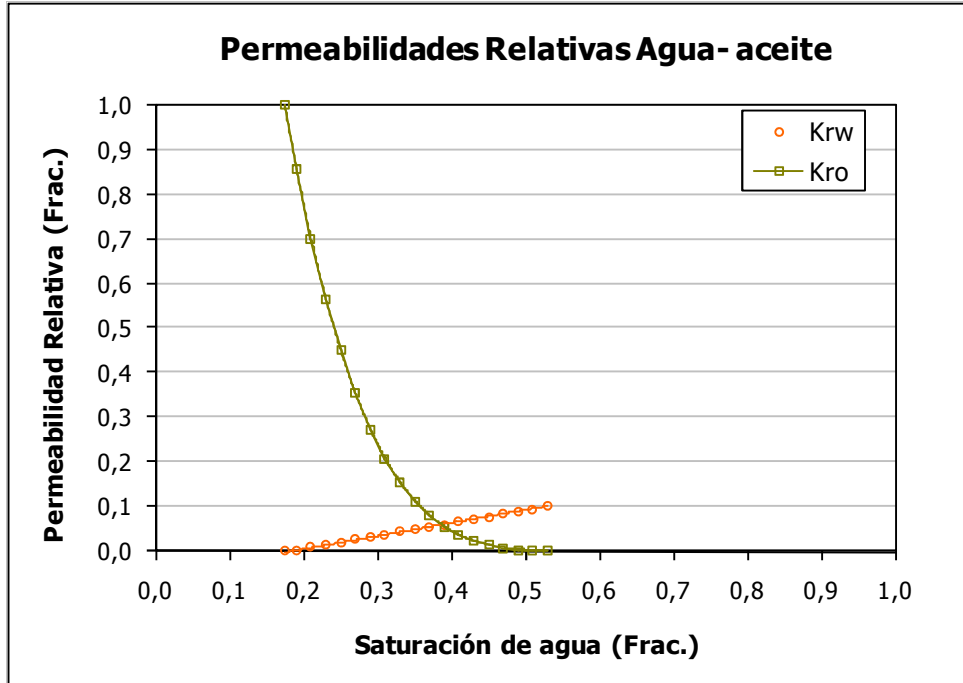
En la Figura 32 se muestra la comparación de las Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente en estado no estable, y las obtenidas por correlaciones en la muestra 16096.71'. Las propiedades petrofísicas básicas de la muestra 16096.71' son:

Tabla 9. Análisis petrofísicos básicos muestra 16096.71'

Identificación	Profundidad	Presión de Confinamiento	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Poroso (cm ³)	Densidad de Granos (g/cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg	Permeabilidad al Aire (md)
	(ft)	(psi)						(md)	
CUP16096	16096.71	800	6.532	3.812	4.659	2.647	6.3	4.4	4.9
CUP16096	16096.71	4500	6.532	3.812	4.428	2.647	6.0	3.9	4.2

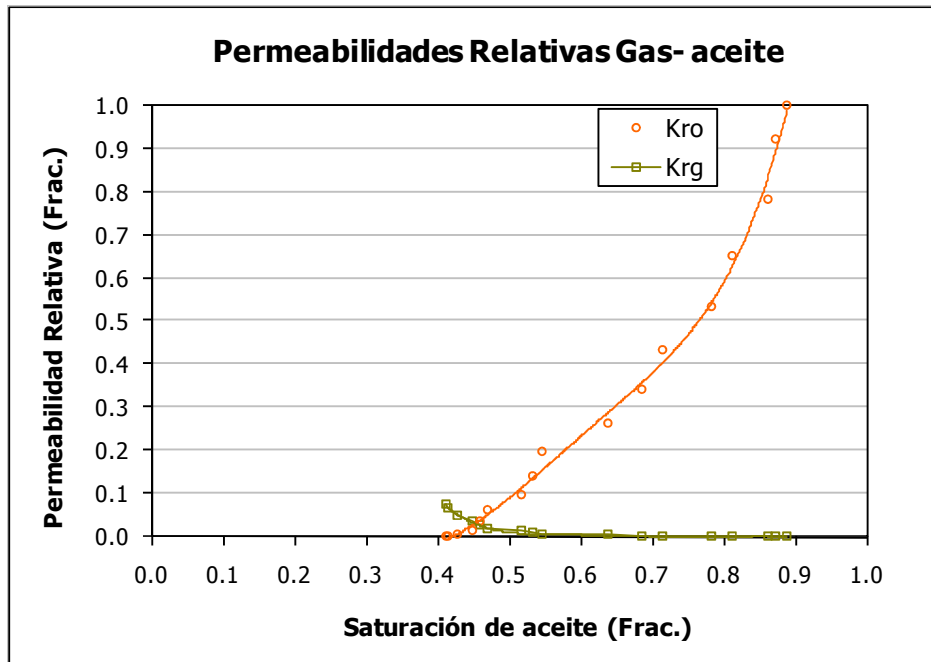
Fuente. El autor

Figura 28. Permeabilidad relativa agua-aceite muestra 16096.71'



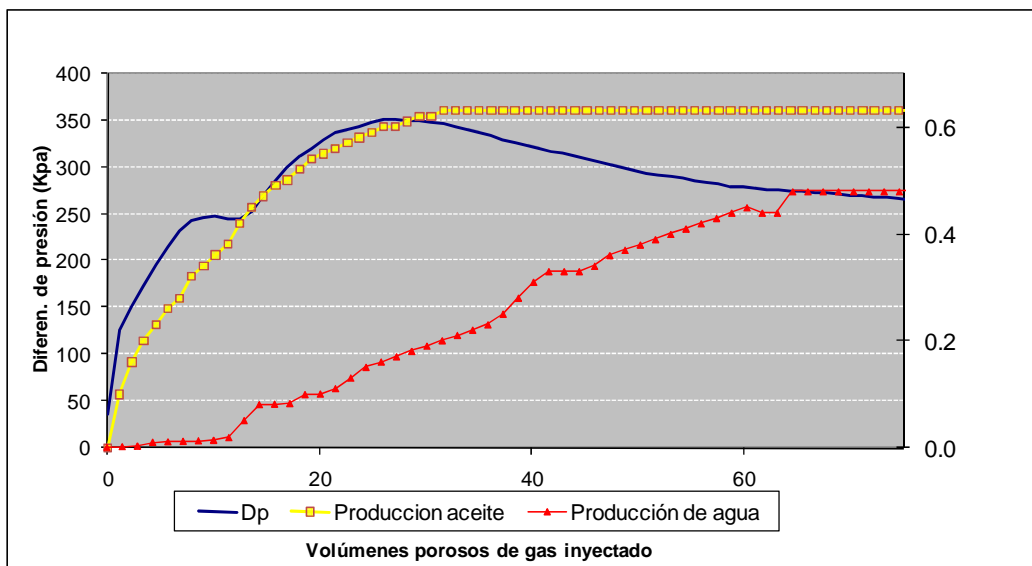
Fuente. El autor

Figura 29. Permeabilidad relativa gas-aceite muestra 16096.71



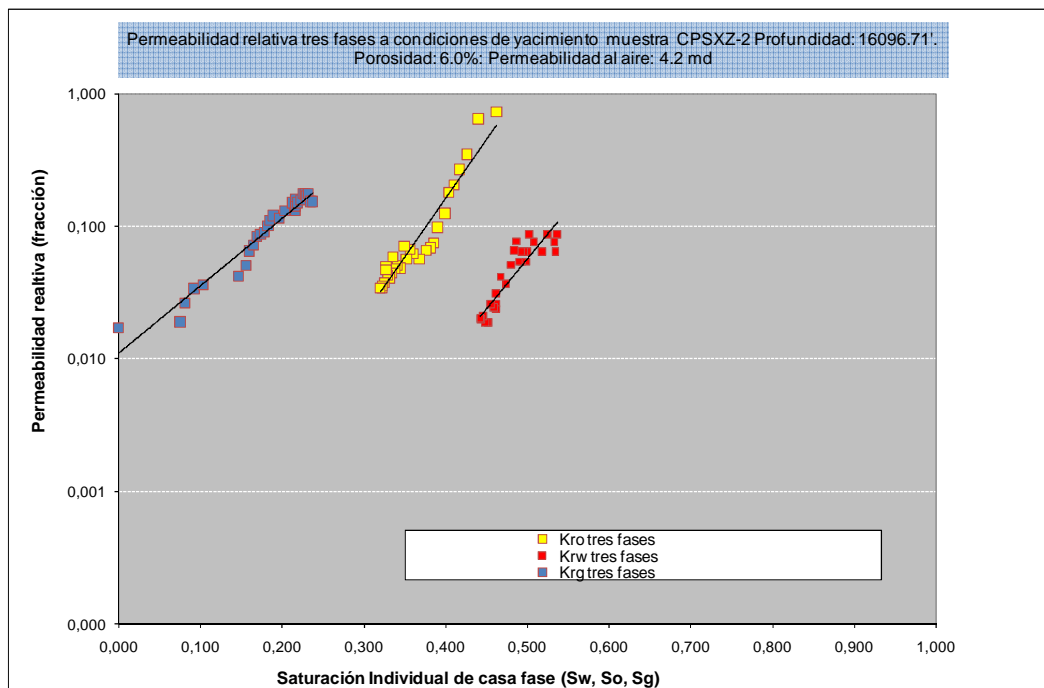
Fuente. El autor

Figura 30. Recobro de agua (cc), recobro de aceite (cc), y el diferencial de presión Vs los volúmenes porosos de gas inyectado muestra 16096.71'



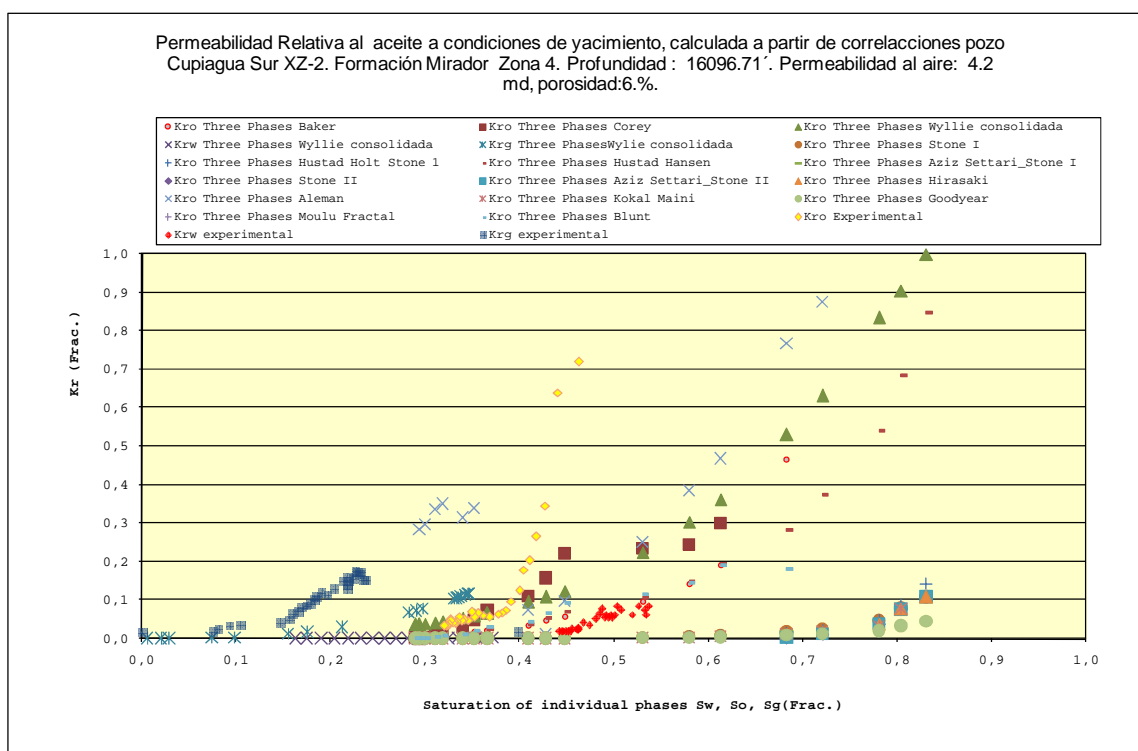
Fuente. El autor

Figura 31. Permeabilidades relativas tres fases obtenidas experimentalmente a condiciones de yacimiento, estado no estable en la muestra 16096.71'



Fuente. El autor

Figura 32. Comparación de las permeabilidades relativas tres fases obtenidas, experimentalmente en estado no estable en la muestra 16096.71' y las obtenidas por correlaciones



Fuente. El autor

4.3.2 Análisis de resultados de laboratorio estado estable (estacionario)

La prueba se realizó en la Berea 90 (la cual anteriormente había sido usada en la prueba de permeabilidad relativa estado no estable). Como fluidos de desplazamiento se usaron gas nitrógeno, crudo de Cupiagua XL-5 y salmuera de NaCl de 37,000 ppm. La corrida se realizó a temperatura de yacimiento. El procedimiento de prueba fue el anteriormente explicado en el numeral 4.2.2 de esta tesis. El valor de permeabilidad absoluta determinado a temperatura ambiente para la Berea 90 fue de 112 md, y el valor de Sw_{irr} fue de 22.17%. Las condiciones operacionales fueron backpressure de 500 psi, una presión de confinamiento neta de 1200 psi. La permeabilidad efectiva al aceite fue de 31.02 md. En todas las relaciones de caudales se mantuvo las

condiciones operacionales, se registró diferencial de presión y se realizó medida de resistividad. La Figura 33 muestra el ensamblaje del equipo de desplazamiento, utilizado en el ICP para realizar las pruebas de permeabilidad relativa tres fases estado estable. La saturación de agua fue calculada a través de la medida de resistividad interpolando entre los dos valores conocidos de saturación de agua conocidos (medida de resistividad a saturación 100% de agua y medida de resistividad a S_{wirr}). En la Figura 37 se muestra el resistómetro Genrad utilizado para medidas de resistividad durante la permeabilidad relativa tres fases estado estable.

