

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DEL ANILLO DE
CONDENSADO EN LAS ADYACENCIAS DE UN POZO PRODUCTOR DE
GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Kawssan S., Hanadi
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DEL ANILLO DE
CONDENSADO EN LAS ADYACENCIAS DE UN POZO PRODUCTOR DE
GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

Tutor Académico: Ing. Diego Manfre
Tutor Industrial: Dr. Diego Sánchez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Kawssan S., Hanadi
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

Caracas, Noviembre 2015.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Kawssan S., Hanadi, titulado:

**“ESTUDIO DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DEL ANILLO DE
CONDENSADO EN LAS ADYACENCIAS DE UN POZO PRODUCTOR DE
GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”**

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 el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.

Prof. Sandro Gasbarri.

Jurado



Prof. Alberto Vegas.

Jurado



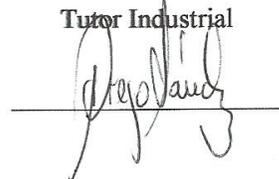
Prof. Diego Manfre.

Tutor Académico



Dr. Diego Sánchez

Tutor Industrial



DEDICATORIA

Es mi deseo como sencillo gesto de agradecimiento, dedicarle mi humilde obra de Trabajo Especial de Grado, en primera instancia a mi abuelo, quien en vida con su amor incondicional y sus infinitos consejos dirigió mi rumbo permitiéndome llegar hoy hasta aquí, y aunque ya no me acompaña físicamente ha sido el motor que me ha impulsado a lo largo de estos años. A él, que me acompaña en cada paso que doy, y que más que nadie debe estar celebrando este logro.

A mi abuela, que es un ejemplo de bondad y entrega. Tanta humildad, tanta ternura, tanto amor en una sola persona es difícil de encontrar. A ella, que con una sonrisa es capaz de hacer olvidar cualquier preocupación.

A mis padres, dos ángeles que Dios me regalo. Quienes no se cansan de entregar amor y comprensión, siendo mi inspiración constante. A quienes siempre han estado a mi lado con la palabra exacta y el consejo sabio, y que siempre han contribuido incondicionalmente en la consecución de mis metas y objetivos propuestos, ayudándome a superar cualquier obstáculo que se presente en mi camino. Sin duda alguna, un ejemplo a seguir.

A mis hermanos, tíos, y primos quienes fomentaron en mí el deseo de superación, escuchándome y acompañándome en todo momento, sobre todo en esos, que se tornan difíciles.

A mis amigos que me acompañaron a lo largo de este viaje, compartiendo emociones, éxitos y fracasos.

AGRADECIMIENTOS

Mi gratitud, principalmente está dirigida a Dios, que sin Él nada de esto fuese posible. Permitiéndome día a día seguir adelante e ir cumpliendo cada uno de mis sueños y metas. Que me ha dado fuerzas, ganas, salud y por sobre todas las cosas, me ha bendecido, poniendo en mi camino personas maravillosas.

A mis padres, por quienes soy lo que soy. Quienes dentro de todas sus preocupaciones me dieron la posibilidad de brillar. Por acompañarme en cada paso y en cada etapa de mi vida, por regalarme ese inmenso amor, esa paciencia con la que escuchan, la bondad con la que responden, la seriedad con la que toman una decisión, y por enseñarme tanto. Este logro, se los debo a ustedes.

A mis tíos, hermanos, primos y abuela, que el tenerlos cerca es lo que me da las fuerzas para seguir adelante. Cada uno de ustedes representa la alegría que ilumina mis días, con su apoyo incondicional, su enorme comprensión y con esa cualidad única que los caracteriza de convertir los llantos en risas.

A mis amigos, con quienes he compartido gratos momentos en gran parte de este camino, y con quienes he aprendiendo muchísimo. Por su apoyo en cada paso y por las palabras de aliento, que nunca faltan.

A la Universidad Central de Venezuela, que se convirtió en mi segunda casa. En donde logré adquirir muchos conocimientos y crecer como persona.

A todos los profesores que participaron en mi formación profesional, guiándome en varios momentos de la carrera y brindándome valiosos conocimientos.

A mi Tutor Académico, por aceptar ser partícipe de este proyecto, y orientarme en la realización del mismo, por estar siempre atento a cualquier detalle, brindándome su tiempo, apoyo y conocimientos.

A PDVSA-INTEVEP, por abrirme las puertas y permitirme desarrollar este trabajo, junto con mi Tutor Industrial, quien me ha orientado en la realización de este proyecto que enmarca el último escalón de esta meta, brindándome su apoyo en todo momento.

A todas las personas que de una u otra manera han formado parte de mi vida, pues: *“Yo soy una parte de todo aquello que he encontrado en mi camino”* – (A. Tennyson)

A todos,
Gracias.

Kawssan S., Hanadi

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DEL ANILLO DE
CONDENSADO EN LAS ADYACENCIAS DE UN POZO PRODUCTOR DE
GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Dr. Diego Sánchez.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2015, 84 p.**

Palabras Clave: Gas Condensado, Anillo de Condensado, Simulación Numérica.

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objeto estudiar el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica. Para los fines de este trabajo, se desarrolló una metodología descriptiva basada en la investigación experimental. Partiendo de la validación de un caso base y mediante recopilación bibliográfica se realizó una comparación entre dos simuladores comerciales concluyendo que ambos poseen las herramientas necesarias para realizar estudios de simulación de yacimientos de gas condensado. Una comparación entre tres geometrías de mallado muestra que un modelo con geometría radial se adapta a las condiciones de este tipo de estudios. Adecuando las condiciones del modelo a una zona de gas en Venezuela, se concluye que el fluido en estudio corresponde a un gas condensado pobre que logra una acumulación máxima de condensado de 1% en saturación. Se visualizaron dos regiones de distribución de fluidos alrededor del pozo en donde la permeabilidad relativa al gas se mantuvo constante y la del condensado presentó un ligero incremento. La producción de condensado y gas se vieron afectadas al poco tiempo de iniciar la producción por el bloqueo que genera la formación de un anillo de condensado. Sensibilidades realizadas permitieron concluir que cuando no existe ninguna restricción de producción, una disminución en el diferencial de presión provoca que los condensados se mantengan estáticos, ampliando la zona de acumulación de condensado. También se demostró que algún cambio en los límites de movilidad del fluido afectan directamente la distribución de saturación de condensado, y que los parámetros petrofísicos, como porosidad y permeabilidad radial, afectan a la acumulación en grados diferentes. En el caso de la porosidad, las curvas de saturación no muestran grandes cambios, y para altos valores de permeabilidad se observa menor acumulación de condensado y mayor tasa de gas.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE FIGURAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. Objetivos	5
1.1.1. Objetivo General.	5
1.1.2. Objetivos Específicos.	5
1.2. Justificación.....	6
1.3. Alcance.....	7
1.4. Limitaciones	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	8
2.1. Yacimientos de Gas Condensado	8
2.2. Presión de Rocío Retrógrada.....	9
2.3. Condensación Retrógrada	9
2.4. Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado	12
2.4.1. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada.....	12
2.4.2. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada.....	12
2.5. Condensación y Vaporización.....	13
2.6. Acumulación de líquidos en el pozo y formación	13
2.6.1 Acumulación de líquidos en todo el yacimiento.....	14
2.6.2 Acumulación de líquidos en las adyacencias del pozo.....	14
2.7. Anillo de Condensado.....	15
2.8. Permeabilidad Relativa en Yacimientos de Gas Condensado	19
2.9. Simulación Numérica de Yacimientos.....	19
2.9.1. Simulación Composicional.....	20
2.9.2. Métodos de Solución.....	26
2.9.3. Dispersión Numérica.....	27

2.9.4. Geometrías de Mallado	28
2.9.5. Análisis de Sensibilidad	29
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	31
3.1. Nivel de Investigación	31
3.2. Diseño de Investigación	31
3.3. Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos	32
3.3.1. Recopilación de Información Teórica	32
3.3.2. Inicio de Simulación de un Caso Base	32
3.3.3. Comparación de Simuladores Comerciales	36
3.3.4. Comparación de Geometrías de Mallado	37
3.3.5. Ajuste del caso base a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela.	39
3.3.6. Estudio del Efecto de la Formación de un Anillo de Condensado	46
3.3.7. Análisis de Sensibilidad	46
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	49
4.1. Simulación de un Caso Base	49
4.2. Comparación de Simuladores Comerciales.....	53
4.3. Comparación de Geometrías de Mallado	55
4.4. Implementación del Caso Base a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela.	61
4.4.1. Ajuste de la Ecuación de Estado	61
4.5. Estudio del Efecto de la Formación de un Anillo de Condensado	64
4.6. Análisis de Sensibilidad	71
4.6.1. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado.....	71
4.6.2. Efecto de la Permeabilidad Relativa sobre la Acumulación de Condensado	73
4.6.3. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado	76
4.6.4. Efecto de la Permeabilidad Radial sobre la Acumulación de Condensado	78
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Datos del Yacimiento y Mallado para el Caso Base.	33
Tabla 3.2. Propiedades para cada capa del Caso Base.....	33
Tabla 3.3. Data de Saturación para el Caso Base.	34
Tabla 3.4. Condiciones del gas reservado a ventas para el Caso Base.	34
Tabla 3.5. Data de Inyección y Producción para el Caso Base.	35
Tabla 3.6. Condiciones del Separador para el Caso Base.	35
Tabla 3.7. Datos del Fluido para el Caso Base.....	35
Tabla 3.8. Dimensiones de cada Geometría de Mallado.....	37
Tabla 3.9. Condiciones para la validación de las curvas de Permeabilidad Relativa	40
Tabla 3.10. Datos del Yacimiento.	41
Tabla 3.11. Propiedades Petrofísicas.	41
Tabla 3.12. Datos de la muestra evaluada.	41
Tabla 3.13. Función de Saturación del Petróleo.....	42
Tabla 3.14. Función de Saturación del Gas.....	42
Tabla 3.15. Función de Saturación del Agua.	43
Tabla 3.16. Método de Agrupación adoptado Parte I.	45
Tabla 3.17. Método de Agrupación adoptado Parte II.....	45
Tabla 3.18. Función de Saturación del Agua para el Caso A.....	47
Tabla 3.19. Función de Saturación del Gas para el Caso A.	47
Tabla 3.20. Función de Saturación del Petróleo para el Caso A.	48
Tabla 4.1. Comparación de los Simuladores Comerciales Parte I.....	53
Tabla 4.2. Comparación de los Simuladores Comerciales Parte II.	54
Tabla 4.3. Errores asociados al ajuste por regresión.....	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama de Fases Generalizado de un Gas Condensado.....	10
Figura 2.2. Diagrama de Fases para un Gas Condensado Rico	11
Figura 2.3. Diagrama de Fases para un Gas Condensado Pobre	11
Figura 2.4. Condensación del líquido para Gas Condensado Rico y Pobre	12
Figura 2.5. Formación del Anillo de Condensado	16
Figura 2.6. Regiones que se forman alrededor de un pozo cuando $P_{wf} < P_{roc}$	18
Figura 2.7. Prueba de Expansión a Composición Constante (CCE).....	22
Figura 2.8. Prueba de Agotamiento de Volumen Constante (CVD)	23
Figura 3.1. Características de la malla y ubicación de los pozos del Caso Base.....	33
Figura 3.2. Geometría de los Modelos Generados.....	38
Figura 3.3. Registros Eléctricos de la Zona de Interés.....	40
Figura 3.4. Procedimiento de Agrupación recomendado por Whitson y Brulé.	44
Figura 4.1. Producción de Condensado para la Condición 1.	49
Figura 4.2. Producción de Condensado para la Condición 2.	50
Figura 4.3. Producción Acumulada de Condensado para la Condición 1.....	50
Figura 4.4. Producción Acumulada de Condensado para la Condición 2.....	51
Figura 4.5. Saturación de Condensado en el Bloque (7,7,4) para la Condición 1....	52
Figura 4.6. Saturación de Condensado en el Bloque (7,7,4) para la Condición 2....	52
Figura 4.7. Caída de Presión en las diferentes Geometrías.	55
Figura 4.8. Saturación de Condensado para las diferentes Geometrías.	56
Figura 4.9. Producción de Gas para las diferentes Geometrías.	56
Figura 4.10. Producción de Condensado para las diferentes Geometrías.	57
Figura 4.11. Caída de Presión en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.....	58
Figura 4.12. Caída de Presión en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.....	58
Figura 4.13. Saturación de Condensado en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.....	59
Figura 4.14. Saturación de Condensado en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.....	59
Figura 4.15. Producción de Gas en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.....	60

Figura 4.16. Producción de Gas en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.....	60
Figura 4.17. Producción de Condensado en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.....	60
Figura 4.18. Producción de Condensado en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.....	61
Figura 4.19. Parámetros de Regresión seleccionados.....	62
Figura 4.20. Gráfica del Factor de Compresibilidad del Gas después del ajuste.....	62
Figura 4.21. Gráfica Saturación del Líquido después del ajuste.....	62
Figura 4.22. Gráfica de los Moles de Gas Retirados después del ajuste.....	63
Figura 4.23. Gráfica del Volumen Relativo después del Ajuste.....	63
Figura 4.24. Saturación del Condensado en función del tiempo.....	64
Figura 4.25. Saturación del Condensado en función de la distancia del pozo.....	65
Figura 4.26. Regiones formadas alrededor del Pozo.....	65
Figura 4.27. Caída de presión en función del Tiempo.....	67
Figura 4.28. Permeabilidad relativa al Gas en función del Tiempo.....	68
Figura 4.29. Permeabilidad Relativa al Condensado en función del Tiempo.....	68
Figura 4.30. Producción de Gas en función del Tiempo.....	69
Figura 4.31. Producción de Condensado en función del Tiempo.....	69
Figura 4.32. Tasa de Gas y Condensado con la Relación Gas Condensado a principios de la producción.....	70
Figura 4.33. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado.....	72
Figura 4.34. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado.....	72
Figura 4.35. Producción de Gas a diferentes Presiones de Fondo Fluyente.....	73
Figura 4.36. Efecto de la Permeabilidad Relativa del Caso A sobre la Acumulación de Condensado.....	74
Figura 4.37. Efecto de la Permeabilidad Relativa del Caso B sobre la Acumulación de Condensado.....	74
Figura 4.38. Producción de Gas a diferentes Permeabilidades Relativas.....	75
Figura 4.39. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado.....	76
Figura 4.40. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado.....	77
Figura 4.41. Producción de Gas a diferentes Porosidades.....	77
Figura 4.42. Efecto de la Permeabilidad Radial sobre la Acumulación de Condensado.....	78
Figura 4.43. Producción de Gas a diferentes Permeabilidades Radiales.....	79

INTRODUCCIÓN

Venezuela cuenta actualmente con la reserva de hidrocarburos más grande del mundo, y también con la primera reserva de gas de Suramérica y El Caribe. La última incorporación de reservas probadas de gas se produjo en el año 2014, ascendiendo los 197 Billones de Pies Cúbicos (BPC).

La mayor parte de la producción de gas en Venezuela proviene del Oriente del país donde se presentan típicamente yacimientos de gas condensado.

Este tipo de yacimientos presentan heterogeneidades en sus propiedades y como los desplazamientos de fluidos están condicionados por la geometría y espesor de los estratos, así como por los valores de los parámetros petrofísicos, no se puede generalizar la medición de alguna propiedad tomada en cualquier ubicación del yacimiento, por lo que es necesario conocer el grado de uniformidad de las propiedades, o sectorizar el estudio para así aumentar el grado de certidumbre en los modelos. Adicionalmente, el comportamiento de los fluidos hace muy complejo el estudio de este tipo de yacimientos debido a los cambios composicionales que presenta dicho fluido cuando la presión de fondo alcanza el punto de rocío formando condensado retrógrado.

El proceso de explotación de los yacimientos de gas condensado que presentan condensación retrógrada, puede ir acumulando volúmenes de condensado en todo el yacimiento cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío durante el agotamiento. Sin embargo, si la presión de fondo fluyente de un pozo productor cae por debajo de la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento se mantiene igual o mayor a la presión de rocío se puede ir depositando un alto volumen de fluidos líquidos en las adyacencias del pozo, los cuales bloquean la

producción del gas provocando una disminución en la productividad del pozo. Este fenómeno se denomina: formación de anillo de condensado.

Debido a la complejidad en la caracterización de este tipo de yacimientos y sus efectos, es necesaria la aplicación de alguna herramienta de simulación numérica que permita modelar el comportamiento del fluido en las cercanías del pozo.

Los modelos composicionales, permiten describir heterogeneidades complejas del yacimiento, caracterizar el comportamiento de los fluidos a través de una ecuación de estado y estudiar las interacciones complejas entre fluidos durante el agotamiento de yacimiento, así como durante la aplicación de mecanismos de recuperación mejorada, mediante simulación numérica. Siendo estas simulaciones, capaces de modelar el desempeño de un pozo y evaluar los criterios para maximizar el aprovechamiento del gas.

En el presente Trabajo Especial de Grado se estudiará el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica, y se evaluará la posibilidad de implementar el modelo a una zona productora de gas en Venezuela proveniente de yacimientos de gas condensado a fin de pronosticar nuevas alternativas para maximizar el aprovechamiento del gas en subsuelo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En yacimientos de gas condensado que presentan heterogeneidades a distintas escalas, la caída de presión en el fondo del pozo por debajo de la presión de rocío puede representar una pérdida en la productividad de los pozos de gas, debido a la formación del anillo de condensado.

La formación de un anillo de condensado es el resultado de la acumulación de líquidos en las adyacencias de un pozo productor cuando se separa el líquido de la fase gaseosa. Esto ocurre cuando la presión de fondo fluyente de un pozo productor cae por debajo de la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento se mantiene igual o mayor a la presión de rocío. El condensado es atrapado inicialmente por debajo de la saturación crítica y no fluye, reduciendo la movilidad del gas, provocando que el gas producido contenga menos fracciones de alto valor comercial, así como, la disminución en la productividad de los pozos. Una vez formado el anillo de condensado, es necesario evaluar alguna alternativa que permita reducir el impacto negativo en la producción de gas, y maximizar el aprovechamiento de las fracciones de mayor valor comercial.

La simulación numérica permite modelar situaciones en el yacimiento antes y después de la perforación, mediante el uso de ecuaciones. A su vez, permite predecir el comportamiento futuro de los fluidos en el medio poroso a diferentes escalas permitiendo obtener diferentes modelos, con un alto grado de precisión. Según lo precise el caso de estudio, dichos modelos pueden ser: completo de campo, del yacimiento, sectorizado o único de pozo.

Es apropiado describir el modelo de simulación en las adyacencias del pozo ya que se puede encontrar que para este tipo de yacimientos las propiedades varían en función de la localización espacial.

La complejidad de los yacimientos de gas condensado requiere el uso de un simulador tipo composicional, ya que este simulador permite describir heterogeneidades complejas del yacimiento e involucra en su configuración el uso de una ecuación de estado, tomando en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la presión. Los simuladores comerciales más conocidos que proveen una descripción de este tipo son: ECLIPSE 300, desarrollado por la empresa Schlumberger, y GEM, desarrollado por la empresa Computer Modelling Group (CMG).

Un buen modelo de simulación del pozo permitirá predecir el comportamiento de la productividad del pozo, tomar decisiones más acertadas, para así, maximizar el aprovechamiento del gas, mejorando la eficiencia y rentabilidad en los yacimientos de gas condensado. Por lo que, es imprescindible la selección del software que caracterice de manera más completa el efecto de la condensación retrógrada.

A fin de maximizar el aprovechamiento del gas en subsuelo en Venezuela, se desea pronosticar mediante un modelo de simulación numérica el efecto del anillo de condensado en un pozo productor, por lo que se plantea la siguiente interrogante: ¿Un modelo de simulación numérica permitirá describir el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas?

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

- Estudiar el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Estudiar el efecto del anillo de condensado en el aprovechamiento de gas a través de las fuentes bibliográficas disponibles.
- Recopilar información acerca del uso y manejo de simuladores.
- Iniciar simulación de un caso base que permita modelar el efecto del anillo de condensado en un pozo productor con los simuladores ECLIPSE 300, desarrollado por la empresa Schlumberger, y GEM, desarrollado por la empresa Computer Modelling Group (CMG).
- Validar la simulación realizada para el caso base de estudio.
- Comparar los simuladores utilizados en la aplicabilidad del caso de estudio.
- Comparar diferentes geometrías de mallado y analizar su influencia en el estudio de simulación a nivel de pozo.
- Ajustar el modelo del caso base a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela proveniente de yacimientos de gas condensado.
- Estudiar el efecto del anillo de condensado en la productividad de un pozo de gas a través del modelo generado.
- Realizar Análisis de Sensibilidad a través de la simulación numérica.

1.2. Justificación

Venezuela posee grandes reservas probadas de gas, y actualmente se ubica en la octava posición a nivel mundial. Más del 70% de la producción de gas en Venezuela proviene de yacimientos de gas condensado ubicados al Oriente del país.

