

SIMULACIÓN DINÁMICA DE BANCO DE LÍQUIDOS EN YACIMIENTOS
DE GAS CONDENSADO

JOSÉ MANUEL SANTOS RUEDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2010

SIMULACIÓN DINÁMICA DE BANCO DE LÍQUIDOS EN YACIMIENTOS
DE GAS CONDENSADO

JOSÉ MANUEL SANTOS RUEDA
MONOGRAFÍA DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETROLEOS

DIRECTOR:

M.Sc. NICOLÁS SANTOS SANTOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2010

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, por tenerme siempre en su mente y por hacer tantos sacrificios para un mejor futuro; a mi papá por inculcarme una mentalidad de progreso; a mis amigos Hoover, Diana y Fabián por los buenos momentos; a Oscar Lozano por apoyarme y acompañarme siempre en este proceso; a Dios, por poner la gente indicada en el camino y por hacer realidad cada sueño que pasa por mi mente,

Special acknowledge to Dr. Yucel Akkutlu for believe in my work and support me during this new stage in my life

CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN	10
2. ABSTRACT	11
3. OBJETIVOS	12
3.1 General	12
3.2 Específicos	12
4. INTRODUCCIÓN	14
5. FUNDAMENTO TEÓRICO-CONCEPTUAL	16
5.1 Yacimientos de gas condensado	16
5.2 Bloqueo por condensados	19
5.3 Tratamiento de prevención y remoción del banco de condensados	22
6. DISEÑO DEL MODELO NUMÉRICO	26
6.1 Modelo numérico de un solo pozo	26
7. COMPOSICIÓN DEL FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	31
7.1 Mezcla multi-componente	31
7.1.1 Fluido a	32
7.1.2 Fluido B	33
7.1.3 Fluido C	33
7.2 Condiciones iniciales y de operación	35
7.3 Tiempo de simulación	37
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	38
8.1 Perfiles de saturación	38
8.2 Saturación máxima de condensado	42
8.3 Desarrollo del banco de condensado	42

8.4 Zonas de distribución de fluidos dentro del yacimiento	43
8.4.1 Zona I	45
8.4.2 Zona II	45
8.4.3 Zona III	46
8.5 Velocidad de crecimiento del banco de condensado	47
8.6 Efecto del banco de líquido sobre las permeabilidades relativas	50
8.7 Efecto del banco de condensado sobre la producción	52
8.8 Efecto del banco de condensado sobre el factor de recobro	53
8.9 Efecto del banco de condensado sobre la composición global del fluido	56
9. CONCLUSIONES	59
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas condensado	17
Gráfica 2. Perfil de presión que favorece la formación del banco de condensado	21
Gráfica 3. Modelo radial 2-D	27
Gráfica 4. Modelo numérico radial 2-D desarrollado	30
Gráfica 5. Envolverte de fases del fluido A	32
Gráfica 6. Envolverte de fases del fluido B	34
Gráfica 7. Envolverte de fases del fluido C	35
Gráfica 8. Curvas de permeabilidad relativa	36
Gráfica 9. Perfil de saturación de condensados en la región cercana al pozo para el fluido A	39
Gráfica 10. Perfil de saturación de condensados en la región cercana al pozo para el fluido B	40
Gráfica 11. Perfil de saturación de condensados en la región cercana al pozo para el fluido C	41
Gráfica 12. Punto de inflexión	41
Gráfica 13. Zondas de distribución de fluidos	44
Gráfica 14. Movilidad de condensados en la zona III	47
Gráfica 15. Saturación de condensado a seis meses de producción	48
Gráfica 16. Efecto del banco de condensado sobre la permeabilidad relativa del fluido	51
Gráfica 17. Curva de producción de gas	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades típicas de fluidos de yacimiento de gas condensado	18
Tabla 2. Distribución de celdas en el reservorio	29
Tabla 3. Propiedades del reservorio	29
Tabla 4. Composición de gases condensados a estudiar	34
Tabla 5. Condiciones iniciales y operacionales	36
Tabla 6. Saturación máxima de condensados	42
Tabla 7. Calculo de presión y temperatura pseudo-críticas	55
Tabla 8. Factor de recobro	56

1. RESUMEN

TÍTULO: SIMULACIÓN DINÁMICA DE BANCO DE LÍQUIDOS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.*

AUTOR: JOSÉ MANUEL SANTOS RUEDA.**

PALABRAS CLAVES: GAS CONDENSADO, BANCO DE CONDENSADOS, SIMULACIÓN COMPOSICIONAL.

DESCRIPCIÓN:

En yacimientos de gas condensado es común alcanzar las condiciones que favorecen la condensación de hidrocarburos en la región cercana al pozo, la cual conlleva a declinación acelerada de producción, pérdida de componentes pesados en el gas de venta, entre otras. Diversos métodos de recobro han sido propuestos para restaurar la producción de los yacimientos de gas condensado luego de la formación de un banco de líquido. La inyección cíclica de Gas y la Inyección de Agua Alternada con Gas (WAG) han sido implementadas para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de rocío. La estimulación térmica como inyección de gas caliente está siendo investigada para aplicaciones en la vecindad del pozo.

Es de vital importancia desarrollar un modelo numérico de un solo pozo (single well model), con el fin de analizar detalladamente la creación y propagación del banco de líquidos formado en la región cercana al pozo. Este modelo debe simular las condiciones de un yacimiento de gas condensado, con un pozo productor cuya presión de fondo fluyendo se encuentre por debajo del punto de rocío. Este trabajo estudia tres diferentes fluidos in-situ para analizar el efecto de la composición en el comportamiento del reservorio ante la presencia de líquido en el sistema poroso.

Los resultados de esta monografía corresponden perfiles de saturación de líquidos en la región cercana al pozo, curvas de producción, análisis de permeabilidades relativas, entre otros.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas – Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Nicolás Santos Santos.

2. ABSTRACT

TITLE: DYNAMIC SIMULATION OF LIQUID BANKING IN GAS CONDENSATE RESERVOIRS^{*}

AUTHOR: JOSÉ MANUEL SANTOS RUEDA.^{**}

KEYWORDS: GAS CONDENSATE, CONDENSATE BANKING, DYNAMIC SIMULATION.

DESCRIPTION

In gas condensate reservoir is usual to reach the conditions that allow the hydrocarbon condensation near the wellbore, leading to the accelerated production declination, loss of heavy components in the sale gas, etc. Several recovery methods have been proposed to restore the production of condensate gas fields after liquid banking formation. Cycle gas injection and injection of water alternated with gas (WAG) have been implemented to maintain reservoir pressure above the dew point. As well, thermal stimulation and injection of hot gas are being investigated for applications in the vicinity of the well.

Is important to develop single well model to analyze in detail the creation and growing of the condensate banking formed in the region near the wellbore. This model can simulate the conditions of a gas condensate reservoir, with a production well with flowing bottomhole pressure below the dew point. This paper study three different fluids in- site in order to analyze the effect of the composition in the reservoir behavior with the presence of liquid in the porous system.

Some of the results of this study are liquid saturation profiles in the near well region, production curves, analysis of relative permeability curves in the same region, etc.

^{*} Undergraduate Project

^{**} Physical-Chemical Sciences Faculty, Petroleum Engineering. Msc. Nicolas Santos Santos.

3. OBJETIVOS

3.1. GENERAL

- Simular las condiciones para la formación y posterior acumulación de condensados en cercanías del pozo en un yacimiento de gas condensado para analizar los efectos y posibles variables generadas por el bloqueo por esta saturación de líquido en el reservorio y su relación en el comportamiento del pozo.

3.2. ESPECÍFICOS

- Analizar detalladamente los resultados de los trabajos realizados en el pasado por otros autores (papers) enfocados en bloqueo por condensados, en el área numérica, de laboratorio y casos reales.
- Utilizar el simulador CMG para desarrollar el modelo que represente un yacimiento de gas condensado, en el cual se logre generar la condensación de hidrocarburos en la vecindad del pozo productor.
- Seleccionar diferentes fluidos del yacimiento, para estudiar numéricamente el efecto de la composición del fluido in-situ, en el comportamiento de la acumulación de hidrocarburos en la cara del pozo.

- Desarrollar perfiles de Saturación de Aceite a diferentes periodos de tiempo, en la región cercana al pozo para analizar la invasión de la zona afectada e identificar el comportamiento y saturación máxima en dichos perfiles.
- Analizar las curvas de producción del pozo con el fin de estudiar el impacto que tiene la condensación de líquidos depositados cerca del él en la capacidad de entrega del mismo.
- Determinar y predecir futuras conductas en la producción de hidrocarburos.
- Estudiar el impacto generado por el bloqueo por condensados en las propiedades de la movilidad de los fluidos y sus repercusiones el comportamiento del pozo.
- Demostrar los cambios en la composición de los fluidos en los yacimientos de gas condensado debido a la pérdida de componentes livianos en la producción.

4. INTRODUCCIÓN

Actualmente, el gas natural provee aproximadamente el 25% de la energía del mundo, y su contribución está creciendo significativamente. Adicionalmente, el gas natural se ha convertido en la fuente de energía más deseada desde el punto de vista medio ambiental, debido a que este es el más limpio de los combustibles fósiles, es abundante y relativamente económico, proveyendo estabilidad de abastecimiento. Se estima que el 50% de las fuentes convencionales de gas han sido descubiertas a la fecha¹.

Gran cantidad (30-35%) de yacimientos de gas natural tiene condiciones que resultan en condensación retrograda debido a la declinación de la presión durante la producción de gas. Durante la depleción de estos yacimientos, a medida que la presión cae por debajo del punto de rocío de hidrocarburo, el líquido se condensa de la fase gaseosa y forma un banco de condensados en la región cercana al pozo, reduciendo la productividad de éste significativamente.

Diversos métodos de recobro han sido propuestos para restaurar la producción de los yacimientos de gas condensado luego de la formación de un banco de líquido. La inyección cíclica de Gas y la Inyección de Agua Alternada con Gas (WAG) han sido implementadas para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de rocío. La estimulación térmica como inyección de gas caliente están siendo investigados para aplicaciones en la vecindad del pozo.

El fracturamiento hidráulico y la perforación de pozos horizontales proveen amplias zonas de contacto entre el pozo y la formación y requieren menor caída

¹ Odedra, A., Burley, S.D., Lewis, A., Hardman, M., and Haynes, P.: "The World According to Gas, Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives". Proceeding of the 6th Petroleum Geologic Conference, 571-586, 2005.

de presión para la obtención de las mismas tasas de producción. Los métodos de tratamiento de condensados con solventes incrementan la productividad del pozo. Todos los métodos mencionados anteriormente tienen limitación de tipo técnico o económico, y son soluciones efectivas pero a su vez temporales.

El objetivo de este proyecto es desarrollar un modelo numérico de un solo pozo (single well model), con el fin de simular las condiciones de un yacimiento de gas condensado, con presión de fondo fluyendo por debajo del punto de rocío, usando tres diferentes fluidos in-situ, para analizar detalladamente la creación y propagación del banco de líquidos formado en la región cercana al pozo.

5. FUNDAMENTO TEÓRICO – CONCEPTUAL

Esta sección estudia la definición de gas Condensado, y brevemente presenta algunas alternativas para remover el banco de líquidos formado cuando la presión se encuentra por debajo del punto de rocío, o prevenir la formación de este manteniendo la condiciones de yacimiento por encima de este punto.