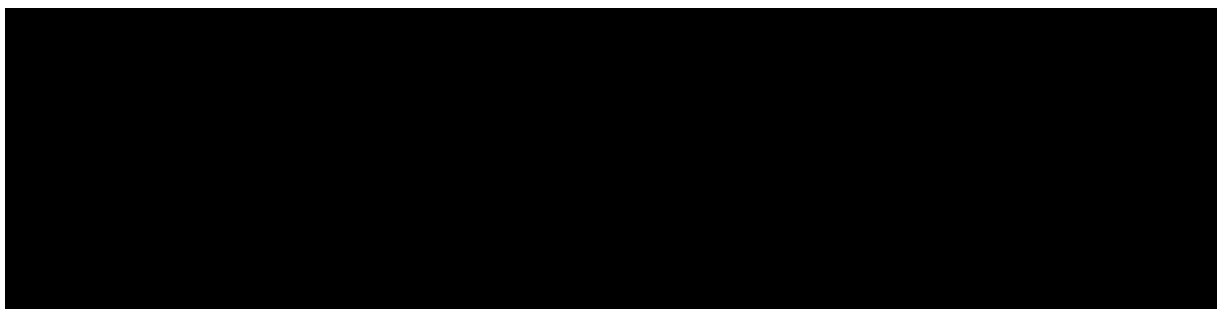
Figura 33. Equipo de desplazamiento del ICP para prueba de permeabilidades relativas tres fases estado estable, laboratorio de análisis petrofísicos.



Fuente. El autor

La Tabla 10 resume los resultados experimentales de la prueba de permeabilidad relativa tres fases estado estable realizada en la Berea 90. La duración de cada punto fue de un día aproximadamente.

Tabla 10. Resultados experimentales permeabilidades relativas estado estable Berea-90

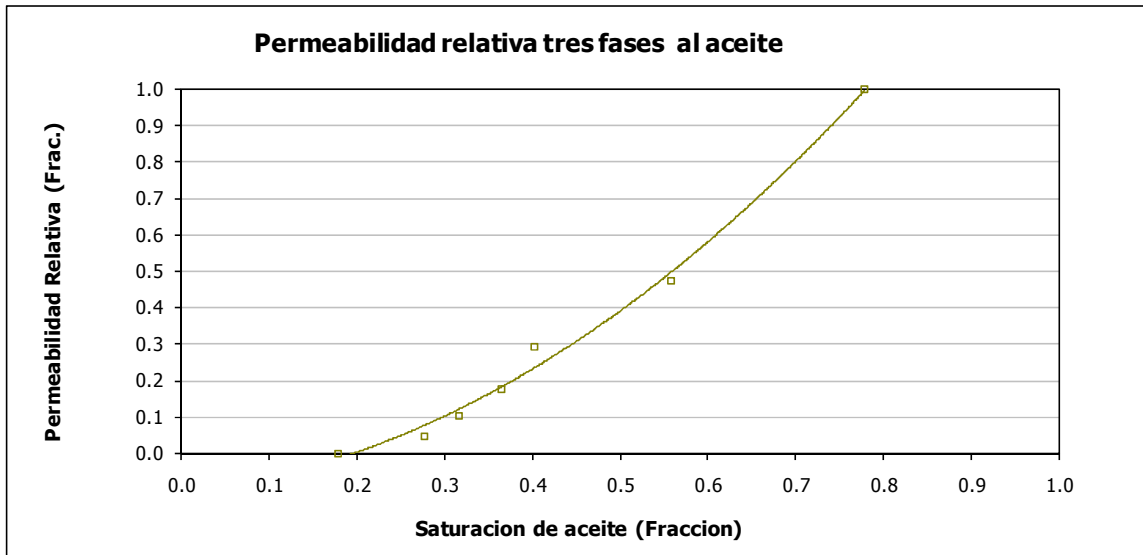


Sw	So	Sg	Sw+Sg	Kro	Krw	Krg
(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)
0,2217	0,7783	0	0,2217	1,0000	0,0000	0,0000
0,4418	0,5582	0	0,4418	0,4748	0,0279	0,0000
0,38	0,4017	0,2183	0,5582	0,2938	0,0202	0,0038
0,39	0,3648	0,2452	0,6352	0,1768	0,0218	0,0048
0,45	0,3174	0,2326	0,6826	0,1033	0,0319	0,0081
0,46	0,2781	0,2619	0,7219	0,0484	0,0399	0,0151
0,5034	0,1789	0,3177	0,8211	0,0000	0,0624	0,0237

Fuente. El autor

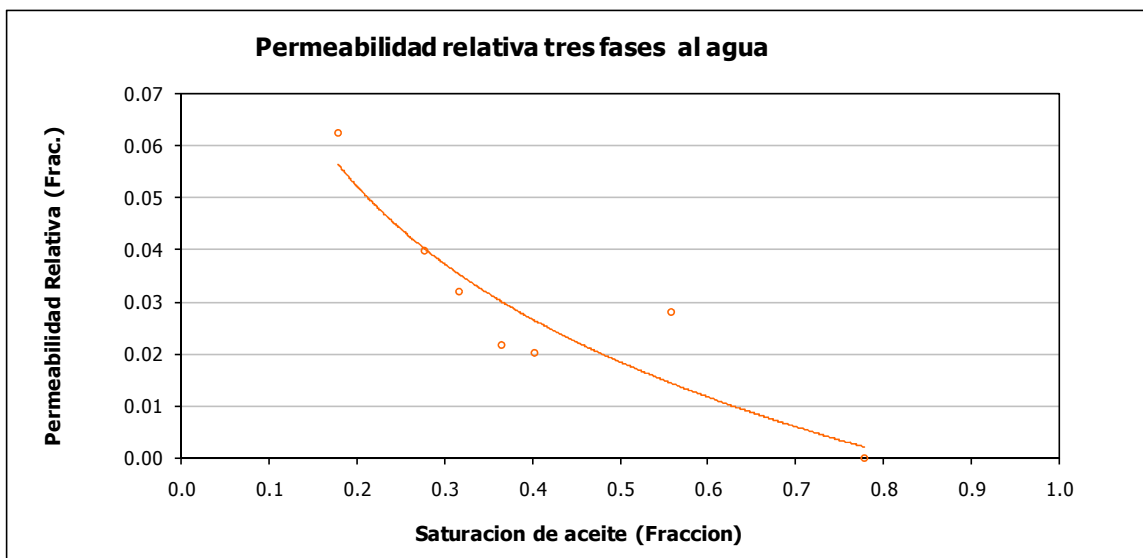
Las Figuras 34, 35, 36 muestran los resultados de permeabilidad de permeabilidad relativa al aceite, al agua y al gas tres fases.

Figura 34. Permeabilidad relativa estado estable tres fases al aceite Berea 90



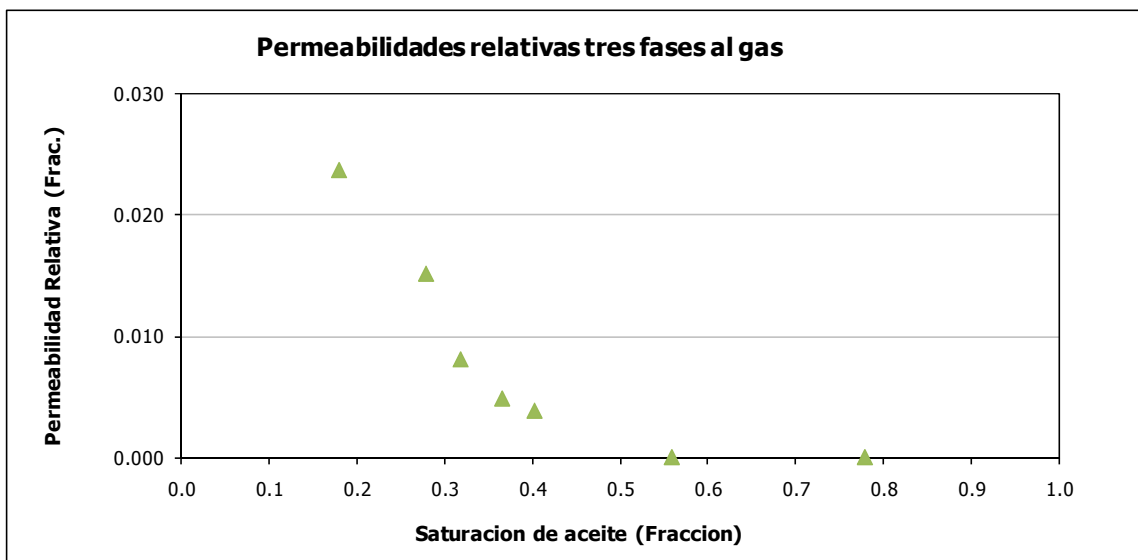
Fuente. El autor

Figura 35. Permeabilidad relativa tres fases estado estable al agua Berea 90



Fuente. El autor

Figura 36. Permeabilidad relativa tres fases estado estable al gas Berea 90



Fuente. El autor

Figura 37. Resistometro GenRad utilizado para medidas de resistividad en la prueba de permeabilidad relativa estado estable tres fases, Berea 90



4.3.3 Comparación de resultados permeabilidad relativa tres fases al aceite estado estable Vs Estado no estable.

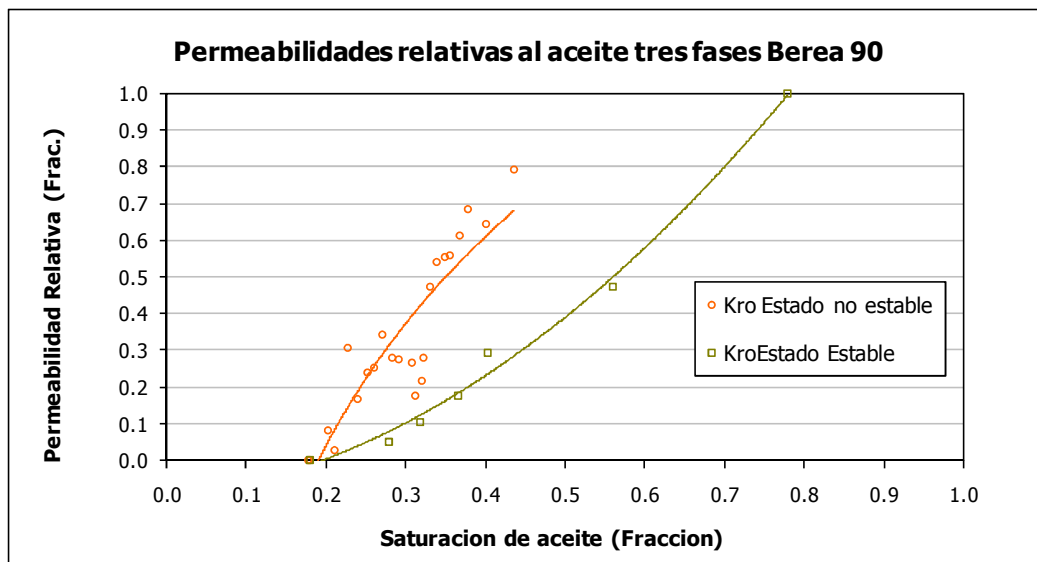
La Tabla 11 y la Figura 37 muestran la comparación de resultados de permeabilidades relativas tres fases medidas para la Berea 90.

