

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRIFÁSICA (TEÓRICAS/EXPERIMENTALES) EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO AGA CON NITRÓGENO INMISCIBLE EN EL YACIMIENTO C2/VLE-305, LAGO DE MARACAIBO.

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela para
optar por el Título de Ingeniero de Petróleo.

Realizado por:

Br. Gilmar Vardit Párraga Manzol.

Caracas, Julio de 2003.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRIFÁSICA (TEÓRICAS/EXPERIMENTALES) EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO AGA CON NITRÓGENO INMISCIBLE EN EL YACIMIENTO C2/VLE-305, LAGO DE MARACAIBO.

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Juan Carlos Villar.

TUTOR INDUSTRIAL: PhD. Eduardo Manrique.

Lic. Ana Barrios.

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela para
optar por el Título de Ingeniero de Petróleo.

Realizado por:

Br. Gilmar Vardit Párraga Manzol.

Caracas, Julio de 2003.

Caracas, Julio de 2003

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Gilmar Vardit Párraga Manzol, titulado:

**EVALUACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRIFÁSICA
(TEÓRICAS/EXPERIMENTALES) EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL
PROCESO AGA CON NITRÓGENO INMISCIBLE EN EL YACIMIENTO
C2/VLE-305, LAGO DE MARACAIBO.**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Adafel Rincón
Jurado

Prof. Ovidio Suárez
Jurado

Ing. Juan Carlos Villar
Tutor

DEDICATORIA

A mis padres Gladys y Gilberto, a mis hermanos: Gilberto, Gladys y Gabriela y a mis abuelos Rafael y Mercedes, por estar siempre a mi lado y brindarme todo el apoyo y amor que me permitieron llegar a donde estoy hoy. Lo logré...

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, hermanos y abuelos, por siempre estar a mi lado. A la Universidad Central de Venezuela y a los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo por todos los conocimientos y su excelente formación profesional. A Intevep-PDVSA por permitirme realizar este trabajo que permitirá culminar mis estudios.

A mi Tutor Industrial Eduardo Manrique, por brindarme su apoyo incondicional a pesar de las circunstancias. Su dedicación, incentivos, conocimientos, y calidad humana permitieron que este trabajo culminara exitosamente. MIL GRACIAS, es un ejemplo a seguir.

A mi Tutor Académico Juan Carlos Villar de quien quiero destacar su profesionalismo, lo brillante de sus conocimientos y su preocupación incondicional que generaron en mí confianza para realizar este trabajo.

A mi Tutora en Intevep, Ana Barrios por estar siempre pendiente de mí, ser tan paciente y estar dispuesta a apoyarme en todo, muchas gracias.

A mis amigas de San Antonio: Diana Benzo, Sharahyn Rodríguez, Carolina Ayestarán, Patricia Díaz, Melissa Martínez, Dubravka Trajkovic, Catherina Trajkovic y Danayí Figuera, por todo lo que hemos compartido, las quiero mucho a todas.

A todos mis amigos de la Universidad: Xenia Suzzarini, Gabriela Rondón (Gaby-Gaby), Nadia Suzzarini, Rosa Autuori, Daniela Márquez, María Romero, Miguel Velásquez, Karina Cuevas, Katuska Nieto, Nina Taylor, Margaux Hernández, Bárbara Diangelo, Jorge Baquero, Karina Gil, Francisco Romero, Suzzet Urbano, Deyanira Lorenzo y a todos los que compartieron conmigo esta etapa de mi vida, gracias por estar siempre ahí en los buenos y no tan buenos momentos, los quiero a todos.

A María Alejandra Velazco por compartir sus conocimientos conmigo y siempre estar dispuesta a colaborar, gracias sinceras. También al Sr. Carlos Alvarez, Terje Eilertsen, Mónica Monsalve, Abdel González y a la Sra. Elba Puentes, por su gran ayuda.

En Intevep a Paula Rojas, Mónica Aguilar, Grace Somoyi, Rebeca Poleo, Daniel Ramos, Daniel Avila, Andrés Rosales, Edwin González, Víctor Lara, José G. Moreno y Verónica Belandria, gracias por hacer de este trabajo algo más fácil. Además al Sr. Jhonny Valbuena, Sr. Kerin Urrecheaga, Sr. Enrique Campos, Sr. Sánchez y otros que ahora se me escapan, por apoyarme en todo momento, muchísimas gracias.

En Geoquest a Ana Valbuena, Alexander Carrizo y Luis Angulo por ayudarme cuando realmente lo necesité, muchas gracias.

A todos, gracias ...

RESUMEN

El yacimiento C2/VLE-305 pertenece al Laboratorio Integrado de Campo (LIC) Lagocinco ubicado en el Lago de Maracaibo. Estudios preliminares han determinado que la aplicación de la inyección Alternada de Agua-Gas (AGA) con N_2 inmisible reporta el mayor recobro y rentabilidad para este yacimiento. El área piloto de este proyecto consta de cinco (5) pozos productores, un (1) pozo inyector y un (1) pozo observador, completados en la arena C23-U.

La evaluación numérica de este yacimiento amerita una correcta descripción de permeabilidades relativas trifásicas para lograr predecir el comportamiento y distribución de los fluidos en el sistema poroso, ya que durante el proceso AGA se establece un complejo patrón de saturaciones (agua-gas).

Debido al alto costo y tiempo asociados con la obtención de datos de permeabilidades trifásicas experimentales, la industria petrolera generalmente utiliza modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásica a partir de datos de bifásicos (a-p, g-p) para realizar simulaciones numéricas. Entre estos modelos los más usados son los de Stone, los cuales pueden aplicarse en conjunto con los modelos de Killough, Carlson y Land para incluir el efecto de histéresis.

Este estudio se enfoca principalmente hacia la comprobación de la factibilidad del uso de modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas durante un proceso de inyección AGA con N_2 inmisible en un simulador ECLIPSE 100. Esta comprobación se determinará realizando comparaciones con los resultados del simulador de las predicciones de fluidos de producción, tanto para los datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales, como para las suministradas por los modelos teóricos. Así mismo, se estimará el efecto de histéresis y gas atrapado en el proceso AGA, por ser mecanismos claves de este proceso.

Debido a la ausencia de datos experimentales bifásicos de imbibición y drenaje, no se lograron aplicar los modelos de Carlson, Killough y Land para incluir el efecto de histéresis en la simulación numérica del proceso AGA.

La simulación numérica del proceso AGA demostró que permite incrementar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua en comparación con la inyección continua de agua. De igual forma, se observó que el aumento de la tasa de inyección de agua disminuye el factor de recobro, ya que el agua se canaliza, dejando mayor cantidad de crudo atrapado en los poros. En cuanto a la inyección continua de gas, se observó un comportamiento similar entre este método y el proceso AGA, con la potencial ventaja de que este último utiliza la mitad del volumen de gas de inyección, que el empleado en la inyección continua de gas.

La comparación de la respuesta de los modelos de Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari con los datos experimentales trifásicos, demuestran que ambos modelos subestiman la permeabilidad relativa trifásica del petróleo a bajas saturaciones del mismo, en especial el modelo de Stone II. Esto repercute en la respuesta de la simulación del proceso AGA, ya que los modelos de Stone subestiman la producción de petróleo respecto al comportamiento experimental. Esto se debe a que los modelos de Stone no toman en cuenta los efectos de histéresis y gas atrapado, los cuales conforman mecanismos claves del proceso. En cuanto a la producción de agua y gas de la simulación del proceso AGA, los resultados indican que los modelos de Stone sobrestiman esta producción, lo cual puede afectar el diseño de las instalaciones de superficie en el campo.

En caso de no disponer de datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas para simular un proceso AGA, se recomienda usar el modelo de Stone I normalizado por Aziz & Settari, ya que para este caso presentó el mejor ajuste a los datos experimentales trifásicos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	III
ÍNDICE GENERAL.....	IV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
OBJETIVOS.....	5
OBJETIVO GENERAL.....	5
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
CAPÍTULO I	
Geología del área.....	6
1.- DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO C2/VLE305.....	10

	Pág.
CAPITULO II	
Fundamentos Teóricos.....	12
1.- RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.....	13
2.- CONCEPTOS BÁSICOS.....	14
2.1.- Saturación.....	14
2.2.- Permeabilidad.....	15
2.3.- Eficiencia de Desplazamiento.....	16
2.4.- Movilidad.....	17
2.5.- Tensión Interfacial.....	19
2.6.- Humectabilidad.....	19
2.7.- Presión Capilar.....	20
2.8.- Historia de Saturaciones.....	22
2.9.- Curvas de Permeabilidades Bifásicas.....	22
2.10.- Histéresis.....	25
3.- PROCESO AGA.....	28
3.1.- Factores que afectan el Proceso AGA.....	28
3.1.1.- Segregación Gravitacional.....	28
3.1.2.- Relación AGA.....	30
3.1.3.- Efecto de los cambios en la permeabilidad relativa agua-gas.....	31
3.1.4.- Inyectividad agua-gas.....	32
3.2.- Estabilidad del frente de desplazamiento.....	33
3.3.- Mecanismos de recobro del proceso AGA.....	33
3.3.1.- Gas atrapado.....	33
3.3.2.- Movilidad relativa al petróleo.....	34

	Pág.
4.- PERMEABILIDADES TRIFÁSICAS.....	35
4.1.- Modelo de Stone I.....	36
4.1.1.- Modelo probabilístico.....	39
4.1.2.- Normalización del Modelo de Stone I.....	40
4.1.3.- Parámetro S_{om}	40
4.2.- Modelo de Stone II.....	41
4.2.1.- Modelo probabilístico.....	42
4.2.2.- Normalización del Modelo de Stone II.....	43
5.- SIMULADOR NUMÉRICO ECLIPSE 100.....	43
CAPÍTULO III	
Metodología.....	47
1.- REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	48
2.- INFORMACIÓN REQUERIDA.....	48
3.- RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	49
4.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	49
5.- MODELO DE INYECCIÓN AGA.....	52
6.- AJUSTE DE LOS DATOS EXPERIMENTALES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS BIFÁSICAS MEDIANTE EL MÉTODO DE COREY.....	55
6.1.- Sistema agua-petróleo.....	56
6.1.1.- Estimación de S_{orw}	56
6.1.2.- Ajuste de la curva K_{rw}	57
6.1.3.- Ajuste de la curva K_{row}	59
6.2.- Sistema gas-petróleo.....	61
6.2.1.- Ajuste de la curva K_{rog}	61

	Pág.
6.2.2.- Ajuste de la curva K_{rg}	62
7.- EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRIFÁSICA AL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	63
7.1.- Modelos de Stone I y Stone II.....	63
7.2.- Modelos de histéresis (Carlson, Killough y Land).....	63
8.- SENSIBILIDADES REALIZADAS E EL MODELO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN AGA.....	65
9.- GENERACIÓN DE DIAGRAMAS TERNARIOS.....	67
CAPÍTULO VI	
Discusión de Resultados.....	70
1.- CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS BIFÁSICAS AJUSTADAS POR EL MÉTOD DE COREY.....	71
1.1.- Sistema agua-petróleo.....	71
1.1.1.- Estimación de S_{orw}	72
1.1.2.- Ajuste de la curva K_{rw}	73
1.1.3.- Ajuste de la curva K_{row}	74
1.2.- Sistema gas-petróleo.....	76
1.2.1.- Ajuste de la curva K_{rog}	78
1.2.2.- Ajuste de la curva K_{rg}	79
2.- ANÁLISIS DE DIAGRAMAS TERNARIOS.....	82
2.1.- Modelos de Stone I y Stone II.....	83
2.2.- Permeabilidad relativa trifásica experimental.....	85

	Pág.
2.3.- Comparación de la permeabilidad relativa trifásica experimental del petróleo estimada por los modelos de Stone I y Stone II con los datos experimentales.....	88
3.- IMPACTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA TRIFÁSICA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN AGA CON N ₂ INMISCIBLE EN EL YACIMIENTO C2/VLE-305.....	91
3.1.- Producción de petróleo y factor de recobro.....	92
3.2.- Producción de agua y gas.....	96
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	109
NOMENCLATURA.....	114
General.....	115
Símbolos Griegos.....	116
Método de Corey.....	117
Modelos de Stone.....	118
Modelo de Land.....	118
Modelo de Killough.....	119
Modelo de Carlson.....	120
APÉNDICES.....	121

	Pág.
Apéndice A. Comandos (keywords) utilizados en la simulación para introducir los datos de saturaciones, permeabilidades relativas y los modelos de estimación	122
ANEXOS.....	132
Anexo N° 1. Modelos de Histéresis: Carlson, Killough y Land.....	133
Anexo N° 2. Archivo de simulación numérica BC51-P6-5.DATA. Proceso de inyección AGA utilizando el modelo de estimación de permeabilidades trifásicas Stone I.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1	Localización geográfica del yacimiento C2/VLE-305..... 7
Figura N° 2	Columna Estratigráfica del Bloque V-Lamar..... 8
Figura N° 3	Localización del Laboratorio de Campo Integrado (LIC) Lagocinco..... 11
Figura N° 4	Movilidad estable e inestable 18
Figura N° 5	Mojabilidad (Interacción roca-fluido)..... 20
Figura N° 6	Variación de la P_c con los cambios de Saturación..... 22
Figura N° 7	Curva Permeabilidad Relativa del agua-petróleo para sistemas mojado al crudo y mojado al agua..... 23
Figura N° 8	Desplazamiento de petróleo con agua en un sistema hidrófilo..... 24
Figura N° 9	Curva Permeabilidad Relativa del petróleo-gas..... 25
Figura N° 10	Permeabilidad relativa para procesos de imbibición y drenaje en una roca hidrófila..... 26
Figura N° 11	Presión capilar para procesos de drenaje e imbibición..... 27
Figura N° 12	Segregación Gravitacional..... 29
Figura N° 13	Histéresis de la permeabilidad relativa durante un proceso de inyección AGA..... 32
Figura N° 14	Histograma del tamaño de poros ocupados por cada fluido..... 37
Figura N° 15	Malla de Simulación..... 50
Figura N° 16	Esquema inicial del proceso de inyección AGA 53
Figura N° 17	Aplicación del método de Corey a datos de permeabilidades relativas bifásicas..... 55
Figura N° 18	Estimación de la S_{orw} según el método de Corey..... 57
Figura N° 19	Proceso de descarte de datos experimentales y cálculo de N_w y del punto final de la curva K_{rw} (K_{rwpf})..... 58

	Pág.	
Figura N° 20	Proceso de descarte de datos experimentales y cálculo de N_{ow} y del punto final de la curva K_{row} (K_{rowpf}).....	60
Figura N° 21	Comparación de curvas de permeabilidades relativas para un núcleo del Campo El Furrial con $K_a = 200$ md y $\emptyset = 25\%$ y fuertemente mojado al agua.....	65
Figura N° 22	Diagrama Ternario de la permeabilidad relativa del petróleo generado por K_rDraw utilizando el modelo de Stone I.....	67
Figura N° 23	Ejemplo de tabla bidimensional generada por K_rDraw	68
Figura N° 24	Ejemplo de curvas de permeabilidades relativas bifásicas generadas por K_rDraw	69
Figura N° 25	Estimación de S_{orw}	73
Figura N° 26	Determinación del punto final de la curva K_{rw} según el método de Corey.....	74
Figura N° 27	Determinación del punto final de la curva K_{row} según el método de Corey.....	75
Figura N° 28	Curvas de permeabilidades relativas bifásica agua-petróleo ajustadas por Corey.....	76
Figura N° 29	Determinación de la S_{org} a través de los datos experimentales.....	77
Figura N° 30	Determinación del punto final de la curva K_{rog} según el método de Corey.....	78
Figura N° 31	Determinación del punto final de la curva K_{rg} según el método de Corey.....	79
Figura N° 32	Curvas de permeabilidades relativas bifásicas gas-petróleo ajustadas por Corey.....	80
Figura N° 33	Diagramas Ternarios de la Permeabilidad relativa trifásica del petróleo estimada por los Modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari.....	84

	Pág.
Figura N° 34 Trayectorias seguidas para obtener los datos experimentales de permeabilidades relativas trifásica.....	86
Figura N° 35 Diagrama ternario de la permeabilidad trifásica experimental.....	87
Figura N° 36 Tabla bidimensional introducida en el simulador.....	87
Figura N° 37 Comparación de los datos de la permeabilidad relativa del petróleo trifásica experimental con la estimada por el modelo de Stone I normalizado por Aziz & Settari.....	89
Figura N° 38 Comparación de los datos de la permeabilidad relativa del petróleo trifásica experimental con la estimada por el modelo de Stone II normalizado por Aziz & Settari.....	89
Figura N° 39 Producción total de petróleo del área piloto.....	93
Figura N° 40 Factor de recobro del área piloto.....	94
Figura N° 41 Corte de agua del área piloto.....	97
Figura N° 42 Producción total de agua del área piloto.....	97
Figura N° 43 Producción total de gas del área piloto.....	98
Figura N° 44 Relación gas-petróleo (RGP) del área piloto.....	99
Figura N° 45 Presión en el yacimiento del área piloto.....	100

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Características del carácter sellante de las fallas del yacimiento C2/VLE-305.....	10
Tabla 2 Principales procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo.....	14
Tabla 3 Tipos de pozos en el área simulada.....	51
Tabla 4 Posición de pozos en el área simulada.....	52
Tabla 5 Sensibilidades realizadas en el Modelo de Simulación del proceso AGA con N ₂ inmiscible.....	66
Tabla 6 Datos de permeabilidades relativas bifásicas agua-petróleo experimentales.....	72
Tabla 7 Datos de permeabilidades relativas bifásicas gas-petróleo experimentales.....	76
Tabla 8 Datos de permeabilidades relativas bifásicas gas-petróleo con una saturación de agua residual (S_{wi}) ajustadas por el Método de Corey.....	81
Tabla 9 Datos de permeabilidades relativas bifásicas agua-petróleo ajustadas por el Método de Corey.....	81
Tabla 10 Datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas..	86
Tabla 11 Resultados de producción de petróleo y factor de recobro de las sensibilidades realizadas.....	95
Tabla 12 Resultados de producción total de agua y gas de las sensibilidades realizadas.....	100

INTRODUCCIÓN

Actualmente el 95% de la producción mundial de crudo se obtiene por métodos de recuperación primarios y secundarios (recuperación convencional), con un recobro promedio del 35% del petróleo in situ. Como podemos apreciar, este porcentaje de recobro resulta bajo, por lo cual se han dedicado importantes esfuerzos para desarrollar técnicas que permitan aumentar este porcentaje, conocidas como Recuperación Mejorada de Petróleo. Dentro de esta definición, existen una amplia variedad de procesos, tales como los procesos térmicos (inyección de vapor y combustión en situ), químicos (inyección de surfactantes y polímeros), procesos de desplazamiento miscibles-inmiscibles (inyección de gases hidrocarburos, CO₂, N₂, etc) y los procesos no convencionales (microorganismos) ⁽¹⁾.

Los métodos primarios y secundarios de recobro de petróleo, conocidos también como convencionales, utilizan la energía natural del yacimiento o diversos esquemas de represurización mediante la inyección de agua o gas para extraer el petróleo desde la roca-yacimiento hasta la superficie, mientras que la recuperación mejorada de petróleo se orienta hacia el recobro del crudo no barrido por estos métodos convencionales.

En los métodos de recuperación mejorada, los procesos de desplazamiento miscibles-inmiscibles presentan diversos factores que afectan su eficiencia, tales como: el adedamiento viscoso, segregación gravitacional y la alta movilidad del fluido desplazante respecto al desplazado, lo cual produce una irrupción temprana de los fluidos inyectados, disminuyendo de esta forma la eficiencia de recobro ⁽²⁾.

Para solventar esta problemática, se formuló la inyección alternada de agua y gas, conocida como inyección AGA. Esta técnica permite controlar los inconvenientes que se presentan durante el desplazamiento al promover una redistribución de los fluidos en el yacimiento, generando un frente de inundación más estable y un aumento en la eficiencia de barrido ⁽²⁾.

La inyección AGA ha sido exitosamente aplicada en diferentes campos petroleros, especialmente en Estados Unidos, Canadá y recientemente en Noruega y Venezuela, en los cuales se ha realizado principalmente la inyección con gas natural bajo condiciones miscibles. Sin embargo, a través de otras experiencias de campo, se ha demostrado que la inyección de estos gases a condiciones inmiscibles, también pueden promover mejoras en la eficiencia de recobro ⁽³⁾.

La aplicación de este proceso de inyección en los campos petroleros venezolanos, se ha planteado como una importante estrategia económica en las operaciones y mantenimiento de los yacimientos bajo inyección de gas, ya que permite optimizar la cantidad de gas natural de inyección, satisfacer la demanda de gas natural para el mercado interno y además permite mejorar la eficiencia de recobro ⁽³⁾.

Numerosas investigaciones indican que la inyección AGA puede utilizar gases de inyección no convencionales como el dióxido de carbono y el nitrógeno, siendo este último el más viable por su alta disponibilidad como fuente infinita en el aire. Este planteamiento se presenta como una respuesta a la problemática existente en regiones donde la baja disponibilidad de gas natural dificulta el mantenimiento de presión de yacimientos, tal y como ocurre en el Occidente del país.

El yacimiento C2/VLE-305 es la acumulación más importante del Bloque V Lamar (Lago de Maracaibo), con un POES de 1527 millones de barriles y 670 millones de barriles de reservas recuperables (44% del POES). Debido a esto, PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) ha determinado, basándose en estudios preliminares, que la aplicación de la inyección AGA con nitrógeno inmisible es el que reporta el mayor recobro para este yacimiento. El área piloto de este proyecto de inyección AGA consta de cinco pozos productores, un pozo inyector y un pozo observador, en la arena C-23U la cual se caracteriza por ser altamente heterogénea ⁽²⁾.

Es importante la evaluación del comportamiento de este yacimiento bajo el proceso de inyección AGA con nitrógeno debido a las altas inversiones asociadas a este proyecto. Por lo tanto, es primordial disponer cada día de

mejores capacidades de predicción de estudios de simulación numérica que permitan considerar el riesgo y la incertidumbre de variables críticas que puedan afectar la rentabilidad de los proyectos. Entre estas variables tenemos la selección del modelo de permeabilidades trifásicas y los efectos por histéresis y gas atrapado, ya que durante el proceso AGA se establece un complejo patrón de saturaciones (agua y gas), las cuales aumentarán y disminuirán alternadamente. Esto demanda una precisa descripción de las permeabilidades del agua, petróleo y gas, para lograr predecir el comportamiento y distribución de los fluidos en el sistema poroso ⁽⁴⁾.

En la industria petrolera generalmente no se disponen de datos de permeabilidades trifásicas para realizar simulaciones numéricas, por lo tanto, se han utilizado modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas a partir de datos de permeabilidades relativas bifásicas, entre estos encontramos los modelos de Stone I y Stone II, los cuales combinados con los modelos de Killough, Carlson y Land permiten tomar en cuenta el efecto de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas. Es importante establecer la confiabilidad de la respuesta de estos modelos, para poder describir e interpretar correctamente el comportamiento del yacimiento sometido al proceso de recuperación mejorada AGA.

Por las razones anteriormente expuestas, este estudio se enfoca principalmente hacia la comprobación de la factibilidad del uso de modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas, durante un proceso de inyección AGA con N_2 inmisible en un simulador numérico. Esta comprobación se determinará realizando comparaciones con los resultados del simulador de las predicciones de fluidos de producción (petróleo, agua y gas), tanto para los datos de permeabilidad relativas trifásica experimental, como para los suministrados por los modelos teóricos. Así mismo, se analizará el efecto de histéresis y gas atrapado en el proceso de inyección AGA, por ser los mecanismos más importantes en este proceso de recobro bajo condiciones inmiscibles.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para la realización de una simulación numérica se deben tomar en cuenta los factores que pueden influenciar el comportamiento del yacimiento al estar sometido a un proceso de recuperación mejorada, en este caso a una inyección AGA con nitrógeno inmiscible. Entre los factores que se han reconocido de influencia importante en la simulación de este tipo de procesos de recuperación (AGA), se encuentra la selección del modelo de estimación permeabilidades trifásicas (Stone I y Stone II), los efectos por histéresis (Killough, Carlson y Land) y gas atrapado en el yacimiento. Para lograr establecer la influencia de estos factores sobre las predicciones de los fluidos de producción, es pertinente generar diferentes corridas con el simulador, en las que se realicen sensibilidades con cada una de estas variables, entre otras.

También es importante determinar la necesidad de efectuar pruebas de laboratorio que permitan obtener los datos de permeabilidades relativas trifásicas experimental, o que por el contrario, si la utilización de los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas son lo suficientemente capaces de reproducir, a partir de datos de permeabilidades relativas bifásicas (drenaje e imbibición), el comportamiento trifásico que ocurre durante una inyección AGA con nitrógeno inmiscible, y de esta forma determinar el impacto de esta variable, en la predicción de recobro y producción de fluidos a partir de este método de recuperación.

Para poder realizar las actividades señaladas anteriormente, se efectuarán corridas en el simulador numérico ECLIPSE 100, utilizando los datos de permeabilidad relativa trifásica experimental y los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas, y comparar el impacto que cada una de estas variables ejercen sobre la producción de fluidos y el factor de recobro.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto de los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas y datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales sobre las predicciones de los fluidos de producción (petróleo, agua y gas), durante un proceso de inyección agua – gas alternada (AGA) con nitrógeno inmiscible, a partir de un estudio de simulación numérica en el Laboratorio Integrado de Campo (LIC) Lagocinco del yacimiento C2/VLE-305 (Bloque V, Lamar).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar las predicciones de los fluidos de producción durante un proceso AGA con nitrógeno inmiscible, a través del simulador numérico ECLIPSE 100. Para ello se utilizarán los modelos de estimación de permeabilidades trifásicas Stone I y Stone II y una combinación de éstos con los modelos de Killough, Carlson y Land para tomar en cuenta el efecto de histéresis en la simulación.
2. Comparar los resultados obtenidos en la predicción de fluidos de producción utilizando datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales vs modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas, durante un proceso de inyección AGA con nitrógeno inmiscible.
3. Determinar la influencia de los efectos de histéresis y gas atrapado en el proceso de inyección AGA con nitrógeno inmiscible.

CAPÍTULO I

Geología del área

Venezuela cuenta con diversas cuencas petrolíferas, siendo la cuenca de Maracaibo la de mayor importancia, debido a que posee la mayor cantidad de reservas de crudos medianos y livianos del país.

La roca madre por excelencia de la Cuenca de Maracaibo es la Formación La Luna de edad Cretácica, cuyas facies se extendieron por toda la región Occidental hasta Colombia.

La Cuenca Petrolífera de Maracaibo se encuentra dividida en tres regiones: Costa Oriental del Lago, Costa Occidental del Lago y Centro del Lago, las cuales poseen numerosos Campos Petrolíferos.

El yacimiento C2/ VLE-305 se encuentra ubicado en la región Central del Lago, comprendido entre las parcelas pertenecientes al Bloque V y Lote 17 del Campo Lamar (Ver Figura N° 1).

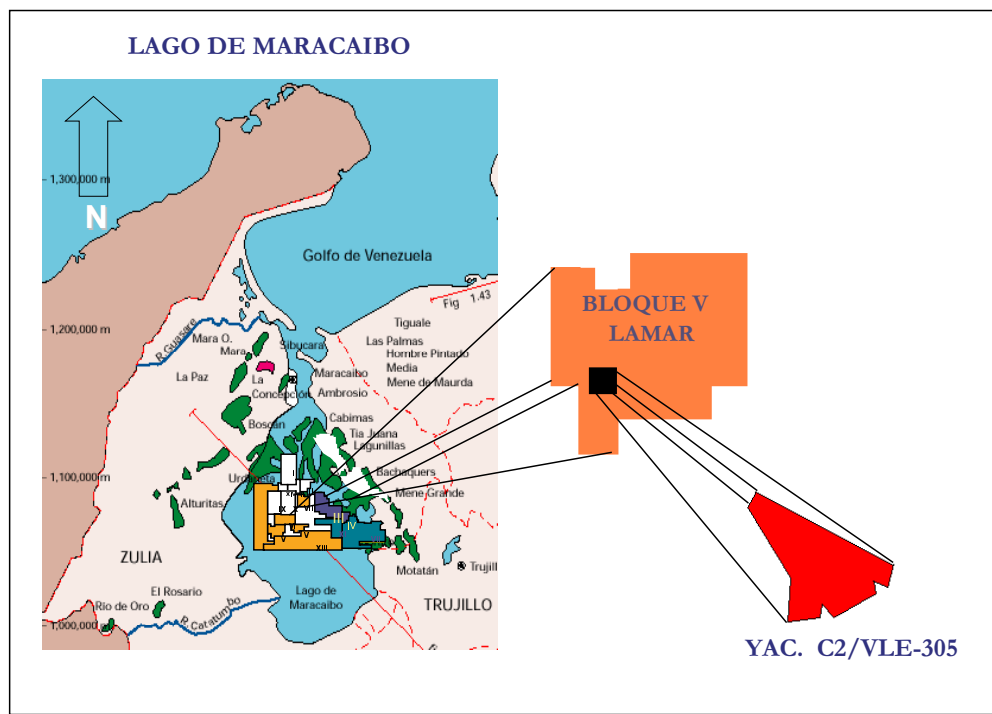


Figura N° 1. Localización Geográfica del yacimiento C2/VLE-305.

La secuencia estratigráfica en el Bloque V Lamar (Figura N° 2), está comprendida en las edades del Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, representadas de tope a base por las Formaciones El Milagro, Onia, La Puerta, Lagunillas y la

Rosa (incluido el miembro Santa Bárbara), esta última en contacto discordante con la Formación Misoa de edad Eoceno, la cual está integrada por dos cuerpos sedimentarios de gran espesor que corresponden a los miembros B y C con espesores variables entre 1500 y 2300 pies. El miembro C ha sido subdividido a su vez en cinco (5) unidades denominadas: C-1, C-2, C-3, C-4, C-5; la unidad C-2, a su vez, ha sido seccionada en cuatro subunidades: C-20, C-21, C-22 y C-23, las cuales están constituidas por una secuencia de areniscas con algunas intercalaciones de lutitas. Por otra parte la subunidad C-23 ha sido subdividida en C-23U, C-23M, C-23L (Ver Figura N° 2) ⁽⁵⁾.

MIOCENO POST-EOCENO	Sedimentos Recientes				
	Superior	Formación La Puerta			
	Medio	Formación Lagunillas	Miembro Bachaquero		
			Miembro Laguna		
			Miembro Ojeda		
			Miembro Lagunillas Inferior		
Inferior	Formación la Rosa	Miembro Superior			
		Miembro Basal (Santa Bárbara)			
EOCENO	Medio	Formación Misoa	Arenas "B"		
			Superior	C-1	
	Inferior			Arenas "C"	C-2
			C-21		
			C-22		
			C-23		
Inferior	C-3				
	C-4				
	C-5				
PALEOCENO		Formación Guasare			
CRETÁCICO	Superior	Formación Colón	Miembro Superior		
			Miembro Socuy		
	Inferior	Formación La Luna			
		Grupo Cogollo	Formación Maraca		
			Formación Lisure		
			Formación Apón		
Formación Río Negro					
PRE-CRETÁCICO		Basamento			

Figura N° 2. Columna Estratigráfica del Bloque V-Lamar ⁽⁵⁾.

La estructura en el Bloque V del Campo Lamar de acuerdo a la interpretación oficial, está constituida por dos sistemas de fallas, uno N-S que forman parte del sistema de Fallas Lamar Icotea y otro de dirección NO-SE. El área está

dividida en bloques, en los cuales se presentan pliegues cónicos (anticlinales y sinclinales), con ejes axiales orientados en dirección NE-SO con buzamiento máximo promedio de ocho grados hacia el sur.

El bloque del medio (área del VLE-305) se caracteriza por estar dividido en tres sub-bloques adyacentes de Este a Oeste. El área piloto está en el sub-bloque del Oeste; la estructura es un monoclinal que tiene un buzamiento entre 3° y 5° en dirección Sur. En su extremo Norte posee un suave pliegue contra la falla límite, este bloque presenta algunas pequeñas fallas de ajuste internas. Todas las fallas presentes en el sistema son normales y ninguna de ellas pareciera cortar los estratos suprayacentes a la discordancia del Post-Eoceno; esto indicaría que estas fallas son anteriores a la ocurrencia de la discordancia, y parecieran no haber tenido actividad posterior.

Las fallas que limitan el bloque al Norte y al Sur tienen buzamiento hacia el Norte y saltos verticales máximos de 300 y 100 pies, respectivamente. La falla que limita la estructura al Este, buza en esa misma dirección y tiene un salto vertical máximo de 200 pies.

Para verificar la capacidad sellante de cada falla se realizó un análisis cualitativo del carácter sellante de las cuatro fallas que limitan al sub-bloque del medio, considerándose que un salto vertical de más de 100 pies en las fallas era suficiente para producir un alto contenido de arcillosidad en el plano de la falla y de esta forma producir un sello a los fluidos; sin embargo, el carácter sellante estará estrechamente ligado con el solape litológico que exista entre los bloques adyacentes. Este resultado fue calibrado en forma cualitativa con los valores de presión y variaciones en el contenido y niveles de fluidos en cada bloque. En la Tabla 1 se presentan los resultados del análisis del carácter sellante de las fallas en las unidades del yacimiento C-2 ⁽⁵⁾.

Tabla 1. Características del carácter sellante de las fallas del yacimiento C2/VLE-305 ⁽⁵⁾.

UNIDAD	FALLA OESTE	FALLA ESTE	FALLA NORTE	FALLA SUR
C-20	Sellante al Sur/ Parcial al Norte	Sellante al Norte / Parcial al Sur	Sellante	Sellante
C-21	Sellante al Sur/ Parcial al Norte	Sellante al Norte / Parcial al Sur	Sellante	Sellante
C-22	Sellante	Parcial	Sellante	Sellante
C-23U	Sellante	Parcial	Sellante	Sellante
C-23L	Sellante	Parcial a Sellante	Sellante	Sellante
C-3	Sellante	Parcial a Sellante	Sellante	Sellante

1.- DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO C2/VLE-305.

El Laboratorio Integrado de Campo (LIC) Lagocinco se encuentra ubicado en el Bloque V, Campo Lamar, con una extensión areal aproximada de 700 m² (metros cuadrados). Este campo fue seleccionado para realizar un proyecto piloto de inyección AGA (inyección alternada agua-gas) en la arena C-23 del yacimiento C2/VLE-305. El LIC se encuentra constituido por cinco (5) pozos productores, uno (1) pozo inyector y un (1) pozo observador, como se presenta en la Figura N°3 ⁽³⁾.

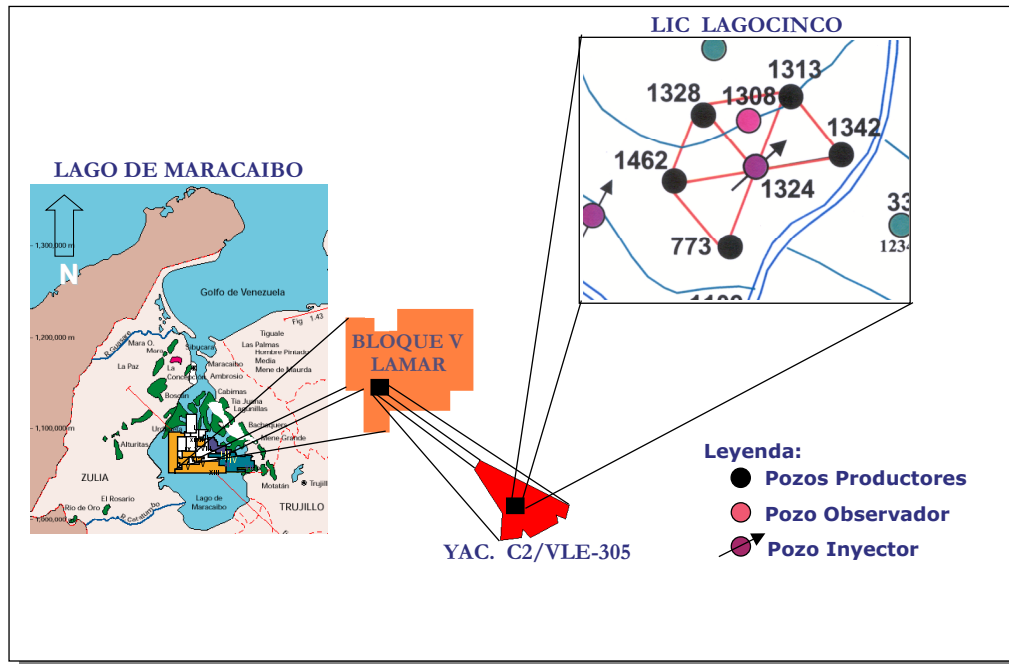


Figura N° 3. Localización del Laboratorio Integrado de Campo (LIC) Lagocinco.

La arena C2 perteneciente al área VLE-305 fue descubierta en Noviembre del año 1958 por el pozo LPG-1403 con una tasa y presión inicial de 6600 BN/D y 5400 lpc, respectivamente. Como anteriormente se señaló, la arena C2 se encuentra conformada por cuatro (4) yacimientos bien definidos: C-20, C-21, C-22 y C-23, de los cuales los primeros tres han sido sometidos a procesos de inyección de agua desde 1963, reportando factores de recobro entre 25% y 40%. Sin embargo, el yacimiento C-23 ha producido por agotamiento natural e inyección de agua desde 1990. Debido a que este yacimiento posee la mayor cantidad de reservas de la arena C2, fue considerado en 1998 como candidato para la aplicación del proceso de inyección AGA, basado en revisiones bibliográficas, simulaciones numéricas y estudios experimentales realizados por PDVSA ⁽³⁾.

El yacimiento C-23 se encuentra localizado a una profundidad de 12500 pies, posee un POES de 434 MMBN de crudo liviano de 32 °API (promedio) y con una presión actual de 1500 lpc (debido al agotamiento), lo cual indica que el yacimiento se encuentra subsaturado ($P_b=1215$ lpc) a una temperatura de 236°F ⁽⁶⁾.

CAPÍTULO II

Fundamentos Teóricos

1.- RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Los procesos de recobro de petróleo se clasifican de acuerdo a su ocurrencia y a la energía suministrada. La recuperación primaria se refiere a la extracción del petróleo y/o gas utilizando la energía natural del yacimiento. Por su parte, la recuperación secundaria se fundamenta en el suministro de energía al yacimiento mediante la inyección de gas natural o agua bajo presión ⁽⁵⁾.

Al aplicar los procesos primarios y secundarios el barrido resulta ineficiente. Por ejemplo durante la inyección de agua, las fuerzas capilares que actúan durante la inyección pueden ocasionar que parte del petróleo sea retenido como estructuras aisladas, las cuales no podrán fluir aunque sean aplicados grandes gradientes de presión⁽⁷⁾.

La Recuperación Mejorada de Petróleo, son técnicas o métodos conocidos como secundarios o terciarios, diseñados para recuperar el petróleo no barrido por los métodos convencionales (primarios y secundarios) ⁽⁷⁾. Estas técnicas actúan mediante cambios en las propiedades físico-químicas de los fluidos y en la interacción entre éstos y la roca-yacimiento ⁽⁵⁾.