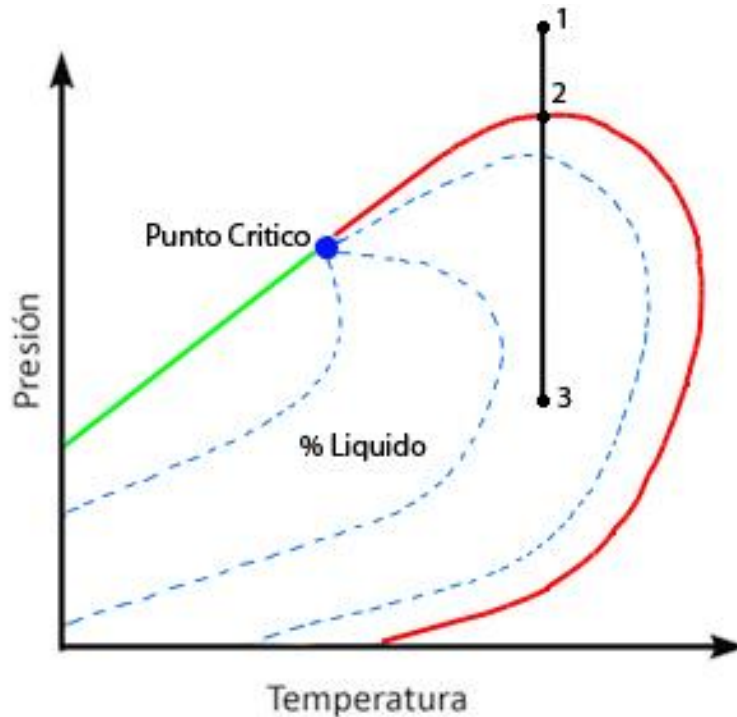
5.1 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

El bloqueo por condensado se produce en los yacimientos del mismo tipo, de gas condensado. También conocidos como yacimientos de gas retrogrado. Las características principales de este tipo de reservorios serán analizadas a continuación: A condiciones iniciales (punto 1, graf.1) el fluido se encuentra en fase monofásica, solo gas. A medida que la presión empieza a decrecer, debido a la producción, las condiciones alcanzan la línea de puntos de rocío, en donde se condensa la primera gota de aceite en el yacimiento (punto 2, graf.1). Cuando la presión promedio del yacimiento se encuentra dentro de la envolvente de fases (punto 3, graf.1) determinada cantidad de hidrocarburo se ha condensado en los poros del reservorio. La fase líquida en el yacimiento usualmente es inmóvil, es decir, no es producido, debido a que no alcanza la saturación crítica, fenómeno que se estudiara a profundidad en el desarrollo del proyecto.

Usualmente, los yacimientos de gas condensado son producidos por depleción primaria. Esta técnica es normalmente eficiente para la producción de hidrocarburos livianos, fase gaseosa, pero puede ser muy infructuoso en la

producción de componentes más rentables (medianos), que se han condensado como fase líquida (aceite) en los poros de la roca reservorio.

Gráfica 1. Diagrama de Fases típico de un Yacimiento de Gas Condensado



La producción de un yacimiento de gas condensado es predominantemente gas, con una producción relativamente baja de barriles de líquido condensado, en comparación con la de gas. Cuando las condiciones iniciales del reservorio están cerca del punto crítico, no hay una característica específica para clasificar un yacimiento como de aceite volátil o gas condensado, debido a que la adecuada clasificación depende de la composición de la acumulación o mezcla de hidrocarburos, como también de la temperatura y presión del yacimiento, entre otras características.

Según Craft and Hawkins, los yacimientos de gas condensado pueden definirse como aquellos que producen líquido de color pálido o incoloro, con gravedades por encima de 45 °API y relaciones gas-petróleo (RGL) de 5,000 a 100,000 PCS/BF. Estas Características están resumidas en la tabla 1, donde se aprecia la abundancia de componentes livianos (C_1 , C_2 , C_3 y C_4).

Tabla 1. Propiedades típicas de fluidos de yacimiento de Gas Condensados.²

Componente	Condensado de Gas (% mol)
C_1	87,07
C_2	4,39
C_3	2,29
C_4	1,74
C_5	0,83
C_6	0,60
C_7^+	3,80
Total	100
Peso Molecular, C_7^+	112
Relación Gas-Petróleo PCS/BF	18,200
Gravedad a condiciones estándar, °API	60,8
Color del fluido	Pajizo Claro

A diferencia del los yacimientos de aceite negro y aceite volátil, los fluidos provenientes de yacimientos de gas condensado contienen relativamente menos

² Tomado de Craft & Hawkins. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos"

cantidad de componentes hidrocarburos pesados (C_7^+), y son comúnmente más abundantes en componentes intermedios. Comparado con los yacimientos de gas seco, el contenido de C_7^+ es apreciable.

5.2 BLOQUEO POR CONDENSADOS

Gran número de yacimientos de gas condensado presentan disminución de la producción debido al bloqueo por condensados, tal es el caso del campo CAL CANAL ubicado en California, Estados Unidos, el cual presenta un recobro pobre de tan solo 10% del Gas original in-situ (Al-Anazi, 2005), debido al efecto del banco de condensados alrededor del pozo y una alta saturación de agua.³

El campo CUIAGUA es un gigantesco yacimiento naturalmente fracturado de gas condensado rico, localizado en Casanare, Colombia. En el cual, debido a la depleción primaria, sumado a la ausencia de una fuente de inyección de gas, la presión promedio del yacimiento descendió por debajo del punto de rocío, generando saturación de líquido de hasta 40%, los efectos de la condensación de hidrocarburos fueron observados en pruebas PBU (Pruebas Build Up), dónde se encontró que la permeabilidad relativa del gas se redujo por un factor de 5 a 8 veces, lo que evidencia la dificultad de los fluidos de yacimiento para fluir hacia el pozo productor. Este líquido precipitado in-situ es mayormente inmóvil, excepto en la región cercana al pozo, donde se percibe flujo bifásico.⁴

³ Datos tomados de SPE 93210. "The impact of Condensate Blockage and Completion Fluids on Gas Productivity in Gas-Condensate Reservoirs".

⁴ Datos tomados de SPE 66376. "Cupiagua: A complex Full-Field Fractured Reservoir Study Using Compositional Upscaling"

Como último ejemplo se cita a uno de los yacimientos de gas retrogrado más grande del mundo, el campo ARUN, localizado al norte de Indonesia. Aproximadamente 10 años después de que la producción empieza se observa pérdida significativa, de hasta 50%, de productividad en algunos pozos, debido a la acumulación de condensados cerca del wellbore.⁵

La pérdida de producción asociada con el bloqueo por condensados puede ser sustancial, se han reportado declinaciones por un factor de 2 y hasta 4 en la producción del pozo afectado.

La teoría de la formación del banco de condensado es relativamente simple. La producción de yacimientos de gas condensado por debajo del punto de rocío resultara en la condensación de hidrocarburo líquido en el yacimiento. La zona de menor presión del reservorio está ubicada alrededor del pozo.

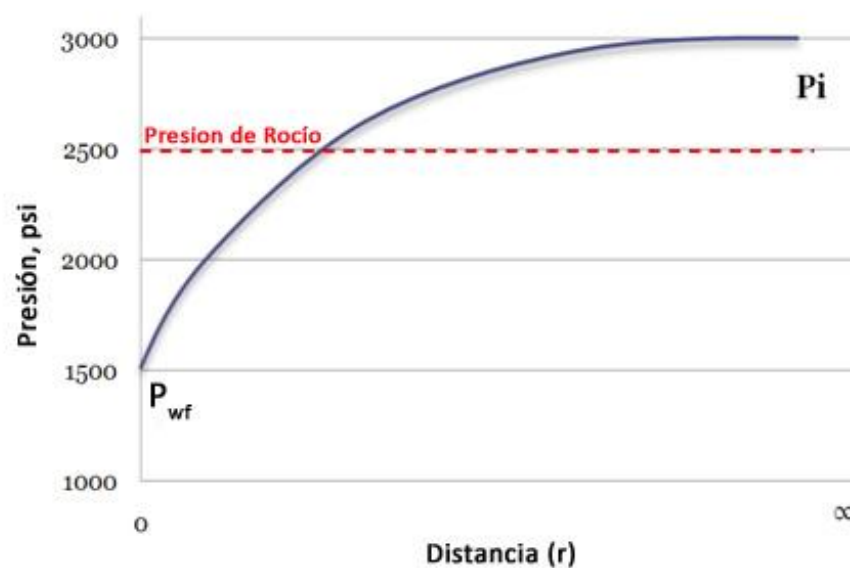
Cuando la presión promedio del yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío, pero la presión de fondo fluyendo se localiza por debajo de esta presión de rocío (Graf. 2) se genera un anillo o banco de condensados alrededor del pozo. Debido a la gran cantidad de volumen de gas pasando a través de la región de baja presión relativamente pequeña, la saturación de condensados puede ascender rápidamente.

La movilidad de este banco de condensados depende de un nuevo término, la saturación crítica, la cual se define como la mínima saturación requerida para un

⁵ Datos tomados de SPE 28749. "Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A case Study of the Arun Field".

fluido sea móvil. Si la saturación de condensados alrededor del pozo es menor que la saturación crítica, este líquido es inmóvil e impide el flujo de gas al pozo. Si por el contrario, la saturación de condensados es mayor que la saturación crítica, se evidenciara flujo bifásico y algo de este líquido será producido.

Gráfica 2. Perfil de Presión que favorece la formación del banco de condensados



A medida que la presión promedio del yacimiento continua declinando, la totalidad de reservorio se verá afectado por la condensación de líquidos, es decir, la obstrucción del flujo de gas progresará, declinando la producción dramáticamente.

5.3. TRATAMIENTO DE PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DEL BANCO DE CONDENSADO

Existen diferentes métodos para prevenir la formación de condensados en la vecindad del pozo. Algunos de estos métodos, están directamente relacionados con el sostenimiento de la presión promedio del yacimiento por encima de la presión de rocío, esto con el fin de mantenerse lo más alejado posible de las condiciones de saturación, y por consiguiente retrasar el proceso de condensación dentro del yacimiento. Otros métodos no son preventivos como los anteriores, estos están dirigidos a la recuperación de los hidrocarburos inmóviles condensados en el yacimiento. Tal es el caso de la inyección de gases pobres como N_2 , CO_2 , o CH_4 , que son enriquecidos con la vaporización de componentes medianos condensados en el reservorio y de esta manera recuperar hidrocarburos que de otra forma se estarían perdiendo en el reservorio.

Algunos de los métodos mencionados anteriormente son considerados métodos de recuperación secundaria y están presentados a continuación:

- Inyección de Gas
La inyección de gas (pobre) producido por el mismo yacimiento, es usualmente utilizada para mantener el fluido de yacimiento por encima de su punto de rocío. Esta técnica es conocida como inyección cíclica de gas. A medida que el gas pobre (componentes livianos) es inyectado en el yacimiento, la composición global del fluido cambia, al igual que su punto de rocío y la envolvente de fases que lo representa.

- Inyección de Agua

La inyección de agua es otra alternativa para mantener temporalmente la presión del reservorio por encima del punto de rocío. Dependiendo de las características del yacimiento, esta inyección puede ser aplicada durante toda la vida útil del yacimiento o este puede depletarse después de un tiempo de inyección.

- Inyección de Agua alternada con Gas (WAG)

Algunos autores^{6,7} han propuesto la inyección de agua alternada con gas, como una posibilidad para mejorar el recobro de los yacimientos de gas condensado. La producción de agua puede ser evitada diseñando una estrategia de inyección donde el bache de agua sea mínimo pero efectivo.

- Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico ha sido la estrategia más usada para la estimulación de pozos con alto daño debido a la condensación de líquidos, ha. En gran número de pozos es posible la reducción del diferencial de presión, es decir, incrementar la presión de fondo fluyendo, induciendo una fractura hidráulica que incrementa significativamente el área disponible para el flujo. Esto permite al pozo ser producido a mayor presión de fondo fluyendo por periodos más largos de tiempo, y por lo tanto, retrasar la condensación de hidrocarburos en la región cercana al pozo.

⁶ CULLICK, A.S, Lu H.S., Jones L.G., Cohen M.F., Watson J.P.: “WAG May Improve Gas Condensate Recovery”, paper SPE 19114. 1993.

⁷ AHMED, T., Evans J., Kwan R., Vivian T., “Wellbore liquid Blockage in gas Condensate Reservoirs”, SPE 51050 presented by at the 1998 SPE Eastern Regional Meeting held in Pittsburg, PA, 9-11 November 1996.

- Inyección de Químicos

El tratamiento químico puede ser implementado para restaurar la productividad del pozo reduciendo el banco de condensado. Estudios experimentales han mostrado que ciertos alcoholes pueden ser usados para remover el condensado y mejorando la permeabilidad relativa del gas. Los tratamientos químicos tienen un gran potencial para incrementar ampliamente la producción a bajos costos.

- Desplazamiento miscible

El desplazamiento miscible es también llamado empuje miscible, flujo miscible, o empuje por gas miscible. Este proceso se puede dividir en dos clases. a) miscibilidad al primer contacto. En donde el fluido inyectado y el fluido in-situ forman una sola fase, un ejemplo de este tipo es la inyección de propano en el yacimiento. b) miscibilidad por contacto múltiple. Proceso en el cual el fluido inyectado y el fluido in-situ no forman una sola fase, pero generan una zona transferencia de masa, es decir, transferencia de componentes entre los dos fluidos, hasta conseguir la miscibilidad dentro del yacimiento. Variables como viscosidad y tensión interfacial están involucradas en el desplazamiento miscible.

