

**METODOLOGÍA PARA OBTENER UN MODELO DE POZO QUE PERMITA
PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO
DE GAS: CASO ESTUDIO CAMPO CUPIAGUA.**

NEYLA YOHANA ARIAS HOYOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**METODOLOGÍA PARA OBTENER UN MODELO DE POZO QUE PERMITA
PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DE
GAS: CASO ESTUDIO CAMPO CUPIAGUA.**

NEYLA YOHANA ARIAS HOYOS

Trabajo de Grado para optar por el título de Ing. de Petroleos

DIRECTOR

NICOLAS SANTOS SANTOS

Director Escuela de Ingeniería de Petroleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS	3
1.1.1 Yacimientos de gas seco	3
1.1.2 Yacimientos de gas húmedo	4
1.1.3 Yacimientos de gas condensado	5
1.1.4 Problemas asociados a los yacimientos de gas condensado	7
1.1.4.1 Acumulación de líquido en el pozo	8
1.1.4.2 Acumulación de líquido en la formación	9
2. BANCO DE CONDENSADO	11
2.1 MODELO TEÓRICO	12
2.1.1 Análisis del modelo	14
3. ENTREGABILIDAD DE POZOS DE GAS CONDENSADO	18
3.1 ECUACIÓN PROPUESTA	23
3.1.1 Regímenes de flujo	25
3.1.1.1 Región cercana al pozo	25
3.1.1.2 Región de acumulación de condensado	26
3.1.1.3 Región de solo gas	26
3.1.2 Coexistencia de las regiones de flujo	27
3.1.3 Calculo de pseudopresion	27
3.1.3.1 Región 1	29
3.1.3.2 Región 2	30
3.1.3.3 Región 3	30
3.1.4 Análisis del modelo	31

3.2 MÉTODO SEMIANALITICO PARA PREDECIR LA ENTREGABILIDAD.....	32
3.2.1 Análisis del modelo	37
4. CÁLCULOS DE LA PRODUCTIVIDAD	39
4.1 MODELO BALANCE DE MATERIA	40
4.1.1 Calculo de la razón de aceite fluyendo (r_{wf}) en la región 1	41
4.1.2 Distribución de presión alrededor del pozo	44
4.1.2.1 Pozo vertical sin fractura	45
4.1.2.2 Pozo vertical fracturado	46
4.1.3 Análisis del modelo	46
4.2 ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CONTROL DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO	48
4.2.1 Estudio de simulación	49
4.2.1.1 Simulación establecida	49
4.2.2 Influencia de la permeabilidad relativa en la productividad de un pozo	51
4.2.2.1 Permeabilidad relativa al gas a la saturación de liquido irreducible	52
4.2.2.2 Permeabilidad efectiva al gas a la saturación de aceite cerca a la cara del pozo	52
4.2.2.3 Exponente Corey del gas	53
4.2.3 Estimación de la permeabilidad relativa	53
4.2.3.1 Formulas de pseudopresion para una y dos fases	54
4.2.3.1.1 Pseudopresion una sola fase	54
4.2.3.1.2 Pseudopresion dos fases	56
4.2.4 Generación de una curva de permeabilidad estimada	58
4.2.5 Análisis del modelo	60
4.3 PRODUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS EN POZOS DE GAS CONDENSADO	60
4.3.1 Modelo representativo del yacimiento	62

4.3.2	Presentación de los resultados en términos del índice de productividad	63
4.3.2.1	Modelo de fracturas hidráulicas	64
4.3.3	Análisis del modelo	64
5.	PERMEABILIDAD RELATIVA	66
5.1	MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA	67
5.1.2	Simulación numérica.....	70
5.1.3	Análisis del modelo	72
5.2	SATURACIÓN CRITICA DE CONDENSADO Y PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS	73
5.2.1	Modelo de red para condensación en medio poroso	75
5.2.2	Longitud critica de liquido y saturación critica de condensado en un tubo capilar	76
5.2.3	Calculo de la saturación critica de condensado S_{cc}	77
5.2.4	Calculo de la conductancia del fluido	78
5.2.5	Renormalizacion del método y permeabilidades relativas	81
5.2.6	Análisis del modelo	81
6.	FLUJO COMPOSICIONAL	86
6.1	MODELO COMPOSICIONAL DEL RETROGRADO.....	86
6.1.1	Ecuaciones que gobiernan los simuladores composicionales de flujo en dominios multimecanicos	87
6.1.2	Análisis del modelo	92
6.2	EFFECTOS DE LOS CAMBIOS COMPOSICIONALES EN EL TRASIENTE DE FLUJO	94
6.2.1	Desarrollo del modelo	96
6.2.2	Análisis del modelo	99
6.3	INTERACCIONES NO-LINEALES ENTRE LAS RESTRICCIONES DE FLUJO CERCA AL POZO	100
6.3.1	Restricciones de flujo cerca al pozo	102

6.3.1.1	Representación del pozo	103
6.3.2	Análisis del modelo	106
6.4	FLUJO EN LAS REGIONES PERFORADAS	107
6.4.1	Simulador de pozos perforados 3D	108
6.4.1.1	Ecuaciones que gobiernan, una fase	109
6.4.1.2	Método de solución matemático, una fase	112
6.4.1.3	Ecuaciones que gobiernan, dos fases	111
6.4.1.4	Propiedades del fluido, dos fases	113
6.4.1.5	Permeabilidad relativa, dos fases	114
6.4.1.6	Método matemático de solución, dos fases	115
6.4.2	Simulador de pozo a hueco abierto 1D	117
6.4.3	Análisis del modelo	117
6.5	FLUJO EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE	118
6.5.1	Simulador In-House	120
6.5.1.1	Ecuaciones que gobiernan	120
6.5.2	Sistema 2D para pozos fracturados hidráulicamente	121
6.5.3	Sistema 1D para hueco abierto	123
6.5.4	Conductividad efectiva de la fractura	124
6.5.5	Sistemas de flujo no-Darcy en una sola fase	125
6.5.6	Flujo en sistemas de gas condensado	128
6.5.6.1	Relación de movilidad en la fractura	128
6.5.6.2	Relación de movilidad en la matriz	131
6.5.7	Factor daño de fractura y radio efectivo del pozo	133
6.5.7.1	Método iterativo para estimar el radio efectivo del pozo.....	134
6.5.8	Análisis del modelo	136
6.6	MODELO SIMPLIFICADO DE FLUJO CERCA AL POZO	137
6.6.1	Enfoque computacional y resultados.....	138
6.6.2	Ejemplo de aplicación	138
6.6.2.1	Datos Occidente de África	138

6.6.2.2	Datos Govier-Fogarasi	140
6.6.2.3	Datos comisión de Railroad de Texas	140
6.6.3	Incertidumbre de los datos de entrada para calcular la presión de fondo fluyendo	140
6.6.3.1	Precisión absoluta de dos medidores	140
6.6.3.2	Tasa de liquido o CGR tendencia/eficiencia del separador.....	141
6.6.3.3	Rangos de la gravedad del condensado	142
6.6.3.4	Pared rugosa	142
6.6.4	Justificación del modelo homogéneo	142
6.6.4.1	Comparación con la correlación de Gray	143
6.6.4.2	Comparación con el modelo de Ansari et al.	144
6.6.4.3	Comparación con el modelo de Aziz et al.	144
6.6.5	Análisis del modelo	145
7.	METODOLOGÍA PARA OBTENER UN MODELO DE POZO	146
7.1	METODOLOGÍA APLICADA AL CAMPO.....	170
7.1.1	Generalidades del campo Cupiagua	170
7.1.2	Aplicación	170
8.	CONCLUSIONES	180
	RECOMENDACIONES	182
	BIBLIOGRAFÍA	183

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama presión-temperatura para yacimientos de gas condensado	6
Figura 2: Diagrama presión-temperatura para un yacimiento de gas condensado pobre	7
Figura 3: Diagrama presión-temperatura para un yacimientos de gas condensado rico	8
Figura 4: Formación del bloque de condensado	12
Figura 5: Perfil de presión de un yacimiento homogéneo, que se encuentra fluyendo por encima de la presión del punto de rocío.....	15
Figura 6: Perfil de presión de un yacimiento homogéneo, que se encuentra fluyendo por debajo de la presión del punto de rocío.....	16
Figura 7: Diagrama esquemático del mecanismo de condensación cerca al pozo	33
Figura 8: Diagrama de fases para la composición del fluido original y la composición del banco de condensado	34
Figura 9: Perfil típico del banco de condensado con numero capilar junto con la aproximación por el método semianalitico.....	37
Figura 10: Saturación de la fase aceite, alrededor de un pozo vertical sin fracturas.....	42

Figura 11: Relación gas-aceite fluyendo en un pozo vertical sin fracturas	43
Figura 12: Tasa de flujo de aceite a condiciones estándar en un pozo vertical	44
Figura 13: Distribución de la presión alrededor de un pozo sin fractura con daño a la formación	45
Figura 14: Grafico log-log de derivadas de pseudopresion normalizada para 10 días de agotamiento con diferentes tiempos de producción	55
Figura 15: Grafico log-log de datos de simulación con y sin efectos del numero capilar	57
Figura 16: Saturación del condensado después de 60 días. (Incluyendo los efectos del numero de captura)	72
Figura 17: Saturación del condensado después de 60 días (sin los efectos del numero de captura)	73
Figura 18: Normalización del índice de productividad	74
Figura 19: Configuración del liquido en tubo circular	79
Figura 20: Esquema de renormalizacion para diferente numero de celdas	82
Figura 21: Esquema del proceso de renormalizacion; $n_s = 2$	83
Figura 22: Recorrido de la isoterma de agotamiento para un gas retrogrado	88
Figura 23: Permeabilidad vs Radio para 1D	105
Figura 24: Caso de un yacimiento multicapas	106

Figura 25: Esquema de un pozo fracturado hidráulicamente	122
Figura 26: Variación de la permeabilidad relativa al gas y de la permeabilidad relativa al gas base dentro de la fractura	130
Figura 27: Variación de la permeabilidad relativa al gas y de la permeabilidad relativa al gas base dentro de la matriz	133
Figura 28: Porcentaje de error para los datos del Occidente de África.....	139
Figura 29: Porcentaje de error para los datos Govier-Fogarasí	141
Figura 30: Localización del área del Campo Cupiagua	171

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Composiciones típicas de los yacimientos de gas	4
Tabla 2: Parámetros de simulación	50
Tabla 3: Composición del fluido	52
Tabla 4: Flujo fraccional de gas (GRT) y el correspondiente gas condensado (GLR) y la tasa de flujo de gas condensado (LGR) en Vol/Vol a todas las condiciones de flujo	114
Tabla 5: Propiedades del Campo Cupiagua	172

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA OBTENER UN MODELO DE POZO QUE PERMITA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DE GAS: CASO ESTUDIO CAMPO CUIAGUA*

AUTOR: NEYLA YOHANA ARIAS HOYOS**

PALABRAS CLAVES: Yacimiento de Gas Condensado, Banco de Condensado, Productividad, Saturación Crítica de Condensado, Permeabilidad Relativa, Modelo de pozo.

DESCRIPCION:

Los yacimientos de gas condensado, cada día ganan más importancia en el país, mas ahora con el retorno del Campo Cupiagua, se vuelcan las miradas hacia este tipo de yacimiento, que presentan un comportamiento complejo debido a la existencia de un sistema fluido de dos fases cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío. El objetivo principal de este estudio es desarrollar una metodología que permita obtener un modelo de pozo que tenga en cuenta los efectos del fluido composicional. Para tal fin, se realiza una revisión de algunos de los modelo existentes para yacimientos de gas condensado, que permitirán entender y comprender mejor el comportamiento de estos yacimientos.

En este documento se pueden encontrar conceptos teóricos de los yacimientos de gas condensado, como se forma el banco de gas condensado, las regiones de flujo que se presentan en un yacimiento de gas condensado que se encuentra en depleción, una recopilación de trabajos existentes relacionados con los yacimientos de gas condensado y de cómo los modelados, finalmente se presenta una metodología que puede servir de basa para realizar un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción a nivel de pozo en un yacimiento de gas condensado.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Tutor: Nicolas Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY TO OBTAIN A SINGLE WELL MODEL PREDICTING THE BEHAVIOR OF THE PRODUCTION OF A GAS WELL: CASE STUDY CUIAGUA FIELD*

AUTHOR: NEYLA YOHANA ARIAS HOYOS **

KEY WORDS: gas field condensate, condensate Bank, Productivity, Critical Condensate Saturation, Relative Permeability, Single Well Model.

DESCRIPTION:

Gas condensate deposits, daily gain more importance in the country, but now with the return of Cupiagua Field, eyes are turning towards this type of deposit which have a complex behavior due to the existence of a system of two fluid phases when the reservoir drops below the dewpoint pressure. The main objective of this study is to develop a methodology to obtain a model that takes into account well the effects of compositional fluid. To this end, a review of some of the existing model for condensate gas fields, which will understand and better understand the behavior of these sites.

This document can be found theoretical concepts of deposits of gas condensate, as the bank is formed of gas condensate, the regions of flow that are presented in a condensate gas field is in depletion, a compilation of existing work related deposits of gas condensate and the models finally presents a methodology that can serve as a basis for a model to predict well the behavior of the production wells at a gas field condensate.

* Draft Grade.

** Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Engineering Petroleum
Tutor: Nicolas Santos.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de gas condensado, cada día ganan más importancia en el país, mas ahora que debido al bajo precio del petróleo, los yacimientos maduros y/o de crudo pesado que resulten económicamente no viables, posiblemente no se puedan producir, se vuelcan las miradas hacia estos yacimientos de comportamientos complejos, que aún no son comprendidos en su totalidad, debido a la presencia de un sistema fluido de dos fases cerca al pozo, cuando la presión en esta zona cae por debajo de la presión del punto de rocío.

Se considera que la presión en los yacimientos de gas condensado en el momento de su descubrimiento, se encuentra por encima o cercana a la presión del punto de rocío, por lo que solo existe flujo de gas. Sin embargo, a medida que se lleva a cabo la producción, ocurre una caída de presión, que origina teóricamente tres problemas principales: (1) Reducción de la productividad del pozo, (2) Disminución de la cantidad de gas para la venta y (3) Acumulación de condensados que bloquean la producción de gas. Cuando la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión del punto de rocío.

Este tipo de yacimiento tan particular, en los que las propiedades son muy susceptibles a cambios durante la producción. Tratar de modelarlos es un poco complejo y una simulación de todo el campo requeriría un buen refinamiento en la zona cercana a la cara del pozo, para describir la mejor forma del gradiente de presión y los cambios composicionales, implicando esto un mayor tiempo de cómputo y la implementación de buenas técnicas de refinamiento.

El objetivo principal de este estudio es desarrollar una metodología que permita obtener un modelo de pozo que tenga en cuenta los efectos del fluido composicional. Para tal fin, se realiza una revisión de algunos de los modelos existentes para yacimientos de gas condensado, que permitirán entender y comprender mejor el comportamiento de estos yacimientos.

1. GENERALIDADES

1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

Los yacimientos de gas se dividen de acuerdo a su composición en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado y sus composiciones típicas se observan en la Tabla 1.

1.1.1 Yacimientos de gas seco.

Como se observa en la Tabla 1, los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano ($\%C_1 \geq 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes pesados ($\%C_2 + \leq 1$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido solo se alcanza a temperaturas bajo $0^\circ F$.

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni las condiciones de yacimiento ni las de superficie entran en la región de dos fases durante la caída de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos siempre es gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, del gas seco se pueden extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

1.1.2 Yacimientos de gas húmedo

Como se observa en la Tabla 1, los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. A condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-liquido mayores que **1500 PCN/BN**. El líquido del tanque tiende a ser incoloro, con gravedad **API > 60°** y un contenido de líquido menor de **30 BN/MMPCN**.

Tabla 1: Composiciones típicas de los yacimientos de gas.

COMPONENTE	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO
C_1	96.0	90.0	75.0
C_2	2.0	3.0	7.0
C_3	1.0	2.0	4.5
$iC_4 - nC_4$	0.5	2.0	3.0
$iC_5 - nC_5$	0.5	1.0	2.0
C_6	-	0.5	2.5
C_{7+}	-	1.5	6.0
MC_{7+}	-	115	125
RGL, PCN/BN	-	26000	7000
Líquido de Tanque	°API	60°	55°
Color	-	Incoloro	Armar. Claro
		Amar. claro	Amarillo

Fuente: Rojas, Gonzalo "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado"

Los yacimientos de gas húmedo, difieren de los gases condensados en que: (1) no ocurre condensación retrograda durante la caída de presión, (2) tiene

menos cantidad de componentes pesados y (3) la cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

1.1.3 Yacimientos de gas condensado

El gas condensado, es un fluido monofásico a condiciones de yacimiento originalmente. Está compuesto principalmente por metano (>60% Tabla 1), etano y otros hidrocarburos pesados. Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, se convierte en un fluido bifásico, este comportamiento se conoce como condensación retrograda. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla como se puede observar en la Fig.1. La condensación retrograda se produce durante la disminución de la presión isotérmicamente en el yacimiento, obteniéndose en superficie la producción de gas y líquido. El condensado puede ser incoloro, amarillo, anaranjado, marrón, verdoso e incluso negro, con una densidad entre 40 y 60 °API y una relación gas condensado (RGC) mayor que 3200 SCF/STB. El líquido condensado, en el yacimiento generalmente no fluye o no se puede producir.

Durante la producción de un yacimiento de gas condensado, las mayores caídas de presión se presentan en las cercanías del pozo productor, por lo que la formación de líquido condensado se origina en primera instancia en esa zona. El volumen de la fase líquida, no solo depende de la presión y la temperatura sino de los componentes que conforman el gas, es decir, un gas sin suficientes componentes pesados, no desprende líquido al caer la presión, por el contrario un gas con suficientes componentes pesados si

generara liquido al caer la presión por debajo de la presión del punto de rocío.

Figura 1: Diagrama presión-temperatura para yacimiento de gas condensado.

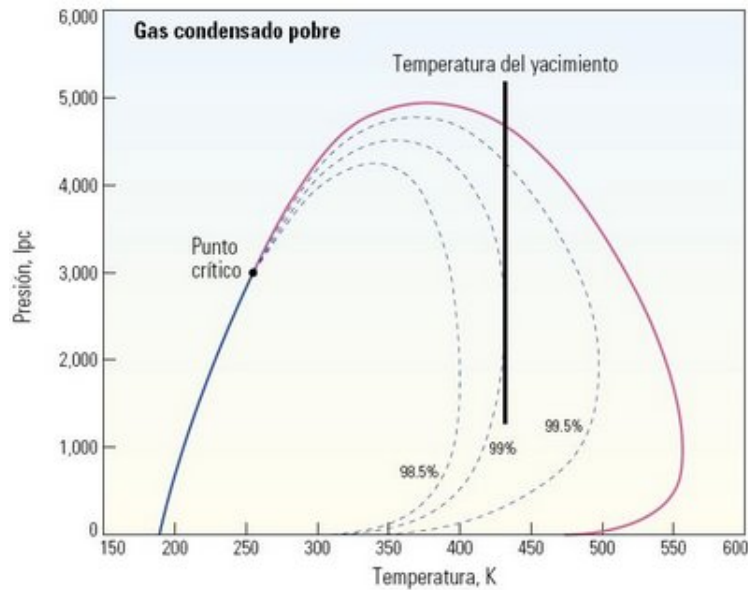


Fuente: yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/01/revison-de-los-yacimientos-de-gas.html

Con base a los componentes del gas condensado, este se puede clasificar en dos:

- Gas condensado pobre: genera un pequeño volumen de liquido, aproximadamente menor a **100 bbl** de liquido por **1MMPC** de gas.
- Gas condensado rico: genera un volumen de liquido superior a **150 bbl** por **1MMPC**.

Figura 2: Diagrama presión-temperatura para un yacimiento de gas condensado pobre.

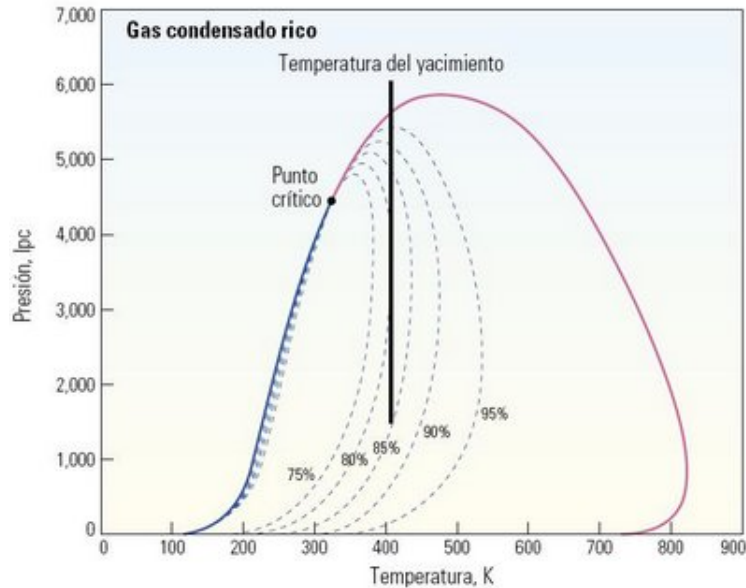


Fuente: yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/01/revision-de-los-yacimientos-de-gas.html

1.1.4 Problemas asociados a los yacimientos de gas condensado.

Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, en comparación con los yacimientos de aceite negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas como:

Figura 3: Diagrama presión-temperatura para un yacimiento de gas condensado rico.



Fuente: yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/01/revision-de-los-yacimientos-de-gas.html

1.1.4.1 Acumulación de líquido en el pozo: la presencia de líquido en los pozos de gas afecta negativamente sus características de flujo. Estos líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser llevada a superficie por el gas, sino estos se acumulan en el fondo del pozo, produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta la capacidad productiva del pozo. En pozos con baja presión de fondo, el líquido puede matarlo.

Inicialmente, los pozos tienen presión y tasa de flujo elevadas, que impiden la acumulación de líquido en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquido (agua y/o condensado), se deben buscar métodos artificiales para levantar ese fluido, los más recomendados son: levantamiento artificial con gas o gas lift, bombeo mecánico cuando la presión de fondo fluyendo lo permite y hacer fluir el pozo hacia la atmósfera para alcanzar altas tasas de flujo que levanten el líquido, en la aplicación de este último método se pueden producir incendios y contaminación ambiental.

1.1.4.2 Acumulación de líquido en la formación: una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrogrado cuando la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío, durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento. Esta acumulación de condensado retrogrado puede ocurrir en:

- a. **Zonas cercanas al pozo productor:** se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión del punto de rocío ($p_{wf} < p_{roc}$) y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($\bar{p}_{yac} \geq p_{roc}$). Un banco o anillo de condensado retrogrado crece alrededor de un pozo de gas condensado, este banco crece a medida que la presión del yacimiento cae, disminuyendo la productividad del pozo y generando pérdida de componentes pesados en superficie. El comportamiento es rápido en yacimientos de gas condensado rico, cercanos al punto de rocío y baja permeabilidad. En el peor de los casos, la saturación de condensado alrededor del pozo (S_c) puede alcanzar valores de 50 a

60%, generando reducción en la productividad de los pozos de 2 a 10 veces mayores que las existentes previamente.

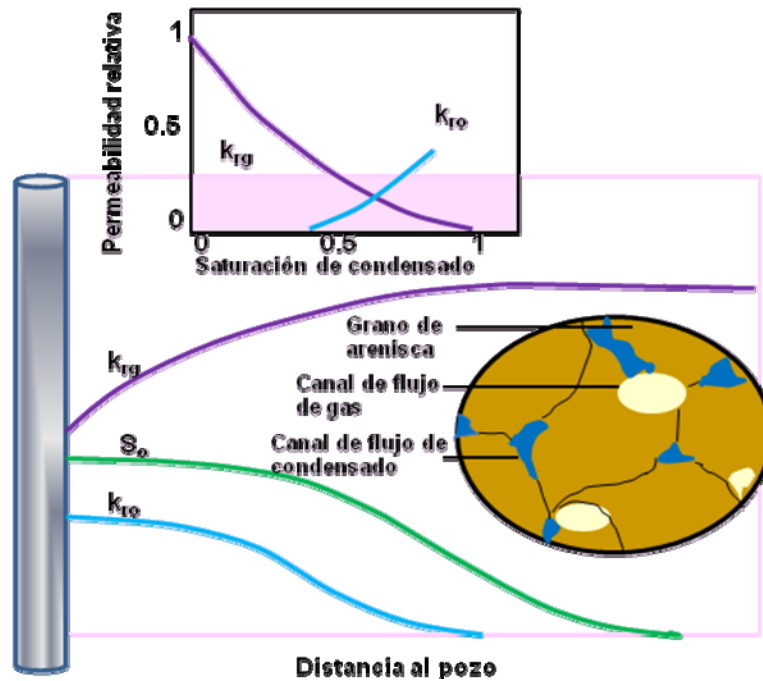
b. Todo el yacimiento: se presentan cuando la presión promedio del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío retrograda ocurre precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales porosos más pequeños de la roca. Para que el condensado retrogrado alcance cierta movilidad en el yacimiento su saturación debe ser mayor que su saturación crítica (30-40%), lo que es difícil de alcanzar, generalmente el volumen del condensado retrogrado no excede un valor de 20% vol.

2. BANCO DE CONDENSADO

Durante el proceso de producción de un yacimiento de gas condensado, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores, cuando la presión se reduce hasta cierto punto, denominado presión de saturación o presión del punto de rocío, una fase líquida rica en componentes pesados se separa. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo, luego el volumen de líquido se reduce. Este comportamiento se ve claramente en un diagrama presión temperatura, como se ilustra en la Fig. 4.

El volumen de la fase líquida presente depende de la presión, la temperatura y la composición del fluido. Una vez que los fluidos del yacimiento ingresan al pozo, tanto las condiciones de temperatura como de presión pueden variar. El líquido condensado puede producirse dentro del pozo; sin embargo, también pueden acumularse en el fondo como resultado de los cambios producidos en el pozo. Si el gas no tiene suficiente energía para transportar el líquido a la superficie, se produce el retorno del líquido originándose un aumento del nivel de líquido en el pozo que finalmente restringirá la producción.

Figura 4: Formación del bloque de condensado.



Fuente: Fan Li, Harris Billy W., Jamaluddin A., Kamath Jairam, Mott Robert, Pope Gary A., Shandrygin Alexander and Whitson Curtis Hays. "Revision de los yacimientos de gas condensado"

2.1. MODELO TEÓRICO

Wheaton y Zhang¹ desarrollaron un modelo teórico para describir la formación del banco de condensado. Este modelo tiene como prioridad tratar la dinámica del banco de condensado. Ellos definieron que la saturación de condensado alrededor del pozo productor, no solo depende de la presión,

¹ Wheaton R. J. and Zhang, H. R. "Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells". Paper SPE 62930, Copyright 2000.

sino que también se debe tener en cuenta la concentración total de los componentes pesados y como varían estos con el tiempo cerca del pozo. Para entender la dinámica de la acumulación de condensado y el potencial de “re-vaporización” del condensado, es esencial entender el comportamiento del pozo y del campo en general.

Para un volumen V de porosidad media con límites abiertos, la siguiente ecuación de conservación composicional puede ser escrita para el i -ésimo componente si la dispersión es despreciable:

$$\frac{\partial s_i}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \sum \sigma_i^\alpha U^\alpha = 0 \quad (1)$$

Donde, ϕ es la porosidad, σ_i es la densidad molar del flujo total, σ_i^α es la densidad molar del componente i -ésimo, α representa la fase y U^α el vector velocidad de Darcy en cada fase.

Usando la Ley de Darcy en términos de coordenadas cilíndricas y después de algunos procedimientos matemáticos se puede llegar a:

$$\frac{\partial z_i}{\partial t} = (\mathcal{X}_i - z_i) \left(\frac{\partial \ln \sigma}{\partial p} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r + \left(\frac{m_i}{\phi \sigma} \right) \left(\frac{\partial \ln \mathcal{X}_i}{\partial p} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r \quad (2)$$

Donde, z_i es la fracción molar total del componente i -ésimo, m_i es la tasa de movilidad del componente i -ésimo a través de todas las fase y está dada por la siguiente ecuación.

$$m_i = k \sum_{\alpha} \sigma_i^\alpha k_r^\alpha / \mu^\alpha \quad (3)$$

Donde, μ es la viscosidad, k es la permeabilidad y k_r es la permeabilidad relativa.

La movilidad está definida en la Ec. (2), en términos de la función “Chi” \mathcal{X}_i se puede igualar, a través de la siguiente ecuación.

$$\mathcal{X}_i = \frac{m_i}{m} = \frac{\sum_{\alpha} \mathcal{X}_i^{\alpha} \sigma^{\alpha} k_r^{\alpha} / \mu^{\alpha}}{\sum_{\alpha} \sigma^{\alpha} k_r^{\alpha} / \mu^{\alpha}} \quad (4)$$

donde, \mathcal{X}_i^{α} es la fracción molar del componente i es la fase α .

Para facilitar el análisis de la Ec. (2), se puede generalizar así:

$$\frac{\partial z_i}{\partial r} = TA_i(p, \{z_i\}) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r + TB_i(p, \{z_i\}) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_z \quad (5)$$

donde,

$$TA_i(p, \{z_i\}) = (z_i - z_i) \left(\frac{\partial \ln \sigma}{\partial p} \right) \quad (6)$$

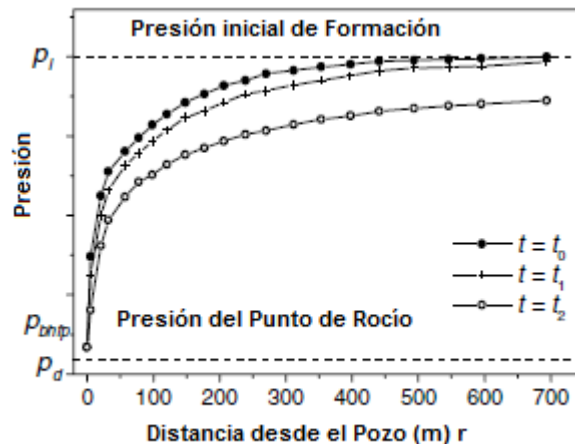
$$TB_i(p, \{z_i\}) = \left(\frac{m_i}{\phi \sigma} \right) \left(\frac{\partial \ln \mathcal{X}_i}{\partial p} \right) \quad (7)$$

2.1.1 Análisis del modelo

La Ec. 5 muestra el cambio en la fracción molar total del componente i con el tiempo y a una distancia r del pozo durante la condensación o reevaporación de condensado en un yacimiento. Esta ecuación ofrece una nueva forma de modelar el flujo de fluidos para un componente de gas condensado y describe la misma física que las otras descripciones matemáticas convencionales de las componentes de conservación de masa. Sin embargo, se hace fácilmente un análisis teórico general para los cambios composicionales durante el proceso de formación del banco de condensados

el cual no necesita desarrollar una compleja simulación composicional completa.

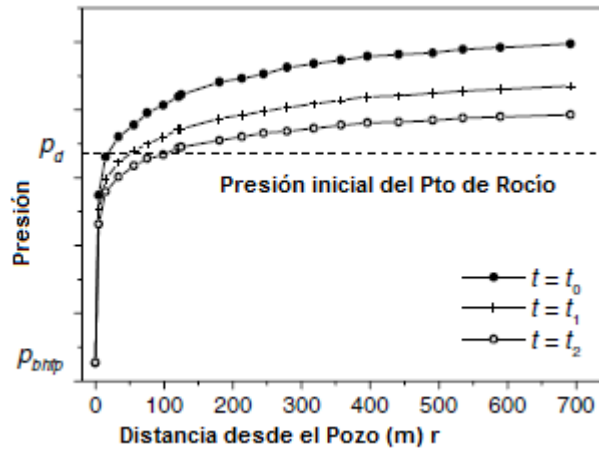
Figura 5: Perfil de presión de un yacimiento homogéneo, que se encuentra fluyendo por encima de la presión del punto de rocío.



Fuente: R.J. Wheaton and H.R. Zhang, BG International, Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells. Paper SPE 62930, (2000)

La saturación y acumulación de condensados cerca de la cara del pozo depende de la composición de la mezcla de componentes y de la presión en el yacimiento. El cambio composicional depende de la variación de las propiedades **PVT** del fluido (estas incluyen la viscosidad) así como de los cambios en presión. Si el fluido del pozo de gas condensado tiene una presión de fondo fluyendo constante considerando que la presión de rocío puede estar arriba o abajo (vea Fig. 5 y 6), es probable que $\frac{\partial p}{\partial r}$ sea muy grande cerca del pozo (en especial en sistemas de baja permeabilidad) y $\frac{\partial p}{\partial t}$ insignificante. Más allá del pozo, sin embargo, $\frac{\partial p}{\partial t}$ puede convertirse en un término considerable y $\frac{\partial p}{\partial r}$ en insignificante.

Figura 6: Perfil de presión de un yacimiento homogéneo, que se encuentra fluyendo por debajo de la presión del punto de rocío.



Fuente: R.J. Wheaton and H.R. Zhang, BG International, Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells. Paper SPE 62930, (2000)

En el primer término de la Ec. (5), predominan los efectos de almacenamiento (*banking*) cerca al pozo mientras que allí los efectos del segundo término son insignificantes. El segundo término es más importante en zonas lejanas del campo en donde se da el efecto de “líquidos perdidos”. Esta ecuación ofrece claramente una ventaja sobre cualquier otra ecuación composicional convencional por la separación de los efectos la variación de la presión en tiempo y espacio en los cambios composicionales durante la depleción.

En la ecuación, TA_i y TB_i son función de la movilidad del componente i y varían con la presión y la composición. El término de movilidad relativa \mathcal{X}_i aparece como una función de las permeabilidades relativas del gas y del condensado, de la viscosidad de las dos fases y de la composición molar de

cada fase. Por consiguiente es claro que x_i es un parámetro crítico en el comportamiento del banco de condensados. Además, para las ecuaciones 5-7, TA_i se ve más afectado por las propiedades PVT de la mezcla de gas condensado y TB_i está más dominado por la movilidad total del fluido.

Los resultados mostrados en la Fig. 5 y 6 implican que, en un yacimiento homogéneo, el cambio de presión durante la depleción se puede dar de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P}{\partial t} < 0 \text{ y } \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)^2 > 0 \quad (8)$$

Wheaton y Zhang² concluyeron para un sistema de dos componentes solamente $C_1 - C_2$ que el incremento de la concentración de los componentes pesados cerca al pozo y el proceso de inhibición era continuo. Una vez se finaliza el proceso de incremento de pesados en esta región debido al flujo de fluidos en el pozo cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de rocío, no es posible reversar el proceso o intentar desplazar el banco de condensados que se ha formado, acudiendo a métodos como un simple cierre del pozo para incrementar la presión por encima del punto inicial de rocío de la mezcla en el yacimiento.

Para yacimientos con baja permeabilidad, el gradiente de presión cerca al pozo es generalmente grande, la tasa de crecimiento y de expansión del banco de condensados será relativamente alta, lo cual puede agravarse con tasas más altas de producción.

² Wheaton R. J. and Zhang H. R. Op.cit, 12

3. ENTREGABILIDAD DE POZOS DE GAS CONDENSADO³

La *entregabilidad* del pozo (Well deliverability) se define como la relación de la tasa de producción de un pozo en función de algunas limitaciones de presión. Esta relación de tasa-presión sería definida en la cabeza del pozo, y de esta manera se define la relación de entregabilidad de pozos, la cual incluye todas las fuentes para las pérdidas de presión desde yacimiento hasta los separadores de superficie.

La contribución de las diferentes fuentes de las pérdidas de presión sobre la *entregabilidad* del pozo depende principalmente de la permeabilidad del yacimiento. Para yacimientos con una permeabilidad mayor de **200 md**, las pérdidas de presión en el yacimiento son despreciables, comparadas con la pérdida total de presión. Para yacimientos con baja permeabilidad (menor a **50 md**) la *entregabilidad* del pozo se reduce debido a que el bloque de condensado puede tener un efecto significativo en esta.

Los efectos del bloque de condensado depende de: (1) permeabilidades relativas, (2) propiedades **PVT** y (3) la forma en que el pozo es producido. Sin embargo la reducción de la entregabilidad del gas, debido al bloque de condensado, solo es importante cuando la presión de fondo fluyendo (**BHFP**) alcanza un mínimo y el pozo se encuentra en declinación. En el momento de

³Fevang Oivind "Gas Condensate Flow Behavior and Sampling". A Dissertation for the Partial Fulfillment of Requirements for the Degree of Doktor Ingenior. Division of Petroleum Engineering and Applied Geophysics The Norwegian Institute of Technology University of Trondheim. October (1995)

iniciar el desarrollo de esta investigación, Fevang se baso en investigaciones previas como las mencionadas a continuación.

Muska⁴ trato el problema del bloque de condensado en sus discusiones del ciclaje de gas, donde el introduce un método simple para estimar el radio del bloque de condensado en función del tiempo, la tasa de gas y las propiedades de la roca y el fluido. Fetkovich⁵ uso los resultados de Muskat para derivar la dependencia de la tasa y el tiempo sobre el daño por el bloque con el fin de utilizarlo en la ecuación estándar de la tasa de gas.

Kniazeff y Naville⁶ y Eilerts^{7,8} et al, fueron los primeros en modelar numéricamente la entregabilidad de pozos de gas condensado en coordenadas radiales. Estos estudios muestran perfiles de presión y saturación radiales en función del tiempo y de otras variables operacionales, confirmando que el bloque de condensado reduce el la entregabilidad del pozo. Kniazeff and Naville también estudiaron el efecto del flujo no-Darcy (en la fase gas) sobre la entregabilidad del pozo.

Gondouin et al⁹ hicieron una significativa contribución para entender el fundamento de la entregabilidad del gas condensado. A través de las

⁴ Muskat, M. "Physical Principles of Oil Production", McGraw-Hill Book Company, Inc. (1949).

⁵ Fetkovich, M.J. "The Isochraneal Testing of Oil Wells". Paper SPE 4529 presented at the (1973) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sep. 30- Oct 3.

⁶ Kniazeff, V. J. and Naville, S. A. "Two-Phase Flow of Volatile Hydrocarbons" SPEJ (1965) 37-44; Trans, AIME, 234.

⁷ Eilerts, C. K., Sumner, E. F. and Potts, N. L. "Integration of Partial Differential Equation for Transient Radial Flow of Gas-Condensate Fluids in Porous Structures" SPEJ (1965) 141-152.

⁸ Eilerts, C. K., and Sumner, E. F. "Integration of Partial Differential Equation for Multicomponent, Two-Phase Transient Radial Flow", SPEJ (1967) 125-135

⁹ Gondouin, M., Iffly, R. and Husson, J. "An Attempt to Predict the Time Dependence of Well Deliverability in Gas Condensate Fields", SPEJ (1967) 112-124; Trans, AIME, 240.

simulaciones de aceite negro, ellos extendieron el trabajo de Kniazeff y Naville, mostrando la importancia del bloque de condensado y los efectos del flujo no-Darcy sobre el desempeño de la contra presión. Ellos también dan procedimientos experimentales y medidas que cuantifican los efectos de la permeabilidad relativa y el flujo no-Darcy multifásico.

