

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS
CONDENSADO MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES**

HENDER GUSTAVO SAURITH COTES

CRISTIAN JESÚS HOYOS VILLALBA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS
CONDENSADO MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES**

**HENDER GUSTAVO SAURITH COTES
CRISTIAN JESÚS HOYOS VILLALBA**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**Co-Directora
OLGA PATRICIA ORTÍZ CANCINO
Ingeniera de Petróleos, MS.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

“El principio de la sabiduría es el temor del señor” Salmo 111:10

A ti Oh Dios dedico no sólo mis letras y mis triunfos sino también cada instante de mi vivir, cada respirar, cada latir, cada pensamiento que sale de mí.

Te agradezco por esta etapa que ya culmina y pongo en tus manos todo lo que ha de venir, sabiendo que quien se acoge a ti jamás queda defraudado.

Te doy gracias por el don de la vida pero más aún te agradezco por el don de conocerte y amarte, porque aunque vida tuviera sino te tengo a ti, nada tendría, porque sólo tú señor eres camino, verdad y vida.

Te agradezco por los míos, aquellos que tú conoces, los entrego a ti y te pido que los guardes en tu amor, y a mí, barro que tú has moldeado, si algo pudiera pedirte sería la gracia de vivir siempre de acuerdo a tu voluntad, que tu palabra sea lámpara que guíe mis pasos y luz que alumbre en mi camino.

Si existiera papel y lápiz capaz de contar tus glorias con gusto me convertiría en un eterno poeta.

Gracias Oh madre del cielo por llevarnos hacia Jesús.

Hender Saurith Cotes

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por acogernos como parte de la comunidad académica y contribuir en nuestra formación integral.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz por su valiosa orientación durante el desarrollo del proyecto.

A la ingeniera Olga Patricia Ortiz por su gran aporte y compromiso.

A todos los que de una u otra forma hicieron parte de nuestro proceso de formación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	20
1.1 CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	21
1.2 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA.....	23
1.2.1 Efectos de la temperatura.....	24
1.2.2 Efecto de la relación gas-condensado (RGC).....	24
1.2.3 Efecto de la gravedad API	25
1.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO	26
1.3.1 Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.....	28
1.4 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.....	30
1.4.1 Acumulación de líquidos en los pozos	30
1.4.2 Acumulación de líquido en la formación.....	30
1.4.3 Desarrollo del banco de condensado.....	33
1.4.4 Regiones de flujo	33
1.4.5 Despojamiento capilar	38

1.5 FENÓMENOS QUE AFECTAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN LA REGIÓN CERCANA AL POZO.....	39
1.5.1 Número Capilar.....	40
1.5.2 Tensión Interfacial.....	41
1.5.3 Flujo no Darcy.....	42
1.5.4 Acoplamiento positivo.....	44
1.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	44
1.6.1 Efectos sobre la permeabilidad relativa	46
1.6.2 Efectos del tipo de fluido.....	47
2. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	50
2.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	50
2.2 OBJETIVOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.....	51
2.3 INFORMACIÓN OBTENIDA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN	52
2.4 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	53
2.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN.....	54
2.5.1 Almacenamiento	54
2.5.2 Redistribución de fases.....	58
2.5.3 Factor Daño	61

2.5.4 Heterogeneidades del yacimiento.....	65
2.5.5 Limites.....	66
2.6 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PBU).....	67
2.7 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS PBU.....	70
2.7.1 Método de Horner.....	70
2.7.2 Método de la derivada de la presión.....	76
2.8 PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.....	79
2.8.1 Pseudopresión monofásica.....	81
2.8.2 Pseudopresión Bifásica.....	82
2.8.3 Comparación de los modelos.....	84
3. MODELO DE SIMULACIÓN COMPOSICIONAL.....	86
3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	86
3.2 MODELAMIENTO PVT DEL FLUIDO.....	88
3.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	90
3.4 MODELO ROCA-FLUIDO DEL YACIMIENTO.....	91
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	92
4.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA PBU A UNA PRESIÓN MAYOR A LA PRESIÓN DE ROCÍO.....	92

4.2 ANÁLISIS DE LA PRUEBA PBU A UNA PRESIÓN MENOR A LA PRESIÓN DE ROCÍO	96
4.2.1 Modelo sin efectos	97
4.2.2 Efecto del número capilar	98
4.2.3 Efecto del flujo no Darcy	99
4.2.4 Efecto del acoplamiento positivo.....	100
4.2.5 Efecto de la tasa de producción.....	104
4.2.6 Efecto de las curvas de permeabilidad relativa.....	107
4.2.7 Efecto de la permeabilidad absoluta	114
5. CONCLUSIONES	118
6. RECOMENDACIONES.....	120
BIBLIOGRAFÍA.....	121

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Efecto de la temperatura sobre la presión de rocío	24
Figura 2. Efecto de la relación gas-condensado sobre la presión de rocío.....	25
Figura 3. Efecto de la gravedad API sobre la presión de rocío	25
Figura 4. Diagrama de fases de un gas condensado.....	29
Figura 5. Esquema del comportamiento de flujo de un gas condensado.....	37
Figura 6. Permeabilidad relativa del condensado en tres diferentes distancias desde el pozo.....	46
Figura 7. Permeabilidad relativa del gas en tres diferentes distancias desde el pozo	47
Figura 8. Curva de condensación de líquido obtenida a partir de una prueba de expansión a composición constante (CCE)	48
Figura 9. Permeabilidad relativa para un gas condensado rico y pobre	49
Figura 10. Diagrama esquemático de una herramienta de registro de producción con un medidor de flujo en el tope del intervalo perforado	50
Figura 11. Efecto del almacenamiento en el comportamiento de la presión	57
Figura 12. Efecto del fenómeno de redistribución de fases en la gráfica de la derivada de la presión.....	60
Figura 13. Representación del daño en un pozo	61
Figura 14. Perfil de presión para un pozo dañado o estimulado	62
Figura 15. Efecto del daño en el comportamiento de la presión	65
Figura 16. Representación de una prueba de restauración de presión	69
Figura 17. Gráfica de Horner	71
Figura 18. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.....	76
Figura 19. Análisis semilog y derivada de Bourdet	77
Figura 20. Representación de los periodos de flujo en la derivada de la presión ..	78

Figura 21. Comportamiento de la gráfica de la derivada para un modelo compuesto por: (a) dos regiones y (b) tres regiones de flujo	84
Figura 22. Vista en 2-D del modelo construido	87
Figura 23. Densidad, viscosidad y saturación del fluido utilizado	89
Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa del modelo	91
Figura 25. Comportamiento de la presión para los modelos simulados.....	93
Figura 26. Datos de presión y tiempo cargados en Ecrin Saphir	93
Figura 27. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo	94
Figura 28. Comportamiento de la presión para los modelos simulados.....	97
Figura 29. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo sin efectos.....	98
Figura 30. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del número capilar.....	99
Figura 31. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del flujo no Darcy	100
Figura 32. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo	101
Figura 33. Saturación de condensado para cada modelo.....	101
Figura 34. Permeabilidad relativa del gas para cada modelo	102
Figura 35. Saturación de condensado a distintas tasas de producción de gas ...	105
Figura 36. Comportamiento de la Krg para diferentes tasas de producción de gas	106
Figura 37. Gráfica de la derivada de la presión a distintas tasas de producción de gas	107
Figura 38. Comportamiento de la presión para los modelos 1 y 2.....	109
Figura 39. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 1 y 2	109
Figura 40. Comportamiento de la presión para los modelos 3 y 4.....	110
Figura 41. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 3 y 4	111
Figura 42. Comportamiento de la presión para los modelos 1 y 3.....	112
Figura 43. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 1 y 3	114

Figura 44. Saturación de condensado para diferentes permeabilidades	115
Figura 45. Permeabilidad relativa del gas para diferentes permeabilidades	115
Figura 46. Gráfica de la derivada de la presión para diferentes permeabilidades absolutas	116

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición típica de un gas condensado.....	22
Tabla 2. Clasificación de un yacimiento de gas condensado basado en su riqueza	23
Tabla 3. Composición del fluido utilizado	88
Tabla 4. Propiedades del modelo	90
Tabla 5. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para los diferentes modelos	95
Tabla 6. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para los diferentes modelos	103
Tabla 7. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para diferentes tasas	107
Tabla 8. Parámetros utilizados en la curvas de permeabilidad relativa	108
Tabla 9. Resultados obtenidos de la interpretación de la prueba PBU para los modelos 1 y 2.....	110
Tabla 10. Resultados obtenidos de la interpretación de la prueba PBU para los modelos 3 y 4.....	112
Tabla 11. Resultados obtenidos de la prueba PBU realizada	116

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES.*

AUTORES: HENDER GUSTAVO SAURITH COTES, CRISTIAN JESÚS HOYOS VILLALBA.**

PALABRAS CLAVES: Banco de Condensado, Pruebas de Presión, Flujo Multifásico, Simulación Numérica.

El principal objetivo de este proyecto es analizar e interpretar pruebas de presión realizadas en un yacimiento de gas condensado bajo diferentes escenarios que incluyen una serie de fenómenos y variables involucradas en el comportamiento de la productividad de este tipo de yacimientos. En primera instancia, se describe la fundamentación teórica relacionada con los yacimientos de gas condensado y las técnicas utilizadas para el análisis de pruebas de pozo.

Posteriormente se detalla la metodología implementada, basada en la construcción de un modelo de simulación compuesto por un solo pozo con un refinamiento logarítmico en la cara del pozo que permite representar mejor las caídas de presión que ocurren en esta región, en la cual actúan diversos fenómenos que afectan negativa y positivamente el proceso de flujo de fluidos.

A partir de los datos de presión y tiempo obtenidos mediante simulación numérica se generaron las pruebas de presión utilizando el Software Saphir con el fin de determinar propiedades del yacimiento como la capacidad de flujo y para realizar una estimación del daño y su impacto en el desempeño del yacimiento a lo largo de su vida productiva. A su vez se evaluó el efecto de incluir variables como el flujo no Darcy y el número capilar en el análisis de las pruebas de presión y se realizó su interpretación basada en la derivada de la pseudopresión. Finalmente se analizó el efecto de la tasa de producción de gas sobre la saturación de condensado obtenida en la cara del pozo y se modificaron algunos parámetros de las curvas de permeabilidad relativa con el propósito de investigar su efecto sobre el comportamiento de derivada de la pseudopresión.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MS.c Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirectora: MS.c Olga Ortíz Cancino.

ABSTRACT

TÍTULO: EVALUATION OF A GAS CONDENSATE RESERVOIR BEHAVIOUR THROUGH PRESSURE TEST ANALYSIS.*

AUTHORS: HENDER GUSTAVO SAURITH COTES, CRISTIAN JESÚS HOYOS VILLALBA.**

KEYWORDS: Condensate Bank, Pressure Tests, Multiphase Flow, Numerical Simulation.

The main purpose of this project is analyze and interpret pressure tests carried out in a gas condensate reservoir under different scenarios which include a set of phenomena and variables involved in the deliverability behaviour of this type of reservoirs. In the first instance, is described the theoretical foundation related to gas condensate reservoirs and the techniques used for well test analysis.

Subsequently is detailed the methodology implemented based on the construction of a simulation model composed of a single well with a logarithmic refinement in the wellbore which allows to better represent pressure drops that happen in this region, in which various phenomena act and affect negatively or positively the fluid flow process.

From the pressure and time data obtained through numerical simulation, pressure tests were generated using Saphir software in order to determinate reservoir properties like flow capacity and to make a stimation of skin factor and its impact on reservoir performance throughout its productive life. In turn, the effect of including the non Darcy flow and capillary number variables on the pressure test analysis was evaluated and its interpretation was carried out based on the pseudopressure derivate. Finally the effect of the gas production rate on the condensate saturation obtained in the wellbore was analyzed and some parameters of the relative permeability curves were modified with the purpose of investigate its effect on the pseudopressure derivate.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemicals Engineering. Petroleum Engineering School. Director: MS.c Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirectora: MS.c Olga Ortiz Cancino.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de gas condensado se caracterizan por presentar un comportamiento retrogrado que ocurre cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío. Proceso que origina la formación de líquido, denominado banco de condensado, en la cercanía del pozo, causando una disminución en la permeabilidad relativa al gas, y por consiguiente, una severa disminución en la productividad del yacimiento. Este fenómeno es el resultado de una combinación de factores incluyendo las propiedades de las fases de los fluidos, las características del flujo de la formación y las presiones existentes en la formación y en el pozo.

El efecto negativo de permitir la condensación retrograda, tiene el agravante que lo depositado son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continua extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

Numerosos estudios sugieren que existen tres zonas con diferente movilidad: una zona externa con una saturación inicial de condensado, una zona cercana al pozo con una alta saturación de condensado y una baja movilidad del gas y una zona en la inmediata vecindad del pozo con un alto valor de capilaridad que aumenta la permeabilidad relativa del petróleo resultando en una recuperación de la mayor parte de la movilidad del gas perdida por el bloqueo de condensado.

Las pruebas de presiones han sido frecuentemente usadas con el fin de identificar modelos de yacimientos de hidrocarburos y estimar los parámetros asociados tales como permeabilidad, factor daño etc. El análisis de la información adquirida de las pruebas de pozo para yacimientos de gas condensado es básicamente diferente de la realizada en yacimientos de aceite y gas seco ya que este tipo de yacimientos exhiben un comportamiento complejo debido a la formación del banco de

condensado. La evaluación de este tipo de yacimientos incluye la estimación de reservas, el dimensionamiento de las facilidades de superficie y de los mecanismos de producción del yacimiento, por lo cual su exactitud depende de la comprensión del comportamiento y de las relaciones entre fases fluyentes.

El desarrollo de este proyecto se orienta a evaluar un yacimiento de gas condensado mediante el análisis de datos obtenidos de pruebas de presiones valiéndose de un modelo de simulación que permita determinar los efectos y posibles variables generadas por el bloqueo de condensado en el yacimiento y su influencia en el comportamiento del pozo.

1. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de gas condensado son aquellos yacimientos cuya temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla. Esta categoría de yacimientos de gas es un tipo único de acumulación de hidrocarburos en donde el comportamiento termodinámico especial de los fluidos es el factor controlador en el proceso de desarrollo y depleción del yacimiento. Cuando disminuye la presión en esta mezcla en lugar de expandirse (en el caso de un gas) o vaporizarse (si es un líquido) como podría esperarse, ésta se vaporiza en lugar de condensarse.¹

Dentro de los yacimientos de gas condensado, sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que los fluidos se encuentran en fase gaseosa al inicio de su vida productiva, pero mientras ocurre su explotación, la presión declina hasta alcanzar la presión de rocío ocasionando la formación de una zona dentro del yacimiento conformada por condensado, el cual se acumula en las proximidades del pozo, hasta alcanzar una saturación crítica y así empezar a fluir hacia los pozos de producción.

La mayoría de los yacimientos de gas condensado descubiertos se encuentran entre 5000 y 17000 ft de profundidad, con un rango de presión desde 3000 psi hasta 8000 psi y a una temperatura entre 200°F y 400°F. Estos rangos de presión y temperatura junto con amplios rangos de composición proporcionan una gran variedad de condiciones en el comportamiento físico de estos tipos de yacimientos. La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es predominantemente metano, como en el caso de los yacimientos de gas seco y

¹ AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006. p.10.

húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.²

1.1 CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

Las principales características asociadas a este tipo de yacimientos son:

- En la composición de la mezcla de hidrocarburos predomina el contenido de metano (C₁) mayor del 60%.
- La cantidad de hidrocarburos pesados es menor al 12.5%.
- Inicialmente la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La relación gas-aceite se encuentra entre 3000-150000 SCF/STB.
- La gravedad API del condensado se encuentra entre 40-60 °API.
- El color del líquido en el tanque es usualmente blanco o de colores ligeros, tornándose cada vez más oscuro cuanto más rico sea en componentes pesados.
- Generalmente el GOR para un sistema de condensado se incrementa con el tiempo debido al líquido condensado y a la pérdida de componentes pesados.

En la Tabla 1 se muestra una composición típica de una mezcla de hidrocarburos correspondiente a un gas condensado. El volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y la temperatura, sino también de la composición del fluido. Un gas seco por definición, no tiene suficientes componentes pesados para generar líquidos en el yacimiento, aunque se produzca una gran caída de presión en el pozo.

² ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p.24.

El contenido de líquido o riqueza de un gas condensado se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de mil pies cúbicos normales de gas. Se expresa generalmente como GPM (gal C₃⁺/1000 PCN) o BPMM (barriles de C₃⁺ por millón de pies cúbicos normales de gas) y depende de la composición de la mezcla. En su cálculo se supone que los componentes pesados a partir del propano se recuperan en su totalidad en superficie. En la Tabla 2 se muestra una clasificación de los yacimientos de gas condensado basado en su riqueza.

Tabla 1. Composición típica de un gas condensado

Componente	% Mol
CO ₂	2.37
N ₂	0.31
C ₁	73.19
C ₂	7.80
C ₃	3.55
i-C ₄	0.71
n-C ₄	1.45
i-C ₅	0.64
n-C ₅	0.68
C _{6(s)}	1.09
C ₇ ⁺	8.21

Fuente: WHITSON, Curtis. BRULÉ, Michael. Phase Behavior. Monograph SPE 2000. Vol. 20, p.2.

Tabla 2. Clasificación de un yacimiento de gas condensado basado en su riqueza

Riqueza	GPM	BPMM
Alta	14.6	348
Media	9.4	224
Baja	7.3	173
Pobre	4	97

Fuente: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p. 362.

1.2 PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA

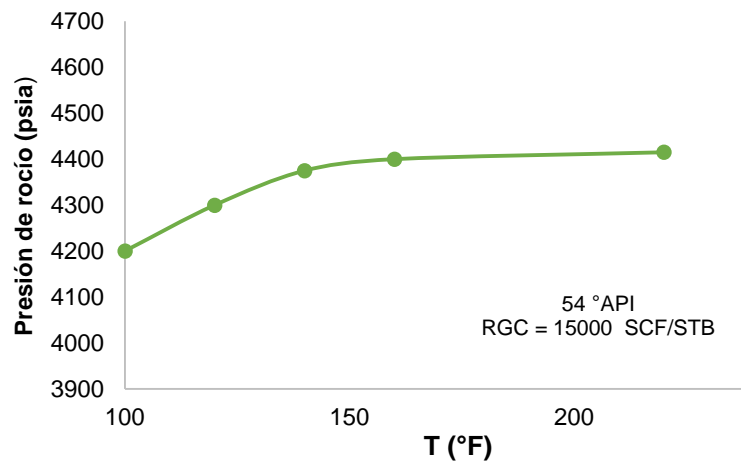
La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógrada reside en que a presiones por debajo de ésta empieza a ocurrir condensación retrógrada del líquido. Los fluidos de yacimientos de gas condensado se denominan retrógrados porque su comportamiento puede ser inverso al de los fluidos que comprenden componentes puros.

A medida que la presión del yacimiento declina y atraviesa el punto de rocío, se forma líquido, y el volumen de la fase líquida aumenta con la caída de presión. Conforme la presión continua disminuyendo, el sistema alcanzará un punto en el cual casi todo el líquido formado será revaporizado. Los factores que afectan en mayor grado a la presión de rocío son: temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la relación gas-condensado (RGC) y de la gravedad API del condensado.³

³ ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p.26.

1.2.1 Efectos de la temperatura. En la Figura 1 se muestra la respuesta de la presión de rocío de un condensado de 54 °API y una RGC = 15000 SCF/STB. Conforme la temperatura aumenta de 100 a 160 °F, la presión de rocío se incrementa de 4200 a 4400 psia para posteriormente exhibir una tendencia casi constante.

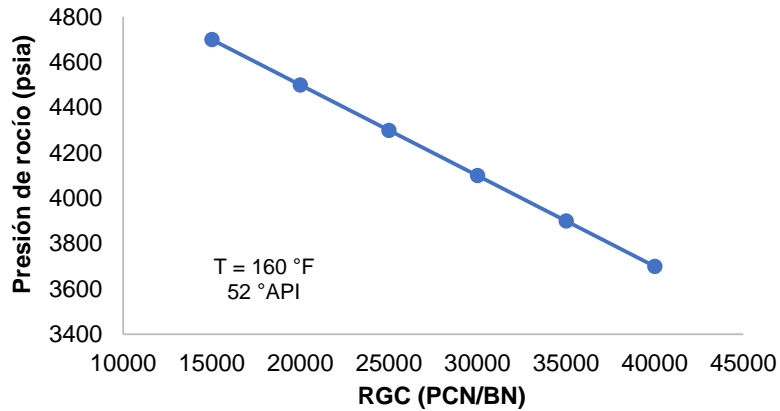
Figura 1. Efecto de la temperatura sobre la presión de rocío



Fuente: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p. 27

1.2.2 Efecto de la relación gas-condensado (RGC). En la Figura 2 se puede observar que conforme aumenta la RGC (gas condensado más pobre) la presión de rocío disminuye, ya que en la composición de la mezcla predomina la presencia de metano.

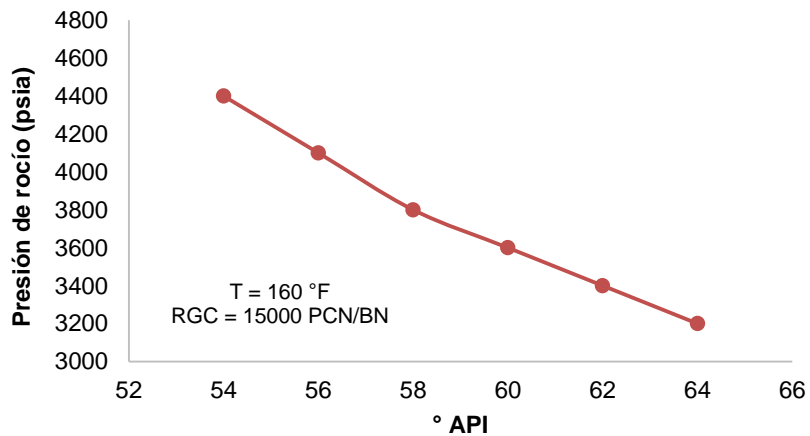
Figura 2. Efecto de la relación gas-condensado sobre la presión de rocío



Fuente: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p. 28

1.2.3 Efecto de la gravedad API. En la Figura 3 se evidencia que conforme la densidad API de un condensado aumenta, menor es la presión de rocío. Esto se puede explicar ya que a mayor gravedad API, menor es la cantidad de componentes pesados que se encontrarán en la fase líquida.

Figura 3. Efecto de la gravedad API sobre la presión de rocío



Fuente: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003. p. 27

En general es válido afirmar que:

- A medida que incrementa la temperatura, aumenta la presión de rocío.

$$T \uparrow \rightarrow P_{\text{roc}} \uparrow$$

- A medida que incrementa la RGC, disminuye la presión de rocío.

$$\text{RGC} \uparrow \rightarrow P_{\text{roc}} \downarrow$$

- A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la presión de rocío.

$$^{\circ}\text{API} \uparrow \rightarrow P_{\text{roc}} \downarrow$$

1.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO

El comportamiento de un yacimiento de gas condensado depende del diagrama de fases y de las condiciones del yacimiento. Un diagrama de fases típico de un gas condensado consiste en una línea de punto de burbuja (bajo la cual la primera burbuja de gas se vaporiza del líquido) y una línea de punto de rocío (bajo la cual se condensa la primera gota de líquido del vapor) que coinciden en el punto crítico, tal como se observa en la Figura 4. Para presiones por encima de la presión cricondenbárica o para temperaturas mayores a la temperatura cricondentérmica, las dos fases no pueden coexistir.⁴

A temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica se observan dos presiones de rocío: retrógrada y normal. A la presión de rocío retrógrada, la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y a la presión de rocío

⁴ ROUSSENNAC, Bruno. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering, June 2001. p.13.

normal, por un cambio de fases de líquido a gas. Para un gas condensado la presión de rocío normal es menor a 0 lpcm (vacío).

