

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“EFECTO DE LA FORMACIÓN DEL BANCO DE
CONDENSADO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS
POZOS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS
CONDENSADO DEL SUR DE LA CUENCA UCAYALI”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR

PÁVEL ZULOAGA MOLERO

PROMOCIÓN 2009-1

LIMA – PERU

2014

Dedicatoria

A mis padres, Eva y José.

Resumen

El objetivo de este trabajo es evaluar el efecto de la formación del banco de condensado en la productividad de los pozos de gas condensado del sur de la Cuenca Ucayali. Para ello se construyó un modelo de simulación numérica composicional que incorpora los fenómenos de acoplamiento e inercia en la permeabilidad. Se desarrolló un análisis de sensibilidad a la capacidad de flujo, al contenido de líquidos y al caudal de producción. El bloqueo por condensado ocasiona una pérdida de productividad menor al 10%, evaluada por la reducción del *plateau* de producción, para los pozos con una capacidad de flujo mayor a los 10000 md-ft. El efecto de inercia es dominante durante la mayor parte del periodo de producción. Se recomienda incluir estos resultados en los modelos de simulación de mayor escala.

Palabras clave: Banco de condensado, bloqueo por condensado, efectos de acoplamiento e inercia, productividad de pozos en campos de gas condensado.

Abstract

The objective of this work is to evaluate the effect of condensate banking y well deliverability for gas condensate fields in the south of Ucayali Basin. A compositional simulation model was built and it takes in account the coupling and inertia effects in permeability. A sensitivity analysis to flow capacity, liquid content and gas rate was performed. The condensate blockage causes a productivity loss smaller to 10%, given by the reduction in the production plateau, for wells with a capacity flux greater than 10000 md-ft. The inertia effect is dominant for the largest part production period. It is recommended to include these results in larger scale simulation models.

Key words: Condensate banking, condensate blockage, coupling and inertia effects, well deliverability gas condensate fields.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
INTRODUCCIÓN	5
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.1 Problemática.....	7
1.2 Formulación del problema	8
1.3 Justificación.....	9
1.4 Objetivos	9
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	10
2.1 Antecedentes de la investigación.....	10
2.2 Bases teóricas	13
2.2.1 Comportamiento de fases del gas condensado	13
2.2.2 Flujo en medios porosos.....	16
2.2.3 Formación del banco de condensado	17
2.2.4 Efecto positivo de acoplamiento.	25
2.2.5 Efecto negativo de inercia	29
2.2.6 Modelos y correlaciones de permeabilidad relativa	34
2.3 Hipótesis y variables.....	40
2.4 Identificación de variables.....	40
2.5 Operacionalización de variables	40
2.6 Matriz de consistencia	41
CAPÍTULO III: PLANTEAMIENTO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	42
3.1 Planteamiento de la investigación.....	42
3.1.1 Tipo de investigación	42
3.1.2 Población y muestra.....	42
3.2 Construcción del modelo de simulación.....	42
3.2.1 Tipo de grillado	42
3.2.2 Componentes y propiedades de fluido.....	45
3.2.3 Propiedades de roca y roca-fluido	46
3.3 Metodología de análisis propuesta	50
3.4 Descripción del área de estudio.....	56

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS	57
4.1 Análisis del Caso 1	57
4.2 Análisis de sensibilidad a la capacidad de flujo.....	65
4.3 Análisis de sensibilidad al contenido de líquidos.....	67
4.4 Análisis de sensibilidad al caudal de producción	70
4.5 Análisis del Caso 2	72
4.6 Análisis económico.....	74
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Agrupamiento de pseudocomponentes del modelo.....	45
Tabla 2. Fracción molar por pseudocomponente del Caso 1.	46
Tabla 3. Puntos de la curva de permeabilidad relativa agua-petróleo.	48
Tabla 4. Puntos de la curva de permeabilidad relativa líquido-gas.....	48
Tabla 5. Daño total para cada flujo de la prueba de formación.	51
Tabla 6. Composiciones de las muestras usadas.	54
Tabla 7. Análisis económico.	75
Tabla 8. NPV acumulado de escenarios evaluados.	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de fases una muestra de gas condensado.....	14
Figura 2. Diagrama de fases de un gas condensado pobre.....	14
Figura 3. Curva de condensación de líquido vs presión.....	16
Figura 4. Perfil de saturación de dos zonas de flujo.....	19
Figura 5. Perfil de saturación de tres zonas, propuesto por Fevang y Whitson.	20
Figura 6. Perfil de saturación de cuatro zonas, propuesto por Gringarten <i>et al.</i>	22
Figura 7. Figura esquemática del comportamiento de la presión.....	23
Figura 8. Perfil de saturación planteado por Pope <i>et al.</i>	24
Figura 9. Alteración de la permeabilidad relativa al gas debida a la TIF.....	25
Figura 10. Alteración de la permeabilidad relativa debida a la velocidad.....	27
Figura 11. Modelo físico teórico del fenómeno de acoplamiento positivo.....	28
Figura 12. Flujo idealizado en el medio poroso.....	30
Figura 13. Regímenes de flujo en el medio poroso.....	31
Figura 14. Diagrama de cálculo del factor D.....	33
Figura 15. Cambios en las curvas de permeabilidad para altas velocidades.....	34
Figura 16. Modelo de simulación radial con refinamiento vertical.....	45
Figura 17. Histograma de frecuencia de la permeabilidad horizontal en md.	47
Figura 18. Curva de permeabilidad relativa al agua y al petróleo.....	49
Figura 19. Curva de permeabilidad relativa del gas y del petróleo respecto al gas.	49
Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa - efecto de acoplamiento.....	50
Figura 21. Análisis del factor de daño dependiente del caudal.....	52
Figura 22. Diagrama P-T, curva envolvente de la zona bifásica.....	54
Figura 23. Porcentaje de depositación del ensayo CVD.....	55
Figura 24. Perfil de saturación de condensado inicial.....	57
Figura 25. Perfil de saturación de condensado a 1 día de producción.....	58
Figura 26. Perfil de saturación de condensado a 1 mes de producción.....	58
Figura 27. Perfil de saturación de condensado a 6 meses de producción.....	59
Figura 28. Perfil de saturación de condensado a 1 año de producción.....	59
Figura 29. Perfil de saturación de condensado a 2 años de producción.....	60
Figura 30. Perfil de saturación de condensado a 5 años de producción, 100 ft.....	60
Figura 31. Perfil de saturación de condensado a 5 años de producción, 500 ft.....	61
Figura 32. Vista areal de la saturación de condensado a los 5 años.....	62
Figura 33. Perfil de producción e índice de productividad Caso 1.....	63
Figura 34. Perfil de producción e índice de productividad kh=10000 md-ft.....	65
Figura 35. Perfil de producción e índice de productividad kh=5000 md-ft.....	66
Figura 36. Perfil de producción e índice de productividad kh=1000 md-ft.....	66
Figura 37. Perfil de producción e índice de productividad – muestra 1 LDO 2%.....	68
Figura 38. Perfil de producción e índice de productividad – muestra 3 LDO 8%.....	68
Figura 39. Perfil de producción e índice de productividad – muestra 4 LDO 20%.....	69
Figura 40. Perfil de producción e índice de productividad – Q=100 MMSCFD.....	70
Figura 41. Perfil de producción e índice de productividad – Q=70 MMSCFD.....	71
Figura 42. Perfil de producción e índice de productividad – Q=40 MMSCFD.....	71
Figura 43. Perfil de producción e índice de productividad Caso 2.....	73
Figura 44. Flujo de caja Caso 1 Base.....	74
Figura 45. NPV acumulado escenarios evaluados.....	77

INTRODUCCIÓN

En las dos últimas décadas se han descubierto en el país varios yacimientos de gas condensado retrógrado en la cuenca Ucayali. El primero de estos yacimientos inició con su explotación comercial en el año 2004. Los ensayos de PVT hechos en estos reservorios muestran que la presión de reservorio es igual a la presión de saturación del fluido, es decir no existen acumulaciones importantes de líquidos en el inicio de la producción. Sin embargo, desde el primer momento de la puesta en producción, las fracciones pesadas e intermedias de hidrocarburos se condensan, incrementándose la saturación de líquido en las cercanías del pozo, donde existe la mayor caída de presión; esto origina la formación de una zona con saturación de líquido mayor a la original, conocida como banco de condensado.

La consecuencia de formación de este banco de condensado es la reducción de las permeabilidades efectiva al gas, debido al taponamiento de las gargantas porales por el condensado, provocando la disminución de la productividad del pozo. Además, la existencia del banco de condensado ocasiona una caída de presión adicional en el medio poroso, que podría confundirse con la depletación natural debido a la producción, dificultando el análisis del comportamiento de los reservorios.

Este fenómeno ha sido ampliamente documentado, registrándose pérdidas de productividad de hasta un 50%. Sin embargo, debido a existen varios factores que influyen en la magnitud de la pérdida de productividad de los pozos de gas condensado, por lo que es necesario realizar un estudio detallado de cada caso en particular. La descripción en detalle de estos factores se realiza en el Capítulo 2. Los fundamentos teóricos de los efectos de inercia y el comportamiento de las permeabilidades relativas con respecto a variaciones en la velocidad y tensión interfacial tienen especial importancia para el entendimiento de la dinámica del banco del condensado.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el impacto de la formación del banco de condensado en la productividad de los pozos del sur de la

Cuenca Ucayali, donde se ubican la mayoría de yacimientos de gas condensado conocidos actualmente en el país; y evaluar los fenómenos que aumentan o reducen esta productividad. Para obtener las características del flujo en esta zona y la magnitud de la posible pérdida de productividad se construirá un modelo de simulación numérica composicional y se evaluarán distintos escenarios, tomando un rango de propiedades que represente la diversidad de fluidos y propiedades petrofísicas de los yacimientos de la cuenca. Además se considerará las condiciones de producción y operativas reales. En el presente trabajo se integra los resultados del análisis de las pruebas de presión, los análisis de coronas existentes y la historia de producción de los yacimientos de la zona. La construcción del este modelo se explica en el Capítulo 3.

En el Capítulo 4 se evalúa los resultados de las corridas de simulación para los distintos escenarios planificados y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones al presente trabajo.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Problemática

En las dos últimas décadas los descubrimientos de reservorios de gas condensado retrógrado han aumentado y han cobrado mayor importancia en el país debido a su alto volumen de reservas. En Perú, el primer yacimiento de gas condensado se descubrió a inicios de la década de los sesenta, en Aguaytía, Ucayali; posteriormente yacimientos de mayor volumen fueron hallados en el área de Camisea, Cusco, a finales de la década del ochenta. Actualmente varios yacimientos en esta zona se encuentran en las etapas de exploración y explotación.

Los fluidos de estos reservorios se caracterizan por presentar el fenómeno de condensación retrógrada: a medida que la presión disminuye por debajo de punto de rocío del fluido, la fracción más pesada se condensa y se forma una fase líquida. En el reservorio, la formación de una zona alrededor de los pozos con saturación de líquido, conocida como banco de condensado, ocasiona el bloqueo de las gargantas porales, pudiendo esto disminuir significativamente la productividad de los pozos. Como consecuencia se tiene una menor disponibilidad de gas, líquidos asociados y, por consiguiente, una menor eficiencia de recobro.

La pérdida de productividad por la formación del banco de condensado ha sido documentada en varios yacimientos a nivel mundial (Arun en Sumatra, Karachaganak en Kazajstán, Cupiagua en Colombia, etc.), donde se han reportado pérdidas de productividad de hasta 50%, incluso en reservorios con un gas condensado pobre.

Los fluidos presentes en los reservorios del sur de la Cuenca Ucayali tienen una riqueza (fracción molar de líquidos condensables) relativamente baja, con un porcentaje de C5+ entre 2.3% y 3.9 % en comparación con los yacimientos mencionados anteriormente, los cuales en su mayoría contienen un porcentaje C5+ mayor a 10%. Esto haría presumir que la pérdida de

productividad es menor en los yacimientos de la Cuenca Ucayali, pues el grado en que afecta la formación del banco de condensado está en relación con el contenido de líquidos del fluido.

Sin embargo, el porcentaje de líquidos condensables, cuantificado por el valor máximo de LDO (*liquid drop out*), por sí solo no es un buen indicador del grado en el que se verá afectado un yacimiento dado, debido a que en las zonas más cercanas al pozo, la saturación de líquido llega a valores más altos por el acarreamiento de líquidos de zonas más alejadas en el reservorio y en algún momento de la vida productiva se alcanzará a acumular suficiente líquido como para bloquear las gargantas porales.

Por otro lado, la pérdida de productividad varía en el tiempo, de acuerdo a depletación del yacimiento y el régimen de producción. También es dependiente de las propiedades petrofísicas de la roca reservorio y las propiedades roca-fluido. Desde hace ya varias décadas se han llevado experimentos que demuestran la dependencia de la permeabilidad relativa al gas, y por lo tanto de la capacidad de flujo, en relación a la tensión interfacial y a la velocidad del gas en el medio poroso.

De forma general no se puede concluir con un simple análisis la magnitud de la pérdida de productividad en un yacimiento. Por ello es necesario analizar cada caso en particular, evaluando cuales son los mecanismos y fenómenos que predominan en el movimiento de los fluidos para determinadas condiciones de producción.

1.2 Formulación del problema

La formación del banco de condensado puede ocasionar la pérdida de productividad de los pozos de los yacimientos estudiados del sur de la Cuenca Ucayali.

La magnitud de la pérdida de productividad, su evolución en el tiempo y su dependencia de las otras variables como el caudal de producción, la

permeabilidad y la capacidad de flujo, etc., no pueden ser estimadas sin un análisis particular, debido a que existen fenómenos que tienen efectos positivos y negativos sobre la productividad y es necesario analizar cuáles son los predominantes.

1.3 Justificación

El análisis de la formación del banco de condensado y su impacto en la productividad es necesario para conocer la capacidad de entrega de los pozos y elaborar pronósticos de producción; así como para maximizar la recuperación de gas y de condensado. En caso de que la pérdida de productividad sea importante, la evaluación del comportamiento del banco de condensado permitirá evaluar el efecto de diversas acciones que estén orientadas a recuperar la capacidad de entrega o minimizar la pérdida.

1.4 Objetivos

Objetivo general

Analizar la formación del banco de condensado y su efecto en la productividad de los pozos de gas condensado del sur de la Cuenca Ucayali.

Objetivos específicos

Desarrollar una modelo que permita analizar la formación del banco de condensado con la información disponible. Calcular la magnitud de los efectos de acoplamiento e inercia en la productividad.

Hacer un análisis de sensibilidad a las variables que la afectan, para determinar bajo qué condiciones se puede tener un bloqueo por condensado.

Evaluar posibles formas de mejorar la productividad, en caso de que se tenga un bloque de condensado significativo.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

El bloqueo por condensado ha sido reportado y ampliamente investigado por muchos autores. A continuación se mencionan los principales:

Muskat (1949) abordó el problema del bloqueo por condensado en sus discusiones sobre el reciclado de gas e introduce un método simple para la estimación del radio del banco de condensado como una función del tiempo, el caudal de gas y las propiedades de roca y fluido.

Fetkovich (1973) propone un factor de skin para usar en la ecuación estándar para el cálculo del caudal de producción de gas, partiendo del análisis realizado por Muskat.

Kniazeff y Naville (1965), son los primeros en usar un modelo numérico radial para analizar el flujo de gas condensado. Ellos muestran en su trabajo un perfil de saturación y presión del banco de condensado y confirman la reducción de la capacidad de entrega. También analizan el efecto del flujo no Darcy en la capacidad de entrega del pozo.

Gondouin *et al* (1967) extienden el trabajo de Kniazeff y Naville, usando un modelo numérico similar y proponen una explicación para el perfil de saturación observado. Además realizan procedimientos experimentales para cuantificar el efecto de flujo no Darcy y el flujo multifásico en la permeabilidad relativa.

O'Dell y Miller (1967) introducen la función de pseudopresión en la ecuación de flujo de gas para describir el bloqueo por condensado. Sus resultados mostraron que incluso para un banco de condensado con un radio muy pequeño, la pérdida de productividad puede ser significativa.

Además de los autores anteriormente mencionados, distintas formas de estimar la capacidad de entrega de los pozos bajo el efecto de bloqueo por condensado has sido planteada. Estas usan de la función de pseudopresión. Entre los autores que han propuesto este tipo de análisis están: Fussel (1973), Coats (1980), Hinchman y Barree (1985) y más recientemente Fevang y Whitson (1995).

Los autores mencionados hasta este punto se han enfocado en distintas formas de estudiar el fenómeno de condensación retrógrada, ya sea usando modelo numéricos o modelos analíticos. Paralelamente a estos trabajos se realizaron investigaciones en otra línea: la del modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa bajo los efectos de otras variables, principalmente la tensión interfacial y la velocidad del gas. En este campo destacan los siguientes trabajos:

En el año 1988, Danesh, A. y Henderson, G.D. publicaron un trabajo de investigación sobre la condensación retrógrada en el medio poroso, donde estudian los efectos de velocidad y la tensión interfacial en la permeabilidad relativa del gas.

Handerson, G.D., Tehrani (1993), D.H. y Perden J.M. realizan una investigación en los procesos que gobiernan el flujo y el recobro en diferentes regímenes de flujo en reservorios de gas condensado. Se presenta aquí que se debe tener especial cuidado en incluir en el análisis a las fuerzas capilares que en ciertas circunstancias pueden llegar a dominar el movimiento de los fluidos. En el año 1995 estos mismos investigadores presentan un trabajo de investigación en donde se concluye que la permeabilidad relativa al gas se ve afectada por la velocidad del flujo, que se incrementa en las cercanías del pozo, y presentan una correlación que la permeabilidad relativa con la velocidad del fluido. Posteriormente, en el año 2000, calculan la contribución del efecto de inercia a altas velocidades para experimentos llevados en núcleos, descontando la contribución positiva del efecto de acoplamiento (*coupling*). El valor de contribución es equivalente al término adicional en la ecuación de Forcheimmer.

Fevang y Whitson (1995) plantean el uso de una correlación de permeabilidad al gas en relación al cociente de permeabilidad relativa al gas con la permeabilidad relativa al petróleo.

En el año 1997 Al-Shaidi, S.M, presenta la tesis doctoral “Modelamiento del flujo del gas condensado en el reservorio a condiciones de cercanías de pozo”, donde se utilizan las correlaciones desarrolladas por Handerson, G.D., Tehrani, D.H. y Perden J.M. para generar un modelo de simulación numérica que modele el comportamiento del banco de condensado a condiciones de cercanías de pozo donde se incluye los efectos de la tensión interfacial y lo efectos de inercia.

Withson *et al* (1999) plantean una correlación con función del cociente entre las permeabilidades de gas y condensado, incluyendo el efecto de inercia a altas velocidades. Las expresiones para calcular el efecto positivo del acoplamiento fue calculado en base a datos publicados. Las pérdidas de presión a altas velocidades son modeladas separadamente con los modelos conocidos del efecto de inercia.

Pope *et al* (2000) presenta una modelo de los efectos de permeabilidad relativa, que correlaciona las saturaciones irreducibles al número capilar y, por lo tanto, toma en cuenta los efectos positivos de la tensión interfacial y la velocidad, y luego calcula la permeabilidad relativa usando funciones Corey. Estas correlaciones necesitan de datos experimentales de laboratorio. En este trabajo, sin embargo, no se calcula la disminución en la permeabilidad debido al efecto negativo de inercia, a pesar de que se reconoce su importancia.

Jamiolahady *et al* (2000) estudian el efecto de positivo de acoplamiento mediante un modelo mecánico a escala poral, observando la competición de las fuerzas viscosas y capilares en el flujo simultáneo de dos fases, con la apertura y cierre intermitente de los puentes de condensado. A partir de este modelo generan correlaciones comparables con datos experimentales

medidos. Este mismo grupo propone en el año 2009 una correlación generalizada que puede ser estimada de datos petrofísicos disponibles y que toma en cuenta los efectos combinados de los fenómenos de acoplamiento positivo e inercia negativo, basados en el cociente de permeabilidades relativas entre el gas y el condensado.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Comportamiento de fases del gas condensado

Los condensados naturales son aquellos hidrocarburos que existen en una sola fase gaseosa en los reservorios cuya temperatura original cae dentro del rango entre la temperatura crítica y la máxima temperatura a la cual dos fases pueden coexistir (cricondenterma). Un reservorio de gas condensado está caracterizado por encontrarse originalmente en una sola fase dentro del reservorio, y separarse en dos fases a condiciones de superficie. En el transcurso de su depletación, a presiones inferiores al punto de saturación, se forma una fase de líquido dentro del reservorio. Los reservorios de gas y condensado presentan un comportamiento muy diferenciado al comportamiento de los yacimientos de petróleo.

La figura 1 muestra el comportamiento de fases de una muestra de gas condensado a medida que se disminuye la presión, en el camino del gas desde las zonas más alejadas del reservorio hacia el pozo.

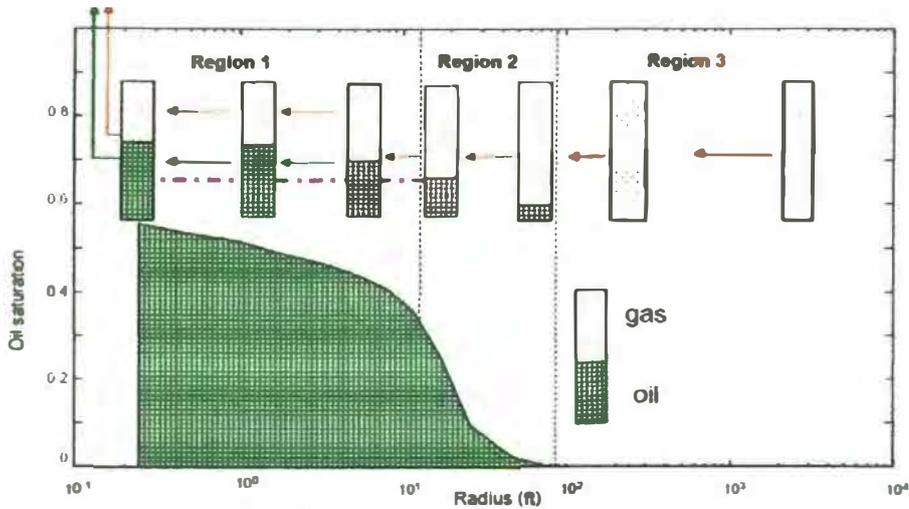


Figura 1. Comportamiento de fases una muestra de gas condensado en el reservorio.