Los métodos de recuperación mejorada se clasifican en cuatro grandes grupos: térmicos, químicos, gases inmiscibles/miscibles y procesos no convencionales como microorganismos, entre otros. A continuación se presenta una tabla con las características de cada uno de estos métodos.

Tabla 2. Principales procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo⁽⁵⁾.

PROCESO	PROPÓSITO
Térmicos: <ul style="list-style-type: none"> • Inyección cíclica de vapor • Inyección continua de vapor • Combustión in situ 	El objetivo de este método es disminuir la viscosidad del crudo remanente en el yacimiento y de esta forma mejorar la eficiencia de barrido. Sin embargo, cuando este tipo de procesos es aplicado en yacimientos de crudos livianos y medianos, operan mecanismos como la destilación de crudos, desplazamientos miscibles/inmiscibles con gases de combustión, entre otros.
Químicos: <ul style="list-style-type: none"> • Polímeros (P) • Surfactantes (S) • Soluciones Cáusticas (A) • Mezclas (S-P,A-S-P) 	La presencia de estas sustancias químicas en el yacimiento permiten disminuir las fuerzas capilares e interfaciales al cambiar las propiedades físico-químicas de los fluidos presentes, mejorando la eficiencia de barrido.
Gases Miscibles/Inmiscibles <ul style="list-style-type: none"> • Hidrocarburos • CO₂ • Gases Inertes (N₂) o de combustión 	El principal propósito es inyectar un fluido de alta solubilidad en el crudo de la formación y de esta forma obtener un mejor recobro. Adicionalmente, la inyección de gas genera desplazamientos más eficientes que los obtenidos por inyección de agua y bajo esquemas de inyección alternados con agua, se obtienen mejoras en la eficiencia de barrido.
Microorganismos	Al inyectar bacterias o nutrientes al yacimiento, permiten la generación in situ de gases, polímeros y/o surfactantes.

2.- CONCEPTOS BÁSICOS

2.1.- Saturación.

“Es la fracción del volumen poroso ocupada por un determinado fluido”⁽⁸⁾. De acuerdo a esta definición tenemos:

Saturación de petróleo (S_o): fracción del espacio poroso ocupado por petróleo:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Saturación de gas (S_g): fracción del espacio poroso ocupado por gas:

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Saturación de agua (S_w): fracción del espacio poroso ocupado por agua:

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Cuando se expresan como fracciones, en el yacimiento se cumple:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

2.2.- Permeabilidad.

La Permeabilidad Absoluta (K_a) se define como la propiedad que posee el sistema poroso interconectado de una roca para permitir el movimiento, a través de la red de poros, de un fluido. Este sistema debe estar saturado solamente por un fluido ⁽⁸⁾.

Cuando el sistema poroso se encuentra saturado con más de una fase, como es el caso de la mayoría de yacimientos, el movimiento de cada fluido se ve entorpecido por la presencia de los otros fluidos. Es obvio que la presencia de otras fases en el medio poroso restringen la capacidad de movimiento de cada fluido, por consiguiente, las permeabilidades de cada fase serán menor a la absoluta ⁽⁸⁾. En este caso, se define la Permeabilidad Efectiva (K_e) como la permeabilidad que exhibe la roca a un determinado fluido, cuando la saturación del mismo es menor al 100% ⁽⁹⁾.

Con el objeto de normalizar las permeabilidades de cada fase, se ha desarrollado el término de Permeabilidad Relativa (K_r), la cual representa la razón entre la permeabilidad efectiva y la absoluta de un determinado fluido ⁽⁹⁾. La suma de las K_r para todas las fases deben ser menor a la unidad, como consecuencia de la interferencias entre las fases que comparten los canales de flujo ⁽¹⁰⁾.

2.3.- Eficiencia de desplazamiento

Durante una inyección, la falta de uniformidad de las permeabilidades en la dimensión vertical origina que el fluido inyectado se mueva en un frente irregular. En las partes más permeables del yacimiento el fluido inyectado se moverá rápidamente y en las partes menos permeables su movimiento será más lento ⁽¹¹⁾.

La Eficiencia Vertical de barrido (E_h), también conocida como eficiencia de invasión, se define como el área de la sección transversal con la que hace contacto el fluido inyectado, dividida entre el área total de la sección transversal. Este parámetro es una medida de la uniformidad, en el desplazamiento vertical, de la invasión del fluido inyectado ⁽¹¹⁾ y se representa según la siguiente ecuación:

$$E_h = \frac{\text{Área de la sección contactada por el fluido desplazante}}{\text{Área total de la sección}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

La Eficiencia Areal de barrido (E_a) se define como el área que contacta el fluido desplazante entre el total ⁽¹⁾, es decir:

$$E_a = \frac{\text{Área contactada por el fluido desplazante}}{\text{Área total de la sección}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

La Eficiencia Volumétrica de barrido (E_v) es el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical ⁽¹⁾, es decir:

$$E_v = E_a * E_h \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Esta eficiencia también puede entenderse como el volumen de petróleo en los poros, que hace contacto con el fluido inyectado dividido entre el volumen total del petróleo existente en los poros del yacimiento o porción barrida ⁽¹¹⁾, por lo tanto, la E_v también puede expresarse como:

$$E_v = \frac{\text{Volumen desplazado por el fluido desplazante}}{\text{Volumen de petróleo en el yacimiento}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

La Eficiencia Microscópica de desplazamiento (E_d) se conoce como la razón entre el volumen de petróleo contactado y movilizado entre el volumen de petróleo que sólo fue contactado ⁽¹⁾:

$$E_d = \frac{\text{Volumen de petróleo contactado y movilizado}}{\text{Volumen de petróleo contactado}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Finalmente, la Eficiencia de Recobro (E_R) se define como el producto de la Eficiencia Volumétrica de Barrido y la Eficiencia Microscópica de Desplazamiento:

$$E_R = E_v * E_d \quad (\text{Ec. 2.10})$$

La Eficiencia de Recobro nos permite conocer la capacidad de desplazamiento de una fase inyectada respecto a la existente en el yacimiento, la cual depende de diversos factores, tales como humectabilidad del yacimiento, movilidad, fuerzas capilares, historia de saturación, entre otros, los cuales serán explicados a continuación.

2.4.- Movilidad.

La movilidad es una medida relativa de la facilidad que posee un determinado fluido para moverse a través del espacio poroso. La movilidad aparente (λ) se define como la razón entre la permeabilidad efectiva (K_e) y la viscosidad del fluido (μ) ⁽⁹⁾:

$$\lambda = \frac{K_e}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

La relación de movilidad (M) se define como la razón entre las movilidades aparentes del fluido desplazante y el fluido desplazado ⁽¹¹⁾, es decir:

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_{da}} = \frac{\frac{K_{rd}}{\mu_d}}{\frac{K_{rda}}{\mu_{da}}} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

λ_d : Movilidad del fluido desplazante.

λ_{do} : Movilidad del fluido desplazado.

K_{rd} : Permeabilidad relativa del fluido desplazante.

M_d : Viscosidad del fluido desplazante.

K_{rdo} : Permeabilidad relativa del fluido desplazado.

M_{do} : Viscosidad del fluido desplazado.

En el caso de un desplazamiento de petróleo mediante la inyección de agua, la relación de Movilidad es:

$$M = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{row}}{\mu_o}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

El concepto de relación de movilidad es ampliamente utilizado para describir el movimiento de fluidos en el yacimiento, ya que se conoce que la cobertura horizontal y vertical de un yacimiento se mejora con valores bajos de M y se reduce con valores altos. De acuerdo con el uso convencional, las relaciones de movilidad menores a la unidad ($M < 1$) se denominan favorables o estables, debido a que permite que el fluido desplazado se mueva con mayor facilidad y rapidez que el desplazante, mientras que razones de movilidad mayores a la unidad ($M > 1$) se consideran desfavorables o inestables porque el fluido desplazante viaja con mayor rapidez, dejando atrás parte del fluido desplazado de forma inmóvil, originando irrupción temprana en los pozos productores del fluido inyectado al yacimiento⁽¹¹⁾. Este comportamiento puede apreciarse en la Figura 4.

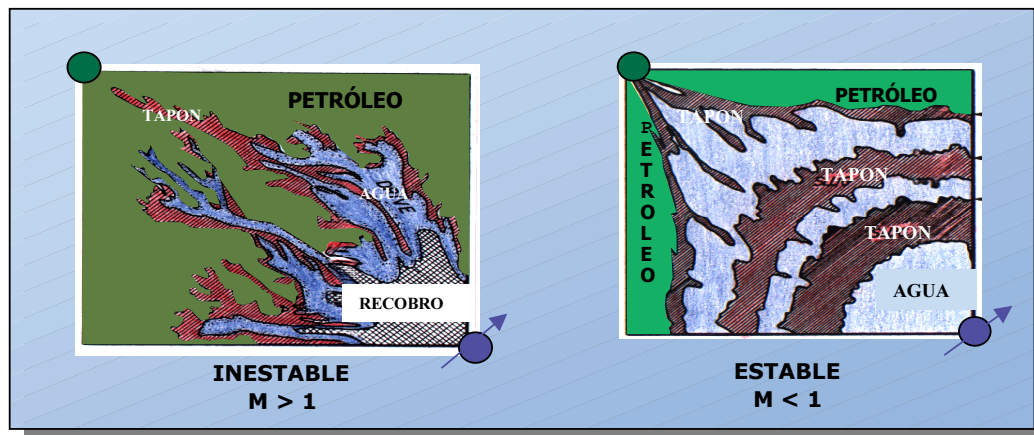


Figura 4. Movilidad estable e inestable.⁽¹⁾

2.5.- Tensión Interfacial.

Cuando se encuentran en contacto dos fases inmiscibles, como es el caso del agua y el petróleo en el yacimiento, existirá entre ellos una interfase claramente definida, en la que las moléculas cercanas son atraídas en forma desigual por sus vecinas y esto origina una superficie de energía libre por unidad de área, que es lo que se denomina Tensión Interfacial (σ).

2.6.- Humectabilidad o Mojabilidad.

“Esta propiedad representa la preferencia de un fluido a adherirse a la superficie de la roca estando en presencia de otros fluidos inmiscibles con él. Es una característica propia de cada sistema roca-fluido, dictada por la naturaleza” ⁽⁸⁾.

Al fluido que se adhiere a la roca se denomina fase mojante, el otro será la fase no mojante.

En yacimientos de hidrocarburos, las fases mojantes pueden ser agua o petróleo. Por lo tanto, las rocas serán básicamente mojadas por agua, petróleo o ambos, ya que el gas no moja la roca. Los yacimientos fuertemente mojados por agua se denominan hidrófilos, los yacimientos fuertemente mojados por petróleo se denominan oleófilos y los yacimientos que poseen una humectabilidad intermedia entre el petróleo y el agua se denominan yacimientos con mojabilidad mixta o intermedia.

El comportamiento de los fluidos en el espacio poroso es controlado por la mojabilidad de la roca, por lo tanto, la posición relativa y capacidad de flujo de las fases existentes en el yacimiento obedecerán a la distribución microscópica establecida por la humectabilidad preferente del medio ⁽⁸⁾.

Una forma de determinar en laboratorio la mojabilidad de una roca es a través del ángulo de contacto (θ) entre la roca y los fluidos que la contactan. Este ángulo de contacto se relaciona con la tensión

interfacial de los fluidos existentes a través de la ecuación de Young & Dupre ⁽⁸⁾. Para un sistema mojado por agua, la ecuación queda como:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{wo} * \cos\theta \quad (\text{Ec. 2.14})$$

La relación entre los términos de esta ecuación se ilustra en la Figura N° 5:

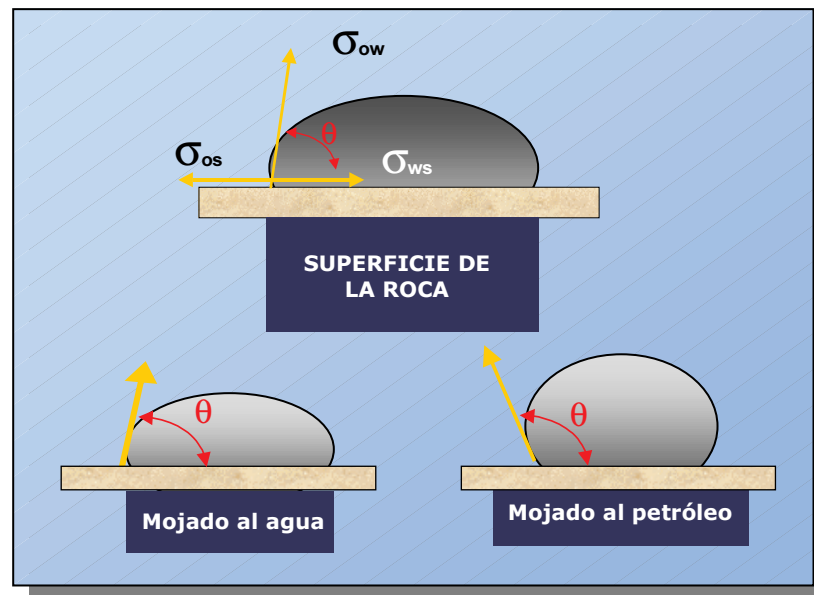


Figura N° 5. Mojabilidad (Interacción roca-fluido) ⁽¹⁾.

La Figura N° 5, nos presenta una forma de determinar la mojabilidad preferencial en función del ángulo de contacto entre los fluidos. Si θ se encuentra entre 0° y 90° la roca se considera preferencialmente mojada por agua, mientras que si θ se encuentra entre 90° y 180° la mojabilidad es hacia el petróleo ⁽¹⁾.

2.7.- Presión Capilar.

La Presión Capilar (P_c) es una de las fuerzas más importantes que gobiernan la distribución de fluidos en el medio poroso, se define como la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la superficie de la roca ⁽¹¹⁾. También la P_c puede expresarse a través de un balance de materiales en un tubo capilar, según la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{NW} - P_W = 2 * \sigma_{NWW} * \cos\theta * (1/r) = (\rho_W - \rho_{NW}) * g * H \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

P_{NW} , ρ_{NW} : Presión y densidad de la fase no mojanete respectivamente.

P_W , ρ_W : Presión y densidad de la fase mojanete respectivamente.

Σ_{NWW} : Tensión interfacial entre la fase no mojanete y la mojanete.

Θ : Ángulo de contacto entre las fases.

R : Radio del tubo capilar.

G : Gravedad.

H : Altura de la interfase en el tubo capilar.

En el caso de que las fases presentes en el yacimiento sean agua y petróleo y que el agua moje la roca, tenemos:

$$P_c = P_o - P_w = 2 * \sigma_{ow} * \cos\theta * (1/r) = (\rho_w - \rho_o) * g * H \quad (\text{Ec. 2.16})$$

La Figura N° 6, representa un yacimiento mojado por agua, en el cual podemos distinguir diferentes zonas en función del comportamiento de la P_c con la variación de la saturación de agua. Supongamos que el yacimiento se encuentra inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El agua representa la fase mojanete del sistema por lo cual se localiza en los poros más pequeños de la roca originando valores de P_c relativamente grandes, esta región se conoce como zona de petróleo. A medida que la saturación de la fase mojanete aumenta en el sistema, el agua irá ocupando poros cada vez más grandes, lo que permite disminuir los valores de la P_c por ello en esta región se encuentran móviles ambas fases, por lo tanto se denomina zona de transición. Cuando el agua alcanza finalmente su máxima saturación, invade los poros de mayor tamaño aislando al petróleo en el centro de los mismos, por lo cual la P_c disminuye hasta prácticamente cero.

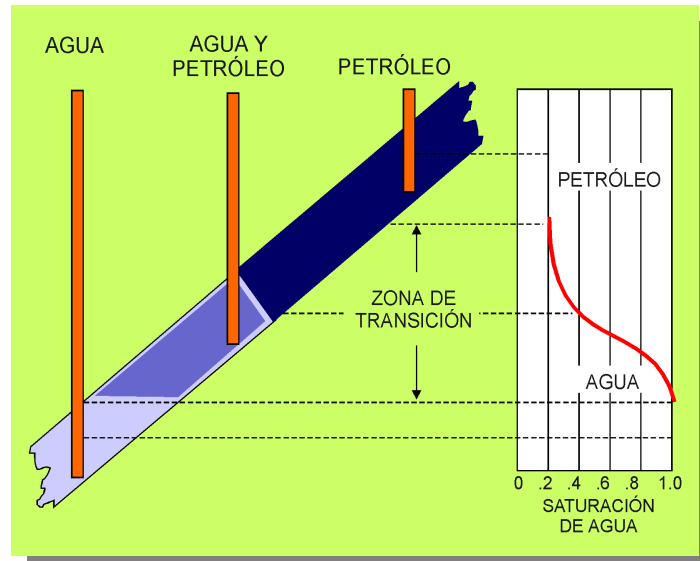


Figura N° 6. Variación de la P_c con los cambios de Saturación. ⁽¹⁾

2.8.- Historia de Saturaciones.

La historia de saturaciones define los procesos de cambio de saturación en el medio poroso, es decir, el aumento o disminución de los niveles de saturación de una fase respecto a las otras presentes en el yacimiento. Existen dos procesos básicos denominados imbibición y drenaje. Durante el proceso de imbibición, aumenta la saturación de la fase mojante, provocando una disminución de las otras fases, mientras que en el proceso de drenaje, la saturación de la fase no mojante se incrementa desplazando las otras fases ⁽⁸⁾.

2.9.- Curvas de Permeabilidades Bifásicas.

Como se señaló anteriormente, la distribución de los fluidos dentro de la red porosa, se encuentra relacionada con la humectabilidad, la cual dictamina la posición y movimiento de las fases a través del yacimiento. Consecuentemente la permeabilidad relativa es función de esta organización, por lo cual una forma común de representar los datos de K_r es graficarlas en función de la saturación de fluidos. Según Honarpour (1967), para yacimientos de petróleo, las combinaciones de permeabilidades bifásicas más comunes son agua-petróleo y petróleo-gas. Generalmente, la permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) y la

permeabilidad relativa del petróleo al agua (K_{row}) se grafican en función de la saturación del agua (S_w), como puede apreciarse en la Figura 7. Honarpour (1967) también señala que el punto de intersección de las curvas de K_r puede ser un indicador de la mojabilidad de la roca: cuando la intersección se encuentra hacia la izquierda del 50% de S_w , indica que al sistema está mojado por crudo, mientras que si la intersección se encuentra hacia la derecha del 50% de S_w sugiere que la roca es preferentemente mojada al agua.

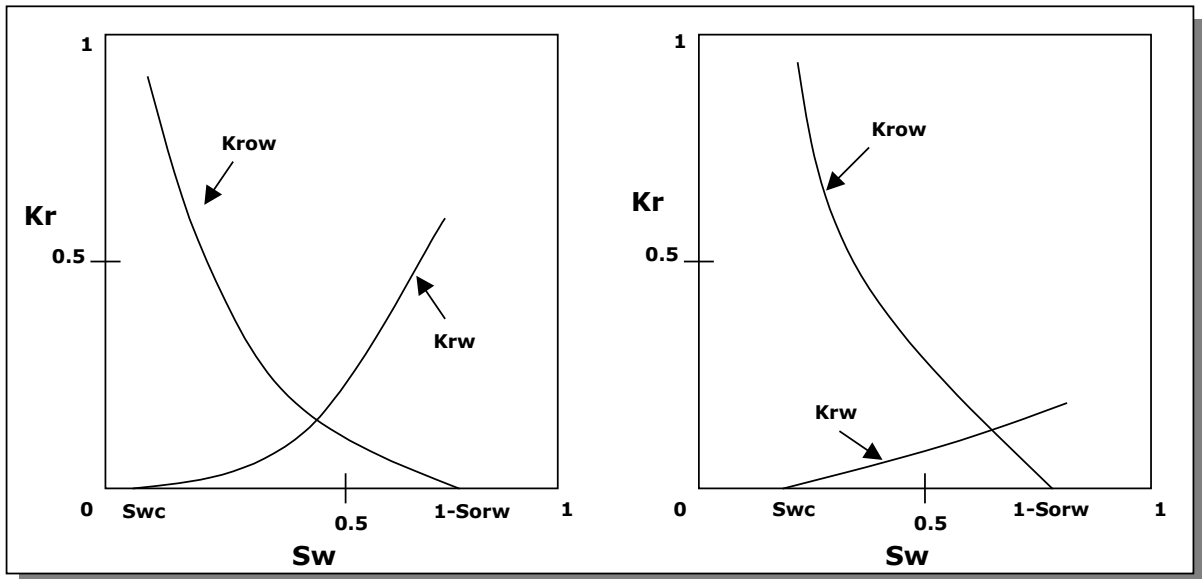


Figura 7. Curva de permeabilidad relativa del agua-petróleo para sistemas mojado al crudo (izquierda) y mojado al agua (derecha). ⁽¹⁰⁾

Para explicar el comportamiento de estas gráficas, se considera un yacimiento mojado al agua (gráfica derecha) que se encuentra inicialmente 100% saturado con petróleo y aumentamos paulatinamente la saturación de agua. A valores muy bajos de S_w , la fase es inmóvil debido a su atracción por la roca y a las fuerzas capilares, que la ubican en los poros más pequeños de la roca y la hacen formar círculos pendulares incomunicados alrededor de los granos de la roca, a este estado de saturación se le denomina saturación pendular ⁽¹⁰⁾. En este punto el agua no fluirá hasta alcanzar la saturación de agua irreducible o saturación de agua connata (S_{wc}), en la cual el agua se convierte en una fase continua y comienza a

exhibir una permeabilidad relativa diferente de cero, a este estado de saturación se le conoce como funicular ⁽⁸⁾.

Al continuar incrementándose el volumen de agua en la roca, la K_{rw} aumentará ya que el agua empieza a ocupar fracciones mayores del espacio poroso, desplazando al petróleo, el cual comienza a presentar menores valores de K_{row} . Cuando la S_w alcanza su valor máximo, la saturación de petróleo (S_o) se convierte en una fase discontinua incapaz de moverse ($K_{row} = 0$), quedándose atrapada en forma de pequeños glóbulos aislados en el centro de los poros, ya que el agua, al ser la fase mojante, se adhiere a las paredes de los mismos, a esta distribución se le conoce como saturación insular ⁽¹⁰⁾ (Figura 8). En este punto, a la S_o se le denomina saturación de petróleo residual al agua (S_{orw}).

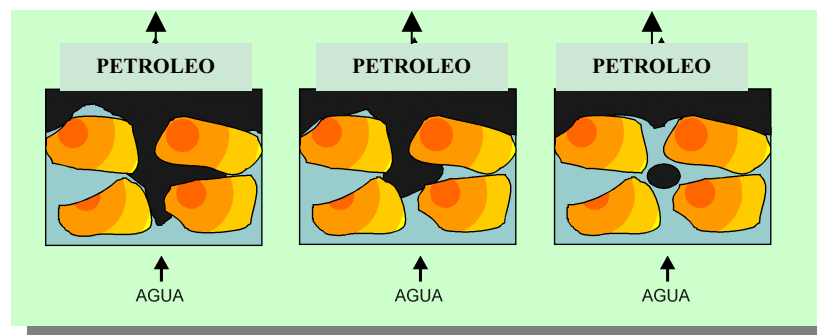


Figura N° 8. Desplazamiento de petróleo con agua en un sistema hidrófilo.⁽¹⁾

Como podemos apreciar en la Figura 7, a medida que se incrementa la S_w , la K_{rw} y K_{row} aumenta y decrece, respectivamente, de forma muy lenta debido a que cuando la saturación del agua es muy baja, ocupa los poros más pequeños de la roca, los cuales prácticamente no contribuyen con el movimiento de la fase y por ende a la K_{rw} .⁽⁸⁾

Los conceptos explicados anteriormente también pueden ser aplicados para el caso de las permeabilidades petróleo-gas, con la diferencia de que en la saturación de petróleo residual al gas (S_{org}), se incluye la S_{wc} , como es señalado en la Figura N° 9.

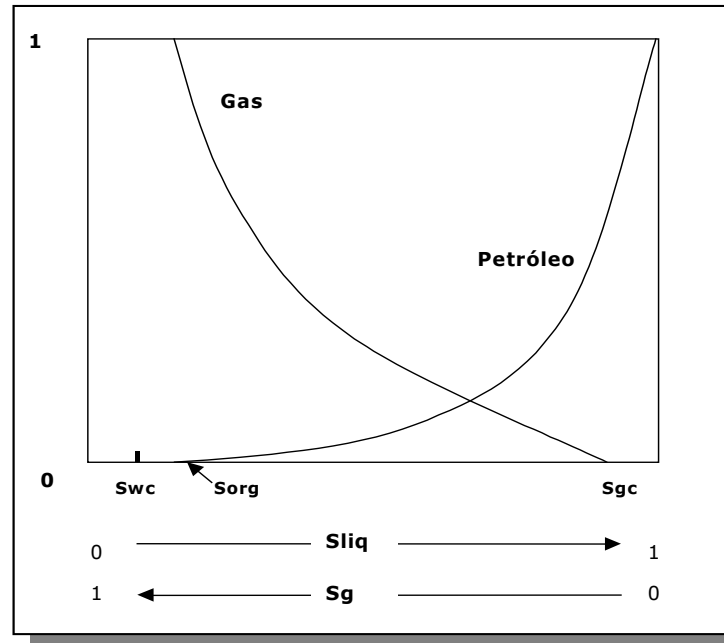


Figura 9. Curva de permeabilidad relativa del petróleo-gas. ⁽¹⁰⁾

2.10.- Histéresis.

Cuando una roca presenta una fuerte preferencia de mojabilidad a una fase en especial y experimenta un cambio en la historia de saturación desde un proceso de drenaje hasta uno de imbibición, la fase mojante al encontrarse adherida a las paredes de los poros, produce un entrampamiento de la(s) fase(s) no mojante(s) en el centro de los mismos. A este fenómeno se le conoce como histéresis ⁽¹²⁾.

Puesto que la mojabilidad y el sentido de la variación de la saturación influyen sobre la distribución de los fluidos, debemos esperar que estos factores afecten análogamente las características de presión capilar y permeabilidad relativa ⁽¹¹⁾. Por ejemplo, consideremos el comportamiento de dos fases (agua y petróleo) moviéndose a través del sistema poroso de un yacimiento hidrófilo. Supongamos que el yacimiento posee inicialmente una saturación de agua irreducible, en este punto el agua tiende a ocupar los poros más pequeños, mientras que el petróleo se encuentra en los poros de tamaño intermedio a grande. Cuando se realiza un proceso de imbibición por inyección de agua, ésta tenderá a desplazar al petróleo invadiendo los poros más

grandes y el petróleo se quedará como una fase discontinua en los poros de tamaño intermedio a grande ⁽⁷⁾. Si posteriormente se procediera a realizar un proceso de drenaje incrementando paulatinamente la saturación de petróleo, el comportamiento de la curva de permeabilidades relativas atravesará una trayectoria diferente a la trazada durante el proceso de imbibición (ver Figura N° 10).

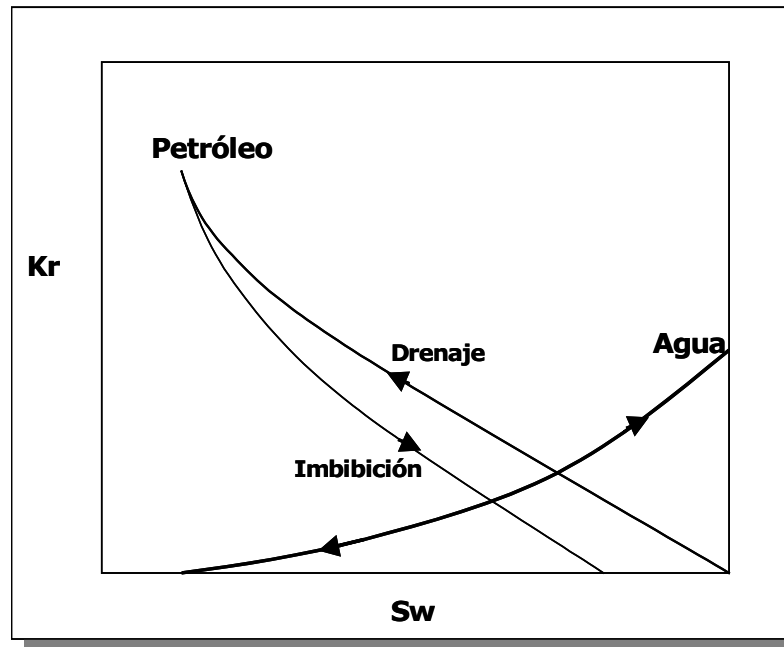


Figura N° 10. Permeabilidad relativa para procesos de imbibición y drenaje en una roca hidrófila⁽¹⁰⁾.

Como podemos ver en la Figura N° 10, para este sistema bifásico, la K_{rw} sólo es función de su propia saturación, mientras que la K_{row} presenta valores de permeabilidades más bajas a cualquier saturación durante la imbibición que durante el drenaje ⁽¹¹⁾. Esto fue establecido por Land (1971), el cual determinó que la histéresis en la permeabilidad relativa de la fase mojante para un sistema bifásico con una marcada mojabilidad preferente, se estima que es muy pequeña, por ende, durante la imbibición, las permeabilidades del fluido mojante coinciden con las obtenidas durante el drenaje a la máxima saturación

de la fase mojante (saturación de la fase mojante a la cual la permeabilidad relativa de la fase no mojante es cero).

La histéresis como señalamos anteriormente, afecta tanto el comportamiento de la K_r como a la presión capilar. Como apreciamos en la Figura N° 11, para un yacimiento hidrófilo tenemos que, al igual que la K_r , la curva de P_c de imbibición presenta menores valores que los de drenaje. Además, se observa que al encontrarse la roca completamente saturada con agua, la presión del petróleo antes de entrar a la roca, debe exceder la del agua, para lograr vencer las fuerzas capilares que originan la atracción entre la fase mojante (agua) y la roca. A esta presión se le conoce con "Presión de umbral", "Presión de entrada" o "Presión de desplazamiento" ⁽¹¹⁾.

Una alta presión de umbral indica un marcado grado de mojabilidad, poros muy pequeños o ambas cosas. La pendiente de la curva de la presión capilar de drenaje es una buena medida cualitativa de la distribución de las dimensiones de los poros: mientras más se acerque la curva a la horizontal, más uniformes serán las dimensiones de los poros en la roca ⁽¹¹⁾.

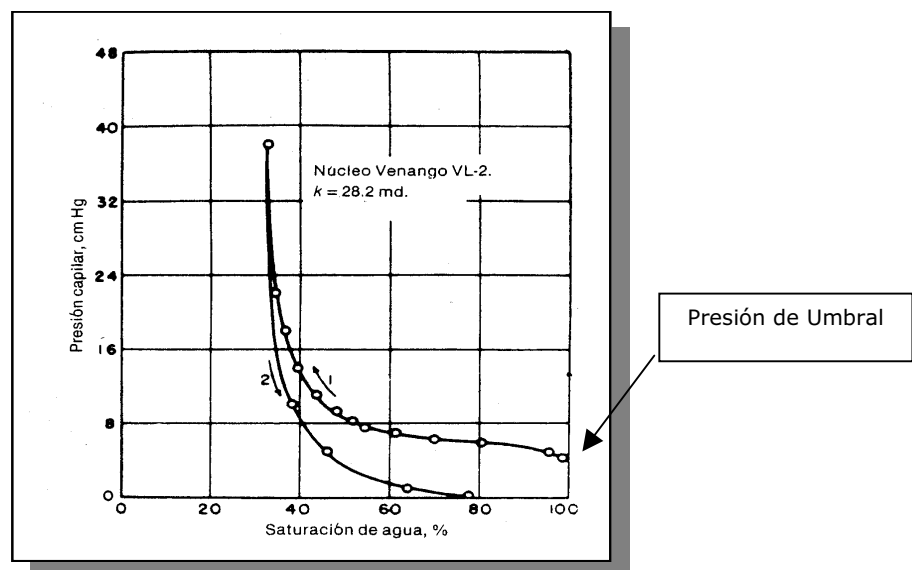


Figura N° 11. Presión capilar para procesos de: (1)drenaje y (2)imbibición⁽¹¹⁾.

3.- PROCESO AGA

Uno de los métodos convencionales más utilizados es el desplazamiento de petróleo a través de la inyección de gas, sin embargo, investigaciones anteriores determinaron que este método resulta ser ineficiente debido a la penetración del gas a través del petróleo durante el barrido, este fenómeno es conocido como adedamiento viscoso. El adedamiento es consecuencia de la diferencia entre las viscosidades de los fluidos existentes en el yacimiento, es decir, debido a que el gas es menos denso y viscoso que el petróleo, posee una mayor movilidad y viajará mucho más rápido que el crudo a través de la red porosa, disminuyendo de esta forma la eficiencia de barrido y por lo tanto el recobro de petróleo ⁽¹⁴⁾.

Una solución para controlar el adedamiento viscoso, es la inyección de agua alternada con gas, ya que al ser el agua un fluido más viscoso permite controlar o disminuir la velocidad del gas en el yacimiento ⁽¹⁴⁾.

El proceso AGA, consiste en la inyección alternada de tapones de agua y gas, lo cual permite controlar la movilidad de los fluidos desplazantes y desplazados al promover una redistribución de los mismos en el yacimiento, generando un frente de inundación más estable y un aumento en la eficiencia de barrido lo que se traduce en un mayor recobro de petróleo ⁽²⁾.

Durante el proceso AGA se establecerá un complejo patrón de saturaciones (agua y gas), las cuales aumentarán y disminuirán alternadamente. Esto demanda una precisa descripción de las permeabilidades trifásicas del agua, gas y petróleo, para lograr predecir el comportamiento y distribución de los fluidos en el sistema poroso durante el proceso de inyección ⁽⁴⁾. También es importante conocer los diferentes factores que afectan al proceso AGA para establecer sus parámetros de diseño.

3.1.- Factores que afectan el Proceso AGA.

3.1.1.- Segregación Gravitacional.

El recobro de petróleo mediante la inyección AGA se ve frecuentemente afectado por la segregación gravitacional, la cual provoca que el gas

inyectado suba hacia el tope de la formación, mientras que el agua migra hacia el fondo. Esta segregación es consecuencia de la diferencia de densidades y viscosidades entre las fases inyectadas al yacimiento y dependerá de la relación K_v/K_h o comunicación vertical del yacimiento ⁽¹⁴⁾.

Para que ocurra la segregación de las fases, se requiere algún tiempo, por lo tanto, habrá una región alrededor del pozo inyector en la cual el comportamiento vertical será bueno, ya que fluyen en conjunto el gas y el agua permitiendo recuperar la mayor cantidad de petróleo (ver Figura N° 12). A medida que esta zona penetra en la formación, la gravedad produce una separación de las fases inyectadas, originando una zona en el tope del yacimiento en la que sólo el gas es móvil en presencia de una pequeña saturación de agua inmóvil, y otra zona al fondo en la cual sólo el agua puede moverse ⁽¹⁴⁾.

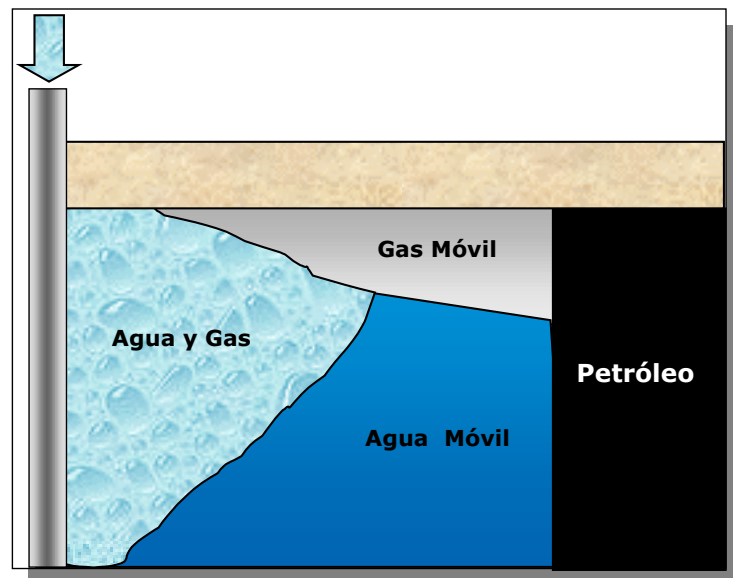


Figura N° 12. Segregación Gravitacional ⁽¹⁴⁾.

La saturación de petróleo remanente luego de un desplazamiento por gas es menor que la obtenida por agua. Esto es consecuencia de que al ser el gas una fase no mojante, trata de invadir los poros más grandes, en los cuales se localiza el petróleo residual, mientras que el agua, por ser la fase mojante quedará atrapada en los poros más

pequeños, por lo tanto, el barrido en la zona de segregación del gas será más eficiente. Esto sería favorable una vez ocurrida la segregación, sin embargo, se ha determinado que en la sección vertical transversal, el agua ocupa una mayor porción que el gas, por lo tanto luego de la segregación gravitacional, se dejará una mayor cantidad de petróleo remanente en el yacimiento, correspondiente al barrido ineficiente del agua ⁽¹⁴⁾.

La segregación gravitacional se considera como un efecto no deseable en la inyección AGA, ya que disminuye la eficiencia de barrido del petróleo por la separación de las fases desplazantes, permitiendo un aumento de la movilidad de las fases inyectadas al yacimiento, originando una irrupción temprana en los pozos productores. Sin embargo, la segregación gravitacional puede beneficiar en algunos casos, ya que el gas puede barrer zonas no contactadas por el agua y viceversa, lo cual permite disminuir el valor de la saturación residual del petróleo a ambas fases.

El comportamiento ideal para la inyección AGA se encuentra en la zona en la cual fluyen el agua y el gas en conjunto, ya que al encontrarse el gas en forma dispersa en el agua, controla su alta movilidad y realiza un mejor desplazamiento del petróleo remanente en el yacimiento.

3.1.2.- Relación AGA.

Este factor, dependiendo del tipo de inyección, puede definirse como⁽⁵⁾:

- Inyección Alternada:

$$\text{Relación AGA} = \frac{VTAI}{VTGI} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde:

VTAI : Volumen del tapón de agua inyectado.

VTGI : Volumen del tapón de gas inyectado.

- Inyección Simultánea:

$$\text{Relación AGA} = \frac{TVAI}{TVGI} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

TVAI : Tasa Volumétrica de agua inyectada.

TVGI : Tasa Volumétrica de gas inyectada.

La relación AGA debe ser tomada en cuenta al momento de seleccionar los esquemas de inyección, ya que una relación óptima puede mejorar la eficiencia de barrido del proceso al retardar el tiempo de irrupción del gas, como consecuencia de la reducción de la movilidad de los gases inyectados, la cual depende de la frecuencia y del tamaño de los tapones inyectados al yacimiento ⁽¹⁵⁾.

3.1.3.- Efecto de los cambios en la permeabilidad relativa agua-gas.

En un proceso de inyección AGA ocurren cambios cíclicos en las saturaciones de las fases presentes en el yacimiento debido al proceso alternado de inyección. Durante la inyección de la fase mojante, las fases no mojantes se ven entrampadas en los poros. A medida que aumenta el volumen de esta fase entrampada la capacidad de movimiento de las fases inyectadas es reducida. Por estas razones, el comportamiento de las curvas de permeabilidad a lo largo del proceso se ven significativamente perjudicadas por el efecto de histéresis producido por el cambio en la historia de saturación. Una predicción realista del comportamiento del yacimiento amerita una correcta descripción del movimiento de las tres fases y sus posibles efectos ⁽⁵⁾.