Tabla 11. Comparación de resultados experimentales permeabilidades relativas tres fases Berea-90

Metodo	Swiir	Sor	Kro	Krw	Krg
	(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)	(fracc)
Estado no Estable	0,187	0,1800	0,1782	0,0017	0,0132
Estado Estable	0,2217	0,1789	0,0000	0,0624	0,0237

Fuente. El autor

Figura 38. Comparación de resultados experimentales de permeabilidad relativa tres fases al aceite Berea 90



Fuente. El autor

A partir de los resultados de la Tabla 11 y la Figura 38 se observa que los valores de Swirr, Sor, lo mismo que el 'end point' de permeabilidad relativa al gas, son similares en ambos métodos experimentales. Sin embargo en estado no estable, existe en la forma de la curva de permeabilidad relativa y el 'endpoint de Kro', una fuerte dependencia de las saturaciones de aceite y agua a las cuales inicia la inyección dinámica de gas.

4.3.4 Análisis de resultados: pruebas de laboratorio Vs valores calculados modelos de permeabilidad relativa tres fases

Para cuantificar la efectividad de cada modelo, para predecir cada set de datos de permeabilidad relativa al aceite tres fases, se usó la suma de desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales y los valores calculados. En la Tabla 12 se muestra la comparación de resultados para estado no estable. La desviación se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$\Sigma DEV = \sum_{i=1}^n (Kro_{exp,i} - Kro_{calc,i})^2 \dots\dots\dots(38)$$

En la Tabla 12 se muestra la comparación de resultados para estado no estable.

Tabla 12. Suma de desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales y los valores calculados, corridas experimentales permeabilidades relativas estado no estable

Modelo	Datos Experimentales permeabilidades relativas al aceite tres fases Estado No Estable			
	Berea 90	16054_Tambiente	16054_Tyacimiento	16096_Tyacimiento
Hustad Hasen	2.448	0.073	0.251	0.697
Baker	2.449	0.084	0.281	0.638
Blunt	2.470	0.183	0.552	0.847
Corey	2.057	0.083	0.17	0.476
Wyllie Consolidada	1.739	0.187	0.272	0.720
Stone I	2.499	0.198	0.368	1.083
Hustad-Holt Stone I	2.499	0.191	0.362	1.084
Goodyear	2.499	0.309	0.615	1.066
Stone II	4.061	0.25	0.699	1.284
Azis_Setari Stone I	2.498	0.198	0.368	1.083
Azis_Setari Stone II	4.293	0.25	0.699	1.286
Hirasaki	4.830	0.721	0.895	2.492
Aleman	1.800	3.514	0.157	2.098
Pope	0.395	3.962	4.178	3.098
Moulu-fractal	2.544	0.3123	0.919	1.282
Kokal-Maini	2.499	0.244	0.592	1.086

Fuente. El autor

A partir de la Tabla 12 se observa que los siguientes fueron los modelos que presentaron un mejor macheo (menores sumatorias de desviaciones al cuadrado) entre los datos experimentales estado no estable, y los calculados por correlación:

Muestra Berea 90: Pope, Aleman, Wyllie consolidada, Corey, Hustad Hasen.

Muestra 16054 (a temperatura ambiente): Hustad Hasen, Corey, Baker, Blunt, Wyllie consolidada.

Muestra 16054 (a temperatura yacimiento): Aleman, Corey, Hustad Hasen, Baker, Blunt.

Muestra 16096 (a temperatura yacimiento): Corey, Baker, Hustad Hasen, Blunt, Wyllie consolidada.

A partir de la comparación de resultados experimentales de Kro (permeabilidad relativa al aceite), Krw (permeabilidad relativa al agua) y Krg (permeabilidad relativa al gas) tres fases (a condiciones de laboratorio) para la Berea 90, y las muestras 16054.92' y 16096.71' del pozo Cupiagua Sur XZ-2 (a condiciones de laboratorio y yacimiento) estado no estable, ver Figuras 21, 26, 27, 32 se observa:

- La única correlación que permite el cálculo de Krw tres fases y Krg tres fases es la correlación de Wyllie consolidada. Sin embargo en el caso de la Berea 90 y la

muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2, las correlaciones de Wyllie consolidada sobre predicen la K_{rw} y K_{rg} .

- En el caso de K_{ro} tres fases de la Berea 90 y la muestra 16096.71' del pozo Cupiagua Sur XZ-2, todas las correlaciones comparadas frente a los datos experimentales predicen baja K_{ro} tres fases. La principal razón pudo haber sido iniciar la prueba de permeabilidad relativa tres fases a saturación de aceite menor del 50%.
- En el caso de K_{ro} tres fases de la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2, a condiciones de laboratorio y de yacimiento, las correlaciones de Pope, Wyllie consolidada, Corey, Aleman, sobre predicen la K_{ro} tres fases.
- En el caso de K_{ro} tres fases de la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2, a condiciones de laboratorio y de yacimiento, las correlaciones de Aziz Settari (Modificación de Stone II), Kokal Maini, Stone I, Stone II, Aziz Settari (Modificación de Stone I), Hustad Hold (Modificación de Stone I), Hirasakí, Goodyear- Townsley, Moulou Fractal bajo predicen la K_{ro} tres fases.
- En el caso de K_{ro} tres fases de la muestra 16054.92' del pozo Cupiagua Sur XZ-2, a condiciones de laboratorio y de yacimiento, se observó buena correlación entre los datos experimentales y los que predice la correlación de Blunt, Hustad Hasen, Baker, a saturaciones de aceite entre el 40% y el 70%.
- A partir de los resultados obtenidos en las cuatro corridas realizadas (Berea-90, muestra 16054.92', muestra 16091'), se observa que la permeabilidad relativa al aceite tres fases calculada de modelos matemáticos, muestra buena concordancia con la permeabilidad relativa al aceite tres fases obtenida experimentalmente, a saturaciones altas de aceite (40-70%). Pero no en todo el rango, es por esto que es más preciso medir las permeabilidades relativas tres

fases a condiciones de yacimiento, que utilizar las correlaciones, sobre todo para procesos cerca de los 'end point' de las curvas de permeabilidad relativa.

En la Tabla 13 se muestra la comparación de resultados para estado estable.

Tabla 13. Suma de desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales y los valores calculados, corridas experimentales permeabilidades relativas estado estable

Modelo	Datos Experimentales permeabilidades relativas al aceite tres fases Estado Estable
	Berea 90
Hustad Hasen	0.272
Baker	0.258
Blunt	0.318
Corey	0.960
Wyllie Consolidada	0.078
Stone I	0.388
Hustad-Holt Stone I	0.371
Goodyear	0.795
Stone II	1.560
Azis_Setari Stone I	1.206
Azis_Setari Stone II	0.750
Hirasaki	0.916
Aleman	0.164
Pope	0.278
Moulu-fractal	1.385
Kokal-Maini	0.342

Fuente. El autor

A partir de la Tabla 13 se observa que los siguientes fueron los modelos que presentaron un mejor macheo (menores sumatorias de desviaciones al cuadrado) entre los datos experimentales estado estable, y los calculados por correlación:

Muestra Berea 90: Wyllie consolidada, Aleman, Baker, Hustad Hasen, Pope.

En general estas mismas correlaciones fueron las que presentaron también el mejor ajuste en estado no estable para la Berea 90. Sin embargo en el caso de la Berea 90 se observó una mejor correlación entre los datos experimentales y los de las correlaciones en estado estable (menores sumatorias de desviaciones al cuadrado).

5. IMPACTO DE LOS MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRES FASES EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Usando el 'Full Field Model de Cupiagua Sur'⁴ (los primeros 2800 días de producción) se evaluó el efecto a escala de campo sobre el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, de los modelos matemáticos para permeabilidad relativa tres fases programados en el software Eclipse. Estos modelos permeabilidad relativa tres fases⁵ son: modelo por defecto software Eclipse 300, Stone 1, Stone 2, IKU3P. Adicionalmente se realizó otra corrida con los datos de permeabilidad relativa tres fases obtenidos en esta tesis para Mirador Zona 3.

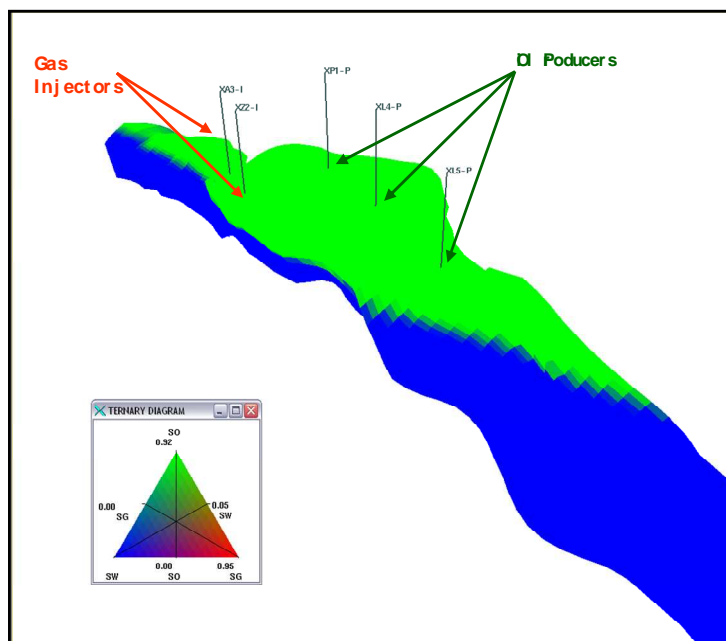
Las corridas de simulación de yacimientos se realizaron en Eclipse 300, usando el modelo realizado por Ecopetrol y BP en el 2005 (Ver Figura 39). El fluido es un aceite volátil, el yacimiento no tiene capa de gas inicial, y consta de tres pozos productores en la cresta: XP1, XL4, XL5; 2 pozos inyectores en el flanco: XZ2 y XZA3. Hay dos formaciones productoras: Mirador (XP1, XZ2, XZA3, XL4, XL5) y Barco (XP1-aislado, XL4 productor). La porosidad del yacimiento varía del 4-8%, y la permeabilidad de 1-150 md. Las características principales del 'Full Field Model de Cupiagua Sur' se muestran en la Figura 40.

En el 2005 el 'Full Field Model de Cupiagua Sur' se alimentó con las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite de Cusiana, pues para esa época no se tenían las curvas para Cupiagua Sur. Para las corridas de simulación de esta tesis se utilizaron las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y gas-aceite elaboradas en el presente trabajo para Mirador Zona 3 y Mirador Zona 4.