Fuente: Roussennac (2001).

Se observa que una vez que presión disminuye por debajo de determinada presión, conocida como presión de saturación, se presentan dos fases: gas y condensado. La figura 2 muestra el diagrama de fases típico de un gas condensado. También muestra el camino termodinámico seguido durante la producción y depletación en el reservorio.

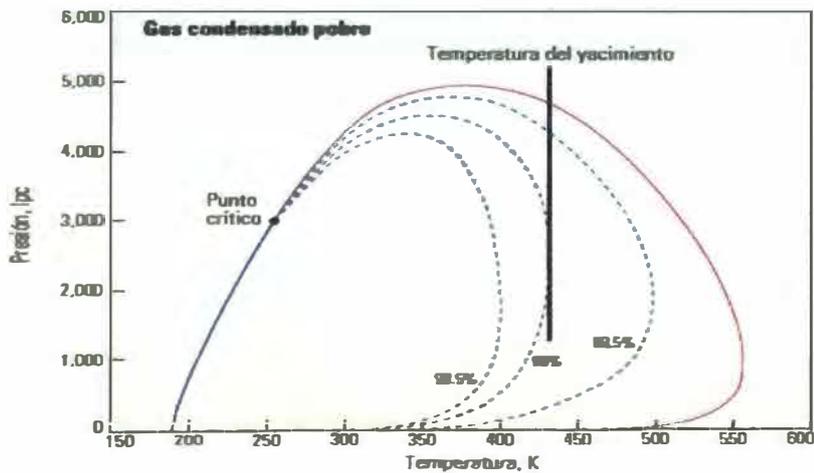


Figura 2. Diagrama de fases de un gas condensado pobre.

Fuente: Pope *et al* (2006). Oilfield Review.

Como se observa en el camino seguido por el fluido en el reservorio, a temperatura constante, el gas condensado pasa de la zona donde solo se tiene una fase gaseosa a la de zona de coexistencia de gas y líquido, esto quiere decir que al bajar la presión se pasa de un sistema monofásico de gas a un sistema bifásico de gas y líquido. Las líneas punteadas indican las líneas de isocalidad, es decir de igual el porcentaje de gas respecto al volumen total. La muestra perteneciente a un gas condensado pobre, como se observa el porcentaje de líquido es menor al 3%, por lo que la saturación de líquido formado en el reservorio no debería superar la saturación crítica de líquido, que usualmente se encuentra por encima del 10%.

Este máximo porcentaje de depositación de líquidos puede ser obtenido mediante el análisis de las pruebas CVD (*Constant Volume Depletion*: depletación a volumen constante) y CCE (*Constant Composition Expansion*: expansión a composición o masa constante) del análisis PVT de las muestras de gas y condensado. En el presente trabajo la curva de depositación será referida como curva LDO (*Liquid Drop Out*). Como muestra la figura 3, el valor de LDO para la prueba CVD aumenta a medida que se baja la presión, pero llegado a cierto punto disminuye. Este ocurre porque a bajas presiones se presenta el fenómeno de revaporización de los componentes condensado.

El punto de mayor condensación, conocido como máx. LDO, es de mucha importancia para el análisis de la formación del banco de condensado. Como se observa en la figura 3, el valor de máx. LDO puede variar en desde magnitudes de 1%, para gases condensados pobres, hasta 25% para gases condensados ricos. El valor de máx. LDO es una medida directa del grado de riqueza de un fluido. De no existir movimiento de fluidos en el reservorio, el valor máximo de saturación de condensado debería ser igual al valor de máx. LDO.

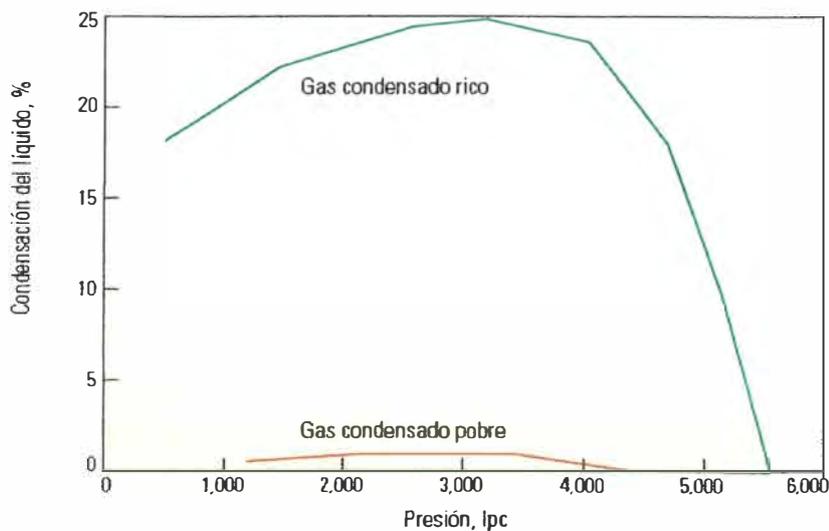


Figura 3. Curva de condensación de líquido vs presión.

Fuente: Pope *et al* (2006). Oilfield Review.

2.2.2 Flujo en medios porosos.

Fuerzas responsables del movimiento en el reservorio.

Crotti *et al.* (2010) realizan un análisis de las fuerzas presentes en el flujo en el medio poroso, agrupándolas en dos grupos: las fuerzas espontáneas y las fuerzas externas:

- **Fuerzas espontáneas:** son las fuerzas capilares y gravitatorias. Están equilibradas al comienzo de la explotación y sólo son perceptibles (en cuanto al reordenamiento de fluidos) cuando se las aparta del equilibrio logrado en tiempos geológicos.
- **Fuerzas externas:** son las que están asociadas a las actividades de explotación y bombeo. Históricamente se ha identificado a estas fuerzas con el calificativo de fuerzas viscosas.” (Crotti *et al.* 2010).

Asimismo, se señala que las fuerzas espontáneas están presentes aun cuando se rompe el equilibrio en el reservorio (cuando inicia la explotación de un yacimiento), pero responden únicamente a la configuración del reservorio

in ser afectadas por la intensidad y orientación de las fuerzas externas. El equilibrio de las fuerzas gravitatorias y capilares se da en tiempos geológicos. Por lo tanto desde las instalaciones de superficie solo será posible alterar las fuerzas externas. (Crotti *et al.* 2010).

“Durante la explotación de un yacimiento, las tres fuerzas actúan en diferente magnitud en las distintas zonas del reservorio, dependiendo de las caudales de producción y/o inyección y de las heterogeneidades del reservorio. En las cercanías del pozo las fuerzas viscosas son las que gobiernan el movimiento de los fluidos. En las zonas donde el diferencial de presión es casi despreciable, las fuerzas viscosas son insignificantes y es donde las fuerzas capilares y las fuerzas gravitatorias dominan en el movimiento de los fluidos. Cuando los regímenes de producción y/o inyección son bajos, cobran mayor importancia los fenómenos capilares.” (Crotti *et al.* 2010).

2.2.3 Formación del banco de condensado

Perfil de saturación en la cercanía del pozo

Gondouin *et al.* proponen en el año 1967, en el artículo “Un intento por predecir la dependencia del tiempo de la capacidad de entrega de los pozos en campos de gas condensado” SPE – 1478 PA, un perfil de saturación con dos áreas de flujo, que se diferencian principalmente por la existencia de condensado en movimiento en el flujo poroso. Proponen además la existencia de una zona de remoción de condensado (*stripping zone*) en la cercanía inmediata del pozo.

En este trabajo Gondouin *et al.* explican que se ha observado que en las pruebas de formación existen variaciones de la productividad en el tiempo, aún cuando no existen variaciones de presión significativas. Las variaciones de productividad observadas son negativas, es decir se observa a lo largo del tiempo una reducción de la capacidad de flujo. Esto solo podría explicarse si existe una variación en la saturación alrededor del pozo, y que sea una

variación de saturación que no responda directamente a la caída de presión en las cercanías del pozo. Debido a que la zona de caída abrupta de presión es relativamente pequeña, la contribución de condensado de esta zona no es significativa. Por lo tanto el incremento de saturación se debe principalmente al condensado que viene con el flujo de gas de zonas más alejadas del reservorio.

La variación en la productividad de los pozos en el tiempo es explicada por este cambio de saturación producto de la depositación del condensado de zonas alejadas del reservorio en las cercanías del pozo. Este perfil de saturación de condensado tiende a estabilizarse cuando el condensado supera la saturación crítica y empieza a ser producido, igualándose en este momento la tasa de depositación y la de producción.

En este trabajo se propone que la zonas de flujo se puede dividir en dos regiones. Es así que el área de drenaje es dividida en dos áreas, una zona Darcy (zona de flujo transiente) y una zona no-Darcy (zona de *steady-state*). En la zona de flujo Darcy los cambios del perfil de saturación son muy lentos y se puede considerar constante para la duración de una prueba de presión. La zona de flujo no-Darcy, también conocida como zona de desviación, es la zona donde existe movimiento del líquido en el medio poroso. Sin embargo, la zona con cambio de saturación de condensado se inicia antes.

Se establece que el perfil de producción aumenta, hasta sobrepasar la saturación crítica. La saturación continúa aumentando dentro de una zona no Darcy, hasta llegar a un valor máximo, pero disminuye ligeramente cerca al *wellbore*. La figura 4 muestra el perfil de saturación y las dos zonas de flujo propuestas.

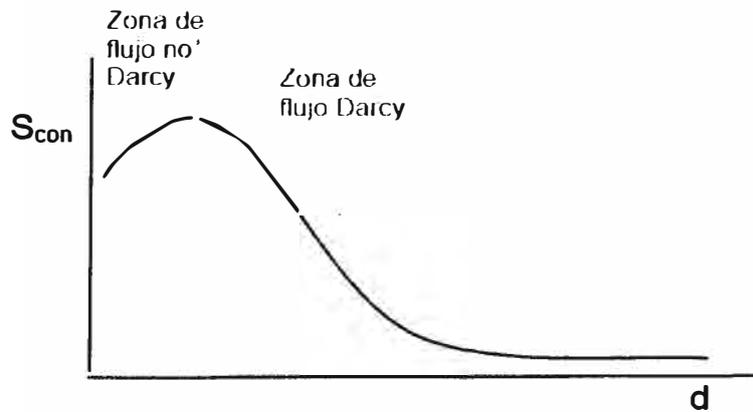


Figura 4 . Perfil de saturación de dos zonas de flujo.

Fuente: Elaboración propia.

La explicación física que se propone a este perfil de saturación es la siguiente: a altos flujos de gas, el incremento de caída de presión cerca al pozo causa un flujo más alto de la fase líquida. A pesar que se condensa más líquidos por situarse a presiones menores, el gradiente de presión más alto provoca un mejor barrido de la fase líquido resultando en valores menores de saturación. Esta disminución de líquido no puede ser atribuida a la revaporización porque se da a presiones mayores al punto de revaporización medido en laboratorio.

También se señala la importancia de tomar en cuenta la caída de presión ocurrida por el flujo no Darcy, debido a que el mayor aporte a la pérdida de presión se da en la cercanía de pozo y se debe principalmente al efecto de inercia, el cual se describirá más adelante. La inferencia del perfil de saturación se hizo solamente en base a un modelo computacional.

Fevang y Whitson (1995), proponen un perfil de saturación del banco de condensado que incluye tres regiones distintas, cada una con distintas características de flujo. En la figura 5 se muestra el perfil de saturaciones planteado.

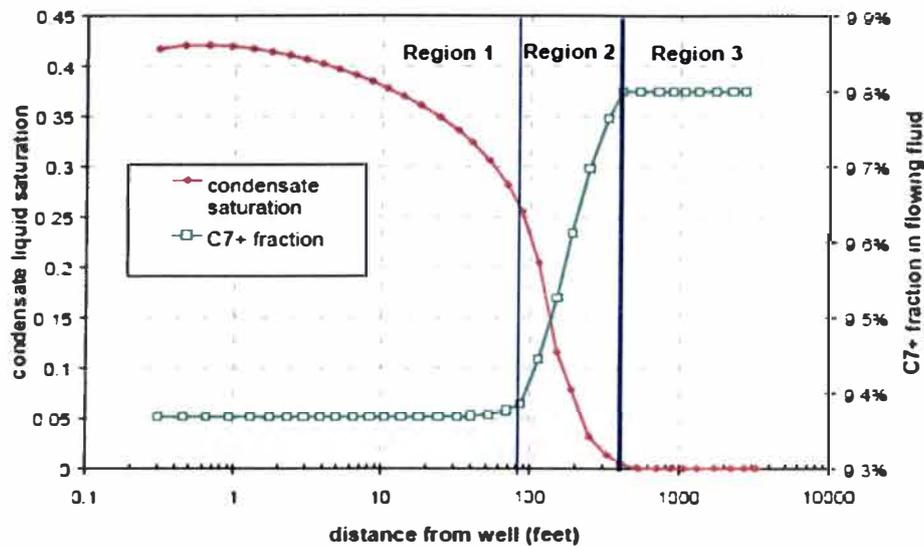


Figura 5 . Perfil de saturación de tres zonas, propuesto por Fevang y Whitson.

Fuente: Mott (1999).

La región 1, la zona más próxima al pozo, donde el petróleo y el gas fluyen simultáneamente aunque a distintas velocidades. La región 2, una zona donde crecimiento del banco de condensado, pero donde solamente fluye el gas. Y finalmente la región 3, donde solo existe una fase gaseosa original del reservorio.

La región 1 es la zona donde se produce la máxima caída de presión y donde ocurre la mayor pérdida de productividad. En esta zona la permeabilidad al gas se encuentra reducida debido a la formación y al flujo del banco de condensado. Una característica de esta zona, es que encuentra en condiciones de estado estable, por esta razón la composición de esta zona es igual a la composición producida. El tamaño de esta zona aumenta con el tiempo, sin embargo, el perfil de saturación de las zonas más cercanas al pozo se mantiene constante y todo el condensado que se deposita, proveniente del gas húmedo de las zonas más alejadas, fluye libremente sin contribuir a un incremento de la saturación, debido a que se ha sobrepasado la saturación crítica de condensado.

La región 2, está definida como una zona de acumulación de condensado. Solo el gas se encuentra fluyendo en esta región, debido a que no se ha alcanzado la saturación crítica de condensado. Además se tiene que la saturación de condensado en esta región es muy cercana al valor de máx. LDO observado en el ensayo CVD.

La región 3 solo existe si el reservorio se encuentra por encima del punto de saturación. Esta zona es incluida en los modelos porque servirá para dar el soporte de presión al modelo completo. La composición en esta zona se mantiene constante.

Gringarten *et al.* (2000) Proponen un perfil de saturación con cuatro regiones. A las tres ya propuestas por Fevang y Whitson (1995), se le agrega una cuarta zona, que es la más cercana al pozo, donde se presenta el fenómeno de la disminución de la saturación del condensado por remoción del condensado a altas velocidad (*velocity stripping zone*). Si bien la existencia de esta fenómeno ya había sido propuesta por Gondouin *et al* (1976), entre otros autores, Gringarten *et al* (2000) son los primeros en demostrar evidencia de la existencia de esta zona con una prueba de formación. La figura 6 muestra el esquema planteado.

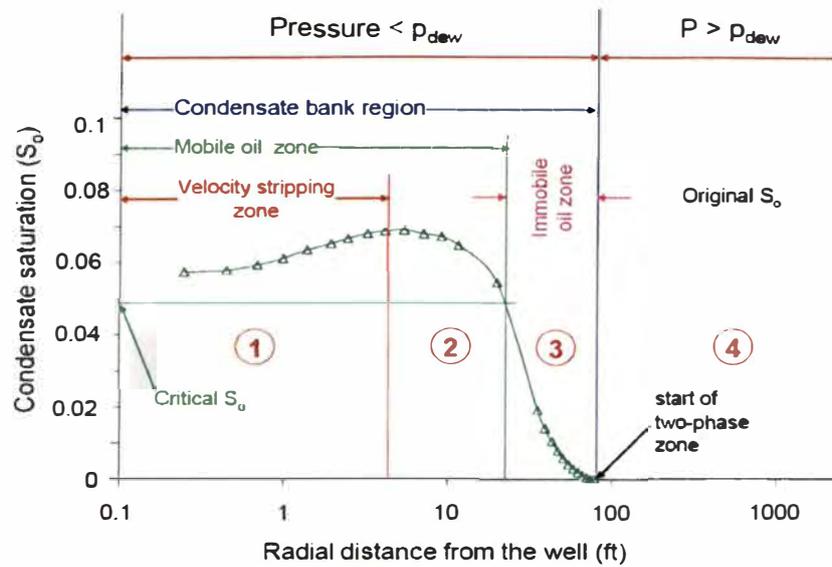


Figura 6. Perfil de saturación de cuatro zonas, propuesto por Gringarten *et al.*

Fuente: Gringarten *et al.* (2006).

La figura 7 muestra un esquema del comportamiento de la derivativa de presión observado en un pozo con la presencia de un banco de gas condensado, considerando dos regiones (curva azul) y tres regiones (curva roja). Gringarten *et al* concluyen que la primera zona de flujo identificada, que muestra una mayor movilidad, está asociada a la zona de remoción de condensado y que este incremento en la movilidad se debe a una disminución de la saturación de condensado producida por las altas velocidad presentes en la cercanías del pozo.

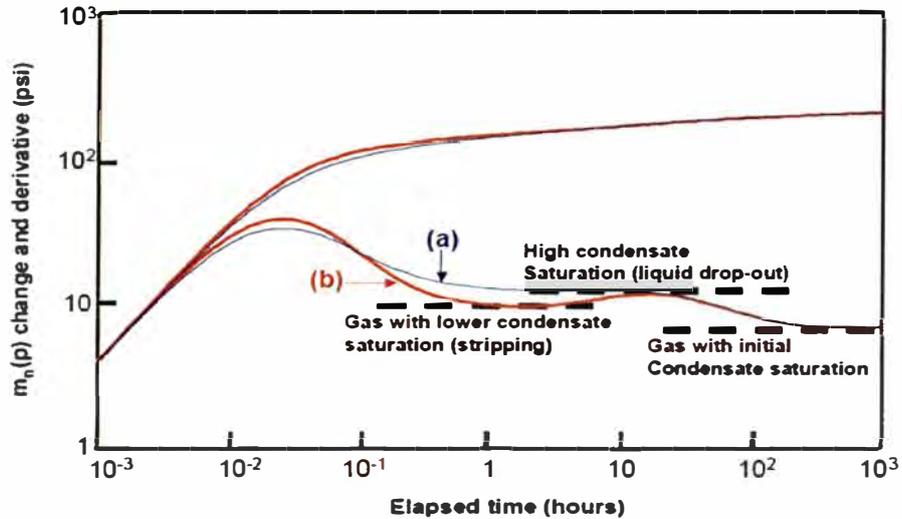


Figura 7. Figura esquemática del comportamiento de la presión y la derivativa para un radial compuesto de (a) dos regiones y (b) tres regiones.

Fuente Gringarten *et al.* (2006).

Jamiolahmady *et al.* (2003) han cuestionado la existencia de la zona de disminución de saturación y remoción de condensado, argumentando que la existencia de una zona de mayor movilidad no implica que exista una disminución de saturación. Para los autores este incremento de movilidad se debe al fenómeno conocido como acoplamiento (*coupling*), que será explicado más adelante, y que ocasiona un incremento de la permeabilidad debido a la velocidad, manteniéndose la saturación de condensado constante en un determinado punto, y obedeciendo este solamente al perfil de presión del pozo.

Pope *et al.* (2006) propone un esquema similar al propuesto por Fevang y Whitson (1995), con tres regiones. No se plantea aquí la existencia de la una zona de reducción de saturación de condensado, pero se hace énfasis en señalar la importancia de representar los fenómenos de alteración de la permeabilidad relativa en función de la tensión interfacial y la velocidad altas. La figura 8 muestra el esquema planteado.

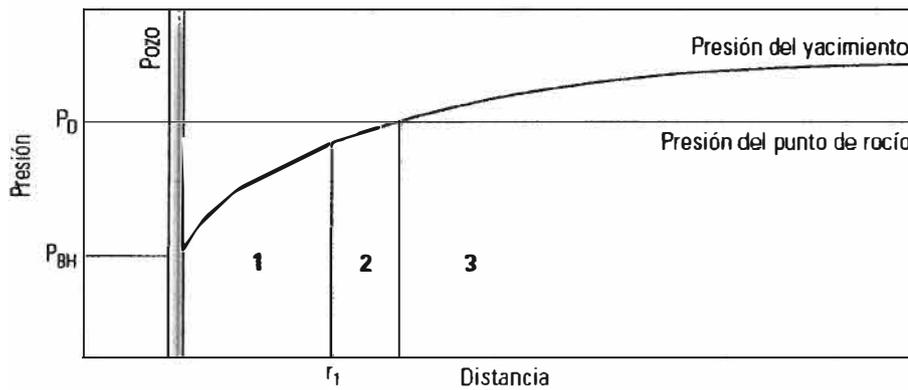


Figura 8. Perfil de saturación planteado por Pope *et al.*

Fuente Pope *et al.* (2006). Oilfield Review.