La diferencia más notable entre un gas y un líquido es la densidad, y la cual está ligada a la distancia que separa las moléculas. La energía cinética y la repulsión molecular son algunos de los factores físicos que controlan el comportamiento de fases y tienden a dispersar las moléculas. A elevadas temperaturas, mayor es la tendencia a separarse las moléculas produciendo disminución de la densidad. Mientras que la presión y la atracción molecular tienden a mantener juntas a las moléculas; entre mayor sean estas fuerzas, mayor es la tendencia de los hidrocarburos a aumentar su densidad. De este modo tanto en los líquidos como en los gases a alta presión las densidades son altas. Y esto hace que los gases a alta presión tengan un comportamiento similar al de los líquidos y sean capaces de disolverlos. La disolución implica la mezcla íntima de las moléculas.

Es difícil imaginar la disolución de un líquido en un gas a presión atmosférica pues en el mismo volumen en que el gas tiene apenas una molécula, una fase líquida puede contener cientos de moléculas. Sin embargo, en los gases a muy alta presión (2845 lpc o más) las distancias moleculares son tan pequeñas que el gas y el líquido pasan a tener cantidades similares de moléculas por unidad de volumen y es perfectamente razonable aceptar que una fase gaseosa en esas condiciones puede disolver moléculas más pesadas.

Por esto cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuye debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas ya que la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Una mayor reducción de presión permite a las moléculas de

componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío.⁵

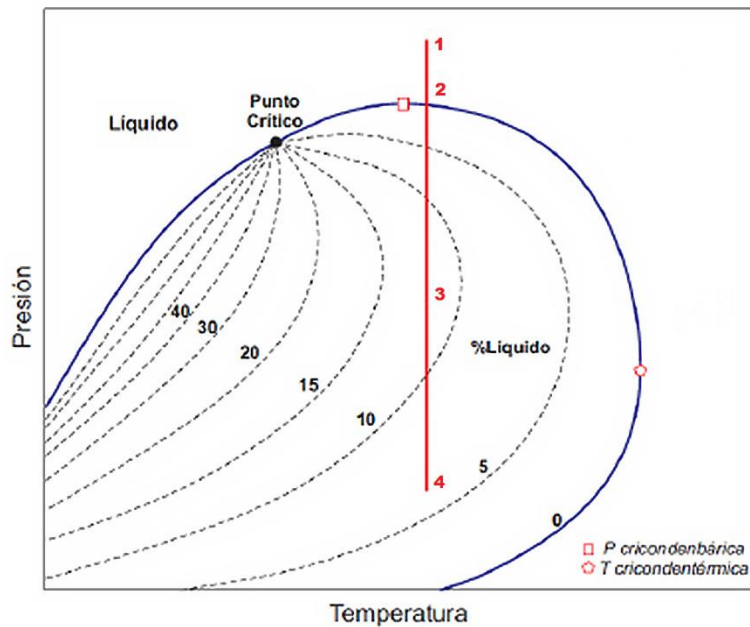
1.3.1 Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado. La Figura 4 muestra que para que ocurra el fenómeno retrógrado, la temperatura debe estar entre la temperatura crítica y la cricondentérmica. Si la condición inicial del yacimiento es representada por el punto 1 en el diagrama de fases, entonces la declinación isotérmica de la presión durante el agotamiento del yacimiento seguirá la línea 1-4.

Debido a que la presión inicial del yacimiento está por encima de la presión de rocío en el sistema de hidrocarburos existe una sola fase (fase gaseosa) y permanece así durante la declinación isotérmica 1-2. A medida que se depleta el yacimiento, la presión cae por debajo de la presión de rocío del fluido original (punto 2) y se condensa líquido en el yacimiento, el cual tendrá menor movilidad que la fase de gas.⁶

⁵ ALCALA, Pedro y RIVAS, Maria. Evaluación de los métodos de inyección comúnmente utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado del oriente de Venezuela, estableciendo las mejores prácticas en el control del banco de condensado retrógrado. Barcelona, 2009, p.93-94. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química.

⁶ Ibid., p.95-96.

Figura 4. Diagrama de fases de un gas condensado



Modificado de: PEREZ, Brayan y VELANDIA, Cristhian. Simulación e interpretación de pruebas de presión para la identificación del daño de formación en el campo piedemonte. Bucaramanga, 2015, p.38. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

El proceso de condensación retrógrada continúa con la disminución de la presión hasta que la condensación de líquido alcanza su valor máximo en el punto 3. Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión y en el punto 4 casi todo el líquido formado será revaporizado debido a que el sistema está cerca del punto de rocío donde es esencialmente todo gas. Esta revaporización produce una disminución de la relación gas-condensado (RGC) y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido. Pero el condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento, esto se debe a que

sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío).⁷

1.4 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Dadas las características especiales de los yacimientos de gas condensado en comparación con los de petróleo negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación como son:

1.4.1 Acumulación de líquidos en los pozos. La presencia de líquidos en los pozos de gas afecta negativamente las características de flujo de estos pozos. La presencia de estos líquidos proviene de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida en conjunto con el gas, en ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra la suficiente energía de transporte para levantar los líquidos estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo el líquido puede llegar a matar el pozo.

Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujo elevadas que impiden la acumulación de estos líquidos en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquido se hace necesario ayudar artificialmente al gas a levantar el líquido.

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

⁷ ROJAS, op. cit, p.30.

retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento. La acumulación de condensado retrógrado puede ocurrir:

- **En la zona cercana al pozo de producción**

Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío. Experiencia de campo ha mostrado que ocurre pérdida de productividad de los pozos cuando se tiene una $P_{wf} < P_{roc}$ debido a la condensación retrógrada en la arena y fondo de los pozos.

Un banco o anillo de condensado retrógrado crece alrededor de un pozo de gas condensado cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío. Este banco crece a medida que la presión del yacimiento declina disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie.

Este comportamiento es particularmente rápido en yacimientos de gas condensado rico, cercanos al punto de rocío y de baja permeabilidad. La reducción de la productividad es severa cuando el factor de transmisibilidad ($k^*h < 1000$ md-pie) y es leve cuando el mismo factor ($k^*h > 1000$ md-pie).⁸ En el peor de los casos la saturación de condensado (S_c) alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50-60%, superiores a las medidas en las pruebas CVD (sin medio poroso), generando reducciones de productividad de los pozos de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrógrada. Estudios demuestran que la alta saturación del anillo de condensado reduce

⁸ ROJAS, Alcides y TENIAS, Luz Mary. Modificación de un modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo. Puerto La Cruz, 2007, p.26-28. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química.

severamente la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}) disminuyendo la tasa de producción (Q_g).

Cuando la presión promedio del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, la condensación de las moléculas más pesadas empobrece el gas condensado remanente y cuando éste fluye a través del anillo vaporiza el condensado disminuyendo su saturación e incrementando la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}).⁹

- **En todo el yacimiento**

Al caer la presión promedio del yacimiento por debajo de la presión de rocío 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 retrógrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30-40%) lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrógrado pocas veces excede un valor de 20%.

Se ha determinado mediante estudios que la condensación retrógrada ocurre en la cercanía del pozo y avanza radialmente a través del yacimiento y puede alcanzar hasta 1000 pies. Este taponamiento representa un gran daño debido a que no se logra devolverle efectivamente la movilidad al condensado.¹⁰

⁹ ALCALA, op. cit, p.99-100.

¹⁰ FIGUERA, Andreina y GOMEZ, Eudymar. Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado. Anzoátegui, 2007, p.51. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería de petróleo.

1.4.3 Desarrollo del banco de condensado. La acumulación de condensado o su saturación en la vecindad del pozo, depende tanto de la composición de la mezcla como de la presión del yacimiento. El cambio composicional depende de las variaciones en las propiedades PVT del fluido así como de los cambios en presión.

El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del yacimiento hasta un punto de control de la superficie. Si la caída de presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica en formaciones que presentan un bajo valor en su capacidad de flujo (Kh).

Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de caída en la presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de Kh altos, la caída de presión adicional en el yacimiento como consecuencia del bloque de condensado tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos. Como pauta general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para la misma tasa de flujo. ¹¹

1.4.4 Regiones de flujo. Para caracterizar el flujo de gas condensado se utiliza el modelo de las tres regiones. La primera región es la parte externa del yacimiento donde solamente la fase gaseosa está presente ya que la presión se encuentra por encima del punto de rocío. La segunda región es intermedia entre la primera y la

¹¹ FAN, Li, et al. Revisión de los yacimientos de gas condensado. En: Oilfield Review. Primavera de 2006. p.20.

tercera región, donde la presión está por debajo del punto de rocío pero el condensado es inmóvil.

La tercera región está cercana a la cara del pozo y fluye tanto gas como condensado. En esta región el condensado se forma a partir de la fase gaseosa a una velocidad más rápida en respuesta a la disminución de presión generada por el pozo productor. En cualquier pozo productor una, dos o tres regiones puede estar presentes. Las tres regiones de flujo se desarrollan después de haber alcanzado una especie de estado pseudoestacionario. Las condiciones de estado pseudoestacionario después de haberse establecido cambiarán gradualmente con el tiempo.¹²

- **Región 1**

Esta región incluye la mayor parte del área que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que está por encima de la presión de rocío, solo existe y fluye una fase de hidrocarburo (gas).

El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión es igual a la presión de rocío del yacimiento original. Este límite no es fijo, sino que se desplaza hacia afuera a medida que produce poco hidrocarburo y la presión de formación cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo de la presión de rocío.¹³

- **Región 2**

Es una zona intermedia donde se inicia la formación del condensado y se define como una región de acumulación neta del condensado. La saturación

¹² TAPIA, Carlos Fernando. Incremento de la productividad de pozos dañados por bloqueo de condensado retrógrado, mediante la inyección de productos químicos. México D.F, 2008, p.41-42. Trabajo de grado (magíster en ingeniería de petróleo y gas natural). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

¹³ FAN, op. cit, p.20.

del condensado se encuentra por debajo de su valor crítico (S_{cc}) ocasionando que el líquido tenga una movilidad nula o despreciable.

La saturación de condensado en la región 2 es muy aproximada a la curva de formación de líquido de una prueba de agotamiento a volumen constante (CVD) corregida por saturación de agua. La cantidad de líquido que se condensa es determinada por las características de la fase del fluido.

El tamaño de la región 2 es grande para tiempos tempranos sólo después que la presión del yacimiento cae por debajo del punto de rocío. La región 2 disminuye con el tiempo porque la región 3 se expande. El tamaño e importancia de esta región es mayor para mezclas gas-condensado pobres. La saturación crítica de condensado (S_{cc}) también afecta el tamaño de la región 2. El tamaño de esta región se incrementa con el aumento de la S_{cc} , por lo tanto, la S_{cc} es importante en el estudio de los cambios de composición de los fluidos debido a que la región 2 presenta un cambio constante en la composición de los fluidos del yacimiento. El principal efecto en la región 2 es que la composición del fluido producido (GOR) es menor que la calculada por un simple balance de materia.¹⁴

- **Región 3**

Esta región se encuentra cerca al pozo productor y es donde existe flujo bifásico a diferentes velocidades. La saturación de condensado en esta región está por encima de la saturación crítica, por lo tanto ambas fases tanto líquido como gas son móviles. La composición del fluido en la región 3 es constante. Esto significa que la fase gaseosa que entra en la región 3 tiene la misma composición de la mezcla producida en el pozo. Inversamente, si

¹⁴ CHARRYS, Miguel y ROJAS, Melquisedec. Simulación de yacimientos de gas condensado usando un simulador composicional. Neiva, 2005, p.27-28. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

se conoce la producción en el pozo, entonces se puede conocer la composición del fluido de la región 3. Además el punto de rocío de la mezcla producida es igual a la presión del yacimiento al exterior de la región 3.

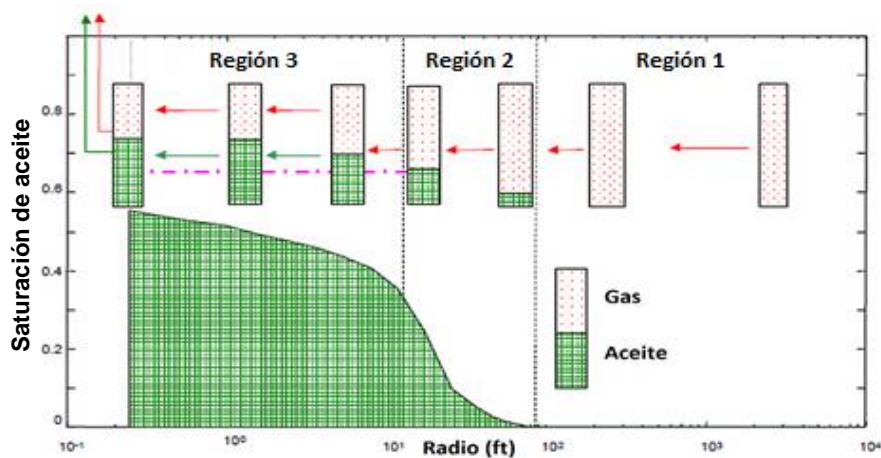
La dimensión de esta región oscila entre decenas de pies para condensados pobres o cientos de pies para los condensados ricos; su tamaño es proporcional al volumen de gas drenado y al porcentaje de condensación del líquido. El tamaño de la región 3 se incrementa con el tiempo. Dicha región se extiende más lejos del pozo hacia las capas que poseen permeabilidades más altas que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas ha fluido un mayor volumen de gas. Incluso en los yacimientos que contienen gas pobre con baja condensación de líquido el bloque de condensado puede ser significativo porque las fuerzas capilares pueden retener un condensado que con el tiempo desarrolla alta saturación.

Esta región corresponde al bloque de condensado en la zona vecina al pozo y controla la productividad del mismo. La relación gas-condensado circulante es básicamente constante y la condición PVT se considera una región de expansión a composición constante. Esta condición simplifica las condiciones existentes entre la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa al aceite; lo que hace que la relación entre ambas sea una función de las propiedades PVT, no obstante, en la región vecina al pozo se producen efectos adicionales de permeabilidad relativa debido a la velocidad del gas, y en consecuencia la fuerza viscosa es extrema. La relación entre la fuerza viscosa y la fuerza capilar se denomina número capilar.¹⁵

¹⁵ FAN, op. cit, p.21.

La región 3 es la principal fuente de pérdida de productividad en yacimientos de gas condensado. La mayor reducción en la permeabilidad relativa al gas se produce en esta región aun cuando el líquido comienza a formarse en la región 2. Para las condiciones de estado estable, la saturación del condensado en esta región es determinada (como función del radio) específicamente para asegurar que todo el líquido que se ha condensado y entra en la región 3 tiene suficiente movilidad para fluir y salir al pozo sin ninguna acumulación neta. Dado que la composición de la mezcla fluyente en esta región es constante, la saturación del líquido puede ser determinada mediante una prueba de expansión a composición constante (CCE) del fluido producido.¹⁶

Figura 5. Esquema del comportamiento de flujo de un gas condensado



Modificado de: ROUSSENNAC, Bruno. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering. June 2001. p.13

Economides *et al.* (1987) y Fusell (1973) manifestaron inicialmente que podría existir una cuarta región localizada muy cerca a la cara del pozo, en donde las bajas

¹⁶ CHARRYS, op. cit, p.26.

tensiones interfaciales (IFT) y las altas tasas de gas generan una reducción de la saturación del condensado y por lo tanto, una mejora de la permeabilidad relativa del gas.

Esta zona denominada “zona de rectificación de velocidad” o “velocity stripping” compensaría la pérdida de productividad del pozo debido a la acumulación del condensado.¹⁷Más tarde la existencia de esta zona fue comprobada mediante diversos estudios experimentales en muestras de núcleos sometidos a bajas tensiones superficiales y altas tasas de flujo (Henderson *et al.*, 1996; Ali *et al.*, 1997).

1.4.5 Despojamiento capilar. Este fenómeno que fue observado experimentalmente está asociado a incrementos en la permeabilidad relativa al gas y a la tasa de producción inducida por las altas velocidades en las zonas cercanas al pozo y la baja tensión interfacial gas-condensado. Como se ha demostrado mediante simulación de pruebas de presión, las altas velocidades que se generan en el fondo del pozo causan una reducción de la saturación crítica del líquido retrógrado cuando se consideran los efectos del número capilar, esta reducción ocurre quizás, por la turbulencia y arrastre que la corriente ocasiona sobre el condensado.

Dos o tres pies alrededor del pozo, el alto número capilar y las altas velocidades del gas causan una disminución en la saturación del condensado e incrementan la permeabilidad relativa al gas. Este incremento en la movilidad del gas en la inmediata vecindad del pozo compensa de alguna manera las pérdidas causadas por el condensado. Gringarten *et al.* (2000) demostraron que esta nueva región

¹⁷ PEREZ, Brayan y VELANDIA, Cristhian. Simulación e interpretación de pruebas de presión para la identificación del daño de formación en el campo piedemonte. Bucaramanga, 2015, p.41. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

cercana al pozo incrementa la productividad de los yacimientos de gas condensado significativamente ya que el efecto positivo del número capilar es mayor que el efecto negativo del fenómeno de inercia lográndose así una mejora significativa de la productividad.

En la zona de rectificación de velocidad ocurre un aumento de las fuerzas viscosas que mejora significativamente la productividad de los pozos, debido a que al disminuir la saturación crítica de la barrera que impide el flujo de gas, éste empieza a recuperar parte de su movilidad perdida, de manera que la corriente fluyente va cambiando su combinación. Adicionalmente a la disminución de la saturación crítica ocurre un movimiento multifásico de fluido reduciendo la tensión interfacial, gracias al enriquecimiento del gas en los alrededores del pozo a medida que la presión disminuye y al aumento capilar.¹⁸

1.5 FENÓMENOS QUE AFECTAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN LA REGIÓN CERCANA AL POZO

En la formación del banco de condensado desarrollado en los yacimientos de gas condensado una vez que la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío se ven implicados una serie de fenómenos que afectan negativa y positivamente el proceso de flujo de fluidos en la región cercana a la cara del pozo.

Diferentes estudios realizados sugieren que los cálculos estándar de productividad pueden sobreestimar los efectos del bloqueo por líquido y por consiguiente subestimar el índice de productividad. Esto sugiere que hay fenómenos especiales afectando el flujo de fluidos en la región cercana al pozo, los cuales no son representados en los modelos estándar. Estos fenómenos son en su orden de

¹⁸ FIGUERA, op. cit, p.55.

importancia: Alto número capilar, baja tensión interfacial, flujo no Darcy. El análisis y descripción de estos fenómenos resulta trascendental para el desarrollo de este tipo de yacimientos.

1.5.1 Número Capilar. El número capilar se define como un número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares que gobiernan el flujo de fluidos en la región cercana a la cara del pozo y que además se utiliza para determinar el régimen de flujo de los fluidos presentes dentro del yacimiento. Se define mediante la siguiente expresión:

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}} = \frac{v * \mu}{\sigma} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

v : Velocidad del gas [m/s].

μ : Viscosidad [Cp].

σ : Tensión interfacial gas-petróleo [mN/m].

Las fuerzas viscosas que están directamente relacionadas con las tasas de flujo y la viscosidad y las fuerzas capilares influenciadas principalmente por la tensión interfacial son las principales variables del número capilar. Para obtener un alto número capilar en el proceso es necesario que las fuerzas viscosas predominen. Por lo anterior se puede deducir que si se tienen el control de variables como la tasa de flujo, la viscosidad de los fluidos y la tensión interfacial se pueden manipular de

tal forma que se obtenga un alto número capilar y por consiguiente mejorar la miscibilidad del gas y condensado favoreciendo el flujo.¹⁹

Para una tasa de producción específica, las más altas velocidades ocurren en la región cercana al pozo debido a la restricción del área en la cara del pozo. Un número capilar amplio se traduce en un valor bajo de tensión interfacial entre ambas fases favoreciendo su movilidad. El incremento del número capilar en la región cercana al pozo tiene dos efectos importantes: disminución de la saturación residual de condensado y transformación de las curvas de permeabilidades relativas de inmiscibles a miscibles.

Los efectos del número capilar varían con la tasa de producción (presión), composición de fluidos y curvas de permeabilidad relativa, existe una regla general; los valores entre 10^{-6} y 10^{-3} son los más importantes y sus efectos se pueden extender hasta 200 pies desde el pozo.²⁰

1.5.2 Tensión Interfacial. La tensión interfacial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad, a su vez, es una medida indirecta de la solubilidad.

En la medida en que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Cuando existe un líquido y su vapor, la tensión interfacial se reconoce como superficial y a medida que el sistema se acerca al

¹⁹ PEREZ, Mario y MARÍN, Nelson. Fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo. Neiva, 2005, p.21-22. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

²⁰ FIGUERA, op. cit, p.54-55.

punto crítico las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero.

A muy baja tensión interfacial, el gas y el condensado exhiben propiedades similares. Este grado de similitud depende de que tan cerca se encuentre el gas condensado de punto crítico. Entre más cerca se encuentre el fluido del punto crítico más baja sería la tensión interfacial entre el gas y el condensado.

La fortaleza de la tensión interfacial está relacionada con las fuerza capilares pertenecientes a los fluidos de yacimiento en el medio poroso. Un sistema con baja tensión interfacial indica un sistema con fuerzas capilares débiles a baja tensión interfacial, por lo que las fuerzas capilares que dominan el gas y el condensado son muy débiles. Esto da lugar a un sistema en que el gas y el condensado pueden moverse mucho más fácilmente que a tensiones interfaciales más altas, originando el incremento de la permeabilidad relativa.²¹

1.5.3 Flujo no Darcy. El flujo no Darcy se presenta en los pozos como consecuencia del flujo caótico a altas velocidades, éste se presenta en pozos de gas y en pozos con flujo multifásico gas-líquido. A altas tasas de flujo se produce un efecto de fricción entre el gas que fluye y el medio poroso, creando un efecto de inercia en sentido contrario al flujo que actúa disminuyendo la permeabilidad relativa del gas y ocasionando la consecuente disminución de la productividad del pozo.

Este fenómeno fue estudiado primeramente por Forchheimer al observar la desviación en la ley de Darcy a altas velocidades. Es estrictamente restringido a los alrededores del pozo y ha sido visto como un factor de daño adicional. Este daño dependiente de la tasa de producción reduce la permeabilidad efectiva del gas condensado cerca del pozo, sin embargo no influye sobre la permeabilidad relativa

²¹ PEREZ, op. cit, p.27-28

del condensado retrogrado porque el mismo tiene dominio sobre la región donde existe una saturación creciente del líquido inmóvil en la que solo fluye gas.²²

Con el objeto de determinar el efecto inercial o flujo no Darcy originado por las altas velocidades que presentan en la región cercana al pozo Forchheimer en 1901 introdujo una ecuación clásica conocida como la ecuación de Forchheimer la cual mejoró la deficiencia que presenta la ley de Darcy a altos caudales de flujo al adicionar un nuevo termino dentro de la ecuación de flujo de Darcy. Dicho termino es la multiplicación del coeficiente no Darcy, la densidad del fluido y la velocidad al cuadrado. Uno de los efectos más importantes en la determinación del efecto no Darcy es el de estimar dicho coeficiente con la mayor exactitud posible.²³ La ecuación de Forchheimer se puede escribir de la siguiente forma para flujo de gas en presencia de condensado retrógrado:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu * v}{K} + \beta * \rho * v^2 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$\frac{dp}{dr}$: Gradiente de presión [Pa/m].

μ : Viscosidad [kg/m.s].

v : Velocidad [m/s].

K : Permeabilidad Absoluta [Darcy].

ρ : Densidad [kg/m³].

β : Parámetro de Forchheimer [m⁻¹].

²² FIGUERA, op. cit, p.55-56.

²³ PEREZ, op. cit, p.34.

1.5.4 Acoplamiento positivo. Un gran número de experimentos de laboratorio sugieren que a altas velocidades actúan dos fenómenos competitivos que causan que la permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) sea tasa dependiente²⁴:

- Aumento de la permeabilidad relativa del gas debido al incremento del número capilar a través del fenómeno de despojamiento capilar.
- Disminución de la permeabilidad relativa del gas como consecuencia de la resistencia inercial producto del flujo turbulento.