Por otra parte, el desplazamiento miscible es considerado de gran eficiencia debido a que eliminan las fuerzas capilares.

- Inyección de Solventes

Un solvente es un líquido capaz de disolver, suspender o extraer otros materiales sin causar cambios químicos al material o al solvente. Para el funcionamiento del solvente es necesaria una similitud en las características químicas de las sustancias a disolver.

Para seleccionar un solvente es necesario tener en cuenta el desempeño, seguridad, costos, y factores ambientales. Al igual que otros factores como el poder de disolución, viscosidad, tasa de evaporación, color, odor, toxicidad, flamabilidad, y compatibilidad con los fluidos de formación.

Las soluciones preventivas son una solución efectiva cuando la presión promedio del yacimiento después del tratamiento se encuentra muy por encima de la presión de rocío. Las soluciones correctivas son temporales, debido a que la condensación de hidrocarburos es un problema que tarde o temprano debe ser afrontado, es decir, que la formación del banco de condensado es inevitable.

6. DISEÑO DEL MODELO NUMÉRICO

Esta sección está destinada al diseño del modelo numérico de un solo pozo, que represente los alrededores de éste en un yacimiento de gas condensado. Especificando sus dimensiones y propiedades, cabe destacar que en esta etapa el fluido todavía no es introducido, solo se enfocara en el diseño del reservorio.

6.1. MODELO NUMÉRICO DE UN SOLO POZO (Single Well Model)

Este tipo de modelo numérico es usado para desarrollar funciones de pozo que permitan predecir el comportamiento cuando se unen en modelos 2-D areales y 3-D, y permiten evaluar la conducta de los pozos cuando los efectos verticales dominan el comportamiento como en el caso de la conificación de agua o gas. Los modelos 2-D radiales son usados para simular la convergencia o divergencia del flujo en una región radialmente simétrica del yacimiento⁸.

La herramienta usada para esta simulación de un solo pozo es el software GEM (Generalized Equation-of State Model) de la compañía CMG (Computer Modeling Group), el cual se basa en la simulación composicional de yacimientos. GEM es usado para modelar flujos de tres fases, al igual que fluidos multi-componentes, es ideal para representar reservorios donde la composición del fluido y sus interacciones juegan un lugar importante en el entendimiento del proceso de recuperación de hidrocarburos.

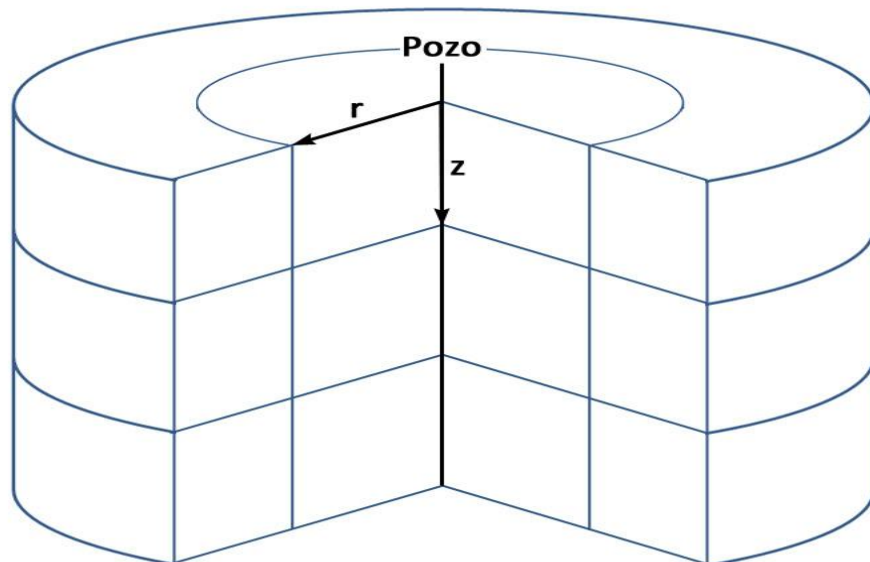
En este proyecto se implementó un modelo radial 2-D, en las direcciones radial (r) y vertical (z), con el pozo productor ubicado en el centro del cilindro formado (Graf.3). El radio externo del pozo (r_w) es de 0.25 pies. El yacimiento fue

⁸ OSORIO, Gildardo. "Simulación de Yacimientos".

planteado estratificado, teniendo 7 estratos horizontales, cada uno de 10 pies, en donde el tope de formación se encuentra a una profundidad de 7040 pies y su base a 7110 pies.

Para eliminar efectos de frontera será analizado un radio de 1500 pies dentro del yacimiento. Con el fin de tener un análisis detallado del desarrollo y evolución del banco de líquidos formados alrededor del pozo es necesario un refinamiento y distribución de celdas que permita el enfoque en la región cercana al pozo, lugar donde la mayor de saturación de condensados será localizada, es por esto, que se empleará una distribución logarítmica de celdas, en donde el tamaño de la celda es directamente proporcional a su ubicación radial, es decir, las celdas localizadas cerca al pozo serán diminutas, e irán incrementando su volumen a medida que el radio aumenta, siendo la unidad de mayor volumen la que se encuentra localizada en el borde interno de la frontera yacimiento.

Gráfica 3. Modelo radial 2-D



Para seleccionar el número de divisiones a lo largo de cada estrato, se escogieron al libre albedrío cuatro diferentes números de divisiones (50, 100, 150 y 200). Se experimentó numéricamente con cada uno de estos valores, para obtener un número que logre el fin propuesto, que es el de mostrar detalladamente lo que sucede cerca del pozo, pero que conserve estabilidad en los resultados, debido a que se puede encontrar inconsistencias cuando el tamaño de las celdas es demasiado pequeño. Es por esto, que después de este análisis numérico se han seleccionado 100 divisiones en cada estrato como el valor ideal de particiones, dando como resultado 700 celdas en todo el modelo. La información básica de la distribución de celdas será descrita en la Tabla 2.

Una vez definida la estructura del reservorio, es necesario darle propiedades a la roca. El yacimiento en cuestión poseerá todas las propiedades isotrópicas, es decir, no existe variación de la propiedad en ninguna dirección, a excepción de la permeabilidad, la cual es diferente en el estrato superior e inferior del yacimiento, los cuales actúan como una trampa ($k= 0.1$), evitando efectos de drenaje de hidrocarburos a formaciones adyacentes.

Inicialmente la roca tiene una saturación de agua irreducible de 20%, es decir, que a condiciones iniciales el hidrocarburo gaseoso se encuentra presente en el 80% del reservorio.

Las especificaciones de dimensión y propiedades del yacimiento se encuentran resumidas en la Tabla 3.

Cada parámetro establecido anteriormente es implementado en la herramienta GEM, dando como resultado la especificación total del yacimiento a estudiar, cuya representación visual puede ser evidenciada en la gráfica 4, la cual, es una vista 3-D del yacimiento tomada de la herramienta con el mismo nombre (3-D) del paquete CMG.

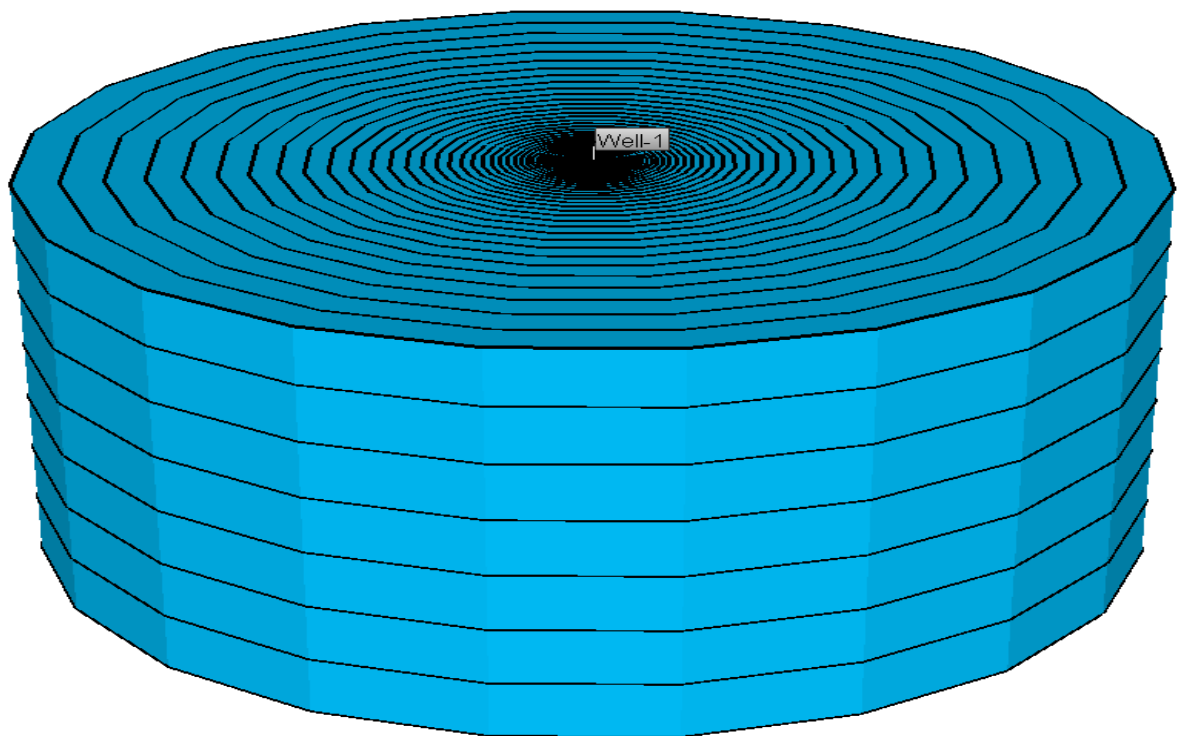
Tabla 2. Distribución de Celdas en el Reservorio

Número de Celdas Radio de Investigación	700									
	1500 pies									
Tamaño de Celda (pies)	0.023	0.025	0.027	0.029	0.032	0.035	0.038	0.042	0.046	0.050
	0.054	0.059	0.065	0.070	0.077	0.084	0.091	0.100	0.109	0.119
	0.129	0.141	0.154	0.168	0.183	0.200	0.218	0.238	0.260	0.283
	0.309	0.337	0.368	0.401	0.438	0.477	0.521	0.568	0.620	0.676
	0.737	0.804	0.878	0.957	1.044	1.139	1.243	1.356	1.479	1.613
	1.760	1.920	2.095	2.285	2.493	2.719	2.966	3.236	3.530	3.851
	4.201	4.583	4.999	5.454	5.949	6.490	7.080	7.724	8.426	9.192
	10.027	10.938	11.933	13.017	14.200	15.491	16.899	18.435	20.110	21.938
	23.932	26.108	28.480	31.069	33.893	36.974	40.334	44.000	47.999	52.362
	57.121	62.313	67.977	74.156	80.896	88.248	96.269	105.019	114.565	124.978

Tabla 3. Propiedades del Reservorio

PROPIEDAD	MAGNITUD
Porosidad	0.15
Permeabilidad (mD)	50
Compresibilidad de la roca (/psi)	$5 \cdot 10^{-6}$
Radio del pozo (pies)	0.25
Saturación de Agua connata	0.2
Compresibilidad del Agua (/psi)	$3.3 \cdot 10^{-6}$
Espesor de Formación (pies)	70

Gráfica 4. Modelo Numérico Radial 2-D Desarrollado



7. COMPOSICIONES DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

En esta sección se darán a conocer las diferentes composiciones de los fluidos a estudiar, reconociendo los criterios de selección de dichas composiciones. Al igual, se presentarán las principales características de cada fluido como la respectiva envolvente de fases.

7.1. MEZCLA MULTI-COMPONENTE

El gas condensado del yacimiento debe poseer ciertas características para poder evidenciar la creación del banco de líquidos. A medida que la presión desciende en el reservorio, los componentes más pesados del gas se van depositando en los poros de la roca, es por esta razón, que se hace necesario que el fluido de yacimiento posea tanto componentes livianos como pesados.

