

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA SAGD

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Bras. Toro A. Génesis A.,
Martins G. Ydarmis.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA SAGD

Tutor académico: Prof. Sandro Gasbarri.
Tutor aprobado: Prof. Carlos Gil.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Bras. Toro A. Génesis A.,
Martins G. Ydarmis.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2011

Caracas, Noviembre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleras Ydarmis. Martins G., y Génesis A. Toro A., titulado:

“Evaluación del Efecto de las Curvas de Permeabilidad Relativa en la Simulación del Proceso de Recuperación Térmica SAGD”

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


Prof. Alexis Gammiero
Jurado


Prof. Diego Manfre
Jurado


Prof. Carlos Gil
Tutor Académico

A Dios, por ser nuestro guía

***A nuestros padres, por brindarnos su amor y apoyo
incondicional***

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso, por estar siempre a mi lado, ser mi guía y darme la fortaleza necesaria para seguir adelante sin importar que tan duro sea el camino.

A la Universidad Central de Venezuela por abrirme sus puertas y permitirme formarme como ingeniera. De igual forma a los profesores que hacen vida en ella por transmitirme sus conocimientos y compartir sus experiencias.

A mis padres, por ser ejemplo de constancia y perseverancia, por creer en mí, por siempre estar a mi lado brindándome su amor y apoyo en todo momento.

A mis hermanos, por ayudarme siempre y enseñarme a levantarme sin mirar atrás y por su cariño.

A mi compañera de tesis Génesis, por compartir conmigo toda nuestra vida universitaria, por brindarme su familia, por ser mi amiga y hermana.

Al profesor Sandro Gasbarri, por ser mi tutor y amigo, por compartir sus conocimientos, por su paciencia y dedicación.

A la profesora Rosa Espinoza, por atendernos con la mejor disposición y compartir sus conocimientos.

A Lennies Guevara, María Hernández y Javier Ramos por todos los grandes momentos que vivimos juntos en nuestra vida universitaria, los quiero mucho.

A Erika Cisneros por ser mi segunda madre por su apoyo, sus sabios consejos y por siempre entenderme.

A mis sobrinos por ser mis grandes amigos y compartir sus vidas conmigo.

Ydarmis Martins.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por acompañarme siempre en cada paso y cada decisión tomada en mi vida, porque sé que en él he podido confiar plenamente.

A mi madre, Yipcy Acevedo, por su infinita paciencia y su apoyo incondicional a lo largo de mi carrera, y por el amor que siempre estuvo dispuesta a darme en los momentos en que más la necesité. Infinitas gracias, porque sin ella nada hubiese podido ser.

A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y a la Escuela de Petróleo, a todos los profesores que con sus conocimientos y experiencias ayudaron a formarme como ingeniera.

A mi mamá Amelia (abuela), por consentirme y apoyarme desde mis inicios como estudiante. Y por ser un pilar fuerte en mi vida.

A mi compañera de Tesis y amiga Ydarmis Martins, por ser una hermana para mí, por su motivación, comprensión y por siempre estar conmigo en los momentos buenos y sobre todo en los más difíciles.

A mi prima Nacarí Cabello, por confiar en mí, por ser un gran apoyo y ejemplo a seguir. Y por siempre estar dispuesta a ayudarme.

A mis tías Azucena y Alecia por ser unas madres para mí, por apoyarme en todo cuanto han podido, se los agradezco enormemente.

A mis hermanos, Yipsy y Francisco, por estar dispuestos a ayudarme en todo momento y por el amor que siempre me han demostrado.

Al Prof. Sandro Gasbarri, por su ayuda y su dedicación para hacer posible esta meta.

A la Profa. Rosa Espinosa por su disposición al momento de disipar nuestras dudas.

A Lennies Guevara, María Hernández y Javier Ramos por todos los momentos que compartimos juntos, por ser unos grandes amigos.

A mis tíos Miguel, Ingri, Osmelia y a mi prima, casi hermana, Jariuska por su gran ayuda y apoyo para hacer cumplir una de mis metas más importantes.

Génesis Toro.

**Martins G., Ydarmis.
Toro A., Génesis A.**

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA SAGD

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 114 p.

Palabras Claves: PERMEABILIDAD RELATIVA, SAGD, *END POINTS*, FACTOR DE RECOBRO, SIMULACIÓN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

Resumen. Se han realizado muchas simulaciones de SAGD a nivel mundial como también a nivel nacional en muchos trabajos de grado. En muchas de estas simulaciones se han utilizado curvas de permeabilidad relativa sin realizar mediciones experimentales tomadas con núcleos de la zona de estudio; en muchos casos son tomadas de casos clásicos de la literatura o simplemente no dan información de la fuente de origen. Lo que puede generar mucha incertidumbre. En este trabajo de investigación se evaluaron específicamente las curvas de permeabilidad relativa, y su efecto al momento de aplicar SAGD en un campo. A partir de un Caso Base (obtenido de un estudio anterior) y de una revisión bibliográfica se creó una matriz de casos, en la cual se varían los *end points* de dichas curvas. En base a los resultados de las simulaciones realizadas, se pudo concluir que varios parámetros característicos de las curvas de permeabilidad relativa tienen gran impacto sobre el factor de recobro para un yacimiento que para este caso es característico de la Faja Petrolífera del Orinoco y que está además asociado a un acuífero activo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
PROBLEMA.....	4
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
Objetivo General	5
Objetivos Específicos	5
ALCANCE.....	6
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO	7
PERMEABILIDAD.....	7
PERMEABILIDAD ABSOLUTA	7
PERMEABILIDAD EFECTIVA	9
PERMEABILIDAD RELATIVA	10
Curvas de Permeabilidad Relativa	12
FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD RELATIVA	17
Efectos en la historia de saturación.....	17
Efectos de los estados de saturación.....	19
Efecto de las propiedades de la roca	19
Efectos de la presión de sobrecarga	22
Efectos de la porosidad y la permeabilidad.....	22
Efectos de la temperatura	23
Efectos de la tensión interfacial y la densidad.....	23
Efectos de la viscosidad.....	23
MÉTODOS EXPERIMENTALES USADOS PARA MEDIR LA PERMEABILIDAD RELATIVA	24
Correlaciones usadas para determinar la Permeabilidad Relativa	25
Correlación de Wyllie y Garden.....	26
Correlación de Torcaso y Wyllie.....	27
Correlación de Pirson.....	27
Corey.....	28
Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar	29

ECUACIONES ANALÍTICAS DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA	30
DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)	32
CAPÍTULO III.....	34
METODOLOGÍA	34
ESTADO DEL ARTE	34
SIMULACIONES	38
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	38
CAPITULO IV	39
ANÁLISIS DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS UTILIZADAS EN LA LITERATURA.....	39
ANTECEDENTES.....	39
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS.....	48
Sistema agua-petróleo	48
Sistema gas-líquido	52
CAPITULO V	56
SIMULACIONES DE LOS PARÁMETROS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	56
GENERACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	56
Mallado.....	56
Características del yacimiento.....	57
Ubicación de los pozos.....	60
Caracterización del caso base de simulación.....	61
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO BASE	63
DEFINICIÓN DE LA MATRIZ DE CASOS A SENSIBILIZAR	73
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	75
Saturación de Petróleo Residual para el sistema agua-petróleo (S_{orw})	75
Saturación Crítica de Agua (S_{wc})	77
Permeabilidad Relativa al Agua cuando la Saturación de Petróleo es residual para el sistema agua-petróleo ($K_{rw_{Sorw}}$).....	81
Permeabilidad Relativa al Petróleo a la Saturación Crítica de Agua para el sistema agua-petróleo ($K_{ro_{Swc}}$).....	83
Saturación Crítica de Gas (S_{gc}).....	85

Saturación de Petróleo Residual para el sistema gas-líquido (Sorg)	87
Permeabilidad Relativa al gas a la Saturación Crítica de agua para el sistema gas-líquido ($K_{rg_{Swc}}$)	91
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo	26
Tabla 2.2 Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo	26
Tabla 3.1 <i>End points</i> de las curvas de permeabilidad relativa de los casos analizados.....	37
Tabla 5.1 Características principales del yacimiento	57
Tabla 5.2 Características del acuífero	58
Tabla 5.3 Propiedades térmicas de la formación.....	58
Tabla 5.4 Propiedades PVT del petróleo	58
Tabla 5.5 Propiedades PVT del gas	59
Tabla 5.6 Propiedades PVT del agua	59
Tabla 5.7 Viscosidades de los fluidos en función de la temperatura	59
Tabla 5.8 <i>Endpoints</i> de las curvas de permeabilidad relativa del caso base de simulación.....	61
Tabla 5.9 Permeabilidades relativas agua-petróleo.....	61
Tabla 5.10 Permeabilidades relativas gas-petróleo	62
Tabla 5.11 Matriz de Casos	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Experimento de Darcy	8
Fig. 2.2 Curvas típicas para un sistema agua-petróleo.....	13
Fig. 2.3 Curvas típicas para un sistema gas-líquido	16
Fig. 2.4 Proceso de drenaje e imbibición	18
Fig. 2.5 Proceso SAGD.....	32
Fig. 2.6 Cámara de Vapor.....	33
Fig 3.1 Diagrama de flujo de trabajo	34
Fig. 4.1 Histograma de frecuencia para la Swc	48
Fig. 4.2 Histograma de frecuencia para la Sorw	49
Fig. 4.3 Histograma de frecuencia para la Kro _{Swc}	50
Fig. 4.4 Histograma de frecuencia para la Krw _{Sorw}	51
Fig. 4.5 Histograma de frecuencia para la Sorg.....	52
Fig. 4.6 Histograma de frecuencia para la Sgc	53
Fig. 4.7 Histograma de frecuencia para la Krg _{Swc}	54
Fig. 4.8 Histograma de frecuencia para la Kro _{Sgc}	55
Fig. 5.1 Mallado	56
Fig. 5.2A Saturación de petróleo del yacimiento vista en un corte transversal	60
Fig. 5.2B Ubicación de los pozos Inyectores y Productores	61
Fig. 5.3 Factor de Recobro para el caso base	63
Fig. 5.4 Temperatura promedio	64
Fig. 5.5 Petróleo acumulado en el tiempo para el caso base simulaciones	65
Fig. 5.6 Corte de Agua en el tiempo según las simulaciones, caso base.	66
Fig. 5.7 Presión estática del yacimiento caso base	67
Fig. 5.8 Presión de fondo fluyente de los pozos productores	68
Fig. 5.9 Presión de fondo fluyente de los pozos inyectores	69
Fig. 5.10A Tasa de líquido producido del yacimiento.....	70
Fig. 5.10B Tasa de líquido producido por pozo	70
Fig. 5.11 Relación gas-petróleo de un pozo	71
Fig. 5.12 Corte transversal y vista en 3D del movimiento del acuífero	72

Fig. 5.13 Factor de recobro en el tiempo en función de la Saturación de Petr6leo residual en el sistema agua-petr6leo (S_{orw})	75
Fig. 5.14. Sensibilidad al a la Saturaci6n de Petr6leo residual en el sistema agua-petr6leo (S_{orw})	76
Fig. 5.15. Corte de agua al variar S_{orw}	77
Fig. 5.16 Factor de recobro en el tiempo en funci6n de la Saturaci6n de agua cr6tica para el sistema agua-petr6leo (S_{wc})	78
Fig 5.17 Sensibilidad al a la Saturaci6n de Agua Cr6tica en el sistema agua-petr6leo (S_{wc}).....	79
Fig. 5.18A. Corte de agua al variar S_{wc}	80
Fig. 5.18B. Escala ampliada del corte de agua al variar S_{wc}	80
Fig. 5.19 Factor de recobro en el tiempo en funci6n de la permeabilidad relativa al agua a la saturaci6n de petr6leo residual para el sistema agua-petr6leo ($K_{rw_{S_{orw}}}$)	81
Fig. 5.20 Sensibilidad al a la permeabilidad relativa al agua a la saturaci6n de petr6leo residual en el sistema agua-petr6leo ($K_{rw_{S_{orw}}}$)	82
Fig. 5.21. Corte de agua al variar ($K_{rw_{S_{orw}}}$).....	82
Fig. 5.22A Factor de recobro en el tiempo en funci6n de la permeabilidad relativa al petr6leo a la saturaci6n de agua cr6tica para el sistema agua-petr6leo ($K_{ro_{S_{wc}}}$)	83
Fig. 5.22B. Escala ampliada del factor de recobro	84
Fig. 5.23 Sensibilidad al a la permeabilidad relativa al petr6leo a la saturaci6n de agua cr6tica en el sistema agua-petr6leo ($K_{ro_{S_{wc}}}$)	84
Fig. 5.24. Corte de agua al variar $K_{ro_{S_{wc}}}$	85
Fig. 5.25A Factor de recobro en el tiempo en funci6n de la saturaci6n de gas cr6tica para el sistema gas-petr6leo (S_{gc})	86
Fig. 5.25B. Escala ampliada del factor de recobro	86
Fig. 5.26 Sensibilidad al a la saturaci6n de gas cr6tica en el sistema gas-petr6leo (S_{gc})	87
Fig. 5.27A Factor de recobro en el tiempo en funci6n de la saturaci6n de petr6leo residual para el sistema gas-petr6leo (S_{org})	88
Fig. 5.27B. Escala ampliada del factor de recobro	88
Fig. 5.28 Sensibilidad al a la saturaci6n de petr6leo residual en el sistema gas-petr6leo (S_{org})	89
Fig. 5.29A. Corte de agua al variar S_{org}	90

Fig. 5.29B. Escala ampliada del corte de agua.....	90
Fig. 5.30 Factor de recobro en el tiempo en función de la permeabilidad relativa cuando la saturación de agua es crítica para el sistema gas- petróleo ($K_{rg_{Swc}}$)	91
Fig. A Sensibilidad a la permeabilidad relativa al gas a la saturación de agua crítica en el sistema gas-petróleo $K_{rg_{Swc}}$	99
Fig. B Corte de agua al variar $K_{rg_{Swc}}$	100

INTRODUCCIÓN

Debido a los grandes volúmenes de crudos pesados con los que cuenta nuestro país es de considerable importancia el conocimiento y desarrollo de los distintos métodos de recuperación para mejorar el factor de recobro.

Estas reservas se encuentran ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Ésta es de gran interés para las distintas empresas del mundo, ya que representa un negocio rentable en la medida en que se ejecute un acertado plan de explotación y procesamiento del crudo que allí se encuentra.

Resulta conveniente entonces, conocer los distintos métodos de explotación que se emplean en el área, por una parte los Sistemas de Levantamiento Artificial como Bombeo Electrosumergible, Bombeo mecánico, entre otros; así como también los procesos de recuperación térmica como Inyección Continua y Alterna de Vapor, Combustión en Sitio, Thai, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), siendo este último parte del motivo de esta investigación.

SAGD es un método con gran potencial para aplicar en la Faja, pues con esta técnica se puede incrementar considerablemente el factor de recobro. Básicamente este método consiste en perforar dos pozos horizontales paralelos, los cuales se encuentran situados uno debajo del otro, donde el pozo superior actúa como inyector de vapor y el inferior como productor.

Algunos de los factores que pueden afectar la ejecución de este método es la distancia entre los pozos, ya que de ésta depende que exista o no una comunicación indeseable entre ellos. Otros parámetros son

dependientes del yacimiento, tales como la permeabilidad y el espesor, entre otros.

En este trabajo de investigación se evaluarán específicamente las curvas de permeabilidad relativa, y su efecto al momento de aplicar SAGD en un campo. A partir de un Caso Base (obtenido de un estudio anterior) y de una revisión bibliográfica se creó una matriz de casos, en la cual se varían los *endpoints* de dichas curvas.

Particularmente, se justificará su impacto en el factor de recobro del yacimiento y, para los casos de mayor importancia, su relación con el corte de agua. Este análisis se hará a través de la simulación numérica de yacimientos usando IMEX y STARS, simuladores desarrollados por CMG, de los cuales el segundo es el simulador térmico más usado a nivel mundial y en la Faja Petrolífera del Orinoco.

De esta forma, este Trabajo Especial de Grado se estructura en cinco capítulos. En el **Capítulo I** se hace referencia a las razones que sustentan esta investigación, así como su importancia, alcances, objetivos generales y específicos.

En el **Capítulo II** se presentan los conceptos básicos asociados con el tema de investigación desarrollado en este estudio, es decir, aspectos de relevante importancia relacionados con las curvas de permeabilidad relativa.

Por otro lado, en el **Capítulo III** se mostrará un esquema cronológico de la metodología seguida para llevar a cabo los objetivos propuestos, además de una pequeña reseña de los pasos que se siguieron.

El **Capítulo IV** está relacionado con el análisis de curvas de permeabilidad relativa utilizadas en la literatura, se muestran las aplicaciones principales de dichas curvas analizadas en orden cronológico de publicación y un análisis estadístico de los parámetros a sensibilizar para los sistemas agua-petróleo y gas-líquido.

Finalmente, el **Capítulo V** abarca las simulaciones de los parámetros de las curvas de permeabilidad relativa. En este capítulo se describe con detalle el Caso Base, así como también se define la matriz de casos a sensibilizar y por último se presentan los resultados y análisis de las simulaciones.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PROBLEMA

Se han realizado muchas simulaciones de SAGD a nivel mundial como también a nivel nacional en muchos trabajos de grado. En muchas de estas simulaciones se han utilizado curvas de permeabilidad relativa sin realizar mediciones experimentales tomadas con núcleos de la zona de estudio; en muchos casos son tomadas de casos clásicos de la literatura o simplemente no dan información de la fuente de origen. Lo que puede generar mucha incertidumbre.

Existe un parámetro que es de gran importancia para los ingenieros de yacimientos, el Factor de Recobro (FR), el cual nos traslada a un ámbito netamente económico, ya que para que un campo pueda ser explotado, necesita cumplir con ciertas condiciones y ser económicamente rentable, lo que va a depender de las estrategias de explotación.

Generalmente las estrategias de explotación son realizadas con simulaciones previas, tomando en cuenta la recuperación primaria, secundaria y terciaria, de ser necesario. Esto se hace a partir de una data histórica de presión y producción que ayudará a predecir el comportamiento futuro del yacimiento, incluyendo el FR. Para que dicho comportamiento sea lo más parecido posible a la realidad deben tomarse datos fidedignos de éste.

Dentro de la literatura analizada no se han encontrado trabajos que describan el efecto que tienen las curvas de permeabilidades relativas (CPR), en este estudio se pretende evaluar la importancia que tendría una definición precisa de las CPR y una toma de datos precisa de caracterización del medio poroso principalmente en el FR.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo General

- Evaluar el efecto de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación del proceso de recuperación térmica SAGD.

Objetivos Específicos

- Realizar el estado del arte para la definición de las curvas de permeabilidad relativa de yacimientos de hidrocarburos
- Evaluar puntos o parámetros característicos de las curvas de permeabilidad relativa utilizados en la simulación de yacimientos encontrados en la literatura.
- Familiarizarse con los simuladores: IMEX (simulación en frío) y STARS (simulación térmica)
- Caracterizar el caso base de estudio de simulación térmica SAGD y los casos de estudio a sensibilizar
- Definir las curvas de permeabilidad relativa a sensibilizar.
- Analizar el efecto de las curvas de permeabilidad relativa en el resultado de la simulación de procesos SAGD de los casos de estudio.

ALCANCE

El alcance de esta investigación comprende la evaluación y sensibilización de las curvas de permeabilidad relativa mediante el uso de un simulador numérico para procesos térmicos, y a su vez evaluar el efecto de estas curvas al momento de analizar los resultados del simulador. Logrando así servir de base para investigaciones futuras.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO ^[1-9]

Este capítulo presenta los conceptos básicos asociados con el tema de investigación desarrollado en este estudio.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para que uno o varios fluidos puedan atravesarla a través de sus poros interconectados sin alterar su estructura interna. Esta propiedad depende de las características del medio poroso, las saturaciones y al ser isotrópica depende de la dirección del flujo, así como también de las condiciones de borde impuestas en el volumen de medición. La permeabilidad en el Sistema Métrico Decimal se mide en cm^2 o m^2 . La unidad derivada de la Ley de Darcy es el Darcy (D), y generalmente se utiliza el milidarcy (mD), por lo tanto, $1 \text{ darcy} = 1000 \text{ md} = 9,86923 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido. En 1856 Darcy estableció que la tasa de flujo de un fluido determinado a través de un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión existente en el sistema, como se muestra en la Figura 2.1.

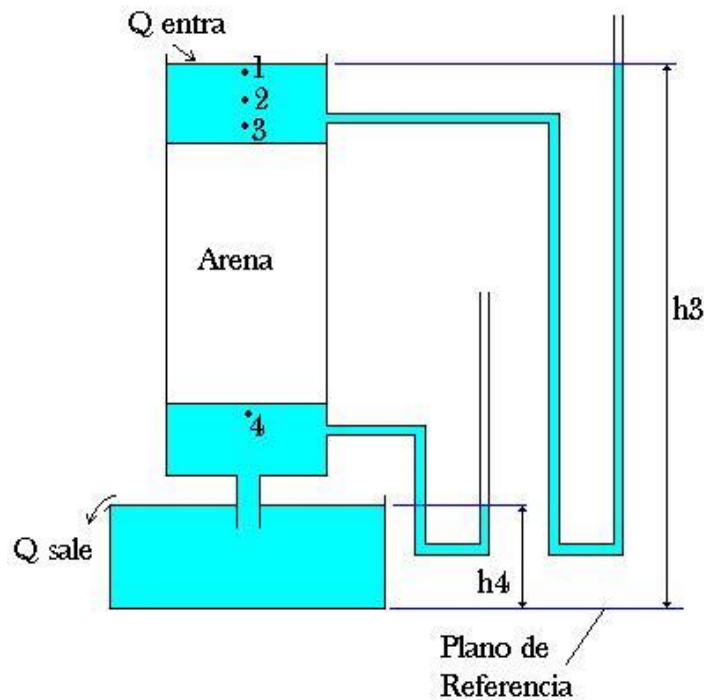


Fig. 2.1 Experimento de Darcy

La constante de proporcionalidad mencionada es la permeabilidad absoluta o de la roca. La Ecuación 2.1, es la llamada Ley de Darcy, en la cual se asume que en el sistema estudiado existe flujo laminar (viscoso) y lineal, que el medio es homogéneo, que el fluido es incompresible, que hay una sola fase saturando 100% el medio poroso, que no hay reacción entre el fluido y el medio poroso, y que existen condiciones de flujo estado estable (las propiedades del fluido en un punto determinado del sistema no cambian con el tiempo).

— —

Donde:

: Tasa de flujo a través de un medio poroso []

: Área transversal al flujo []

: Constante de proporcionalidad, permeabilidad []

: Viscosidad []

: Gradiente de presión []

La permeabilidad absoluta es medida en el laboratorio usando muestras de tapones o núcleos enteros y generalmente se usa gas (aire) como fluido inyector, ya que no reacciona con las muestras. Sin embargo, a altas tasas de flujo ocurren desprendimientos internos en las muestras que causan altos valores de permeabilidad, los cuales pueden ser corregidos por Klinkenberg. Adicionalmente, existen muchos factores que deben ser considerados como posibles fuentes de error en la determinación de la permeabilidad de un yacimiento. Estos factores son:

- La muestra de núcleo puede no ser representativa del yacimiento, debido a la heterogeneidad del yacimiento.
- El núcleo extraído puede encontrarse incompleto.
- La permeabilidad del núcleo puede ser alterada cuando se realiza el corte del mismo, o cuando este es limpiado y preparado para los análisis.
- El proceso de muestreo puede ser alterado, debido a que solo son seleccionadas las mejores partes del núcleo para el análisis.

PERMEABILIDAD EFECTIVA

Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases inmiscible a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva, por lo tanto:

: Permeabilidad efectiva al petróleo []

: Permeabilidad efectiva al agua []

: Permeabilidad efectiva al gas []

Además, la sumatoria de las permeabilidades efectivas siempre es menor que la permeabilidad absoluta como lo muestra la Ecuación 2.2.

Esto se debe a que existen algunos canales que normalmente permiten el flujo cuando hay una sola fase, pero en presencia de dos o más fases inmiscibles son bloqueados, por lo que el número de poros interconectados se reduce, adicionalmente, al haber varias fases en el medio poroso se crean tensiones interfaciales y presiones capilares que disminuyen la velocidad del flujo.

PERMEABILIDAD RELATIVA

La Permeabilidad Relativa es el cociente de la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación determinada entre la permeabilidad absoluta de ese mismo fluido y la saturación total, como se observa en la Ecuación 2.3. El cálculo de la permeabilidad relativa permite comparar dos fluidos inmiscibles que fluyen uno en presencia del otro en un mismo medio poroso, ya que un fluido en presencia de otro inhibe el flujo. Esta permeabilidad puede ser expresada en porcentaje o fracción.

Donde:

: Permeabilidad Relativa

: Permeabilidad Efectiva

: Permeabilidad Absoluta

El concepto de Permeabilidad Relativa es muy simple. Sin embargo, la medición y la interpretación de la permeabilidad relativa versus las curvas de saturación no lo es. Por ejemplo, hay evidencia de que la permeabilidad relativa puede ser una función de muchos más parámetros que la saturación de fluido. La temperatura, velocidad de flujo, historia de saturación, los

cambios de mojabilidad y el comportamiento mecánico y químico del material de la matriz pueden todos jugar un papel en el cambio de la dependencia funcional de la permeabilidad relativa en saturación. La mejor definida de estas dependencias es la variación de la permeabilidad relativa con la historia de saturación.

Numerosos laboratorios han concluido que la permeabilidad relativa de cualquier yacimiento está en función de los fluidos y la mojabilidad de la formación. Cuando una fase mojante y una no mojante fluyen juntas a través de un medio poroso, cada fase sigue caminos distintos y separados. La distribución de las dos fases de acuerdo a sus características de mojabilidad puede clasificarse como permeabilidades relativas a la fase mojante y no mojante. Dependiendo del propósito con el que se desean utilizar las curvas de permeabilidad relativa, se pueden usar dos bases diferentes, mostradas en la Ecuación 2.4.

$$\frac{k_{rx}}{k_{r0}} = \frac{k_{rx}}{k_{rx0}}$$

Donde:

k_{rx} : Permeabilidad Relativa de la fase x

k_{r0} : Permeabilidad Relativa de la fase x

k_{rx0} : Permeabilidad efectiva de la fase x medida a la saturación máxima de dicha fase.

Debido a que la sumatoria de las permeabilidades efectivas no puede ser mayor que la permeabilidad absoluta, entonces la sumatoria de las permeabilidades relativas (que tienen como base la permeabilidad absoluta) no puede ser mayor que 1, como se puede observar en la Ecuación 2.5. Esto es a causa de la interferencia entre las fases en los canales de distribución de flujo. Hay varias razones para esta interferencia. Una de estas razones es

que parte de los canales de los poros disponibles para el flujo de un fluido puede ser reducido en tamaño por la presencia de otros fluidos en la roca. Otra razón es que las gotas de un fluido inmovilizado por completo puede obstruir un canal poroso que otro fluido de otra manera podría fluir. Además, en algunos canales los poros pueden llegar a ser efectivamente conectados por las fuerzas capilares adversas si el gradiente de presión es demasiado bajo para empujar una interfaz a través de un poro con poca interconexión.

—

El concepto de permeabilidad relativa se postuló por primera vez por Muskat y Meres. Su trabajo consistió en extender la Ley de Darcy a sistemas de dos fases. Para las reservas de petróleo, las combinaciones pertinentes de dos fases son agua-petróleo y gas-líquido (por lo general considerado como petróleo-gas). Las curvas de gas-agua de permeabilidad relativa se utilizan para describir el comportamiento de los yacimientos de gas y las curvas de gas-líquido se utilizan para depósitos de condensado.