El efecto del fenómeno de acoplamiento positivo (flujo no Darcy y número capilar) es más relevante cuando se tienen caudales de gas relativamente bajos donde el efecto del número capilar domina sobre el efecto de flujo no Darcy reduciendo la saturación de condensado.

Por otro lado la caída de presión adicional generada debido al flujo turbulento de gas (flujo no Darcy) es compensada por el efecto del número capilar. La movilidad del gas se ve substancialmente mejorada cuando se consideran los efectos del número capilar, obteniéndose así, un balance en la productividad del yacimiento cuando ambos efectos se tienen en cuenta durante la representación de un yacimiento de gas condensado.

1.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Muchas investigaciones han demostrado que la permeabilidad efectiva al gas condensado en la zona cercana al pozo no es solo función de la saturación sino

²⁴ ROJAS, op. cit, p.328.

también de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y de la resistencia inercial (β).

El condensado retrógrado se caracteriza por su baja tensión interfacial, así que el flujo de gas condensado en presencia de una fase líquida no se puede modelar mediante curvas conocidas de K_r gas-líquido correspondientes a alta tensión interfacial tipo Corey original.

Según Whitson y Fevang (1999) la condensación isotérmica en la segunda región del modelo de tres regiones, es siempre un proceso de imbibición durante la disminución de la presión, donde el condensado continuamente se acumula y su saturación se incrementa. En la región cercana al pozo la situación es más que compleja. Para el caso de un pozo produciendo a una presión de fondo fluyente constante, la saturación inicial del condensado incrementa la imbibición la cual es siempre seguida por un periodo de disminución de la saturación de condensado durante el drenaje. El proceso de drenaje es debido a que el flujo de la mezcla en la región cercana al pozo va perdiendo componentes pesados. El gas proveniente del condensado atrapado en la segunda región, se va haciendo cada vez más seco con el tiempo. La mezcla más pobre en componentes pesados incrementa su permeabilidad relativa al gas y la saturación de condensado disminuye. El proceso de drenaje posterior no se debe a la revaporización.

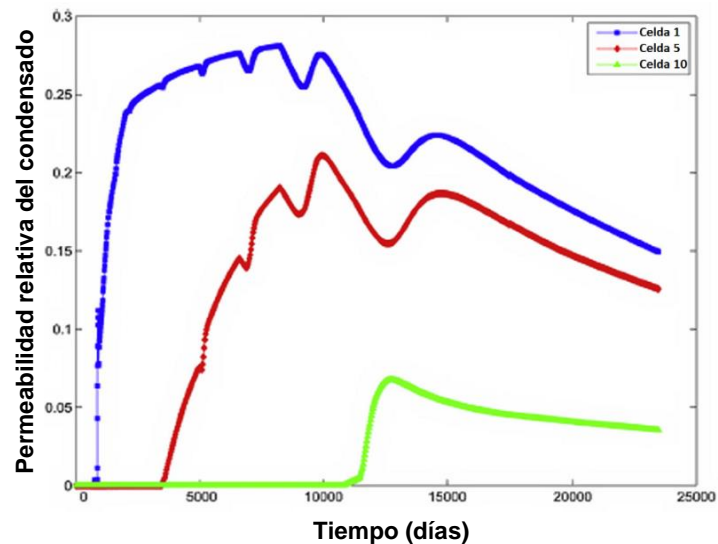
Raghavan y Jones (1996) concluyeron que el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado durante el agotamiento de presión es afectado por el proceso de drenaje sólo sobre un pequeño volumen del yacimiento (cerca de los pozos) y el tiempo durante el cual esto ocurre es relativamente corto, en cambio casi durante toda la vida, el flujo es gobernado por el proceso de imbibición.²⁵

²⁵ *Ibíd.*, p. 323.

1.6.1 Efectos sobre la permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa del gas y del condensado está determinada a partir de la saturación del gas y del condensado. La Figura 6 muestra la permeabilidad relativa del condensado para tres diferentes distancias desde la cara del pozo. La figura muestra que la permeabilidad relativa del condensado en la celda 1 y en la celda 5 se incrementa a medida que la saturación del condensado aumenta y disminuye cuando la saturación del condensado disminuye. La permeabilidad relativa del condensado declina continuamente conforme el gas que se está produciendo es más pobre en la celda 10.

La figura también muestra que el condensado que está más alejado en el yacimiento (celda 10) no se mueve, ya que su saturación no es lo suficientemente grande como para generarse una permeabilidad relativa.

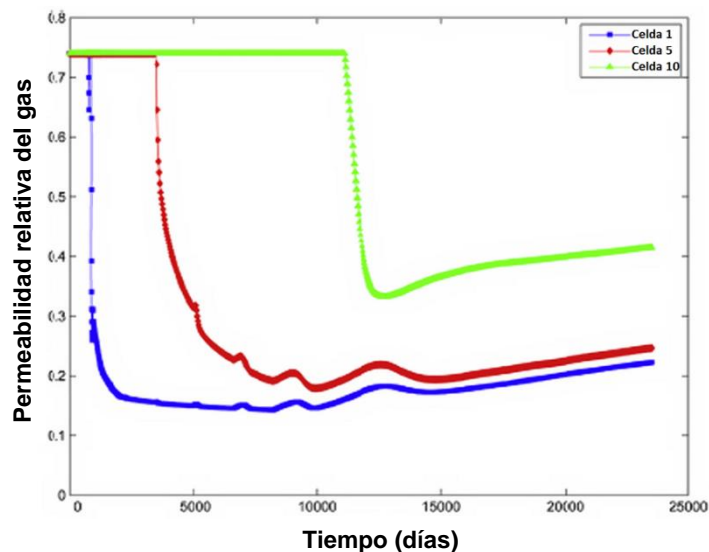
Figura 6. Permeabilidad relativa del condensado en tres diferentes distancias desde el pozo



Modificado de: MOKHTARY, R., *et al.* Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: A Case Study. Journal of Natural Gas Science and Engineering. September 2013. Vol.14, p.73.

La Figura 7 muestra la permeabilidad relativa del gas en las celdas 1, 5 y 10. Después de una disminución inicial cuando la presión cae por debajo del punto de rocío la permeabilidad relativa del gas se incrementa con el tiempo. Este incremento en la permeabilidad relativa del gas es debido a la disminución de la saturación del condensado²⁶.

Figura 7. Permeabilidad relativa del gas en tres diferentes distancias desde el pozo



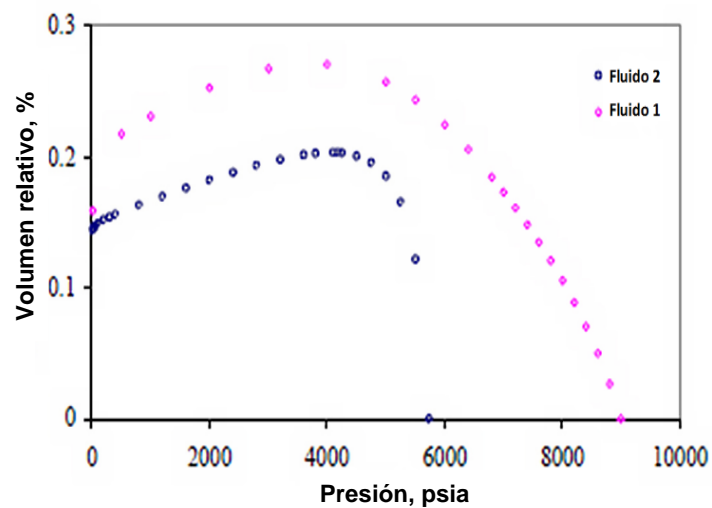
Modificado de: MOKHTARY, R., *et al.* Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: A Case Study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. September 2013. Vol.14, p.73.

1.6.2 Efectos del tipo de fluido. K. Barrios et al. (2003) consideraron dos sistemas de fluidos diferentes con el fin de estudiar el efecto de la riqueza del gas condensado sobre la productividad de un pozo. En la Figura 8 se puede observar la saturación máxima de líquidos obtenida a partir de una prueba de expansión a composición constante (CCE).

²⁶ MOKHTARY, R., *et al.* Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: A Case Study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. September 2013. Vol.14, p.71-72.

El objetivo principal era evaluar cómo varía la extensión del banco de condensado de acuerdo con la riqueza del fluido. La presión inicial del yacimiento se ajustó por encima de la presión de rocío y la diferencia con relación a la presión inicial ($P_i - P_{roc}$) fue la misma para todos los casos e igual a 104 psia²⁷.

Figura 8. Curva de condensación de líquido obtenida a partir de una prueba de expansión a composición constante (CCE)



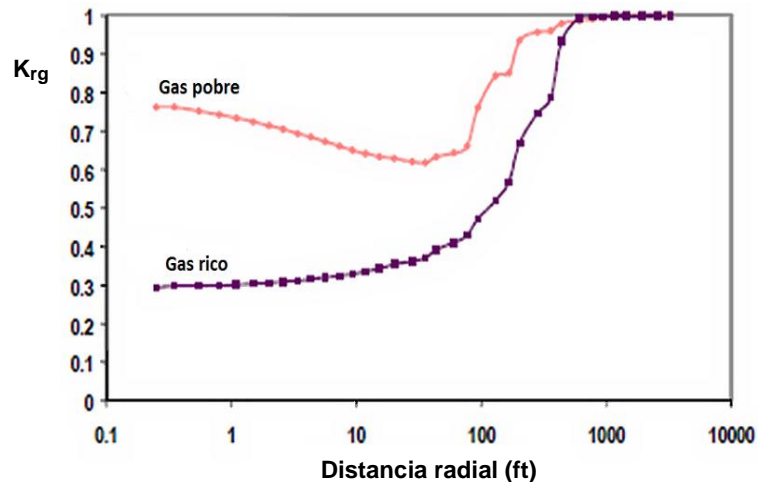
Modificado de: BARRIOS, K., *et al.* A Novel Methodology for the Analysis of Well Test Responses in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 81039 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port of Spain, Trinidad, West Indies, April 2003, p.8.

Como se esperaba, los perfiles de saturación de condensado mostraron que el fluido más rico generó un banco de condensado más grande. Adicionalmente para fluidos

²⁷ BARRIOS, K., *et al.* A Novel Methodology for the Analysis of Well Test Responses in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 81039 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port of Spain, Trinidad, West Indies, April 2003, p.8.

ricos, la caída de presión y la saturación de condensado son mayores alrededor de la cara del pozo, por lo tanto la permeabilidad efectiva del gas disminuye y el radio de la región de condensado aumenta.

Figura 9. Permeabilidad relativa para un gas condensado rico y pobre



Modificado de: GRINGARTEN, A.C., *et al.* Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 62920 prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October 2000, p.6.

Si bien es claro que el impacto del banco de condensado sobre el yacimiento depende directamente de la cantidad de componentes pesados del fluido original, se deben considerar también las condiciones iniciales del yacimiento y de operación del pozo. Pero en general cuando estas condiciones son similares para dos yacimientos diferentes, se puede concluir que el yacimiento más afectado por la condensación de líquidos será aquel cuyo gas condensado posea mayor cantidad de componentes pesados.

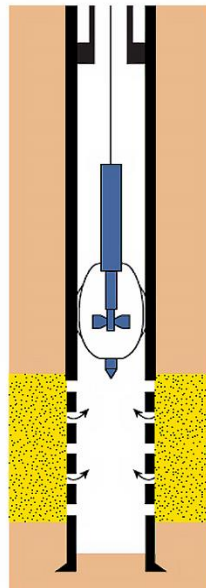
2. PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

Una prueba de presión se define como la técnica aplicada a un pozo mediante la cual se genera una variación de presión cambiando las condiciones de producción y/o inyección, permitiendo realizar el registro de la respuesta del pozo ante dichos cambios.

Mediante un equipo especial de sensores situados lo más cerca posible de la cara de la arena se toman registros de presión y tasas de flujo de los fluidos provenientes de la formación en función del tiempo.

Figura 10. Diagrama esquemático de una herramienta de registro de producción con un medidor de flujo en el tope del intervalo perforado



Fuente: Well Test Interpretation. Schlumberger 2002, p.16.

La prueba consiste en introducir un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables (generalmente la tasa de flujo) y registrando sus efectos sobre la otra variable (presión). La forma característica del comportamiento de la presión en función del tiempo refleja las propiedades del yacimiento estudiado²⁸.

La importancia del análisis de las pruebas de presión radica en el hecho de que mediante el uso e interpretación de los resultados obtenidos se puede determinar la capacidad del yacimiento para producir fluidos así como también permite predecir su comportamiento actual y futuro. De esta manera es posible analizar la efectividad del diseño de producción aplicado: diseño de plantas de procesamiento, plan de explotación; facilitando la toma de determinaciones de optimización de producción, lo cual se traduce a una evaluación económica de un proyecto de producción potencialmente comercial.

2.2 OBJETIVOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

Los objetivos de una prueba de presión varían desde una simple determinación de los volúmenes, propiedades y características de los fluidos producidos, hasta complicadas determinaciones de parámetros de las rocas y del yacimiento. En general su objetivo principal es adquirir información acerca del pozo y yacimiento no disponible mediante otras técnicas. Estas pruebas son más valiosas cuando se realizan durante la etapa de exploración.

²⁸ CEDEÑO, Cirila, *et al.* Estudio de los diferentes métodos utilizados para determinar la presión de fondo fluyente en pozos productores de gas con flujo multifásico. Barcelona: Universidad de Oriente, 2011, p.43. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química y petróleo.

Descubrir nuevas reservas o prevenir la completación de los pozos secos es uno de los propósitos fundamentales de estas pruebas. Algunas veces se llevan a cabo para determinar si existe la cantidad suficiente de hidrocarburo que justifique los costos de desarrollo de nuevos campos. Aunque las pruebas de pozos pueden ocasionar gastos de tiempo, bien vale el esfuerzo por la información que se obtiene de las mismas.

Los objetivos de las pruebas de presión varían de acuerdo al tipo de pozo donde se lleven a cabo; en pozos exploratorios las pruebas de presión se utilizan con la finalidad de confirmar la hipótesis de exploración y concretar los primeros pronósticos de producción. En pozos de desarrollo, se realiza para refinar la descripción previa del yacimiento y del pozo, confirmando las características previamente estimadas. En pozos de avanzada, el objetivo es ajustar el modelo del yacimiento y evaluar las necesidades de posibles tratamientos al pozo (fracturamiento, control de arena, estimulación, perforación estratégica, diseño de completamiento, entre otros), para ello se monitorea constantemente la presión promedio del yacimiento.²⁹

2.3 INFORMACIÓN OBTENIDA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN³⁰

Por medio de una prueba de presión se pueden obtener los siguientes parámetros:

²⁹ GOMEZ, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del campo Travi, ubicado al noroeste del estado de Monagas. Puerto la Cruz, 2011, p.21-22. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de petróleo.

³⁰ BERMUDEZ, Gustavo. Caracterización de yacimientos a través de la interpretación de pruebas de presión, formación Capaya, campos Tácata y Tacat, estados Anzoátegui y Monagas. Caracas, 2012, p.13-14. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería.

- Presión inicial y presión promedio del yacimiento.
- Transmisibilidad de la formación.
- Factor de daño total de la formación.
- Área de drenaje, evaluación de estimulaciones por fracturamiento hidráulico.
- Modelo geométrico del área de drenaje.
- Caracterización de los efectos de llene.
- Presencia del flujo no Darcy.
- Heterogeneidad de la roca o la estructura y anisotropía.
- Comunicación entre pozos.
- Características de los fluidos de la formación mediante análisis de muestras.

2.4 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN³¹

El tipo de prueba de presión a realizar en un yacimiento depende básicamente de los mismos objetivos que se desean evaluar de la prueba. Entre los diferentes tipos de pruebas de presión se encuentran:

- Prueba de restauración de presión (Build up).
- Prueba de declinación de presión o arrastre (Draw down).
- Prueba multitasa.
- Prueba de pulso.
- Prueba de interferencia.
- Prueba de disipación de presión en pozos inyectoros (Fall of test).
- Pruebas de producción DST (Drill stem test).
- Probadores de formación RFT (Repeat formation test).
- Prueba BHP-BHT, medición de presión (Bottom hole pressure-Bottom hole temperature).

³¹ *Ibíd.*, p.14-15.

- Pruebas para pozos de gas (Prueba isocronal, Prueba isocronal modificada).

2.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

2.5.1 Almacenamiento. Es la acumulación de una columna de fluidos en el wellbore cuando un pozo que está sometido a producción o inyección es cerrado. Dicha columna es sostenida por la presión del yacimiento a una altura de equilibrio, mientras el pozo esté cerrado. El cierre del pozo se da cuando se acciona una válvula para control de caudal localizada en la cabeza del pozo o en la línea de flujo.³²

Este fenómeno que puede ser causado por expansión del fluido o por un cambio en el nivel del líquido afecta el comportamiento de la presión transitoria en un corto periodo de tiempo, y por lo tanto, debe ser considerado en el diseño y análisis de pruebas de presión. El efecto del almacenamiento causa una significativa diferencia entre la tasa de producción de superficie y la tasa de flujo en la cara de la arena dentro del pozo. Éste se manifiesta como la desviación de la linealidad de los datos de una prueba de presión (restauración o declinación), y está definido por un parámetro denominado coeficiente de almacenamiento. Este coeficiente debe ser estimado de una gráfica log-log de $\Delta P (P_i - P_{wf})$ contra el tiempo. La pendiente de la curva es uno ($m = 1$) durante el periodo dominado por los efectos de almacenamiento, por lo que cualquier punto sobre la porción de esta línea recta puede ser usado para hallar este parámetro.

³² CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación campo Colorado. Bucaramanga, 2008, p.6. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Considerando un pozo en un yacimiento con presión uniforme y constante, cerrado en cualquier punto exceptuando el fondo del pozo, se producirá una acumulación de líquido en el wellbore que genera una presión sobre la formación tal que se alcance un equilibrio entre dicha presión y la del yacimiento.

Si se abre una válvula en la superficie y se inicia el flujo, el fluido producido inicialmente será aquel que se encontraba almacenado en el pozo y la tasa de flujo inicial en la formación será igual a cero, es decir, en ese momento la formación no aporta fluido. Con el transcurrir del tiempo y produciendo a una tasa constante, la tasa de flujo en la cara de la arena se aproximará a la tasa en superficie y la cantidad de líquido almacenado en el pozo se aproximará a un valor constante.³³

El coeficiente de almacenamiento es el parámetro que se utiliza para cuantificar el efecto del fluido acumulado, se denota como C_s (bbl/psi) y por definición es el volumen de fluido (V) que la cara del pozo aportará durante la producción debido a una caída de presión unitaria (ΔP) y se denota como:

$$C_s = \frac{V}{\Delta P} \quad \text{Ecuación 3}$$

El coeficiente de almacenamiento se puede calcular bien sea matemáticamente por balance de masa evaluando las condiciones en la cara del pozo o gráficamente utilizando curvas tipo.

Por balance de masa se obtiene:³⁴

³³ MENDEZ, Hernan. Interpretación de las pruebas de pozos aplicadas a yacimientos de gas. Barcelona, 2012, p.45. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química y petróleo.

³⁴ CORREA, op. cit, p.8-9.

$$C_s = \frac{144A_{wb} g_c}{5.615\rho g} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

A_{wb} = Área transversal del pozo, $pies^2$

ρ = Densidad de fluido en la cara del pozo, $lb/pies^3$

$$q_{sf} = q + \frac{C_s}{B} \frac{dP_w}{dt} \quad \text{Ecuación 5}$$

Introduciendo las variables adimensionales P_D y t_D y considerando el caso para el cual $q_i \neq q$, se obtiene:

$$q_{sf} = q - q_i C_{sD} \frac{dP_D}{dt_D} \quad \text{Ecuación 6}$$

Cuando la producción es a tasa constante, es decir $q_i = q$, la modificación de la ecuación resulta en:

$$q_{sf} = 1 - C_{sD} \frac{dP_D}{dt_D} \quad \text{Ecuación 7}$$

Evaluando las condiciones en la cara del pozo (compresibilidad), se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$C_s = v_{wb} c_{wb} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

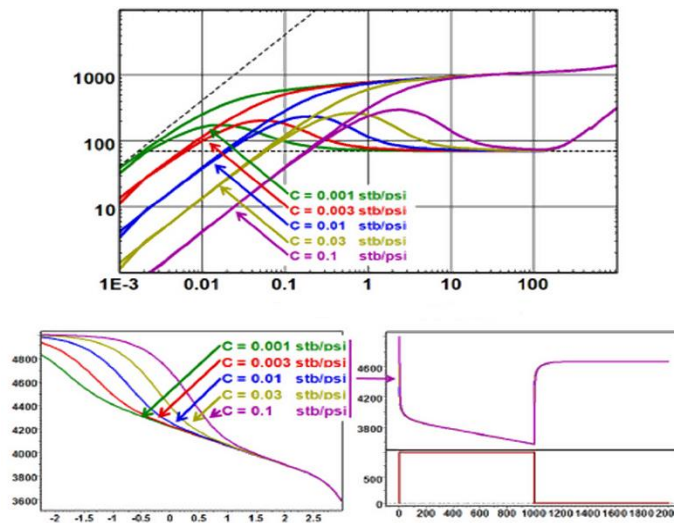
v_{wb} = Volumen de la cara del pozo abierto a la formación, (Bls)

c_{wb} = Compresibilidad del fluido almacenado en la cara del pozo, (psi^{-1})

Efecto del almacenamiento en el comportamiento de la presión³⁵

Como una consecuencia del efecto de almacenamiento del pozo, la respuesta inicial de la presión durante una prueba no es característica del yacimiento sino del pozo. Las principales soluciones aplicadas para el análisis de las pruebas de presión se presentan de manera gráfica en papel semilogarítmico y logarítmico. Cuando es estudiado el comportamiento de la presión con el tiempo en una gráfica log-log, a tiempos tempranos se observa una tendencia en los puntos que representa una línea recta de pendiente unitaria (45°). Esta línea recta aparece y permanece mientras el fluido producido sea el acumulado en el pozo y no exista aporte de fluido de la formación al pozo.

Figura 11. Efecto del almacenamiento en el comportamiento de la presión



Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.48.

El efecto de almacenamiento dificulta la interpretación de pruebas de presión ya que disfraza la respuesta del yacimiento hasta avanzada la prueba. La forma más

³⁵ MENDEZ, op. cit, p.49-51.

apropiada de solucionar este problema es medir las tasas de flujo en la cara de la arena en lugar de hacerlo en superficie. Estas mediciones de las tasas en fondo elevan el costo de la prueba y son difíciles en pozos con flujo multifásico, inclinados y con equipos de bombeo.

2.5.2 Redistribución de fases. El efecto de la redistribución de fases es un fenómeno que ocurre en un pozo que ha sido cerrado con líquido y gas originando un incremento normal en la presión que enmascara el efecto radial del yacimiento impidiendo el análisis de una prueba de presión. Cuando el pozo es cerrado en superficie, los efectos de la gravedad hacen que el líquido descienda y el gas ascienda hacia la superficie. Debido a la relativa incomprensibilidad del líquido y la inhabilidad del gas a expandirse en un sistema cerrado, esta redistribución de fases causa un incremento neto en la presión del pozo. Spivey (1999) afirma que este incremento de la presión podría exceder la presión del yacimiento y forzar el líquido de nuevo a la formación.

Stegemier y Matthew (1957) investigaron este “efecto joroba” el cual significa que la presión estática del yacimiento aumenta y luego disminuye. Ellos atribuyeron este comportamiento al incremento de burbujas de gas y la distribución de fluidos en el pozo. Los pozos que muestran este comportamiento son aquellos que son completados en formaciones moderadamente permeables con un considerable efecto de daño o restricción del flujo alrededor del pozo, así como pozos donde el anular se encuentra empaquetado. Este fenómeno no ocurre en formaciones más consolidadas ya que la tasa de producción es pequeña y por lo tanto existe un amplio espacio para que la segregación por gas se mueva y se expanda. Si el anular no tiene una empaquetadura el aumento de burbujas en la tubería provocará que el anular se llene de líquido en vez de moverlo hacia la formación.