Para que la simulación no abarque tanta carga o trabajo computacional, pero que el objetivo de este estudio sea alcanzado, se han seleccionado cuatro componentes hidrocarburos comunes en los fluidos a estudiar:

- Metano, C_1
- n-Butano, nC_4
- n-Heptano, nC_7
- n-Decano, nC_{10}

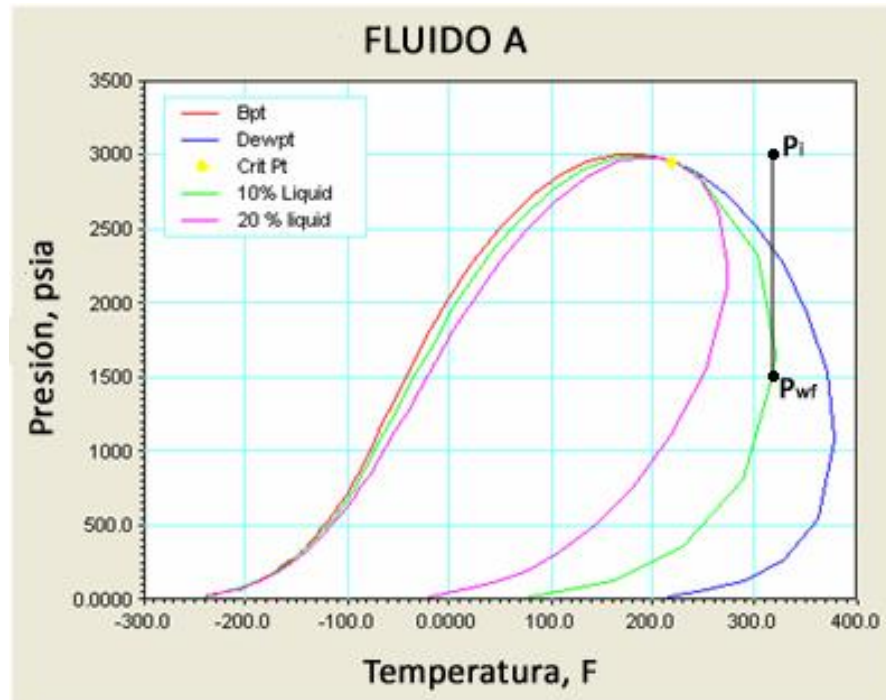
La presencia de estos componentes en la composición permite simular la condensación de hidrocarburos debido a la presencia de compontes pesados, principalmente n-Decano, el cual será el responsable de las primeras saturaciones

de hidrocarburo líquido en el reservorio. Al igual, la predominancia de componentes livianos, principalmente metano, permitirá simular el flujo continuo de gas.

7.1.1. FLUIDO A

El fluido A es un gas convencional o promedio, es decir, la cantidad de componentes pesados no es lo suficientemente grande para considerarse gas rico, pero tampoco es tan baja como la de un gas pobre. La composición de este gas está tabulada en la Tabla 4. Se ha seleccionado esta composición con el fin de conseguir una formación de condensados sin llevar al sistema a los extremos, una vez conseguido el desarrollo del banco de condensado con la composición descrita, éste será el punto de referencia para la comparación de los diferentes sistemas (Fluido B y C).

Gráfica 5. Envoltente de fases de Fluido A



7.1.2. FLUIDO B

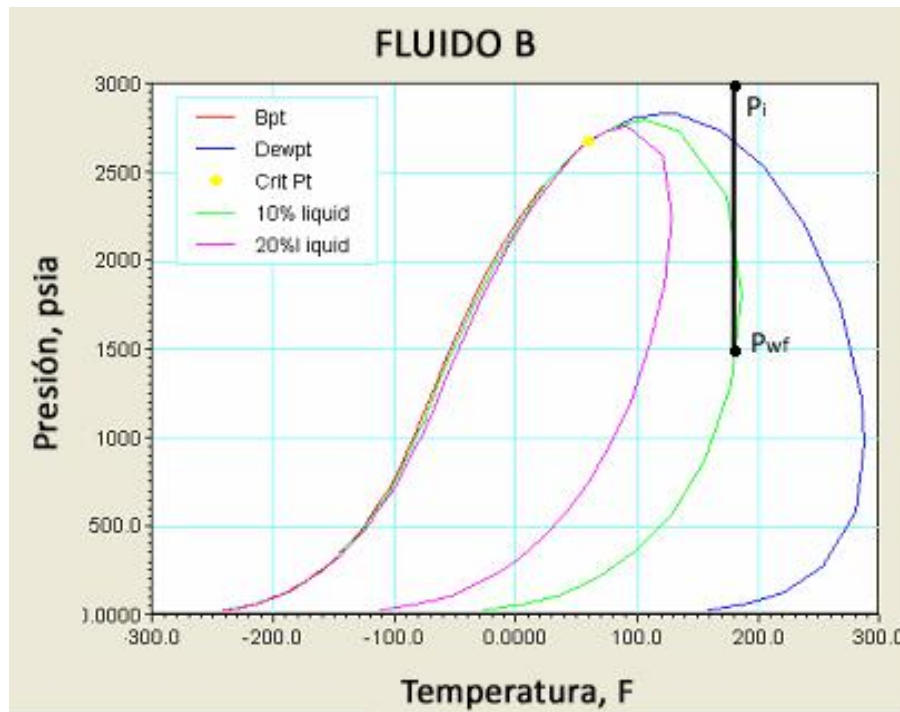
El Fluido B es un gas condensado pobre, es decir, los componentes livianos predominan en su composición, por consiguiente, su valor comercial es menor. Este tipo de gas fue seleccionado con el fin de analizar el efecto que tiene la escases de componentes pesados tanto en la formación y desarrollo del banco de condensados en la región cercana al pozo. La composición del fluido B puede ser observada en la Tabla.4.

En la envolvente de fases correspondiente al fluido B (Graf. 6) se puede apreciar, que por su bajo contenido de componentes pesados, el rango de temperatura que esta envolvente abarca es más pequeño comparado con el fluido B y C. Lo anteriormente expresado se evidencia con la temperatura cricondembarica, la cual se define como la temperatura máxima a la cual las dos fases (líquido y gas) pueden coexistir. Para el fluido B esta temperatura corresponde aproximadamente a 290 °F, mientras que para el fluido A posee un valor de 380 °F. Entonces, es de esperarse que la presencia de componentes pesados traslade el punto crítico hacia la izquierda de la envolvente, teniendo un efecto de achatamiento sobre la misma, abarcando un rango mayor de presión y temperatura.

7.1.3. FLUIDO C

El fluido C es un gas condensado rico, es decir, posee una cantidad considerable de componentes pesados (nC_7 y nC_{10}), es de esperarse que por su composición (Tabla. 4) este fluido sea el que presente mayor cantidad de saturación de condensados en la región cercana al pozo. Se ha escogido esta composición, con el fin de estudiar el impacto de la abundancia de componentes pesados en la formación y posterior acumulación de hidrocarburo líquido inmóvil sobre el comportamiento y capacidad de entrega del pozo.

Gráfica 6. Envoltente de fases de Fluido B

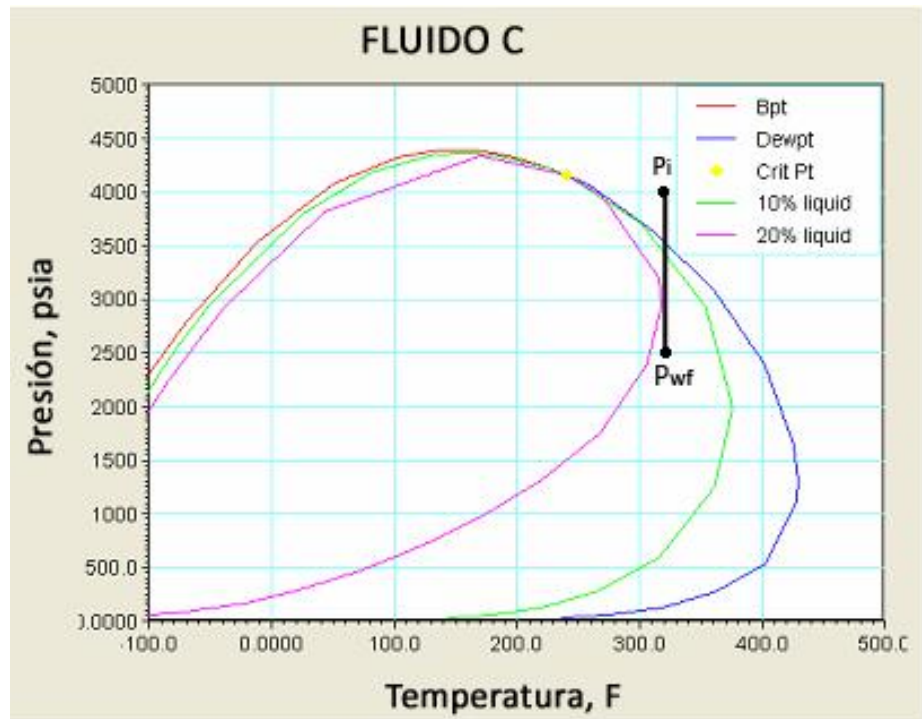


La Tabla 4 muestra la composición de los tres fluidos a introducir en el modelo numérico desarrollado en la sección anterior, donde se dará importancia al impacto de los componentes pesados en la acumulación de líquidos en la vecindad del pozo.

Tabla 4. Composición de Gases Condensados a Estudiar.

COMPONENTE	Fluido A % mol	Fluido B % mol	Fluido C % mol
Metano	70	80	81
n-Butano	20	15	5
n-Heptano	5	3.8	6
n-Decano	5	1.2	8

Gráfica 7. Envoltente de fases de Fluido C

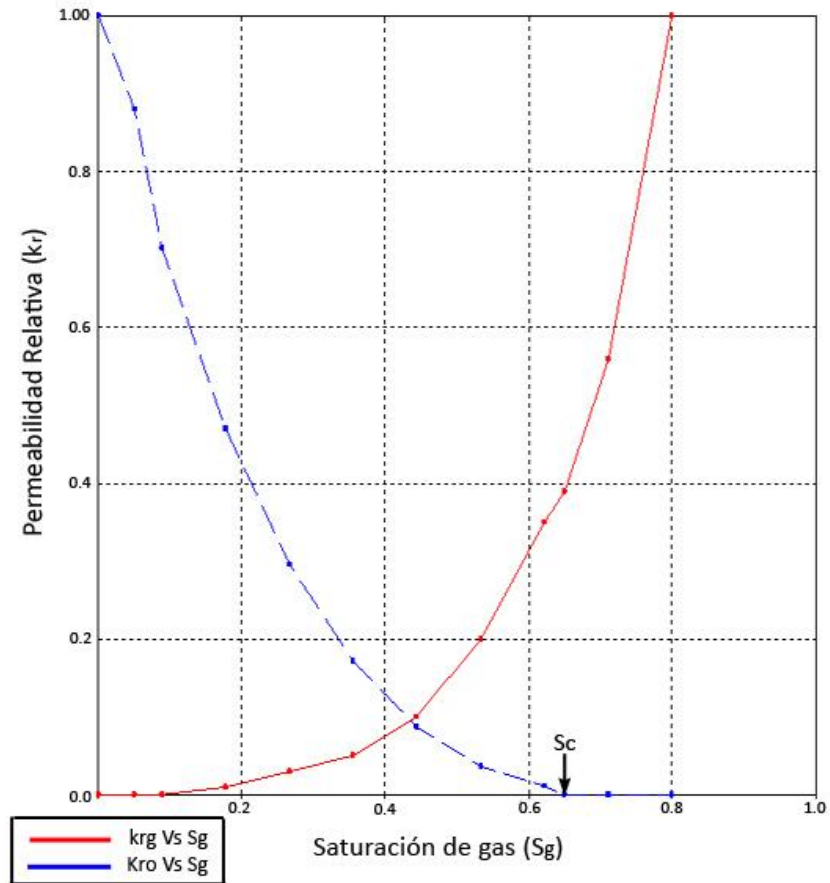


Las curvas de permeabilidad relativa es otro parámetro solicitado por el simulador, que para este proyecto puede ser observada en la gráfica 8. Nótese que la máxima saturación de gas en el yacimiento es 80%, debido a que la saturación de agua es 20%.

7.2. CONDICIONES INICIALES Y DE OPERACIÓN

Debido a los diferentes rangos de presión y temperatura que cada envoltente de fases abarca, no es posible ajustar las mismas condiciones iniciales y de operación a los tres fluidos de yacimiento a estudiar, es por esto que para tener un parámetro común para los tres fluidos, se decidió establecer un delta de presión fijo, es decir:

Gráfica. 8 Curvas de Permeabilidad Relativa



La Tabla. 1. Muestra las condiciones de presión y temperatura de yacimiento que el proyecto manejará dependiendo del fluido investigado, estas condiciones también pueden ser apreciadas en la respectiva envolvente de fases de cada fluido (Graf. 5-6-7).