⁴ Rendon Natalia, Castillo Jaime. Cupiagua Sur Full Field model improved version. 2005

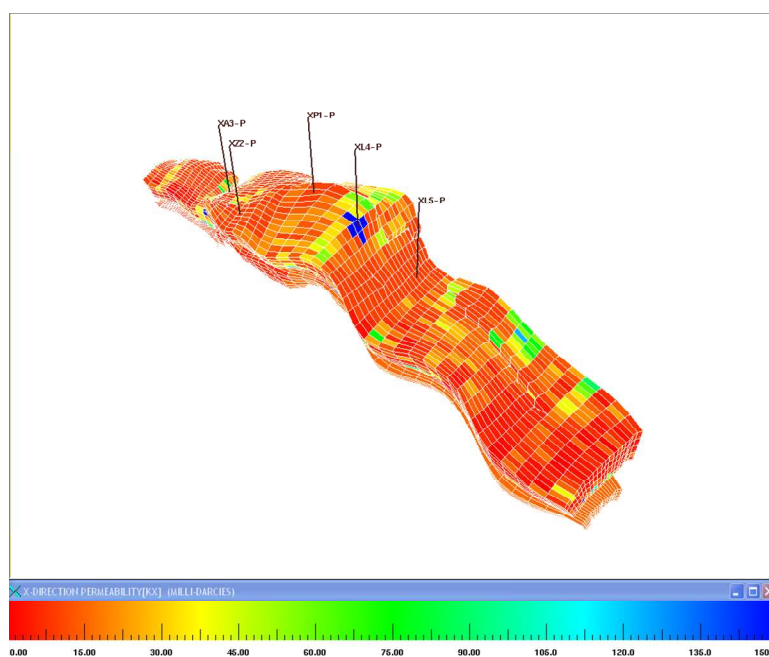
⁵ Manual técnico software Eclipse. 2005

Figura 39. Yacimiento y pozos del campo Cupiagua Sur



Fuente. SDLA Workshop- November 2-3 2005, Cupiagua Sur Field

Figura 40. Características del modelo de simulación del campo Cupiagua Sur



Fuente. SDLA Workshop- November 2-3 2005, Cupiagua Sur Field

Las características del modelo de simulación (2005) del campo Cupiagua Sur son:

Current Model
12 Layer Model Active Cells: 22624/ 29760
Petrophysical Model: K/phi consistent
CPU: 40 minutes up to August 2005
Convergence Failures: None

Fuente. SDLA Workshop- November 2-3 2005, Cupiagua Sur Field

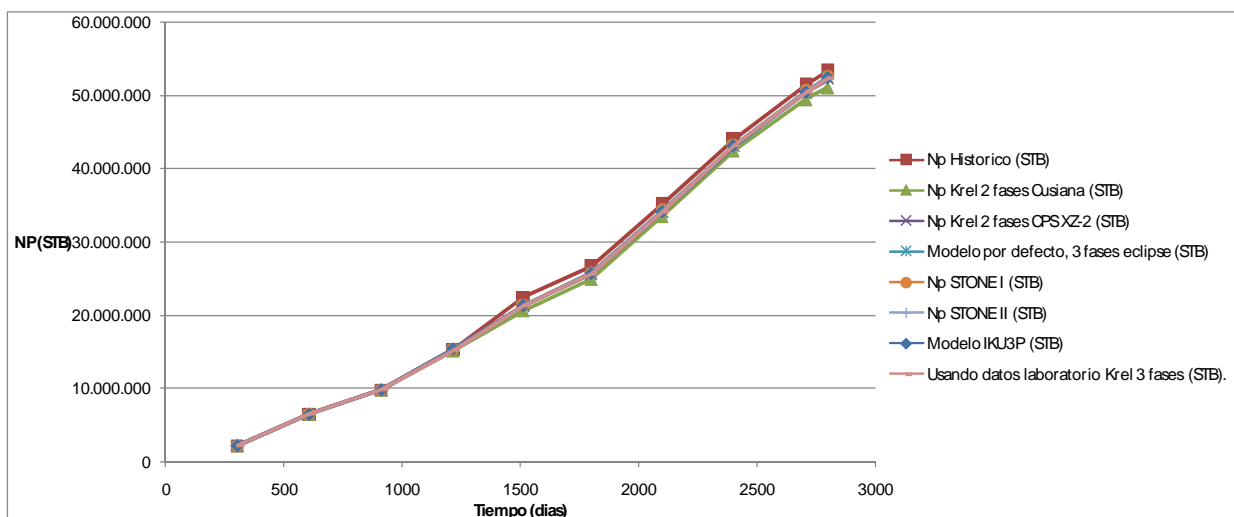
Los resultados muestran que después de 2800 días de producción, los modelos de permeabilidad relativa tres fases predicen el comportamiento del yacimiento (comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica) con una diferencia con la producción histórica entre el 1.74% y el 2.01%. La Tabla 14 y la Figura 41 muestran los resultados de las corridas de simulación realizadas en el desarrollo de la presente tesis.

Tabla 14. Resultados de las corridas de simulación hasta el día 2800, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.

Tiempo (días)	Np Historico (STB)	Np Krel 2 fases Cusiana (STB)	Np Krel 2 fases CPSXZ-2 (STB)	Modelo por defecto, 3 fases eclipse (STB)	Np STONE I (STB)	Np STONE II (STB)	Modelo IKU3P (STB)	Usando datos laboratorio Krel 3 fases (STB).
304	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514
608	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191
913	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673
1216	15.330.552	15.103.305	15.330.552	15.295.884	15.294.842	15.292.681	15.380.386	15.267.589
1512	22.401.370	20.630.192	21.320.216	21.256.878	21.300.522	21.307.788	21.298.574	21.236.540
1800	26.646.856	24.898.354	25.580.326	25.695.878	25.706.798	25.785.062	25.640.026	25.630.386
2100	35.150.260	33.468.868	34.083.728	34.163.280	34.210.200	34.221.352	34.076.316	34.133.788
2400	44.111.032	42.429.636	43.044.496	43.124.048	43.170.968	43.182.120	43.037.084	43.094.556
2708	51.419.312	49.427.656	50.352.780	50.432.332	50.479.252	50.490.404	50.345.368	50.402.840
2800	53.404.044	51.062.506	52.125.212	52.417.060	52.463.980	52.475.136	52.330.100	52.387.572
Diferencia con referencia a Historico (%)				1,85	1,76	1,74	2,01	1,90

Fuente. El autor

Figura 41. Comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 2800)



Fuente. El autor

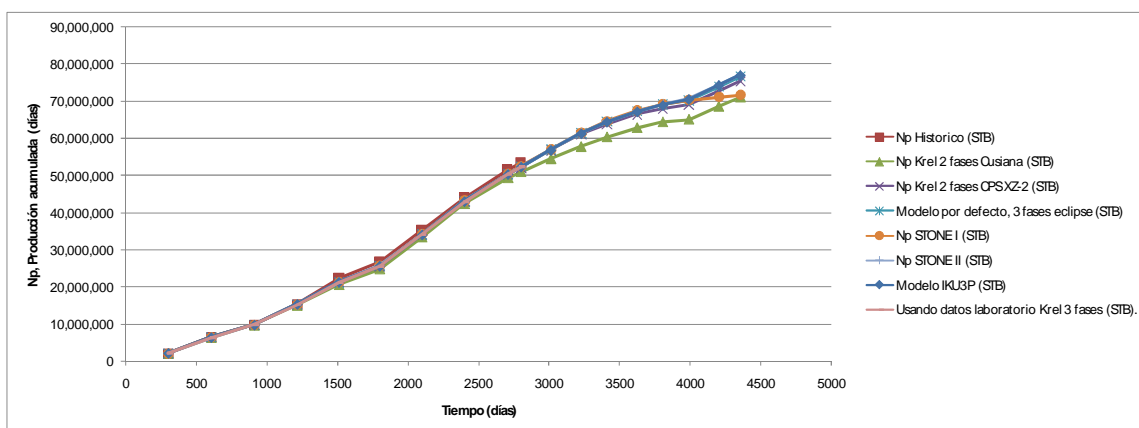
Con el fin de tener resultados más allá del día 2800 (hasta donde se tenía datos históricos de producción de fluidos, cargados en el modelo), se realizó la extrapolación de cada uno de los modelos hasta el día 4353 (12 años). La Tabla 15 y la Figura 42 muestran los resultados de las corridas de simulación realizadas hasta el día 4353.

Tabla 15. Resultados de las corridas de simulación hasta el día 4353, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.

Tiempo (días)	Np Historico (STB)	Np Krel 2 fases Qusiana (STB)	Np Krel 2 fases CPSXZ-2 (STB)	Modelo por defecto, 3 fases eclipse (STB)	Np STONE I (STB)	Np STONE II (STB)	Modelo IKU3P (STB)
304	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514	2.166.514
608	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191	6.440.191
913	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673	9.764.673
1216	15.330.552	15.103.305	15.330.552	15.295.884	15.294.842	15.292.681	15.380.386
1512	22.401.370	20.630.192	21.320.216	21.256.878	21.300.522	21.307.788	21.298.574
1800	26.646.856	24.898.354	25.580.326	25.695.878	25.706.798	25.785.062	25.640.026
2100	35.150.260	33.468.868	34.083.728	34.163.280	34.210.200	34.221.352	34.076.316
2400	44.111.032	42.429.636	43.044.496	43.124.048	43.170.968	43.182.120	43.037.084
2708	51.419.312	49.427.656	50.352.780	50.432.332	50.479.252	50.490.404	50.345.368
2800	53.404.044	51.062.506	52.125.212	52.417.060	52.463.980	52.475.136	52.330.100
3012		54.525.200	56.838.204	56.975.828	56.964.676	56.975.828	56.830.792
3226		57.801.072	61.007.504	61.430.156	61.430.712	61.430.156	61.285.120
3408		60.407.420	63.913.040	64.568.372	64.574.048	64.568.372	64.423.336
3622		62.900.852	66.468.256	67.363.520	67.375.552	67.363.520	67.218.484
3804		64.471.276	68.050.560	69.074.648	69.096.912	69.074.648	68.929.612
3988		65.176.380	69.045.512	70.181.400	70.214.392	70.695.488	70.550.452
4200		68.641.122	72.715.935	73.912.206	71.083.160	74.453.623	74.308.587
4353		71.141.620	75.364.873	76.604.722	71.597.584	77.165.862	77.020.826
Diferencia con referencia a Krel 2 fases Qusiana (%)				7,68	0,64	8,47	8,26

Fuente. El autor

Figura 42. Comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 4353)



Fuente. El autor

De la Tabla 15 y Figura 42, los resultados de la simulación muestran que después de 4353 días de producción, los modelos de permeabilidad relativa tres fases predicen el

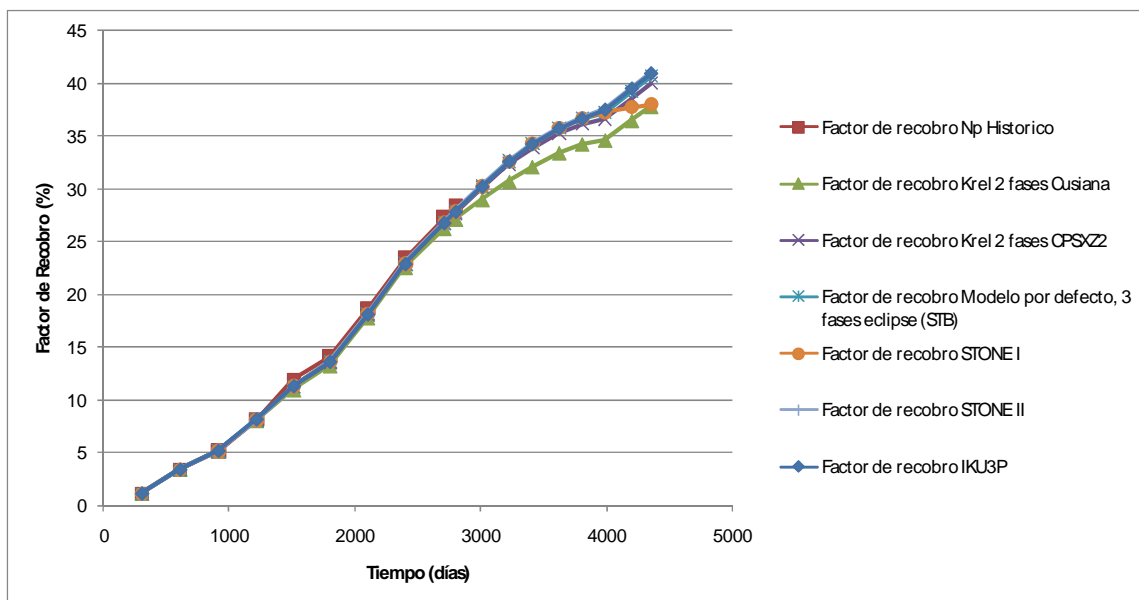
comportamiento del yacimiento (comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs caso base usando curvas de permeabilidad relativa de Cusiana) con una diferencia con la producción base hasta del 8.48%. La Tabla 16 y la Figura 43, muestran las anteriores diferencias pero en términos del factor de recobro.

Tabla 16. Factor de recobro calculado a partir de los resultados de las corridas de simulación hasta el día 4353, en Eclipse 300 usando modelos de permeabilidad relativa tres fases.