El gas condensado es el de mayor valor comercial, sin embargo, cuando la presión de fondo del pozo declina y alcanza la presión rocío se produce condensación retrógrada, a pesar de que la presión del yacimiento está todavía por encima del punto de rocío. El líquido condensado puede acumularse en el fondo del pozo, si el gas no tiene suficiente energía como para transportar el líquido a la superficie se produce el retorno del líquido en el pozo y se va formando el anillo de condensado, el cual, empieza a obstruir la producción, dejando los componentes de mayor valor en el fondo.

En Venezuela, este tipo de yacimientos presentan heterogeneidades en sus propiedades y se caracterizan por una alta complejidad estructural, por lo que es necesario sectorizar el estudio a nivel de pozo y así, predecir cualquier cambio en la composición del fluido en las adyacencias del pozo que puedan disminuir el aprovechamiento del gas.

Por tal razón se plantea este trabajo de investigación, ya que al seleccionar un simulador comercial tipo composicional que sea capaz de describir el efecto del anillo de condensado sobre la producción, y predecir el comportamiento de los fluidos en las adyacencias del pozo, con un alto grado de precisión, se podrá evaluar la posibilidad de implementar el modelo a un caso de estudio en Venezuela, y así poder modelar escenarios en los cuales se apliquen diferentes estrategias a fin de maximizar el aprovechamiento del gas en subsuelo.

1.3. Alcance

El presente trabajo permitirá estudiar el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica

1.4. Limitaciones

- No se cuenta con los conocimientos suficientes en el manejo y aplicación de simuladores tipo composicional, por lo que se dedica un tiempo adicional para la recopilación de información y entrenamiento acerca del uso y manejo de los mismos.
- No se dispone de una data sólida para realizar el ajuste al modelo generado, por lo que, para el pozo seleccionado se toman como referencia pozos cercanos para completar y actualizar algún dato faltante.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Yacimientos de Gas Condensado

Son yacimientos compuestos por un fluido que se encuentra inicialmente en fase gaseosa y a ciertas condiciones de presión empieza a formar líquidos. Este fluido se conoce como gas condensado y se caracteriza, según Rojas (2003), de la siguiente manera:

- La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (>60%), como en el caso de los yacimientos de gas seco y gas húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.
- La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas (200°-400°F) y presiones (3.000-8.000lpc) normales en yacimientos.
- En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las siguientes características:
 - Relación Gas-Condensado (RGC): Mayor que 3.200 PCN/BN.
 - Gravedad API de condensado: 40-60°

- El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el $C7+ \leq 12.5\%$
- Color del condensado: incoloro amarillo-claro

2.2. Presión de Rocío Retrógrada

Según Rojas (2003), los factores que afectan en mayor grado a la presión de rocío retrógrada son la temperatura del yacimiento y la composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la relación gas-condensado y de la gravedad API del condensado. Siendo el efecto:

- A medida que incrementa la temperatura, aumenta la presión de rocío ($T \uparrow \rightarrow P_{roc} \uparrow$).
- A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la presión de rocío ($^{\circ}API \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$).
- A medida que incremente la relación gas-condensado, disminuye la presión de rocío ($RGC \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$).

2.3. Condensación Retrógrada

Rojas (2003), describe el comportamiento retrógrado de mezclas de hidrocarburos a través de un diagrama de fases generalizado de un gas condensado que se ilustra en la Figura 2.1, exponiendo:

A la presión del punto A, la mezcla se encuentra en fase gaseosa y al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío. Dentro del área rayada la disminución de presión produce condensación en parte de la mezcla. A este fenómeno se le llama Condensación Retrógrada Isotérmica, para diferenciarlo de la condensación isotérmica normal que ocurre por aumento de presión. La zona de condensación retrógrada está delimitada por los puntos de máxima temperatura de las líneas de isocalidad. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión

produce vaporización del condensado retrógrado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. A temperaturas entre la crítica y la cricondertérmica se observan dos presiones de rocío: Retrógrada y Normal. Siguiendo la línea de agotamiento ABD, a la Presión De Rocío Retrógrada (B) la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y a la Presión De Rocío Normal (D), por un cambio de fases de líquido a gas. Para un gas condensado, la presión de rocío normal es menor que 0 lpcm (vacío).

La condensación retrógrada es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferente tamaño y depende del balance de esas fuerzas. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuye debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas. Cuando esto ocurre, la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Una mayor reducción de presión permite a las moléculas de componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío. (Rojas, 2003)

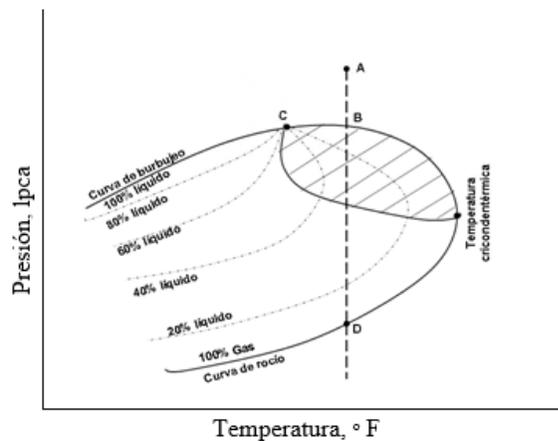


Figura 2.1. Diagrama de Fases Generalizado de un Gas Condensado. (Rojas, 2003)

Para Fan (2006), el volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y la temperatura, sino también de la composición del fluido. Un gas seco, tiene

insuficientes componentes pesados como para generar líquidos en el yacimiento aunque se produzca una gran caída de presión cerca del pozo. Un gas condensado pobre genera un volumen pequeño de fase líquida, menos de 561 m³ (100 barriles por millón de pies³), y un gas condensado rico genera un volumen de líquido más grande, generalmente superior a 842 m³ por millón de m³ (150 barriles por millón de pies³).

Las Figuras 2.2 y 2.3, presentan el diagrama de fases para un gas condensado rico y un gas condensado pobre respectivamente. En la Figura 2.4, se presenta la condensación del líquido para un gas condensado rico y para uno pobre, asumiendo que las dos fases permanecen en contacto entre sí.

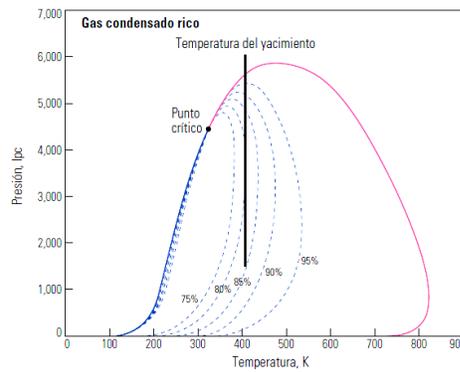


Figura 2.2. Diagrama de Fases para un Gas Condensado Rico. (Fan, 2006)

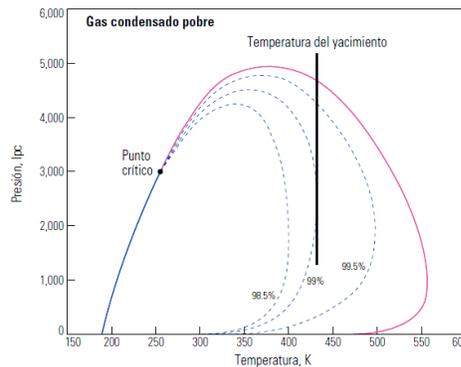


Figura 2.3. Diagrama de Fases para un Gas Condensado Pobre. (Fan, 2006)

En las Figuras 2.2 y 2.3, se observa que cuando la presión disminuye a la temperatura del yacimiento un gas rico forma un porcentaje superior de líquido que un gas pobre. Y en la Figura 2.4, se observa que el gas rico produce la condensación de más condensado que el gas pobre.

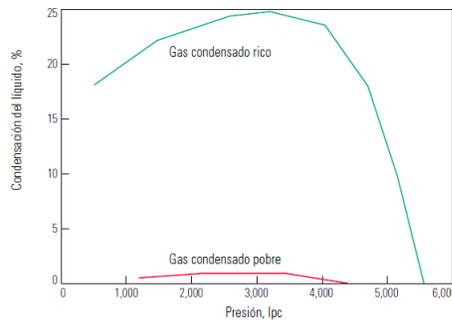


Figura 2.4. Condensación del líquido para Gas Condensado Rico y Pobre. (Fan, 2006)

2.4. Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado

De acuerdo a la presencia de condensado retrógrado se clasifican en:

2.4.1. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada

Son yacimientos cuya presión se encuentra por debajo de la presión de rocío retrógrada ($P_i \leq P_{roc}$). Cuando la presión inicial del yacimiento es igual a la presión en el punto de rocío se forma la primera gota de líquido en la fase gaseosa, cuando la misma empieza a disminuir isotérmicamente la acumulación del líquido va aumentando. En este tipo de yacimientos se denomina al proceso descrito como: Condensación Retrógrada, y al líquido formado se le conoce como: Condensado Retrógrado, que no es más que la condensación de las fracciones menos volátiles (más pesadas).

2.4.2. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada

Son yacimientos cuya presión se encuentra por encima de la presión de rocío retrógrada ($P_i \geq P_{roc}$) y no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento, es decir, durante el agotamiento de la presión, la composición del gas permanece constante.

2.5. Condensación y Vaporización

Cuando ocurre condensación retrógrada, las fracciones pesadas se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor del yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones. (Rojas, 2003).

Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuye la presión. Esta revaporización produce una disminución de la relación gas-condensado y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido. Pero el condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento. Esto se debe a que sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío). (Rojas, 2003).

En otras palabras, Fan (2006), resume el proceso como: Cuando la presión de un yacimiento de gas condensado se reduce hasta un cierto punto de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la solución; la fase gaseosa muestra una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo; luego el volumen de líquido se reduce.

2.6. Acumulación de líquidos en el pozo y formación

Al tratar los yacimientos de gas condensado, uno de los principales problemas que se encuentran es la acumulación de líquidos en el pozo y en la formación, los cuales afectan negativamente la productividad del pozo y el valor comercial del gas producido.

El líquido que se acumula en el pozo puede ser condensado o agua producida con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo, el líquido puede matarlo. (Rojas, 2003).

Por otra parte, al referirse a la acumulación de líquidos en la formación se habla de la acumulación de condensado retrógrado. Esta acumulación puede ocurrir en todo el yacimiento, o en las cercanías del pozo.

2.6.1. Acumulación de líquidos en todo el yacimiento

La acumulación de líquidos en todo el yacimiento ocurre cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío ($P_y < P_{roc}$).

Fan (2006), explica que el líquido condensado es inmóvil cuando se forma por primera vez en un yacimiento de gas, sea rico o pobre, debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos, quedando atrapado en el espacio poroso. Según Rojas (2003), para que el condensado retrógrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30-40%) lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrógrado raras veces excede un valor de 20% vol. Siendo prácticamente nula la movilidad del condensado lejos de los pozos, el condensado que se forma se pierde en la producción.

2.6.2. Acumulación de líquidos en las adyacencias del pozo

La acumulación de líquidos en las adyacencias del pozo ocurre cuando la presión de fondo del pozo cae por debajo de la presión de rocío ($P_{wf} < P_{roc}$) y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P_y \geq P_{roc}$). Según Rojas (2003), este comportamiento se da generalmente desde el comienzo de la

explotación del yacimiento si se tiene una alta caída de presión en los alrededores del pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación.

Sandoval (2014) explica que el volumen del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo de la presión de rocío, llegando a ser tan alto como entre 30% y 40% para gas condensado rico, o tan bajo como 1% para gas condensado pobre.

Cuando la presión de fondo de pozo cae por debajo del punto de rocío, se forma un sumidero en la región vecina al pozo. A medida que el gas ingresa en el sumidero, el líquido se condensa. Luego de un breve período transitorio, se acumula suficiente líquido como para que su movilidad se vuelva significativa. Los resultados de esta acumulación también son negativos; la producción de gas y condensado declina debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo y el gas producido contiene menos fracciones pesadas valiosas debido a la condensación a través de todo el yacimiento, donde el condensado tiene una movilidad insuficiente como para fluir en dirección hacia el pozo (Fan, 2006).

2.7. Anillo de Condensado

La formación de un anillo o banco de condensado es producto de la acumulación de líquidos en las adyacencias de un pozo productor. Este anillo crece conforme la presión del yacimiento declina. La Figura 2.5, presenta el proceso de formación del anillo de condensado.

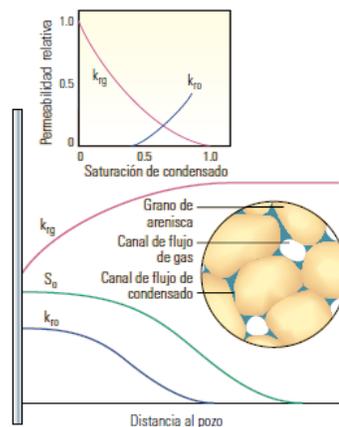


Figura 2.5. Formación del Anillo de Condensado. (Fan, 2006)

En la Figura 2.5, se puede observar que cuando la presión de fondo de pozo cae por debajo del punto de rocío, el condensado se separa de la fase gaseosa. Las fuerzas capilares favorecen el contacto del condensado con los granos. Luego de un breve período transitorio, la región alcanza una condición de flujo en estado estacionario con el gas y el condensado fluyendo. La saturación de condensado, es mayor cerca del pozo porque la presión es más baja, lo que implica más condensación de líquido. La permeabilidad relativa al petróleo, aumenta con la saturación. El gas y el líquido compiten por las trayectorias de flujo, como lo describe la relación entre sus correspondientes permeabilidades relativas. La formación de un anillo de condensado es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en las adyacencias de un pozo productor por debajo del punto de rocío. (Fan, 2006)

Rojas (2003), explica que cuando la presión de fondo fluyente es menor a la presión de rocío, pero la presión promedio del yacimiento es mayor, ocurre una mayor acumulación de condensado que se traduce como una reducción en la permeabilidad relativa al gas y una disminución en la tasa producida. Mientras que cuando la presión promedio del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, la condensación de las moléculas más pesadas empobrece el gas condensado remanente y al fluir este gas a través del anillo vaporiza condensado disminuyendo su saturación e incrementando la permeabilidad relativa al gas. En resumen:

- $P_{wf} < P_{roc} < P_y \rightarrow S_c \uparrow, K_{rg} \downarrow, q_g \downarrow$.
- $P_{wf} < P_y < P_{roc} \rightarrow S_c \downarrow, K_{rg} \uparrow, q_g \uparrow$.

Fan (2006), también establece relaciones entre la presión y la productividad del pozo asegurando que si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica en formaciones con un valor bajo de la capacidad de flujo, que es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación (kh). Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de kh altos, la caída de presión adicional producida en el yacimiento como consecuencia del bloque de condensado tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos. Como pauta general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para la misma tasa de flujo.

Para facilitar el estudio de la formación del anillo de condensado, el flujo en los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones. Rojas (2003), las define según la Figura 2.6, de la siguiente manera:

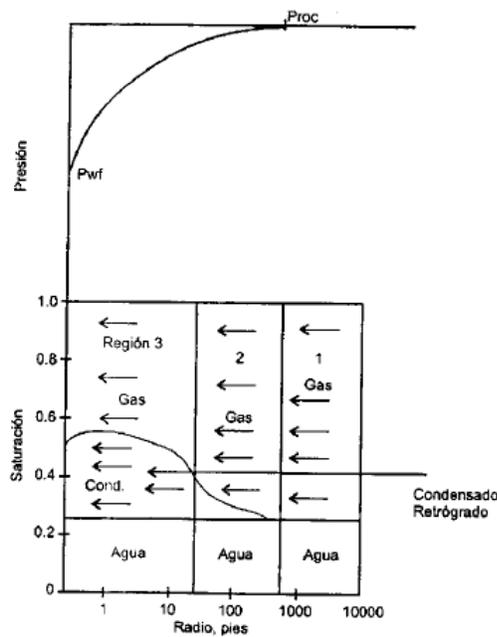


Figura 2.6. Regiones que se forman alrededor de un pozo cuando $P_{wf} < P_{roc}$. (Rojas, 2003)

- **Región 1:** Es la región más alejada del pozo en donde solo ocurre flujo de gas condensado, con $P_y > P_{roc}$, $S_c = 0$ y $S_g + S_{wi} = 1$.
- **Región 2:** Es la región intermedia donde empieza a ocurrir condensación retrógrada ($P_y < P_{roc}$). Ocurre acumulación de condensado retrógrado que genera aumento de la saturación de condensado sin alcanzar la saturación crítica ($S_c < S_{cc}$), por lo que el líquido se mantiene inmóvil. En esta región solo fluye gas, y el balance de saturaciones es $S_c + S_g + S_{wi} = 1$.
- **Región 3:** Es la región interior cerca del pozo donde fluyen ambas fases: gas y condensado simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones: $S_c > S_{cc}$ y $S_c + S_g + S_{wi} = 1$. En esta región la S_c se estabiliza y el condensado retrógrado que se forma al fluir el gas condensado por la zona cercana al pozo ($P_y < P_{wf}$) empuja un volumen de condensado igual al formado, el cual al mezclarse en el pozo con el gas condensado producido genera una composición igual a la del gas condensado original del yacimiento. Sin embargo, K_{rg} es menor que la original debido a que en la región se mantiene $S_c > 0$.

2.8. Permeabilidad Relativa en Yacimientos de Gas Condensado

Según Rojas (2003), la permeabilidad relativa es función de la saturación, de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c), y de la resistencia inercial (β). Fan (2006) resume los efectos sobre la permeabilidad relativa a causa de estos factores:

- En la zona más cercana al pozo, las condiciones del gradiente de presión producidas por la alta velocidad o la baja tensión interfacial poseen números capilares altos, lo que indica que predominan las fuerzas viscosas y que la permeabilidad relativa al gas es mayor que el valor que se registra con tasas de flujo más bajas.
- A velocidades de flujo aún más altas, en la zona más cercana al pozo, el efecto inercial reduce la permeabilidad relativa al gas. La base de este efecto es el arrastre inicial que se produce cuando el fluido se acelera para atravesar las gargantas de poros y luego disminuye la velocidad una vez que ingresa en un cuerpo poroso. El resultado es una permeabilidad aparente más baja que la que podría esperarse a partir de la ley de Darcy. Este efecto se conoce normalmente como flujo no darciano.
- El impacto global de los dos efectos producidos por la alta velocidad es usualmente positivo, lo que reduce el impacto del bloque de condensado. Se necesitan experimentos de impregnación de núcleos de laboratorio para medir el efecto inercial y el efecto del número capilar sobre la permeabilidad relativa.

2.9. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación numérica de yacimientos es la representación de un modelo matemático que permite reproducir el comportamiento de un yacimiento antes y después de haber sido perforado, mediante el uso de ecuaciones, para estimar el comportamiento futuro del yacimiento, así como analizar estrategias de producción

con un alto grado de precisión. Estos modelos pueden ser: completo de campo, del yacimiento, sectorizado o único de pozo.

En un modelo completo de campo varios yacimientos pueden ser modelados, se aplica generalmente a diseños de planes de desarrollo de un campo. Para estudios más específicos, el modelo puede abarcar el área de un solo yacimiento o, delimitar el yacimiento en regiones de interés generando modelos sectorizados o modelos de un solo pozo. Este último, es utilizado generalmente en estudios de yacimientos cuyas condiciones no varían considerablemente a lo largo del tiempo, también se aplica yacimientos heterogéneos, o en los casos en que las ondas de presión de un pozo no interfieren en la productividad de otros, por ejemplo en yacimientos de baja permeabilidad. Según Fan (2006), el modelo un solo pozo permite examinar los efectos del bloque de gas condensado, ya que en muchos casos, la simetría radial permite tratar un pozo en un modelo bidimensional, utilizando las dimensiones de altura y distancia radial, mientras que, un modelo de campo completo puede ser mucho más grande que la zona del bloque de condensado, sobrestimando la productividad de los pozos.

El modelo se considera representativo si logra reproducir el comportamiento de la producción y presión del yacimiento a lo largo del tiempo, así como los volúmenes originales en sitio.

2.9.1. Simulación Composicional

Es aquella que permite predecir el comportamiento de un yacimiento en el cual los efectos de transferencia de masa en la interfase son significativos, es decir, se toma en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la presión. A su vez, la conservación de masas es aplicada a cada componente. Esta simulación permite describir fluidos complejos como condensados y fluidos volátiles. Este simulador involucra en su configuración el uso de ecuaciones de estado. Es útil en procesos de simulación de inyección de gas con el petróleo movable por primer contacto o desarrollado (multicontacto), en procesos de inyección

de gas en yacimientos que se encuentran cerca de condiciones críticas, procesos de recirculación de gas en yacimientos condensados, programas de inyección de gas y estudios de recuperación secundaria, yacimientos de poco espesor en los cuales se presenten gradientes en la composición debido a la gravedad, yacimientos con fluidos cercanos al punto de burbuja, yacimientos de gas condensado.