Stegemier y Matthew (1957) también demostraron que una fuga a través de la tubería entre zonas completadas dualmente a diferentes presiones puede causar un efecto joroba en las presiones medidas. Cuando esta fuga ocurre, la presión diferencial entre las zonas llega a ser pequeña, permitiendo al fluido fluir y causar este efecto en la presión observada en otras zonas.

Efecto de la redistribución de fases³⁶

El fenómeno de “humping” o “efecto joroba” en una prueba de pozo se evidencia como un aumento de la presión del pozo por encima de la presión de la formación durante un periodo de tiempo a causa de la tendencia a incrementarse que tiene la presión del sistema (pozo-yacimiento) debido a la segregación de la fase de gas a un volumen total constante. Este efecto es observado en una prueba de restauración de presión como un efecto de almacenamiento ya que el pozo ha sido cerrado para dicha prueba. El problema de la redistribución de fases sólo ocurre con cierre en superficie y no se puede apreciar durante el desarrollo de pruebas de pozos donde el cierre se realiza en fondo. Las condiciones bajo las cuales este fenómeno puede llegar a convertirse en un problema serio son:

- Cierre en superficie
- Pozos profundos
- Bajas RGP
- Altos daños
- Capacidad (kh) moderada

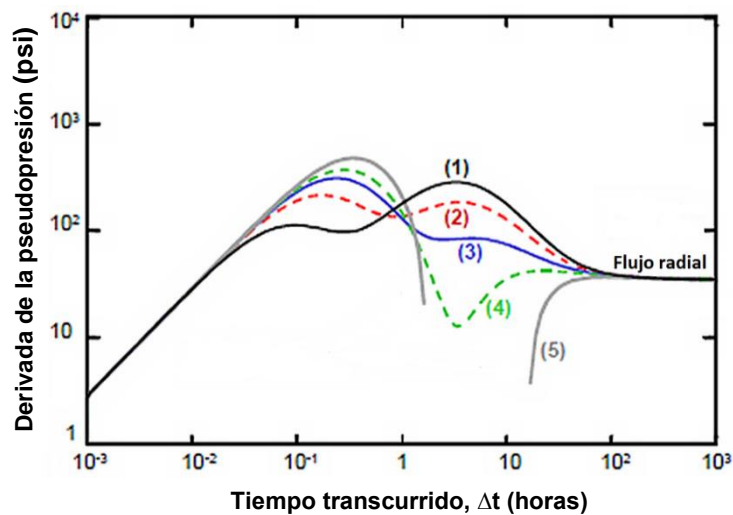
El diagnóstico para tales almacenamientos no ideales, por ejemplo, la detección del efecto joroba es ampliamente atribuido al uso de la derivada. Sin embargo, ha sido señalado por Mattar y Zaoral (1992) que la derivada primaria de la presión la cual

³⁶ *Ibíd.*, p.54-55.

es definida como $dP_{ws}/\Delta t$, es más usada que la derivada logarítmica convencional para este fin. En algunas circunstancias la gráfica semilog puede tener la apariencia de un sistema de doble porosidad con almacenamiento. Este es uno de los errores más comunes en el análisis e interpretación de sistemas de doble porosidad, ya que es el fenómeno de redistribución de fases, en efecto, el responsable de la naturaleza de la gráfica.

En el caso de un cierre en superficie, una interpretación de doble porosidad podría ser aceptada sólo si hay confirmación de otros datos que el yacimiento es fracturado, con un gran bloque matriz o un sistema de dos capas, con una zona delgada permeable soportada por un yacimiento de flujo cruzado de una zona gruesa adyacente.

Figura 12. Efecto del fenómeno de redistribución de fases en la gráfica de la derivada de la presión

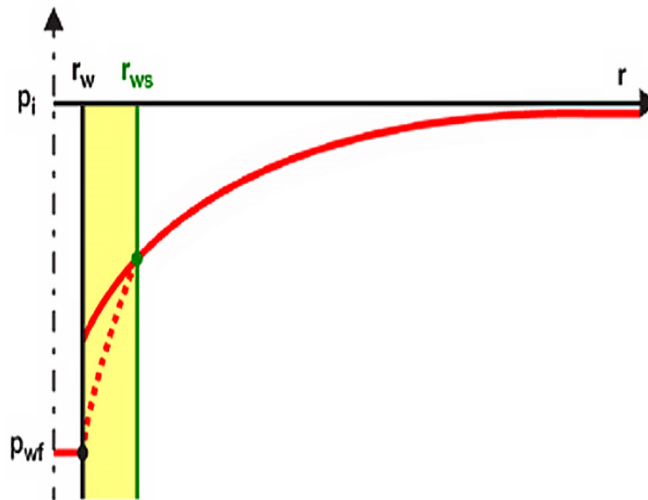


Fuente: GRINGARTEN, A. C. Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs. SPE 62920 prepared for presentation at the 2000 spe annual technical conference and exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October 2000.

2.5.3 Factor Daño. El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. Esta reducción puede ser causada durante el periodo de perforación, completamiento o producción del pozo. Dicho daño puede ser el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, depositación de parafinas, entre otros.

Este mismo efecto puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo, así una penetración parcial puede dar la impresión de una formación dañada. Inversamente, un pozo desviado incrementa el área de flujo cerca del pozo dando la impresión de un pozo estimulado.³⁷

Figura 13. Representación del daño en un pozo



Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.32.

³⁷ GOMEZ, op. cit, p.50.

El factor daño cuantifica la diferencia entre la productividad de un pozo en un caso ideal y su productividad efectiva real.

- Si después de las operaciones de perforación, completamiento, cementación, la caída de presión para una producción dada dentro del pozo es idéntica a la que se obtendría en el caso ideal para la misma geometría, el daño es cero.
- Muy a menudo, el yacimiento cerca a la cara del pozo es invadido y su permeabilidad efectiva alrededor del pozo es baja, por lo cual resulta una alta caída de presión para una producción dada. En este caso el daño es positivo.
- Por el contrario, un pozo estimulado tendrá una mejor productividad, entonces se obtendrá una baja caída de presión para una determinada producción. El daño es considerado negativo.

Figura 14. Perfil de presión para un pozo dañado o estimulado



Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.31.

La caída de presión adicional cerca a la cara del pozo está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{skin} = P(r_w, t) - P_{wf}(t) = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde P es la presión de la formación a un tiempo dado, a la distancia r_w , un poco más allá de la cara de la arena, mientras P_{wf} a un tiempo dado, es la presión fluyente del pozo³⁸.

El efecto daño es debido a la zona alterada de radio r_s y permeabilidad reducida k_s , y puede ser calculado como:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \text{Ecuación 10}$$

De la anterior ecuación se pueden obtener las siguientes afirmaciones³⁹:

Factor daño positivo, $S > 0$

Cuando una zona dañada cerca a la cara del pozo existe, k_s es menor que k y por lo tanto, S corresponde a un valor positivo. La magnitud del factor daño aumenta con la disminución de k_s y la longitud del radio dañado se incrementa.

Factor daño negativo, $S < 0$

Cuando la permeabilidad en la cara del pozo k_s , es mayor que la permeabilidad de la formación k , el factor daño es un número negativo. Este valor indica que se ha realizado una estimulación.

³⁸ KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.31-32.

³⁹ PACHON, Yessika y GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-campo Colorado. Bucaramanga, 2011, p. 30-31. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Factor daño cero, $S = 0$

Esto ocurre cuando no hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo. Por lo tanto $k_s = k$.

Efecto del daño sobre el comportamiento de la presión

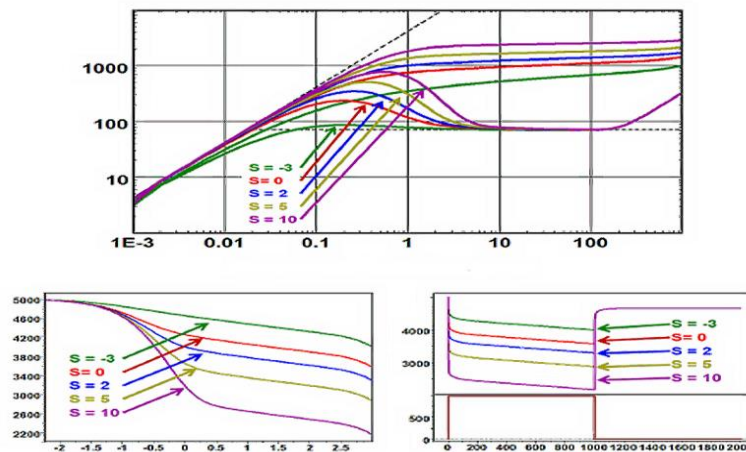
La importancia de la presencia de la zona de permeabilidad alterada se debe a los efectos que ejerce sobre los datos de presión recolectados durante la prueba y sobre la capacidad de producción del yacimiento.

El primero de los efectos está relacionado con el proceso de transmisión de presión en el yacimiento, el cual no es uniforme debido a la presencia de heterogeneidades aisladas. La permeabilidad de la zona alterada puede ser tan baja que la caída de presión a través de ella puede llegar a ser crítica para la presión del yacimiento y, por consiguiente para la producción⁴⁰.

En general, el daño no posee efectos considerables sobre la posición de la línea de pendiente unitaria (almacenamiento) obtenida a tiempos tempranos en la gráfica de la derivada de la presión aunque afecta la amplitud de la curva. Valores de daño mayores producirán una mayor amplitud en la curva de la derivada retrasando de esta manera, el tiempo para el cual se alcanza el flujo radial infinito.

⁴⁰ CORREA, op. cit, p.10.

Figura 15. Efecto del daño en el comportamiento de la presión



Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.49.

Una vez que el flujo radial infinito es alcanzado, el daño no afecta la posición vertical de la derivada pero tiene un efecto acumulativo sobre la amplitud de la presión. Por otro lado, el daño no tiene efecto alguno sobre el tiempo para el cual se alcanza el estado pseudoestable en la respuesta de la derivada al final. Sin embargo, el efecto acumulativo sigue presente y todas las respuestas de presión permanecen paralelas mientras es alcanzado el estado pseudoestable⁴¹.

2.5.4 Heterogeneidades del yacimiento. Las heterogeneidades de un yacimiento son variaciones en las propiedades de la roca y el fluido resultantes de la depositación, plegamiento, fallamiento, cambios post-depositacionales en la litología del yacimiento y cambios en las propiedades o tipos de fluidos. Estas heterogeneidades pueden ser de pequeña escala, como en yacimientos carbonatados donde la roca tiene dos constituyentes, matriz y fracturas, cavidades y cavernas.

⁴¹ KAPPA, op. cit, p.234.

Estas también pueden ser de mayor escala, tales como barreras físicas, fallas, contactos fluidos-fluidos, cambios de espesor, cambios de litología, varias capas con diferentes propiedades etc. Adicionalmente a estas heterogeneidades naturales, el hombre puede inducir heterogeneidades artificiales alrededor de la cara del pozo durante la perforación (invasión de lodo), el fracturamiento hidráulico, o la inyección de fluido⁴².

En los análisis de presión transiente, las características del yacimiento son detectadas después de los efectos de almacenamiento y el comportamiento desaparece antes que los efectos de borde sean detectados, esto es lo que se conoce como respuesta de tiempo intermedio.

Generalmente la presencia de un mínimo en la curva de la derivada a tiempos intermedios, indica la heterogeneidad que presenta el yacimiento. El principal parámetro que se desea determinar en esta etapa es la movilidad del fluido en el yacimiento k/μ . Cuando el valor del espesor de la formación no se conoce el parámetro calculado es kh/μ , adicionalmente se logra la caracterización de las heterogeneidades del yacimiento, muchas de ellas pueden ser locales como sistemas de doble porosidad, capas múltiples, de doble permeabilidad y sistemas compuestos que se generan de la combinación de los casos mencionados⁴³.

2.5.5 Límites. Las pruebas de presión se suelen realizar hasta caracterizar el flujo radial, pero si el yacimiento es pequeño o si la prueba fue lo suficientemente extensa se pueden observar los efectos de borde o límites del yacimiento durante el análisis.

⁴² ESCOBAR, Freddy. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2003. p.236.

⁴³ BERMUDEZ, op. cit, p.51.

El análisis de los límites encontrados después de realizar la interpretación y haberse definido el flujo radial, representa límites horizontales a lo largo del yacimiento, en caso de conocer límites verticales o comunicación entre capas se debe emplear otro tipo de herramientas como registros de producción (PLT) o registros multicapa (MLT), los probadores de formación son una fuente de información al momento de definir límites verticales. Cuando se presenta un límite, se entiende que no habrá lectura de presión más allá del límite y generará una caída de presión adicional que será registrada por la herramienta.

Los límites de un yacimiento pueden estar representados por cualquier barrera, bien sea impermeable, como una falla sellante, semipermeable como las heterogeneidades de las rocas o completamente permeable como en el caso de un acuífero o una capa de gas. Cada uno de estos límites se representa de forma diferente en el comportamiento de la presión.

Antes de presentarse el límite se debe apreciar el periodo de flujo radial homogéneo, si el límite se encuentra a una distancia muy cercana al pozo donde se está realizando la prueba, será más perceptible la caída de presión adicional generada por este límite. La desviación que presente la derivada de la presión dependerá del tipo de límite, la producción del pozo, los periodos de flujo, los cierres antes de la prueba y el tiempo de producción⁴⁴.

2.6 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PBU)

Las pruebas de restauración de presión son principalmente llevadas a cabo en producción primaria y exploración y son una de las técnicas más utilizadas en la industria del petróleo.

⁴⁴ *Ibíd.*, p.58-60.

Una prueba de restauración se efectúa cuando un pozo que está fluyendo a tasa constante es cerrado, registrando una presión en el fondo del pozo conocida como la presión de restauración.

Con los datos de presión, tiempo y temperatura capturados por un sensor de fondo, se realizan un sin número de procedimientos matemáticos que tendrán como finalidad encontrar parámetros característicos del yacimiento productor que alimenta al pozo.⁴⁵

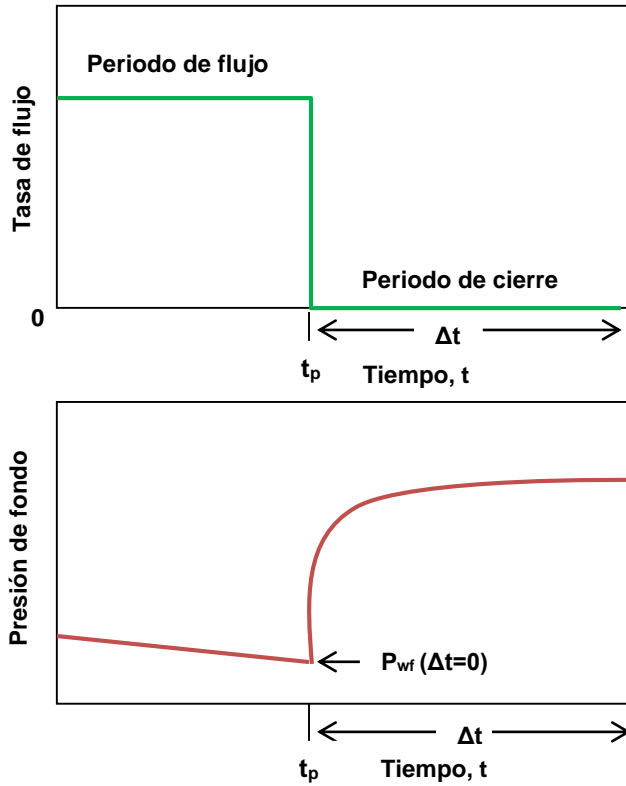
La prueba requiere que el pozo produzca con una tasa estabilizada durante un cierto tiempo denominado tiempo de flujo (t_p), para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre. Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo (P_{wf}) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre (Δt).

El cierre puede ser en superficie o en el fondo del pozo. Por lo general se recomienda realizar las pruebas con cierre en fondo y así disminuir el efecto de almacenamiento en el pozo. Una vez que el pozo es cerrado, la presión se incrementará hasta alcanzar la estabilización de presión dentro del yacimiento, por lo que se puede obtener una referencia de la presión actual del yacimiento⁴⁶.

⁴⁵ PAGUAY, Kevin y GALARZA, Dario. Análisis de pruebas de restauración de presión en yacimientos que producen por debajo del punto de saturación. Guayaquil, 2011, p.17-18. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra.

⁴⁶ BERMUDEZ, op. cit, p.15.

Figura 16. Representación de una prueba de restauración de presión



Su principal ventaja sobre una prueba PDD (Prueba de descenso de presión), se basa en el hecho de que la condición requerida de tasa constante es lograda fácilmente ya que el pozo tiene una tasa de producción igual a cero. Sin embargo puede ser difícil alcanzar una tasa de producción sin variación antes de que el pozo sea cerrado; además existe cierta pérdida de producción durante este periodo de tiempo.

2.7 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS PBU

Una prueba de presión completa está compuesta por varios regímenes de flujo característicos, inicialmente por efectos asociados al almacenamiento y las vecindades del pozo, hasta efectos de límites o fronteras a tiempos tardíos.

El análisis de pruebas de restauración de presión se basa principalmente en el método de Horner y en la gráfica de la derivada de la presión. Dichas técnicas proporcionan un diagnóstico completo del comportamiento del pozo, permitiendo caracterizar todos los regímenes de flujo, definiendo así, los modelos de interpretación apropiados para realizar una buena caracterización del yacimiento⁴⁷.

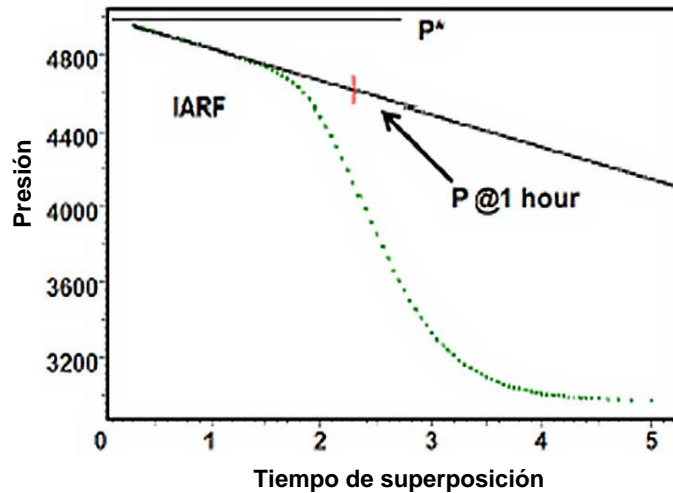
Los datos requeridos para el desarrollo del análisis de una prueba de restauración de presión corresponden a valores de tasa de flujo y presión, propiedades PVT del fluido y otros parámetros adicionales como radio del pozo, intervalo de completamiento, los cuales son necesarios para garantizar una interpretación acertada.

2.7.1 Método de Horner. El método de Horner fue presentado en 1951 y consiste en graficar los datos de presión en función del tiempo, con el cual se puede obtener el comportamiento de la presión del yacimiento a condiciones ideales de restauración y en la gráfica será representado por una línea recta, no obstante el comportamiento de la presión en algunos casos se verá afectado por las condiciones del pozo y las heterogeneidades del yacimiento, los cuales provocaran una desviación en la linealidad de los datos⁴⁸.

⁴⁷ GOMEZ, op. cit, p.42-43.

⁴⁸ BERMUDEZ, op. cit, p.41.

Figura 17. Gráfica de Horner



Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.71.

Horner demostró que una extrapolación de la tendencia lineal en la curva del gráfico semilog a una razón de tiempo igual a la unidad, permite obtener la presión inicial del yacimiento (P_i) si el periodo de producción es corto. Además, Horner demostró que para periodos de producción largos en yacimientos limitados, la tendencial lineal podría ser extrapolada a una presión (P^*), esta presión no es la presión inicial ni tampoco la presión promedio (\bar{P}) del yacimiento. Sin embargo, si el tiempo de producción es corto, entonces se puede considerar $P_i = \bar{P} = P^*$.

El método para realizar el análisis de la prueba consiste en:

1. Graficar P_{ws} vs $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$
2. Identificar el periodo de flujo estabilizado, si existe este periodo, se calcula la pendiente "m" de la recta ubicada en dicha región y se estima la permeabilidad mediante la ecuación 11:

$$k = 162.6 \frac{q\mu}{mh}$$

Ecuación 11

3. Extrapolar la recta hasta un $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$, la presión en este punto representa la presión estática del fondo del pozo (P^*) para un yacimiento de extensión finita, o también representa la presión estática del yacimiento (P_r), si se trata de un yacimiento de extensión infinita.

4. Calcular el factor daño, utilizando la siguiente expresión⁴⁹:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ecuación 12

Donde:

P_{1hr} = Presión a una 1 hora luego del cierre (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente inicial a $t=0$ (psi).

m = Pendiente (psi /seg).

k = Permeabilidad (md).

ϕ = Porosidad (fracción).

μ = Viscosidad del fluido (cp).

C_t = Compresibilidad total del sistema (psi^{-1}).

r_w = Radio del pozo (ft).

La curva descrita por los datos en el gráfico de Horner muestra tres regiones, una región de tiempo temprano o inicial durante el cual la onda de presión se desplaza

⁴⁹ MENDEZ, op. cit, p.41-43.

a través de la parte de la formación más cercana al pozo; una región de tiempo medio durante el cual la onda de presión viaja más allá de la región cercana al pozo y dentro de toda la formación neta; y una región de tiempo tardío o final en el cual el radio de investigación ha alcanzado los límites de drenaje del pozo.

Región de tiempo temprano o inicial (ETR)⁵⁰

En esta región la onda de presión causada por el cierre atraviesa la zona alterada cerca a la cara al wellbore, por lo tanto no se puede esperar una línea recta cuya pendiente permita calcular la permeabilidad. Es posible obtener una línea recta todo el tiempo para un pozo dañado, únicamente cuando el daño está concentrado en una zona muy delgada en la cara de la arena.

Después del cierre en superficie viene un periodo de almacenamiento en el wellbore denominado postflujo, en el cual se presenta un continuo movimiento del fluido hacia el pozo, donde la tasa no cambia abruptamente a cero luego del cierre sino que disminuye gradualmente. El punto en el cual desaparece la distorsión de los datos de restauración de presión debido al postflujo es el punto donde usualmente termina la región de tiempo temprano o inicial.

Mediante el análisis de la gráfica de Horner es posible determinar si existe o no postflujo durante la prueba, pero no es posible establecer cuantitativamente el valor de la constante de almacenamiento ni el fin de sus efectos, por lo que es necesario recurrir a curvas tipo.

⁵⁰ CORREA, op. cit, p.26-27.

Región de tiempo medio (MTR)

En esta región el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada cerca al pozo probado, y cuando ha cesado la distorsión de los datos de la prueba de restauración de presión debido al postflujo, usualmente se observa la línea recta ideal cuya pendiente está relacionada con la permeabilidad de la formación. Esta línea recta ordinariamente seguirá hasta que el radio de investigación alcance uno o más límites del yacimiento, heterogeneidades masivas o un contacto fluido-fluido⁵¹.

La determinación de la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño depende del reconocimiento de la línea de tiempo medio, además la estimación de la presión promedio del área de drenaje para un pozo en un campo desarrollado requiere que esta línea esté claramente definida. La permeabilidad se determina con la pendiente de la línea recta presente en la región de tiempo medio, MTR, por medio de la ecuación 11.

El daño se puede determinar mediante la ecuación 12, una vez se haya identificado la región de tiempo medio, MTR, y se haya calculado la permeabilidad de la formación.

Región de tiempo tardío o final (LTR)

En esta región transcurrido un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanza los límites de drenaje de un pozo. En esta región de tiempo tardío el comportamiento de la presión está regido por la configuración del límite,

⁵¹ CORREA, op. cit, p.26-28.

interferencia de pozos cercanos, heterogeneidades significativas del yacimiento y contacto fluido-fluido.

