

Fenómenos que afectan el Flujo de Fluidos en Yacimientos de Gas Condensado en la Región Cercana al Pozo

Mario Alexander Pérez Urriago. Ing. de Petróleos. USCO.

Nelson Alberto Marín Losada. Ing. de Petróleos. USCO.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona. Ing. de Petróleos. Msc. Profesor Titular. Director Tesis*. USCO.

Resumen

La descripción de los fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo resulta trascendental para el desarrollo de este tipo de yacimientos.

Los yacimientos de gas condensado se caracterizan por presentar un comportamiento retrógrado, que ocurre cuando la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión de rocío. Proceso que origina la formación de líquido, denominado bancos de condensado, en la cercanía del pozo, causando una disminución en la permeabilidad relativa al gas, y por consiguiente, una severa disminución en la productividad del yacimiento.

En la formación de estos bancos de condensado se ven implicados una serie de fenómenos que afectan negativa y positivamente el proceso de flujo de fluidos en la región cercana a la cara del pozo. Estos fenómenos son en su orden de importancia: Alto número capilar, Bajas IFTS (tensiones interfaciales), Flujo No-Darcy, Efectos composicionales, Vaporización del agua, y desequilibrio en la transferencia de masa.

Como resultado final de la investigación en el marco del convenio Universidad Surcolombiana, ECOPEPETROL S.A.-ICP, se presenta la explicación de dichos fenómenos, haciendo énfasis en la manera como se afectan las variables que gobiernan el flujo de fluidos y describiendo la forma como pueden ser modelados.

Adicionalmente se hace una revisión de la literatura existente sobre el tema, recopilando la información más importante suministrada por diversos autores e investigadores.

* Tesis forma parte de los trabajos efectuados por el Grupo de Investigación Comportamiento de Fases en marco del Desarrollo del convenio de Cooperación Tecnológica No. 009 suscrito entre el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, y la Universidad Surcolombiana, USCO. Dirigido por Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho, Ing. (USCO) y Alvaro Prada Velasquez, Ing. (ECOPEPETROL-ICP).

Introducción

En los últimos años, el descubrimiento de yacimientos de gas condensado ha sido frecuente, éstos se encuentran en su mayoría a grandes profundidades, y a altas condiciones de presión y temperatura. Es así, que en yacimientos de este tipo, generalmente su presión se encuentra por encima o muy cerca a la presión de rocío, donde únicamente existe una fase. Sin embargo, cuando la producción se inicia, se presenta una caída de presión isotérmica en donde la presión de fondo fluyente (P_{wf}) cae por debajo del punto de rocío del fluido formándose entonces una fase líquida.

Esta condensación resulta en la formación de una fase líquida alrededor de la cara del pozo, trayendo consigo una disminución en la permeabilidad relativa

al gas, además de hacer parte del condensado irrecuperable que se forma en el yacimiento.

Este artículo está basado en la revisión bibliográfica de la tesis anteriormente mencionada, la cual se desarrolló de artículos de la librería SPE (Society of Petroleum Engineers) y textos relacionados con yacimientos de gas condensado, la cual presenta un entendimiento básico del comportamiento de fases y de flujo, aspectos claves en el desarrollo y en la exactitud de cálculos de ingeniería para yacimientos de este tipo, comprendiendo una serie de fenómenos especiales que afectan directamente la permeabilidad relativa al gas; parámetro mediante el cual la productividad del pozo puede ser evaluada.