2.9.1.1. Simuladores Comerciales

Los simuladores comerciales más conocidos que proveen una descripción de este tipo son:

- ***GEM***: desarrollado por la empresa Computer Modelling Group (CMG), constituye un simulador de composición de ecuación de estado general, el cual incluye opciones como la ecuación de estado, doble porosidad, CO₂, gases miscibles, petróleo volátil, condensado de gas, pozos horizontales, la administración de pozos, el comportamiento de fases complejas entre muchas otras. Permite simular los efectos de la composición de fluidos del yacimiento durante los procesos de recuperación primaria y mejorada de petróleo. (CMG, 2010).
- ***Eclipse 300***: desarrollado por la empresa Schlumberger, es un simulador composicional capaz de simular cualquier procesos como recuperación mejorada (EOR) que involucran un desplazamiento miscible, procesos en los cuales la inyección de gas o reinyección de petróleo provoca cambios en la composición de los fluidos, recuperación de condensados mediante ciclaje de gas, o cualquier proceso que implique un cambio en la composición de los fluidos. (Schlumberger, 2005).

2.9.1.2. Experimentos PVT de Laboratorio

Al realizar un modelo composicional, se necesitará construir los parámetros PVT del fluido, o ajustar la Ecuación de Estado a las observaciones para compensar los errores

en la medición de los parámetros PVT y/o conseguir los datos que no se pueden medir directamente.

Los simuladores comerciales cuentan con un módulo adicional para la preparación de la Ecuación de Estado. WINPROP es el software que utiliza GEM, y PVTi es el que utiliza Eclipse 300.

Entre los principales experimentos PVT que se simulan para realizar el ajuste se encuentran, la prueba de expansión a composición constante y la prueba de agotamiento a volumen constante, Rojas (2003) las define como:

- **Prueba de expansión a composición constante (CCE):** consiste en cargar la celda PVT con una muestra recombinada representativa de los fluidos del yacimiento, la misma se calienta a la temperatura de yacimiento y se comprime desplazando el pistón en la celda hasta alcanzar 500 a 1000 lpc por encima de la presión de yacimiento. Luego, el contenido de la celda es expandido a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón. Seguidamente, se agita la celda y se permite un tiempo suficiente para que ocurra el equilibrio en la muestra. Luego se repite el procedimiento tal como se muestra en la Figura 2.7.

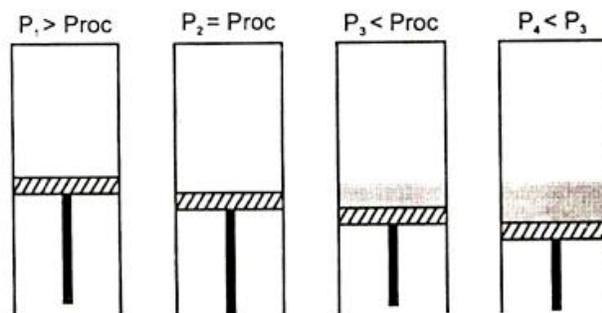


Figura 2.7. Prueba de Expansión a Composición Constante (CCE). (Rojas, 2003)

Con esta prueba se puede obtener como resultado: la presión de saturación, el volumen relativo en función de la presión, la densidad del fluido, los líquidos condensados, y el factor de compresibilidad del gas (Z).

- **Prueba de agotamiento a volumen constante (CVD):** consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la mezcla recombinada, donde el volumen gas y líquido permanecerá constante al finalizar cada desplazamiento, como se observa en la Figura 2.8. El gas que se retira a presión constante es llevado a un laboratorio donde se mide su volumen y se determina su composición. Los factores de compresibilidad (Z) del gas retirado y de la mezcla bifásica remanentes en la celda y el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda se determinan para cada paso de presión. Este proceso se realiza hasta lograr la presión de abandono.

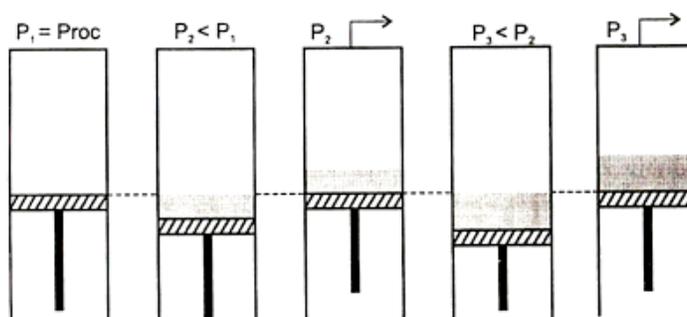


Figura 2.8. Prueba de Agotamiento de Volumen Constante (CVD). (Rojas, 2003)

Con esta prueba se puede obtener como resultado: la presión de saturación, el factor de compresibilidad del gas (Z), el volumen de gas producido (moles del gas retirado), la composición del gas retirado, la composición del líquido en cada etapa, el líquido retrógrado que ocupa el espacio poroso y la saturación de los fluidos.

2.9.1.3. Agrupación de Componentes

Generalmente se utiliza un método de agrupación para proceder a realizar el ajuste de la ecuación de estado. Al-Meshari, Zurita, y McCain (2005), explican que es

importante la agrupación para reducir el número de componentes en el cálculo de equilibrio vapor-líquido en cada bloque de la malla, para así disminuir el tiempo de cómputo y la memoria necesaria. Whitson y Brulé (2000), coinciden, afirmando que los costos y tiempos computacionales aumentan sustancialmente con el número de componentes que se utilizan para describir el fluido del yacimiento, a su vez, afirman que debe existir una precisión entre el número de componentes y el proceso a ser simulado por lo que cualquier agrupación que se realice debe ser evaluada para asegurar que el comportamiento de fase simulado concuerda con el original.

2.9.1.4. Ecuaciones de Estado

Según Rojas (2003), las ecuaciones de estado son ecuaciones matemáticas que relacionan la presión con temperatura y volumen de un componente puro o de una mezcla, las cuales constituyen un método sencillo, confiable y preciso que permite la predicción de las propiedades de los fluidos y del comportamiento de fases. Esto es de suma importancia en el desarrollo de simuladores numéricos de yacimientos y de procesos de separación en los que ocurren cambios bruscos de composición de las fases, como los cambios que ocurren en las regiones retrógradas cerca del punto crítico.

Las ecuaciones de estado más usadas en la ingeniería de petróleo son las cúbicas en volumen ya que son computacionalmente eficientes y hacen un excelente trabajo en predecir el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento en un amplio rango de presión y temperatura. Las más comunes son derivadas de la ecuación de Van Der Waals, entre ellas se pueden mencionar: la ecuación de estado de Redlich – Kwong (RK), Redlich – Kwong – Soave (RKS) y Peng – Robinson (PR), siendo la ecuación de Peng – Robinson considerada como la mejor ecuación de estado cúbica de dos parámetros propuesta hasta ahora. (Rojas, 2003)

Whitson y Brulé (2000), afirman que la ecuación de Peng – Robinson generó mejoras en las predicciones de la ecuación de estado y mejoras en la predicción de la densidad del fluido. La ecuación de Peng – Robinson está dada por:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Los parámetros de la ecuación vienen dados por:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$b = \Omega_b \frac{R T_c}{P_c} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\alpha = [1 + m (1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,26992\omega^2 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Para $\omega > 0,49$

$$m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,1644\omega^2 + 0,01667\omega^3 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde,

P: Presión, lpca.

R: Constante universal de los gases, lpca pies³/(R lbm mol).

T: Temperatura, R.

a: Parámetro que considera las fuerzas de atracción intermolecular, lpca /(pies³ lbm mol)².

b: Constante relacionada con el tamaño de las moléculas, pies³/lbm mol.

v: Volumen molar, pies³/lbm mol.

Ω_a : 0,45724, adim.

Ω_b : 0,007780, adim.

T_c : Temperatura crítica, R.

P_c : Presión crítica, lpca.

ω : Factor acéntrico, adim.

T_r : Temperatura reducida, adim.

2.9.2. Métodos de Solución

2.9.2.1. Presión Implícita, Saturación Explícita, IMPES

Este método resuelve inicialmente la presión de una fase implícitamente, y luego las saturaciones de forma explícita, es decir, en este método la única incógnita que se resuelve en cada paso de tiempo es la presión.

Las ventajas que presenta este método es que la matriz de coeficientes es más corta y presenta un ahorro de tiempo en la simulación, ya que al resolver una sola incógnita se vuelve más rápido en comparación a otros métodos. Una desventaja, es que no puede tomar saltos de tiempo muy grandes, ya que toma la saturación del paso de tiempo anterior. El método IMPES es aplicado principalmente en modelos composicionales.

2.9.2.2. Fully Implicit

Este método como su nombre lo indica es totalmente implícito, es decir, en cada paso de tiempo se resuelven todas las incógnitas. Generalmente es más lento que el método IMPES, pero permite saltos de tiempos más grandes. El método Fully Implicit es aplicado principalmente en modelos Black-Oil.

2.9.2.3. Método de Adaptación Implícita, AIM

El método de adaptación implícita, reúne las ventajas de los métodos IMPES y Fully Implicit, usando el método Fully Implicit en las regiones donde las propiedades cambian rápidamente y el método IMPES no puede converger de forma sencilla. Es

decir, evalúa la saturación y la presión implícitamente en donde ocurren grandes variaciones de saturación. Para el resto de las regiones se utiliza el método IMPES.

La técnica es aplicada a cualquier problema de simulación que involucra “n” incógnitas. La principal ventaja en comparación a formulaciones implícitas se encuentra en la reducción en el tiempo de cálculo, y de almacenamiento. En cada celda, el usuario puede elegir cada una de las variables como explícita o implícita, las opciones pueden cambiar de un paso de tiempo a otro. A su vez, se puede especificar el porcentaje máximo del modelo que se va a solucionar de manera implícita. El método AIM es utilizado en simuladores de tipo composicional, Black-Oil y en algunos térmicos. Suele ser más efectivo en los composicionales.

2.9.2.4. Presión y Saturación implícita, IMPSAT

El método de presión de saturación implícita, trata presiones y saturaciones implícitamente, y trata explícitamente las composiciones. Este método es ideal para corridas que implican grandes presiones capilares, ya que en estos casos los métodos IMPES o AIM presentan problemas. En el modo de IMPSAT, se añaden tres variables de solución primaria adicionales, que representan las saturaciones. (Schlumberger, 2005)

2.9.3. Dispersión Numérica

Es un factor que afecta el modelado o simulación numérica, el cual ocurre debido a que los métodos numéricos son aproximados y no coinciden exactamente con los datos reales. En el caso de la Simulación de Yacimientos, esta dispersión ocurre debido a la discretización en tiempo y espacio, es decir, se produce un error asociado a las dimensiones de las celdas en el mallado y a los subintervalos de tiempo en que se divide un intervalo de tiempo de interés.

Cuando la cantidad de celdas varía en un mismo proceso de desplazamiento, el perfil de saturaciones es afectado, principalmente cuando este número de celdas es pequeño. En este caso, se produce una disminución en la eficiencia del

desplazamiento, si a su vez, se encuentra asociada a una relación de movilidad favorable, este efecto es más pronunciado.

La dispersión numérica se caracteriza por la propagación de un frente de inyección en un proceso de desplazamiento generalmente asociado a cambios rápidos en la saturación de agua y petróleo, es decir, la irrupción del frente de agua ocurre antes de lo esperado.

Este error se puede minimizar pero no se puede evitar. Una manera de disminuir esta dispersión es reducir la separación de los bloques hasta el mínimo valor (a cero), sin embargo, este procedimiento estaría sujeto a un error por interpolación.

2.9.4. Geometrías de Mallado

En un modelo de simulación el mallado juega un rol muy importante debido a que representa, a través de un número finito de celdas, el volumen del yacimiento o la región del yacimiento que se desea estudiar. El simulador realiza los cálculos en cada celda para cada paso de tiempo. En este punto se observa la importancia de definir un número de celdas tal, que permita describir correctamente las incógnitas a ser resueltas, como presión y saturación, con un tiempo de cómputo razonable.

Existen diferentes geometrías de mallado que se pueden adaptar a las características, o al problema se desea abordar en la zona de interés. Entre las más comunes se pueden mencionar:

- ***Geometría cartesiana o rectangular:*** en este tipo de mallado, las celdas tienen forma rectangular, es decir, usa un sistema de coordenadas cartesiano, siendo fácil de manejar y construir. Es muy utilizada en estudios teóricos, en estudios en que se desea evaluar el movimiento de fluidos entre pozos o la efectividad de un proceso de inyección, y en casos no tan complejos, como por ejemplo, casos en que el espesor de la formación es relativamente

pequeño o de gran espesor donde no exista una gran variación vertical en las propiedades de los fluidos y la formación.

- **Radiales o cilíndricas:** en este tipo de mallado se establecen dimensiones de altura y distancia radial, en donde la dimensión radial aumenta con cada bloque del mallado a medida que se incrementa la distancia al pozo, hasta alcanzar un tamaño máximo que se utiliza para el resto del modelo (Fan, 2006). Esta geometría es muy utilizada en los casos en que domina el flujo radial, como por ejemplo, en regiones cercanas al pozo.

La selección de la geometría está relacionada principalmente con el estudio que se desea realizar, una vez seleccionada un tipo de geometría se puede realizar un refinamiento de las celdas, ya sea local o global.

Según Fan (2006), para el caso de estudios de anillos de condensados, el bloque de la malla de un modelo de campo completo puede ser mucho más grande que la zona del bloque de condensado, de manera que un mallado convencional puede sobrestimar significativamente la productividad de los pozos, por lo que se hace necesario recurrir a un modelo con mayor número de bloques. Esto se puede hacer de dos formas: utilizando un modelo con refinamiento local de la malla, con la desventaja de que puede aumentar significativamente los tiempos computacionales, o empleando un modelo compuesto de un solo pozo, con un mallado de alta resolución cerca del pozo, siendo más efectivo debido a que los bloques más cercanos al pozo son pequeños.

2.9.5. Análisis de Sensibilidad

En todo proyecto se trabaja con algunos factores sobre los que se tiene poder de decisión (variables controlables), y otros sobre los que sólo se pueden realizar estimaciones (variables no controlables). De acuerdo a lo anterior podemos definir al análisis de sensibilidad como el proceso de medición de variables que afectan el desarrollo de algún proyecto. (Andragogy Virtual Campus, 2011)

En el caso de simulación de yacimientos, los estudios de sensibilidades se realizan sobre parámetros con incertidumbre para verificar el impacto que tienen dentro del modelo de simulación, permitiendo analizar el efecto de dicho parámetro sobre algún proceso que se desea evaluar.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Nivel de Investigación

Como el presente trabajo persigue el estudio del efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica, y evaluar la posibilidad de implementarlo a un caso de estudio en Venezuela, el nivel de investigación corresponde a una investigación descriptiva.

Según Sabino (1986), la investigación de tipo descriptiva trabaja sobre realidades de hechos, y su característica fundamental es la de presentar una interpretación correcta. Para la investigación descriptiva, su preocupación primordial radica en descubrir algunas características fundamentales de conjuntos homogéneos de fenómenos, utilizando criterios sistemáticos que permitan poner de manifiesto su estructura o comportamiento. De esta forma se pueden obtener las notas que caracterizan a la realidad estudiada.

3.2. Diseño de Investigación

Como todas las pruebas que permiten desarrollar el estudio son realizadas a través de simulación numérica, manipulando una serie de variables para poder estudiar el efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor, el diseño de investigación es experimental.

La investigación experimental según Sabino (1992), consiste en someter el objeto en estudio a la influencia de ciertas variables, en condiciones controladas y conocidas por el investigador, para observar los resultados que cada variable produce en el objeto.

3.3. Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos

A continuación se presentan las fases con las actividades que se realizaron para la culminación del Trabajo Especial de Grado.

3.3.1. Recopilación de Información Teórica

En esta fase se estudió el efecto de la formación de un anillo de condensado y su impacto en el aprovechamiento de gas. A su vez, se recopiló información acerca del uso y manejo de los simuladores composicionales, Eclipse 300 y GEM, así como definiciones básicas de simulación de yacimientos. Para este proceso de revisión bibliográfica se tomaron como fuente: artículos técnicos, libros, manuales técnicos, trabajos especiales de grado y/o tesis.

3.3.2. Inicio de Simulación de un Caso Base

El caso base que se seleccionó fue el descrito en el artículo técnico “*Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoir*” de la SPE, ya que el mismo cuenta con los datos necesarios para poder realizar la simulación y permite modelar el efecto del anillo de condensado en un pozo productor.

En el mencionado artículo participaron nueve empresas que modelaron el caso con diferentes datos PVT cada una. Se seleccionó la empresa “*ARCO*” como base para comparar los resultados. Las Tablas 3.1 a la 3.7, presentan una descripción del caso base simulado, y la Figura 3.1, presenta las dimensiones y propiedades de la malla seleccionada en el artículo técnico, así como la ubicación de los pozos modelados.

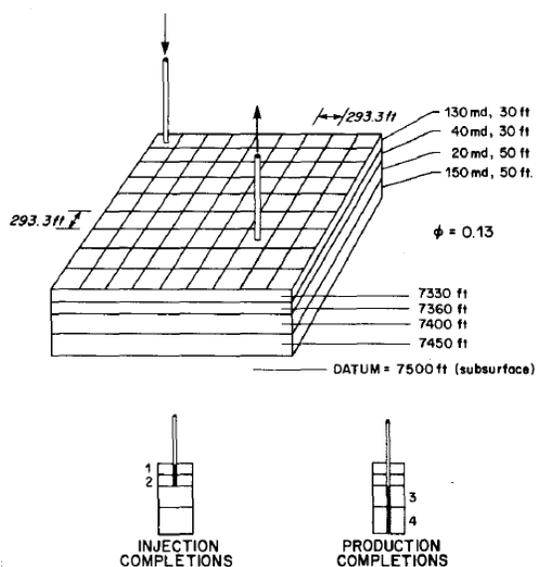


Figura 3.1. Características de la malla y ubicación de los pozos del Caso Base. (Kenyon, 1987)

Tabla 3.1. Datos del Yacimiento y Mallado para el Caso Base.

NX = NY	9
NZ	4
DX = DY (pies)	293,7
Datum (pies)	7500
Porosidad	0,13
Contacto Gas - Agua (pies)	7500
Saturación del agua al contacto	1,00
Presión capilar al contacto (lpc)	0
Presión inicial al contacto (lpc)	3550
Densidad del agua al contacto (lbm/pies³)	63,0
Compresibilidad del agua (lpc⁻¹)	3x10⁻⁶
Compresibilidad de la roca (lpc⁻¹)	4x10⁻⁶

Tabla 3.2. Propiedades para cada capa del Caso Base.

Capa	Permeabilidad Horizontal (mD)	Permeabilidad Vertical (mD)	Espesor (pies)
1	130	13	30
2	40	4	30
3	20	2	50
4	150	15	50

Tabla 3.3. Data de Saturación para el Caso Base.

Fase de Saturación	K_{rg}	K_{ro}	K_{rw}	Presión Capilar Gas-Agua (lpc)
0,00	0,00	0,00	0,00	>50
0,04	0,005	0,00	0,00	>50
0,08	0,013	0,00	0,00	>50
0,12	0,026	0,00	0,00	>50
0,16	0,040	0,00	0,00	50,0
0,20	0,058	0,00	0,002	32,0
0,24	0,078	0,00	0,010	21,0
0,28	0,100	0,005	0,020	15,5
0,32	0,126	0,012	0,033	12,0
0,36	0,156	0,024	0,049	9,2
0,40	0,187	0,040	0,066	7,0
0,44	0,222	0,060	0,090	5,3
0,48	0,260	0,082	0,119	4,2
0,52	0,300	0,112	0,150	3,4
0,56	0,348	0,150	0,186	2,7
0,60	0,400	0,196	0,227	2,1
0,64	0,450	0,250	0,277	1,7
0,68	0,505	0,315	0,330	1,3
0,72	0,562	0,400	0,390	1,0
0,76	0,620	0,513	0,462	0,7
0,80	0,680	0,650	0,540	0,5
0,84	0,740	0,000	0,620	0,4
0,88			0,710	0,3
0,92			0,800	0,2
0,96			0,900	0,1
1,00			1,000	0,0

Tabla 3.4. Condiciones del gas reservado a ventas para el Caso Base.

	Condición 1	Condición 2
Tiempo (Años)	Gas Reservado a Ventas (MPCN/D)	Gas Reservado a Ventas (MPCN/D)
0 < t < 5	1500	500
5 < t < 10	1500	2500
t > 10	Todo lo que se produce	Todo lo que se produce

Tabla 3.5. Data de Inyección y Producción para el Caso Base.

	Pozo Productor	Pozo Inyector
Ubicación I=J	7	1
Perforación K	3-4	1-2
Radio (pies)	1	1
Tasa de Gas en el Separador (MPCN/D)	6200	Gas en el Separador menos Gas Reservado a Ventas
Mínima Presión de Fondo (lpc)	500	-
Máxima Presión de Fondo (lpc)	-	400

Tabla 3.6. Condiciones del Separador para el Caso Base.

Separador	Presión (lpca)	Temperatura (°F)
Primario*	815	80
Primario*	315	80
Secundario	65	80
Tanque de Almacenamiento	14,7	60

*Separador primario opera a 815 lpca hasta que la presión del yacimiento cae a 2500 lpca.

Tabla 3.7. Datos del Fluido para el Caso Base.