En la Figura N° 13 se presenta el diagrama trifásico del comportamiento de los ciclos de inyección durante un proceso AGA. En el primer ciclo partiendo de la S_{wc} se inyecta gas hasta alcanzar una saturación de gas S_{g1} a S_{wc} , luego se inicia la inyección de agua desplazando el gas hasta una saturación residual de gas de S_{gr1} completando el primer ciclo de inyección. El segundo ciclo de inyección comienza a partir de las condiciones anteriores, pero ahora incrementando la saturación de gas hasta obtener una saturación de gas S_{g2} . Como podemos observar en la Figura N° 13, la permeabilidad en este nuevo ciclo es menor a la alcanzada en el primer ciclo a pesar de que $S_{g2} > S_{g1}$. Posteriormente, mediante la inyección de agua se disminuye la saturación de gas hasta obtener una S_{gr2} y una saturación de agua igual a S_{w2} , quedando entrampado un volumen de gas de

aproximadamente 20-30%. Este proceso continúa hasta concluir el número total de ciclos estimados para completar el volumen total de gas a inyectar ⁽⁵⁾.

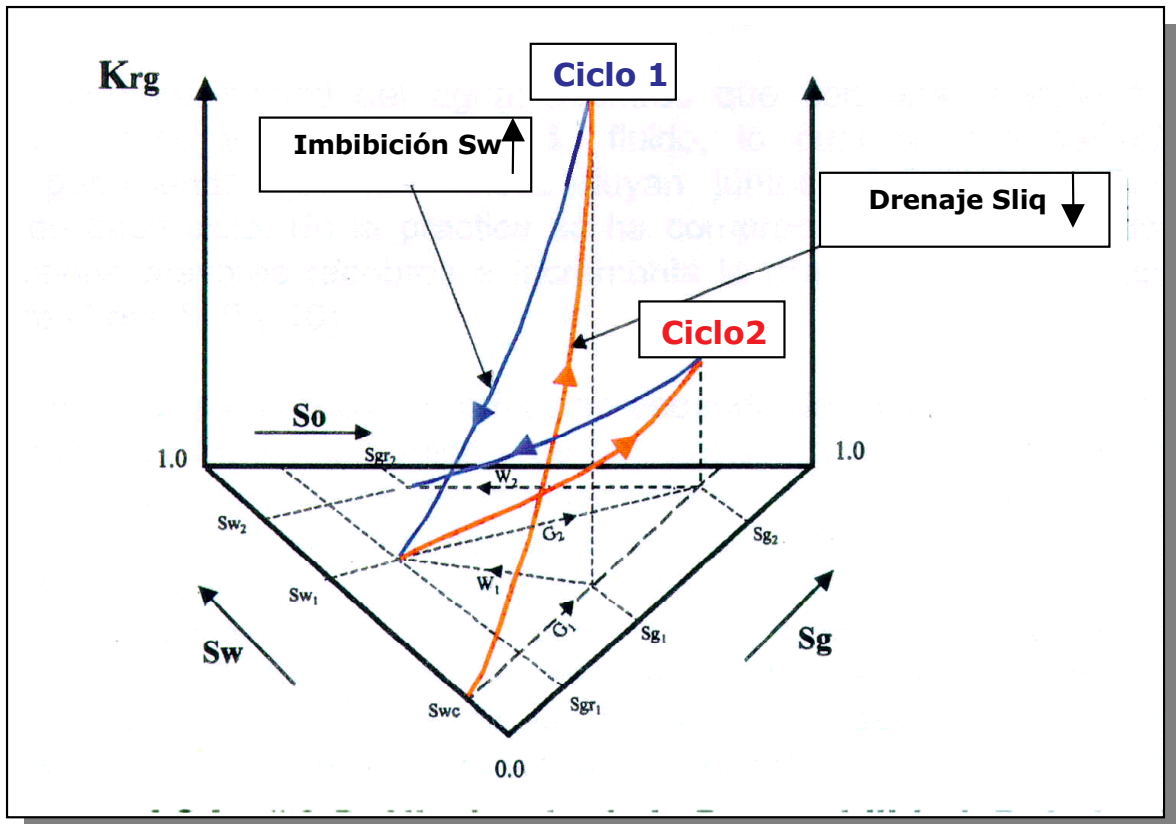


Figura N° 13. Histéresis de la permeabilidad relativa durante un proceso de inyección AGA ⁽⁵⁾.

3.1.4.- Inyectividad agua-gas.

La eficiencia de barrido y el control del perfil mediante la inyección AGA, están relacionadas con la inyección de tapones de agua y gas en los diferentes canales del yacimiento. Se asume que la inyección AGA reduce la penetración de agua en los estratos de alta permeabilidad. El gas inyectado siendo una fase no mojanete penetra en los poros de mayor tamaño y debido a la presencia de las tres fases, la permeabilidad del agua se reduce en el siguiente ciclo, como consecuencia del entrampamiento del gas en el centro de estos poros más grandes evitando la penetración del agua a través de ellos,

obstaculizando de esta forma su movimiento en la red porosa. Esta reducción también puede asociarse con la redistribución de los perfiles de presión, cuando el fluido inyectado es cambiado de agua a gas⁽⁵⁾.

3.2.- Estabilidad del frente de desplazamiento.

Como se indicó en secciones anteriores la inyección AGA fue diseñada para crear un mejor frente de barrido, y de esta forma aumentar la eficiencia de desplazamiento al disminuir la canalización del agua y del gas como consecuencia de la segregación gravitacional, así como, lograr controlar el adedamiento viscoso de las fases inyectadas.

Durante el desplazamiento de petróleo por agua, al aumentar la saturación del agua aumenta su permeabilidad y en consecuencia ocurre una irrupción temprana de la fase que aumenta su saturación. Por esta razón, en el proceso AGA se busca inyectar las fases a velocidades similares, tratando de mantener baja su saturación y permeabilidad relativa, logrando de esta forma mejorar la relación de movilidades y en consecuencia la estabilidad del frente de desplazamiento⁽⁵⁾.

3.3.- Mecanismos de recobro del Proceso AGA.

3.3.1.-Gas atrapado:

Durante la inyección AGA, los cambios de saturaciones son cíclicos. La fase no mojante, la cual es dejada o "by-paseada" por la fase mojante, se ve atrapada en un estado discontinuo e inmóvil. En la inyección AGA, se encuentran diversos procesos de inyección en los cuales se alternan tapones de agua seguidos por tapones de gas. Como se señaló previamente, al inyectar agua luego de la inyección de gas, el agua al ser la fase mojante, barrerá gran parte del gas y dejará una pequeña porción, en el yacimiento, la cual se verá atrapada en el centro de los poros más grandes, a esta saturación se le conoce como saturación de gas atrapado y se presenta como consecuencia de los

continuos cambios de saturación que sufre la roca durante los procesos de inyección.

Según Surguchev, et. al. (1992), el volumen de gas atrapado es proporcional a la saturación inicial de gas antes de la inundación, es decir, que al alcanzar una máxima saturación inicial de gas, obtendremos el mayor volumen de gas atrapado, el cual permite reducir la K_r de los fluidos inyectados.

El gas atrapado se considera como mecanismo clave de recobro de la inyección AGA, ya que aumenta la eficiencia de barrido durante la inundación de agua, permitiendo que ésta, al encontrarse obstaculizada por el gas atrapado, busque moverse a través de zonas no barridas en las inundaciones anteriores por agua, logrando contactar y desplazar nuevas saturaciones de petróleo, lo cual logra disminuir la saturación de petróleo residual en el yacimiento.

Generalmente, al simular procesos de inyección AGA no se toma en cuenta el efecto de gas atrapado sobre el recobro de crudo al no considerar los efectos de histéresis, durante los cambios de saturación⁽¹⁷⁾. Esta aproximación subestima el recobro de petróleo, ya que al no incluir el efecto de gas atrapado como mecanismo de recobro, se obvia el crudo adicional que este mecanismo permite recuperar⁽¹⁶⁾.

3.3.2.- Movilidad relativa al petróleo.

Durante la inyección AGA se logra disminuir la saturación residual del petróleo al aumentar su permeabilidad. En un yacimiento hidrófilo, luego de una inundación por agua, el petróleo queda atrapado como una fase discontinua en el centro de los poros de mayor tamaño. En caso de existir una tercera fase en el sistema, por ejemplo una pequeña saturación de gas, ésta tendría que compartir este espacio. Al encontrarse el gas, en el lugar asignado originalmente para la S_{orw} , parte de ésta se movilizará hacia los otros poros, permitiéndole de esta forma aumentar la permeabilidad relativa del petróleo al disminuir la S_{orw} .

4.- PERMEABILIDADES TRIFÁSICAS.

El flujo trifásico ocurre cuando existen tres fases (agua, petróleo y gas) móviles que fluyen simultáneamente por la red de poros de un yacimiento ⁽¹⁰⁾.

En un sistema bifásico sólo existen dos patrones principales de desplazamiento: el aumento o disminución de una fase respecto a la otra. Por el contrario, en un sistema trifásico existen seis posibles combinaciones de patrones de flujo. Se denomina con la letra I y D al aumento y disminución de una fase determinada, respectivamente. La utilización de estas letras se combinan en tríos para describir el cambio de saturación que ocurre en el sistema trifásico: la primera letra indica el comportamiento del agua, la segunda del petróleo y la tercera del gas. Por ejemplo, IDD indica un aumento en la saturación del agua y una disminución en las saturaciones de petróleo y del gas ⁽¹⁸⁾.

Los Métodos de Recuperación Mejorada frecuentemente requieren de datos de permeabilidad relativa trifásica, ya que por lo general consisten en mecanismos de recobro de petróleo por empuje de otros fluidos. Esto origina diversos procesos de imbibición y drenaje, debido al desplazamiento del crudo por fluidos que pueden presentarse como fases mojantes o no mojantes de la roca durante la inyección de los mismos al yacimiento. Un ejemplo clásico de estos métodos es la inyección AGA, en la que se presentan cambios cíclicos de saturaciones, originando histéresis en las permeabilidades relativas ⁽¹⁷⁾. Por lo tanto, durante la simulación de procesos de inyección AGA es necesario tomar en cuenta la histéresis en la descripción de permeabilidades, con el objeto de realizar una correcta interpretación del flujo de las fases en el yacimiento para predecir, vía simulación numérica, su posible aplicación al campo y evaluar el potencial de este proceso de recuperación ⁽¹⁷⁾.

Debido al alto costo y tiempo que implica la obtención de datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas, se utiliza una suposición para lograr estimarlas. Esta suposición consiste en el movimiento de dos fases en presencia de una tercera fase inmóvil, con lo cual se puede establecer un sistema trifásico a partir de uno bifásico ⁽¹⁰⁾. A pesar de que esta aproximación

no representa el comportamiento general de las tres fases, es necesario aplicarlas en caso de no poseer los datos trifásicos experimentales al momento de describir el comportamiento de un yacimiento que se encuentra bajo algún método de recuperación, en el cual se necesita comprender y predecir el movimiento simultáneo de las tres fases, en especial durante simulaciones numéricas⁽¹⁹⁾.

Existen diversos métodos^(4, 20, 21, 22) que permiten estimar permeabilidades trifásicas a partir de datos bifásicos, de los cuales los más comúnmente utilizados en las simulaciones numéricas son los conocidos como Modelos de Stone I y Stone II, que continuación se explican.

4.1.- Modelo de Stone I.

Uno de los métodos más ampliamente utilizados en la industria petrolera para la estimación de permeabilidades relativas trifásicas son los modelos empíricos propuestos por Stone (1970, 1973), y se conocen como Modelo de Stone I y Modelo de Stone II. En estos modelos, Stone asume que el medio poroso es preferencialmente mojado por agua y que las permeabilidades relativas del gas y del agua son funciones que dependen de sus propias saturaciones⁽¹⁹⁾.

Los modelos de Stone (1970, 1973) toman en cuenta los efectos de histéresis, tanto como es posible, según el uso apropiado de los datos bifásicos. Por ejemplo, si se considera un yacimiento hidrófilo, en el cual la saturación de petróleo está disminuyendo y las de gas y agua están aumentando, deben utilizarse datos de permeabilidades relativas bifásicas de imbibición para el sistema agua-petróleo y de drenaje para el sistema gas-petróleo. Sin embargo, los modelos de Stone (1970, 1973) no pueden reproducir fielmente los efectos de histéresis ocasionados por oscilaciones en las historias de saturaciones⁽²²⁾.

Stone (1970, 1973) utiliza un modelo probabilístico y la teoría de canales de flujo para desarrollar sus modelos.

La teoría de los canales de flujo establece que en cualquier canal de flujo debe existir al menos una fase móvil. Esta teoría dictamina que

en un sistema trifásico la fase mojante (agua) se localizará en los poros más pequeños de la roca, la no mojante (gas) en los poros más grande y la de mojabilidad intermedia (petróleo) en los poros restantes.⁽²²⁾

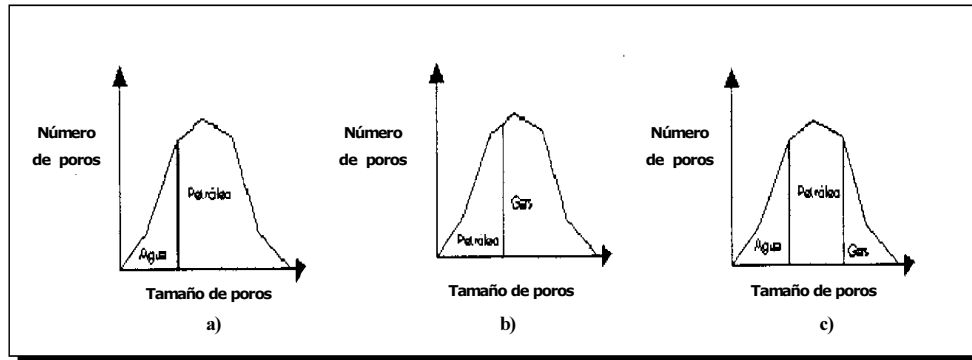


Figura N° 14.- Histograma del tamaño de poros ocupados por cada fluido. a) Desplazamiento bifásico agua-petróleo. b) Desplazamiento bifásico gas-petróleo. c) En flujo trifásico el agua ocupa los poros más pequeños, el gas los más grandes y el petróleo los de tamaño intermedio.

En la figura anterior se observa un histograma del tamaño de los poros ocupados por los fluidos en una roca mojada fuertemente al agua. En la Figura (14a) se representa un desplazamiento bifásico agua-petróleo resultante de un proceso de drenaje o imbibición. En la Figura (14b) se describe la situación correspondiente a un sistema bifásico gas-petróleo y en la Figura (14c) la distribución de los fluidos en un sistema trifásico o de un sistema bifásico gas-petróleo con una saturación irreducible de agua.

Basándose en la distribución descrita en la teoría de canales de flujo, Stone (1970, 1973) asume que la distribución microscópica en un flujo bifásico y en uno trifásico es la misma.⁽²²⁾

Para explicar en que se fundamentan estas suposiciones, es importante describir detalladamente la manera en que Stone (1970, 1973) considera que los fluidos se encuentran distribuidos en el medio poroso⁽²³⁾.

En un medio poroso hidrófilo, el agua al ser la fase mojante se encuentra principalmente en los poros más pequeños de la roca, a

pesar que estén presentes otros fluidos como el petróleo y/o gas. Por lo tanto, Stone asume que la K_{rw} es sólo función de su propia saturación, es decir:

$$k_{rw} = f(S_w) \quad (\text{Ec. 2.19})$$

La fase que menos moja la roca está representada por el gas y ocupa los poros de mayor tamaño. Nuevamente Stone supone que la K_{rg} es únicamente función de su propia saturación, por lo tanto:

$$k_{rg} = f(S_g) \quad (\text{Ec. 2.20})$$

En un flujo trifásico, el petróleo se considera la fase que posee mojabilidad intermedia, localizándose en los poros de tamaño intermedio, por ende la K_{ro} varía de forma más compleja, ya que depende tanto de la saturación del agua como de la saturación del gas. Los modelos empíricos predicen la K_{ro} como una función de la permeabilidad relativa del petróleo en presencia sólo del agua (K_{row}) y la permeabilidad relativa del petróleo en presencia sólo de gas (usualmente a saturación de agua irreducible) (K_{rog}).

El modelo de Stone I utiliza la siguiente ecuación para predecir la permeabilidad relativa trifásica del petróleo⁽²²⁾:

$$K_{ro}(S_w, S_g) = S_o^* * \beta_w * \beta_g \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_o > S_{om}) \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$\beta_w = \frac{K_{row}}{1 - S_w^*} \quad (\text{datos bifásicos}) \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_w > S_{wc}) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$$\beta_g = \frac{K_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (\text{datos bifásicos}) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Los parámetros S_{wc} y S_{om} corresponden a la saturación de agua connata y al valor mínimo de la saturación de petróleo residual en el sistema trifásico, respectivamente.

Los Factores β_w y β_g se obtienen a partir de los datos de permeabilidades relativas experimentales bifásicos (agua-petróleo y petróleo-gas) y representan una compensación en la disminución de K_{ro} debido a la presencia de agua y gas ⁽²³⁾, lo que permite representar el bloqueo que el agua y el gas producen durante el movimiento del petróleo a través del medio poroso.

4.1.1.- Modelo Probabilístico

Este Modelo de Stone puede relacionarse con conceptos probabilísticos. Supongamos un medio poroso ideal, con capilares similares de secciones transversales variables. En cada capilar por el cual fluye petróleo debe estar predominantemente lleno de esta fase, sin embargo, este flujo puede ser bloqueado por la presencia de pequeñas cantidades de gas o agua en los capilares de secciones grandes o pequeñas, respectivamente. Los capilares llenos de petróleo son prácticamente iguales, pero se encuentran distribuidos aleatoriamente en el medio poroso, por lo cual este flujo puede ser bloqueado en cualquier punto por agua o gas en todo el sistema.⁽²²⁾

Si no existiese bloqueo alguno por el agua o gas, la K_{ro} sería igual a S_o para el sistema de capilares. Por esta razón, para incluir este bloqueo en el modelo, Stone especificó el factor β_w , el cual se define como la probabilidad de que los capilares llenos de petróleo no sean bloqueados por el agua. De igual forma se define β_g , pero para el bloqueo que efectúa el gas sobre el petróleo. Debido a que el bloqueo del agua ocurre en una porción de los capilares y el bloqueo por gas ocurre en otras, los dos eventos se consideran independientes y la probabilidad de que ocurra un bloqueo por gas, agua o por ambos, es el producto de $\beta_w * \beta_g$, por ende K_{ro} viene dada por la Ecuación 2.21.

4.1.2.- Normalización del Modelo de Stone I.

Para establecer su primer modelo, Stone (1970) realizó sus suposiciones asumiendo que durante el desplazamiento gas-petróleo no existía agua, por lo cual no era necesario la normalización de los datos de permeabilidad para lograr alcanzar los límites bifásicos correctos. No obstante, considerar una saturación nula de agua en un yacimiento es poco razonable, en tal sentido es preferible desarrollar las ecuaciones para desplazamientos de gas-petróleo a la saturación de agua connata. Para lograr esta condición, Aziz y Settari ⁽²⁴⁾ normalizaron los valores de permeabilidades relativas bifásicas utilizando el valor de la permeabilidad relativa del petróleo bifásica a la S_{wc} en el sistema agua-petróleo (K_{rocw})⁽²⁴⁾:

$$K_{ro}(S_w, S_g) = \frac{S_{or}^* * \beta_w * \beta_g}{K_{rocw}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

4.1.3.- Parámetro S_{om} .

Otra de las suposiciones del modelo que todavía está en discusión, es la de tratar a las saturaciones de agua irreducible (S_{wc}) y la de petróleo irreducible (S_{om}) como fluidos inmóviles. Este no es un concepto nuevo cuando se aplica a la S_{wc} . Sin embargo, si sólo se considera la S_{wc} en la normalización de las saturaciones, el modelo predeciría que no existe saturación de petróleo residual (S_{om}) luego de un desplazamiento por agua o gas. A pesar de que se considera que la S_{om} es muy pequeña, no implica que sea exactamente cero. Para aplicaciones prácticas, es deseable especificar un valor mínimo de S_{om} en las ecuaciones de normalización de saturaciones (Ecuaciones 2.22, 2.24 y 2.26). En estas ecuaciones se usa un valor de S_{om} constante, el cual probablemente es función de las saturaciones de los fluidos, pero al no poseer suficientes datos para establecer esta dependencia, se considera constante.

En 1983, Fayers y Matthews⁽²⁴⁾, realizaron estudios para establecer una ecuación que permitiera determinar el parámetro S_{om} . Ellos consideran que este modelo de Stone (1970) posee la potencial ventaja de tener el

parámetro S_{om} libre, el cual se puede ajustar para cotejarlo, ya que por lo general este parámetro no se mide experimentalmente. Las medidas estándar de K_{row} estiman un valor de S_{orw} y las de K_{rg} suministran un valor de S_{org} ⁽²⁴⁾. Por lo tanto, una simple selección de S_{om} viene dada por:

$$S_{om} = \alpha * S_{orw} + (1 - \alpha) * S_{org} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde se requiere que $\alpha=1$ cuando $S_g=0$ y $\alpha=0$ cuando $S_w=S_{wc}$. Esto implica α está dado por:

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Lo cual indica que el comportamiento de S_{om} es lineal entre S_{orw} y S_{org} .

4.2.- Modelo de Stone II.

En 1973 Stone propuso un segundo método: el Modelo de Stone II, el cual no requiere especificar el parámetro S_{om} . Este modelo asume que la permeabilidad total (sumatoria de las permeabilidades al agua, gas y petróleo), es el producto de la permeabilidad total agua-petróleo ($K_{row}+K_{rw}$) medida a la saturación cero de gas y la permeabilidad total gas-petróleo ($K_{rog}+K_{rg}$) medida a la saturación de agua connata ⁽²³⁾, es decir:

$$K_{ro} + K_{rw} + K_{rg} = (K_{row} + K_{rw}) * (K_{rog} + K_{rg}) \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Las permeabilidades relativas al gas y al agua se asumen que son iguales en flujo bifásico y trifásico y pueden determinarse a partir de datos experimentales bifásicos ⁽²³⁾, entonces el modelo de Stone II viene dado por:

$$K_{ro} = (K_{row} + K_{rw}) * (K_{rog} + K_{rg}) - (K_{rw} - K_{rg}) \quad (\text{Ec. 2.31}),$$

con la restricción de que cada vez que K_{ro} obtenga valores negativos se supone que el crudo está completamente atrapado, por lo que $K_{ro}=0$ ⁽²³⁾.

En este segundo modelo, Stone (1973) deriva sus ecuaciones asumiendo que en un flujo trifásico la sumatoria de todas la permeabilidades relativas siempre serán igual o menor a uno (1). Ésta alcanza su máximo valor cuando la S_o es igual a $1-S_{wc}$ ⁽²³⁾.

4.2.1.- Modelo Probabilístico.

De igual forma que el primer modelo de Stone, El Modelo de Stone II puede asociarse a un modelo probabilístico.

Durante el flujo bifásico del sistema agua-petróleo, a medida que la saturación de agua aumenta, la permeabilidad relativa del petróleo disminuirá, ya que el agua obstaculizará al petróleo en los poros de diámetros pequeños, sin aumentar significativamente la permeabilidad relativa del agua. Se define a σ_w como la suma de las permeabilidades relativas de agua y petróleo, la cual depende de la saturación de agua. Si se considera que esta suma es el resultado de numerosas contribuciones infinitesimales de pequeños porciones del medio poroso, entonces σ_w se puede interpretar como la probabilidad de que cada una de esas contribuciones existan a la saturación de agua dada (S_w) ⁽²³⁾.

De la misma manera, al incrementar la saturación de gas, la suma de las permeabilidades relativas del gas y petróleo serán menor a uno (1), pero en este caso el bloqueo es ocasionado por el gas, el cual se localiza en los poros de mayor tamaño. Entonces se define σ_g como la probabilidad de que existan pequeñas contribuciones de gas a una saturación de gas dada (S_g) ⁽²³⁾.

Considerando que el gas y el agua se encuentran espacialmente separados en la roca se puede suponer que se tratan de eventos independientes. De esta forma, la fracción de permeabilidad relativa total existente cuando el agua y el gas se encuentran presentes, es simplemente el producto de $\sigma_w * \sigma_g$, como lo indica la siguiente ecuación⁽²³⁾:

$$K_{ro} + K_{rw} + K_{rg} = \sigma_w * \sigma_g \quad (\text{Ec. 2.32})$$

De igual forma que en el primer modelo de Stone, la noción de la distribución microscópica permite suponer que σ_w y σ_g son funciones que dependen únicamente de las saturaciones de agua y gas. Por lo tanto tendrán el mismo comportamiento tanto para un sistema bifásico, como para uno trifásico. Así σ_w se puede obtener de datos bifásicos para el sistema agua-petróleo ⁽²³⁾:

$$K_{row} + K_{rw} = \sigma_w \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Similarmente, σ_g puede determinarse de los datos bifásicos del sistema gas-petróleo ⁽²³⁾:

$$K_{rog} + K_{rg} = \sigma_g \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Resolviendo las ecuaciones 2.32, 2.33 y 2.34 y despejando K_{ro} , se obtiene la ecuación 2.31.

4.2.2.- Normalización del Modelo de Stone II.

Debido a las mismas consideraciones planteadas durante la normalización de Modelo de Stone I, Aziz y Settari ⁽²⁴⁾ normalizaron los valores de permeabilidades relativas bifásicas del Modelo de Stone II, utilizando el valor de la permeabilidad relativa del petróleo bifásica a la S_{wc} en el sistema agua-petróleo (K_{rocw})⁽²⁴⁾:

$$K_{ro}(S_w, S_g) = K_{rocw} * \left[\left(\frac{K_{row}}{K_{rocw}} + K_{rw} \right) * \left(\frac{K_{rog}}{K_{rocw}} + K_{rg} \right) - (K_{rw} + K_{rg}) \right] \quad (\text{Ec. 2.35})$$

5.- SIMULADOR NUMÉRICO ECLIPSE 100

La simulación numérica es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos ⁽⁵⁾. Un simulador numérico es un conjunto de programas de computación que mediante algoritmos apropiados, resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones.

Estas ecuaciones se basan principalmente en el balance de materiales a través de un elemento diferencial de volumen por el cual circula un fluido ⁽⁵⁾.

Como todos conocemos, los métodos y procesos realizados en un yacimiento, además de ser sumamente costosos, son irreversibles, por lo cual los simuladores numéricos se presentan como una herramienta muy útil para modelar un yacimiento a través de diferentes programas, que permitan reproducir su comportamiento histórico.

Partiendo de la premisa de que un modelo matemático que logra reproducir el comportamiento histórico de un yacimiento, podrá predecir de igual forma su comportamiento futuro, plantea la posibilidad de evaluar diferentes estrategias de explotación en el yacimiento y observar su respuesta en el futuro, lo cual permite probar los potenciales beneficios de nuevas ideas a implantar.

Por las razones señaladas anteriormente, la Compañía INTERA (Information Technologies Corporation) desarrolló el programa ECLIPSE 100, el cual es un simulador numérico de petróleo negro con opciones para gas condensado, completamente implícito, tridimensional y trifásico, que funciona a través de un sistema de comandos (keywords), que permiten activar las diferentes opciones del programa para realizar el modelo matemático de un determinado yacimiento a partir del procesamiento de su información geológica, historia de producción e inyección, datos de fluidos, etc ⁽²⁵⁾.

Se entiende como simulador de petróleo negro, aquel cuyos fluidos hidrocarburos pueden describirse razonablemente bien, mediante sólo dos componentes hidrocarburos (petróleo y gas) a lo largo de su historia de explotación. Los simuladores de petróleo negro pueden modelar el flujo de petróleo, agua y además de tomar en cuenta la dependencia de la solubilidad del gas y del petróleo con la presión ⁽⁵⁾.

El simulador ECLIPSE 100 consta principalmente de las siguientes secciones ⁽⁵⁾:

- a) Sección RUNSPEC: En esta sección del simulador se introducen las dimensiones de las tablas y del modelo, opciones a ser activadas, fecha de inicio y título de la corrida, y otras especificaciones que en conjunto determinan la forma de cómo va a ser corrido el simulador.

- b) Sección GRID: Esta sección contiene todas las especificaciones acerca de la geometría y disposición de la malla de la simulación, así como las propiedades de la roca asignadas a cada bloque (permeabilidad, porosidad, etc.).
- c) Sección PROPS: Contiene todas las tablas de datos de las propiedades de las rocas y fluidos en función de las presiones, saturaciones de fluidos, y composiciones. En esta sección se introducen los datos de permeabilidades relativas trifásicas y bifásicas, así como los modelos de estimación. Es importante señalar que deben especificarse previamente en la sección RUNSPEC las dimensiones y número de tablas de las distintas variables a considerar durante la simulación.
- d) Sección REGIONS: A pesar de que esta sección es opcional, es usualmente utilizada para dividir la malla en regiones y realizar cálculos de funciones de saturación, propiedades PVT, permeabilidades relativas, histéresis, etc. Esta sección básicamente lo que permite es asignar diversas tablas o grupos de datos para diferentes bloques o regiones de la malla del modelo.
- e) Sección SOLUTION: Contiene especificaciones de las condiciones iniciales del yacimiento, tales como: profundidad de los contactos de los fluidos, nivel del plano de referencia, etc.
- f) Sección SUMMARY: Esta sección es opcional y sirve para generar diferentes tipos de representaciones gráficas y comparaciones en las predicciones con los datos históricos del campo al especificar los datos a ser escritos en la sección sumario después de cada corrida.
- g) Sección SCHEDULE: Se emplea para establecer las operaciones que deben ser simuladas (controles y restricciones de la producción e inyección, etc) y los tiempos en los cuales se desean los reportes de resultados. En general, esta sección se usa para especificar las condiciones, localizaciones, restricciones, etc, de los pozos para establecer los diferentes escenarios y

estrategias y de esta forma obtener las predicciones del comportamiento futuro del modelo.

CAPÍTULO III

Metodología

1.- REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Una vez planteada la problemática que dio paso a esta investigación y fijado sus objetivos, se procedió a desarrollar una intensiva revisión bibliográfica concerniente al proceso AGA, los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas y al yacimiento C2/VLE-305, con el propósito de establecer los parámetros más influyentes en la selección de estos modelos de estimación sobre la simulación numérica de un proceso AGA, así como analizar otras experiencias reportadas en la literatura.

La información recopilada durante la investigación fue extraída de las referencias bibliográficas citadas al final del informe. Los conceptos y procedimientos que permiten el entendimiento y soporte de este estudio se encuentran plasmados y organizados en el Capítulo II, en el cual se exponen los fundamentos teóricos.

2.- INFORMACIÓN REQUERIDA.

Luego de realizar la revisión bibliográfica y analizar los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas, se estableció que la información requerida para el estudio era la siguiente:

- Modelo de Simulación numérica del proceso AGA con N_2 inmisible realizado en el yacimiento C2/VLE-305.
- Datos de Permeabilidad Relativa Bifásica:
 - Datos de Imbibición y Drenaje para los sistema agua-petróleo y petróleo-gas, para aplicar los modelos que permiten toman en cuenta el efecto de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas (Carlson, Killough y Land).
 - Datos de drenaje para el sistema gas-petróleo y datos de imbibición para el sistema agua-petróleo, para emplear los modelos de Stone, los cuales toman en cuenta el efecto de histéresis, únicamente según la forma en que se introducen los datos de permeabilidades relativas bifásica. En este caso, se

busca representar en el yacimiento, una disminución en la saturación de petróleo y un aumento en las saturaciones de gas y agua.

- Datos de permeabilidad relativa trifásica experimental.

3.- RECOPILOCIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información ha utilizar en este estudio se obtuvo de un reporte realizado por La Compañía PETEC Software & Services AS, la cual fue contratada por PDVSA-Intevep para realizar un estudio que incluyera datos experimentales de permeabilidades relativas bifásicas y trifásicas en un núcleo compuesto del pozo VLE-1308 del área piloto en estudio, utilizando nitrógeno como gas de inyección. ⁽²⁶⁾

En cuanto a la simulación numérica, se buscaron y analizaron los modelos desarrollados en esta área, entre los cuales se encontró un proceso de inyección AGA con gas hidrocarburo utilizando al modelo de estimación de Stone I ^(5, 27).

4.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

El modelo de simulación ha utilizar en este estudio se basa en estudios preliminares^(5, 27), adicionándole datos bifásicos (para aplicar los modelos empíricos) y trifásicos de la permeabilidad relativa del petróleo para lograr analizar el efecto que ésta produce en la simulación.

El modelo de simulación posee las características principales del yacimiento C-23 localizado en la arena C2 del área VLE-305, el cual fue descrito anteriormente en el Capítulo I, donde se describe la geología del área en estudio. Este yacimiento está conformado por tres zonas o unidades representadas por una malla de 7680 celdas (16x20x24). Cada zona o unidad de las tres presentes en el modelo del yacimiento C-23 (C-23U, C-23M y C-23L), se encuentra representada por ocho (8) celdas en la dirección vertical a

las cuales se le incorporaron los mapas de porosidad, permeabilidad horizontal, y promedio de arena neta ⁽²⁷⁾.

En el área piloto simulada se especifican siete (7) pozos de los cuales cinco (5) son productores, uno (1) inyector y uno (1) observador. En las Tablas 3 y 4 se describen el tipo y la posición de cada pozo, respectivamente. También se incluyen dos pozos inyectoros (DUM y DUM1), para simular la inyección de agua que se realizó en los bordes del yacimiento durante su vida productiva (Figura N°15).

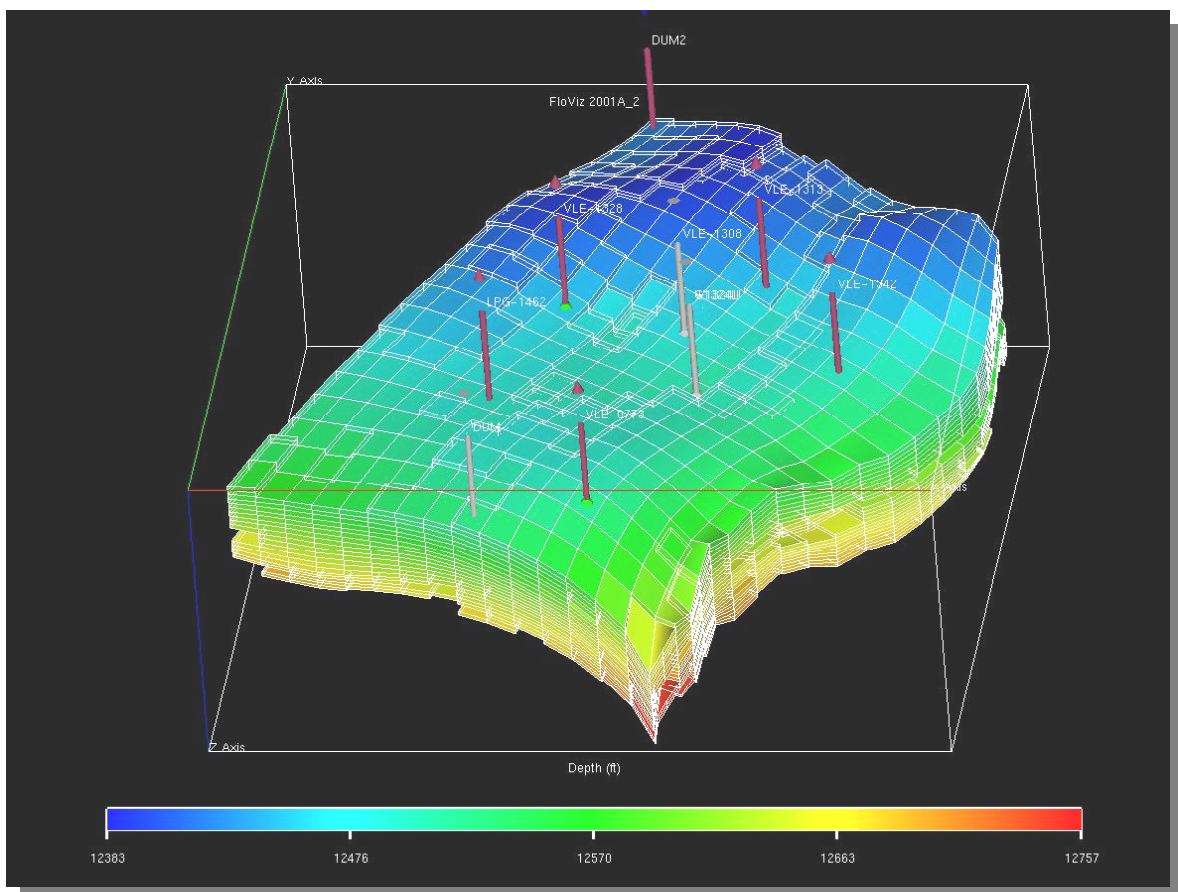


Figura N° 15. Malla de simulación.

Los datos correspondientes al PVT utilizados en el programa de simulación fueron los obtenidos de las pruebas convencionales realizadas con petróleo y gas natural. No se tomó en cuenta el hinchamiento que el nitrógeno, como gas de inyección, puede producir sobre el crudo ya que estudios

preliminares⁽²⁸⁾ determinaron que el máximo factor de hinchamiento alcanzado en las pruebas, utilizando nitrógeno, fue de 1.0410 a una presión de 5868 lpca y el mínimo factor fue de uno (1) a una presión de 1448 lpca, demostrando que podemos asumir que el PVT de petróleo con nitrógeno tendrá el mismo comportamiento que usando gas natural como fluido de inyección. Por esta razón, consideramos que puede utilizarse el mismo PVT de petróleo y gas natural, ya que este yacimiento se encuentra prácticamente agotado y mediante la represurización que ocurre como consecuencia de la inyección AGA difícilmente se alcanzará una presión de 5868lpca.

Tabla 3. Tipos de Pozos en el área simulada. ⁽²⁷⁾

Pozo	Tipo	Datos de Completación	Tipo de Completación	Historia de Producción
LPG-1462	Productor	19/05/1994	Simple	Datos de producción disponible desde 01/05/1994
VLE-0773	Productor	27/02/1997	Doble	Datos de producción disponible desde 1/2/1979
VLE-1328	Productor	Febrero de 1999	Doble	Datos de producción disponible desde 01/03/1999
VLE-1313	Productor	15/09/1998	Doble	Datos de producción disponible desde 01/11/1998
VLE-1342	Productor	Septiembre de 1999	Doble	-
VLE-1324	Inyector	21/12/1998	Doble	-
VLE-1308	Observador	20/08/1998	Sensores	-

Es importante resaltar que durante las operaciones en campo, se presentaron problemas de baja inyectividad en la sarta inferior (Unidad C23-L), por lo tanto

se decidió evaluar el proceso de inyección AGA únicamente en la zona superior (Unidad C23-U) ⁽⁶⁾.