En resumen, podemos concluir que en su mayoría los autores reconocen la existencia de tres zonas de flujo. Una primera zona donde solo se tiene una fase gaseosa por ser la presión mayor a la presión de saturación. En el caso de los campos que tienen la presión original de reservorio muy cercana a la presión de saturación, el tiempo de la existencia de esta zona será relativamente corto. Este es el caso de los campos que se analizarán en el presente trabajo; hasta ahora todos los campos que se han encontrado en el sur de la cuenca Ucayali tienen una presión de saturación muy similar a la presión de reservorio. Una segunda zona donde el condensado empieza a depositarse, pero que no fluye debido a que el líquido queda atrapado en los poros de la formación, pero que sin embargo tiene poca influencia en la movilidad del gas. Y finalmente, una zona de alta saturación de condensado, con flujo de las fases líquida y gaseosa.

La existencia de una cuarta zona, en las cercanías de pozo, donde se reduzca la saturación de condensado es discutida. Sin embargo todos los autores consultados coinciden en señalar que se existe una mejora de la movilidad con la el aumento de velocidad del gas, independientemente del perfil de saturación que se proponga.

Por lo tanto, en el presente trabajo dará mayor prioridad a modelar adecuadamente los cambios en la permeabilidad relativa, aunque existan varias alternativas propuestas para el perfil de saturación.

2.2.4 Efecto positivo de acoplamiento.

Efecto de la tensión interfacial y la velocidad en las permeabilidades relativas.

La tensión interfacial (TIF) es la fuerza que sostiene la superficie entre dos fases presente, las cuales pueden ser gas-petróleo, gas-agua o petróleo-agua. La tensión interfacial para un sistema gas-petróleo está en el rango de casi cero a aproximadamente 34 dinas/cm. Es una función de la presión, la temperatura y la composición de cada fase.

Las primeras correlaciones desarrolladas para la alteración de las permeabilidades relativas eran función de la TIF. Estas correlaciones mostraban una mejora de las permeabilidades relativas cuando la TIF es menor. Esto puede ser observado en el siguiente esquema.

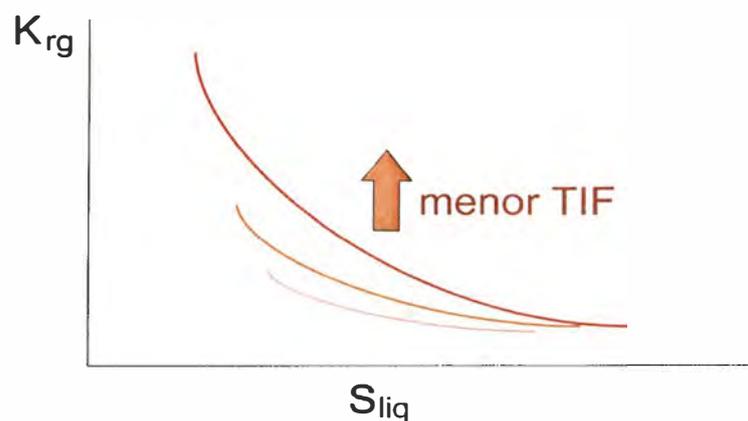


Figura 9. Alteración de la permeabilidad relativa al gas debida a la TIF.

Fuente: elaboración propia.

Pope et al (1998, 2000) explican que la permeabilidad relativa al gas es una función de la tensión interfacial, entre otras variables, y plantean que hay una mejora en la permeabilidad relativa al gas a medida que la tensión interfacial entre el gas y el condensado disminuye. Por esta razón se suele presentar correlaciones empíricas entre la permeabilidad relativa y la tensión interfacial.

Sin embargo la mejora de las permeabilidades relativas solamente basadas en la alteración de la TIF nunca ha podido ser demostrada experimentalmente, y su planteamiento responde más a una fundamentación teórica. Esto puede ser debido varios factores: primero, que debido a que la TIF es dependiente de la presión y el periodo en el que puede mejorar la capacidad de entrega del pozo es muy breve, y segundo a que por encima de determinados valores de TIF, su efecto sobre la permeabilidad relativa es simplemente inexistente. (Fevang y Whitson, 1995).

Posteriormente se ha encontrado que la permeabilidad relativa está más vinculada a la relación entre la velocidad y TIF (relación entre fuerzas viscosas y capilares), que a la TIF solamente. Es por eso que el efecto positivo de la velocidad y la TIF, también conocido como acoplamiento o *coupling*, está correlacionado con el número capilar, cuya formulación es la siguiente.

$$Nc = \frac{v_{pg} \mu_g}{\sigma_{go}} \dots (1)$$

Donde Nc es el número capilar, v_{pg} es la velocidad poral del gas, μ_g la viscosidad del gas, σ_{go} la TIF gas petróleo.

La permeabilidad relativa en realidad depende del ratio entre las fuerzas de la fase atrapada, que pueden ser expresadas como número capilar o como el número de Bond, *trapping number* u otras expresiones equivalentes.

Pope et al (1998) reconoce que, a pesar que la tensión interfacial puede tener valores bajos y variables, y que puede afectar a las permeabilidades relativas del gas y el condensado, es incorrecto o impreciso modelar directamente las permeabilidades relativas como una función de la tensión interfacial, sino que estas debe ser modeladas como una función de los efectos combinados de la gradiente de presión, y las fuerzas capilares

Esta dependencia de la velocidad puede entenderse mejor con el siguiente esquema, que resume la principal característica de los resultados encontrados en laboratorio.

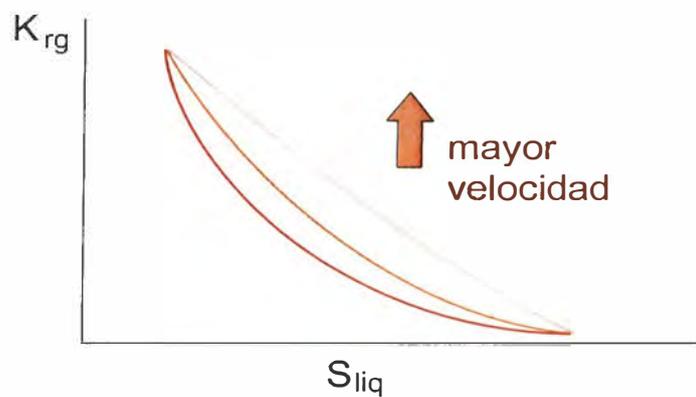


Figura 10. Alteración de la permeabilidad relativa debida a la velocidad.

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de distintos experimentos llevados a cabo han mostrado una significativa mejora de la permeabilidad relativa al gas cuando se incrementa la velocidad de flujo.

Un modelo físico teórico para dar explicación a este fenómeno ha sido planteado por Jamiolahmady (2000, 2003). Este modelo toma en cuenta a la TIF y a la velocidad.

La explicación física a este fenómeno sostiene que la mejora en la permeabilidad relativa con la velocidad y la disminución de la TIF, conocida como acoplamiento, se atribuye al flujo simultáneo de gas y condensado en el medio poroso.

Cuando el condensado ya se ha formado en el medio poroso, este tiende a recubrir los granos de la roca, creando superficies que a su vez crean puentes de condensado entre los granos. Estos puentes bloquean el paso del gas, el cual se presuriza detrás hasta que alcanza la suficiente presión para romper el puente y continuar fluyendo. Este esquema se puede observar en figura 11, donde la zona roja representa la cámara poral de presurización del gas. El puente actúa como una válvula que se abre cuando el gas se presuriza y se cierra una vez que el gas fluye.

La frecuencia de este fenómeno cambia con la velocidad del gas y con la tensión interfacial. Cuando la velocidad del gas es muy alta, los puentes no tienen tiempo de formarse o se forman con menor frecuencia, haciendo que el gas pueda fluir libremente, lo cual se manifiesta como un incremento de la permeabilidad. Cuando la tensión interfacial es baja estos puentes no se forman, o si se forman son más débiles y el gas y el condensado pueden fluir juntos.

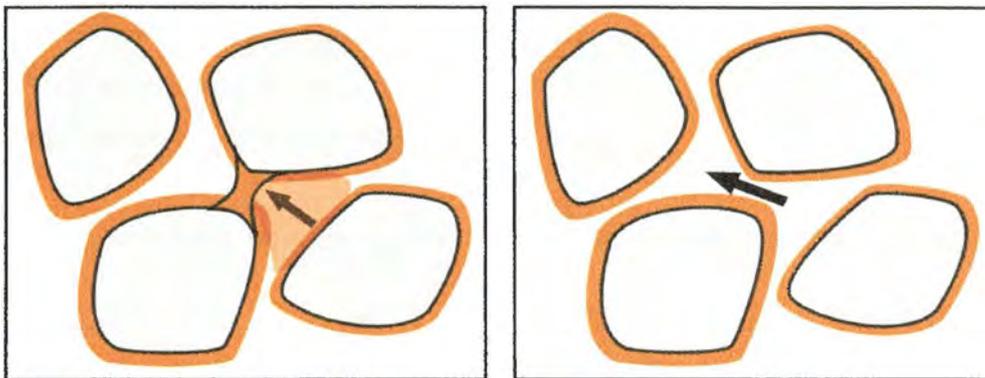


Figura 11 . Modelo físico teórico del fenómeno de acoplamiento positivo.

Fuente: Elaboración propia.

Además, este fenómeno explica el cambio en permeabilidad relativa sin que sea necesario un cambio en la saturación de condensado. Como se puede observar, cuando se forman los puentes de líquido la saturación de condensado no cambia en la unidad considerada, solo su distribución. Esta es una de las objeciones a la teoría de la existencia de una zona de reducción de saturación de condensado en la cercanía del pozo (*stripping zone*).

Este modelo ha sido corroborado por Jamiolahmady (2009), observando el comportamiento núcleos sintéticos de vidrio, sometidos a un flujo bifásico.

2.2.5 Efecto negativo de inercia

El fenómeno de la pérdida de presión adicional debido a regímenes de flujo altos ha sido ampliamente tratado en la literatura técnica. Para referirse a este fenómeno se ha utilizado distintos términos, siendo los más conocidos el “efecto Forchheimer”, el “efecto de flujo turbulento”, el “flujo no-Darcy” y el “efecto de inercia”

Desde los primeros experimentos realizados para medir la pérdida de presión a un caudal determinado, se observó que para regímenes de flujo altos se tenía una pérdida mayor a la esperada de acuerdo a la ecuación de Darcy para el flujo en medios porosos.

El primer estudio sobre este fenómeno fue realizado por Forchheimer (1901), y se atribuye la desviación del comportamiento Darcy a la resistencia del flujo inercial, la cual es proporcional a ρv^2 .

La ecuación de Forchheimer fue planteada originalmente de la siguiente forma:

$$-\frac{dp}{dx} = \alpha \mu v + \beta \rho v^2 \dots (2)$$

El primer coeficiente de esta ecuación, α , es conocido como coeficiente de resistencia al flujo viscoso, que es equivalente a $1/k$, es decir es proporcionalmente inverso al valor de la permeabilidad. El segundo coeficiente de la ecuación, β , es conocido como coeficiente de resistencia al flujo inercial.

Si se reemplaza en la ecuación (2) el valor de α por el de $1/k$, esta quedaría como sigue:

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \dots\dots (3)$$

Donde el primer término claramente puede identificarse como la caída de presión descrita en la ecuación de Darcy:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{o} \quad -\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} \dots\dots (4)$$

El modelo físico que plantean Firoozabadi y Katz (1979) explica que, si se considera un canal intersticial, cuyo esquema se presenta en la figura 12, existen dos cambios importantes respecto al flujo observado en canales cilíndricos.

Primero, la sección transversal del canal de flujo crece y decrece alternadamente; y segundo el desplazamiento no se realiza en una línea recta y por lo tanto existen dos componentes de la resistencia al flujo, un esfuerzo de corte longitudinal y un esfuerzo transversal. Estos esfuerzos de incrementan con la velocidad.

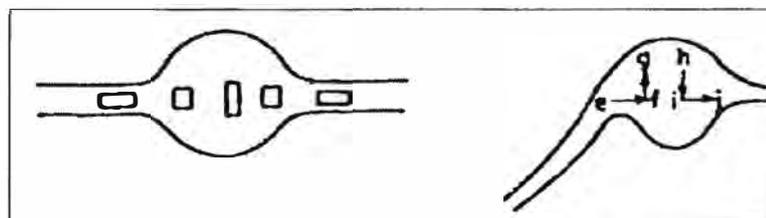


Figura 12. Flujo idealizado en el medio poroso.
 (a) Cambio en la forma de un elemento de fluido.
 (b) Esfuerzo y tensión longitudinales.

Fuente: Firoozabadi y Katz (1979).

La dependencia del resistencia de flujo a la velocidad se manifiesta aún para caudales laminares, que son los que se siempre se observan en areniscas, como se muestra en los ejemplos (a) y (b) de la figura 13.

Los regímenes de flujo turbulentos y de transición, como los mostrados en los ejemplo (c) y (d), solo se observan en matrices vugulares, en carbonatos o en conglomerados.

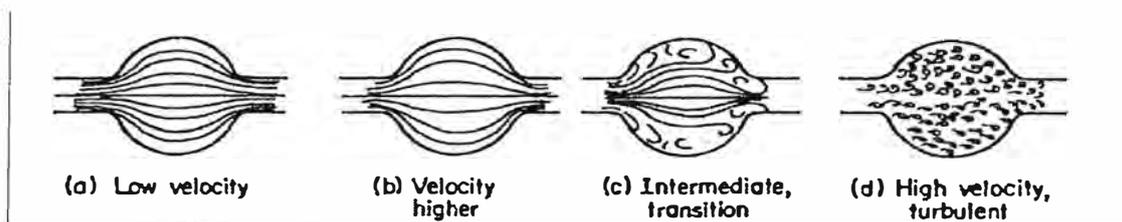


Figura 13. Regímenes de flujo en el medio poroso.

Fuente: Firoozabadi y Katz (1979).

Como se explica, este fenómeno no tiene que ver con el flujo turbulento, pues la dependencia a la velocidad se da aún a flujos laminares. Por esta razón el uso del término turbulencia para referirse a este fenómeno es inadecuado (Geertsma, 1974).

Lo mismo sucede con los términos no-Darcy e inercia. Estos términos implican una discontinuidad de la función entre la caída de presión y el caudal, y esta función es continua. No existen dos mecanismos distintos de flujo, pues el efecto de no-Darcy o de inercia siempre está presente, solamente que es despreciable para bajos caudales.

En el presente trabajo se utiliza el término "Efecto de Inercia", debido a que su uso es ampliamente extendido y aceptado en la literatura consultada. Por otro lado el uso del término β ha sido mantenido en todas las expresiones matemáticas de este fenómeno postuladas posteriormente, aun cuando en el primer término de la expresión haya dejado de usarse el coeficiente α .

El valor del término β puede ser calculado mediante correlaciones de propiedades petrofísicas, principalmente porosidad y permeabilidad. Todas estas correlaciones asumen que el producto $k^m \cdot \beta^n$ se mantiene constante. Los valores de m y n varían para cada correlación.

La correlación más ampliamente usada es la planteada por Geertsma (1974), la cual incluye una dependencia a la saturación de agua.

$$\beta = 0.005 \frac{1}{\phi^{5.5} K^{0.5}} \left(\frac{1}{(1 - S_w)^{5.5} krg^{0.5}} \right) \dots (5)$$

Una forma práctica de modelar el efecto de inercia es usando la función de daño o *skin* dependiente del caudal, la cual asocia los daños totales para diferentes caudales a un daño inicial o mecánico y una componente dependiente del caudal de flujo.

$$S_t = S_o + Dq \dots (6)$$

El factor D de la ecuación (6) relaciona la variación del caudal al incremento en el daño o *skin* total, y puede ser calculado de los daños totales para distintos caudales obtenidos del análisis de las pruebas de formación.

Si se grafica los valores de daño contra los caudales se puede obtener el factor D de la pendiente de la línea de ajuste de los puntos, como se muestra en la figura 14. La intersección con el eje y señala el valor de daño mecánico.

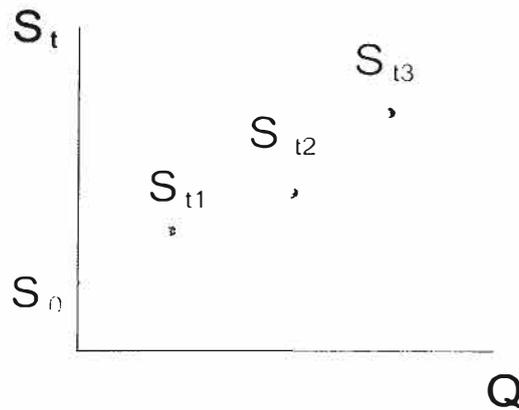


Figura 14. Diagrama de cálculo del factor D.

Fuente: Elaboración propia.

Por corresponder a una medición, el factor D es más fiable que el coeficiente β que proviene de una inferencia. Sin embargo, el factor D y el coeficiente β pueden ser relacionados por la siguiente expresión:

$$D = 7.67 \times 10^{-7} \frac{\beta \times MW \times k}{h \times \mu \times r_w} \dots (7)$$

En resumen, observamos que tenemos dos fenómenos que afectan de forma opuesta a la permeabilidad relativa. Un efecto positivo de acoplamiento que mejora la permeabilidad relativa, haciendo que la curva tenga una forma más rectilínea; y un efecto negativo de inercia que, que reduce la permeabilidad relativa que hace que la curva se reduzca proporcionalmente para todos los valores correspondiente de saturación. El efecto de ambos fenómenos sobre la permeabilidad relativa puede ser observado en la figura, que muestra la curva de base (en azul), la curva con el efecto de acoplamiento (en rojo) y la curva considerando el efecto de acoplamiento el efecto de inercia.

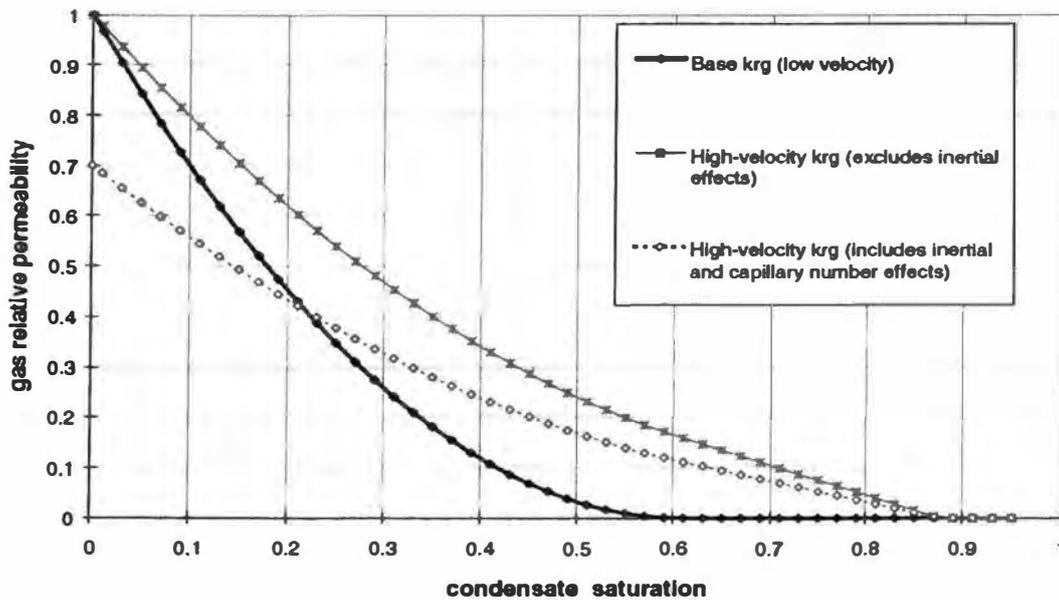


Figura 15. Cambios en las curvas de permeabilidad para altas velocidades.

Fuente: Mott *et al.* (2000)

2.2.6 Modelos y correlaciones de permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa en general es una función de la tensión interfacial y de la velocidad del fluido. Se han planteado varios modelos utilizando un parámetro adimensional, llamado el Número Capilar (N_c), el cual es el cociente de las fuerzas viscosas entre fuerzas capilares en escala poral. Estos modelos requieren el uso de data experimental para su ajuste.

Adicionalmente a la tablas de permeabilidad relativa base, estos modelos requieren al menos de un parámetro por fase (agua, gas, condensado) para su ajuste.

El primer modelo descrito aquí fue propuesto por Pope *et al* (2000) y es básicamente un aproximación siguiendo la función Corey para la generación de curvas de permeabilidad relativa. Este modelo requiere de al menos un parámetro por fase para su ajuste.

El segundo modelo, planteado por Whitson *et al* (1999), consiste en una interpolación entre las curvas base, medidas en los núcleos, y las curvas de desplazamiento miscible, a través de una función de escalamiento. Esta función de escalamiento depende del número capilar. Esta aproximación requiere de un mínimo de dos parámetros por fase.

Los dos modelos mencionados anteriormente describen adecuadamente el efecto positivo de la velocidad, o acoplamiento positivo, que incrementa la permeabilidad relativa al gas. El modelamiento del efecto negativo de inercia no está directamente incluido en estas correlaciones, por lo que se tiene que modelar separadamente en la simulación numérica.

Un tercer modelo, desarrollado por Jamiolahmady *et al* (2009), incluye directamente en su formulación el efecto negativo de inercia. El modelamiento de la fenómeno de acoplamiento es similar al usado por Whitson *et al*, es decir, interpola valores entre curvas base y curvas miscibles.

Modelo de Pope *et al*.

En este modelo la saturación residual para una fase 1 es calculada en función al número capilar de la siguiente forma:

$$S_{1r} = \min(S_1, S_{1r}^{\text{sup}} + \frac{S_{1r}^{\text{inf}} - S_{1r}^{\text{sup}}}{1 + T_1 (N_{c1})^{\tau_1}}) \dots (8)$$

Donde:

S_{1r} = saturación residual de la fase (gas o condensado), adimensional.

S_1 = saturación de la fase 1, adimensional.