Tabla. 5. Condiciones iniciales y operacionales

PROPIEDAD	FLUIDO A	FLUIDO B	FLUIDO C
Temperatura Inicial, F	320	180	320
Presión Inicial, psia	3000	3000	4000
Presión de Fondo Fluyendo, psia	1500	1500	2500

7.3. TIEMPO DE SIMULACIÓN

El último parámetro requerido para realizar satisfactoriamente la simulación del reservorio es la cantidad de tiempo en el cual se desea observar el comportamiento del mismo. Para este proyecto el tiempo a simular la conducta del yacimiento es de 2 años a partir de que la producción empieza, que para su mejor análisis serán distribuidos mensualmente.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos por el simulador CMG para los tres fluidos en el yacimiento de gas condensado desarrollado. Los resultados generados consisten en perfiles de saturación, análisis de permeabilidades relativas, curvas de producción, entre otros.

8.1. PERFILES DE SATURACIÓN

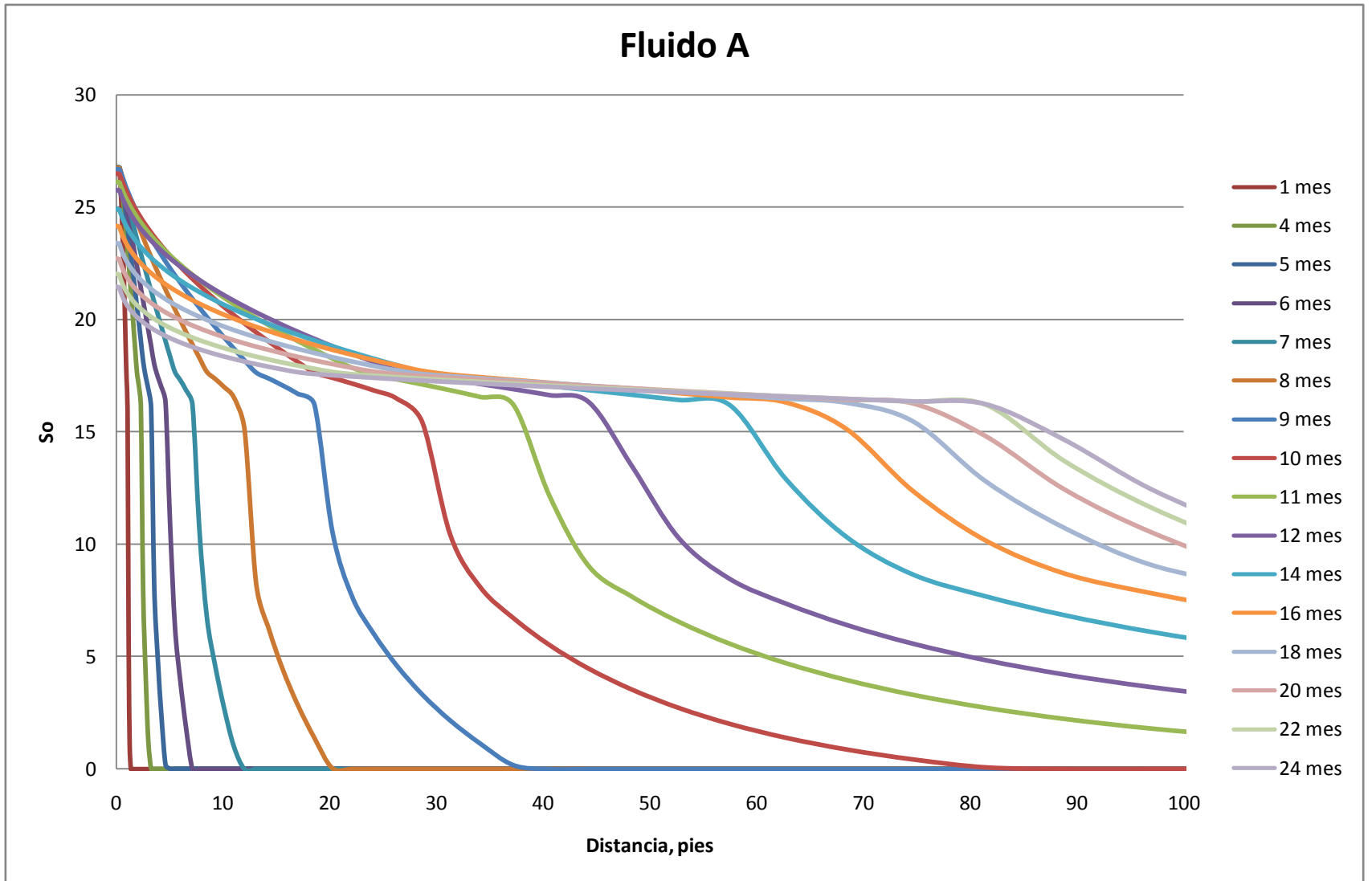
Para observar la generación y desarrollo del banco de líquidos en la región cercana al pozo, se analizarán perfiles de saturación de condensados (Graf. 9-10-11), en el cual se evidenciara el comportamiento de esta acumulación de hidrocarburo líquido a través del tiempo.

En este tipo de gráficas el eje “X” representa la distancia horizontal a partir del pozo, que para este caso serán analizados los primeros cien pies del yacimiento, y el eje “Y” la saturación de condensados (S_o). Algunos meses no fueron incluidos para no saturar la gráfica de curvas y hacer entendible su contenido, solo se tomaron los meses más representativos para el propósito de este estudio.

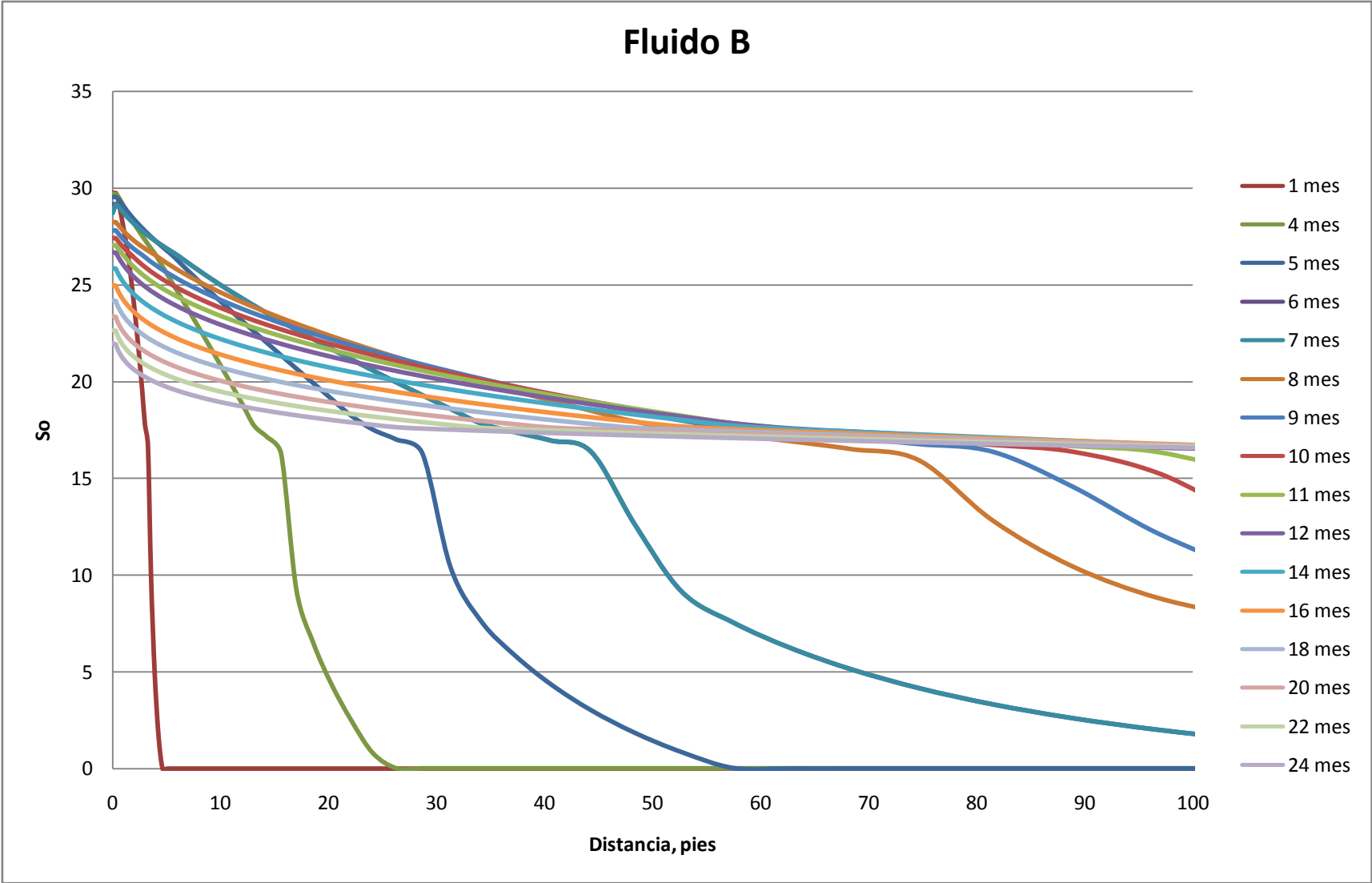
Los principales elementos a observar en las gráficas de saturación de líquidos son los siguientes:

- Valor máximo de saturación
- Puntos de inflexión
- Crecimiento del banco
- Zonas de distribución de fluidos dentro del yacimiento

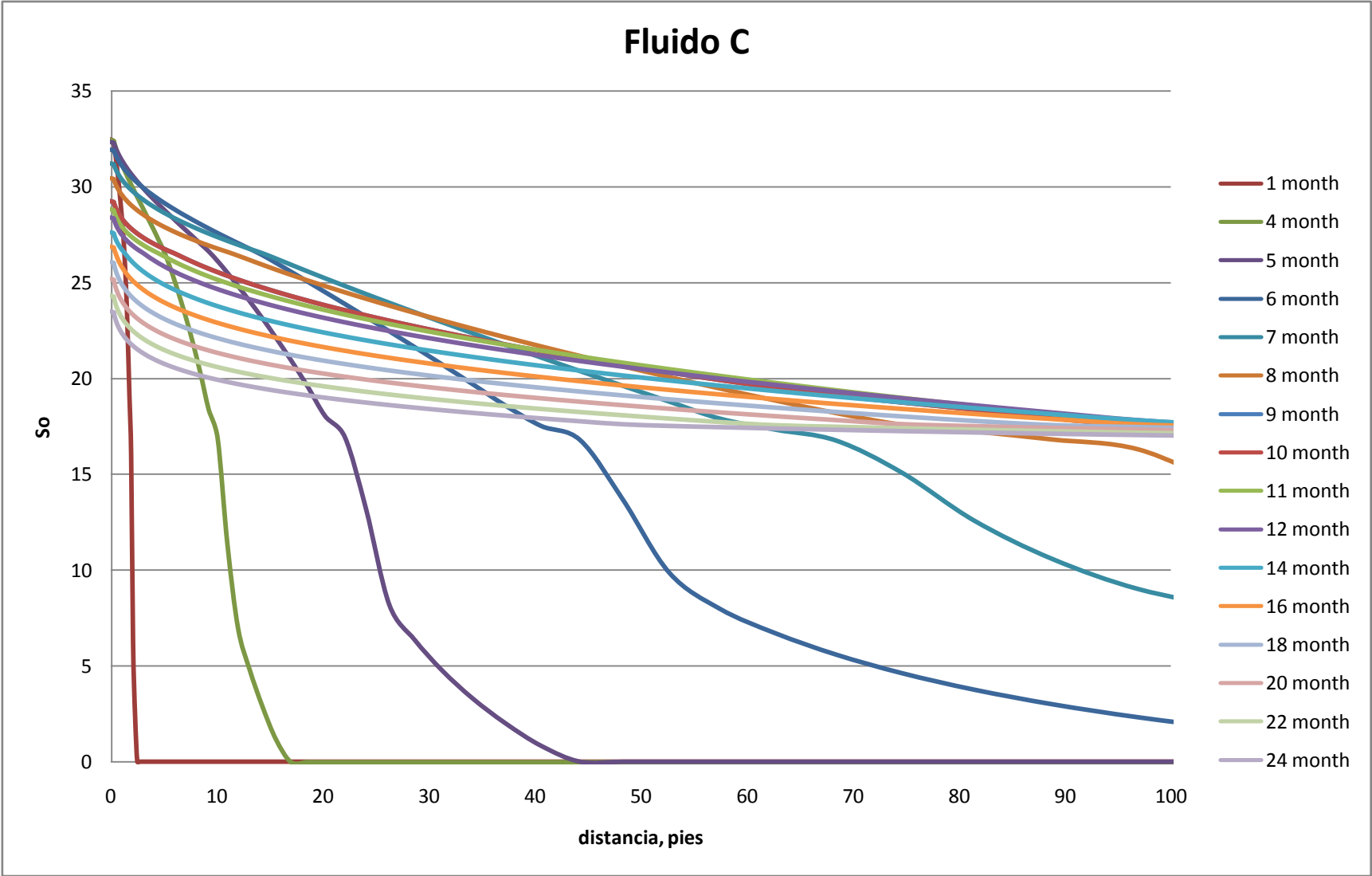
Gráfica 9. Perfil de Saturación de Condensados en la región cercana al pozo para el Fluido A