O'Dell y Miller¹⁰ presentaron la primera ecuación de velocidad del gas usando la función de pseudopresión que describe el efecto del bloque de condensado. La ecuación es válida cuando:

1. El *wellstream* producido corresponde al gas original del yacimiento, y
2. El radio del bloque de condensado es relativamente pequeño (la presión en el yacimiento esta significativamente por encima del punto de rocío).

A partir de sus resultados, es claro que la *entregabilidad* del pozo puede ser reducida para pequeñas regiones de bloque de condensado.

Fussell¹¹ presenta simulaciones composicionales de las ecuaciones de estado (**EOS**) en coordenadas radiales, de pozos de gas condensado, produciendo por depleción de presión por debajo del punto de rocío. El muestra que el efecto de la acumulación del condensado sobre la productividad del pozo y que la ecuación de O'Dell-Miller (con una pequeña corrección para contabilizar el gas disuelto en la fase de aceite fluyendo), sobre predice las pérdidas de entregabilidad debido al bloque de

¹⁰ O'Dell, H. G. and Miller, R. N. "Successfully Cycling a Low Permeability, High- Yield Gas Condensate Reservoir", JPT (1967) 41-47; Trans., AIME 240.

¹¹ Fussell, D. D. "Single- Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoir", JPT (1973) 258-268, 860-870; Trans., AIME 255

condensado, comparado con resultados de simulaciones. El también evalúa el efecto del comportamiento de fase y las características de la permeabilidad relativa sobre el desempeño de la producción.

Jones y Raghavan^{12,13} estudiaron principalmente el comportamiento del trasiente de presión (drawdown y buildup), de pozos radiales. Ellos utilizan simuladores composicionales de las ecuaciones de estado, con mezclas simples de gas condensado para tres componente ($C_1 - C_4 - C_{10}$), la clave de la observación hecha sobre la entregabilidad del pozo, es que la función de la pseudopresión presentada por Fussell es exacta durante todos los tiempos de la depleción. La integral debe ser evaluada usando presiones y saturaciones conocidas como función del radio a un tiempo de depleción dado. Sin embargo esto no es muy útil debido, a que ellos tienen que hacer simulaciones composicionales para conocer las saturaciones y presiones a un tiempo de depleción dado.

Posteriormente a esa investigación literaria, Fevang realizó una revisión de los conceptos y ecuaciones para los yacimientos de gas seco y gas condensado, a partir de esto tomo como punto de partida la ecuación general de tasa de gas en estado pseudoestable para cualquier geometría (radial, pozos con fracturas vertical u horizontal) es:

¹² Jones, J. R. and Raghavan, R. "Interpretation of Flowing Well Response in Gas Condensate Wells". Paper SPE 14204 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept 22-25.

¹³ Jones, J. R. and Vo, D. T. and Raghavan, R. "Interpretation of Pressure Buildup Response in Gas Condensate Wells". Paper SPE 15535 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct 5-8.

$$q_g = C \int_{P_w}^{P_R} \frac{1}{\mu_g B_g} dp \quad \text{o}$$

$$q_g = C^* \int_{P_w}^{P_R} \frac{P}{\mu_g z} dp \quad (9)$$

Donde

$$C = \frac{2\pi \alpha_1 k h}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s'} \quad (10)$$

$$C^* = \frac{T_{gs}}{P_{gs} T_R}$$

$$s' = s + Dq$$

y $\alpha_1 = 1/2\pi \approx 141.2$ para unidades de campo y $\alpha_1 = 1$ para unidades SI.

La integral de presión incluye solo propiedades del fluido: viscosidad del gas μ_g , factor volumétrico de formación B_g , (o equivalente factor de compresibilidad del gas z). La constante C incluye propiedades básicas del yacimiento tales como la permeabilidad k , espesor h , radio de drenaje r_e y radio del pozo r_w . El daño total efectivo s' es la suma del daño constante s , y una tasa dependiente del daño Dq_g , D es el coeficiente de la tasa dependiente del daño.

La ecuación de tasa de gas (Ec. 9) cambia de una simple relación lineal tasa-presión de la Ley de Darcy al modelo cuadrático de Forchheimer^{14, 15}.

$$\int_{P_w}^{P_R} \frac{1}{\mu_g B_g} dp = Aq_g + Bq_g^2 \quad (11)$$

¹⁴ Golan, M. and Whitson, C. H. "Well Performance", 2nd ed. Prentice-Hall (1986)

¹⁵ Forchheimer, P. "Wasserbewegung durch Boden" Zeitz Ver. Deutsch Ing. (1901) 1781-1788.

donde

$$A = \frac{\ln(r_w/r_{eD}) - 0.75 + s'}{2\pi\alpha_g kh} \quad (12)$$

$$B = \frac{P}{2\pi\alpha_g kh}$$

La integral de presión en la ecuación de tasa de gas recibe un nombre especial, pseudopresión (Al-Hussainy et al.¹⁶), denominado utilizando el símbolo actual SPE $P_p(p)$ y definida por:

$$P_p(p) = 2 \int_0^p \frac{1}{B_g \mu_g} dp \quad (13)$$

$$P_p(p) = \frac{2T_{sc}}{P_{sc}T_R} \int_0^p \frac{P}{\mu_g Z} dp$$

Sustituyendo P_p , en la ecuación de tasa de gas obtenemos,

$$q = \frac{c}{2} [P_p(P_R) - P_p(P_{wf})] \quad (14)$$

3.1 ECUACIÓN PROPUESTA

Teniendo en cuenta todos los conceptos anteriores, el autor propone la siguiente ecuación general para pozos de gas condensado de cualquier geometría (radial, pozos con fracturas vertical o horizontal) es, una formula composicional,

¹⁶ Al-Hussainy, R., Ramey, H. J., Jr., and Crawford, P. B. "The Flow of Real Gases Through Porous Media", JPT (1966) 624.

$$q_g = C \left(\frac{RT_{sc}}{P_{sc}} \right) \beta_g \int_{P_{wf}}^{P_R} \left(\frac{R_g k_{rg}}{M_g \mu_g} + \frac{R_o k_{ro}}{M_o \mu_o} \right) dp \quad (15)$$

La constante C es la misma para el caso de la ecuación tradicional de tasa de gas, (RT_{sc}/P_{sc}) convierte el wellstream de base molar a una base en volumen de gas estándar. β_g determina la fracción molar del *wellstream* que es gas después de la separación en superficie. La primera parte de la ecuación representa la contribución de la pseudopresión de la fase de gas fluyendo en el yacimiento a la pseudopresión de la corriente de producción en el pozo. La segunda parte de la integral representa la contribución de la pseudopresión de la fase de aceite fluyendo en el yacimiento a la pseudopresión de la corriente de producción en el pozo.

En términos de los parámetros *PVT* de aceite negro, la ecuación de tasa de gas para gas condensado es

$$q_g = C \int_{P_{wf}}^{P_R} \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} R_g \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (16)$$

donde,

$$C = \frac{2\pi \alpha_1 h}{\ln(r_p/r_w) - 0.75 + s} \quad (17)$$

α_1 y C son lo mismo como para la ecuación general de tasa de gas, las permeabilidades relativas k_{rg} y k_{ro} son definidas relativas a la permeabilidad absoluta y no relativa a la permeabilidad en saturación de agua irreducible.

Las pérdidas de entregabilidad debido al bloque de condensado son particularmente importantes en yacimientos donde la parte principal de la caída total de presión del pozo (yacimiento a separador) ocurre en el

yacimiento (usualmente en yacimientos de baja permeabilidad). La tasa de producción de los pozos petrolíferos de yacimientos de baja permeabilidad es tan baja que la caída de presión causada por los efectos del flujo no Darcy pueden ser despreciables. Los pozos que producen de yacimientos de gas condensado de baja permeabilidad están usualmente fracturados, lo cual elimina los efectos del flujo no Darcy.

3.1.1 Regímenes de flujo

El flujo de fluidos hacia un pozo productor de gas condensado en un yacimiento que está en depleción puede ser dividido en tres regiones principales de flujo, extendiendo desde la cara del pozo hacia afuera.

Región 1: una región cercana a la cara del pozo, saturada con aceite y gas, en la cual ambos están fluyendo simultáneamente.

Región 2: una región de acumulación de condensado, donde el líquido condensado está inmóvil y solo el gas está fluyendo.

Región 3: una región que contiene solo una fase de gas.

Para unas condiciones dadas de producción, una, dos o todas las tres regiones podrían existir. El desarrollo de las tres regiones de flujo podría alcanzar una clase de estado pseudoestable. Las condiciones de flujo pseudoestable, después que se han establecido, cambian solo gradualmente con el tiempo.

3.1.1.1 Región cercana al pozo: El flujo composicional (GOR) dentro de la *Región 1* se mantiene totalmente constante. Esto significa que el gas que entra en la *Región 1* tiene la misma composición que la mezcla del *wellstream* producido. Por lo tanto si conocemos el *wellstream* producido, entonces conoceremos el flujo composicional dentro de la región. La *Región 1* es la principal fuente de pérdida de entregabilidad en los pozos de gas condensado, estas pérdidas dependen principalmente de la permeabilidad relativa al gas en esa zona y del tamaño de la misma. La permeabilidad relativa al gas en la *Región 1* es principalmente función de la distribución de la saturación de líquido. La saturación de líquido que se produce dependerá de la riqueza del *wellstream* y de las propiedades PVT del yacimiento de gas en la *Región 1*. La distribución de saturación en la *Región 1* es determinada específicamente para asegurar que todo el líquido condensado que entra, tenga la suficiente movilidad para fluir a través y fuera de ella sin ninguna acumulación. El tamaño de la *Región 1* se incrementa gradualmente con el tiempo. El crecimiento depende de las propiedades PVT del gas y la tasa de producción.

3.1.1.2 Región de acumulación de condensado: La *Región 2* define una región de acumulación neta de condensado. El condensado formado en esta región tiene cero o muy baja movilidad, solo fluye gas. La acumulación del condensado es causada por dos mecanismos: (1) el condensado producido por el yacimiento de gas, debido a la declinación de la matriz del yacimiento y (2) el condensado producido debido al gradiente de presión que se genera en la corriente del yacimiento de gas en la *Región 2*.

3.1.1.3 Región de solo gas: La *Región 3* siempre existe en un yacimiento de gas condensado que se encuentra subsaturado. La composición en la *Región 3* es constante e igual a la original del yacimiento de gas.

3.1.2 Coexistencia de las regiones de flujo

La *Región 1* siempre existe cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la presión del punto de rocío. Un periodo corto de transición es requerido para acumular saturaciones en estado estable en la *Región 1*. El periodo de acumulación es más largo para un pozo fracturado verticalmente, debido a que el flujo lineal está cercano al pozo, comparado con pozos radiales u horizontales.

La *Región 2* siempre existe junto con la *Región 1* después que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío, en este caso, la *Región 3* puede desaparecer. No es posible que existan las Regiones 2 y 3 en ausencia de la *Región 1*. Las tres regiones existen en yacimientos ligeramente subsaturados y con presión de fondo fluyendo menor que la presión del punto de rocío. La *Región 2* puede desaparecer o tener un efecto insignificante para yacimientos altamente subsaturados.

Para gas condensado muy rico, cercanos al punto crítico, la *Región 1* puede existir en toda el área de drenaje (en ausencia de las Regiones 2 y 3), después que la presión del yacimiento cae por debajo de la del punto de rocío.

3.1.3 Cálculo de pseudopresión

Basado en las observaciones de las tres regiones para muchos sistemas de gas condensado, se desarrolló un método simple para calcular la integral de pseudopresión en las ecuaciones 15 y 16. El enfoque es una extensión del método de pseudopresiones propuesto originalmente por Evinger y Muskat¹⁷ para soluciones en pozos de gas de seco.

La integral de pseudopresión se dividió en tres partes, correspondiente a cada región de flujo.

$$\begin{aligned}
 \text{Total} \quad \Delta p_p &= \int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{k_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} R_g \right) dp = \\
 \text{Región 1} \quad &\int_{p_{wf}}^{p^*} \left(\frac{k_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} R_g \right) dp + \\
 \text{Región 2} \quad &\int_{p^*}^{p_d} \frac{k_{rg}}{B_{gd} \mu_g} dp + \\
 \text{Región 3} \quad &k_{rg}(S_{wi}) \int_{p_d}^{p_R} \frac{1}{B_{gd} \mu_g} dp
 \end{aligned} \tag{18}$$

Dada la producción del GOR y R_g , se sabe inmediatamente p^* , porque es igual a la presión del punto de rocío del *wellstream* producido. Usando las propiedades PVT de aceite negro, con r_g definido como la tasa de solución de aceite en el gas, se busca la presión en las tablas PVT donde $r_g = 1/R_g$ y se define esta presión como p^* . En un tratamiento composicional, la presión del

¹⁷ Evinger, H. H. and Muskat, M "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) 146, 126-139.

punto de rocío del *wellstream* composicional producido, se define como p^* . Si $p^* > p_R$, la integral de la Región 1 debe ir solo desde p_{wf} hasta p_R , en este caso, las regiones 2 y 3 no existen.

3.1.3.1 Región 1: en esta región los límites de presión varían desde la p_{wf} a p^* . En esta región, las dos fases, gas y líquido condensado están fluyendo. En esta región la integral de pseudopresión se resuelve modificando el enfoque de Evinger-Muskat. A presiones $p < p^*$ las propiedades *PVT* R_g, B_o, r_s, μ_o y μ_g se encuentran directamente de los datos *PVT* para aceite negro. La siguiente ecuación define el *GOR* de producción para un sistema con *GOR* R_p .

$$R_p = R_g + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_{od}}{\mu_g B_{gd}} \right) (1 - r_s R_p) \quad (19)$$

Esta expresión da el radio k_{rg}/k_{ro} en función de la presión, con todas las variables PVT conocidas en función de la presión.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}}(p) = \left(\frac{R_p - R_g}{1 - r_s R_p} \right) \frac{\mu_o B_{od}}{\mu_g B_{gd}} \quad (20)$$

La ecuación 20 se puede expresar en términos de volumen de aceite relativo al *wellstream* producido durante la expansión a composición constante,

$$V_{roCCB} = V_o / (V_g + V_o)$$

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}}(p) = \left(\frac{1}{V_{roCCB}} - 1 \right) \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (21)$$

El volumen de aceite relativo V_{ROCCB} , puede ser expresado en términos de las propiedades PVT del aceite negro, combinando las ecuaciones 19 y 20.

$$V_{ROCCB}(p) = \left[1 + \left(\frac{R_p - R_s}{1 - r_s R_p} \right) \frac{B_{gd}}{B_o} \right]^{-1} \quad (22)$$

Como se mostro por Evinger-Muskat, las permeabilidades relativas k_{rg} y k_{ro} puede expresarse como una función de el radio k_{rg}/k_{ro} cuando ambas fases con móviles.

3.1.3.2 Región 2: en esta región los límites se encuentran entre p^* y p_{dew} , que es la presión del punto de rocío inicial del yacimiento. En esta región están presentes la fase líquida y gaseosa, pero solo fluye la fase gaseosa. La existe cuando $p^* \leq p_R$, la integral de la Región 2 es evaluada usando $k_{rg}(S_o)$, donde la saturación de aceite S_o es estimada como función de la presión a partir de experimentos CVD. El volumen relativo de aceite $V_{ROCVD}(p) = V_o(p)/V_d$, la relación presión-saturación $S_o(p) = [V_{ROCVD}(p)](1 - S_w)$. Si el valor de V_{ROCVD} no se conoce de los datos PVT para aceite negro, se calcula usando la siguiente ecuación.

$$(V_{ROCVD})_k = \frac{N_{CVD,k-1} - G_{CVD,k-1}(r_s)_k}{1 - (r_s R_p)_k} (B_o)_k \quad (23)$$

Donde,

$$N_{CVD,k-1} = \left(\frac{V_{ROCVD}}{B_o} + \frac{1 - V_{ROCVD}}{B_{gd}} r_s \right)_{k-1} \quad (24)$$

$$G_{CVD,k-1} = \left(\frac{V_{ROCVD}}{B_o} R_p + \frac{1 - V_{ROCVD}}{B_{gd}} \right)_{k-1} \quad (25)$$

Donde el subíndice k representa la presión en el estado actual y $k-1$ representa la presión en el estado anterior.

3.1.3.3 Región 3: los límites de esta región son desde P_{dew} a P_a . No hay líquidos condensados en esta zona, la fase de gas coexiste con el agua connata. La permeabilidad de la fase gaseosa es constante e igual a $k_{rg}(S_w)$. Solo encontrando las propiedades PVT se resuelve la integral en la Región 3. La tradicional función de pseudopresión para una sola fase puede ser utilizada.

3.1.4 Análisis del modelo

La ecuación fue desarrollada, con base en el entendimiento físico de las condiciones de flujo en las tres regiones. Estas tres regiones de flujo se presentan cuando los pozos de gas condensado producen con una presión de fondo fluyendo por debajo de la presión del punto de rocío. La *Región 1* tiene flujo composicional constante (GOR), donde el gas y el condensado fluyen simultáneamente. En esta región la pérdida de entregabilidad es causada por una reducción de la permeabilidad relativa. Esta entregabilidad del pozo puede ser determinada con exactitud mediante las Ecs.15 o 16.

La función de pseudopresión multifásica se puede calcular fácilmente a partir del GOR de producción y las propiedades PVT . El efecto de la reducción de la permeabilidad relativa al gas (Bloque de condensado) es incorporado en la

función de pseudopresión. La geometría del pozo, el factor daño, entre otros, son tenidos en cuenta en la constante de productividad C . Esta función es calculada en tres partes, con base a las tres regiones de flujo.

3.2 MÉTODO SEMIANALÍTICO PARA PREDECIR LA ENTREGABILIDAD

La Fig. 7 muestra en detalles un diagrama esquemático del mecanismo de acumulación de condensado cerca al pozo. La presión en la Región III es superior a la presión del punto de rocío del yacimiento de gas, por lo tanto, solo hay una fase de gas en esta región. La composición total es la misma composición del gas en esta región. Una vez este gas entra a la Región II, el condensado sale y alimenta el crecimiento del banco. Puede que este gas tenga una fase gaseosa y una fracción de condensado asociado dependiendo de la presión. Estas fracciones dependen del perfil de presión y se puede obtener por el desarrollo de un cálculo *flash* para la composición del alimento a diferentes presiones en la región del banco. Los valores de saturación que se encuentran dentro del banco dependen de las permeabilidades relativas así como también del flujo fraccional en el gas de alimento. A cualquier presión dentro del banco de condensados, la fracción de volumen de gas y de aceite depende de V_g y V_o y sus composiciones y_i y x_i pueden ser obtenidas por desarrollo de un cálculo flash a la presión dada.

Para el gas de alimento dentro del banco de condensados, el balance molar puede ser escrito como:

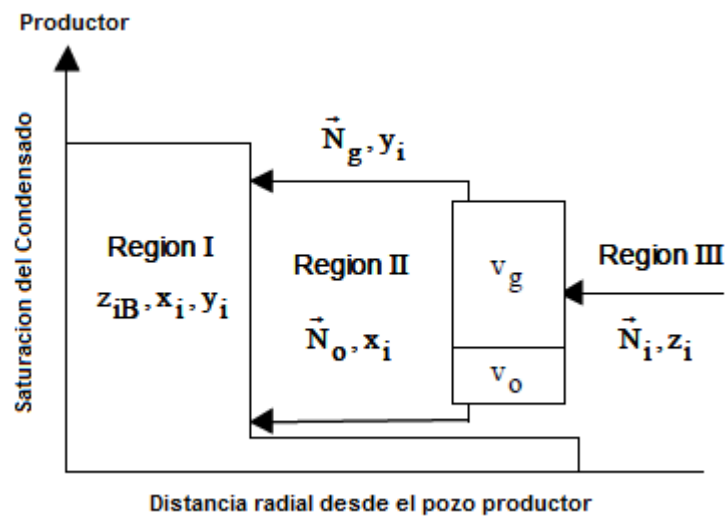
$$z_i = L_f x_i + V_f y_i \quad (25)$$

donde,

$$L_f = V_o \xi_o \quad (26)$$

$$V_f = V_g \xi_g$$

Figura 7: Diagrama esquemático del mecanismo de condensación cerca al pozo.



Fuente: Chowdhury Nitin, Sharma Ravi, Pope Gary A., and Seperhnoori Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" SPE 90320. Copyright 2004.

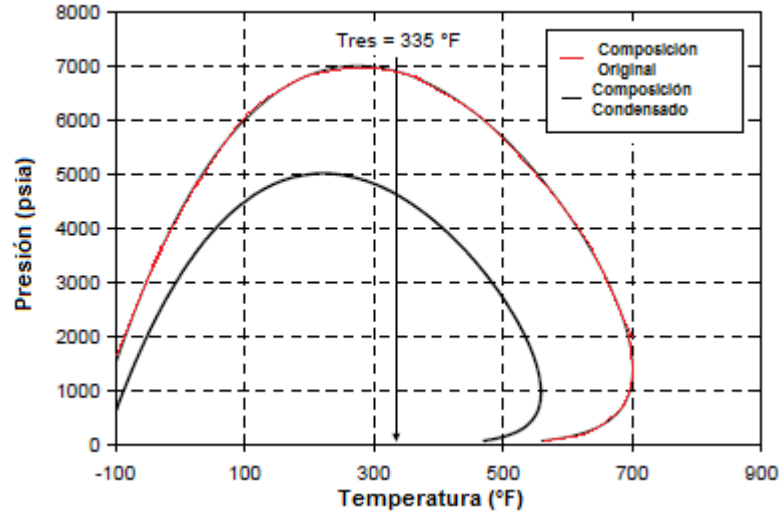
A partir del detalle de las simulaciones de malla fina se ha encontrado que las fracciones molares de los componentes en el gas y las fases condensadas permanecen casi constantes incluso dentro del banco de condensados. Así, para el banco de condensados, un balance molar puede ser escrito como:

$$z_{iB} = L_B x_i + V_B y_i \quad (27)$$

Aunque las fracciones molares remanentes, x_i y y_i son casi las mismas dentro del banco de condensados, las fracciones molares totales de los componentes, z_{iB} dentro del banco son diferentes a los valores del gas original. La acumulación de los componentes más pesados en el banco de condensados resulta en una alta saturación de aceite en esta región comparado con la fracción del volumen de aceite en el gas de alimento. Este cambio en la composición permite un cambio en el diagrama de fase del fluido como es mostrado en la Fig. 8.

Se ha desarrollado un método semianalítico para predecir las tasas de producción de gas y aceite (condensado) de pozos con bancos de condensados. El flujo cercano de estos pozos rápidamente alcanza un estado estable o casi estable, cuando se puede asumir que tanto la presión de fondo fluyendo ($BHPF$) como la presión promedio del área de drenaje pueden ser casi constante y se encuentre dominada por el comportamiento de las permeabilidades relativas de las tres fase gas, aceite y agua cerca al pozo.

Figura 8: Diagramas de fases para la composición del fluido original y la composición del banco de condensado.



Fuente: Chowdhury Nitin, Sharma Ravi, Pope Gary A., and Seperhnoori Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" SPE 90320. Copyright 2004.

Las permeabilidades relativas de las fase de gas y aceite en el banco de condensado, dependen de las saturaciones en el banco. Sin embargo, las saturaciones son desconocidas a menos que se realice un grid de simulación. La solución a este problema es usar la teoría de flujo fraccional.

Para flujo radial, despreciando los efectos de capilaridad y gravedad y usando la Ley de Darcy, se puede escribir el flujo de aceite como:

$$u_o = \frac{k h r_{wf}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad (28)$$

Similarmente, se puede escribir el flujo de gas como:

$$u_g = \frac{k h r_{wf}}{\mu_g} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad (29)$$

El flujo fraccional para cualquier fase j es definido como:

$$f_j = \frac{u_j}{u} \quad (30)$$

Usando la definición anterior y la Ley de Darcy se llega a:

$$\frac{N_g}{N_g} = \frac{f_g}{f_g} = \frac{k_{rg} N_g}{k_{rg} N_g} \quad (31)$$

Entonces, la relación de permeabilidades relativas puede ser calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{k_{rg}}{k_{rg}} = \frac{f_g N_g}{f_g N_g} \quad (32)$$

El flujo fraccional de la fase de gas y aceite puede ser calculado a partir de los volúmenes de gas y aceite del banco de condensado:

$$f_o = \frac{V_o}{V_o + V_g} \quad (33)$$

$$f_g = \frac{V_g}{V_o + V_g} \quad (34)$$

La Ley de Darcy se escribió en términos de tasa de flujo molar, considerando la tasa de flujo molar constante en estado estable incluso con densidad variable, mientras que el volumen de flujo u no.

$$dP = \frac{N_g}{2\pi kh} \left(\frac{N_g}{f_g k_{rg}} \right) \frac{dr}{r} \quad (35)$$

Donde, N_g es la tasa molar de flujo de gas ($lb - mol/d$) y ξ_g es la densidad molar del gas ($lb - mol/pts^3$).

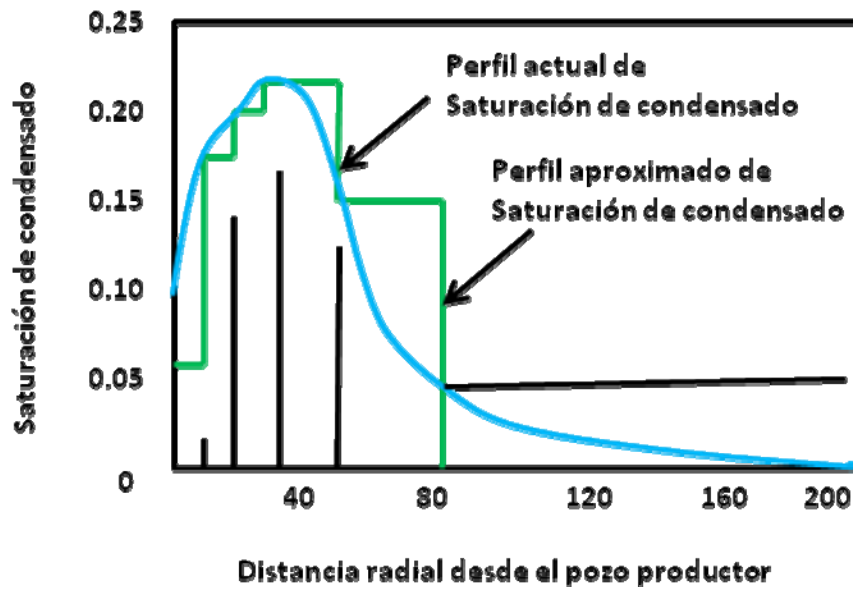
La Ec. 35 puede ser integrado en un rango dado de presiones o a una distancia radial para calcular la tasa molar de flujo de gas. La Fig. 9 muestra un esquema del perfil del banco de condensado, con la aproximación por el

método semianalítico. La región entre la cara del pozo y el radio equivalente del pozo es dividido en números pequeños de intervalos radiales, en la cual es integrada la Ec. 35. Para cada uno de esos pequeños incrementos se pueden aproximar como constantes las propiedades físicas a una presión conocida y la tasa de flujo molar es constante en estado estable. Este procedimiento es análogo al que usa un grid fino cerca al pozo en la región de interés y un grid con intervalos más amplios en las regiones lejanas del pozo. Integrando la Ec. 35 obtenemos:

$$N_g = \frac{2\pi kh (P_e - P_{wf})}{\left[\frac{\mu_{g1}}{k_{rg1}} \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right) + \dots + \frac{\mu_{gn}}{k_{rgn}} \ln\left(\frac{r_n}{r_{n-2}}\right) \right]} \quad (36)$$

$$P_f = P_{wf} + \frac{\mu_g}{2\pi kh} \left(\frac{q_g}{k_{rg}} \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right) \right) \quad (37)$$

Figura 9: Perfil típico del banco de condensado con numero capilar junto con la aproximación por el método semi-analítico.



Fuente: Chowdhury Nitin, Sharma Ravi, Pope Gary A., and Seperhnoori Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" SPE 90320. Copyright 2004.

3.2.1 Análisis del modelo

Un grid fino de simulación composicional fue construido utilizando el simulador composicional de la Universidad de Texas UTCOMP. El modelo semianalítico fue codificado dentro del simulador y comparado con un grid fino de simulación para un gas seco con un máximo abandono de liquido del 1%, con presión inicial del yacimiento de 4600 psia y 335°F de temperatura, la presión del punto de rocío es de 4408 psia y un gas rico en condensado con un máximo abandono de liquido del 20%, la presión inicial del yacimiento es de 5800 psia y 276°F de temperatura, la presión del punto de rocío es de 5630 psia, ambos fluidos se modelaron utilizando un grid fino con un angulo de 36° y un grid basto similar a un grid cartesiano.

Los resultados se calcularon para el caso de un solo estrato y para múltiples estratos, obteniendo los siguientes resultados:

Para un yacimiento con un solo estrato:

- El grid fino y el grid semianalítico lograron captar el banco de condensado cerca al pozo, mientras que el grid basto no muestra ninguna acumulación de condensado cerca al pozo.
- La variación de la viscosidad y la densidad molar del gas condensado, que se presenta a medida que se alejan del pozo es muy pequeña y podría considerarse insignificante, esto es importante porque el enfoque de pseudopresión, parte de la idea de que la variación de la

densidad y la viscosidad es significativa y necesita ser tenidas en cuenta para la exactitud de la tasa de flujo de gas.

- La tasa de producción obtenidas utilizando el método semianalítico son cercana a las del grid fino en estado estable y después de alrededor de 60 días. Para el caso del gas rico, el método semianalítico y el grid basto presentaron tasa de producción cercanas al grid fino en estado estable y después de alrededor de 40 días.

Para múltiples estratos:

- Los resultados del método semi-analítico están bien, de acuerdo con los resultados del grid fino. Los resultados muestran que el método puede ser utilizado para predecir con exactitud las tasas de producción para cada estrato.

4. CÁLCULOS DE LA PRODUCTIVIDAD

La productividad en muchos pozos de gas condensado se reduce por la formación de un banco de condensados en la región cercana al pozo. Pronosticar la entregabilidad del pozo de gas condensado usualmente requiere un grid fino de simulación numérica para modelar la formación del banco de condensado y para darse cuenta de altas velocidades en fenómenos tales como el flujo no-Darcy y los cambios relativos a la permeabilidad de números capilares grandes.

La productividad del pozo es un punto importante en el desarrollo de yacimientos de gas condensado con bajas y medias permeabilidades. Sin embargo obtener pronósticos exactos de la productividad puede ser difícil porque necesitan comprender y contabilizar los procesos complejos que ocurren en la región cerca al pozo. Cuando la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío, una región altamente saturada de líquido se acumula alrededor del pozo, alterando el flujo de gas y reduciendo la productividad, por lo tanto, es de vital importancia tener en cuenta el efecto del bloque de condensado, en los cálculos de productividad. En la mayoría de los pozos de gas condensado el efecto neto del fenómeno de altas velocidades es mejorar la productividad y reducir el deterioro debido a la obstrucción de condensado, por lo anterior es importante incluir la alta velocidad en la simulación de pozos de gas condensado.

4.1 MODELO BALANCE DE MASA

Predecir el comportamiento de un yacimiento de gas condensado, se puede predecir fácilmente, empleando un balance de masa combinado con una relación de *inflow-performance relationship (IPR¹⁸)*. Las propiedades PVT del fluido pueden ser calculadas a partir de un modelo de aceite negro ajustado, donde propiedades tales como, la relación gas-aceite y el factor volumétrico de formación son tabuladas contra la presión. Estudios de simulación han demostrado que no hay diferencias significativas entre los resultados de un

¹⁸ MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551

simulador de aceite ajustado y uno composicional, para yacimientos de gas condensado en depleción¹⁹.

El IPR del pozo se puede basar en el método de la integral de pseudopresión, que puede tener en cuenta los efectos del bloque de condensado y de las altas velocidades. El IPR del pozo es empleado para calcular la máxima tasa de producción de gas, para un valor particular de presión promedio del yacimiento.

La integral de pseudopresión, para la producción de pozos de gas está dada por:

$$Q_g = \gamma [m(P_{res}) - m(P_w)] \quad (38)$$

Donde, γ es el índice de productividad, calculado de acuerdo al tipo de pozo, y $m(P)$ es la pseudopresión de las dos fases, definida por²⁰:

$$m(P) = \int_{P_w}^P \left[\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \right] dP \quad (39)$$

El cálculo de $m(P)$ requiere las permeabilidades relativas k_{ro} y k_{rg} junto con las propiedades PVT. El cálculo de la integral de pseudopresión se divide de acuerdo a las tres regiones, las cuales fueron resueltas en el Cap. 3.

¹⁹ El-Banbi, A.H. et al "Producing Rich Gas-Condensate Reservoir – Case History and Comparison between Compositional and Modified Black Oil Approaches". Paper SPE 58955, presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Mexico, Feb 1-3, 2000.

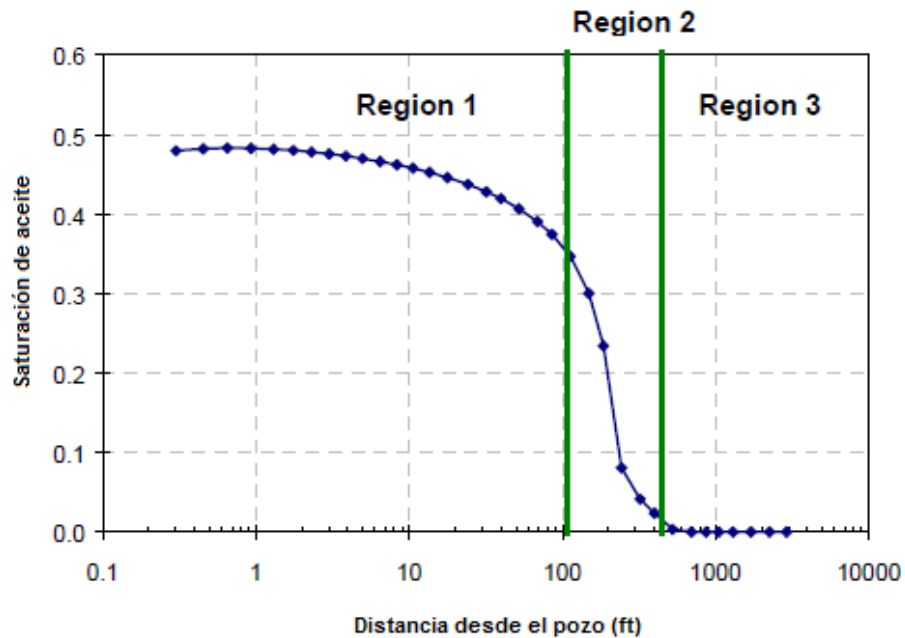
²⁰ Fevang, O. and Whitson, C.H. "Modeling Gas Condensate Well Deliverability", SPERE, November 1996, p 221-230

4.1.1 Cálculo de la razón de aceite fluyendo (r_{vF}) en la región 1.

Un nuevo método para calcular r_{vF} es basado en la estimación del volumen de la *Región 1*. La Fig. 10, 11 y 12 muestran la tasa de flujo de aceite a condiciones de superficie en función de la distancia al pozo. Estas muestran que la tasa de flujo de aceite alcanza un valor máximo $Q_{e,max}$ a una distancia mayor de 2500 ft del pozo. La “tasa de flujo de aceite” es el flujo de aceite a condiciones estándar, la cual se encuentra en dos fases en el yacimiento. Para este estudio, el valor máximo ocurre cerca del lado externo de la *Región 2*, pero después de la caída de presión por debajo del punto de rocío, la *Región 3* no es muy extensa y la tasa de flujo de aceite máxima se halla en la mitad de la *Región 2*.

Para calcular la expansión de la *Región 1*, durante el periodo Δt , se considera que la presión del yacimiento declina de P_t a $P_{(t+\Delta t)}$

Figura 10: Saturación de la fase aceite, alrededor de un pozo vertical sin fracturas.



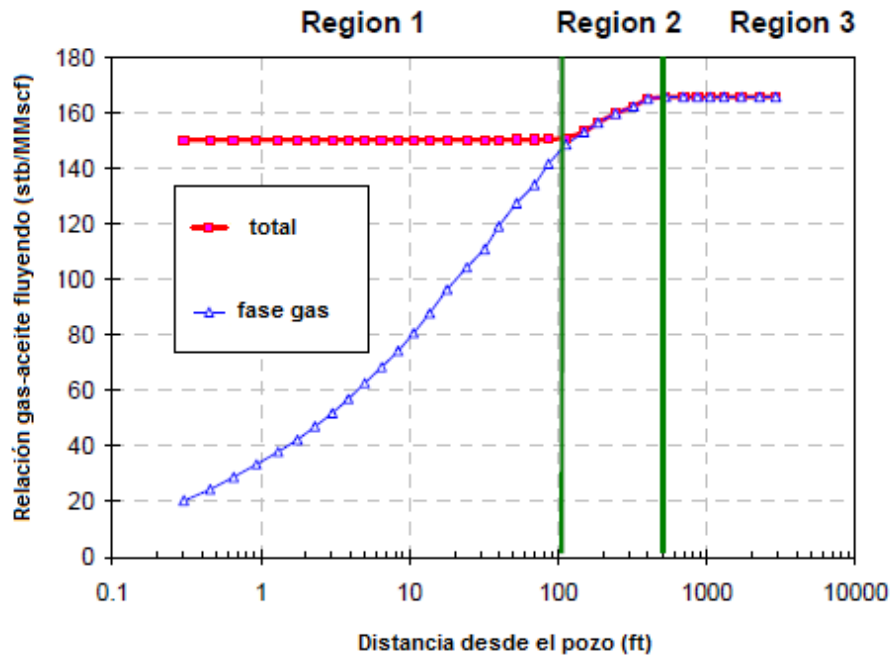
Fuente: MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551

La cantidad de aceite necesario para expandir la *Región 1* en un delta de volumen poroso ΔPV es:

$$X_o = \Delta PV (S_{o1} - S_{o2}) \left[\frac{1}{B_o(P_2)} - \frac{\eta_o(P_2)}{B_g(P_2)} \right] \quad (44)$$

S_{o1} es la saturación de aceite dentro de la *Región 1*, estimada a partir de Ec. 20. S_{o2} es la saturación de aceite en la *Región 2*, que se asume es la misma que la saturación de un experimento de depleción a volumen constante con el fluido de yacimiento (corregido para permitir la presencia de agua connata). El término dentro del corchete en la Ec. 44 representa la derivada de la cantidad de aceite a condiciones de superficie con respecto al volumen de la fase aceite en el yacimiento.

Figura 11: Relación gas-aceite fluyendo en un pozo vertical sin fracturas.