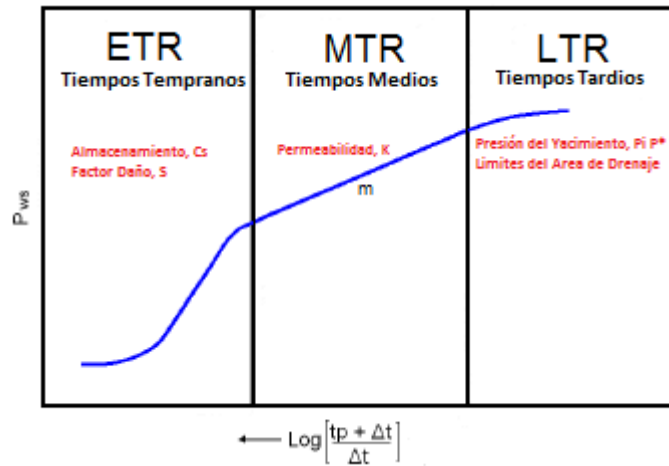
La presión original del yacimiento puede ser determinada extrapolando la línea recta identificada en la MTR al tiempo de cierre infinito. Esta técnica es posible únicamente en un yacimiento nuevo, donde el agotamiento de presión se puede considerar despreciable. Esto es válido solo para pruebas en las cuales el radio de investigación no encuentra ningún límite del yacimiento durante la producción.

En un yacimiento con uno o más límites relativamente cerca al pozo probado y encontrado por el radio de investigación durante el periodo de producción, la línea de tiempo tardío es la que debe ser extrapolada.

Para un pozo en un yacimiento en el cual ha habido algún agotamiento parcial de la presión, no se obtiene un cálculo de la presión original del yacimiento a partir de la extrapolación de la curva de restauración de presión. Usualmente el objetivo es determinar la presión promedio del área de drenaje del pozo; a esta presión se le llama presión estática del área de drenaje.⁵²

⁵² *Ibíd.*, p.31-32.

Figura 18. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión



Fuente: LEE, Jhon. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIM.

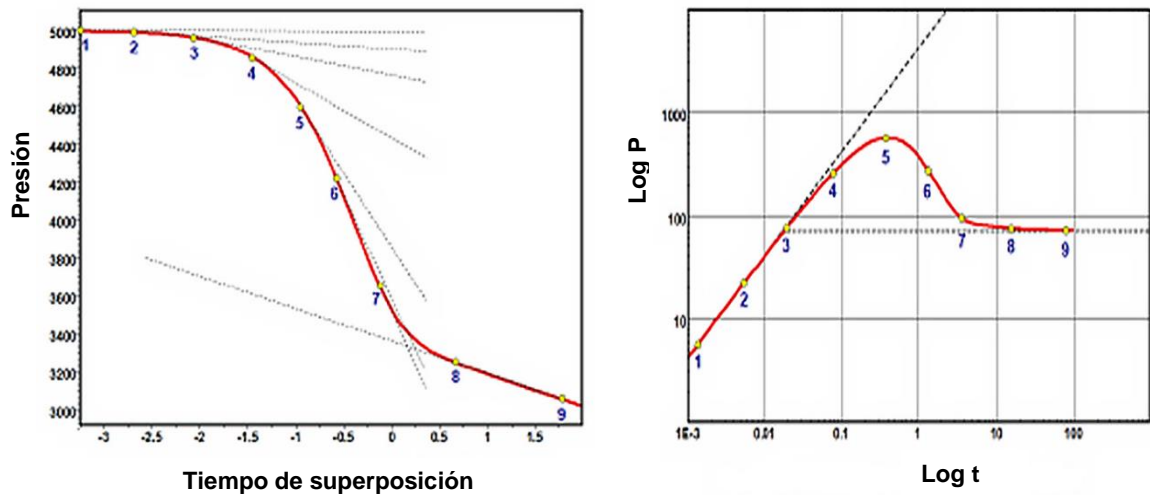
2.7.2 Método de la derivada de la presión. El análisis moderno de pruebas de presión fue perfeccionado con el uso de la gráfica de la derivada propuesta por Bourdet.

Este método se basa principalmente en la obtención de la derivada con respecto al $\log(\Delta t)$ o $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$, llevando los resultados a un gráfico log-log, basándose en el hecho de que la variación de la presión es más significativa que la presión misma. Por lo tanto, aprovecha la gran sensibilidad de la derivada como una ventaja para detectar las características y el comportamiento propio del sistema pozo-yacimiento, es decir, esto permite hacer un ajuste de presión más preciso y efectuar con más confiabilidad el análisis y la interpretación de la prueba de presión⁵³.

⁵³ SANCHEZ, Leidy. Análisis e interpretación de pruebas de restauración de presión realizadas en pozos completados en el yacimiento RNG UD106, del campo Urdaneta Oeste. Caracas, 2013, p.46-47. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería.

La Figura 19 representa el comportamiento de la respuesta de presión en un gráfico semilog (izquierda) y de su derivada en un gráfico log-log (derecha), la cual constituye la pendiente en cada punto de la curva en el gráfico semilog. En los puntos que van de 1 a 5 se manifiesta el efecto de almacenamiento, del 5 a 7 se tiene un comportamiento de transición entre los efectos del pozo y los efectos del yacimiento, en los puntos 8 y 9 es donde se tiene la representación del flujo radial homogéneo, posterior a estos tiempos se presentan las condiciones límites del yacimiento.

Figura 19. Análisis semilog y derivada de Bourdet



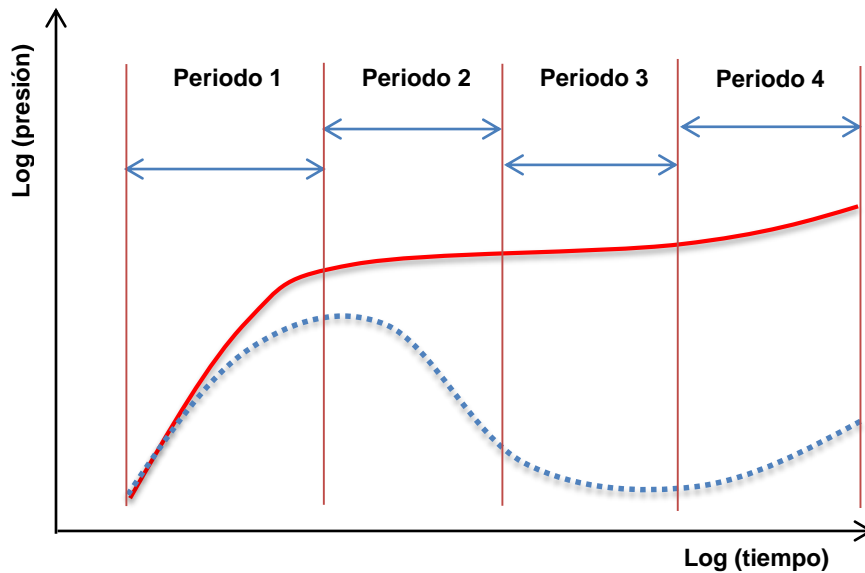
Fuente: KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013, p.78-79.

La Derivada de Bourdet hizo posible:

- Entender y reconocer comportamientos heterogéneos de yacimientos, tales como doble permeabilidad y yacimientos compuestos.
- Identificar penetración parcial o entrada limitada y otros efectos cercanos del pozo.

De la gráfica de Bourdet presentada en la Figura 20 se han podido generalizar los diferentes periodos en los que se desarrolla el análisis de pruebas de presión. La tendencia de la curva obtenida en cada periodo representa unas condiciones específicas que permiten el cálculo de diferentes parámetros del yacimiento y del pozo.

Figura 20. Representación de los periodos de flujo en la derivada de la presión



Periodo 1: Corresponde a los tiempos tempranos luego de cerrar el pozo, se observa la máxima inflexión en la curva tipo generada a partir de la derivada y esta etapa indica la presencia del efecto de almacenamiento y el daño de la formación en las cercanías del pozo. Al incrementar el valor de daño y almacenamiento el comportamiento de esta curva en el gráfico tendrá un levantamiento mucho mayor.

Periodo 2: Representa el intermedio entre el tiempo de almacenamiento y el de estabilización de la curva, es utilizado para indicar las heterogeneidades del yacimiento como la doble porosidad, fracturas, doble permeabilidad, si el yacimiento

se encuentra estratificado o no, entre otros. En este tiempo también se detecta la existencia de penetración parcial.

Periodo 3: Se conoce como el período de flujo radial homogéneo (yacimiento Infinito) y se identifica mediante la estabilización de la curva, es en esta etapa donde se determina el valor de la permeabilidad efectiva del medio poroso.

Periodo 4: Representa el último período en tiempo de la prueba de presión y se utiliza para determinar la presencia o no de límites en el yacimiento, si la curva de la derivada tiene un comportamiento descendente indica la existencia de un límite de presión constante como un acuífero o una capa de gas, en cambio cuando se observan tendencias ascendentes el límite está determinado por barreras de flujo, individuales, paralelas o interceptadas.

2.8 PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

La mayoría de los análisis de pruebas de presiones en yacimientos de gas condensado están basadas en datos obtenidos a partir de una prueba de restauración de presión (PBU) debido a la alta sensibilidad de las pruebas de descenso de presión (PDD) a las fluctuaciones en las tasas de flujo. Las pruebas de pozos son una de las herramientas más completas para caracterizar el sistema pozo-yacimiento. Esta es la única herramienta capaz de diagnosticar la presencia de acumulación de líquido alrededor del pozo.

Durante una prueba de pozo los cambios en la movilidad del fluido cuando éste fluye hacia el pozo afecta la respuesta de presión medida en un sensor calibrador. Cuando esta respuesta de presión es analizada usando gráficos log-log, la respuesta de la derivada de la presión exhibe dos o tres diferentes zonas de

estabilización correspondientes a cada una de las tres diferentes zonas de movilidad que poseen diferente saturación de líquido.

En sistemas multifásicos (dos o tres fases) las altas tasas de flujo de gas ocasionan que el análisis de las pruebas de pozos se torne complejo, por lo cual se requieren métodos más novedosos como: la función para flujo multifásico y la función de la pseudopresión para estimar las características del yacimiento.

Existen dos factores que dificultan la interpretación de pruebas de presión en yacimientos de gas condensado: la presencia de flujo multifásico en el yacimiento y el cambio en la composición del fluido original. El comportamiento de las fases y las variaciones de presión en los yacimientos de gas condensado difieren completamente de los sistemas compuestos por dos fases.

El análisis de pruebas de presión en pozos de gas condensado con condensación retrógrada está basado usualmente en un modelo radial compuesto por dos o tres zonas. La aplicación de estos modelos para diagnosticar la presencia de un banco de condensado está fundamentada en el hecho de que cualquier contraste en la movilidad del gas causa que la curva de la derivada de la presión se estabilice en el nivel más bajo o más alto dependiendo en si la movilidad del gas se incrementa o disminuye respectivamente. No obstante, existen otras razones que pueden causar que la curva de la derivada de la presión se estabilice en el nivel más bajo o más alto en una gráfica log-log.

Una vez que se verifica que la gráfica log-log exhibe un sistema radial compuesto por dos o tres zonas, es necesario asegurarse que tal comportamiento no sea causado por la presencia de heterogeneidades geológicas en lugar de un cambio en las propiedades del fluido. Entre las posibles heterogeneidades geológicas se

pueden encontrar facies petrofísicas con diferencias en las propiedades de la roca (capacidad de flujo, kh) o un sistema cerrado que presente cualquier tipo de configuración de falla o un límite de presión constante⁵⁴.

2.8.1 Pseudopresión monofásica. La técnica de la pseudopresión monofásica fue propuesta por Al Hussainy y Ramey (1966) con el fin de linealizar la ecuación de flujo para gas real. Este método funciona mejor para gas seco, por lo tanto, puede ser aplicado en pozos de gas condensado que producen por encima de la presión de rocío, donde el condensado generado permanece inmóvil y la variación de la permeabilidad relativa del gas es despreciable. Una vez que la presión cae por debajo del punto de rocío, se forma un banco de condensado y el método de la pseudopresión monofásica se desvía de la solución para flujo de líquido⁵⁵.

$$m(p) = 2 \int_{pb}^p \frac{p}{\mu_g z_g} dp \quad \text{Ecuación 13}$$

Las siguientes consideraciones se tuvieron en cuenta en la derivación de las ecuaciones de flujo y en el establecimiento de las soluciones:

- Medio homogéneo
- El gas posee composición constante
- El flujo es laminar e isotérmico

⁵⁴ BRIONES, Mario *et al.* Study of Gas Condensate Well Productivity in Santa barbara Field, Venezuela by Well Test Analysis. Paper 77538 prepared for presentation at the SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, 29 september-2 october 2002, p.2.

⁵⁵ AL ISMAIL, Maytham. Field Observations of Gas Condensate Well Testing. Report (Degree of Master Science). Stanford University. Department of Energy Resources Engineering, August 2010, p.17.

El método de la pseudopresión monofásica también asume gas seco alrededor del pozo y si existe la presencia de condensado éste es inmóvil y su efecto sobre la curva de permeabilidad relativa del gas es despreciable⁵⁶.

2.8.2 Pseudopresión Bifásica. La pseudopresión bifásica puede ser estimada usando dos modelos diferentes: el modelo de flujo en estado estable y el modelo de las tres regiones de flujo.

Modelo del estado estable

Este modelo fue propuesto por primera vez por O'Dell y Miller (1967) y más tarde examinado por Fussel (1973). La relación presión-saturación en estado estable predicha por O'Dell y Miller (1967) y Fussel (1973) fue más tarde reproducida por Chopra y Carter (1985) y Jones y Raghavan (1988). El modelo del estado estable puede ser usado para aproximar la relación actual presión-saturación del yacimiento al asumir un flujo en estado estable hipotético.

El modelo asume dos regiones de flujo alrededor del pozo que no presenta zona de transición: una región cercana al pozo que se encuentra por debajo de la presión de rocío donde tanto gas como condensado están presentes y ambas fases son móviles y una región externa que se encuentra por encima de la presión de rocío que sólo contiene gas en una sola fase⁵⁷.

Este modelo no incluye una región de condensando inmóvil en la saturación crítica o por debajo de la saturación crítica. Cuando ambas fases están presentes, el modelo del estado estable asume que ambas son móviles. Por lo tanto, el modelo de estado estable tiende a sobreestimar la saturación de condensado.

⁵⁶ *Ibíd.*, p.44.

⁵⁷ *Ibíd.*, p.17-18.

La pseudopresión del estado estable sólo puede ser aplicada si se poseen datos de permeabilidades relativas y puede ser utilizada para el análisis de pruebas de restauración de presión mediante la siguiente expresión⁵⁸:

$$m(p) = 2 \int_{pb}^p \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g Z_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o Z_o} \right) p dp \quad \text{Ecuación 14}$$

Modelo de las tres regiones de flujo⁵⁹

El modelo de las tres regiones de flujo fue introducido por primera vez por Fevang (1995). A diferencia del modelo de estado estable, este modelo considera la presencia de una zona de transición (región 2), donde tanto gas como condensado están presentes pero sólo el gas es móvil.

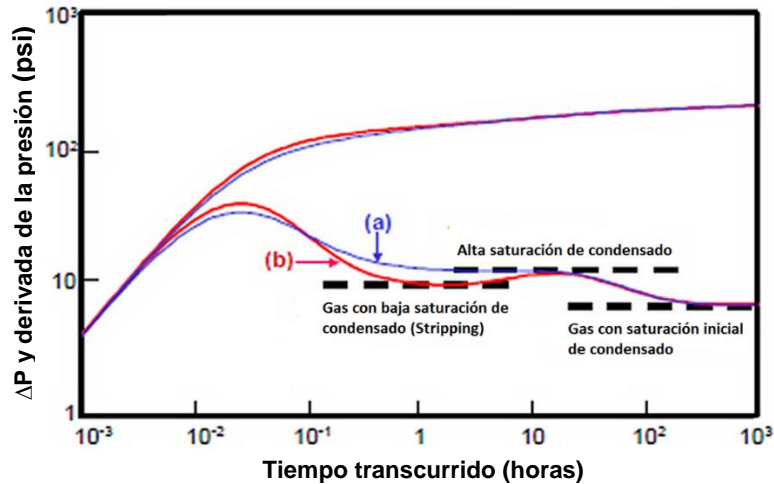
$$m^{3z}(p) = \text{Región 1} + \text{Región 2} + \text{Región 3} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$m^{3z} = \int_{P_{wf}}^{P^*} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{\mu_g} \right) dp + \int_{P^*}^{P_{dew}} \frac{\rho_g k_{rg}}{\mu_g} dp + k_{rg}(s_{wi}) \int_{P_{dew}}^{P_r} \frac{\rho_g}{\mu_g} dp \quad \text{Ecuación 16}$$

⁵⁸ *Ibíd.*, p.47.

⁵⁹ *Ibíd.*, p.49-50

Figura 21. Comportamiento de la gráfica de la derivada para un modelo compuesto por: (a) dos regiones y (b) tres regiones de flujo



Modificado de: GRINGARTEN, A.C., *et al.* Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 62920 prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October 2000, p.6.

2.8.3 Comparación de los modelos⁶⁰. Muchas investigaciones se han desarrollado con el fin de comparar la exactitud de cada técnica de pseudopresión al estimar la permeabilidad y el daño en pruebas de pozos que fluyen por debajo de la presión de rocío. Jones et al (1989) indicaron que el método de la pseudopresión monofásica y el método del estado estable estiman razonablemente la capacidad de flujo de la formación. Sin embargo, la estimación del daño puede llegar a ser alta si se utiliza el método de la pseudopresión monofásica o baja si se utiliza el modelo del estado estable.

Usando datos provenientes de una prueba de descenso de presión sintética (PDD) para una mezcla de gas de tres componentes, Roussennac (2001) realizó una comparación entre el método de estado estable y el método de las tres regiones.

⁶⁰ *Ibíd.*, p.18-19.

Los resultados indicaron que a diferencia del método de estado estable el cual determinó la permeabilidad favorablemente pero subestimando el daño mecánico, el método de las tres regiones estimó ambas propiedades de forma razonable.

3. MODELO DE SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo de la presente investigación, se hizo necesario la construcción de un modelo experimental de un yacimiento de gas condensado representado por un modelo numérico de un solo pozo (Single Well Model) basado en las siguientes suposiciones:

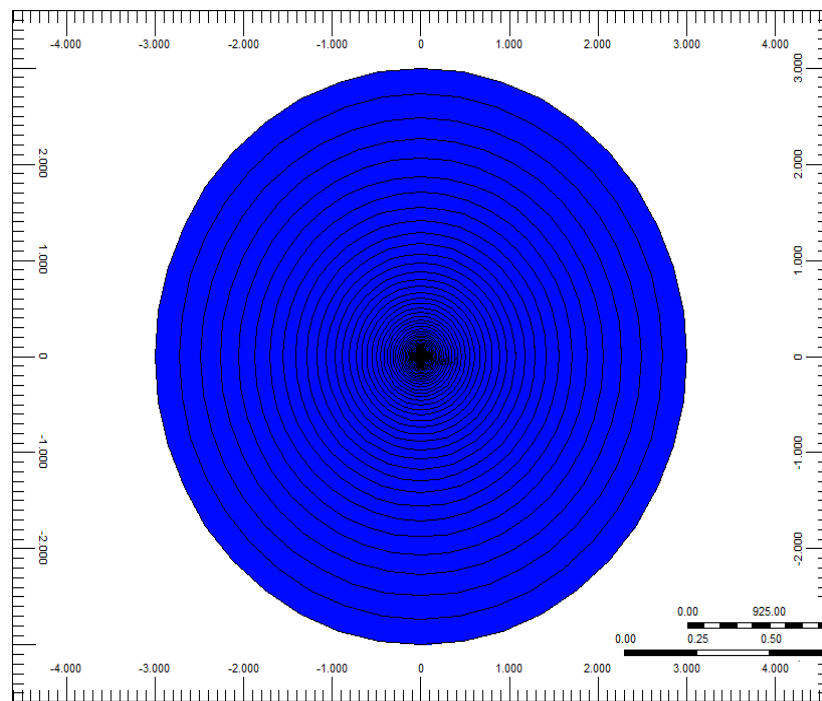
- Yacimiento de malla radial con bloques centrados, de espesor constante, homogéneo e isotrópico.
- Pozo productor de gas localizado en el centro, donde la formación está abierta al flujo.
- El fluido utilizado es un gas condensado cuya presión inicial se encuentra por encima de su punto de rocío.
- No existe flujo de agua.

La herramienta utilizada para la simulación del modelo de un solo pozo fue el software GEM (Generalized Equation of State Model) de la compañía CMG (Computer Modelling Group), el cual se basa en la simulación composicional de yacimientos. GEM es usado para modelar flujo de tres fases, al igual que fluidos multi-componentes, es ideal para representar reservorios donde la composición del fluido y sus interacciones juegan un papel fundamental en el entendimiento del proceso de recuperación de hidrocarburos⁶¹.

⁶¹ SANTOS, José. Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensado. Bucaramanga, 2010, p.26. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo).Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Con el objetivo de representar correctamente las caídas de presión alrededor de la cara del pozo se realizó un refinamiento logarítmico de forma tal que en la vecindad del pozo las celdas son de menor tamaño permitiendo realizar un análisis más detallado de la formación y evolución del condensado en esta región donde ocurren precisamente los mayores cambios composicionales y se obtienen las mayores saturaciones de líquido. El modelo consta de una malla radial con 100 celdas en la dirección i (x), 1 celda en la dirección j (y) y 7 celdas en la dirección k (z).

Figura 22. Vista en 2-D del modelo construido



Fuente: Builder-Computer Modelling Group

3.2 MODELAMIENTO PVT DEL FLUIDO

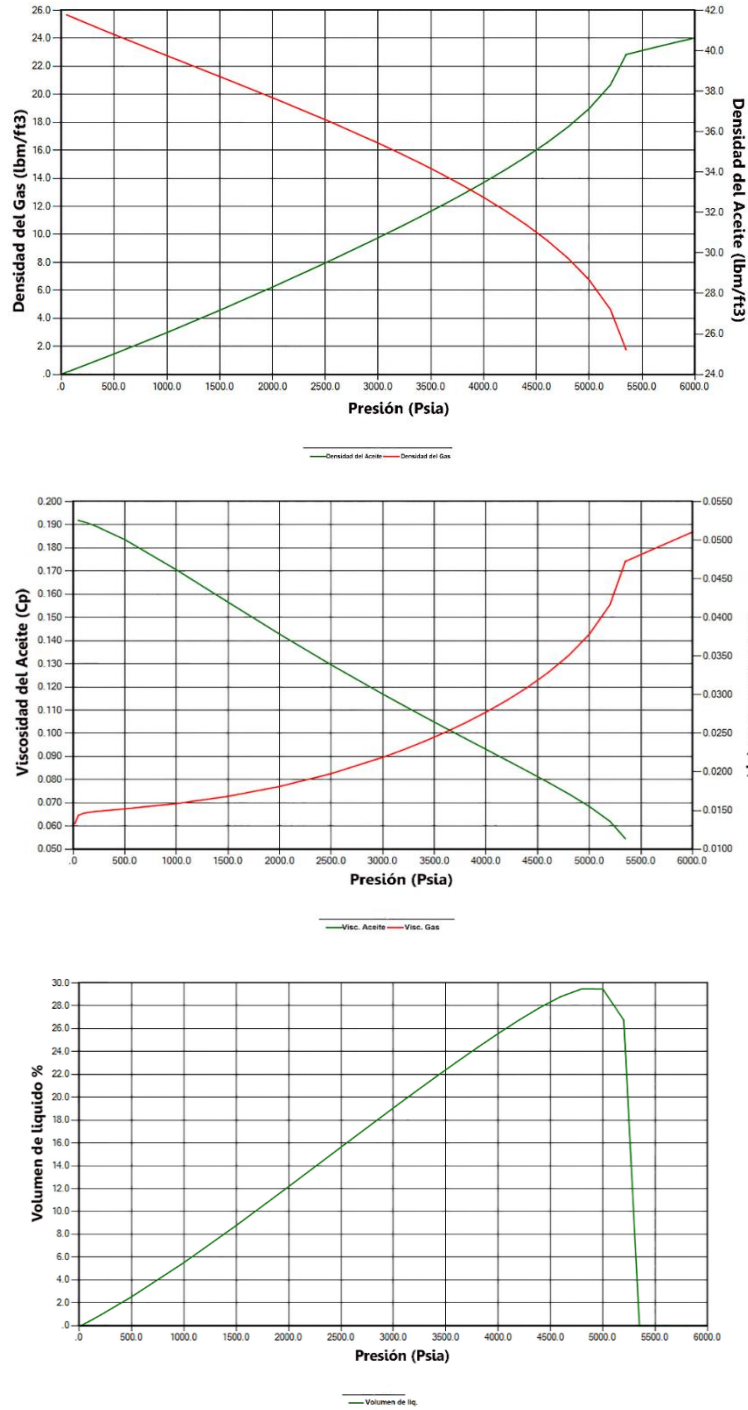
Los parámetros del fluido requeridos para la simulación fueron calculados usando el programa Winprop de la compañía CMG mediante la ecuación de estado de Peng Robinson para simular el comportamiento de fases del fluido.