Componente	Pc (atm)	Tc (K)	Factor Acéntrico	Peso Molecular	Fracción Molar
CO₂	72,9	304,2	0,225	44,01	0,0121
N₂	33,5	126,2	0,040	28,01	0,0194
C₁	45,6	186,6	0,013	16,04	0,6599
C₂	48,2	305,4	0,098	30,07	0,0869
C₃	42,0	369,9	0,152	44,1	0,0591
C₄₋₆	33,9	396,2	0,234	67,28	0,0967
C₇₊₁	25,6	572,5	0,332	110,9	0,0472
C₇₊₂	16,7	630,2	0,495	170,9	0,0153
C₇₊₃	8,5	862,6	0,833	282,1	0,0034
Coefficiente de Interacción Binaria*					
CO₂					
N₂	-0,02				
C₁	0,1	0,036			
C₂	0,13	0,05			
C₃	0,0135	0,08			
C₄₋₆	0,1277	0,1002	0,09281		
C₇₊₁	0,1	0,1	0	0,00385	0,00385
C₇₊₂	0,1	0,1	0	0,0063	0,0063
C₇₊₃	0,1	0,1	0,1392	0,006	0,006

*Los demás valores son cero (0)

Con el software Engauge Digitizer, se digitalizaron las imágenes correspondientes a las gráficas presentadas en el artículo con los resultados de la simulación realizada por la empresa “ARCO”, y se extrajeron los puntos con la información requerida, los cuales fueron graficados en Excel. Es importante mencionar que este proceso tiene asociado un error en la digitalización de los puntos, y errores de paralaje en el proceso de digitalización.

Con la finalidad de establecer comparaciones entre los simuladores comerciales, Eclipse 300 y GEM, el modelo fue corrido en ambos software, y se realizaron en Excel, las gráficas correspondientes a la producción instantánea y acumulada de condensado en función del tiempo y las gráficas de saturación de condensado en función del tiempo, para cada condición.

Seguidamente se procedió a realizar la validación del caso base simulado. El proceso de validación consistió en calcular el error relativo entre cada una de las mediciones para obtener el error promedio entre los resultados obtenidos y los resultados esperados.

3.3.3. Comparación de Simuladores Comerciales

Para la comparación de los simuladores se tomó como base:

- ***La información teórica recopilada***, que abarca desde las características principales hasta los métodos de solución integrados en cada software.
- ***La información correspondiente al proceso de simulación***, que va desde la preparación de los datos de entrada hasta la forma en la que se presentan los resultados.
- ***Los resultados obtenidos en el proceso de simulación***, tales como: el tiempo de cómputo, el tiempo de corrida y los errores promedios calculados.

3.3.4. Comparación de Geometrías de Mallado

Para la comparación y análisis de la influencia de diferentes geometrías de mallado en estudios de simulación a nivel de pozo, se realizó una modificación al caso base descrito en la sección 3.3.2, la cual consistió en la eliminación del pozo inyector y la ubicación del pozo productor en el centro del modelo para:

- **Eliminación del pozo inyector:** En el caso base, se inyectaba gas seco para evaluar la efectividad del ciclaje de gas al tratar yacimientos de gas condensado. Se elimina o se cierra el pozo inyector para estudiar únicamente el efecto de la formación del anillo de condensado a nivel de pozo.
- **Ubicación del pozo productor en el centro del modelo:** De esta manera se evitan problemas con los efectos de borde, que conducirían a errores en el cálculo de volúmenes. Como se trata de un pozo vertical, otra ventaja que tiene ubicar el pozo en el centro del modelo es que se abarca mayor área de drenaje.

Dos (2) geometrías de malla radiales fueron diseñadas para analizar, junto con la geometría cartesiana, cómo influyen sobre el estudio de simulación a nivel de pozo. En La Tabla 3.8 se presentan las dimensiones de cada mallado.

Tabla 3.8. Dimensiones de cada Geometría de Mallado.

Dimensiones	Cartesiana			Radial 1			Radial 2		
	X	Y	Z	R	Θ	Z	R	Θ	Z
	9	9	4	5	8	4	14	1	4
Tamaño de la celda	X	293,3 pies		R	293,3 pies		R	103,7 pies	
	Y	293,3 pies		Θ	45°		Θ	360°	
Área de la Malla (pies ²)	6968016,09			6756379,061			6621607,847		
Diferencia Areal (%)	-			3,03			4,97		

Como la comparación está basada en el caso base descrito en la sección 3.3.2, se mantuvo la geometría cartesiana original, siendo usada como referencia para establecer las dimensiones de las geometrías Radial 1 y Radial 2. En la Tabla 3.8, se observa que no se pudo mantener un área constante en las tres (3) geometrías, esto se debe a que el número de bloques que conforman la malla debe ser entero. Sin embargo, la comparación es válida, puesto a que esta diferencia no es significativa (menor al 5%). En la Figura 3.2, se puede observar la geometría de los modelos generados.

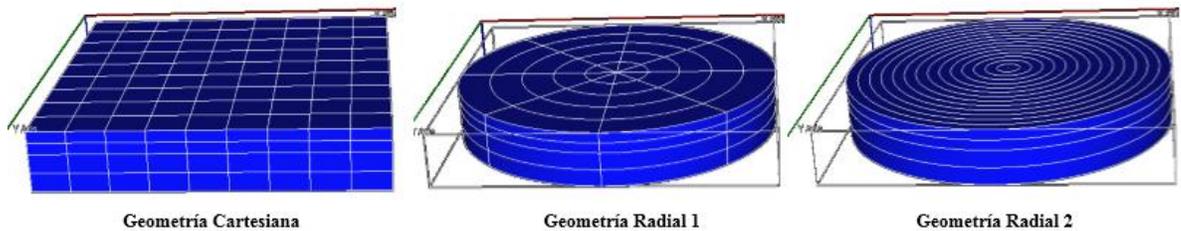


Figura 3.2. Geometría de los Modelos Generados.

Seguidamente, se procedió a generar el archivo de entrada para cada geometría, y se corrió la simulación en Eclipse 300. Los resultados fueron graficados en Excel generando las curvas de producción de condensado, y de gas en función del tiempo, así como la saturación de condensado y la caída de presión en función del tiempo.

Un estudio adicional fue realizado para ver el cambio que se podía generar al completar el pozo en todas las capas en comparación con la completación inicial descrita en la Figura 3.1.

3.3.5. Ajuste del caso base a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela

Una vez revisada y organizada la data disponible, se adaptó el caso base descrito en la sección 3.3.2 a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela. Esta fase se dividió en tres (3) partes:

3.3.5.1. Revisión de la consistencia de datos básicos

Los datos de la prueba PVT, las tablas de permeabilidad relativa, funciones de saturación, presión capilar, compresibilidad de la roca y las condiciones del separador, suministrados por la empresa INTEVEP S.A. venían de correlaciones y de información de pozos vecinos. El nivel de representatividad de esos datos con respecto al pozo en estudio no fue evaluado en el presente trabajo, puesto a que no es parte de los objetivos del mismo. Sin embargo, se tomó un tiempo para determinar la consistencia de la información básica a ser suministrada en el modelo, es decir, se verificó que los datos proporcionados sean correctos.

Esta verificación consistió en una revisión y organización de los datos, seguida de la evaluación de: los intervalos de interés, el fluido presente, el contacto condensado agua original y las curvas de permeabilidad relativa. Esta evaluación pudo ser realizada puesto a que, se contaba con la información necesaria para hacerlo.

- ***Intervalos de interés y fluido presente:*** Con el Registro Gamma – Ray se verificaron los intervalos de interés, y con el Registro de Resistividad se corroboró la presencia de gas, tal como se observa en la Figura 3.3.

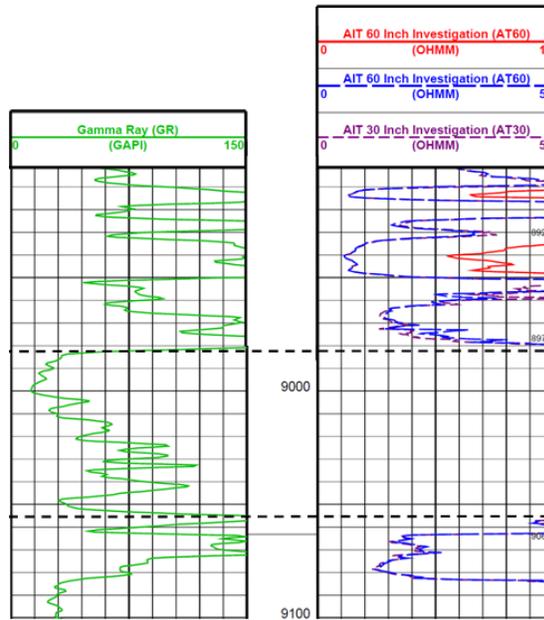


Figura 3.3. Registros Eléctricos de la Zona de Interés.

- **Contacto Condensado Agua Original (CCAO):** De la información geológica se obtuvo la profundidad del Contacto Condensado Agua Original.
- **Curvas de Permeabilidad Relativa:** las cuales fueron validadas usando las condiciones expuestas en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Condiciones para la validación de las curvas de Permeabilidad Relativa.

	Condiciones
K_{rw} @ S_{wi}	= 0
K_{rg} @ S_{gc}	= 0
K_{row} @ S_{oc}	= 0
K_{rog} @ S_{oc}	= 0
K_{row} @ S_{omax}	= K _{rog} @ S _{omax}
S_{gc}	≤ (1 - S _{wmax})
S_{gmax}	≤ (1 - S _{wi})
S_{omax}	= (1 - S _{wi})

Las Tablas 3.10 a la 3.15, presentan una descripción de la data disponible proveniente de una zona productora de gas en Venezuela.

Tabla 3.10. Datos del Yacimiento.

Presión del Yacimiento (lpca)	1415
Temperatura de Yacimiento (°F)	264
Contacto Condensado Agua Original (pies)	9980
Presión al Contacto (lpca)	1415
Compresibilidad de la Roca	4×10^{-6}
Presión Capilar al Contacto (lpca)	0

Tabla 3.11. Propiedades Petrofísicas.

Arena Neta Petrolífera	Espesor (pies)	Porosidad	Permeabilidad (md)
8983-9012	29	0,11	37
9028-9032	4	0,09	12
9034-9042	8	0,07	7
9046-9052	6	0,08	10

Tabla 3.12. Datos de la muestra evaluada.

Muestra Número	1537A
Profundidad (pies)	9306,6
Permeabilidad Klinkenberg (md)	44,9
Porosidad	0,116
Saturación de Agua Irreducible	0,188
Permeabilidad Efectiva al Petróleo a Swi	23,4

Tabla 3.13. Función de Saturación del Petróleo.

Saturación del Petróleo	K_{row}	K_{rog}
0	0	0
0,1	0,0047	0,0072
0,156	0,0089	0,0151
0,188	0,0117	0,0289
0,205	0,0149	0,0509
0,231	0,0192	0,107
0,257	0,025	0,158
0,282	0,0321	0,239
0,326	0,0606	0,309
0,357	0,0921	0,372
0,388	0,17	0,479
0,42	0,363	0,692
0,443	1	1

Tabla 3.14. Función de Saturación del Gas.

Saturación del Gas	K_{rg}	Presión Capilar Gas-Agua (lpc)
0	0	0
0,1	0,0319	0
0,156	0,0865	0
0,188	0,128	0
0,205	0,151	0
0,231	0,187	0
0,257	0,224	0
0,282	0,26	0
0,326	0,323	0
0,357	0,368	0
0,388	0,413	0
0,42	0,459	0
0,443	0,489	0

Tabla 3.15. Función de Saturación del Agua.

Saturación del Agua	K_{rw}	Presión Capilar Gas-Agua (lpc)
0,188	0	11,1016
0,316	0,0126	0,9611
0,396	0,0455	0,8487
0,456	0,0881	0,7644
0,497	0,126	0,7068
0,526	0,158	0,6660
0,549	0,185	0,6337
0,566	0,206	0,6098
0,583	0,229	0,5859
0,598	0,25	0,5648
0,611	0,268	0,5466
0,623	0,286	0,5297
0,646	0,321	0,4974
0,68	0,384	0,4496
1	1	0

3.3.5.2. Ajuste de la Ecuación de Estado

El ajuste la ecuación de estado del fluido consiste en reproducir los experimentos de la prueba PVT y variar parámetros como: temperaturas y presiones críticas, coeficientes de interacción binaria y los parámetros adimensionales de la ecuación de estado Peng – Robinson (Ec. 2.1), hasta obtener el mínimo error entre los resultados observados y los reproducidos. El método adoptado para realizar el ajuste comprendió tres (3) partes:

- **Suministrar los datos de la prueba PVT:** Se cargó la composición de la muestra recombinada, y el peso molecular, previamente calculado, de la fracción pesada (C_{11+}) en el programa PVTi de Eclipse. Seguidamente, se crearon los experimentos “*Single Point*” para representar la presión de rocío, “*Pressure Depletion*” el cual comprende la prueba CVD y la prueba CCE, para representar el factor de compresibilidad del gas, la saturación del líquido, los moles de gas retirados y el volumen relativo en función de la presión.

- **Regresión Normal:** El proceso de regresión consistió en modificar inicialmente los parámetros Ω_a y Ω_b y se observó el ajuste en las curvas reproducidas. Luego, se incluyó el coeficiente de interacción binaria como parámetro de regresión y se evaluaron los cambios en la curva. Por último, la presión y temperatura crítica formaron parte de la evaluación. De esta manera, se fueron modificando los parámetros en cada componente hasta observar el mínimo error en las pruebas PVT simuladas.
- **Agrupación de componentes:** El proceso de agrupación fue un proceso iterativo siguiendo el procedimiento recomendado por Whitson y Brulé (2000) representado en la Figura 3.4.

Original Component Number	Original Component	Step 1	Step 2	Step 3	Step 4	Step 5
1	N ₂	N ₂ + C ₁ *	N ₂ + C ₁	N ₂ + C ₁	N ₂ + C ₁ + CO ₂ + C ₂ *	N ₂ + C ₁ + CO ₂ + C ₂
2	CO ₂	CO ₂ + C ₂ *	CO ₂ + C ₂	CO ₂ + C ₂	C ₃ + i-C ₄ + n-C ₄ + i-C ₅ + n-C ₅ + C ₆ *	C ₃ + i-C ₄ + n-C ₄ + i-C ₅ + n-C ₅ + C ₆
3	C ₁	C ₃	C ₃	C ₃ + i-C ₄ + n-C ₄ *	F ₁	F ₁
4	C ₂	i-C ₄	i-C ₄ + n-C ₄ *	i-C ₅ + n-C ₅ + C ₆ *	F ₂	F ₂ + F ₃ *
5	C ₃	n-C ₄	i-C ₅ + n-C ₅ *	F ₁	F ₃	
6	i-C ₄	i-C ₅	C ₆	F ₂		
7	n-C ₄	n-C ₅	F ₁	F ₃		
8	i-C ₅	C ₆	F ₂			
9	n-C ₅	F ₁	F ₃			
10	C ₆	F ₂				
11	F ₁	F ₃				
12	F ₂					
13	F ₃					
Regression Parameters						
k_f		1, 9, 10, and 11	1, 7, 8, and 9	1, 5, 6, and 7	1, 3, 4, and 5	1, 3, and 4
Ω_a		1	4	3	1	3
Ω_b		1	4	3	1	3
Ω_a		2	5	4	2	4
Ω_b		2	5	4	2	4

*Indicates the grouped pseudocomponents being regressed in a particular step.

Figura 3.4. Procedimiento de Agrupación recomendado por Whitson y Brulé.

Para el fluido en estudio, se analizaron 10 formas de agrupación de los componentes (Tabla 3.16 y Tabla 3.17), y en cada paso se estudiaron las

posibles regresiones hasta obtener el mínimo error. De este proceso se seleccionó la agrupación más representativa, la cual fue sometida nuevamente a regresión para seleccionar el mejor ajuste.

Tabla 3.16. Método de Agrupación adoptado Parte I.

Componentes	Paso 1	Paso 2	Paso 3	Paso 4
CO₂	N ₂ +C ₁	N ₂ +C ₁	N ₂ +C ₁	N ₂ +C ₂
N₂	CO ₂ +C ₂	CO ₂ +C ₂	CO ₂ +C ₂	C ₃ -C ₆
C₁	C ₃	C ₃	C _{3-n} C ₄	C ₇
C₂	iC ₄	iC _{4+n} C ₄	iC ₅ -C ₆	C ₈
C₃	nC ₄	iC _{5+n} C ₅	C ₇	C ₉
iC₄	iC ₅	C ₆	C ₈	C ₁₀
nC₄	nC ₅	C ₇	C ₉	C ₁₁₊
iC₅	C ₆	C ₈	C ₁₀	
nC₅	C ₇	C ₉	C ₁₁₊	
C₆	C ₈	C ₁₀		
C₇	C ₉	C ₁₁₊		
C₈	C ₁₀			
C₉	C ₁₁₊			
C₁₀				
C₁₁₊				

Tabla 3.17. Método de Agrupación adoptado Parte II.

Paso 5	Paso 6	Paso 7	Paso 8	Paso 9	Paso 10
N ₂ +C ₂	N ₂ +C ₂	N ₂ +C ₂	N ₂ +C ₂	N ₂ +C ₂	N ₂ +C ₂
C ₃ -C ₆	C ₃ -C ₆	C ₃ -C ₆	C ₃ -C ₆	C ₃ -C ₆	C ₃ -C ₆
C ₇	C ₇	C ₇	C ₇	C ₇ -C ₁₀	C ₇ -C ₉
C ₈ +C ₉	C ₈ +C ₉	C ₈ -C ₁₀	C ₈ -C ₁₁₊	C ₁₁₊	C ₁₀ -C ₁₁₊
C ₁₀	C ₁₀ -C ₁₁₊	C ₁₁₊			
C ₁₁₊					

El criterio de aceptación de los resultados consistió en un error global en el ajuste menor al 5%, en el que todos los experimentos queden ajustados con la misma calidad.

3.3.5.3. Modelo de Simulación

Una vez evaluada la consistencia de los datos, teniendo los parámetros de la ecuación de estado ajustados y, conociendo la geometría de mallado que mejor describe los estudios a nivel de pozo, se procedió a modificar el archivo de entrada del caso base adaptándolo a las condiciones antes descritas. Se corrió el modelo generado, y se evaluó la posibilidad de ser implementado a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela.

3.3.6. Estudio del Efecto de la Formación de un Anillo de Condensado

Se estudió el efecto de la formación de un anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante el análisis de los perfiles de saturación en función del tiempo y de la distancia, y el análisis de la caída de presión en función del tiempo para obtener la máxima saturación alcanzada y la existencia de las regiones que se forman alrededor del pozo. Por otro lado, se analizaron las curvas de permeabilidad relativa al fluido, y las curvas producción de gas y de condensado, para estudiar el efecto del anillo de condensado sobre la productividad del pozo.

3.3.7. Análisis de Sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre la mínima presión de fondo del pozo, las curvas de permeabilidad relativa, la porosidad y la permeabilidad radial para evaluar el efecto que producen sobre la acumulación de condensado y su grado de influencia.

Para el estudio del efecto de la permeabilidad relativa sobre la acumulación de condensado, se tomaron como referencia las funciones de saturación descritas en las Tablas 3.18 a la 3.20, y las del caso base descritas en la Tabla 3.5. Para esta sección del estudio se denominaron ambos casos como Caso A y Caso B respectivamente.

Tabla 3.18. Función de Saturación del Agua para el Caso A.

Saturación del Agua	K_{rw}	Presión Capilar Gas-Agua (lpc)
0,262	0,0000	11,1016
0,451	0,0640	0,9611
0,501	0,117	0,8487
0,536	0,166	0,7644
0,563	0,209	0,7068
0,582	0,243	0,6660
0,596	0,269	0,6337
0,607	0,290	0,6098
0,617	0,309	0,5859
0,626	0,327	0,5648
0,633	0,341	0,5466
0,64	0,356	0,5297
0,651	0,378	0,4974
0,662	0,401	0,4496
0,672	0,420	0,4328
1	1	0

Tabla 3.19. Función de Saturación del Gas para el Caso A.

Saturación del Gas	K_{rg}	Presión Capilar Gas-Agua (lpc)
0,000	0,0000	0
0,108	0,0140	0
0,134	0,0273	0
0,160	0,0506	0
0,181	0,0788	0
0,207	0,126	0
0,225	0,164	0
0,243	0,206	0
0,280	0,295	0
0,301	0,345	0
0,324	0,398	0
0,349	0,453	0
0,400	0,551	0

Tabla 3.20. Función de Saturación del Petróleo para el Caso A.

Saturación del Petróleo	K_{row}	K_{rog}
0	0	0
0,108	0,0017	0,389
0,134	0,0040	0,303
0,160	0,0078	0,224
0,181	0,0107	0,165
0,207	0,0149	0,110
0,225	0,0195	0,0803
0,243	0,0284	0,0614
0,280	0,0405	0,0360
0,301	0,0598	0,0235
0,324	0,0948	0,0162
0,349	0,151	0,0062
0,400	1,000	1

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Simulación de un Caso Base

Luego de correr el modelo en los dos simuladores se obtuvo las gráficas de producción acumulada, producción instantánea y saturación de condensado, y se compararon con las gráficas presentadas en el artículo técnico con la finalidad de validar la simulación realizada.