Tabla 4. Posición de Pozos en el área simulada. ⁽²⁷⁾

Pozo	Tipo	Posición (X-Y)	Intervalo Perforado	Celdas perforadas en la dirección Z
LPG-1462	Productor	6 15	C-23U:12636'-12650'=14 pies C-23L:12724'-12732'= 8 pies	C-23U:z=14,15,16
VLE-0773	Productor	12 18	C-23U:12648'-12652'=4 pies C-23U:12718'-12726'=8 pies C-23U:12753'-12757'=4 pies	C-23U:z=1,2,3 C-23U:z=9,10 C-23U:z=16,17
VLE-1328	Productor	5 10	C-23U:12509'-12526'=17 pies C-23U:12590'-12596'=6 pies C-23U:12630'-12640'=10 pies C-23L:12654'-12670'=16 pies	C-23U:z=1,2,3 C-23U:z=11,12 C-23U:z=18,19 C-23L:z=22,23,24
VLE-1313	Productor	10 6	C-23U:12520'-12535'=15 pies C-23U:12554'-12560'=6 pies C-23U:12564'-12590'=26 pies C-23L:12618'-12634'=16 pies C-23L:12644'-12652=8 pies	C-23U:z=6,7,8 C-23U:z=11,12 C-23U:z=13,14,15,16 C-23L:z=21,22,23
VLE-1342	Productor	14 8	C-23U:12558'-12568'=10 pies C-23U:12572'-12582'=10 pies C-23L:12612'-12624=12 pies	C-23U:z=7-8 C-23U: z=9-10 C-23U: z=15-19
VLE-1324	Inyector	9 9	C-23U:12532'-12540'=8 pies C-23U:12546'-12560'=14 pies C-23L:12580'-12600'=20 pies	C-23U:z=4,5,6 C-23U: z=7,8,9 C-23L: z=11,12,13
VLE-1308	Observador	9 12	-	-

5.- MODELO DE INYECCIÓN AGA.

El diseño de la inyección AGA fue establecido por estudios previos^(30, 31), en los cuales se determinó que la Relación AGA 1:1 genera el mayor factor de recobro, además de permitir el manejo de menores volúmenes de gas por cada ciclo. Por otro lado, también se determinó que el tiempo óptimo para la

inyección de tapones para cada ciclo es de tres (3) meses por tapón inyectado⁽⁶⁾.

Por estas razones el modelo de inyección AGA utilizado durante la simulación se realiza con una Relación AGA de 1:1, con un tiempo de tres (3) meses por cada tapón de inyección.

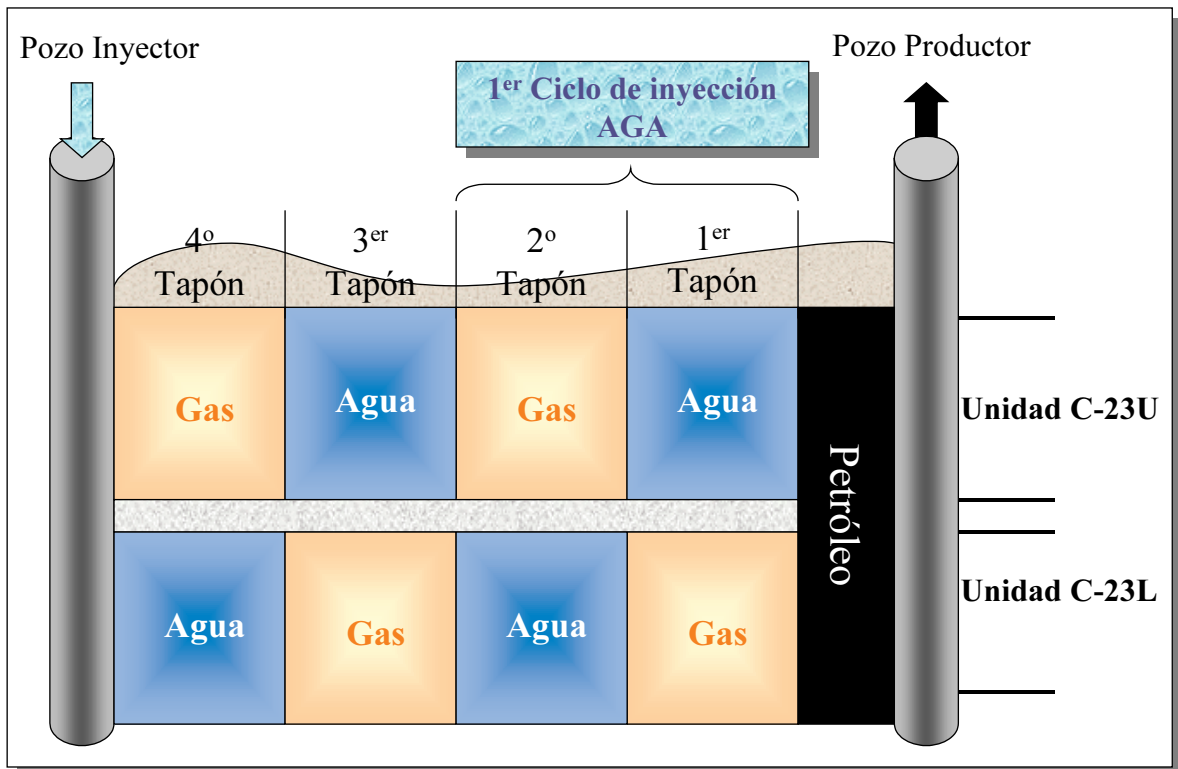


Figura N° 16. Esquema inicial del proceso de Inyección AGA (La zona C23-L fue abandonada por baja inyectividad).

A continuación se detalla el esquema inicial del proceso de inyección AGA planteado para la simulación:

Un ciclo de inyección AGA se divide en dos etapas de inyección (Figura N°16). La primera etapa consiste en la inyección del primer tapón de agua y gas en la Unidades C-23U y C-23L, respectivamente, durante un período de tres (3) meses. Una vez culminado este tiempo, se inicia la segunda etapa del ciclo de inyección, en la cual se intercambian las fases de inyección en cada unidad, es decir, se procede a inyectar un segundo tapón de gas en la unidad C-23U y otro de agua en la unidad C-23L, por un lapso de tres (3) meses nuevamente,

completando de esta forma el primer ciclo del proceso de inyección AGA con N_2 inmiscible en el yacimiento simulado y de manera sucesiva se realizan las inyecciones de los demás tapones hasta completar la cantidad de ciclos pautados. ⁽²⁷⁾

El proceso de inyección AGA en la simulación inicialmente se tenía planteado que fuese de forma simultánea en las unidades C-23U y C23-L, a través del pozo inyector VLE-1324, el cual posee una completación dual, que permite inyectar diferentes fluidos en cada unidad. En este caso la inyección se formuló para que se realizara alternando las fases durante cada ciclo en cada unidad (Ver Figura N°16). Sin embargo, como anteriormente se señaló, debido a problemas de baja inyectividad en la unidad inferior (C23-L), el proceso de inyección AGA se realizó únicamente en la unidad superior (C23-U), por lo tanto, en la simulación numérica únicamente se especifica la inyección AGA en esta zona ⁽⁶⁾.

Para especificar la inyección AGA en el modelo de simulación, se introdujeron los siguientes pozos inyectores con la misma ubicación del pozo VLE-1324: W1324U y G1324U; la primera y la última letra de cada uno de estos pozos representan la fase de inyección y la unidad de completación, respectivamente. De esta forma cuando se cambia la etapa y por ende la fase de inyección, simplemente se procede al cierre o apertura del pozo correspondiente ⁽²⁷⁾. Como se puede observar la inyección sólo se realiza en la unidad C23-U en la simulación, para lograr representar lo que sucede realmente a nivel de campo. El volumen de los tapones de inyección (gas y agua) en la unidad C-23U son de 3000BY/D (barriles yacimiento por día), manteniendo de esta forma la Relación AGA 1:1. Los pozos inyectores especificados arriba son controlados estableciendo cómo presión máxima en el cabezal (THP) y en el fondo del pozo (BHP) 3000lpca y 6000lpca, respectivamente. ⁽²⁷⁾

Este esquema de inyección se inicia el primero (1°) de Diciembre de 2001 y se continua hasta el primero (1°) de Febrero de 2005, para lograr obtener las predicciones del proceso de inyección AGA con N_2 inmiscible.

6.-AJUSTE DE LOS DATOS EXPERIMENTALES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS BIFÁSICAS MEDIANTE EL MÉTODO DE COREY.

Para introducir los datos de permeabilidad relativa bifásica al simulador numérico, generalmente se aplica el método del Exponente de Corey ⁽³²⁾ para suavizar y ajustar las curvas de permeabilidad relativas bifásicas.

El método Exponencial de Corey ⁽³²⁾, permite establecer mediante gráficos logarítmicos cuáles datos experimentales son "confiables" y mediante un procedimiento, el cual se detalla en las siguientes secciones, se pueden generar ecuaciones que representen el mejor ajuste de los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásicas, para luego ser introducidos en el simulador numérico.

El procedimiento propuesto por Corey se basa en el uso de gráficos logarítmicos, ya que permiten visualizar y asegurar el crecimiento monótono exponencial de los datos de permeabilidades relativas bifásicas. Un ejemplo de este procedimiento se observa en la Figura N° 17.

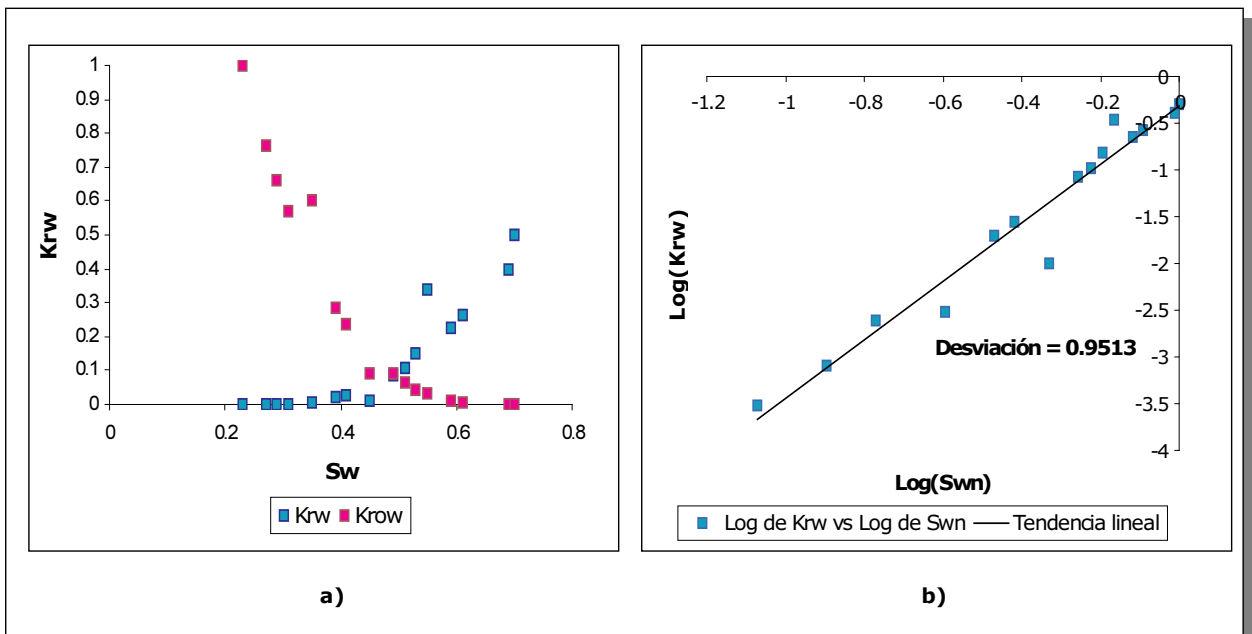


Figura N° 17. Aplicación del Método de Corey a datos de permeabilidades relativas bifásicas. a) Datos hipotéticos de K_r para el sistema agua-petróleo. b) Generación de gráfico logarítmico a partir de datos bifásicos de K_{rw} .

En la Figura N° 17a se presentan datos hipotéticos de permeabilidades relativas bifásicas del sistema agua-petróleo y en la Figura N° 17b se aprecia la linearización de los datos hipotéticos de K_{rw} , luego de aplicarles el logaritmo y graficarlos. Este procedimiento permite observar y descartar aquellos datos que se alejen de la tendencia lineal, ya que no generan un crecimiento monótono en las curvas de permeabilidades relativas bifásicas, lo cual podría acarrear errores de convergencia durante la simulación numérica.

Para asegurar este crecimiento monótono de las curvas de permeabilidades relativas bifásicas, se busca que al representar los datos experimentales en un gráfico logarítmico, estos se acerquen a un comportamiento lineal, el cual se garantiza al obtener la recta trazada a través de los datos experimentales que presente una desviación igual a la unidad.

El procedimiento para realizar el ajuste se explica a continuación:

6.1- Sistema agua-petróleo.

La estimación del parámetro S_{orw} debe realizarse previo al desarrollo del ajuste de los datos de permeabilidades relativas bifásicas experimentales, ya que este valor se utilizará en la normalización de las saturaciones para obtener las ecuaciones de permeabilidades relativas bifásicas ajustadas por el método de Corey.

6.1.1.- Estimación de S_{orw} .

Para estimar el valor de S_{orw} se realiza una normalización de la saturación de petróleo (S_{onw})⁽³²⁾, mediante la siguiente ecuación:

$$S_{onw} = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} = \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Se asume un valor de S_{orw} , se introducen en la ecuación anterior (Ec 3.1) los datos experimentales de la saturación del petróleo, y se grafican en escala log-log estos valores normalizados de la saturación del petróleo (S_{onw}) con su correspondiente valor experimental de permeabilidad relativa (K_{row}), para generar un gráfico logarítmico de

K_{row} vs S_{onw} , observando la desviación que presentan los puntos respecto a la mejor recta trazada. Se continua el mismo procedimiento asumiendo diferentes valores de S_{orw} hasta encontrar el valor de S_{orw} que permita reproducir la recta con la desviación más cercana a la unidad, respecto a los datos de permeabilidad relativas bifásicas experimentales ⁽³²⁾.

En la Figura N° 18 se realiza la estimación de la S_{orw} para los mismos datos hipotéticos utilizados en la sección anterior (Figura N° 17-a). Como se puede apreciar, la S_{orw} evaluada en la ecuación 3.1 que arroja la desviación más cercana a la unidad es la correspondiente al valor de $S_{orw}=0.3$, por lo tanto se utiliza este valor para la normalización de las saturaciones de ambos sistemas bifásicos que a continuación se presenta como ejemplo.

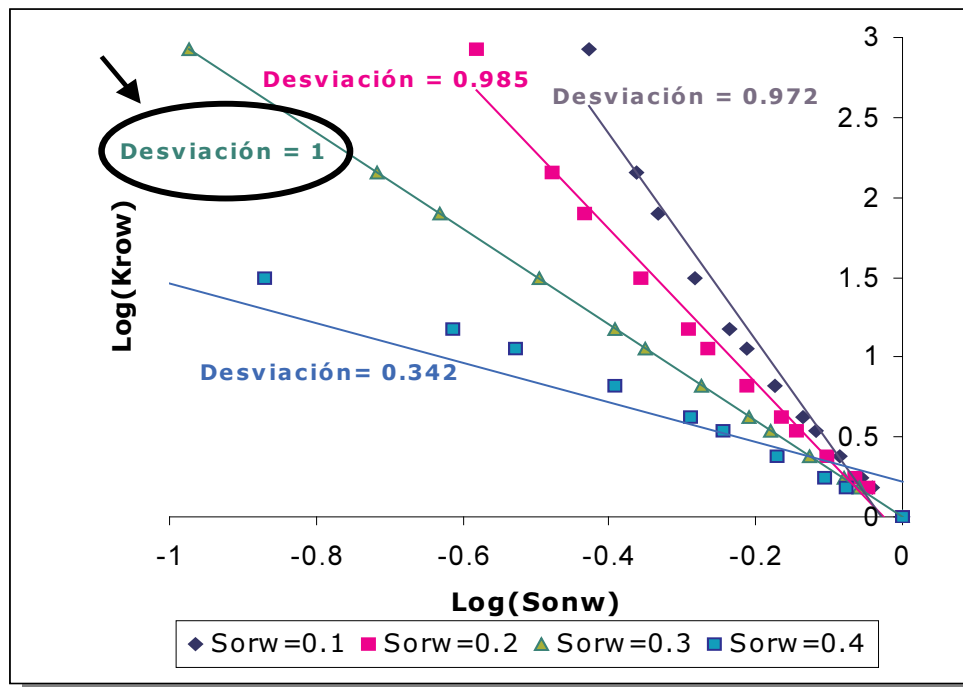


Figura N° 18. Estimación de la S_{orw} según el Método de Corey

6.1.2.- Ajuste de la curva de K_{rw} .

Para ajustar la curva de K_{rw} se procede a graficar en escala log-log los datos experimentales de K_{rw} vs S_{wn} , donde S_{wn} representa la saturación normalizada de agua y viene dada por la ecuación ⁽³²⁾:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

En la Figura N° 19 se observan dos gráficos de los datos hipotéticos presentados en la Figura N° 17b de K_{rw} linealizados mediante un gráfico log-log, con el objeto de explicar detalladamente el procedimiento de selección de los datos experimentales “confiables”.

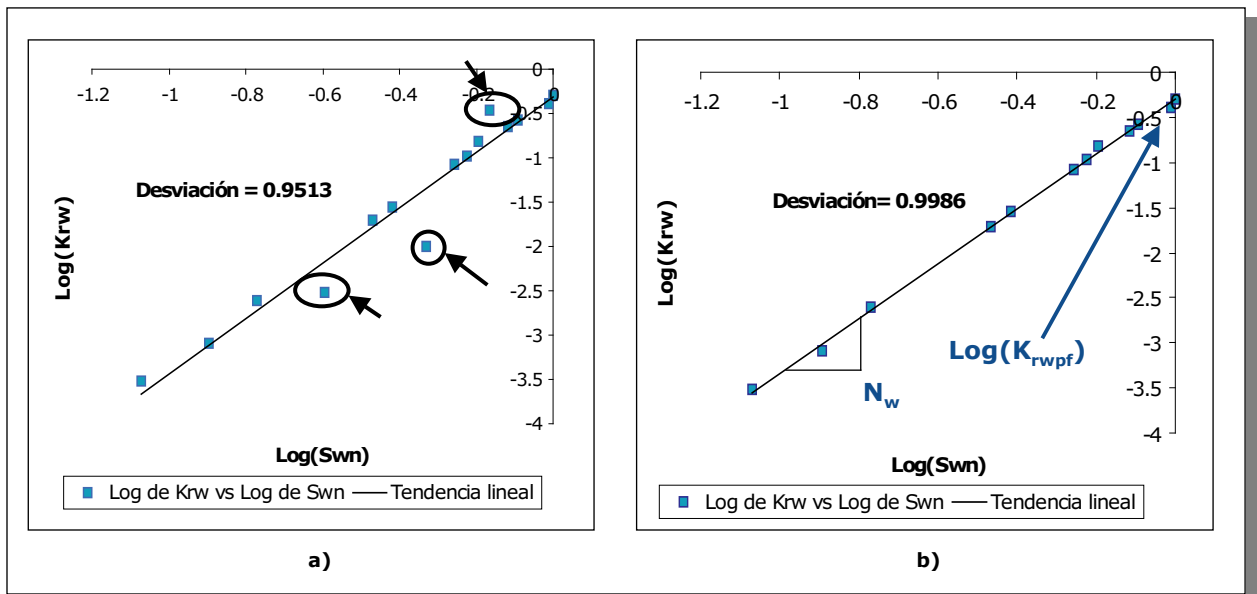


Figura N° 19. Proceso de descarte de datos experimentales y cálculo de N_w y del punto final de la curva K_{rw} (K_{rwpf}).

El Método Exponencial de Corey considera que los datos experimentales de “mejor calidad” se agrupan en una línea recta, mientras que los puntos que se alejen de ella representan datos “desconfiables” y por ende descartables⁽³²⁾. Por lo tanto, los datos señalados en la Figura N° 19a se descartan ya que se alejan de la tendencia lineal trazada a través de los datos experimentales. Estos datos pueden estar fuera de la tendencia por posibles problemas o errores durante el proceso de medición. La exclusión de estos datos experimentales “desconfiables” permiten obtener una desviación más cercana a la unidad como se observa en la Figura N° 19b. En tal sentido, los datos experimentales a utilizar para realizar el ajuste de los

datos hipotéticos de K_{rw} según el método de Corey, serían los presentes en la Figura N° 19b.

Este proceso de selección y descarte se aplica a todos los datos experimentales de los sistemas bifásicos.

Una vez seleccionados los puntos "confiables", se procede a determinar el punto final (end point) de la curva K_{rw} (K_{rwpf}), el cual se obtiene mediante una extrapolación de la mejor recta trazada a través de los datos confiables hasta alcanzar el punto donde el logaritmo de S_{wn} sea igual a cero (0), como se aprecia en la Figura N° 19b, es decir, donde S_{wn} sea igual a uno (1), ya que la máxima K_{rw} se obtiene en la máxima saturación de agua ⁽³²⁾.

A continuación se calcula el Exponente de Corey para el agua (N_w), el cual puede determinarse de dos formas:

- Mediante la pendiente de la recta final (Figura N° 19b) ⁽³²⁾:

$$N_w = \frac{\text{Log}(K_{rwpf}) - \text{Log}(K_{rw})}{\text{Log}(1) - \text{Log}(S_{wn})} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

- Aplicando la Ecuación 3.3 a todos los datos experimentales confiables (n) y realizando un promedio:

$$\overline{N_w} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{w_i}}{n} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Para nuestro estudio se utilizó la segunda forma, ya que arrojaba un mejor ajuste en las curvas de permeabilidades relativas para los dos sistemas bifásicos.

Utilizando los valores anteriores se puede generar la ecuación refinada de la curva K_{rw} , la cual se expresa de la siguiente forma ⁽³²⁾:

$$K_{rw} = K_{rwpf} * (S_{wn})^{\overline{N_w}} = K_{rwpf} * \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{\overline{N_w}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

6.1.3.- Ajuste de la curva K_{row} .

Al igual que en el ajuste de la curva K_{rw} , se grafica en escala log-log los datos experimentales de K_{row} vs S_{onw} y se realiza el descarte de los

datos experimentales “desconfiables” expuesto anteriormente. La Figura N° 20 presenta en un gráfico log-log los datos hipotéticos de K_{row} vs S_{onw} mostrados en la Figura N° 17a y su respectivo proceso de selección y descarte de datos experimentales.

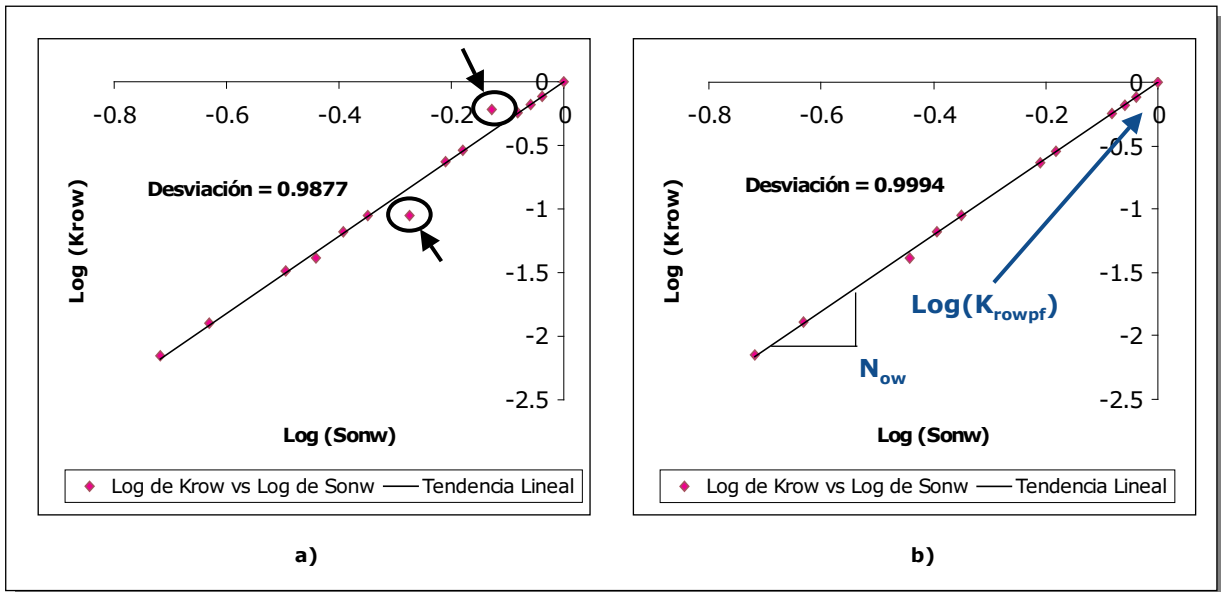


Figura N° 20. Proceso de descarte de datos experimentales y cálculo N_{ow} y del punto final de la curva K_{row} (K_{rowpf}).

Posteriormente se obtiene el Exponente de Corey para el petróleo (N_{ow}), que al igual que en el cálculo de N_w , se puede determinar de dos formas, sin embargo, como se señaló anteriormente, se determinará mediante el promedio ($\overline{N_{ow}}$) de los (n) datos “confiables” evaluados en la ecuación 3.6.

$$N_{ow} = \frac{\text{Log}(K_{row})}{\text{Log}(S_{onw})} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$\overline{N_{ow}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{ow_i}}{n} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Como se puede apreciar en la Figura N° 20, el Exponente de Corey para el petróleo se simplifica por el hecho de que el punto de partida de la curva está establecido, es decir, que el valor de K_{row} al inicio del desplazamiento es la unidad cuando el valor de S_{onw} es igual a uno (1),

por lo tanto, el cálculo de N_{ow} se simplifica como se demuestra en la ecuación 3.6 ⁽³²⁾.

Con los valores de S_{orw} y $\overline{N_{ow}}$ se obtiene la curva refinada o suavizada de K_{row} ⁽³²⁾:

$$K_{row} = \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{\overline{N_{ow}}} = \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{\overline{N_{ow}}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

6.2.- Sistema petróleo-gas.

Para obtener el valor correspondiente de la saturación residual de petróleo al gas (S_{org}), se procede a graficar en escala normal los datos experimentales de permeabilidades relativas del gas (K_{rg}) y del petróleo al gas (K_{rog}), contra la saturación de gas más la saturación de agua inicial ($S_{wi}+S_g$). Posteriormente se lee en el gráfico el valor de S_{org} para este sistema bifásico (S_{org} sería el punto en el cual la curva de K_{rog} es igual a cero) . Como se aprecia, la forma de conseguir la saturación residual de petróleo para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo se realiza de forma diferente, ya que si se emplean los gráficos logarítmicos durante la obtención de S_{org} , este valor puede ser sobrestimado⁽³²⁾. Este proceso se realiza, ya que por lo general los datos experimentales de permeabilidades relativas gas-petróleo vienen en función de la saturación del líquido, lo cual implica que la S_{org} no se puede observar directamente, por lo tanto para diferenciarla es necesario graficar los datos como se señaló anteriormente.

La saturación de gas crítica (S_{gc}) es el máximo valor de S_g en el cual la $K_{rg}=0$. Se obtiene mediante la sumatoria de fases al inicio del proceso de drenaje, es decir, se toma el mayor valor experimental de saturación de gas al inicio del proceso de drenaje en la cual sea nula la K_{rg} , este valor corresponde a la S_{gc} del sistema gas-petróleo.

6.2.1.- Ajuste de la curva K_{rog} .

En el caso del sistema petróleo-gas con una saturación irreducible de agua (S_{wi}), se encuentra que la saturación normalizada de petróleo (S_{ong}) se determina utilizando la siguiente ecuación ⁽³²⁾:

$$S_{org} = \frac{1 - S_g - S_{wi} - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} = \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

En cuanto al Exponente de Corey para el petróleo (N_{og}) se deduce de la misma forma que en el caso del sistema agua-petróleo⁽³²⁾:

$$N_{og} = \frac{\text{Log}(K_{rog})}{\text{Log}(S_{org})} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$\overline{N_{og}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{og_i}}{n} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Utilizando los valores de S_{ong} y $\overline{N_{og}}$ podemos expresar la curva de K_{row} según⁽³²⁾:

$$K_{rog} = \left(\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right)^{\overline{N_{og}}} = \left(\frac{1 - S_g - S_{wi} - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right)^{\overline{N_{og}}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

6.2.2.- Ajuste de la curva K_{rg} .

Para obtener la curva refinada de K_{rg} , se calcula previamente el punto final de la curva (K_{rgpf}) empleando el mismo procedimiento usado en el caso de K_{rwpf} , pero graficando en log-log los datos experimentales de K_{rg} vs S_{gn} , donde S_{gn} representa la saturación normalizada de gas⁽³²⁾:

$$S_{gn} = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Posteriormente se calcula el Exponente de Corey para el gas (N_g), de la misma forma señalada en el sistema agua-petróleo⁽³²⁾, quedando:

$$N_g = \frac{\text{Log}(K_{rgpf}) - \text{Log}(K_{rg})}{\text{Log}(1) - \text{Log}(S_{gn})} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$\overline{N_g} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{g_i}}{n} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Finalmente se puede escribir la curva de K_{rg} suavizada como sigue⁽³²⁾:

$$K_{rg} = K_{rgpf} * \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}} \right)^{\overline{N_g}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

7.- EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS TRIFÁSICA AL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

Una vez recopilada la información necesaria, se evaluó la aplicabilidad que poseen los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas respecto a los datos disponibles, los cuales detallamos a continuación:

7.1.- Modelos de Stone I y Stone II.

Los datos de permeabilidades relativas bifásicas⁽²⁶⁾ que conforman el resultado de dos desplazamientos consecutivos se realizaron con el objeto de que al utilizar los Modelos de Stone I y Stone II durante la simulación numérica tomaran en cuenta, tanto como fuese posible, los efectos de histéresis en el yacimiento, ya que estos modelos no pueden representar fielmente los efectos de histéresis ocasionados por el cambio cíclico de la saturaciones (agua y gas) durante el Proceso AGA⁽²²⁾.

7.2.- Modelos de Histéresis (Carlson, Killoug y Land).

Con el objeto de incluir en la simulación numérica del proceso AGA el efecto de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas, se utilizan los modelos de Carlson, Killoug y Land en conjunto con los de Stone. Para aplicar estos modelos de histéresis es necesario poseer datos de permeabilidades relativas bifásicas de imbibición y drenaje, tanto para el sistema agua-petróleo, como para el sistema gas-petróleo^(4, 20, 21), sin embargo, estas pruebas no fueron realizadas, por lo cual se procedió, mediante los siguientes métodos, procurar obtener los datos restantes:

- Utilizar el modelo de Carlson⁽²⁰⁾ para generar los datos de permeabilidad relativa bifásicas restantes.
- Realizar una comparación de datos de permeabilidades relativas bifásicas de imbibición y drenaje de otros yacimientos, con una fuerte mojabilidad al agua y características petrofísicas similares al área en estudio ($K=245$ mD y $\emptyset=25\%$), respecto a los datos presentados en el reporte⁽²⁶⁾.

En principio se buscó utilizar el modelo de Carlson ⁽²⁰⁾ para crear los datos de permeabilidades relativas bifásicas restantes, sin embargo, el modelo claramente especifica que sólo permite la elaboración de curvas de permeabilidades relativas de imbibición a partir de datos de permeabilidades relativas de drenaje, por lo tanto, el modelo sólo era aplicable a los datos de drenaje del sistema gas-petróleo y no funciona para la generación de la curva de permeabilidades relativas de drenaje, a partir de los datos de imbibición del sistema agua-petróleo.

Posteriormente, se intentó realizar comparaciones de permeabilidades relativas bifásicas con rocas que presentaran características petrofísicas similares a la de la arena C2, en cuanto a mojabilidad preferencial, porosidad y permeabilidad absoluta se refiere. Esto se realiza con la finalidad de asumir que si los datos comparados presentaban el mismo comportamiento en un determinado proceso histórico de saturaciones, entonces se puede suponer que los datos de los otros procesos tendrán el mismo comportamiento⁽¹⁰⁾. Para lograr una mejor comprensión, se utiliza como ejemplo al sistema gas-petróleo, del cual se poseen datos del proceso histórico de drenaje, éstos se comparan con los datos suministrados del mismo proceso y se observa su semejanza. En caso de presentar un comportamiento similar, se asume que los datos de imbibición tendrán la misma tendencia y de esta forma se obtienen los datos faltantes para este sistema. En el caso del sistema agua-petróleo, se procede de igual forma.

Debido a la poca disponibilidad de datos permeabilidades relativas que incluyeran los procesos de imbibición y drenaje para realizar esta comparación, únicamente se logró establecer este cotejo con datos provenientes del Campo el Furrial. En la Figura N° 21 se presenta uno (1) de los 10 datos comparados. Las comparaciones se realizaron con un núcleo del Campo El Furrial, el cual presenta una fuerte mojabilidad al agua, una permeabilidad absoluta de 200mD y una porosidad de 25%. Como se puede apreciar, existe una marcada diferencia entre las curvas, es decir que estos datos no resultaron ser

representativos de los procesos que se tienen y se desea analizar, por lo cual no se logró generar los datos de los sistemas.

Por las razones mencionadas anteriormente, no se logró obtener los datos que faltaban para poder aplicar los Modelos de Histéresis, por lo tanto, sólo se aplica en este estudio los Modelos de Stone I y Stone II sin tomar en cuenta el efecto de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas de la simulación del proceso AGA del yacimiento C2/VLE-305.

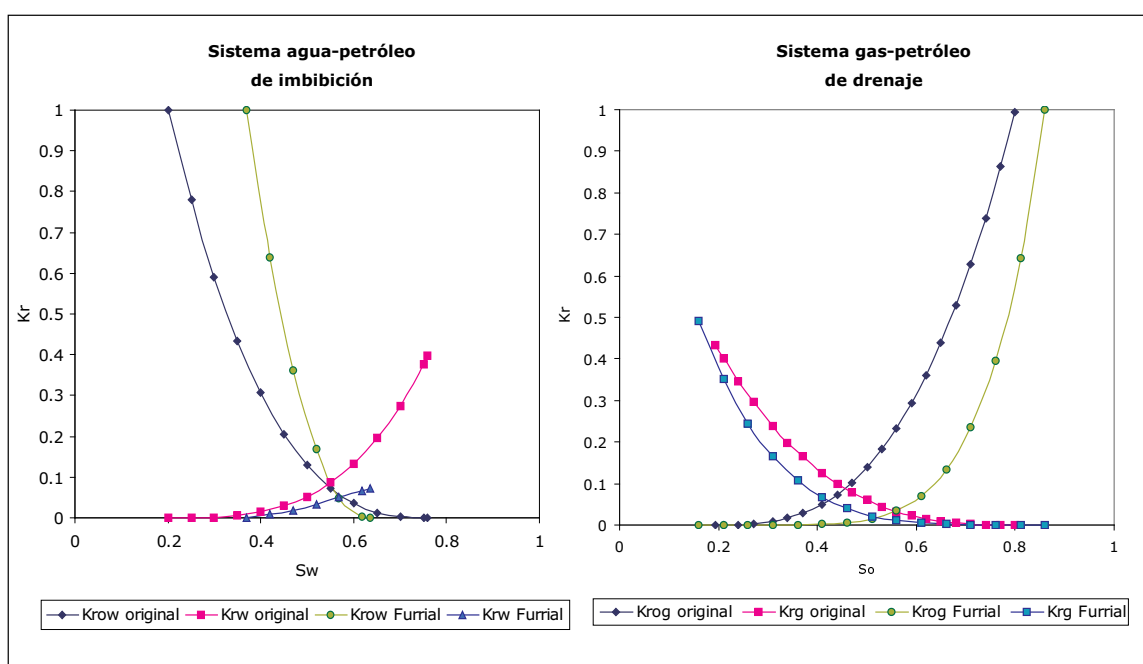


Figura N° 21.- Comparación de Curvas de Permeabilidades relativas para un núcleo del Campo El Furrial con $K_a=200\text{mD}$, $\emptyset=25\%$ y mojado al agua.

8.- SENSIBILIDADES REALIZADAS EN EL MODELO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN AGA.

Para evaluar el impacto de los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas y datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales sobre las predicciones de los fluidos de producción (petróleo, agua y gas) en el Modelo de Simulación del proceso AGA con N_2 inmisible del

yacimiento C2/VLE-305, se realizaron las sensibilidades presentadas en la Tabla N° 5:

Los comandos (keywords) señalados en la Tabla N° 5 se utilizan para activar los modelos de estimación de Stone I (STONE1) y Stone II (STONE2) en la simulación numérica, así como para introducir los datos de saturaciones y permeabilidades relativas bifásicas (SWFN, SGFN, SOF3) y trifásicas (SWFN, SGFN, SOF32D), los cuales se especifican en el Apéndice A ⁽³³⁾.

Tabla N° 5. Sensibilidades realizadas en el modelo de simulación del proceso AGA con N₂ inmisible.

Sensibilidad	Nombre del Archivo	Keywords utilizados	Modelo	Observaciones
1	BC51-P7-5	SWFN, SGFN, SOF32D	-	Se utilizaron los datos experimentales de la permeabilidad relativa trifásica, con inyección AGA.
2	BC51-P6-5	STONE1, SWFN, SGFN, SOF3	Stone I	Se utilizaron los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásicas, con inyección AGA.
3	BC51-P6S2-5	STONE2, SWFN, SGFN, SOF3	Stone II	Se utilizaron los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásicas, con inyección AGA.
4	BC51-P13-5 (Caso Base)	SWFN, SGFN, SOF3	-	Se utilizaron los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásica, con inyección de agua continua (5000BY/D).
5	BC51-P15-5	SWFN, SGFN, SOF3	-	Se utilizaron los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásica, con inyección de agua continua (3000BY/D).
6	BC51-P14-5	SWFN, SGFN, SOF3	-	Se utilizaron los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásica, con inyección de gas continua (3000BY/D).

9.- GENERACIÓN DE DIAGRAMAS TERNARIOS.

Para visualizar la permeabilidad relativa del petróleo trifásica se generaron diagramas ternarios, que permitieran apreciar la respuesta de los datos de permeabilidades relativas trifásica experimental y la de los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas.

Los diagramas ternarios se desarrollaron utilizando el programa KrDraw, el cual permite integrar y visualizar permeabilidades relativas trifásicas y bifásicas mediante las siguientes opciones:

- Genera en diagramas ternarios los datos de permeabilidades relativas del petróleo trifásica a partir de datos bifásicos, utilizando diferentes Modelos de estimación (Stone I, Stone II, Snell, Corey, etc). En la siguiente figura se muestra un ejemplo de un diagrama ternario de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo generado por el programa KrDraw, utilizando el Modelo de estimación de Stone I.