Curvas de Permeabilidad Relativa

En la Figura 2.2 se muestra un conjunto típico de curvas de permeabilidad relativa para un sistema, considerando el agua como fase mojante.

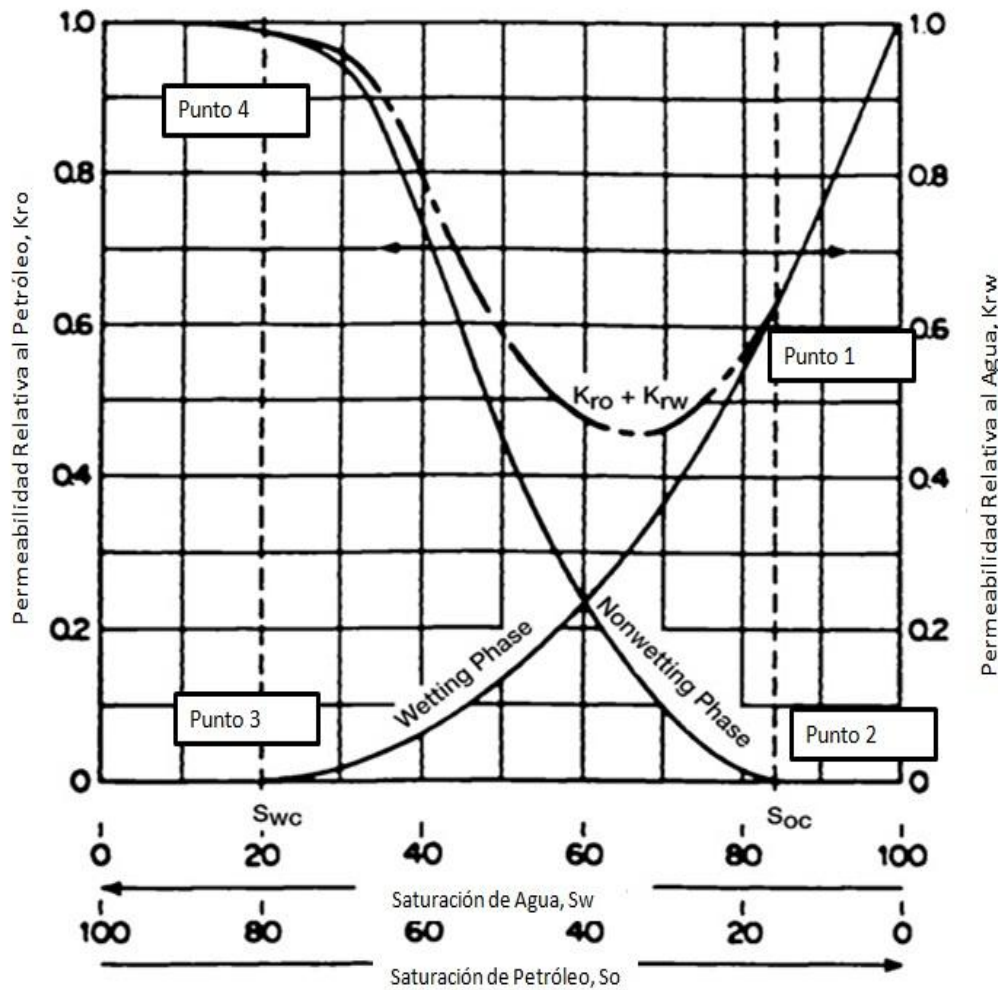


Fig. 2.2 Curvas típicas para un sistema agua-petróleo

Se mostraron los siguientes 4 puntos significativos:

Punto 1

La permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que una pequeña saturación de la fase no mojante estaría reduciendo drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón para que esto suceda es que la fase no mojante ocupa los espacios porosos más grandes, y es por esto que el flujo se produce con menos dificultad.

Punto 2

La curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que la fase no mojante comienza a fluir cuando la saturación de esta fase es relativamente baja. La saturación de petróleo en este punto es llamado SATURACIÓN CRÍTICA DE PETRÓLEO, S_{oc} .

Punto 3

La curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que la fase mojante dejará de fluir cuando la saturación de la fase no mojante es relativamente grande. Esto es porque la fase mojante ocupa preferiblemente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en el punto 3, es referida como SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE, S_{wir} , o SATURACIÓN DE AGUA CONNATA, S_{wi} , ambos términos son usados.

Punto 4

La curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, para bajas saturaciones de la fase mojante, el cambio en la saturación de la fase mojante tiene solo un pequeño efecto en la magnitud de la curva de la permeabilidad relativa de la fase no mojante. La razón de este fenómeno es que para bajas saturaciones la fase mojante ocupa el espacio poroso más pequeño que no contribuye considerablemente al flujo, y por lo tanto el cambio en la saturación de estos pequeños poros tiene un efecto relativamente pequeño en el flujo de la fase no mojante.

Este proceso podría haber sido visualizado de manera inversa. La forma de las curvas mostradas es típica de las fases mojante y no mojante y pueden ser mentalmente invertidas para visualizar el comportamiento de un

sistema petróleo-agua. Note también que la permeabilidad total para ambas fases, $K_{rw} + K_{ro}$, es menor a 1.

Esta discusión puede ser aplicada para datos de permeabilidad relativa gas-petróleo, como se muestra en la Figura 2.3, es realizada para investigar las características de flujo del yacimiento, el cual está produciendo por gas en solución, expansión de la capa de gas o donde una recuperación secundaria por inyección de la capa de gas esté planeada. El cálculo de la permeabilidad relativa gas petróleo se basa en el mismo principio físico que la prueba de permeabilidad relativa agua petróleo. Las principales diferencias son: Debido a las diferencias de viscosidades entre el gas y el petróleo, el punto de ruptura ocurre muy temprano. La fase no mojanete es representada por el gas y la fase mojanete por el petróleo. Note que podría llamarse permeabilidad relativa gas-líquido ya que es graficada contra la saturación del líquido. Estos son datos típicos de la permeabilidad relativa gas-petróleo en presencia de agua connata (irreducible), ésta normalmente ocupa los poros más pequeños en presencia de petróleo y gas.

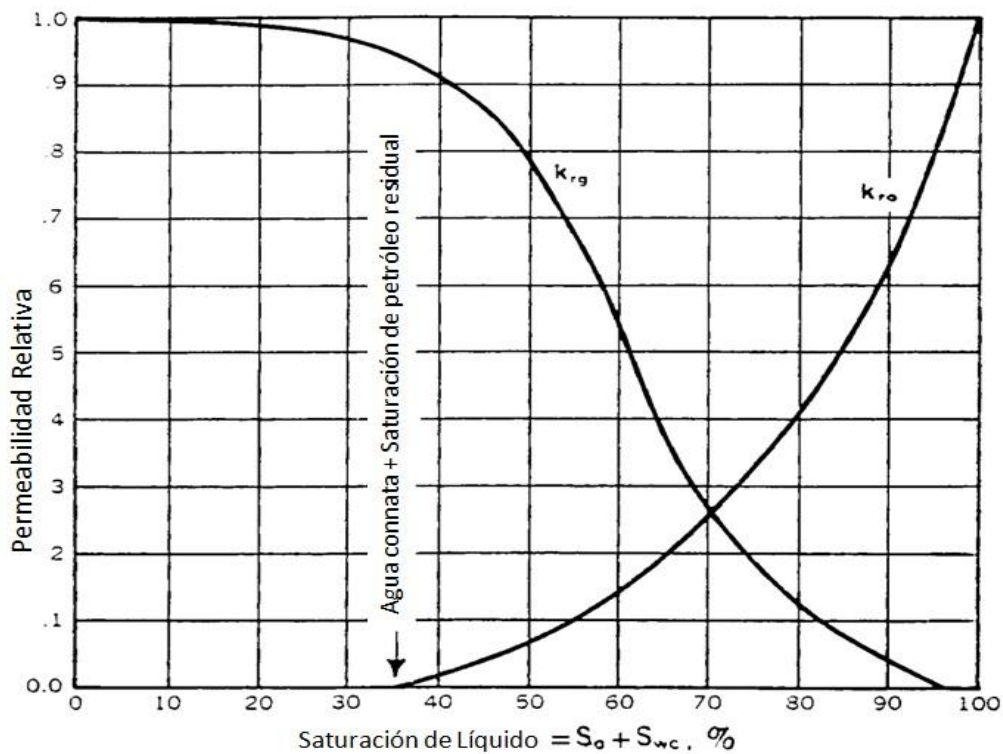


Fig. 2.3 Curvas típicas para un sistema gas-líquido

Observe que la curva de permeabilidad relativa para la representación del petróleo cambia completamente su forma comparada con la curva en un sistema agua-petróleo. En el sistema agua-petróleo, como se observó previamente, el petróleo es normalmente la fase no mojanete, mientras que en presencia de gas el petróleo es la fase mojanete. Por lo tanto, en presencia únicamente de agua, la curva de permeabilidad relativa del petróleo toma una forma de "S" mientras que en presencia de gas la curva de permeabilidad relativa de petróleo toma la forma de la fase mojanete o es cóncava hacia arriba. Note además que la saturación crítica de gas (S_{gc}), que es el punto en el que las burbujas de gas son lo suficientemente grandes como para irrumpir a través del petróleo y alejarse de la superficie de la roca, es generalmente muy pequeña, además, como la saturación gas libre aumenta, la permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas

disminuye, sin embargo, hasta que la saturación gas crítica se alcanza, la permeabilidad relativa del gas es cero, y a medida que aumenta la saturación gas, el gas aumenta su permeabilidad relativa. Por otro lado, la figura también indica que para una pequeña reducción de la saturación de petróleo, hay una disminución considerable de la permeabilidad relativa al petróleo. Esta rápida disminución se debe a la ocupación de poros de mayor tamaño por la fase gaseosa.

FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Efectos en la historia de saturación

Un fenómeno importante asociado con el flujo de fluidos a través del medio poroso es el concepto de saturación residual. Al igual que cuando un fluido inmisible es desplazado por otro, es imposible que la saturación del fluido desplazado se reduzca a cero. Para algunas pequeñas saturaciones, que se presume es la saturación a la que la fase desplazada deja de fluir, es a menudo referida como SATURACIÓN RESIDUAL. Este es un concepto importante cuando se va a determinar el recobro máximo de un yacimiento. Por el contrario, un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima antes de que la fase comience a fluir. Esto es evidente cuando examinamos las curvas de permeabilidad relativa. La saturación a la que un fluido comienza a fluir es llamada CRÍTICA.

Teóricamente, la saturación crítica y la saturación residual deberían ser exactamente iguales para cualquier fluido, sin embargo, ellas no son idénticas. La saturación crítica es medida en la dirección del aumento de la saturación, mientras que la saturación irreducible es medida en la dirección de la reducción de la saturación. Por lo tanto, las historias de saturación de las dos mediciones son distintas.

El efecto de la historia de saturación en la permeabilidad relativa es ilustrado en la Figura 2.4. Si la muestra de roca es inicialmente saturada con la fase mojante (Ej. Agua) y los datos de permeabilidad relativa son obtenidos por disminución de la saturación de la fase mojante mientras que fluye el fluido no mojante (Ej. Petróleo) en el núcleo, el proceso se clasifica como DRENAJE o DESATURACIÓN.

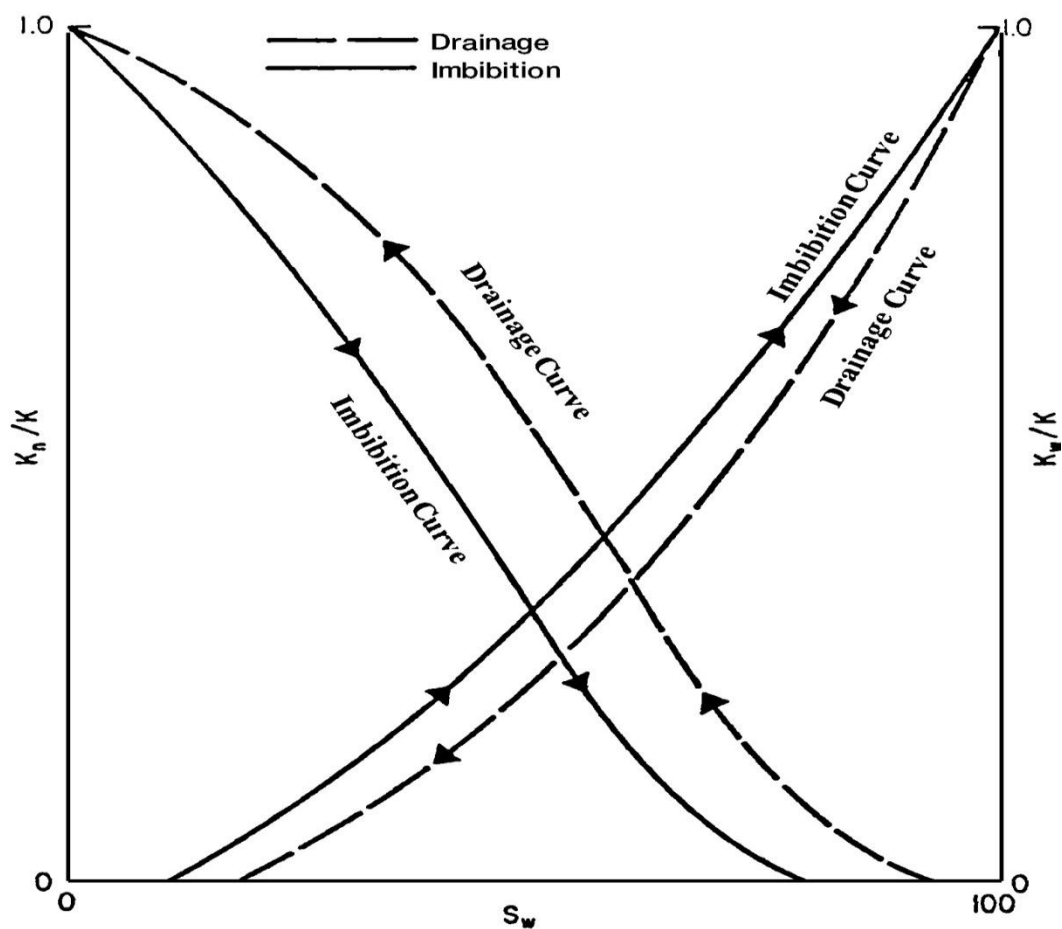


Fig. 2.4 Proceso de drenaje e imbibición

Si los datos son obtenidos por aumento de la saturación de la fase mojante, el proceso se denomina IMBIBICIÓN o RESATURACIÓN. La nomenclatura es coherente con la utilizada en relación a la presión capilar.

Esta diferencia en la permeabilidad cuando cambia la historia de saturación es llamada HISTÉRESIS. Dado que las mediciones de la permeabilidad relativa son sujetas a histéresis, es importante duplicar, en el laboratorio, la historia de saturación en el yacimiento.

Efectos de los estados de saturación

Por encima de la saturación crítica de la fase mojante, ésta es móvil a través de una trayectoria tortuosa bajo un diferencial de presión y a medida que aumenta la saturación de la fase mojante, aumenta también su permeabilidad relativa. La distribución de la saturación de la fase mojante en esta región es llamada funicular y hasta cierto punto, la permeabilidad relativa de la fase mojante es menor que la permeabilidad relativa de la fase no-mojante debido a la fuerza de adhesión entre la superficie del sólido y el fluido mojante, y a que la trayectoria más complicada es la del flujo de la fase mojante. La fase mojante se mueve a través de los poros de mayor tamaño dentro de su rango de saturación, pero como la saturación de la fase mojante aumenta más, la fase no mojante se descompone y se forma una fase discontinua en la saturación crítica de la fase no mojante. Esto se llama un estado insular de la saturación de la fase no mojante.

Efecto de las propiedades de la roca

Las relaciones de permeabilidad relativa-saturación no son idénticas para todas las rocas yacimiento, pero pueden variar de formación a formación y de una parte a otra de una formación heterogénea.

Varios trabajos han demostrado que la permeabilidad relativa del gas-petróleo de una arenisca consolidada es cualitativamente similar a la permeabilidad relativa gas-petróleo de una arenisca no consolidada y hay una gran correspondencia de las dos permeabilidades relativas al petróleo para altas saturaciones de petróleo. Se ha encontrado que para arenas

consolidadas, la permeabilidad relativa de la fase mojante desciende bruscamente y la permeabilidad relativa de la fase no mojante se eleva abruptamente a medida que disminuye la saturación de la fase mojante. Sin embargo, Naar ha demostrado que no son tanto las diferencias cualitativas y cuantitativas entre permeabilidad relativa de arenas consolidadas y no consolidadas. Owen y Archer indicaron que el empaque de arena en forma modificada por la cementación y consolidación afecta el equilibrio de saturación de la fase mojante, pero tiene un efecto insignificante en el equilibrio de saturación de la fase no mojante. Nind afirmó que un aumento en el grado de consolidación aumenta la permeabilidad relativa de la fase no mojante en un sistema gas-petróleo. Varios investigadores han señalado que el rango de saturación de una fase de fluido móvil es mayor en las rocas no consolidadas que en roca consolidadas.

Corey y Rathjens estudiaron el efecto de la heterogeneidad de la roca en el drenaje de permeabilidad relativa gas-petróleo. Investigaron el flujo paralelo y perpendicular a la estratificación anisotrópica en núcleos de arenisca Berea y llegaron a la conclusión evidente de que la permeabilidad relativa a una saturación dada para flujo paralelo a la estratificación fue mayor que para el flujo perpendicular al plano de estratificación.

Huppler encontró que la permeabilidad relativa agua-petróleo de los compuestos de los núcleos cambia apreciablemente cuando las secciones se organizan en diferentes órdenes.

Leverett encontró un pequeño pero sistemático cambio en la situación de la relación de permeabilidad relativa y saturación debido al empleo de diferentes tamaños de granos de arena en sus experimentos. Botset confirmó la conclusión de Leverett y concluyó que el efecto de la distribución del tamaño de grano no es despreciable en la relación entre la permeabilidad relativa y saturación. Se encontró que la forma (esfericidad), redondez (oblicuidad), y la orientación de los granos tienden a influir tanto en la forma

de la curva de permeabilidad relativa como en el valor de saturación crítica de gas en los sistemas de gas-petróleo.

Leverett señaló que la permeabilidad relativa de una arena no consolidada de una mezcla de petróleo-agua se relaciona con la distribución de arena de tamaño de poro. Muskat sugirió que es necesario conocer la geometría de los poros de una roca reservorio antes de que el movimiento del líquido a través de él se pueda analizar. Morgan y Gordon encontraron que la geometría del poro y área superficial por unidad de volumen influencia las curvas permeabilidad relativa agua-petróleo. Ellos han mostrado que las rocas con poros grandes y en consecuencia con superficies pequeñas tienen baja saturación de agua irreducible y, por tanto, una cantidad relativamente grande de espacio poroso disponible para el flujo de fluidos. Esta condición permite que los “end points” de la permeabilidad relativa existan y permite un gran cambio en la saturación que se produce durante el flujo en dos fases. En consecuencia, las rocas con poros pequeños tienen grandes áreas de superficie por unidad de volumen y tienen saturaciones irreducible de agua que dejan poco espacio para el flujo de hidrocarburos. Esta condición crea una baja permeabilidad relativa inicial del petróleo, así como una serie limitada de saturación para el flujo en dos fases.

Land y Baptist indicaron que cuando un reservorio de arenisca es contaminado con Motmorillonita o capas mixtas de minerales de arcilla que expanden las capas, la sensibilidad del agua de la arenisca no es necesariamente un resultado de la obstrucción debido al incremento del volumen ocupado por la hinchazón de la motmorillonita. Algunas arenas contaminadas con trazas de minerales arcillosos pueden exhibir sensibilidad al agua resultando dispersión y consecuente transportación de los minerales arcillosos a las constricciones de los poros. Así, la reducción de la permeabilidad puede ocurrir en formaciones que no contienen minerales arcillosos expandibles; Sin embargo, todas las formaciones contienen

minerales expandibles que son probablemente sensibles al agua debido a la facilidad de dispersión y expansión de este tipo de minerales. La reducción de la permeabilidad en arenas contaminadas con minerales de sodio es mucho mayor que la reducción en arenas contaminadas con minerales de calcio.

Efectos de la presión de sobrecarga

Wilson reportó que en un laboratorio de simulación a 5000 psi presión de sobrecarga y a la temperatura del yacimiento, en un núcleo, se reduce la permeabilidad efectiva del petróleo y el agua alrededor de la misma medida que se reduce la permeabilidad de una sola fase de ese núcleo. En consecuencia, la permeabilidad al agua y al petróleo de un núcleo natural, por debajo de 5000 psi de presión de sobrecarga, sólo muestran un cambio moderado de la permeabilidad relativa medidas por debajo de las condiciones atmosféricas. Wilson también señaló que una presión de sobrecarga que puede producir más de 5% de reducción en la porosidad de un núcleo, también puede producir un cambio bastante grande en la distribución de tamaño de poro que afecta a la permeabilidad relativa del núcleo.

Efectos de la porosidad y la permeabilidad

Wyckoff y Botset así como Leverett y Lewis investigaron la influencia de la porosidad y la permeabilidad absoluta en la permeabilidad relativa y los consideraron insignificantes. Dunlap utilizó núcleos de arena no consolidada con permeabilidades de 3,0, 4,5 y 8,0 D y no encontró ningún indicio de que la relación permeabilidad relativa-saturación es una función de la permeabilidad específica de la arena. Stewart encontró que las variaciones en las permeabilidades que van desde 8,5 hasta 300 mD y porosidades 15 a 22% en las muestras de piedra caliza con porosidad intergranular, causa

curvas de permeabilidad relativa con un cambio de hasta 2% de la saturación de gas.

Efectos de la temperatura

Varios estudios anteriores indican que la saturación de agua irreducible se incrementó y que la saturación de petróleo residual disminuyó al aumentar la temperatura, todos estos estudios emplearon un proceso de desplazamiento dinámico. Las dificultades en la evaluación de estos resultados son posibles cambios de mojabilidad debido al procedimiento de limpieza del núcleo, los posibles cambios en la permeabilidad absoluta, y la migración de arcilla.

Efectos de la tensión interfacial y la densidad

Las fuerzas interfaciales en las interfases líquido-líquido y líquido-sólido son los responsables de la retención de la saturación residual en medios porosos. Muskat descartó la posibilidad de que la tensión superficial dentro del rango de 27 a 72 dinas / cm puede influir en la permeabilidad relativa. Owens y Archer llegaron a la conclusión de que la tensión interfacial no tiene ninguna influencia en cualquiera de la permeabilidad relativa al agua-petróleo de un núcleo mojado con agua o la permeabilidad relativa al gas-petróleo con un núcleo mojado en petróleo. Pirson declaró que la permeabilidad relativa de drenaje es independiente de la tensión superficial, pero la permeabilidad relativa de imbibición es sensible a la tensión interfacial. Por otra parte, el efecto de la densidad del líquido en la permeabilidad relativa se ha encontrado insignificante.

Efectos de la viscosidad

Leverette investigó el efecto de la variación de la viscosidad de una mezcla de aceite-agua en la permeabilidad relativa de arena artificial compactada al 41% de porosidad y de 3,2 a 6,8 D de la permeabilidad

absoluta. No encontró variación sistemática en la permeabilidad relativa cuando la viscosidad del aceite se varió de 0,31 cp (hexano) a 76,5 cp (aceites lubricantes) y la viscosidad de la fase acuosa se varió desde 0,85 hasta 32,2 cp. Los experimentos de Leverette se realizaron bajo flujo en estado estacionario en los gradientes de presión baja.

McCaffery reportó que en los sistemas de gran contacto con el medio, la permeabilidad relativa de imbibición y drenaje son independientes de las fuerzas viscosas. Llegó a la conclusión de que a pesar de que la permeabilidad relativa a una fase podría estar influenciada por la variación de la viscosidad de la fase, la relación entre la permeabilidad relativa es independiente de la viscosidad.

MÉTODOS EXPERIMENTALES USADOS PARA MEDIR LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Hay dos métodos básicos de obtener datos de Permeabilidad Relativa: estado estable o régimen permanente y estado inestable o régimen variable. Para el método de estado estable y un sistema de dos fluidos, las dos fases se inyectan a cierta relación volumétrica hasta que la caída de presión a través del núcleo y la composición del efluente se estabilicen. Las saturaciones de los dos fluidos en el núcleo son luego determinadas, típicamente pesando el núcleo o realizando cálculos de balance de masa para cada fase. La Permeabilidad Relativa se calcula de las ecuaciones de flujo.

El método de estado inestable está basado en interpretar un proceso de desplazamiento inmisible. Para un sistema bifásico, un núcleo, en estado nativo (preservado) o restaurado a las condiciones de saturación que existan en el yacimiento, se inunda con una de las fases. Típicamente la fase de la inundación es agua o gas puesto que en el yacimiento una u otra de estas fases desplaza el petróleo.

Correlaciones usadas para determinar la Permeabilidad Relativa

En muchos casos, los datos de permeabilidad relativa en muestras reales del yacimiento en estudio pueden no estar disponibles, en cuyo caso es necesario obtener los datos deseados de permeabilidad relativa de alguna otra manera. Los datos de campo no están disponibles para la producción futura, sin embargo, un sustituto debe ser elaborado. Varios métodos han sido desarrollados para el cálculo de las relaciones de permeabilidad relativa. Varios parámetros se han utilizado para calcular las relaciones de permeabilidad relativa, incluyendo:

-Saturaciones iniciales y residuales

-Datos de presión capilar

Además, la mayoría de las correlaciones propuestas utilizan la saturación de la fase efectiva como un parámetro de correlación. La saturación de la fase efectiva se define por conjunto de relaciones mostradas en las Ecuaciones 2.6, 2.7 y 2.8.

Donde:

: Saturación efectiva del petróleo, agua y gas, respectivamente.

: Saturación de petróleo, agua y gas, respectivamente.

: Saturación de agua connata (irreducible)

Correlación de Wyllie y Garden

Wyllie y Gardner (1958) observaron que, en algunas rocas, la relación recíproca entre la presión capilar al cuadrado y la saturación de agua efectiva es lineal en un amplio rango de saturación. Honapour (1988) convenientemente tabuló las correlaciones Wyllie y Gardner, como se muestra en las Tablas 2.1 y 2.2.

Tabla 2.1 Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo

Tipo de Formación	Kro	Krw	Ecuación
Arena no consolidada, bien ordenada			2.9
Arena no consolidadas, poco ordenada)		2.10
Areniscas cementadas, piedra caliza)		2.11

Tabla 2.2 Permeabilidad Relativa para el Sistema Gas-Petróleo

Tipo de Formación	Kro	Krg	Ecuación
Arena no consolidada, bien ordenada			2.12
Arena no consolidada, poco ordenada)	2.13

<p>Areniscas cementadas, piedra caliza, rocas con porosidad vugular</p>		<p>)</p>	<p>2.14</p>
--	--	----------	-------------

Wyllie y Gardner también han sugerido las dos expresiones mostradas en las Ecuaciones 2.15 y 2.16 que pueden ser utilizadas cuando una permeabilidad relativa está disponible.

Sistema agua-petróleo

Sistema gas-petróleo

Correlación de Torcaso y Wyllie

Torcaso y Wyllie (1958) desarrollaron una expresión simple para determinar la permeabilidad relativa de la fase de petróleo en un sistema de gas-petróleo. La expresión permite el cálculo de k_{ro} de las medidas de K_{rg} , ésta es mostrada en la Ecuación 2.17.

La expresión anterior es muy útil ya que las mediciones de K_{rg} son fáciles de hacer y las medidas k_{ro} se hacen generalmente con dificultad.