S_{1r}^{sup} = saturación residual en el límite superior del número capilar, usualmente cero.

S_{1r}^{inf} = saturación residual para el número capilar inferior.

T_1 = parámetro de ajuste del modelo, de datos experimentales.

N_{cl} = número capilar, adimensional.

τ_1 = parámetro de ajuste del modelo, usualmente igual a la unidad.

Posteriormente los puntos extremos de permeabilidad relativa son definidos como función del número capilar y las saturaciones residuales.

$$kr_1^o = kr_1^{o\text{inf}} + \frac{S_{1'r}^{\text{inf}} - S_{1'r}}{S_{1'r}^{\text{inf}} - S_{1'r}^{\text{sup}}} (kr_1^{o\text{sup}} - kr_1^{o\text{inf}}) \dots (9)$$

Donde $S_{1'r}$ es la saturación residual de la fase conjugada. Para el gas la fase conjugada será el condensado.

Finalmente se calcula la permeabilidad relativa de cada fase, como función de la saturación.

$$\log kr_1 = \log kr_1^o + \log \overline{S_1} + \frac{\log\left(\frac{kr_1}{kr_1^o}\right) - \log \overline{S_1}}{1 + T_1(N_{c_1})^{\tau_1}} \dots (10)$$

Donde kr_1 , es la permeabilidad relativa de la fase 1 y $\overline{S_1}$, la saturación normalizada para n fases presentes, dada por:

$$\overline{S_1} = \frac{S_1 - S_{1'r}}{1 - \sum_1^n S_{1'r}} \dots (11)$$

Modelo de Whitson et al.

Whitson et al. (1999) proponen un modelo generalizado de permeabilidad relativa, en el cual se vincula a las curvas de desplazamiento inmisible a las de desplazamiento miscible o curvas "rectilíneas" a través de una función de transición dependiente del número capilar, $f_1(Nc)$. La función de transición es una relación continua y suavizada. Para bajos números capilares, las curvas de permeabilidad relativa se ajustan a las curvas inmiscibles con $f_1=1$. Para números capilares suficientemente altos la permeabilidad relativa se ajusta a las curvas miscibles con $f_1=0$. La permeabilidad relativa se expresa en este modelo en función de un cociente de Krg/Kro en vez de saturación.

Dependencia del número capilar

El número capilar está definido como el cociente entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares:

$$Nc = \frac{\Delta P v}{P_c} \dots (12)$$

El número capilar ha sido usualmente expresado por la siguiente relación aproximada:

$$Nc \cong Ncg = \frac{v_{pg} \mu_g}{\sigma_{go}} \dots (13)$$

Donde v_{pg} es velocidad del gas en el medio poroso, que está relacionada a la velocidad de gas de la ecuación de Darcy, v_g , por la siguiente ecuación:

$$v_{pg} = \frac{v_g}{\phi(1 - S_{wi})} \dots (14)$$

La permeabilidad relativa queda definida entonces por la siguiente relación, que incluye su dependencia al número capilar:

$$kr_g = f_1 kr_{gl} + (1 - f_1) kr_{gM} \dots (15)$$

kr_{gl} es la permeabilidad relativa inmisible al gas (con $Nc=0$ y $f_l=1$) y kr_{gM} es la permeabilidad relativa miscible al gas o rectilínea (con $Nc=\infty$ y $f_l=1$). El término f_l está dado por:

$$f_l = \frac{1}{(\alpha \cdot Nc)^n + 1} \dots (16)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{\alpha^0}{kr_g} \dots (17)$$

$$\overline{kr_g} = \frac{kr_{gM} + kr_{gl}}{2} \dots (18)$$

α^0 depende solamente de las propiedades de roca y de acuerdo a datos experimentales tiene una buena correlación con la permeabilidad y la porosidad, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\alpha^0 = \frac{10^4}{\sqrt{k\phi}} \dots (19)$$

El exponente n es una constante empírica que depende de los datos experimentales, pero que se encontrado que se halla alrededor de 0.65.

Modelo de Jamiolahmady *et al.*

Como se ha mencionado este modelo, al igual que le modelo de Whitson *et al* parte de la interpolación entre curvas de permeabilidad base y curvas miscibles.

Para esto usa la función de interpolación Y_g .

$$kr_g = Y_g (kr_{gb})_{iner} + (1 - Y_g)(kr_{gm})_{iner} \dots (20)$$

Los subíndices b y m corresponden a las curvas base y miscible, respectivamente.

La diferencia de este modelo es la incorporación del efecto negativo de inercia. La curva base de permeabilidad relativa y la curva miscible son ajustadas con este propósito, usando las siguientes expresiones:

$$(kr_{gb})_{iner} = \left[\frac{(kr_{gb})_{med}}{1 + \frac{\beta[\rho_{prom}]_b k(kr_{gb})_{med} |V|_T}{GTR\mu_{gb}}} \right] \dots (21)$$

$$(kr_{gm})_{iner} = \left[\frac{kr_{gr}}{1 + \beta\rho_m \left(\frac{k}{\mu_m}\right) |V|_T} \right] \dots (22)$$

$$kr_{gr} = \frac{kr_g}{kr_g + kr_c} \dots (23)$$

Donde:

- $(kr_{gb})_{med}$: Valor medido de permeabilidad relativa
- GTR : Cociente del flujo de gas entre el flujo total
- ρ_{prom} : Densidad promedio del flujo fraccional
- β : Coeficiente de inercia

2.3 Hipótesis y variables

Hipótesis General

La formación del banco de condensado ocasiona una pérdida de productividad no significativa (menor al 10%).

2.4 Identificación de variables

Variables independientes: Contenido de líquidos, saturación de líquidos alrededor de los pozos, capacidad de flujo (kh).

Variable dependiente: Productividad.

2.5 Operacionalización de variables

Contenido de líquido: El contenido de líquidos es la fracción molar de productos condensables, que se encuentran en las muestras de gas condensado.

Saturación de líquido: La saturación de líquido es el porcentaje de este con respecto al volumen poroso total. En la presente investigación este valor será obtenido como resultado de la simulación numérica.

Capacidad de flujo (kh): La capacidad de flujo está definida como el producto de la permeabilidad por el espesor de una determinada formación.

Índice de productividad: El índice de productividad está definido como el cociente del caudal del pozo entre el diferencial de presión ejercido. En la presente investigación este valor será obtenido de los resultados de la simulación numérica. Un valor relacionado al índice de productividad que será muy utilizado será el tiempo máximo de producción en plateau.

2.6 Matriz de consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	TIPO DE INVESTIGACIÓN	POBLACIÓN Y MUESTRA	MÉTODO Y TÉCNICAS
<p>Principal: La formación del banco de condensado puede ocasionar pérdida de productividad en los pozos de gas.</p>	<p>Analizar la formación del banco de condensado y su efecto en la productividad de los pozos de gas condensado del sur de la Cuenca Ucayali.</p>	<p>La formación del banco de condensado ocasiona una pérdida de productividad no significativa (menor al 10%).</p>	<p>- Contenido de líquidos. - Saturación de líquido alrededor de los pozos. -kh - Índice de productividad.</p>	<p>Investigación aplicada, descriptiva, cuantitativa y de campo.</p>	<p>Población: Pozos del sur de la cuenca Ucayali. Muestra: Pozos con los mayores y menores contenidos de líquidos del área y capacidad de flujo.</p>	<p>Simulación numérica. Revisión de historia de producción. Análisis de pruebas de formación.</p>
<p>Específicos: Existe una mejora en la productividad de los pozos cuando se produce a altos caudales por el efecto de acoplamiento, pero una reducción por el fenómeno de inercia.</p>	<p>Calcular la magnitud de los efectos de inercia y acoplamiento haciendo una sensibilidad a la variación de propiedades que se da en los pozos de gas del sur de Cuenca Ucayali.</p>	<p>-----</p>	<p>- Caudal. - Índice de productividad.</p>	<p>Investigación aplicada, descriptiva, cuantitativa y de campo.</p>	<p>Población: Pozos del sur de la cuenca Ucayali. Muestra: Pozos con los mayores y menores contenidos de líquidos del área y capacidad de flujo.</p>	<p>Simulación numérica. Revisión de historia de producción. Análisis de pruebas de formación.</p>
<p>La magnitud de la pérdida de productividad que podría ocasionar la formación del banco de condensado no se conoce.</p>	<p>Calcular la magnitud de la pérdida máxima de productividad y la reducción en los factores de recobro por la formación del banco de condensado.</p>	<p>-----</p>	<p>-----</p>	<p>-----</p>	<p>Población: Pozos del sur de la cuenca Ucayali. Muestra: Pozos con los mayores y menores contenidos de líquidos del área y capacidad de flujo.</p>	<p>Simulación numérica. Revisión de historia de producción. Análisis de pruebas de formación.</p>
<p>Si existe una disminución de la productividad se pierde la disponibilidad del gas y reservas.</p>	<p>De existir una disminución importante de productividad, evaluar distintas medidas para evitarla o reducirla.</p>	<p>-----</p>	<p>-----</p>	<p>-----</p>	<p>Población: Pozos del sur de la cuenca Ucayali. Muestra: Pozos con los mayores y menores contenidos de líquidos del área y capacidad de flujo.</p>	<p>Simulación numérica. Revisión de historia de producción. Análisis de pruebas de formación.</p>

CAPÍTULO III: PLANTEAMIENTO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Planteamiento de la investigación

3.1.1 Tipo de investigación

La presente investigación es una investigación aplicada y de campo, pues está centrada en la solución de un problema práctico ya observado en las operaciones de producción y su aplicación será directa. Es descriptiva en cuanto su objetivo principal es analizar y describir el fenómeno de la formación del banco de condensado. Es cuantitativa porque se centrará en la cuantificación de los efectos de los fenómenos anteriormente descritos.

3.1.2 Población y muestra

Población: Pozos de los yacimientos de gas condensado del sur de la Cuenca Ucayali.

Muestra: Pozos con el mayor y menos contenido de líquidos. Pozos con la mayor y menor capacidad de flujo.

3.2 Construcción del modelo de simulación

3.2.1 Tipo de grillado

Para el modelamiento del banco de condensado existen básicamente dos distintos tipos de modelos que pueden ser utilizados: modelos analíticos y modelos de simulación numérica.

Dentro de los modelos numéricos se pueden usar un modelo completo de campo de grillado simple, un modelo de campo con refinado local o un modelo compuesto de un solo pozo con grillado refinado cerca del pozo. La desventaja de los modelos de campo de grillado simple y de los modelos de refinado local es que usualmente el tamaño de celda no es suficientemente pequeño para

analizar el banco de condensado. Las dimensiones de celda necesarias para conseguir tiempos de cálculo adecuados en este tipo de modelos sobrepasa el tamaño del banco de condensado que se pretende simular. Además, el uso de celdas muy grandes tiene a sobreestimar la capacidad de entrega del pozo. Una forma de compensar este efecto es mediante el uso de factores skin para el bloqueo por condensado. (Mott, 1999).

El problema anterior no ocurre con los modelos de pozo de grillado refinado, que permite trabajar con tamaños de celda pequeños en la zona de mayor interés, y que se incrementan a medida que la distancia del pozo aumenta, cumpliendo tanto con las necesidades computacionales como de representatividad. La desventaja de este tipo de modelo es que, debido a que no representa a todo el campo, el comportamiento de presión puede no ser el adecuado. Una forma de solucionar este problema es creando las condiciones de borde al modelo para que represente adecuadamente la caída de presión de todo el reservorio.

Por otro lado, también existe la posibilidad del uso de modelos analíticos, que utilizan la función de pseudopresión. Se ha demostrado que mediante la discretización adecuada de zonas de cambio de saturación, se puede tener un buen ajuste en comparación con un modelo refinado radial (Mott, 1999). Sin embargo este modelo no permite tener un entendimiento del proceso de formación del banco de condensado en el tiempo y esto dificulta evaluar las posibles alternativas de solución al bloqueo por condensado.

Por las razones anteriormente mencionadas, para el presente análisis se usa un modelo radial de pozo, con un refinado areal logarítmico para obtener las celdas de menor tamaño en la cercanía del pozo. En total el modelo tiene 20 divisiones radiales concéntricas. La primera celda, de acuerdo a lo recomendado por Whitson (2013), tiene un tamaño menor a 1 pie en la dirección radial.

Para modelar las condiciones de borde, se usará un multiplicador de volumen en la celda más lejana al pozo hasta poder ajustar la caída de presión de del modelo con la caída de presión observada en el pozo.

En relación al refinamiento vertical, Pope *et al* (2006) han señalado la importancia de modelar la heterogeneidad vertical del reservorio, para generar un modelo representativo del modelo de condensado, debido a que si existe una alta dispersión en las propiedades petrofísicas, es de esperarse un comportamiento distinto de los efectos de acoplamiento e inercia para las distintas capas. En la realidad el perfil de saturación del banco de condensado es muy diferente al perfil idealizado en forma de toroide. Esto se debe a la fuerte dependencia que tiene el perfil de saturación de las velocidades del fluido, que a su vez son dependientes de la permeabilidad absoluta.

Por esta razón el modelo de tiene una alta discretización vertical con valores de permeabilidad representativos, para modelar adecuadamente los efectos de la velocidad en la formación del banco de condensado. El modelo usado divide el espesor total de 580 pies en 100 capas de espesor uniforme con valores de permeabilidad distintos.

La figura 16 muestra el modelo radial usado, compuesto por 2000 celdas en total: 20 divisiones areales y 100 verticales. En el imagen se muestran los valores de permeabilidad absoluta.



Figura 16. Modelo de simulación radial con refinamiento vertical.

3.2.2 Componentes y propiedades de fluido

El modelo de simulación usado será de tipo composicional. Los componentes están agrupados en seis pseudocomponentes como se muestra en la tabla 1:

Tabla 1. Agrupamiento de pseudocomponentes del modelo

1	C ₁ y N ₂
2	C ₂ y CO ₂
3	C ₃ a C ₄
4	C ₅ a C ₆
5	C ₇ a C ₁₀
6	C ₁₁ a C ₃₁

Para modelar el comportamiento de fluidos se usan ecuaciones de estado de acuerdo al modelo matemático Peng-Robinson, ajustadas a los ensayos PVT de cada muestra.

En el presente análisis se utilizarán distintas composiciones para representar la variabilidad de los fluidos del campo de acuerdo a lo explicado en la sección 3.3

La composición del Caso 1 se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Fracción molar por pseudocomponente del caso 1.

N ₂ :C ₁	0.811
C ₂ :CO ₂	0.095
C ₃ :C ₄	0.056
C ₅ :C ₆	0.015
C ₇ :C ₁₀	0.019
C ₁₁ :C ₃₁	0.005

3.2.3 Propiedades de roca y roca-fluido

Para describir las propiedades de roca, se usan valores tomados de registros eléctricos calibrado con el análisis de ensayos de corona. Para el Caso 1 este análisis arroja una porosidad con poca variación, con un valor promedio de 14%.

En el caso de la permeabilidad, existe una dispersión logarítmica entre valores de 0.1 md y 286 md, con un valor promedio representativo de toda la formación de 53 md. La figura 17 muestra un histograma de frecuencia de los valores de permeabilidad horizontal. Para la permeabilidad vertical se asumió para todas las capas un 10% de la permeabilidad horizontal.

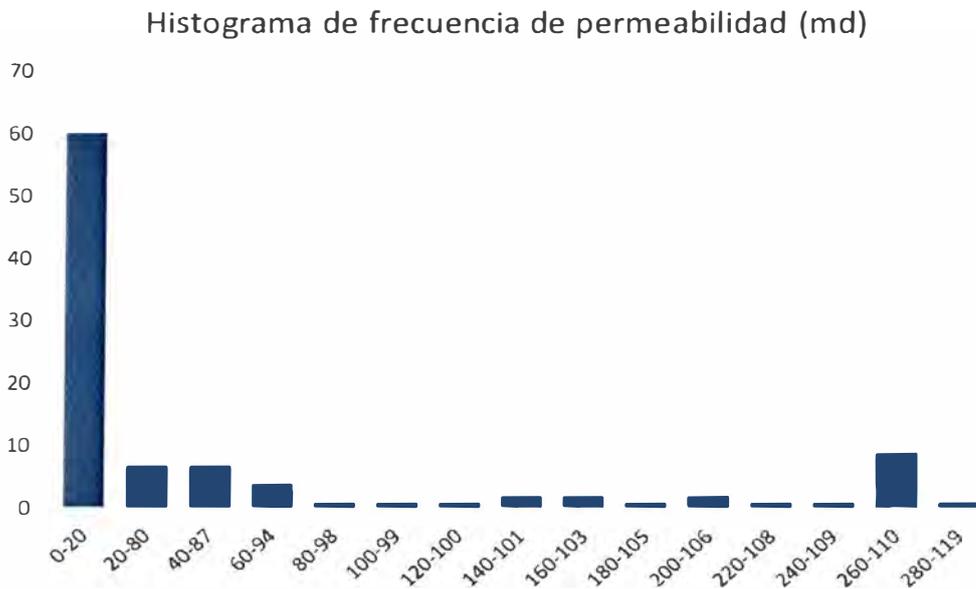


Figura 17. Histograma de frecuencia de la permeabilidad horizontal en md.

Para describir las propiedades de roca fluido, se tomaron los resultados de los puntos extremos de las pruebas de permeabilidad relativa de agua-petróleo y líquido-gas. Posteriormente se generaron curvas de permeabilidad relativa usando funciones Corey con un exponente de 3, correspondientes a arenas bien ordenadas, las cuales son representativas para las arenas de las formaciones productivas del sur de la Cuenca Ucayali. Estas curvas vienen representadas por la permeabilidad relativa base, sin los efectos de acoplamiento e inercia.

Las tablas 3 y 4 muestran las curvas de permeabilidad agua-petróleo y líquido-gas utilizadas en el modelo, y las figuras 18 y 19 los respectivos gráficos de k_{rw} , k_{ro} , k_{rg} y k_{rog} .

Tabla 3. Puntos de la curva de permeabilidad relativa agua-petróleo.

Sw	krw	kro
0.2270	0.0000	1.0000
0.2472	0.0001	0.8240
0.2674	0.0012	0.6699
0.2876	0.0040	0.5364
0.3078	0.0096	0.4219
0.3279	0.0187	0.3250
0.3481	0.0323	0.2441
0.3683	0.0512	0.1780
0.3885	0.0765	0.1250
0.4087	0.1089	0.0837
0.4289	0.1494	0.0527
0.4491	0.1989	0.0305
0.4693	0.2582	0.0156
0.4894	0.3283	0.0066
0.5096	0.4100	0.0020
0.5298	0.5043	0.0002
0.5500	0.6120	0.0000

Tabla 4. Puntos de la curva de permeabilidad relativa liquido-gas

Sliq	krq	krog
0.227	1.000	0.000
0.260	0.824	0.000
0.293	0.670	0.002
0.325	0.536	0.007
0.358	0.422	0.016
0.391	0.325	0.031
0.424	0.244	0.053
0.456	0.178	0.084
0.489	0.125	0.125
0.522	0.084	0.178
0.555	0.053	0.244
0.587	0.031	0.325
0.620	0.016	0.422
0.653	0.007	0.536
0.686	0.002	0.670
0.718	0.000	0.824
0.751	0.000	1.000

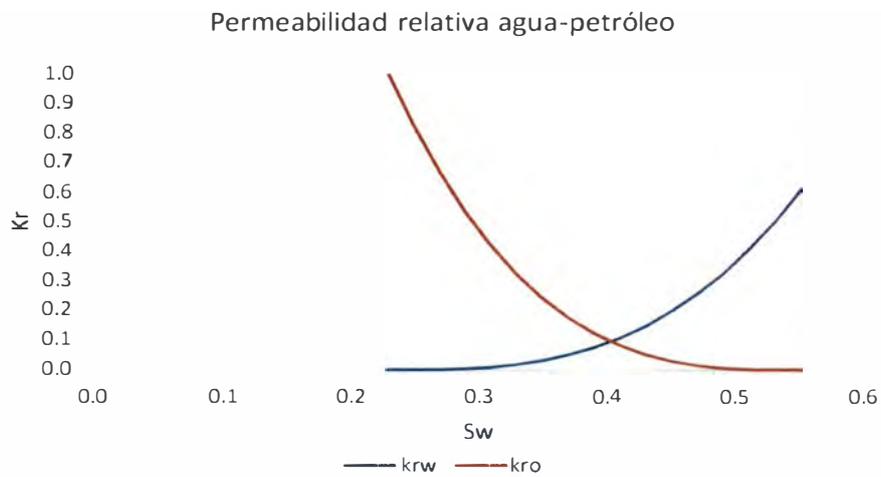


Figura 18. Curva de permeabilidad relativa al agua y al petróleo.

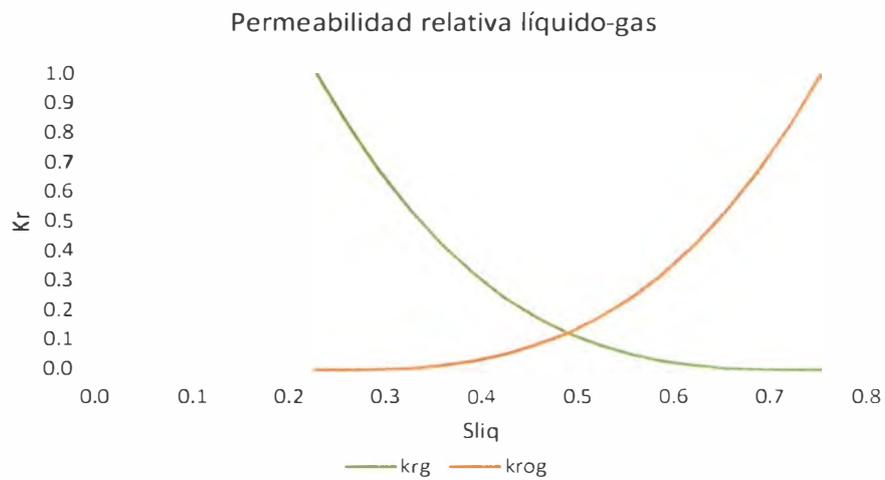


Figura 19. Curva de permeabilidad relativa del gas y del petróleo respecto al gas.