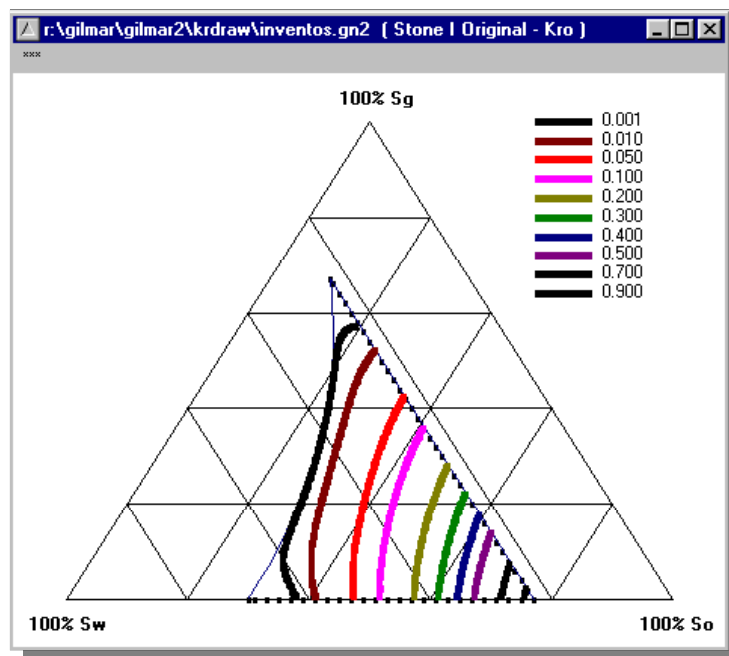


Figura N° 22. Diagrama ternario de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo generado por KrDraw utilizando el modelo de estimación de Stone I.

- Genera diagramas ternarios de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo, utilizando datos experimentales introducidos por el usuario.
- Crea tablas bidimensionales de permeabilidades relativas trifásicas para ser introducidas al simulador numérico. En la Figura N° 23 se aprecia un ejemplo de las tablas bidimensionales de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo generada por KrDraw, en la cual la S_w se encuentra en la primera fila y la S_g en la primera columna. Los valores de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo se colocan a partir de la segunda línea y la segunda columna y ésta se calcula a la saturación de petróleo correspondiente a $S_o=1-S_w-S_g$, donde S_w y S_g corresponden a los valores ubicados en la primera fila y la primera columna, respectivamente (Ver Figura N° 23).

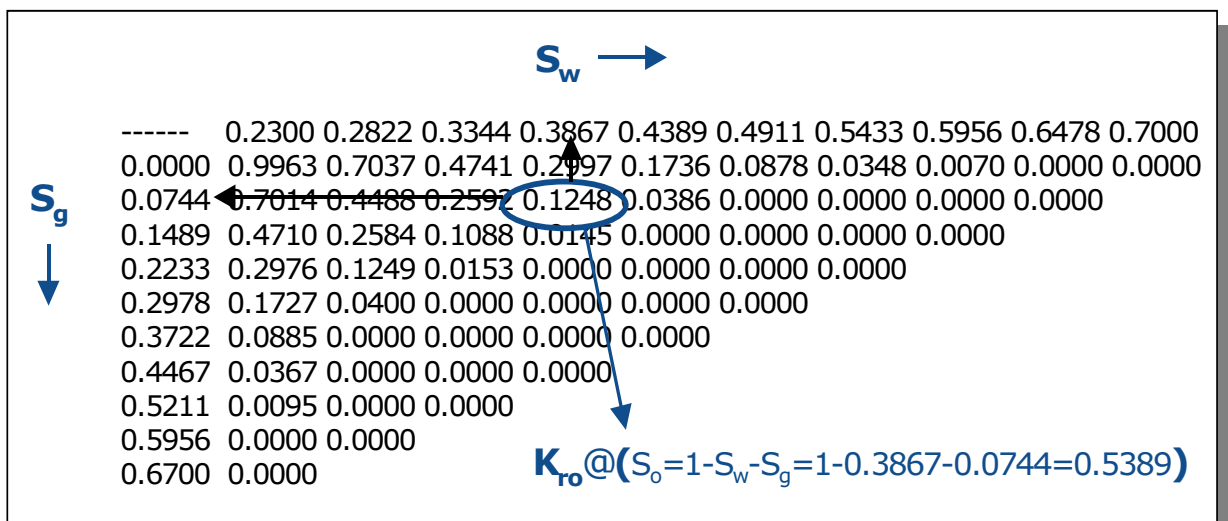


Figura N° 23. Ejemplo de tabla bidimensional generadas por KrDraw.

- Genera curvas de permeabilidades relativas bifásicas a partir de datos introducidos por el usuario (Ejemplo: Figura N° 24).
- Desarrolla curvas de permeabilidad relativa bifásicas suministrando únicamente algunos parámetros como puntos finales de las curvas (end points), saturaciones irreducibles, etc.

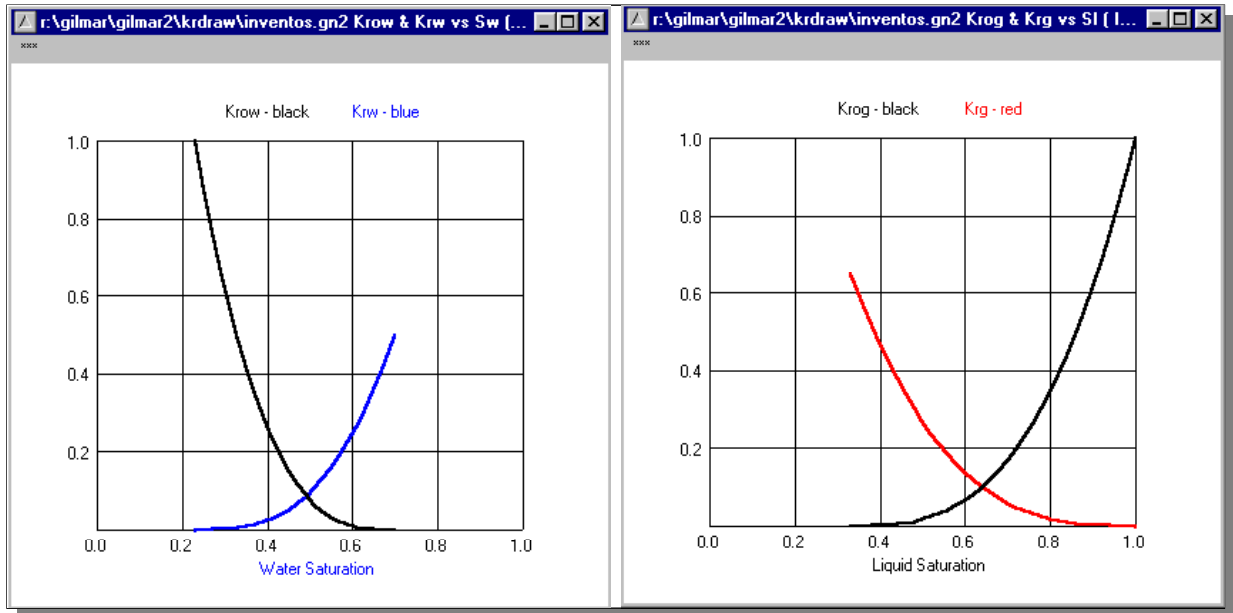


Figura N° 24. Ejemplo de curvas de permeabilidades relativas bifásicas generadas por KrDraw.

Los datos introducidos en el Programa KrDraw fueron las permeabilidades relativas bifásicas ajustados por el método de Corey y los datos de permeabilidades relativas trifásica experimental.

Para este estudio únicamente se usaron las opciones que permiten desarrollar los diagramas ternarios de los modelos empíricos y de los datos experimentales, y las tablas bidimensionales de permeabilidades relativas trifásicas, las cuales fueron introducidas al simulador en este formato.

CAPÍTULO IV

Discusión de Resultados

Con el objeto de obtener una mejor comprensión en la presentación de resultados, su distribución y análisis fue dividido en tres (3) secciones: Curvas de permeabilidades relativas bifásicas ajustadas por el Método de Corey, Análisis de diagramas ternarios y finalmente el Impacto de la permeabilidad trifásica en la simulación numérica del proceso de Inyección AGA con N_2 inmisible en el yacimiento C2/VLE-305.

1.- CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS BIFÁSICAS AJUSTADAS POR EL MÉTODO DE COREY.

Para obtener los datos experimentales de permeabilidades relativas bifásicas, se realizó el siguiente procedimiento en el laboratorio⁽²⁶⁾: inicialmente se saturó la muestra con petróleo hasta obtener $S_o = 1 - S_{wi}$, reportando un valor de $S_{wi} = 0.175$. Posteriormente, se procedió a realizar un proceso de drenaje por gas para medir los valores experimentales de la permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo con S_{wi} . Luego se desplazó totalmente el gas con petróleo y después se inició el proceso de imbibición a partir de la inyección de agua, y de esta forma obtener los datos experimentales de la permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo⁽²⁶⁾. A continuación se presentan los resultados del ajuste de las curvas de permeabilidades relativas bifásicas según el método de Corey, siguiendo el procedimiento detallado en el Capítulo III.

1.1.-Sistema Agua-Petróleo.

En la Tabla N° 6 se muestran los datos experimentales de la permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo⁽²⁶⁾.

Como se aprecia en los datos experimentales presentes en la Tabla N° 6, el valor máximo de la K_{row} es igual a la unidad. Un valor de K_{row} igual a uno (1) indica que la permeabilidad efectiva de esta fase es igual a la permeabilidad absoluta de la roca, es decir, que únicamente se encuentra presente en el sistema el petróleo y en este caso el núcleo fue restaurado antes de realizar las pruebas con el objeto de

que presentara una $S_{wi}=0.175$. Esta pequeña cantidad de agua debería obstaculizar el flujo del petróleo a través de la red porosa, reduciendo de esta forma su permeabilidad relativa, sin embargo, el punto final en los datos experimentales de K_{row} contradice este comportamiento. Esta discrepancia se puede alegar a la exactitud del equipo de medición de los datos experimentales, ya que en realidad el valor debería ser cercano a uno (1), mas no igual.

Tabla N° 6. Datos de permeabilidades relativas bifásicas agua-petróleo experimentales⁽²⁶⁾.

Datos				
N°	S_w	S_o	K_{rw}	K_{row}
1	0.175	0.825	0.000	1.000
2	0.228	0.772	0.001	0.772
3	0.254	0.746	0.004	0.637
4	0.283	0.717	0.007	0.544
5	0.361	0.639	0.022	0.358
6	0.455	0.545	0.042	0.198
7	0.521	0.479	0.071	0.093
8	0.593	0.407	0.112	0.033
9	0.623	0.377	0.136	0.020
10	0.666	0.334	0.188	0.007
11	0.721	0.279	0.284	0.000

1.1.1.- Estimación de la saturación residual de petróleo al agua (S_{orw}).

Utilizando el procedimiento detallado en la sección 6.1.1 del Capítulo III se le aplicó el logaritmo, tanto a los valores de K_{row} experimentales presentados en la Tabla N° 6, como a las saturaciones de petróleo normalizadas calculadas a partir de la ecuación 3.1, en la cual se evaluaron diferentes valores de S_{orw} , obteniéndose las tendencias lineales mostradas en la Figura N° 25.

Como se puede apreciar el valor de $S_{orw}=0.25$ es el que arroja una tendencia más cercana a la linealidad respecto a los datos experimentales, es decir, una desviación más cercana a la unidad. Por

esta razón, se utilizará como saturación residual del petróleo al agua el valor de 0.25 para la normalización de las saturaciones a realizarse en las secciones siguientes.

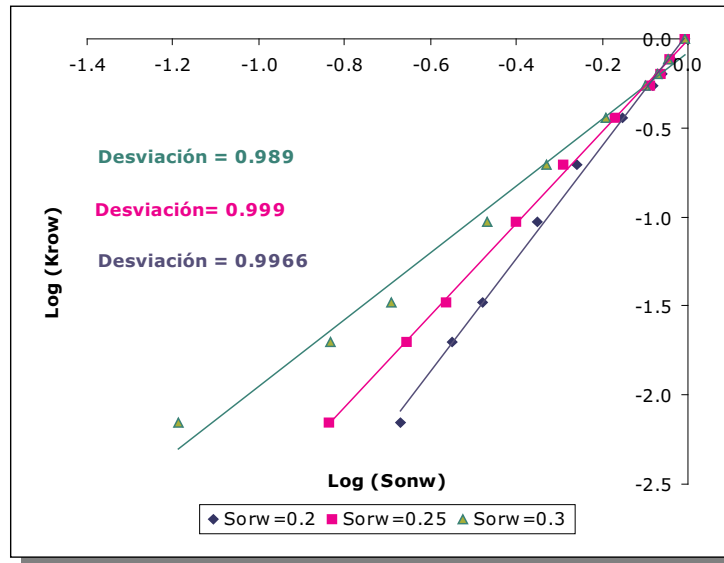


Figura N° 25. Estimación de la S_{orw} .

1.1.2.-Ajuste de la curva K_{rw} .

Para ajustar la curva de K_{rw} se procedió a obtener los valores normalizados de la saturación de agua según la ecuación 3.2, en la que se evaluaron todos los puntos experimentales presentados en la Tabla N° 6 correspondientes al agua, y luego se graficaron en escala log-log (Figura N° 26) para efectuar la selección de los puntos experimentales "confiables", de acuerdo a la metodología de Corey.

Al observar el gráfico encontramos que no fue necesario eliminar ninguno de los datos experimentales. Esto se realizó debido a que al eliminar los datos experimentales que se alejaban de la tendencia lineal, la curva ajustada se desviaba del comportamiento experimental, por lo cual se realizó el ajuste utilizando todos los datos experimentales del agua.

Continuando con el procedimiento de la sección 6.1.2 del Capítulo de III, mediante la extrapolación de la tendencia lineal de la Figura N° 26 y la ecuación 3.4, se obtuvieron los siguientes resultados:

$$K_{rw_{pf}} = 0.2435$$

$$N_w = 2.2115$$

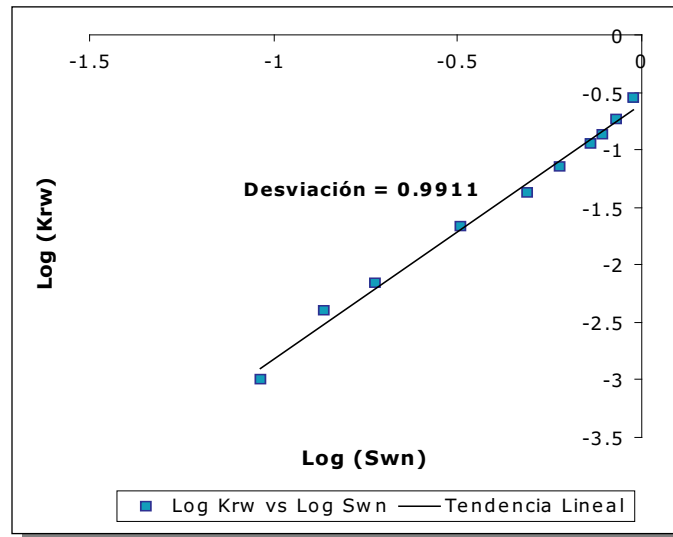


Figura N° 26. Determinación del punto final de la curva K_{rw} según Corey.

Utilizando los valores anteriores, $S_{wi}=0.175$ y $S_{orw}=0.25$ y aplicándolos en la ecuación N° 3.5, obtenemos la ecuación de ajuste de la curva K_{rw} :

$$K_{rw} = K_{rw_{pf}} * \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{\overline{N_w}} = 0.2435 * \left(\frac{S_w - 0.175}{0.575} \right)^{2.2115} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

1.1.3.- Ajuste de la curva K_{row} .

De igual forma que en la sección anterior, se grafican en escala log-log (Figura N° 27) los datos experimentales de permeabilidad relativa bifásica del petróleo (K_{row}), ubicados en la Tabla N° 6 contra la saturación normalizada de petróleo calculada a partir de la ecuación 3.1, para proceder a identificar potenciales desviaciones de puntos experimentales de la tendencia lineal.

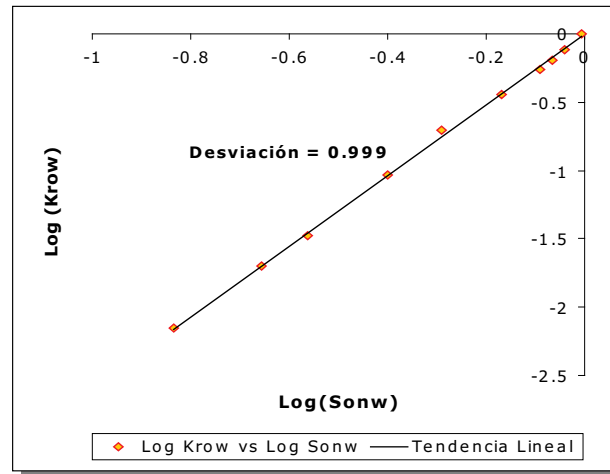


Figura N° 27. Determinación del punto final de la curva K_{row} según Corey.

La Figura N° 27 demuestra que los datos experimentales se ajustan muy bien dentro de la tendencia lineal, por lo tanto, no se descartó ninguno de los datos experimentales.

Empleando la ecuación N° 3.7, se calculó el Exponente de Corey para el petróleo en el sistema agua-petróleo (N_{ow}):

$$N_{ow} = 2.6763$$

Utilizando el parámetro N_{ow} , las saturaciones residuales bifásicas ($S_{wi}=0.175$, $S_{orw}=0.25$) y la ecuación N° 3.8, se procede al ajuste de K_{row} como se presenta a continuación:

$$K_{row} = \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{\overline{N_{ow}}} = \left(\frac{S_o - 0.25}{0.575} \right)^{2.6763} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Finalmente, en la Figura N° 28 se despliegan las curvas bifásicas del sistema agua-petróleo ajustadas por el Método de Corey con sus respectivos datos experimentales. En esta figura apreciamos que el ajuste aproxima satisfactoriamente los valores experimentales en especial en el caso de la curva K_{row} .

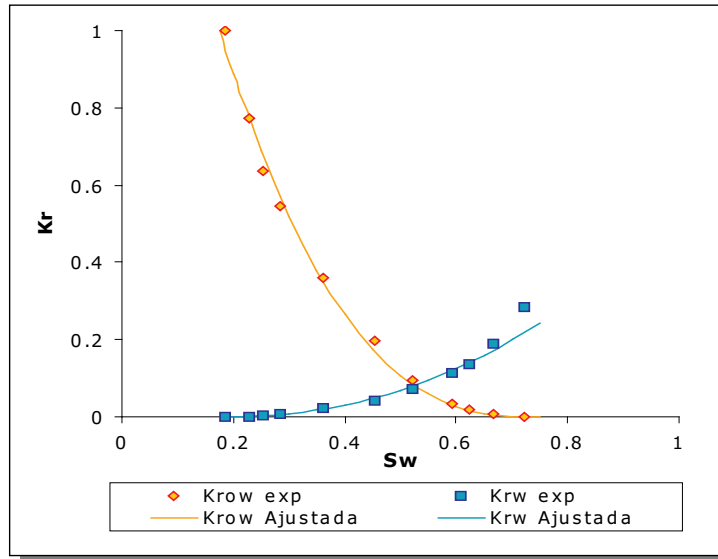


Figura N° 28. Curvas de permeabilidades relativas bifásicas agua-petróleo ajustadas por el Método de Corey.

1.2.- Sistema Gas-Petróleo.

En la Tabla N° 7 se presentan los datos experimentales de la permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo con una saturación de agua ⁽²⁶⁾.

Tabla N° 7. Datos de permeabilidades relativas bifásicas gas-petróleo experimentales ⁽²⁶⁾.

Datos N°	S _g	S _o	K _{rg}	K _{rog}
1	0	0.825	0	1
2	0.071	0.754	0.001	0.695
3	0.103	0.722	0.004	0.607
4	0.2	0.625	0.008	0.389
5	0.226	0.599	0.023	0.309
6	0.302	0.523	0.06	0.177
7	0.409	0.416	0.138	0.045
8	0.575	0.25	0.276	0

Los datos experimentales presentes en la Tabla N° 7 contradicen el comportamiento usual de gas y del petróleo en un flujo bifásico, ya que por lo general, el gas presenta una mayor movilidad que el petróleo, en

tal sentido, debería esperarse obtener valores K_{rg} más altas que las observadas en los datos experimentales. Además, al igual que en los datos experimentales correspondientes al sistema agua-petróleo, el valor máximo de la K_{rog} es igual a la unidad, lo cual contradice la concepción de que si existen otros fluidos en el sistema, al tener que compartir el espacio poroso, ocurre una interferencia entre las fases originando valores de permeabilidades relativas menores a la unidad. Por lo tanto, al igual que en el caso del sistema agua-petróleo, este comportamiento se le atribuye a la exactitud de medición del equipo experimental.

Para definir la saturación de petróleo residual al gas (S_{org}) se graficaron los valores de K_{rg} y K_{rog} contra $S_{wi}+S_g$ y se encontró que la S_{org} correspondiente para este sistema bifásico es de 0.25, (ver Figura N° 29). En cuanto a la saturación de gas crítica (S_{gc}), encontramos que únicamente existe un valor de saturación de gas con K_{rg} nula (dato N° 1 en la Tabla N° 7), por lo que se utiliza cero (0) como valor de la S_{gc} para este sistema. Sin embargo, al observar los datos experimentales siguientes, puede apreciarse que el aumento de la K_{rg} es muy lento a pesar del continuo aumento de la saturación de esta fase, es decir que la S_{gc} puede encontrarse entre los valores de 0 y 0.071, ya que aparentemente el gas aún no ha formado una fase continua para este momento, pero de igual forma se utilizará el valor de S_{gc} nulo.

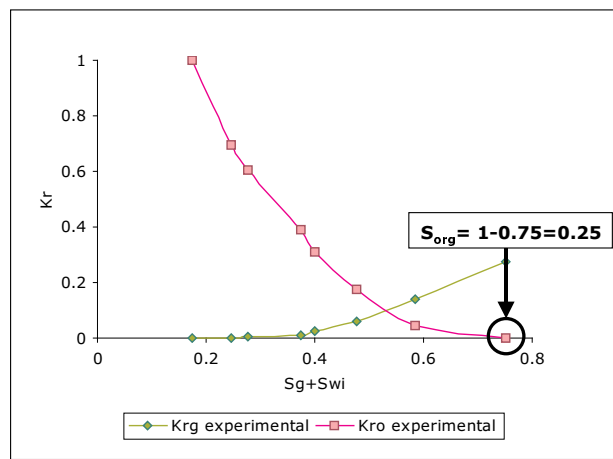


Figura N° 29. Determinación de la S_{org} a través de los datos experimentales.

1.2.1.- Ajuste de la curva K_{rog} .

Para el sistema gas-petróleo con una saturación irreducible de agua, la saturación de petróleo normalizada se obtiene de la ecuación 3.9, y graficando esta variable en escala log-log contra los valores experimentales de K_{rog} presentes en la Tabla N° 7, se realiza el proceso de selección de los datos experimentales según el método de Corey. En estos datos no fue necesario descartar datos experimentales, ya que los mismos se ajustaban perfectamente a la tendencia lineal, (ver Figura N° 30).

El exponente de Corey para el petróleo en el sistema gas-petróleo, se deduce mediante la ecuación 3.11, resultando:

$$N_{og} = 2.4453$$

Recurriendo a la ecuación 3.12 y evaluando los valores correspondientes de $S_{wi}=0.175$ y $S_{org}=0.25$, la ecuación de ajuste de la curva K_{rog} es:

$$K_{rog} = \left(\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right)^{N_{og}} = \left(\frac{S_o - 0.25}{0.575} \right)^{2.7354} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

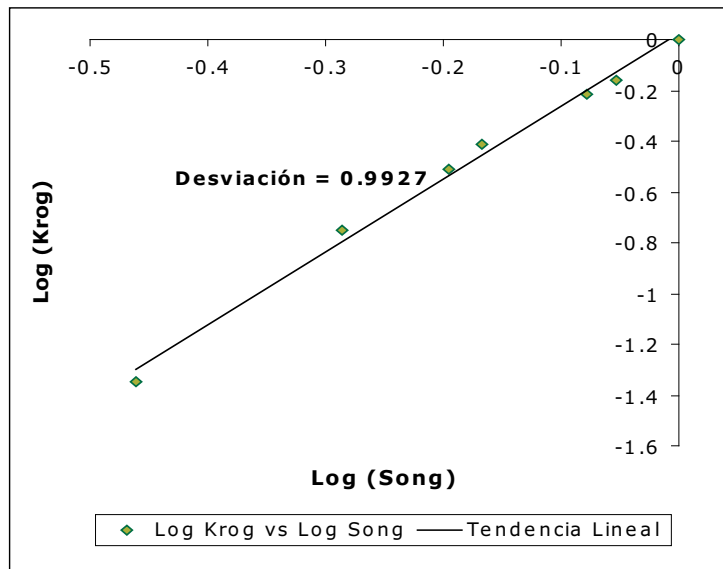


Figura N° 30. Determinación del punto final de la curva K_{rog} según el Método de Corey.

1.2.2.-Ajuste de la curva K_{rg} .

Para el ajuste de la curva K_{rg} , la normalización de la saturación de gas se realiza usando la ecuación 3.13. Para realizar la selección de los puntos experimentales confiables, se grafica en escala log-log la saturación normalizada de gas contra los valores experimentales de K_{rg} (Figura N° 31).

En la elaboración de la mejor tendencia lineal en el caso de los datos de K_{rg} se eliminó el dato N° 4 (señalado en la figura) de la Tabla N° 7, ya que permitió acercar la desviación de la tendencia lineal a la unidad, de 0.9843 a 0.9945.

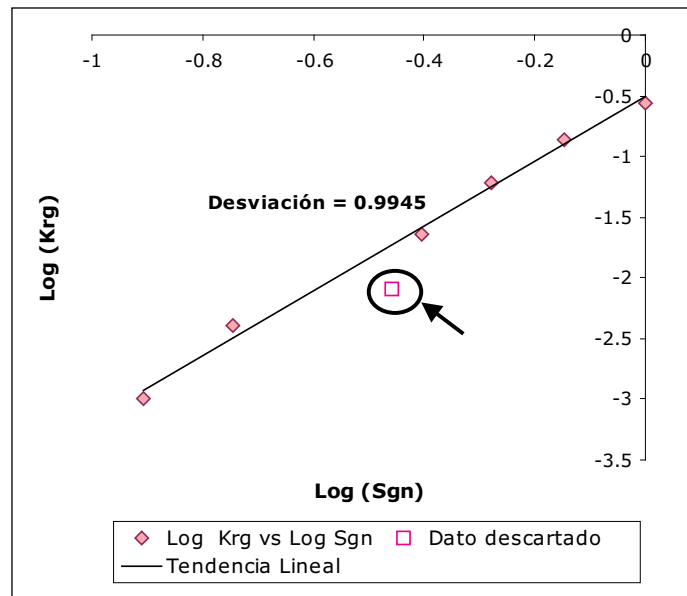


Figura N° 31. Determinación del punto final de la curva K_{rg} según el Método de Corey.

Utilizando la extrapolación de la tendencia lineal de la Figura N° 31 y la ecuación N° 3.15, se reportan los siguientes resultados:

$$K_{rgpf} = 0.3086$$

$$N_g = 2.7354$$

Sustituyendo estos parámetros y las saturaciones residuales correspondientes ($S_{wi}=0.175$, $S_{org}=0.25$ y $S_{gc}=0$) en la

ecuación 3.16, la ecuación de ajuste para la curva K_{rg} se formula de la siguiente manera:

$$K_{rg} = K_{rgpf} * \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}} \right)^{\bar{N}_g} = 0.3086 * \left(\frac{S_g}{0.575} \right)^{2.7354} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Luego de obtener las curvas ajustadas para el sistema gas-petróleo, se genera la Figura N° 32 con el objeto de presentar la aproximación que presenta el ajuste por el Método de Corey a los datos experimentales. Como se observa en la figura, ambas curvas presentan un buen ajuste a los datos experimentales.

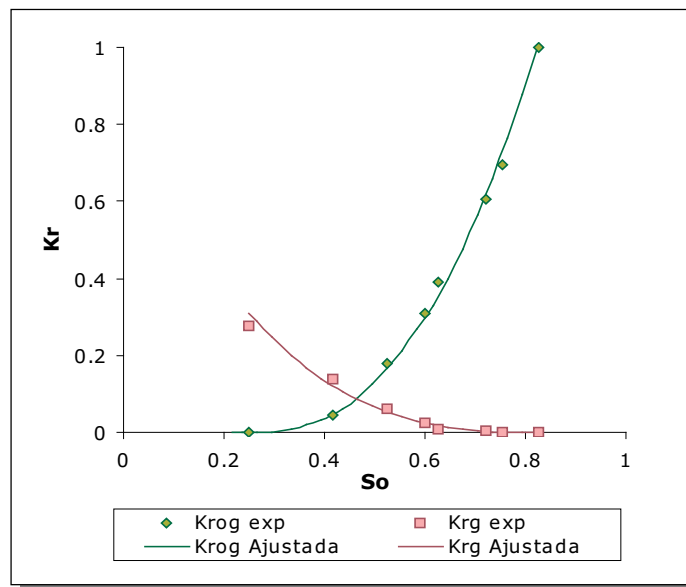


Figura N° 32. Curvas de permeabilidades relativas bifásica gas-petróleo ajustadas por el Método de Corey.

En las Tablas N° 8 y 9, se presentan los datos de permeabilidades relativas bifásicas ajustadas por el Método de Corey, obtenidos de las ecuaciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4.

Tabla N° 8. Datos de permeabilidades relativas bifásicas gas-petróleo con una saturación de agua residual (S_{wi}) ajustadas por el Método de Corey.

S_o	S_q	K_{roq}	K_{rq}
0.825	0	1	0
0.8159	0.0091	0.9617	0.0000
0.7795	0.0455	0.8174	0.0003
0.7341	0.0909	0.6565	0.0020
0.6977	0.1273	0.5423	0.0050
0.6523	0.1727	0.4175	0.0115
0.6159	0.2091	0.3311	0.0194
0.5705	0.2545	0.2395	0.0332
0.5250	0.3000	0.1647	0.0521
0.4795	0.3455	0.1058	0.0766
0.4432	0.3818	0.0695	0.1007
0.4068	0.4182	0.0417	0.1292
0.3705	0.4545	0.0219	0.1622
0.3250	0.5000	0.0069	0.2106
0.2500	0.5750	0.0000	0.3086

Tabla N° 9. Datos de permeabilidades relativas bifásicas agua-petróleo ajustadas por el Método de Corey.

S_o	S_w	K_{row}	K_{rw}
0.8250	0.1750	1.0000	0.0000
0.8031	0.1969	0.9014	0.0002
0.7635	0.2366	0.7386	0.0017
0.6921	0.3079	0.4949	0.0095
0.6063	0.3937	0.2777	0.0287
0.5229	0.4771	0.1361	0.0587
0.5003	0.4998	0.1079	0.0688
0.4169	0.5831	0.0365	0.1141
0.3866	0.6134	0.0214	0.1337
0.3379	0.6621	0.0066	0.1687
0.2957	0.7043	0.0011	0.2027
0.2580	0.7421	0.0000	0.2361
0.2500	0.7500	0.0000	0.2435

2. ANÁLISIS DE DIAGRAMAS TERNARIOS.

En esta sección se discutirán y compararán, por primera vez en un yacimiento en Venezuela, curvas de permeabilidades trifásicas experimentales con las obtenidas por los modelos de estimación Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari. Es importante destacar, que este tipo de estudio no ha sido ampliamente desarrollado en la comunidad internacional debido a los altos costos económicos y tiempo que involucra la obtención de datos trifásicos experimentales, por lo cual consideramos que es un gran aporte para estudios de procesos de recuperación mejorada donde ocurren fenómenos de flujo trifásico.

El proceso de inyección AGA con N_2 inmiscible, necesita para su simulación numérica, datos de permeabilidades relativas trifásicas, las cuales generalmente son estimadas a partir de datos bifásicos utilizando diferentes modelos de estimación tales como Stone I y Stone II, los cuales al ser aplicados en conjunto con los modelos de Killough, Carlson y Land, permiten incluir el efecto de histéresis en el proceso AGA.

Estudios anteriores^(4, 23, 24, 34-37) han determinado que la selección de estos modelos empíricos durante la simulación numérica de un proceso AGA, afectan considerablemente la predicción de producción de fluidos del mismo. De aquí la necesidad de analizar el impacto que estos modelos originan sobre el factor de recobro y los fluidos de producción del yacimiento. Sin embargo, es necesario analizar la respuesta de los modelos de estimación previo al estudio de simulación con el objeto de tener una idea de los resultados de los mismos, así como analizar cual representa el mejor ajuste a los datos de permeabilidades relativas trifásica experimentales, en caso de disponerlos.

Es importante destacar, que en este estudio se analizarán únicamente los modelos de estimación Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari sin tomar en cuenta el efecto de histéresis, ya que no se lograron generar los datos bifásicos correspondientes a los procesos de drenaje e imbibición necesarios para aplicar en conjunto con los modelos de Stone, los modelos de

histéresis de Carlson, Killough y Land, sin embargo, en el Anexo N° 1, se presenta detalladamente el procedimiento de cada uno de estos modelos.

2.1.-Modelos de Stone I y Stone II.

Antes de proceder con el análisis de los diagramas ternarios, es importante destacar que los datos requeridos para la estimación de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo, a partir de los modelos empíricos son dos grupos de datos de permeabilidades relativas bifásicas de los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo. Para este estudio se utilizaron los datos ajustados por Corey obtenidos de las ecuaciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 desarrolladas en las secciones anteriores, los cuales se presentan en las Tablas N° 8 y 9.

Los modelos empíricos utilizados para generación de diagramas ternarios fueron los modelos de Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari, ya que estos son los que utiliza el simulador ECLIPSE, para estimar la permeabilidad relativa del petróleo en sistemas trifásicos⁽³³⁾.

Para presentar la respuesta de estos modelos empíricos, se utilizó el programa KrDraw que permitió la generación de isopermas (curvas de igual permeabilidad) en diagramas ternarios de permeabilidades relativas trifásicas.

En la Figura N° 33 se muestran los resultados de permeabilidades relativas trifásicas estimadas por los Modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari.

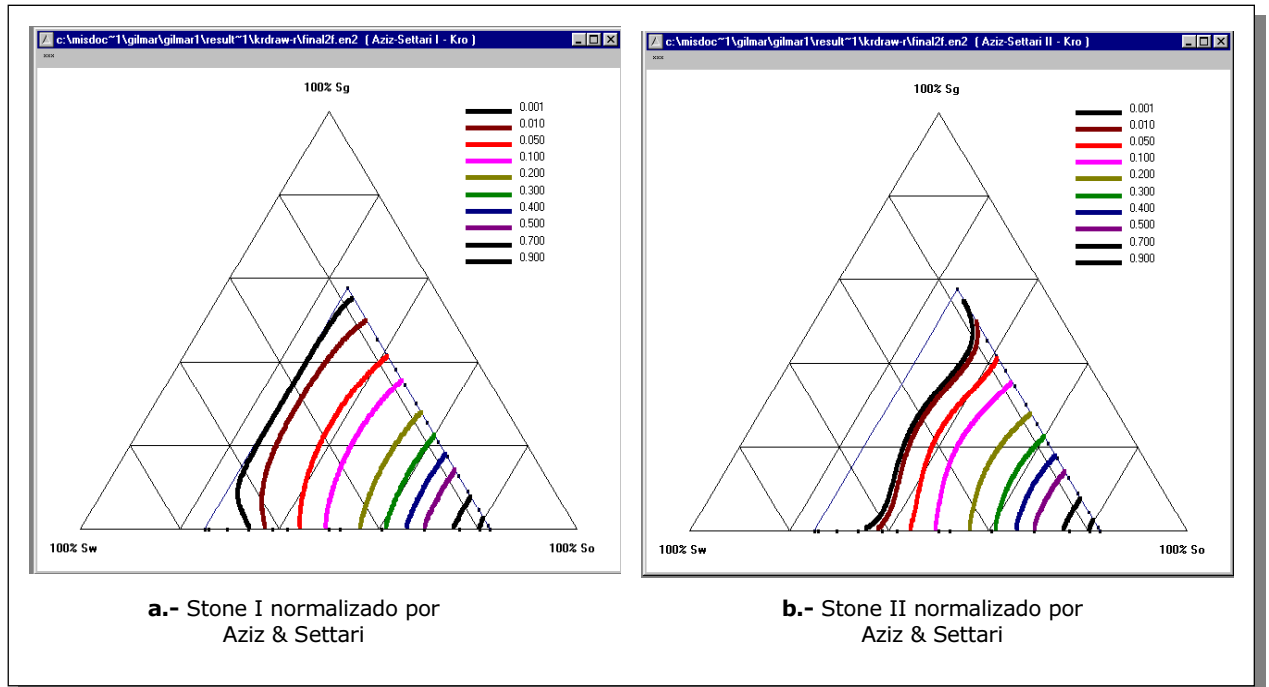


Figura N° 33. Diagramas Ternarios de la Permeabilidad relativa trifásica del petróleo estimada por los Modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari.

Como se aprecia en la figura anterior, los modelos presentan un comportamiento similar en la zona de saturaciones altas de petróleo. Sin embargo, la mayor diferencia se presenta en la zona de baja saturación de petróleo, específicamente a permeabilidades relativas menores a 0.1 (curva color rosado en la figura), encontrando que el Modelo de Stone I predice mayores permeabilidades relativas de petróleo en comparación con las estimadas por Stone II.

Una de las explicaciones a este hecho se fundamenta en la forma en que cada modelo especifica la saturación mínima de petróleo del sistema trifásico (S_{om}). El modelo de Stone I establece como saturación mínima de petróleo (S_{om}) al menor valor de las saturaciones residuales bifásicas, en este caso se establece como 0.25 ya que ambas saturaciones residuales (S_{org} y S_{orw}) presentan el mismo valor. En cambio, por su parte el modelo de Stone II no utiliza el parámetro S_{om} durante su desarrollo (ya que no trabaja con saturaciones normalizadas como lo hace Stone I), simplemente, realiza los cálculos

de la permeabilidad de petróleo y en caso de presentarse valores negativos, los asume como que el crudo se encuentra completamente atrapado o inmóvil, por lo que le asigna a estos valores negativos una permeabilidad nula; este procedimiento genera saturaciones residuales trifásicas de petróleo menores a las bifásicas, lo cual induce a una inmovilización temprana del petróleo a saturaciones residuales trifásicas mayores.

En el proceso de inyección AGA, el principal objetivo es la movilización de una fracción extra de petróleo, al reducir su saturación residual mediante la inyección de tapones de agua y gas ⁽³⁴⁾. Por lo cual, el análisis presentado arriba, sugiere que durante la simulación numérica se obtendrán mayores recobros de petróleo al utilizar el modelo de Stone I que al aplicar el modelo de Stone II, ya que el primer modelo presenta una región mayor donde el petróleo es móvil en comparación con la estimada por Stone II.

2.2.- Permeabilidad relativa trifásica experimental.

En la siguiente tabla (Tabla N° 10) se pueden apreciar los datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas.

El proceso de obtención de estos datos experimentales fue realizado por la compañía PETEC Software & Services AS. El procedimiento experimental siguió las trayectorias mostradas en la Figura N° 34, en la cual se observa que inicialmente la muestra fue saturada con petróleo hasta alcanzar el valor de $S_o=1-S_{wi}$ (1 en la figura). Luego se procedió a inyectar gas hasta alcanzar una saturación de gas intermedia ($S_g=0.148$) (2 en la figura), y finalmente se comenzó la inyección de agua para obtener un sistema trifásico (3 en la figura) ⁽²⁶⁾.

Tabla N° 10. Datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas⁽²⁶⁾.