Las Figuras 4.1 y 4.2, presentan la producción de condensado para las diferentes condiciones de inyección propuestas en el artículo técnico. Los resultados obtenidos en ambos simuladores se ajustan a los resultados esperados con errores promedios de 6,38% y 7,03% en la condición 1, para los simuladores GEM y Eclipse 300 respectivamente, y para la condición 2, los errores promedios fueron de 5,71% y 8,76% para GEM y Eclipse 300 respectivamente.

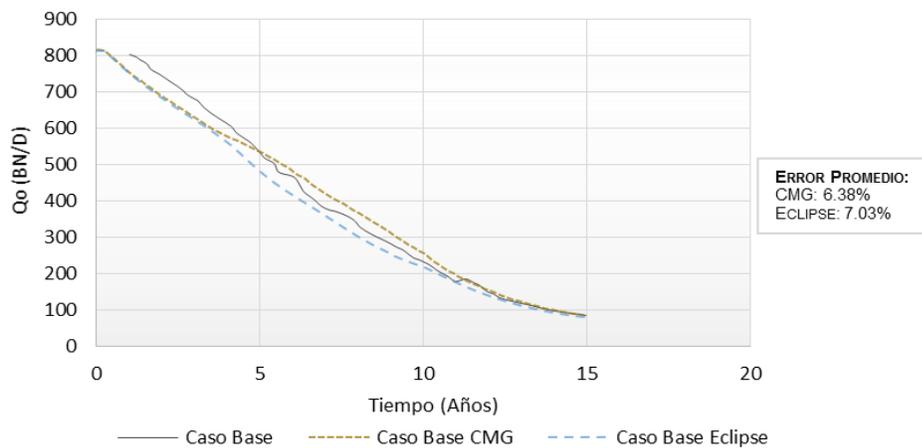


Figura 4.1. Producción de Condensado para la Condición 1.

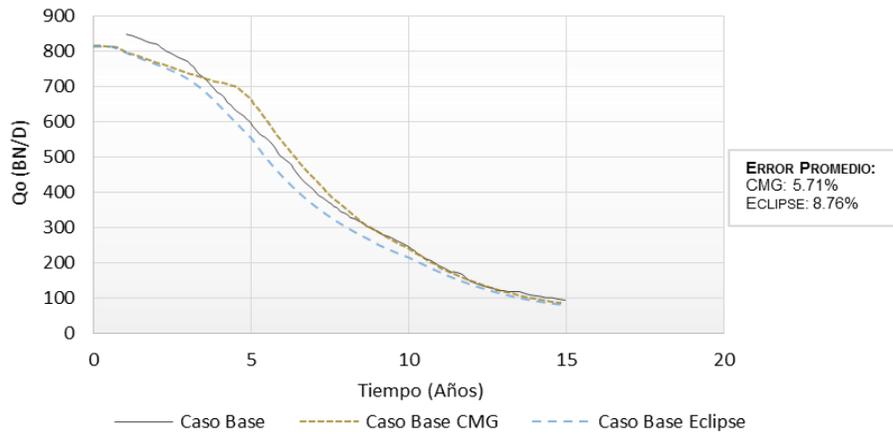


Figura 4.2. Producción de Condensado para la Condición 2.

Por su parte, las Figuras 4.3 y 4.4, presentan la producción acumulada de condensado para las diferentes condiciones. Los resultados obtenidos en ambos simuladores presentan errores de 5,31% y 5,38% en la condición 1, para GEM y Eclipse 300 respectivamente, y para la condición 2, errores de 2,47% y 5,25% para GEM y Eclipse 300 respectivamente.

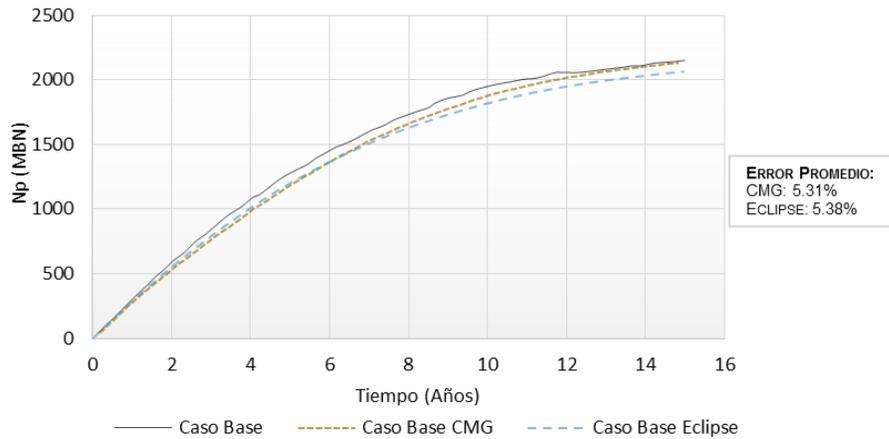


Figura 4.3. Producción Acumulada de Condensado para la Condición 1.

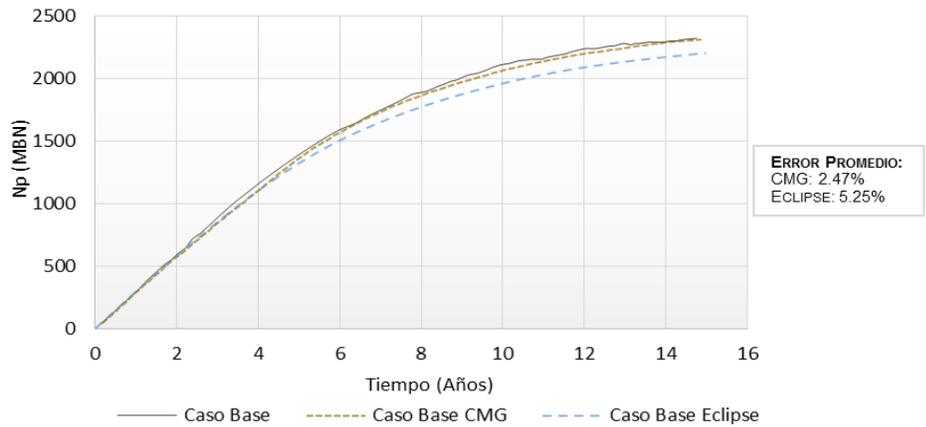


Figura 4.4. Producción Acumulada de Condensado para la Condición 2.

La comparación de la saturación de condensado fue realizada en el bloque 7,7,4, que corresponde a la ubicación del pozo productor. Los resultados obtenidos se pueden observar en las Figuras 4.5 y 4.6.

Para la condición 1, la curva resultante de la corrida realizada en Eclipse 300 presentó un comportamiento muy similar al esperado, con un error promedio de 9,88%, mientras que la curva resultante de la corrida realizada en GEM se ajustó al comportamiento esperado en los primeros años pero luego de alcanzar la presión de rocío se desvía, presentando un error promedio de 20,30%.

Para la condición 2, los resultados obtenidos en ambos simuladores se desviaron de los resultados esperados con un error promedio de 15,54% para GEM y 19,98% para Eclipse 300. Sin embargo, la curva arrojada por Eclipse 300 presenta el mismo comportamiento que la curva esperada, mientras que el comportamiento de la curva obtenida en GEM difiere de la esperada.

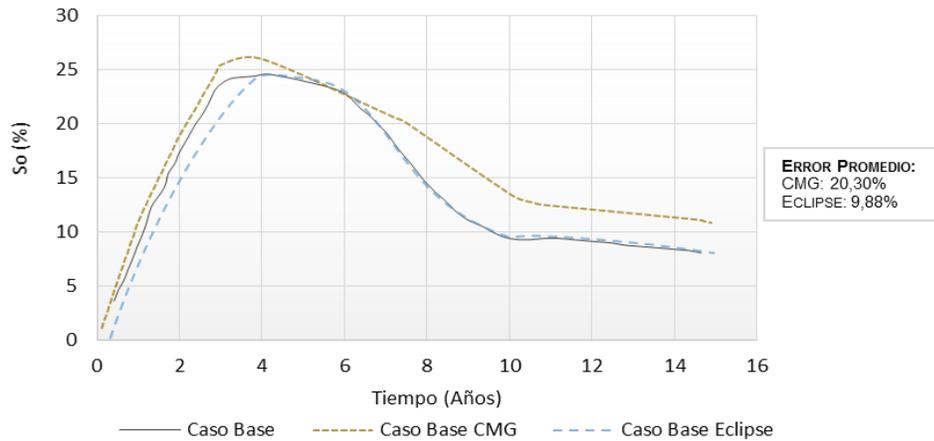


Figura 4.5. Saturación de Condensado en el Bloque (7,7,4) para la Condición 1.

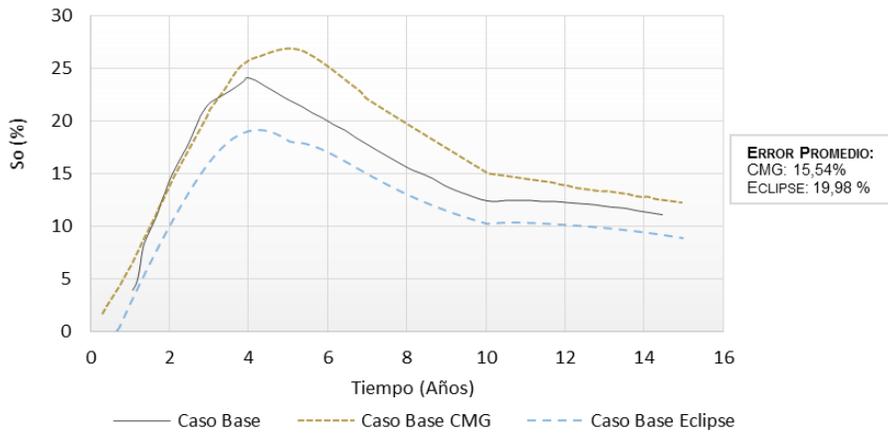


Figura 4.6. Saturación de Condensado en el Bloque (7,7,4) para la Condición 2.

Los errores calculados están sometidos a errores de aproximación durante el cálculo del error relativo entre cada medición. Esto se debe a que para el cálculo del error relativo se utilizó la curva de mejor ajuste para los resultados obtenidos durante la simulación. Otros factores a considerar son el error del programa y los errores de paralaje al digitalizar los puntos de la curva esperada. Por lo tanto, los resultados obtenidos durante el proceso de simulación se consideran aceptables, lo que permite validar la simulación realizada.

4.2. Comparación de Simuladores Comerciales

Las Tabla 4.1 y 4.2, presentan un cuadro comparativo de los simuladores comerciales utilizados durante el desarrollo del trabajo.

Tabla 4.1. *Comparación de los Simuladores Comerciales Parte I.*

	GEM	E300
Empresa desarrolladora	CMG	Schlumberger
Tipo	Composicional.	Composicional.
Características principales	Ideal para simular procesos que requieren el manejo de aspectos termodinámicos y de flujo de fluidos en el yacimiento, tales como: esquemas de recuperación mejorada que consideran la inyección de gas o de solvente para procesos inmiscibles o miscibles, según la composición del fluido inyectado y del petróleo del yacimiento, y la presión y temperatura del yacimiento. (Vaporización e hinchamiento de petróleo, condensación de gas, viscosidad, reducción de la tensión interfacial).	Ideal para simular procesos que posean una compleja columna de fluidos que requieran una descripción composicional, tales como: agotamiento natural de yacimientos de gas condensado, eficiencia de recobro bajo diferentes sistemas de explotación, condensación retrógrada en yacimientos de gas condensado, procesos dinámicos en yacimientos con gradiente composicional.
Compatibilidad con Sistemas Operativos	Windows XP y superior, Linux, Unix.	Windows XP y superior, Linux, Unix
Método de Solución	FULLIMP, IMPES, IMPSAT, AIM.	FULLIMP, IMPES, IMPSAT, AIM.
Ecuación de Estado	Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong para predecir las composiciones y la densidad de equilibrio fásico de las diferentes fases.	La ecuación generalizada de Martin, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevich-Joffe para predecir las composiciones y la densidad de equilibrio fásico de las diferentes fases.
Método de Resolución de Ecuaciones no lineales	Método de Sustitución Sucesiva Cuasi Newton (QNSS) desarrollado por CMG.	Método de Newton
Preparación de datos para la Ecuación de Estado	Mediante WINPROP.	Mediante PVTi.
Control de Pozo Global	Ingresando límites de presión de fondo máxima/mínima, presión en el cabezal, tasas, cortes de agua, relación gas-petróleo.	Mediante el "Keyword" WCONPROD: especifica el objetivo de producción del pozo, y permite ingresar límites de: tasas, presión de fondo, presión en el cabezal.
Flujo de hidrocarburos en superficie	Petróleo, Fluido intermedio, Gas	Petróleo, Fluido intermedio, Gas

Tabla 4.2. Comparación de los Simuladores Comerciales Parte II.

	GEM	E300
Capacidad de Separación en superficie	Mediante etapas del separador, y modelado de la Ecuación de Estado.	Mediante etapas del separador, y modelado de la Ecuación de Estado.
Método de Solución Matriz	Mediante AIMSOL, consiste en una solución lineal con base a la eliminación Gaussiana, desarrollada para matrices Jacobianas adaptativas implícitas.	Método de Newton
Preparación de Información de Entrada	Automático mediante Builder Win32: interfase visual, dividido en secciones que contienen la información que debe ser cargada. Se va generando un archivo ASCII con los "Keywords" correspondientes.	Manual usando cualquier editor de texto. Se debe generar un archivo ASCII asignándole "Keywords" para cada sección del modelo. Automático mediante Office y/o Petrel.
Archivo de Salida	Automático (.out (resultados), .irf (módulo ResultGraphs)). Se puede visualizar con cualquier editor de texto.	Automático (.RSM (Resumen), .PRT (Resultados)). Se puede visualizar con cualquier editor de texto.
Gráficos	Mediante el módulo Results Graph Win32 con el archivo de salida (.irf) generado.	Del archivo de salida (.RSM) se pueden extraer los datos y graficar en Excel. Automático, mediante los módulos Graf y Office.
Tiempo de Corrida (Seg)	4.375 Caso 1 4.875 Caso 2	54.12 Caso 1 34.39 Caso 2
Tiempo de Cómputo (Seg)	4.3125 Caso 1 4.7344 Caso 2	54.12 Caso 1 34.39 Caso 2
Error Promedio Curvas de Producción de Condensado	6.38 % Caso 1 5.71 % Caso 2	7.03 % Caso 1 8.76 % Caso 2
Error Promedio Curvas de Producción Acumulada de Condensado	5.31% Caso 1 2.47% Caso 2	5,38 % Caso 1 5,25 % Caso 2
Error Promedio Curvas de Saturación del Condensado	20.30 % Caso 1 15.54 % Caso 2	9.88 % Caso 1 19.98 % Caso 2

En la Tabla 4.2, se aprecia que los tiempos de cómputo y de corrida fueron mucho menor en el caso de GEM. Sin embargo, este tiempo está asociado al equipo en que se corrió el modelo. A pesar de que fueron corridos en el mismo equipo, este presentaba, en algunas ocasiones, fallas de rendimiento que no se podían controlar.

De las Tablas 4.1 y 4.2, se puede concluir que ambos software poseen las herramientas necesarias para realizar estudios de simulación de yacimientos de gas

condensado, con tiempos de simulación y resultados razonables. Por lo que, la elección de uno por encima del otro, estaría sujeta a la decisión y preferencias del usuario.

4.3. Comparación de Geometrías de Mallado

Para la comparación de las diferentes geometrías de mallado seleccionadas se trabajó con las mismas condiciones que el caso base, salvo que eliminando el pozo inyector y cambiando la ubicación del pozo productor. Los resultados obtenidos para cada geometría se pueden observar en las Figuras 4.7 a la 4.10.

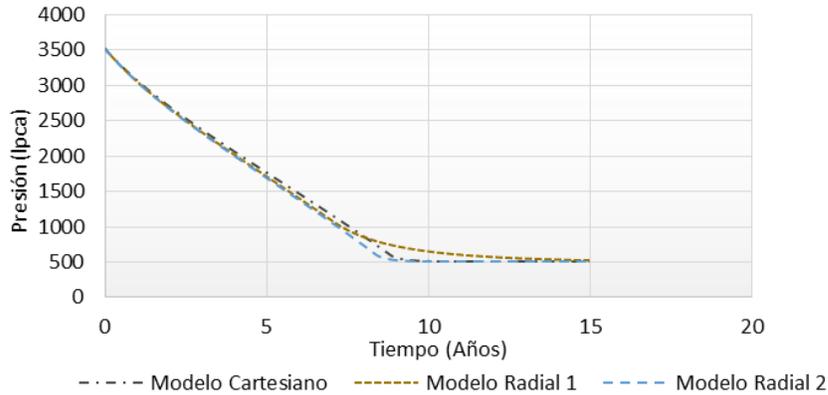
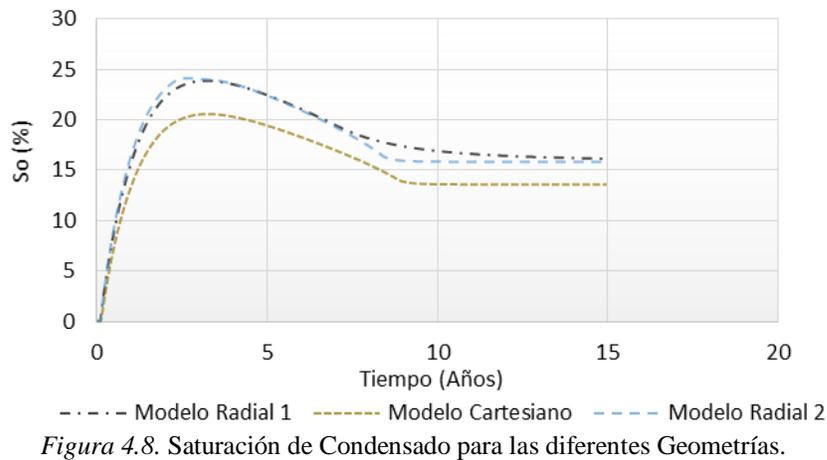
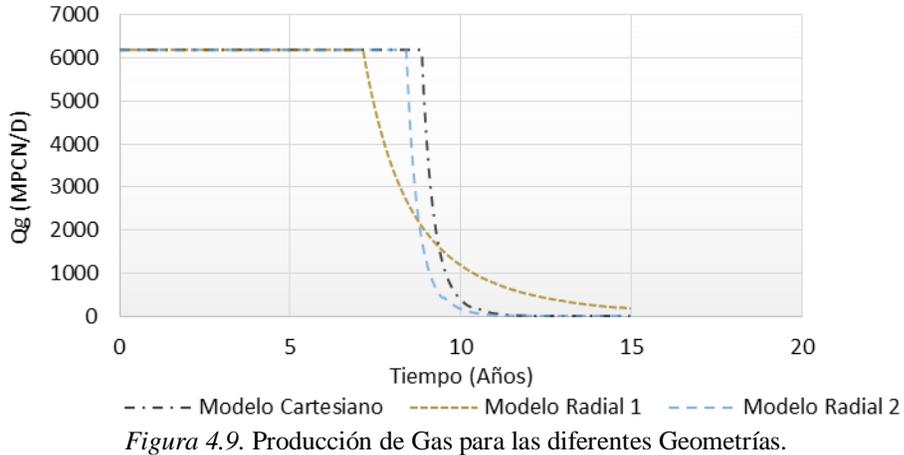


Figura 4.7. Caída de Presión en las diferentes Geometrías.

En la Figura 4.7, se puede observar que para la geometría Radial 1 la caída de presión muestra un comportamiento lineal con el paso del tiempo, alcanzado la mínima presión de fondo fluyente establecida (500 lpca) a los catorce (14) años aproximadamente, mientras que, la geometría Radial 2 alcanza la presión mínima a los ocho (8) años y medio aproximadamente y la Cartesiana a los nueve (9) años, siendo entonces estas dos geometrías más sensibles a la caída de presión.



La saturación máxima de condensado para la geometría Cartesiana es mucho menor a la observada en las geometrías Radial 1 y Radial 2, tal como lo muestra la Figura 4.8. A su vez, se puede observar, en los tres casos, que una vez alcanzada la presión mínima, la saturación de condensado permanece constante.



La producción de gas en el modelo está limitada a 6200 MPCN/D. En la Figura 4.9, se observa que esta producción se mantiene constante hasta alcanzar la presión mínima en donde cae súbitamente hasta hacerse cero. El comportamiento es más brusco en los modelos con geometría Cartesiana y Radial 2 debido a que en el modelo con geometría Radial 1 la presión mínima se alcanza mucho más tarde. Un

comportamiento similar pero menos pronunciado se puede contemplar en la Figura 4.10, en donde una vez alcanzada la presión mínima la producción de condensado se hace cero.