Se puede observar del análisis de la figura 19 y la tabla 4 que es necesaria una saturación de líquidos mayor a 29.3% para observar un movimiento del condensado. Si la S_w crítica es de 22.7% se tiene que la S_c crítica es de un valor aproximado de 7%.

3.3 Metodología de análisis propuesta

Como se ha visto el principal problema del modelamiento del banco de condensado radica en modelar adecuadamente las variaciones de permeabilidad relativa por los efectos de acoplamiento e inercia, especialmente del primero, debido a que se necesita de ensayos de permeabilidad a velocidad variable para poder utilizar las correlaciones mencionadas.

Para modelar el fenómeno de acoplamiento se partirá del modelo propuesto por Whitson *et al.* (1999), pero sin usar la función interpolación que calcula la permeabilidad representativa para el caso. El análisis se reducirá a utilizar directamente la curva de permeabilidad base, obtenida de ensayos de laboratorio convencionales, la cual será tomada un caso pesimista y, por otro lado, la curva de permeabilidad de desplazamiento miscible, que será tomada como un caso optimista.

La figura 20 muestra esquemáticamente el rango de variación de las permeabilidades relativas al gas y al petróleo por el efecto de acoplamiento. Las curvas en azul representan en caso base, y las curvas rojas el caso de máximo efecto positivo del fenómeno de acoplamiento.

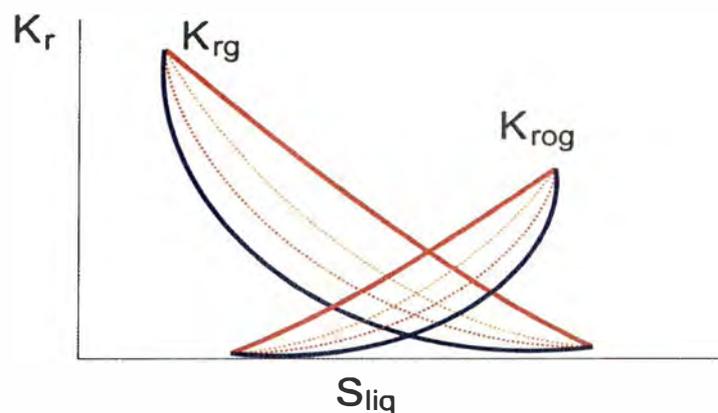


Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa usadas para evaluar el efecto de acoplamiento

Para evaluar el impacto del fenómeno de acoplamiento se evaluarán dos escenarios, en cada uno de los cuales se incluirán las curvas mencionadas. La evaluación magnitud del impacto se analizará comparando la diferencia en el tiempo del plateau de producción, bajo las condiciones operativas reales. Esta diferencia en el plateau indica que tan importante es el bloqueo por condensado.

Además análisis servirá para determinar si son necesarios estudios más detallados para cuantificar exactamente la mejora en la permeabilidad relativa por el efecto de acoplamiento. Si no existiese una mejora significativa en el tiempo del plateau (mayor al 10%), se concluirá que no son necesarios desarrollar mayores estudios pues este efecto no sería dominante.

El efecto de inercia será modelado por separado usando el factor D de daño dependiente del caudal, que se obtuvo del análisis de los periodos de flujo de las pruebas de formación.

La tabla 5 muestra los valores de skin obtenidos para cada flujo durante la prueba de formación del pozo.

Tabla 5. Daño total para cada flujo de la prueba de formación.

Caudal (MMSCFD)	Daño total
29	8.1
38	9.4
49	10.2

Con estos datos se hizo el análisis para obtener la variación del daño con el caudal (factor D) y el valor de daño mecánico (S_o). La figura 21 muestra la recta de ajuste de los datos y su ecuación de ajuste lineal.

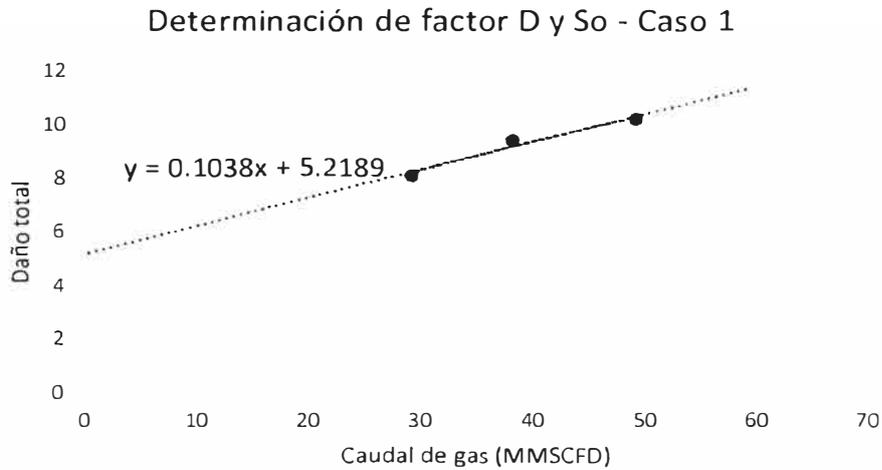


Figura 21. Análisis del factor de daño dependiente del caudal.

El análisis de la ecuación de ajuste da como resultado un skin mecánico de 5.2 y un factor $D = 0.104 \text{ 1/MMSCFD}$, o $D = 10.4 \times 10^{-8} \text{ 1/SCFD}$. Este es el factor de inercia correspondiente a todo el espesor productivo del caso 1. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, es necesario tener un valor para cada capa, debido a que la magnitud del efecto de inercia es dependiente del valor de permeabilidad.

De la ecuación 7, se puede ver que el factor de inercia β es directamente proporcional al factor D. A su vez, tomando la correlación de Geertsma, se tiene que:

$$\beta = C_1 \sqrt{\frac{1}{k}} \dots(24)$$

Por lo tanto:

$$D = C_2 \sqrt{\frac{1}{k}} \dots(25)$$

Esta relación será usada para calcular el factor D a ser usado para cada capa del modelo. La constante C_2 puede ser calculada debido a que es conocido el valor del factor D para el espesor total de la formación. El valor de

D total puede ser tomado como la sumatoria del valor de D para cada capa ponderado respecto a su espesor, es decir:

$$D_{total} = \frac{\sum_{i=1}^n Dihi}{h_{total}}$$

De esta forma es obtenida la constante C_2 , y se puede modelar el efecto de inercia en cada capa del modelo.

La primera parte del análisis propuesto corresponde a la evaluación de un caso real, en el que se ha seleccionado un pozo que tenga historia de producción y suficiente información para modelar los efectos de acoplamiento e inercia, de acuerdo al descrito anteriormente. En la selección de este pozo también se busca que tenga un alto contenido de líquidos, ya que este pozo debería ser más propenso a presentar una acumulación significativa de líquidos en el banco de condensado. En este caso se configura un escenario de producción similar al escenario operativo real, tomando un caudal de 100 MMSCFD, con una presión de abandono en cabeza de 250 psi. Este es el denominado Caso 1.

La segunda parte de análisis consiste hacer un análisis de sensibilidad para las variables que pudieran afectar la magnitud de los efectos de acoplamiento e inercia. Las variables propuestas para el análisis de producción son: contenido de líquidos, capacidad de flujo (kh) y caudal de producción.

Para la sensibilidad al contenido de líquidos se consideran 4 muestras, cuyas composiciones se describen en la tabla 6.

Tabla 6. Composiciones de las muestras usadas.

Pseudocomponente	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
N2:C1	0.854	0.811	0.788	0.709
C2:CO2	0.079	0.095	0.094	0.089
C3:C4	0.041	0.056	0.062	0.106
C5:C6	0.010	0.015	0.020	0.034
C7:C10	0.013	0.019	0.027	0.046
C11:C31	0.003	0.005	0.009	0.016

La muestra 1 corresponde al campo con el menor contenido de líquidos. La muestra 2 es la utilizada para el Caso 1. La muestra 3 corresponde al fluido con mayor contenido de líquidos conocido del sur de la Cuenca Ucayali. La muestra 4 es una muestra sintética que busca simular los efectos acoplamiento e inercia para una muestra hipotética con una alta deposición de líquidos.

La figura 22 muestra la envolvente de la zona bifásica para las cuatro muestras. La figura 23 muestra la curva de deposición de líquidos o *Liquid Drop Out* de la prueba CVD, para las tres muestras reales y la muestra sintética.

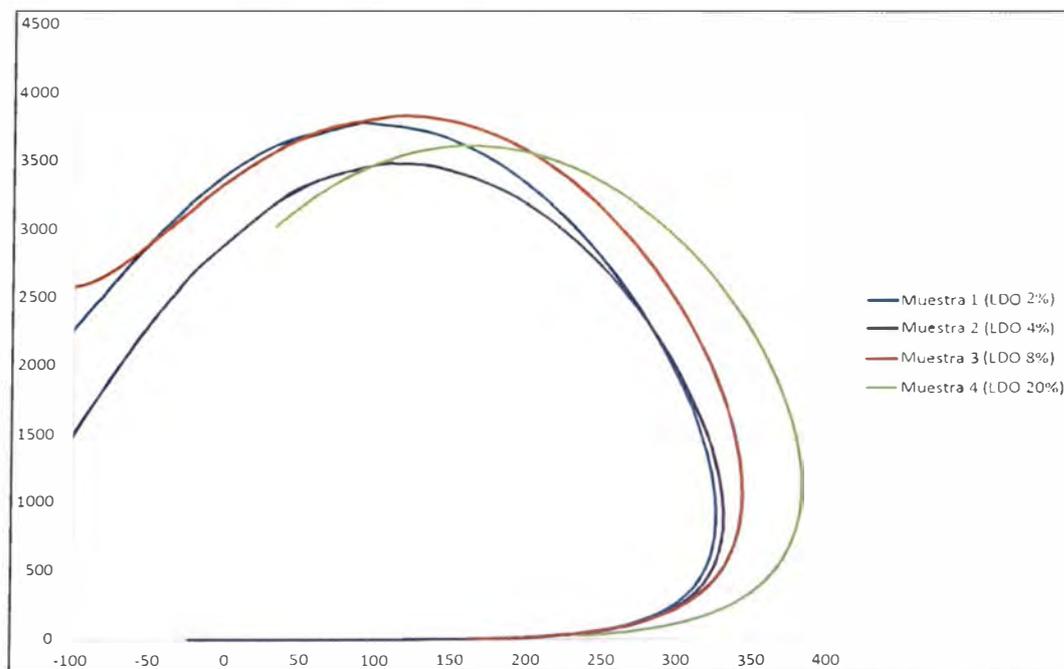


Figura 22. Diagrama P-T, curva envolvente de la zona bifásica para las cuatro muestras utilizadas.

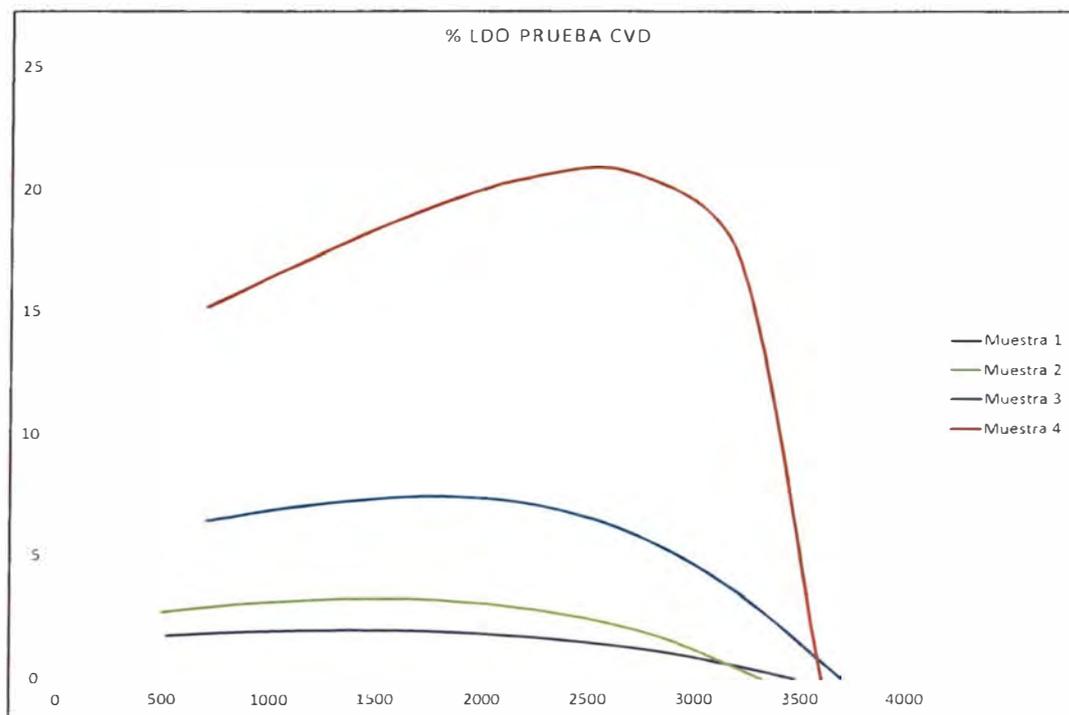


Figura 23. Porcentaje de depositación del ensayo CVD para las cuatro muestras utilizadas.

En cuanto a la sensibilidad a la capacidad de flujo, se hará una sensibilidad para valores de kh de 1000 md-ft, 5000 md-ft y 10000 md-ft, teniendo en cuenta que el Caso 1 tiene una capacidad de flujo de aproximadamente 30000 md-ft. En lo referido al caudal de producción se evaluarán escenarios con una producción de 40 MMSCFD, 70 MMSCFD y 100 MMSCFD.

Finalmente, de acuerdo a los resultados del análisis de sensibilidad se buscare otros casos que por sus características pudieran tener una alta pérdida de productividad producto de la formación del banco de condensado.

3.4 Descripción del área de estudio

La cuenca Ucayali se ubica en la selva amazónica, entre los departamentos de Ucayali y Cusco, a más de 400 Km al este de Lima. En esta cuenca se han descubierto varios yacimientos de gas condensado, siendo los más conocidos los del área de Aguaytía, en la parte norte, y los del área de Camisea, en la parte sur.

Geológicamente, el área de Camisea se ubica en la parte frontal de la faja plegada Subandina. La Cuenca Ucayali en el área de Camisea, está limitada al Oeste por la Cordillera de los Andes, al Norte por el arco de Contaya y Cushabatay, al Sur por el arco de Fitzcarrald y al Este por el basamento Precambriano. El relleno de esta cuenca comprende aproximadamente 3000 metros de clásticos continentales del Cenozoico cubriendo secuencias del Ordoviciano hasta sedimentos del Cretáceo. Los reservorios de la Cuenca Ucayali son secuencias clásticas de edad Cretácea y Pérmica. Las estructuras presentes son anticlinales formados por la flexión de fallas de corrimiento.

Los reservorios que se encuentran en esta zona son Vivian, Chonta, Nia, Noi y Ene. Estas reservorios están formados por areniscas de distinto origen: estuarinas, fluviales, eólicos. En general se tienen en el área rocas con muy buenas calidades petrofísicas, con granulometría homogénea y formaciones de gran espesor en comparación con otros yacimientos de la zona amazónica.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Análisis del Caso 1

Las figuras 24 a 30 muestran la evolución del perfil de saturación en los 100 primeros pies, obtenido mediante la simulación numérica para el modelo del Caso 1.

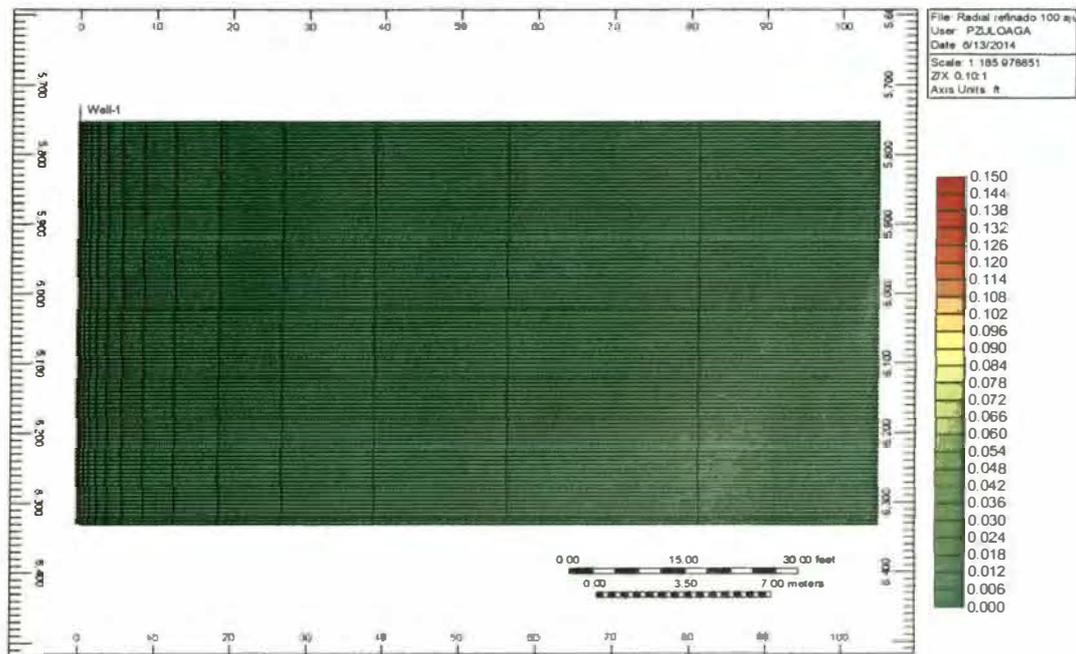


Figura 24. Perfil de saturación de condensado inicial.

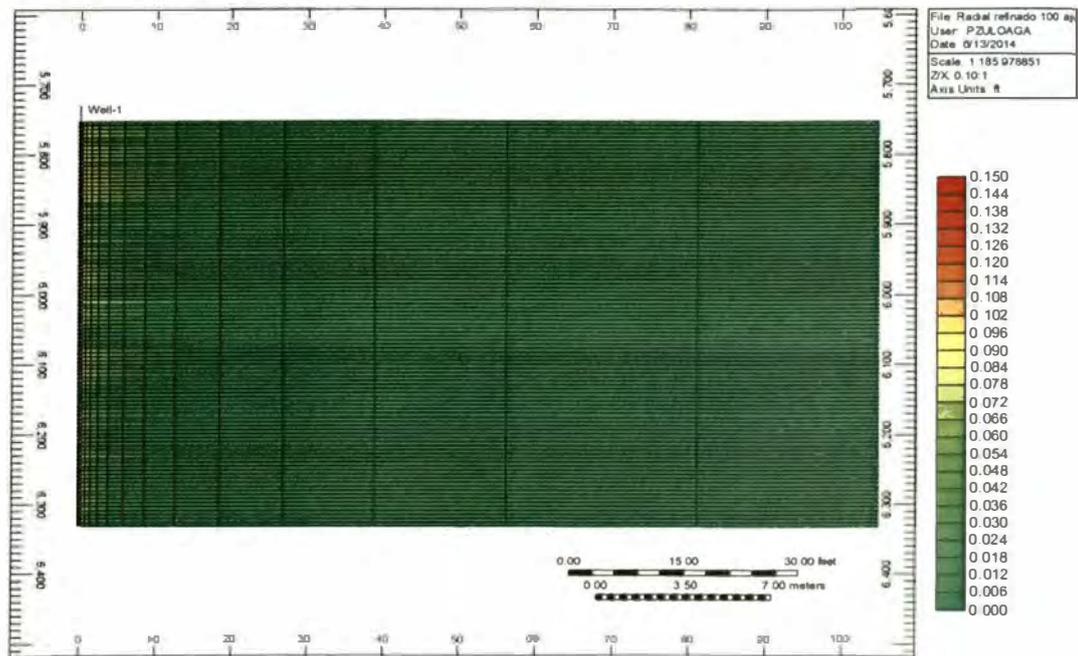


Figura 25. Perfil de saturación de condensado a 1 día de producción.

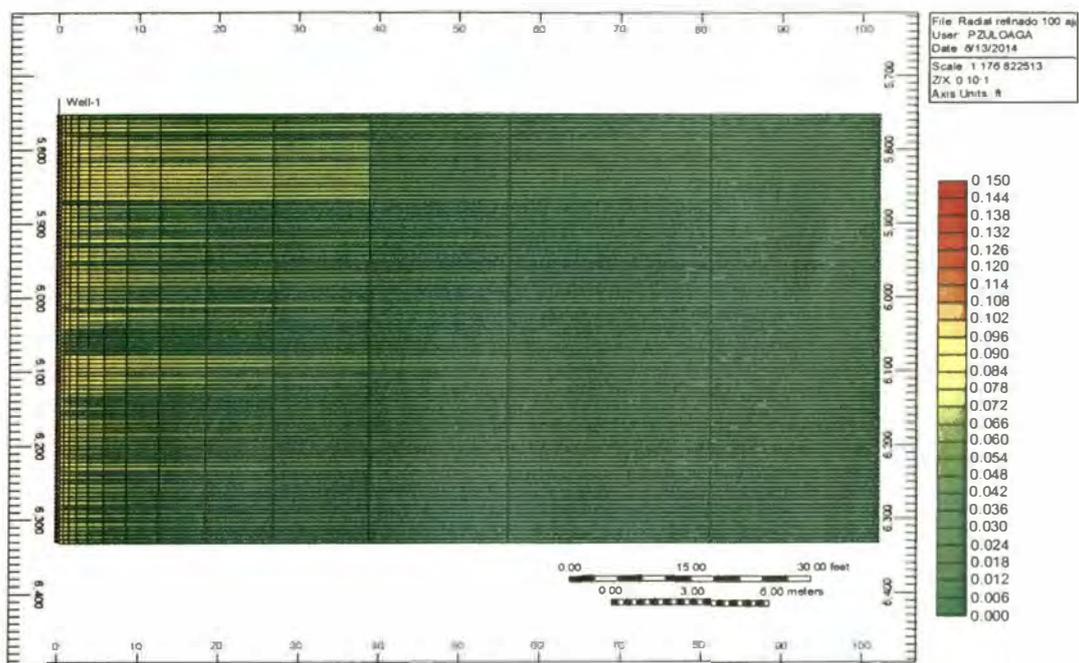


Figura 26. Perfil de saturación de condensado a 1 mes de producción.