S_o	S_g	S_w	K_{ro}	K_{rg}	K_{rw}
0.825	0	0.175	1	0	0
0.744	0.081	0.175	0.7122	0.0006	0
0.682	0.143	0.175	0.5065	0.0107	0
0.608	0.148	0.244	0.4371	0.0091	0.0015
0.554	0.148	0.298	0.3467	0.0071	0.0046
0.509	0.151	0.34	0.2384	0.0049	0.0065
0.423	0.156	0.421	0.1056	0.0021	0.0128
0.357	0.154	0.489	0.0483	0.001	0.0207
0.317	0.143	0.54	0.0212	0.0004	0.0324
0.266	0.153	0.581	0.0078	0.0002	0.0522
0.248	0.147	0.605	0.0048	0.0001	0.0656
0.208	0.156	0.636	0.0019	0	0.1013
0.164	0.152	0.684	0	0	0.2115
0.131	0.145	0.724	0	0	0.2554

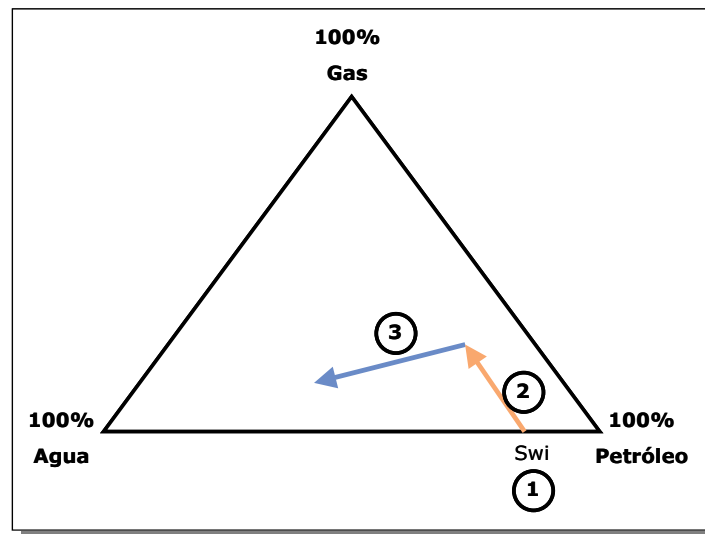


Figura N° 34. Trayectorias seguidas para obtener los datos experimentales de permeabilidades relativas trifásica⁽²⁶⁾.

Introduciendo los datos presentados en la Tabla N° 10 en el programa KrDraw, se logró generar el diagrama ternario de permeabilidad relativa trifásica experimental y la tabla bidimensional de la

permeabilidad relativa trifásica del petróleo mostradas en las Figuras N° 35 y 36, respectivamente.

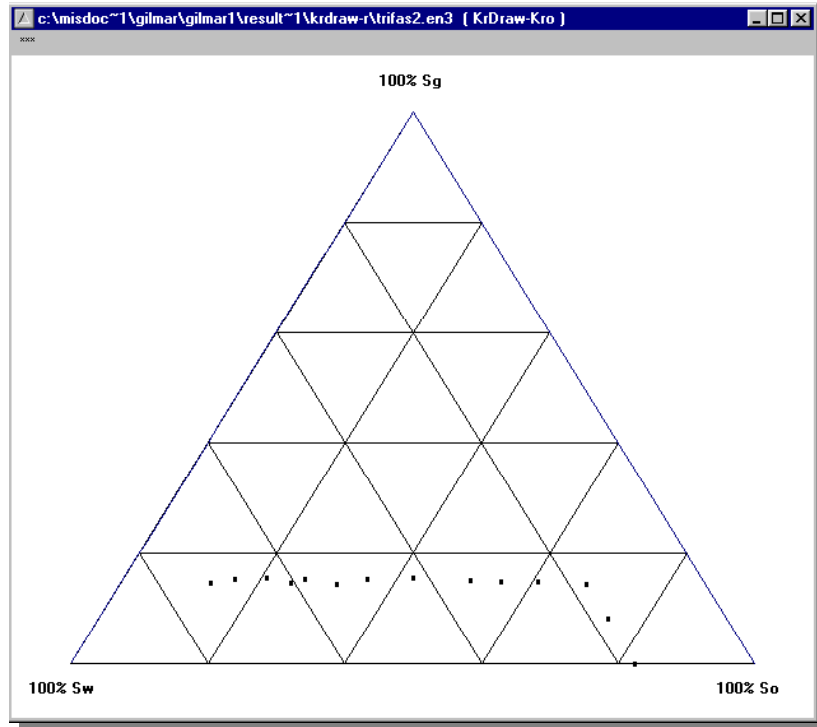


Figura N° 35.- Diagrama ternario de la permeabilidad trifásica experimental.

		Sw →										
			0.1750	0.2389	0.3028	0.3667	0.4306	0.4944	0.5583	0.6222	0.6861	0.7500
Sg ↓	0.0000	0.9975	0.8397	0.6823	0.5300	0.3879	0.2609	0.1537	0.0714	0.0188	0.0000	0.0000
	0.0639	0.7760	0.6434	0.5111	0.3839	0.2669	0.1651	0.0830	0.0258	0.0000	0.0000	0.0000
	0.1278	0.5716	0.4641	0.3570	0.2550	0.1631	0.0864	0.0294	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.1917	0.3889	0.3065	0.2245	0.1476	0.0809	0.0293	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.2556	0.2323	0.1751	0.1182	0.0664	0.0248	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.3194	0.1065	0.0744	0.0426	0.0159	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.3833	0.0156	0.0086	0.0019	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.4472	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.5111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.5750	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Figura N° 36.- Tabla bidimensional introducida en el simulador.

2.3.- Comparación de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo estimada por los modelos de Stone I y Stone II con los datos experimentales.

En las figuras N° 37 y 38 se presentan en diagramas ternarios, la comparación de los datos experimentales de la permeabilidad del petróleo trifásica con la respuesta suministradas por los modelos de estimación Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari.

Como se puede apreciar en las figuras, el modelo de Stone II reprodujo mejor los datos experimentales que el modelo de Stone I en la región de alta saturación de petróleo, sin embargo, consideramos que las diferencias son casi despreciables ya que ambos modelos presentan aproximadamente el mismo comportamiento.

En un diagrama ternario, la zona de mayor interés para los Métodos de Recuperación Mejorada es la de baja saturación de petróleo, ya que es primordial conocer el comportamiento de esta fase en yacimientos agotados, los cuales presentan bajas saturaciones de petróleo como consecuencia de la explotación continua.

Precisamente en la zona de baja saturación de petróleo de los diagramas ternarios ($K_{ro} < 0.05$) presentados en la Figuras N° 37 y 38, es donde se encuentra la mayor diferencia en la respuesta de los Modelos de Stone I y Stone II, encontrando que ambos modelos subestiman los valores de permeabilidad relativa trifásica del petróleo, en especial el Modelo de Stone II, el cual predice una isoperma de 0.001 cuando experimentalmente se aproxima un valor de 0.0483, mientras que en el caso de Stone I, al estimar una isoperma de 0.001, experimentalmente se obtiene un valor de 0.0048.

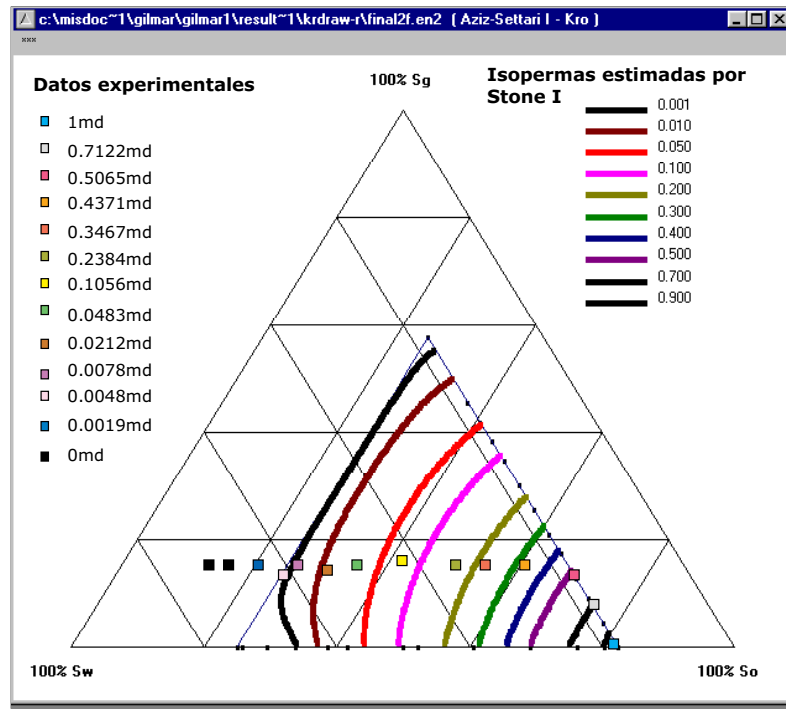


Figura N° 37.- Comparación de los datos de la permeabilidad relativa del petróleo trifásica experimental con la estimada por el modelo de Stone I normalizado por Aziz & Settari.

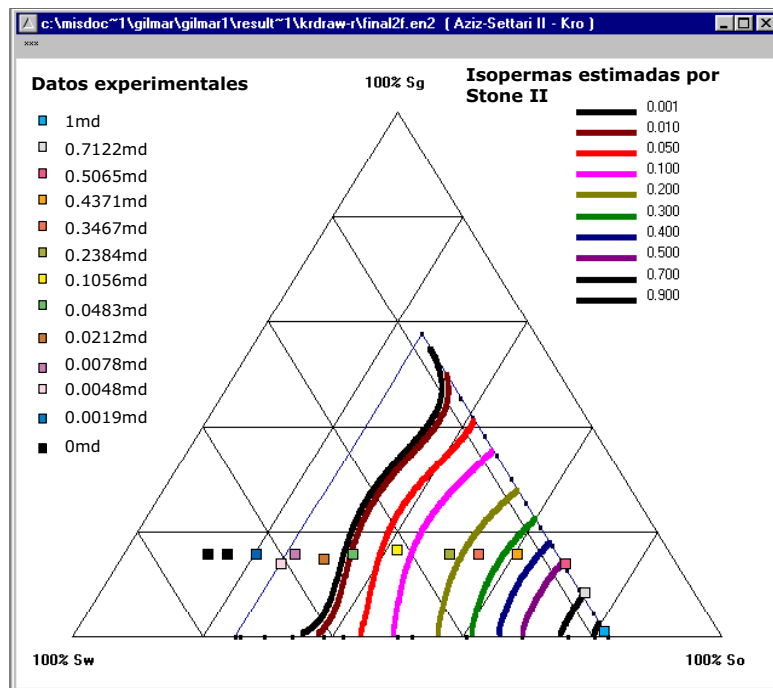


Figura N° 38.- Comparación de los datos de la permeabilidad relativa del petróleo trifásica experimental con la estimada por el modelo de Stone II normalizado por Aziz & Settari.

En la figura N° 37 es evidente el motivo por el cual el modelo de Stone II presenta esta gran diferencia en la zona de baja saturación de petróleo en comparación con el modelo de Stone I. Anteriormente se señaló que la principal diferencia de estos modelos se presentaba en la especificación del parámetro S_{om} . Al observar la zona de baja S_o en el diagrama ternario, encontramos que la saturación residual del petróleo estimada por Stone II en el sistema trifásico es de aproximadamente 30-35%, la cual es mayor a las saturaciones residuales bifásicas ($S_{orw} = S_{org} = 0.25$), por lo tanto, el modelo de Stone II predice una menor movilidad del petróleo en la zona de baja saturación de esta fase en comparación con el modelo de Stone I, el cual establece la $S_{om} = 0.25$, induciendo una mayor movilidad del petróleo en esta región.

En cuanto a la marcada diferencia que presenta la respuesta de los modelos empíricos respecto a los datos experimentales en la región de baja saturación de petróleo, se puede atribuir al hecho de que la estimación de la K_{ro} a partir de datos bifásicos no permite tomar en cuenta efectos que únicamente ocurren en sistemas trifásicos, como es el caso del gas atrapado.

En el sistema trifásico al ocurrir el desplazamiento por agua, ocurre un atrapamiento del petróleo y del gas. Estas fases atrapadas deberán compartir los poros de tamaño grande e intermedio como consecuencia de la mojabilidad hidrófila de la roca, sin embargo, ambas fases no se ubicarán en el mismo poro. Por lo cual, la saturación residual del petróleo al agua (S_{orw}) se verá disminuida, ya que además de tener que compartir el espacio poroso con el gas atrapado, también presentará una mayor movilización como consecuencia de la obstaculización que el gas atrapado origina durante el barrido del agua, la cual buscará penetrar otras áreas, movilizándolo de esta forma petróleo que anteriormente no había sido contactado, a este último efecto se le conoce como histéresis. En tal sentido, estos efectos aumentan la permeabilidad trifásica del petróleo al disminuir su saturación residual y aumentar su movilidad. Es por ello que los datos experimentales

presentan una mayor movilización del petróleo en la zona baja de la saturación de esta fase, en comparación con los Modelos de Stone I y Stone II, ya que los mismos fallan en la estimación al no tomar en cuenta estos importantes efectos.

Este comportamiento ha sido reportado en varias investigaciones ^(19, 34, 35, 36, 37), las cuales afirman que los Modelos de Stone subestiman la permeabilidad relativa trifásica del petróleo, en particular el Modelo de Stone II.

De acuerdo al análisis presentado, es de esperarse durante la simulación numérica una movilización de petróleo superior para los datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales, que para las estimadas por los Modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari.

3.- IMPACTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA TRIFÁSICA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN AGA CON N₂ INMISCIBLE EN EL YACIMIENTO C2/VLE-305.

El proceso de inyección AGA consta de cambios cíclicos debido a la inyección alternada de tapones de agua y gas, los cuales establecen junto con el petróleo un sistema en el espacio poroso donde las tres fases fluyen simultáneamente. De aquí la necesidad de disponer de datos de permeabilidades relativas trifásicas, que permitan describir este comportamiento durante la simulación numérica de un proceso de inyección AGA, como es el caso de este estudio, el cual se realiza en el yacimiento C2/VLE-305 utilizando nitrógeno inmiscible como gas de inyección.

La utilización de modelos que permitan estimar la permeabilidad relativa trifásica es una práctica común en las simulaciones numéricas de procesos que involucran sistemas trifásicos, como la inyección AGA, por lo tanto, es imperativo evaluar el impacto de la selección de estos modelos sobre la simulación numérica en cuanto a factor de recobro y producción de fluidos se

refiere. Por otra parte, es importante comparar la respuesta del simulador en el proceso de inyección AGA y de inyecciones continuas de gas y agua, con el fin de observar los beneficios de este proceso. Para alcanzar estos objetivos, se realizaron seis (6) sensibilidades en el simulador ECLIPSE 100, en los cuales se evaluó la respuesta de los modelos empíricos Stone I y Stone II con la obtenida con datos de permeabilidad relativa trifásica experimental durante una inyección AGA, como caso base se efectuó una inyección continua de agua con diferentes tasas de inyección (3000BY/D y 5000BY/D) y finalmente una inyección continua de gas (3000BY/D). Estas sensibilidades fueron detalladas en la Tabla N° 5 del Capítulo de III.

Es importante resaltar que los resultados obtenidos de este estudio en el área piloto del LIC Lagocinco, buscan vislumbrar una posible masificación del proceso de inyección AGA a lo largo de los yacimientos del Campo VLE-305.

A continuación se presentan los resultados de las sensibilidades realizadas y su consecuente análisis.

3.1.- Producción de petróleo y factor de recobro.

En las Figuras N° 39 y 40 se presentan los resultados arrojados por el simulador concernientes a producción total de petróleo y factor de recobro del área piloto, respectivamente.

La producción total de petróleo (Figura N° 39) indica, por una parte, que el efecto de gas atrapado y de histéresis repercute sobre esta variable en la inyección AGA, ya que al final del período de predicción se obtienen producciones de petróleo de 5382MBN, 5331MBN y 5318MBN, utilizando los datos experimentales, Stone I y Stone II, respectivamente. La producción de petróleo que subestiman los modelos empíricos se encuentra en el orden de 51MBN para Stone I y 63MBN para Stone II, lo cual traducido en divisas puede representar una cantidad significativa, aún más si se trata de un proyecto aplicado a todo el campo.

Por otro lado, se puede apreciar el beneficio potencial que presenta la inyección AGA comparada con la inyección de agua continua, ya luego

de cinco (5) años de predicciones, éstas reportan una producción total de petróleo de 4918MBN para una tasa de inyección de agua 3000BY/D y 4438MBN para una tasa de inyección de 5000BY/D, luego de 5 años de predicción. La disminución de producción de petróleo a medida que se aumenta la tasa de inyección de agua, indica que aún cuando se incremente la inyección de agua en el yacimiento, la producción de petróleo disminuye ya que el agua se canaliza y deja mayor cantidad de petróleo atrapado o "bypassado" en el espacio poroso de la roca.

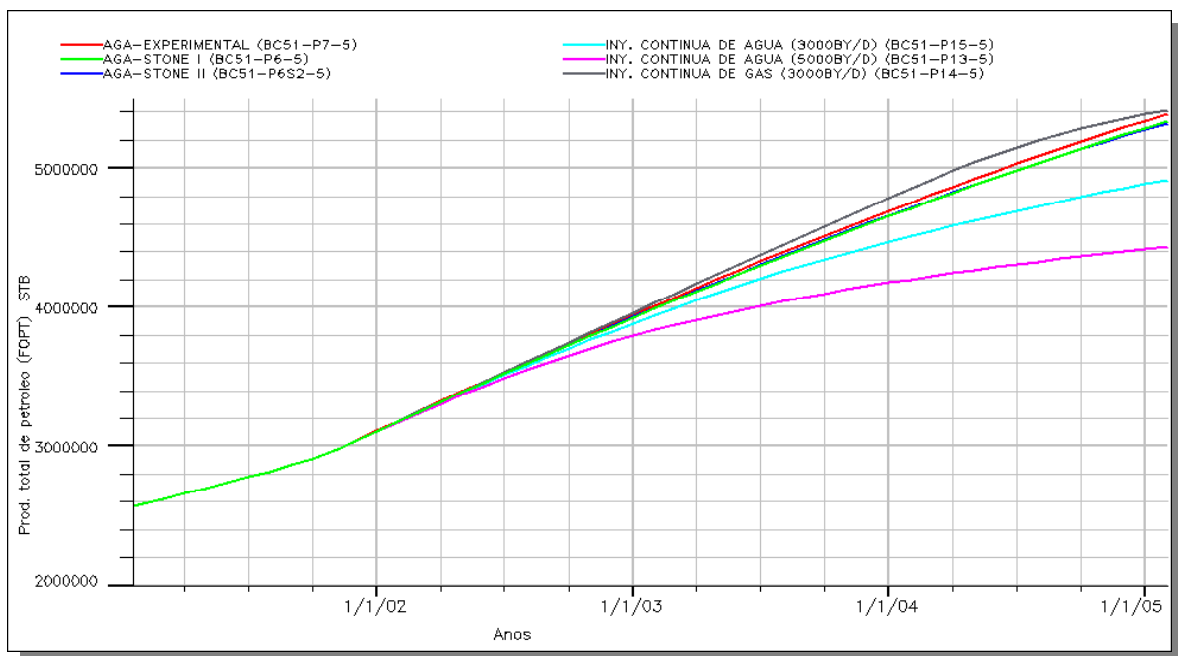


Figura N° 39.- Producción total de petróleo del área piloto.

A su vez, la inyección continua de gas presenta la mayor producción de crudo de las sensibilidades realizadas con un comportamiento similar a la inyección AGA en la producción total de petróleo, reportando 5411MBN en cinco (5) años de predicción. Esto se debe a que el desplazamiento del petróleo por gas resulta ser más eficiente que por agua, ya que el gas penetra rápidamente en los poros de mayor tamaño en los cuales se localiza la saturación residual de petróleo, mientras que el agua invade los poros más pequeños y luego los de mayor tamaño, debido a la naturaleza hidrófila del yacimiento.

Este comportamiento nos sugiere que la inyección AGA obtiene aproximadamente la misma producción de petróleo que la generada por la inyección continua de gas, pero utilizando la mitad del volumen de gas de inyección, lo cual es un factor crítico en la implantación de proyectos de inyección.

En cuanto al factor de recobro (Figura N° 40), se encuentra una ligera diferencia en la inyección AGA. Para los datos experimentales, los modelos de Stone I y Stone II se reportan factores de recobro de 0.2205, 0.2185 y 0.2174, mientras que para la inyección de agua continua se obtuvo un factor de recobro de 0.2015 para una tasa de inyección de 3000BY/D y 0.1819 para una tasa de inyección de 5000BY/D, entretanto que para la inyección continua de gas continua se obtuvo un factor de recobro 0.2217.

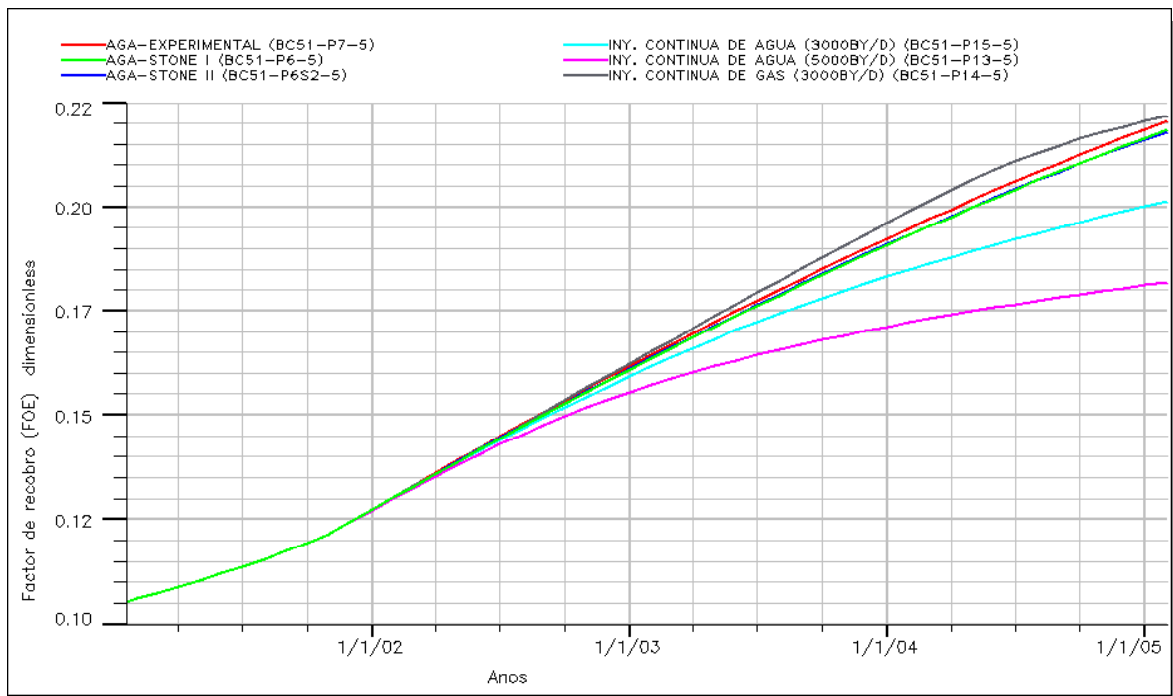


Figura N° 40.- Factor de recobro del área piloto.

El comportamiento obtenido durante la simulación del proceso de inyección AGA era de esperarse, debido al análisis previo de los

diagramas ternarios, el cual fue corroborado con los resultados obtenidos en las simulaciones, es decir, se confirma el efecto positivo que producen los efectos de histéresis y gas atrapado en la movilización de crudo, los cuales no son reproducidos por los modelos de Stone, por ende éstos reportan menores producciones de crudo. También se apoya la afirmación de que la selección del parámetro S_{om} en los modelos de estimación afecta la K_{ro} , ya que Stone I reportó mayores producciones que Stone II.

Asimismo, se aprecia el beneficio de la aplicación de la inyección AGA sobre la producción de crudo respecto al caso base (inyección continua de agua) y a la inyección continua de gas, como consecuencia del mejor barrido efectuado por la inyección de tapones de agua y gas alternados, los cuales permiten desplazar de manera más eficiente el petróleo. Sin embargo, es necesario realizar un análisis económico a profundidad para determinar si la inyección AGA realmente arroja beneficios considerables, en comparación con las inyecciones continuas de agua y gas presentados en este estudio.

En la Tabla N° 11 se resumen los resultados obtenidos de cada una de las sensibilidades en la simulación numérica, en cuanto a producción de petróleo y factor de recobro.

Tabla N° 11. Resultados de producción de petróleo y factor de recobro de las sensibilidades realizadas.

Sensibilidades	Producción total de petróleo (MBN)	Factor de recobro
Proceso AGA. Datos trifásicos experimentales.	5382	0.2205
Proceso AGA. Stone I.	5331	0.2184
Proceso AGA. Stone II.	5318	0.2174
Inyección continua de agua (3000BY/D)	4918	0.2015
Inyección continua de agua (5000BY/D)	4438	0.1819
Inyección continua de gas (3000BY/D)	5411	0.2217

3.2.- Producción de agua y gas.

Un aspecto importante a resaltar al utilizar los modelos empíricos e incluso datos de permeabilidad relativa trifásicos experimentales es la producción de agua y gas en el proceso de inyección AGA. Aspecto que por lo general se ha discutido en menor proporción en la comunidad internacional, ya que usualmente sólo se enfoca el impacto de estas variables hacia la producción de petróleo. No obstante, también es importante tomar en cuenta la producción de gas y agua asociados a ésta producción, las cuales pueden repercutir de manera significativa en la economía de estos proyectos.

Las Figuras N° 41 y 42 corresponden al corte de agua y producción total de agua del área piloto. Como se aprecia en la inyección AGA, los modelos de estimación poseen aproximadamente el mismo comportamiento, pero a mediados del año 2004 se comienza a percibir una mayor producción de agua por parte del modelo Stone II. Sin embargo, la producción de agua obtenida por los datos experimentales es ligeramente menor a la de los modelos, ya que luego de cinco (5) años de predicción, Stone I pronostica una producción total de agua de 1338MBN, para Stone II 1354MBN y para los datos experimentales 1276MBN. Esta diferencia se puede atribuir a que el modo de control de los pozos en la simulación numérica fue establecido por la tasa de producción de líquidos, por lo tanto, al tener Stone II una menor producción de petróleo, la compensa produciendo mayor cantidad de agua.

Del mismo modo, en las Figuras N° 41 y 42 se puede observar la importante disminución en la producción de agua que presenta la inyección AGA en comparación con la inyección continua de agua, la cual reporta un valor de 1756MBN para una tasa de inyección de 3000BY/D y 2235MBN para una tasa de inyección de 5000BY/D.

Por su parte, la inyección continua de gas, como era de esperar, presenta la menor producción de agua (999MBN), ya que en este caso, únicamente se produce el agua proveniente del yacimiento

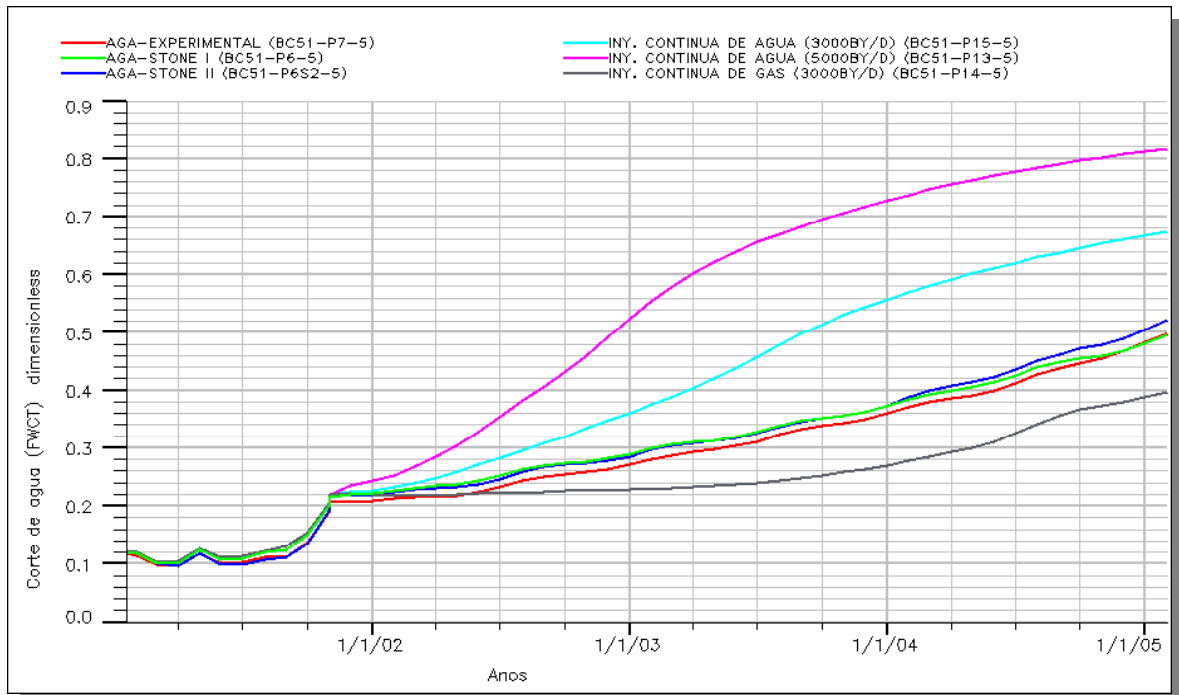


Figura N° 41.- Corte de agua del área piloto.

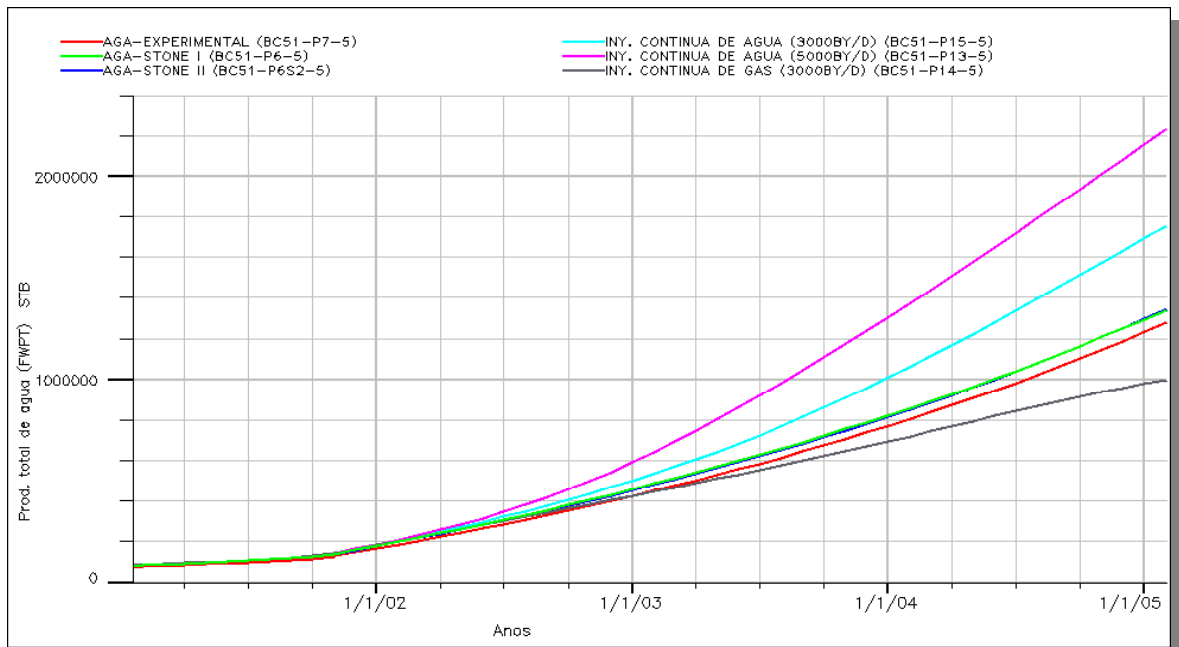


Figura N° 42. Producción total de agua del área piloto.

En cuanto a la producción de gas, las Figuras N° 43 y 44 muestran los resultados obtenidos de producción total de gas y RGP del área piloto. Se observa que los modelos de Stone sobrestiman ligeramente esta

producción respecto a los datos experimentales durante la inyección AGA.

La producción de gas, agua y petróleo se ve limitada en la simulación de la inyección continua de gas y del proceso AGA al utilizar los modelos de Stone a partir de mediados del año 2004, debido a la disminución de producción de los pozos VLE-0773, LPG-1462 y VLE-1313. Esta disminución se origina como consecuencia del modo de control que presentan los pozos productores en la simulación numérica, ya que los mismos tienen como segunda forma de control, un límite mínimo de presión de cabezal (THP) de 100 lpca, el cual fue alcanzado por estos pozos, producto del agotamiento del yacimiento.

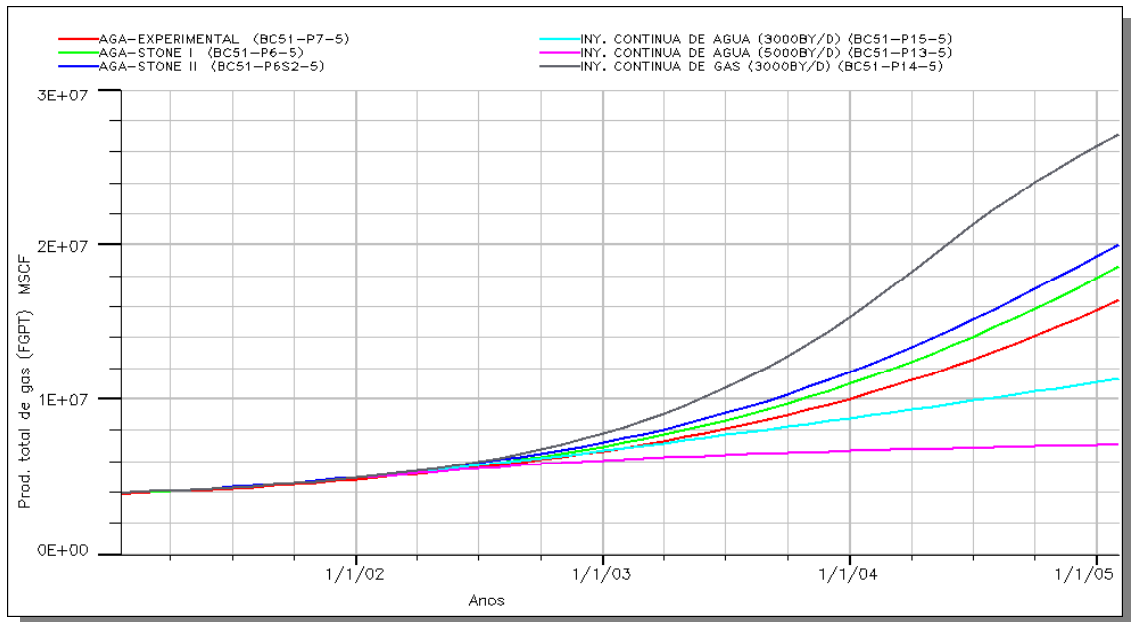


Figura N° 43. Producción total de gas del área piloto.

La inyección de agua continua presenta la menor producción de gas debido al agotamiento del yacimiento y a que no se efectúa inyección de gas para este caso, durante el período de predicción, situación que demuestra el nivel de agotamiento del yacimiento, si se destaca que se encuentra produciendo a una presión menor a la presión de burbujeo.

Es importante tomar en cuenta el impacto que puede generar la selección de los modelos de estimación en la producción diaria de

fluidos durante la inyección AGA, en especial la de gas, ya que presenta la mayor diferencia, debido a que los principales inconvenientes se pueden presentar en la disponibilidad y capacidad de manejo diaria que pueden poseer las instalaciones de superficie.

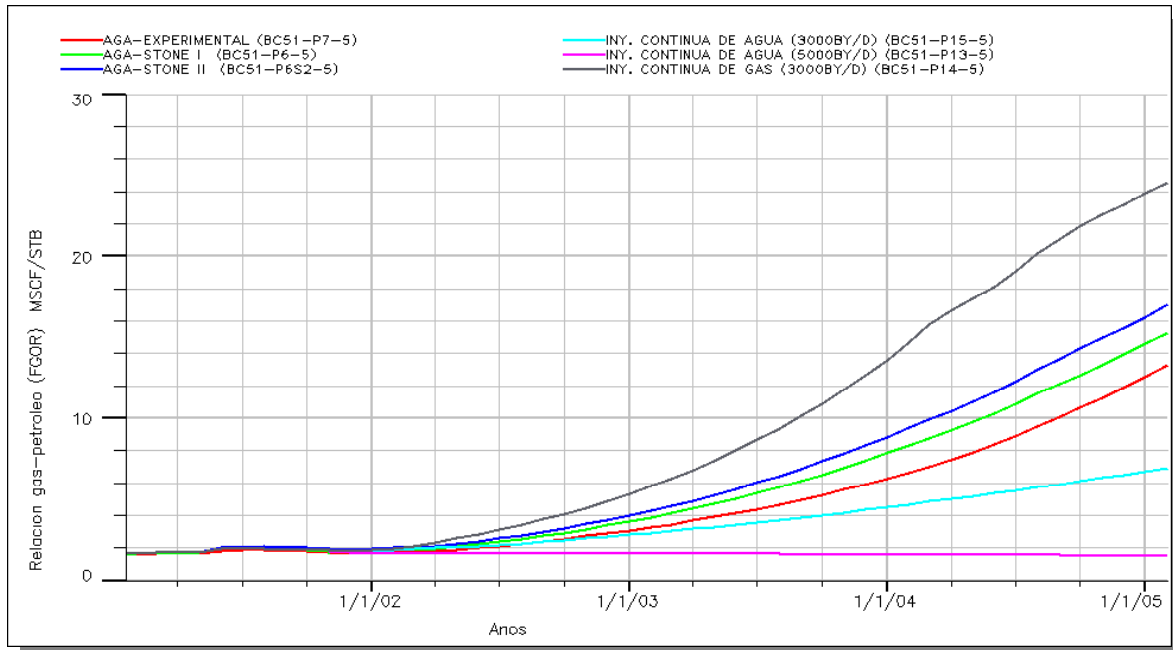


Figura N° 44. Relación gas-petróleo (RGP) del área piloto.

La Figura N° 45 muestra el comportamiento de presión en el área piloto para cada una de las sensibilidades, encontrando que la inyección continua de agua con una tasa de inyección de 5000BY/D mantiene la presión del yacimiento cercana a su valor inicial (5400lpc), luego de cinco años de predicción. Observamos de igual forma que la inyección continua de gas se presenta como el método de recuperación que menos mantiene la presión de yacimiento, mientras que las sensibilidades del proceso de inyección AGA arrojan un mantenimiento de presión intermedio. Este comportamiento origina el cierre temprano de pozos productores debido a bajos valores de THP (presión de cabezal), en particular durante la inyección continua de gas, la cual no permite mantener la presión en el yacimiento ya que al ser el gas una fase con alta movilidad en el yacimiento, viaja

rápidamente por el espacio poroso, irrumpiendo de manera temprana en los pozos productores.