Correlación de Pirson

A partir de consideraciones petrofísicas, Pirson (1958) derivó las relaciones generales para la determinación de la mojabilidad y la

permeabilidad relativa de la fase no mojante, para los procesos de imbibición y drenaje. Las expresiones generalizadas se aplican para las rocas mojadas en agua.

Para la fase mojante se muestra la Ecuación 2.18, válida para los procesos de imbibición y drenaje.

—

Para la fase no mojante se tienen las Ecuaciones 2.19 y 2.20.

-Imbibición

—————

-Drenaje

—

Donde:

: Saturación de la fase no mojante

: Saturación de agua

: Saturación efectiva de agua, definida en la Ecuación 2.7.

Corey

Corey en 1954, propuso expresiones matemáticas simples para generar datos de permeabilidad relativa para un sistema gas-petróleo, mostradas en las Ecuaciones 2.21 y 2.22. La aproximación es buena para el proceso de drenaje, ej.: gas desplazando al petróleo.

Donde la saturación efectiva del gas es $S_{g,e}$ y es definida en la Ecuación 2.8.

Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar

Rose y Bruce (1949) mostraron que la presión capilar P_c es una medida de las características fundamentales de la formación y también podría ser utilizada para predecir la permeabilidad relativa. Con base en los conceptos de la tortuosidad, Wyllie y Gardner (1958) desarrollaron las Ecuaciones 2.23 y 2.24 para determinar las curvas de la permeabilidad relativa agua-petróleo a partir de los datos de presión capilar.

$$\frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \left(\frac{P_c}{P_c^*} \right)^{2n} \quad (2.23)$$
$$\frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \left(\frac{P_c}{P_c^*} \right)^{2n} \quad (2.24)$$

Wyllie y Gardner también presentan dos expresiones para generar la permeabilidad relativa entre el petróleo y el gas en presencia de saturación de agua connata. Los autores consideran el agua connata como parte de la matriz de la roca, para dar las ecuaciones 2.25 y 2.26.

$$\frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \left(\frac{P_c}{P_c^*} \right)^{2n} \quad (2.25)$$
$$\frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \left(\frac{P_c}{P_c^*} \right)^{2n} \quad (2.26)$$

Donde:

- : Saturación de gas crítica
- : Saturación de agua connata
- : Saturación de petróleo residual

ECUACIONES ANALÍTICAS DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Las representaciones analíticas para las permeabilidades relativas de cada fase se utilizan comúnmente en los simuladores numéricos. Las formas más utilizadas para expresar la permeabilidad relativa y los datos de presión capilar se muestran en las Ecuaciones 2.27 a la 2.33.

Sistema agua-petróleo

$$\frac{k_{ra}}{k_r} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

Sistema gas-petróleo

$$\frac{k_{rg}}{k_r} = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc}}$$

Con

Donde:

- : Saturación de líquido crítica total
- : Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua crítica

- : Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de gas crítica
- : Saturación de petróleo residual en el sistema agua-petróleo
- : Saturación de petróleo residual en el sistema gas-petróleo
- : Saturación de gas crítica
 - : Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual
 - : Exponentes de las curvas de permeabilidad relativa
- : Presión capilar en el sistema agua-petróleo
 - : Presión capilar a la saturación de agua crítica
- : Exponente de la curva de presión capilar para el sistema agua-petróleo
 - : Presión capilar del sistema gas-petróleo
- : Exponente de la curva de presión capilar en el sistema gas-petróleo
 - : Presión capilar a la saturación de líquido crítica

Los exponentes y los coeficientes de las Ecuaciones 2.27 a la 2.32 suelen ser determinados por el método de mínimos cuadrados para que coincida con la permeabilidad relativa experimental o de campo y los datos de presión capilar.

La existencia de una diversidad de correlaciones para generar las curvas de permeabilidades relativas y los factores que afectan estas curvas, como han sido descritos en este capítulo, sugieren que es importante determinar el efecto de la precisión de estas curvas en los procesos de recuperación mejorada que se pueden predecir mediante simulación de yacimientos.

DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

SAGD, por sus siglas en inglés, es un proceso de Segregación Gravitacional Asistido por Vapor, el cual fue descrito por primera vez por Roger Butler y col. en el año 1978, y fue aplicado al oeste de Canadá. Éste es un proceso de recuperación térmica para crudos pesados y extrapesados. Consiste en crear una Cámara de Vapor, como se observa en la Fig. 2.5, que permita el aumento de la movilidad y la disminución de la viscosidad del crudo para facilitar su extracción del yacimiento.

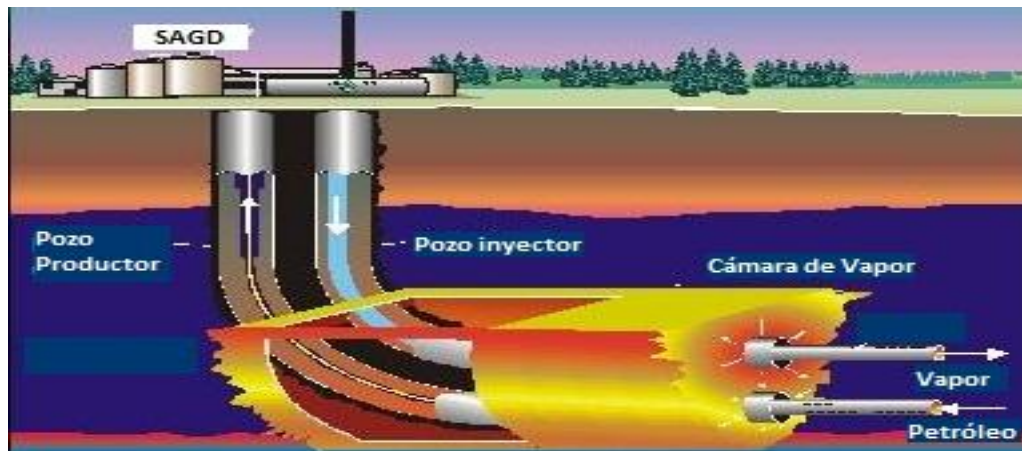


Fig. 2.5 Proceso SAGD

El proceso utiliza dos pozos horizontales superpuestos, paralelos y verticalmente alineados, con una distancia vertical entre ellos. El pozo superior será el pozo inyector y el inferior el productor. Se inicia una etapa de precalentamiento poniendo ambos pozos a inyectar vapor, para que el crudo que se encuentra entre los pozos sea calentado lo suficiente para fluir luego al pozo productor. Después solo se mantiene circulando vapor por el pozo superior y el pozo inferior comienza a producir el crudo calentado. El pozo inyector crea la Cámara de Vapor, el mismo tiende a subir y el condensado con el petróleo fluyen hacia el pozo productor por gravedad, como se

muestra en la Figura 2.6, el espacio poroso que antes era ocupado por el petróleo ahora es ocupado por el vapor.



Fig. 2.6 Cámara de Vapor

Muchos autores han descrito que este proceso es uno de los que tienen mayor expectativa de aplicación en los pozos de la faja petrolífera del Orinoco.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En la Figura 3.1, se muestra un esquema cronológico de la metodología seguida para llevar a cabo los objetivos propuestos para realizar la evaluación del efecto de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación del proceso de recuperación térmica SAGD en un yacimiento con acuífero asociado.

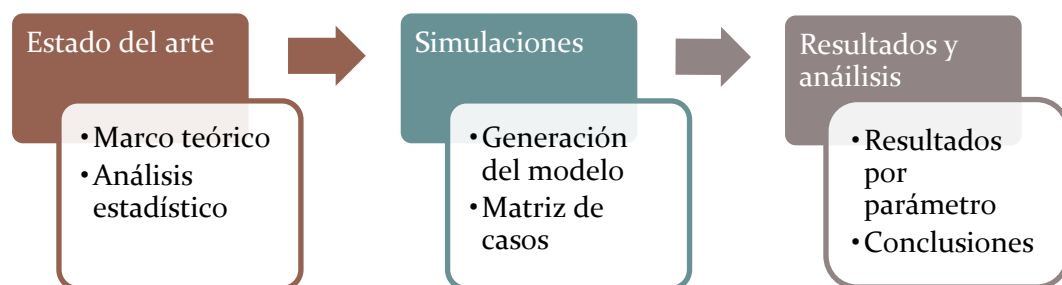


Fig 3.1 Diagrama de flujo de trabajo

ESTADO DEL ARTE

En esta etapa de la investigación se realizó una revisión detallada de artículos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y de *ThePetroleumSociety*, Trabajos Especiales de Grado realizados en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV, revistas científicas, páginas webs y textos académicos. La búsqueda estuvo orientada a temas relacionados con la permeabilidad relativa, específicamente aquellos que

mostrarán las curvas de permeabilidad relativa y/o las tablas que las generaron, usadas en la simulación de los métodos de recuperación térmica, principalmente en el proceso SAGD.

Con la información recopilada se elaboró el marco teórico, donde se abarcó todo lo referente a las curvas de permeabilidad relativa, además de explicar los aspectos relevantes del proceso de recuperación térmica SAGD.

Adicionalmente, se presenta un resumen de cada trabajo analizado, en el cual se explican los aspectos de interés que tiene cada uno de éstos para el presente trabajo, como lo son: el objetivo de la investigación, métodos implementados para la obtención de los *endpoints*, es decir, si provienen de datos experimentales, de literatura, son característicos del área de estudio o si se desconoce su procedencia y con qué método de recuperación térmica fueron asociados

Una vez seleccionados los artículos técnicos y Trabajos Especiales de Grado de interés se procedió a organizarlos en la Tabla 3.1 en la que se muestran los *end points* de las curvas de permeabilidad que fueron utilizados en cada trabajo, de donde fueron obtenidos éstos y su aplicación. Con esta tabla se busca obtener una clara visualización del rango de variación que existe en cada parámetro.

Luego se elaboraron histogramas de frecuencia a fin de definir el rango de variación encontrado en cada parámetro.

Referencia	Swc	Sorw	Sorg	Sgc	Kro _{Swc}	Kro _{Sgc}	Krw _{Sorw}	Krg _{Swc}	Fuente	Aplicación
Grattoni y col, 1990	0,238	0,228			0,865		0,172		Muestras de núcleos	
Yang, P y Watson, A, 1991	0,164	0,271			0,95		0,4		literatura	
Guido, R., 2008	0,14	0,45	0,75	0,1	0,9	0,2	0,6	0,28	Campo	
Gilmar, G., 2008	0,18	0,38	0,1	0,1	1	0,6	0,7	0,28	pozo PCN-7	SAGD
Ramos, J, 2011	0,21	0,25	0,25	0,15	0,93	0,597	0,55	0,0015	Tablas del área San Diego	
García, E., 2007	0,1	0,2	0,4	0,1	1	0,7	0,5	0,2	correlaciones	SAGD
García, E., 2007 (Variación)	0,25	0,2	0,1	0	1	0,7	0,4	0,9	Variación del primero por efecto de la espuma	
K. Sasaki y S. Akibayashi, 1999	0,1	0,05	0,9	0,05	0,9	0,95	0,5	0,5	Correlaciones Lineales	SAGD
Fernández, J., 2007	0,15	0,2	0,15	0,1	1	1	0,3	0,4	correlaciones	SAGD
Chen, Q y col.	0,3	0,32	0,3	0,1	0,4	0,5	0,1	0,5	Modelo genérico característico de arenas petrolíferas de Alberta	
SPE 11071	0,064	0,1			1		0,43			
Ashrafi y col, 2011	0,1	0,1	0,1	0,1	1	0,88	0,88	1	No dice	SAGD

Honarpour y Mahmood, 1986	0,25	0,3			0,6		0,2		Curvas típicas	Análisis de métodos de medición de Kr
Jara J y Velasco G, 2009	0,16	0,237	0,5325	0,22	1	0,066	0,34401	0,4	Características de un crudo extrapesado	SAGD
Reynolds y col., 2004	0,1	0,3	0,3	0,1	0,6	0,6	0,9	0,9	Se suponen conocidos	Estimación simultánea de la permeabilidad absoluta y curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción en tres fases
Polikar y col., 1989	0,05	0,45			0,75		0,18		Estado estable	Observar curvas de Kr para el bitumen y el agua en arenas petrolíferas
Eyidinov, D y col., 2009	0,29	0,3	0,55	0,18	0,62	0,58	0,48	0,2	Muestras de núcleos	
Peery y Herron, 1969	0,2	0,4	0,4	0,1	1	0,6	0,1	0,6	Modelo de STONE	Descripción del flujo de O W G
Guzmán y col, 1994	0,2	0,35	0,3	0,1	0,95	0,55	0,12	0,71	Modelo de STONE	WAG
Sanabria Pereira	0,1935	0,237	0,5325	0,22	0,64901	0,066	0,34401	0,293		

Tabla 3.1 End points de las curvas de permeabilidad relativa de los casos analizados

SIMULACIONES

En esta etapa de la investigación se realizó la familiarización con el software Stars, que es la herramienta de simulación empleado para procesos térmicos perteneciente a CMG, la cual se utilizó para desarrollar el presente trabajo. Se interactuó con el software a fin de conocer los distintos comandos y aplicaciones del mismo. Al mismo tiempo se recibió entrenamiento por parte de la empresa CMG en el manejo del procesador Builder, Imex y Stars. Siendo Builder el procesador mediante el cual se cargan todos los datos y propiedades del yacimiento.

Luego se generó el modelo de simulación donde se utilizó toda la información referente al yacimiento, los fluidos, disposición de los pozos, condiciones de operación, entre otras. La base de este modelo fue tomada de los TEGs de Guerra 2007, donde se realiza un cotejo histórico de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco con acuífero asociado y el de Pereira-Sanabria 2008, donde se optimiza un proceso SAGD en una zona de dicho yacimiento.

El caso base fue establecido con todas las características antes mencionadas, en el cual los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa que lo definen fueron determinados a partir del análisis de casos mediante los histogramas de frecuencia. Para el caso base se utilizó un valor intermedio de cada *endpoints* a variar a fin de visualizar que sucede para valores por encima y por debajo de este. Esto permitió generar una matriz de 35 casos a estudiar.

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se analizaron los resultados de las simulaciones de las curvas de permeabilidad relativa y se obtuvieron sus respectivas conclusiones, en las cuales resaltamos los parámetros de mayor impacto al momento de evaluar el factor de recobro en el yacimiento estudiado.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS UTILIZADAS EN LA LITERATURA

ANTECEDENTES

En esta fase se muestran las aplicaciones principales de las curvas de permeabilidades relativas analizadas en orden cronológico de publicación. En la fase posterior, se tomará el intervalo típicamente usado de estos autores para cada uno de los parámetros característicos de las curvas.

Peery y Herron 1969 ^[10], desarrollaron un modelo matemático asociado a un programa computacional para la predicción precisa, eficiente y económica del flujo inmiscible en tres fases que ocurre en un yacimiento de dos dimensiones. El sistema está diseñado para la producción de yacimientos heterogéneos, y mediante la combinación de unidades de agua y gas permite la comparación de los sistemas alternativos de producción, con ello concluyeron efectos importantes en el comportamiento del yacimiento con flujo de tres fases, además de comparar favorablemente los resultados experimentales y los analíticos. Los datos utilizados para obtener las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo fueron medidos mediante los métodos convencionales de imbibición y drenaje.

Sufi y col. 1982 ^[11], presentaron un estudio experimental acerca de los efectos de la temperatura en la permeabilidad relativa para los sistemas gas-petróleo, llegando a la conclusión de que las curvas son independientes de la

temperatura, así como también los *end points* de saturación. Las curvas mostradas en esta investigación fueron generadas aplicando el método de desplazamiento del petróleo en muestras de núcleo.

Honarpour y Mahmood 1986 ^[12], hizo un análisis a los métodos de medición de la permeabilidad relativa, los hechos en laboratorio, los que son deducidos a partir de datos de campo, técnicas empíricas y correlaciones, usando curvas típicas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

Polikar y col. 1989 ^[13], presentó las mediciones del estado estable de permeabilidad relativa del bitumen de Athabasca y el agua en empaques de arena resaturados. Las inyecciones de varios tipos de bitumen / agua se llevaron a cabo para cubrir todo el rango de saturación de agua irreductible al petróleo residual. Un total de trece experimentos se llevaron a cabo, doce verticales y uno horizontal. La mayoría de las mediciones se realizaron a 125° C. Un único conjunto de curvas de permeabilidad relativa bitumen-agua se obtuvieron a partir de los datos experimentales. Las curvas resultantes mostraron un comportamiento poco convencional, la curva de bitumen se encontró que era convexa.

En el trabajo técnico de **Grattoni 1990** ^[14], se midieron los *end points* de las muestras de núcleo; a partir de un análisis de datos de salida transitorios medidos en las muestras, mediante un proceso en el cual el agua es bombeada a través del núcleo que se encuentra saturado con petróleo y agua connata. Dicho experimento se realiza, ya sea a tasa de inyección constante o caída de presión constante; y se miden las fracciones residuales del petróleo y agua.

Se usa un simulador de diferencias finitas para generar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. Al ya estar definidos los *endpoints*, se varía el exponente de saturación.

Las funciones exponenciales que definen a las curvas de permeabilidad relativa se presentan en las Ecuaciones 4.1 y 4.2.

Los valores de α y β son determinados experimentalmente y son 0,172 y 0,865 respectivamente. En cuanto a las saturaciones de agua crítica y petróleo residual son 0,238 y 0,228 respectivamente.

Yang y Watson 1991 ^[15], en su trabajo técnico muestran un procedimiento Bayesiano para la estimación de la curvas de permeabilidad relativa. Dicho método no es más que un tipo de inferencia estadística cuyo nombre proviene del uso frecuente que se hace del teorema de Bayes. Para esta estimación se puede utilizar: data de producción, información previa acerca de la permeabilidad relativa e información obtenida mediante pruebas de laboratorio a muestras de núcleos; la investigación también se extiende a estimaciones de porosidad y permeabilidad absoluta. Con este método se propone estimar completamente las curvas de permeabilidad en aquellos casos donde la información disponible no permite la construcción de toda la curva. Para definir el caso base se utilizó un modelo en 2D con inyección de agua y las curvas de permeabilidad relativa fueron tomadas de la literatura.

Guzmán y col. 1994 ^[16], en su estudio muestra como resultado que existe una gran incertidumbre asociada con la selección del modelo de tres fases de la permeabilidad relativa para la simulación de las inyecciones de gas y WAG. Esta incertidumbre se traduce en los resultados de la simulación en cuanto a la distribución de los fluidos en el yacimiento, la recuperación total de petróleo, y los tipos de fluidos de producción. Se demuestra que la recuperación de petróleo adicional debido a la inyección de gas después de una inyección de agua puede ser diferente dependiendo del modelo de permeabilidad relativa de tres fases. También se muestra que la relación gas-petróleo producido varía considerablemente en función del modelo de permeabilidad relativa trifásica, mientras que ésta se mantiene constante

para un sistema de permeabilidades relativas de dos fases. Los *end points* usados para este trabajo se obtuvieron a través de imbibición para el sistema agua-petróleo y drenaje para el sistema gas-petróleo, adicionalmente se usaron los modelos I y II de Stone.

Sasaki y Akibayashi 1999 ^[17], en su estudio realizaron una simulación numérica del proceso SAGD a través de STARS, en ésta, utilizaron un componente de petróleo negro (agua y petróleo pesado), uno de tres fases (agua, petróleo pesado y vapor) en tres dimensiones. En este trabajo se evaluó la variación de las condiciones físicas, tales como la presión de inyección de vapor, la separación vertical entre pozos inyectoros y productores, se mostraron efectos similares entre los resultados numéricos y los experimentales. Los *end points* de las curvas de permeabilidad relativa expuestas en este trabajo fueron medidos.

Reynolds y col. 2004 ^[18], enfocaron su trabajo en la estimación simultánea de la permeabilidad absoluta y curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción en tres fases, además, la saturación de agua irreducible, la saturación de gas crítica, y la saturación de petróleo residual se suponen conocidas. Las curvas para el sistema agua-petróleo y petróleo-gas están representadas por los modelos de ley de potencia. Utilizando los coeficientes de sensibilidad calculados, la permeabilidad absoluta y los datos de permeabilidad relativa se calculan por el ajuste histórico de los datos de producción.

Fernández 2007 ^[19], en su trabajo especial de grado que tuvo como objetivo principal lograr la integración de la simulación del yacimiento y las facilidades en superficie con las que se cuenta para aplicar un proceso SAGD. Ya que acoplamiento yacimiento-superficie lograría disminuir la incertidumbre de la simulación, al considerarse condiciones de borde ajustadas a la realidad y no a simple estimaciones como se hace con un modelo convencional. De esta manera se facilita la evaluación de distintos escenarios de explotación, determinación del “plateau” de producción y por

tanto obtener valores más reales de factor de recobro. Para este estudio se estableció su respectivo modelo y se definieron las diversas propiedades del yacimiento. Para el caso de la permeabilidad relativa y propiedad de especial interés para nuestra investigación se utilizó un modelo térmico de crudo característico de la Faja Petrolífera del Orinoco de 12 °API. Las curvas de permeabilidad relativa fueron generadas a partir de las ecuaciones 4.3 a la 4.7.

Para sistemas agua-petróleo:

$$\frac{k_{r,w}}{k_{r,o}} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Para sistemas gas-petróleo:

$$\frac{k_{r,g}}{k_{r,o}} = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc}}$$

A su vez, la S_{wi} es la saturación de líquido irreducible y viene dada por la ecuación:

donde:

- = permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata.
- = permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual.
- = permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de gas crítica.
- = permeabilidad relativa del gas a la saturación de líquido crítica.
- = saturación de petróleo irreducible en sistemas agua-petróleo.
- = saturación de petróleo irreducible en sistemas gas-petróleo.
- = saturación de agua irreducible.
- = saturación de gas crítica.

= son los respectivos índices de las curvas de permeabilidad.

García 2007 ^[20], en su trabajo especial de grado optimiza los distintos factores que intervienen en un proceso SAGD mediante la construcción de un modelo conceptual con datos similares al comportamiento y características de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. En cuanto a la permeabilidad relativa, al no contar en campo con las curvas de permeabilidad relativa se establecieron los *end points* y se aplicaron diversas ecuaciones para generarlas. Al ser un sistema de agua-petróleo y gas se utilizaron las ecuaciones 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 para generar las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-petróleo. Para este estudio también se tomó en cuenta el efecto del crudo espumante en presencia con el vapor y se variaron algunos *end points* que cambian con el efecto de la temperatura, los cuales son obtenidos por interpolación lineal.

Ramos 2008 ^[21], quien realiza un estudio del comportamiento de producción del yacimiento OFIMS MA-97, en el bloque Carabobo 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco, genera un modelo de simulación numérica que permite pronosticar la producción por agotamiento natural y con métodos de recuperación térmica. Los datos de las propiedades roca-fluidos fueron obtenidos del análisis de pruebas de laboratorio y la correlación que mejor reflejó los datos de laboratorio fue la de Mohamad Ibrahim/Koederitz, sin embargo la saturación de gas crítica no fue definida por medición, sino que fue estimada gráficamente por el laboratorio que realizó las pruebas; en dicho TEG se expresa las posibles consecuencias de no tener un valor medido experimentalmente y la incertidumbre que esto ocasiona.

Pereira y Sanabria 2008 ^[9], en su Trabajo Especial de Grado tuvieron como objetivo general evaluar métodos de recuperación térmica para aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado. Dicha evaluación se realizó mediante una simulación numérica, optimizando los parámetros más influyentes en este método, a

través de la elaboración de una matriz experimental. La efectividad de la estrategia para el caso SAGD, que fue el caso estudio, depende de la tasa de inyección de vapor, de la tasa de producción de líquido máxima en superficie, de la distancia vertical existente entre los pozos productores y los pozos inyectores, y del periodo de precalentamiento. Los resultados obtenidos reflejan que se puede alcanzar un recobro adicional importante con respecto al obtenido en la producción en frío.

Gilmar 2008 ^[3], en su trabajo especial de grado para desarrollar su investigación crea un modelo dinámico para su posterior simulación. En el cual las curvas de permeabilidades relativas se construyen a través del ingreso de tablas que contienen los valores respectivos de permeabilidades relativas y saturaciones; dichas tablas se tomaron del análisis de permeabilidad relativa del pozo PCN-7, perteneciente al Bloque Carabobo 2. Definidos estos parámetros como caso base se obtuvo un factor de recobro de 11.9% para los 50 años de simulación, el cual fue calculado respecto al POES del sector seleccionado. En ese estudio se optimizó el proceso SAGD para el área seleccionada con respecto a la relación vapor-petróleo acumulado, obteniéndose como resultado un factor de recobro de 55.8% con una tasa óptima de inyección de 350 Ton/d de vapor.

Eydinov 2009 ^[22], en su trabajo técnico muestra el procedimiento para la estimación de las curvas de permeabilidad relativa usando para ello el modelo de ley de potencia y B-splines, además muestra como emplear estos métodos si se cuenta con los *end points* como parámetros de campo. Se comparó con cuál de los dos modelos antes mencionados se obtiene la mejor estimación de las curvas de permeabilidad relativa tanto para el sistema agua-petróleo como para el gas-petróleo; para esto se estableció como caso base el generado por los valores de porosidad y permeabilidad que fueron tomados de pruebas de laboratorio a las muestras de núcleo.

Jara y Velasco 2009 ^[23], en su trabajo especial de grado a fin de estudiar los posibles aumentos del factor de recobro a través del rediseño de

la configuración de pozos aplicando el método SAGD en la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual se logra a cabo mediante la modificación de parámetros como rotar los pozos inyectores y productores en el mismo plano horizontal, así como también la tasa de inyección de vapor y las tasas de producción de líquido. Con lo que se obtuvo un factor de recobro de 25% para un SAGD convencional, y una disminución en este factor al aplicar las modificaciones nombradas. Esta TEG hace mención a las curvas de permeabilidad relativa características de un yacimiento de crudo extrapesado.

Ramos 2011 ^[24], en su trabajo especial de grado en el cual desarrolla un manual de procedimientos para el desarrollo de modelos de simulación térmica en yacimientos de crudo pesado, para ilustrar dicho trabajo se creó un modelo genérico con propiedades características de la Faja Petrolífera del Orinoco. Al momento de definir las propiedades las saturaciones y permeabilidades relativas se utilizaron tablas con valores correspondientes al área de San Diego en el estado Anzoátegui.

Ashrafi y col 2011 ^[25], realizó un estudio a partir del experimento físico hecho por Chung (1988), el cual uso un modelo en 2-D para hacer evaluaciones de SAGD, y el modelo de simulación efectuado por Chow (1993). Un modelo de simulación de yacimientos fue construido usando un simulador térmico. El modelo fue probado y validado por el modelo físico de Chung. Teniendo un modelo válido, el análisis de sensibilidad fue corrido para examinar el efecto de diferentes parámetros en el recobro y en la relación vapor-petróleo. Los parámetros de sensibilidad en la prueba fueron la temperatura del vapor y la calidad, la permeabilidad del modelo, horizontal y vertical, diferentes planos de colocación de los pozos y el efecto del perfeccionamiento de la red. Se encontró que una alta permeabilidad tiene un profundo efecto en recobro. Las curvas de permeabilidad que se mostraron en este artículo técnico son independientes de la temperatura.