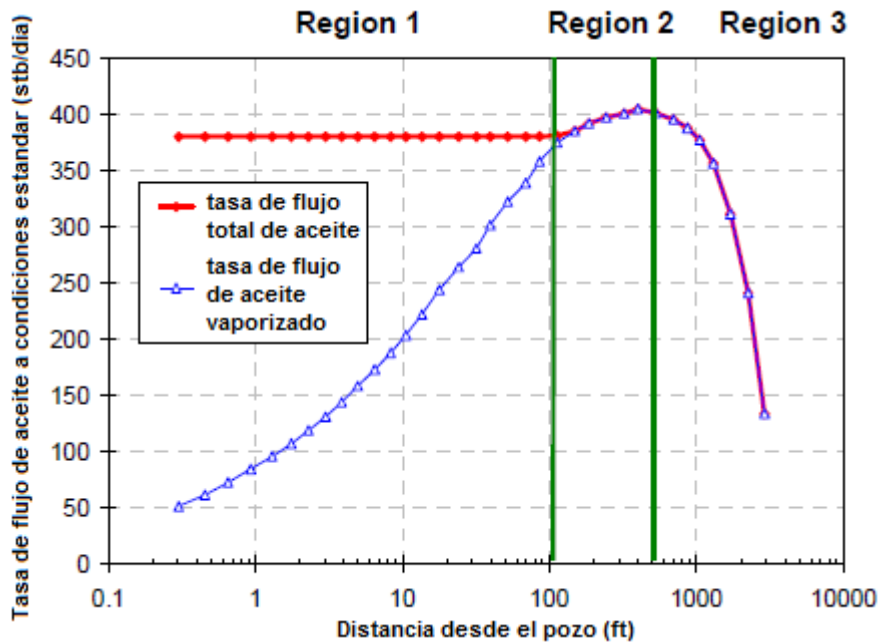


Fuente: MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551

Combinando las Ecs. 43 y 44, obtenemos una sola ecuación con dos incógnitas, el incremento en el volumen poroso y la presión en la *Región 1*. Esta puede ser solucionada si hay una manera de calcular el volumen poroso dentro de una curva de contorno de presión. Esto se hace en términos de la relación α , definida como la fracción total de la caída de presión que ocurre dentro de la presión de contorno.

$$\alpha = \frac{P_c - P_{wf}}{P_c - P_{wf}} \quad (45)$$

Figura 12: Tasa de flujo de aceite a condiciones estándar en un pozo vertical.



Fuente: MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551

4.1.2 Distribución de presión alrededor del pozo

El cálculo de la tasa de flujo de aceite requiere de un método para estimar el volumen poroso dentro de una presión de contorno dada. Además, el área de una presión de contorno es necesaria para estimar la velocidad del gas a una presión determinada. Este dato es obtenido de tablas de volumen poroso y área contra la fracción de caída de presión α . Estas tablas son calculadas empleando algunas simplificaciones sobre la distribución de presión alrededor del pozo. Estos cálculos asumen el flujo de una sola fase e ignoran el cambio de propiedades con la presión.

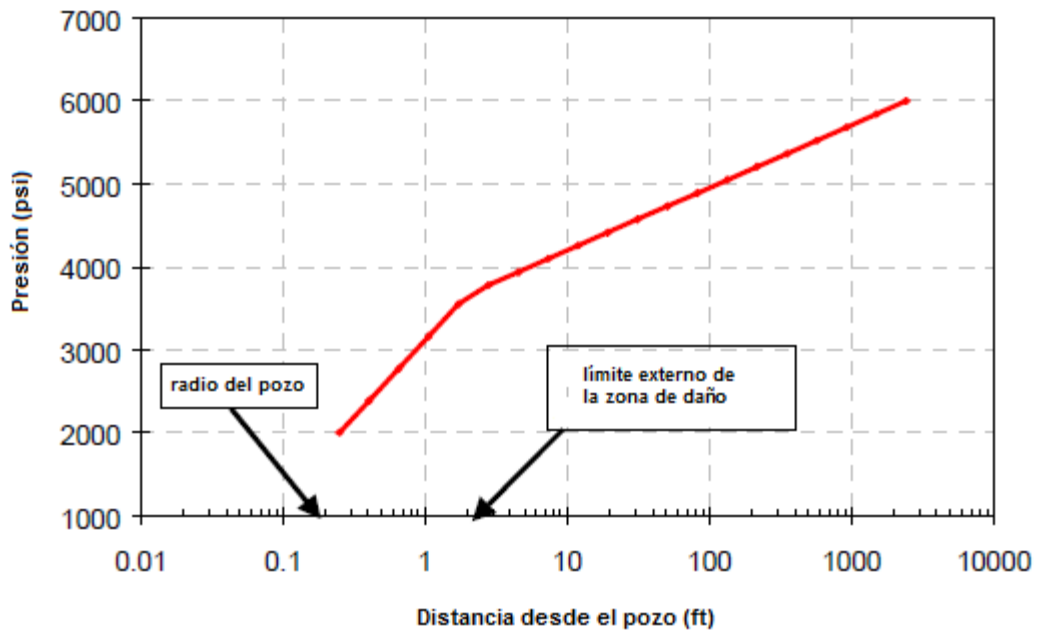
4.1.2.1 Pozo vertical sin fractura: en este caso la presión de contorno es cilíndrica. Se asume que algún mecanismo de daño es debido a una zona

alrededor del pozo con permeabilidad diferente. Si el radio de esta zona es r_{skin} , la relación entre la presión y el logaritmo del radio, es modelado por dos líneas rectas como se muestra en la Fig. 13. La pendiente de la línea está dada por β_1 en la zona externa y β_2 en la zona interna, donde:

$$\beta_1 = \frac{P_{res} - P_w}{\ln r_e - \ln r_w + S} \quad (46)$$

$$\beta_2 = \frac{P_{res} - P_w - \beta_1 (\ln r_e - \ln r_{skin})}{\ln r_{skin} - \ln r_w} \quad (47)$$

Figura 13: Distribución de la presión alrededor de un pozo sin fractura con daño a la formación.



Fuente: MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551

4.1.2.2 Pozo vertical fracturado: Prats²¹ da un esquema gráfico de los contornos del potencial de presión alrededor de un pozo fracturado con conductividad infinita para una distancia adimensional (x/L , donde L es la longitud promedio de la fractura) de 2.5. Los contornos de presión se asumen elípticos. Fuera de esta región, se asume que la presión varía linealmente con el logaritmo del radio. Para cada valor de potencial, el eje mayor y menor de la elipse (como las distancias adimensionales x/L y y/L) son leídos en la tabla derivada de la Fig. 4 del artículo de Prats. Entonces pueden ser empleados para calcular el volumen dentro de la curva de contorno de presión y el área de dicho contorno.

4.1.3 Análisis del modelo

El balance de materia y los modelos de productividad, pueden ser combinados en una hoja de cálculo de Excel para predecir el comportamiento de un yacimiento de gas condensado. La hoja de cálculo puede modelar tres tipos de geometría, un pozo vertical sin fractura, un pozo vertical fracturado y un pozo horizontal sin fractura. Los resultados obtenidos se compararon con los resultados obtenidos de la simulación composicional utilizando un grid fino, consiguiéndose:

- En el pozo vertical en un yacimiento de gas rico en condensado, el modelo de simulación de grid fino y la hoja de cálculo del balance de

²¹ Prats, M. "Effect of Vertical on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case". SPEJ June (1961) 105 - 118

materia, ignoraran los efectos de alta velocidad. Se realizaron dos hojas de cálculos una calculando la integral de pseudopresión por el método de CVDMB y otra por el nuevo método de estimando del flujo OGR. El método de pseudopresión CVDMB sobrestima la productividad del pozo, especialmente después que la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión de rocío. El nuevo método, el cual estima el flujo de OGR calculando el tamaño de la Región 1, muestra mejores resultados de acuerdo con los resultados de simulación. Al momento de incluir los cambios de la permeabilidad relativa con el número capilar se mejora la productividad, y los resultados obteniéndose con el cálculo de la pseudopresión están más cercanos a los resultados de la simulación.

- En un pozo vertical con fractura hidráulica, en un yacimiento de gas seco, en este caso se utilizó un simulador 2D. La hoja de cálculo sobre estima ligeramente la productividad del pozo durante los tiempos tempranos de producción, pero la discrepancia es pequeña comparada otras incertidumbres en la predicción del comportamiento de un pozo fracturado.
- En un pozo horizontal con baja permeabilidad en un yacimiento de gas rico en condensado, se utilizó un simulador 3D. La hoja de cálculo muestra resultados muy cercanos a los obtenidos por la simulación, sin embargo la productividad es ligeramente sobre estimada en pozos cortos.
- El comportamiento de un pozo de gas condensado, puede ser predicho con el modelo del balance de materia por depleción del yacimiento y por el método de la integral de pseudopresión para el influjo del pozo.

4.2 ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CONTROL DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO

La capacidad para predecir la entregabilidad de un pozo es la clave para el desarrollo de los yacimientos de gas condensado. La entregabilidad de un pozo depende principalmente de la permeabilidad relativa en el punto final y cerca a la cara del pozo, así como la permeabilidad del yacimiento. Esos parámetros y el número capilar se pueden obtener de los datos de presión buildup utilizando la pseudopresión para una y dos fases simultáneamente. Adicionalmente esos parámetros pueden ser utilizados para estimar la curva de permeabilidad relativa al gas²².

En los yacimientos de gas condensado, se forma un banco de condensado cuando la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión del punto de rocío. Esto crea tres regiones de diferente saturación alrededor del pozo. Cerca del pozo, una región de alta saturación de condensado que reduce la permeabilidad efectiva al gas, disminuyendo la productividad. Esta disminución reduce las altas tasa de gas y/o bajas fuerzas capilares, que reducen la saturación del condensado en las inmediaciones del pozo, lo que resulta en un aumento de la permeabilidad relativa del gas. Esto se llama efecto del número capilar, acoplamiento positivo, extracción de viscosidad o extracción de velocidad. Por el contrario altas tasa de gas inducen la inercia (flujo turbulento o efectos no Darcy), que reducen la productividad. Por lo tanto, la productividad es un equilibrio entre el número capilar y los efectos inerciales.

²² Bozorgzabeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018

Para predecir la entregabilidad en pozos de gas condensado generalmente se utilizan simuladores numéricos composicionales, pero estos simuladores requieren un grid fino para modelar la formación del banco de condensado con mucha precisión. Los efectos del número capilar y flujo no Darcy se calculan a través de correlaciones empíricas, que requieren un número capilar base, y las curvas de permeabilidad absoluta y permeabilidad relativa.

4.2.1 Estudio de simulación

La simulación composicional se utiliza para identificar los parámetros claves que determinan la entregabilidad del pozo. La simulación genera un nuevo pozo sintético con datos de ensayo, que se interpretarán con el fin de desarrollar una metodología que permita obtener los parámetros utilizados en la pseudopresión del gas seco y en los métodos de pseudopresión para dos fases en equilibrio. Se usa para que coincidan los datos de ensayo, primero con los parámetros del yacimiento y a continuación, con los parámetros generados, para comparar los resultados y comprobar la metodología.

4.2.1.1 Simulación establecida. Se utilizó un simulador composicional comercial (Eclipse 2003), con la ecuación de Peng-Robinson (PR) de las ecuaciones de estado (EOS), para modelar el comportamiento de un pozo 1D, con una sola capa y yacimiento de gas condensado radial. Se realizó un análisis de sensibilidad sobre el tamaño de la celda y tiempo de paso (timesteps) para evitar errores de truncamiento por discretización espacial y

temporal y así obtener el gradiente de presión lineal y el perfil de saturación en una escala semilog. Los tamaños de las celdas cerca a la cara del pozo, se disminuyeron para aumentar la precisión en el radio exterior del banco de condensado. El radio externo de aproximadamente 12000 pies es significativamente más grande que el área típica de drenaje en un pozo de condensado, para garantizar que los efectos de frontera no se sientan en el pozo. Los parámetros utilizados para la simulación se muestran en la Tabla 2.

Las propiedades del fluido son del campo en Mar del Norte de gas condensado, con un máximo de abandono de líquido del 2.1 vol% y una presión de saturación de 3442 psia. La Tabla 3 muestra la composición del fluido.

Tabla 2: Parámetros de la simulación

PARÁMETROS	VALOR
Presión inicial del yacimiento (psia)	3600
Espesor de la formación (ft)	100
Porosidad promedio (%)	10
Permeabilidad absoluta (md)	10
Radio neto de la red	1
Saturación de agua connata (%)	20
Radio del pozo (ft)	0.25
Compresibilidad del agua (1/psi)	3.0E-6
Compresibilidad de la roca (1/psi)	4.0E-6

Fuente: Bozorgzabeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018

Los parámetros PR EOS fueron ajustados por regresión para obtener una buena correlación entre los valores reales y los predichos.

Las curvas de imbibición de permeabilidad relativa usadas en la simulación se basan en las expresiones de Corey. (Liu et al. 2001):

$$k_{rg} = k_{rg}^{max} \left(\frac{S_g - S_{gg}}{1 - S_{gn} - S_{gn}} \right)^{n_g} \quad (48)$$

$$k_{rog} = k_{rog}^{max} \left(\frac{1 - S_g - S_{og} - S_{wse}}{1 - S_{og} - S_{wv}} \right)^{n_o} \quad (49)$$

El agua connata se asume inmóvil y la saturación de aceite residual se asume cero. La saturación crítica de gas también se asume cero porque su impacto en las curvas de permeabilidad relativa al gas k_{rg} y la saturación de aceite S_o es insignificante comparada con el exponente de la permeabilidad relativa de Corey para el gas n_g . Las carreras de simulación fueron diseñadas para mostrar el impacto de los coeficiente de la formula de Corey sobre la productividad de un pozo y así identificar los otros parámetros de control.

4.2.2 Influencia de la permeabilidad relativa en la productividad de un pozo.

A través de un estudio de simulación numérica se identificaron los efectos de la permeabilidad en relación a la saturación de líquido irreducible, la

permeabilidad efectiva al gas cerca a la cara del pozo a la saturación de aceite y el exponente de Corey para el gas en la productividad.

Tabla 3: Composición del fluido.

COMPONENTE	Mol%
N_2	1.58
CO_2	2.41
C_1	79.6
C_2	6.87
C_3	3.57
$n - C_4$	1.89
$n - C_5$	0.89
PC_1	2.62
PC_2	0.46
PC_3	0.12
PC_4	0.0026

Fuente: Bozorgzabeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018.

4.2.2.1 Permeabilidad relativa al gas a la saturación de líquido irreducible. Este estudio demuestra que la productividad es controlada por la permeabilidad relativa al gas a la saturación de líquido irreducible, k_{rg} ,

además de la relación entre k_{rg} y k_{rg}/k_{ro} , según Fevang y Whitson²³ y que la reducción del valor de k_{rg}^{max} , disminuye la producción.

4.2.2.2 Permeabilidad efectiva al gas a la saturación de aceite cerca a la cara del pozo. Para analizar este efecto se, utilizaron dos modelos. Los resultados mostraron que el modelo con menor k_{rg} a la S_{oc} , posee menor productividad, por lo tanto, una baja permeabilidad relativa al gas a la saturación de aceite crítica, disminuye la productividad.

4.2.2.3 Exponente Corey del gas. La productividad es mayor en un modelo con menor exponente, debido a que un menor valor del exponente, corresponde a un sistema más miscible, con mayor permeabilidad relativa al gas en la zona de saturación inmóvil, incrementando la productividad.

Se puede afirmar que k_{rg}^{max} y k_{rg} a la saturación cerca a la cara del pozo y el exponente de Corey son los parámetros claves para la función de permeabilidad relativa y deben definirse correctamente.

4.2.3 Estimación de la permeabilidad relativa.

²³ Fevang, O. and Whitson, C. H. "Modeling Gas Condensate Well Deliverability". SPE 30714. (1996)

La simulación composicional con y sin efectos del número capilar se utilizó para generar datos de pozos sintéticos, que ilustran los cambios de la función derivada en el perfil de saturación cuando la pseudopresión de una sola fase es utilizada. Estos datos sintéticos fueron analizados con las fórmulas de pseudopresión de una y dos fases para establecer una teoría justificada para la estimación de los parámetros de permeabilidad relativa y el número capilar base. Los efectos no-Darcy no son incluidos en este análisis, ya que solo afectan el daño de la cara del pozo y no la estabilización de líneas de flujo radial.

4.2.3.1 Fórmulas de pseudopresión para una y dos fases. Cuando la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión del punto de rocío, ocurre la condensación retrógrada, y un banco de líquido se forma alrededor del pozo. Este banco se expande a medida que aumenta el tiempo de producción. La interpretación de los datos del trasiente de presión de una prueba de pozo asume que la ecuación de difusión lineal, es la verdadera para una sola fase y un fluido ligeramente compresible. En los yacimientos de gas seco y yacimientos de gas condensado, la pseudopresión de una y dos fases deben ser utilizadas.

4.2.3.1.1 Pseudopresión una sola fase. La ecuación de difusividad puede ser linealizada por el gas seco para reemplazar la presión por la función de pseudopresión del gas seco para una sola fase:

$$m_1(p) = 2 \int_{p_{ref}}^p \frac{p}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (50)$$

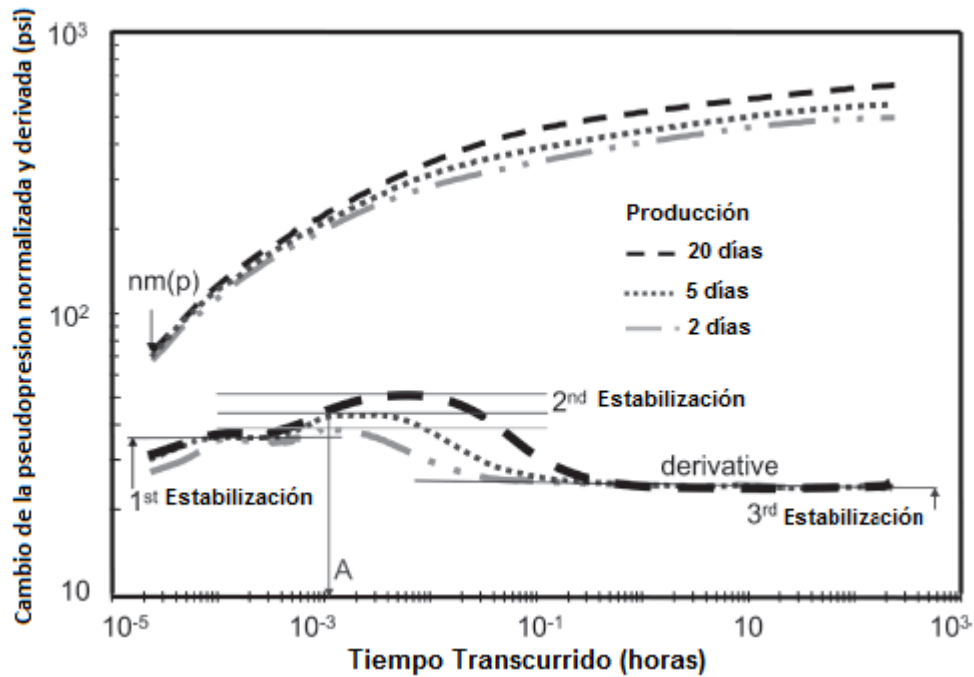
donde, Z es el factor compresibilidad del gas real.

El uso de la pseudopresión de una sola fase en yacimientos de gas condensado equivale a considerar el gas como el fluido dominante y el condensado como el fluido heterogéneo. Pero no se usa la pseudopresión, se utiliza una pseudopresión normalizada:

$$m_{1,p}(p) = \left(\frac{\mu z}{p} \right)_{p_{ref}} \int_{p_{ref}}^p \frac{p}{\mu(p)z(p)} dp \quad (51)$$

La Fig. 14 muestra tres líneas de estabilización; la estabilización inicial corresponde a la mejora de la permeabilidad relativa al gas debido a los efectos del número capilar; la segunda estabilización, varía con el tiempo de producción y depende de la saturación de aceite en el banco de condensado: a mayor saturación de aceite, menor permeabilidad relativa al gas y mayor nivel de estabilización de flujo radial; la tercera estabilización en el mismo nivel para todos los tiempos de producción, porque corresponde a la movilidad del gas en la región del yacimiento cuando la presión está por encima de la presión del punto de rocío. El comienzo de la segunda línea de estabilización de una acumulación de derivados, corresponde al final de los efectos del número capilar, por lo tanto, el tiempo correspondiente se puede utilizar para calcular el número capilar base.

Figura 14: Grafica Log-log de derivadas de pseudopresión normalizada para 10 días de agotamiento con diferentes tiempos de producción.



Fuente: Bozorgzabeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018.

4.2.3.1.2 Pseudopresión dos fases. La ecuación de difusividad para un yacimiento de gas condensado, puede ser linealizada en una función de pseudopresión de dos fases:

$$m_2(p) = \int_{p_{ref}}^p \left(\frac{k_{rg}}{h_g B_g} + \frac{k_{rg}}{h_g B_g} \right) dp \quad (52)$$

El cálculo de la integral anterior, es difícil porque requiere el conocimiento de la permeabilidad relativa al gas que es función de la presión, varios métodos han sido propuestos para tal fin.

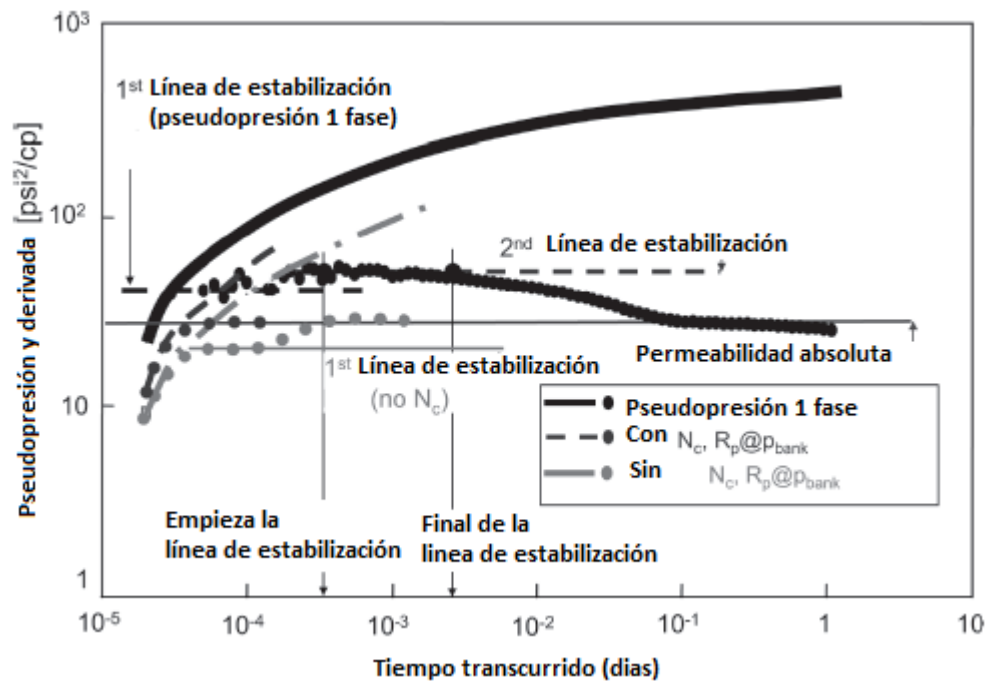
Para evaluar con precisión la permeabilidad de la formación se puede calcular la pseudopresión de dos fases, utilizando los datos de simulación de pozos, primero sin efectos del numero capilar e investigando el impacto de

k_{rg}^{max} , S_{wr} , S_{or} , y el daño en las derivadas de pseudopresión de dos fases de los niveles de estabilización.

Las pseudopresiones de dos fase se calcularon solo para la primera región de movilidad, donde fluyen gas y condensado juntos en el pozo. En esta región ambas fases se encuentran en estado de equilibrio. Se utilizaron tanto la relación gas/aceite (GOR) a la presión en el momento del cierre como la sugerida por Raghavan (1976) y la presión del banco P_{bank} , para calcular k_{rg}/k_{ro} de la Ec. 20.

La Fig. 15 muestra la estabilización de la derivada de los datos que incluyen los efectos del número capilar, N_c , esta al mismo nivel que la estabilización final de la derivada de la pseudopresión para una fase y corresponde a la permeabilidad absoluta. Por otra parte dos estabilizaciones de la derivada pueden verse en los datos que no incluyen los efectos del número capilar, N_c . La primera estabilización, corresponde a la velocidad de despojo (stripping) de la zona, que origina una permeabilidad mayor que la permeabilidad absoluta, y por lo tanto es incorrecta. La segunda estabilización, es la región del banco de condensado, donde el numero capilar es inferior al número capilar base que corresponde a la permeabilidad absoluta, porque el numero capilar no tiene ningún efecto sobre la permeabilidad relativa al gas en esta región.

Figura 15: Grafica Log-log de datos de simulación con y sin efectos del numero capilar.



Fuente: Bozorgzabeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018.

4.2.4 Generación de una curva de permeabilidad estimada.

El método más común para la generación de curvas de permeabilidad relativa es a partir de datos de laboratorio, en estado estable. Sin embargo, la permeabilidad relativa también puede determinarse del desempeño del campo o de los datos del trasiente de presión.

Basados en los resultados anteriores de la simulación, se propone el siguiente procedimiento para generar una curva de permeabilidad estimada como respuesta al incremento de presión, usando las pseudopresiones de una y dos fases:

1. Determinar la movilidad de una y dos fases del análisis del incremento de presión, utilizando las pseudopresiones de una y dos fases o la interpretación de pruebas de pozo para un modelo compuesto por tres regiones radiales²⁴.
2. Determinar la relación de permeabilidad relativa de una y dos fases, proporcionando la movilidad calculada en el paso 1 y la relación de viscosidad.

$$\frac{k_{r_{dos-fases}}}{k_{r_{una-fase}}} = \frac{(k/\mu)_{dos-fases} \mu_{dos-fases}}{(k/\mu)_{dos-fases} \mu_{una-fase}} \quad (53)$$

3. Calcular la saturación del gas a la presión en el momento de cierre, usando la relación presión-saturación de Boe, que predice la saturación en el pozo durante el cierre:

$$\frac{ds_g}{dp} = S_g \left(\frac{B_g}{B_f} \right) + \left(\frac{\lambda_g}{\lambda_t} \right) c_t \quad (54)$$

donde, λ es la movilidad del gas y la movilidad total, c_t es la compresibilidad total, B_g^f es el factor volumétrico de formación de la derivada parcial con respecto a P de la constante S .

4. Usando la función de Corey para la permeabilidad relativa al gas, para calcular k_{rg} , utilizando la relación de permeabilidad relativa calculada en el paso 2 y la saturación de aceite al momento del cierre del paso anterior.

$$\frac{k_{rg}}{k_{rf}} = \left(\frac{S_g}{1-S_{wr}} \right)^{n_F} \quad (55)$$

²⁴ Bozargzadeh, M. and Gringarten, A. C. "Condensate-Bank Characterization From Well-Test Data and Fluid PVT Properties". Paper SPE 899004-PA. (2006)

5. Seleccione un valor para k_{rg}^{max} .
6. Cree una tabla de k_{rg} - vs- saturación, a partir de la Ec. 55.
7. A partir de la Ec. 54 cree una tabla de saturación –vs- presión y genere una tabla k_{rg} -vs- presión.
8. Calcule k_{rg}/k_{ro} para cada uno de los valores de presión, a partir de la Ec. 20 y R_p a la presión del banco, P_{banco} .
9. Calcule k_{ro} , dividiendo k_{rg} de k_{rg}/k_{ro} para cada valor de presión.
10. Calcule la permeabilidad absoluta:

$$k_{abs} = \frac{k_{eff}}{k_{rg}^{max}} \quad (56)$$

Utilizando la permeabilidad efectiva a la condensación inicial, obtenida del análisis de pseudopresión para una sola fase y el k_{rg}^{max} estimado en el paso 5.

11. Se genera las pseudopresiones de dos fases a partir de la Ec. 18 y k_{rg} y k_{ro} , calculadas entre el paso 9, analizar los datos obtenidos para la permeabilidad absoluta, si no es igual a la obtenida en el paso 10, repetir desde el paso 5 hasta el 1, hasta que convergen las permeabilidades absolutas.

4.2.5 Análisis del modelo.

Para verificar este modelo se utilizó un simulador numérico composicional y los resultados obtenidos se compararon con una prueba Drillsteam (DST) a un yacimiento de gas condensado pobre del Mar del Norte, concluyendo:

- La curva de permeabilidad relativa utilizada en el simulador composicional, está basada en una saturación de agua connata del 20%. El punto final de la curva permeabilidad relativa al gas fue obtenido correctamente y es consistente de acuerdo al obtenido de la prueba.
- La permeabilidad estimada y la permeabilidad absoluta, fueron sustituidas en el modelo de simulación y se generó una nueva historia de producción. Esta nueva simulación está bien de acuerdo con la simulación previa. Esto confirma la capacidad de proponer técnicas que generan la permeabilidad absoluta y la permeabilidad relativa estimada, las cuales pueden ser utilizadas en la predicción de la entregabilidad del pozo en yacimientos de gas condensado.

4.3 PRODUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS EN POZOS DE GAS CONDENSADO

La productividad de los pozos de gas condensado puede ser reducida drásticamente como resultado de la acumulación de líquido alrededor del pozo durante el agotamiento. Este fenómeno ha sido descrito para pozos sin fracturas. Para el análisis de proyectos de ingeniería relacionados con la presión de agotamiento, es necesario poder representar este fenómeno en un modelo numérico. Uno de los métodos para calcular la reducción del índice de productividad (PI) en un simulador composicional fue descrito por

Flores²⁵. Sin embargo, hasta hace poco no era posible estimar el efecto de la fractura de los pozos debido a la complejidad del problema. Carlson y Myer²⁶ presentaron un estudio del efecto del condensado en sistemas de baja permeabilidad y fracturados.

Para el modelado del Campo Smorbukk un gran campo en la parte norte de Noruega y del Mar del norte. Hace parte del desarrollo Asgard, que comprende tres campos: Midgard, un campo de gas pobre, Smorbukk Sor un campo de gas condensado y Smorbukk que es el más profundo y tiene mayores reservas de liquido de los tres. Se han estimado las reservas de Asgard en $232 \times 10^6 \text{ std m}^3$ de gas y $123 \times 10^6 \text{ std m}^3$ de hidrocarburos líquidos. Se utilizó el software de fracturas Simtech junto con un modelo de aceite negro extendido, permiten modelar un sistema con fracturas. Las propiedades *PVT* del gas condensado, se manejan en el simulador como un “aceite negro condensado” opción propuesta por Spivak y Dixon²⁷ en la que se asume que la fase vapor contiene el “gas” y el vaporizado “aceite”, mientras que la fase de líquidos hidrocarburos es el condensado y el disuelto es el gas. El equilibrio de fase es entonces aproximado por la presión que depende de las funciones $r_g = f(p)$ y $R_g = g(p)$.

La simulación con fracturas es inherentemente mas difícil, mientras el modelo con fracturas podría ser la interfaz por lo menos de un simulador composicional, este enfoque podría significar un aumento en el tiempo de las

²⁵ Flores, J. “Compositional Simulation to Develop an Optimum Gas Cycling Scheme – Kaybob Beaverhill Lake C pool, Alberta”. Paper No. 78-29-31 presented at the (1978) Annual Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, 13-16 June.

²⁶ Carlson, M. R. and Myer, J. W. G. “The Effects of Retrograde Liquid Condensation On Single Well Productivity Determined Via Direct (Compositional) Modeling of Hydraulic Fracture in a Low-Permeability Reservoir”. Paper SPE 29561 presented at the (1995) SPE Rocky Mountain Region/Low-Permeability Reservoir Symposium, Denver Colorado, 19-22 March.

²⁷ Spivak, A. and Dixon, T. N. “Simulation of Gas-Condensate Reservoirs”. Paper SPE 4271 presented at the (1973) SPE Numerical Simulation Symposium, Houston, 11-12 January.

corridas y problemas de estabilidad. La eficiencia computacional de las propiedades PVT del aceite negro permite el estudio tiempo/costo efectivo en la influencia de varios parámetros.

Debido a la complejidad y un gran número de importante parámetros potenciales, el problema estudiado lo dividieron en varias fases. En la primera fase, se desarrollo la aproximación del aceite pseudonegro y su exactitud se verifico por una comparación detallada del simulador composicional realizadas por Statoil. Después de la viabilidad de los dos componentes modelados se estableció, el efecto de la estimulación sobre el Índice de productividad (PI) y su estudio mediante fracturas geométricas idealizadas, yacimientos heterogéneos con modelos basados en una interpretación petrofísica. Posteriormente a la confirmación de la viabilidad de las fracturas, simulaciones se llevaron a cabo con fracturas realistas resultantes de simular el bombeo con diferentes tipos de tratamientos de estimulación.

4.3.1 Modelo representativo del yacimiento

Se utilizaron dos de las 18 capas del yacimiento para la construcción del modelo. Debido a la falta de datos de permeabilidad vertical, asumieron $k_V/k_H = 0.1$ en todas partes. Debido a que se espera que la tensión interfacial (IFT) tenga un gran efecto sobre el movimiento del condensado, utilizaron dos escenarios detallados para el modelo.

Se definió la saturación crítica de aceite S_{cr} , o alternativamente la saturación de aceite residual S_{org} , es una función de la saturación de agua inicial S_{wi} ,

que se supone que es la misma saturación de agua connata S_{Wi} (es decir $S_{ic} = S_{Wi} + S_{org}$). La permeabilidad relativa al aceite $k_{rog} = 0.1$ a $S_g = S_{gr}$. Todas las otras curvas de permeabilidad se comportan como se describe a continuación:

1. A baja tensión interfacial ($< 0.5 \text{ min/m}$), $S_{ic} = S_{Wi} + 0.25/(1 + S_{Wi})$ o $S_{org} = 0.25/(1 + S_{Wi})$ y k_{org} es una línea recta desde $S_i = S_{ic}$ hasta $1 - S_{gr}$.
2. Alta tensión interfacial ($>0.5 \text{ min/m}$), $S_{ic} = S_{Wi} + 0.40/(1 + S_{Wi})$ o $S_{org} = 0.40/(1 + S_{Wi})$ y k_{org} es una parábola entre $S_i = S_{ic}$ hasta $1 - S_{gr}$.

El modelo representa un grid de uno a cuatro elementos de simetría en coordenadas cartesianas, con un área de $1107.7 \times 1107.7\text{m}$ (equivalente a un radio de drenaje de 1250m). Utilizaron un grid de 16×10 . Todos los modelos se iniciaron en equilibrio gravedad/presión capilar y con saturación de agua inicial.

4.3.2 Presentación de los resultados en términos del índice de productividad

Cada simulación proporciona una gran cantidad de información, usualmente se utiliza una simple medida para comparar diferentes casos. En el este caso la medida de comparación utilizada es el índice de productividad (PI), cuya definición clásica es:

$$J = Q_g / (P_e - P_{wf}) \quad (57)$$

Esta ecuación asume una sola fase de flujo, yacimientos de una sola capa y en estado de equilibrio. Las dificultades que surgen al aplicar la ecuación anterior son flujo en varias capas y zona heterogénea. En primer lugar, la presión del radio externa (P_e), puede variar considerablemente entre capa y capa debido al agotamiento desigual. En segundo lugar el tiempo para alcanzar el estado de equilibrio en las diferentes capas varía en orden de magnitud en función de las propiedades de cada capa. Por lo tanto el sistema siempre está en flujo transitorio. A partir de todo lo anterior se usa una definición nueva llamada “*índice de productividad (PI) instantáneo*”

$$J(t) = Q_g / [P_{avg}(t) - P_{wf}(t)] \quad (58)$$

donde $P_{avg}(t)$ es la presión promedio del yacimiento durante todo el tiempo t .

4.3.2.1 Modelo de fracturas hidráulicas: Dos tipos de fracturas se utilizaron es el modelo. Una fractura idealizada representada por una fractura rectangular de altura y anchura constante, que abarca todo el espesor bruto del yacimiento. Una fractura realista representada en un modelo 3D de altura y anchura variable, tal como lo predice el simulador de fractura. Ambas integradas se integraron a un modelo de yacimiento con transmisibilidad interna en el grid.

4.3.3 Análisis del modelo

Los modelos homogéneos muestran alrededor un valor de índice de productividad superior en un 50%. Esto demuestra que la heterogeneidad

juega un papel significativo y en el momento de simular, utilizar las capas finas son necesarias para obtener respuestas precisas.

La necesidad de fracturas después de la caída de presión puede resultar del desarrollo de un programa o una estrategia deliberada. El diferencial de depleción crea cambios de stress sustanciales, que tienden a contener las fracturas en las capas más repletadas. Asumiendo que cada capa actúa de manera independiente, los cambios de stress en cada capa pueden estimarse a partir de:

$$\Delta\sigma_h = \eta\Delta P \cdot \eta = \alpha(1 - 2\nu)/(1 - \nu) \quad (59)$$

La heterogeneidad disminuye los beneficios relativos de la fractura. Las técnicas de análisis y desarrollo de modelos numéricos del índice de productividad en función del tipo de fluido, la heterogeneidad del yacimiento, características de flujo multifase, conductividad de las fracturas, duración y contención y turbulencia del gas, permiten tener un mejor conocimiento del índice de productividad y así utilizarlo de la manera más adecuada.

5. PERMEABILIDAD RELATIVA

Muchos pozos de gas condensado muestran una disminución significativa en la productividad cuando la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío. La causa más aceptada para esta disminución del índice de productividad (IP) es la disminución de permeabilidad relativa al gas, debido a la acumulación de condensado en la región cercana a la cara del pozo. Las predicciones del rendimiento del flujo, requiere de modelos precisos de permeabilidad relativa al gas como función de la tensión interfacial (IFT), entre las fases del gas y del condensado.

Tradicionalmente se ha asumido que la permeabilidad relativa es función principalmente de: tamaño y distribución de los poros, mojabilidad de la roca, saturación, historia de saturación y tensión interfacial (IFT), la mayor incertidumbre es el efecto del numero capilar ($N_c = \Delta P_{visc} / P_g$). Recientes publicaciones indican que la permeabilidad relativa mejora a altos números capilares. Además, la vaporización del agua cerca a la cara del pozo puede tener un efecto pronunciado en la permeabilidad relativa gas/aceite.

Debido a que la permeabilidad relativa depende de la composición del fluido, la presión del pozo y la saturación de agua y del condensado, un modelo es necesario tanto para la interpretación de datos de laboratorio y los predichos

en procesos de simulación. La clave de un modelo de permeabilidad relativa al gas depende de la saturación crítica del condensado y del número capilar.

5.1 MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA

El problema fundamental con la acumulación del condensado en el yacimiento es que las fuerzas capilares pueden mantener el condensado en los poros a menos que las fuerzas de desplazamiento del condensado exceden las fuerzas capilares. En la medida en que presión en la fuerza de desplazamiento de la fase gaseosa y la fuerza de flotabilidad en el condensado, pueden ser mayor que la fuerza capilar en el condensado, la saturación del condensado se reducirá y la permeabilidad relativa al gas aumentara.