Tiempo (días)	Factor de recobro Np Historico	Factor de recobro Krel 2 fases Cusiana	Factor de recobro Krel 2 fases CPSX2	Factor de recobro Modelo por defecto, 3 fases edipse (STB)	Factor de recobro STONEI	Factor de recobro STONEII	Factor de recobro IKU3P
304	1.151072102	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
608	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42
913	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19
1216	8.15	8.02	8.15	8.13	8.13	8.13	8.17
1512	11.90	10.96	11.33	11.29	11.32	11.32	11.32
1800	14.16	13.23	13.59	13.65	13.66	13.70	13.62
2100	18.68	17.78	18.11	18.15	18.18	18.18	18.10
2400	23.44	22.54	22.87	22.91	22.94	22.94	22.87
2708	27.32	26.26	26.75	26.79	26.82	26.83	26.75
2800	28.37	27.13	27.69	27.85	27.87	27.88	27.80
3012		28.97	30.20	30.27	30.27	30.27	30.19
3226		30.71	32.41	32.64	32.64	32.64	32.56
3408		32.09	33.96	34.31	34.31	34.31	34.23
3622		33.42	35.31	35.79	35.80	35.79	35.71
3804		34.25	36.16	36.70	36.71	36.70	36.62
3988		34.63	36.68	37.29	37.31	37.56	37.48
4200		36.47	38.63	39.27	37.77	39.56	39.48
4353		37.80	40.04	40.70	38.04	41.00	40.92
	Diferencia con referencia a FR Krel 2 fases Cusiana (%)		2.24	2.90	0.24	3.20	3.12

Fuente. El autor

Figura 43. Factor de recobro calculado a partir del comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs producción histórica (hasta el día 4353)



Fuente. El autor

De la Tabla 16 y Figura 43, los resultados de la simulación muestran que después de 4353 días de producción, los modelos de permeabilidad relativa tres fases permiten calcular un factor de recobro, a partir del comportamiento del yacimiento (comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs caso base usando curvas de permeabilidad relativa de Cusiana) con una diferencia con el recobro base hasta del 3.2% (para un OOIP calculado en el 2005 para el campo Cupiagua Sur de 188,217,054 STB).

6. CONCLUSIONES

Este estudio compara los diferentes modelos analíticos disponibles en la literatura para el cálculo de permeabilidades relativas tres fases, como también las técnicas experimentales de laboratorio para permeabilidades relativas tres fases. Adicionalmente se evalúa los efectos a escala de campo, de los modelos de permeabilidad relativa tres fases Stone I, Stone II y IKU sobre el comportamiento de historia y pronóstico de producción de fluidos del yacimiento. Basado en la revisión de literatura y el trabajo experimental, teórico y de simulación de yacimientos desarrollado en esta tesis de maestría, se dan las siguientes conclusiones:

6.1 CONCLUSIONES A PARTIR DE LA REVISION DE LITERATURA Y EL ESTUDIO DEL FLUJO DE TRES FASES EN MEDIOS POROSOS

- El entendimiento y descripción del flujo de tres fases en medios porosos está limitado por la falta de métodos adecuados, para la determinación de las funciones constitutivas del flujo multifásico partiendo de datos experimentales. Consecuentemente hoy día, la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases se lleva a cabo utilizando modelos predictivos y numéricos que generalmente no ajustan las pruebas experimentales reales, y presentan errores característicos del 5-25% a partir de la revisión de estudios realizados por Baker (1988), con aplicación a rangos de saturación limitados.
- Comparado con el gran volumen de información disponible en la literatura sobre permeabilidades relativas de dos fases, hay escasez de estudios experimentales sobre flujo de tres fases en medios porosos. No existe disponibilidad pública de información confiable sobre permeabilidades relativas de tres fases en sistemas mojados por petróleo o con mojabilidad intermedia. Los efectos de variables tan importantes como ángulos de contacto, relaciones de viscosidad, tensiones interfaciales, velocidades de flujo y temperatura, sobre las permeabilidades

relativas de tres fases se encuentran prácticamente inexplorados. Existe entonces, una necesidad manifiesta de llevar a cabo más investigaciones experimentales para resolver algunas de las incertidumbres asociadas a los efectos de las variables mencionadas.

- El poco análisis experimental del flujo de tres fases en medios porosos se ha basado en diversas simplificaciones generalmente poco soportadas físicamente (por ejemplo, presiones capilares despreciables, fluidos incompresibles, perfiles de saturación uniformes, y la funcionalidad de las permeabilidades relativas a cada una de las fases con su propia saturación). En un esfuerzo por lograr tales simplificaciones, los experimentos se conducen frecuentemente bajo condiciones de flujo que no son representativas de las encontradas realmente en los yacimientos. De esta manera, las propiedades estimadas no resultan apropiadas para describir el flujo en el medio poroso real.
- Entre las razones más sobresalientes para explicar la escasez de datos experimentales de permeabilidades relativas de tres fases están el esfuerzo y el tiempo requeridos para las mediciones. En esta tesis se gastó en promedio 7 días por corrida de prueba estado no estable (para evaluar permeabilidades relativas en una sola dirección de saturación). Si los efectos de histéresis correspondientes a las posibles direcciones de cambio de saturación también se evalúan, la tarea se torna más complicada. En el caso de las permeabilidades relativas estado estable el tiempo gastado en la prueba realizada en la berea 90 fue de tres semanas, usando solo seis puntos de medida o relaciones de caudal para construir las curvas de permeabilidad relativa tres fases (agua, aceite y gas). La estabilidad por punto se alcanzó entre 1-2 días.
- La revisión de los datos experimentales de permeabilidad relativa tres fases, y los modelos disponibles en la literatura indican, que todavía hay problemas que deben ser solucionados. Desde el punto de vista experimental el principal problema es obtener datos de historia de saturación y permeabilidad relativa de

muy buena calidad. Desde el punto de vista de los modelos analíticos y numéricos, el principal problema es incorporar los fenómenos físicos que ocurren en el medio poroso tales como: efecto de la tensión interfacial, historia de saturación de fluidos, efectos cinéticos tales como la coalescencia de gotas, y geometría de poro. Estos hechos también pueden conducir a predicciones de permeabilidad relativa al aceite optimistas o pesimistas, los cuales dependiendo del modelo escogido se afectará el cálculo de recobro de aceite pronosticado en una simulación de yacimientos.

- Los modelos de permeabilidad relativa tres fases convencionales, no son apropiados para describir el flujo de tres fases, porque ellos no tienen en cuenta los efectos de termodinámica y la interacción fluido-fluido al estar en contacto las tres fases.
- Los modelos correlativos para la determinación de las permeabilidades relativas en tres fases se han reportado en la literatura desde 1941. Estos modelos se extienden desde un simple ajuste de curvas hasta modelos detallados estadística o mecánicamente. En la actualidad, los modelos más simples son los más utilizados debido a la limitada información experimental para justificar el uso de modelos más complejos. Algunos de los modelos más complejos, como los "Pore-Scale Networks" o los modelos basados en la teoría de percolación, ofrecen la ventaja de comprender los procesos que gobiernan el flujo de los fluidos a nivel microscópico. Actualmente los modelos de ponderación de saturación como los de Baker (1988), Blunt (2000), quienes proponen la interpolación de permeabilidades relativas de dos fases basada en ponderación de la saturación, para extrapolarla a flujo de tres fases, son los de mayor desarrollo técnico, pues presentan modelos mejorados de ponderación de la saturación que consideran el efecto de atrapamiento de fases.
- La mayor parte de los resultados experimentales disponibles indican que las permeabilidades relativas a las fases mojante y no mojante en desplazamientos

trifásicos dependen principalmente de sus propias saturaciones. De la misma manera, no hay una tendencia clara acerca de la dependencia de la permeabilidad relativa a la fase de mojabilidad intermedia en la saturación de alguna o de todas las tres fases. En general, la permeabilidad relativa a la fase de mojabilidad intermedia presenta dependencia de la saturación de las tres fases. Sin embargo, algunos autores (Baker, 1988) establecen que a la luz de tanta incertidumbre en los datos experimentales y en la naturaleza subjetiva de la representación de las isopermas, resulta razonable utilizar interpolación lineal o no lineal entre los datos de permeabilidades relativas de dos fases (petróleo / gas y petróleo / agua).

- La mayoría de los modelos ajustan los datos casi con la misma exactitud y precisión, sumatoria de las desviaciones al cuadrado entre datos experimentales y calculados en el rango de 0.021 a 1.05, según estudio de Pejic & Maini (2003). Los resultados muestran que cada modelo es capaz de representar las permeabilidades relativas de tres fases para altas permeabilidades relativas al petróleo (altas saturaciones de aceite). Las diferencias entre los modelos son más evidentes a bajas permeabilidades relativas al petróleo (bajas saturaciones de aceite, menor al 20%).
- En general, las mejoras en la predicción de las permeabilidades relativas de tres fases están en la dirección de los métodos de interpolación lineal o de interpolación con ponderación de saturación; no obstante, estos métodos son dependientes de cada caso en particular y no existe ninguna base teórica para su aplicación.
- Las principales observaciones de los datos experimentales, a partir de los métodos Estado Estacionario y Estado no Estacionario son:
 - La permeabilidad relativa a la fase mojante es esencialmente función de su propia saturación, y es casi idéntica a la que se observa en un sistema de 2 fases.

- Las permeabilidades relativas a las fases no-mojante y de mojabilidad intermedia varían con las saturaciones de las tres fases. El efecto es mayor para la fase de mojabilidad intermedia. El método estado estable para medición de permeabilidad relativa tres fases, puede ser más confiable que el método estado no estable, pues el método estado estable puede abarcar todo el rango de saturaciones del flujo de 3 fases, haciendo énfasis en el Sor. Los métodos estado no estable son más rápidos y menos costosos.
- En cualquier método de medición de permeabilidades relativas es importante conocer las saturaciones de los fluidos en el núcleo en la forma más precisa posible. Los primeros investigadores utilizaban generalmente métodos gravimétricos, eléctricos o de balance de materiales para evaluar las saturaciones. Los métodos más recientes, que permiten las mediciones in-situ, se están volviendo cada vez más populares. Éstos incluyen métodos de radiación/adsorción empleando mediciones con rayos X, rayos gamma o microondas, y resonancia magnética nuclear.
- De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada en esta tesis, sobre investigaciones experimentales sobre permeabilidades relativas tres fases, se puede concluir que los métodos experimentales para medir permeabilidades relativas tres fases, más precisos o acertados son los que proporcionan una medida directa de la saturación promedio de fluidos y del diferencial de presión dentro de la muestra de roca, los cuales son los insumos directos para el cálculo de permeabilidades relativas tanto en estado estable como en estado no estable. Esta condición la cumple la mayoría de los trabajos experimentales desarrollados desde Schneider y Owens (1970).

6.2 CONCLUSIONES A PARTIR DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS EN ESTA TESIS

6.2.1 Permeabilidades relativas tres fases estado no estable

-A partir de los resultados obtenidos en las cuatro corridas realizadas (Berea-90, muestra 16054.92', muestra 16091'), se observa que la permeabilidad relativa al aceite tres fases calculada de modelos matemáticos, muestra buena concordancia con la permeabilidad relativa al aceite tres fases obtenida experimentalmente, a saturaciones altas de aceite (40-70%). Pero no en todo el rango de saturaciones de aceite (desde saturación crítica hasta saturación máxima), es por esto que es más preciso medir las permeabilidades relativas tres fases a condiciones de yacimiento, que utilizar las correlaciones, sobre todo para procesos cerca de los 'end point' de las curvas de permeabilidad relativa.

-Las correlaciones que mostraron un mejor ajuste con respecto a los datos experimentales fueron las de Baker, Blunt y Hustad- Hasen, pues incorporar efectos de entrapamiento de fases, variables que incorporan constantes que son funciones de tensión interfacial y diferencias de densidad de los tres fluidos con el fin de representar variación de las propiedades de los tres fluidos debido a cambios en presión y composición. Las sumatorias de las desviaciones al cuadrado entre los datos experimentales, y los calculados estuvieron entre el 0.073 y 0.556 para estas correlaciones.

- En el caso de la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al gas tres fases, solo se tenía disponible la correlación de Wyllie consolidada para comparar con los datos experimentales obtenidos. En ambos casos se observó que la correlación de Wyllie sobre predice la permeabilidad relativa para las muestras analizadas (Berea 90 y 16054.92')

6.2.2 Permeabilidades relativas tres fases estado estable

-Las correlaciones de Wyllie consolidada, Aleman, Baker, Hustad Hasen, Pope fueron las que presentaron el mejor ajuste en estado estable entre los datos experimentales y los valores calculados para la Berea 90. Sin embargo en el caso de la Berea 90 se

observó una mejor correlación entre los datos experimentales y los de las correlaciones en estado estable (menores sumatorias de desviaciones al cuadrado). En el caso de estado estable en la Berea 90 las sumatorias de las desviaciones al cuadrado estuvieron entre el 0.164 y 1.56, mientras que para la misma Berea 90 en estado no estable la sumatoria de las desviaciones al cuadrado estuvieron entre 0.39 y 4.83.