Chen y col. ^[26] Evalúan los efectos que tiene la heterogeneidad del yacimiento al aplicar un proceso SAGD, para esto se creó un modelo genérico con propiedades características de las arenas petrolíferas de Alberta. En este estudio se definieron dos regiones de flujo: una cercana al pozo y otra antes del pozo a fin de evaluar los efectos por separado, para finalmente comparar el rendimiento del proceso en ambas regiones.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS

Sistema agua-petróleo

En cuanto a la saturación de agua irreducible (S_{wc}), como se puede observar en la Figura 4.1 según los veinte casos estudiados, los valores utilizados varían desde 0,1125 hasta 0,3 mostrando una distribución de frecuencia pareja o uniforme, por lo que en cuanto a este parámetro se refiere se sensibilizará dentro de este rango. Mediante la bibliografía revisada resulta pertinente pensar que este parámetro pueda tener gran influencia sobre el factor de recobro, ya que al aumentar el valor de éste, el flujo del petróleo se ve afectado negativamente. Por tanto teóricamente se puede concluir que utilizar un valor con mucha incertidumbre o sin fundamento práctico puede tener gran efecto al momento de realizar la simulación de un yacimiento; arrojando por tanto valores inciertos en cuanto al factor de recobro. Más influenciado aún estaría cuando el yacimiento a simular tiene un acuífero asociado como es el caso de estudio de esta investigación.

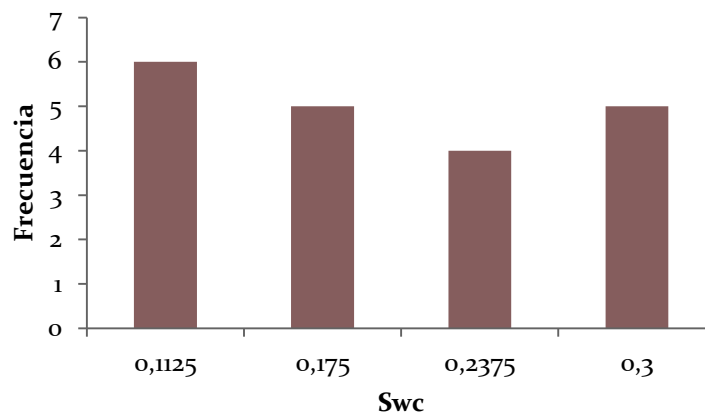


Fig. 4.1 Histograma de frecuencia para la S_{wc}

En lo que a la saturación de petróleo residual (Sor) se refiere como se puede observar en la Figura 4.2, los valores más utilizados en los trabajos revisados están en el intervalo 0,25 - 0,35 por lo que al momento de sensibilizar el caso base de este trabajo de investigación se usarán valores pertenecientes a este rango. Al igual que la saturación de agua irreducible, se puede esperar que este valor tenga alto impacto en la estimación del factor de recobro; ya que una saturación de agua máxima se alcanza en la saturación de petróleo residual y la permeabilidad relativa del petróleo se convierte en cero. Es decir en ese valor de Sor el petróleo deja de fluir. Entonces usar valores arbitrarios o sin fundamentos de saturación de petróleo residual al momento de definir las curvas de permeabilidad relativa para la simulación de yacimientos puede ser causa de resultados inciertos.

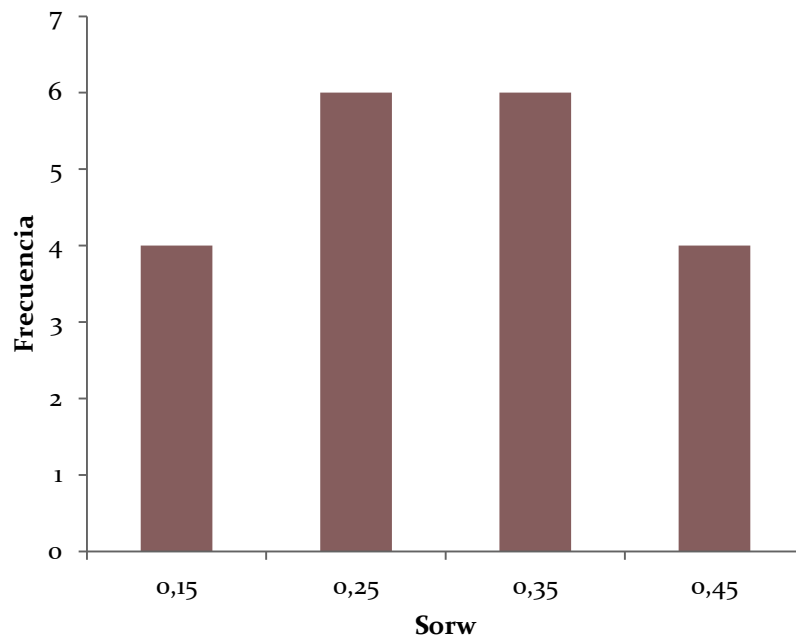


Fig. 4.2 Histograma de frecuencia para la Sorw

La permeabilidad relativa al petróleo cuando la saturación de agua es irreducible (K_{ro})_{swc} como muestra el histograma de frecuencia Figura 4.3 realizado a partir de los casos analizados se puede ver que el valor utilizado con mayor frecuencia corresponde al valor 1, pero no se puede establecer este valor como apropiado ya que en la mayoría de los casos este corresponde a una extrapolación a fin de obtener la totalidad de las gráficas. Por tanto para éste parámetro el rango a sensibilizar será de 0,7 a 1. De igual forma, teóricamente el valor de este parámetro resulta de gran importancia debido a su utilidad para casi todos los cálculos de flujo de fluidos en los yacimientos de hidrocarburos, por tanto representa una clara visión del momento en que comienzan a moverse los fluidos y la fluidez con que lo hacen.

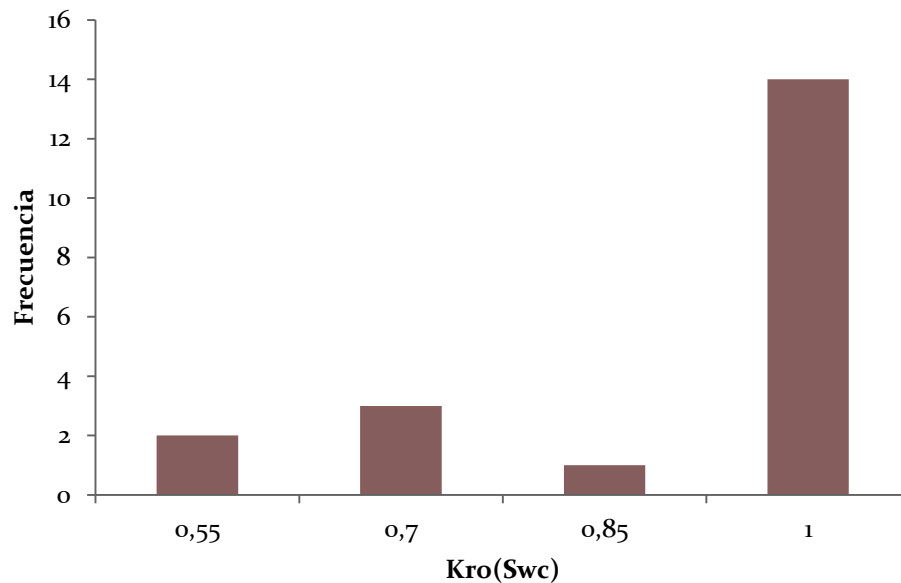


Fig. 4.3 Histograma de frecuencia para la $K_{ro_{swc}}$

La permeabilidad relativa al agua cuando la saturación de petróleo es residual $(K_{rw})_{Sorw}$, se muestra en la Figura 4.4 a partir de los casos estudiados. Se refleja que el rango empleado con mayor frecuencia corresponde al 0,3 - 0,5 siendo éste el mismo que se utilizará para la sensibilización del caso base. Al igual que la $(K_{ro})_{Swc}$, teóricamente este valor es de gran efecto al momento de evaluar productividad y recobro final. En este parámetro vale la pena resaltar la amplitud de valores utilizados por los diferentes actores al momento de definirlo lo cual genera una gran incertidumbre al momento de realizar las simulaciones numéricas.

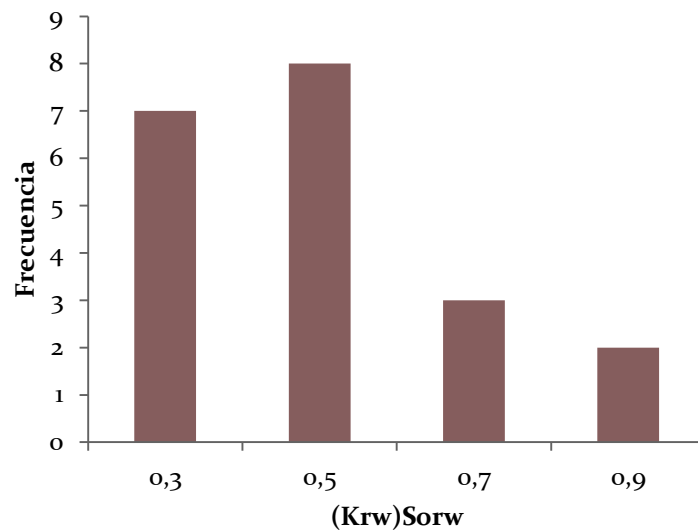


Fig. 4.4 Histograma de frecuencia para la $K_{rw_{Sorw}}$

Sistema gas-líquido

Para la saturación de petróleo residual al gas (S_{org}) el rango de valores más utilizados en los trabajos revisados está entre 0,325 y 0,550, como puede observarse en la Figura 4.5. En este punto se alcanza la saturación de gas máxima y la permeabilidad relativa al petróleo es cero, es decir, en este punto deja de fluir el petróleo, por tanto, estimar un valor incorrecto de este parámetro teóricamente tendría gran impacto sobre el valor del factor de recobro, ya que se sobrestimaría o subestimaría el momento en el que el petróleo deja de fluir y los cálculos del mismo serían erróneos. Se estima que una sobre-estimación de éste valor genera un mayor factor de recobro, donde la S_{org} sea alcanzado lo más tarde posible.

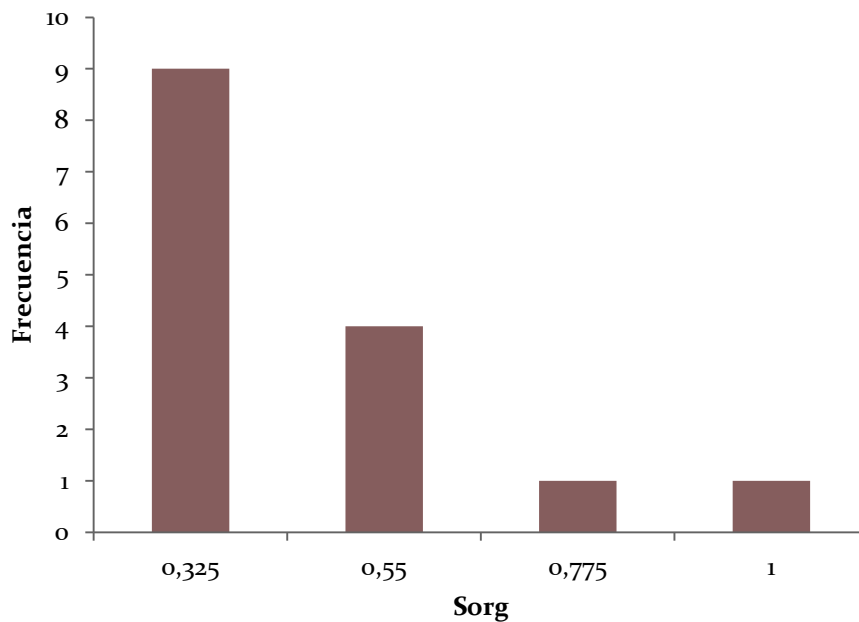


Fig. 4.5 Histograma de frecuencia para la S_{org}

Los valores más utilizados para definir la Saturación de Gas Crítica (Sgc) en las revisiones realizadas a los artículos de investigación están en el rango de 0,11 a 0,22, como se muestra en la Figura 4.6. Al igual que los demás *endpoints* teóricamente este parámetro es de gran importancia y alto impacto al momento de determinar el factor de recobro, ya que hasta que este valor no se alcance, la permeabilidad relativa del gas es cero. Después que este valor es alcanzado, el gas comienza a fluir, es decir, las burbujas de gas son suficientemente grandes como para irrumpir a través del flujo de petróleo. Por lo tanto, tener certeza del momento en el que el gas comienza a moverse arrojaría resultados realistas de lo que sucede en el yacimiento, particularmente para una explotación del yacimiento por agotamiento natural o recuperación primaria.

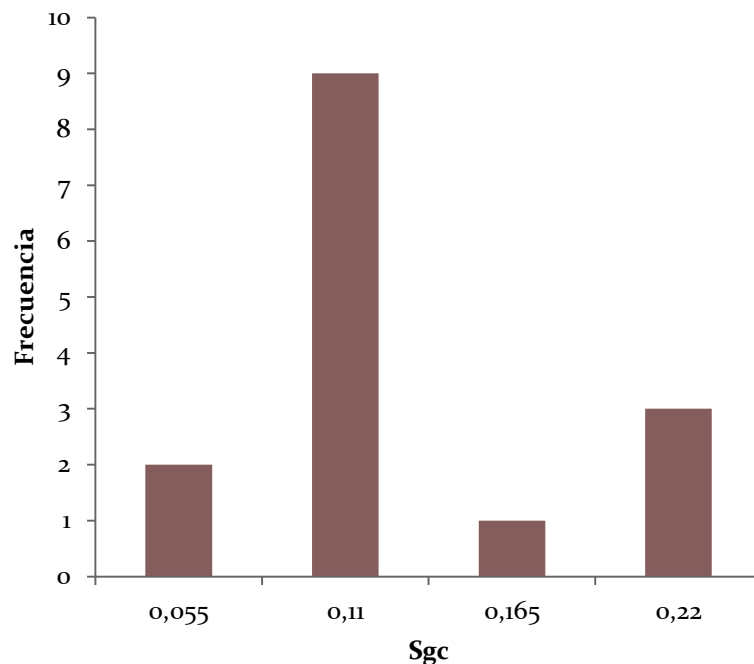


Fig. 4.6 Histograma de frecuencia para la Sgc

En la Figura 4.7, donde se muestra la permeabilidad relativa al gas cuando la saturación de agua es irreducible $(K_{rg})_{swc}$, se observa que según los casos estudiados los valores que más fueron utilizados al usar este ítem están en un rango que va de 0,5 a 1. Éste parámetro es muy importante ya que nos revela el punto en el que la saturación de líquido es mínima y la roca está en contacto máximo con el gas, es decir, la permeabilidad relativa del gas es máxima.

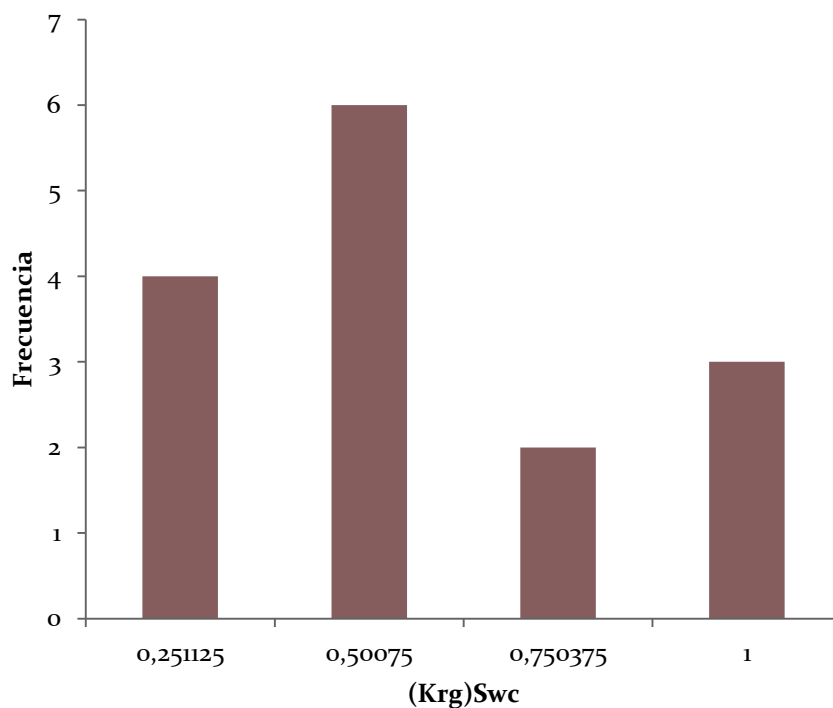


Fig. 4.7 Histograma de frecuencia para la K_{rg}_{swc}

Con respecto a la Figura 4.8, en la que se muestra el histograma correspondiente a la permeabilidad relativa al petróleo cuando la saturación de gas es crítica, los valores más usados en los trabajos analizados van de 0,766 a 1, para este caso tomaremos sólo dos cifras significativas así que el rango que tomaremos para las sensibilidades será de 0,8 a 1. En este punto el gas comienza a formar una fase continua, justo cuando la permeabilidad relativa al petróleo es máxima, para este sistema.

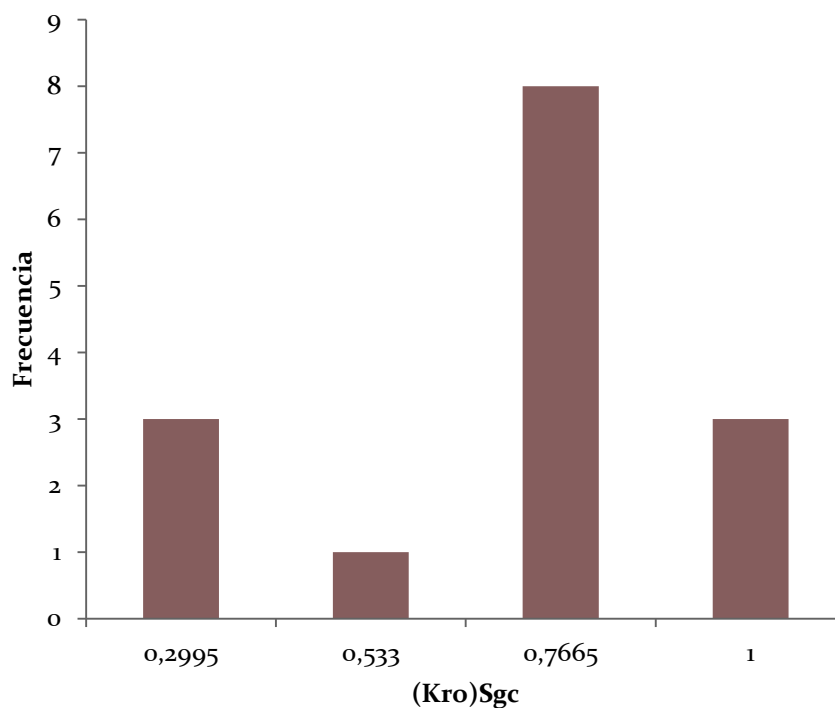
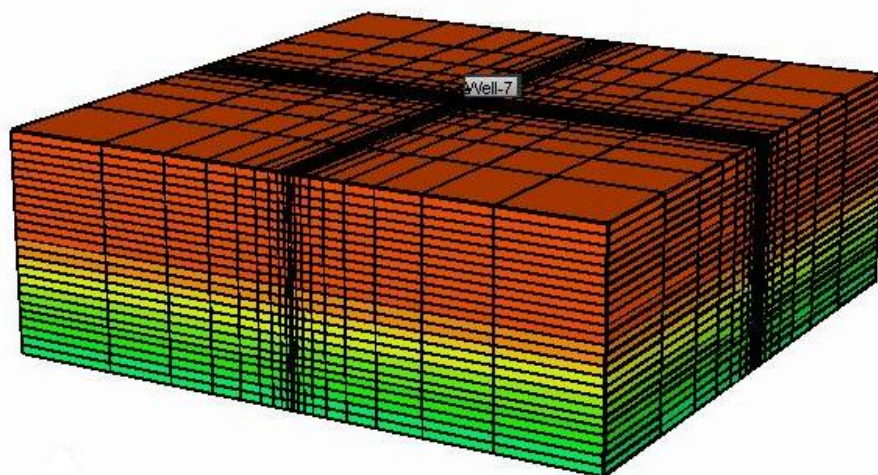


Fig. 4.8 Histograma de frecuencia para la K_{roSgc}

CAPITULO V**SIMULACIONES DE LOS PARÁMETROS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS****GENERACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN****Mallado**

La malla posee las siguientes dimensiones: 19 celdas en la dirección I, 19 celdas en la dirección J y 25 celdas en la dirección K, como se muestra en la Figura 5.1. A fin de obtener mayor exactitud en los cálculos a realizar se hizo un refinamiento de la malla hacia el centro, que es donde están ubicados los pozos. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 1500 pies.

**Fig. 5.1 Mallado**

Características del yacimiento

Para establecer las propiedades del yacimiento en el caso base se utilizó información de TEG anteriores y de publicaciones de la SPE a fin de recrear un caso ajustado a las características de un yacimiento ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Se revisaron y ajustaron modelos probados anteriormente de forma tal que sea aplicable a las sensibilidades y variaciones requeridas para llevar a cabo el presente TEG.

Los datos de las características del yacimiento son cargados en la sección **Reservoir**, las cuales pueden ser definidas por capas, estas son mostradas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Características principales del yacimiento ^[9]

Tope del yacimiento (pies)	1500
Espesor de la arena (pies)	361
Porosidad (%)	18 - 28
Permeabilidad I (mD)	8000 – 10000
Permeabilidad J (mD)	10000
Permeabilidad K (mD)	1000 – 6000
Saturación de Gas (%)	0
Saturación de agua inicial (%)	16
Temperatura inicial (F)	130
Presión inicial (lpc)	625

El yacimiento en estudio presenta un acuífero cuyas dimensiones y propiedades también son cargadas en esta sección. El acuífero fue conectado en el fondo del yacimiento y se le asignó un método de modelaje semi-analítico el cual trabaja mediante la suposición de un flujo unidimensional. Las propiedades definidas para el acuífero se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Características del acuífero ^[9]

Localización	Fondo
Espesor (ft)	1000
Porosidad	0.25
Permeabilidad (mD)	10000
Método de modelaje	Semi-Analítico
Geometría	Rectangular
Viscosidad (cp)	1
Capacidad Calorífica (Btu/ft³×F)	40
Conductividad Térmica (Btu/ft×dia×F)	40
Compresibilidad (1/psi)	3.4E-06

En esta sección también se definen otras propiedades como son las propiedades térmicas de la formación suprayacente y subyacente, las cuales se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Propiedades térmicas de la formación ^[9]

Capacidad Calorífica Volumétrica (Btu/pie³×F)	30
Conductividad Térmica (Btu/pie³×días×F)	30

La próxima sección para cargar el caso base corresponde a **components**, en esta se definen las propiedades PVT de los fluidos presentes en el yacimiento. El crudo con el que se trabaja corresponde a uno de 8.5 °API. Los valores mostrados a continuación corresponden a valores característicos de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Tabla 5.4 Propiedades PVT del petróleo ^[9]

Rs (MPCN/BN)	P (lpca)	Bo (bbl/BN)	Viscosidad (cP)
0.008	100	1.0268	3354
0.016	200	1.0290	2997
0.027	300	1.0306	2697
0.039	400	1.0336	2453
0.052	500	1.0363	2265

0.063	625	1.0420	2100
0.063	700	1.0417	2126
0.063	800	1.0413	2160

Tabla 5.5 Propiedades PVT del gas

P (lpca)	Bg (bbl/MPCN)	μ_g(cP)
98.7	29	0.013
197.3	14.4	0.013
296	9.5	0.013
394	7	0.013
493.4	5.4	0.013
592	4.1	0.013
690.7	3.47	0.013
789.4	2.94	0.013

Tabla 5.6 Propiedades PVT del agua ^[9]

Factor volumétrico del agua a 858 lpc(bbl/BN)	1.01
Viscosidad del agua a 858 lpc (cP)	0.6
Compresibilidad del agua (1/lpc)	3.40E-06

En esta sección también se carga la tabla de viscosidades de los fluidos presentes en el yacimiento en función de la temperatura se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Viscosidades de los fluidos en función de la temperatura ^[9]

Temp	μ_a	μ_o
105	1.04	5700
116	1.02	4001
120	0.99	3266
128	0.92	2264
130	0.89	1913
137	0.86	1635
180	0.71	683
210	0.52	164
600	0.15	1.25421

Ubicación de los pozos

La ubicación y arreglo de los pozos consiste en una macolla de cuatro pozos inyectores ubicados en la parte superior a 1521 pies (capa 2) y otros cuatro pozos ubicados debajo y paralelos a los primeros a 1608 pies (capa 8), como puede observarse en la Figura 5.2A y 5.2B. La ubicación de los pozos fue obtenida en el trabajo anterior realizado por Sanabria-Pereira, 2009 ^[9], donde se realizó una optimización con sensibilidades a la ubicación en las distintas capas.

Se establecieron como parámetros de operación para los pozos productores una presión de fondo mínima de 150 psi y una tasa de líquido máxima en superficie de 2000 bbl/día.

Para los pozos inyectores los parámetros de operación se establecieron una presión de fondo máxima de 800 psi y una tasa de agua máxima en superficie de 1500 bbl/día.

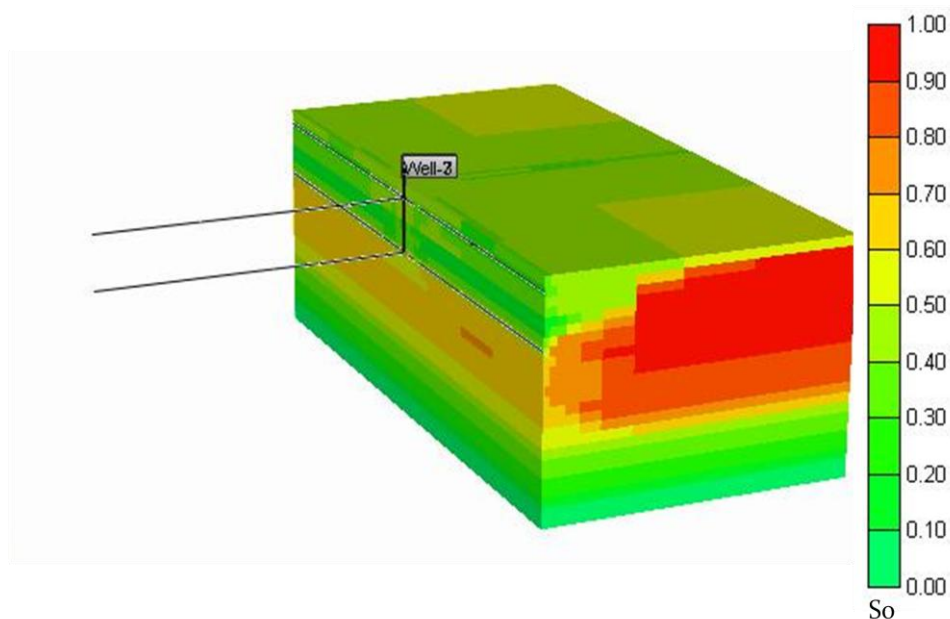


Fig. 5.2A Saturación de petróleo del yacimiento vista en un corte transversal

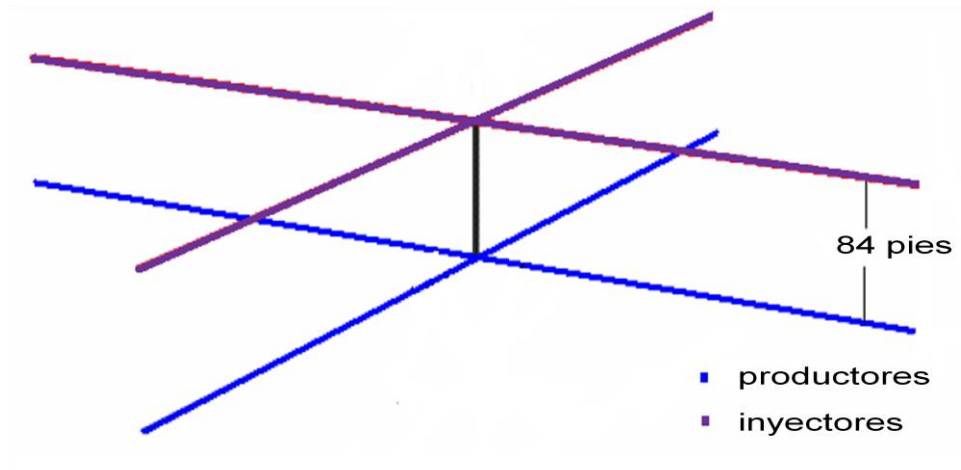


Fig. 5.2B Ubicación de los pozos Inyectores y Productores

Caracterización del caso base de simulación

En la sección **roca-fluido** se definen las curvas de permeabilidad relativas como muestra la Tabla 5.8.