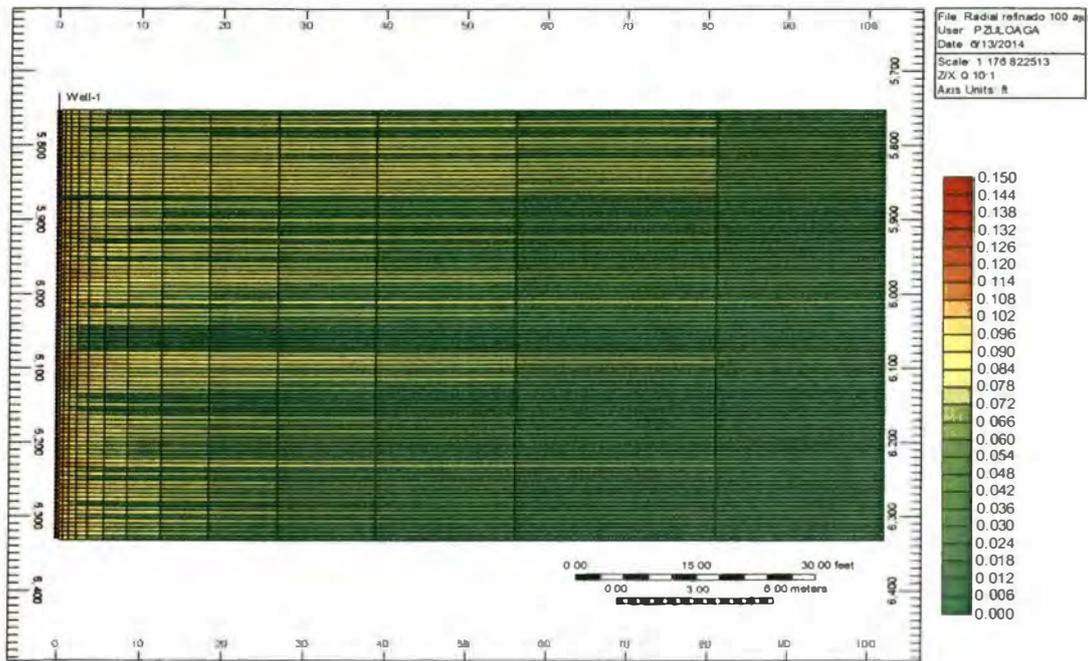


Figura 27. Perfil de saturación de condensado a 6 meses de producción.

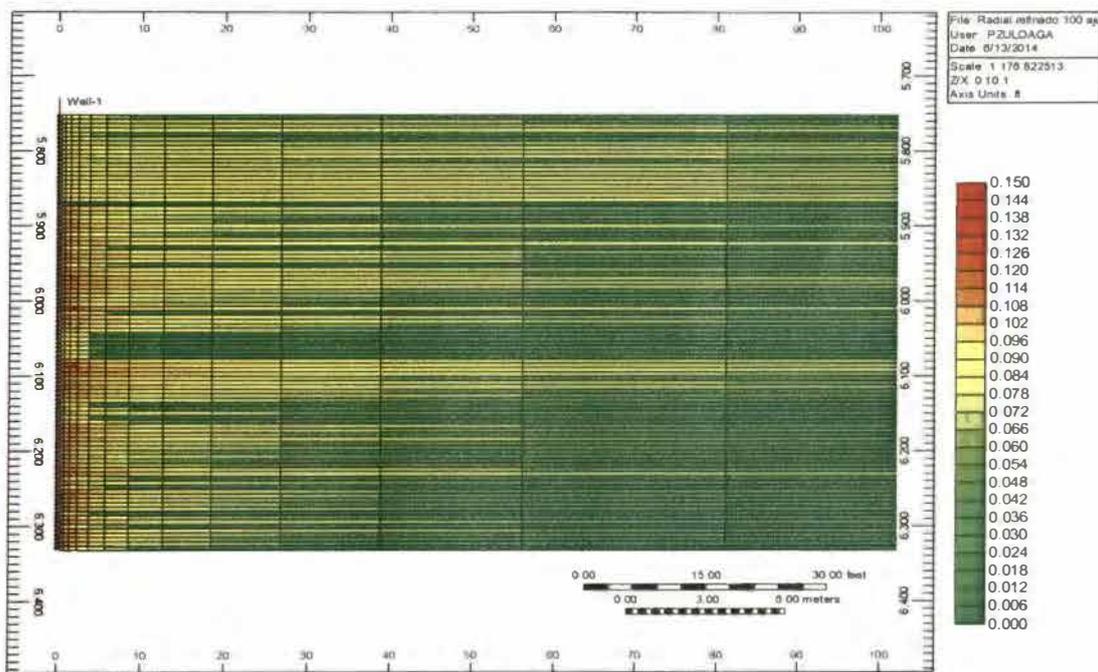


Figura 28. Perfil de saturación de condensado a 1 año de producción.

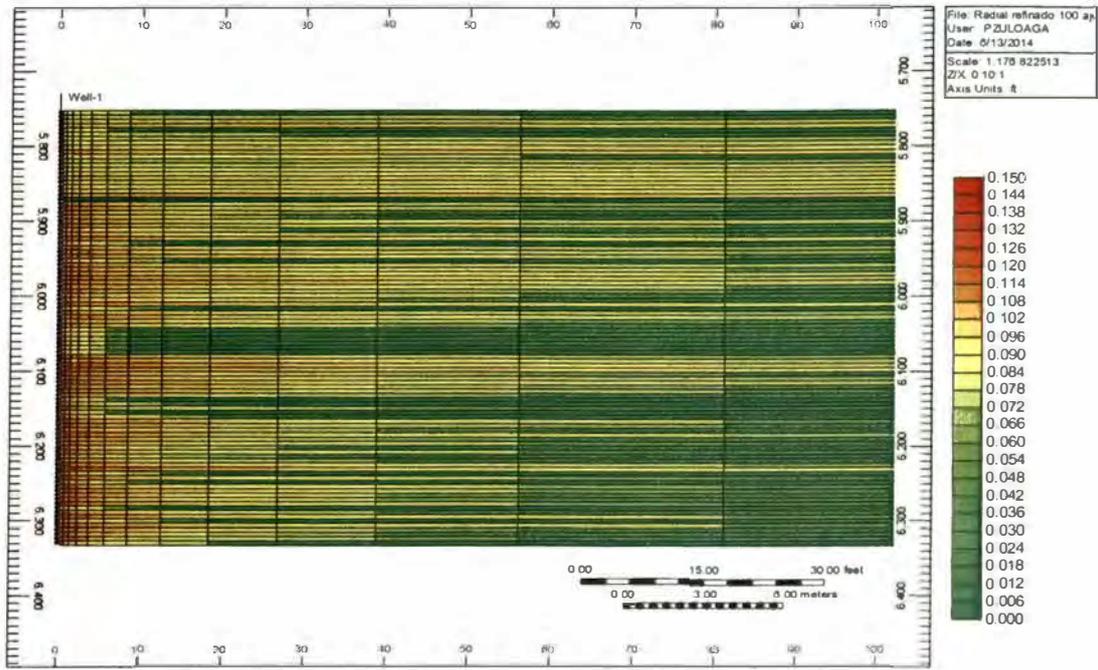


Figura 29. Perfil de saturación de condensado a 2 años de producción.

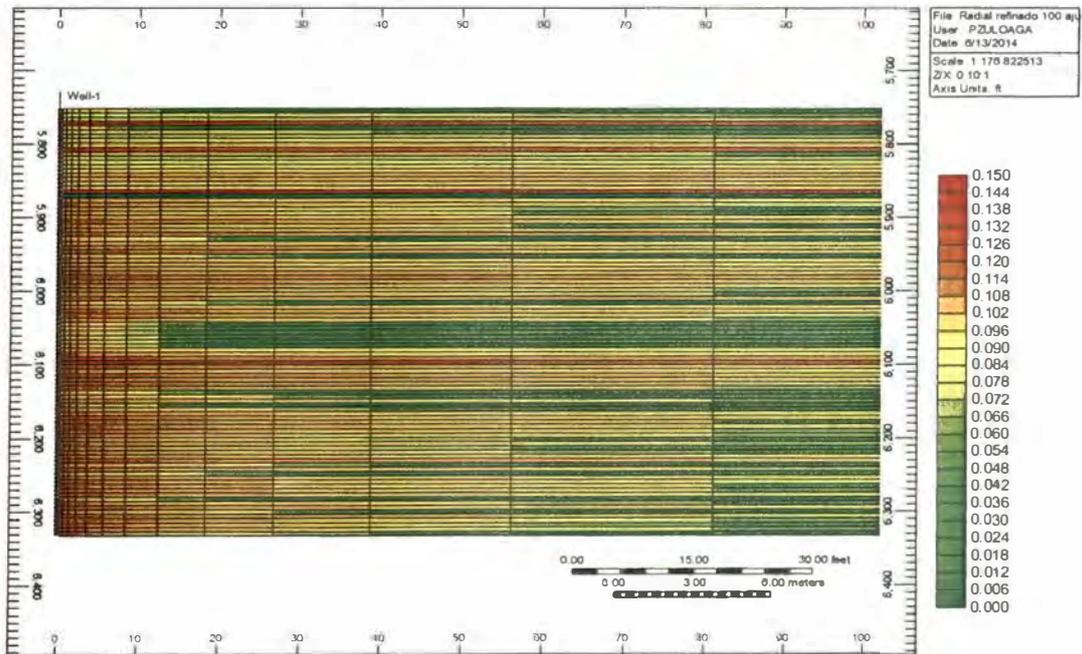


Figura 30. Perfil de saturación de condensado a 5 años de producción, 100 ft.

Con respecto a la formación del banco de condensado podemos indicar que aun para el primer día de producción ya se observa una zona de saturación con valores por encima de 7%, concentrada en los primeros pies de las cercanías del pozo. Esta zona aumenta en tamaño a medida que ocurre la depletación y alcanza valores de hasta 15%.

El hecho de que las presiones originales sean muy cercanas a presión de saturación de los fluidos hace que desde el inicio de la producción se tenga condensación retrógrada. Por esta razón, a diferencia de lo observado en los casos revisados en la literatura, no se observan cambios bruscos en la productividad, porque desde un inicio ya se tiene la formación del banco de condensado. En ese sentido, el bloqueo por condensado está orientado a buscar las condiciones que hacen que el banco de condensado origine un bloqueo importante.

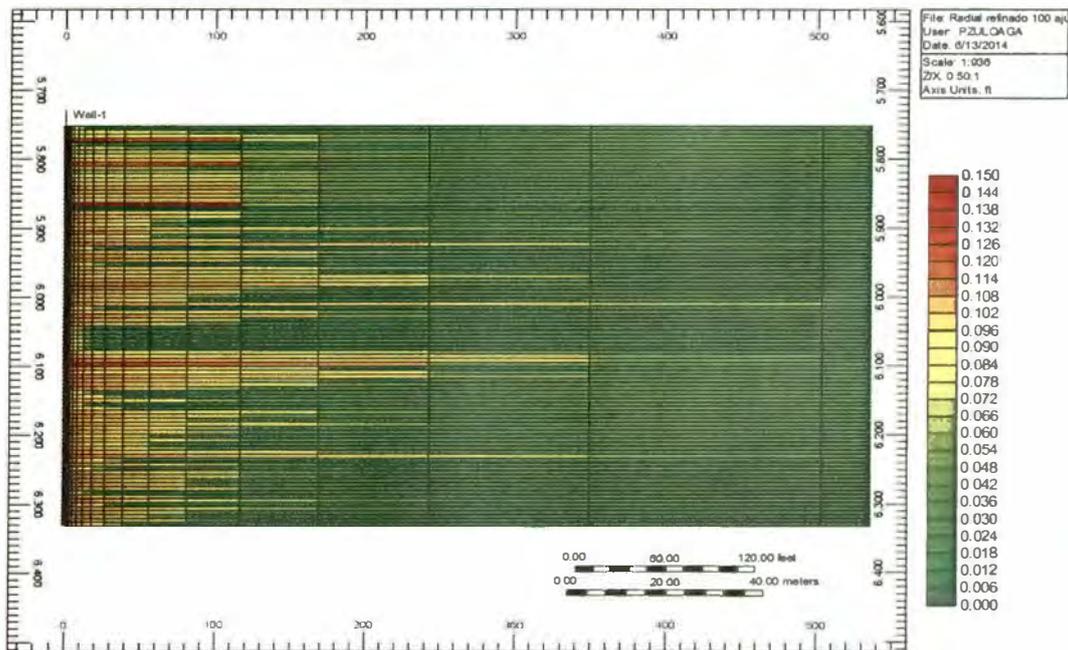


Figura 31. Perfil de saturación de condensado a 5 años de producción, 500 ft.

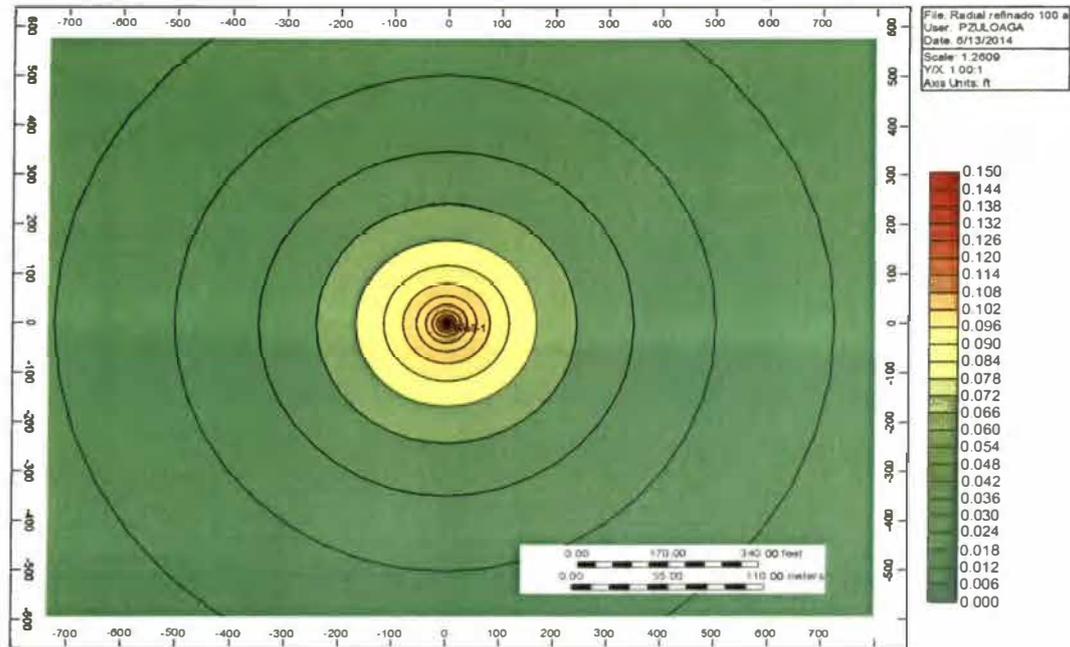


Figura 32. Vista areal de la saturación de condensado a los 5 años.

Es de esperarse también que exista flujo de condensado, al haberse superado la saturación crítica. Sin embargo, como se muestra en las figuras 31 y 32, esta zona de alta saturación se concentra en un radio de 100 a 150 pies, y para la mayoría de capas no pasa de este valor, aun después de los 5 años de producción.

Para radios mayores a las dimensiones del banco de condensado se observa una saturación que está dentro de los límites pronosticados por la curva de LDO de la prueba CVD.

En relación a los perfiles de producción, la figura 33 muestra las curvas para 4 escenarios considerados. La curva azul muestra el caso base, la curva verde muestra el perfil de producción considerando solamente el efecto positivo de acoplamiento, la curva roja considera solamente el efecto de inercia y finalmente, la curva anaranjada muestra el perfil resultante de los efectos de acoplamiento e inercia conjuntos. Las curvas punteadas muestran los correspondientes índices de productividad.

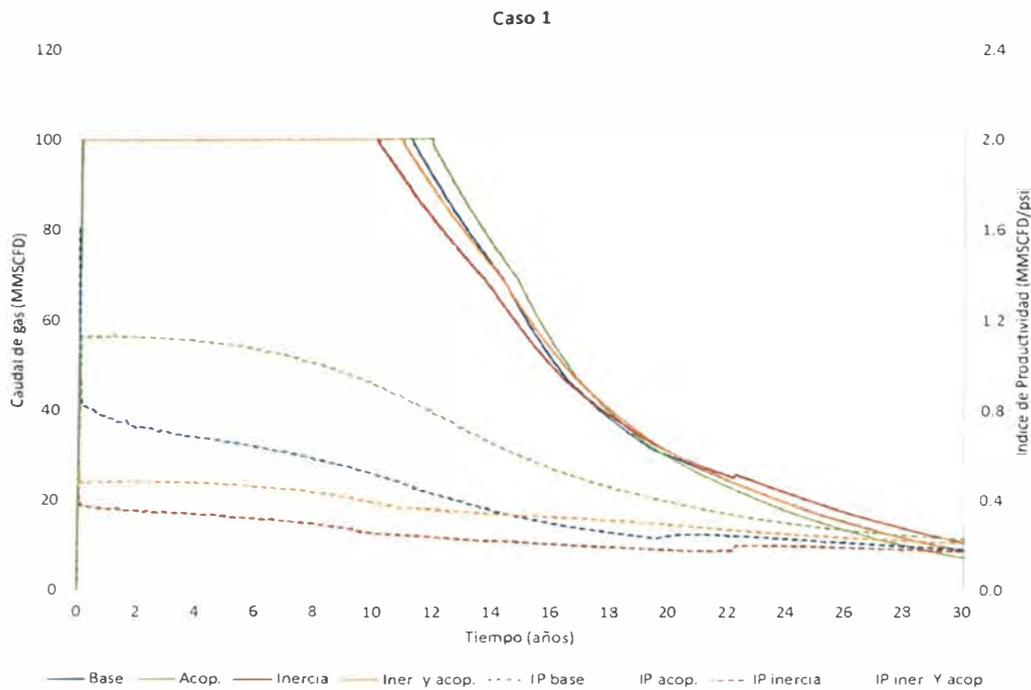


Figura 33. Perfil de producción e índice de productividad Caso 1.

Se observa que el efecto de acoplamiento genera una mejora en el perfil de producción que permite una extensión del periodo de plateau de 8 meses, lo cual representa una extensión del 5.8%. Al no ser este un periodo significativo, se concluye que no se justifica para este caso un mayor análisis para modelar exactamente la mejora por el efecto de acoplamiento y es válida la aproximación propuesta de usar las curvas base y las curvas de desplazamiento miscible.

Por otro lado, el efecto de inercia genera una disminución del periodo de plateau de 14 meses, o de 10.3%. Si se consideran ambos efectos conjunto se tiene como resultante una disminución de 4 meses.

Si se realiza la misma evaluación partiendo de los índices de productividad se tiene que el efecto de acoplamiento genera una mejora del IP de 35%, mientras que el efecto de inercia lo reduce en un 50%. Sin embargo estos resultados deben analizarse cuidadosamente.

Es importante señalar en este punto, que de lo observado, el índice de productividad, $Q / (Pr-Pwf)$, no es un buen indicador para evaluar el impacto de la formación del banco de condensado. Debido a que se está evaluando pozos de muy alta productividad, en los que es suficiente una mínimo diferencial de presión para producir cambios grandes en caudal, las pequeñas variaciones en la presión de fondo fluyente se verán magnificadas cuando se use el índice, aun cuando los cambios de presión no representen una dificultad operativa para alcanzar los caudales requeridos.

En el Caso 1 por ejemplo, para los primeros meses de producción el efecto de acoplamiento permite manejar una presión fluyente de fondo mayor en 34 psi, mientras que bajo el efecto de inercia hace necesario bajar la presión fluyente en 147 psi para tener el mismo caudal. Estas diferencias no representan cambios de presión mayores al 5%, sin embargo el cambio en índice de producción asociado llega hasta un 50%.

Se hace evidente que resulta más conveniente usar el tiempo de producción en plateau para evaluar las posibles pérdidas en productividad. Sin embargo, el uso del índice de productividad es útil para comparar las diferencias de productividad debido a los efectos de acoplamiento e inercia.

Otra alternativa de evaluación del impacto de los efectos de acoplamiento e inercia es analizar directamente el diferencial de presión fluyente de fondo respecto al caso base.

Retomando el análisis del Caso 1, si se observa la curva resultante de los dos efectos, se puede notar que el efecto de inercia es dominante durante los primeros años de producción y con el tiempo va aumentando la importancia del efecto de acoplamiento. Se puede concluir del análisis, para el caso 1, que durante todo el tiempo de producción en plateau el efecto de inercia es dominante. Además se debe agregar que no existen diferencias en los factores de recuperación obtenidos al final del periodo de producción.

4.2 Análisis de sensibilidad a la capacidad de flujo

Las figuras 34 a 36 muestran los resultados para el análisis de sensibilidad a la capacidad de flujo.