- A partir de los resultados de las pruebas permeabilidad relativa tres fases estado no estable y permeabilidad relativa tres fases estado estable para la Berea 90, se observa que los valores de Swirr, Sor, lo mismo que el 'end point' de permeabilidad relativa al gas, son similares en ambos métodos experimentales. Sin embargo en estado no estable, existe en la forma de la curva de permeabilidad relativa y el 'endpoint de Kro', una fuerte dependencia de las saturaciones de aceite y agua a las cuales inicia la inyección dinámica de gas.

-El equipo construido durante el desarrollo de esta tesis permite correr permeabilidades relativas tres fases a condiciones de estado estable y a condiciones de estado no estable con un alto grado de precisión, permitiendo medir en forma eficiente las variables más importantes en los desplazamientos como son flujo fraccional de agua, aceite y gas, y diferencial de presión a través del medio poroso.

6.3 CONCLUSIONES A PARTIR DEL ESTUDIO DE SIMULACION REALIZADO SOBRE EL FULL MODEL DE CUPIAGUA SUR.

- Los resultados de la simulación muestran que después de 4353 días (12 años) de producción, los modelos de permeabilidad relativa tres fases predicen el comportamiento del yacimiento (comportamiento de pronóstico de producción de cada modelo matemático de permeabilidad relativa tres fases Vs caso base usando curvas de permeabilidad relativa de Cusiana) con una diferencia con la producción base hasta del 8.48%, lo cual se manifiesta en una diferencia con el recobro base hasta del 3.2% (para un OOIP calculado en el 2005 para el campo Cupiagua Sur de 188,217,054 STB).

RECOMENDACIONES

- Para una rápida determinación de permeabilidad relativa tres fases en laboratorio, se recomienda la metodología estado no estable propuesta en el desarrollo de esta tesis. Sin embargo se debe tener en cuenta, que esta es dependiente de las saturaciones de agua y aceite al inicio de la inyección dinámica de gas. Luego estas saturaciones iniciales deben representar las saturaciones que se tienen en el yacimiento, al inicio del proceso.
- Se debe tener cuidado al generalizar las correlaciones de permeabilidades relativas tres fases que mejor se ajustan a un determinado yacimiento, pues no todas las correlaciones trabajan igual de bien o mal en todos los yacimientos, pues cada correlación se generó para unas condiciones específicas de yacimiento, que pueden funcionar o no en un yacimiento específico.

BIBLIOGRAFÍA

AKIN, S. & DEMIRAL, M.R. Effect of Flow Rate on Imbibition Three-Phase Relative Permeabilities and Capillary Pressure, SPE 38897, proceedings of the 1997 SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., San Antonio, TX, (Oct. 1997).

ALAMDARI, B.; LA FORCE, T. Impact of self-consistent physically based three phase relative permeability on oil recovery by secondary gas-flooding, SPE 110507, (2007).

ALEMÁN, M.A. & SLATTERY, J.C. Estimation of Three-Phase Relative Permeabilities, Transp. Porous Media, (1988), 3, 111-131.

AL-FUTAISI, A. & PATZEK, T.W. Impact of Wettability on Two-Phase Flow Characteristics of Sedimentary Rock: A Quasi-Static Description, Water Resour. Res., (2002).

AL-FUTAISI, A. & PATZEK, T.W. Impact of Oil-Water Drainage and Imbibition on Subsequent Gas Injection: A Three-Phase Pore Network Model, Phys. Rev. E., (2003).

AMAEFULE, G.O. & HANDY, L.L. The Effect of Interfacial Tension on Relative Oil-Water Permeabilities of Consolidated Porous Media, SPE/DOE 9783 presented at the SPE/DOE Second Joint Symposium, Tulsa, Oklahoma, (Apr. 1981).

ARCHER, J.S. & WONG, S.W. Use of Reservoir Simulator to Interpret Laboratory Waterflood Data, SPEJ, (Dec. 1973), 343-347.

AZIZ, K. & SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation, Elsevier, London, (1979).

BAKER, L.E. Three-Phase Relative Permeability Correlations, SPE/DOE 17369, SPE/DOE Sixth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, (1988).

BAKER, L.E. Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet, Intermediate-Wet, and Oil-Wet Sandstone, Seventh European Improved Oil Recovery Symposium, Moscow, Russia, (1993).

BARZEGAR, B. Impact of self-consistent physically based Three-Phase Relative Permeability on Oil recovery by secondary gas-flooding, SPE 110507, (2007).

BATYCKY, J.P.; MCCAFFERY, F.G.; HODGINS, P.K.; FISHER, D.B. Interpreting Relative Permeability and Wettability from Unsteady-State Displacement Measurements, SPEJ, (Jun.1981), 296-308.

BEAR, J. Dynamics of Fluids in Porous Media, Environmental Science Series, Elsevier, New York, (1972).

BLUNT, M.J. & King, P. Relative Permeabilities from Two- and Three-Dimensional Pore-Scale Network Modeling, *Transp. Porous Media*, (1991), 6, 407-433.

BLUNT, M.J. An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability, *Soc. Pet. Eng. J.*, (2000), 5 (4), 435-445. SPE 56474.

BLUNT, M.J. Flow in Porous Media –Pore Network Models and Multiphase Flow, *Curr. Opin. Colloid Interface Sci.*, (2001), 6, 197-207.

BONDINO, I. & MCDUGALL, S. Pore Network Modelling of Heavy-oil depressurization: a parametric study of factors affecting critical gas saturation and three phase relative permeabilities, SPE 78976, (2002).

BROOKS, R.H. & COREY, A.T. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow, *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, proceedings of the American Society of Civil Engineers, (1966), IR2, 61-88.

BROST, D.F. & DAVIS, L.A. Determination of Oil Saturation in Field Cores by Microwave Spectroscopy, SPE 10110, presented at the 56th Ann. Fall Tech. Conf., San Antonio, TX, (Oct. 1981).

BRUINING, J. & VAN DUIJN, C.J. Uniqueness Conditions in a Hyperbolic Model for Oil Recovery by Steamdrive, *Comput. Geosci.*, (2000), 4, 65-98.

BUCKLEY, S.E. & LEVERETT, M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands, *Trans. AIME*, (1942), 146, 107-116.

BURDINE, N.T. Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data, *Petrol. Trans. AIME*, (1953), 198, 71-78.

CARDWELL Jr., W.T. The Meaning of the Triple Value in Noncapillary Buckley-Leverett Theory, *Petrol. Trans. AIME*, (1959), 216, 271-276.

CARMAN, P.C. Fluid Flow through Granular Beds, *Trans. Inst. Chem. Eng.*, (1937), 15, 150-166.

CAUDLE, B.H.; SLOBOD, R.L.; BROWNSCOMB, E.R. Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability, *Trans. AIME*, (1951), 192, 145-150.

CHATENEVER, A. & CALHOUN, J.C. Visual Examination of Fluid Behavior in Porous Media-Part 1, *Trans. AIME*, (1952), 195, 149-156.

CHAVENT, G.; JAFFRÉ, J.; JAN-JÉGOU, S. Estimation of Relative Permeabilities in Three-Phase Flow in Porous Media, *Inverse Problems*, (1999), 15, 33-39.

CHRISTENSEN, J.R.; STENBY, E.H.; SKAUGE, A. Review of WAG Field Experience, SPE 39883, SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, (Mar. 1998).

CHRISTENSEN, J.R.; STENBY, E.H.; SKAUGE, A. Compositional and Relative Permeability Hysteresis Effects on Near Miscible WAG, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, (Apr. 1998).

CINAR, Y. & FRANKLIN, M. Measurement of Three-Phase Relative Permeability with IFT variation, SPE 89419, (2005).

CINAR, Y. & FRANKLIN, M. Pore Scaling modeling of Three-Phase WAG injection: prediction of Relative Permeabilities and trapping for different displacement cycles, SPE 95594, (2006).

CINAR, Y. & MARQUEZ, S. Effect of IFT Variation and Wettability on Three-Phase Relative Permeabilities, SPE 90572, (2004).

COREY, A.; RATHJENS, C.; HENDERSON, J.; Wyllie, M. Three-Phase Relative Permeability, *Petrol. Trans. AIME*, (1956), 207, 349-351. Technical Note 375.

CULLICK, A.S.; LU, H.S.; COHEN, M.F.; WATSON, J.P.; Jones, L.G. Water-Alternating-Gas May Improve Gas-Condensate Recovery, *SPE*, (Aug. 1993), V. 8, No. 3, 207-213.

DALEN, V.; INSTEFJORD, R.; KRISTENSEN, R. A WAG Injection Pilot in the Lower Brent Formation at the Gullfaks Field, 7th EAPG IOR Europe, Moscow, Russia, (Oct. 1993), 460-468.

DAVIS, L.A. Computer-Controlled Measurement in Laboratory Areal Flood Saturation Distributions, SPE 12037, presented at the 58th Ann. Tech. Conf., San Francisco, CA, (Oct. 1983).

DELSHAD, M. & POPE, G.A. Comparison of Three-Phase Oil Relative Permeability Models, *Transp. Porous Media*, (1989), 4, 59-83.

DELSHAD, M. & POPE, G.A. Two and Three-Phase Relative Permeabilities of micellar fluids, SPE 13581, (1987).

DICARLO, D & SAHNI, Akshay et al. "The effect of Wettability on Three Phase Relative Permeability, SPE 49317 (1998).

DICARLO, D.A.; SAHNI, A.; BLUNT, M.J. The Effect of Wettability on Three-Phase Relative Permeability, *Transp. Porous Media*, (2000), 39, 347-366.

DICARLO, D.A.; SAHNI, A.; BLUNT, M.J. Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet, Oil-Wet, and Mixed-Wet Sandpacks, Soc. Pet. Eng. J., (2000), 5 (1), 82-91.

DICKEY, P.A. & BOSSLER, R.B. Role of Connate Water in Secondary Recovery of Oil, Petrol. Trans. AIME, (1944), 155, 175-183.

DONALDSON, E.L. & DEAN, G.W. Two- and Three-Phase Relative Permeability Studies, Technical Report RI 6826, US Bureau of Mines, (1966).

ÉFROS, D.A. Determination of Relative Permeabilities and Distribution Functions in the Displacement of Oil by Water (in Russian), Dokl. Akad. Nauk. SSSR, (1956), 110 (5), 746.

EGERMANN, P.; VIZIKA, O. Hysteresis in three phase flow: Experiments, modeling and reservoir simulations, SPE 65127 (2000).

ELEMENT, D.J.; GOODYEAR, S. Assessment of three phase relative permeability models using laboratory hysteresis data, SPE 84903 (2003).

ELERI, O.O.; SKAUGE, A.; GRAUE, A. Steady State and Unsteady State Two-Phase Relative Permeability Hysteresis and Measurements of Three-Phase Relative Permeability Using Imaging Techniques, SPE 30764, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., Dallas, TX, (1995).

EVANS, A.J.; FOULSER, R.W.S.; WEIR, G.F. Laboratory Waterflood Simulation Including Inlet and Outlet Effects, (Oct. 1985).

FALLS, A.H. & SCHULTE, W.M. Theory of Three Component, Three Phase Displacement in Porous Media, SPE Reservoir Engineering, (Aug. 1992), 7, 377-384.

FALLS, A.H. & SCHULTE, W.M. Features of Three Component, Three Phase Displacement in Porous Media, SPE Reservoir Engineering, (Nov. 1992), 7, 426-432.

FATT, I. & DYKSTRA, H. Relative Permeability Studies, Petrol. Trans. AIME, (1951), 192, 249-256.

FAYERS, F.J. & SHELDON, J.W. The Effect of Capillary Pressure and Gravity on Two-Phase Fluid Flow in a Porous Medium, Petrol. Trans. AIME, (1959), 216, 147-155.

FAYERS, F.J. & MATTHEWS, J.D. Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities, Soc. Pet. Eng. J., (1984), 24 (2), 224-232. SPE 11277.

FAYERS, F.J. Extension of Stone's Method I and Conditions for Real Characteristics in Three-Phase Flow, SPE 16965, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., Dallas, TX, (1987).

FENWICK, D.H. & BLUNT, M.J. Network Modeling of Three-Phase Flow in Porous Media, Soc. Pet. Eng. J., (1998), 3 (1), 86-97.

FENWICK, D.H. & BLUNT, M.J. Three-Dimensional Modeling of Three Phase Imbibition and Drainage, Adv. Water Resour. (1998), 21 (2), 121-143.

FILINOV, M.V. Filtration of a Three-Component Mixture in a Nonhomogeneous Porous Medium (in Russian), Izv. Akad. Nauk. SSSR, Mekhan. Zhidk. i Gaza 2 (3). English translation in Fluid Dyn., 2, 1967.