Varias definiciones del número capilar se han hecho, los más comunes se han escrito en términos de la velocidad de desplazamiento de los fluidos, mediante el uso de la Ley de Darcy para reemplazar el gradiente de presión por la velocidad. Sin embargo es la fuerza del fluido atrapado, la definición más fundamental, y está definida como:

$$N_{c1} = \frac{|\Delta \Phi_{c1}|}{\sigma} \quad (60)$$

Donde el gradiente de el potencial de flujo esta dado por $\Delta \Phi_{c1} = \Delta P_{c1} - \rho_{c1} \Delta D$. ΔD es el desplazamiento de fase. En algunos casos, las fuerzas de flotabilidad pueden contribuir de manera significativa en la fuerza total de la fase atrapada. Para cuantificar este efecto, se introduce el número de Bond definido como:

$$N_{a1} = \frac{k_g(\rho_1 - \rho_2)}{\sigma_1} \quad (61)$$

Para casos especiales como flujo vertical, los vectores fuerza son colineales y solo puede sumarse los valores escalares de la viscosidad y la fuerza de flotabilidad y correlacionar la saturación residual de aceite con esta suma, o en algunos casos esta fuerza es insignificante comparada con otras fuerzas y tanto el numero capilar o el numero de Bond pueden ser utilizados por ellos mismo. Sin embargo, en general, las fuerzas de la fase atrapada no son colineales en el flujo del yacimiento y el vector suma debe ser utilizado. De hecho, las fuerzas viscosas son frecuentemente casi horizontales y la fuerza de flotabilidad es vertical, de este modo el escalar suma es un error. Una generalización del número capilar y el número de Bond, obtenida por Jin²⁸, llamada numero de captura, que para la fase l desplazada por la fase l' se define como:

$$N_{Tl} = \frac{|k_g(\rho_1 - \rho_2) + \mu_1 \nabla^2 \phi|}{\sigma_1} \quad (62)$$

Esta definición explícitamente no tiene en cuenta los efectos de expansión y mojabilidad en la captura de la fase residual. Por lo tanto, se debe utilizar la correlación de saturación residual junto con la gran variedad de fases y diferentes mojabilidades y la gran variedad de tipos de roca. La saturación residual modelada con base al número de captura está dada por:

$$S_{lr} = \min \left(S_{lr}, S_{lr}^{alto} + \frac{S_{lr}^{bajo} - S_{lr}^{alto}}{1 + T_l (N_{Tl})^{\tau_l}} \right) \quad (63)$$

Donde, S_{lr} es la saturación residual de la fase l y S_l es la saturación de la fase l . Los subíndices alto y bajo se refieren a alto y bajo número de captura. S_{lr}^{alto} , es cero generalmente. T_l y τ_l son los parámetros de captura, obtenidos

²⁸ Jin, Minquan. "A study of Non-Aqueous Phase Liquid Characterization and Surfactant Remediation" Ph. D. Dissertation, U. of Texas, Austin, 1995.

del ajuste de los datos de saturación residual de la fase l . τ_l generalmente es 1.0. La transferencia de masa puede reducirse al valor de S_{lr} para valores menores que S_{lr} .

Establecer la correlación de saturación residual con el numero de captura, es el primer y fundamental caso paso para correlacionar datos de permeabilidad relativa como función de la tensión interfacial. El siguiente paso es correlacionar el punto final de la permeabilidad relativa de cada fase, que se pueden correlacionar a partir de la siguiente ecuación:

$$k_{rl}^o = k_{rl}^{o \text{ base}} + \frac{S_{lr}^{2a/l} - S_{lr}^2}{S_{lr}^{2a/l} - S_{lr}^2} (k_{rl}^{o \text{ alto}} - k_{rl}^{o \text{ base}}) \quad (64)$$

Donde S_{lr} es la saturación residual de la fase conjugada, el condensado es la fase conjugada del gas. El paso final es calcular la permeabilidad relativa a cada fase l como función de la saturación. Una solución a este problema es asumir la simple función de la permeabilidad relativa de Corey²⁹. Entonces se requiere una correlación de los exponentes de Corey con el número de captura. La Ec. 64 está escrita en términos del exponente más que del punto final y puede ser utilizada para este fin. Sin embargo, no todos los datos de permeabilidad relativa pueden ajustarse con el modelo de Corey, por lo que se generaliza este punto de vista usando las siguientes ecuaciones:

$$\log k_{rl} = \log k_{rl}^o + \log S_{lr} + \frac{\log \left(\frac{k_{rl}}{k_{rl}^o} \right)^{2a/l} - \log S_{lr}}{1 + \tau_l (N_{Tl})^{\tau_l}} \quad (65)$$

²⁹ Delshad M., M. Delshad, D. Bhuyan, G. A. Pope and L. W. Lake: "Effects of Capillary Number on the Residual Saturation of Three Phase Micellar Solution". Paper SPE 14911 Proceeding of the SPE/DOE 5th Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, Apr. 20-23, 1986.

Donde, k_{rj} es la permeabilidad relativa y k_{rj}^0 es la permeabilidad relativa en el punto final dada por el número de captura y la saturación. k_{rj}^{bajo} y k_{rj}^{alto} son la permeabilidad relativa y la permeabilidad relativa en el punto final a bajo numero de captura en la fase. La saturación normalizada (S_j) dada en la Ec. anterior se define como:

$$S_j = \frac{S - S_{jr}}{1 - \sum_{l=1}^{n_p} S_{lr}} \quad (66)$$

Donde n_p es el número de fases presentes, S_j es la saturación y S_{jr} es la saturación residual de la fase l .

5.1.2 Simulación numérica

Se utilizaron las curvas de permeabilidad de las Fig. para investigar el efecto del numero de captura sobre la productividad de un pozo en un yacimiento de gas condensado. La ecuación de estado (EOS) del simulador de yacimientos composicional UTCOMP se utilizo para este análisis³⁰. La descripción del fluido y el comportamiento de fase es el mismo dado por Wu et al³¹. Utilizando el punto de vista de Wang et al³² para la precisión del modelo se utilizaron seis componentes hidrocarburos para el comportamiento del gas y del fluido condensado. Por simplicidad se utilizo la descripción de una capa para iniciar el análisis.

³⁰ Chang, Yih-Bor., G. A. Pope and K. Sepehrnoori. "A higher-order finite-difference compositional simulator". Journal of Petroleum Science and Engineering, 5 (1990) 35-50.

³¹ Wu, Wei-Jr, P. Wang, M. Delshad, C. Wang, G. A. Pope and M. Sharma. "Modeling Non-Equilibrium Mass Transfer Effects for a Gas Condensate Field". Paper SPE 39746 presented at the Asia Pacific Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, March 23-24, 1998.

³² Wang, P., G. A. Pope and K. Sepehrnoori. "Development of Equations of State for Gas Condensate for Compositional Petroleum Reservoir Simulation". Submitted to Industrial & Engineering Chemistry Research, Nov. 1997.

La simulación utiliza un dominio bidimensional vertical de sección transversal (x-z) con un ángulo de 36°. El grid de simulación tiene 8 capas con la permeabilidad más alta en el topo (90 md) y la permeabilidad más baja en el fondo (15 md). Se utilizaron 19 bloques en la dirección x con un tamaño de 1 a 500 pies y con bloques más pequeños cerca a la cara del pozo. El pozo produce a una tasa constante de 4.4×10^6 SCF/D y atraviesa todas las 8 capas. Posee presión constante a (4100 psia) en la frontera que se aplica al limite externo del yacimiento, la cual permite que el fluido fluya por todo el grid de simulación. La temperatura y presión del yacimiento son 335°F y 4100 psia, inicialmente el líquido se encuentra en la región de dos fases.

5.1.3 Análisis del modelo

Se realizaron simulaciones con y sin efectos del número de captura en la permeabilidad relativa, demostrando la importancia en la saturación del condensado y el índice de productividad. Las Figs. (16 y 17) ilustran la distribución del condensado con y sin el número de captura. La Fig.16 muestra que la saturación del condensado tiende a un máximo en estratos de alta permeabilidad. Esto es debido a que la saturación del condensado aumenta cuando el número de captura disminuye con el incremento de la distancia del pozo y finalmente disminuye con el aumento de la presión. La Fig. 17 muestra que la saturación del condensado en la región cercana a la cara del pozo para el caso sin número de captura, es alta cerca al pozo y disminuye cuando se aleja del pozo en todos los estratos. La normalización del índice de productividad, con y sin número de captura y dos diferentes

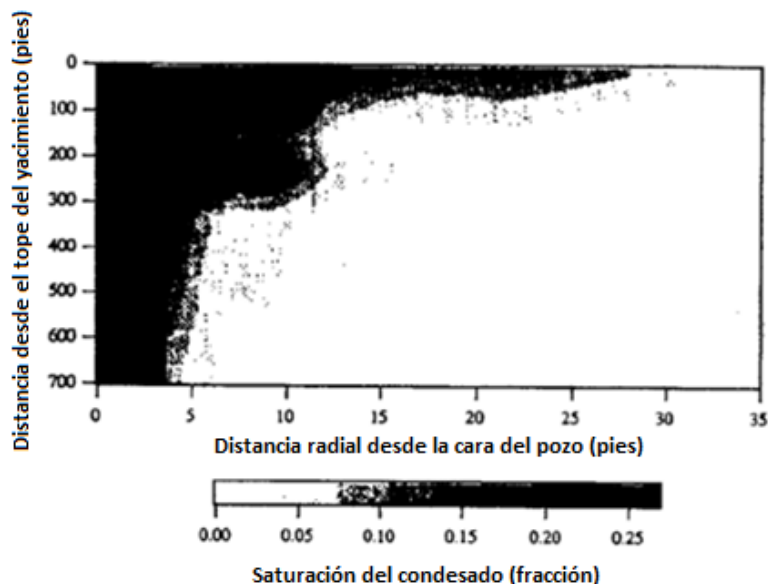
puntos finales del gas, se muestran en la Fig. 18 y es función de la presión promedio.

El índice de productividad en este análisis es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$PI = \frac{Q}{P_{pro} - P_{wf}} \quad (67)$$

Donde, Q es la tasa de producción total en $MMSCF/D$, P_{pro} es la presión promedio del yacimiento en $psia$ y P_{wf} es la presión de fondo fluyendo en $psia$. La Fig. 18 muestra que el índice de productividad disminuye rápidamente como el condensado se acumula en el yacimiento, pero este efecto se acentúa cuando se reduce la saturación de condensado a altos valores de número de captura. El efecto del número de captura es más significativo en el caso de punto final de permeabilidad relativa al gas bajo que en el valor más alto.

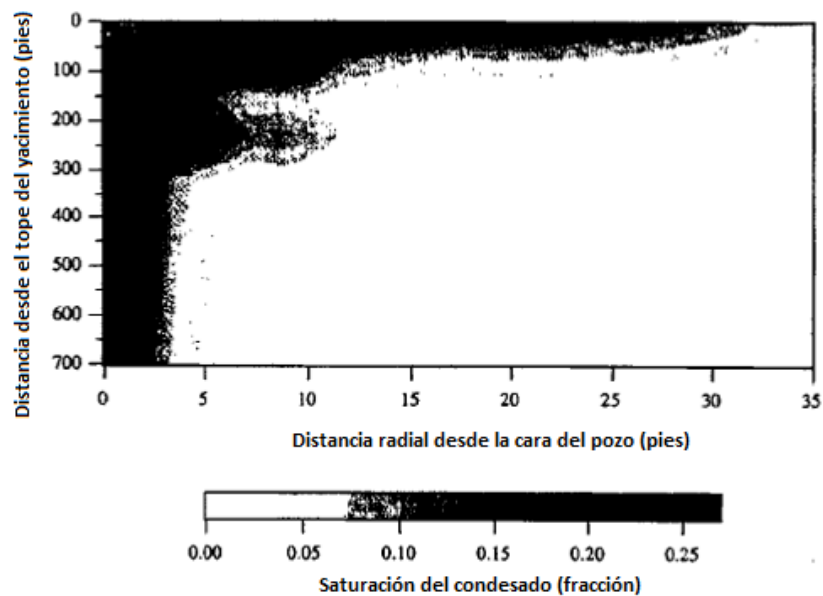
Figura 16: Saturación de condensado después de 60 días. (Incluyendo los efectos del número de captura).



Fuente: Pope G. A., Wu W., Narayanaswamy G., Delshad M., Sharma M. and Wang P. "Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs". Paper 49266, prepared for presentation at the 1996 Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1996.

Este análisis de simulación muestra porque la permeabilidad relativa no debe ser modelada basada solo en la tensión interfacial. La naturaleza fundamental de los cambios de la permeabilidad relativa se ha demostrado utilizando el concepto de número de captura. La ecuación base de la tensión interfacial indica claramente que no es el único factor que afecta la saturación residual y la saturación de condensado en particular.

Figura 17: Saturación del condensado después de 60 días. (sin los efectos del numero de captura).

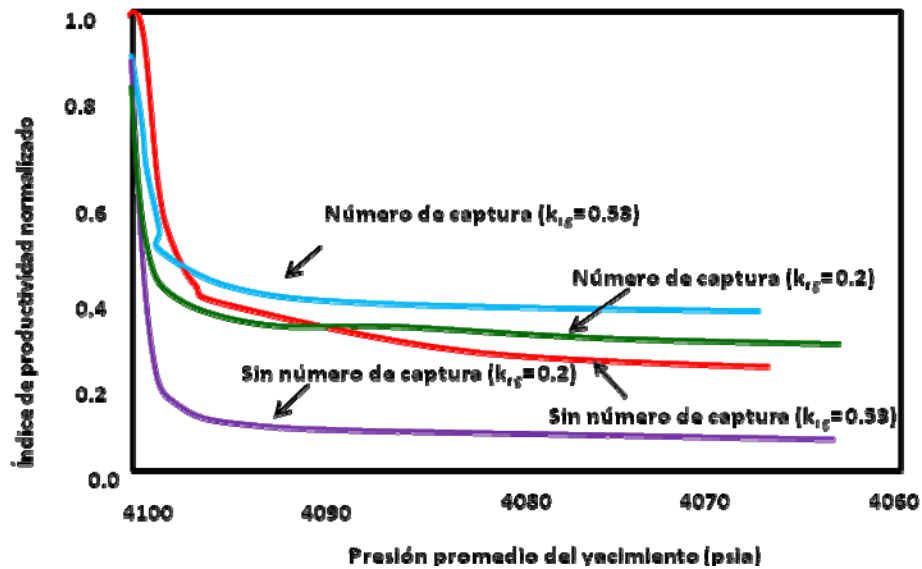


Fuente: Pope G. A., Wu W., Narayanaswamy G., Delshad M., Sharma M. and Wang P. "Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs". Paper 49266. 1996.

5.2 SATURACIÓN CRÍTICA DE CONDENSADO Y PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS

Cuando los yacimientos de gas condensado se desarrollan por agotamiento de presión, la entregabilidad del gas se ve afectada por la cantidad y la distribución de la condensación en torno al pozo. Comprender los parámetros que afectan la distribución y la cantidad de saturación de condensado (S_c) en el pozo y el efecto de estos parámetros sobre el gas y el flujo de líquido, es importante en el desarrollo de los métodos para aumentar la *entregabilidad* del gas. La fuerte reducción de la *entregabilidad* del gas puede deberse a la forma de permeabilidad relativa de la fase gas (k_{rg}) los mecanismos del deterioro de la productividad del gas no están claros. Los dos principales parámetros que afectan el recobro del condensado y la entregabilidad de pozos de gas son: la saturación crítica de condensado (S_{cc} , que afecta el recobro de líquido) y la permeabilidad relativa al gas (k_{rg} , que afecta la entregabilidad de gas del pozo).

Figura 18: Normalización del índice de productividad.



Fuente: Pope G. A., Wu W., Narayanaswamy G., Delshad M., Sharma M. and Wang P. "Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs". Paper 49266. 1996.

Varios autores han medido la saturación crítica de condensado S_{cc} y han estudiado la permeabilidad relativa al gas k_{rg} , llegando a diferentes observaciones como las mencionadas a continuación:

- La permeabilidad relativa de ambas fases líquido y gas disminuye cuando se incrementa la tensión interfacial y aumenta cuando se incrementa la tasa de flujo.
- La permeabilidad relativa al gas es más sensible a la tensión interfacial y la tasa de flujo que la permeabilidad relativa al líquido.
- Una comprensión teórica de los efectos de la tensión interfacial, la gravedad, fuerzas viscosas y la notabilidad en la saturación crítica del

condensado, la permeabilidad relativa del gas y la permeabilidad relativa del líquido.

5.2.1 Modelo de red para condensación en medio poroso.

El medio poroso utilizado en este estudio está representado por un simple modelo de red de dos dimensiones (2D), con tubos capilares de longitud L y de intersecciones cúbicas de ancho b , se asume que b es igual al máximo diámetro del tubo capilar en la red, hay cuatro tubos conectados a cada intersección. La distribución log-normal se asume con una desviación estándar de 5,74 y un radio promedio de 23 μm para el tubo capilar. El tamaño de distribución de la red es de 20x20 intersecciones, el volumen de poro de la red con una longitud de tubo de 6000 es de unos 8,93 mm^3 , el volumen total de las intersecciones con lado de 32,67 m de ancho en torno a la red es de 0,03 mm^3 y una permeabilidad estimada de la red de 1 Darcy. El valor de umbral de radio r_p utilizado en este estudio es 20 μm (para condensación de líquido, primero en forma de tubo con $r \leq r_p$).

5.2.2 Longitud crítica de líquido y saturación crítica de condensado en un tubo capilar

Fang et al.³³ Desarrolló un modelo fenomenológico para la saturación crítica de condensado en el medio poroso representado por una red. Su modelo se basó en dos hipótesis: las fuerzas viscosas son insignificantes y la altura crítica de líquido (h_{cc}) formado in-situ en un tubo capilar vertical es la longitud máxima de la columna de líquido antes que sea móvil. En este estudio, se amplía el modelo de Fang et al. incluyendo las fuerzas viscosas y ofreciendo la opción $h_{cc} > L$. Durante el crecimiento del líquido en el tubo capilar, la tensión interfacial, la gravedad, la histéresis del ángulo de contacto, la fuerza viscosa y el tamaño del tubo capilar son los principales factores que afectan la estabilidad de la nueva fase de líquido.

La altura crítica h_{cc} del líquido formado in-situ en un tubo vertical de radio r se expresa como: (Ver la Fig.19)

$$h_{cc} = \frac{2\sigma}{\Delta\rho g r} (\cos\theta_R - \cos\theta_A) - \frac{P_R - P_A}{\Delta\rho g} \quad (68)$$

donde P_R es la presión en el tope y P_A es la presión en el tope de la columna de líquido; θ_R es el ángulo de contacto de retroceso y θ_A es el ángulo de contacto de avance; $\Delta\rho$ es la densidad diferente entre el gas y la fase líquida. En este estudio, para simplificar se asume que la densidad del gas ρ_g es igual a cero y la tensión interfacial (σ) no cambia con la presión. En un tubo capilar horizontal, la longitud crítica del líquido es calculada indirectamente a partir de:

$$(P_R - P_A)r = 2\sigma(\cos\theta_R - \cos\theta_A) \quad (69)$$

³³ Fang, F. et al. "A phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation". Paper SPE 36716 presented at the (1996) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 6 – 9 October.

La ecuación anterior no implica las fuerzas viscosas (cuando $P_R - P_A = 0$), el líquido no puede moverse, a menos que $\theta_R = \theta_A$. Después de determinar h_{cc} , la saturación crítica de condensado en un tubo vertical puede ser calculada a partir de h_{cc}/L . En un tubo vertical la saturación crítica de condensado es igual a cero cuando las fuerzas viscosas $r(P_R - P_A)$ es mayor que las fuerzas interfaciales $2\sigma(\cos\theta_R - \cos\theta_A)$. De lo contrario la saturación crítica de condensado es igual a 1 o menos de acuerdo a la Ec. 69.

5.2.3 Cálculos de la Saturación crítica de condensado S_{cc} :

El primer paso para estimar la saturación crítica del condensado, es determinar el diferencial de presión para cada tubo. La distribución de presión en toda la red es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^n q_i = 0 \quad (70)$$

donde, q_i es la tasa de flujo de fluido en el tubo i . La tasa de flujo en un tubo capilar circular puede ser calculada:

$$q_i = \frac{\pi r_i^4}{8\mu} \left(\frac{\Delta p_i}{L} + \rho g \right) \quad (71)$$

Si el fluido es incomprensible. En la ecuación anterior μ es la viscosidad de fluido, ρ es la densidad del fluido, y Δp_i y r_i son el diferencial de presión y el radio del tubo i , respectivamente. Una vez que la presión de entrada y salida en los extremos de la red se conocen, las Ecs. 70 y 71 se pueden utilizar para obtener la distribución de presión en la red. El método de iteraciones de

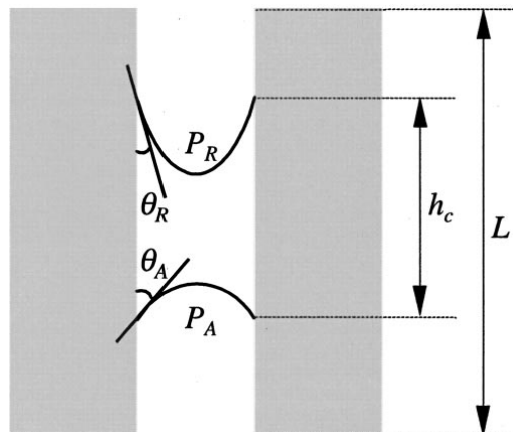
Gauss se puede utilizar para resolver el conjunto de ecuaciones lineales. S_{cc} en cada tubo puede calcularse si se conoce la distribución de la presión de acuerdo a las Ecs. 68 y 69. Entonces el valor de S_{cc} en toda la red se calcula fácilmente.

5.2.4 Calculo de la conductancia del fluido

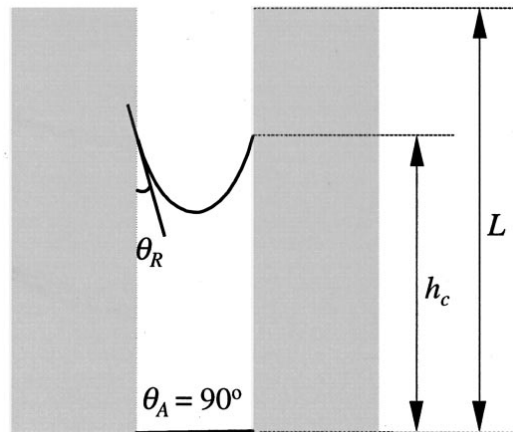
Para este estudio se considero un fluido en una sola fase en un tubo capilar de radio r_i y de longitud L . De acuerdo a la Ley de Darcy, la tasa de flujo a través del tubo es $q_i = (k_i/\mu L)\pi r_i^2(\Delta p_i + \rho g L)$, donde k_i es la permeabilidad en el tubo i . Una forma alternativa de la ecuación de Darcy es $q_i = G_i(\Delta p_i + \rho g L)$, donde G_i es la conductancia en el tubo i y puede ser calculada a partir de:

$$G_{i,j} = \frac{\pi r_i^2}{8\mu_j L} (S_j - 1) \quad (72)$$

Figura 19: Configuración del liquido en tubo circular.



Tubo circular después de la formación de liquido



Tubo circular con liquido en el fondo.

Fuente: Li, Kewen and Firoozabadi, Abbas "Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems". Paper SPE 56014

donde, G_{ij} y S_j son la conductancia absoluta y la saturación del fluido j en un tubo l , respectivamente; μ_j es la viscosidad del fluido j . La conductancia efectiva del fluido j en un tubo l , se relaciona con la permeabilidad efectiva de la fase j , que puede calcularse usando la siguiente ecuación cuando $S_c \leq S_{cc}$:

$$G_{ij} = 0 \quad (S_c \leq S_{cc}) \quad (73)$$

Si se considera un tubo saturado con un poco de liquido S_c (ver la Fig. 19) que es mayor que S_{cc} . En este caso, el liquido se localiza en el fondo del tubo

y el líquido y el gas pueden fluir. La ecuación para calcular la conductancia efectiva del gas $G_{t,g}$ de un tubo t en un flujo bifásico es:

$$G_{t,g} = \frac{\pi r^4}{8 \mu_g L} \left(1 - S_{t,c} + \frac{\mu_c}{\mu_g} S_{t,c} \right)^{-1} \quad (S_g \gg S_{cc}) \quad (74)$$

donde, μ_g y μ_c son la viscosidad del gas y del líquido condensado, respectivamente. $S_{t,c}$ es la saturación del líquido condensado en el tubo t . Similarmente, la conductancia efectiva del líquido de un tubo t en un flujo bifásico es:

$$G_{t,c} = \frac{\pi r^4}{8 \mu_c L} \left[S_{t,c} + \frac{\mu_g}{\mu_c} (1 - S_{t,c}) \right]^{-1} \quad (S_c \gg S_{cc}) \quad (75)$$

donde, $G_{t,c}$ es la conductancia de la fase líquido cuando $S_c \gg S_{cc}$. La conductividad efectiva de la fase gas y líquido de toda la red se calcula con base a la conductancia individual de los tubos. Una vez que la conductancia efectiva de la fase gas y líquido en la red es calculada, la permeabilidad relativa del gas y del condensado puede ser calculado fácilmente.

5.2.5 Renormalización del método y permeabilidades relativas

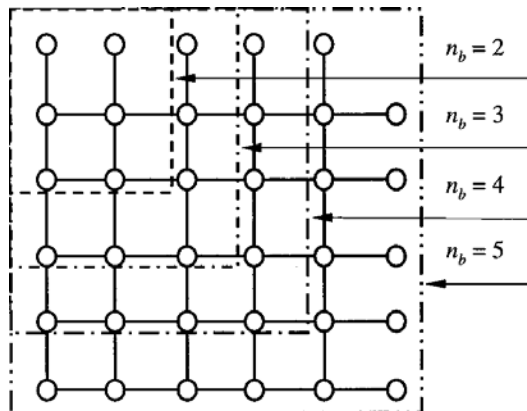
La renormalización es un método exacto y computacionalmente rentable en comparación con la simulación numérica directa. Para una fase determinada y conociendo la distribución de saturación, la conductancia efectiva de la fase

es calculada en pequeñas regiones, en las llamadas celdas de renormalización y después a gran escala. En la Fig. 20 se observan con unidades diferentes de la red el número de celdas renormalizadas n_b para una red 2D, en la figura el número de celdas varía de 2 a 5. Una celda con un número de celdas de renormalización n_b , es una unidad compuesta de n_b^2 nodos n_b^2 y dos tubos $2n_b^2$. La conductancia efectiva de una fase es el conjunto de sistemas que puede obtener después de la repetida aplicación del proceso de renormalización. La Fig. 21 muestra el proceso de renormalización para $n_b = 2$. La red principal está integrada por cuatro unidades celdas n_b . Después del primer paso de renormalización, la red se reduce a una unidad celda n_b . En el último paso, la red primaria se convierte en dos conductores, uno horizontal y otro vertical.

5.2.6 Análisis del modelo

La saturación crítica de condensado se calcula mediante la modificación del modelo de S_{cc} en el que las fuerzas viscosas son consideradas y la altura crítica h_{cc} del líquido formado in-situ en los tubos capilares que puede ser menor que la longitud del tubo. La saturación crítica de condensado es función de la tensión interfacial, la tasa de flujo, la gravedad y el ángulo de contacto de histéresis.

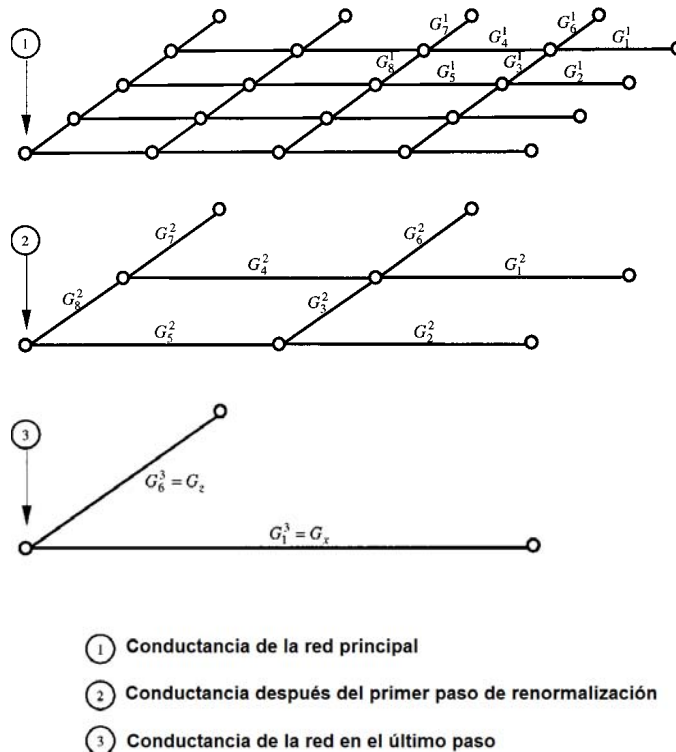
Figura 20: Esquema de renormalización para diferente número de celdas.



Fuente: Li, Kewen and Firoozabadi, Abbas "Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems". Paper SPE 56014

- La saturación crítica de condensado S_{cc} , aumenta a medida que aumenta la tensión interfacial σ ($0 < \sigma < 4,0 \text{ dyn/cm}$) y decrece cuando aumenta la gravedad $\Delta\rho$. Cuando la tensión interfacial es lo suficientemente grande, la saturación crítica de condensado llega a un mismo valor máximo para diferentes valores de gravedad $\Delta\rho$, esto significa que el efecto de la gravedad sobre S_{cc} es insignificante a altos valores de σ . Cuando $\Delta\rho$ es pequeño, es decir, a bajas tasa de flujo, S_{cc} es afectada por la gravedad, mientras que para valores altos de $\Delta\rho$, el efecto disminuye.

Figura 21: Esquema del proceso de renormalización; $n_b = 2$



Fuente: Li, Kewen and Firoozabadi, Abbas "Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems". Paper SPE 56014.

- La saturación crítica de condensado S_{cc} , disminuye con el aumento de las fuerzas viscosas, es decir, aumenta la caída de presión.
- En un sistema gas-liquido, se asume que la fase mojante es el liquido, pero la mojabilidad de sistema roca-fluido en un yacimiento de gas condensado cerca del pozo, podría ser modificado para que la fase mojante sea el gas a través de algunos químicos, cambiando también la saturación crítica de condensado S_{cc} y la permeabilidad relativa al gas k_{rg} . La saturación crítica de condensado disminuye cuando el ángulo de contacto de retroceso aumenta de 0 a 85°, a un valor de

tensión interfacial fijo. La mojabilidad del gas tiene un efecto más pronunciado en la saturación crítica de condensado. La saturación crítica de condensado es sensible a la tensión interfacial si el sistema roca-fluido, es mojado por la fase líquida. Sin embargo, para un sistema donde la fase mojantera es gas, la saturación crítica de condensado es mínima y no aumenta mucho, incluso a muy altos valores de tensión interfacial.

- Después de calcular valores de saturación crítica de condensado a diferentes tamaños de red, se encontró que a una tensión interfacial $\sigma = 0,01 \text{ dyn/cm}$, con o sin fuerzas viscosas, la saturación crítica de condensado es aproximadamente constante cuando el tamaño de la red es mayor que 15×15 , demostrando que el tamaño elegido para el modelo de 20×20 , es adecuado.

La permeabilidad relativa al gas es un parámetro muy importante ya que cuando disminuye abruptamente, la entregabilidad del gas se reduce drásticamente. La permeabilidad relativa al gas es afectada por la tensión interfacial, la tasa de flujo, el ángulo de contacto de histéresis y el bloqueo de condensado.

- La permeabilidad relativa tanto al gas como a la fase líquida, disminuye cuando aumenta la tensión interfacial. La permeabilidad relativa al gas es más sensible a la tensión interfacial que la permeabilidad relativa a la fase líquida.
- La permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa a la fase líquida, aumenta cuando se incrementa la gravedad $\Delta\rho$, es decir, con un aumento de la tasa de flujo. La permeabilidad relativa a la fase líquida es menos sensible a las fuerzas viscosas que la permeabilidad relativa al gas.

- La permeabilidad relativa al gas y a la fase líquido aumenta cuando la mojabilidad del líquido disminuye ($\theta_R = 0^\circ, 40^\circ \text{ y } 80^\circ$) y $\theta_R < \theta_A = 90^\circ, \sigma = 0.4 \text{ dyn/cm}$. Si la mojabilidad de la roca alrededor de la cara del pozo puede ser alterada de mojada por la fase líquido a mojada por el gas, la entregabilidad del pozo puede aumentar considerablemente. La permeabilidad relativa al gas, disminuye muy rápido para las condiciones de mojado por la fase líquido y se aproxima a cero cuando la saturación crítica se incrementa un 22%.
- En algunos yacimientos de gas, un pozo puede ser bloqueado por completo y la producción de gas puede detenerse altas presiones³⁴. Este fenómeno es el resultado de la formación in-situ de líquido cerca a la cara del pozo, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío. El líquido recién formado en el medio poroso, bloque los poros grandes y pequeños, reduciendo de manera significativa la eficacia de la permeabilidad relativa al gas.

³⁴ Gravier, J. F. et al. "Determination of Gas-Condensate Relative Permeability on Whole Cores Under Reservoir Conditions" SPEFE February (1986) 9; Trans AIME, 281.

6. FLUJO COMPOSICIONAL

6.1 MODELO COMPOSICIONAL DEL RETROGRADO³⁵

En un yacimiento típico de gas natural, todos los hidrocarburos existen en la fase gaseosa en el momento de su descubrimiento. Dependiendo de la composición inicial de la mezcla de hidrocarburos in-situ y su comportamiento durante el agotamiento, se reconocen hasta tres tipos de yacimientos de gas natural: yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas retrogrado o yacimientos de gas condensado. Este último es el más rico en términos de hidrocarburos pesados, por lo que es más probable que se desarrolle una segunda fase de hidrocarburos más pesados (líquido condensado) en una isoterma de agotamiento, como se ve en la Fig. 22. El comportamiento del rendimiento de este tipo de yacimiento suelen utilizar simuladores composicionales debido a que su rendimiento se ve muy influenciado por los cambios en la composición de fluidos.

Durante los años 1970 y 1980, el aumento de la computación, hizo posible la aplicación de simuladores de composición a escala sobre todo el yacimiento. Desde entonces una gran cantidad de esfuerzos se han dedicado a desarrollar un sistema óptimo para la solución de conjuntos de ecuaciones

³⁵ Ayala Luis F., Ertekin Turgay and Adewumi Michael. "Compositional Modeling of Retrograde Gas-Condensate Reservoir in Multimechanistic Flow Domains". Paper SPE 94856

diferenciales de composición no-lineal. Después de muchos trabajos se ha desarrollado un método de solución totalmente implícito y el método IMPES (presión implícita, saturación y composición explícita o IMPESC), respectivamente. Young y Stephenson (1983) prefirieron clasificar los dos métodos para la solución básica del modelo de composición como Newton-Raphson y no Newton-Raphson.

En este análisis, se implementa el flujo multimecanístico provisto de una ecuación diferencial en un balance de masa para la simulación composicional de yacimientos de gas-condensado. El método de solución numérica Newton-Raphson IMPIS (presión y saturación implícita) se utiliza. En este caso, el flujo de fluido resulta de la acción combinada del transporte tanto por presión como por la concentración molecular del pozo. El objetivo de este análisis es explorar la aplicabilidad de este concepto para el estudio multicomponente, condensación de gases de composición variable como en el caso de gases retrógrados.

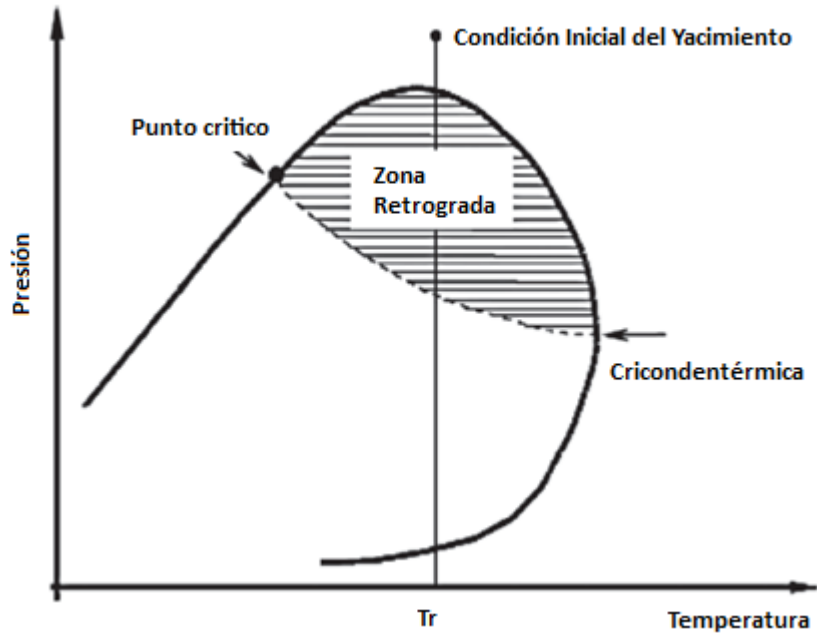
6.1.1 Ecuaciones que gobiernan los simuladores composicional de flujo en dominios multimecánicos

Un balance de materiales composicionales típico que los simuladores numéricos pueden resolver en un grid discreto para yacimientos hidrocarburos se pueden escribir de la siguiente manera:

$$\nabla \cdot \left[X_m \left(\frac{kk_{rg}}{\mu_f} \bar{\rho}_o \right) (\nabla P_o - \gamma_o \nabla G) + Y_m \left(\frac{kk_{rg}}{\mu_f} \bar{\rho}_g \right) (\nabla P_g - \gamma_g \nabla G) \right] + M_m^* = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (X_m \bar{\rho}_o S_o + Y_m \bar{\rho}_g S_g)]; m = 1, 2, \dots, n_c.$$

(76)

Figura 22: Recorrido de la isoterma de agotamiento para un gas retrogrado.