Gráfica 10. Perfil de Saturación de Condensados en la región cercana al pozo para el Fluido B



Gráfica 11. Perfil de Saturación de Condensados en la región cercana al pozo para el Fluido C



8.2. SATURACIÓN MÁXIMA DE CONDENSADOS

La primera observación de las tres gráficas es el valor máximo de condensados que cada una alcanza, ver Tabla 6. Como es de esperarse, el gas condensado C, el cual es el más rico en componentes pesados, es el que tiene una mayor saturación de aceite comparado con los otros dos fluidos.

Tabla.6. Saturación máxima de condensados

	FLUIDO A	FLUIDO B	FLUIDO C
Saturación Máxima de Condensados (%)	26.78	29.73	32.44

Es extraño pensar que el gas condensado más pobre, no es el que tiene una menor saturación, esto es debido a las diferentes condiciones de iniciales y de operación de los tres fluidos.

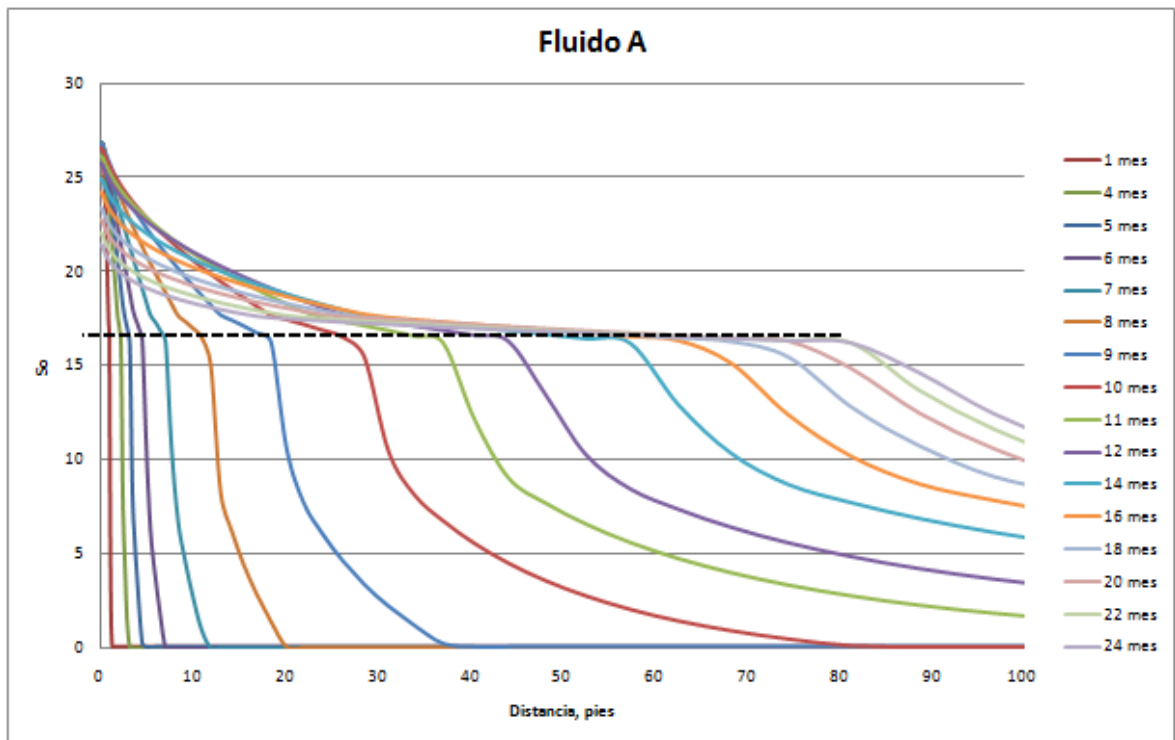
8.3. DESARROLLO DEL BANCO DE CONDENSADOS

Para analizar el comportamiento de los perfiles de saturación, se va tomar como referencia la gráfica 9, en la cual se observa presencia de líquidos en la producción temprana del pozo (primer mes), donde en los primeros tres pies del yacimiento la saturación posee un rango de 26.7 a 0%.

La formación de condensados a tan corta vida del pozo, evidencia como este banco de líquidos afecta notoriamente el comportamiento del pozo aun en los tiempos tempranos de vida del reservorio, obstaculizando el flujo de gas hacia la tubería de producción, el impacto sobre la producción será analizado más adelante en este mismo capítulo.

Al observar la gráfica, se puede apreciar el cambio de comportamiento en cada curva cuando alcanza una saturación de condensados determinada, cercana al 17% (Graf.12), la gráfica12 es solo ilustrativa, el significado de este punto será clarificado en la siguiente sección.

Gráfica 12. Punto de inflexión



8.4. ZONAS DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS DENTRO DEL YACIMIENTO

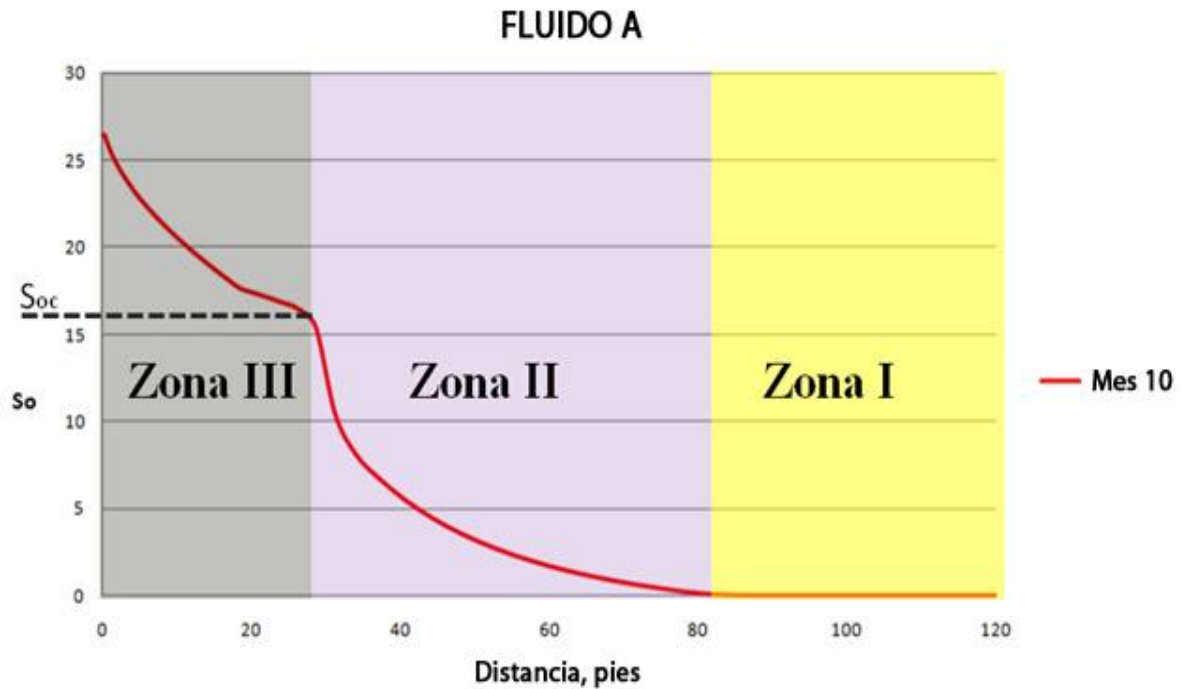
Analizando los perfiles de saturación de los tres fluidos, se observan varias similitudes en su comportamiento, empezando de la frontera del yacimiento hacia el pozo donde se percibe una zona plana de sin saturación de líquidos, seguido por un rápido incremento en la saturación de condensados hasta alcanzar cierto punto donde la curva cambia de “pendiente” hasta llegar al punto máximo de

saturación justo en la cara del pozo. Estas diferentes zonas de distribución de fluidos serán analizadas detalladamente.

La longitud, el desarrollo y comportamiento de las zonas de distribución de fluidos observadas en las curvas de saturación de condensados es altamente dependiente de la presión en cada zona del reservorio.

Para el estudio de estas zonas de diferente comportamiento, se ha separado solo la curva de saturación de condensados del fluido B a un tiempo de 10 meses (Graf.13).

Gráfica 13. Zonas de distribución de fluidos dentro del yacimiento



8.4.1. ZONA I

La zona I es la primera región a analizar, ésta es la que se encuentra más lejana al pozo, abarca toda la región donde la presión se encuentra por encima del punto de rocío, es decir, la saturación de condensados es nula ($S_o=0$).

La zona I contiene el gas original del yacimiento, donde la composición inicial del fluido in-situ sigue siendo la misma, además, solo gas fluye hacia la tubería de producción y lo hace sin problema a través de esta zona ($k_{rg}= 1$)

Esta región en algunos casos podría no existir, esto sucede cuando la acumulación de líquidos ha afectado todo el yacimiento, es decir, que se observado saturación de condensados en las fronteras del yacimiento.

8.4.2. ZONA II

La región II tiene lugar donde la presión desciende por debajo del punto de rocío y las primera gotas de condensado se depositan en los poros de la roca. En esta zona el hidrocarburo líquido empieza a acumularse y es evidenciado en el rápido crecimiento de las saturación de condensados.

Es importante resaltar que el punto limitante entre la región II y la región III es la saturación crítica de condensado (S_{oc}). Lo cual significa que todo el volumen de condensado que se encuentra acumulado en la región II es inmóvil, no es producido y se encuentra atrapado en parte del espacio poroso del la roca reservorio dificultando el flujo de gas hacia el pozo productor.

La cantidad de hidrocarburo líquido atrapado en el yacimiento puede llegar a ser significativa cuando la región I es inexistente, y todo el yacimiento tiene en alguna cantidad condensado en sus poros.

8.4.3. ZONA III

Esta región se diferencia de las otras dos debido a que en ella el hidrocarburo fluye en sus dos fases (líquido y gas), es decir, que la saturación crítica de líquido ha sido alcanzada, y parte del condensado, que se encontraba inmóvil en el yacimiento, está siendo producido en superficie.

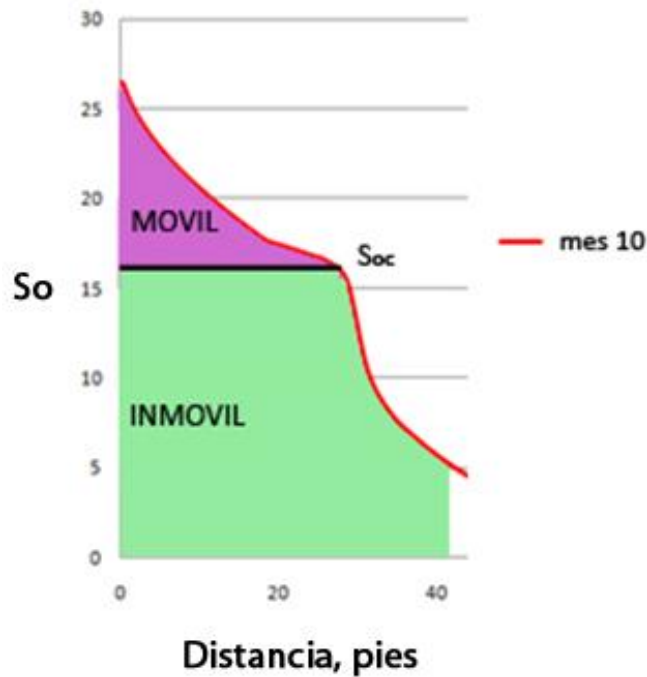
La región III inicia en la cara del pozo productor, donde la saturación de líquidos es la máxima del yacimiento, y termina donde la saturación de condensados es igual a la saturación crítica.