FIROOZABADI, A. & AZIZ, K. Relative Permeabilities from Centrifuge Data, JCPT, (Sep.-Oct. 1991), 30, 33-42.

FOULSER, R.W.S.; GOODYEAR, S.G. Two and three phase relative permeability studies at high- capillary numbers, SPE 24152, (Oct. 1985).

FOURAR, M.; BORIES, S.; LENORMAND, R.; PERSOFF, P. Two-Phase Flow in Smooth and Rough Fractures: Measurement and Correlation by Porous-Media and Pipe-Flow Models, Water Resour. Res., Vol. 29, No. 11, 3699-3708.

GEFFEN, T.M.; OWENS, W.W.; PARRISH, D.R.; MORSE, R.A. Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeabilities Measurements, Trans. AIME, (1951), 192, 99-110.

GERALD, L. Gamma Ray absorption method of measuring gas saturation and its application to three phase relative permeability studies, Texas A. and M. University, (1968).

GOODYEAR, S.G. & JONES, P.I.R. Relative Permeabilities for Gravity Stabilized Gas Injection, Eight European Improved Oil Recovery Symposium, Vienna, Austria, (1995).

GRADER, A.S. & O'MEARA JR., D.J. Dynamic Displacement Measurements of Three-Phase Relative Permeabilities Using Three Immiscible Fluids, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., Houston, TX. (SPE 18293), (1988).

GUCKERT, L. Gamma Ray absorption method of measuring gas saturation and its application to three phase relative permeability studies. Thesis for the Degree of PhD in Petroleum Engineering. University of Texas A and M. (1968).

GUZMÁN, R.E.; DOMENICO, G.; FAYERS, F.J.; AZIZ, K.; GODI, A. Three-Phase Flow in Field Scale Simulations of Gas and WAG Injections, SPE 28897 proceedings of the European Petroleum Conference, London, U.K., (Oct. 1994).

GUZMÁN, R.E. Mathematics of Three-Phase Flow, PhD Dissertation, Stanford University, (1995).

GUZMÁN, R.E. & FAYERS, F.J. Mathematical Properties of Three-Phase Flow Equations, SPE Journal, (Sep. 1997), 2, 291-300.

GUZMÁN, R.E. & FAYERS, F.J. Solutions to the Three-Phase Buckley-Leverett Problem, SPE Journal, (Sep. 1997), 2, 301-311.

HAGOORT, J. Oil Recovery by Gravity Drainage, SPEJ, (Jun. 1980), 139-150.

HALLAM, R.J.; MA, T.D.; REINBOLD, E.W. Performance Evaluation and Optimization of the Kuparuk Hydrocarbon Miscible Water-Alternating-Gas Flood, 7th EAPG IOR Europe, Moscow, Russia, (Oct. 1993), 403-415.

HANDY, L.L. & DATA, P. Fluid Distributions during Immiscible Displacements in Porous Media, SPEJ, (Sep.1966), 261-266.

HASSLER, G.L. Methods and Apparatus for Permeability Measurements, U.S. Patent No. 2,345,935, (1944).

HASSLER, G.L. & BRUNNER, E. Measurement of Capillary Pressure in Small Core Samples, Trans. AIME, (1945), 160, 114-123.

HAUGSE, V. Interpretation of Three-Phase Relative Permeability Measurements by front tracking, SPE 59315, (2000).

HELFFERICH, F. & Klein, G. Multicomponent Chromatography, Marcel Dekker, New York, (1970).

HELFFERICH, F.G. Theory of Multicomponent, Multiphase Displacement in Porous Media, SPE Journal, (Feb. 1981), 271, 51-62.

HELSET, H.M.; NORDTVEDT, J.E.; SKJAEVELAND, S.M.; VIRNOVSKY, G.A. Relative Permeabilities from Displacement Experiments with Full Account for Capillary Pressure, SPE Reserv. Eval. Eng., (1998), 1 (2), 92-98.

HICKS JR., P.J. & GRADER, A.S. Simulation of Three-Phase Displacement Experiments, Transp. Porous Media, (1996), 24, 221-245.

HOLMGREN, C.R. Some Results of Gas and Water Drives on a Long Core, Petrol. Trans. AIME, (1949), 179, 103-118.

HOLMGREN, C.R. & MORSE, R.A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Waterflooding, Petrol. Trans. AIME, (1951), 192, 135-140.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVYE, A.J. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Boca Raton, FL, (1986), 143 p.

HVOLBOLL, V.T. Method for Accurately Measuring Produced Oil Volumes During Laboratory Waterflood Test at Reservoir Conditions, SPEJ, (Aug. 1978), 239-241.

HUSTAD, O. A coupled model for Three-Phase Capillary Pressure and Relative Permeability, SPE 74705, (2002).

IRMAJ, S. On the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils, Eos Trans. AGU, (1954), 35, 463-467.

ISAACSON, E.L.; MARCHESIN, D.; PLOHR, B.J. The Structure of the Riemann Solution for Non-Strictly Hyperbolic Conservation Laws, Proceedings of the Second International Conference on Nonlinear Hyperbolic Problems, Aachen, FGR, (Mar. 1988).

ISLAM, M.R. & BENTSON, R.G. A Dynamic Method for Measuring Relative Permeability, JCPT, (Jan.-Feb. 1986), 39-50.

IVANOVA, I.S.; ROSNEFTNEFT; SORBIE, K.S. Analysis of phase displacement in gas injection and three-phase flow in water-alternating-gas (WAG) processes, SPE 103583.

JERAULD, G.R. Prudhoe Bay Gas/Oil Relative Permeability, SPE Reserv. Eng., (1997), 12 (1), 66-73.

JERAULD, G.R. General Three-Phase Relative Permeability Model for Prudhoe Bay, SPE Reserv. Eng., (1997), 12 (4), 255-263.

JOHNSON, E.F.; BOSSLER, D.P.; NAUMANN, V.O. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments, Petrol. Trans. AIME, (1959), 216, 370-372.

JONES, S.C. & ROSZELLE, W.O. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments, J. Pet. Technol., (1978), 30 (5), 807-817.

JUANES, R. & PATZEK, T.W. Strictly Hyperbolic Models of co-Current Three-Phase Flow with Gravity, Trans. Porous Media, (Submitted). Also available as Report LBNL-51845, Lawrence Berkeley National Laboratory, (2002).

JUANES, R. & PATZEK, T.W. Analytical Solution to the Riemann Problem of Three-Phase Flow in Porous Media, Trans. Porous Media, (Submitted). Also available as Report LBNL-51552, Lawrence Berkeley National Laboratory, (2002).

JUANES, R. & PATZEK, T.W. Three-Phase Displacement Theory: An Improved Description of Relative Permeabilities, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., San Antonio, TX. (SPE 77539, 88973), (2002).

JUANES, R. Three-Phase flow Theory and simulation, Seminario ECOPETROL ICP, Agosto 22-23, 2005.

JUANES, R. & SPITERI, E. Impact of relative permeability hysteresis on WAG injection, SPE 89921, (2004).

KOZENY, J. Uber Kapillare Leitung des Wassersim Boden, Sitzungsber. Akad. Wiss. Wien. Math. Naturwiss. KL., (1927), Abt. 2A, 136, 271.

KULKARNI, R.; Watson, A.T.; Nordtvedt, J.E.; Sylte, A. Two-Phase Flow in Porous Media: Property Identification and Model Validation, AIChE J., (1998), 44 (11), 2337-2350.

KYTE, J.R.; STANCLIFT JR., R.J.; STEPHAN JR., S.C.; Rapoport, L.A. Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas, Petrol. Trans. AIME, (1956), 207, 215-221.

KYTE, J.R. & RAPOPORT, L.A. Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media, Petrol. Trans. AIME, (1958), 213, 423-426.

LAND, C.S. Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties, Soc. Pet. Eng. J., (1968), 8 (2), 149-156.

LARSEN, J.K. & SKAUGE, A. Simulation of the Immiscible WAG Process Using Cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeabilities, SPE 56475, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., Houston, Texas, (Oct. 1999).

LEAS, W.J.; JENKS, L.H.; RUSSELL, C.D. Relative Permeability to Gas, Trans. AIME, (1950), 189, 65-72.

LENHARD, R.J. & PARKER, J.C. A Model for Hysteretic Constitutive Relations Governing Multiphase Flow, 2. Permeability-Saturation Relations, Water Resour. Res., (1987), 23 (12), 2197-2206.

LENHARD, R.J.; OOSTROM, M.; WHITE, M.D. Modeling Fluid Flow and Transport in Variably Saturated Porous Media with the STOMP Simulator, 2. Verification and Validation Exercises, Adv. Water Resour., (1995), 18 (6), 365-373.

LENHARD, R.J. & OOSTROM, M. A Parametric Model for Predicting Relative Permeability – Saturation - Capillary Pressure Relationships for Oil-Water Systems in Porous Media with Mixed Wettability, Transp. Porous Media, (1998), 31, 109-131.

LEÓN C, Javier; PINTO A, E. Estudio preliminar de la permeabilidad relativa en tres fases para un proyecto de inyección alternada de agua y gas-WAG, Tesis de pregrado en ingeniería de petróleos. Universidad industrial de Santander (2004).

LERDAHL, T.R. & OREN, P.E. A Predictive Network Model for Three-Phase Flow in Porous Media, SPE 59311, SPE/DOE Twelfth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, (2000).

LEVERETT, M.C. Flow of Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands, Trans. AIME, (1939), 132, 149-171.

LEVERETT, M.C. & Lewis, W.B. Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands, Petrol. Trans. AIME, (1941), 142, 107-116.

LEVERETT, M.C. Capillary Behavior of Porous Solids, Petrol. Trans. AIME, (1941), 142, 152-169.

LOOMIS, A.G. & Crowell, D.C. Relative Permeability Studies: Gas-Oil and Water-Oil Systems, Bull. 599 U.S.B.M., (1962).

MA, T.D. & YOUNGREN, G.K. Performance of Immiscible-Water-Alternating-Gas Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska, 69th Ann. SPE Tech. Conf., New Orleans, (Sept. 1994).

MAHMUD, M. The effect of fluid saturation profiles on Three-Phase Oil Relative Permeabilities and Oil recovery, SPE 108328, (2007).

MANJNATH, A & HONARPOUR, M. An Investigation of Three Phase Relative Permeability, SPE 12915 (1984).

MEJÍA, G.M.; WATSON, A.T.; NORDTVEDT, J.E. Estimation of Three-Phase Flow Functions in Porous Media, AIChE J., (1996), 42 (7), 1957-1967.

MILLER, M.A. Effect of Temperature on Oil-Water Relative Permeabilities of Unconsolidated and Consolidated Sands, PhD. Dissertation, Stanford University, Stanford, CA, (Jun. 1983).

MINSSIEUX, L. & DUQUERROIX, J.P. Water-Alternating-Gas Flow Mechanisms in Presence of Residual Oil, 69th Ann. SPE Tech. Conf., New Orleans, (Sept. 1994).

MUHAMMAD, A. MUQEEM.: Effect of temperature on three phase relative permeability. Thesis for the Degree of PhD in Petroleum Engineering. University of Alberta. 1994.

MOULU, J.C.; VIZIKA, O. A new model for three phase relative permeability based on fractal representation of porous medium, SPE 38891 (1997).

MOULU, J.C.; VIZIKA, O. A new three phase relative permeability model for various wettability conditions, SPE 56477 (1999).

MORSE, R.A.; TERWILLIGER, P.L.; YUSTER, S.T. Relative Permeability Measurements on Small Core Samples, *Oil & Gas J.*, (Aug. 1947), 109, 19-25.

MUALEM, Y. A New Model for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Porous Media, *Water Resour. Res.*, (1976), 12 (3), 513-522.

NAEVDAL, G.; MANNSETH, T.; BRUSDAL, K.; NORDTVEDT, J.E. Multiscale Estimation with Spline Wavelets, with Application to Two-Phase Porous-Media Flow, Inverse Problems, (2000), 16, 315-332.

NAAR, J. & HENDERSON, J.H. An Imbibition Model –its Application to Flow Behavior and the Prediction of Oil Recovery, *Soc. Pet. Eng. J.*, (1961), 1 (2), 61-70.

NAAR, J. & WYGAL, R.J. Three-Phase Imbibition Relative Permeability, *Soc. Pet. Eng. J.*, (1961), 1 (4), 254-258.

NAYLOR, P.; Sargent, N.C.; Crosbie, A.J.; Tilsed, A.P.; Goodyear, S.G. Gravity Drainage During Gas Injection, Eight European Improved Oil Recovery Symposium, Vienna, Austria, (1995).