Se llevaron a cabo dos pruebas de laboratorio: una prueba de expansión a composición constante (CCE) y una prueba de depleción a volumen constante (CVD). Ambas pruebas fueron realizadas a una temperatura de 310 °F (temperatura del yacimiento). El fluido empleado es un gas condensado de 11 componentes (ver la tabla 3) con una presión de saturación de 5348.54 psi a una temperatura de 310 °F.

Tabla 3. Composición del fluido utilizado

COMPONENTE	% MOLAR	% EN PESO	PESO MOLAR	GRAVEDAD ESPECÍFICA
N ₂	0.2	0.15455		
CO ₂	6.02	7.3087		
C ₁	67.24	29.758		
C ₂	9.58	7.9468		
C ₃	4.39	5.3403		
i-C ₄	0.75	1.2026		
n-C ₄	1.41	2.2608		
i-C ₅	0.5	0.99519		
n-C ₅	0.55	1.0947		
C ₆	0.78	1.8074		
C ₇₊	8.58	42.131	178	0.833

Figura 23. Densidad, viscosidad y saturación del fluido utilizado



Fuente: Winprop-Computer Modelling Group

3.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El yacimiento utilizado para la simulación está compuesto por un gas condensado composicional simple, es homogéneo e isotrópico, de configuración radial y de bloques centrados. Con el objetivo de eliminar los efectos de frontera se fijó un radio de yacimiento de 3000 ft, formado por 7 estratos horizontales cada uno de 10 ft a una profundidad de 8000 ft.

Se localizó un pozo centrado el cual produce a una tasa constante de 5 MMscf/day, su presión inicial es 6000 psia, su temperatura es de 310 °F y en sus condiciones iniciales se encuentra por encima de la presión de rocío. El tiempo de simulación fue el suficiente para permitir la condensación e incremento de la saturación de aceite en el pozo (2193 días), para lo cual se utilizaron pasos de tiempo muy pequeños con el fin de garantizar la convergencia del modelo y para facilitar la reproducción de diferentes pruebas de pozo. Las especificaciones de dimensión y propiedades del yacimiento se resumen en la Tabla 4.

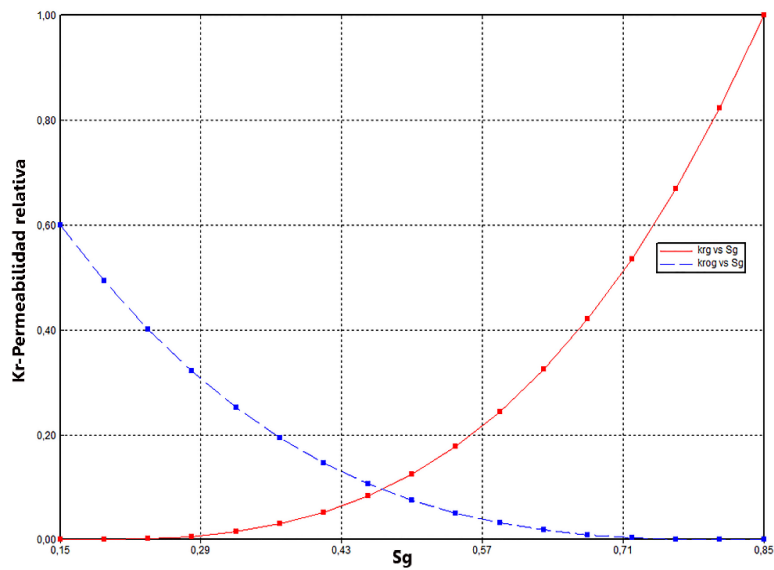
Tabla 4. Propiedades del modelo

PROPIEDAD	VALOR
Permeabilidad de la roca	15 mD
Porosidad de la matriz	17 %
Radio del pozo	0.25 ft
Radio del yacimiento	3000 ft
Espesor de la formación	70 ft
Profundidad de la formación	8000 ft
Presión inicial del yacimiento	6000 psia
Temperatura del yacimiento	310 °F
Tiempo de simulación	2193 días

3.4 MODELO ROCA-FLUIDO DEL YACIMIENTO

Al inicio de su producción el yacimiento es un sistema compuesto únicamente por gas pero al declinar la presión por debajo del punto de rocío aparece una saturación de aceite que ocasiona una reducción gradual de la permeabilidad relativa al gas. Dicho líquido saturado en el yacimiento alcanzará su movilidad una vez que sea superada la saturación crítica del condensado, la cual para este modelo es de 0.15. No existe fase agua en el yacimiento, por lo tanto la saturación de agua connata es igual a cero.

Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa del modelo



Fuente: Builder-Computer Modelling Group

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la realización de las pruebas de presión se consideraron los siguientes casos:

- Presión mayor a la presión de rocío
- Presión menor a la presión de rocío

4.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA PBU A UNA PRESIÓN MAYOR A LA PRESIÓN DE ROCÍO

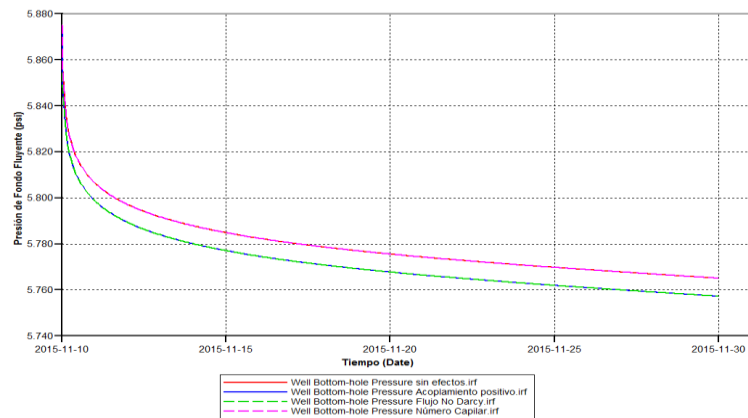
En este caso se consideró el gas condensado original a la presión inicial del yacimiento (6000 psia) y se dejó fluir el pozo durante 20 días a una presión de fondo fluvente igual a 1500 psi y a una tasa de producción de gas de 5 MMscf/d, por lo cual no existirá suficiente tiempo para la formación de condensado durante el periodo de producción. Luego se cerró el pozo durante 10 días con el fin de permitir la estabilización de la presión.

Para la realización de esta prueba se llevaron a cabo cuatro modelos diferentes: un modelo que incluye el efecto del número capilar, un modelo donde se incluye el efecto del flujo no Darcy, un modelo en el cual se considera el efecto acoplado de ambos fenómenos (número capilar y flujo no Darcy) y que se conoce como acoplamiento positivo y por último un modelo que no incluye ningún efecto. En la Figura 25 se puede observar el comportamiento de la presión para cada uno de los modelos una vez que inicia la producción a la presión inicial del yacimiento.

Una vez que son obtenidos los datos correspondientes a presión y tiempo a partir del modelo de simulación, el paso a seguir es cargar dichos datos junto con los datos de producción en el simulador de presiones para lo cual se utilizó el software Ecrin Saphir de la compañía Kappa.

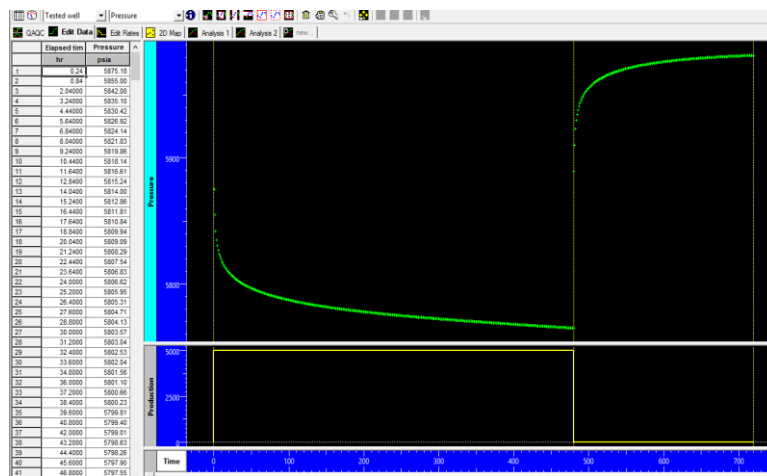
También es necesario inicialmente introducir en el software algunas propiedades del fluido y del yacimiento como son: espesor de la arena productora, compresibilidad total, radio del pozo, temperatura y presión inicial del yacimiento etc. En la Figura 26 se observan los datos de presión y tiempo cargados en el software.

Figura 25. Comportamiento de la presión para los modelos simulados



Fuente: Results Graph-Computer Modelling Group

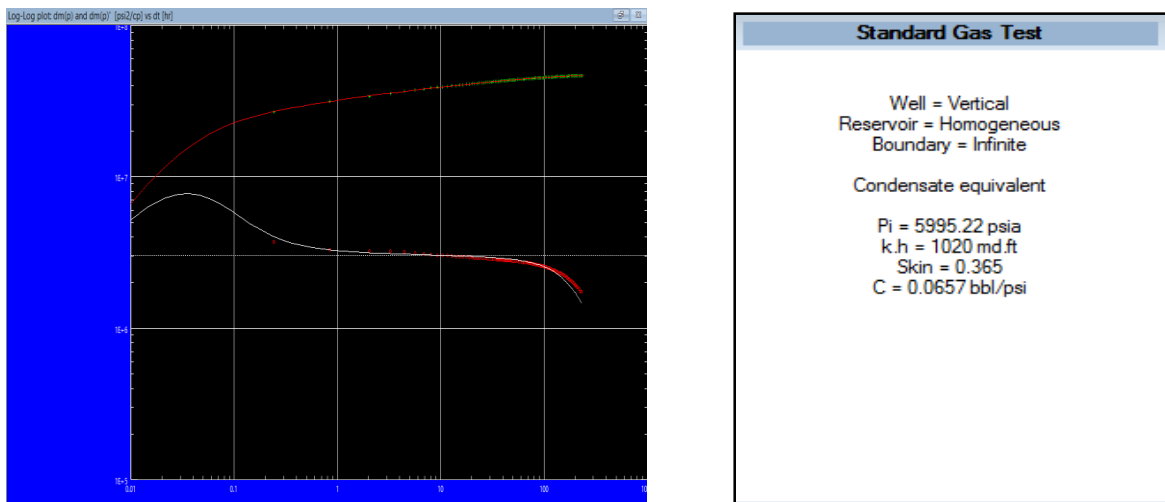
Figura 26. Datos de presión y tiempo cargados en Ecrin Saphir



Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

Para la interpretación de la prueba PBU se procede a extraer la gráfica de la derivada de la pseudopresión. Después de realizar este proceso se debe seleccionar el modelo de pozo, yacimiento y condiciones de frontera que mejor se ajuste a los datos y que represente adecuadamente el yacimiento en estudio, tal como se observa en la Figura 27.

Figura 27. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo



Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

Los resultados obtenidos de la interpretación de la gráfica de la derivada de la presión para cada modelo se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para los diferentes modelos

MODELO	PARÁMETROS				
	K (md)	% error	S	Pi (psia)	% error
Número capilar	14.58	2.8	0.077	5995.10	0.08
Flujo no Darcy	14.52	3.2	0.365	5995.22	0.07
Sin efecto	14.58	2.8	0.077	5995.10	0.08
Acoplamiento positivo	14.52	3.2	0.365	5995.22	0.07

Como principales resultados de la interpretación de la prueba PBU realizada se tiene que:

- Para todos los modelos simulados, los valores de permeabilidad, daño y presión inicial fueron estimados con un porcentaje de error insignificante lo cual indica un buen ajuste de los datos ingresados y el modelo propuesto por el software.
- De los resultados obtenidos se puede apreciar que para el modelo que incluye el efecto del número capilar y para el modelo sin efectos se obtuvieron los mismos valores de permeabilidad, daño y presión inicial. Lo anterior permite deducir que para presiones por encima de la presión de rocío el número capilar no ejerce ningún efecto sobre el comportamiento de la presión del yacimiento, por lo cual el comportamiento de la derivada de la pseudopresión será idéntico en ambos casos, por ende, los resultados serán los mismos.
- El mayor valor del daño obtenido fue de 0.365 y corresponde a los modelos que incluyen los efectos inerciales (flujo no Darcy y acoplamiento positivo). Este valor evidencia la ausencia de una zona de permeabilidad reducida en la cara del pozo debido a una acumulación de condensado. Dicho valor es razonable ya que la presión a la cual fue realizada la prueba el yacimiento

aún se encuentra por encima de la presión de rocío y no existe por lo tanto condensación de líquido en la región cercana al pozo.

- En general, se observa que para una presión por encima de la presión de rocío, el número capilar y el flujo no Darcy no tienen un efecto significativo sobre el comportamiento del yacimiento y sobre la interpretación de las pruebas de presión, sin embargo, al incluirse los efectos inerciales en la simulación (flujo no Darcy) se evidencia una caída adicional en la presión que aunque es muy pequeña ocasiona una leve desviación en los valores calculados de permeabilidad y daño cuando estos son comparados con el modelo que no incluye ningún efecto, obteniéndose así un mayor porcentaje de error en el cálculo de dichos parámetros para los modelos que incluyen el flujo no Darcy y el acoplamiento positivo.
- Es válido afirmar que la interpretación de una prueba PBU en un yacimiento de gas condensado cuya presión se encuentra por encima de la presión de rocío es similar a la realizada en yacimientos de gas seco, debido principalmente a la presencia de una sola fase en el yacimiento (gas). En efecto, los cambios en la movilidad del fluido no son considerados por lo cual el yacimiento puede ser representado utilizando un modelo homogéneo.

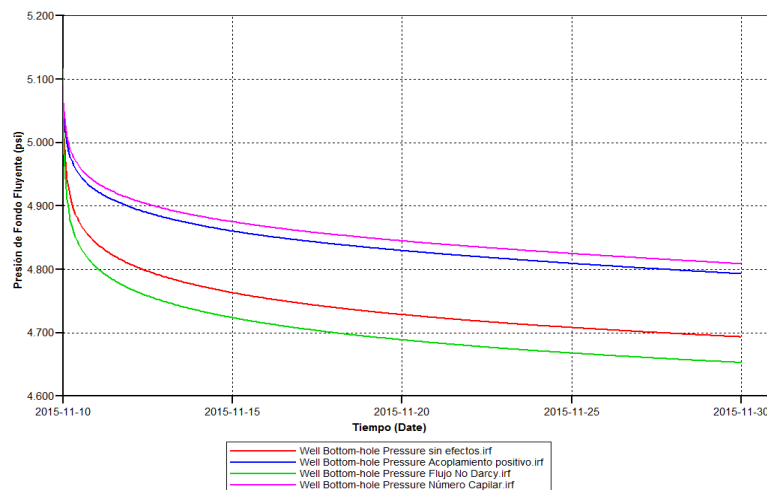
4.2 ANÁLISIS DE LA PRUEBA PBU A UNA PRESIÓN MENOR A LA PRESIÓN DE ROCÍO

Para este caso se utilizó el fluido del caso anterior pero se cambió la presión inicial del yacimiento a 5200 psia, con el fin de garantizar la presencia de líquido condensado en la región cercana al pozo. El pozo se dejó producir durante 20 días y luego fue cerrado por un periodo de tiempo igual a 10 días. Las condiciones de operación del pozo se mantuvieron constantes e iguales a las del caso anterior. Se realizaron varias corridas de simulación considerando igualmente los fenómenos tenidos en cuenta en el caso anterior pero esta vez a una presión por debajo de la presión de rocío del yacimiento con miras a determinar la influencia del número

capilar, flujo no Darcy y del acoplamiento positivo en el comportamiento de la presión y en la saturación de condensado que se alcanza en la región cercana al pozo.

En la Figura 28 se muestra el comportamiento de la presión de los distintos modelos simulados. Se puede observar claramente que el modelo que incluye el flujo no Darcy produce la mayor caída de presión en el pozo como resultado del flujo turbulento del gas, mientras que al considerar el efecto del alto número capilar en la región cercana al pozo se obtiene una menor caída de presión. Al incluir ambos efectos mediante el fenómeno de acoplamiento positivo se observa un mantenimiento de la presión ya que el efecto del número capilar compensa la caída de presión generada por las altas velocidades del gas en la cercanía del pozo.

Figura 28. Comportamiento de la presión para los modelos simulados

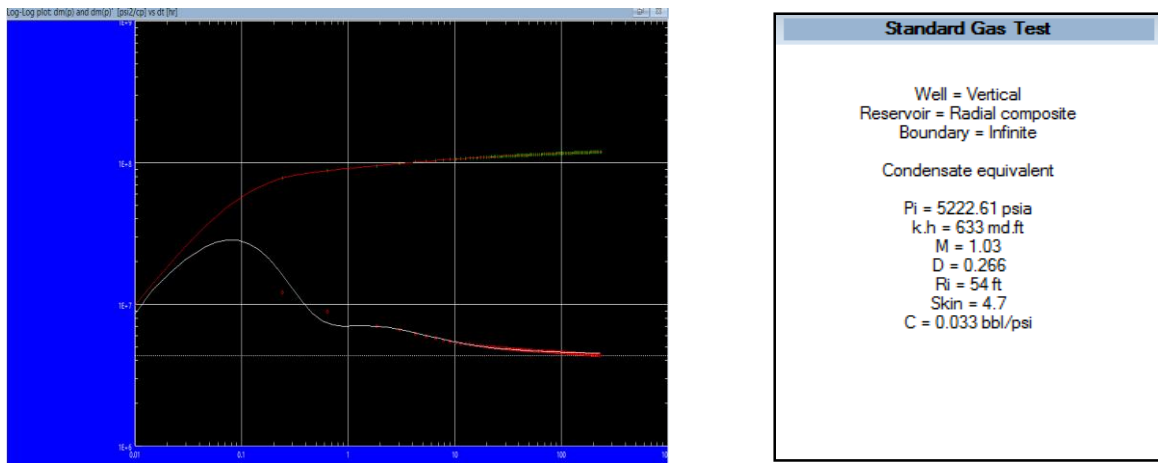


Fuente: Results Graph-Computer Modelling Group

4.2.1 Modelo sin efectos. Al no incluir ningún efecto en la simulación de las pruebas de presión en este tipo de yacimientos se obtienen valores de daño que no corresponden al daño real presente en la región cercana al pozo como

consecuencia de una sobreestimación de la saturación de condensando cuando se desprecia el efecto del acoplamiento positivo. Por lo tanto, se obtienen grandes valores de daño y permeabilidades efectivas del gas reducidas, como se evidencia en la Figura 29.

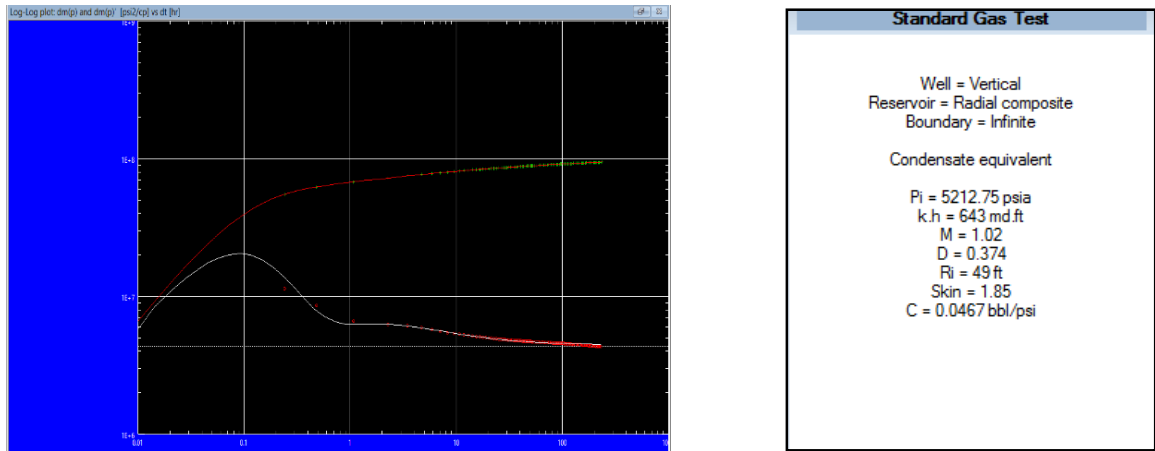
Figura 29. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo sin efectos



Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

4.2.2 Efecto del número capilar. En la Figura 30 se puede observar que al incluir el efecto del número capilar se obtiene una reducción significativa del daño presente en la cara del pozo, lo cual supone una reducción en la saturación de condensado y como consecuencia se obtiene una mayor permeabilidad efectiva del gas en esta zona.

Figura 30. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del número capilar

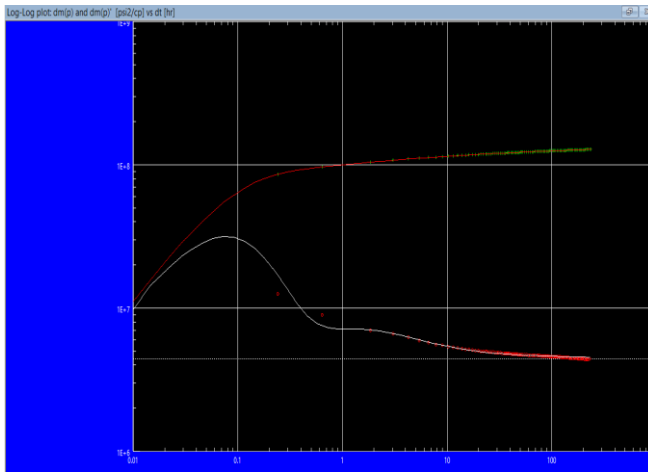


Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

4.2.3 Efecto del flujo no Darcy. El efecto del flujo no Darcy es el opuesto al ocasionado por el número capilar. Las altas velocidades del gas en la región cercana al pozo debido a la restricción en el área de flujo originan un daño en esta zona provocando una caída adicional de la presión que se traduce en una mayor saturación de líquido en el pozo.

Como se puede observar en la Figura 31 el efecto del flujo no Darcy se relaciona con un aumento en el valor del daño de formación, un incremento en el radio de condensado y una consecuente disminución en la permeabilidad efectiva del gas.