Tabla 5.8 *Endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa del caso base de simulación

	Swc	Sorw	Sorg	Sgc	(Kro)swc	(Kro)sgc	(Krw)sorw	(Krg)swc
Base	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,88325	0,4	0,750375

Las tablas 5.9 y 5.10 muestran los valores de permeabilidad relativa generados por el simulador Stars usando el método de Corey a partir de los *end points* establecidos.

Tabla 5.9 Permeabilidades relativas agua-petróleo

Sw	Krw	Krow
0.2	0	0.85
0.23125	0.0015625	0.74707
0.2625	0.00625	0.650781
0.29375	0.0140625	0.561133
0.325	0.025	0.478125

0.35625	0.0390625	0.401758
0.3875	0.05625	0.332031
0.41875	0.0765625	0.268945
0.45	0.1	0.2125
0.48125	0.126562	0.162695
0.5125	0.15625	0.119531
0.54375	0.189063	0.0830078
0.575	0.225	0.053125
0.60625	0.264063	0.0298828
0.6375	0.30625	0.0132813
0.66875	0.351563	0.0033203
0.7	0.4	0

Tabla 5.10 Permeabilidades relativas gas-petróleo

SI	Krg	Krog
0.6375	0.750375	0
0.649844	0.659509	0.00332031
0.662188	0.574506	0.0132813
0.674531	0.495365	0.0298828
0.686875	0.422086	0.053125
0.699219	0.354669	0.0830078
0.711562	0.293115	0.119531
0.723906	0.237423	0.162695
0.73625	0.187594	0.2125
0.748594	0.143626	0.268945
0.760938	0.105521	0.332031
0.773281	0.0732788	0.401758
0.785625	0.0468984	0.478125
0.797969	0.0263804	0.561133
0.810312	0.011724	0.650781
0.822656	0.002931	0.74707
0.835	0	0.85

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO BASE

Tal como se expresó en el marco metodológico el presente caso base corresponde a un caso optimizado de un TEG realizado anteriormente, con variaciones en los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa que definen al caso.

En la Figura 5.3 se muestra el factor de recobro para el caso base de 18 años de recuperación, siendo éste el principal parámetro de estudio, obteniéndose un valor máximo de 24,21%. Este valor, considerablemente alto al tratarse de un crudo extrapesado, es debido al aporte adicional del acuífero como complemento a la inyección de vapor. Para los fines del presente trabajo resulta apropiado ya que justamente se evaluó el impacto de las variaciones antes mencionadas sobre el factor de recobro. Se observa, que efectivamente si se está cumpliendo con el objetivo del método de recuperación térmica SAGD al pasar el factor de recobro estimado de 8% con recuperación primaria a 24% con SAGD.

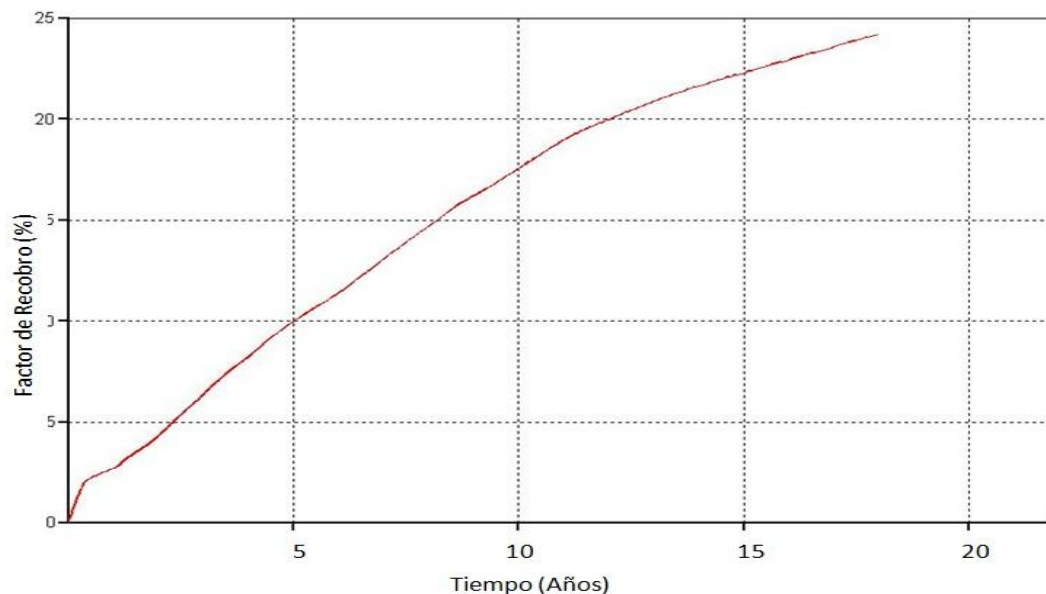


Fig. 5.3 Factor de Recobro para el caso base

En lo que a la temperatura se refiere en la Figura 5.4, se observa que inicialmente la temperatura promedio del yacimiento es de 130 °F y al momento de la culminación de la simulación, 18 años después, la temperatura alcanza 242 °F. La línea horizontal observada el primer año en la gráfica corresponde a que no se ha comenzado la inyección para ese momento.

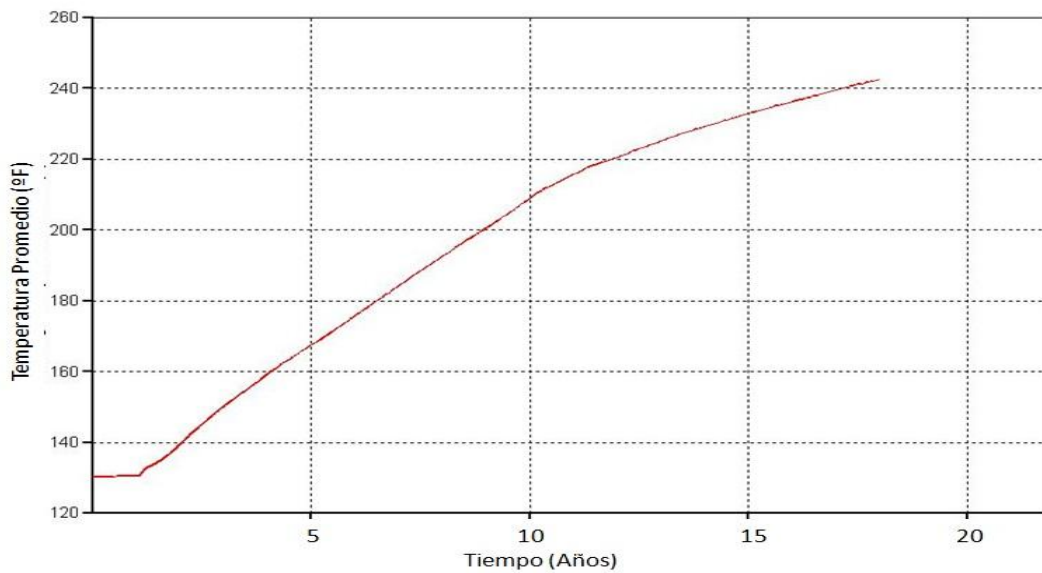


Fig. 5.4 Temperatura promedio

En la Figura 5.5, se observa la tasa de producción para el campo completo en los 18 años de simulación la cual fue de 10.05 MMBN de petróleo. Dicha producción corresponde a la producción acumulada por los 4 pozos.

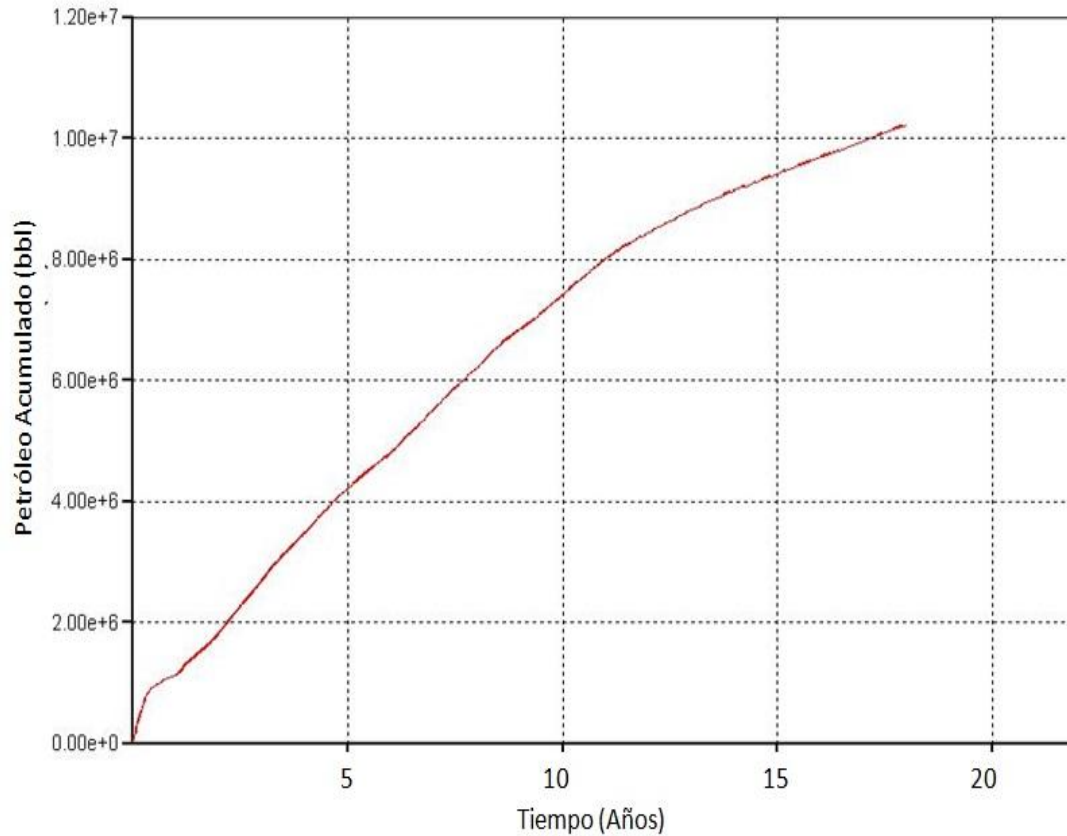


Fig. 5.5 Petrónimo acumulado en el tiempo para el caso base simulaciones

Otro fenómeno que se observa en la simulación del yacimiento es que el corte de agua alcanza un valor alto de 92%, tal como se muestra en la Fig. 5.6, esto debido al alto volumen de vapor inyectado.

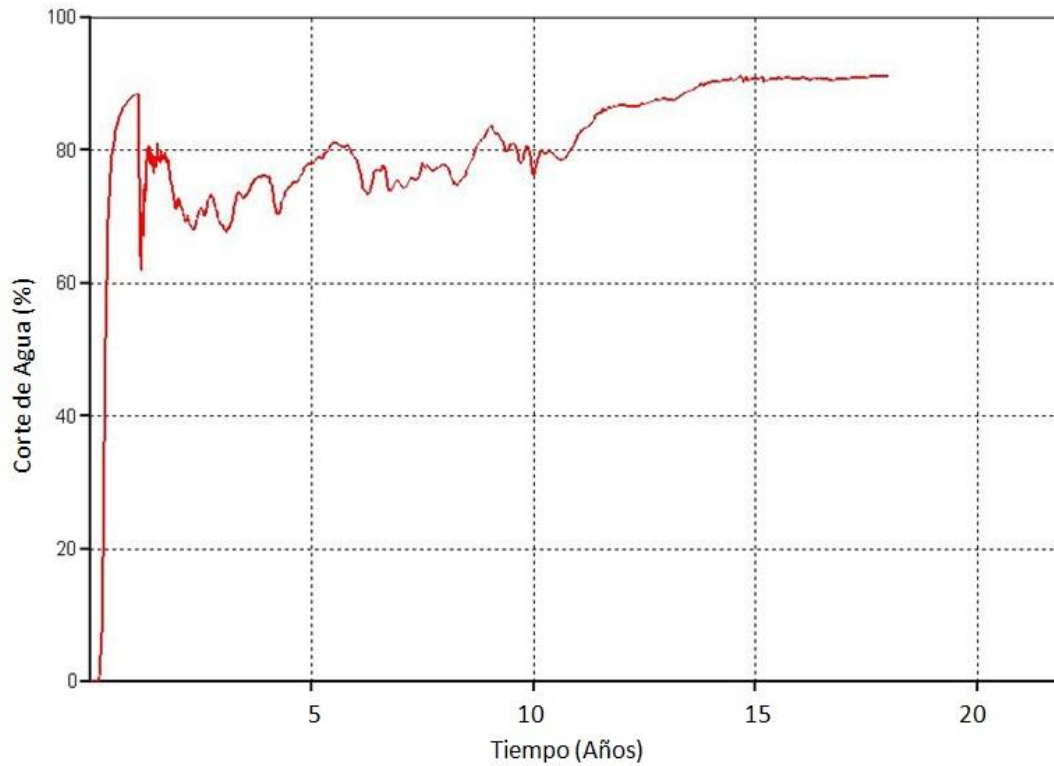


Fig. 5.6 Corte de Agua en el tiempo según las simulaciones, caso base.

La presión estática inicial del yacimiento es de 625 lpc. En la Fig. 5.7 se muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento a lo largo del tiempo de simulación. Se puede observar, luego de un efecto transitorio inicial, que la presión se mantiene estable en el período; indicando esto que el flujo de entrada al yacimiento, suma del vapor inyectado y aporte del acuífero, es similar el flujo de producción del yacimiento.

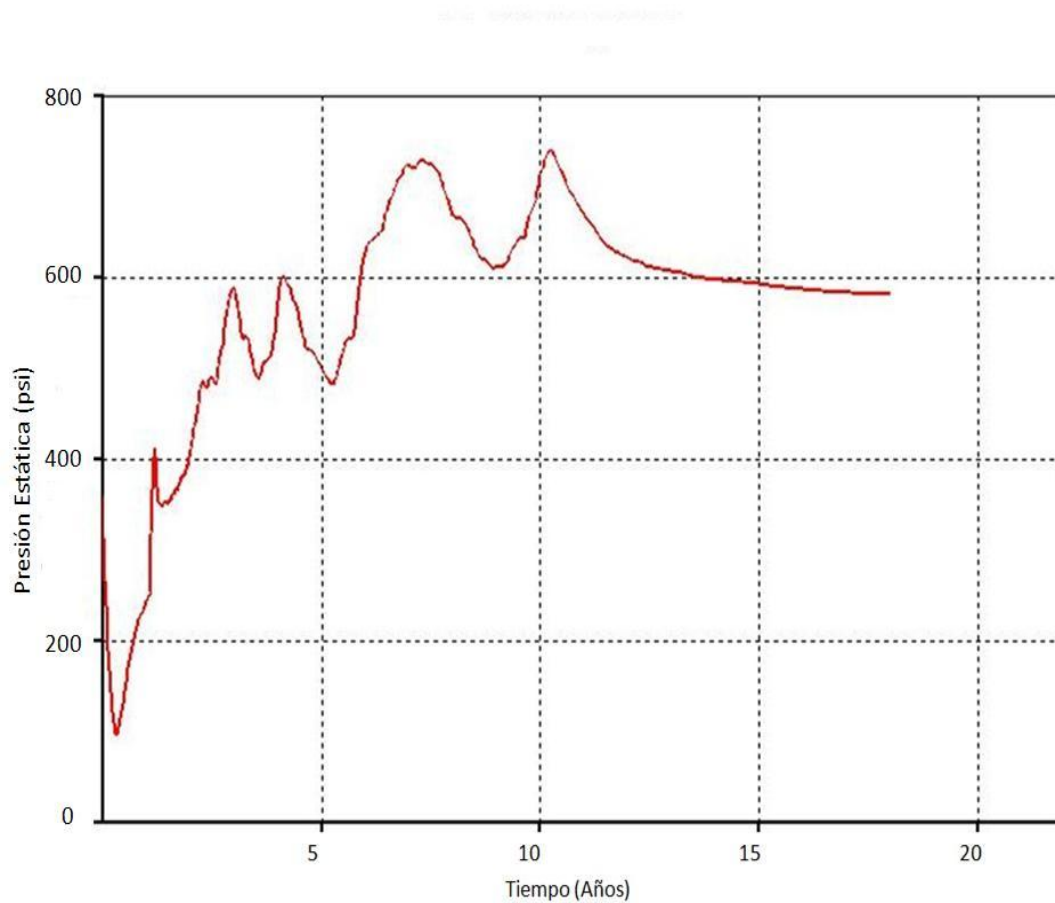


Fig. 5.7 Presión estática del yacimiento caso base

En la Fig. 5.8 se observa la presión de fondo fluyente de los pozos productores. En principio se observa que el control del pozo lo ejerce la presión de fondo fluyente mínima. Posteriormente, con la llegada del calor y el agua a los pozos productores, la tasa de líquido es quien ejerce el control del pozo. Este valor se estabiliza a 670 psi.

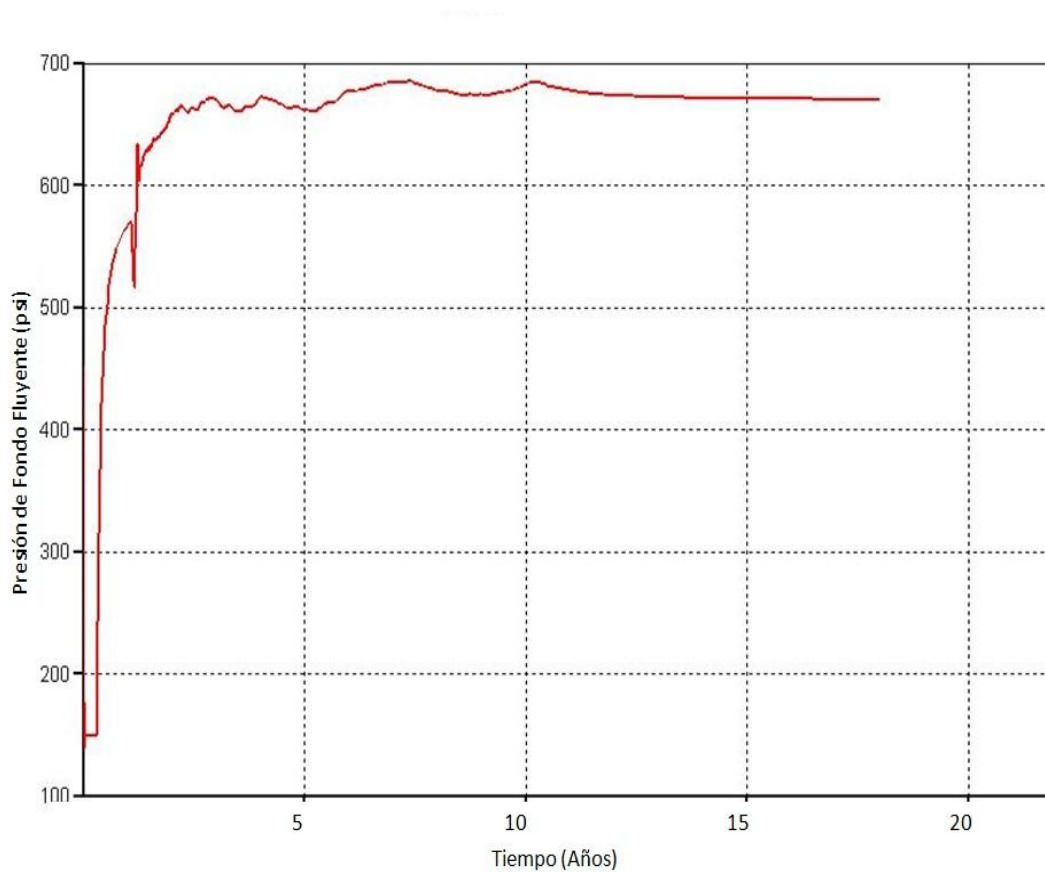


Fig. 5.8 Presión de fondo fluyente de los pozos productores

En la Fig. 5.9 se observa la presión de fondo fluyente de los pozos inyector. Se observa que la tasa de líquido es quien ejerce el control del pozo debido a la llegada del calor y el agua a los pozos productores.

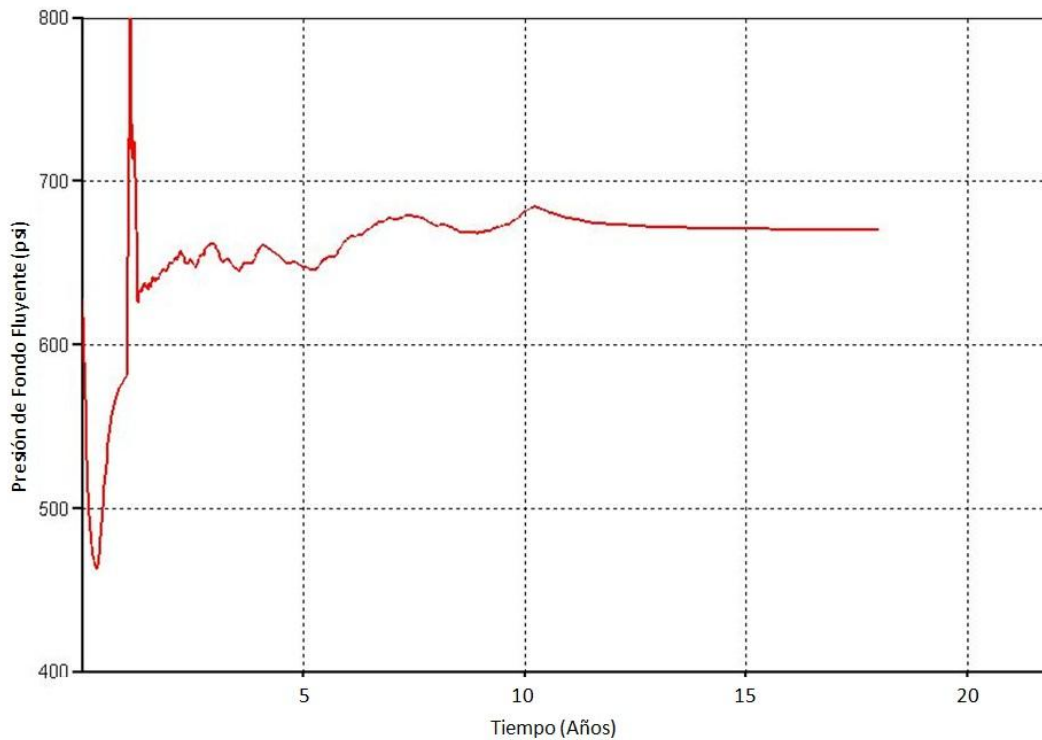


Fig. 5.9 Presión de fondo fluyente de los pozos inyector

En la Fig. 5.10A se muestra la tasa de líquido producido para el campo, siendo este valor de 8000 bbl/día, esto debido a que fue establecido como una condición inicial. La tasa de líquido por pozo es de 2000 bbl/día por pozo tal como se muestra en la Fig. 5.10B

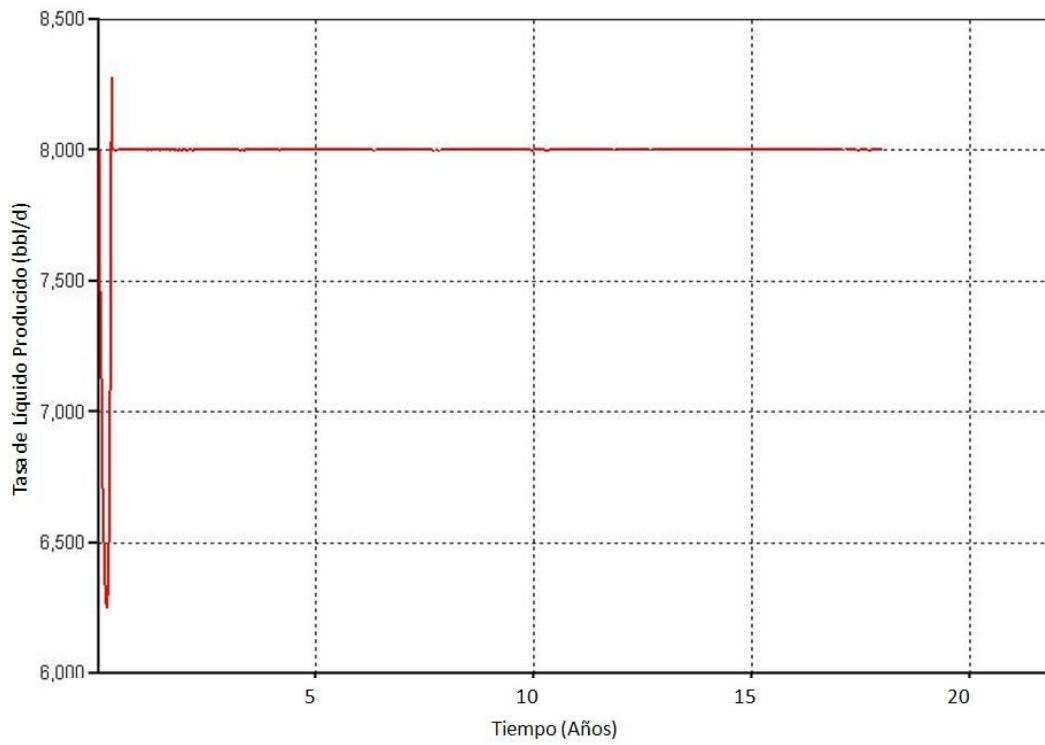


Fig. 5.10A Tasa de líquido producido del yacimiento

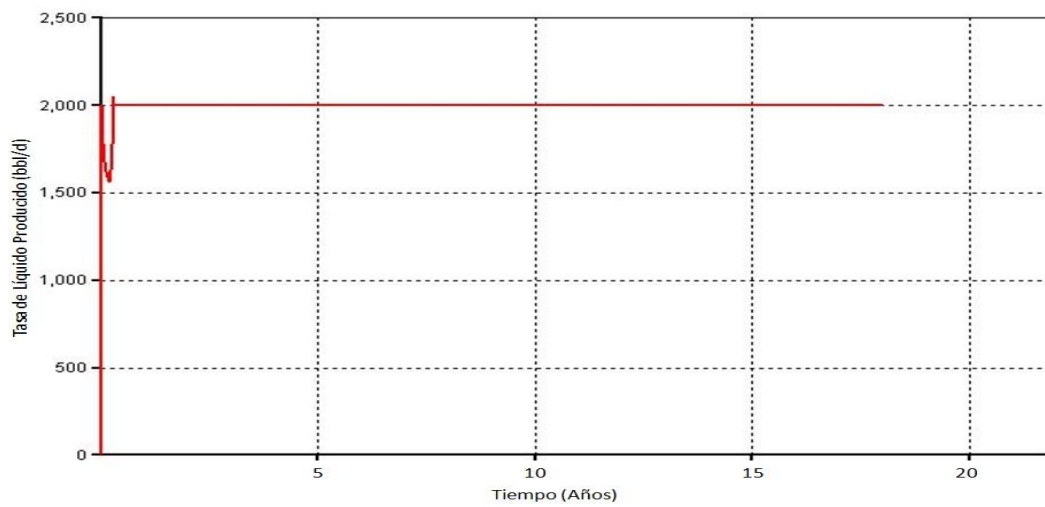


Fig. 5.10B Tasa de líquido producido por pozo

La relación gas-petróleo de producción se mantiene en valores similares al valor del gas en solución que tiene el crudo, 22 Pie³/Bbo. Esto se debe que las presiones se han mantenido superiores a la presión de burbuja del crudo y no existe gas libre producido en el yacimiento, como muestra la Fig. 5.11.