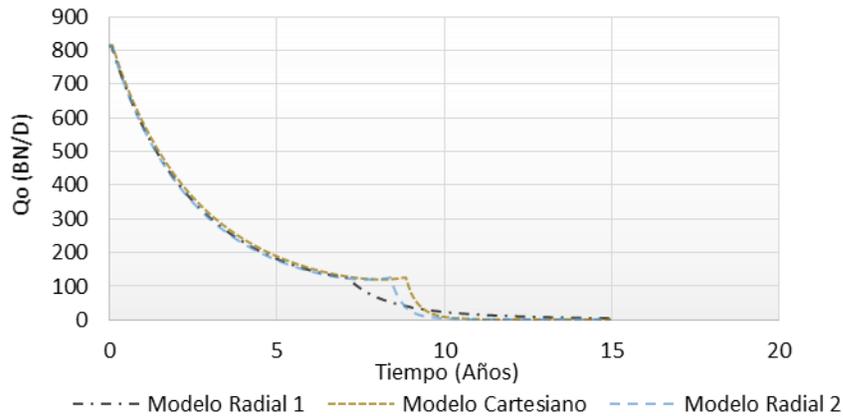


Figura 4.10. Producción de Condensado para las diferentes Geometrías.

Los estudios de simulación a nivel de pozo son sensibles a la caída de presión, tal como se observó en las Figuras 4.7 a la 4.10, por lo que se requiere trabajar con un modelo que permita reproducir, en el tiempo exacto, cualquier cambio de presión. El modelo con geometría Radial 1 fue el que más tarde alcanzó la presión mínima siendo entonces descartable a la hora de realizar algún estudio a nivel de pozo. Por su parte, los modelos con geometría Cartesiana y Radial 2 presentaron el mismo comportamiento pero en diferentes tiempos.

El proceso de acumulación de condensado suele ser un proceso rápido y sensible a los cambios de presión, anticipar el momento en que la presión empieza a caer a condiciones críticas podría evitar la formación de un anillo de condensado. De los modelos estudiados, el modelo con geometría Radial 2 fue el que antes alcanzó la mínima presión, siendo el más representativo para este tipo de estudios.

Adicionalmente, se analizó como podría afectar al comportamiento de las curvas, completar todas las capas en las geometrías Cartesiana y Radial 2. Los resultados se presentan en las Figuras 4.11 a la 4.22.

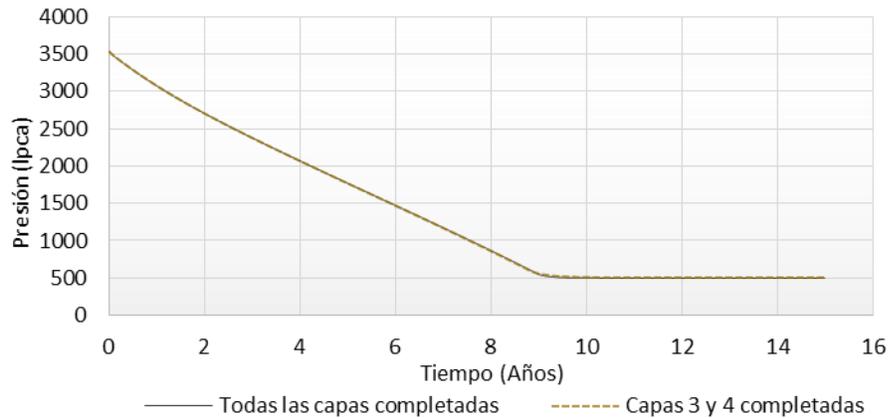


Figura 4.11. Caída de Presión en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.

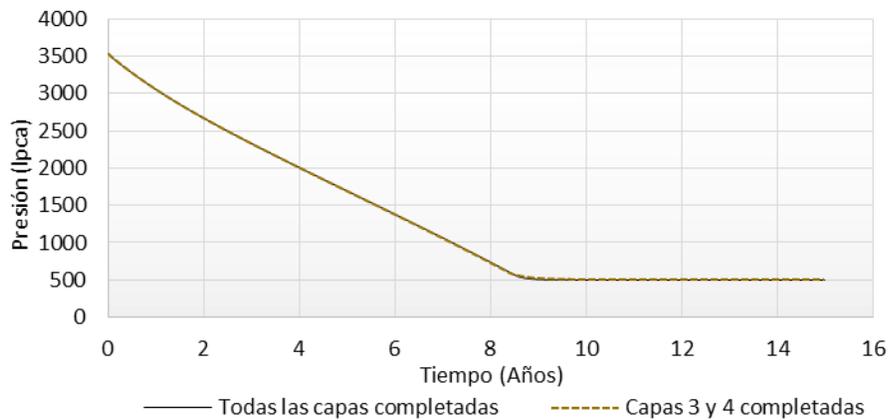


Figura 4.12. Caída de Presión en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.

Los resultados obtenidos en las Figuras 4.11 y 4.12, permiten afirmar que a las condiciones del caso base, completar todas las capas no afectaría a la caída de presión.

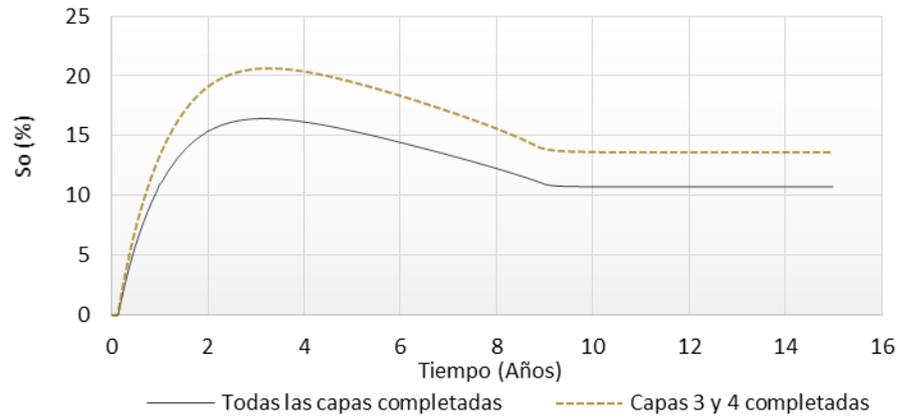


Figura 4.13. Saturación de Condensado en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.

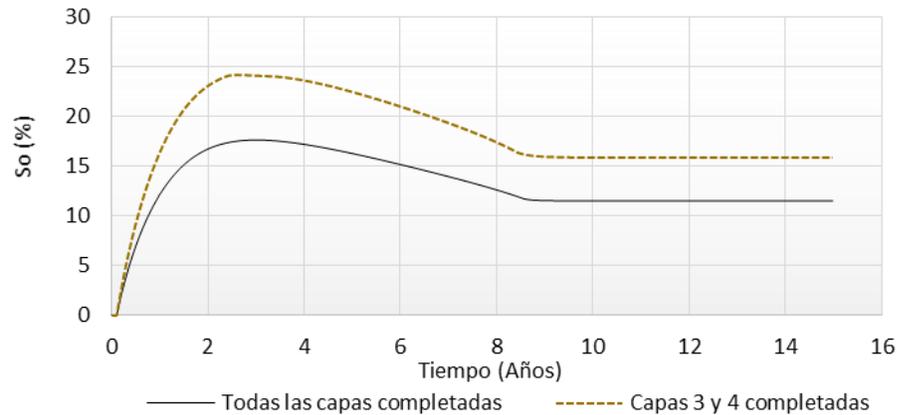


Figura 4.14. Saturación de Condensado en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.

La saturación de condensado si se ve afectada al completar todas las capas, tal como se muestra en las Figuras 4.13 y 4.14, alcanzando valores más bajos de saturación. Sin embargo, en las Figuras 4.15 a la 4.18, se puede observar que a pesar de que la acumulación de líquidos es menor al completar todas las capas, la producción de gas y condensado se mantiene igual. Esto se debe a que el efecto de la acumulación de condensado sobre la movilidad del gas no es significativo al pasar de 15% a 20% en saturación, para las condiciones establecidas.

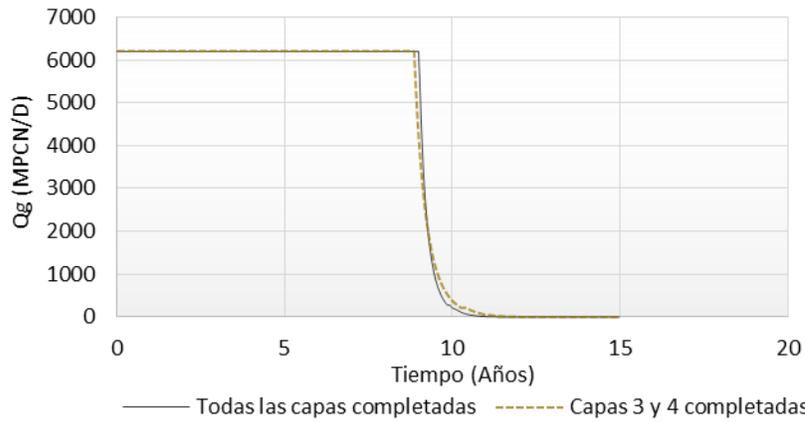


Figura 4.15. Producción de Gas en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo.

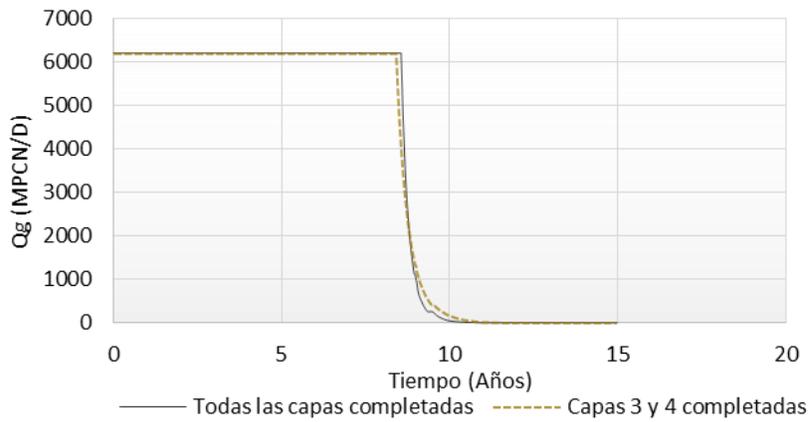


Figura 4.16. Producción de Gas en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.

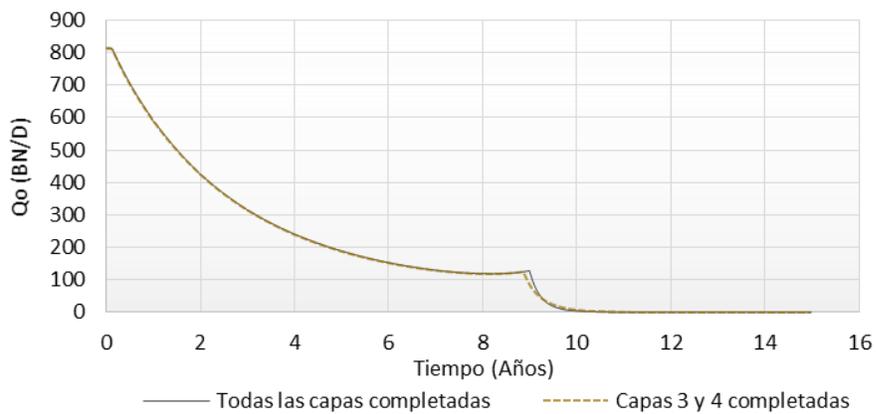


Figura 4.17. Producción de Condensado en el Mallado Cartesiano a diferentes completaciones del Pozo

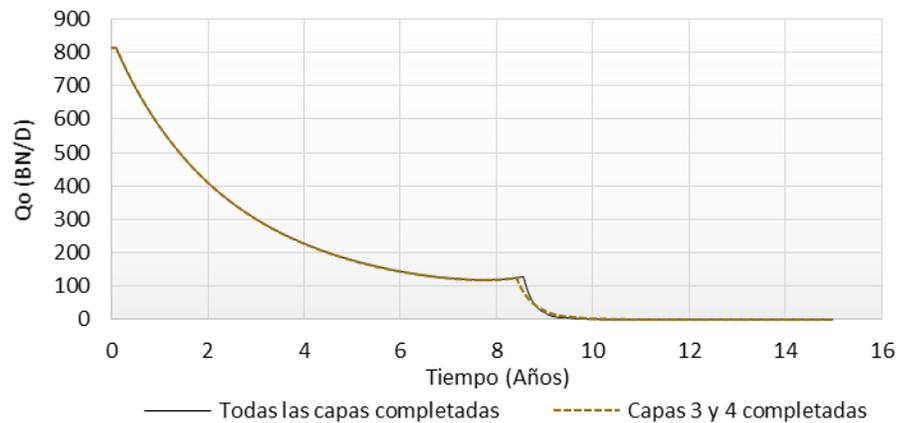


Figura 4.18. Producción de Condensado en el Mallado Radial 2 a diferentes completaciones del Pozo.

Es importante mencionar que tanto la geometría Cartesiana como la Radial 2 son representativas para el modelo planteado, ya que las condiciones del mismo permiten mantener la tasa de gas constante hasta alcanzar la presión de fondo mínima, sin presentar mayores problemas con la acumulación de condensado.

Teniendo en cuenta que la geometría Cartesiana presentó valores más bajos en las curvas de saturación, la geometría Radial 2 es la que mejor podría representar el efecto para casos más críticos en los que la tasa de gas no se pueda mantener constante o la presión decline antes de lo esperado.

4.4. Implementación del Caso Base a condiciones de una zona productora de gas en Venezuela

4.4.1. Ajuste de la Ecuación de Estado

Para el ajuste de la ecuación de estado se seleccionó, mediante un proceso de ensayo y error, la agrupación descrita en el Paso 6 de la Tabla 3.17 (sección 3.3.5.2), y los parámetros de regresión seleccionados, también por ensayo y error, se pueden apreciar en la Figura 4.19.

Component-based regression variables:

Mnem	Omega_A	Omega_B	Pcrit	Tcrit	VcritV	ZcritV	AcenFac	Sshft	
X1+		1	1	1					+
C3+	1			1					↑
C7+	1								
C8+	1								
C10+	1	1	1						↓

Binary Interaction Coefficient regression variables:

Mnem	X1+	C3+	C7+	C8+	C10+	
X1+						+
C3+						↑
C7+						
C8+						
C10+	1					↓

Figura 4.19. Parámetros de Regresión seleccionados.

Las Figuras 4.20 a la 4.23, presentan las gráficas de los experimentos simulados luego de la regresión, y en la Tabla 4.3, se presentan los errores asociados al ajuste.

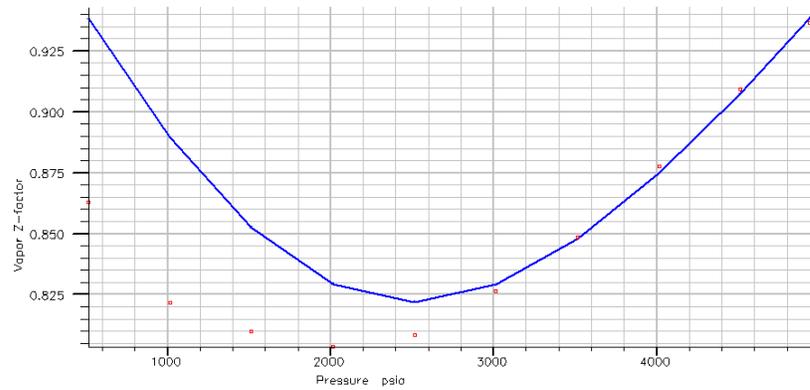


Figura 4.20. Gráfica del Factor de Compresibilidad del Gas después del ajuste.

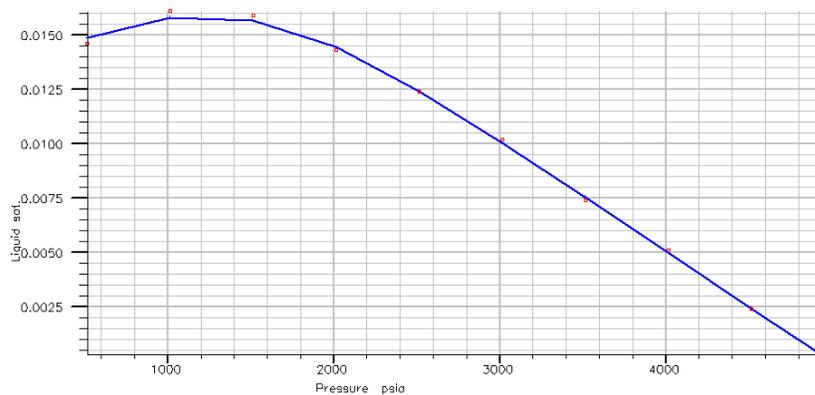


Figura 4.21. Gráfica Saturación del Líquido después del ajuste.

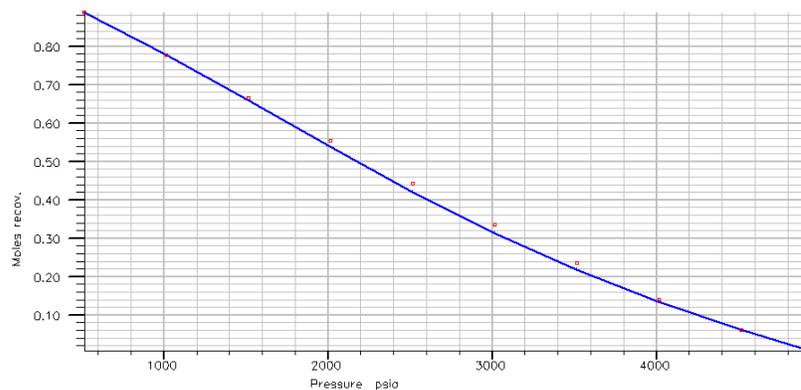


Figura 4.22. Gráfica de los Moles de Gas Retirados después del ajuste.

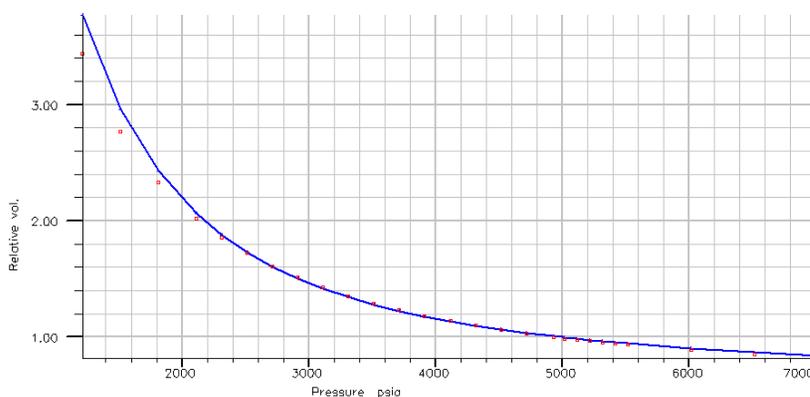


Figura 4.23. Gráfica del Volumen Relativo después del Ajuste.

Tabla 4.3. Errores asociados al ajuste por regresión

	Error (%)
Presión de Rocío	1,28
Factor Z	2,82
Saturación del Líquido	1,24
Moles de Gas Retirados	3,04
Volumen Relativo	1,56
Global	3,08

Los errores obtenidos durante la regresión demuestran que las pruebas PVT simuladas se ajustaron con la misma calidad y un error promedio menor al 5%.

Una vez realizada la corrida, se obtuvo que es posible implementar el modelo a las condiciones de una zona de gas en Venezuela proveniente de yacimientos de gas condensado.

4.5. Estudio del Efecto de la Formación de un Anillo de Condensado

Las Figuras 4.24 a la 4.32, presentan los resultados obtenidos durante el proceso de simulación para estudiar el efecto de la formación de un anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor.

La Figura 4.24, presenta la distribución de la saturación del condensado en función del tiempo para diferentes distancias al pozo. Se puede observar que la saturación máxima de condensado es 1% del volumen poroso, y ocurre entre 1 y 20 pies del pozo. Esta saturación al poco tiempo disminuye manteniéndose en 0,8%.

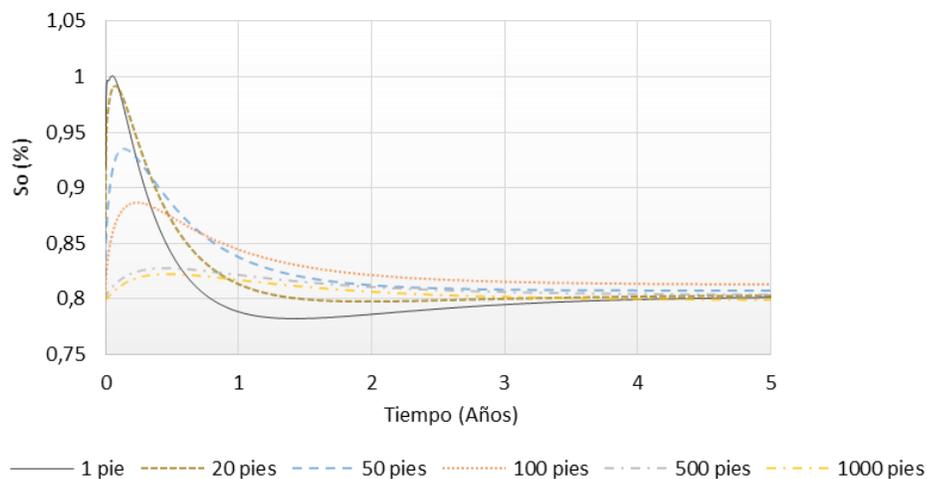


Figura 4.24. Saturación del Condensado en función del tiempo.