Figura 31. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del flujo no Darcy



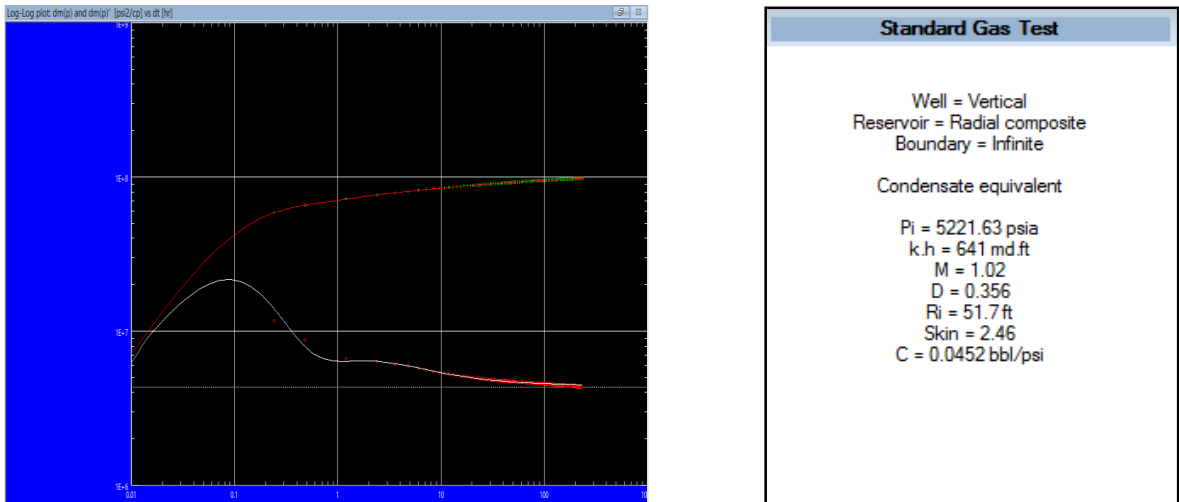
Standard Gas Test	
Well =	Vertical
Reservoir =	Radial composite
Boundary =	Infinite
Condensate equivalent	
Pi =	5221 psia
k.h =	614 md.ft
M =	1
D =	0.269
Ri =	58.4 ft
Skin =	5.48
C =	0.0295 bbl/psi

Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

4.2.4 Efecto del acoplamiento positivo. Se ha demostrado que la permeabilidad relativa del gas en un yacimiento de gas condensado depende principalmente del efecto acoplado (número capilar + flujo no Darcy) por lo cual se hace necesario incluir dichos efectos en la simulación de pruebas de presión.

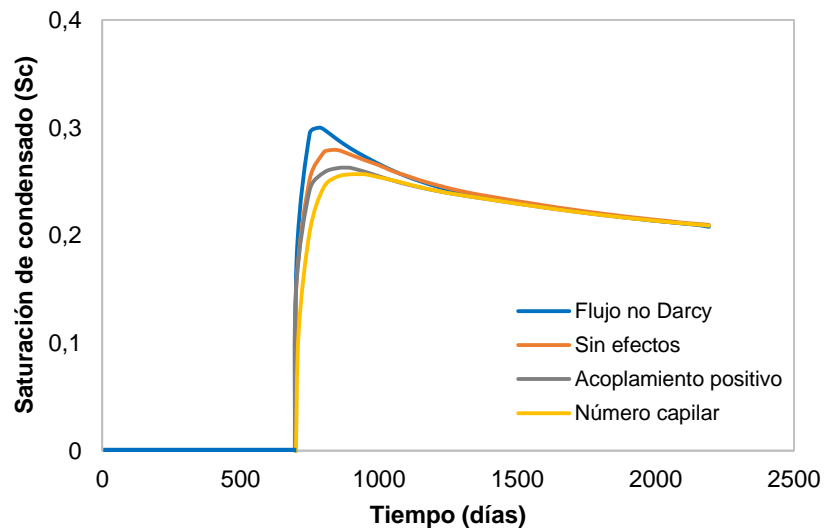
La inclusión del número capilar compensa el efecto negativo en la movilidad de la fase asociado con el efecto del flujo no Darcy, tal como se evidencia en los resultados mostrados en la Figura 32. Al obtenerse una menor caída de presión, la saturación de líquido en la cara del pozo será mucho menor lo que se traduce en un menor valor del daño estimado y una mejora en la permeabilidad efectiva del gas.

Figura 32. Gráfica de la derivada de la presión para el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo



Fuente: KAPPA software, Ecrin Saphir.

Figura 33. Saturación de condensado para cada modelo



De la Figura 33 es claro que las mayores saturaciones de condensado se alcanzan para el modelo que incluye el efecto del flujo no Darcy debido principalmente a que produce las mayores caídas de presión en la cara del pozo.

Las altas caídas de presión generan una reducción en la permeabilidad relativa del gas producto de la aparición de una saturación de líquido condensado en la región cercana al pozo. De igual forma, se aprecia una disminución significativa en la saturación de condensado alrededor del pozo cuando se incluye el efecto del acoplamiento positivo.

La Figura 34 muestra que aunque inicialmente existe una diferencia en la permeabilidad relativa del gas entre cada modelo, al avanzar el tiempo de producción la permeabilidad relativa del gas aumenta y todas las curvas se superponen convergiendo en un mismo punto lo que permite suponer que para el yacimiento en estudio el efecto del flujo no Darcy y del número capilar predomina principalmente a tiempos tempranos durante el periodo de tiempo donde se alcanzan las mayores saturaciones de condensado.

Figura 34. Permeabilidad relativa del gas para cada modelo

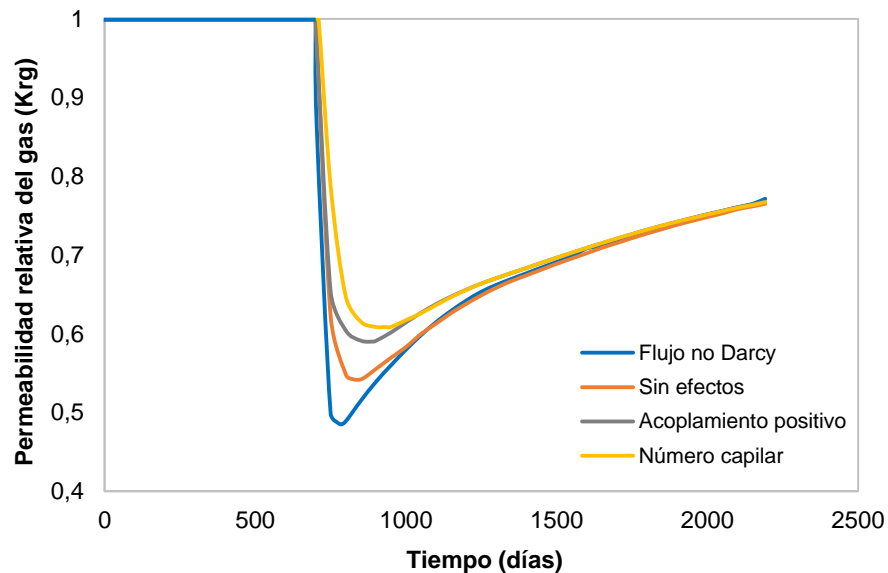


Tabla 6. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para los diferentes modelos

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	S	Ri (ft)	Pi (psia)
Sin efectos	9.0	4.7	54	5222.61
Número capilar	9.2	1.85	49	5212.75
Flujo no Darcy	8.7	5.48	58.4	5221
Acoplamiento positivo	9.1	2.46	51.7	5221.63

Con base en la Tabla 6 se puede afirmar que:

- Existe una disminución considerable en la permeabilidad efectiva del gas en la región cercana al pozo en todos los modelos simulados debido a la saturación de condensado que aparece una vez que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío y que origina un banco de condensado en el yacimiento impidiendo el flujo de gas.
- El modelo que evidencia una mayor disminución en la permeabilidad efectiva del gas es el modelo que incluye el flujo no Darcy, para el cual se obtiene una reducción del 42% en la permeabilidad ya que este modelo produce la mayor caída de presión en el pozo y genera el banco de condensado de mayor radio en el yacimiento (58.4 pies).
- El modelo que produce una menor disminución en la permeabilidad efectiva del gas es aquel que incluye el efecto del número capilar, originando una reducción del 38.6% en la permeabilidad puesto que la caída de presión generada por este modelo en el pozo es la más pequeña, obteniéndose un menor valor en el daño y un banco de condensado de menor tamaño (49 pies).

- El número capilar y el flujo no Darcy son los fenómenos responsables de la disminución y del incremento de la caída de presión en yacimientos de gas condensado. Usualmente el efecto del flujo no Darcy es menor que el efecto del número capilar de manera que el efecto total de estos dos es positivo, lo cual produce una reducción en la saturación de aceite en la cara del pozo que causa una reducción en el daño y un aumento de la permeabilidad efectiva del gas en esta zona.
- Al no incluir el efecto del acoplamiento positivo en la generación de una prueba de presión para un yacimiento de gas condensado se pueden obtener valores que no corresponden a la permeabilidad y al daño real en la región cercana al pozo. Al realizar una comparación entre los resultados obtenidos para el modelo sin efectos y para el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo se observa que aunque sólo existe una discrepancia del 1% en la permeabilidad calculada, el daño estimado para el modelo sin efectos es casi dos veces el daño real en la cara del pozo estimado por el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo, indicando una sobreestimación en la saturación del condensado por parte del modelo sin efectos.

4.2.5 Efecto de la tasa de producción. Para analizar el efecto de la tasa de producción se utilizó el modelo que incluye el efecto del acoplamiento positivo con el fin de representar las condiciones reales que ocurren en la cercanía del pozo y poder realizar un análisis acertado de la influencia de la tasa de producción en el comportamiento de un yacimiento de gas condensado y en la interpretación de las pruebas de presión.

En la Figura 35 se muestra la saturación de condensado para cuatro diferentes tasas de producción. A medida que la tasa de producción aumenta, el punto de rocío es alcanzado más temprano ya que la caída de presión es acelerada. Se observa

que con una tasa constante de producción de gas de 7.5 MMscf/d y manteniendo la presión de fondo fluyente constante e igual a 1500 psi, se obtiene condensación en la celda (1,1,1) después de transcurridos 445 días de simulación. Para una tasa de producción de 10 MMscf/d la condensación ocurre a los 257 días de simulación. Para una tasa de producción de 12.5 MMscf/d la condensación en la cara del pozo se obtiene a los 203 días aproximadamente mientras que al operar el pozo a una tasa de 15 MMscf/d la condensación se obtiene después de 123 días de iniciada la producción.

El efecto principal de producir un pozo a una mayor tasa será la disminución de la productividad a un tiempo más temprano puesto que al alcanzarse el punto de rocío aparecerá una saturación de condensado en el pozo que será mayor a medida que aumenta la tasa de producción y que ocasionará una reducción en la permeabilidad relativa del gas.

Figura 35. Saturación de condensado a distintas tasas de producción de gas

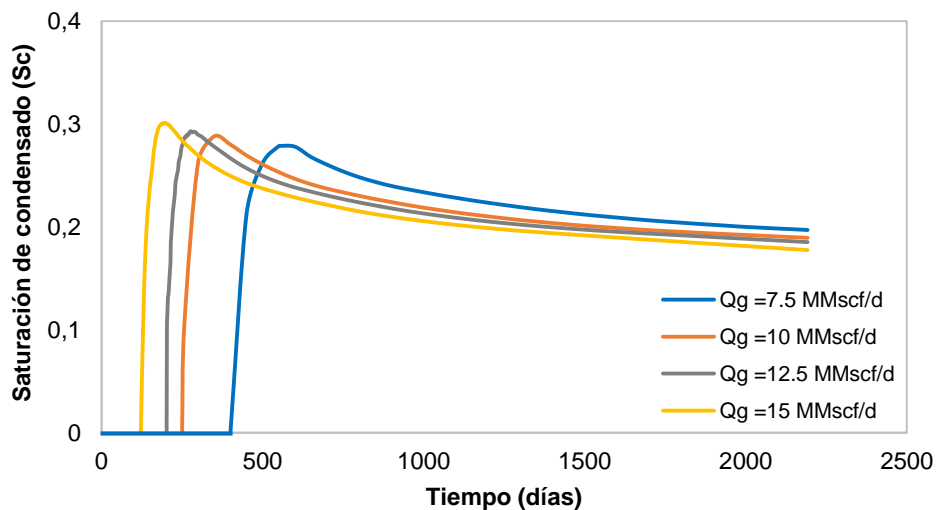
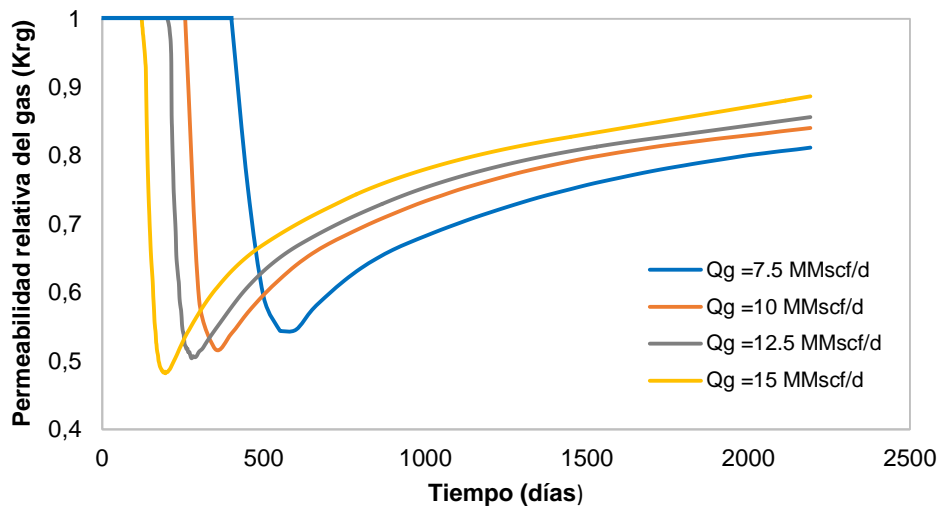


Figura 36. Comportamiento de la K_{rg} para diferentes tasas de producción de gas



En la Figura 36 se evidencia una reducción en la permeabilidad relativa del gas a medida que aumenta la tasa de producción. Además se puede observar un incremento en la permeabilidad relativa del gas una vez que se alcanza el máximo valor en la saturación de condensado, el cual es mayor para la tasa de 15 MMscf/d y menor para la tasa de 7.5 MMscf/d. Esta mejora en la productividad se debe principalmente al fenómeno de revaporización de condensado que ocurre al declinar la presión y que produce una disminución progresiva de la saturación de condensado en el pozo. Mientras mayor sea la tasa de producción la declinación de la presión será aún mayor y por lo tanto existirá una menor saturación de condensado a una determinada presión.

Por otra parte, a medida que la tasa de producción es incrementada la curva de la derivada se desplaza hacia arriba debido a un aumento del daño producido por el incremento de los efectos de turbulencia (flujo no Darcy). Se obtiene, por lo tanto, un menor valor en la permeabilidad efectiva en la cara del pozo y un aumento del tamaño del banco de condensado.

Figura 37. Gráfica de la derivada de la presión a distintas tasas de producción de gas

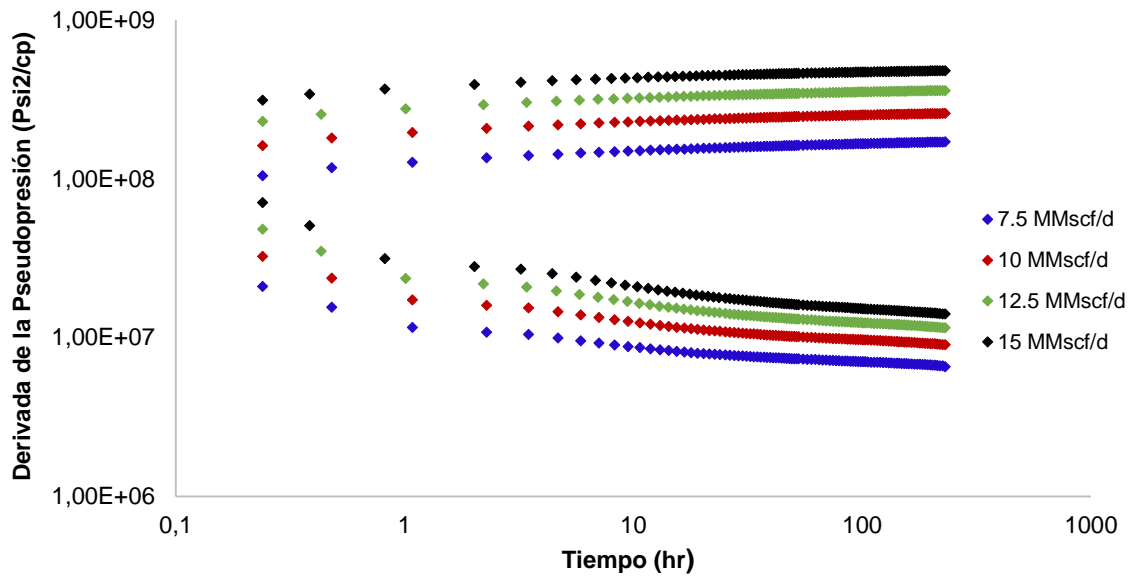


Tabla 7. Resultados de la interpretación de la prueba PBU para diferentes tasas

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	S	Ri (ft)	Pi (psia)
Qg = 7.5 MMscf/d	8.67	3.61	55	5218.46
Qg = 10 MMscf/d	8.3	4.62	59.6	5228.43
Qg = 12.5 MMscf/d	8.1	5.74	60.9	5230.23
Qg = 15 MMscf/d	7.65	6.48	61.7	5232.33

4.2.6 Efecto de las curvas de permeabilidad relativa. Con el objetivo de identificar la influencia de las curvas de permeabilidad relativa sobre la interpretación de una prueba de presión en yacimientos de gas condensado se consideraron cuatro modelos diferentes como se presenta a continuación:

Tabla 8. Parámetros utilizados en la curvas de permeabilidad relativa

MODELO	S_{wc}	S_{gc}	S_{oc}	K_{rgmax}	$K_{rg @ S_{oc}}$	K_{rogmax}	n_g	n_o
1	0.2	0	0.2	1	0.422	1	3	3
2	0.2	0	0.1	0.63	0.422	1	3	3
3	0.2	0	0.28	1	0.422	1	2	3
4	0.2	0	0.4	1	0.25	1	2	3

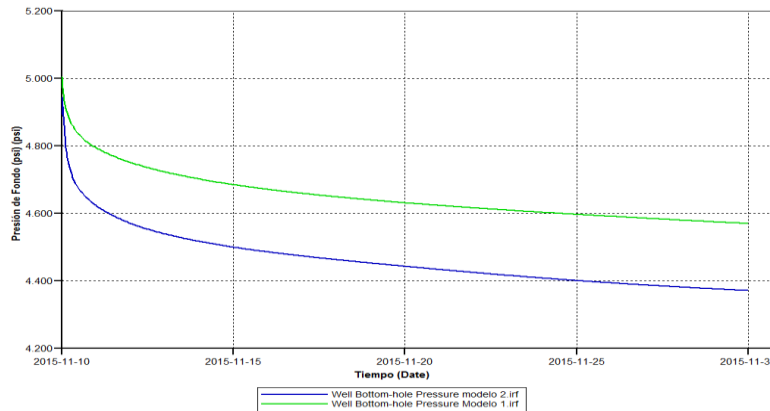
Fuente: BOZORGZADEH, M y GRINGARTEN, A.C. Application of Build-Up Transient Pressure Analysis to Well Deliverability Forecasting in Gas Condensate Reservoirs Using Single-Phase and Two-Phase Pseudo-Pressures. Paper SPE 94018 prepared for presentation at the SPE Europec/EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005.

Permeabilidad relativa del gas a la saturación de líquido irreducible

Muchos estudios sugieren que la productividad de un yacimiento de gas condensado es controlada por la permeabilidad relativa del gas a la saturación de líquido irreducible, K_{rgmax} .

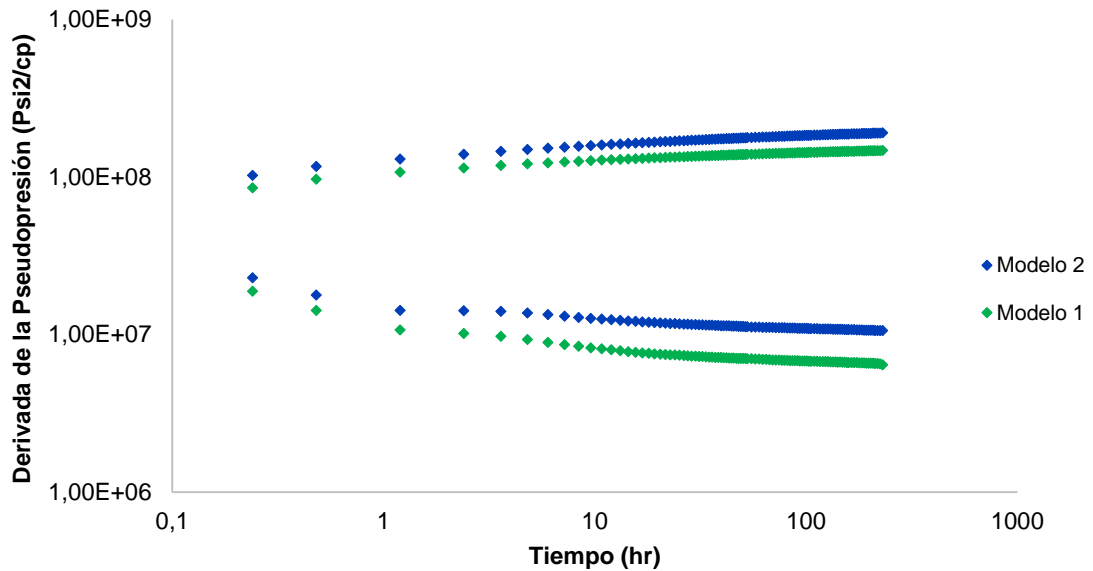
Para comprobarlo se realizaron dos corridas de simulación usando dos modelos diferentes de curvas de permeabilidad relativa manteniendo la $P_{wf} = 1500$ psi en ambos casos (Modelos 1 y 2 en la Tabla 8). A partir de la Figura 38 se puede observar que el modelo 2 que posee menor K_{rgmax} , genera una mayor caída de presión en el pozo. Además se realizó una prueba PBU para cada modelo con el fin de verificar el efecto de este parámetro en la interpretación de una prueba de presión. Las curvas de la derivada de la presión obtenidas para el modelo 1 y para el modelo 2 se muestran en la Figura 39.

Figura 38. Comportamiento de la presión para los modelos 1 y 2



Fuente: Results Graph-Computer Modelling Group

Figura 39. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 1 y 2



De la Figura 39 se puede observar claramente que la curva de la derivada del modelo 2 exhibe un desplazamiento hacia arriba con respecto a la curva de la derivada del modelo 1. Esto se traduce en mayor daño y menor permeabilidad efectiva del gas en la cara del pozo. Aunque ambas curvas poseen la misma tendencia es posible apreciar que las dos líneas de estabilización obtenidas en la

curva de la derivada del modelo 1 se encuentran por debajo de las líneas de estabilización obtenidas para el modelo 2 lo que evidencia que para el modelo 2 existe una mayor saturación de condensado tanto en la cercanía del pozo (región 3) como en la región que comprende al yacimiento (región 1). Los resultados de la interpretación de la prueba PBU se resumen en la Tabla 9.