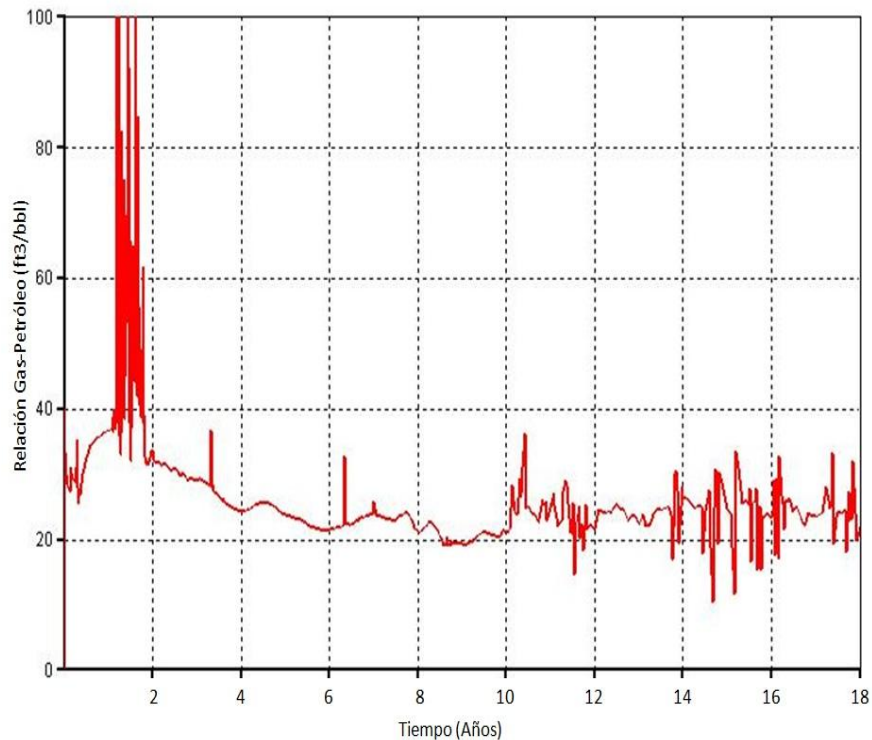


Fig. 5.11 Relación gas-petróleo de un pozo

En la Figura 5.12 se muestra un corte transversal y una vista tridimensional del yacimiento, donde se puede apreciar el movimiento del agua luego de 10 años de simulación. Se observa una zona de conificación debido a la presencia del acuífero activo ubicado en el fondo del yacimiento, el cual no afecta considerablemente.

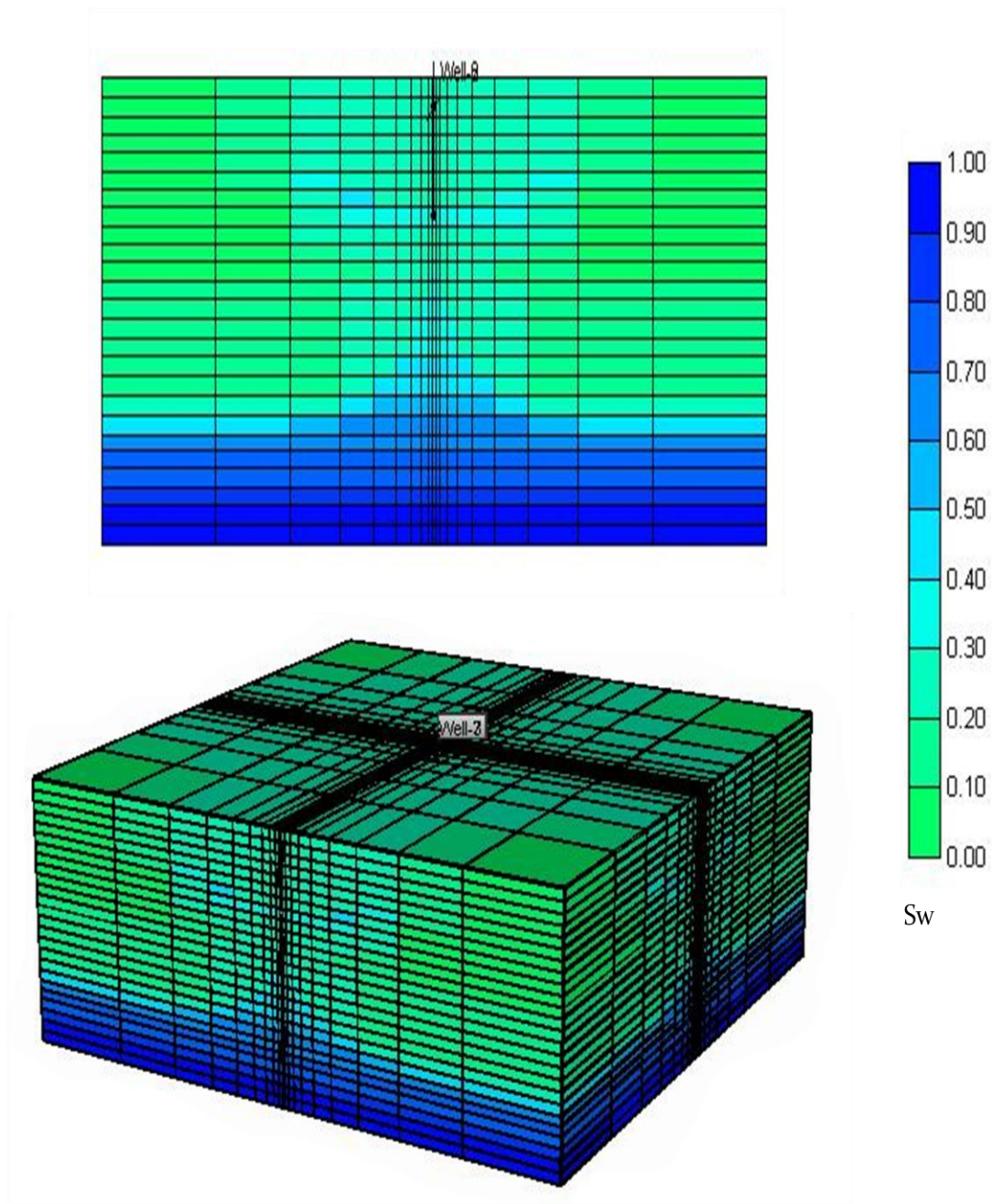


Fig. 5.12 Corte transversal y vista en 3D del movimiento del acuífero

DEFINICIÓN DE LA MATRIZ DE CASOS A SENSIBILIZAR

Mediante el análisis basado con los intervalos de los trabajos encontrados en la literatura se generó la matriz de casos, como se muestra en la Tabla 5.11. Esta matriz pretende mostrar el efecto de cada uno de los parámetros que definen la permeabilidad relativa en el recobro del yacimiento. No existen variaciones para el parámetro Kro(sgc) ya que el simulador no permite variar este parámetro de forma independiente como lo hace con los demás parámetros. El simulador le asigna por omisión el valor de la Kro(swc).

Tabla 5.11 Matriz de Casos

	Swc	Sorw	Sorg	Sgc	(Kro)swc	(Krw)sorw	(Krg)swc
Base	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,750375
1	0,1	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
2	0,15	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
3	0,25	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
4	0,3	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
5	0,20675	0,25	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
6	0,20675	0,35	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,75037
7	0,20675	0,3	0,3	0,165	0,85	0,4	0,75037
8	0,20675	0,3	0,35	0,165	0,85	0,4	0,75037
9	0,20675	0,3	0,4	0,165	0,85	0,4	0,75037
10	0,20675	0,3	0,5	0,165	0,85	0,4	0,75037
11	0,20675	0,3	0,55	0,165	0,85	0,4	0,75037
12	0,20675	0,3	0,4375	0,05	0,85	0,4	0,75037
13	0,20675	0,3	0,4375	0,1	0,85	0,4	0,75037
14	0,20675	0,3	0,4375	0,2	0,85	0,4	0,75037
15	0,20675	0,3	0,4375	0,25	0,85	0,4	0,75037
16	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,7	0,4	0,75037
17	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,75	0,4	0,75037
18	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,8	0,4	0,75037
19	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,9	0,4	0,75037
20	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,95	0,4	0,75037
21	0,20675	0,3	0,4375	0,165	1	0,4	0,75037
22	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,3	0,75037

23	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,35	0,75037
24	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,45	0,75037
25	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,5	0,75037
26	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,5
27	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,55
28	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,6
29	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,65
30	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,7
31	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,8
32	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,85
33	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,9
34	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	0,95
35	0,20675	0,3	0,4375	0,165	0,85	0,4	1

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Saturación de Petróleo Residual para el sistema agua-petróleo (Sorw)

El factor de recobro se mantuvo igual sin importar la variación de Sorw hasta el 4 año aproximadamente, como puede apreciarse en la Figura 5.13. A partir de este momento puede notarse una diferencia entre la curva de Factor de Recobro vs Tiempo para cada valor simulado. Además, se observa que mientras más pequeño sea el valor de este parámetro mayor será el Factor de Recobro que nos arroje la simulación.

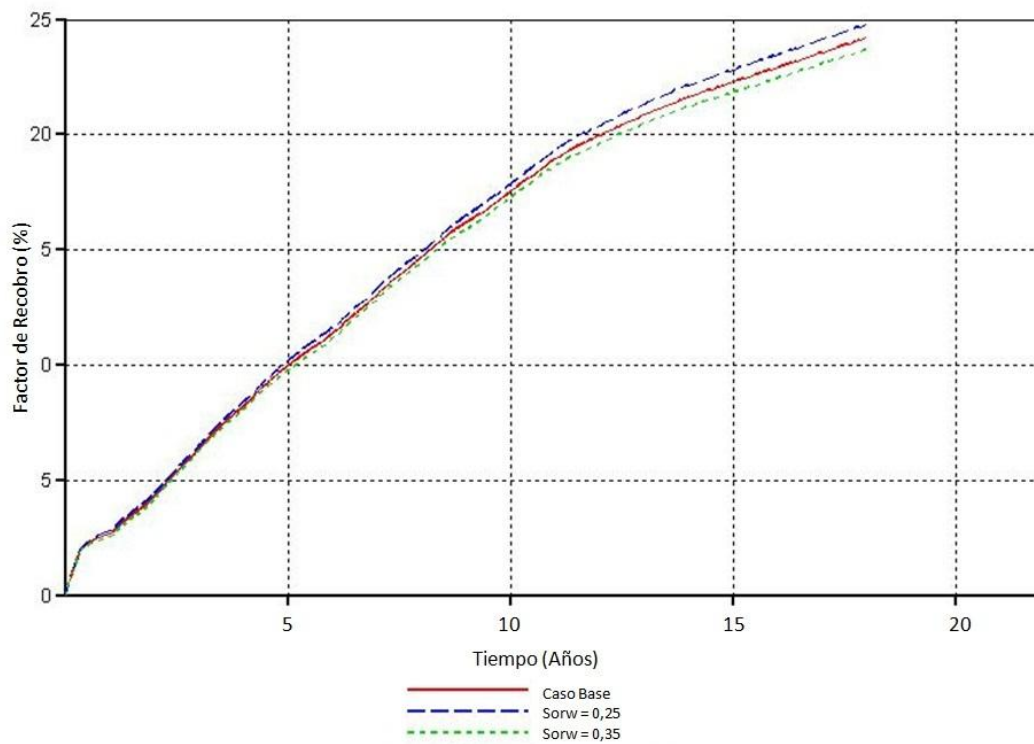


Fig. 5.13 Factor de recobro en el tiempo en función de la Saturación de Petróleo residual en el sistema agua-petróleo (Sorw)

En la Figura 5.14 se observa que a medida que el Sorw va aumentando, el factor de recobro va disminuyendo. Los porcentajes de disminución del factor de recobro, entre el valor mínimo y el máximo utilizado (0,25 a 0,35) son 4,19%, 3,2% y 4,42%, para 5, 10 y 18 años respectivamente. Esto implica que la variación en el rango de Sorw y el Factor de Recobro fue prácticamente la misma para los diferentes tiempos, manteniendo un promedio de alrededor de 4%.

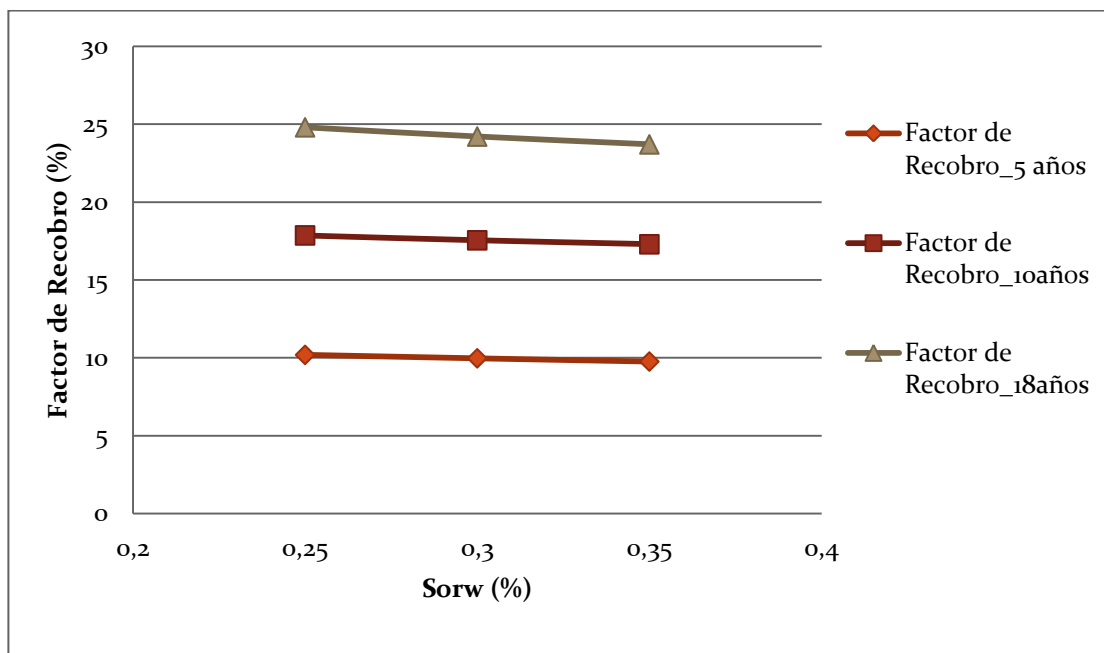


Fig. 5.14. Sensibilidad a la Saturación de Petróleo residual en el sistema agua-petróleo (Sorw)

En la Figura 5.15, se observa que no existe variación del corte de agua con respecto a la saturación de petróleo es residual en el sistema agua-petróleo, para ninguno de los valores simulados.

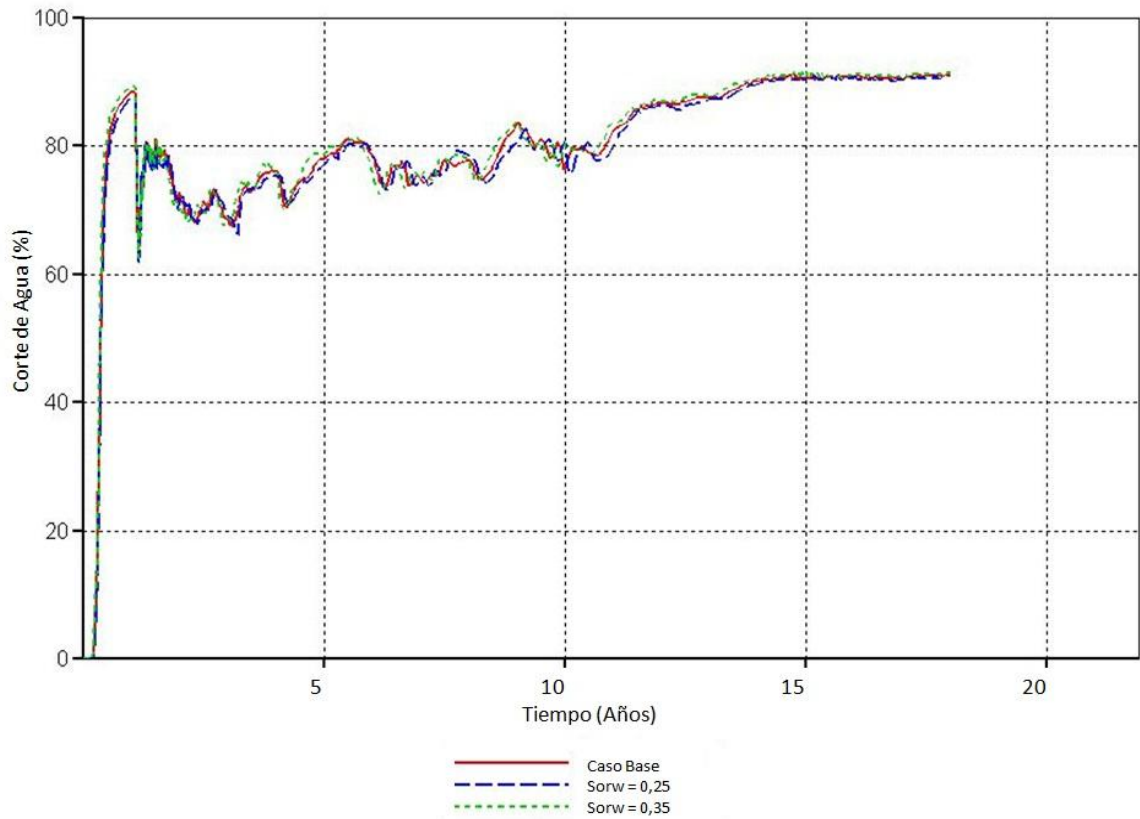


Fig. 5.15. Corte de agua al variar Sorw

Saturación Crítica de Agua (Swc)

Se puede observar una fase inicial particular del proceso SAGD durante el tiempo de precalentamiento de 60 días. A partir de este tiempo, como se muestra en la Figura 5.16, puede observarse una gran variación en la curva de cada valor dado a este parámetro. También es visible que al alcanzar los últimos años de la simulación, 16 aproximadamente, las curvas tienden a hacer menor la diferencia que se mantenía entre ellas, notándose esto mucho más en valores bajos de Swc. Finalmente se observa que a medida que aumenta la saturación de agua crítica, también irá aumentando el factor de recobro puesto que el agua se mantiene inmóvil por más tiempo.

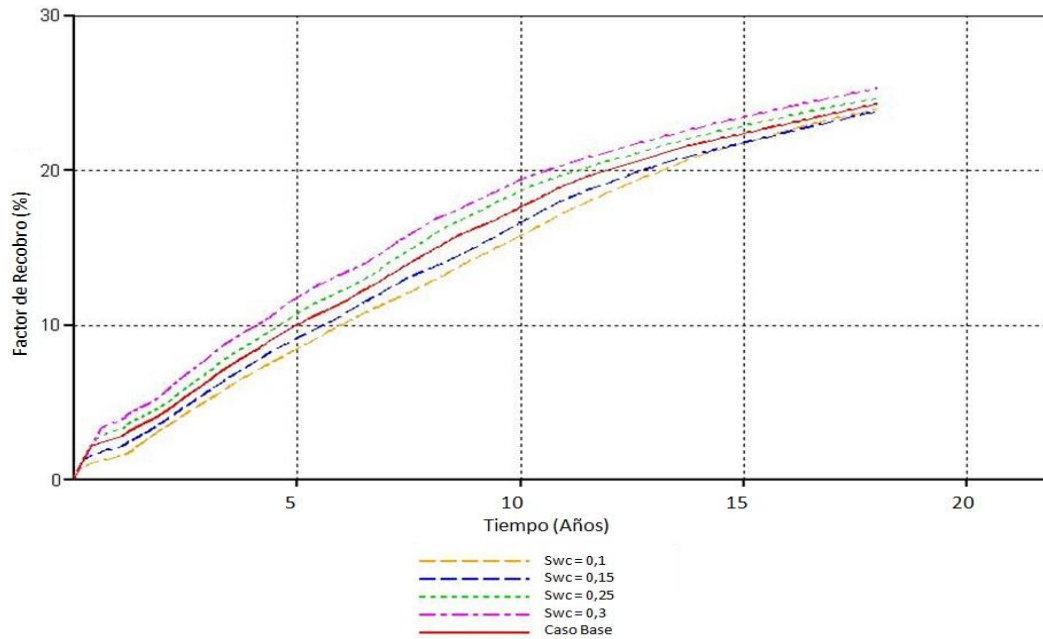


Fig. 5.16 Factor de recobro en el tiempo en función de la Saturación de agua crítica para el sistema agua-petróleo (Swc)

En la Figura 5.17, existe una mayor diferencia entre los Factores de Recobro para los valores de Swc en los primeros años de simulación, esto lo demuestran los porcentajes de variación para cada año tomado como referencia con respecto al valor mínimo y máximo (desde 0,1 a 0,3) obtenidos para cada uno, los cuales son 28,11%, 18,53% y 5,19%, respectivamente para 5, 10 y 18 años. Lo que ratifica que a medida que se va avanzando en el tiempo la diferencia entre los factores de recobro obtenidos para cada Swc va disminuyendo, sin olvidar que en dicha figura se nota más claramente que para valores altos de Swc el FR será mayor. El impacto de este parámetro es de gran importancia en la fase inicial del proceso SAGD. Se observa que el factor de recobro en los primeros 5 años puede ser 8,5% si la saturación crítica de agua es de 0,1 y; 12% si la Swc es de 0,3.

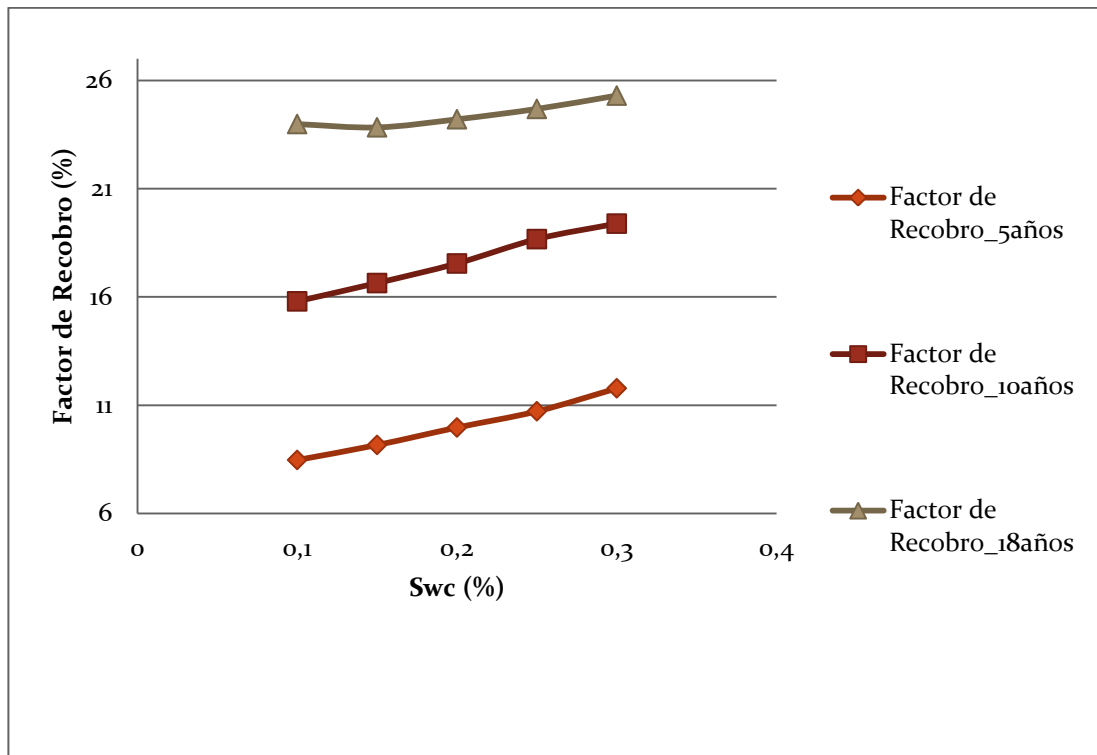


Fig 5.17 Sensibilidad al a la Saturación de Agua Crítica en el sistema agua-petróleo (Swc)

En la Figura 5.18A, se observa que hay gran variación del corte de agua en función de la saturación de agua crítica, a partir de los primeros años de simulación, esto se debe a la cantidad de vapor inyectado; al final de la simulación durante los tres últimos años, la variación del corte de agua es poca. En la Figura 5.18B se muestra un zoom en el periodo donde existe mayor variación del mismo.

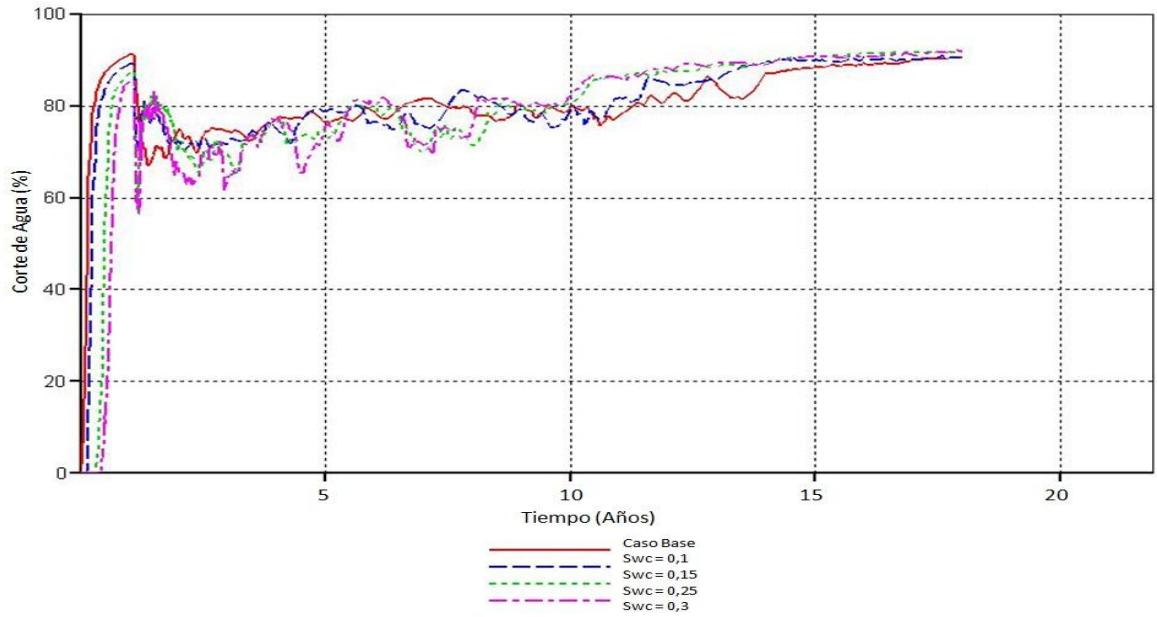


Fig. 5.18A. Corte de agua al variar Swc

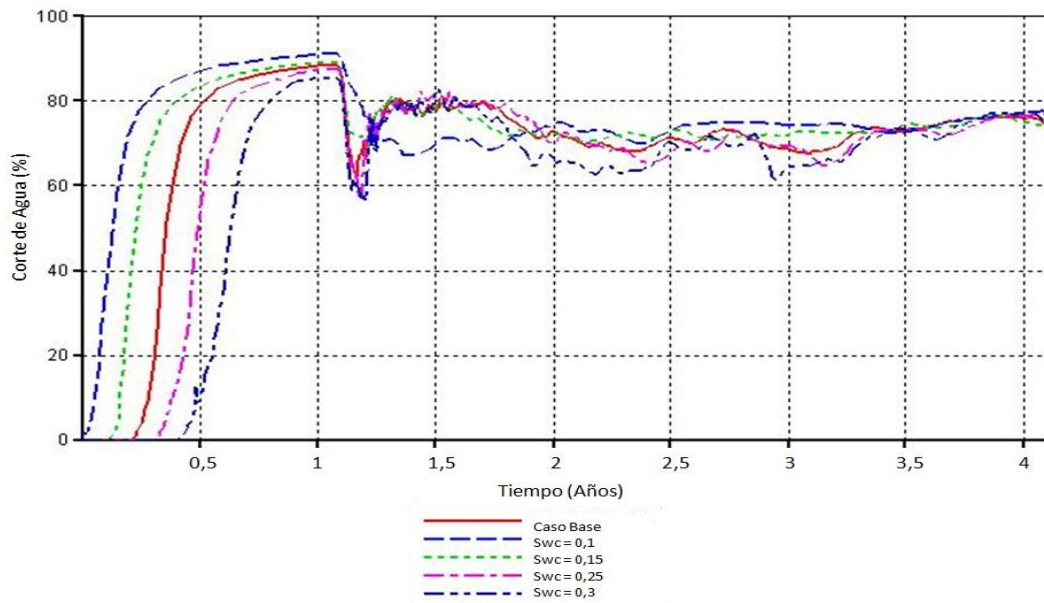


Fig. 5.18B. Escala ampliada del corte de agua al variar Swc

Permeabilidad Relativa al Agua cuando la Saturación de Petróleo es residual para el sistema agua-petróleo ($K_{rw_{Sorw}}$)

Este parámetro no tiene un efecto importante en el factor de recobro, como puede notarse en la Figura 5.19, la distancia entre las curvas para cada valor es muy pequeña. Lo que si podemos observar con toda seguridad es que a medida que $K_{rw_{Sorw}}$ aumenta, el Factor de Recobro disminuye.