Como la máxima saturación de condensado alcanzada fue de 1%, se puede afirmar que existe un gas condensado pobre, puesto a que este gas no genera más del 5% de condensación de líquido, tal como se observa en la Figura 2.4 de la sección 2.3.

En la Figura 4.25, se presenta la variación de la saturación del condensado en función de la distancia a diferentes períodos de tiempo. Se puede observar que la Región 1, que se encuentra más lejana al pozo (ver Figura 2.6), no existe. Esto quiere decir, que la presión del yacimiento está por debajo de la presión de rocío, por lo que la acumulación de líquidos ha afectado a todo el yacimiento.

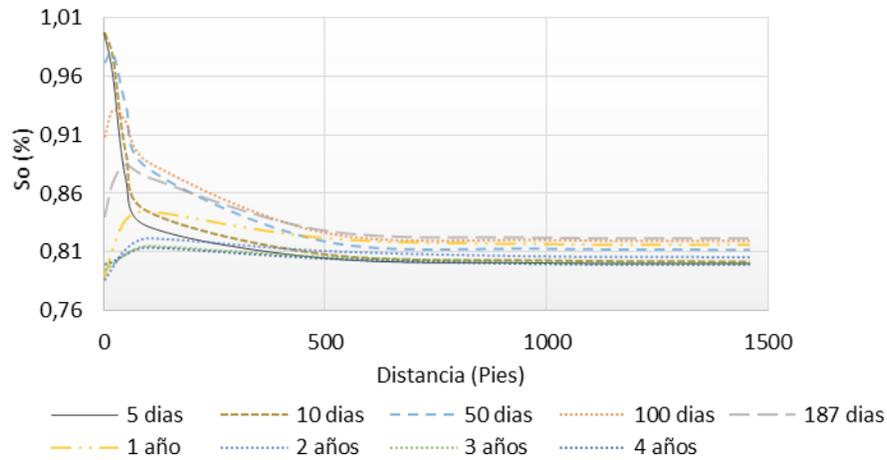


Figura 4.25. Saturación del Condensado en función de la distancia del pozo.

De la Figura 4.25, se tomó la curva de saturación a los 50 días como referencia para analizar con más detalle las regiones de distribución del fluido en la Figura 4.26.

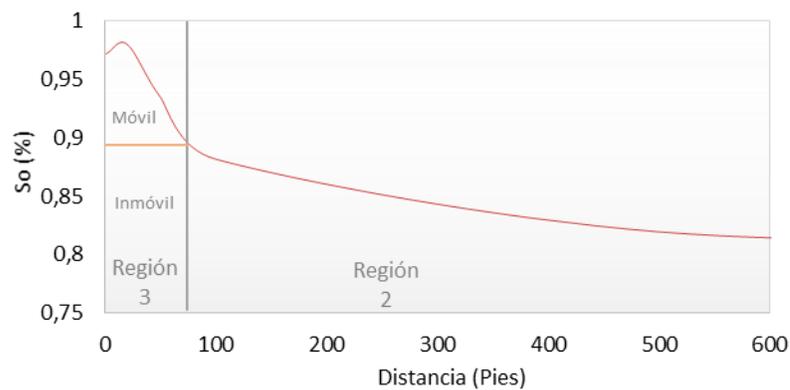


Figura 4.26. Regiones formadas alrededor del Pozo.

Como ya se explicó, la Región 1 no existe. Esto implica que hay acumulación de condensado en gran parte del yacimiento, lo que obstruye el flujo de gas al pozo. La Región 2 es la que abarca más volumen en este caso, con un incremento en la saturación de condensado de 0,8% a 0,9%. Esto tiene sentido puesto a que en esta región es donde empieza a acumularse el condensado.

Es importante mencionar, que en la Región 2 el condensado permanece inmóvil. La Región 3 se reconoce por un cambio de pendiente en la curva producto del movimiento de ambas fases del fluido en esa zona del yacimiento, quiere decir que en esta región se alcanza la saturación crítica del condensado y es posible que parte del líquido sea producido en superficie.

En la Figura 4.26, se observa que la Región 3 se encuentra a menos de 100 pies del pozo, y la mayor parte del condensado acumulado permanece inmóvil, es decir, un mínimo volumen de este condensado, es el que se produce.

En la Figura 4.25, se observa que la acumulación de condensado crece con el paso del tiempo, y para los 2 años ya no se observa la Región 3. Esto se debe a que con el tiempo la zona de condensado inmóvil mostrada en la Figura 4.26, abarca más volumen debido al agotamiento natural del yacimiento. Esto significa, que el anillo de condensado crece con el tiempo, por lo que la producción de gas y condensado se verá afectada al poco tiempo de iniciar la producción.

Por otro lado, también se observa en la Figura 4.24 que al caer la presión disminuye la saturación del condensado hasta cierto punto donde muestra un ligero incremento. Este incremento es debido a la revaporización del condensado que ocurre luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima. No está demás mencionar que el condensado no se revaporiza totalmente, por eso se observa, en la gráfica, que a pesar de que sigue cayendo la presión, la saturación de condensado no se hace cero. Rojas (2003), explica q la razón por la que no existe una revaporización total es que se debe

alcanzar la presión de rocío normal y ésta solo se alcanza a presiones por debajo de la atmosférica, es decir, al vacío. La Figura 4.27, presenta la caída de presión en función del tiempo a las diferentes distancias del pozo.

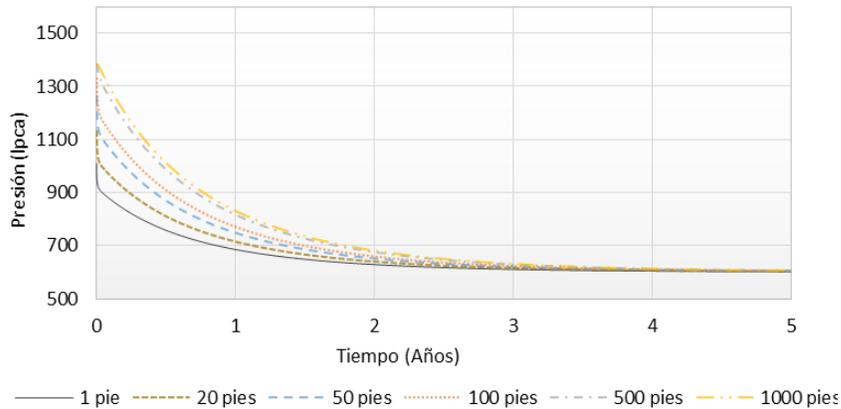


Figura 4.27. Caída de presión en función del Tiempo.

En la Figura 4.27, se puede observar que tal como se esperaba la presión es mayor en las regiones más alejadas del pozo, y cae con el paso del tiempo por el agotamiento natural del yacimiento. No llega a cero, puesto a que en el modelo de simulación se estableció como presión mínima 600 lpca, que es el valor en que la presión se hace constante después de 3 años a cualquier distancia del pozo.

En las Figuras 4.28 y 4.29, se presenta como influye la acumulación de condensado en el yacimiento sobre la permeabilidad relativa del fluido. Se espera que con el aumento de la saturación de condensado, la permeabilidad relativa al gas disminuya, mientras que la permeabilidad relativa al condensado aumente.

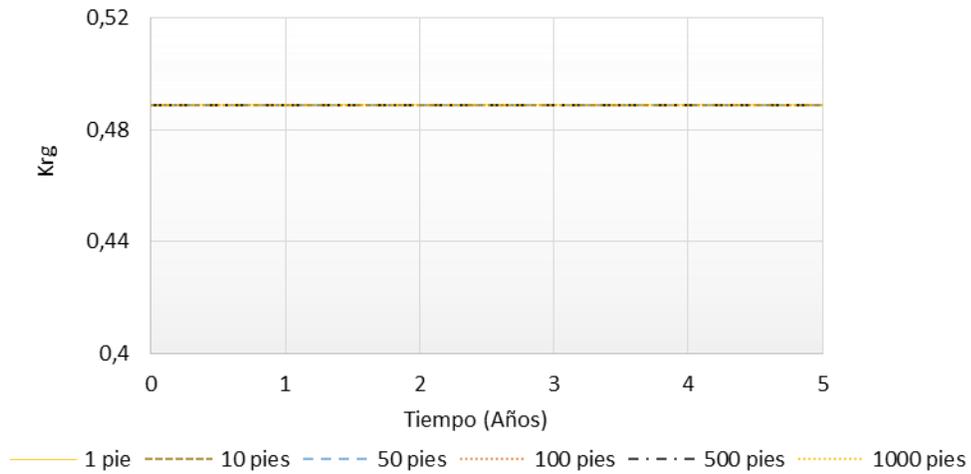


Figura 4.28. Permeabilidad relativa al Gas en función del Tiempo.

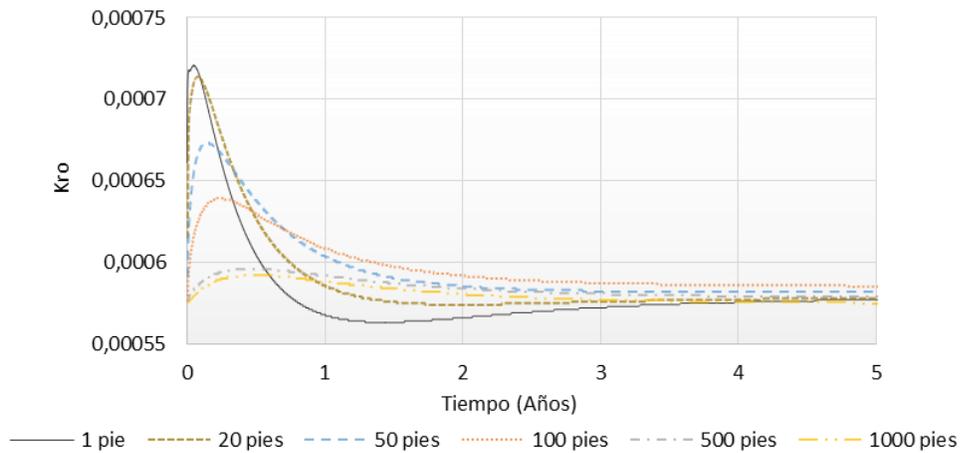


Figura 4.29. Permeabilidad Relativa al Condensado en función del Tiempo.

A pesar de que se esperaba un decrecimiento en la curva de permeabilidad relativa al gas, la misma muestra un comportamiento constante que se puede apreciar en la Figura 4.28. Esto permite pensar que todo el condensado acumulado permanece inmóvil pero en la Figura 4.29, se observa que la permeabilidad relativa al condensado presenta un ligero aumento, en el tiempo en que se forma la Región 3, con un valor máximo de permeabilidad relativa al condensado de 0,00072 aproximadamente, siendo un valor muy pequeño que permite afirmar que la capacidad de flujo del condensado es muy baja, es decir, apenas se mueve.

Como la permeabilidad relativa al gas permanece constante a lo largo del tiempo, y la del condensado presenta un ligero aumento en el primer año y luego permanece constante, es de esperarse que el flujo ya este lo suficientemente obstruido.

En las Figura 4.30 y 4.31, se presenta la producción de gas y de condensado, respectivamente. En estas figuras se confirma lo antes expuesto: la tasa de condensado producida es mínima, y la tasa de gas cae bruscamente al poco tiempo de iniciar la producción.

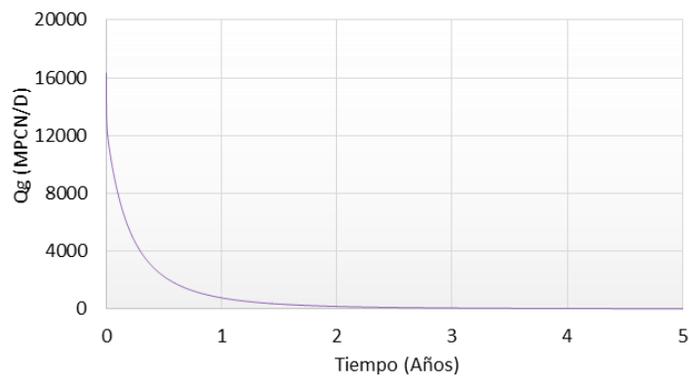


Figura 4.30. Producción de Gas en función del Tiempo.

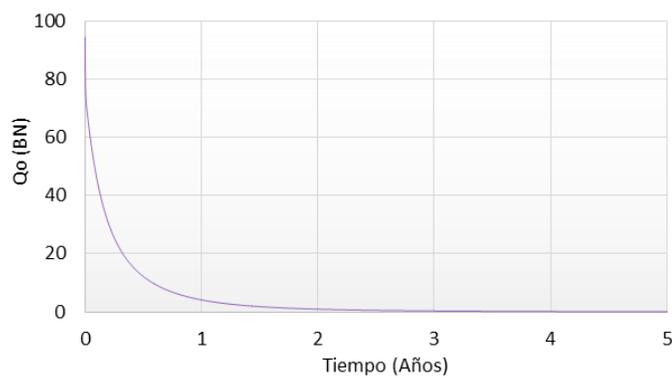


Figura 4.31. Producción de Condensado en función del Tiempo.

Tal como se observa en las Figuras 4.30 y 4.31, la producción se ve directamente afectada por el bloqueo que genera la acumulación de condensados en las adyacencias del pozo productor. Para estudiar con más detalle el efecto del anillo de condensado se presenta en la Figura 4.32, la producción de gas y de condensado junto con la relación gas condensado al momento de alcanzar la saturación de condensado máxima.

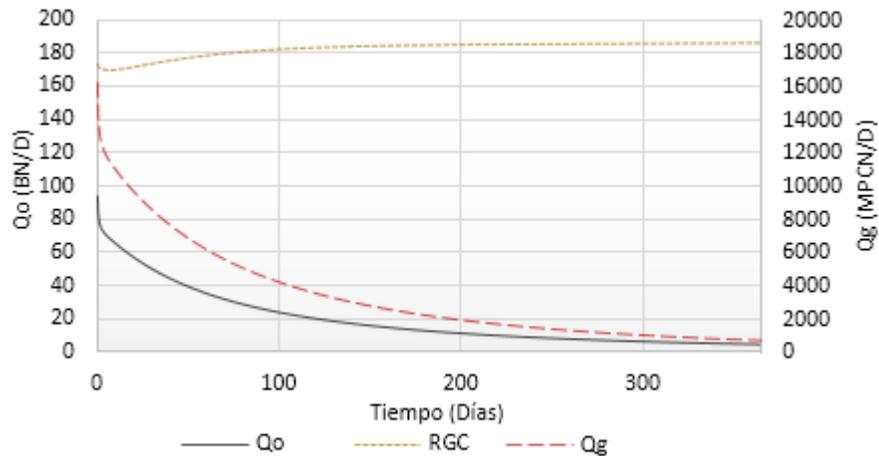


Figura 4.32. Tasa de Gas y Condensado con la Relación Gas Condensado a principios de la producción

En la Figura 4.32, se observa que la producción de condensado nunca superó a la producción del gas. Esto tiene sentido, puesto a que la capacidad de flujo del condensado es muy baja. Se observa que la producción de gas pasa de 16 MMPCN/D a 12 MMPCN/D en menos de 5 días. A los 100 días la producción cae a 4 MMPCN/D, y al año produce 700 MPCN/D. La producción de gas y de condensado presentan el mismo comportamiento. En la Figura 4.32, se observa un cambio de pendiente en la producción de gas y en la de condensado en el momento en que se alcanza la saturación máxima de condensado. La producción se hace cero al alcanzar la presión de fondo mínima.

La formación de un anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor provoca que la tasa de gas caiga drásticamente en menos de 100 días. Si la acumulación de condensado afecta al yacimiento completo el efecto es más crítico. Es importante resaltar, que el efecto de la formación del anillo de condensado depende de las condiciones iniciales del yacimiento y de las condiciones de operación del pozo. Para el modelo de simulación no se contaba con la información de control con el que opera el pozo. El único límite que se estableció fue una presión de fondo mínima igual a 600 lpca, este valor no corresponde a la presión mínima con la que operan en el campo.

4.6. Análisis de Sensibilidad

Las Figuras 4.33 a la 4.43, presentan los resultados obtenidos luego de evaluar el efecto que produce el cambio de la mínima presión de fondo fluyente, las curvas de permeabilidad relativa, la porosidad y la permeabilidad radial sobre la acumulación de condensado en el modelo generado.

Para las gráficas de saturación de condensado en función de la distancia, se tomó como referencia la curva obtenida a los 50 días de iniciar la producción.

4.6.1. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado

En las Figuras 4.33 a la 4.35, se puede observar el efecto de la presión de fondo fluyente sobre la acumulación de condensado.

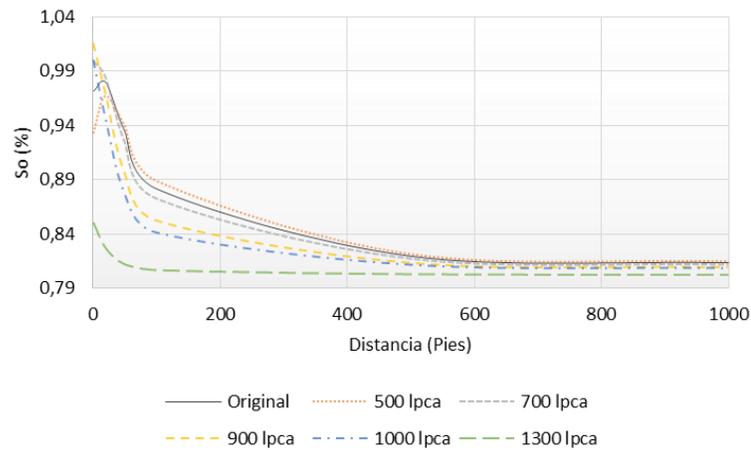


Figura 4.33. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado.

En la Figura 4.33, se puede observar que a presiones por debajo de la presión de yacimiento no existe la Región 1, por lo que se puede afirmar que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de rocío.

Por otro lado, se puede afirmar que a medida que aumenta la presión de fondo, la acumulación de condensado a lo largo del yacimiento se hace menor, pero en las zonas cercanas al pozo este comportamiento cambia. Para estudiar con más detalle el efecto de la presión de fondo fluyente sobre la acumulación de condensado se presenta la Figura 4.34.

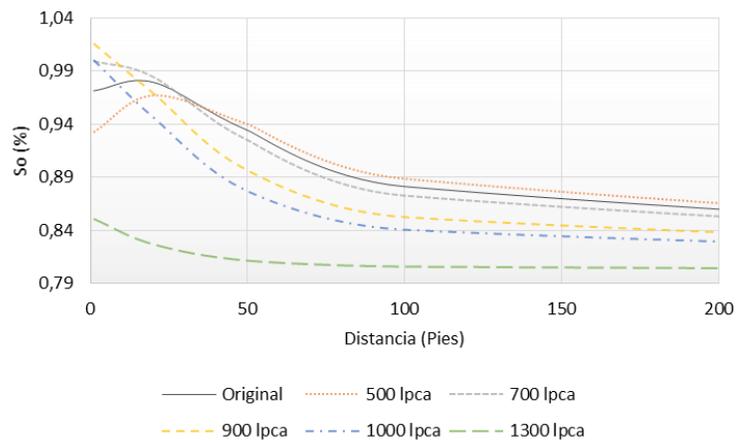


Figura 4.34. Efecto de la Presión de Fondo Fluyente sobre la Acumulación de Condensado.

En la Figura 4.34, se puede observar que a 500 lpca, la saturación máxima de condensado es menor que a presiones hasta 1000 lpca. Por su parte, la acumulación de condensado es máxima al alcanzar 900 lpca, luego de este valor la saturación comienza a disminuir con el aumento de la presión. Para 1300 lpca que corresponde a una presión muy cercana a la presión de yacimiento (1415 lpca) la Región 3 no existe, por lo que el condensado no supera la saturación mínima para empezar a fluir.

Esto se quiere decir, que cuando no existe ninguna restricción de producción, una disminución en el diferencial de presión provoca que los condensados se mantengan estáticos ampliando la Región 2. Esto se debe a que no se cuenta con suficiente energía para levantar los fluidos, lo que se evidencia en la Figura 4.35, en donde se puede observar que al aumentar la presión de fondo, la producción declina y para el caso del menor diferencial de presión, la producción tiende a cero.

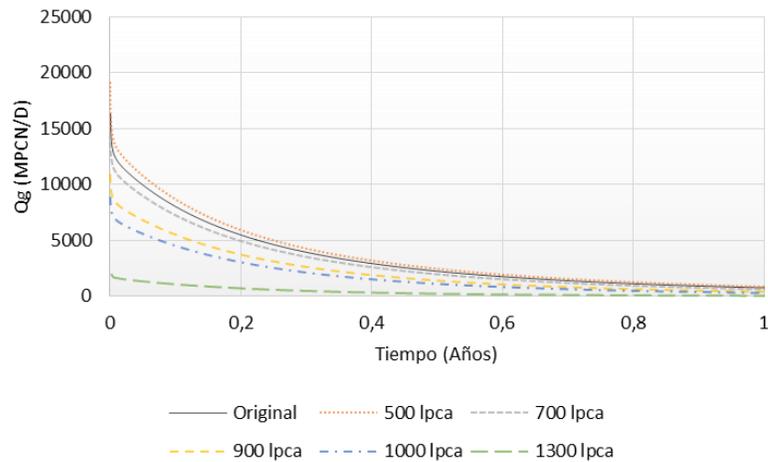


Figura 4.35. Producción de Gas a diferentes Presiones de Fondo Fluyente.