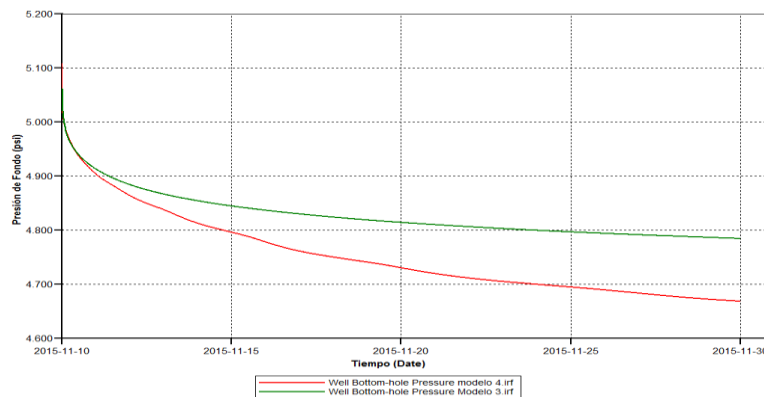
Tabla 9. Resultados obtenidos de la interpretación de la prueba PBU para los modelos 1 y 2

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	S	Ri (ft)	Pi (psia)
1	6.4	2.97	55.4	5212.98
2	5.1	3.77	59.8	5190.65

Permeabilidad relativa del gas a la saturación crítica de aceite

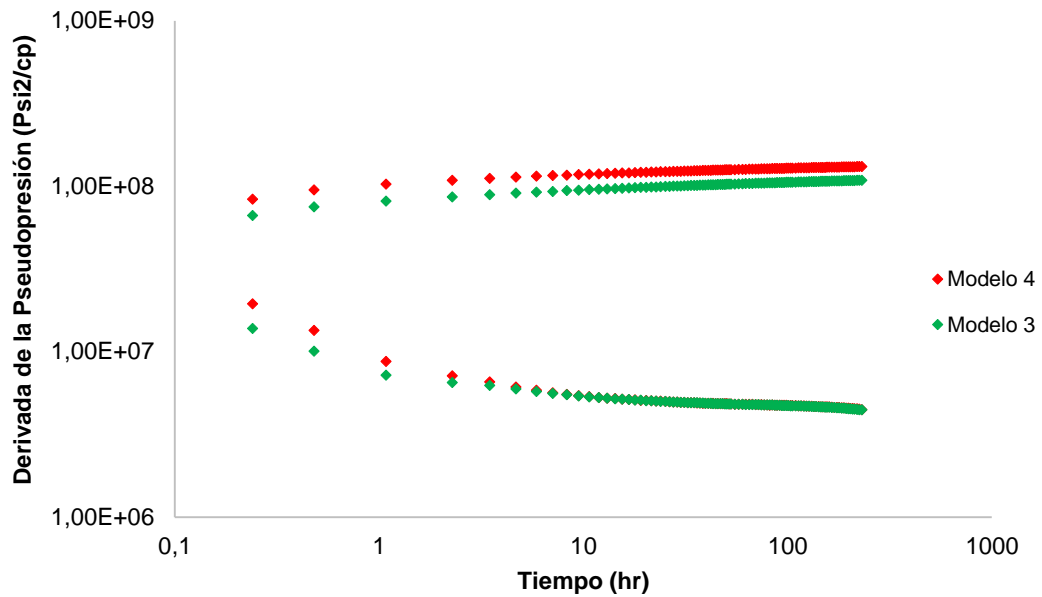
Para investigar el efecto de la permeabilidad relativa a la saturación crítica de aceite, se realizaron dos corridas de simulación adicionales incluyendo los modelos 3 y 4.

Figura 40. Comportamiento de la presión para los modelos 3 y 4



Fuente: Results Graph-Computer Modelling Group

Figura 41. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 3 y 4



Con base en la Figura 41 se puede afirmar que el modelo 4 que posee el menor valor de K_{rg} a S_{oc} , exhibe una primera línea de estabilización superior a la obtenida en la curva de la derivada del modelo 3 mientras la segunda estabilización de la curva de la derivada es idéntica para ambos modelos, lo cual sugiere que para el modelo 4 se alcanzan mayores saturaciones de condensado en la cara del pozo (región 3) y que por otro lado la saturación de condensado presente en la zona alejada del pozo (región 1) es la misma para ambos modelos.

Como resultado de una mayor saturación de condensado presente en la cercanía del pozo, la permeabilidad efectiva del gas en esta zona para el modelo 4 será menor a la del modelo 3 debido principalmente a un aumento del daño. Los resultados de la prueba PBU se muestran a continuación:

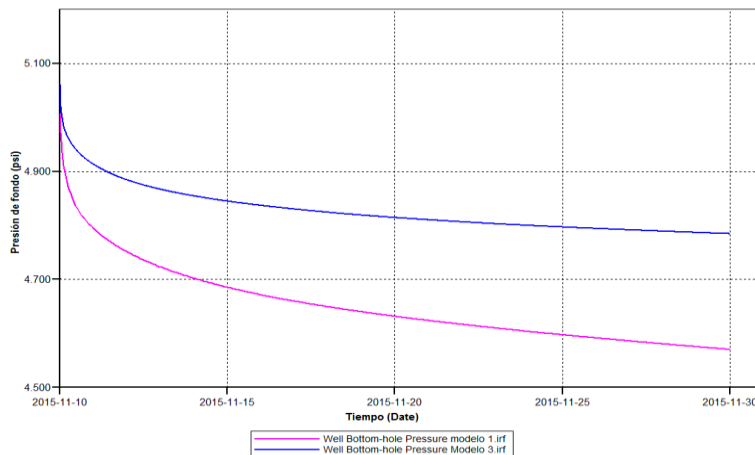
Tabla 10. Resultados obtenidos de la interpretación de la prueba PBU para los modelos 3 y 4

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	S	Ri (ft)	Pi (psia)
3	8.34	2.35	53	5207.87
4	7.7	4.02	58.1	5225.03

Exponente de Corey

El efecto del exponente del gas en el comportamiento de la presión para los modelos 1 y 3 es mostrado en la Figura 42. Como se puede apreciar, cuando el exponente de Corey es mayor la caída de presión en el pozo también es mayor, por lo cual se espera que se alcancen mayores saturaciones de condensado y que se produzca una pérdida considerable en la productividad.

Figura 42. Comportamiento de la presión para los modelos 1 y 3



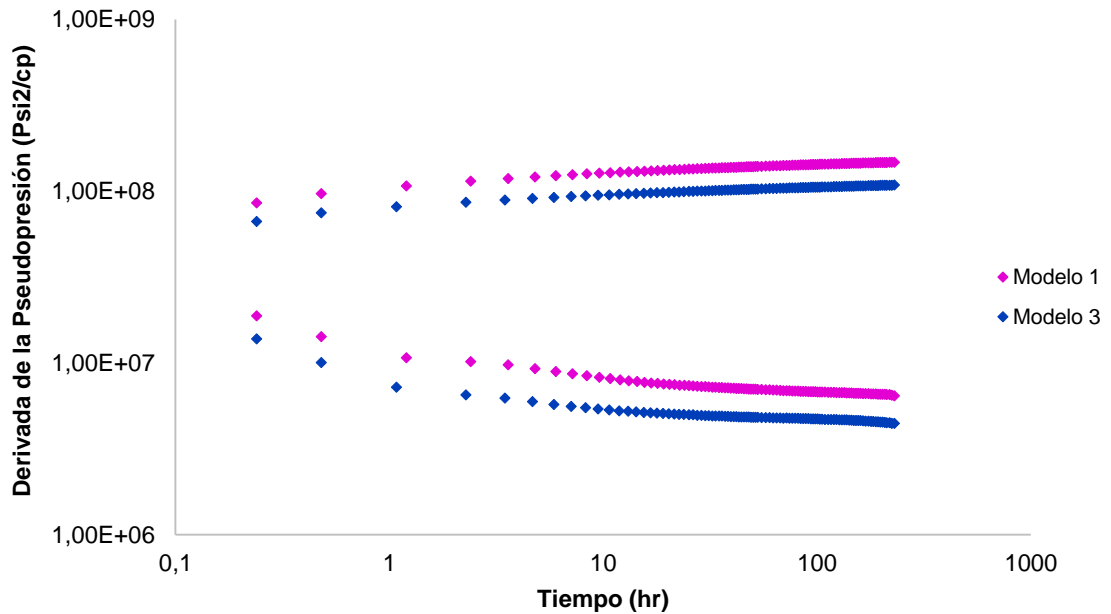
Fuente: Results Graph-Computer Modelling Group

En la Figura 43 se muestran las curvas de la derivada de la presión para los modelos 1 y 3. Al comparar los resultados obtenidos de la interpretación de la prueba es posible afirmar que el modelo con el mayor exponente de Corey para el gas (Modelo 1) posee una menor permeabilidad efectiva en la cara del pozo (región 3) y en la zona que comprende todo el yacimiento (región 1) debido a la existencia de mayores saturaciones de condensado. Lo anterior supone una pérdida de movilidad de condensado al aumentar el exponente de Corey, causando que una mayor parte del condensado que se ha formado se quede atrapado en el pozo y no pueda ser producido, obstaculizando el flujo de gas y constituyendo una zona de permeabilidad reducida en la cara del pozo.

En la gráfica de la derivada esto puede ser identificado mediante las dos líneas de estabilización características del modelo radial compuesto para un gas condensado. Se puede apreciar que ambas líneas de estabilización para el modelo 1 se encuentran por encima de las líneas de estabilización del modelo 3 indicando la presencia de una menor permeabilidad efectiva del gas en la región cercana al pozo y en todo el yacimiento.

A través de los resultados de la prueba PBU realizada se determinó que el modelo 3 que posee un menor exponente de Corey es menos afectado por la saturación de condensado en la cara del pozo y en todo el yacimiento obteniéndose un daño mucho menor y una permeabilidad efectiva de mayor valor, esto puede explicarse por el hecho de que un menor valor en el exponente de Corey, correspondiente a un sistema más miscible, alcanza una mayor permeabilidad relativa del gas en la zona donde el condensado es inmóvil lo cual causa un incremento de la productividad.

Figura 43. Gráfica de la derivada de la presión para los modelos 1 y 3



4.2.7 Efecto de la permeabilidad absoluta. Los estudios de laboratorio sugieren que el impacto del banco de condensado es mayor en yacimientos de baja transmisibilidad, con valores de kh menores a 1000 md-ft. Con el fin de comprobar esta teoría se realizaron tres corridas de simulación utilizando diferentes valores de permeabilidad, 15, 10 y 5 md.

De la Figura 44 se puede observar que a medida que la permeabilidad absoluta del yacimiento disminuye el punto de rocío se alcanza a tiempos mas tempranos y la saturación de condensado en la región cercana al pozo alcanza un mayor valor ocasionando una mayor reducción de la permeabilidad relativa del gas que trae como consecuencia una pérdida de la productividad (Figura 45).

Figura 44. Saturación de condensado para diferentes permeabilidades

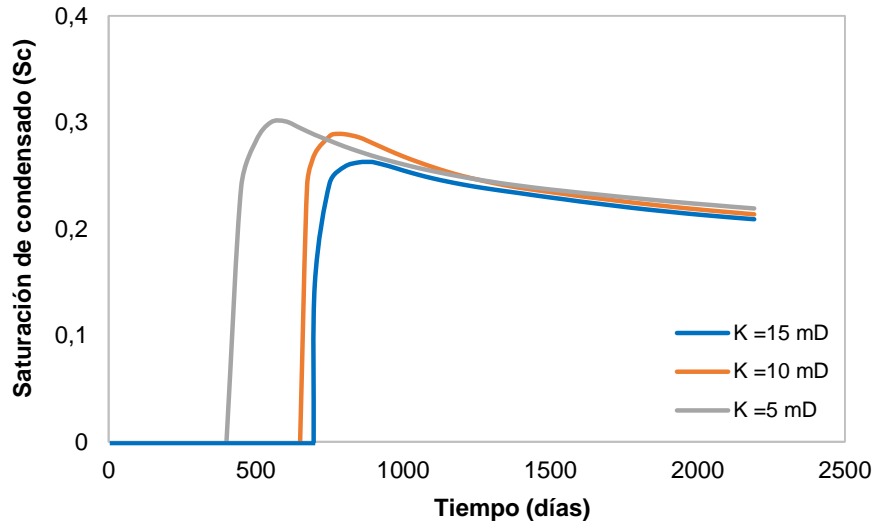
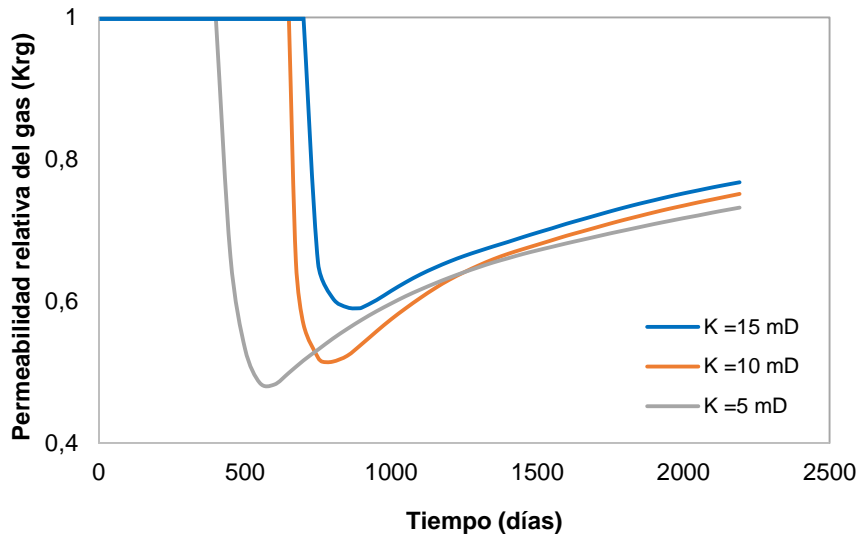


Figura 45. Permeabilidad relativa del gas para diferentes permeabilidades



Una vez generada la prueba PBU para cada modelo se realizó su interpretación basado en la derivada de la pseudopresión. Como se muestra en la Figura 46, al disminuir la permeabilidad absoluta del yacimiento la gráfica de la derivada exhibe un mayor contraste entre las dos zonas de estabilización correspondientes a la

región 3 y a la región 1 del modelo radial compuesto. Esto indica un mayor impacto del líquido condensado en la región cercana al pozo que se traduce en una mayor reducción de la permeabilidad efectiva del gas. Los resultados de la prueba PBU se resumen en la Tabla 11.

Figura 46. Gráfica de la derivada de la presión para diferentes permeabilidades absolutas

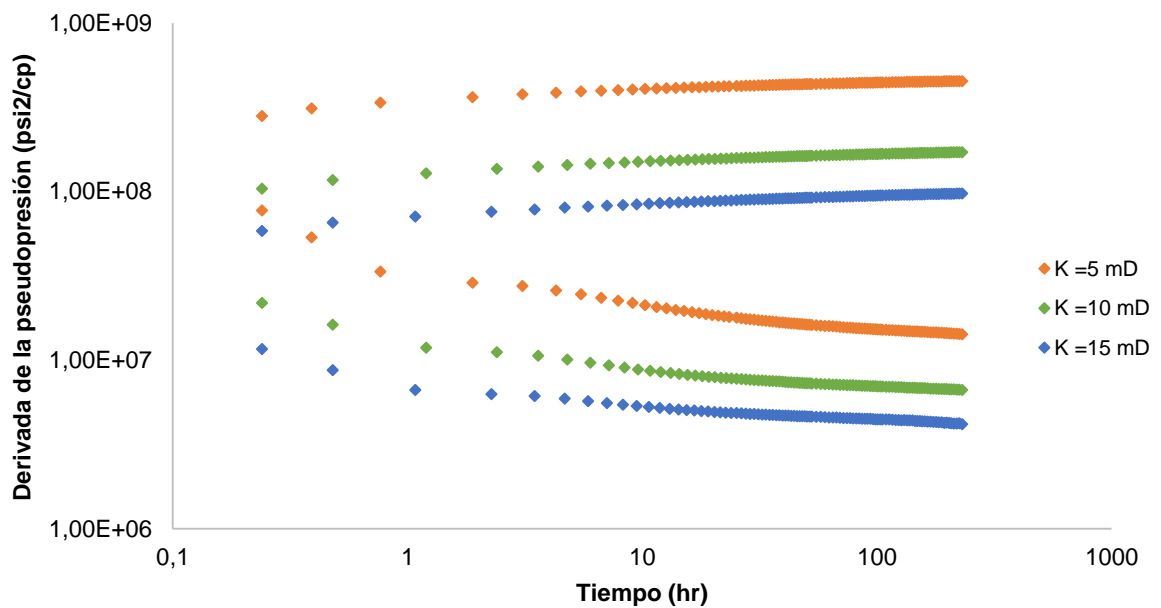


Tabla 11. Resultados obtenidos de la prueba PBU realizada

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	S	Ri (ft)	Pi (psia)
K= 15 md	9.1 (-39%)	2.46	51.7	5221.63
K= 10 md	5.9 (-41%)	4.03 (64%)	56 (8%)	5219.42
K= 5 md	2.6 (-48%)	7.65 (90%)	63 (13%)	5218.10

Como principales resultados se obtiene que:

- El modelo que incluye el menor valor en la permeabilidad absoluta presenta una mayor reducción en la permeabilidad efectiva del gas en la región cercana al pozo correspondiente a un 48%.
- A menores permeabilidades se obtiene un mayor impacto del bloqueo de condensado en la vecindad del pozo resultando en un incremento del daño estimado.
- El menor valor en el radio del condensado se obtuvo para el modelo de mayor permeabilidad.
- Aunque para el modelo de $k=15$ md existe una reducción en la permeabilidad igual al 39% el valor del daño estimado no es muy significativo. De lo anterior se puede deducir que aunque en la mayoría de los casos una reducción en la permeabilidad efectiva en la cara del pozo estuvo ligada a un aumento en el daño, no es posible establecer con exactitud en qué medida se verá afectada la permeabilidad efectiva al aumentar el daño en un determinado factor puesto que se ven implicados muchos fenómenos que actúan conjuntamente en esta región particular del pozo.

5. CONCLUSIONES

- A presiones mayores a la presión de rocío el número capilar y el flujo no Darcy no ejercen un efecto significativo en el comportamiento del yacimiento ni en la interpretación de las pruebas de presión.
- La saturación de condensado alrededor del pozo es reducida al incluir el efecto del fenómeno de acoplamiento positivo, lo cual se refleja en la gráfica de la derivada de la pseudopresión como una disminución en el daño y un aumento en la permeabilidad efectiva del gas.
- Las caídas de presión en la cara del pozo son proporcionales a la tasa de producción de gas. Como consecuencia, al incrementar la tasa de producción el punto de rocío se alcanza a tiempos más tempranos y los efectos de turbulencia ocasionan un aumento del daño que se evidencia mediante un desplazamiento hacia arriba de la curva de la derivada de la pseudopresión.
- A medida que el tiempo de producción avanza luego de alcanzarse el máximo valor en la saturación de condensado se observa una reducción de la saturación de líquido presente en la región cercana al pozo producto del fenómeno de revaporización que causa un aumento en la permeabilidad relativa del gas.
- Al utilizar un menor exponente de Corey para el gas en las curvas de permeabilidad relativa se inducen bajas tensiones interfaciales por lo cual se obtiene una menor caída de presión en el pozo y un menor valor en el daño estimado ocasionando un aumento en la permeabilidad efectiva del gas.
- Se demostró realizando pruebas de presión que un menor valor en la permeabilidad relativa del gas a la saturación de líquido irreducible genera

una mayor caída de presión en el pozo obteniéndose un mayor impacto del daño y una consecuente reducción de la permeabilidad efectiva del gas en el yacimiento. Por otro lado, un menor valor en la permeabilidad relativa del gas a la saturación crítica de aceite se traduce en mayores daños y menores permeabilidades efectivas del gas principalmente en la zona cercana al pozo.

- Los yacimientos de gas condensado de baja permeabilidad presentarán una mayor pérdida de productividad debido a una reducción en la permeabilidad relativa del gas durante la etapa de producción como resultado de las altas saturaciones de condensado que se obtienen en la cara del pozo y que constituyen una mayor zona de daño por bloqueo de condensado.

6. RECOMENDACIONES

- Incluir en el modelo de simulación los efectos de desequilibrio en la transferencia de masa, cambios composicionales y vaporización de agua con el fin de representar mejor las condiciones presentes en la región cercana al pozo.
- Con el propósito de comprender el impacto del banco de condensado y la magnitud del daño, se sugiere profundizar en el efecto de la revaporización del condensado sobre la saturación de aceite alcanzada en la vecindad del pozo cuando se incluyen todos los fenómenos que gobiernan el flujo bifásico en esta zona e identificar su influencia en la interpretación de pruebas de presión.
- Investigar el efecto de la presión capilar y de la mojabilidad en la interpretación de pruebas de presión en yacimientos de gas condensado.
- Implementar un esquema de producción que permita seleccionar las condiciones operacionales óptimas con el fin de generar un menor daño y maximizar la productividad del yacimiento estudiado. Verificar el modelo realizando pruebas de presión.
- Investigar el comportamiento de la derivada de la pseudopresión en yacimientos de gas condensado con presencia de heterogeneidades geológicas como barreras, fallas y límites.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.

ALCALA, Pedro y RIVAS, Maria. Evaluación de los métodos de inyección comúnmente utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado del oriente de Venezuela, estableciendo las mejores prácticas en el control del banco de condensado retrógrado. Barcelona, 2009. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química.

AL ISMAIL, Maytham. Field Observations of Gas Condensate Well Testing. Report (Degree of Master Science). Stanford University. Department of Energy Resources Engineering, August 2010.

BARRIOS, K., et al. A Novel Methodology for the Analysis of Well Test Responses in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 81039 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port of Spain, Trinidad, West Indies, April 2003.

BERMUDEZ, Gustavo. Caracterización de yacimientos a través de la interpretación de pruebas de presión, formación Capaya, campos Tácata y Tacat, estados Anzoátegui y Monagas. Caracas, 2012. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería.

BRIONES, Mario et al. Study of Gas Condensate Well Productivity in Santa Barbara Field, Venezuela by Well Test Analysis. Paper 77538 prepared for presentation at the SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, 29 september-2 october 2002.

CEDEÑO, Cirila, *et al.* Estudio de los diferentes métodos utilizados para determinar la presión de fondo fluyente en pozos productores de gas con flujo multifásico. Barcelona: Universidad de Oriente, 2011. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química y petróleo.

CHARRYS, Miguel y ROJAS, Melquisedec. Simulación de yacimientos de gas condensado usando un simulador composicional. Neiva, 2005. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

ESCOBAR, Freddy. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2003.

FAN, Li, et al. Revisión de los yacimientos de gas condensado. En: Oilfield Review. Primavera de 2006.

FIGUERA, Andreina y GOMEZ, Eudymar. Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado. Anzoátegui, 2007. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería de petróleo.

GOMEZ, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del campo Travi, ubicado al noroeste del estado de Monagas. Puerto la Cruz, 2011. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de petróleo.

GRINGARTEN, A.C., et al. Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs. Paper SPE 62920 prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October 2000.

KAPPA, Dinamic Data Analysis. 2013.

MENDEZ, Hernan. Interpretación de las pruebas de pozos aplicadas a yacimientos de gas. Barcelona, 2012. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química y petróleo.

MOKHTARY, R., et al. Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: A Case Study. Journal of Natural Gas Science and Engineering. September 2013. Vol.14.

PACHON, Yessika y GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-campo Colorado. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

PAGUAY, Kevin y GALARZA, Dario. Análisis de pruebas de restauración de presión en yacimientos que producen por debajo del punto de saturación. Guayaquil, 2011. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra.

PEREZ, Brayan y VELANDIA, Cristhian. Simulación e interpretación de pruebas de presión para la identificación del daño de formación en el campo piedemonte. Bucaramanga, 2015. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

PEREZ, Mario y MARÍN, Nelson. Fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo. Neiva, 2005. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

ROJAS, Alcides y TENIAS, Luz Mary. Modificación de un modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo. Puerto La Cruz, 2007. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad de Oriente. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Departamento de ingeniería química.

ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. 2da Edición. Puerto La Cruz: Universidad de oriente, 2003.

ROUSSENNAC, Bruno. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Standford University. Department of Petroleum Engineering, June 2001.

SANCHEZ, Leidy. Análisis e interpretación de pruebas de restauración de presión realizadas en pozos completados en el yacimiento RNG UD106, del campo Urdaneta Oeste. Caracas, 2013. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería.

SANTOS, José. Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensado. Bucaramanga, 2010. Trabajo de grado (ingeniero de petróleo).Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

TAPIA, Carlos Fernando. Incremento de la productividad de pozos dañados por bloqueo de condensado retrógrado, mediante la inyección de productos químicos. México D.F, 2008. Trabajo de grado (magíster en ingeniería de petróleo y gas natural). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.