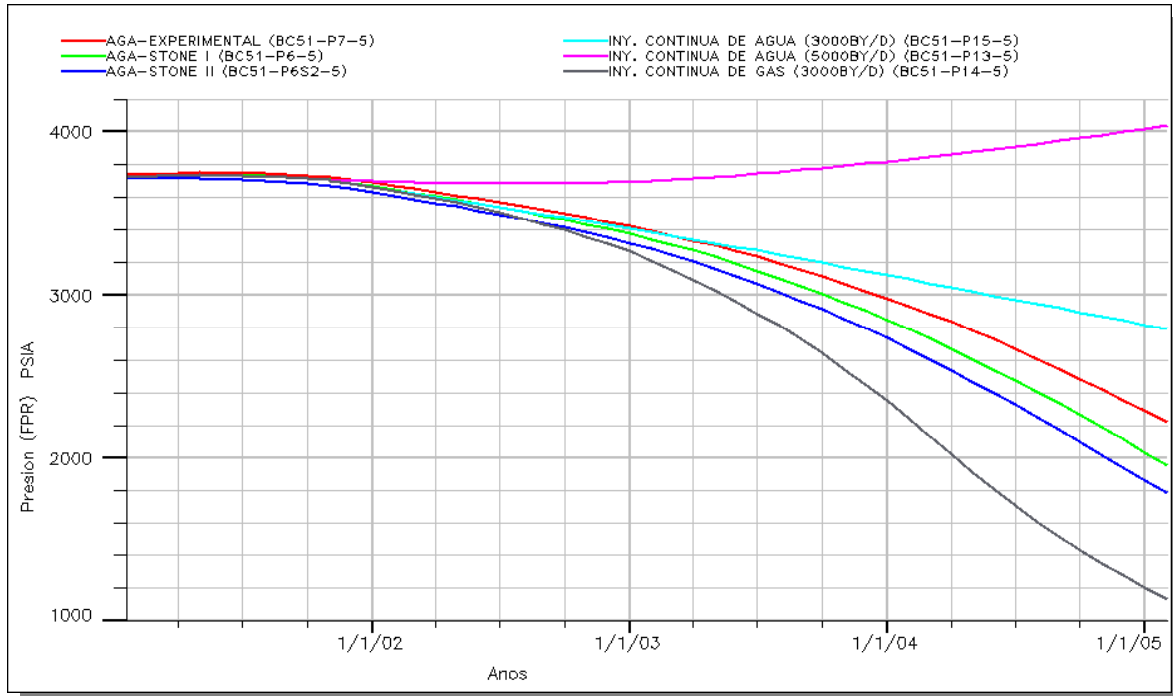


Figura N° 45. Presión en el yacimiento del área piloto.

En la Tabla N° 12 se resumen los resultados obtenidos de cada una de las sensibilidades en la simulación numérica, en cuanto a producción total de agua y gas.

Tabla N° 12. Resultados de producción total de agua y gas de las sensibilidades realizadas.

Sensibilidades	Producción total de agua (MBN)	Producción total de gas (MMPCN)
Proceso AGA. Datos trifásicos experimentales.	1276	16414
Proceso AGA. Stone I.	1338	18587
Proceso AGA. Stone II.	1354	20028
Inyección continua de agua (3000BY/D)	1756	11291
Inyección continua de agua (5000BY/D)	2235	7066
Inyección continua de gas (3000BY/D)	999	27029

El comportamiento de producción de agua y gas, en la inyección AGA observado en las figuras anteriores nos permite afirmar que los efectos de histéresis y gas atrapado del flujo trifásico no pueden ser reproducidos a partir de datos bifásicos, ya que no los toman en cuenta. Por esta razón, los datos trifásicos experimentales arrojan menores producciones de estas fases ya que durante la inyección AGA, el gas atrapado produce histéresis en las permeabilidades del agua y del gas, al obstaculizar el barrido del agua, disminuyendo su movilidad y por ende su producción, de igual forma ocurre con flujo del gas y la obstaculización que sobre éste ejerce el agua. Estos efectos son los mecanismos claves de la inyección AGA, los cuales no pueden reproducir los Modelos de Stone I y Stone II, a bajas saturaciones de petróleo.

En cuanto a la producción de agua y gas obtenidas de la inyección continua de agua, gas y del proceso AGA, se puede apreciar la eficiencia de este último método de recuperación, ya que la inyección alternada de agua y gas permite controlar la movilidad de estas fases como consecuencia de los efectos de histéresis y gas atrapado, los cuales, como anteriormente se indicó, conforman los principales procesos de la inyección AGA, ratificándolo como una excelente estrategia para disminuir la producción de agua y gas, al reducir la canalización de las fases inyectadas durante el desplazamiento, retardando de esta forma su irrupción en los pozos productores. Resultados que han sido evidenciados en la prueba piloto iniciada en Mayo del 2000 en el LIC Lagocinco⁽⁶⁾.

Es importante resaltar el efecto que origina la producción de agua y gas respecto al diseño de instalaciones de superficie, ya que los resultados discutidos arriba sugieren que en caso de utilizar los modelos de Stone durante la simulación del proceso AGA, se puede generar información que conlleve a un diseño de instalaciones de superficie inadecuado, el cual puede afectar la rentabilidad del proyecto.

Finalmente, este análisis permite recomendar la aplicación de los modelos de estimación Stone I y Stone II en yacimientos con una alta saturación de petróleo. En caso de no poseer datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales, para simulaciones en yacimientos que presenten bajas saturaciones de petróleo, se recomienda el uso del Modelo de Stone I, ya que reproduce mejor los datos experimentales que el modelo de Stone II, pero teniendo en consideración el análisis discutido en este estudio.

CONCLUSIONES

- El método de Corey permite ajustar datos de permeabilidades relativas bifásicas experimentales para los sistemas agua-petróleo y petróleo-gas con un comportamiento cercano al exponencial.
- Por primera vez en Venezuela se utilizan datos de permeabilidades relativas trifásica experimentales, para soportar un estudio de simulación numérica del proceso de inyección AGA y para evaluar la respuesta de los modelos de estimación de Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari.
- Los modelos de Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari subestiman la permeabilidad relativa trifásica del petróleo a bajas saturaciones del mismo, ya que no toman en cuenta los efectos de gas atrapado e histéresis, los cuales representan mecanismos claves del proceso de inyección AGA.
- En la zona de alta saturación de petróleo de los diagramas ternarios, los modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari poseen aproximadamente el mismo comportamiento y presentan un buen ajuste a los datos experimentales, lo cual concuerda con los resultados presentados por Oak durante sus investigaciones.
- El modelo de Stone II normalizado por Aziz & Settari, reporta permeabilidades menores a las estimadas por Stone I en la zona de baja saturación de petróleo de los diagramas ternarios, confirmando lo reportado en la literatura.
- La principal diferencia en la respuesta de los modelos de estimación de Stone normalizados por Aziz & Settari en la zona de baja saturación de petróleo, se encuentra en la forma en que cada modelo especifica la saturación mínima de petróleo en el sistema trifásico (S_{om}).
- El modelo que mejor ajusta los datos experimentales de la permeabilidad relativa trifásica del petróleo es el modelo de Stone I normalizado por Aziz & Settari.
- Los diagramas ternarios son una excelente herramienta para visualizar las curvas isopermas generadas por los modelos de estimación de permeabilidades relativas del petróleo, así como para apreciar las

trayectorias generadas por los diferentes ciclos de inyección de agua y gas durante pruebas de desplazamientos.

- La simulación numérica del proceso de inyección AGA demostró que permite aumentar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua en comparación con la inyección continua de agua, luego de cinco años de predicción. Como consecuencia de los efectos de histéresis y gas atrapado que permiten movilizar una fracción extra de petróleo y controlar la movilidad de los fluidos de inyección.
- La simulación numérica de la inyección continua de agua indicó que un aumento en la tasa de inyección ocasiona una disminución en la producción de petróleo, ya que el agua se canaliza y deja mayor cantidad de petróleo atrapado o "bypaseado" en el espacio poroso de la roca.
- El proceso de inyección AGA, en la simulación numérica, presenta aproximadamente la misma recuperación de crudo que la generada por la inyección continua de gas, pero utilizando la mitad del volumen de gas de inyección, el cual representa un factor crítico en la implantación de proyectos de inyección.
- En la simulación numérica del proceso de inyección AGA, los modelos de Stone I y Stone II normalizados por Aziz & Settari subestiman, respecto a los datos experimentales trifásicos, la producción de petróleo en 51000BN y 63000BN, respectivamente, luego de cinco años de predicción.
- La producción de agua y gas durante la simulación del proceso de inyección AGA fue sobrestimada por los modelos de Stone respecto a los datos experimentales trifásicos, ya que estos modelos fallan al no reproducir los efectos de gas atrapado e histéresis, los cuales permiten controlar los frentes de las fases inyectadas, disminuyendo de esta forma, el tiempo de irrupción de las mismas en los pozos productores.
- Al utilizar los modelos de estimación de permeabilidades relativas trifásicas se debe tomar en cuenta las tasas de producción de fluidos, ya que pueden ser un factor importante en la viabilidad técnica y económica de este tipo de proyectos, según la disponibilidad y capacidad de manejo de las instalaciones de producción.

RECOMENDACIONES

- En caso de no poseer datos experimentales de permeabilidades relativas trifásica al momento de realizar simulaciones numéricas de yacimientos que presenten fenómenos de flujo trifásico a bajas saturaciones de petróleo, se recomienda el uso del modelo de estimación de Stone I normalizado por Aziz & Settari, pero tomando en cuenta que éste subestima la movilidad del petróleo y sobrestima la movilidad de las fases inyectadas durante un proceso de inyección AGA. Si se desea simular un proceso de inyección AGA en yacimientos que presenten altas saturaciones de petróleo, se recomienda la aplicación de cualquiera de los modelos de Stone normalizados por Aziz & Settari.
- Realizar pruebas experimentales de permeabilidades relativas bifásicas de imbibición y drenaje para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo, con el objeto de poder evaluar la respuesta de los modelos de Carlson, Land y Killough, los cuales permiten incluir el efecto de histéresis en la predicción de procesos AGA, por ser uno de los mecanismos más importantes de este método de recobro.
- Al utilizar el método de Corey se deben realizar comparaciones continuas del ajuste obtenido por este método con los datos de permeabilidades relativas bifásicas experimentales, para apreciar si este procedimiento representa el mejor ajuste de estos datos. Por otro lado, se recomienda utilizar la mejor tendencia lineal en la selección de datos experimentales "confiables", ya que se observó que esto ocasiona cambios importantes en las curvas ajustadas. Sin embargo, siempre se debe estar chequeando que la selección de la mejor recta arroje un resultado coherente. Por otra parte, se debe procurar utilizar todos los datos experimentales y únicamente descartar aquellos que se alejen considerablemente del comportamiento general, con el objeto de obtener un ajuste representativo de los datos experimentales.

- En caso de poseer datos de permeabilidades relativas bifásicas de drenaje de un yacimiento hidrófilo y un punto de la curva de imbibición, se pueden generar los datos de imbibición a partir del método de Carlson.
- Para utilizar los modelos de estimación de permeabilidades trifásicas en el simulador ECLIPSE 100 se deben introducir los datos de permeabilidades bifásicas utilizando los comando (keywords) SWFN, SGFN Y SOF3, ya que de lo contrario no aplicará correctamente los modelos.
- Es importante leer el capítulo N° 44 del Manual de Descripción Técnica del simulador ECLIPSE (Versión 2002-a), en el cual se explican detalladamente los requerimientos de consistencia en los datos de permeabilidades relativas bifásicas ha ser introducidas en el simulador.
- En caso de utilizar los modelos de histéresis en el simulador revisar la del manual "How to guide: The effect of Hysteresis options in Eclipse" (Eclipse Support; 1998), en el cual especifican como activar esta opción, introducir los datos de permeabilidades relativas al simulador y el procedimiento a seguir.
- Se recomienda el uso del programa KrDraw para generar los diagramas ternarios tanto de datos de permeabilidades relativas trifásicas experimentales, como los estimados por los modelos teóricos.
- Actualizar el cotejo histórico del modelo de simulación numérica con los datos de producción de los últimos ciclos de inyección AGA realizados en campo, con la finalidad de apreciar si el comportamiento trifásico se sigue apreciando en el yacimiento, o si por el contrario, la segregación de fases estableció finalmente un sistema bifásico en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MANRIQUE, E. "Recuperación Mejorada de Crudo". Material didáctico de curso dictado en el CIED del 12-16/Jun/2000.
- [2] MANRIQUE, E, et al. Octubre, 2000. "VLE WAG Injection Laboratory Field Maracaibo Lake". Publicación SPE 65128.
- [3] MANRIQUE, E , et al. Octubre 1998. "Water-Alternating-Gas flooding in Venezuela: Selection of candidates based on screening criteria of international field experiences". Publicación SPE 50645.
- [4] LARSEN, J.A; SKAUGE, A. Octubre,1999. "Simulation of Immiscible WAG Process Using Cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeabilities". Publicación SPE 56475.
- [5] DI CESARE, F. Octubre 2000. " Evaluación del proceso de inyección AGA con Nitrógeno por medio de una simulación numérica del Yacimiento C2/VLE-305". Caracas. Trabajo especial de grado. PVDSA-Intevep, S.A., pp. 13-30.
- [6] ALVAREZ, C; MANRIQUE, E, et al. Octubre 2001. "WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake". Publicación SPE 72099.
- [7] DONALDSON, E.1985. " Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses". Amsterdam, Elsevier Science Publishers B.V, pp. 47-60, 76-80.
- [8] PINO, H. 1997. "Guías de Ingeniería de Yacimientos I". Guías de estudio. Tecnosinergia.
- [9] CRAFT, B.C; HAWKINS, M.F. 1991. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". New Jersey, Prentice-Hall PTR, pp 337-340, 345, 380-382.

-
- [10] HONARPOUR, M; KOEDERITZ, L; HARVEY, H. 1986. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs" CRC-Press. Boca Raton, FI-USA, pp. 45-80, 103-120.
- [11] CRAIG, F Jr. 1982. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Monografía Volumen 3. Texas-USA. SPE of AIME, pp. 5-14, 19-20, 34-35, 57-60.
- [12] CARLSON, F. M. 1981. "Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-Wetting Phase". Publicación SPE 10157.
- [13] LAND, C. E. Junio, 1968. "Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties". Publicación (Journal) SPEJ (SPE 1942), pp. 149-156.
- [14] STONE, H. L. Septiembre 1984. " Vertical Conformance in an Alternating Water-Miscible Gas Flood". Publicación SPE 11130.
- [15] MANRIQUE, E. Julio, 1997. " Revisión y Discusión de los métodos experimentales empleados para el estudio del proceso de inyección WAG". Caracas. Informe Técnico # INT-3566,97. PDVSA-Intevep, S.A.
- [16] SURGUCHEV, L. M, et al. Octubre, 1992. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". Publicación SPE 24646.
- [17] CHRISTENSEN, J. R, et al. Abril, 1998. "Compositional and Relative Permeability Hysteresis Effects on Near-Miscible WAG". Publicación SPE 39627.
- [18] ARAUJO, M; VELAZCO, M. A; ARAQUE, A. Octubre, 2001. "Modelos y Métodos para evaluar Efectos de Histéresis en procesos de Desplazamiento: Estado del Arte". Caracas. Informe Técnico # INT- 8813,2001. PDVSA-Intevep, S. A.

- [19] MARTIN, J.B. Octubre 1999. "An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability". Publicación SPE 56474.
- [20] CARLSON, F. Octubre 1981. "Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phases". Publicación SPE 10157.
- [21] KILLOUGH, J. Octubre 1974. "Reservoir simulation with history-dependent saturation functions". Publicación (Journal) SPEJ (SPE 5106), pp. 37-148.
- [22] STONE, H. Febrero, 1970. "Probability model for estimating three-phase relative permeability". Publicación (Journal) SPEJ (SPE 2116), pp. 214-218.
- [23] VELAZCO, M; RODRÍGUEZ, A. Abril, 2001. "Estimación de Permeabilidades Relativas Trifásicas a partir de Correlaciones". Caracas. Informe Técnico # INT- 8398,2001. PDVSA-Intevep, S. A.
- [24] FAYERS, F; MATTHEWS, J. Abril 1984. "Evaluation of normalized Stone's methods for estimating three-phase relative permeabilities". Publicación (Journal) SPEJ (SPE 11277), pp. 224-232.
- [25] ALVAREZ, C. "Simulación de Yacimientos. Módulo 2: Cotejo Histórico". Material didáctico de curso dictado en el CIED en Julio de 1995.
- [26] OLAV. V, K; et al. Julio, 2002. "Two and three-phase relative permeabilities for Lagocinco field. PDVSA-Intevep". PETEC Software & Services AS.
- [27] OLAV. V; EBELFORTOFT, E; et al. Julio 2001. "Lagocinco WAG pilot laboratory experiments and simulations. Report PETEC-2011". PETEC Software & Services AS.

- [28] BORGES, A, et al. "Laboratorio Integrado de Campo (LIC) del VLE-305. Estudio de hinchamiento con Nitrógeno del fluido LPG-1462 para PDVSA Exploración y Producción". Caracas. Informe Técnico # INT- 7498,2000. PDVSA-Intevep, S. A.
- [30] ROMERO, O; ET AL. Diciembre 1999. "Estudio de la inyección alternada AGA en un modelo compuesto de alta permeabilidad con núcleos del yacimiento C2/VLE-305". Caracas. Informe Técnico # INT- 6369,99. PDVSA-Intevep, S. A.
- [31] BARRIOS, A. Enero 1999. "Evaluación de la relación agua/gas en la inyección AGA en núcleo compuesto del VLE-305 en Lagocinco: Modelo de permeabilidad intermedia" Caracas. Informe Técnico # INT- 6369,99. PDVSA-Intevep, S. A.
- [32] STILES, J. 2000. "Special core analysis in resevoir engineering". Centre for continuing Education, Impereal College, Londres.
- [33] GEOQUEST. "Eclipse 100 Reference Manual". Versión 2002-a.
- [34] BALBINSKI, E.F; et al. Octubre 1997. "Key characteristics of three-phase oil relative permeability formulations for improved oil recovery predictions". Londres. Petroleum Geoscience. Vol 5, pp-339-346.
- [35] GUZMAN, R.E; et al. Octubre 1994. "Three-phase flow in field-scale simulations of gas and WAG". Publicación SPE 28897.
- [36] OAK, M.J;et al. Agosto 1990. "Three-Phase Relative Permeability of water-wet Berea". Publicación (Journal) SPEJ, pp1054-1061.
- [37] OAK, M.J. Octubre 1999. "Three-Phase Relative Permeability of Berea sandstone". Publicación SPE 20183.

NOMENCLATURA

General

AGA.....	Método de recuperación mejorada que consiste en la inyección alternada de gas y agua.
a-p	Agua-petróleo.
C.....	Constante de Land.
CO ₂	Dióxido de Carbono.
E _h	Eficiencia Vertical de barrido.
E _a	Eficiencia Areal de barrido.
E _v	Eficiencia Volumétrica de barrido.
E _d	Eficiencia Microscópica de Desplazamiento.
E _R	Eficiencia de Recobro.
g.....	Gravedad.
g-p.....	Gas-petróleo.
GC.....	Gases de Combustión.
H.....	Altura de un líquido dentro de un capilar.
K _a	Permeabilidad Absoluta.
K _e	Permeabilidad Efectiva.
K _h	Permeabilidad Horizontal.
K _{rg}	Permeabilidad relativa del gas.
K _{rog}	Permeabilidad relativa del petróleo al gas.
K _{row}	Permeabilidad relativa del petróleo al agua.
K _{rw}	Permeabilidad relativa del agua.
K _v	Permeabilidad Vertical.
lcpa.....	Libras por pulgada cuadrada absoluta
M.....	Relación de movilidad.
N ₂	Nitrógeno.

P_c	Presión Capilar.
P_{NW}	Presión de la fase no mojante.
P_w	Presión de la fase mojante.
r	Radio de un capilar.
Relación K_v/K_h	Comunicación vertical del yacimiento.
S_g	Saturación de Gas.
S_{gc}	Saturación de Gas crítica.
S_{gi}	Saturación de Gas inicial.
S_{gr}	Saturación de Gas residual.
S_{Liq}	Saturación de Líquido.
S_o	Saturación de Petróleo.
S_{org}	Saturación de Petróleo residual al gas.
S_{orw}	Saturación de Petróleo residual al agua.
S_w	Saturación de Agua.
S_{wi}	Saturación de Agua inicial.
S_{wc}	Saturación de Agua residual o connata.
$TVAI$	Tasa Volumétrica de Agua Inyectada.
$TVGI$	Tasa Volumétrica de Gas Inyectada.
$VTAI$	Volumen del Tapón de Agua Inyectado.
$VTGI$	Volumen del Tapón de Gas Inyectado.

Símbolos Griegos

λ	Movilidad Aparente de un fluido.
μ_w	Viscosidad del agua.
μ_o	Viscosidad del petróleo.

σ_{NWW}	Tensión Interfacial entre la fase no mojante y la fase mojante.
σ_{os}	Tensión Interfacial entre el petróleo-superficie de la roca.
σ_{ws}	Tensión Interfacial entre el agua-superficie de la roca.
σ_{wo}	Tensión Interfacial entre el petróleo-agua.
θ	Ángulo de contacto entre la superficie de la roca y el fluido.
ρ_w	Densidad de la fase mojante.
ρ_w	Densidad del agua.
ρ_o	Densidad del petróleo.

Método de Corey

K_{rg}	Permeabilidad relativa del gas.
K_{rgpf}	Permeabilidad relativa del gas máxima, punto final de la curva.
K_{rog}	Permeabilidad relativa del petróleo en el sistema gas-petróleo.
K_{row}	Permeabilidad relativa del petróleo en el sistema agua-petróleo.
K_{rw}	Permeabilidad relativa del agua.
K_{rwpf}	Permeabilidad relativa del agua máxima, punto final de la curva.
N_g	Exponente de Corey para la fase del gas.
N_{og}	Exponente de Corey para el petróleo en el sistema gas-petróleo.
N_{ow}	Exponente de Corey para el petróleo en el sistema agua-petróleo.
N_w	Exponente de Corey para la fase del agua.
S_o	Saturación de petróleo experimental.

S_{ong}	Saturación normalizada de petróleo en el sistema gas-petróleo.
S_{onw}	Saturación normalizada de petróleo en el sistema agua-petróleo.
S_{org}	Saturación residual de petróleo en el sistema gas-petróleo.
S_{orw}	Saturación residual de petróleo en el sistema agua-petróleo.
S_g	Saturación de gas experimental.
S_{gc}	Saturación crítica de gas.
S_{qn}	Saturación normalizada de gas.
S_w	Saturación de agua experimental.
S_{wi}	Saturación de agua inicial o agua connata.
S_{wn}	Saturación normalizada de agua.

Modelos de Stone

S_{om}	Valor mínimo de la saturación de petróleo residual en el sistema trifásico. (Modelo de Stone I)
β_g, β_w	Factores utilizados en el Modelo de Stone I que representan la compensación en la disminución de K_{ro} debido a la presencia de agua y gas.

Modelo de Land

C	Constante de Land.
$S_{gr\ max}^*$	Saturación residual de gas dejada luego de un proceso completo de imbibición, el cual se inicia con un $S_{gi}=1$. (Modelo de Land)
$S_{hr\ max}^*$	Saturación máxima de hidrocarburo.
S_o^*	Saturación de petróleo normalizada: $S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$. El término normalizado, identificado por el superíndice *, se refiere a la división del valor de una saturación (de cualquier fase) entre $1 - S_{wc}$.

S_{of}^*	Saturación de petróleo normalizada libre o móvil.
S_{oi}^*	Saturación inicial de petróleo normalizada
S_w^*	Saturación de agua normalizada.
S_g^*	Saturación de gas normalizada.
S_{or}	Saturación de petróleo residual.
S_{ot}	Saturación de petróleo atrapada.
λ	Factor que representa la distribución del tamaño de poros, pendiente del gráfico $\log(1/P_c)$ vs $\log(S_w^*)$
S_{gt}	Saturación de gas atrapada.

Modelo de Killough

K_{rN}^{Dr}	Permeabilidad relativa de drenaje de la fase no mojante.
K_{rN}^{Im}	Permeabilidad relativa de imbibición de la fase no mojante.
K_{rN}^{Exp}	Permeabilidad relativa experimental de la fase no mojante.
K_{rw}^{Dr}	Permeabilidad relativa de drenaje del agua o de la fase mojante.
K_{rw}^{Im}	Permeabilidad relativa de imbibición del agua o de la fase mojante.
S_N^{Hyst}	Máxima saturación histórica de la fase no mojante.
S_N^{max}	Máxima saturación posible de la fase no mojante.
S_{Nr}	Saturación atrapada o residual de la fase no mojante.
S_{Nr}^{Norm}	Saturación de la fase no mojante normalizada.
S_{Nr}^{max}	Máxima saturación atrapada posible para la fase no mojante.
a_2	Exponente de interpolación de la permeabilidad relativa de imbibición de la fase no mojante.
γ	Exponente de la permeabilidad relativa analítica de imbibición de la fase no mojante.

Modelo de Carlson

K_{rmw}	Permeabilidad relativa de la fase no mojante.
K_{rmw}^I	Permeabilidad relativa de imbibición de la fase no mojante.
K_{rmw}^D	Permeabilidad relativa de drenaje de la fase no mojante.
N.....	Número total de datos de imbibición usados para evaluar C, descartando el punto de intersección de las curvas de imbibición y drenaje.
S_{mw}	Saturación de la fase no mojante
S_{mwc}	Saturación crítica de la fase no mojante
S_{mwf}	Saturación libre o continua de la fase no mojante
S_{mwi}	Máxima saturación histórica de la fase no mojante alcanzada antes de cambiar del proceso de drenaje al de imbibición.
S_{mwr}	Saturación residual de la fase no mojante luego de completado el proceso de imbibición, el cual es iniciado a una S_{mwi} .
S_{mwt}	Saturación atrapada de la fase no mojante.

APÉNDICES

Apéndice A

Comandos (keywords) utilizados en la simulación para introducir los datos de saturaciones, permeabilidades relativas y los modelos de estimación.

SGFN

x	ECLIPSE	100
x	ECLIPSE	300
	SPECIAL	
	RUNSPEC	
	GRID	
	EDIT	
x	PROPS	
	REGIONS	
	SOLUTION	
	SUMMARY	
	SCHEDULE	

Gas saturation functions

The data comprises NTSFUN (see item 1 of keyword TABDIMS in the RUNSPEC section) tables of gas saturation functions, each terminated by a slash (/).

Each table consists of 3 columns of data:

- Column 1 The gas saturation.
Values should be between 0 and 1 and should increase monotonically down the column.
- Column 2 The corresponding gas relative permeability.
Values should be between 0 and 1 and should be level or increasing down the column. The first value in the column must be 0.
- Column 3 The corresponding oil-gas capillary pressure.
Values should be level or increasing down the column.
 - UNITS: bars (METRIC), psi (FIELD),
atm (LAB), atm (PVT-M).

In gas-water systems (i.e. no active oil phase), the gas-water capillary pressure is entered in the SWFN keyword. The oil-gas capillary pressure in SGFN should be set to zero.

Default values (represented by 1*) may be inserted as required in columns 2 and 3. When the table is read in, defaults are replaced by values computed by linear interpolation.

There must be the same number of entries in each column of a given table. This number should not be less than 2 or greater than NSSFUN (see item 3 of keyword TABDIMS).

The entire table may be defaulted provided the table is not the first. Defaulted tables are replaced with a copy of the previous table.

The keyword families:

- (i) SWOF, SGOF, SLGOF and
- (ii) SWFN, SGFN, SGWFN, SOF2, SOF3, SOF32D

provide two alternative formats for inputting the saturation functions. Do not mix keywords from the two families in the same run. In gas-water runs, or if you are using the ECLIPSE 100 Miscible Flood or Solvent options, the saturation functions must be input with keywords from family (ii).

ECLIPSE 100

In gas-water runs the gas and water saturation functions may be input together using the SGWFN keyword as an alternative to using both SGFN and SWFN.

Example

With NTSFUN=2 and NSSFUN ≥ 9:

```
SGFN
.0000 .0000 .0000
.0400 .0000 .2000
.1000 .0220 .5000
.2000 .1000 1.0000
.3000 .2400 1*
.5000 .4200 1*
.6000 .5000 3.0000
.7000 .8125 3.5000
.7800 1.0000 3.9000
/

.00 .0000 0
.12 .0220 0
.22 .1000 0
.32 .2400 0
.52 .4200 0
.62 .5000 0
.72 .8125 0
.80 1.0000 0
/
```

SOF3

Oil saturation functions (3-phase)

x	ECLIPSE 100
x	ECLIPSE 300
	SPECIAL
	RUNSPEC
	GRID
	EDIT
x	PROPS
	REGIONS
	SOLUTION
	SUMMARY
	SCHEDULE

The data comprises NTSFUN (see item 1 of keyword TABDIMS in the RUNSPEC section) tables of oil saturation functions, each terminated by a slash (/).

Each table consists of 3 columns of data:

- Column 1 The oil saturation.
Values should be between 0 and 1 and should increase monotonically down the column. The maximum oil saturation should be equal to $1 - S_{wco}$, where S_{wco} is the connate water saturation.
- Column 2 The corresponding oil relative permeability for regions where only oil and water are present.
Values should be between 0 and 1 and should be level or increasing down the column. The first value in the column must be 0.
- Column 3 The corresponding oil relative permeability for regions where only oil, gas and connate water are present.
Values should be between 0 and 1 and should be level or increasing down the column. The first value in the column must be 0.

Default values (represented by 1*) may be inserted as required in columns 2 and 3. When the table is read in, defaults are replaced by values computed by linear interpolation. Thus, in the table

SOF3			
0	0	0	
0.2	0	1*	
1	1	0.6	/

the default value (2nd entry in column 3) is converted to 0.12.

The entire table may be defaulted provided the table is not the first. Defaulted tables are replaced with a copy of the previous table.

There must be the same number of entries in each column of a given table. This number should not be less than 2 or greater than NSSFUN (see item 3 of keyword TABDIMS).

The maximum values in columns 2 and 3 both represent the oil relative permeability at maximum oil saturation ($S_o = 1 - S_{wco}$) and should therefore have the same value.

The keyword families

- (i) SWOF, SGOF, SLGOF and
- (ii) SWFN, SGFN, SGWFN, SOF2, SOF3, SOF32D

provide two alternative formats for inputting the saturation functions. Do not mix keywords from the two families in the same run. In gas-water runs, or if you are using the ECLIPSE 100 Miscible Flood or Solvent options, the saturation functions must be input with keywords from family (ii).

See "Saturation Functions" on page 44-1 of the "ECLIPSE Technical Description" for a description of the method used to compute the oil relative permeability in blocks where all three phases are present.

See also keywords STONE1 and STONE2.

ECLIPSE 100

Note that SOF3 should be used only in three phase cases. In oil/gas and oil/water cases use SOF2.

Alternatively, the keyword SOF32D may be used in place of SOF3 to specify the 3-phase oil relative permeabilities directly as a function of water and gas saturations in a two dimensional table.

Example

With NTSFUN=1 and NSSFUN ≥ 12:

SOF3		
.0000	.0000	.0000
.2000	.0000	.0000
.3800	1*	.0000
.4000	.0048	1*
.4800	1*	.0200
.5000	.0649	1*
.5800	1*	.1000
.6000	.1250	1*
.6800	1*	.3300
.7000	.4000	1*
.7400	1*	.6000
.7800	1.0000	1.0000 /

SOF32D

2-D table of oil relative permeability

x	ECLIPSE 100
x	ECLIPSE 300
	SPECIAL
	RUNSPEC
	GRID
	EDIT
x	PROPS
	REGIONS
	SOLUTION
	SUMMARY
	SCHEDULE

This keyword is an alternative to the SOF3 keyword, allowing the 3-phase relative permeability of oil to be input directly as a function of water and gas saturations in a two dimensional table.

The data comprises NTSFUN (see item 1 of keyword TABDIMS in the RUNSPEC section) tables of oil relative permeability, tabulated against both water and gas saturations, each terminated by a slash (/).

Each table consists of a number of records:

Record 1: The water saturation values

Values should be between 0 and 1 and should increase monotonically. The number of water saturation values should not exceed NSSFUN (see item 3 of keyword TABDIMS). The minimum water saturation should be set to S_{wco} , the connate water saturation.

Subsequent records (a maximum of NSSFUN records):

The gas saturation.

Followed by the oil relative permeability values for this gas saturation at all the corresponding water saturations entered in Record 1.

The oil relative permeabilities should be monotonically decreasing, with a final value of zero. The number of oil relative permeability values should not exceed the number of water saturation values entered in Record 1. The record may be truncated at any point provided that the last relative permeability value is zero.

The columns of data must also comply with the following constraints:

- The gas saturation (the first item in the second and subsequent records) should increase monotonically down the column. The oil relative permeability for each water saturation should decrease monotonically down the column and should end in a zero value.
- The relative permeability must also be zero for any point on the table in which $S_{wat} + S_{gas} \geq 1.0$.
- Default values may not be placed within the table.

The entire table may be defaulted provided that the table is not the first. Defaulted tables are replaced with a copy of the previous table.

As an exception to the rule about not mixing the two families of saturation function keywords, SOF32D may be used in conjunction with the SWOF, SGOF, SLGOF family. In this case, the oil relative permeability data in these keywords will be ignored and the SOF32D data used instead.

Since the 3-phase oil relative permeabilities are specified directly by this keyword, any keywords controlling the 3-phase relative permeability model (STONE1, STONE2) will be ignored.

The keyword cannot at present be used with the end-point scaling, hysteresis and miscible options.

Example

With NTSFUN=1 and NSSFUN ≥ 11:

```
SOF32D
-----SWAT-----
0.22 0.27 0.32 0.37 0.42 0.47 0.52 0.57 0.72 0.77 0.78 /
--SGAS
0.00 1.000 0.625 0.345 0.207 0.113 0.083 0.053 0.023 0.002 0.001
0.000/
0.05 0.555 0.337 0.210 0.110 0.078 0.047 0.021 0.004 0.001 0.000 /
0.10 0.330 0.212 0.106 0.074 0.042 0.019 0.003 0.002 0.000 /
0.15 0.215 0.103 0.069 0.036 0.017 0.003 0.002 0.001 0.000 /
0.20 0.100 0.065 0.031 0.015 0.002 0.002 0.001 0.000 /
0.25 0.060 0.025 0.014 0.002 0.001 0.001 0.000 /
0.30 0.020 0.012 0.001 0.001 0.001 0.000 /
0.35 0.010 0.001 0.001 0.001 0.000 /
0.40 0.000 0.000 0.000 0.000 /
/
```


STONE1

Request Stone three-phase oil relative permeability model

x	ECLIPSE 100
x	ECLIPSE 300
	SPECIAL
	RUNSPEC
	GRID
	EDIT
x	PROPS
	REGIONS
	SOLUTION
	SUMMARY
	SCHEDULE

This keyword, which has no associated data, is used to specify that the three-phase oil relative permeability values are to be calculated using the modified Stone's formula number 1. The STONE1 keyword should only be used in three-phase runs.

ECLIPSE uses the default three-phase oil Relative Permeability Model if the keywords STONE1 or STONE2 or STONE are missing from the PROPS section of the input data file. Tabulated output of the three-phase oil relative permeability values may be obtained using the mnemonic SOF2 or SOF3 in the RPTPROPS keyword.

The minimum oil saturation used by the STONE1 model can optionally be input as a table of minimum oil saturation versus either water or gas saturation, by using the SOMWAT or SOMGAS keyword. If neither of these keywords are present, the minimum oil saturation is taken as $\text{MIN}(S_{\text{ocrw}}, S_{\text{ocrg}})$, the minimum of the critical oil-to-water saturation and the critical oil-to-gas saturation.

See "Saturation Functions" on page 44-1 of the "ECLIPSE Technical Description" for a description of three-phase oil relative permeability models available in ECLIPSE.

Example

```
STONE1
```

STONE2

Request Stone three-phase oil relative permeability model

x	ECLIPSE 100
x	ECLIPSE 300
	SPECIAL
	RUNSPEC
	GRID
	EDIT
x	PROPS
	REGIONS
	SOLUTION
	SUMMARY
	SCHEDULE

This keyword, which has no associated data, is used to specify that the three-phase oil relative permeability values are to be calculated using the modified form of Stone's model number 2. The STONE2 keyword should only be used in three-phase runs.

ECLIPSE uses the default three-phase oil Relative Permeability Model if the keywords STONE1 or STONE2 or STONE are missing from the PROPS section of the input data file. Tabulated output of the three-phase oil relative permeability values may be obtained using the mnemonic SOF2 or SOF3 in the RPTPROPS keyword.

See "Saturation Functions" on page 44-1 of the "ECLIPSE Technical Description" for a fuller description of the three-phase oil relative permeability models available in ECLIPSE.

Note that any negative oil relative permeabilities produced by Stone's model 2 are automatically changed to zero by ECLIPSE.

Example

```
STONE2
```

SWFN

Water saturation functions

x	ECLIPSE 100
x	ECLIPSE 300
	SPECIAL
	RUNSPEC
	GRID
	EDIT
x	PROPS
	REGIONS
	SOLUTION
	SUMMARY
	SCHEDULE

The data comprises NTSFUN (see item 1 of keyword TABDIMS in the RUNSPEC section) tables of water saturation functions, each terminated by a slash (/).

Each table consists of 3 columns of data:

- Column 1 The water saturation.
Values should be between 0 and 1 and should increase monotonically down the column.
- Column 2 The corresponding water relative permeability.
Values should be between 0 and 1 and should be level or increasing down the column.
The first value in the column must be 0.
- Column 3 The corresponding water-oil capillary pressure.
Values should be level or decreasing down the column.
In gas-water systems (that is with no active oil phase), the water-gas capillary pressure should be entered here.
 - UNITS: bars (METRIC), psi (FIELD),
atm (LAB), atm (PVT-M).

Default values (represented by 1*) may be inserted as required in columns 2 and 3. When the table is read in, defaults are replaced by values computed by linear interpolation.

There must be the same number of entries in each column of a given table. This number should not be less than 2 or greater than NSSFUN (see item 3 of keyword TABDIMS).

The entire table may be defaulted provided the table is not the first. Defaulted tables are replaced with a copy of the previous table.

The keyword families

- (i) SWOF, SGOF, SLGOF
- and
- (ii) SWFN, SGFN, SGWFN, SOF2, SOF3, SOF32D

provide two alternative formats for inputting the saturation functions. Do not mix keywords from the two families in the same run. In gas-water runs, of if you are using the ECLIPSE 100 Miscible Flood or Solvent options, the saturation functions must be input with keywords from family (ii).

ECLIPSE 100

In gas-water runs the gas and water saturation functions may be input together using the SGWFN keyword as an alternative to using both SGFN and SWFN.