4.6.2. Efecto de la Permeabilidad Relativa sobre la Acumulación de Condensado

Las Figuras 4.36 a la 4.38, presentan el efecto de las tablas de permeabilidad relativa sobre la acumulación de condensado.

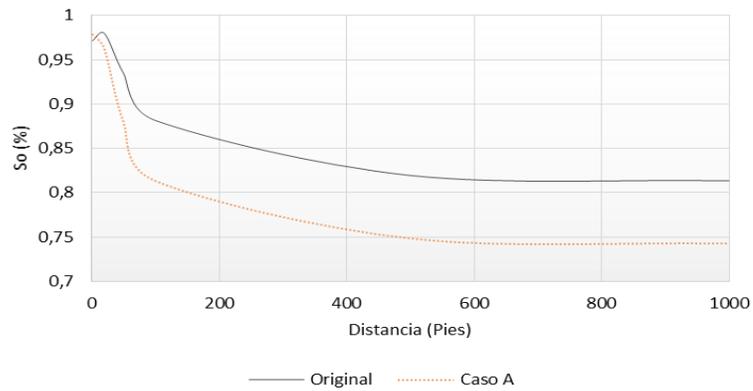


Figura 4.36. Efecto de la Permeabilidad Relativa del Caso A sobre la Acumulación de Condensado.

En la Figura 4.36, se puede observar que para el Caso A, existen dos (2) Regiones de distribución del fluido. La región más cercana al pozo abarca 100 pies con una saturación máxima de 0,98% a los 50 días de iniciada la producción.

La saturación máxima alcanzada para ambos casos es la misma, pero la acumulación de condensado es mucho mayor para el caso original. A su vez, es notorio que la fracción de condensado móvil es mucho mayor en el Caso A, por lo que la producción de gas se puede ver afectada por el flujo de condensado.

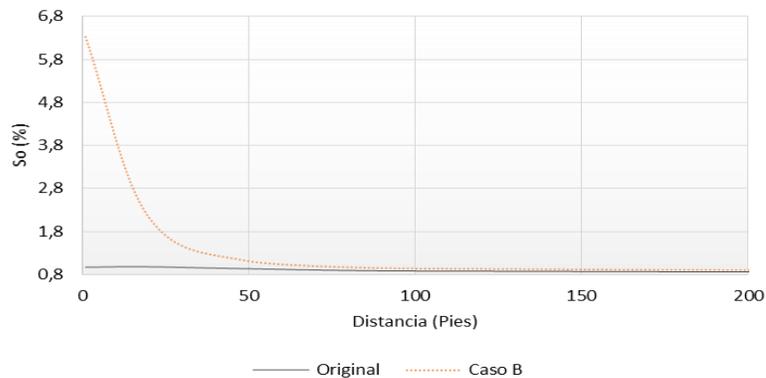


Figura 4.37. Efecto de la Permeabilidad Relativa del Caso B sobre la Acumulación de Condensado.

En la Figura 4.37, se puede observar que para el Caso B se alcanzan valores de saturación mucho mayores a los del caso original. Existen solo 2 Regiones para este

caso, con una acumulación de condensado entre 1% y 6,3% en la Región 3, y una acumulación de condensado móvil alrededor del pozo mucho mayor que para el caso original.

Esto quiere decir, que la distribución del fluido en el yacimiento se ve afectada directamente por los cambios en los límites de movilidad del fluido.

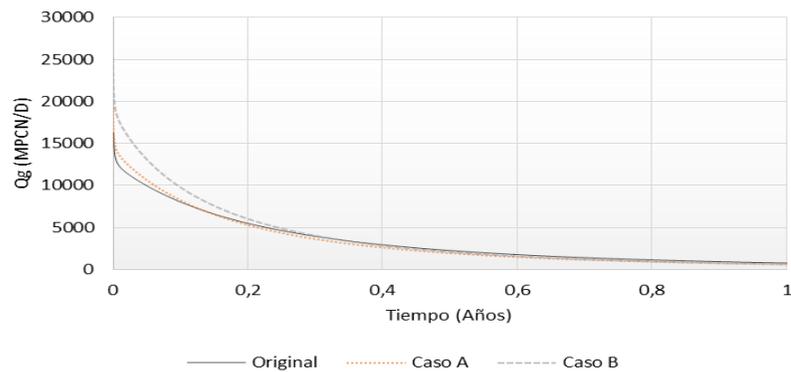


Figura 4.38. Producción de Gas a diferentes Permeabilidades Relativas.

La producción de gas para el Caso A, es ligeramente mayor a la original al iniciar la producción, ya que posee menos acumulación de condensado presentando menor obstrucción. Sin embargo, para el Caso A hay una fracción de condensado móvil mayor a la del caso original, por lo que la permeabilidad relativa al gas en esta zona disminuye.

Por otro lado, la producción del Caso B es mayor a la del caso original al alcanzar la saturación máxima. Esto se debe a que la capacidad del flujo dada por la permeabilidad relativa del fluido en el caso B, es mayor que para el caso A. (Ver Tablas 3.3 y 3.14).

Como la acumulación global de condensado se mantiene constante en la Región 2 y como esta región es la que abarca más volumen, luego de transcurridos 70 días la

producción de gas cae bruscamente a 5 MMPCN/D en los tres casos, y continua disminuyendo hasta llegar a cero.

Es importante resaltar que, a pesar de que la distribución de las regiones del fluido alrededor del pozo se vio afectada por el cambio en la permeabilidad relativa, la producción de gas con el tiempo se mantuvo constante variando solo en los primeros días de producción, en donde se alcanza la saturación máxima. Esto se debe que la comparación fue realizada a las mismas condiciones iniciales del yacimiento y de operación del pozo, lo que implica que el efecto de la acumulación de condensado sobre la producción depende de las mencionadas condiciones.

4.6.3. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado

Las Figuras 4.39 a la 4.41, presentan el efecto de la porosidad sobre la acumulación de condensado.

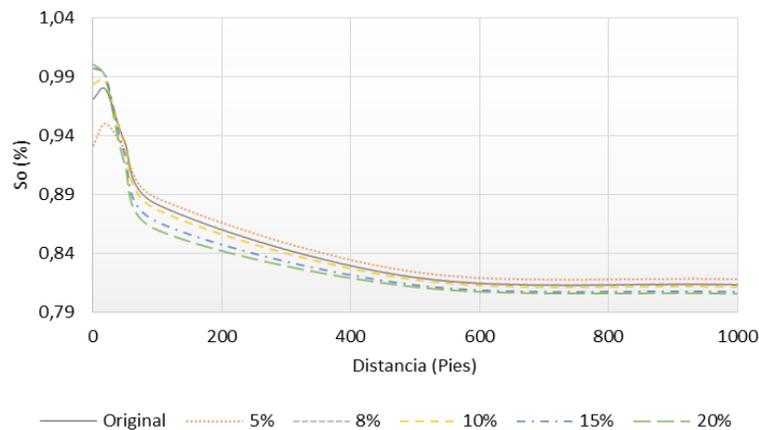


Figura 4.39. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado.

En la Figura 4.39, se puede observar que conforme aumenta la porosidad, la acumulación de condensado se hace menor en la Región 2, y aumenta la máxima saturación de condensado alcanzada en la Región 3. El volumen de fluido móvil en la Región 3 crece con la porosidad. En la Figura 4.40, se presenta con más detalle el efecto de la porosidad en la Región 3.

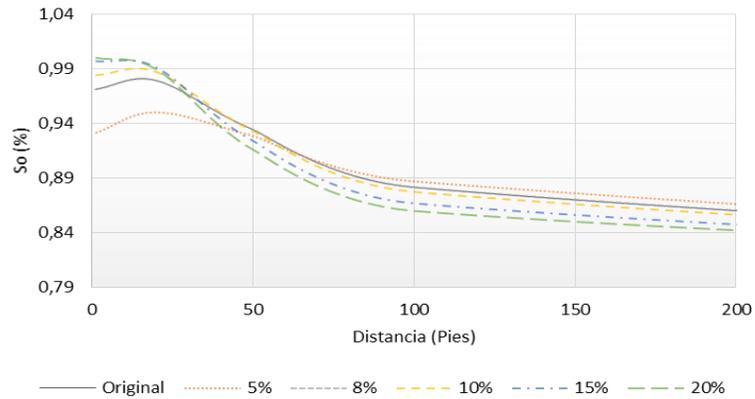


Figura 4.40. Efecto de la Porosidad sobre la Acumulación de Condensado.

Al mantener todos los parámetros constantes, y variar solo la porosidad, el comportamiento de la curva de producción de gas obtenida, para cada volumen poroso, fue el mismo, solo que cada curva se encuentra desplazada, aumentando la tasa de gas con el aumento de la porosidad, tal como se observa en la Figura 4.41.

Esto tiene sentido, puesto a que al aumentar la porosidad, el volumen ocupado por los fluidos aumenta.

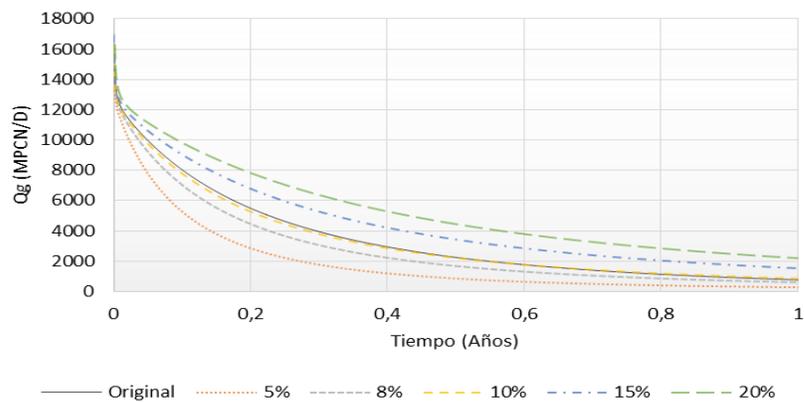


Figura 4.41. Producción de Gas a diferentes Porosidades.

En un rango de porosidad entre 0,05 y 0,20, a las condiciones del modelo generado, la acumulación de condensado no se ve afectada considerablemente. Las curvas de saturación siguen el mismo comportamiento, y el rango de saturación máxima pasa de 0,95% a 1% a los 50 días de iniciada la producción. Por lo tanto, el desplazamiento de las curvas de producción de gas se deben al aumento en el espacio poroso y no por la acumulación de condensado. Entonces se obtiene mayor producción a mayores porosidades porque el volumen ocupado por el gas crece con el aumento de la porosidad. La caída brusca en la producción es causada por el condensado que se ha acumulado en las diferentes regiones del yacimiento.

4.6.4. Efecto de la Permeabilidad Radial sobre la Acumulación de Condensado

En las Figuras 4.42 y 4.4, se presenta el efecto de la permeabilidad radial sobre la acumulación de condensado.

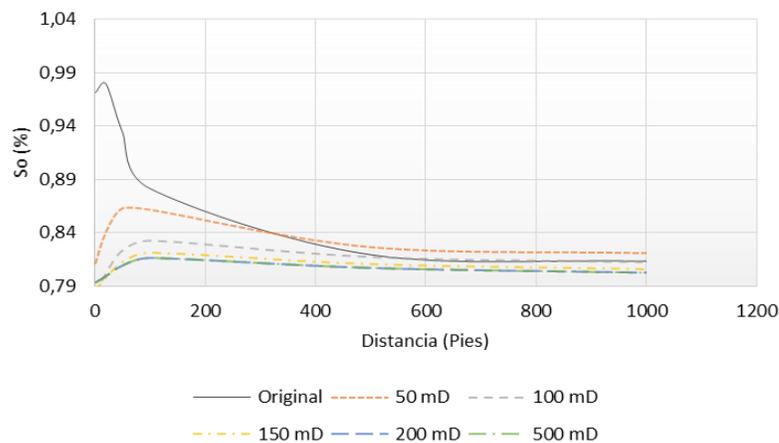


Figura 4.42. Efecto de la Permeabilidad Radial sobre la Acumulación de Condensado.

En el modelo original la permeabilidad radial del fluido en estudio varía en cada capa. Como se desea estudiar el efecto de la permeabilidad radial sobre la acumulación de condensado, se trabajó con permeabilidades constantes en todas las capas. Por esta

razón, los resultados obtenidos muestran mucha variación con respecto al modelo original.

En la Figura 4.42, se observa que al variar la permeabilidad radial, en un rango entre 50 mD y 500 mD, las curvas de saturación muestran el mismo comportamiento. Se alcanzan mayores saturaciones a bajas permeabilidades.

Después de 150 mD se complica identificar la Región 3, es decir, el líquido no alcanza la saturación crítica, por lo que permanece inmóvil y continua acumulándose. Sin embargo, esta acumulación no supera el 0,8% en saturación.

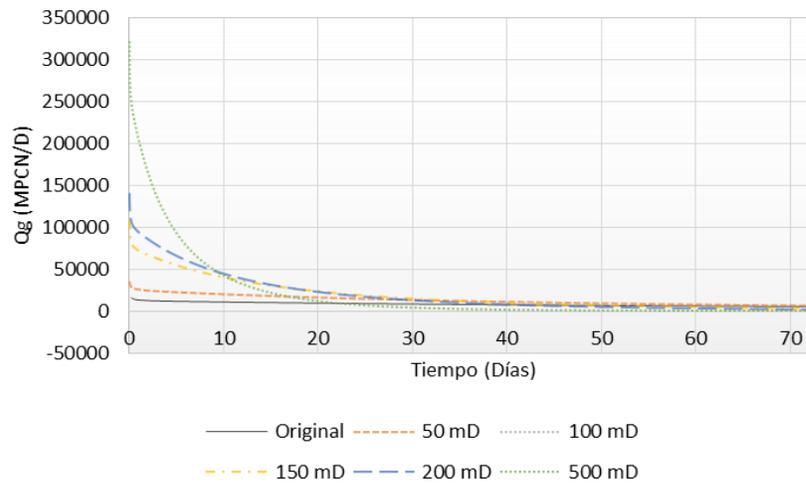


Figura 4.43. Producción de Gas a diferentes Permeabilidades Radiales.

En la Figura 4.43, se observa que la máxima producción es de 325 MMPCN/D para el caso de 500 mD y de 36 MMPCN/D para el caso de 50 mD. Esto se debe a que el flujo radial hacia el pozo se ve favorecido con el aumento de la permeabilidad radial.

A su vez, en la figura se observa que la producción aumenta a medida que la permeabilidad radial aumenta. El caso original, presenta menor producción ya que la permeabilidad radial en cada capa es menor que 50 mD (Ver Tabla 3.11).

CONCLUSIONES

1. Los resultados obtenidos durante el proceso de simulación permitieron validar la simulación realizada, con errores promedio menores al 10% para las curvas de producción instantánea y acumulada de condensado a las dos condiciones modeladas. Por su parte, las curvas de saturación presentaron errores menores al 20%. Estos resultados están sometidos a errores de apreciación en la lectura de los datos esperados.
2. Los simuladores comparados poseen las herramientas necesarias para realizar estudios de simulación de yacimientos de gas condensado, por lo que la selección de alguno de los dos software está sujeta a la decisión y preferencias del usuario.
3. El modelo con geometría Radial 1 alcanzó la mínima presión de fondo a los 14 años, el Radial 2 a los 8 años y medio aproximadamente, y el Cartesiano a los 9 años. A su vez, con la geometría Cartesiana se obtuvo los valores más bajos de saturación de condensado. Por lo que, el modelo con geometría Radial 2 se consideró más representativo para estudios de simulación a nivel de pozo.
4. Se logró implementar el modelo a una zona de gas en Venezuela obteniendo que el fluido en estudio corresponde a un gas condensado pobre que alcanzó una saturación máxima de condensado de 1%. Por su parte, la presión del yacimiento está por debajo de la presión de rocío y hay acumulación de condensado en gran parte del yacimiento.
5. Se formaron dos regiones de distribución de fluido alrededor del pozo observando que, en la Región 2 ocurrió un incremento en la saturación de condensado de 0,8% a 0,9%, y la Región 3 se ubicó a menos de 100 pies del pozo con una acumulación de condensado, en su mayoría inmóvil,

provocando que la tasa de producción caiga drásticamente en menos de 100 días.

6. Cuando no existe ninguna restricción de producción, una disminución en el diferencial de presión provoca que los condensados se mantengan estáticos ampliando la Región 2 debido a que no se cuenta con suficiente energía para levantar los fluidos.
7. La función de saturación del fluido o las curvas de permeabilidad relativa, afectan directamente la distribución de las regiones del fluido alrededor del pozo. Sin embargo, la producción se ve afectada solo al momento de alcanzarse la saturación máxima de condensado, debido a que el efecto de la acumulación de condensado sobre la producción depende de las condiciones iniciales del yacimiento y las de operación del pozo.
8. En un rango de porosidad entre 0,05 y 0,20, a las condiciones del modelo generado, las curvas de saturación siguen el mismo comportamiento, y el rango de saturación máxima pasa de 0,95% a 1% a los 50 días de iniciada la producción. Por otro lado, cuando se tienen valores permeabilidad radial altos, se observa menor acumulación de condensado y mayor tasa de gas, debido a que el flujo radial se ve favorecido con el aumento de la permeabilidad.

RECOMENDACIONES

1. Correr el modelo en un equipo que funcione en óptimas condiciones para realizar una comparación más justa de tiempos de cómputo y corrida de cada simulador.
2. Se recomienda verificar la consistencia de los datos antes de comenzar el proceso de simulación, ya que el mismo sugiere una serie de ajustes antes de correr el modelo.
3. Conocer con exactitud las condiciones de operación del pozo para obtener resultados más representativos.
4. Para estudios más profundos es necesario construir un mallado que represente con exactitud el área de estudio, con un mayor refinamiento local.
5. Realizar un cotejo histórico para obtener un comportamiento más preciso del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

(2011). Obtenido de Andragogy Virtual Campus:

http://www.andragogy.org/_Cursos/Curso00178/Temario/pdf%20leccion%205/leccion%205.pdf

Abasov M.T., A. Z. (s.f.). *“Problems of gas condensate wells productivity increase at the late stage of fields development.*

Ahmed H, E.-B. (2010). *Optimizing Simulations Studies for Gas Condensate Field Development and Management.* SPE.

Ahmed, E.-B. (2000). *Producing Rich-Gas-Condensate Reservoirs—Case History and Comparison between Compositional and Modified Black-Oil Approaches.* SPE.

Alcalá C., P. J. (2009). *Evaluación de los métodos de inyección comúnmente utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela, estableciendo las mejores prácticas en el control del banco de condensado retrógrado.* Universidad de Oriente. Barcelona: Trabajo de Grado.

Al-Meshari, A., Zurita, R., & McCain, W. (2005). *Tuning an Equation of State - The Critical Importance of Correctly Grouping Composition into Pseudocomponents.* Dallas: SPE.

Antón I., J. R. (2010). *Evaluación de la aplicabilidad de la ecuación de Cragoe en la determinación del peso molecular del condensado de los yacimientos de gases condensados del Oriente del país.* Universidad de Oriente. Barcelona: Trabajo de Grado.

B. Izgec, M. B. (2005). *Performance Analysis of a Modified Black-Oil Model for a Rich Gas Condensate Reservoir.* Texas : A&M University.

CMG. (2010). *Guia para el Usuario, GEM: Simulador Avanzado de Composición de Yacimientos.* Calgary.

- Fan, L. (2006). *Revisión de los yacimientos de gas condensado*. Houston: Oilfield Review.
- Gottberg, L., Bastidas, M., & Sánchez, D. (2014). *Modelaje numérico interfase pozo-formación geológica como alternativa preventiva para mejoramiento de producción de gas en yacimientos*. Los Teques: Intevep, S. A.
- Gutiérrez B., O. J. (2004). *Evaluación de esquemas de inyección de agua en yacimientos maduros a través de un modelo de simulación*. Universidad del Zulia. Maracaibo: Trabajo Especial de Grado.
- Kenyon, D., & Behie, G. (1987). *Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoir*. SPE.
- Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz, Venezuela.
- Sandoval, V. (2014). *Reducción de daño en Pozo en Yacimientos de Gas y Condensado por Inyección de Líquidos*. Ciudad Universitaria. Mexico D. F.: Tesis de Grado.
- Santos R., J. M. (2010). *Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensados*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga: Proyecto de Grado.
- Schlumberger. (2005). *PVTi and Eclipse 300*. Houston.
- Schlumberger. (2013). *Eclipse Reservoir Simulation Software Reference Manual*.
- Vargas R., M. L. (2012). *Modelo dinámico de la formación San Juan (gas condensado), campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco. Nuevas oportunidades para un campo maduro*. Universidad Central de Venezuela. Caracas: Trabajo Especial de Grado.
- Whitson, C., & Brulé, M. (2000). *Phase Behavior*. Richardson: SPE.
- Woo-Cheo Lee, K.-J. L.-M.-S.-M. (2011). *The Analysis of Gas Productivity by the Influence of Condensate Bank near Well*. . Seúl: Hanyang University.