La zona III puede llegar a no ser observada cuando las condiciones de operación están por debajo del punto de rocío pero la acumulación de aceite no es suficiente para sobrepasar la saturación crítica del condensado.

Es posible pensar que la producción de condensados en superficie es algo beneficioso para la economía del yacimiento, debido a que este condensado es de gran calidad API, pero la gráfica¹⁴ ilustra que el volumen de aceite producido es mínimo comparado con la cantidad de aceite que se encuentra atrapada en los poros del reservorio.

Se infiere que con el paso del tiempo la obstrucción del pozo debido al banco de condensados será cada vez mayor a razón de la caída de presión natural del yacimiento, lo que conlleva a una mayor zona de saturación máxima de condensado inmóvil impidiendo el flujo de gas hacia el pozo productor.

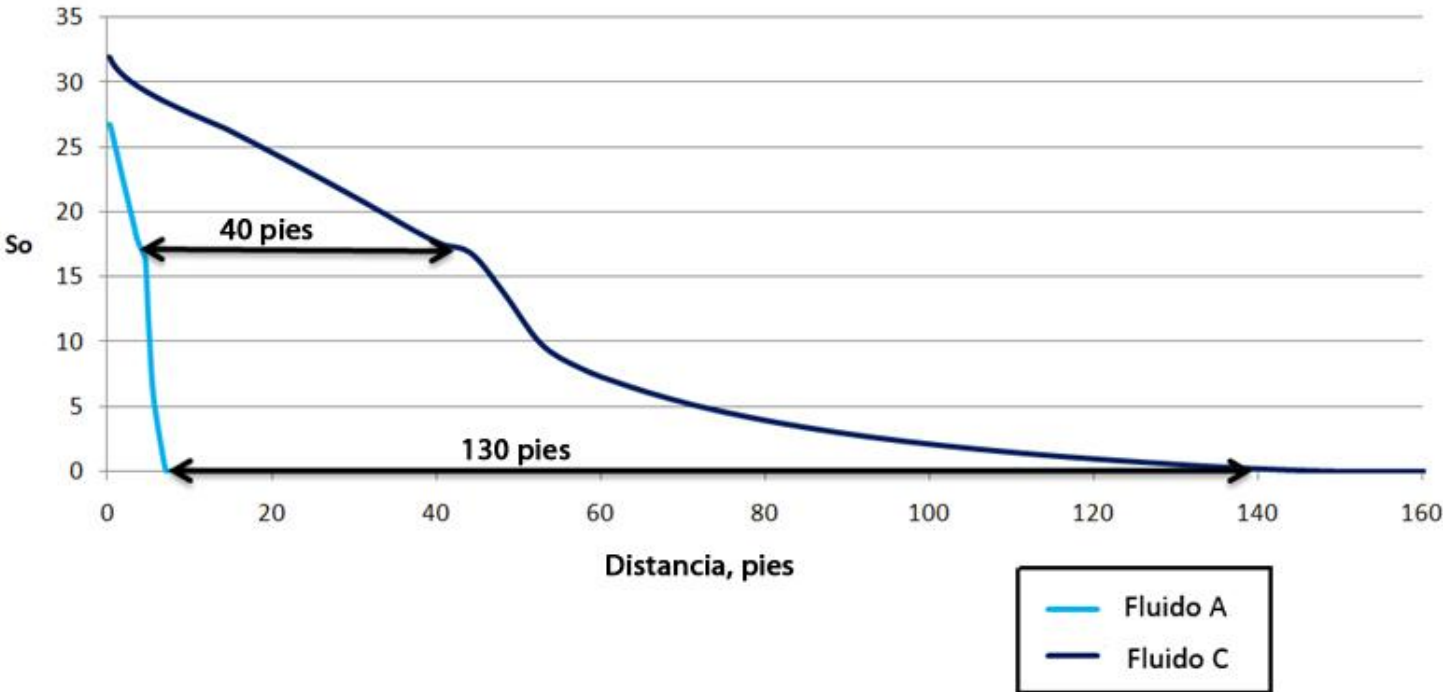
Gráfica 14. Movilidad de Condensados en la Zona III



8.5. VELOCIDAD DE CRECIMIENTO DEL BANCO DE CONDENSADOS

Para evaluar el efecto de la composición del fluido in-situ en la velocidad de propagación del banco de condensados se procederá a examinar las curvas de saturación de condensados de dos de los fluidos de yacimiento propuestos (Fluido A y Fluido C), seleccionando la curva de saturación correspondiente al mismo tiempo de producción, 6 meses para este caso (Graf. 15), y comparando la cantidad de yacimiento afectado por la condensación de hidrocarburos en los poros. Estos dos gases condensados han sido escogidos por tener similares condiciones de operación.

Gráfica 15. Saturación de Condensados a 6 Meses de Producción



Se recuerda que el fluido C posee una composición rica en componentes pesados ($C_1=81\%$, $nC_4=5\%$, $nC_7=6\%$, $nC_{10}=8\%$), mientras que el fluido A no se puede definir como gas condensado pobre ni rico ($C_1=70\%$, $nC_4=20\%$, $nC_7=5\%$, $nC_{10}=5\%$).

La primera región a analizar es la zona III, donde se destaca la cantidad de saturación de condensados en la cara del pozo del fluido C, cerca de un 6% mayor que el otro fluido a ser comparado. Cabe notar que el fluido A alcanza la saturación crítica a un radio aproximado de cuatro pies del pozo productor, mientras que el fluido B alcanza este valor cuarenta pies más adelante.

Ahora bien la zona II, donde el sucede la acumulación de hidrocarburo líquido, es donde se observa mayor diferencia, en el fluido A la primera saturación de condensado aparece a los primeros ocho pies del pozo, mientras que para el fluido C la zona II empieza a 140 pies del pozo, una diferencia cercana a 130 pies.

Está claramente evidenciado que el yacimiento con el fluido C está mayormente afectado por el taponamiento del pozo por la presencia de condensados, ésto es debido a su alto contenido de componentes pesados, los cuales son los que se condensan primero en los poros del reservorio.

Adicionalmente se aclara que no se puede afirmar que el impacto del banco de condensados sobre el yacimiento es directamente proporcional a la cantidad de elementos pesados en el fluido in-situ, depende de las condiciones iniciales del yacimiento y de operación del pozo. Pero cuando estas condiciones son similares para dos reservorios, se puede concluir que el yacimiento más afectado por la condensación de hidrocarburos en los poros es el que cuyo gas condensado que posea mas componentes pesados.

8.6. EFECTO DEL BANCO DE LÍQUIDO SOBRE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

En la sección 8.3 se afirmó el flujo monofásico y bifásico en las diferentes zonas del yacimiento. En este módulo se pretende evaluar la facilidad con que estos fluidos son transportados a través del sistema poroso.

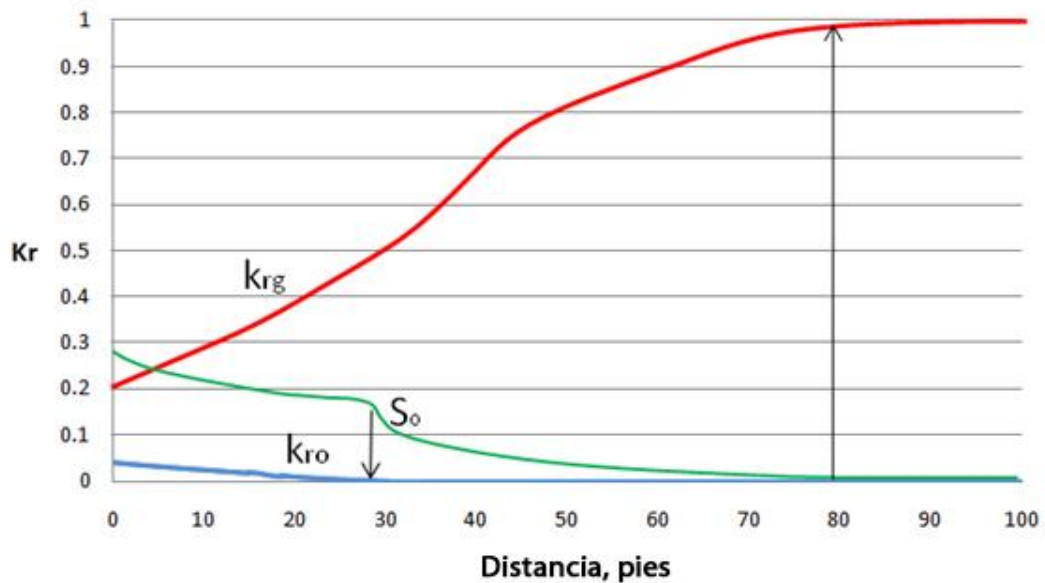
Para lograr este objetivo se ha construido una gráfica que presenta la permeabilidad relativa del gas y aceite en la región cercana al pozo (Graf. 16). Esta esquema fue realizado tomando cada valor de la curva de saturación de condensados del fluido A después de diez meses de producción (la misma curva usada en la Graf. 13) y hallando la permeabilidad relativa de gas y aceite a determinada saturación de condensados.

A la gráfica 16 se sobrepuso la curva de saturación de condensados, la cual tiene el mismo valor porcentual del eje "Y" de permeabilidad relativa, con el fin de analizar el cambio de la permeabilidad relativa en las diferentes zonas de comportamiento.

En la zona I, donde la presión se encuentra por encima del punto de rocío, la permeabilidad relativa de gas es la original del yacimiento, $K_{rg}=1$, a estas condiciones el gas puede fluir sin ningún tipo de dificultad por el sistema poroso debido a la ausencia de condensados.

La zona II presenta un comportamiento completamente distinto al caso anterior, tan pronto como la presión de rocío es alcanzada la permeabilidad relativa de gas descende abruptamente a medida que el condensado se acumula en el reservorio. Para cuando la saturación crítica es conseguida la permeabilidad relativa de gas se ha reducido a la mitad ($K_{rg}= 0.5$).

Gráfica 16. Efecto del banco de condensado sobre la permeabilidad relativa del fluido



Esta reducción en la permeabilidad relativa de gas implica una dificultad de esta fase para ser transportada a través de esta zona, esto se debe a que el espacio poroso que antes estaba libre para el flujo de gas ahora está parcialmente ocupado por el condensado.

Esta gráfica confirma al igual que el flujo es monofásico de la zona II, solo gas, donde el hidrocarburo líquido acumulado en los poros de la roca en inmóvil, esto se evidencia en la permeabilidad relativa del aceite que para esta zona es cero ($K_{rg}=0$).

Analizando la zona III se observa que la permeabilidad relativa de gas continua descendiendo hasta alcanzar su valor mínimo en la cara del pozo ($K_{rg}=0.2$), donde la saturación de condensados es máxima, esta reducción dramática de la permeabilidad relativa de gas, desde 1 hasta 0.2, demuestra la limitación en el

transporte de gas hacia el pozo productor, reduciendo la capacidad de entrega del pozo.

Cabe recordar que solamente en la zona III el condensado es móvil, esto se evidencia en el crecimiento de la curva de permeabilidad relativa de líquido de cero (0) a un poco menos de 0.05 en la cara del pozo, este valor máximo de permeabilidad relativa de líquido refleja un flujo lento, obstruido y limitado hacia el pozo productor.