Example

With NTSFUN=2 and NSSFUN ≥ 8:

SWFN			
.2200	.0000	7.0000	
.3000	.0700	4.0000	
.4000	.1500	3.0000	
.5000	.2400	1*	
.6000	.3300	2.0000	
.8000	.6500	1.0000	
.9000	.8300	1*	
1.0000	1.0000	.0000	/
.18	.00	0	
.32	.07	0	
.50	.31	0	
.60	.38	0	
.80	.57	0	
1.00	1.00	0	/

Note Slow run times may result if the relative permeability changes abruptly over a small saturation interval, especially if IMPES is used. ECLIPSE honors the data input and does not attempt to overcome convergence problems by retabulating over equally spaced saturation intervals. If chopped relative permeability data is used to minimize dispersion, ECLIPSE performs best in fully-implicit mode if the relative permeability rises steeply from zero (immobility) rather than from a small value.

ANEXOS

Anexo N°1

Modelos histéresis:
Carlson, Killough y Land

1.- MODELO DE LAND.

En 1968, Land desarrolló una metodología para obtener la K_r trifásica utilizando datos bifásicos.

Una de las grandes contribuciones de las investigaciones de Land fue la de encontrar una relación entre el gas inicial y su consecuente entrapamiento en el yacimiento ⁽¹⁰⁾. Land (1968) considera que la saturación residual de gas (S_{gr}^*) después de un proceso de imbibición, se relaciona con la saturación de gas inicial (S_{gi}^*) y que la diferencia entre los recíprocos de estas saturaciones son aproximadamente constantes para una determinada arena. Usando el hecho de que cuando la saturación inicial de gas es igual a uno, la saturación residual de gas es la máxima saturación residual de gas $S_{gr\ max}^*$, es decir:

$$\frac{1}{S_{gr}^* - S_{gi}^*} = \frac{1}{S_{gr\ max}^*} - 1 = C \quad (\text{Ec. A-1.1})$$

ó

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 - C * S_{gi}^*} \quad (\text{Ec. A-1.2})$$

Para el sistema bifásico (agua-gas) estudiado en el modelo, Land (1968) realiza sus investigaciones suponiendo que durante un proceso de imbibición, a cualquier valor de S_g^* , se pueden distinguir dos tipos de saturaciones de gas. La primera corresponde a la saturación de gas atrapada (S_{gt}), la cual no contribuye al movimiento del gas, ya que permanece inmóvil, y la segunda es denominada saturación móvil o libre de gas (S_{gf}). Con esta suposición se puede obtener la K_{rg} y K_{rw} tomando en cuenta los efectos de histéresis y gas atrapado en el medio poroso, considerando el factor distribución del tamaño de poro (λ) (para mayor detalle revisar la referencia N° 23).

En un sistema trifásico, cuando las tres fases saturan el medio poroso, Land (1968) considera que la K_{rg} sigue siendo la misma que para un sistema bifásico. Esta suposición se debe a que el gas (al ser la fase no mojante), ocupa los mismos poros sin importar la naturaleza de los líquidos presentes. Por razones similares, si el medio poroso es mojado por agua, la K_{rw} para la

imbibición posee el mismo comportamiento para un sistema bifásico y uno trifásico⁽¹³⁾.

En un sistema trifásico mojado por agua, tanto el petróleo como el gas quedan atrapados a medida que se incrementa la S_w . Para el desarrollo de sus ecuaciones, Land supone que la saturación máxima de hidrocarburos ($S_{hr\ max}^*$) es la misma sin importar si la saturación inicial es gas, petróleo o ambos. Con esta hipótesis se obtiene la siguiente ecuación:

$$S_{or}^* = \frac{S_{oi}^* * \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*}}{1 + C * (S_{gi}^* + S_{oi}^*)} \quad (\text{Ec. A-1.3})$$

La saturación de petróleo libre (S_{of}) se desarrolla a partir de la expresión de gas libre para un sistema bifásico (ver referencia de N° 13) y viene dada por:

$$S_{of}^* = 1/2 * \left\{ S_o^* - S_{or}^* - \frac{1}{C} * \left(\frac{S_{gi}^*}{S_{gr}^*} - \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*} \right) + \sqrt{\left[S_o^* - S_{or}^* - \frac{1}{C} * \left(\frac{S_{gi}^*}{S_{gr}^*} - \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*} \right) \right]^2 + \frac{4 * (S_o^* - S_{or}^*) * S_{gi}^*}{C * S_{gr}^*}} \right\} \quad (\text{Ec. A-1.4})$$

Luego, la K_{ro} trifásica en la dirección de imbibición se obtiene a partir de:

$$K_{ro} = \frac{S_{of}^{*2} * \int_{S_w^* + S_{or}^*}^{S_w^* + S_o^*} \frac{dS^*}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS^*}{P_c^2}} \quad (\text{Ec. A-1.5})$$

Sustituyendo las siguientes ecuaciones en la ecuación Ec. A-1.5

$$S^* = S_{gt}^* + S_L^* \quad (\text{Ec. A-1.6})$$

$$dS_{gt}^* = \frac{S_{hr\ max}^* * dS^*}{[1 - (1 - S_{hr\ max}^*) * S^*]^2} \quad (\text{Ec. A-1.7})$$

y resolviendo la integral para el caso en el que $1/P_c^2$ es una función lineal de S^* , se obtiene:

$$K_{ro} = S_{of}^{*2} * \left[\frac{\int_{S_w^*+S_{ot}^*}^{1-S_{gf}^*} \frac{dS^*}{P_c^2} \cdot S_{hr \max}^* \cdot \int_{1-S_{gi}^*}^{1-S_{gf}^*} \frac{dS}{[1-(1-S_{hr}^*) * S^*]^2} * P_c^2}{\int_0^1 \frac{dS^*}{P_c^2} \cdot \int_0^1 \frac{dS^*}{P_c^2}} \right] \quad (\text{Ec. A-1.8})$$

Si la S_w aumenta a expensas de la S_o mientras la S_g permanece constante (o está incrementándose), la ecuación Ec. A-1.8 se simplifica como:

$$K_{ro} = S_{of}^{*3} * [2 * (S_w^* + S_{ot}^*) + S_{of}^*] \quad (\text{Ec. A-1.9})$$

Para el caso en el que todo el gas contenido en el medio poroso se encuentra entrampado, la ecuación Ec. A-1.10 queda como:

$$K_{ro} = S_{of}^{*3} * [2 * (S_w^* + S_{ot}^*) + S_{of}^*] - S_{of}^{*2} * \left[S_{gr}^{*2} + \frac{2}{C} * \left(S_{gr}^* + \frac{1}{C} * \ln \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*} \right) \right] \quad (\text{Ec. A-1.10})$$

El último término de esta ecuación considera que el gas entrampado está siendo evadido (bypassado) por el crudo durante su avance.

2.- MODELO DE KILLOUGH.

En 1967, Killouhg presentó un modelo para describir los efectos de histéresis en el comportamiento trifásico, basándose en la representación de una fuerte dependencia entre las propiedades del flujo y la historia de saturación ⁽¹⁸⁾.

Killough observó una gran diferencia en las curvas de permeabilidades relativas de las fases no mojantes para procesos de imbibición y drenaje, siendo la primera la que presenta los menores valores. Esta diferencia es consecuencia del entrampamiento de la fase no mojanete al incrementarse la saturación de la fase mojanete. Por el contrario, la fase mojanete presenta una naturaleza reversible, ya que existe poca diferencia en las permeabilidades relativas obtenidas durante procesos de imbibición y drenaje⁽¹⁸⁾.

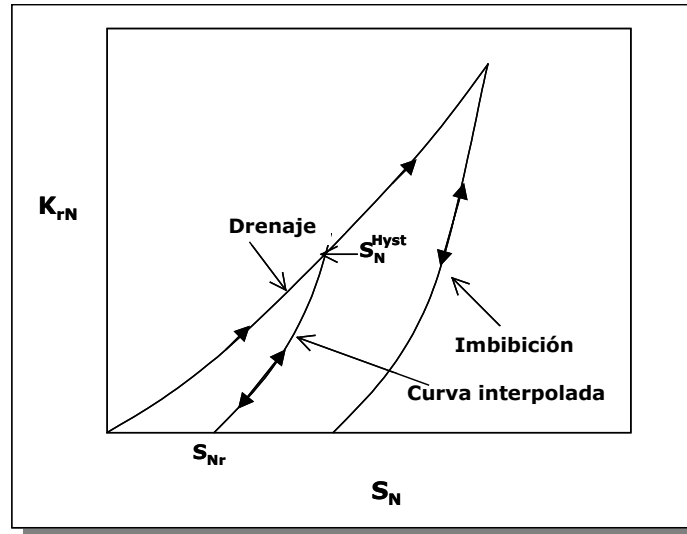


Figura N° A-1. Histéresis en la permeabilidad relativa de la fase no mojante.

Debido a que Killough considera al proceso de imbibición irreversible, como podemos apreciar en la Figura N° A-1, una vez iniciado el proceso de imbibición, la curva de K_r seguirá la curva de imbibición, incluso si el proceso es de drenaje, hasta alcanzar la máxima saturación histórica de la fase no mojante. Para saturaciones de la fase no mojante mayores a este máximo, se supone que la K_r de la fase no mojante sigue la curva de K_r correspondiente al proceso de drenaje⁽²¹⁾. En caso de ocurrir un cambio en la historia de saturaciones durante un proceso de drenaje, el comportamiento de K_r para el proceso de imbibición seguirá una nueva curva interpolada.

Si se dispone de datos de K_r de la fase no mojante para un proceso de drenaje, el modelo de histéresis de Killough predice la K_r para un proceso de imbibición⁽²¹⁾. Para esto, se calcula primero la cantidad de la fase no mojante que queda atrapada en el medio y luego por métodos de interpolación (utilizando curvas normalizadas, paramétricas o experimentales relacionada a la permeabilidad relativa en imbibición) entre la permeabilidad relativa en drenaje a la saturación histórica máxima de la fase no mojante y la saturación atrapada a la permeabilidad cero. La saturación atrapada de la fase no mojante es calculada utilizando la expresión empírica de Land (1968)⁽¹⁸⁾.

Los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa de la fase no mojante en el proceso de imbibición son iguales a los de la permeabilidad

relativa en el proceso de drenaje a la máxima saturación histórica de esta fase, en donde no existe saturación entrampada. Por otro lado, Killough asume que la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete es igual para el proceso de imbibición y drenaje para esta condición de saturación⁽²¹⁾.

Las ecuaciones desarrolladas por Killough se fundamentan en la constante de Land para representar el efecto de histéresis en la permeabilidad relativa como consecuencia del entrampamiento de la fase no mojanete:

$$S_{Nr} = \frac{S_N^{Hyst}}{1 - C * S_N^{Hyst}} \quad (\text{Ec. A-2.1})$$

$$C = \frac{1}{S_{Nr}^{\max}} - \frac{1}{S_N^{\max}} \quad (\text{Ec. A-2.2})$$

Donde:

S_{Nr} : Saturación atrapada o residual de la fase no mojanete.

S_N^{Hyst} : Máxima saturación histórica de la de la fase no mojanete.

S_{Nr}^{\max} : Máxima saturación atrapada posible para la fase no mojanete.

De esta forma, la saturación atrapada de la fase no mojanete variará entre su valor máximo (S_{Nr}^{\max}) y cero. La permeabilidad relativa de la fase no mojanete en el proceso de imbibición (K_{rN}), tiene el mismo valor que la permeabilidad relativa en el proceso de drenaje en el rango de saturaciones entre S_N^{Hyst} y S_{Nr} (18).

Como se mencionó anteriormente, el modelo dispone de dos métodos para el cálculo de la permeabilidad relativa de imbibición de la fase no mojanete (K_{rN}^{Im}), estos métodos son la interpolación numérica y la normalización de los datos experimentales. Debido a la facilidad y conveniencia computacional, es preferible utilizar la interpolación numérica⁽²¹⁾. Para el método paramétrico, se utiliza la siguiente ecuación:

$$K_{rN}^{Im}(S_N) = K_{rN}^{Dr}(S_N^{Hyst}) * \left(\frac{S_N - S_{Nr}}{S_N^{Hyst} - S_{Nr}} \right)^{\gamma} \quad (\text{Ec. A-2.3})$$

donde γ es un exponente de la permeabilidad relativa analítica de la fase no mojanante en la imbibición y K_{rN}^{Dr} representa la permeabilidad relativa de la fase no mojanante en el proceso de drenaje.

Para datos experimentales normalizados, se obtiene de una ecuación similar:

$$K_{rN}^{Im}(S_N) = K_{rN}^{Dr}(S_N^{Hyst}) * \left[\frac{K_{rN}^{Exp}(S_N^{Norm}) - K_{rN}^{Exp}(S_{Nr}^{max})}{K_{rN}^{Exp}(S_{Nn}^{max}) - K_{rN}^{Exp}(S_{Nr}^{max})} \right] \quad (\text{Ec. A-2.4})$$

donde la saturación normalizada para la fase N es definida a partir del valor de saturación máxima para dicha fase, y el valor correspondiente en el proceso de histéresis:

$$S_N^{Norm} = \left(\frac{(S_N - S_{Nr}) * (S_N^{max} - S_{Nr}^{max})}{S_N^{Hyst} - S_{Nr}} \right) + S_{Nr}^{max} \quad (\text{Ec. A-2.5})$$

Estas expresiones suponen que la curva experimental de imbibición está comprendida entre la máxima saturación S_N posible de la fase no mojanante y la máxima saturación residual S_{Nr} . Este procedimiento puede ser aplicado para encontrar las expresiones para las permeabilidades relativas K_{row} y K_{rg} en el modelo.

Por otra parte, en el modelo de Killough la permeabilidad relativa de la fase mojanante se trata de un modo diferente. Se utilizan funciones de drenaje que aumentan con la saturación de la fase no mojanante. Una disminución de S_N se convierte enseguida en una curva de permeabilidad relativa de imbibición que cae entre $K_{rN}^{Dr}(S_N^{Hyst})$ y el máximo valor posible de la curva de permeabilidad relativa para el proceso de imbibición, K_{rN}^{Im} a una saturación de la fase no mojanante S_{Nr} dada, puede aproximarse mediante la siguiente ecuación:

$$K_{rw}^{Im}(S_{Nr}) = K_{rw}^{Dr}(S_{Nr}) + \Delta K_{rw} * \left(\frac{S_{Nr}}{S_{Nr}^{max}} \right)^{a_2} \quad (\text{Ec. A-2.6})$$

Donde:

$$\Delta K_{rw} = K_{rw}^{*Im}(S_{Nr}^{max}) - K_{rN}^{Dr}(S_{Nr}^{max}) \quad (\text{Ec. A-2.7})$$

El parámetro K_{rN}^{*Im} es la curva experimental o analítica para K_{rN}^{Im} supuesta entre el máximo S_N y S_{Nr}^{max} y a_2 es el parámetro de la curvatura.

La permeabilidad relativa de la fase mojante en el proceso de imbibición para una saturación entrampada de la fase no mojante (S_N) se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$K_{rw}^{Im}(S_N) = K_{rw}^{Dr}(S_N^{Hyst}) + \left[\frac{K_{rw}^{*Im}(S_N^{Norm}) - K_{rw}^{*Im}(S_N^{max})}{K_{rw}^{*Im}(S_{Nr}^{max}) - K_{rN}^{*Im}(S_N^{max})} \right] * [K_{rw}^{Im}(S_{Nr}) - K_{rw}^{Dr}(S_N^{Hyst})] \quad (\text{Ec. A-2.8})$$

Donde la expresión para S_N^{Norm} esta dada por la ecuación (Ec. A-2.5). Tanto K_{rw} como K_{rog} pueden ser tratadas de igual forma.

Para el caso trifásico, Killough evaluó la histéresis utilizando el Modelo de Stone II, considerando los sistemas bifásicos (agua-petróleo, petróleo-gas) como eventos independientes ⁽²¹⁾. Con la aplicación de ese modelo se obtiene que a partir de la K_{rg} y la K_{rw} calculadas anteriormente se puede establecer la K_{ro} trifásica según la ecuación propuesta por Stone para su segundo modelo:

$$K_{ro} = (K_{row} + K_{rw}) * (K_{rog} + K_{rg}) - (K_{rw} - K_{rg}) \quad (\text{Ec. A-2.9})$$

Debido que la permeabilidad relativa bifásica refleja el fenómeno de histéresis, Killough supone que el modelo probabilístico predice la histéresis en tres fases para la permeabilidad relativa trifásica del petróleo y las saturaciones residuales de petróleo.

Una de la principales conclusiones de Killough sobre su trabajo, fue que el efecto del gas atrapado sobre la saturación residual de petróleo tiene que ser tomado en cuenta en los procesos de inyección de agua en presencia de gas libre, característico en proyectos de inyección de agua por debajo del punto de burbujeo.

3.- MODELO DE CARLSON.

En 1981, Carlson desarrolló un modelo para simular el efecto de histéresis en la permeabilidad relativa de la fase no mojante. Este método permite calcular la permeabilidad relativa para un proceso de imbibición comenzando a cualquier saturación de la fase no mojante, bajo la suposición de que las curvas de imbibición son paralelas, por lo que la saturación residual de la fase no mojante puede ser determinada sin necesidad de especificar la curva experimental de imbibición ⁽¹⁸⁾.

Para el desarrollo de la curva del proceso de imbibición, este modelo no requiere el factor de distribución de tamaños de poros (λ) de la ecuación de Land, ni el valor γ (exponente para la permeabilidad relativa de la fase no mojanante en la imbibición) de la aproximación de Killough ⁽²⁰⁾. Simplemente precisa de una curva de permeabilidad relativa para un proceso de drenaje, la máxima saturación histórica de la fase no mojanante, la constante de Land, y por lo menos un punto de la curva de imbibición ⁽²⁰⁾.

En su modelo, Carlson supone que la roca se encuentra inicialmente saturada con la fase mojanante (S_w), posteriormente ésta es desplazada por la fase no mojanante (S_{nw}). Durante el incremento de la saturación de la fase no mojanante (proceso de drenaje) se logra alcanzar su saturación crítica (S_{nwc}), en la cual a sucesivos incrementos, la permeabilidad relativa de la fase no mojanante (K_{rnw}) aumentará de acuerdo a la curva de drenaje (Figura N° A-2) ⁽²⁰⁾.

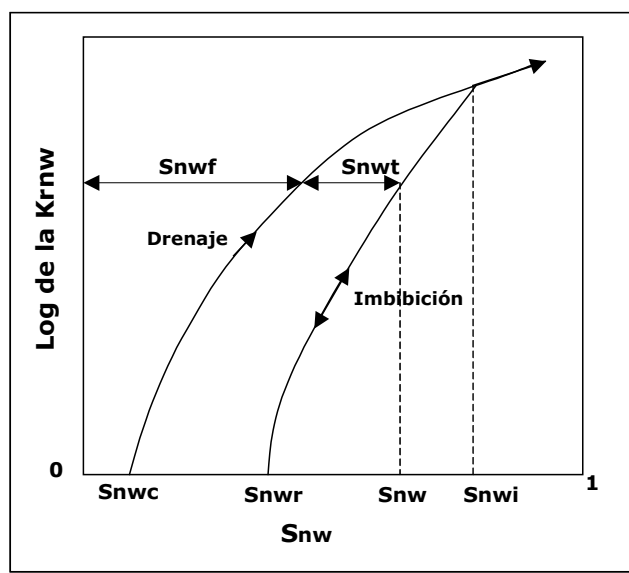


Figura N° A-2. Diagrama funcional que muestra la histéresis en la permeabilidad relativa para la fase no mojanante, curvas de imbibición y drenaje.

Al iniciarse un proceso de imbibición a cualquier saturación de la fase no mojanante, por ejemplo a una saturación S_{nwi} (Figura N° A-2), el aumento de la saturación de la fase mojanante produce un entrampamiento de la fase no mojanante, la cual se dividirá en dos porciones: una se localizará en los poros más pequeños como una fase atrapada e inmóvil (S_{nwt}), mientras que la otra

se ubicará en los poros de mayor tamaño en forma de saturación continua o móvil (S_{nwf}). Este proceso de entrapamiento recorrerá la curva de imbibición asociada a la máxima saturación de S_{nwi} hasta que la K_{rnw} sea nula. Este punto se conoce como la saturación residual atrapada de la fase no mojante (S_{nwr}), luego de un proceso de imbibición completo. En caso de ocurrir otro cambio en la historia de saturación en un punto cualquiera entre S_{nwi} y S_{nwr} , el modelo asume que el aumento de S_{nw} seguirá el comportamiento de esta curva de imbibición hasta alcanzar la S_{nwi} , a valores mayores de esta saturación, la curva del incremento de S_{nw} retomará la curva de drenaje inicial, tal y como se puede apreciar en la Figura N° A-2 ⁽²⁰⁾.

Utilizando esta información, se tiene que si el valor de S_{nwt} puede ser cuantificado en términos de variables conocidas, ésta puede usarse directamente en la curva de drenaje para determinar la permeabilidad relativa correspondiente al proceso de imbibición ⁽²⁰⁾.

El procedimiento para desarrollar este modelo es el siguiente ⁽²⁰⁾:

3.1.- Cálculo de la Constante (C) de Land:

Cálculo de la S_{nwr} utilizando las siguientes ecuaciones:

$$S_{mwr_j} = \frac{1}{2} * \left\{ (S_{mw_j} - S_{nwf_j}) + \sqrt{(S_{mw_j} - S_{nwf_j})^2 + \frac{4 * S_{nwi} * S_{nwf_j} * (S_{mw_j} - S_{nwf_j})}{S_{nwi} - S_{nwf_j}}} \right\} \quad (\text{Ec. A-3.1})$$

Donde:

S_{nwi} : Es el valor de la saturación de la fase no mojante donde la dirección de la saturación cambia de drenaje a imbibición.

S_{mw_j} : Es la saturación correspondiente a cada punto experimental en la dirección de imbibición.

S_{nwf_j} : Es la saturación correspondiente a la misma permeabilidad relativa, pero sobre la curva de drenaje.

Es recomendable utilizar un valor de S_{nwr} promedio de los reportados por cada punto experimental:

$$\overline{S_{nwr}} = \frac{\sum_{j=1}^N S_{mwr_j}}{N} \quad (\text{Ec. A-3.2})$$

a) Calcular la constante de Land (C) de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{S_{nwr}} - \frac{1}{S_{nwi}} \quad (\text{Ec. A-3.3})$$

3.2.- Para cualquier punto de cambio de dirección de saturación S_{nwi} , se calcula S_{nwr} a partir del paso anterior.

3.3.- Utilizando S_{nw} (saturación a la cual se desea conocer la permeabilidad relativa para el proceso de imbibición (K_{rmw}^I)), S_{nwi} , C y S_{nwr} , se calcula S_{nwf} mediante la siguiente ecuación:

$$S_{mwf} = \frac{1}{2} * \left[(S_{mw} - S_{nwr}) + \sqrt{(S_{mw} - S_{nwr})^2 + \frac{4}{C} * (S_{mw} - S_{nwr})} \right] \quad (\text{Ec. A-3.4})$$

Donde:

S_{mwf} : saturación libre o continua de la fase no mojanete.

S_{mw} : saturación total de la fase no mojanete independiente de la dirección del cambio de saturación.

S_{nwr} : saturación residual de la fase no mojanete atrapada después de la imbibición de la fase mojanete, cuando la imbibición inicia en S_{nwi} .

3.4.- Determinar la K_{rmw} para el proceso de imbibición en el punto de la curva de drenaje con S_{nwf} , dado que :

$$K_{rmw}^I(S_{nw}) = K_{rmw}^D(S_{nwf}) \quad (\text{Ec. A-3.5})$$

Utilizando las ecuaciones anteriores y repitiendo los pasos 3 y 4, se puede generar cualquier curva de imbibición, dada la saturación a la cual ocurrió el cambio de dirección en la saturación, S_{nw} a partir de una curva de drenaje. En el procedimiento descrito anteriormente, los superíndice I y D denotan los procesos de imbibición y drenaje, respectivamente ⁽²⁰⁾.

Anexo N°2

Archivo de Simulación numérica BC51-P6-5.DATA.
Proceso de inyección AGA utilizando el modelo de
estimación de permeabilidades trifásicas Stone I.

 RUNSPEC

TITLE

** VLE - 305 WAG PILOT **

DIMENS

16 20 24 /

NUMRES

1 /

OIL

WATER

GAS

DISGAS

ENDSCALE

'NODIR' 'REVERS' /

FIELD

EQLDIMS

--only one eql. reg.

-- NTEQUL NDPRVD NDRXVD NTTRVD NSTRVD
 1 500 20 1* 1* /

FAULTDIM

-- MFSEGS

10 /

REGDIMS

-- NTFIP NMFIPR NRFREG NTFREG MHISTM NMHSTR
 5 3 0 0 0 0 /

GRIDOPTS

'YES' /

NSTACK

80 /

NUPCOL

3 /

TABDIMS

-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP NRPVT unused NTENDP
 1 1 300 300 5 20 /

VFPPDIMS

-- MXMFLO MXMTHP MXMWFR MXMGFR MXMALQ NMMVFT
 16 9 9 9 9 5 /

-- Injection well VFP table dimensions

VFPIIDIMS

18 10 4 /

-- Well dimension data

```

WELLDIMS
-- NWMAXZ      NCWMAX      NGMAXZ      NWGMAX
   15         50         5         10 /
START
   30 'JAN' 1979 /
RPTRUNSP

UNIFIN
UNIFOUT

MESSAGES
-- ----- print limit ----- stop limit -----
-----
-- mes      com      war      prb      err      bug      mes      com      war      prb      err      bug
--  1        2        3        4        5        6        7        8        9       10       11       12
   200       50       200     3000     100     10     100000  20000  10000  6000  1000
1 /

-----
-----
GRID
-----
-----
GRIDFILE
2 /

INCLUDE
' ../include/SCALED-GRID-2.GRDECL' /
ACTNUM
  7680*1 /

INIT

NOECHO

INCLUDE
' ../include/VLE_ZCORN_NEW' /
INCLUDE
' ../include/VLE_NTG_NEW' /
INCLUDE
' ../include/VLE_PORO_NEW' /
INCLUDE
' ../include/VLE_PERMX_NEW' /

COPY
-- source      destination (i1 i2  j1 j2  k1 k2)
   'PERMX'      'PERMY' /
   'PERMX'      'PERMZ' /
/

MULTIPLY
-- Array      Value      i1 i2  j1 j2  k1 k2
   'PERMZ'     0.1       1 16  1 20  1 24 /
/

MAPAXES

```

```

-- X1 Y1      X2 Y2      X3 Y3
-- YDIR      ORIGIN    XDIR
   0.0 1.0    0.0 0.0    1.0 0.0 /

```

```

NEWTRAN

```

```

-----
--EDIT
-----

```

```

BOX
--  x1  x2  y1  y2  z1  z2
   1   16  1   2   1   24 /
MULTPV
  768*5 /
ENDBOX

```

```

BOX
--  x1  x2  y1  y2  z1  z2
   1   2   1  20   1   24 /
MULTPV
  960*5 /
ENDBOX

```

```

BOX
--  x1  x2  y1  y2  z1  z2
   1  16  19  20   1   24 /
MULTPV
  768*5 /
ENDBOX

```

```

-----
PROPS
-----

```

```

MESSAGES

```

```

-- ----- print limit ----- ----- stop limit -----
-----
-- mes  com  war  prb  err  bug  mes  com  war  prb  err  bug
--  1   2   3   4   5   6   7   8   9  10  11  12
   10000 10000 2000 10000 10000 10000 99999 20000 5000 12000 1000
1 /

```

```

GRAVITY

```

```

-- oil water gas API at surface conditions
   37.3 1.01 0.7 /

```

```

PVTW
  5000.00 1.037 0.36E-05 0.26 0.00E+00 /

```

```

ROCK

```

```

  5000.0 0.35E-05 /

```

```

PMAX

```

```

-- max pressure in the simulation
  6710 /

```

PVCO

-- Pressure	Rs	Bo1	Oil visc		
14.700	0.0000	0.95830	1.1700	2.3638E-05	4.2801E-05
129.70	0.0041610	1.0456	1.0105	1*	1*
414.70	0.10278	1.1067	0.72370	1*	1*
764.70	0.19180	1.1538	0.62920	1*	1*
1209.0	0.29740	1.2062	0.56430	1*	1*
1699.0	0.41960	1.2673	0.51420	1*	1*
2239.0	0.56620	1.3406	0.47270	1*	1*
2759.0	0.72850	1.4235	0.44340	1*	1*
3254.0	0.91010	1.5195	0.42420	1*	1*
3709.0	1.1152	1.6347	0.40560	1*	1*
4099.0	1.3482	1.7700	0.39260	1*	1*
4229.0	1.4600	1.8390	0.38900	1*	1*
4500.0	1.6380	1.8673	0.37835	1*	1*
5000.0	2.0618	2.0084	0.36277	1*	1*
5500.0	2.5804	2.1590	0.34867	1*	1*
6000.0	3.2069	2.3191	0.33580	1*	1*

/

PVDG

-- properties of dry gas

-- P	Bg	viscosity
50	71.0000	0.0112
300	15.1136	0.0119
450	8.5068	0.0123
515	7.1520	0.0125
870	3.8250	0.0135
1025	3.1800	0.0140
1318	2.4100	0.0149
1480	2.1260	0.0154
1770	1.7550	0.0164
2045	1.5060	0.0173
2315	1.3220	0.0182
2575	1.1830	0.0191
2795	1.0860	0.0198
3075	0.9840	0.0208
3257	0.9270	0.0215
3625	0.8300	0.0228
3720	0.8080	0.0231
4135	0.7250	0.0246
4170	0.7190	0.0247
4536	0.6630	0.0260
4815	0.6200	0.0270
5015	0.5950	0.0277
5375	0.5610	0.0287
5615	0.5300	0.0297
5815	0.5110	0.0304
6015	0.4940	0.0311

/

STONE1

SCALECRS

'YES' /

SWFN

-- Sw	krw	Pc
0.175000	0.000000	4.217353
0.196870	0.000176	4.000000
0.236550	0.001739	3.600000
0.307890	0.009541	3.120000
0.393740	0.028725	2.670000
0.477100	0.058661	2.270000
0.499750	0.068832	2.170000
0.583100	0.114079	1.720000
0.613390	0.133651	1.600000
0.662080	0.168703	1.310000
0.704260	0.202717	1.120000
0.742050	0.236118	1.000000
0.750000	0.243501	0.936941
1.000000	1.000000	0.000000

/

SGFN

-- Sg	Krg	Pcgo
0.000000	0.000000	0.000000
0.009100	0.000004	0.018700
0.045500	0.000299	0.466000
0.090900	0.001986	1.870000
0.127300	0.004990	3.360000
0.172700	0.011494	4.640000
0.209100	0.019395	5.180000
0.254500	0.033198	5.620000
0.300000	0.052061	5.970000
0.345500	0.076607	6.230000
0.381800	0.100682	6.370000
0.418200	0.129162	6.450000
0.454500	0.162188	6.479000
0.500000	0.210555	6.480000
0.575000	0.308603	6.481917

/

SOF3

--So	Krow	Krog
0.250000	0.000000	0.000000
0.300000	0.001450	0.002549
0.350000	0.009266	0.013881
0.400000	0.027427	0.037411
0.450000	0.059232	0.075598
0.500000	0.107625	0.130461
0.550000	0.175317	0.203751
0.600000	0.264846	0.297032
0.650000	0.378614	0.411726
0.700000	0.518914	0.549148
0.750000	0.687947	0.710523
0.800000	0.887838	0.897003
0.825000	1.000000	1.000000

/

RPTPROPS

SOF3=5 /

EPSDEBUG

12 12 11 11 16 16 /

REGIONS

EQUALS

'FIPNUM' 1 1 16 1 20 1 8 / C-23 U 3

'FIPNUM' 2 1 16 1 20 9 16 / C-23 U 2

'FIPNUM' 3 1 16 1 20 17 24 / C-23 U 1

/

RPTREGS

-- pvt sat eql fip krk krk- kry kry- krz krz- imb imbx imbx- imby imby- -
--imbz

0 / 1 /

-- imbz- rock end t misc krmf imbmf surf

SOLUTION

RESTART

'BC51-6' 209 /

RPTSOL

--bpr0 bso0 bsw0 bsg0 brs0 brv0 rst fip equil rsvd rvvd aqua thpres apivd
0 0 0 0 0 0 2 3 0 0 0 0 0 1 0

/

RPTRST

BASIC=4

/

SUMMARY

RPTONLY

DATE

--SUMMARY

FOIP

ROIP

/

FWIP

RWIP

/

FPR

RPR

/

FOE

FOEIW

ROEIW

/

FOEWW
ROEWW
/

FOPR
FWPR
FLPR
FGPR

FOPT
FWPT
FLPT
FGPT

FWIR
FGIR
FWIT
FGIT

FWCT
FGOR

FGORH
FWCTH
--FPRH
FOPRH
FOPTH

WGORH

/
WOPRH
/
WOPTH
/

GOPR
'P'

/

GWPR
'P'

/

GLPR
'P'

/

GGPR
'P'

/

GOPT
'P'

/

GWPT
'P'

/

GLPT
'P'

/

GGPT

'P'
/
GWCT
'P'
/
GGOR
'P'
/
GWIR
'W'
/
GGIR
'G'
/

WOPR
/
WWPR
/
WLPR
/
WGPR
/

WOPT
/
WWPT
/
WGPT
/

WWIR
/
WGIR
/
WGIRH
/
WWIT
/
WGIT
/
WWCT
/
WWCTH
/
WGOR
/
WGORH
/
WBHP
/
WBHPH
/
WTHP
/
WTHPH
/


```

WGPP
/
WOPP
/
WWPP
/
WPI
/

```

```

--PERFORMANCE.SUM
MAXDPR
MAXDSO
MAXDSW
MAXDSG
NEWTON
NLINEARS
STEPTYPE
TIMESTEP
TCPU
TCPUTS
TCPUDAY
TIMESTEP

```

```

-----
SCHEDULE
-----

```

```
RPTSCHED
```

```

-- 1  2  3  4  5  6  7  8  9  10 11 12 13  14  15
--bpr bso bsw bsg brs brv rst fip well vfp sum cpu aqu wellsched newton
   0  0  0  0  0  0  0  1  1  0  2  1  0  1  1 /

```

```
DRSDT
```

```
  0.0 /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/vle0773.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/lpg1462.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/vle1328.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/vle1313.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/vle1342.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/2w1324u.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/2g1324u.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/2w1324l.vfp' /
```

```
INCLUDE
```

```
  './include/2g1324l.vfp' /
```

```
SKIPREST
```

TUNING

```
--TSINIT TSMAXZ TSMINZ TSMCHP TSFMAX TSFMIN TSFCNV TFDIFF THRUPT
    0.2    30.    0.01  0.01    3.0    0.3    0.01    1.2 /
--TRGTTE TRGCNV TRGMBE TRGLCV XXXTTE XXXCNV XXXMBE XXXLCV XXXWFL TRGFIP -
--TRGSFT
    0.1    0.001  1.0E-7 0.0001  10.0    0.01  1.0E-6  0.001  0.001 /
--NEWTMX MEWTMN LITMAX LITMIN MXWSIT MXWPIT DDPLIM DDSLIM
    12     1      40     1      50     50 /
```

DATES

```
--Production start
  1 'FEB' 1979 /
/
```

INCLUDE

```
'../include/SCHEDULE_BC2-1.VLE' /
```

WELSPECS

```
'VLE-1342'  'PROD'   14  13  1*      'OIL'   7* /
'W1324U'    'INJE'   11  10  1*      'WAT'   7* / injection well
'G1324U'    'INJE'   11  10  1*      'GAS'   7* / injection well
'W1324L'    'INJE'   11  10  1*      'WAT'   7* / injection well
'G1324L'    'INJE'   11  10  1*      'GAS'   7* / injection well
/
```

COMPDAT

```
-- WELL          I   J  K1  K2  Sat.  CF  DIAM  KH  SKIN  ND  DIR  Ro
-- *****
--
'VLE-1342'  14  13  7  7  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13  8  8  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13  9  9  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 10 10  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 15 15  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 16 16  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 17 17  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 18 18  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'VLE-1342'  14  13 19 19  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
-- WELL          I   J  K1  K2  Sat.  CF  DIAM  KH  SKIN  ND  DIR  Ro-- *****
'W1324U'  11  10  4  4  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324U'  11  10  5  5  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324U'  11  10  6  6  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324U'  11  10  7  7  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324U'  11  10  8  8  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324U'  11  10  9  9  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  4  4  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  5  5  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  6  6  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  7  7  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  8  8  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324U'  11  10  9  9  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
--
'W1324L'  11  10 11 11  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324L'  11  10 12 12  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'W1324L'  11  10 13 13  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324L'  11  10 11 11  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
'G1324L'  11  10 12 12  'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
```

```

'G1324L' 11 10 13 13 'OPEN' 1* 1* 0.42 1* 2* 'Z' 1* /
/

WVFPEXP
'LPG*' 'EXP' /
'VLE*' 'EXP' /
/

WCONPROD
--          LIQ_RATE_TARGET      THP      VFP_TAB_NUM  ART_LIFT_QUANTITY
--          1          2          3      4 5 6      7      8 9      10
'VLE-0773' 'OPEN' 'LRAT' 3* 1000.000 2* 100.000 1 2000.000 /
'LPG-1462' 'OPEN' 'LRAT' 3* 500.000 2* 100.000 2 2000.000 /
'VLE-1328' 'OPEN' 'LRAT' 3* 500.000 2* 100.000 3 2000.000 /
'VLE-1313' 'OPEN' 'LRAT' 3* 500.000 2* 100.000 4 2000.000 /
'VLE-1342' 'OPEN' 'LRAT' 3* 500.000 2* 100.000 5 2000.000 /
/

DATES
2 'NOV' 2001 /
/

WCONINJE
--          SUR_RATE      Res_Rate      BHP
--          1          2          3      4      5      6      7
'W1324U' 'WATER' 'OPEN' 'RESV' 1* 3000.0 6000.0 / injection well
'G1324U' 'GAS' 'OPEN' 'RESV' 1* 3000.0 6000.0 / injection well
'W1324L' 'WATER' 'OPEN' 'RESV' 1* 2000.0 6000.0 / injection well
'G1324L' 'GAS' 'OPEN' 'RESV' 1* 2000.0 6000.0 / injection well
/

WELOPEN
'W1324L' 'SHUT' / injection well
'G1324L' 'SHUT' / injection well
/

WELOPEN
'W1324U' 'OPEN' / injection well
'G1324U' 'SHUT' / injection well
/

DATES
1 'DEC' 2001 /
1 'JAN' 2002 /
1 'FEB' 2002 /
/

WELOPEN
'W1324U' 'SHUT' / injection well
'G1324U' 'OPEN' / injection well
/

DATES
1 'MAR' 2002 /
1 'APR' 2002 /
1 'MAY' 2002 /
/

```

```
WELOPEN
  'W1324U'      'OPEN'   / injection well
  'G1324U'      'SHUT'   / injection well
/
```

```
DATES
1 'JUN' 2002 /
1 'JUL' 2002 /
1 'AUG' 2002 /
/
```

```
WELOPEN
  'W1324U'      'SHUT'   / injection well
  'G1324U'      'OPEN'   / injection well
/
```

```
DATES
1 'SEP' 2002 /
1 'OCT' 2002 /
1 'NOV' 2002 /
/
```

```
WELOPEN
  'W1324U'      'OPEN'   / injection well
  'G1324U'      'SHUT'   / injection well
/
```

```
DATES
1 'DEC' 2002 /
1 'JAN' 2003 /
1 'FEB' 2003 /
/
```

```
.
.
.
.
```

```
END
```