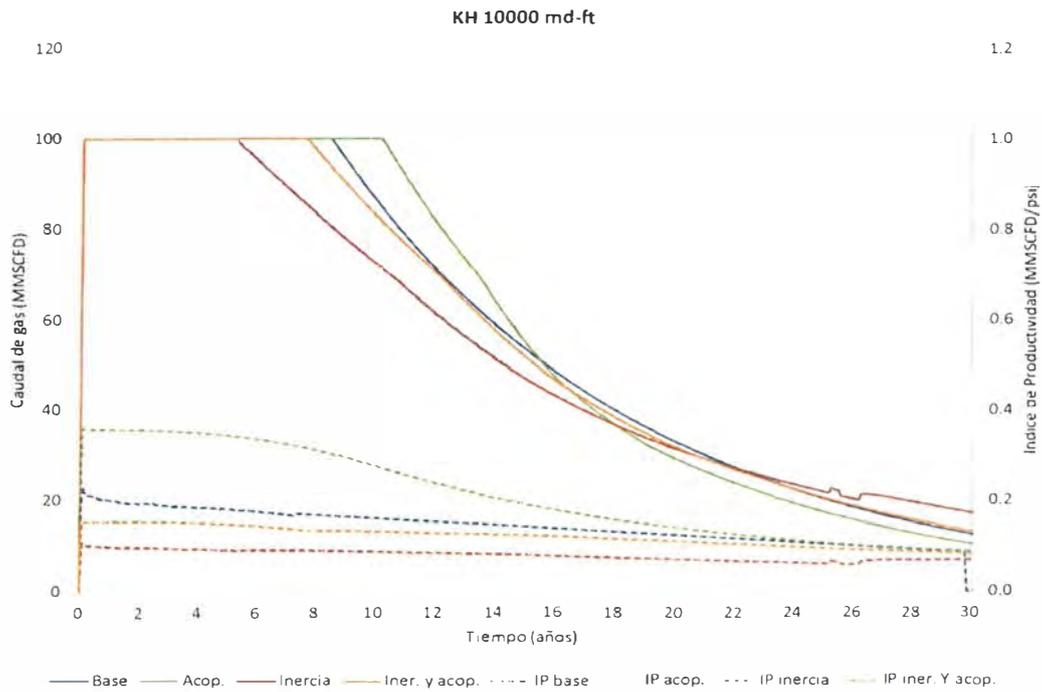


Figura 34. Perfil de producción e índice de productividad kh=10000 md-ft.

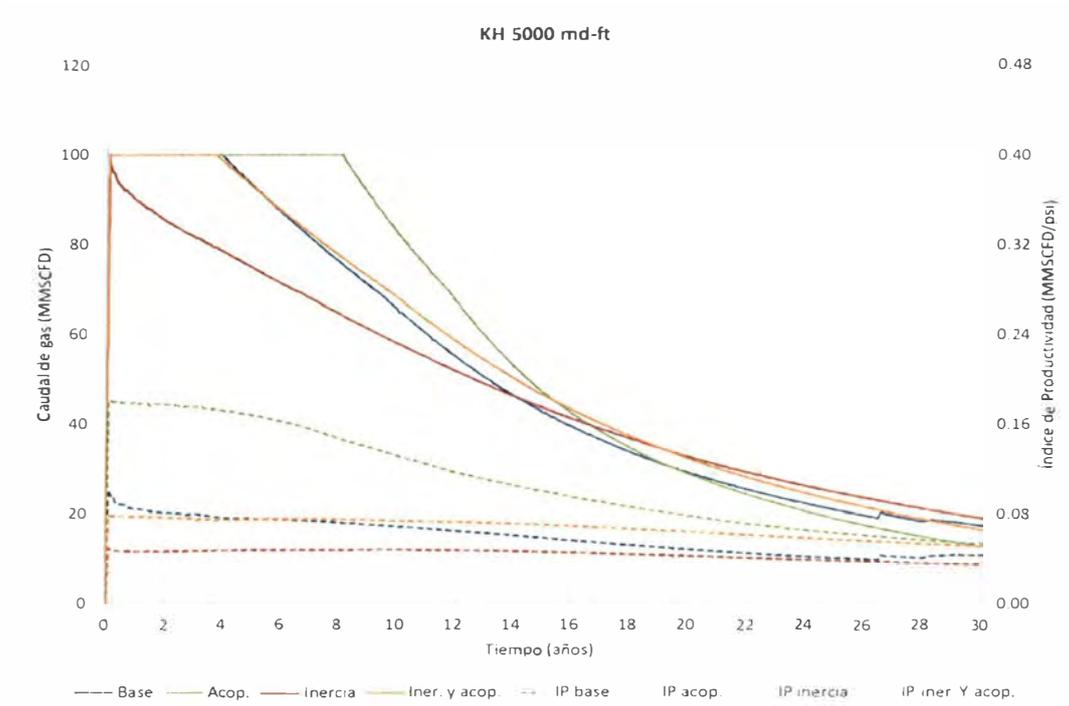


Figura 35. Perfil de producción e índice de productividad kh=5000 md-ft.

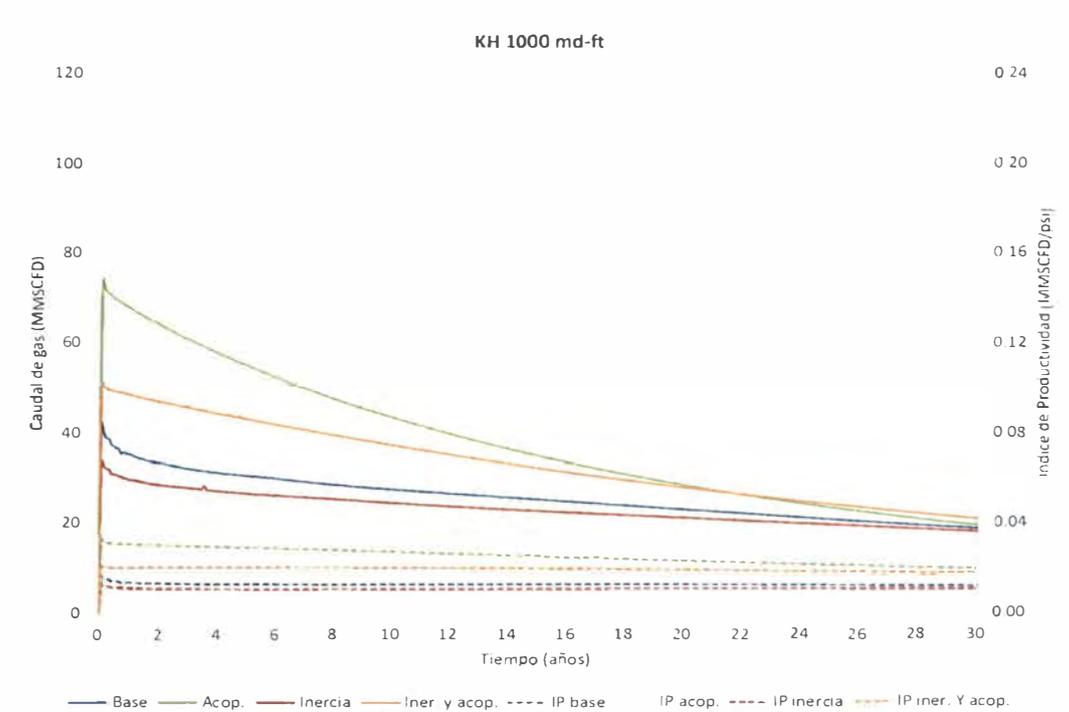


Figura 36. Perfil de producción e índice de productividad kh=1000 md-ft.

La primera conclusión que se tiene para el análisis para los distintos valores de capacidad de flujo, kh, es que los efectos de acoplamiento y de inercia se hacen más pronunciados a medida que se baja el kh. Para el caso de la capacidad de flujo de 10000 md-ft el efecto de inercia tiene una mejora de 24% en el tiempo de plateau, y el efecto de acoplamiento tiene una reducción de 37% en tiempo de plateau. Cuando se analiza el caso de 5000 md-ft, ambos efectos generan cambios en el plateau de hasta 100 %, ya sea positiva o negativamente.

Una segunda conclusión es que el efecto de acoplamiento es más importante en cuanto más bajo sea el kh. Como muestra la figura 36, para valores de kh bajos, la curva resultante de ambos efectos es mejor a la curva de producción del caso base.

4.3 Análisis de sensibilidad al contenido de líquidos

Las figuras 37 a 39 muestran los perfiles de producción correspondientes a 3 casos de contenido de líquidos, con valores de máx. LDO de 2%, 8% y 20%.

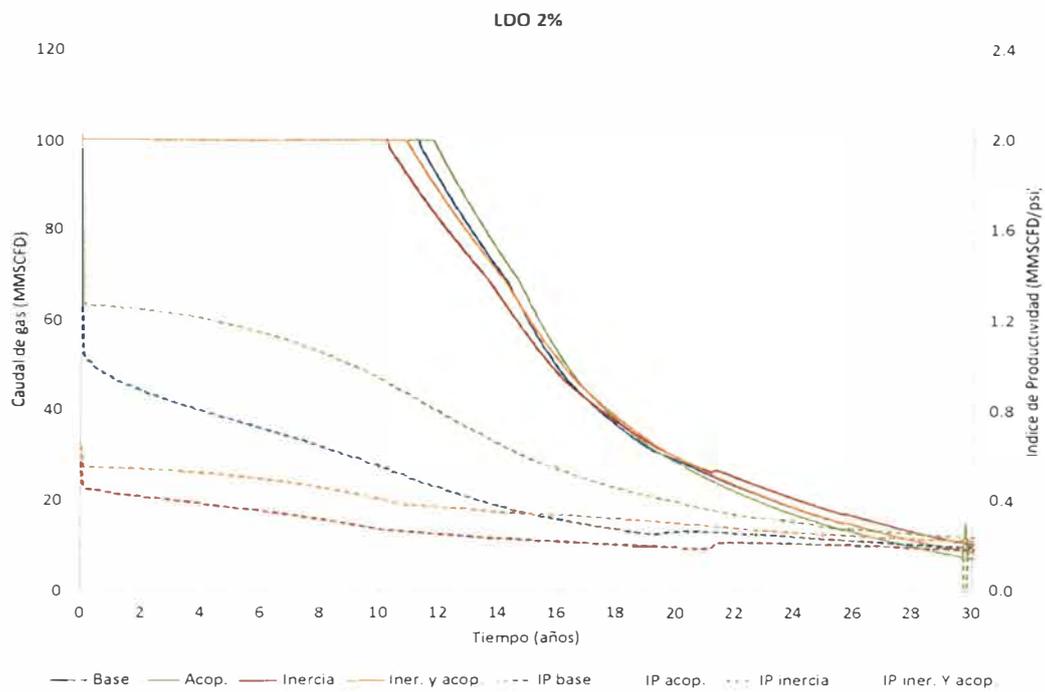


Figura 37. Perfil de producción e índice de productividad – Muestra 1 LDO 2%.

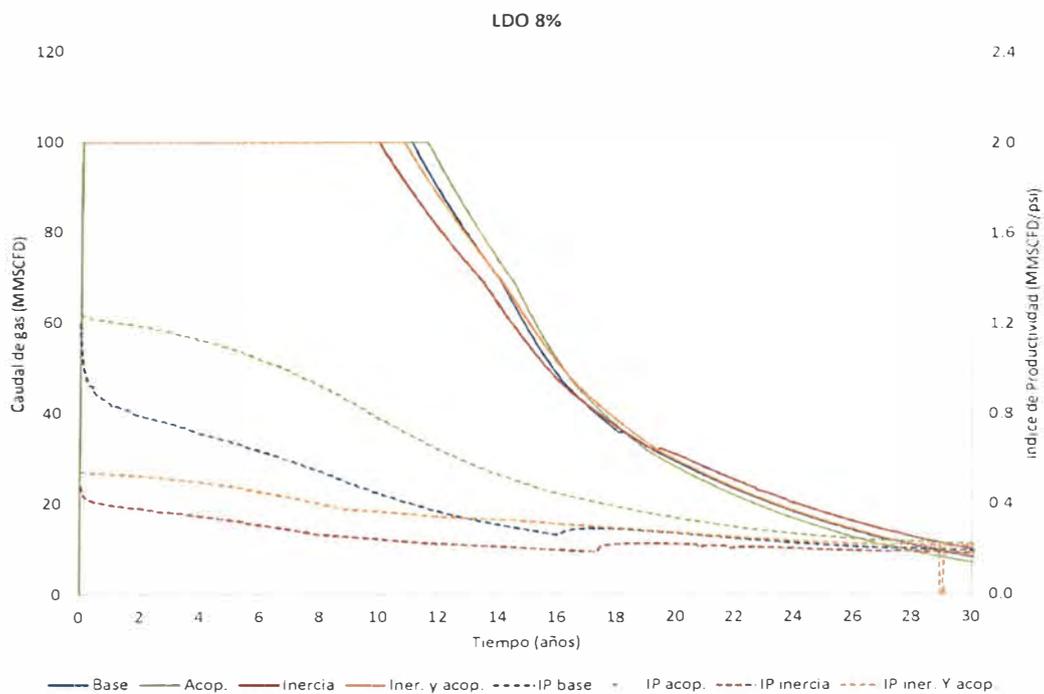


Figura 38. Perfil de producción e índice de productividad – Muestra 3 LDO 8%.

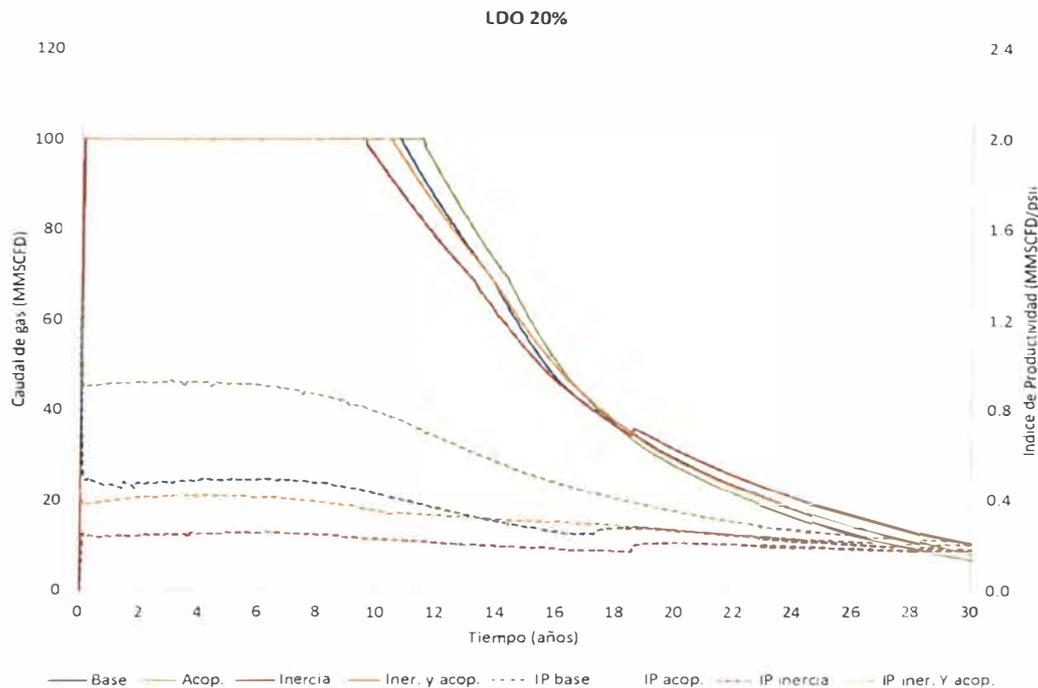


Figura 39. Perfil de producción e índice de productividad – Muestra 4 LDO 20%.

Los perfiles de producción no muestran diferencias significativas, el caso de 20% de LDO solamente disminuye en 4 meses su tiempo de producción en relación al caso de 2% de LDO. Pero no se debe ignorar que la curva resultante de incluir los efectos de acoplamiento e inercia muestra que hay una disminución de alrededor de 30% del índice de productividad para las primeras fechas. Si evaluamos directamente la diferencia de presión fluyente, para la muestra 4 se necesitan 77 psi adicionales de diferencial de presión para alcanzar los 100 MMSCFD. A pesar de todo, esta diferencia de presión sigue siendo manejable. Esto indicaría que la riqueza del fluido, para el rango evaluado, no genera impactos significativos en el tiempo del plateau de producción.

4.4 Análisis de sensibilidad al caudal de producción

Para este análisis se tomó el caso base y añadió dos escenarios de producción a caudales de 40 MMSCFD y 70 MMSCFD. Las figuras 40 a 42 muestran los resultados obtenidos.

No se observa cambios importantes en los tiempos de plateau. En el análisis de los índices de productividad se puede notar, sin embargo, que efecto de inercia disminuye cuando se baja el caudal, de acuerdo a lo esperado. El índice de productividad resultante de activar los dos efectos pasa de 0.5 a 0.8 MMSCFD/psi por pasar de una producción de 100 MMSCFD a 40 MMSCFD. Esto representa una diferencia de 182 psi en la presión fluyente de fondo para los primeros meses de producción.

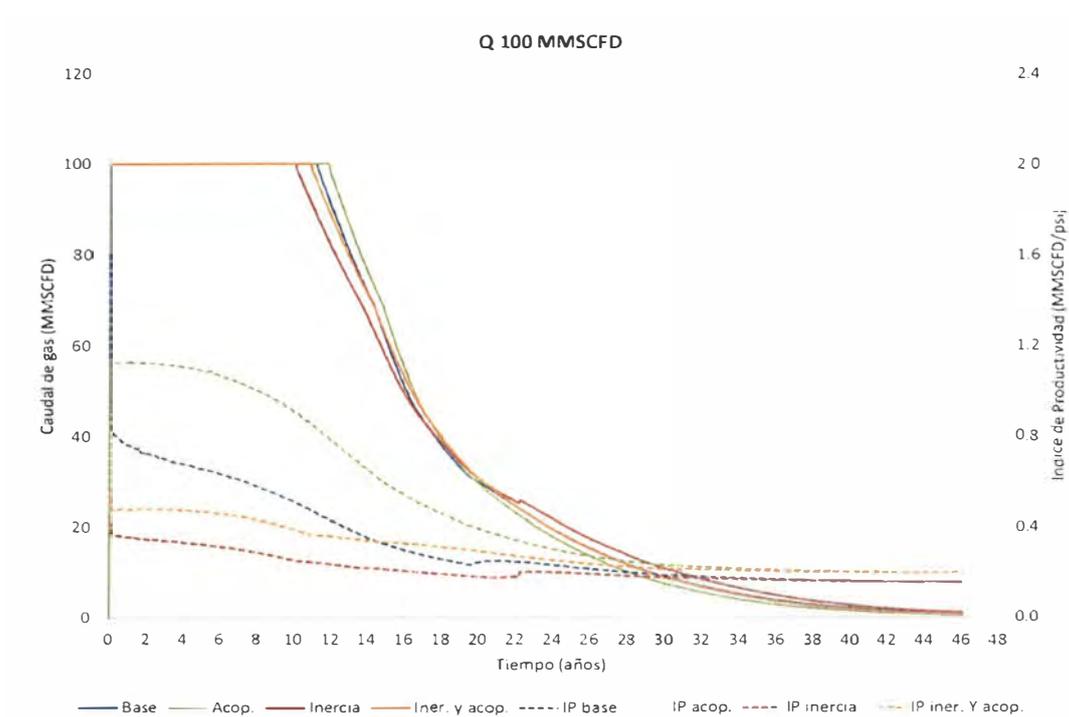


Figura 40. Perfil de producción e índice de productividad – Q=100 MMSCFD.

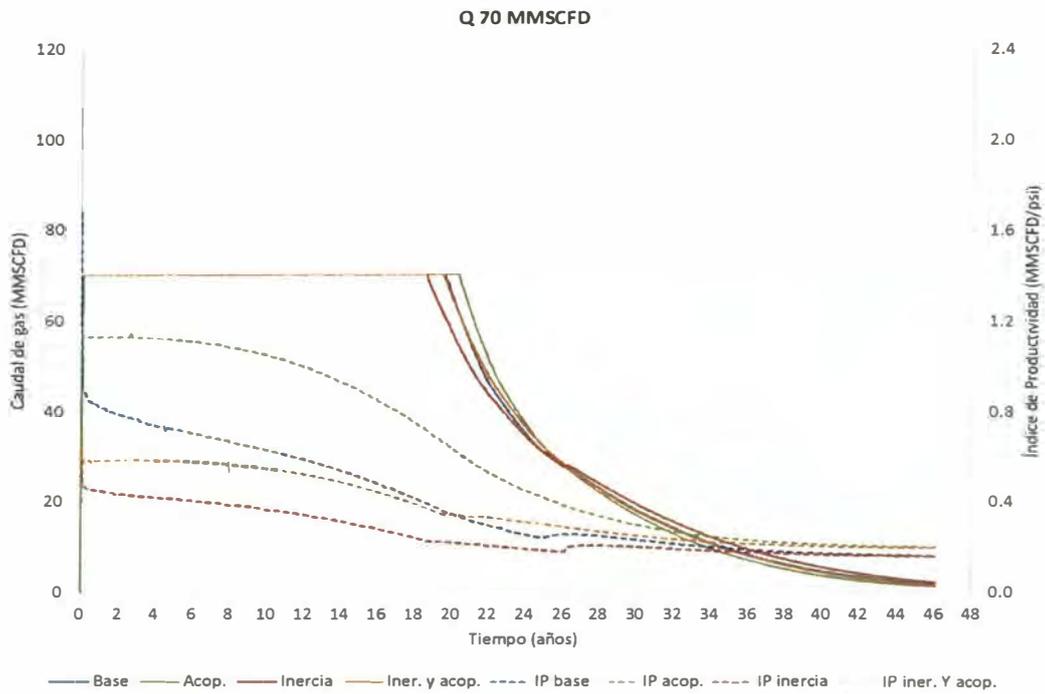


Figura 41. Perfil de producción e índice de productividad – Q=70 MMSCFD.