NGUYEN, T.A. & FAROUQ ALI, S.M. Immiscible Carbon Dioxide Floods, Using Impure Gas in the WAG Mode, 44th Annual CIM Pet. Soc. Tech. Mtg., Calgary, Canada, (May 1993).

NORDTVEDT, J.E.; EBELTOFT, E.; IVERSEN, J.E.; URKEDAL, H.; VATNE, K.O.; WATSON, A.T. Determination of Three-Phase Relative Permeabilities from Displacement Experiments, *SPE Form. Eval.*, (1997), 12 (6), 221-226. SPE 36683.

NYBRATEN, G.; SVORSTOL, I.; ANDFOSSEN, P.O. Water-Alternating-Gas Pilot Evaluation for the Snorre Field, 7th EAPG IOR Europe, Moscow, Russia, (Oct. 1993), 460-468.

OAK, M.J. Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet Berea, SPE/DOE 20183, SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, (1990).

OAK, M.J.; BAKER, L.E.; THOMAS, D.C. Three-Phase Relative Permeability of Berea Sandstone, *J. Pet. Technol.*, (1990), 42 (8), 1054-1061.

OAK, M.J. Three-Phase Relative Permeability of Intermediate-Wet Berea Sandstone, SPE 22599, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., Dallas, TX, (1991).

O'MEARA JR., D.J. & CRUMP, J.G. Measuring Capillary Pressure and Relative Permeability in a Simple Centrifuge Experiment, SPE 14419 presented at the 60th Ann.Tech. Conf. of the SPE, Las Vegas, NV, (Sep. 1955).

OREN, P.E. & BAKKE, S. Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties, *Transp. Porous Media*, (2002), 46 (2-3), 311-343.

- OREN, P.E.; BAKKE, S.; ARNTZEN, O.J. Extending Predictive Capabilities to Network Models, Soc. Pet. Eng. J., (1998), 3 (4), 324-336.
- OSOBA, J.S.; RICHARDSON, J.G.; KERVER, J.K.; HAFFORD, J.A.; BLAIR, P.M. Laboratory Measurements of Relative Permeabilities, Trans. AIME, (1951), 192, 47-56.
- PARKER, J.C. & LENHARD, R.J. A Model for Hysteretic Constitutive Relations Governing Multiphase Flow, 1. Saturation-Pressure Relations, Water Resour. Res., (1987), 23 (12), 2187-2196.
- PARKER, J.C.; LENHARD, R.J.; KUPPUSAMY, T. A Parametric Model for Constitutive Properties Governing Multiphase Flow in Porous Media, Water Resour. Res., (1987), 23 (4), 618-624.
- PARSON, R.W. Microwave Attenuation – A New Tool for Monitoring Saturations in Laboratory Flooding Experiments, SPEJ, (Aug. 1975), 15, 302-309.
- PATZEK, T.W. Verification of a Complete Pore Network Simulator of Drainage and Imbibition, Soc. Pet. Eng. J., (2001), 6 (2), 144-156.
- PEACEMAN, D.W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation, Vol. 6 of Developments in Petroleum Science, Elsevier, Amsterdam, (1977).
- PEJIC, D & MAINI, B. Three Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, SPE 81021 (2003).
- PERSOFF, P. & PRUESS, K. Two-Phase Flow Visualization and Relative Permeability Measurement in Naturally Rough-Walled Rock Fractures, Water Resour. Res., (May 1995), Vol. 31, No. 5, 1175-1186.
- PIRI, M. & BLUNT, M.J. Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow in Mixed-Wet Systems, SPE 77726, SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib., San Antonio, TX, (2002).
- POPE, G.A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery, Soc. Pet. Eng. J., (1980), 20 (3), 191-205.
- PURCELL, W.R. Capillary Pressures –their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability therefrom, Petrol. Trans. AIME, (1949), 186, 39-48.
- QADEER, S. Correcting Oil-Water Relative Permeability Data for Capillary End Effects, M.Sc. Thesis, University of Alaska, Fairbanks, Alaska, (Dec. 1988).
- RAPOPORT, L.A. & LEAS, W.J. Relative Permeability to Liquid in Liquid-Gas System, Trans. AIME, (1951), 192, 83-98.

- RAPOPORT, L.A. & LEAS, W.J. Properties of Linear Waterfloods, *Petrol. Trans. AIME*, (1953), 198, 139-148.
- REID, S. The Flow of Three Immiscible Fluids in Porous Media, PhD. Dissertation, University of Birmingham, UK, (1956).
- RICHARDSON, J.G. The Calculation of Waterflood Recovery from Steady State Relative Permeability Data, *Trans. AIME*, (1957), 210, 373-375.
- ROBINSON, R.L. & SLATTERY, J.C. Estimation of Three-Phase Relative Permeabilities, *Transp. Porous Media*, (1994), 16, 263-287.
- ROSE, W. Theoretical Generalizations Leading to the Evaluation of Relative Permeability, *Petrol. Trans. AIME*, (1949), 186, 111-126.
- SAHNI, A.; GUZMÁN, R.E.; BLUNT, M.J. Theoretical Analysis of Three-Phase Experiments in Porous Media, SPE 36665 proceedings of the 1996 Ann. Tech. Conf. and Exhib., Denver, CO, (Oct. 1996).
- SAHNI, A.; BURGER, J.E.; BLUNT, M.J. Measurement of Three-Phase Relative Permeability During Gravity Drainage Using CT Scanning, SPE 39655, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, (1998).
- SARAF, D.N. & FATT, I. Three-Phase Relative Permeability Measurement Using a Nuclear Magnetic Resonance Technique for Estimating Fluid Saturation, *Soc. Pet. Eng. J.*, (1967), 7 (3), 235-242.
- SARAF, D.N. & McCAFFERY, F.G. Two and Three Phase Relative Permeabilities: A Review, Petroleum Recovery Research Institute Report No. 81-8, (Sept. 1981).
- SARAF, D.N.; BATYCKY, J.P.; JACKSON, C.H.; FISHER, D.B. An Experimental Investigation of Three-Phase Flow of Water-Oil-Gas Mixtures through Water-Wet Sandstones, SPE 10761 California Regional Meeting, San Francisco, CA, (1982).
- SAREM, A.M. Three-Phase Relative Permeability Measurements by Unsteady-State Method, *Soc. Pet. Eng. J.*, (1966), 6 (3), 199-205. Paper SPE 1225.
- SETTARI, A. & AZIZ, K. A Computer Model for Two-Phase Coning Simulations, *Pet. Eng. J.*, (Jun. 1974).
- SCHNEIDER, F.N. & OWENS, W.W. Sandstone and Carbonate Two- and Three-Phase Relative Permeability Characteristics, *Soc. Pet. Eng. J.*, (1970), 10 (1), 75-84.
- SCHNEIDER, F.N.; OWENS, W.W. Relative permeability studies of gas-water following solvent injection in carbonate rocks, SPE 5554.

SHALIMOV, B.V. Filtration of a Three-Phase Liquid (Buckley-Leverett Model) (in Russian), *Izv. Akad. Nauk. SSSR, Mekhan. Zhidk. i Gaza*, 7 (1), 39-44. English translation in *Fluid Dyn.*, 7, 36-40, 1972.

SIDDIQUI, S.; YANG, J. Dynamic Displacement Measurement of Three Phase Relative Permeabilities in Berea Sandstone Cores, SPE 49306 (1998).

SIDDIQUI, S.; HICKS, P.J.; GRADER, A.S. Verification of Buckley-Leverett Three-Phase Theory Using Computerized Tomography, *J. Pet. Sci. Eng.*, (1996), 15, 1-21.

SIGMUND, P.M. & MCCAFFERY, F.G. An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media, *SPEJ*, (Feb. 1979), 15-28.

SILPNGARMLERS, N. Artificial Neural Network architectures for predicting Two-phase and Three-Phase Relative Permeability Characteristics, SPE 77704, (2002).

SKAUGE, A. & AARRA, M. Effect of Wettability on Oil Recovery by WAG, 7th EAPG IOR Europe, Moscow, Russia, (Oct. 1993), 452-458.

SKAUGE, A.; ELERI, O.O.; GRAUE, A.; MONSTAD, P. Influence of Connate Water on Oil Recovery by Gravity Drainage, SPE 27817, SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, (1994).

SNELL, R.W. Three-Phase Relative Permeability in an Unconsolidated Sand, *J. Inst. Pet.*, (1962), 48, 80-88.

STKLYANIN, Y.I. The Motion of a Mixture of Three Liquids in a Porous Medium (in Russian), *Izv. Akad. Nauk. SSSR, Otd. Tekh. Nauk, Mekhanika i Mashinostroenie*, (1960), 2 (5).

STONE, H.L. Probability Model for Estimation Three-Phase Relative Permeability, *Journal of Petroleum Technology*, (1970), 20, 214-218.

STONE, H.L. Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Data, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, (1973), 12, 53-61.

SUFI, A.H. & BRIGHAM, W.E. Temperature Effects on Relative Permeabilities of Oil-Water Systems, SPE 11071, presented at the 57th Ann. Fall Tech. Conf. of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, LA, (Sep. 1982).

SVRISKY, D. Prediction of Three-Phase Relative Permeabilities using a pore scale network model anchored to two phase data, SPE 89992, (2004).

TERWILLIGER, P.L.; WILSEY, L.E.; HALL, H.N.; BRIDGES, P.M.; MORSE, R.A. An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance, *Petrol. Trans. AIME*, (1951), 192, 285-296.

TORABZADEH, S.J. & HANDY, L.L. The Effect of Temperature and Interfacial Tension on Water-Oil Relative Permeabilities of Consolidated Sand, SPE 12689, presented at the SPE 1984 California Regional Meeting, Long Beach, CA, (Apr. 1984).

TRANGENSTEIN, J.A. Three-Phase Flow with Gravity, *Contemporary Mathematics*, (1989), 100, 147-159.

VAN DIJKE, M.I.; SORBIE, K.S.; MCDOUGALL, S.R. Saturation-Dependencies of Three-Phase Relative Permeabilities in Mixed-Wet and Fractionally Wet Systems, *Adv. Water Resour.*, (2001), 24, 365-384 (SPE 59310).

VAN DIJKE, M.I.; MCDOUGALL, S.R.; SORBIE, K.S. Three-Phase Capillary Pressure and Relative Permeability Relationships in Mixed-Wet Systems, *Transp. Porous Media*, (2001), 44, 1-32.

VAN DIJKE, M.I.; SORBIE, K.S.; SOHRABI, M.; TEHRANI, D.H.; DANESH, A. Three-Phase Flow in WAG Processes in Mixed-Wet Porous Media: Pore-Scale Network Simulations and Comparison with Micromodel Experiments, SPE 75192, SPE/DOE Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, (2002).

VAN SPRONSEN, E. Three-Phase Relative Permeability Measurements Using the Centrifuge Method, SPE 10688, SPE/DOE Third Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, (1982).

VIRNOVSKII, G.A. Determination of Relative Permeabilities in a Three-Phase Flow in a Porous Medium (in Russian), *Izv. Akad. Nauk. SSSR, Mekhan. Zhidk. i Gaza*, 19 (5), 187-189. English translation in *Fluid Dyn.*, 19, 835-837, 1984.

WELGE, H.J. Displacement of Oil from Porous Media by Water or Gas, *Petrol. Trans. AIME*, (1949), 179, 133-145.

WELGE, H.J. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive, *Petrol. Trans. AIME*, (1952), 195, 91-98.

WILLHITE, G.P. Waterflooding, Vol. 3 of SPE Textbook Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, (1986).

WILLINGTON, S.L. & VINEGAR, H.J. X-Ray Computerized Tomography, *JPT*, (Aug. 1987), 885-898.

WYCKOFF, R.D. & BOTSET, H.G. The Flow of Gas-Liquid Mixtures through Unconsolidated Sand, *Physics*, (Sept. 1936), 7, 325-345.

XIANMIN, Z.; QINGFENG, Y. Experimental investigation for measuring three phase relative permeability of oil gas and water for Daqing oilfield, SPE 30846, (1995).

ZAPATA, J. Impact of relative permeability models on fluid flow Behavior for gas condensate reservoirs. Thesis for the Degree of Master of Science in Petroleum Engineering. University of Texas A & M. (2002)

ZEKRI, A.Y. & NATUH, A.A. Laboratory Study of the Effects of Miscible WAG Process on Tertiary Oil Recovery, 5th Abu Dhabi Nat. Oil Co. / SPE Conf., Abu Dhabi, UAE, (May 1992).