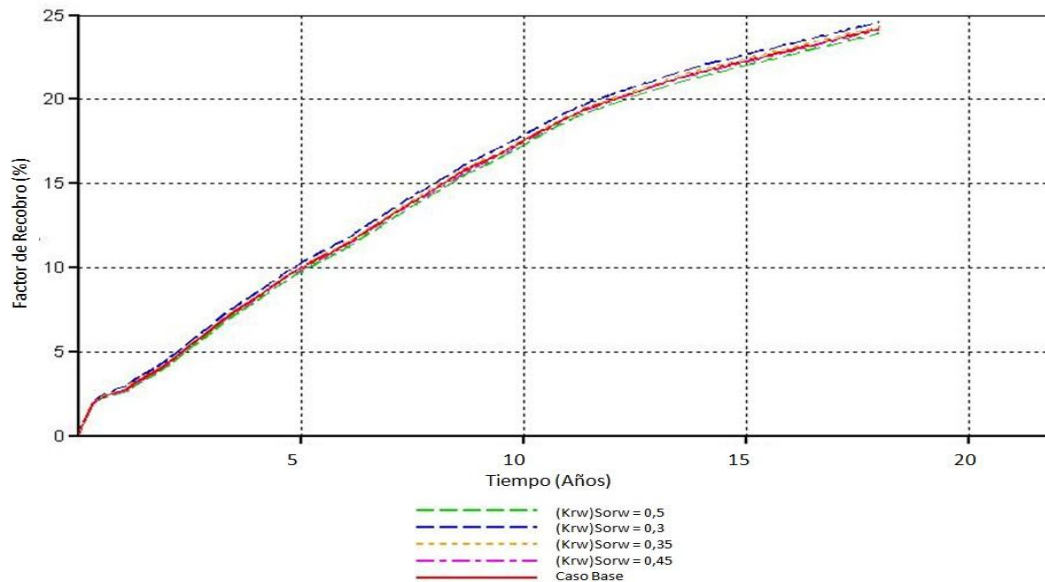


Fig. 5.19 Factor de recobro en el tiempo en función de la permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual para el sistema agua-petróleo ($K_{rw_{Sorw}}$)

Las variaciones del factor de recobro tomando en cuenta el valor mínimo y el máximo (desde 0,3 a 0,5) para 5, 10 y 18 años son 5,17%, 3,24% y 2,74% respectivamente, esto nos demuestra que la diferencia entre las curvas va haciéndose más pequeña a medida que transcurre el tiempo, como lo muestra la Figura 5.20, además de que dicha diferencia es relativamente muy pequeña.

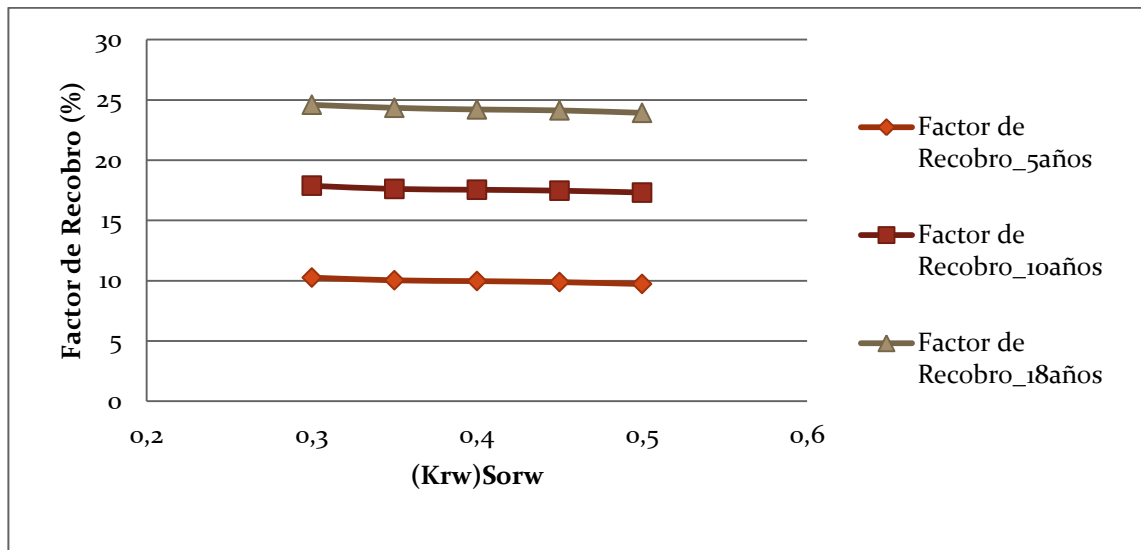


Fig. 5.20 Sensibilidad a la permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual en el sistema agua-petróleo ($K_{rw_{Sorw}}$)

En la Figura 5.21, se observa que no existe variación del corte de agua con respecto a la permeabilidad relativa al agua cuando la saturación de petróleo es residual, para ninguno de los valores simulados.

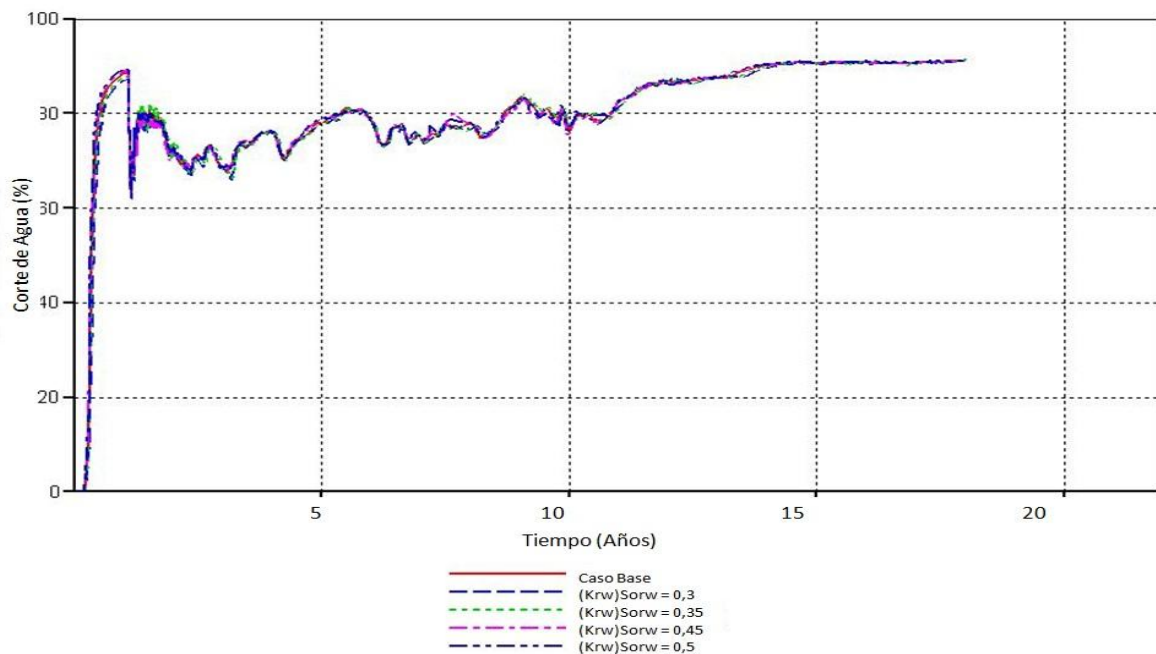


Fig. 5.21. Corte de agua al variar ($K_{rw_{Sorw}}$)

Permeabilidad Relativa al Petróleo a la Saturación Crítica de Agua para el sistema agua-petróleo (K_{roSwc})

Según la Figura 5.22A, los primeros 10 años no hay mucha diferencia entre las curvas que caracterizan a los valores dados a la K_{roSwc} para este caso de simulación. Sin embargo, en la Figura 5.22B se observa más claramente que al transcurrir el tiempo, estas curvas van alejándose una de otra manteniendo el hecho de que si se aumenta el valor de la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica el Factor de Recobro también aumentará.

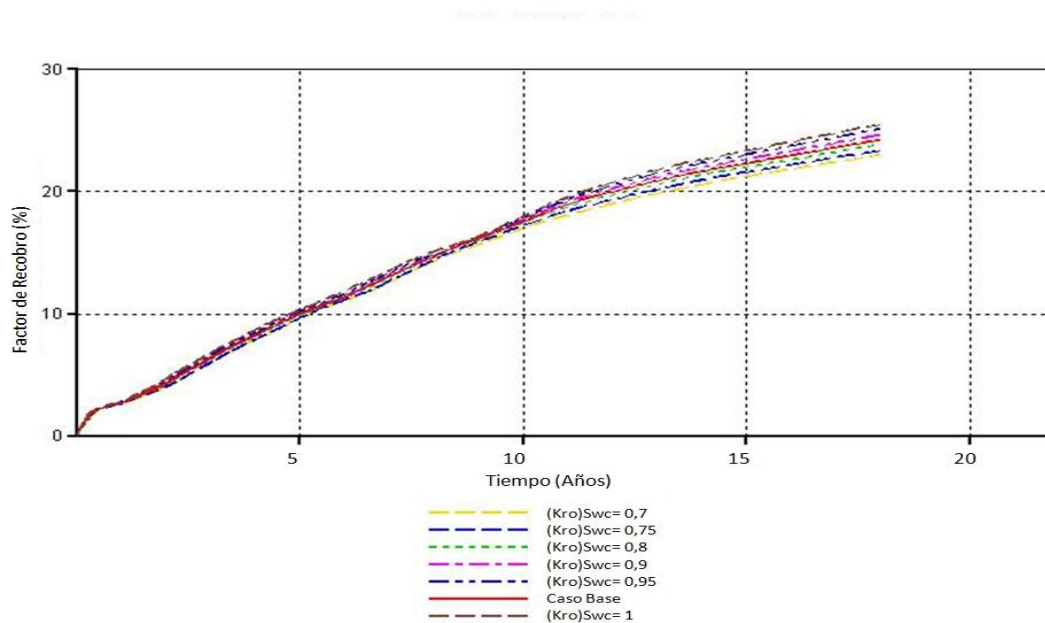


Fig. 5.22A Factor de recobro en el tiempo en función de la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica para el sistema agua-petróleo (K_{roSwc})

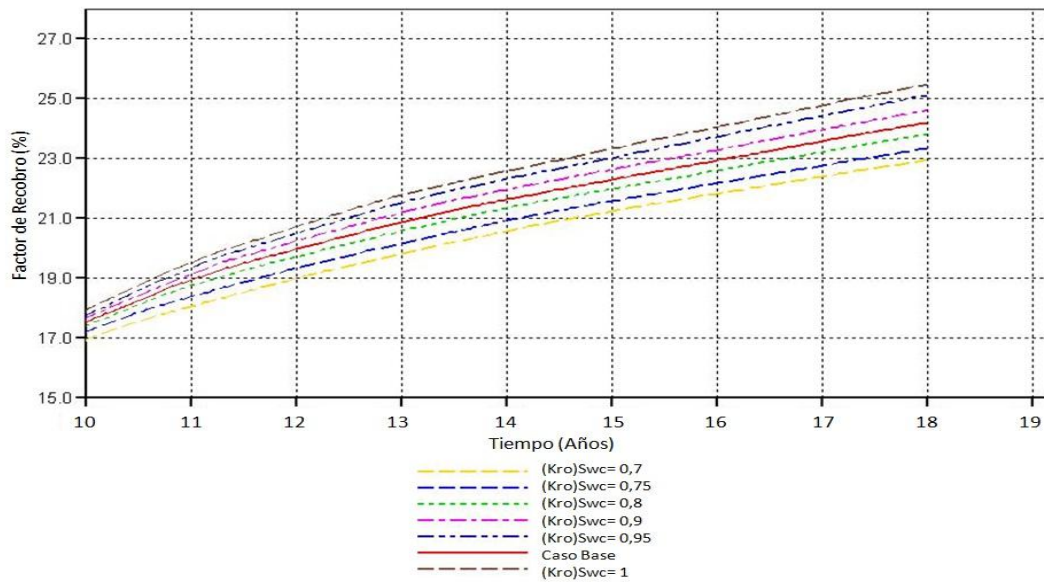


Fig. 5.22B. Escala ampliada del factor de recobro

Como puede apreciarse en la Figura 5.23, el parámetro de permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica tiene un efecto medianamente importante en las últimas etapas de la recuperación. Tomando el valor mínimo y máximo (desde 0,7 a 1) de este parámetro, el Factor de Recobro va de 23% hasta 25,5%

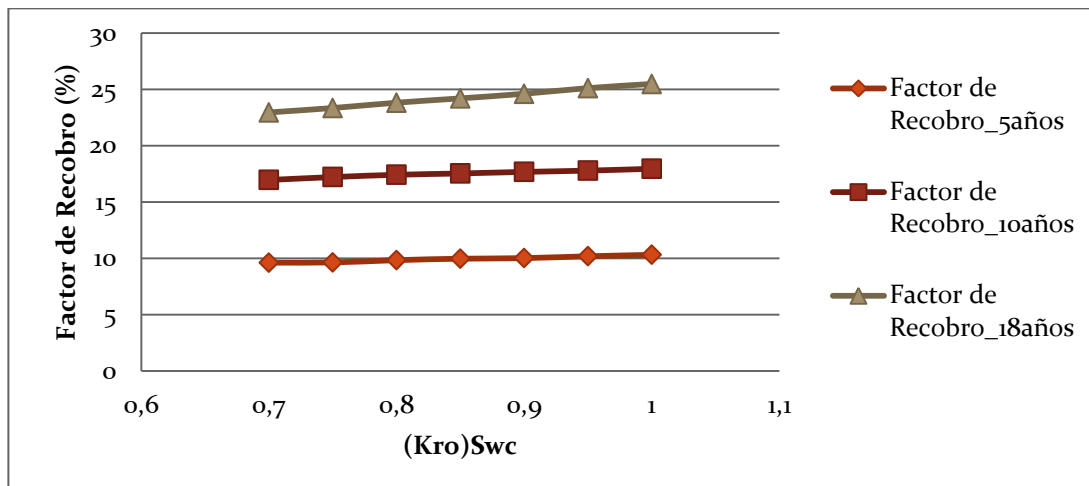


Fig. 5.23 Sensibilidad a la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica en el sistema agua-petróleo ($K_{ro_{Swc}}$)

En la Figura 5.24, se muestra el corte de agua en función de la permeabilidad relativa al petróleo cuando la saturación de agua es crítica, se puede observar que hay poca variación a lo largo de toda la simulación.

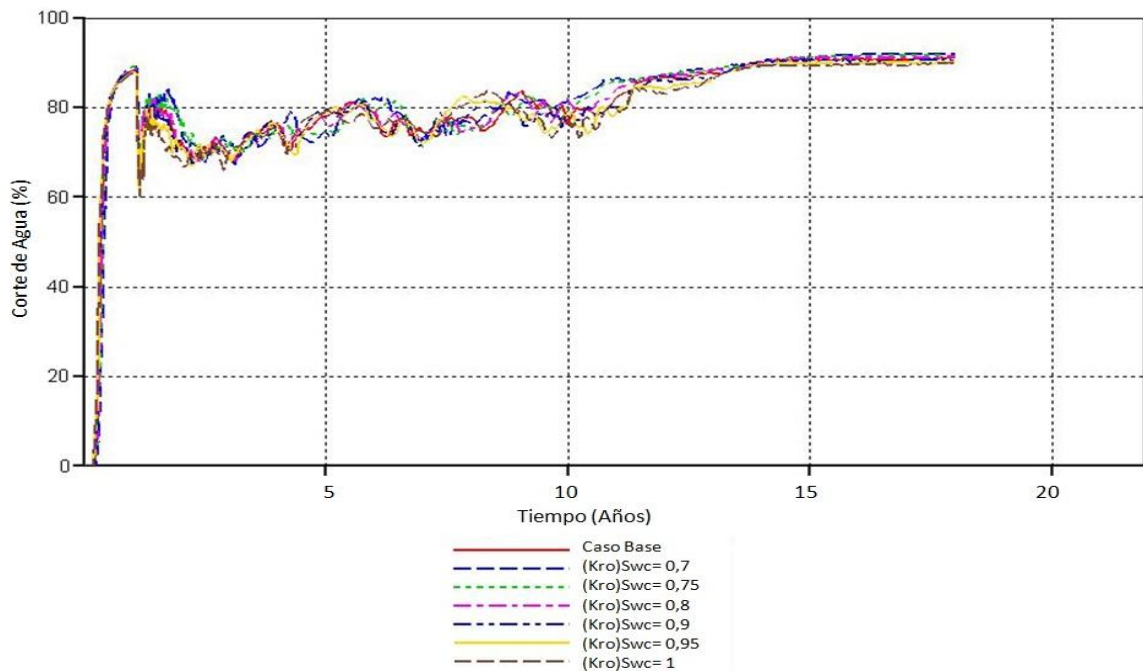


Fig. 5.24. Corte de agua al variar K_{roSwc}

Saturación Crítica de Gas (S_{gc})

Como puede apreciarse en la Figura 5.25A, para los primeros 10 años no hay una variación notable entre las curvas de Factor de recobro para cada valor dado a la Saturación de gas crítica (S_{gc}), a medida que transcurre el tiempo las curvas se van alejando una de otra, lo que hace más visible que si se aumenta el valor de la S_{gc} el Factor de Recobro también aumentará. En la Fig. 5.25B se muestra una ampliación de la misma Fig. 5.25A. Cuando existen zonas en el yacimiento donde la saturación de gas crítica es superada, se observa como disminuye la permeabilidad al petróleo y como consecuencia, el recobro se ve disminuido. En este caso, FR desde 25% hasta 23%. En casos donde existe una disminución considerable de la

presión promedio del yacimiento, como casos de agotamiento natural, este efecto es mucho mayor.

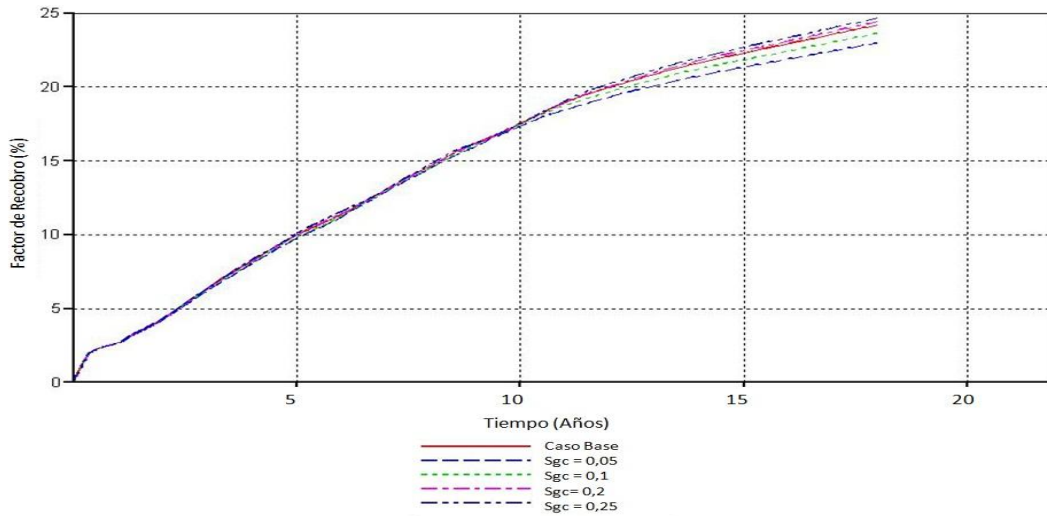


Fig. 5.25A Factor de recobro en el tiempo en función de la saturación de gas crítica para el sistema gas-petróleo (S_{gc})

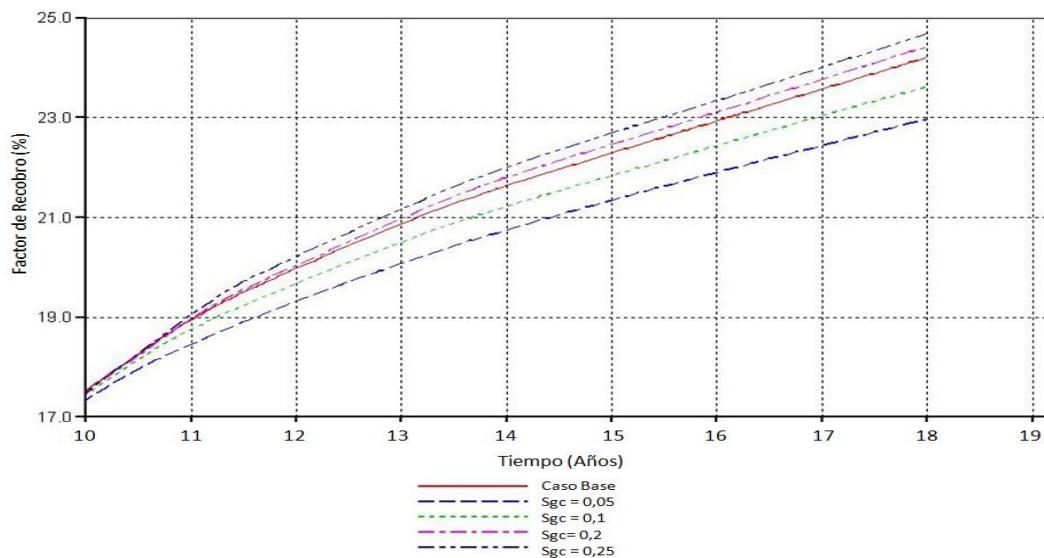


Fig. 5.25B. Escala ampliada del factor de recobro

En la Figura 5.26, se puede observar una diferencia muy baja entre la relación del Factor de Recobro y los valores de Saturación de gas crítica para las sensibilidades realizadas a 5 y 10 años, dicha diferencia se incrementa para la sensibilización hecha a 18 años. Lo anterior puede comprenderse un poco más al tomar un valor máximo y mínimo (0,05 y 0,25) y obtener un porcentaje de variación correspondiente para cada año, de esta manera serían 3,43%, 0,91% y 6,90%, para 5, 10 y 18 respectivamente. Este parámetro tiene mucho efecto en el caso de recuperación primaria.

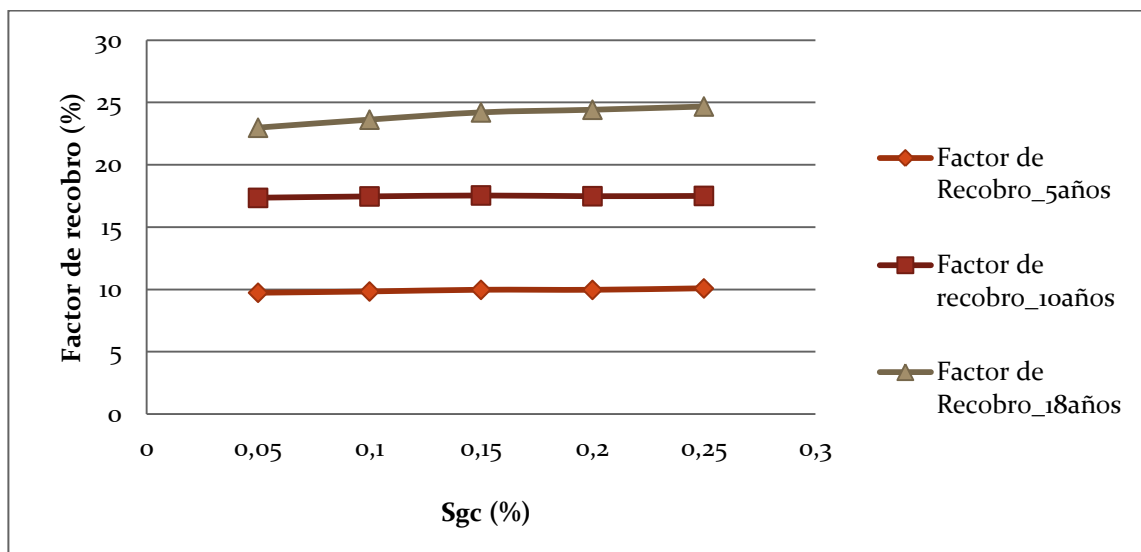


Fig. 5.26 Sensibilidad a la saturación de gas crítica en el sistema gas-petróleo (Sgc)

Saturación de Petróleo Residual para el sistema gas-líquido (Sorg)

Para los primeros años de simulación no existe gran variación en las curvas, como se muestra en la Figura 5.27A. Sin embargo al transcurrir el tiempo las curvas se alejan y se va haciendo más visible la diferencia entre ellas, como se muestra en la Figura 5.27B, dejando claro que a medida que se va incrementando el valor de este *endpoint* el Factor de Recobro va disminuyendo.