Fuente: Ayala Luis F., Ertekin Turgay and Adewumi Michael. "Compositional Modeling of Retrograde Gas-Condensate Reservoir in Multimechanistic Flow Domains". Paper SPE 94856

Esta ecuación debe ser escrita para cada uno de los componentes que estén en la mezcla de hidrocarburos. La ecuación anterior se obtiene mediante la sustitución de un modelo adecuado de la velocidad en términos de los gradientes de los potenciales responsables del flujo, se puede escribir en términos de la ecuación de continuidad de la siguiente manera:

$$\nabla \cdot [x_m \bar{\rho}_o \vec{v}_{mo} + y_m \bar{\rho}_g \vec{v}_{mg}] + M_m^* = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (x_m \bar{\rho}_o S_o + y_m \bar{\rho}_g S_g)] ; m = 1, 2, \dots, n_c. (77)$$

El modelo que une el campo de velocidad a los gradientes del campo potencial en la mayoría de los yacimientos es la ley de Darcy. Sin embargo en un flujo multimecánico, la velocidad de una especie ($\vec{v}_{mo}, \vec{v}_{mg}$) es el resultado de las contribuciones de flujo causada por un componente Darcian y un componente Fickian. Es decir, una especie que se mueve como consecuencia de los efectos de difusión y otra como movimiento de la fase Darcian. Por lo tanto, la velocidad total de una especie es el resultado de la adición de la acción de un componente tipo Darcian (\vec{v}^D , debido al flujo de la fase macroscópica) y un componente tipo Fickian (\vec{v}^F , a causa de los efectos de difusividad de la especie dentro de la fase) como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}\vec{v}_{mo} &= \vec{v}_c^D + \vec{v}_{mo}^F \\ \vec{v}_{mg} &= \vec{v}_g^D + \vec{v}_{mg}^F\end{aligned}\tag{78}$$

La mayor parte del movimiento de una fase en el medio poroso causada por los gradientes de presión de gravedad se supone que es descrita por la ley de Darcy. La mayor parte de la fase de velocidad descrita por la ley de Darcy, está indicada en un valor promedio de toda la sección del área transversal incluyendo granos y espacio poroso, dado por:

$$\begin{aligned}\vec{v}_c^D &= -\frac{k k_{rc}}{\mu_c} \nabla \Phi_c \\ \vec{v}_g^D &= -\frac{k k_{rg}}{\mu_g} \nabla \Phi_g\end{aligned}\tag{79}$$

donde, $\nabla \Phi_c = \nabla P_c - \gamma_c \nabla G$ y $\nabla \Phi_g = \nabla P_g - \gamma_g \nabla G$

La difusión o Velocidad de Fickian para cada una de las especies se hace igual a la concentración neta efectiva de la velocidad de la difusión en la fase:

$$\vec{v}_{mo}^F = \vec{v}_c^F; \vec{v}_{m,g}^F = \vec{v}_g^F \quad (80)$$

El fenómeno de difusión de la fase líquida se puede considerar menos importante que los efectos de la difusión de la fase gas. Por lo tanto se supone que el fenómeno multimecánico solo tiene lugar en la fase gas, mientras que el flujo de la fase líquida es solo atribuible al gradiente de presión. Entonces

$$\vec{v}_{mo} = \vec{v}_c^D \quad (81)$$

En un medio poroso, la difusión de las especies dentro de una fase no se produce a través de toda la sección transversal (roca y espacio poroso), sino a través de zonas abiertas a la difusión de esa fase. Para una sección rectangular de cualquier volumen, la superficie disponible para la difusión del gas está dada por:

$$A_g^F = \phi S_g A_r \quad (82)$$

Si se utiliza el concepto de coeficiente de difusividad efectiva, el número total de moléculas de gas difundidas, en un lugar dado del yacimiento, por unidad de área esta dado por:

$$\vec{n}_g^F = -D_{eff} \nabla \bar{p}_g \quad (83)$$

A partir de esto, la velocidad efectiva Fickian, por unidad de área promedio de la fase de gas, está dada por:

$$\vec{v}_{gs}^{eff} = -\frac{D_{eff}}{F_g} \nabla \bar{p}_g \quad (84)$$

Porque todas las velocidades Fickian en las Ecs. 79 son valores promedios de velocidad con respecto a las secciones de áreas transversales de flujo (A_g), transformándolo de la siguiente forma:

$$\bar{v}_{g^F} = \frac{\bar{A}_g^F}{A_g} \bar{v}_{g^{eff}} \quad (85)$$

Por lo tanto,

$$\bar{v}_{g^F} = -\phi S_g \frac{D_{eff}}{\rho_g} \nabla \bar{\rho}_g \quad (86)$$

Cuando se sustituyen todas las consideraciones anteriores en las Ecs. 79, se obtiene las siguientes ecuaciones multimecánicas:

$$\begin{aligned} \bar{v}_{m^o} &= -\frac{k k_{rg}}{\mu_o} \nabla \Phi_o \\ \bar{v}_{m^g} &= -\frac{k k_{rg}}{\mu_g} \nabla \Phi_g - \phi S_g \frac{D_{eff}}{\rho_g} \nabla \bar{\rho}_g \end{aligned} \quad (87)$$

Sustituyendo estas ecuaciones en la ecuación de continuidad Ec. 78, se obtiene el balance de masa para composición multimecánica, que el simulador numérico debe resolver para cada uno de los componentes de cada grid en el sistema:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[X_m \left(\frac{k k_{rg}}{\mu_o} \bar{\rho}_o \right) (\nabla P_o - \gamma_o \nabla G) + Y_m \left(\frac{k k_{rg}}{\mu_g} \bar{\rho}_g \right) (\nabla P_g - \gamma_g \nabla G) + Y_m \phi S_g D_{eff} \nabla \bar{\rho}_g \right] + \\ M_m^s = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (X_m \bar{\rho}_o S_o + Y_m \bar{\rho}_g S_g)] \quad m = 1, 2, \dots, n_c \end{aligned} \quad (88)$$

Cuando hay agua presente en el yacimiento, se debe incluir una ecuación diferencial parcial. Si no se consideran los efectos multimecánicos que se

presentan en la fase agua, los movimientos de esta fase se rigen por la ley de Darcy, como se ve en el siguiente balance de materiales:

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{k k_{rw}}{S_w \mu_w} \right) (\nabla P_w - \gamma_w \nabla G) \right] + q_{scw} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{S_w} \right) \quad (89)$$

La inclusión de la difusión mediante la ley de Fick con multiplicador de saturación y porosidad y la advección calculada por la ley de Darcy, ha llamado el modelo advectivo-difusivo (ADM).

6.1.2 Análisis del modelo

En el medio poroso, el flujo de fluidos ha sido relacionado con el fluido de los gradientes de presión y de gravedad, a través de una relación conocida como ley de Darcy. La permeabilidad, mide la facilidad con que un fluido se mueve en el medio poroso debido a la creación de gradientes de presión. En sistemas con muy baja permeabilidad conocidos como sistemas apretados ($k < 0,1 md$), el flujo de fluidos macroscópicos podría no darse, como está previsto en la ley de Darcy, a pesar de la presencia de grandes gradientes de presión. Ertekin et al. (1986) sugirió que en ese caso, el flujo molar causada por los gradientes de concentración (es decir difusión), podría asumir como el principal mecanismo del fluido, en relación con el flujo Darcian o flujo macroscópico.

El modelo presentado en la Ec. 83, describe el funcionamiento eficaz de Fickian o la difusividad del flujo de gas: en la Ec. 83 n_g representa la densidad molar o concentración molecular del gas por unidad de volumen de la fase y D_{eff} es el coeficiente eficaz de difusión del gas. El uso de un

coeficiente eficaz de difusión permite mirar el efecto combinado de los diferentes mecanismos de difusión que podrían tener lugar en el medio poroso. La difusión de un gas a través del medio poroso puede ser impulsada por diferentes mecanismos: difusión libre molecular, difusión Knudsen y difusión de superficie. La difusión libre implica la difusión de sí mismo a través de una fase de desequilibrio debido a la aparición de molécula a molécula en las regiones de las colisiones moleculares de diferentes concentraciones. La difusión de Knudsen tiene a dominar en el flujo de los gases a través de un estricto sistema de poros muy pequeños. En este caso, el diámetro de poro es tan pequeño que las moléculas del gas tienden a chocar con las paredes de los poros y por lo tanto, no ve a la otra. Entonces las moléculas-pared dominan las colisiones y las interacciones molécula-molécula son raras. La difusión de superficie es el transporte de las moléculas de gas adsorbidas a lo largo del gas y de la superficie o de las interacciones gas/líquido de las interfaces.

Silvia y Belery (1989) justifica el uso de los coeficientes de difusión efectiva en el modelo de difusión en yacimientos naturalmente fracturados y presentaron un modelo para el cálculo de los coeficientes de difusión efectiva de un componentes en una mezcla multicomponente. Cussler explico que un aumento al doble de la presión del gas reduce el coeficiente de difusión a la mitad, mientras que el aumento al doble de la presión se debe al aumento de la temperatura absoluta.

Se considera que el flujo multimecanico, desempeña un papel importante en la recuperación en matrices muy apretadas de almacenamiento de líquido condensado. Cuando la matriz está rodeada por una red de fracturas de alta permeabilidad, el sistema es representado como un yacimiento de gas

condensado naturalmente fracturado. si los bloques de la matriz se consideran rectangulares, el sistema de fracturas naturales puede parecer la configuración de “cubo de azúcar”, estudiada por Warren y Root (1963).

6.2 EFECTOS DE LOS CAMBIOS COMPOSICIONALES EN EL TRASIENTE DE FLUJO

Los yacimientos de gas condensado difieren en su comportamiento de los yacimientos convencionales y de la optimización del recobro, necesidad de un análisis cuidadoso del yacimiento, planificación y gestión. En el momento de su descubrimiento, los yacimientos de gas condensado a menudo contienen una sola fase de vapor de gas. A medida que son producidos, la presión disminuye en el yacimiento y en las instalaciones de superficie, se da la condensación de líquido del gas. Esta condensación isotérmica después que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, se conoce como *condensación retrograda*.

La caracterización de los yacimientos de gas condensado es una difícil tarea, ya que el flujo multifásico en el yacimiento y el cambio de composición de la mezcla de fluidos que fluyen hacia el pozo, complican la interpretación de las pruebas de pozo considerablemente. Los analistas de campos de gas condensado, generalmente asumen una sola fase de flujo, fluido compresible, entre otras, estas suposiciones pueden dar una idea equivocada del campo. El método de pseudopresión del gas muestra buenos resultados en el análisis de campos de gas condensado, pero en campos muy ricos los resultados obtenidos pueden ser inexactos. Esto se puede asumir a diversos factores como por ejemplo: este método asume una sola fase de gas, el efecto del petróleo se descuida, la permeabilidad relativa al

gas no se tiene en cuenta, al igual que la transferencia de masa y los efectos del cambio de composición.

Olaberinjo³⁶ considero el comportamiento de flujo en un yacimiento de gas condensado y desarrollo un modelo que permite calcular aproximadamente la presión de agotamiento, de un yacimiento de gas condensado, a partir de la composición original del fluido del yacimiento, utilizando los cálculos de equilibrio liquido-vapor, las propiedades del fluido, propiedades adimensionales y la acumulación del liquido retrogrado como guía.

6.2.1 Desarrollo del modelo.

Toda interpretación directa de la presión transitoria de una prueba de pozo, se basa en la ecuación de difusión lineal de Horne³⁷.

$$\nabla^2 P - \frac{\phi \mu c_t \partial P}{z \partial t} = 0 \quad (90)$$

La Ec. 90 se aplica a una sola fase ligeramente compresible, yacimiento de aceite (es decir, con $P_p > P_{bubble}$).

En los yacimientos de gas condensado, líquidos de condensación retrograda y el gas pueden estar presentes juntos y puede ocurrir flujo multifásico. El flujo de estos fluidos en el medio poroso solo puede estar representado por

³⁶ Olaberinjo, A. F. "Modeling the Effects of Compositional Changes in Transient Flow of Gas Condensate Reservoirs". Paper SPE 106339 presented at the 2006 SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section held in Dhahran, Saudi Arabia, 21- 23 May (2006).

³⁷ Horne, R. N. "Modern Well Test Analysis", Petroway Inc. Palo Alto CA (1990)

una ecuación diferencial no lineal. Por lo tanto, la Ec. 90 no es válida para representar estos líquidos.

La ecuación de continuidad para el componente i es un sistema de gas condensado es representado por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r (\rho_o U_o x_i + \rho_g U_g y_i) \right\} = \phi \frac{\partial}{\partial r} \left\{ \rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i \right\} \quad (91)$$

$$\forall 1 \leq i \leq n_i$$

La ecuación de Darcy que describe el flujo de la fase de petróleo y gas cuando cada una de las fases esta fluyendo a tasas constante U_g, U_o , dadas por:

$$U_g = -\frac{K_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr} \quad (92)$$

$$U_o = -f \frac{K_o}{\mu_o} \frac{dP}{dr} \quad (93)$$

Donde f es el volumen de vapor de líquido que fluye o la movilidad de las fases que fluyen, definida por:

$$f = \frac{K_o K_g}{\mu_o \mu_g} \quad (94)$$

Sustituyendo las Ecs. 92 y 93 en 91:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left(\left(\frac{\rho_o K_o x_i dP}{\mu_o dr} \right) + \left(\frac{\rho_g K_g y_i dP}{\mu_g dr} \right) \right) \right\} = \phi \frac{\partial}{\partial r} \left\{ \rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i \right\} \quad (95)$$

La compresibilidad se define:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad \frac{\partial \rho}{\partial P} = c \rho \quad (96)$$

Introduciendo el efecto de la transferencia de masa, en términos del concepto molar, la densidad molar está dada por:

$$\frac{\rho_1}{m_1} + \frac{\rho_2}{m_2} + \dots + \frac{\rho_n}{m_n} = \frac{\rho}{m} \quad (97)$$

Entonces,

$$\frac{\rho_1 c_1}{m_1} + \frac{\rho_2 c_2}{m_2} + \dots + \frac{\rho_n c_n}{m_n} = \frac{\rho c}{m} \quad (98)$$

La Ec. 95 se convierte:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left(\left(\frac{\rho_1 H_{1g} \gamma_1 dP}{m_1 H_{1g} dr} \right) + \left(\frac{\rho_2 H_{2g} \gamma_2 dP}{m_2 H_{2g} dr} \right) \right) \right\} = \phi \frac{\partial}{\partial z} \left\{ \frac{\rho_1 c_1 S_{1g} \gamma_1}{m_1} + \frac{\rho_2 c_2 S_{2g} \gamma_2}{m_2} \right\} \quad (95)$$

Sin embargo a partir de la Ec. 94

$$\frac{H_{1g}}{H_g} = f \frac{H_g}{H_g} \quad (96)$$

Entonces

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \frac{H_g}{H_g} \left(\left(\frac{f \rho_1 \gamma_1 dP}{m_1 dr} \right) + \left(\frac{\rho_2 \gamma_2 dP}{m_2 dr} \right) \right) \right\} = \phi \frac{\partial}{\partial z} \left\{ \frac{\rho_1 c_1 S_{1g} \gamma_1}{m_1} + \frac{\rho_2 c_2 S_{2g} \gamma_2}{m_2} \right\} \quad (97)$$

La introducción de la ecuación de estado para los gases y la relación de permeabilidad.

$$\rho_g = \frac{PM_g}{ZRT} \quad (98)$$

$$K_{rg} = \frac{H_g}{K}$$

$$K_g = K K_{rg} \quad (99)$$

La Ec. 97 se convierte en:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \frac{\partial P}{\partial r} \frac{H_g K_{rg}}{H_g} \left(\frac{f \rho_1 \gamma_1}{m_1} + \frac{\rho_2 \gamma_2}{ZRT} \right) \right\} = \phi \frac{\partial P}{\partial z} \left\{ \frac{\rho_1 c_1 S_{1g} \gamma_1}{m_1} + \frac{c_2 S_{2g} \rho_2 \gamma_2}{ZRT} \right\} \quad (100)$$

La Ec. 100 es una firme ecuación de difusividad del gas condensado con componente i en dos fases de flujo, en un yacimiento de geometría radial, derivada de conformidad con la hipótesis de que la presión inicial del yacimiento es igual a la presión del punto de rocío, el pozo produce a una tasa constante (es decir, la tasa de flujo de cada componente en su fase es constante) y la formación es penetrada completamente, los efectos gravitacionales y los efectos capilares son ignorados y el yacimiento es homogéneo.

Un método clásico para tratar la Ec. 100 es definir una variable $m(P)$ llamada pseudopresión y pseudo compresibilidad, $c^{gascon}(P)$:

$$m^{gascon}(P) = \int_{P_{dsw}}^{P_{wf}} \left\{ \left(\frac{f_{gci}}{m_g} + \frac{P_{wi}}{ZRT} \right) \frac{R\bar{M}_g}{\mu_g} \right\} dP$$

$$m(P) = 2RT(m^{gascon}(P))$$

$$\Rightarrow$$

$$m(P) = 2RT \int_{P_{dsw}}^{P_{wf}} \left\{ \left(\frac{f_{gci}}{m_g} + \frac{P_{wi}}{ZRT} \right) \frac{R\bar{M}_g}{\mu_g} \right\} dP$$

$$m(P) = \int_{P_{dsw}}^{P_{wf}} \left\{ \left(\frac{2f_{gci}}{m_g} + \frac{P_{wi}}{Z} \right) \frac{R\bar{M}_g}{\mu_g} \right\} dP$$

$$\Rightarrow$$

$$dm(P) = \int_{P_{dsw}}^{P_{wf}} \left\{ \left(\frac{2f_{gci}}{Z} + \frac{2f_{gci}P_{wi}}{m_g} \right) \frac{R\bar{M}_g}{\mu_g} \right\} dP \quad (101)$$

Ahora definimos pseudo compresibilidad, $c^{gascon}(P)$:

$$c^{gascon}(P) = \frac{\left(\frac{2f_{gci}P_{wi}}{Z} + \frac{2f_{gci}^2P_{wi}^2}{m_g} \right)}{\left(\frac{2f_{gci}}{Z} + \frac{2f_{gci}P_{wi}}{m_g} \right)} \quad (102)$$

Sustituyendo las Ecs. 101 y 102 en la Ec. 100, obtenemos la ecuación que gobierna la transmisión de presión en un yacimiento de gas condensado con tendencia a cambios composicionales y efecto de transferencia de masa como:

$$\frac{1}{\alpha} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \gamma \frac{\partial m(P)}{\partial r} \right\} = \phi \frac{R_{fg} c^{*gas}(P)}{R R_{fg}} \frac{\partial m(P)}{\partial r} \quad (103)$$

6.2.2 Análisis del modelo.

Se utilizaron tres caso de aplicación, en el primer caso se analizo un gas condensado con alto abandono de liquido, el efecto se traduce en una mayor caída de presión con una tasa de declinación de presión que varia considerablemente de los otras casos. En el segundo caso, se analizo un gas condensado con bajo abandono de liquido, y en el tercer caso, se analizo un gas condensado con muy bajo abandono de liquido, para estos gases, el cambio en la diferencia de presión con el tiempo no es significativa, ya que el coeficiente de flujo de la fase gas a la fase aceite y la permeabilidad relativa al gas son considerablemente altas. Esto se debe a que en el caso donde el gas condensado es rico, si se afecta la permeabilidad relativa al gas.

En conclusión, un nuevo método para calcular el agotamiento de la presión en un yacimiento de gas condensado es demostrado. Este método considera los cambios de composición de los líquidos del yacimiento, los efectos de la transferencia de masa durante la producción, las impurezas que puedan estar presentes en la mezcla, las dimensiones de las propiedades, el análisis

de pseudopresiones y las propiedades de las fases vapor y líquido. Adicionalmente, el modelo podría ser utilizado para interpretar los resultados del flujo de las dos fases probado en yacimiento, sobre todo para un campo de gas condensado o algunos sistemas con flujo de gas y aceite.

La composición general de la mezcla que fluye en cualquier parte del yacimiento cambia a medida que se avanza con la producción, por lo tanto es una función del tiempo y la presión. La composición del vapor y del líquido, junto con la fracción molar del líquido y del vapor puede calcularse directamente a partir de cálculos de equilibrio líquido-vapor. El modelo proporciona una base para la comprensión de los mecanismos y factores que controlan la producción del gas y del condensado durante la declinación.

La distribución de presión en un yacimiento de gas condensado expresada en términos de pseudopresión cumple la clásica ecuación de flujo de líquido en estado estable. La interpretación de la pseudopresión conduce a una correcta estimación de la capacidad de flujo, kh y el efecto daño. También es útil para cálculos de entregabilidad del pozo y análisis de sensibilidad. Además, la correlación entre dimensiones de pseudopresión y el tiempo puede ser representada por la solución de flujo de fluidos ligeramente compresibles. El método funciona mejor cuando las diferencias de presión $P_{promedio} - P_{dew}$ y P_{wf} son grandes. También es aplicable a yacimientos de aceite y gas con composicionales.

6.3 INTERACCIONES NO-LINEALES ENTRE LAS RESTRICCIONES DE FLUJO CERCA AL POZO³⁸

La productividad de los pozos, se ve reducida por restricciones de flujo cerca al pozo, estas restricciones de flujo incluyen: daño mecánico, completamiento parcial, alteraciones debido a la formación de líquido residual o líquido de abandono y los efectos del flujo no-Darcy.

A pesar de todos los avances tecnológicos que existen hoy en día, aun los resultados obtenidos de un proceso de simulación dependen en gran medida del juicio subjetivo del Ingeniero de simulación, esto se debe a varias razones: (1) a menudo no se comprenden del todo los fenómenos físicos complejo que suceden en torno a un pozo; (2) no se puede realizar un seguimiento de los caminos de flujo en la región cercana al pozo, controlada por la geometría del pozo, completamiento y prácticas de estimulación y operaciones de pozo; (3) no se tiene una descripción exacta de la formación de las propiedades cerca al pozo; (4) los yacimientos de simulación y las herramientas utilizadas presentan limitaciones. Debido a todo lo anterior la manera más sencilla de calcular la entregabilidad de un pozo, es utilizar la ecuación de rendimiento del pozo. Considerando el estado de equilibrio pseudoestable, la entregabilidad y el índice de producción pueden ser representados en las ecuaciones 104 y 105 con potencial pseudo-gas $m(p)^2$

$$q_g = J [m(P_R) - m(P_{wf})] \quad (104)$$

donde,

$$J = \frac{q_g}{(m(P_R) - m(P_{wf}))} = \frac{cK_g h}{\left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 S_r + S_r \right]} \quad (105)$$

³⁸ Hwang, M. K. "Modeling Nonlinear Interaction Among Near-Well Flow Restrictions in Well-Deliverability Prediction and Simulation". Paper SPE 65407.

donde h es el espesor total de la formación, k_g permeabilidad del gas, q_g tasa de flujo de gas, \bar{P}_R presión promedio del yacimiento, P_{wf} presión de fondo fluyendo, r_w radio del pozo, r_e radio del yacimiento, S_T es el daño total y C una constante de conversión.

Un simulador de yacimiento puede ser utilizado para calcular la entregabilidad del pozo, la masa en solución y el impulso de conservación de energía. En este caso, el cálculo de la entregabilidad puede ser dividido en dos partes: profundidad en el yacimiento de la región cercana al pozo y desde la región cercana al pozo hasta el pozo. La correspondiente ecuación de flujo es dada a continuación:

$$q_g = I_w (k_{rg} \rho_g / \mu_g) [m(P_{ref}) - m(P_{wf})] \quad (106)$$

$$I_w = k \Delta z / [\ln(r_{ref}/r_w) + S] \quad (107)$$

donde I_w es el índice del pozo y r_{ref} es el radio de distancia desde el centro hasta el primer grid en un grid radial (o radio de Peaceman en un grid rectangular), donde P_{ref} es definido.

6.3.1 Restricciones de flujo cerca al pozo

La precisión de la entregabilidad calculada, depende de la forma en que las restricciones de flujo son representadas. Aquellas restricciones de flujo cerca al pozo son comúnmente llamados efectos de daño (skin). Existen varios

tipos de estos efectos y son fluidodinámicos, interactúan los unos con los otros. Algunos de estos efectos son estáticos y otros dinámicos. Un efecto de daño estático, refleja una caída de presión adicional debido al daño en el pozo, se llama daño mecánico (S_m). también se puede presentar una caída de presión adicional debido al cambio de la permeabilidad de la formación en la región cercana al pozo, esto se presenta por el abandono de condensados, se denomina daño alterado a la formación (S_a). Efectos de daño dinámico, incluyen una caída de presión adicional, causados por la convergencia de flujo, debido a un completamiento parcial y por el flujo no-Darcy. Estos se denominan daño de completamiento parcial (S_p) y daño no-Darcy (S_d), respectivamente.

Cuando un pozo es producido, a menudo se presentan múltiples efectos de daño, generalmente estas interacciones son ignoradas y el daño total se calcula sumando los distintos componentes:

$$S_T = S_m + S_p + S_a + S_d \quad (108)$$

Sin embargo, las interacciones de los daños son no lineales y a menudo multiplicativas. Por lo tanto, el daño total es a menudo mucho mayor que el calculado convencionalmente.

6.3.1.1 Representación del pozo. En la simulación de yacimientos, una restricción de flujo cerca al pozo, puede ser representada de dos maneras. (1) introducir un factor de daño como un parámetro y (2) ajustar la red de distribución o la formación de propiedades, de manera que la presión y la distribución de velocidad en la región cercana al pozo sean adecuadamente cambiadas. Otros problema que se debe considerar en la representación de un pozo, son el tamaño de la red de distribución y el efecto sobre el índice de productividad simulada en un modelo escala del yacimiento. Un sistema de

red con grandes grid a menudo origina una distribución errónea de presión, velocidad, saturación de fluidos y composición. Este efecto tiene mayor incidencia en la región cercana al pozo.

Para conservar la exactitud y la productividad y la productividad del modelo de simulación escala del campo, varios trabajos han propuesto ajustar el grueso de la red del índice de productividad (J) obtenido. Sobre la base de la J correcta, conocida *a priori*, algunos parámetros en la ecuación pueden ser cambiados. Fevang y Whitson³⁹ proponen utilizar la integral de pseudopresiones ($\Delta\psi$, equivale a J) en función de tres parámetros (P_{grid} , P_{wf} , R_p), donde R_p es la producción acumulada de la relación aceite/gas (GOR). La tabla de $\Delta\psi$ puede ser construida a partir de una serie de corridas en una grid fina, usando la correcta P_{wf} . Similarmente, Malachowski et al.⁴⁰, utilizaron el pseudodaño (S) dado como función de dos parámetros (q_{key}/kh , z_{key}), donde q_{key} es el caudal del componente clave y z_{key} es la fracción de molar del wellstream. El ajuste más amplio ha J ha sido incorporar los efectos del número capilar y el flujo no-Darcy en la región cercana al pozo^{41, 42}. Estos dos efectos son muy sensibles al tamaño del grid.

³⁹ Fevang, O. and Whitson, C. H. "Modeling Gas Condensate Deliverability" SPERE November (1996) 220

⁴⁰ Malachowski, M. A., Yanosik, J. L., and Batten, A. H. "Simulation of Well Productivity Losses Due to Near Near-Well Condensate Accumulation in Field-Scale Simulation". Paper SPE 30715 presented at the (1995) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 20-25 October.

⁴¹ Lee, S. and Chaverra, M. "Modeling and Interpretation of Condensate Banking for the Near-Critical Cupiagua Field". Paper SPE 49265 prepared for presentation at the (1998) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27-30 September.

⁴² "GCSim: Prediction of Gas Condensate Reservoir Rate-Time Production Performance," PARA A/S Internal Report. September (1998)

Para un pozo vertical 1D radial, un yacimiento homogéneo, la ecuación del daño total, se considera afectada por múltiples zonas como se ve en la Fig. 23 Cuando los mencionados cuatro daños están presente, es necesario calcular el correspondiente daño total efectivo para estimar su efecto en J . La ecuación total de daño puede ser obtenida de las interacciones de todos los daños, como se menciona anteriormente, después de unos artificios matemáticos se llega a la siguiente ecuación algebraica que permite calcular el daño total efectivo:

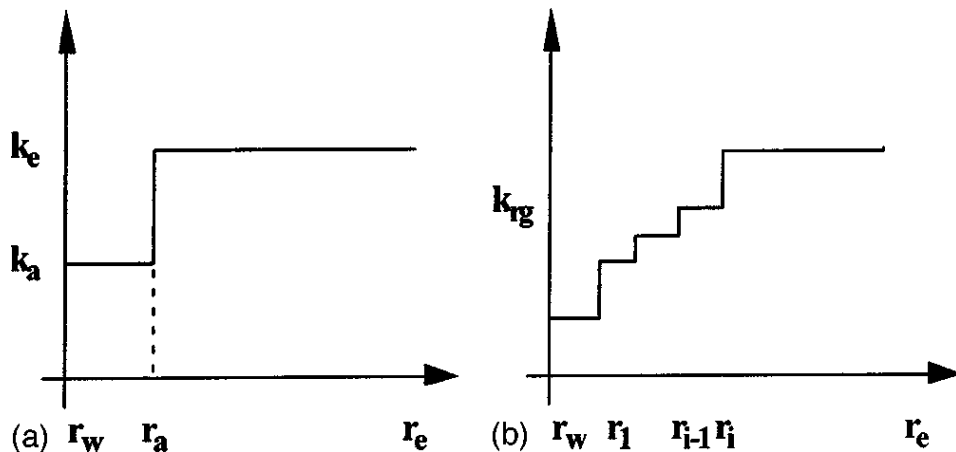
$$S_T = S_p + \frac{1}{r} \left(\frac{h}{h_p} \right) S_a + \frac{S_m}{k_{rg}(1)} \left\{ 1 + \sum_{i=1}^n D_r(t) \right\} \left(\frac{h}{h_p} \right)^2 S_{a,r} \quad (109)$$

donde,

$$S_a = \sum_i \left\{ \left(\frac{1}{k_{rg}(t)} - 1 \right) \ln(r_i/r_{i-1}) \right\}$$

$$D_r(t) = \left\{ \beta(t)/\beta - 1 \right\} r_w \left(\frac{1}{r_{i-1}} - \frac{1}{r_i} \right) \quad (110)$$

Figura 23: Permeabilidad vs. Radio. Para 1D.



Fuente: Hwang, M. K. "Modeling Nonlinear Interaction Among Near-Well Flow Restrictions in Well-Deliverability Prediction and Simulation". Paper SPE 65407.

Para el caso 2D, multicapas, consideramos un yacimiento como el que se muestra en la Fig. 24. En la figura se observa que hay varias capas que se encuentran en estado pseudoestable y se comportan como una única capa en el yacimiento. Para el caso 2D la ecuación queda de la siguiente manera:

$$S_T = S_p + \left[\frac{\sum_{open} (kh)_i}{\sum_{open} (kh)_i \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{0.75}{\omega} \frac{S_{rg}(0)}{k_{rg}(0)} + \omega S_{rg}(0) \right]} \right] - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75, \quad (111)$$

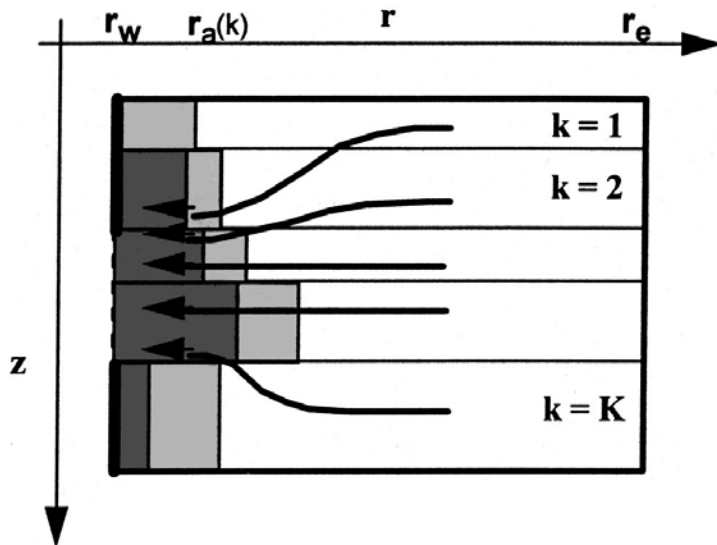
donde, i corre por todas las capas abiertas; $k_{rg}^i(t)$ es la permeabilidad al gas en la celda una de la capa, y

$$\delta = \frac{1}{r} \left\{ \frac{\sum_{oil} (kh)_i}{\sum_{open} (kh)_i} \right\} \quad (112)$$

$$\omega = \left\{ 1 + \sum_{i=1}^l D_r(0) \left\{ \frac{\sum_{oil} (kh)_i}{\sum_{open} (kh)_i} \right\}^2 \right\} \quad (113)$$

donde, l es el número de zonas alteradas en la dirección radial del yacimiento.

Figura 24: Caso de un yacimiento multicapas.



Fuente: Hwang, M. K. "Modeling Nonlinear Interaction Among Near-Well Flow Restrictions in Well-Deliverability Prediction and Simulation". Paper SPE 65407.

6.3.2 Análisis del modelo

La Ec. 111 resume en su totalidad las interacciones entre todos los componentes de daño y sus contribuciones al daño total. Para un yacimiento homogéneo la Ec. 111 queda reducida a la Ec. 109.

La Ec. 111 es muy útil para la entregabilidad del pozo y el análisis del rendimiento del pozo. Proporciona una valiosa visión sobre cómo afectan cada componente del daño a J , a través de S_T , especialmente con líquidos de abandono o los efectos de fluidos residuales del completamiento.

En el análisis de pruebas de pozo, la Ec. 111 reduce el nivel de incertidumbre asociado con la estimación de parámetros de cuantificación y cómo interactúan entre ellos mismos. Las Ec. 109 y 111 se pueden usar para calcular el efecto de las restricciones de flujo así como la estimación de la productividad del pozo.

Un simulador de yacimiento puede ser utilizado para cuantificar directamente los efectos del daño en el pozo, así como los efectos combinados de las interacciones no lineales entre los distintos componentes del daño.

6.4 FLUJO EN LAS REGIONES PERFORADAS

La región más importante que afecta la productividad de un pozo es la región perforada. Muchos investigadores matemáticos han centrado sus estudios en este tema, pero lo han enfocado a la región de una fase, prestándole menos atención a la región de dos fases. Diversos investigadores como Danesh, Henderson y Ali, demostraron que la permeabilidad relativa al gas y al condensado, puede aumentar significativamente por un incremento de la tasa de flujo. Este efecto, conocido como “Acoplamiento Positivo” complica el flujo de gas y condensado en la cara del pozo.

El flujo de gas y condensado en la región perforada se analizara mediante un modelo de elemento finitos. Este modelo permite cambios en las propiedades del fluido y contabiliza los acoplamientos positivos y efectos inerciales negativos utilizando un flujo fraccional basado en correlaciones de permeabilidad relativa.

En sistemas de gas condensado, los valores de tensión interfacial relativamente bajos, los procesos de condensación alrededor de la cara del pozo cuando la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío, originan una región en la que fluyen las fases de gas y de condensado. Esto, junto con la presencia de condensado en todos los poros, origina un mecanismo de flujo diferente a los yacimientos convencionales de gas y de

aceite. Este comportamiento resulta en un mejoramiento en la permeabilidad relativa, causada por un aumento en la velocidad.

6.4.1 Simulador de pozos perforados 3D

El modelo 3D utilizado en este análisis consiste en un pozo con un radio r_w en una sola capa, yacimiento cilíndrico con un radio externo r_{ext} , con un medio poroso homogéneo, con permeabilidad absoluta k y espesor de la formación h . Perforaciones cilíndricas con un radio r_F y una longitud L_F , que se distribuyen en espiral alrededor del pozo con una densidad de disparo de SPF (numero de perforaciones por pie). El espaciamiento entre perforaciones h_p es constante e inversamente proporcional a la densidad de perforación. El ángulo de fase, φ , indica el ángulo entre dos túneles de perforación sucesivos y es un valor constante.

6.4.1.1 Ecuaciones que gobiernan, una fase. En un simulador de flujo de una sola fase, las ecuaciones que describen el flujo de un fluido compresible se resuelven en condiciones de estado estable. La ecuación de continuidad para este caso se puede escribir como:

$$\nabla \cdot (\rho V) = 0 \quad (114)$$

donde, $\nabla \cdot$ Es el operador de divergencia, ρ es la densidad, y V es la velocidad.

Los diferenciales parciales en la ecuación de flujo incluyen los efectos inerciales (no-Darcy), propuesto por Forchheimer (1914). Comúnmente se aplica en un sistema de flujo 1D. La ecuación de Forchheimer para un sistema 3D puede escribirse de la siguiente forma:

$$\nabla P = \frac{\mu}{k} V + \beta \rho |V| V \quad (115)$$

donde, ∇ es el operador gradiente, P es la presión, μ es la viscosidad, k es la permeabilidad absoluta, $|V|$ es el valor absoluto del vector velocidad, β es el coeficiente de Forchheimer, también se refiere al coeficiente no-Darcy o inercial. El término del lado derecho expresa la tasa o impulso de transferencia en cada dirección. La Ec. 115 puede ser reorganizada de la siguiente manera:

$$V = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\nabla P}{1 + \frac{\beta \rho k}{\mu} |V|} \right) \quad (116)$$

El término de la velocidad absoluta, $|V|$, puede estar relacionada con el gradiente de presión y su solución está dada por una ecuación polinómica de segundo orden, la Ec. 115 para $|V|$ es:

$$|V| = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4\beta \rho \left(\frac{k}{\mu}\right)^2 |\nabla P|}}{2 \left(\frac{\beta \rho k}{\mu}\right)} \quad (117)$$

La raíz negativa del polinomio de segundo orden se descarta porque $|V|$ no puede ser negativo.

Sustituyendo la Ec. 117 en la Ec. 116, obtenemos:

$$\nabla \cdot \left(2 \frac{[k]}{[h]} \frac{P \nabla P}{1 + \sqrt{1 + 4\beta P \left(\frac{[k]}{[h]}\right)^2 |\nabla P|}} \right) = 0 \quad (118)$$

Para evitar la incoherencia dimensional, todos los parámetros en las ecuaciones presentadas e implementadas en el simulador se encuentran en unidades (SI).

6.4.1.2 Método de solución matemático, una fase. La ecuación de diferenciales parciales no lineales (**PDE**), Ec. 117 depende principalmente de la variable de presión P .

Las condiciones límite para este sistema son:

- La presión en el límite exterior es conocida.
- No hay entrada ni salida en la cara del pozo, excepto a través de las perforaciones.
- La presión en el límite interno es conocida.
- Debido a la alta conductividad de las perforaciones comparada con el medio poroso, la presión dentro de las perforaciones es constante e igual a la presión en la cara del pozo.

La ecuación de diferenciales parciales no lineales y las condiciones de confinamiento se resuelven utilizando el software Comsol Multiphysics (2002). Este paquete matemático utiliza el método de elementos finitos.

En el sistema 3D, hay un gran contraste entre el tamaño de las perforaciones y el radio externo. Esto exige una estructura de malla que debe captar las pequeñas curvaturas de las perforaciones, reconociendo el gran agotamiento de la zona. La principal dificultad en la simulación de perforaciones es el complejo flujo alrededor de las perforaciones asociados con los cambios bruscos en los parámetros de flujo. Por lo tanto, el simulador numérico debe adoptar una malla más fina alrededor de las perforaciones con una adecuada representación geométrica. Adicionalmente, el número de nodos o elementos en la malla debe ser optimizado para disminuir el tiempo de CPU y requisitos de memoria.

6.4.1.3 Ecuaciones que gobiernan, dos fases. En un sistema de flujo de dos fases, hay transferencia de masa entre las dos fases de flujo que viajan a través del medio poroso, pero la masa total que fluye fuera del sistema es la misma que fluyen en el medio poroso.

La ecuación de continuidad para este sistema es:

$$\nabla \cdot ([\rho V]_g + [\rho V]_L) = 0 \quad (119)$$

donde, los subíndices g y L denotan gas y condensado, respectivamente.

En un sistema de dos fases con efectos insignificante de presión capilar y gravitacionales, se puede aplicar la misma ecuación de flujo que para una sola fase de flujo (Ec. 116) reemplazando la permeabilidad absoluta (k) por la permeabilidad efectiva (k_e) y el factor inercial de flujo de una sola fase (β) por la de flujo bifásico para cada una de las fases de flujo. Obteniendo:

$$\left\{ V = \frac{k \nabla P}{\mu} \left(\frac{k_r/k}{1 + \frac{\rho \alpha h \sigma}{\mu} |V|} \right) = \frac{k \nabla P}{\mu} A \right\}_j \quad j = L, G, \dots \quad (120)$$

Donde

$$A = \left(\frac{k_r/k}{1 + \frac{\rho \alpha h \sigma}{\mu} |V|} \right)$$

La ley de Darcy también puede extenderse a flujo de dos fases:

$$\left[V = \frac{k k_r \nabla P}{\mu} \right]_j \quad j = L, G. \quad (121)$$

Las Ecs. 120 y 121 sugieren que (A) en la Ec. 120 equivale a la permeabilidad relativa (k_r) para cada fase en la Ec. 121. Sustituyendo la Ec. 121 en la Ec. 119 y dividiendo por k obtenemos:

$$\nabla \cdot \left(\left\{ \left[\frac{\rho k_r}{\mu} \right]_g + \left[\frac{\rho k_r}{\mu} \right]_L \right\} \nabla P \right) = 0 \quad (122)$$

Esta ecuación es la combinación de la ecuación de continuidad y las ecuaciones de flujo para sistemas de gas-condensado con presión capilar insignificante.