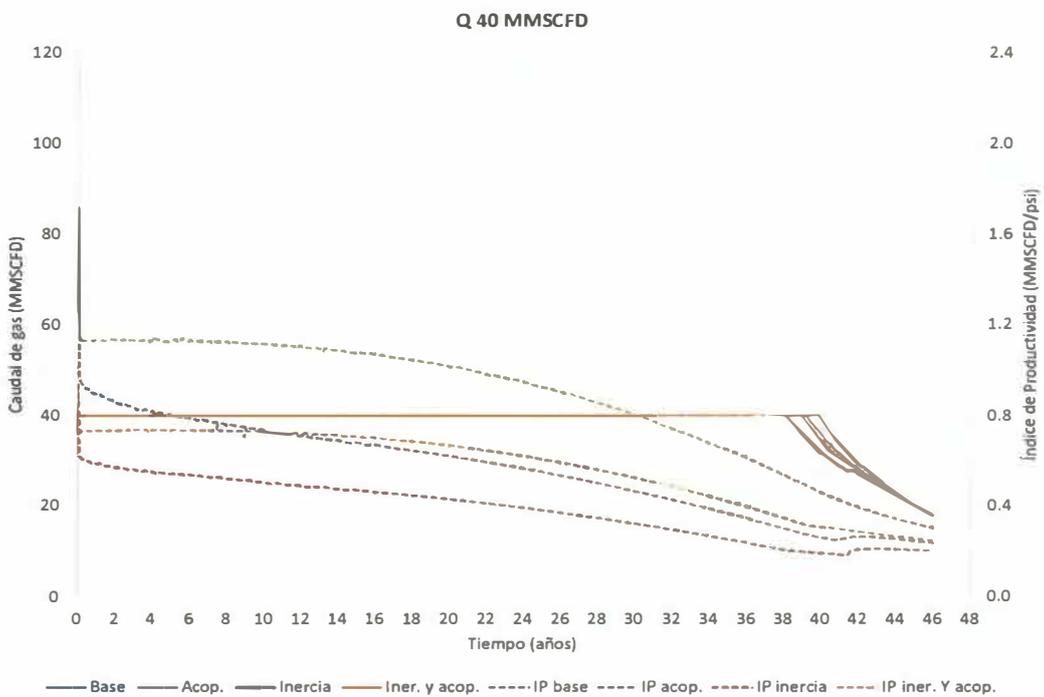


Figura 42. Perfil de producción e índice de productividad – Q=40 MMSCFD.

De los análisis de sensibilidad realizados hasta este punto se puede concluir que la variable que más impacta en la magnitud de los efectos de inercia y de acoplamiento es la capacidad de flujo. Para los primeros meses de producción el caudal de producción también genera un cambio importante en la presión fluyente de fondo.

Para casi todos los casos analizados el efecto de inercia genera una disminución de las presiones fluyentes de mayor magnitud a la ganancia que se obtiene por el efecto de acoplamiento. Solamente para periodos avanzados de producción cobra importancia el efecto de acoplamiento. Esto tiene sentido, pues en los inicios de producción no se tiene una saturación de condensado elevada y por lo tanto no se manifestará una mejora significativa por este efecto.

En base a estos resultados se ha analizado el rango de capacidades de flujo de los pozos en los yacimientos de la Cuenca Ucayali. Se busca en especial los pozos que tienen una capacidad de flujo por debajo de los 5000 md-ft.

De los 25 pozos analizados, solamente dos de ellos tuvieron en algún momento de su vida productiva un valor de kh por debajo de los 5000 md-ft. Esto es debido a que estos pozos se encontraban completados parcialmente, es decir, no todas las formaciones en producción habían sido punzadas.

El caso 2 muestra en análisis de uno de estos pozos, durante el tiempo de menor capacidad de flujo.

4.5 Análisis del Caso 2

El Caso 2 tiene una capacidad de flujo total de 3380 md-ft, con una permeabilidad promedio de 16 md y un espesor equivalente de 211 ft. Se consideró un caudal de 50 MMSCFD, que representa las condiciones de producción a las que estuvo sometido el pozo. La figura 43 muestra el perfil de producción resultado de la simulación numérica.

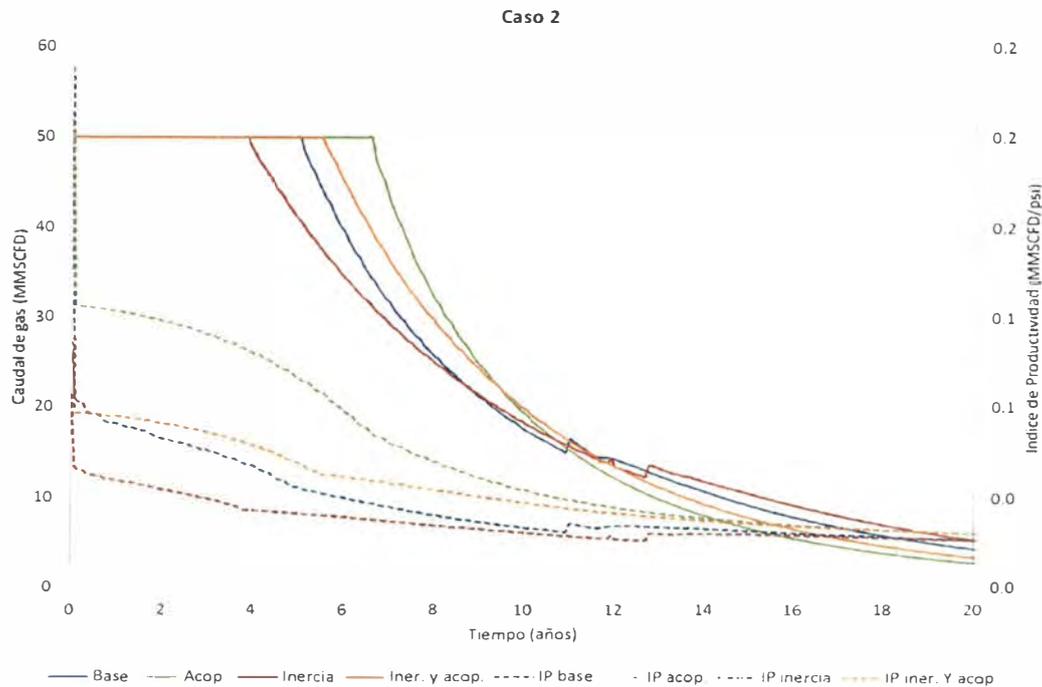


Figura 43. Perfil de producción e índice de productividad – Caso 2.

Para este caso se tiene que el efecto acoplamiento es más importante que el de inercia y se podría tener bloqueo por condensado significativo. Los resultados están de acuerdo con lo evaluado en el análisis de sensibilidad: el efecto de acoplamiento mejora cuando el kh disminuye y el efecto de inercia es bajo debido a que los caudales de producción son menores. Ambos efectos muestran variaciones considerables en el perfil de producción. El periodo de tiempo en el que el pozo se encontró sometido a estas condiciones fue menor a 3 años y aunque el pozo no hubiera tenido disminuciones importantes de productividad por efecto del banco de condensado, su productividad aun sería baja, haciendo necesario que se pongan en producción las demás formaciones.

4.6 Análisis Económico

El análisis económico de este estudio tiene como objetivo cuantificar el impacto económico de los fenómenos de acoplamiento e inercia en relación a un caso base. Este análisis se hará sobre el Caso 1, descrito en la sección 4.1.

Para el análisis económico del caso base se tomaron las siguientes consideraciones.

Precio de gas:	4 USD/MMBTU
Precio de petróleo:	90 USD/BL
Regalías:	40%
Costo operativo:	800 USD / MMSCF
Impuestos:	30%
Tasa de descuento:	12%

La tabla 7 muestra los resultados de este análisis para el caso base. La figura 44 muestra el flujo de caja para el mismo caso mencionado.

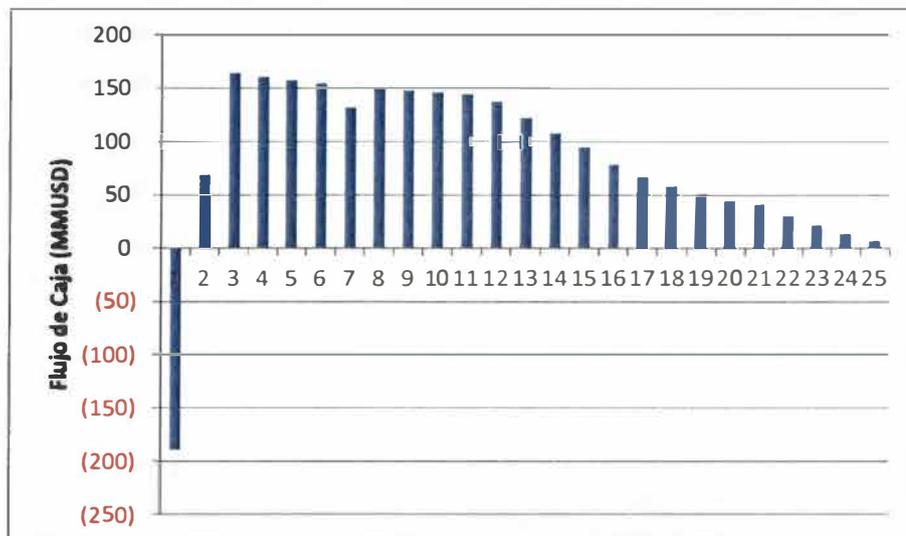


Figura 44. Flujo de caja – Caso 1 Base.

Tabla 7

Análisis Económico

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Producción																										
Producción de gas (MMSCFD)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	96	86	76	67	56	47	41	35	31	29	26	23	21	18	
Producción de NGL (Bls/d)	9411	9051	8735	8460	8193	7951	7729	7524	7338	7175	7025	6657	5864	5190	4521	3790	3211	2798	2460	2193	2027	1855	1686	1521	1370	
RENTAS (MMUSD)	433	422	413	405	397	390	384	378	372	368	363	347	307	272	237	199	168	146	128	114	104	95	86	77	69	
Rentas de gas	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	152	136	120	105	88	74	64	56	50	45	41	37	33	29	
Rentas de líquidos	274	264	255	247	239	232	225	219	214	209	205	194	171	151	132	111	94	82	72	64	59	54	49	44	40	
COMMEX	(157)	(152)	(149)	(146)	(143)	(140)	(137)	(134)	(132)	(130)	(128)	(122)	(107)	(95)	(83)	(70)	(59)	(51)	(45)	(40)	(37)	(44)	(49)	(52)	(54)	
Regalías de gas	(33)	(33)	(34)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(34)	(30)	(27)	(24)	(20)	(17)	(14)	(13)	(11)	(10)	(19)	(27)	(32)	(36)	
Regalías de petróleo	(124)	(119)	(115)	(111)	(108)	(104)	(102)	(99)	(96)	(94)	(92)	(87)	(77)	(68)	(59)	(50)	(42)	(37)	(32)	(29)	(27)	(24)	(22)	(20)	(18)	
NPEX	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)	(28)	(25)	(22)	(19)	(16)	(14)	(12)	(10)	(9)	(8)	(8)	(7)	(6)	(5)	
Ingresos antes de impuestos	247	241	235	230	225	221	218	214	211	209	206	197	174	155	135	113	95	83	73	64	59	44	30	19	10	
Impuestos	(74)	(72)	(71)	(69)	(68)	(66)	(65)	(64)	(63)	(63)	(62)	(59)	(52)	(46)	(40)	(34)	(29)	(25)	(22)	(19)	(18)	(13)	(9)	(6)	(3)	
Ingresos netos	173	169	165	161	158	155	152	150	148	146	144	138	122	108	94	79	67	58	51	45	42	31	21	13	7	
APEX	(362)	(100)	0	0	0	0	(20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FLUJO DE CAJA	(189)	69	165	161	158	155	132	150	148	146	144	138	122	108	94	79	67	58	51	45	42	31	21	13	7	
IPV ACUMULADO	(169)	(114)	3	105	195	273	333	393	447	494	535	571	599	621	638	651	661	668	674	679	683	685	687	688	688	

La tabla 8 muestra el NPV acumulado para los 4 escenarios evaluados. Los mismos resultados se muestran en la figura 45.

Tabla 8. NPV Acumulado

Año	Base	Acoplamiento	Inercia	Inercia- Acop.
1	(169,1)	(168,3)	(168,8)	(168,3)
2	(114,4)	(113,0)	(114,0)	(112,6)
3	2,8	5,2	3,2	5,6
4	105,1	108,6	105,6	109,0
5	194,5	199,3	195,0	200,0
6	273,0	278,8	263,3	280,0
7	332,9	349,1	332,1	341,2
8	393,5	403,0	392,7	403,0
9	446,8	457,6	446,0	457,6
10	493,9	505,8	493,1	505,8
11	535,4	548,4	532,6	548,4
12	570,8	586,0	564,4	583,6
13	598,8	616,8	589,8	611,8
14	620,9	640,9	610,2	634,2
15	638,1	659,9	626,1	651,9
16	651,0	674,2	638,4	665,5
17	660,8	684,8	648,0	675,9
18	668,3	692,9	655,6	684,0
19	674,2	699,2	661,7	690,4
20	678,9	704,0	666,5	695,4
21	682,8	707,9	670,4	699,4
22	685,3	710,3	673,0	702,0
23	686,9	711,9	674,6	703,6
24	687,7	712,7	675,6	704,5
25	688,2	713,1	676,0	705,0

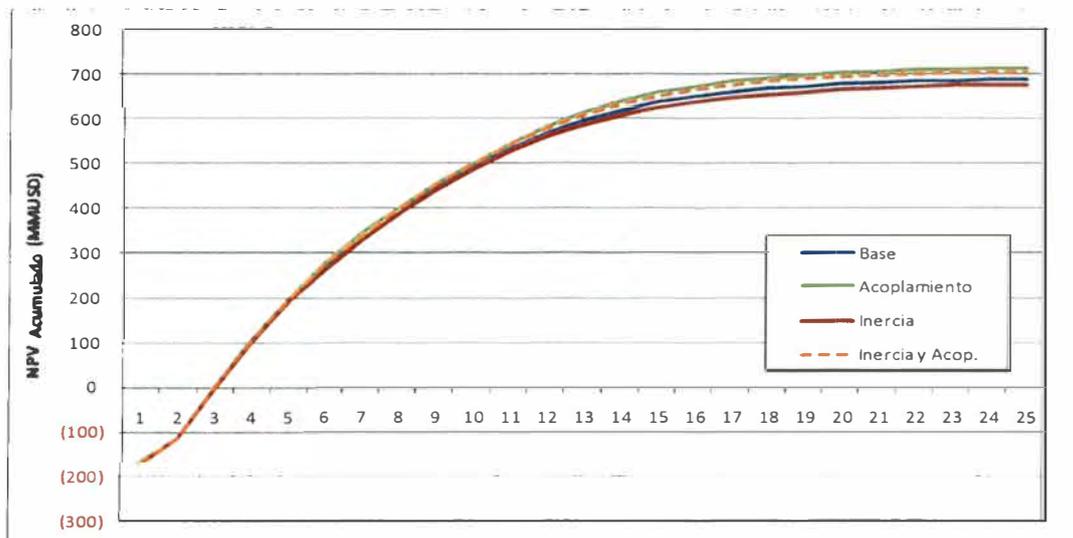


Figura 45. NPV acumulado .

Como se puede apreciar en la tabla 8 los NPV totales obtenidos para los escenarios evaluados son los siguientes

NPV (@12%) Base	688 MMUSD
NPV (@12%) Acoplamiento	713 MMUSD
NPV (@12%) Inercia	676 MMUSD
NPV (@12%) Inerc. Y Acop.	705 MMUSD

Es decir, el fenómeno de acoplamiento podría representar una mejora en el NPV de 25 MMUSD y el fenómeno de inercia una disminución del NPV de 12 MMUSD. Si ambos efectos se toman en consideración se tiene una mejora del NPV de 17 MMUSD.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha desarrollado un modelo numérico composicional, de grillado radial que permite modelar adecuadamente la formación del banco de condensado.
- El banco de condensado se desarrolla en los primeros 100 de la vecindad del pozo y se manifiesta desde el primer día de producción.
- La saturación de condensado alcanzada en la cercanía del pozo supera la saturación crítica, indicando que hay flujo de condensado en el medio poroso.
- La aproximación recomendada para el modelamiento de condensado, la cual consiste en evaluar un caso optimista y otro pesimista del comportamiento de la permeabilidad relativa al gas es válida, pues no se tiene un gran cambio en el plateau de producción debido al efecto de acoplamiento, por lo que no se justifica realizar ensayos especializados.
- El índice de productividad no es un buen indicador para evaluar el impacto del bloqueo por condensado para los pozos con alta productividad, porque sobredimensiona los cambios de productividad. Es más adecuado usar el tiempo de producción en plateau para evaluar el impacto de los efectos de acoplamiento e inercia en la producción.
- Usando el criterio de reducción del tiempo de plateau, se tiene que la formación del banco de condensado, tomando en cuenta los efectos de inercia y acoplamiento, produce una reducción no significativa, menor al 10%, cuando la capacidad de flujo es mayor a 10000 md-ft. El 92% de los pozos del sur de la Cuenca Ucayali tienen un valor de capacidad de flujo mayor a 10000 md-ft.

- La capacidad de flujo es la variable que mayor impacto causa en la magnitud del efecto positivo de acoplamiento y el efecto negativo de inercia. Se debe prestar especial atención a los pozos que tengan un kh menor a 5000 md-ft.
- El cambio en el contenido de líquidos no genera una disminución importante en el tiempo del plateau de producción.
- Se observa una reducción de la caída de presión por el fenómeno de inercia cuando se reduce el caudal. Para los primeros años se tiene una pérdida reducción de hasta 180 psi por pasar a producir de caudales de 100 MMSCFD a caudales de 50 MMSCFD. Para las condiciones de producción de campo actuales esta reducción puede ser manejada y no representa una reducción significativa del tiempo de plateau.
- Se recomienda utilizar un refinado local en los pozos, o incluir las funciones de pseudopresión para modelar el cambio de capacidad de flujo producido por la depositación del banco de condesado.
- Se recomienda incluir el modelamiento del efecto de inercia en los modelos de yacimientos completo. Si no se toma en cuenta, se tiende a sobreestimar los tiempos de plateau de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2001). **Reservoir Engineering Handbook. Segunda edición.**
Boston y otros: Gulf Professional Publishing.
- Al-Shaidi, S.M. (1997). **Modelling of gas condensate flow in reservoir at near wellbore conditions.** Tesis de Doctorado. Heriot-Watt University.
- Bang, V. *et al.* (2010). **A new solution to restores productivity of gas wells with condensate and water blocks.** Artículo SPE 116711.
- Botteon, A. y Monico, C. (2010). **Numerical modelling of a well test affected by consate banking and comparison with analytical interpretation.** Artículo SPE 130479.
- Crotti, M.A., *et al.* (2010). **Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas.** Artículo presentado en el Congreso de Producción del Bicentenario de Argentina.
- Fetkovich, M.J. (1973). **The isochronal testing of oil wells.** Artículo SPE 4529.
- Fevang, P. y Whitson, C. (1995). **Modeling gas condensate well deliverability.** Artículo SPE 30714.
- Firoozabadi, A. (1979). **An analysis of high velocity gas flow through porous media.** Gas Reservoir Engineering, SPE Reprint Series N.52. Texas: SPE Publications.
- Geertsma, J. (1974). **Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media.**

- Gondouin, M. (1967). **An attempt to predict the time dependence of well deliverability in gas condensate fields.** Artículo SPE 1478.
- Gringarten, A.C. *et al.* (2006). **Well Test Analysis in Lean Gas Condensate Reservoirs: Theory and Practice.** Artículo SPE 100993.
- Houzé, O. *et al.* (2008). **Dynamic Flow Analysis.** [Version electrónica]. Kappa.
- Jamiolahmady, M. (2003). **Variations of gas-condensate relative permeability with production rate at near wellbore conditions: a general correlation.** Artículo SPE 83960.
- Jamiolahmady, M. *et al* (2010). **Gas condensate relative permeability of a low permeability core: Coupling vs. Inertia.** Artículo SPE 120088.
- Jones, S.C. (1987). **Using the inertial coefficient, b , to characterize heterogeneity in reservoir rock.** Artículo SPE 16949.
- Mott, R. (1999). **Calculating well deliverability in gas condensate reservoirs.** Artículo presentado en el 10mo Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo. Reino Unido.
- Mott, R. *et al.* (2000). **Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability.** Artículo SPE 62932.
- Narayanaswamy, G. *et al* (1998). **Effect of heterogeneity on the non-Darcy flow coefficient.** Artículo SPE 39979.
- Narayanaswamy, G. *et al* (1999). **Predicting gas condensate well productivity using capillary number and non-Darcy effects.** Artículo SPE 49266.

Pope, G. *et al* (2000). **Modeling relative permeability effects in gas-condensate reservoirs with a new trapping model.** Artículo SPE 62497.

Pope, G. *et al* (2006). **Revisión de los yacimientos de gas condensado.** Artículo de *Oil Field Review*.

Shi, C. (2009). **Flow behavior of gas-condensate wells.** Tesis de Doctorado. Stanford University.

Wattemberg, R.A. *et al.* (1968). **Gas well testing with turbulence, damage and wellbore storage.**

Wheaton, R.J. *et al.* (2000). **Condensate banking dynamics in gas condensate fields: Compositional changes and condensate accumulation around production wells.** Artículo SPE 62930.

Whitson, C. *et al* (1999). **Gas condensate relative permeability for well calculations.** Artículo SPE 56476.

Whitson, C. (2013). **E- notes.** [Versión electrónica]. Apunte de clase de la Universidad Noruega de Ciencias.