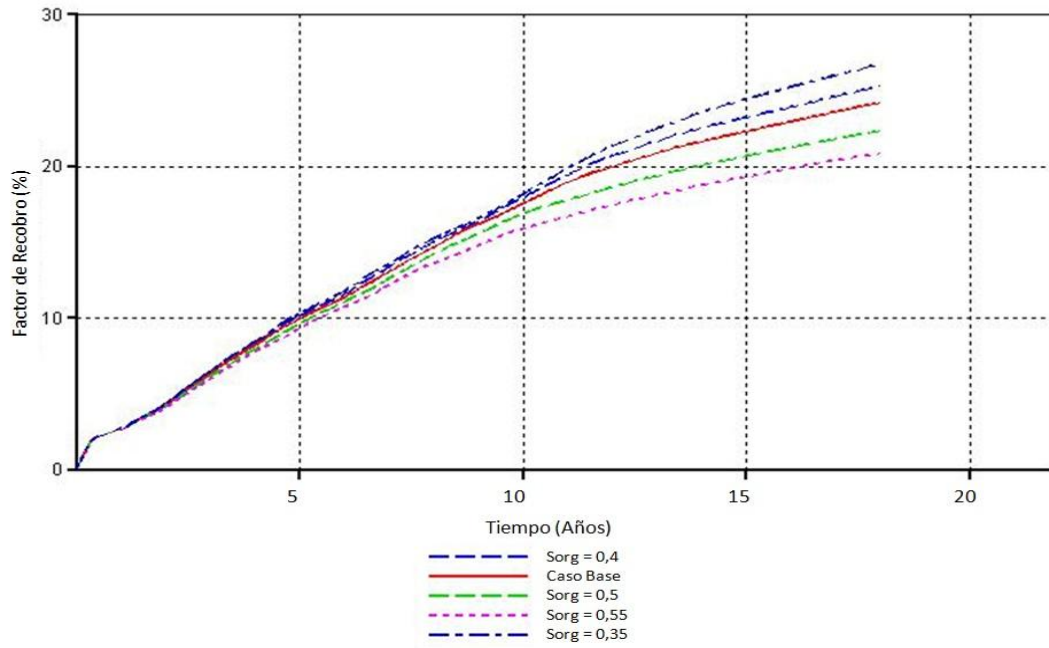


Fig. 5.27A Factor de recobro en el tiempo en función de la saturación de petróleo residual para el sistema gas-petróleo (Sorg)

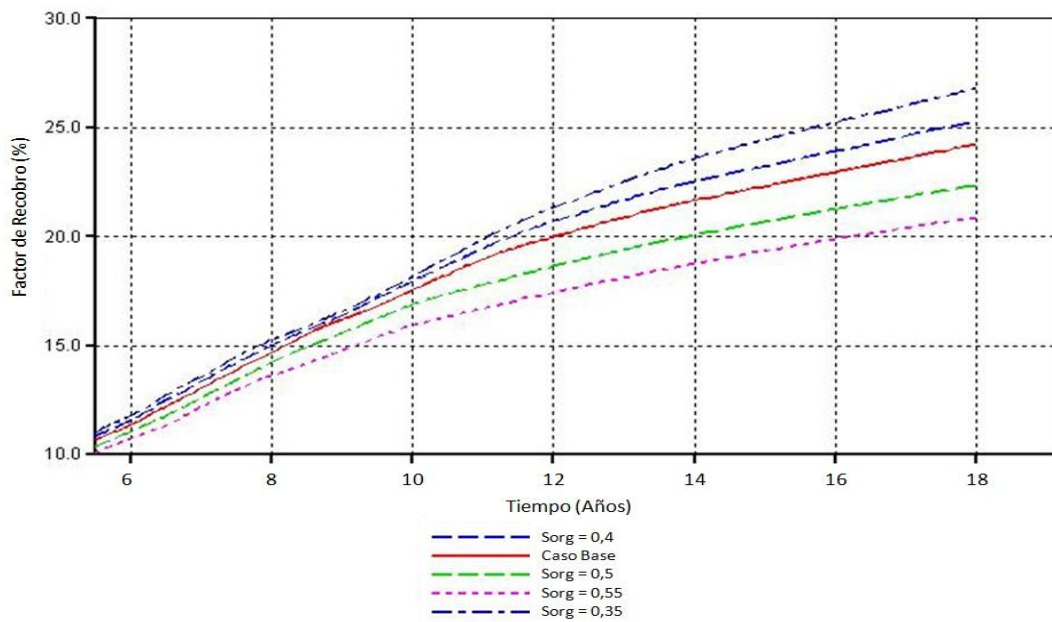


Fig. 5.27B. Escala ampliada del factor de recobro

Al tomar un valor mínimo y uno máximo (0,35 y 0,55) podremos obtener los porcentajes de variación por año de sensibilización, los cuales serían 9,03%, 12,49% y 22,07%, respectivamente para 5, 10 y 18 años, lo que indica que a mayor tiempo transcurrido mayor será la diferencia entre curvas, esto es observado en la Figura 5.28. En el caso cuando la etapa de explotación es más avanzada, 18 años, el factor de recobro pasa de 20% a 26% dependiendo del Sorg.

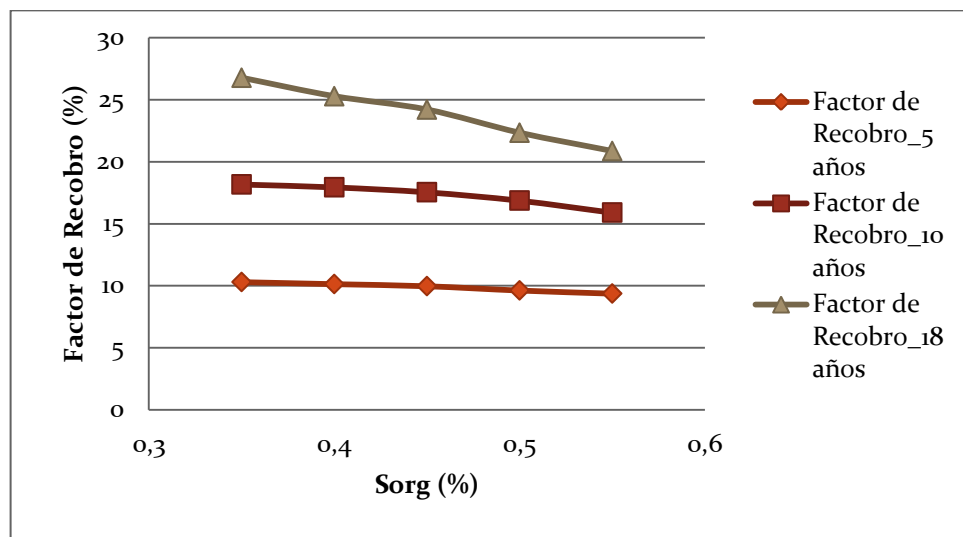


Fig. 5.28 Sensibilidad a la saturación de petróleo residual en el sistema gas-petróleo (Sorg)

En la Figura 5.29A, se muestra el corte de agua cuando la saturación de petróleo residual al gas es crítica, se puede observar que la mayor variación del comportamiento de esta ocurre durante el periodo del año 6 hasta el 16, como se muestra de forma más clara en la Figura 5.29B. Evidenciando así la afectación del Factor de Recobro debido a la producción de agua.

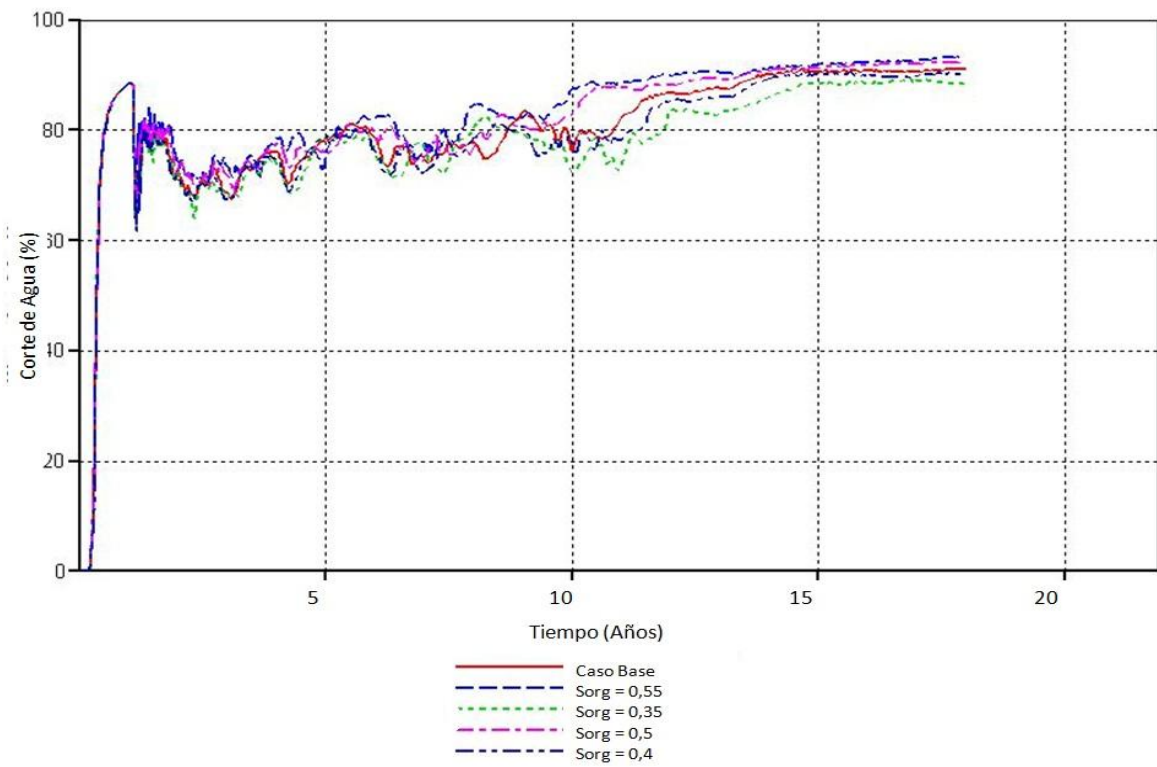


Fig. 5.29A. Corte de agua al variar Sorg

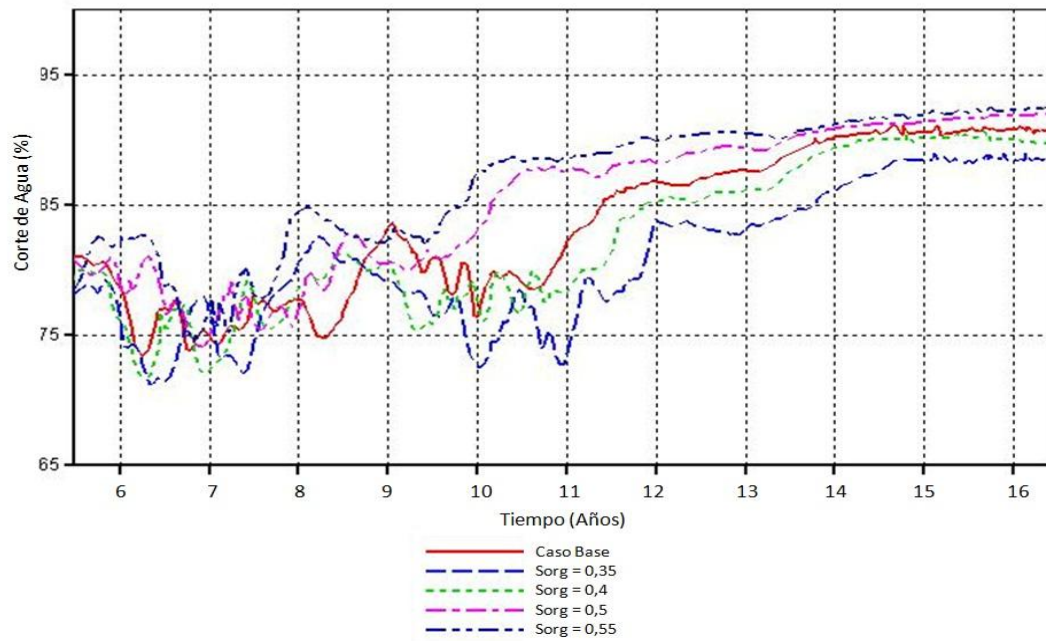


Fig. 5.29B. Escala ampliada del corte de agua

Permeabilidad Relativa al gas a la Saturación Crítica de agua para el sistema gas-líquido ($K_{rg_{Swc}}$)

En la Figura 5.30, se observa que al variar la permeabilidad relativa al gas cuando la saturación de agua es crítica, el factor de recobro se ve afectado de una manera casi despreciable por este parámetro.

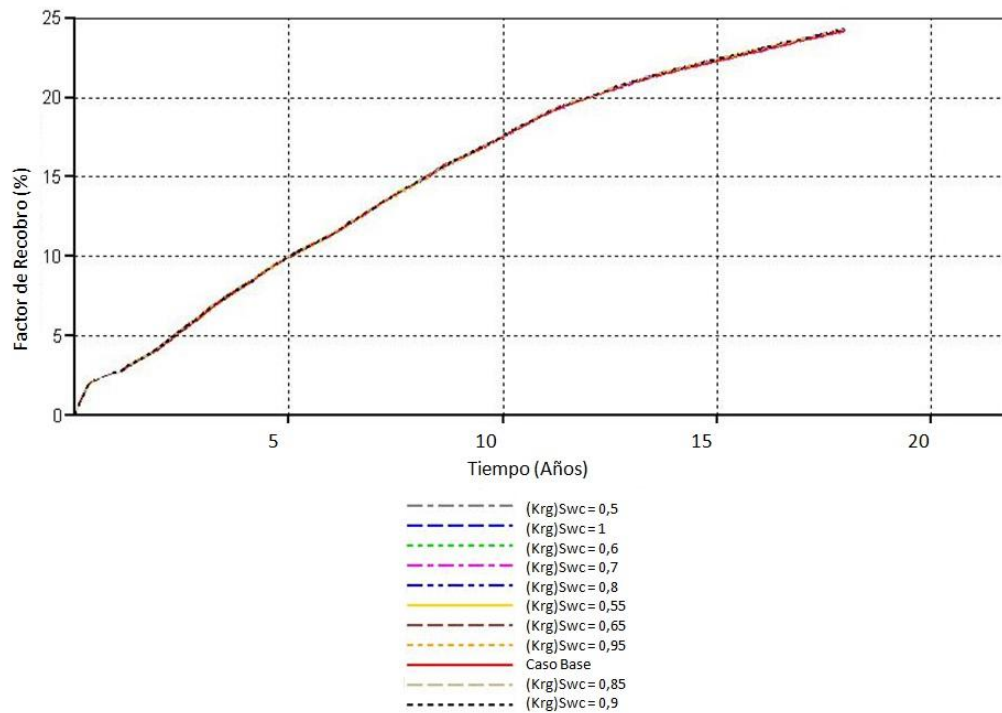


Fig. 5.30 Factor de recobro en el tiempo en función de la permeabilidad relativa cuando la saturación de agua es crítica para el sistema gas-petróleo ($K_{rg_{Swc}}$)

CONCLUSIONES

En base al análisis de los diversos trabajos encontrados asociados al uso de simulación de yacimientos para crudos extra-pesados, se puede observar un intervalo de valores muy amplio para cada uno de los parámetros que caracterizan las curvas de permeabilidad relativa (*endpoints*). Esta amplitud representa una incertidumbre muy amplia como para definir una estrategia de explotación confiable. Por otro lado, en base a los histogramas realizados, se pueden observar distribuciones de frecuencia uniformes, con distribuciones normales y otras irregulares.

En base a los resultados de las simulaciones realizadas en este trabajo para determinación del efecto de estos parámetros, se presentan las siguientes conclusiones:

1. Varios parámetros característicos de las curvas de permeabilidad relativa tienen gran impacto sobre el factor de recobro al momento de simular un yacimiento característico de la Faja Petrolífera del Orinoco y que está además asociado a un acuífero activo.
2. En el sistema agua-petróleo el parámetro de mayor impacto sobre el factor de recobro es la S_{wc} la cual afectó el FR en un promedio de 17%, seguidamente el parámetro $(K_{ro})_{swc}$ con un promedio de afectación sobre el FR de 7% y por último están la S_{orw} y $(K_{rw})_{sorw}$ ambas con un impacto en el FR de alrededor de 4%.
3. En el sistema gas-petróleo el parámetro que mayor impacto tiene sobre el FR es la S_{org} con un valor promedio de 15%, seguidamente la S_{gc} con un 4% de afectación sobre el FR

4. Para el sistema agua-petróleo el parámetro que tiene mayor influencia sobre el factor de recobro es la Sw_c . Vale la pena acotar que la influencia de éste es resaltante principalmente en las primeras etapas de agotamiento. El Corte de agua puede llegar a valores prohibitivos dependiendo de la saturación crítica Sw_c . De manera similar, en el sistema gas-líquido el parámetro que tiene un mayor impacto es la S_{org} , de la que podemos destacar que dicho impacto se incrementa con el tiempo. Es de esperarse que este parámetro sea de mayor relevancia aún en casos de agotamiento natural.
5. Los parámetros de mayor influencia corresponden a la saturación de la respectiva fase mojante de cada sistema. Lo anterior ocurre a causa de que la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños favoreciendo así el flujo de la fase no mojante.
6. El parámetro corte de agua está directamente relacionado con el Factor de Recobro, ya que a mayor producción de agua menor será el volumen de petróleo extraíble.

RECOMENDACIONES

Para trabajos de investigación relacionados con la definición de estrategias de explotación mediante el uso de simulación de yacimientos, se recomienda realizar pruebas experimentales efectivas de las permeabilidades relativas de los distintos fluidos con núcleos representativos de las zonas de interés.

Por otro lado, se requiere de un ente formal, técnico y ético que supervise y monitoree la aplicación de las tablas de permeabilidades relativas para que los resultados de las simulaciones puedan predecir con mayor certidumbre la realidad de explotación de los yacimientos y no, simplemente cumplan con objetivos de factores de recobro que pueden obtenerse solo de manera virtual en los simuladores.

Adicionalmente, evaluar el efecto de las curvas de permeabilidad relativa en un yacimiento sin acuífero asociado y, a parte, evaluarlas también con recuperación primaria, para obtener de esta manera un análisis más detallado del efecto de éstas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ahmed, T. "Reservoir Engineering Handbook". Segunda Edición, 1946.
- [2] Caron, G. "Canadian Oil – Opportunities in the U.S Market" Recuperado de <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/spchsndprsnttn/2005/cndnl/cndnl-eng.html> el 15 de Agosto de 2011.
- [3] Gilmar, G. "Evaluación del proceso SAGD, mediante simulación numérica de yacimientos en el bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2008.
- [4] Honarpour, M., Koeeritz, L. y Harvey, H. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs".
- [5] Lambe, T. y Whitman, R. "Mecánica de suelos". México. 1997.
- [6] Rodríguez, D. "Proyecto SW-SAGD" Recuperado de <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/12/proyecto-sw-sagd.html> el 29 de Agosto de 2011.
- [7] "Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento". Recuperado de <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/clasificacion-de-la-permeabilidad.php> el 30 de Agosto de 2011.
- [8] "Permeabilidad Relativa". Recuperado de <http://www.agatlabs.com/spanish/content/relativepermeability.htm> el 30 de Agosto de 2011.

- [9] Pereira, P. y Sanabria, A. “Evaluación de métodos de recuperación térmica para aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo extrapesado con acuífero asociado”. Tesis Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2008.
- [10] Peery, J. y Herron, E. Jr. “Three-Phase Reservoir Simulation”. Artículo técnico de la SPE 2015. Presentado a la SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, en Dallas, Tex., Abril 22-23, 1968.
- [11] Sufi, A. y Ramey, H. “Temperature Effects on Relative Permeabilities of Oil-Water Systems”. Artículo técnico de la SPE 11071. Presentado en la 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Nueva Orleans, L.A. Septiembre 26-29, 1982
- [12] Honarpour, M. y Mahmood, S. “Relative permeability measurements: An overview”. Artículo técnico de la SPE 18565. SPE Technology Today Series, 1986.
- [13] Polikar, M. y Puttagunta, V. “Relative permeability curves for bitumen and water in oil sand Systems”. Artículo técnico de la PETSOC 89-01-09 P. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 28, No. 1. Enero-Febrero, 1989.
- [14] Grattoni, C. y Bidner, M. “History Matching of Unsteady-State Corefloods for determining Capillary Pressure and Relative Permeability”. Artículo técnico SPE 21135-MS. Presentado a la SPE Latin American Petroleum Engineering Conference en Rio de Janeiro, 1990.

- [15] Yang, P. y Watson, A. "A Bayesian Methodology for Estimating Relative Permeability Curves". Artículo técnico SPE 18531. Presentado en Texas. Mayo, 1991.
- [16] Guzman, R. "Three-Phase Flow in Field-Scale Simulation of Gas and WAG Injections". Artículo técnico de la SPE 28897. Presentado a la European Petroleum Conference en London, U.K., Octubre 25-27, 1994.
- [17] Sasaki, K. y Akibayashi, S. "Numerical and Experimental Modelling of the Steam-assisted Gravity Drainage (SAGD) Process". Artículo técnico de la PETSOC 99-21 P. Presentado al CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line, en Calgary, Alberta, Canadá, Junio 14 – 18, 1999.
- [18] Reynolds, A. y Li, R. "Simultaneous Estimation of Absolute and Relative Permeability by Automatic History Matching of Three-Phase Flow Production Data". Artículo técnico de la PETSOC 04-03-03 P. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 43, No. 3. Marzo, 2004.
- [19] Fernández, J. "Simulación integrada subsuelo-superficie del proceso SAGD en un modelo estocástico de yacimiento". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2007.
- [20] García, E. "Optimización del proceso SAGD en un modelo conceptual de yacimientos utilizando técnicas de diseño experimental". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2007.
- [21] Ramos, G. "Estudio del comportamiento de producción del yacimiento OFIMS MA-97, en el bloque Carabobo 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco, aplicando simulación numérica". Trabajo

Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2008.

[22] Eydinov, D. "Simultaneous estimation of relative permeability and porosity/permeability fields by history matching production data". Artículo técnico SPE 132159, 2009.

[23] Jara, J. y Velasco, G. "Rediseño de la configuración de pozos del método térmico SAGD para la explotación de un yacimiento de crudo extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2009.

[24] Ramos, J. "Manual de procedimientos para el desarrollo de modelos de simulación térmica en yacimientos de crudo pesado". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central del Venezuela, Caracas, Venezuela, 2011.

[25] Ashrafi, M. y Souraki, Y. "Simulation study of 2-D SAGD Experiment and Sensitivity Analysis of Laboratory Parameters". Artículo técnico de la SPE 144582 MS. Presentado a la SPE Westem North American Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, USA, 7-11 Mayo, 2011.

[26] Chen, Q. y Gerritsen, M. "Effects of reservoir heterogeneities on the Steam Assisted Gravity Drainage Process". Artículo técnico SPE 109873.

ANEXOS

Como puede apreciarse en la Figura A, prácticamente no existe diferencia entre el factor de recobro que resulta al variar la permeabilidad relativa cuando la saturación de agua es crítica. No hay relación, como en parámetros anteriores, con respecto a si para valores bajos o altos de éste parámetro aumentará o disminuirá el factor de recobro.

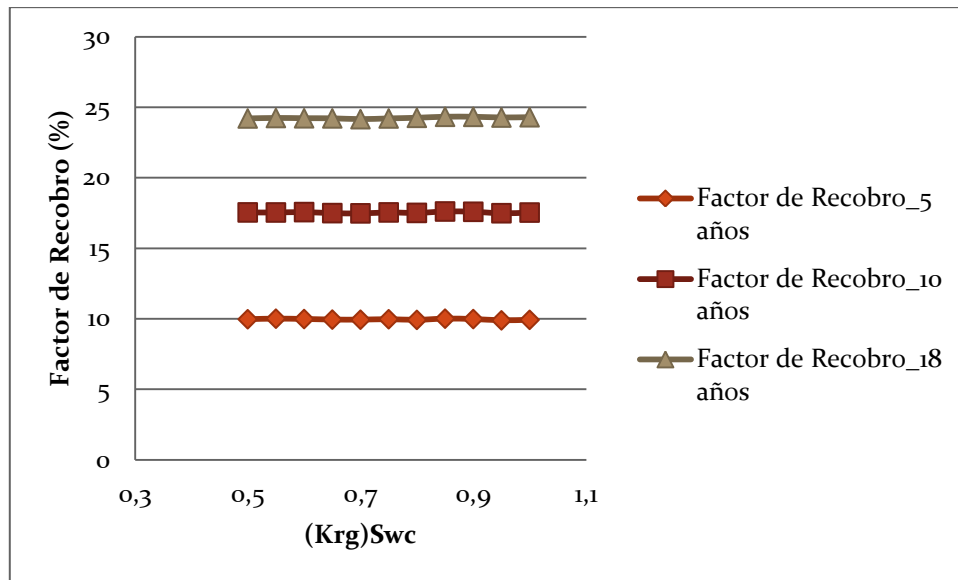


Fig. A Sensibilidad a la permeabilidad relativa al gas a la saturación de agua crítica en el sistema gas-petróleo Krg_{Swc}

En la Figura B, se observa que no hay diferencias en el corte de agua al variar $K_{rg}S_{wc}$ para ninguno de los valores que tomó.

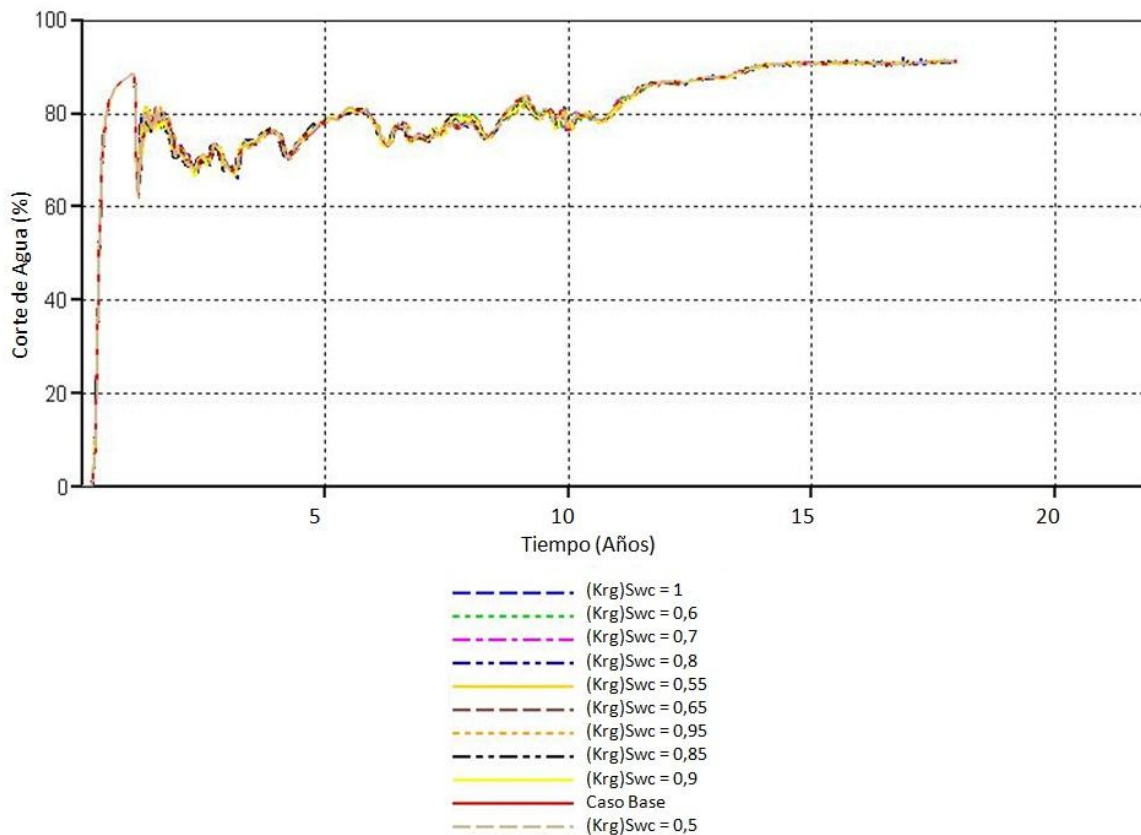


Fig. B Corte de agua al variar $K_{rg}S_{wc}$