8.7. EFECTO DEL BANCO DE CONDESADOS SOBRE LA PRODUCCIÓN

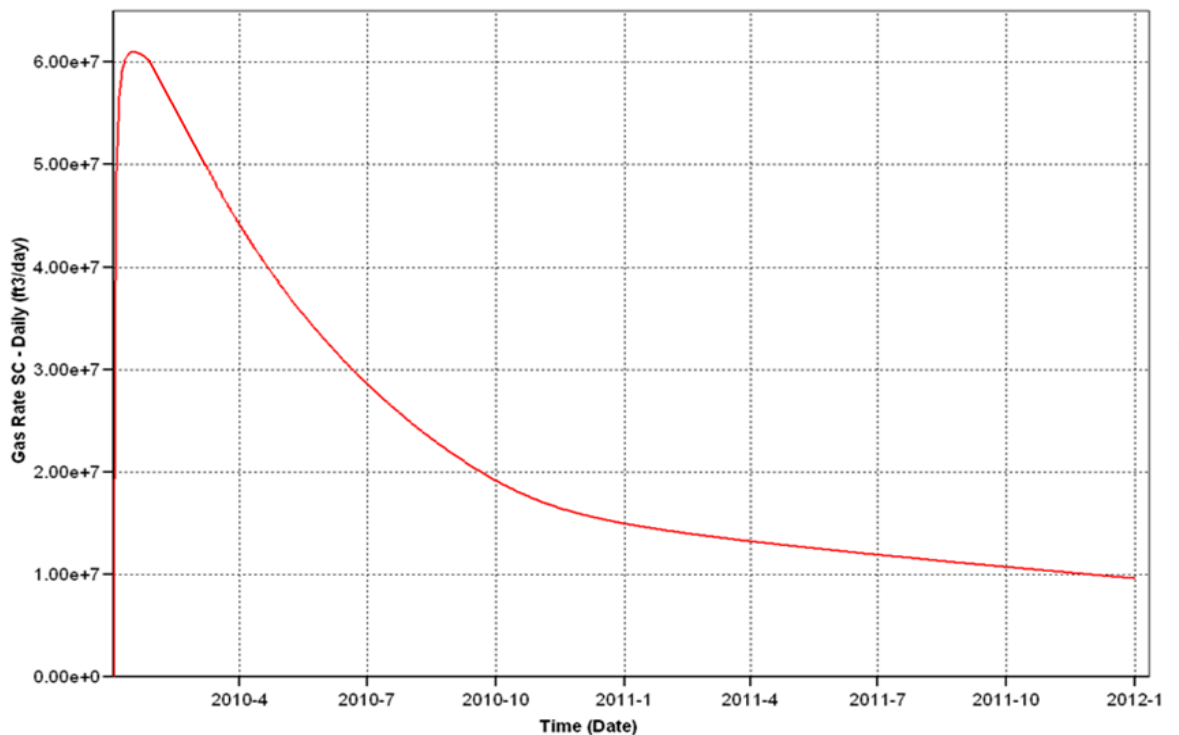
A lo largo de este trabajo se ha analizado la obstrucción del pozo que la condensación de hidrocarburos en el yacimiento conlleva, la dificultad en la movilidad de los fluidos hacia el pozo, ahora se procederá a evaluar el efecto que el banco de condensados tiene sobre la producción del pozo.

La gráfica 17 muestra la curva de producción de gas del pozo para el fluido A, en donde se observa una producción máxima en el tiempo temprano del pozo, cerca del primer mes, después de este momento la acumulación de líquidos en la región cercana al pozo obstaculiza el transporte de fluidos hacia el pozo productor, lo anterior se ve evidenciado en el dramático decrecimiento de la producción de gas durante la mayor parte del periodo analizado.

Si el banco de condensados no se hubiera formado en ninguna parte del yacimiento la curva de producción probablemente tendría un comportamiento ascendente debido a que la mayoría de yacimientos volumétricos alcanzan su producción máxima aproximadamente entre 5 y 10 años de producción.

Esta reducción en la producción de gas se evidencia de manera ostensible, si se compara el último dato de producción con el pico máximo, se puede deducir una reducción de 83.9% en tan solo dos años, este comportamiento atípico es producto del taponamiento del pozo debido al banco de condensados formado en la región cercana al mismo.

Gráfica 17 Curva de Producción de Gas



8.8. EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADOS SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO

Otro parámetro arrojado por el simulador es el factor de recobro del yacimiento, que para el caso del Fluido A es de 34.4 %, para analizar el impacto en la capacidad de entrega del pozo generado por el banco de líquidos formado en la región cercana al mismo, se calculará el factor de recobro para un yacimiento de

gas a las mismas condiciones iniciales y de operación, este valor representará el caso donde no hay formación de condensados, y será comparado con el arrojado por el simulador.

El factor de recobro (FR) o factor de recuperación unitaria para un yacimiento de gas según Craft & Hawkins es la diferencia entre la reserva inicial unitaria y la producción unitaria hasta cualquier etapa de agotamiento, este factor expresado en porcentaje del gas inicial in-situ es

El cálculo del factor volumétrico del fluido es bastante simple y es mostrado a continuación

Tomando como condiciones estándar 60 °F y 14.7 psi, se cancela el factor de compresibilidad del gas (Z) a debido a que los gases actúan como ideales a estas condiciones. La ecuación anterior queda de la siguiente forma:

Ecuacion. 1

Para hallar el factor de compresibilidad será usada la Fig 23-4 de la GPSA titulada "Compressibility factor for Natural Gas", en donde es necesario el cálculo de la temperatura y presión pseudo-reducidas. Estos cálculos son mostrados en la Tabla. 7.

Tabla 7. Calculo de Presión y Temperatura Pseudo-críticas

Componente	Composición (%)	P _c (psi)	P _{pc} (psi)	T _c (R)	T _{pc} (R)
C ₁	70	667.0	466.9	343.34	240.338
nC ₄	10	550.9	55.09	765.55	76.550
nC ₇	5	396.8	19.84	972.9	48.645
nC ₁₀	5	304.6	15.23	1070.8	50.540
			557.06		
				419.073	

Después de hallar la presión y la temperatura pseudo-crítica se procederá a encontrar las condiciones pseudo-reducidas del fluido para la presión inicial y la presión de fondo fluyendo.

Hallando estas condiciones pseudo-reducidas se conducirá a leer la tabla 24-3 de la GPSA para hallar el valor de la compresibilidad a las dos presiones.

Ahora bien, se remontará a la ecuación 1, postulada anteriormente, e inmediatamente después se procederá a calcular el factor de recobro.

Comparando el factor de recobro calculado con el valor obtenido por el simulador se observa que se ha dejado de producir 14.5% del gas disponible en el yacimiento debido a la acumulación de líquidos en el sistema poroso del mismo, esta cifra es equivalente a 6.5717 Gpies³ de Gas (OGIP=45.2630 Gpies³, dato arrojado por el simulador).

Tabla 8. Factor de Recobro

FR Obtenido por el Simulador (%)	FR calculado (%)	Diferencia (%)
34.4	48.9	14.5

La cantidad de gas que se ha dejado de producir representa un gran impacto en la economía del yacimiento, no solo debido a la pérdida de producción sino también a que el gas producido de un yacimiento de gas donde se ha desarrollado un banco de condensados tiene menos valor comercial, este tema se profundizara en el siguiente numeral.

8.9. EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADOS SOBRE LA COMPOSICIÓN GLOBAL DEL FLUIDO

A medida que la presión del yacimiento empieza a descender, las primeras gotas de hidrocarburos se condensan en los poros del reservorio, estas gotas están

constituidas en su mayoría por los componentes pesados del fluido (n-Decano en este caso).

Cabe recordar que la acumulación de hidrocarburo líquido es inmóvil en la zona II y parte de la Zona III, lo que lleva a pensar que estos componentes pesados se están quedando atrapados en el yacimiento, ahora bien, para el fluido A el 30% de la composición constituye compuestos medianos y pesados, y debido a la condensación de componentes pesados parte de este porcentaje se está perdiendo en los poros del yacimiento.

El gas producido en superficie por ende es abundante en componentes livianos, teniendo un valor comercial menor al gas condensado original del yacimiento, se recuerda que son los componentes medianos los que rigen la calidad y precio del gas de venta.

Otro fenómeno a tener en cuenta es el cambio de la composición global del yacimiento a través del tiempo, es decir, si gran parte de los componentes medios y pesados se encuentran atrapados como fase líquida en el yacimiento y los livianos son producidos durante un periodo de tiempo, al final de tal periodo la composición global del yacimiento será completamente distinta a la original, convirtiéndose en un fluido más pesado, este cambio genera que la envolvente de fases inicial del gas condensado no represente al fluido una vez la producción empieza.

Al igual, al hacerse más pesado el fluido in-situ su envolvente tiende a achatarse, cambiando los parámetros como punto crítico, fracción líquido-vapor, y punto de rocío a la temperatura del yacimiento.

Es por esto que a la hora de explotar y diseñar facilidades de superficie de un yacimiento de gas condensado hay que tener claro todos los fenómenos que

puede conducir la formación de un banco de líquidos en la región cercana al pozo, teniendo en cuenta que el fluido después de 5 años de producción, por ejemplo, es considerablemente diferente al fluido original.

9. CONCLUSIONES

- La representación del yacimiento de gas condensado, así como la condensación de hidrocarburos en la región cercana al pozo se logró simular exitosamente mediante un modelo numérico de un solo pozo desarrollado con la herramienta GEM de la compañía CMG.
- Tres diferentes composiciones de gas condensado fueron seleccionados numéricamente, con el fin de observar la influencia de la composición del fluido in-situ sobre el comportamiento del banco de condensados en los alrededores del pozo, obteniendo como resultado una mayor saturación de condensado en la cara del pozo con el fluido que poseía un mayor porcentaje de componentes pesados.
- Al simular numéricamente el desarrollo del banco de condensados en las cercanías del pozo a medida que se depleta el yacimiento, se observaron tres zonas de diferente distribución de fluidos. La zona I contiene el gas original del yacimiento sin presencia de condensados. La formación y acumulación de condensados sucede en la zona II, donde el flujo al igual que en la zona I es monofásico (solo gas). En la zona III la saturación crítica de condensados ha sido alcanzada, lo que conlleva a que haya flujo bifásico hacia el pozo productor.
- La acumulación de hidrocarburo líquido en el sistema poroso de la roca obstruye el flujo de gas hacia el pozo productor, lo que se evidencia en el dramático decrecimiento de la producción de gas desde el instante que el banco de condensado se desarrolla en la región cercana al pozo.

- La movilidad de los fluidos dentro del yacimiento puede ser analizada mediante la permeabilidad relativa de cada fase del fluido. Donde se observa una disminución de 80% en la permeabilidad relativa de gas y un valor pequeño en la de condensado, lo cual evidencia la dificultad del fluido para ser transportado a través del reservorio hacia el pozo productor.
- Se observó que cuando el yacimiento alcanza la presión de rocío y las primeras gotas de hidrocarburo líquido se depositan en los poros del reservorio, la producción de gas en superficie decrece dramáticamente. En esto radica la importancia de implementar métodos para el mantenimiento de la presión por encima del punto de rocío para obtener el máximo recobro de este tipo de yacimientos.
- La composición global del fluido se ve alterada debido a la producción continua en superficie de los componentes livianos del fluido, mientras que los pesados se encuentran atrapados inmóviles en los poros del reservorio.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BANUM, R.S. BRINKMAN, F.P. RICHARDSON, T.W. SPILLETE, A.G. "Gas Condensate reservoir Behavior: Productivity and Recovery Reduction due to Condensation." SPE 30767. Año 1995.
2. WHEATON, R.J. ZHANG, H.R. "Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional changes And Condensate Accumulation Around Production Wells". SPE 62930. Año 2000.
3. LEOG HOOI, Tan. GHORAYEB, Kassem. "Numerical Investigation of Condensate Banking in the North Kuwait Jurassic Gas Condensate Reservoirs". SPE 127234. Año 2009
4. AL-ANAZI, H.A. SOLARES, J.R. AL-FAIFI, M.G. "The Impact of Condensate Blockage and Completion Fluids on Gas Productivity in Gas-Condensate Reservoirs. SPE 93210. Año 2005
5. LEE, Sheng-Tai. CHAVERRA, Marcial. "Modeling and Interpretation of Condensate Banking for the near Critical Cupiagua Field". SPE 49265. Año 1998.
6. BOZORGZADEH, Manijeh. GRINGARTEN, Alain C. "Condensate-Bank Characterization from well-test Data and Fluid PVT Properties". SPE 89904. Año 2006.
7. SHEN, Pingping. LUO, Kai. ZHENG, Xitan. LI, Shi. DAI, Zhijian. LIU, Henian. "Experimental Study of Near-Critical Behavior of Gas Condensate Systems". SPE 67285. Año 2001.

8. CORREA, Tomas. "Evaluation Of Hot Solvents Efficiency In Condensate Banking Removal". Tesis de Grado, The University of Oklahoma. Año 2008.