Se ha asumido que podría haber transferencia de masa entre las dos fases que fluyen, pero la composición total del fluido (x_j) permanece constante en el fluido que viaja a través del medio poroso. Es decir, no hay ninguna fuente o sumidero en la masa total de cada componente. Por lo tanto,

$$x_j = \frac{\rho_G Q_G x_j + \rho_L Q_L x_j}{\rho_G Q_G + \rho_L Q_L}$$

$$\frac{\rho_G x_j GTR + \rho_L x_j (1-GTR)}{\rho_G GTR + \rho_L GTR} = \text{CONS} \quad (123)$$

donde, z_j , y_j y x_j son las fracciones de masa del componente j en la mezcla, en el gas y el condensado, respectivamente; Q es la tasa de flujo volumétrico; y GRT es el flujo fraccional del gas. La tabla 4 contiene GTR y el correspondiente gas condensado (GLR) y la tasa de flujo de gas condensado (LGR) en “vol/vol” en todas las condiciones de flujo.

6.4.1.4 Propiedades del fluido, dos fases. Las propiedades del fluido en equilibrio de fases dependen solo de la presión para una temperatura dada. Las propiedades del fluido pueden calcularse utilizando un modelo composicional o simplemente utilizando una relación de correlaciones empíricas de presión. El subprograma matemático del paquete Maltad (2003) Permite cubico spines fue utilizado para obtener los datos de composición, densidad, viscosidad y tensión interfacial, sin oscilaciones. Cabe señalar que una mezcla binaria se utilizo para simplificar los cálculos y reducir el tiempo de CPU.

Tabla 4: Flujo fraccional de gas (GRT) y el correspondiente gas condensado (GLR) y la tasa de flujo de gas condensado (LGR) en Vol/Vol a todas las condiciones de flujo.

$[q_g/(q_g+q_c)]$	(q_g/q_c)	(q_c/q_g)
1	Infinito	0
0.995	199	0.005
0.99	99	0.01
0.981	51.6	0.019
0.972	34.7	0.029

0.952	19.8	0.05
0.910	10.1	0.099
0.714	2.5	0.4
0	0	Infinito

Fuente: Jamiolahmady, M., Danesh, A., Sohrabi, M. and Ataie, R. "Gas-Condensate Flow in Perforated Regions". Paper SPE 94072.

6.4.1.5 Permeabilidad relativa, dos fases. En la Ec. 122, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) es estimada utilizando el flujo fraccional, basada en correlaciones desarrolladas recientemente (Jamiolahmady et al. 2006c). en esta formulación, k_{rg} es la interpolación entre la curva base y la curva de fluidos miscibles utilizando una función de interpolación Y_g , que también representa el efecto de microporos. La curva base es medida a alto valor de tensión interfacial y baja velocidad, ajustado por los efectos inerciales. La curva de permeabilidad relativa del gas miscible, también es ajustada para incluir el efecto inercial. La permeabilidad relativa al condensado k_{rc} esta relacionada con la permeabilidad relativa al gas k_{rg} en la definición de flujo fraccional.

6.4.1.6 Método matemático de solución, dos fases. Para dos fases existe una ecuación principal (Ec. 122) y una ecuación auxiliar (Ec. 123).

En la Ec. 122:

- Las propiedades del fluido, ρ y μ , son solo función de la presión.

- La permeabilidad relativa al condensado, $k_{r,c}$, es obtenida a partir de la siguiente ecuación:

$$k_{r,c} = \left[\frac{N_1 k_{r,c}}{N_g} \right] \left[\frac{1-GTR}{GTR} \right] \quad (124)$$

Este cálculo implica P , GTR , y la permeabilidad relativa al gas $k_{r,g}$.

- La permeabilidad relativa al gas es interpolada a partir de la siguiente ecuación:

$$k_{r,g} = Y_g k_{r,g,b} + (1 - Y_g) k_{r,g,m} \quad (125)$$

Este cálculo requiere la permeabilidad de la curva base ($k_{r,g,b}$), la permeabilidad de la curva miscible ($k_{r,g,m}$) y el parámetro de interpolación (Y_g) que se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$(k_{r,g,b}) = \left(\frac{(k_{r,g,b})_{\text{mass}}}{1 + \frac{\beta_{\text{RGR}}(k_{r,g,b})_{\text{mass}} |V|_T}{GTR_{Rg}}} \right) \quad (126)$$

Depende de las propiedades de la roca, P , GTR y valores medidos experimentalmente $(k_{r,g,b})_{\text{mass}}$ que es función de GTR .

$$k_{r,g,m} = \left(\frac{GTR}{1 + \beta_{Rm} \left(\frac{K}{\mu_m} \right) |V|_{\text{cm}}} \right) \quad (127)$$

Depende de las propiedades de la roca, P y GTR .

En la ecuación 123.

- Las propiedades del fluido, ρ y μ , y la composición del fluido son solo función de la presión. Por lo tanto, GTR es función de la presión del pozo.

En estas dos ecuaciones, la variable principal es dependiente de la presión, pero para resolver la presión y el flujo fraccional de gas, se establecieron las siguientes condiciones límite:

1. La composición total de la mezcla es conocida, es decir, el flujo fraccional en el pozo se conoce. Para una presión dada, un cambio en la composición de la mezcla ocasiona un cambio en el flujo fraccional.
2. La presión en el límite interno es conocido, es decir, se conoce la presión en la cara del pozo.
3. No hay entradas ni salidas en la cara del pozo, excepto en las perforaciones.
4. La presión en el límite externo es conocida.
5. Debido a la alta conductividad de las perforaciones comparada con el medio poroso, la presión dentro de las perforaciones es constante e igual a la presión en la cara del pozo.

Similar que para el caso de flujo de una sola fase, para resolver el sistema se utilizó el software Comsol Multiphysics (2002)

6.4.2 Simulador de pozo a hueco abierto 1D

El modelo 1D de hueco abierto utilizado en este análisis consiste en un pozo con un radio r_w en una sola capa, yacimiento cilíndrico con un radio externo r_{ext} . El simulador 1D utiliza una simetría existente en z y un ángulo de orientación de el flujo radial. Es decir, las ecuaciones se resuelven para una sola variable independiente, x , con una extra “ x ” término en el interior de los paréntesis del operador de divergencia, en la parte izquierda de las Ecs. 118 y 122, con el fin de incluir la variación de este parámetro con la dirección.

6.4.3 Análisis del modelo

Este estudio se centro en el flujo de gas condensado alrededor de las perforaciones, teniendo en cuenta la transferencia de masa entre las fases de gas y de líquido y la dependencia de la permeabilidad relativa del gas y del condensado, con la velocidad y la tensión interfacial.

El éxito del completamiento de las zonas perforada para flujo lineal de una sola fase es afectado por los parámetros de perforación (radio, longitud, fase angular y numero de perforaciones) y el radio del pozo. el efecto de la velocidad se tiene en cuenta mediante la inclusión del término inercial. En un sistema de flujo de dos fases, las propiedades de los fluidos y el flujo fraccional de las dos fases fluyendo, juegan un papel importante en la eficiencia del completamiento de las zonas perforadas. El gran numero de parámetros pertinentes requiere de una cuidadosa selección de la expresión de la eficiencia de perforación. Se selecciono la relación de productividad (PR) para expresar la eficiencia de perforación. La relación de productividad

es igual a la relación de la tasa de flujo volumétrico para el caso perforado con la del hueco abierto sin perforar a las condiciones de la cara del pozo, porque el flujo fraccional de los dos casos es igual:

$$FR = \frac{m_g}{m_{gh}} = \frac{[\rho_g Q_g + \rho_l Q_l]_g}{[\rho_g Q_g + \rho_l Q_l]_{gh}} = \frac{[\rho_g GFR Q_T + \rho_l (1 - GFR) Q_T]_g}{[\rho_g GFR Q_T + \rho_l (1 - GFR) Q_T]_{gh}} = \frac{Q_{Tg}}{Q_{Tgh}} \quad (128)$$

Las Ec. 118 y 122, permiten analizar el efecto de las perforaciones en el flujo del gas condensado. Este análisis es realizado mediante un modelo de elementos finitos. Estas ecuaciones tienen en cuenta el cambio de las propiedades y contabiliza los efectos de acoplamiento positivo e inercial mediante el flujo fraccional.

6.5 FLUJO EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE

El flujo de gas condensado alrededor de un pozo fracturado hidráulicamente, es diferente a los sistemas convencionales de gas y aceite. Esto se debe principalmente a los cambios de fase, acumulación de condensado y acoplamiento (es decir, incremento de la permeabilidad relativa, incremento de la velocidad y/o disminución de la tensión interfacial) y efectos inerciales (es decir, disminución de la permeabilidad relativa y de la velocidad).

La descripción de los pozos fracturados hidráulicamente en yacimientos de gas condensado utilizando los simuladores de yacimientos requiere de grid muy finos para capturar los cambios significativos de flujo y de las

propiedades de la roca que ocurren alrededor de la fractura. Esta es una tarea muy compleja, que consume mucho tiempo y poco práctica. Por tal razón, se desarrolló un simulador matemático de dos dimensiones, basado en el método de diferencias finitas, que combina los efectos de acoplamiento e inerciales, utilizando correlaciones generalizadas desarrolladas recientemente. Este modelo de pozo, que simula el flujo en estado de equilibrio del gas y condensado alrededor del pozo fracturado hidráulicamente, también tiene en cuenta el cambio de fase y los sistemas de baja tensión interfacial.

El fracturamiento hidráulico de un pozo es la técnica más conocida para mejorar la productividad y especialmente en yacimientos de gas condensado apretados. La fractura reduce la resistencia al flujo alrededor del pozo disminuyendo la presión drawdown y por lo tanto reduciendo el impacto negativo del banco de condensado. Debido a la importancia y gran aplicación del fracturamiento hidráulico, los cálculos de productividad en estos sistemas ha sido de gran interés para muchos investigadores, cuyos estudios han tenido por objeto determinar el mejoramiento de la productividad del pozo o optimizar el diseño de la fractura, investigando para tal fin, el comportamiento del flujo y la distribución de presión alrededor de la fractura en estado estable y en condiciones de estado pseudo estable. Los resultados obtenidos son correlaciones para calcular la productividad del pozo, el factor daño y el radio efectivo del pozo.

6.5.1 Simulador In-House

La Fig. 25 muestra un esquema de un pozo fracturado hidráulicamente, cuadrado o cilíndrico, con presión constante en el área de drenaje. El sistema puede dividirse en dos zonas, la zona fracturada y la zona sin fractura. La zona fracturada es cilíndrica y contiene la fractura y la matriz con radio exterior igual a la longitud media de fractura. La zona sin fractura, solo contiene la matriz.

En el desarrollo del simulador In-House se asume:

- a. La fractura y la matriz son dos medios porosos uniformes diferentes.
- b. El ancho de la fractura es constante.
- c. La fractura ha penetrado en forma simétrica en ambas direcciones.
- d. El flujo en la matriz del pozo es insignificante, comparada con el flujo en la fractura del pozo.
- e. El efecto del casing perforado en el régimen de flujo es insignificante.
- f. La fractura vertical ha penetrado a través de toda la altura del yacimiento, es decir, la fuerza de gravedad no se tiene en cuenta en el sistema 2D.

6.5.1.1 Ecuaciones que gobiernan

Las ecuaciones que gobiernan son similares a las descritas para el flujo alrededor de las regiones perforadas. (Jamiolahmady et al.⁴³).

La ecuación de continuidad para sistemas de flujo de gas condensado en estado estable es:

$$\nabla \cdot ([\rho V]_g + [\rho V]_c) = 0 \quad (128)$$

⁴³ Jamiolahmady M., Danesh A. and Duncan D. B. "Measurement and Modeling of Gas Condensate Flow Around a Rock Perforation" Transport in Porous Media Volume 63 Number 2, pp 323-347, (2006).

Las ecuaciones de flujo para la fase de gas y condensado son:

$$V_g = \frac{kk_{rg}}{\mu_g} \nabla P \quad (129)$$

$$V_c = \frac{kk_{rc}}{\mu_g} \nabla P \quad (130)$$

k_{rg} y k_{rc} son la permeabilidad relativa al gas y al condensado respectivamente, afectada por la inercia y el acoplamiento. Se utilizó la correlación generalizada k_{rj} desarrollada por Jamiolahmady et al.⁴⁴

Combinando la Ec.128 con las anteriores se obtiene:

$$\nabla \cdot \left\{ \left[\left(\frac{\partial k_r}{\partial P} \right)_g + \left(\frac{\partial k_r}{\partial P} \right)_c \right] k \nabla P \right\} = 0 \quad (131)$$

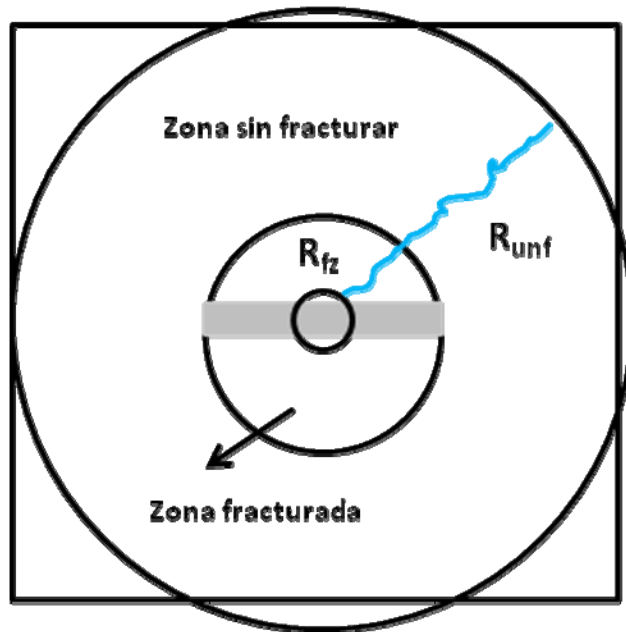
6.5.2 Sistema 2D para pozos fracturados hidráulicamente.

En los sistemas 2D con las suposiciones hechas anteriormente, para flujo en dos dimensiones, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{\partial k_{rg}}{\partial P} + \frac{\partial k_{rc}}{\partial P} \right) k \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{\partial k_{rg}}{\partial P} + \frac{\partial k_{rc}}{\partial P} \right) k \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (132)$$

Figura 25: Esquema de un pozo fracturado hidráulicamente

⁴⁴ Jamiolahmady M., Danesh A., Tehrani D. and Sohrabi M. "Variations of Gas/Condensate Relative Permeability With Production Rate at Near-Wellbore: A General Correlation" SPE 83960, SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, Volume 9, Number 5, pp 688-697, (Dec-2006).



Fuente: Mahdiyari H., Jamiolahmady M. and Sohrabi M. "A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 113595, 2008.

Las condiciones límite que se requieren para solucionar la ecuación diferencial son las siguientes:

$$\text{At } x = 0 \quad \frac{\partial P}{\partial x} = 0$$

$$\text{At } y = 0 \quad \frac{\partial P}{\partial y} = 0$$

$$\text{At } x = x_g \quad P = P_g$$

$$\text{At } y = x_g \quad P = P_g \tag{133}$$

donde, x_g es la longitud media del area de drenaje.

En la Ec. 132 la permeabilidad relativa y las propiedades de la roca y del fluido, dependen del GTR y de la velocidad del fluido y son funciones complejas de la presión y de su gradiente. GTR en condiciones de estado estable, es decir, flujo total de la composición constante, dependiente de la presión local para una temperatura dada por la Ec. 123 (Cap. 6.4).

El método de iteración numérica de diferenciales infinitas, fue utilizado para desarrollar la principal ecuación diferencial no-lineales, Ec. 132 y la ecuación auxiliar, Ec. 123 (Cap. 6.4).

El modelo se dividió en 1000 bloques, 40 bloques en la dirección x y 25 bloques en la dirección y .

Los bloques del grid cerca al pozo y los que se encuentran cerca a la punta de la fractura son más finas que el resto de los bloques, para calcular con precisión las variaciones bruscas de los parámetros de flujo en esta zona, especialmente cerca a la cara del pozo, donde la velocidad del flujo es máxima.

6.5.3 Sistema 1D, para hueco abierto

Como se menciona anteriormente, el objetivo principal de este análisis es desarrollar una fórmula para calcular el radio efectivo del pozo en hueco abierto para replicar el flujo en pozos fracturados hidráulicamente. La aplicabilidad y precisión de la formula ha sido verificada y comparada por el flujo del pozo en pozos fracturados hidráulicamente, predicho con el

simulador 2D para pozos fracturados hidráulicamente, con el sistema de hueco abierto equivalente. Para simular el flujo de gas condensado en sistemas hueco abierto, otro simulador in-house fue desarrollado. El sistema 1D de hueco abierto utilizado en este análisis, consiste en yacimiento cilíndrico de una sola capa con radio externo r_e .

La forma en una dimensión de la Ec. 131 es:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left[\left(\frac{\rho_g k r g}{\mu_g} + \frac{\rho_o k r g}{\mu_o} \right) k \frac{\partial P}{\partial r} \right] = 0 \quad (134)$$

Presión interna y externa constante, son las condiciones límite para resolver esta ecuación diferencial parcial no-lineal. El simulador 1D hueco abierto posee un grid de 50 bloques, con finos bloques cerca del pozo.

6.5.4 Conductividad efectiva de fractura

En un pozo fracturado hidráulicamente, la conductividad de fractura, es definida:

$$C_{FD} = \frac{w_f k_f}{x_f k} \quad (135)$$

Donde, k_f y k son la permeabilidad absoluta de la fractura y de la matriz respectivamente. w_f es el espesor de la fractura y x_f es la longitud media de fractura. En sistemas de una sola fase y flujo Darcy el resultado de un pozo fracturado hidráulicamente, es controlado por C_{FD} , así como por el radio de penetración de fractura, $L_w = x_f/x_e$. Sin embargo, para una sola fase, flujo

no-Darcy y sistemas de flujo de gas-condensado, la conductividad de fractura absoluta es reemplazada por la conductividad de fractura efectiva.

6.5.5 Sistemas de flujo no-Darcy en una sola fase

Según Forchheimer la ecuación para la caída de presión es una función de segundo orden de la velocidad superficial de la siguiente manera:

$$-\nabla P = \frac{\mu}{k} V + \rho \beta |V| V \quad (136)$$

En esta ecuación el vector β es el factor inercial y $|V|$ es el valor absoluto del vector de velocidad. La Ec. 136 puede ser ajustada de la siguiente manera:

$$V = -\frac{k}{\mu} \nabla P \frac{1}{1 + \frac{\rho k \beta |V|}{\mu}} \quad (137)$$

Por lo tanto,

$$V = \frac{k F_{ND}}{\mu} \nabla P \quad (138)$$

donde, F_{ND} es llamada función no-Darcy y se relaciona con el número de Reynolds de la siguiente manera:

$$F_{ND} = \frac{1}{1 + Re} \quad Re = \frac{\rho v k \beta}{\mu} \quad (139)$$

La comparando de la ecuación 138 con la ecuación de Darcy es:

$$V = -\frac{k}{\mu} \nabla P \quad (140)$$

La permeabilidad efectiva debido al flujo no-Darcy o efectos inerciales es $k \cdot F_{ND}$. En otras palabras, F_{ND} es la permeabilidad relativa de una sola fase con régimen de flujo no-Darcy.

En un pozo fracturado hidráulicamente, dentro de la matriz, debido a la baja velocidad, el efecto inercial es insignificante. Sin embargo, dentro de la fractura, el fluido (gas o aceite) comúnmente fluye con altas velocidades, de modo que el efecto inercial podría ser muy importante y puede disminuir la conductividad efectiva de fractura significativamente.

Muchos investigadores han estudiado este tema y han presentado algunas correlaciones para predecir el efecto inercial, como Guppy et al.⁴⁵ que desarrollo la siguiente correlación:

$$C_{FD-eff} = \frac{C_{FD}}{1 + 0.021 \times Q_D} \quad (141)$$

donde, Q_D es al constante de flujo adimensional y se define como:

$$Q_D = \frac{k_{eff} B q}{h \mu r_w} = 2 R q \quad (142)$$

donde, q es la tasa total de flujo de ambas extremos de la fractura.

La Ec. 141 puede reescribirse en términos de R_e de la siguiente manera:

$$C_{FD-eff} = \frac{C_{FD}}{1 + 0.021 \times R_e} \quad (143)$$

Guppy et al.⁴⁶, simularon la fractura de un pozo y presentaron la siguiente correlación:

⁴⁵ Guppy K. H., Cinco-Ley H., Ramey Jr. H. R. and Samaneigo V. F. "Non-Darcy Flow in Wells With Finite-Conductivity vertical Fractures" SPE 8281, SPE Journal, pp. 681, (Oct. 1982).

$$C_{FD-eff} = \frac{C_{FD}}{1+0.62 \times Q_D} = \frac{C_{FD}}{1+1.1 \times Re} \quad (144)$$

J. L. Gidely⁴⁷ propuso que el efecto inercial reduce la conductividad efectiva de la fractura de la siguiente manera:

$$C_{FD-eff} = \frac{C_{FD}}{1+Re} \quad (145)$$

Donde, Re se estima basado en las propiedades de flujo en la cara del pozo.

A partir de la Ec.143 se indica que el promedio del efecto inercial en la fractura (representado por el numero de Reynolds) es 62% de la entrada de la fractura y la cara del pozo. Por lo tanto, en una sola fase y sistema de flujo no-Darcy la conductividad efectiva de fractura, puede calcularse de la siguiente manera:

$$C_{FD-eff} = C_{FD} \times F_{ND} \quad F_{ND} = \frac{1}{1+0.62 \times Re} \quad (146)$$

donde, F_{ND} es el promedio de la función no-Darcy en la fractura, en otras palabras, es la permeabilidad relativa promedio de flujo en una sola fase en la fractura. por lo tanto, la Ec. 146 puede reescribirse:

$$C_{FD-eff} = \frac{w_f k_f \times F_{ND}}{\alpha_f \times 1} = \frac{w_f k_{f-eff}}{\alpha_f k_{eff}} \quad (147)$$

donde, k_{f-eff} y k_{eff} son la permeabilidad efectiva de la fractura y la matriz en un sistema que fluye en una sola fase, respectivamente.

En un sistema fluido multifase, la relación de movilidad de las fases fluyendo es muy importante. Si se reemplaza la movilidad absoluta por la movilidad

⁴⁶ Ibid

⁴⁷ Giddley J. L. "A Method for Correcting Dimensionless Fracture Conductivity for Non-Darcy Flow Effects" SPE 20710, SPE Production Engineering, pp. 391 (Nov. 1991).

efectiva, la conductividad absoluta de fractura cambia a la conductividad efectiva de fractura.

La Ec. 147 puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$C_{FD-eff} = \frac{w_f k_f \times F_{FD}}{x_f k \times 1} = \frac{w_f k_f \times F_{FD} \rho / \mu}{x_f k \times 1 \rho / \mu} = C_{FD} \frac{M_{vf}}{M_{vm}} \quad (148)$$

En esta ecuación, que se deriva del sistema de flujo en un sola fase, M_{vf} y M_{vm} son las relaciones de movilidad en la fractura y en la matriz, respectivamente.

6.5.6 Flujo en sistemas de gas condensado

6.5.6.1 Relación de movilidad en la fractura

Dentro de la fractura la relación de movilidad promedio se define como:

$$M_{vf} = \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} k_{vg-f} + \frac{\rho_c}{\mu_c} k_{vc-f} \right)_{av} \quad (149)$$

donde, los subíndices g y c son gas y condensado, respectivamente. La mayor dificultad para utilizar esta ecuación es la estimación de la

permeabilidad relativa promedio que es afectada por el acoplamiento y los efectos inerciales.

Se evaluó el impacto de la variación de K_{rF} , el acoplamiento y la inercia a través de una serie de simulaciones en el flujo del gas condensado en el interior de pozos fracturados hidráulicamente para diferentes diseños de fractura y yacimientos. La Fig. 26 muestra la variación de la permeabilidad relativa al gas de la permeabilidad base relativa al gas, a lo largo de la fractura. Esta variación muestra dos puntos clave:

1. La variación de la permeabilidad relativa base dentro de la fractura es insignificante, es decir, no hay cambio significativo de fase en el interior de la fractura. en otras palabras, se puede asumir que K_{rF} es constante a lo largo de la fractura y es igual a las condiciones del pozo y la permeabilidad relativa base y las propiedades del fluido se pueden estimar de las propiedades del pozo.
2. En el interior de la fractura debido a las altas velocidades de flujo, el efecto inercial es dominante y el efecto de acoplamiento es insignificante.

Con base en estos resultados, en lugar de la Ec. 149, para el cálculo de la relación de movilidad promedio en la fractura se puede calcular a partir:

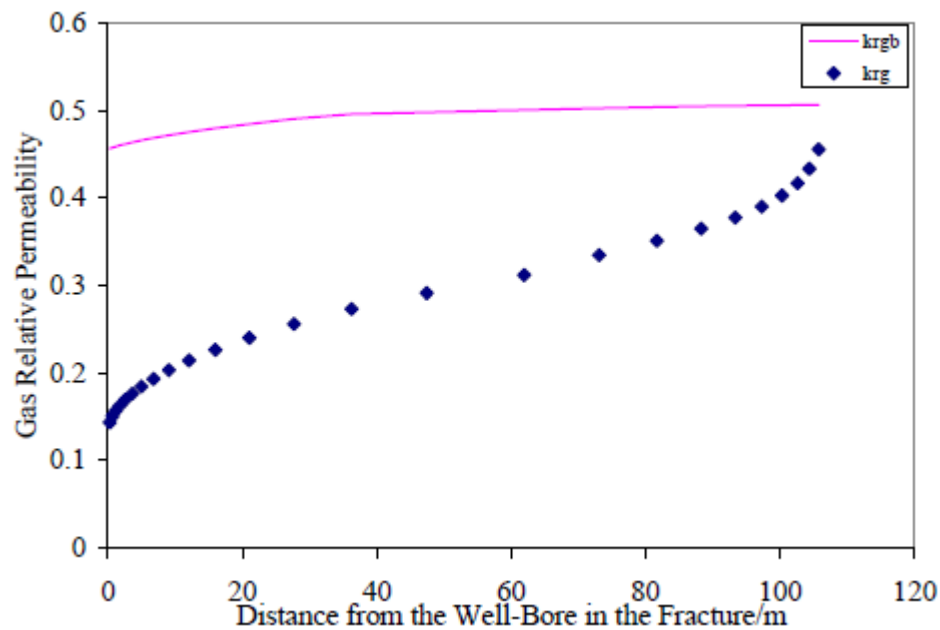
$$\bar{M}_{rF} = \frac{M_{rB}}{1+0.62 \times Re} \quad (150)$$

Donde,

$$M_{rbf} = \left(\frac{\beta_g}{\mu_g} k_{rg-f} + \frac{\beta_c}{\mu_c} k_{rc-f} \right)_{\text{pozo}} \quad (151)$$

Donde el subíndice b , se refiere a la base M_{rbf} es la relación de movilidad base en la fractura, depende de la permeabilidad base relativa al gas, a las condiciones del pozo.

Figura 26: Variación de la permeabilidad relativa al gas y de la permeabilidad relativa al gas base dentro de la fractura.



Fuente: Mahdiyar H., Jamiolahmady M. and Sohrabi M. "A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 113595 prepared for presentation at the 2008 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9-12 June 2008.

La permeabilidad base relativa al condensado, puede calcularse a partir:

$$k_{rc-f} = k_{rg-f} \frac{1 - GFR}{GFR} \times \frac{\mu_c}{\mu_g} \quad (152)$$

Donde GTR y las viscosidades son calculados a condiciones de pozo. En la Ec. 150, el numero de Reynolds, para el flujo de gas condensado es calculado así:

$$Re = \frac{2v_w k_{rg} (k_{rag} - \beta k_{rcg} - \beta)}{\mu} \quad (153)$$

Donde, $\bar{\rho}$ y $\bar{\mu}$, son la densidad y viscosidad promedio, son estimadas por promedio volumétrico de las propiedades de dos fases.

$$\begin{aligned} \bar{\rho} &= GTR \times \bar{\rho}_g + (1 - GTR) \bar{\rho}_c \\ \bar{\mu} &= GTR \times \bar{\mu}_g + (1 - GTR) \bar{\mu}_c \end{aligned} \quad (154)$$

En la Ec. 153, β es el factor inercial en una sola fase y v_w es la velocidad a la entrada de la fractura en el pozo:

$$v_w = \frac{q}{2h_w r_f} \quad (155)$$

donde, q es la tasa total de flujo en el pozo a condiciones de fondo del pozo.

6.5.6.2

Relación

de movilidad en la matriz

La Fig. 27 muestra la variación de la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad base relativa al gas en la matriz. De esta figura se obtienen 4 puntos importantes:

1. En la matriz de la zona fracturada, que contiene una fractura con una conductividad efectiva aceptable, la variación de la permeabilidad base relativa, representa el efecto de cambio de fase en ese medio, es insignificante. Así la movilidad relativa en la matriz se puede estimar basados en GTR a condiciones de pozo.
2. Lejos del pozo, la permeabilidad relativa es casi constante y paralela a la permeabilidad relativa base. Este se debe al impacto de la tensión interfacial, que debe contabilizarse.
3. Cerca del pozo, el aumento de la velocidad mejora la permeabilidad relativa al gas, pero su efecto en la permeabilidad promedio relativa al gas dentro de la matriz es insignificante.
4. La forma de la variación de k_{rg} en la matriz de un sistema de pozos fracturados hidráulicamente y en un sistema equivalente hueco abierto es el mismo y la diferencia entre sus valores es insignificante.

De acuerdo a todo lo anterior, la relación de movilidad en la matriz se puede calcular a partir:

$$\bar{M}_{rmi} = \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} k_{rg-m} + \frac{\rho_c}{\mu_c} k_{rc-m} \right)_{\text{pozo del equivalente hueco abierto}} \quad (156)$$

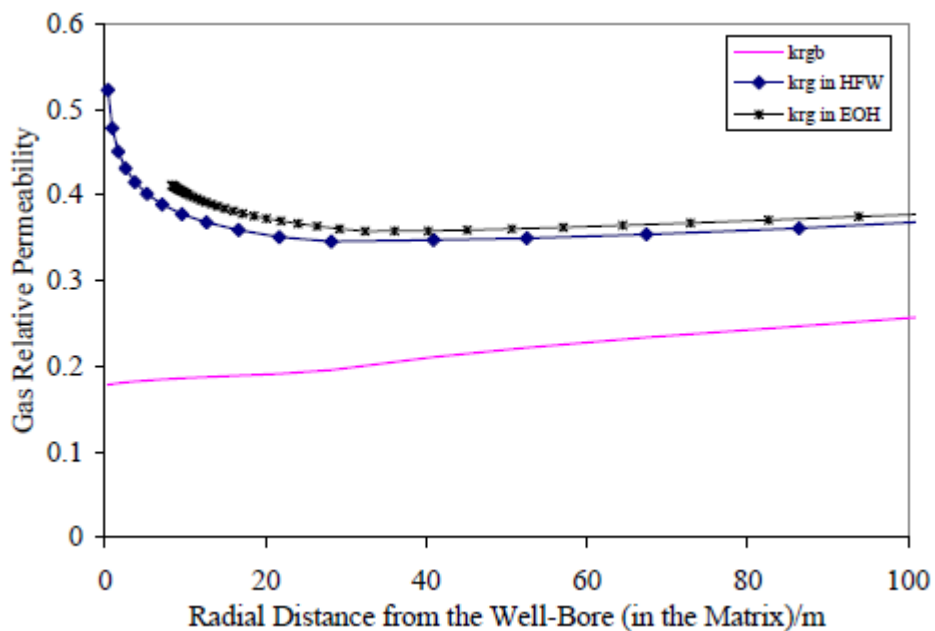
donde, k_{rg-m} y k_{rc-m} son la permeabilidad relativa al gas y al condensado en la matriz respectivamente, a condiciones del pozo en el sistema equivalente hueco abierto.

Por lo tanto, la conductividad efectiva de fractura en un sistema de gas condensado, es estimada por la siguiente ecuación:

$$C_{FD-eff} = C_{FD} \times \frac{M_{rd}}{M_{rm}} \times \frac{1}{1+0.62 \times Re} \quad (157)$$

donde, M_{rd} , M_{rm} y Re son calculados por las Ecs. M,L y ; respectivamente.

Figura 27: Variación de la permeabilidad relativa al gas y de la permeabilidad relativa al gas base dentro de la matriz



Fuente: Mahdiyari H., Jamiolahmady M. and Sohrabi M. "A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 113595 prepared for presentation at the 2008 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9-12 June 2008.

6.5.7

Factor

daño de fractura y radio efectivo del pozo

En sistemas de gas condensado, un pseudo factor daño de fractura (S_f'), no tiene en cuenta el factor daño debido al daño, es definido a por la siguiente ecuación:

$$\dot{m} = 2\pi kh \frac{\Delta\Psi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f'} \quad (158)$$

En esta ecuación, $\Delta\Psi$ es el diferencial de pseudopresiones y se define:

$$\Delta\Psi = \int_{P_w}^{P_e} \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} k_{rg} + \frac{\rho_c}{\mu_c} k_{rc} \right) dP \quad (159)$$

Donde, k_{rg} y k_{rc} son la permeabilidad relativa al gas y condensado en la matriz. La Ec. 158 puede escribirse con base al radio del pozo de la siguiente manera:

$$\dot{m} = 2\pi kh \frac{\Delta\Psi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (160)$$

La relación entre el pseudo factor de daño y el radio efectivo del pozo se puede obtener de la siguiente manera:

$$r_w' = r_w e^{-S_f'} \quad (161)$$

Para sistemas de una sola fase y flujo Darcy, Mahdiyari et al.⁴⁸, introdujo una correlación para estimar el factor daño de fractura en pozos fracturados hidráulicamente con área de drenaje cuadrada y en estado estable:

$$S'_f = \ln \left(2 \times A \frac{\pi}{C_{FD}} \right) \quad (162)$$

Donde

$$A = \ln \left(e^1 - \frac{0.17}{r_{eD} \cdot 0.07} \right); \quad r_{eD} = \frac{r_e}{r_f}; \quad r_e = \frac{2}{\sqrt{\pi}} x_e \quad (163)$$

En esa ecuación r_{eD} es el radio externo adimensional, que representa el efecto del radio de penetración en S'_f . S'_f es el pseudo factor daño, representa la resistencia al flujo Darcy en la zona fracturada.

Combinando las Ecs. 161 y 162 obtenemos una ecuación para el radio del pozo:

$$r_w^* = \frac{r_f}{2 \times A \frac{\pi}{C_{FD}}} \quad (164)$$

Se propone ampliar el uso de las ecuaciones anteriores para sistemas gas-condensado, reemplazando la conductividad absoluta de fractura por la conductividad efectiva de fractura. Entonces la correspondiente ecuación para la estimación del pseudo factor daño y el radio efectivo en condiciones de estado estable son:

$$S'_f = \ln \left(2 \times A \frac{\pi}{C_{FD-eff}} \right) \quad (165)$$

$$r_w^* = \frac{r_f}{2 \times A \frac{\pi}{C_{FD-eff}}} \quad (166)$$

⁴⁸ Mahdiyari H. Jamiolahmady M. and Danesh A. "New Mechanical and Damage Skin Factor Correlations for Hydraulically Fractured Wells" SPE 107634, European Formation Damage Conference, Scheviningen, Netherland (2007)

6.5.7.1 Método iterativo para estimar el radio efectivo del pozo

1. La primera estimación del radio efectivo del pozo, se calcula con base al radio efectivo Darcy del pozo de la siguiente manera:

$$r_w^* = \frac{q_f}{2 \times 4.4^2 / c_{FD}}$$

2. La distribución de presión y el cálculo del flujo del pozo se realiza con base al radio efectivo del pozo.
3. La conductividad efectiva de fractura es calcula usado la siguiente ecuación:

$$C_{FD-eff} = C_{FD} \times \frac{M_{rel}}{M_{rm}} \times \frac{1}{1+0.62 \times Re}$$

Donde cada uno de los parámetros se puede calcular a partir de las ecuaciones anteriormente descritas.

4. El nuevo radio efectivo del pozo, es calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$r_w^* = \frac{q_f}{2 \times 4.4^2 / C_{FD-eff}}$$

5. Si la diferencia entre el sucesivo radio efectivo del pozo es un valor significativo, los cálculos se repiten desde el paso 2, de otra forma se calcula la distribución de presión y otros parámetros de flujo y se reportan.

6.5.8 Análisis del modelo

El método propuesto es aplicable tanto para una fase como para sistemas de gas condensado. Por ejemplo, para el gas seco, la permeabilidad relativa al gas y al condensado son 1.0 y cero respectivamente y la formulación de la conductividad efectiva de fractura es simplificada de la ecuación de Guppy. Además para sistemas de baja velocidad, el número de Reynolds podría aproximarse a cero y la fórmula se convierte en un sistema de flujo Darcy de una sola fase.

Para verificación de la precisión del método desarrollado para sistemas de gas condensado, se simuló la conductividad por cuatro diferentes sistemas de fracturas hidráulicas, en el simulador in-House 2D para pozos fracturados hidráulicamente y en el simulador 1D para hueco abierto. En estas simulaciones se asume que el radio interno es el modelo de hueco abierto 1D es el radio efectivo del pozo en pozos fracturados hidráulicamente y es calculado mediante el método iterativo explicado anteriormente. Todos los parámetros en el modelo hueco abierto y el pozo fracturado hidráulicamente son los mismos.

Los resultados obtenidos de estas simulaciones mostraron una buena exactitud del método, que se puede atribuir a que este tiene en cuenta el efecto de la velocidad dominante dentro de la fractura como un efecto inercial, mientras que el efecto de la velocidad en la matriz es insignificante. Muestra adicionalmente que dentro de la matriz la principal fuerza es la tensión interfacial.

6.6 MODELO SIMPLIFICADO DE FLUJO CERCA AL POZO

La predicción del rendimiento de yacimientos a largo plazo con un modelo de pozo realista está lleno de incertidumbres debido a la complejidad del flujo bifásico. Esto se presenta a que incluso en modelos bifásicos bien estructurados se aparta del desempeño esperado cuando ocurren cambios en las condiciones de flujo. Estos cambios incluyen, tasa gas/liquido, presión en la cabeza del pozo y presión en las líneas de flujo con el tiempo, entre otros, el influjo de agua es el problema más grave en la predicción.

En este análisis se explorara la posibilidad de utilizar métodos simplificados para calcular la presión de fondo fluyendo (BHP), la presión en la cabeza del pozo (WHP), las tasas medidas, la gravedad de los fluidos producidos y las dimensiones de la tubería.

6.6.1 Enfoque computacional y resultados

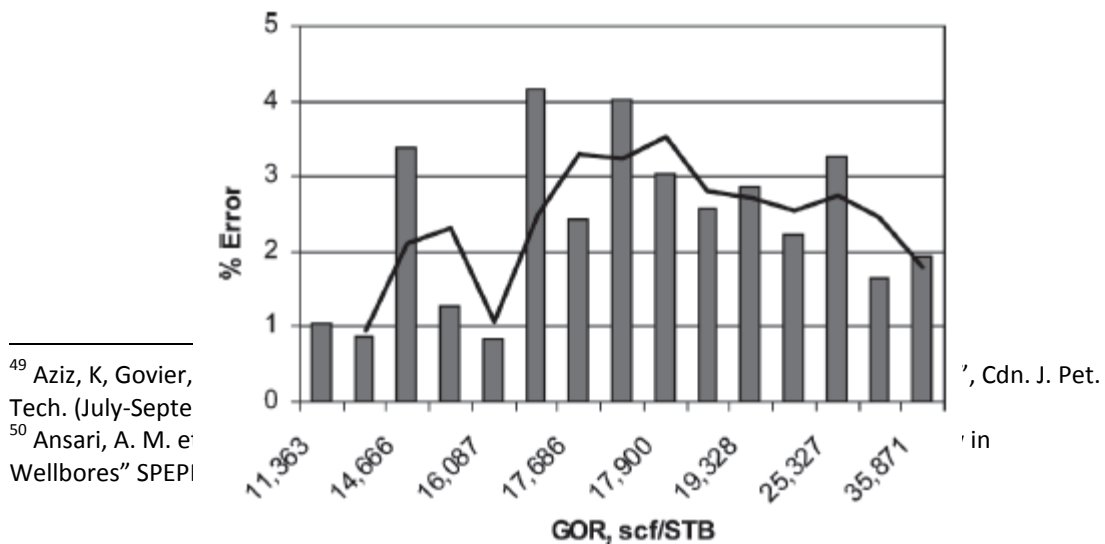
Los datos utilizados para este análisis provienen de la literatura (Govier y Fogarasi 1975; Preffer et al. 1988) y algunos campos de África Occidental con tasa de producción de gas/condensado de media a alta. En total se examinaron 167 pruebas independientes. Los métodos utilizados fueron: Gray (Aziz et al. 1972), homogéneos (Ansari et al. 1994) estado estable OLGA, y el enfoque para el gas húmedo desarrollado por Peffer et al (1988). El termino aceleración, la fricción y la cabeza hidrostática están implícitos en todos los métodos reportados para este análisis.

6.2.1 Ejemplo de aplicación

Se consideraron tres sets de datos para este análisis. El primer set obtenido del Occidente de África, y los otros dos reportados por Govier and Fogarasi (1975) y por Peffer et al (1988).

6.6.2.1 Datos Occidente de África. Unos 25 conjuntos de datos están disponibles de pruebas drillstem. La tasa gas/condensado vario entre 50 y 37 $STB/MMscf$, mientras que la presión oscilo entre 5100 y 7300 $psig$. Todos los métodos muestran resultados comparables con el método de Aziz et al.⁴⁹ Se nota una gran similitud entre el modelo homogéneo y el modelo de Ansari et al.⁵⁰

Figura 28: Porcentaje de error para los datos del Occidente de África



⁴⁹ Aziz, K, Govier, Tech. (July-Sept
⁵⁰ Ansari, A. M. e' Wellbores" SPEI

Fuente: Kabir C.S. and Hasan A. R. "Simplified Wellbore-Flow Modeling Gas/Condensate Systems". Paper SPE 89754

La Fig. 28 muestra que el error aleatorio determinado por los diferentes BHPs medidos y calculados por el método del gas húmedo es aparente. El triple cambio en el valor de la relación gas/aceite (**GOR**) no se espera que ocurran en estos yacimientos, dada por la similitud en las propiedades presión /volumen /temperatura (PVT). Los datos PVT medidos en el laboratorio y el modelo de la ecuación de estado muestran que ocurre un pequeño aumento en el contenido de líquido al aumentar la profundidad. Se espera que el error de BHP disminuya con el aumento del **GOR**, porque se asume flujo constante en una sola fase. Cualquier error en la medición de la tasa de líquido puede traducirse en grandes errores en el cálculo de BHP. Las mediciones del líquido están sujetas a largos errores en comparación con el gas, debido al pequeño volumen medido en un sistema típico gas/condensado.

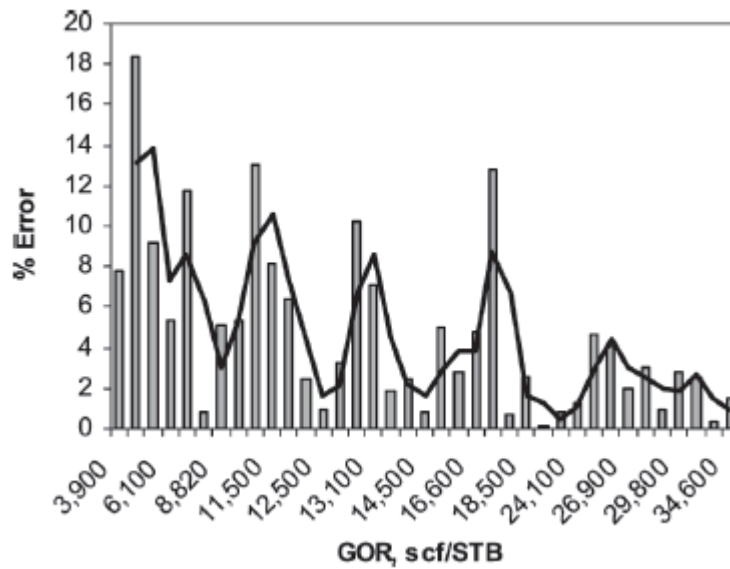
6.6.2.2 Datos Govier-Fogarasi. Se utilizaron 96 pruebas de las 102 reportadas por Govier y Fogarasi. La Fig. 29 muestra la tendencia esperada, es decir, los errores de la BHP tienen a disminuir con el aumento del **GOR**.

6.6.2.3 Datos comisión de Railroad de Texas (TRRC). En este conjunto de datos se realiza un estudio a fondo, debido a las grandes variaciones del **GOR** (5180 a 780000 **scf/STB**), la presión en la cabeza del pozo (3107 a 12313 **psig**) y la presión de fondo fluyendo (4125 a 11250 **psig**). En las graficas del porcentaje de error de la presión de fondo fluyendo con **GOR**, la presión en la cabeza del pozo y la tasa, no se encontró la tendencia. Posiblemente la medición de la tasa es la responsable de que no haya encontrado la tendencia.

6.6.3 Incertidumbre de los datos de entrada para calcular la presión de fondo fluyendo

6.6.3.1 Precisión absoluta de dos medidores. Todas la presiones de recorrido calculadas presuponen que los medidores en la cabeza del pozo tienen las mismas características así como el lugar en el fondo del pozo, especialmente en lo relacionado con la precisión absoluta. En la practicas estas condiciones rara vez se cumple. Debido a lo anterior se examinaran.

Figura 29: Porcentaje de error para los datos Govier-Fogarasi



Fuente: Kabir C.S. and Hasan A. R. "Simplified Wellbore-Flow Modeling Gas/Condensate Systems". Paper SPE 89754

6.6.3.2 Tasa de liquido o CGR tendencia/eficiencia del separador. La producción de liquido es relativamente pequeña en un pozo típico gas/condensado. en consecuencia la separación de este liquido de grandes volúmenes de gas producido, no es muy eficiente. La tendencia creciente de la presión en cabeza de pozo se espera que se produzca a causa de un almacenamiento térmico (Hasan et al. 2005) y no es una anomalía. Al parecerla separación de altas tasas de liquido es inadecuada debido al excesivo choque causando tendencias opuestas cuando se mide el flujo de fluidos en el separador. Se garantiza que todas las tasa se encontraran por encima de la tasa critica de descarga en los datos del Occidente de África. El uso del modelo de Li et al.(2002) mostro que la tasa critica varía entre 1.77 y 2.61 $MMscf/D$, esto prueba el continuo aumento del condensado.

6.6.3.3 Rangos de la gravedad del condensado. Moses (1986) reporto que el rango de la gravedad del liquido debería ser de 40 a 60° API . Otros

autores han sugerido 70°API como el límite superior. Sin embargo los datos de los campos no pueden fijarse a este rango. Por ejemplo los 120 pruebas reportadas de Govier y Fogarasi, 56 tenían $^{\circ}\text{API}$ mayor que 70° y 5 tenían valores menores que 40° . Se supone que la contaminación del fluido es la responsable de esta anomalía, la presencia de gas disuelto es una condición que podría aligerar el líquido en el tanque. Para los cálculos realizados se establece que los valores límite superior e inferior fueron violados.

6.6.3.4 Pared rugosa. Este ítem es otra posible fuente de error. Para los cálculos se utilizó una tubería con una pared rugosa de 0.0018 pulg . Al hacer esto, se propone que todos los tubos se realizaron de acero comercial, sin ningún recubrimiento contra la corrosión o revestimiento. Esta suposición funciona muy bien en los pozos del Occidente de África, pero los pozos de los otros dos conjuntos de datos han desconocido caracteres.

6.6.4 Justificación del modelo homogéneo

Los resultados presentados muestran claramente que las estimaciones de un modelo simple homogéneo son comparables con los datos obtenidos al aplicar los modelos de Ansari et al⁵¹, Gray, OLGA, and Aziz et al⁵². La explicación del rendimiento de un modelo homogéneo, frente a los modelos sofisticados, se muestra a continuación:

⁵¹ Ansari, Op.cit, 141

⁵² Aziz, Op.cit,141

6.6.4.1 Comparación con la correlación de Gray. La correlación de Gray es utilizada en enfoques pseudohomogeneos para el cálculo de las perdidas en cabeza por fricción, estática y aceleración, sin embargo Gray indico que incluso para pozos de condensados, las gotas de liquido no se mueven tan rápido como la fase gaseosa, es decir, hay algo de liquido estancado. Para tener en cuenta este estancamiento del liquido, Gray propone la siguiente expresión para la fracción de volumen in-situ.

$$f_g = \left\{ 1 - e^{-2.814 \left[N_v \left(1 + \frac{209}{N_D} \right) \right]^B} \right\} \left(\frac{v_{sg}}{v_m} \right) \quad (167)$$

Donde

$$B = 0.0814 \left[1 - 0.0554 \ln \left(1 + \frac{790 v_{sl}/v_{sg}}{1 + v_{sl}/v_{sg}} \right) \right] \quad (168)$$

y N_v y N_D son velocidad adimensional y el numero diámetro.

En un modelo homogéneo, $f_g = v_{sg}/v_m$. En otras palabras, la correlacion de Gray es idéntica a un modelo homogéneo cuando el termino elevado al exponente desaparece. En los cálculos realizados el primer termino de la Ec.167 vario entre 0.004 y 0.01. Por lo tanto, se puede concluir que la correlación de Gray colapse en el modelo homogéneo para la mayoría de los pozos gas/condensado.

6.6.4.2 Comparación con el modelo Ansari et al. En el flujo anular, la única diferencia entre el modelo Ansari et al. (1994) y el modelo homogéneo es la manera como se calcula el factor de fricción. El modelo Ansari et al., el factor de fricción de la fase gaseosa, f_{fg} , que fluye solo en el pozo, es calculado inicialmente usualmente a partir de la relación numero de Reynold $(d v_{sg} \rho_g / \mu_g)$ / factor de fricción., Posteriormente, Wallis (1969) sugirió, que

ese factor de fricción se multiplica por un factor que tiene en cuenta la rugosidad, de la fase gaseosa que fluye en contra de una película de líquido a lo largo de la pared del tubo. Este factor multiplicador depende del δ espesor adimensional de la película de líquido, dada por $(1 + 300\delta)$. Es decir,

$$f_{T2A} = f_{T\delta}(1 + 300\delta) \quad (169)$$

Ansari et al., propuso un método para estimar el espesor de la película, pero en los cálculos realizados se utilizó un método más sencillo propuesto por Lockhart-Martinelli, obteniéndose un espesor adimensional de la película de líquido menor de 0.015 para los campos analizados. Sin embargo el cálculo de fricción por el método de Ansari et al. fue ligeramente superior al obtenido por el modelo homogéneo. Por lo tanto, el cálculo del factor de fricción por el modelo homogéneo es muy similar al obtenido por el modelo de Ansari et al.

6.6.4.3 Comparación con el modelo de Aziz et al. Aziz et al. (1972), utilizó la correlación de flujo de Duns y Ros (1963). Duns y Ros supusieron que las gotas de líquido no influyen en el gradiente de presión. En otras palabras un modelo simple de flujo de gas es adoptado. En este caso se utiliza el mismo factor de fricción, similar al del modelo de Ansari et al., pero sin el factor de corrección presentado en la Ec. 169. Es decir, el modelo podría resultar en bajas estimaciones de pérdidas de presión en pozos de condensados, comparados con el modelo de Ansari et al. En los cálculos se encontraron esas bajas estimaciones de las pérdidas de presión por el modelo de Aziz et al. para la mayoría de los datos analizados. Sin embargo para algunos datos, el modelo de Aziz et al. Predice un régimen de flujo abundante y por lo tanto, calcula altísima estática en cabeza y grandes pérdidas de presión que otros modelos.

6.6.5 Análisis del modelo.

El motivo principal de este análisis fue establecer un confiable y simple modelo para calcular las caídas de presión en la cara del pozo, para sistemas de gas/condensado. La identificación de este modelo permite la generación de tablas de flujo que ayudan a predecir el comportamiento de flujo de dos y tres fase en el yacimiento, la realización de análisis nodales y el monitorio de la presión en la cabeza del pozo, para operar el yacimiento en tiempo real.

El uso de un modelo homogéneo en un modelo integrado que involucra, yacimiento-cara de pozo-tubería, es muy interesante, debido a su simplicidad y a que es muy robusto. La comparación del desempeño del modelo homogéneo con otros modelos sugiere que este es una herramienta confiable. De hecho, tanto el modelo Gray como el modelo Ansari et al. convergen a un modelo homogéneo cuando se presenta el flujo mist en sistemas de gas-condensado.

7. METODOLOGÍA PARA OBTENER UN MODELO DE POZO

Después de realizar una revisión de algunos de los modelos que predicen el comportamiento de los yacimientos de gas condensado, de clasificarlos de acuerdo a la(s) propiedad (es) que evalúa el modelo. Se propone una metodología teórica para obtener un modelo de pozo que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas.

En los yacimientos de gas condensado, que presentan un comportamiento tan complejo, debido, a la presencia de un sistema fluido de dos fases, cuando la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío, los modelos de pozo, son una buena alternativa para predecir del comportamiento del pozo, porque, al simular todo el yacimiento se pueden obtener resultados erróneos.

Durante la producción de un yacimiento de gas condensado, ocurre una caída de presión que origina principalmente tres problemas:

- Reducción de la productividad del pozo.
- Disminución de la cantidad de gas.
- Acumulación de condensado alrededor del pozo.

El modelamiento de la producción de un pozo, se lleva a cabo mediante el establecimiento e integración de:

1. Modelo físico: consiste en realizar una descripción detallada del medio poroso.
2. Modelo de fluidos: consiste en realizar una descripción detallada del flujo de fluidos en el medio poroso.
3. Modelo numérico: con base en el modelo físico y el modelo de fluidos, se puede proponer el modelo numérico que es el mejor representante de las condiciones descritas en los modelos anteriores.
4. Desarrollar el modelo propuesto en el paso anterior, mediante la utilización de algún simulador composicional o del simulador de su preferencia.

El modelo físico y el modelo de fluidos son la base fundamental y definirán el tratamiento a aplicar. Los modelos físicos pueden ser: Yacimiento homogéneo, multicapa o naturalmente fracturado. Los modelos de fluidos pueden ser: Aceite negro, aceite volátil, gas condensado y composicional. Se recomienda analizar el yacimiento, desde lo convencional hasta lo complejo, modificando uno a uno los parámetros.

Para modelar un yacimiento de gas condensado, se hace necesario, revisar los estudios previos realizados, a continuación se exponen algunos de esos trabajos:

Roebuck et al.⁵³, desarrollaron un método numérico implícito descrito por la simulación radial de flujo de tres fases en un yacimiento de petróleo. El método considera el efecto de la variación de las propiedades físicas de la

⁵³ Roebuck I. F., Ford W. T. Henderson G. E. and Douglas Jim. "The Compositional Reservoir Simulator: Case III – The Radial Geometry". Paper SPE 2486.

roca y del sistema de fluidos. El efecto de la transferencia de masa y el cambio de la composición del fluido sobre la distribución de la saturación-presión son considerados a través del concepto de comportamiento de fase. El autor introduce el concepto de simulación de yacimiento composicional, describiendo en una dimensión, flujo de tres fases a través del medio poroso. La ecuación diferencial del flujo de masa para el flujo composicional de hidrocarburos es descrita por:

$$\varphi \frac{\partial (S_o c_o + S_g c_g)}{\partial t} = (l_o c_o + l_g c_g) \frac{\partial^2 p_r}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial [r(l_o c_o + l_g c_g)]}{\partial r} \frac{\partial p_r}{\partial r} \quad (170)$$

Donde se asume que la presión del gas y del aceite son iguales. Se plantea una ecuación similar para la fase agua.

La producción de algunos pozos de gas se reduce severamente cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación del fluido in-situ. Generalmente, esa reducción es debida a la acumulación de liquido condensado cerca a la cara del pozo y bajas tasa de producción por acumulación de condensado en el tubing, el anular o ambos, dependiendo del tipo de completamiento. Fussell⁵⁴ desarrollo un modelo de pozo radial que muestra el efecto de la acumulación de condensado en la productividad del pozo, evalúa la aplicabilidad del método de estado estable y evalúa el efecto del equilibrio de fase y la permeabilidad relativa característica sobre la predicción del rendimiento.

Katz et al.⁵⁵, desarrollaron un modelo de simulación radial, para estudiar los yacimientos de baja permeabilidad, particularmente el almacenamiento de

⁵⁴ Fussell D. D. "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 4072.

⁵⁵ Katz Donald, Campos J. Antonio and Singh S. P. "Application of Radial Simulation Model". Paper SPE 5883.

gas. El simulador radial desarrollado, es un programa digital de computación que resuelve flujo en una fase, ecuación de flujo turbulento y el flujo natural del gas en un yacimiento poroso cilíndrico. La ecuación de flujo es obtenida de la combinación de las ecuaciones de continuidad en dirección radial, flujo turbulento, ecuación de Darcy y la ecuación de estado para los gases reales. El programa de computador calcula el flujo natural de gas por dos casos: cuando la presión de la cara del pozo se mantiene constante por un periodo de tiempo y cuando el pozo produce a una tasa constante por un periodo.

Coats Keith⁵⁶, desarrollo un modelo que trabaja para uno, dos o tres dimensiones de flujo de agua, aceite y gas, en x , y y z en formaciones de permeabilidad y porosidad heterogenea con geometría cartesiana ($x - y - z$) o cilíndrica ($r - \theta - z$). El flujo de fluidos es simulado utilizando la ley de Darcy, incorporando las fuerzas de gravedad, viscosidad y capilares. La permeabilidad relativa y la presión capilar son dependientes de la saturación y de la tensión interfacial. El modelo es aplicado a yacimientos de aceite volátil y gas condensado. El modelo consiste en N ecuaciones escritas en diferencias finitas para cada bloque, donde N es $2N_c + 4$. El balance de masa para el componente N_c es:

$$\frac{V}{\Delta t} \delta [\phi (\rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i)] = \Delta \left[\Gamma \rho_o x_i \frac{k_{rg}}{\mu_o} (\Delta p - \Delta P_{cgo} - \gamma_o \Delta Z) \right] + \Delta \left[\Gamma \rho_g y_i \frac{k_{rg}}{\mu_g} (\Delta p - \gamma_g \Delta Z) \right] - q_i, \quad i = 1, 2, \dots, N_c \quad (171)$$

Donde, Γ es la transmisibilidad del flujo de fluidos, x_i es la fracción molar del componente i en la fase aceite, y_i es la fracción molar del componente i en

⁵⁶ Coats Keith H. "An Equation of State Compositional Model". Paper SPE 8284.

la fase gas, γ es el peso específico y Z la profundidad. Plantearon una ecuación similar para la fase agua.

Dumoré et al.⁵⁷, desarrollaron un modelo basada en un método característico presentado para el cálculo en una dimensión (1D), condensación de tres componentes y vaporización del gas seco. El modelo describe: la transferencia de masa entre el aceite y el gas, expansión y contracción, cambios en viscosidad y densidad, estabilización de la gravedad e interacción roca/fluido. La principal asunción del modelo es el equilibrio local termodinámico y la ausencia de dispersión, difusión y capilaridad. Las principales aplicaciones del modelo son: el estudio conceptual del gas seco en el cual la transferencia de masa juega un rol importante y la calibración y revisión del simulador numérico del yacimiento para flujo multicomponente y multifásico. Para hacer el problema manejable, para el método característico, ellos emplearon las siguientes asunciones y simplificaciones.

1. El flujo es 1D e isotérmico, gobernado por la ley de Darcy para flujo multifásico, el cual puede incluir el término de gravedad.
2. Las fases de gas y aceite se encuentran en equilibrio termodinámico.
3. Para el propósito de evaluar las propiedades termodinámicas de los fluidos se considera que el sistema se encuentra a temperatura y presión uniforme.
4. La capilaridad y los efectos de dispersión en la dirección de flujo son insignificantes.
5. El medio poroso es homogéneo y contiene una saturación de agua connata constante.

⁵⁷ Dumoré J. M., Hagoort J. and Risseeuw A. S. "An Analytical Model for One-Dimensional, Three-Component Condensing and Vaporizing Gas Drives". Paper SPE 10069.

En estos sistemas, la conservación de los componentes individuales, permite el desarrollo de las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial \bar{x}_i}{\partial z} + \frac{\partial G_i}{\partial t} = 0 \quad (i = 1, 2, 3), \quad (172)$$

Donde

$$F_i = \frac{u}{\phi} [f_o m_o x_i + (1 - f_o) m_g y_i]$$

$$G_i = S_o m_o x_i + S_g m_g y_i \quad (173)$$

Donde m_o y m_g es la densidad molar del gas y del aceite respectivamente, f_o es el flujo fraccional del aceite, x_i es la fracción molar del componente i en la fase de aceite y y_i es la fracción molar del componente i en la fase gas. F_i (función de flujo fraccional del componente i) es función de toda la composición, ($c_i = (1 - G)x_i + Gy_i$ donde G es la fracción de gas, expresada como fracción molar), y la tasa de flujo total, u . La función G_i (función saturación del componente i) depende de la composición total solamente. Entonces, $F_i = F_i[c_i (i = 1, 2)u]$ y $G_i = G_i[c_i (i = 1, 2)]$. El método característico por medio de ecuaciones diferenciales de primer orden de tipo hiperbólico.

Los yacimientos de gas condensado son simulados frecuentemente con modelos totalmente composicionales. Coats Keith⁵⁸ presenta un proceso de pseudoización que reduce la condensación de un fluido multicomponente a una pseudo mezcla de dos componentes, en superficie gas y aceite. Esto

⁵⁸ Coats Keith H. "Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance". Paper SPE 10512.

permite el uso de modelo modificado de aceite negro más simple y más económico, que tiene en cuenta, tanto gas disuelto en aceite como vapor de aceite disuelto en gas. La más importante a tener en cuenta en la utilización de un modelo de aceite negro es si la descripción de los dos componentes puede representar adecuadamente el fenómeno composicional durante la depleción o el ciclaje en yacimientos de gas condensado. El termino pseudización denota la reducción en el número de componentes utilizados en los cálculos de las ecuaciones de estado (EOS) para fluidos de yacimiento. La pseudoización es importante en los cálculos del yacimiento, debido al gran número de componentes reales en los fluidos del yacimiento. Los cálculos composicionales realizados utilizan variaciones de las ecuaciones de estado (EOS) de Redlich-Kwong y Peng Robinson.

Clark T. J.⁵⁹ utilizo un modelo radial composicional 2D, para simular la producción en el yacimiento Nugget en la unidad este de Anschutz Rach, un yacimiento de gas condensado rico. El modelo de pozo utilizo una descripción de un yacimiento heterogéneo con 11 capas verticales, con la caracterización de nueve componentes del fluido para predecir el comportamiento de un pozo productor y el desarrollo de la saturación de condensado antes y después de la ruptura de la inyección de gas (utilizada para mantener la presión del yacimiento). El trabajo de simulación indico que el aumento de la productividad del gas experimentado después de la ruptura fue consecuencia de la disminución de la viscosidad del gas y la alta permeabilidad relativa al gas en la capa, y una sola capa puede ser responsable de la mayoría del aumento de la productividad.

⁵⁹ Clark T. J. "The Application of 2D Compositional, Radial Model To Predict Single-Well Performance in a Rich Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 14413, prepared for presentation at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers had in Las Vegas, NV September 22-25, (1985)

Coats K. H.⁶⁰, utilizo un modelo numérico implícito para la simulación composicional multidimensional, de tres fases de una sola porosidad y en yacimientos naturalmente fracturados. El modelo es composicional con una generalización cubica de la ecuación de estado (EOS) para la representación del equilibrio de fase gas-aceite y las densidades. La ecuación generalizada representa las ecuaciones de estado de Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Zudkevitch-Joffe, y Peng-Robinson. Los modelos de simulación de 1, 2 y 3 dimensiones, fluyen en coordenadas cilíndricas o cartesianas. La ley de Darcy es modificada por la permeabilidad relativa y la presión capilar representada por las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. El efecto de la tensión interfacial y la presión capilar son incluido. Para el caso de doble porosidad, el modelo permite la descripción del yacimiento donde el tamaño de los bloques de la matriz y la forma varia de bloque a bloque a través del grid. La acumulación y el tiempo de computo requerido son proporcionales de acuerdo a la fractura.

Al-Majed et al.⁶¹, desarrollaron un modelo de celda variable para simular el rendimiento en un yacimiento de gas condensado. El modelo aproxima las predicción de los modelos convencional – composicional, pero solo requiere una fracción del tiempo de computo. La tendencia característica del perfil de saturación de aceite, que se presenta cuando los pozos de gas condensado producen a una presión por debajo del punto de rocío, se utilizo para dividir el yacimiento en tres regiones concéntricas. Cada región es simulada por

⁶⁰ Coats K. H., "Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoir". Paper SPE 18427, prepared for presentation at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, TX, February 6-8 (1989).

⁶¹ Al-Majed A. A., Fahd King and Dougherty E. L. "A Variable Cell Model for Simulation Gas Condensate Reservoir Performance" Paper SPE 21428, prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Show held in Bahrain, 16-19 November (1991).

una celda y el volumen de cada celda varia continuamente como la producción. El modelo es utilizado para estudiar el efecto del flujo de liquido en la composición del fluido de la corriente del pozo y la influencia de los fluidos del yacimiento en el equilibrio de fases. La descripción matemática de este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

1. El pozo produce a una tasa constante, es isotrópico, homogéneo, cilíndrico, limites del yacimiento cerrado y espesor constante.
2. Porosidad y permeabilidad son independientes de la presión y la temperatura y se mantienen constantes.
3. La fase agua es inmóvil.
4. Las fuerzas gravitacionales y capilares entre el aceite, gas y agua son insignificantes.
5. El flujo de fluidos entre la celda uno y la cara del pozo, entre la celda dos y la celda uno puede ser aproximado por la ecuación de flujo estable. El flujo de fluidos entre la celda tres y la celda dos puede ser aproximado por la ecuación de estado pseudoestable.
6. La interfase de intercambio termodinámico en el yacimiento es rápido comparado con el flujo de fluidos, es decir, el gas y el aceite en cada celda se encuentran en equilibrio de fase.

Gómez y Correa⁶² desarrollaron un modelo totalmente implícito, isotérmico y en dos dimensiones para modelar yacimientos de gas condensado

⁶² Gomez Hamilton P. and Correa Antonio Claudio "Fully Implicit Compositional Modelling of Gas Condensate and Volatile Oil Reservoir". Paper SPE 23700 prepared for presentation at the 2nd Latin American Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, March 8-11, (1992).

retrogrado y aceite volátil. El modelo considera las fase de aceite, gas y agua y puede utilizarse cualquier grid, cartesiano ($x - y$) o cilíndrico ($r - z$). El agua se considera inmóvil y ligeramente compresible y la saturación de agua es función de la presión. El equilibrio termodinámico es considerado pero la interacción roca-fluido no. El equilibrio de fase y las propiedades de los fluidos son calculados por la ecuación de estado de Peng Robinson. El coeficiente de ajuste es determinado previamente por un simulador comercial PVT. El sistema resulta en ecuaciones diferenciales parciales, que se han discretizado por el método de diferencias finitas, produciendo un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, este sistema se resuelve por el método numérico de Newton-Raphson. El modelo matemático considerado involucra ecuaciones de flujo, equilibrio termodinámico, relación de presión capilar y saturación y restricciones de composición. El flujo de fluidos a través del medio poroso es descrito combinando el principio de conservación de masa y la ley de Darcy, considerando las siguientes suposiciones:

- Flujo en medio poroso isotérmico.
- No reacciones químicas en el sistema roca-fluido.
- Equilibrio termodinámico instantáneo.
- Efectos de dispersión insignificantes.

Con las suposiciones anteriores, la ecuación resultante del balance de materia para el componente hidrocarburo es:

$$\vec{\nabla} \cdot (x_m \rho_o \vec{u}_o + y_m \rho_g \vec{u}_g) - q_m^s = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (x_m \rho_o S_o + y_m \rho_g S_g)], \quad m = 1, \dots, n_c \quad (174)$$

Donde x es la fracción molar en la fase líquida, u es la velocidad aparente del fluido (m/sec), q^* es la tasa molar ($m^3/sec/m^3$) y m el número de componentes. Se propone una ecuación similar para la fase agua.

Afidick et al.⁶³, utilizaron un modelo de pozo composicional radial, para estudiar el efecto de la acumulación de condensado cerca del pozo sobre la producción y la presión transitoria y confirmar que las pérdidas de productividad se debe a la acumulación de líquido. El modelo también permite predecir el futuro rendimiento del pozo. En su trabajo se identifica la acumulación de condensado cerca a la cara del pozo, como un factor extremadamente importante a considerar en el rendimiento futuro del pozo, así como que la productividad es reducida en un 50%. El modelo de pozo utilizado composicional en dos dimensiones consta de una sola capa de propiedades homogénea con 11 celdas radiales de diferente ancho. Para este caso el efecto de la acumulación del condensado puede ser estimado a partir de la siguiente ecuación:

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422 Q_{sc} Z T (M \ln(r_e/r_i) - 3/4) + \ln(r_i/r_w) + S_c + DQ}{k_i h} \quad (175)$$

Donde, P_r es la presión promedio del yacimiento, P_{wf} es la presión de fondo fluendo en $psia$, S_c es el factor daño a $Q = 0$, r_i es el radio de la zona interna, r_e es el radio de drenaje, r_w es el radio del pozo, Q es la tasa de flujo en $Mscf/dia$, $M = k_{\text{zona interna}}/k_{\text{zona externa}}$ y k_i es la permeabilidad efectiva del gas a la saturación crítica del condensado.

⁶³ Afidick Deddy, Kaczorowski N. J. and Bette Srinivas. "Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field". Paper SPE 28749, prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Melbourne, Australia, 7-10 November (1994).

Malachowski et al.⁶⁴, propusieron un método alternativo de simulación que calcula con precisión el efecto del banco de condensado en múltiples pozos, simulación total del yacimiento sin refinamiento local. Este método se basa en la utilización de las correlaciones de “pseudo daños” que puede ser combinada con una ecuación general del pozo, para capturar el efecto de las pérdidas de productividad del pozo. Las correlaciones se desarrollaron antes de modelar todo el yacimiento. El objetivo del método de pseudo daño es poder determinar el nivel del bloque de condensado y las pérdidas de productividad, con base en parámetros de la corriente del pozo conocidos como tasa de flujo total de la corriente, GOR y la composición.

Fevang y Whitson⁶⁵, propusieron un método exacto para modelar la entregabilidad en un pozo de gas condensado. Esta entregabilidad es calculada con una modificación de la ecuación de Evinger –Muskat de pseudopresión para gas seco. A partir del método propuesto, se demuestra que un fino grid de simulación en un modelo de pozo, permite reproducir casi exactamente con una simple ecuación de tasa que utiliza pseudopresiones, la clave es conocer el GOR producido con bastante precisión. Ellos concluyeron que la saturación crítica de aceite no tiene efecto directo sobre la entregabilidad del pozo, la tensión interfacial depende de la permeabilidad relativa. Adicionalmente, contemplaron tres regiones de flujo:

- Región 1: una región cercana a la cara del pozo, saturada con aceite y gas, en la cual ambos están fluyendo simultáneamente.

⁶⁴ Malachowski M. A., Yanosik J. L. and Batten A. H., “Simulation of Well Productivity Losses Due to Near Well Condensate Accumulation in Field Scale Simulations”. Paper SPE 30715, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, U.S.A., 22-25 October, (1995).

⁶⁵ Fevang Oiving and Whitson C. H. “Modeling Gas-Condensate Well Deliverability”. Paper SPE 30714, prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, U.S.A., 22-25 October (1995)

- Región 2: una región de acumulación de condensado, donde el líquido condensado está inmóvil y solo el gas está fluyendo.
- Región 3: una región que contiene solo una fase de gas.

Con las observaciones, del flujo en las tres regiones, desarrollaron un método simple para calcular la integral de pseudopresión

All et al.⁶⁶, modelaron el flujo de gas condensado cerca a la cara del pozo. La simulación exacta de las pérdidas de productividad en un pozo, debido a la acumulación de condensado, generalmente requiere un modelo radial con un grid fino y un método de solución totalmente implícito o adecuadamente implícito. Los costos de cómputo por la inclusión de un refinamiento del grid, necesario para capturar los efectos de la acumulación de líquido cerca al pozo en una simulación composicional del campo, pueden ser extremos, incluso para modelos con un refinamiento del grid y una capacidad implícita adecuada. Un modelo efectivo de un yacimiento de gas condensado, requiere los siguientes parámetros o fenómenos:

1. La saturación crítica del condensado y su dependencia de la tensión interfacial y la velocidad de flujo cerca a la cara del pozo.
2. La reducción de la permeabilidad relativa en la presencia de la condensación inmóvil.
3. La aparición de la velocidad de extracción.

⁶⁶ All J. K., McGauley P. J. and Wilson C. J. "Experimental Studies and Modelling of Gas Condensate Flow Near the Wellbore". Paper SPE 39053, prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August – 3 September (1997)

4. Flujo no-Darcy.
5. Modificaciones de las permeabilidades relativas a altas velocidades y/o baja tensión interfacial.

Lee y Chaverra⁶⁷ modelaron e interpretaron el banco de condensado, este ha sido reconocido como una de las principales causas de pérdida de entregabilidad en pozos de gas condensado. la entregabilidad de un pozo es un tema importante para la evaluación y desarrollo de yacimientos de gas condensado. La predicción precisa y a largo plazo de la entregabilidad del pozo, puede alcanzarse a través de un riguroso modelo composicional con una buena descripción de los parámetros de la roca, una ecuación de estado exacta para el fluido del yacimiento y un adecuado modelo mecanístico cerca a la cara del pozo en el simulador, este modelo debe incluir los efectos del flujo no-Darcy y las fuerzas viscosas que mejoran la movilidad del condensado. este simulador computacional utilizo el simulador de yacimiento comercial VIP de Landmark.

Blom y Hagoort⁶⁸ desarrollaron un método numérico para calcular el deterioro del pozo basados en el flujo radial de estado estable. El modelo incorpora la permeabilidad relativa cerca al punto crítico que depende de la saturación y la resistencia inercial. Para el modelo físico, se considero un yacimiento cilíndrico, de espesor constante y el pozo perforado totalmente en el centro. El yacimiento es homogéneo, isotrópico en permeabilidad, porosidad y resistencia inercial, por simplicidad no se considera agua connata o daño a la

⁶⁷ Lee Sheng-Tai and Chaverra Marcial, "Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field". Paper SPE 49265, prepared for presentation at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September (1998).

⁶⁸ Blom Saskia M. P. and Hagoort Jacques, "The Combined Effect of Near-Critical Relative Permeability and Non-Darcy Flow on Well Impairment by Condensate Drop Out". Paper SPE 51367.

formación (daño mecánico cero). La presión en el límite exterior del yacimiento permanece constante y alrededor de la presión del punto de rocío. Produce a una tasa constante y en estado estable. En el modelo matemático, tienen en cuenta el balance de materia para flujo multifásico en estado estable:

$$-\nabla \cdot \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} u_{\alpha} - \phi \frac{\partial}{\partial t} \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} = 0, \quad (176)$$

la ecuación generalizada Darcy-Forchheimer para dos fase de flujo:

$$u_{\alpha} = \frac{k k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \delta_{\alpha} \nabla p_{\alpha} \quad (177)$$

Entre otras, donde α indica la fase, δ es el factor de corrección inercial adimensional y u es la velocidad superficial ($L/t, m/d$).

Li y Firoozabadi⁶⁹, estudiaron el efecto de la gravedad, fuerzas viscosas, tensión interfacial y mojabilidad sobre la saturación crítica de condensado y permeabilidad relativa al gas, utilizando un modelo simple fenomenológico de red. Los resultados mostraron que la mojabilidad afecta significativamente tanto la permeabilidad relativa y la saturación crítica de condensado. adicionalmente sugiere que la entregabilidad del gas en yacimientos de gas condensado, puede ser mejorada por la alteración de la mojabilidad cerca a la cara del pozo.

⁶⁹ Li Kewen and Firoozabadi Abbas, "Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems". Paper SPE 56014.

El-Banbi et al.⁷⁰, construyeron un modelo de pozo composicional radial para investigar el comportamiento de la productividad del pozo. el modelo consistió en una sola capa con 36 bloques en el grid en dirección radial. El modelo fue limitado por la tasa de gas mientras que las propiedades del yacimiento se modificaron para que coincidieran con la presión promedio del yacimiento y la tasa de producción del condensado. Los resultados de la simulación mostraron que la composición del gas y del condensado cambian con el descenso de la presión del yacimiento y el cambio alrededor del pozo es más dramáticos que en el yacimiento.

Wheaton y Zhang⁷¹ desarrollaron un modelo teórico para describir la formación del banco de condensado. Este modelo tiene como prioridad tratar la dinámica del banco de condensado. Ellos definieron que la saturación de condensado alrededor del pozo productor, no solo depende de la presión, sino que también se debe tener en cuenta la concentración total de los componentes pesados y como varían estos con el tiempo cerca del pozo. Para entender la dinámica de la acumulación de condensado y el potencial de “re-vaporización” del condensado, es esencial entender el comportamiento del pozo y del campo en general.

Zhang y Wheaton⁷² analizaron la dinámica del banco de condensado, desde el comportamiento de la relación de gas-condensado producido. Ellos

⁷⁰ El-Banbi Ahmed H., McCain W. D. and Semmelbeck M. E. “Investigation of Well Productivity in Gas-Condensate Reservoir”. Paper SPE 59773, prepared for presentation at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada, 3-5 April 2000.

⁷¹ R.J. Wheaton and H.R. Zhang, BG International, Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells. Paper SPE 62930, prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas 1-4 October (2000)

⁷² Zhang H. R. and Wheaton R. J., “Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Changes in Produced Condensate to Gas Ratios”. Paper SPE 64662, prepared for presentation at the SPE

trataron de mostrar como la relación gas- condensado producido varia con el tiempo durante el agotamiento de presión. Utilizaron simulación numérica con el fin de confirmar y complementar el análisis teórico. El efecto de las bajas permeabilidades y la heterogeneidad del yacimiento en el banco de condensado se analizan en términos de la relación gas-condensado. Los resultados han demostrado que no existe el estado de equilibrio natural con respecto a la relación gas-condensado.

Hwang⁷³, describió la reducción de la productividad del pozo debido a las restricciones de flujo cerca al pozo. Las restricciones de flujo, consideran: daño mecánico, completamiento parcial, alteración de la formación debido a residuos del fluido de completamiento o líquido acumulado y efectos de flujo no-Darcy. Finalmente, desarrollo una ecuación que representa los efectos de las interacciones no lineales entre las restricciones de flujo cerca al pozo en la productividad del pozo, resultando en un daño total efectivo, que es más grande que la suma lineal convencional de los componentes individuales del daños.

Sarfraz et al.⁷⁴, propusieron un método simple para estabilizar el Inflow Performance Relationship. El método propuesto utiliza los datos de prueba del trasiente de presión, para estimar la permeabilidad efectiva como función de la presión y entonces utilizarla para convertir los datos de producción de presión de fondo fluyendo en pseudopresión para estabilizar el rendimiento del pozo. requiere la permeabilidad relativa como función de saturación de

International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 7-10 November 2000

⁷³ Hwang M. K., "Modeling Nonlinear Interactions Among Near-Well Flow Restrictions in Well-Deliverability Prediction and Simulation". Paper SPE 65407.

⁷⁴ Sarfraz A. Joknio and Djebbar, "Establishing Inflow Performance Relationship (IPR) for Gas Condensate Wells". Paper SPE 75503, prepared for presentation at the SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 30 April- 2 May 2002.

este modo es eliminada completamente. La permeabilidad efectiva de cualquier fase puede ser utilizada para predecir la producción de la segunda fase. La acumulación puede ser concebida para estimar la permeabilidad efectiva utilizando un modelo matemático. También los modelos matemáticos para las pérdidas de productividad en el pozo, debido al depósito de condensado cuando la presión del punto de rocío es alcanzada.

Mott⁷⁵, desarrollo una técnica para predecir el rendimiento de pozos de gas condensado, utilizando una simple técnica, la cual puede ser utilizada en una hoja de cálculo. El cálculo utilizado es un modelo de balance de materia para yacimientos depletados y la integral de pseudopresión de dos fases para el rendimiento inflow del pozo. la integral de pseudopresión incluye los efectos de alta velocidad también permite los cambios de la composición del fluido producido, debido a la formación del banco de condensado. La hoja de cálculo proporciona una herramienta rápida, para predecir el rendimiento del pozo, examinando el efecto del banco de condensado en diferentes tipos de pozos o para estudios de sensibilidad.

Kabir y Hasan⁷⁶, exploraron la posibilidad de utilizar un método simplificado para calcular la presión de fondo fluyendo, a partir de la presión en cabeza, tasas medidas, gravedad de fluidos producidos y dimensiones de tubería. Ellos abogaron por la utilización de modelos homogéneos de dos componentes, para eludir problemas con cualquier modelo riguroso de flujo en dos fases, como delimitaciones de frontera del flujo patrón, estimación de desplazamiento entre fases y hacer cálculos flash.

⁷⁵ MOTT, Robert "Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production". Paper SPE 77551, prepared for presentation at the Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September -2 October (2002).

⁷⁶ Kabir C. S. and Hasan A. R., "Simplified Wellbore-Flow Modeling in Gas/Condensate Systems". Paper SPE 89754.

Schroeter y Gringarten⁷⁷ estudiaron el crecimiento de la región de acumulación de líquido en un yacimiento de gas condensado, para esto, desarrollaron un modelo de flujo composicional de dos fases en el cual las propiedades termodinámicas de las fases son modeladas por la ecuación de estado cubica con coeficiente de interacción binaria cero, gravedad y presión capilar son insignificantes, la formación se asume sin límite lateralmente y homogéneo, la tasa de producción es constante todo el tiempo. En el modelo se asume:

- Dos fases, multicomponente, isotérmico y flujo Darcy.
- Perfil de permeabilidad relativa cuadrático en la saturación.
- La ecuación de estado cubica con coeficiente de interacción binaria cero.
- Yacimiento radial, homogéneo, propiedades de la roca isotrópicas.
- Tasa de producción y viscosidades constantes, y
- Gravedad y fuerzas capilares insignificantes.

Chowdhury et al.⁷⁸, desarrollado un método semianalítico para predecir las tasas de producción de gas y aceite (condensado) de pozos con bancos de

⁷⁷Shoroeter Thomas von and Gringarten Alain C. "Estimates for the Growth of a Condensate Bank from a Simple Compositional Model". Paper SPE 89911, prepared for presentation at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 26-29 September (2004).

⁷⁸ Nitin, Sharma Ravi, Pope Gary A., and Seperhnoori Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" Paper SPE 90320, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September (2004).

condensados. El método semianalítico incluye los efectos del número capilar (altas velocidades) y flujo no-Darcy. El método fue implementado en un simulador de yacimientos composicional y verificado los resultados obtenidos por un simulador composicional de grid fino para fluidos de gas condensado rico y pobre. El método fue probado para una capa, multicapa, y múltiples pozos de yacimientos de gas condensando y se encontró que daba resultados exactos.

Xiao y Al-Muraikhi ⁷⁹ propusieron un método para determinar el desempeño de la producción de un pozo de gas condensado. este método modela el banco de condensado para considerar el efecto combinado del descenso de condensado (efecto PVT) y la acumulación de condensado (comportamiento de la permeabilidad relativa), esta nueva aproximación da un mejor entendimiento de las mecanismos involucrados. Este método se verifica con la simulación de datos presentes en la literatura, obteniéndose buenos resultados de acuerdo a los datos publicados para pozo vertical, fracturado y horizontal.

Jamiolahmady et al. ⁸⁰, estudiaron el efecto del flujo de gas y condensado en las regiones perforadas, utilizando modelo aproximado de elemento finitos. El modelo permite los cambios de las propiedades del fluido y tiene en cuenta los efectos del acoplamiento positivo y negativo e inercial, utilizando el flujo fraccional, correlación base de la permeabilidad relativa.

⁷⁹ Xiao J. J. and Al-Muraikhi Ahmad, "A New Method for the Determination of Gas Condensate Well Production Performance". Paper SPE 90290, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 26-29 September (2004).

⁸⁰ Jamiolahmady M. Danesh A. Sohrabi M. and Atael R., "Gas-Condensate Flow in Perforated Regions". Paper SPE 94072.

Bozorgzadeh y Gringarten⁸¹, utilizaron la simulación composicional para identificar los parámetros claves que determinan la entregabilidad del pozo, demostrando que el número capilar, la permeabilidad relativa cerca a la cara del pozo y a la saturación inicial y la permeabilidad absoluta son los parámetros que controlan la productividad de un pozo de gas condensado cuando la presión se encuentra por debajo de la presión del punto de rocío. Finalmente, combinaron la pseudopresión para uno y dos fases, para estimar los datos de permeabilidad relativa, requeridos en la simulación.

El flujo multimecanístico es el resultado de la acción combinada de los componentes del flujo Darciano (flujo macroscópico de la fase causada por los gradientes de presión) y un componente de flujo difusivo (causado por el gradiente de concentración molecular) en un yacimiento de hidrocarburos. Ayala et al.⁸², desarrollaron una estructura necesaria para la evaluación del impacto del flujo multimecanístico en sistemas donde el comportamiento del fluido es complejo como es el caso del fluido retrogrado de los yacimientos de gas condensado, para esto se implementó un simulador composicional. Debido al complejo comportamiento de los fluidos, un modelo totalmente implícito (IMPISC). Finalmente plantearon diferentes dominios donde el flujo multimecanístico puede suponerse en un simulador composicional de retrogrado que se presentó en un yacimiento de gas condensado.

⁸¹ Bozorgzadeh, M. and Gringarten, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018.

⁸² Ayala Luis F., Ertekin Turgay and Adewumi Michael. "Compositional Modeling of Retrograde Gas-Condensate Reservoir in Multimechanistic Flow Domains". Paper SPE 94856.

Shandrygin y Rudenko⁸³ propusieron un método para evaluar el daño en pozos de gas-condensado, utilizando un modelo de pozo simplificado. El método propuesto se basa en una aproximación en una fase, tratando el condensado como inmóvil sin fases de transición entre el gas y el condensado. Esto reduce el número de parámetros de entrada y disminuye los costos computacionales. En el desarrollo del método se asume un yacimiento homogéneo, simétricamente radial y la fase líquida se considera inmóvil. Se consideran conocidos los parámetros del yacimiento como porosidad y permeabilidad. El banco de condensado se considera de forma constante y es caracterizado por la siguiente ecuación de distribución espacial de saturación de gas:

$$S(r) = S_g + (S_{min} - S_g) \exp\left\{-\left(\frac{r-r_w}{r_b-r_w}\right)^2\right\} \quad (178)$$

Donde, S_g es la saturación de gas en el yacimiento, S_{min} es la saturación de gas mínima, r_b es el tamaño del banco de condensado.

La distribución de la saturación de gas, utilizada para evaluar el daño de condensado es calculada por:

$$S = \int_{r_w}^{R_e} \left(\frac{k_{gr}}{k(S(r))} - 1 \right) \frac{dr}{r} \quad (179)$$

Donde, k_{gr} es la permeabilidad relativa del gas a las condiciones iniciales del yacimiento y R_e es el radio externo del yacimiento.

El flujo multifásico en la cara del pozo, representa un desafío para los ingenieros de producción, desde que la caracterización del régimen de flujo determine el método apropiado de cálculo de la caída de presión. Sadegh et

⁸³ Shandrygin A. and Rudenko D., "Condensate Skin Evaluation of Gas/Condensate Wells by Pressure-Transient Analysis". Paper SPE 97027, prepared or presentation at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October (2005).

al.⁸⁴, desarrollaron un modelo de flujo, basado en el principio físico del sonido, incorporando métodos hidrodinámicos y termodinámicos actuales. El método desarrollado. El modelo desarrollado comprende la detección de la rutina del patrón de flujo, un modelo termodinámico y una ecuación de estado basada en el comportamiento de fase.

Olaberinjo⁸⁵, considero el comportamiento de flujo en un yacimiento de gas condensado y desarrollo un modelo que permite calcular aproximadamente la presión de agotamiento, de un yacimiento de gas condensado, a partir de la composición original del fluido del yacimiento, utilizando los cálculos de equilibrio liquido-vapor, las propiedades del fluido, propiedades adimensionales y la acumulación del liquido retrogrado como guía.

Ramírez et al.⁸⁶, construyeron un modelo de pozos composicional para evaluar tanto a los tiempos tempranos como por largo tiempo las características de los datos del trasiente de presión, este estudio incluye los efectos combinados de flujo no-Darcy en presencia de condensación retrograda y daño en la cara del pozo en el análisis del trasiente de presión en yacimientos de naturalmente fracturados. El objetivo del modelo fue tomar una mirada crítica del comportamiento de la condensación retrograda en la fractura y en la matriz, en la región cercana a la cara del pozo de un yacimiento idealizado naturalmente fracturado. La ecuación de flujo para el

⁸⁴ Sadegh A. A., Zaghoul J. S. and Adewumi M. A. "Gas Condensate Wellbore Modeling Using a Fundamental Approach". Paper SPE 102479, prepared for presentation at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 September (2006).

⁸⁵ Olaberinjo A. F. "Modeling the Effects of Compositional Changes in Transient Flow of Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 106339, presented at the 2006 SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section Held in Dhahran, Saudi Arabia, 21-23 May (2006).

⁸⁶ Ramirez B., Kazemi H. and Ozhan E. "Non-Darcy Flow Effects in Dual-Porosity, Dual-Permeability, Naturally Fractured Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 109295, prepared for presentation at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A., 11-14 November (2007).

componente hidrocarburo en coordenadas $r - z$, obtenida del modelo numérico, es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left[x_m \xi_o \hat{T}_{or} \left(\frac{\partial p_g}{\partial r} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial r} \right) + y_m \xi_g \hat{T}_{gr} \left(\frac{\partial p_g}{\partial r} - \gamma_g \frac{\partial D}{\partial r} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[x_m \xi_o \hat{T}_{oz} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial z} \right) + y_m \xi_g \hat{T}_{gz} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} - \gamma_g \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] + (x_m \xi_o q_o + y_m \xi_g q_g) = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (x_m \xi_o S_o + y_m \xi_g S_g)] \quad (180)$$

Donde

$$\hat{T}_{i\eta} = \frac{k_{ri} k_{r\eta}}{\mu_i} \quad (181)$$

Donde $\hat{T}_{i\eta}$ es la movilidad del fase i en la η dirección ($r - z$), ξ es la densidad molar de la fase ($lbmoles/ft^3$), $k_{r\eta}$ es la permeabilidad relativa de la fase, y γ es el gradiente del fluido (psf/ft). Se obtiene una ecuación similar para la fase agua.

Los pozos perforados de la dirección de mínima tensión horizontal para permitir múltiples fracturas transversales, para mejorar la productividad y la baja permeabilidad en yacimientos de gas y aceite. Los factores que afectan la productividad en las fracturas de varios pozos horizontales, varían en función del yacimiento y las propiedades de la fractura, así como las trayectorias pozo a pozo. Guo y Yu⁸⁷, formularon un modelo analítico simple que permite describir mejor la productividad de la fractura de varios pozos horizontales, el modelo asocia el flujo radial con la región no fracturada del yacimiento, el flujo lineal hacia la fractura en la región fracturada, el flujo lineal en la fractura y el flujo radial en la fractura hacia el pozo horizontal.

⁸⁷ Guo Boyun and Yu Xiance, "A Simple and Accurate Mathematical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells". Paper SPE 114452, prepared for presentation at the CIPS/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 16-19 June (2008).

Mahdiyar et al.⁸⁸, desarrollaron un simulador matemático de dos dimensiones, basados en el método de diferencias finitas y teniendo en cuenta los efectos combinados de acoplamiento e inercial utilizando correlaciones generalizadas desarrolladas recientemente. Este modelo de pozo, el cual simula el flujo en estado estable alrededor de un pozo fracturado hidráulicamente, también tiene en cuenta el cambio de fase y los sistemas de baja tensión interfacial.

Singh y Whitson⁸⁹, verificaron el método de pseudopresión de gas condensado de Fevang –Whitson para yacimientos estratificados. Las capas se caracterizan por una amplia variación de permeabilidad y composición, y pueden estar o no comunicadas. El método de pseudopresión es utilizado en los cálculos para modelos de grid, con red areal relativamente larga, capturando el banco cerca al pozo con un grid refinado local, de ese modo, reducen el tiempo de corrida y el tamaño del modelo. Los resultados obtenidos verificaron que en los primeros tiempos, el método de pseudopresiones propuesto por Fevang-Whitson es válido y exacto para sistemas de capas con significativa heterogeneidad, con y sin flujo, con y sin número capilar modificando las permeabilidades relativas y con mucho líquido para la composición de cada capa.

7.1 METODOLOGÍA APLICADA AL CAMPO

⁸⁸ Mahdiyar H., Jamiolahmady M. and Sohrabi M. "A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 113597, prepared for presentation at the 2008 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9-12 June (2008)

⁸⁹ Singh Kameshwar and Whitson Curtis H., "Gas Condensate Pseudopressure in Layered Reservoirs". Paper SPE 117930, prepared for presentation at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE, 3-6 November (2008).

7.1.1 Generalidades del campo Cupiagua

El Campo Cupiagua fue descubierto en 1993, está localizado en la cuenca de los Llanos como se observa en la Fig.27, la cual es una cuenca asimétrica, localizada al Este de los Andes y hace parte de las cuencas subandinas del país (ECOPETROL, 1995). La cuenca de los Llanos Orientales cubre un área aproximada de 190000 km² y geográficamente se divide en tres áreas principales; una zona norte, Arauca, una parte central, Casanare y un sector sur, Meta. La cuenca limita al Oeste por el Piedemonte de la cordillera Oriental, al Este por el Escudo Precámbrico de Guyana y al Sur por la serranía de La Macarena y el arco de basamento.

La cuenca de los llanos tiene continuidad hacia el Norte en la cuencas Venezolanas de Apure Occidental y Barinas, las cuales están separadas de la cuenca de los Llanos Colombianos, desde el Terciario temprano, por el alto estructural del Arco de Arauca. Algunas características generales del campo se resumen en la Tabla 5.

7.1.2 Aplicación

El banco de condensado cerca al pozo, es el principal factor que causa la pérdida de entregabilidad del mismo, el problema se complica en pozos de baja permeabilidad, el campo Cupiagua (Fig. 30), es un yacimiento de gas condensado, que se caracteriza por baja permeabilidad y alta temperatura.

Estudios previos Lee y Chaverra⁹⁰ han demostrado que el sistema in-situ esta cercano a las condiciones termodinámicas críticas y cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, una significativa cantidad de liquido se condensa.

Figura 27: Localización del área del Campo Cupiagua.



Fuente: Well Review BP, 2001

Tabla 5: Propiedades de Campo Cupiagua.

⁹⁰ Lee Sheng-Tai and Chaverra Marcial, "Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field". Paper SPE 49265, prepared for presentation at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September (1998).

CARACTERÍSTICAS GENERALES CAMPO CUIAGUA	
Fracción de Intervalos	Mirador, Barco
Tipo de roca	Cuarzoarenitas
Porosidad	5-6 % en areniscas puras
Permeabilidad	0.5-10 md
Saturación de agua inicial	10%
Presión	6025 psi
Temperatura	240-285 °F
Fluido del yacimiento	Gas condensado, 3500 GOR
Gradiente de esfuerzo máximo horizontal	1.2 -1.7 psi/pies
Gradiente de esfuerzo vertical	1.07 psi/pies
Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal	0.65 – 0.77 psi/pies
Gradiente de presión de poro	0.44 psi/pies
Formación del yacimiento	Cuarzoarenita, Área tectónicamente activa
Principales problemas de estabilidad presentados	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
Estructura del yacimiento	Anticlinal fallado
Formación de mayor inestabilidad	Carbonera, Mirador y Cuervos

Fuente: MÉNDEZ Y. y PABON E. Tesis de Grado 2004.

All et al.⁹¹, a partir de sus experiencias, definieron que un modelo efectivo de un yacimiento de gas condensado, requiere los siguientes parámetros o fenómenos:

1. La saturación crítica del condensado y su dependencia de la tensión interfacial y la velocidad de flujo cerca a la cara del pozo.

⁹¹ All J. K., McGauley P. J. and Wilson C. J. "Experimental Studies and Modelling of Gas Condensate Flow Near the Wellbore". Paper SPE 39053, prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August – 3 September (1997)

2. La reducción de la permeabilidad relativa en la presencia de la condensación inmóvil.
3. La aparición de la velocidad de extracción.
4. Flujo no-Darcy.

En modelo radial para estudiar yacimientos de baja permeabilidad, la ecuación de flujo es obtenida de la combinación de la ecuación de continuidad en dirección radial, el flujo turbulento, ecuación de Darcy y ecuación de estado para los gases reales, (Peng-Robinson o Redlich-Kwong)⁹².

La ecuación de continuidad, se obtiene mediante un balance de masa de fluido. Para un sistema de flujo de gas condensado en estado estable es⁹³:

$$\nabla \cdot ([\rho V]_g + [\rho V]_c) = 0 \quad (182)$$

Las ecuaciones de flujo para la fase de gas y condensado son:

$$V_g = \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \nabla P$$

$$V_c = \frac{k k_{rc}}{\mu_g} \nabla P \quad (183)$$

k_{rg} y k_{rc} son la permeabilidad relativa al gas y al condensado respectivamente, afectada por la inercia y el acoplamiento. Se utilizó la correlación generalizada k_r desarrollada por Jamiolahamy et al.⁹⁴

⁹² Katz Donald, Campos J. Antonio and Singh S. P. "Application of Radial Simulation Model". Paper SPE 5883.

⁹³ Mahdiyari H., Jamiolahamy M. and Sohrabi M. "A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 113595 prepared for presentation at the 2008 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9-12 June 2008.

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene:

$$\nabla \cdot \left\{ \left[\left(\frac{\rho_g k_T}{\mu} \right)_g + \left(\frac{\rho_l k_T}{\mu} \right)_c \right] k \nabla P \right\} = 0 \quad (184)$$

Se debe asumir que podría haber transferencia de masa entre las dos fases que fluyen, pero la composición total del fluido (z_j), permanece constante en el fluido que vieja a través del medio poroso⁹⁵. Es decir, no hay ninguna fuente o sumidero en la masa total de cada componente. Por lo tanto,

$$z_j = \frac{\rho_g Q_g y_j + \rho_l Q_l x_j}{\rho_g Q_g + \rho_l Q_l}$$

$$\frac{\rho_g y_j GTR + \rho_l x_j (1 - GTR)}{\rho_g GTR + \rho_l (1 - GTR)} = \text{CONS} \quad (185)$$

Donde, z_j , y_j y x_j son las fracciones de masa del componente j en la mezcla, en el gas y el condensado, respectivamente; Q es la tasa de flujo volumétrico; y GTR es el flujo fraccional del gas.

La entregabilidad un parámetro muy importante en el comportamiento de la productividad del pozo, puede ser calculada a partir de una modificación de la ecuación de Evinger-Muskat de pseudopresión para gas seco, desarrollada por Fevang y Whitson⁹⁶, además se puede dividir del flujo en tres regiones principales:

⁹⁴ Jamiolahmady M., Danesh A., Tehnari D. and Sohrabi M. "Variations of Gas/Condensate Relative Permeability With Production Rate at Near-Wellbore: A General Correlation" SPE 83960, SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, Volume 9, Number 5, pp 688-697, (Dec-2006).

⁹⁵ Jamiolahmady M., Danesh A. and Duncan D. B. "Measurement and Modeling of Gas Condensate Flow Around a Rock Perforation" Transport in Porous Media Volume 63 Number 2, pp 323-347, (2006).

⁹⁶ Fevang Oiving and Whitson C. H. "Modeling Gas-Condensate Well Deliverability". Paper SPE 30714, prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, U.S.A., 22-25 October (1995)

- Región 1: una región cercana a la cara del pozo, saturada con aceite y gas, en la cual ambos están fluyendo simultáneamente. En esta región, el flujo composicional se mantiene constante y es la principal fuente de pérdida de entregabilidad en los pozos de gas condensado, estas pérdidas depende principalmente de la permeabilidad relativa al gas en la región y de su tamaño. La permeabilidad relativa al gas en la Región 1, es función principalmente de la distribución de la saturación de líquido, esta distribución es determinada específicamente para asegurar que todo el líquido condensado que entra, tenga la suficiente movilidad para fluir a través y fuera de ella sin ninguna acumulación.
- Región 2: una región de acumulación de condensado, donde el líquido condensado está inmóvil y solo el gas está fluyendo. La acumulación del condensado es causada por dos mecanismos: 1. El condensado producido por el yacimiento de gas, debido a la declinación de la matriz del yacimiento en la corriente del yacimiento de gas en esta región.
- Región 3: una región que contiene solo una fase de gas. Esta región siempre existe en un yacimiento de gas condensado que se encuentra subsaturado y la composición es constante e igual a la original del yacimiento.

Para el cálculo de la productividad, se presentan diferentes enfoques como:

Las tasa de producción de gas y aceite (condensado) de pozos de gas condensado, pueden predecirse a partir del modelo semianalítico desarrollado por Chowdhury et al.⁹⁷

⁹⁷ Nitin, Sharma Ravi, Pope Gary A., and Seperhnoori Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" Paper SPE 90320, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September (2004).

A partir del modelo de pozo composicional propuesto por Afidick et al.⁹⁸, el efecto de la acumulación del condensado puede ser estimado de la siguiente ecuación:

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422 Q_{sc} Z F (M \ln(r_e/r_i) - 3/4) + \ln(r_i/r_w) + S_c + P Q}{k_i h} \quad (186)$$

Donde, P_r es la presión promedio del yacimiento, P_{wf} es la presión de fondo fluuyendo en $psia$, S_c es el factor daño a $Q = 0$, r_i es el radio de la zona interna, r_e es el radio de drenaje, r_w es el radio del pozo, Q es la tasa de flujo en $Mscf/dia$, $M = k_{zona\ interna}/k_{zona\ externa}$ y k_i es la permeabilidad efectiva del gas a la saturación crítica del condensado.

Fusell⁹⁹ evalúa el efecto de la acumulación del condensado en la vecindad del pozo, mediante la relación de productividad, definida como la relación del índice de productividad de un pozo actual con el índice de productividad de un pozo estándar, puede utilizarse para estimar la pérdida de productividad. Se utiliza un pozo estándar de características idénticas al pozo actual. La relación de productividad se define como:

$$PR = q/q_s \quad (187)$$

Donde la evaluación de q y q_s , debe ser dado para valores de P_r y P_{wf} .

La relación de productividad en estado estable se define como:

$$PR_{ss} = q_c/q_s \quad (188)$$

⁹⁸ Afidick Deddy, Kaczorowskin N. J. and Bette Srinivas. "Production Performace of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field". Paper SPE 28749, prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Melbourne, Australia, 7-10 November (1994).

⁹⁹ Fussell D. D. "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 4072.

Donde q_e es la tasa de producción en estado estable. La magnitud de la relación de productividad indica las severas pérdidas de productividad debido a la acumulación de líquido. Desarrollo un método de productividad del pozo que depende de los métodos de depleción y estado estable definidos a continuación:

- Método de depleción: Las pérdidas de la productividad sostenida por la producción de un pozo de gas condensado, como resultado de la acumulación del condensado, se puede determinar comparando el desempeño actual predicho de un pozo con el desempeño de un pozo estándar.

La función pseudopresión para el método de depleción se define como:

$$m_p(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{k_{rg}}{\mu_g Z_g} \lambda d\lambda \quad (189)$$

La función $m_p(p)$, asume que la condensación de la fase condensada es inmóvil. La integral de la ecuación anterior solo es función de la presión, dado que la saturación del condensado es una función conocida de la presión.

- Método estado estable: Este método es similar al presentado por O'Dell y Miller¹⁰⁰, la ecuación de estado estable desarrollado para un gas condensado es similar a la función de pseudopresión para gas seco. Entonces, la función de pseudopresión para el gas condensado se define como:

$$m_p(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{k_{rg}}{\mu_g Z_g} \left(1 + \frac{V_2 Z_2}{V_g Z_g} \right) \lambda d\lambda \quad (190)$$

¹⁰⁰ O'Dell, H. G. and Miller, R. N. "Successfully Cycling a Low Permeability, High-Yield Gas Condensate Reservoir". J Pet. Tech. (Jan., 1967) 41-44

El cual incluye el factor de compresibilidad para cada fase. La integral anterior es solo función de la presión.

- Métodos de la productividad del pozo, depleción y estado estable: Las funciones pseudopresión de depleción y de estado estable, son usadas en la ecuación

$$q = \frac{702.2 \times 10^{-6} kh}{r \ln(r_e/r_w)} [m(p_e) - m(p_w)] \quad (191)$$

Para calcular la tasa de producción. La ecuación anterior requiere la presión en el exterior y en la cara de la arena del yacimiento. Esas presiones son utilizadas, para determinar la apropiada función pseudopresión de los métodos de depleción y de estado estable. Las funciones de pseudopresión son utilizadas en la ecuación anterior para calcular la productividad del pozo, q_s y q_c . La tasa de producción q_s es la tasa de producción del pozo estándar.

Debido a que el campo Cupiagua es un yacimiento naturalmente fracturado se debe plantear un modelo de porosidad que describa el cambio de las porosidades de matriz y fractura ante los esfuerzos efectivos, Osorio et al.¹⁰¹, proponen las siguientes expresiones:

Ecuación de porosidad para la matriz

$$\frac{d\phi_m}{\phi_m} = -C_{p,m} d\bar{\sigma}_p^d + C_{b,c}^d d\bar{\sigma}_b^d \quad (192)$$

Ecuación de porosidad para la fractura

¹⁰¹ OSORIO GALLEGO, Jose Gildardo. Notas para un curso de aplicaciones geomecánicas a la Ing. de Yacimiento. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Recursos Minerales. Medellín 1996.

$$\frac{d\phi_f}{\phi_f} = -C_{pcf} d\bar{\sigma}_p^d + C_{br}^d d\bar{\sigma}_b^d \quad (193)$$

Donde, $\bar{\sigma}_p^d$ es el esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen poroso en un sistema de doble porosidad y $\bar{\sigma}_b^d$ es el esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen total en un sistema de doble porosidad, C_{br}^d es la compresibilidad de la roca, C_{pcm} es la compresibilidad de los poros primarios y C_{pcf} es la compresibilidad de los poros secundarios. Adicional al modelo de porosidad, debe incluirse un modelo de deformación geomecánica, el cual describe el comportamiento de la deformación de la parte sólida de la roca ante un cambio de esfuerzos del yacimiento generado por la perforación del pozo. El modelo considera deformación infinitesimal, elástica no lineal para el esqueleto de la roca que conforma el yacimiento. El modelo de deformación geomecánico propuesto por Osorio et al., está conformado por las ecuaciones de equilibrio, deformación-desplazamiento y esfuerzo-deformación-presión.

Como posiblemente, el sistema de ecuaciones resultantes es no lineal. Por lo tanto, se hace necesario aplicar un método numérico para la solución. El más recomendado es el método de diferencias finitas de segundo orden. El tamaño del grid para este sistema no es uniforme, se puede determinar con una progresión logarítmica, hacia el límite radial del yacimiento.

8. CONCLUSIONES

A partir de la investigación realizada, se puede concluir:

- Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío, una región altamente saturada de líquido se acumula alrededor del pozo, alterando el flujo de gas y reduciendo la productividad. Esta región saturada de líquido, recibe el nombre de “Banco de condensado”, sus efectos depende de: (1) permeabilidades relativas, (2) propiedades **PVT** y (3) la forma en que el pozo es producido.
- La saturación de condensado alrededor de un pozo productor de gas condensado, no solo depende de la presión, sino que también se debe tener en cuenta la concentración total de los componentes pesados y como varían estos con el tiempo cerca del pozo.
- En un pozo productor de gas condensado, existen tres regiones principales de flujo: la Región 1 cerca a la cara del pozo, saturada con aceite y gas, en la cual ambos fluyen simultáneamente, esta es la principal fuente de pérdida de entregabilidad en el pozo; la Región 2 o región de acumulación, en la cual, el líquido condensado es inmóvil y solo fluye gas y la Región 3 que contiene solo gas, cuya composición es igual a la original del yacimiento.
- En los yacimientos de gas, las propiedades cambian con la presión, para evitar este problema, se introduce el concepto de pseudopresión, Fevang

y Whitson en su modelo de entregabilidad, calcularon la pseudopresión para las tres regiones de flujo que se pueden presentar en el yacimiento de gas condensado.

- La productividad en la mayoría de pozos de gas condensado se reduce por la formación de un banco de condensado en la región cercana al pozo. Este banco de condensado, disminuye la entregabilidad de los pozos de gas condensado, para modelar este problema se requiere de un grid fino de simulación, esto usualmente representa mayor tiempo de computo.
- Para modelar un yacimiento tan complejo como Cupiagua, se debe tener en cuenta diferentes factores como: los efectos del banco de condensado, el flujo no-Darcy, la doble porosidad, la deformación mecánica, entre otros.
- Los modelos de pozos, son la mejor opción para modelar yacimientos complejos como es el caso del campo Cupiagua, ya que modelar todo el yacimiento, requiere buenas técnicas de refinamiento, mayor tiempo de computo y probablemente los resultados obtenidos no correspondan al comportamiento del campo.

RECOMENDACIONES

En un próximo trabajo sobre este tema se deben tener en cuenta las siguientes sugerencias.

- Se recomienda modelar el yacimiento, desde lo convencional hasta lo complejo, modificando uno a uno los parámetros, con el fin de analizar, como varía la producción de un modelo a otro.
- Si se tiene la información necesaria, se recomienda desarrollar un modelo computacional, que tenga en cuenta, la saturación crítica del condensado y su dependencia de la tensión interfacial y la velocidad del flujo; la reducción de la permeabilidad relativa en presencia de condensación inmóvil, el flujo no-Darcy y las modificaciones de las permeabilidades relativas a altas velocidades y/o baja tensión interfacial.
- Con base en la metodología propuesta, y en investigaciones previas, desarrollar un modelo numérico que permita predecir el comportamiento de la producción de un pozo de gas condensado.
- Si el modelo computacional no se puede desarrollar, pero se logra obtener el modelo composicional, este puede ser modelado en paquetes comerciales como Eclipse, VIP de Landmark, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

AFIDICK Deddy, KACZOROWSKIN N. J. and BETTE Srinivas. "Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field". Paper SPE 28749, prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Melbourne, Australia, 7-10 November (1994).

ALL J. K., MCGAULEY P. J. and WILSON C. J. "Experimental Studies and Modelling of Gas Condensate Flow Near the Wellbore". Paper SPE 39053, prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August – 3 September (1997)

AL-MAJED A. A., FAHD King and DOUGHERTY E. L. "A Variable Cell Model for Simulation Gas Condensate Reservoir Performance" Paper SPE 21428, prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Show held in Bahrain, 16-19 November (1991).

AYALA Luis F., ERTEKIN Turgay and ADEWUMI Michael. "Compositional Modeling of Retrograde Gas-Condensate Reservoir in Multimechanistic Flow Domains". Paper SPE 94856

BLOM Saskia M. P. and HAGOORT Jacques, "The Combined Effect of Near-Critical Relative Permeability and Non-Darcy Flow on Well Impairment by Condensate Drop Out". Paper SPE 51367.

BOZORGZABEH, M. and GRINGARTEN, A. C. "Estimating Productivity-Controlling Parameters in Gas/Condensate Wells From Transient Pressure Data". Paper SPE 94018.

CLARK T. J. "The Application of 2D Compositional, Radial Model To Predict Single-Well Performance in a Rich Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 14413, prepared for presentation at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers had in Las Vegas, NV September 22-25, (1985)

COATS Keith H. "Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance". Paper SPE 10512.

COATS Keith H. "An Equation of State Compositional Model". Paper SPE 8284.

COATS K. H., "Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoir". Paper SPE 18427, prepared for presentation at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, TX, February 6-8 (1989).

CHOWDHURY Nitin, SHARMA Ravi, POPE Gary A., and SEPERHRNOORI Kamy, "A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir" SPE 90320. Copyright 2004.

DUMORÉ J. M., HAGOORT J. and RISSEEUW A. S. "An Analytical Model for One-Dimensional, Three-Component Condensing and Vaporizing Gas Drives". Paper SPE 10069.

EL-BANBI Ahmed H., MCCAIN W. D. and SEMMELBECK M. E. "Investigation of Well Productivity in Gas-Condensate Reservoir". Paper SPE 59773, prepared for presentation at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada, 3-5 April 2000.

FEVANG Oivind "Gas Condensate Flow Behavior and Sampling". A Dissertation for the Partial Fulfillment of Requirements for the Degree of Doktor Ingenior. Division of Petroleum Engineering and Applied Geophysics The Norwegian Institute of Technology University of Trondheim. October (1995)

FEVANG Oiving and WHITSON C. H. "Modeling Gas-Condensate Well Deliverability". Paper SPE 30714, prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, U.S.A., 22-25 October (1995)

FUSSELL D. D. "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 4072.

GOMEZ Hamilton P. and CORREA Antonio Claudio “Fully Implicit Compositional Modelling of Gas Condensate and Volatile Oil Reservoir”. Paper SPE 23700 prepared for presentation at the 2nd Latin American Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, March 8-11, (1992).

HWANG, M. K. “Modeling Nonlinear Interaction Among Near-Well Flow Restrictions in Well-Deliverability Prediction and Simulation”. Paper SPE 65407.

JAMIOLAHMADY, M., DANESH, A., SOHRABI, M. and ATA EI, R. “Gas-Condensate Flow in Perforated Regions”. Paper SPE 94072.

KABIR C.S. and HASAN A. R. “Simplified Wellbore-Flow Modeling Gas/Condensate Systems”. Paper SPE 89754

KATZ Donald, CAMPOS J. Antonio and SINGH S. P. “Application of Radial Simulation Model”. Paper SPE 5883.

LEE Sheng-Tai and CHAVERRA Marcial, “Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field”. Paper SPE 49265, prepared for presentation at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September (1998).

LI, Kewen and FIROOZABADI, Abbas “Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems”. Paper SPE 56014

MAHDIYAR H., JAMIOLAHMADY M. and SOHRABI M. “A New Flow Skin Factor Formulation for Hydraulically Fractured Wells in Gas Condensate Reservoir”. Paper SPE 113595 prepared for presentation at the 2008 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 9-12 June 2008.

MOTT, Robert “Engineering Calculations of Gas Condensate Well Production”. Paper SPE 77551

NITIN, Sharma Ravi, POPE Gary A., and SEPERHRNOORI Kamy, “A Semi-Analytical Method to Predict Well Deliverability in Gas-Condensate Reservoir” Paper SPE 90320, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September (2004).

OLABERINJO A. F. “Modeling the Effects of Compositional Changes in Transient Flow of Gas Condensate Reservoir”. Paper SPE 106339, presented at the 2006 SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section Held in Dhahran, Saudi Arabia, 21-23 May (2006).

POPE G. A., WU W., NARAYANASWAMY G., DELSHAD M., SHARMA M. and WANG P. “Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate

Reservoirs”. Paper 49266, prepared for presentation at the 1996 Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1996.

RAMIREZ B., KAZEMI H. and OZHAN E. “Non-Darcy Flow Effects in Dual-Porosity, Dual-Permeability, Naturally Fractured Gas Condensate Reservoir”. Paper SPE 109295, prepared for presentation at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A., 11-14 November (2007).

ROEBUCK I. F., FORD W. T. HENDERSON G. E. and DOUGLAS Jim. “The Compositional Reservoir Simulator: Case III – The Radial Geometry”. Paper SPE 2486.

ROJAS, Gonzalo “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado

SADEGH A. A., ZAGHLOUL J. S. and ADEWUMI M. A. “Gas Condensate Wellbore Modeling Using a Fundamental Approach”. Paper SPE 102479, prepared for presentation at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 September (2006).

SARFRAZ A. JOKNIO and DJEBBAR, “Establishing Inflow Performance Relationship (IPR) for Gas Condensate Wells”. Paper SPE 75503, prepared for presentation at the SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 30 April- 2 May 2002.

SINGH Kameshwar and WHITSON Curtis H., "Gas Condensate Pseudopressure in Layered Reservoirs". Paper SPE 117930, prepared for presentation at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE, 3-6 November (2008).

SHOROETER Thomas von and GRINGARTEN Alain C. "Estimates for the Growth of a Condensate Bank from a Simple Compositional Model". Paper SPE 89911, prepared for presentation at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 26-29 September (2004).

XIAO J. J. and AL-MURAIKHI Ahmad, "A New Method for the Determination of Gas Condensate Well Production Performance". Paper SPE 90290, prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 26-29 September (2004).

ZHANG H. R. and WHEATON R. J., "Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Changes in Produced Condensate to Gas Ratios". Paper SPE 64662, prepared for presentation at the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 7-10 November 2000