Generalidades

Yacimientos de gas condensado

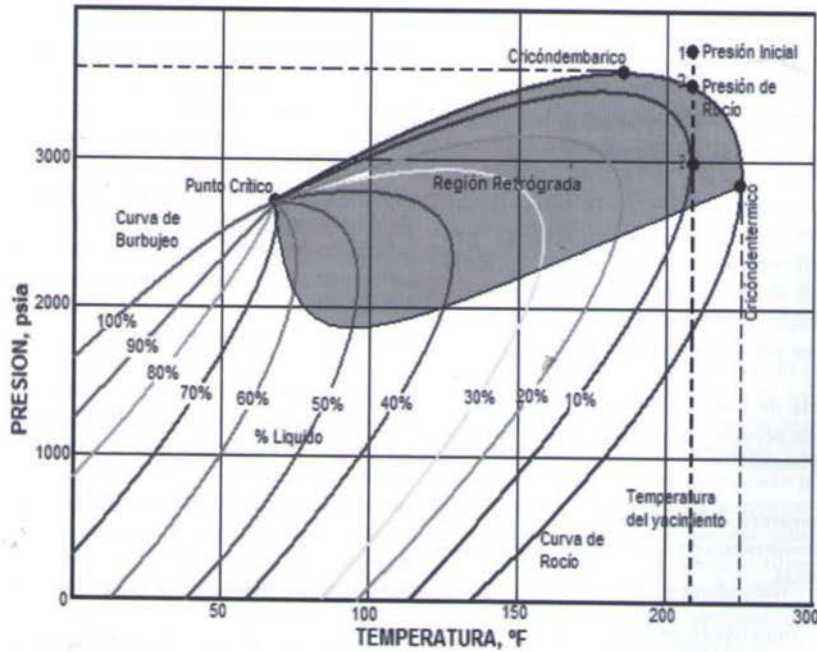


Figura 1. Diagrama de fases para un gas condensado (Fuente: Katz, D.L. Handbook of natural gas engineering, McGrawHill Book Co. New York. 1959).

Fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo

La Figura 1¹, corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda del cricondenbárico y las líneas de calidad se desplazan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido:

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

Algunas características importantes de los fluidos gas condensado son las siguientes:

- En la composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado predomina el metano (> 60%), como en el caso de los yacimientos de gas pobre y rico, aunque la cantidad de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor.
- La mezcla de hidrocarburos en condiciones iniciales de presión y temperatura, se encuentra en fase gaseosa.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas de 200 a 300 °F y presiones entre 3000 a 7000 Psia en el yacimiento.

- En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura, y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las siguientes características: relación gas-condensado, RGC, entre 3500-70000 PCS/BS; gravedad API del condensado entre 45-60; color del condensado, incoloro; y entre más rico en componentes pesados (C_5^+) sea, menor es su relación gas-condensado y su gravedad API.

Presión de rocío retrógrada. La importancia del conocimiento de la presión de rocío, reside en que a presiones por debajo de ésta, empieza a ocurrir una condensación retrógrada en el yacimiento. Los factores que afectan en mayor grado a la presión de rocío son la temperatura del yacimiento y la composición de la mezcla, que se pueden caracterizar a través de la relación gas-condensado, RGC, y de la gravedad API del condensado.

Condensación y vaporización retrógrada. Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de puntos de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales de los poros más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente alcanzan la saturación crítica de líquido (S_w). El proceso continúa hasta alcanzar un valor de presión determinado en el que el fluido comienza a vaporizarse adquiriendo nuevamente un estado gaseoso.

Esta revaporización produce una disminución de la relación gas-condensado, RGC, y origina un incremento en la gravedad específica de gas condensado producido. Sin embargo, el condensado retrógrado, no se evapora totalmente, aunque se tengan bajas presiones de agotamiento. Esto se debe a que sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío).

Fenómenos que afectan el Flujo de Fluidos en la Región cercana al Pozo. Alto número capilar. El número capilar se define como un número adimensional que

relaciona las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares que gobiernan el flujo de fluidos en la región cercana a la cara del pozo y que además se utiliza para determinar el régimen de flujo de los fluidos presentes dentro del yacimiento. Como primer fenómeno a estudiar se encuentra el generado por el alto número capilar, el cual afecta de manera positiva el comportamiento del flujo de gas condensado en la región cercana al pozo, ya que cuando se tienen altos valores de este número adimensional la permeabilidad relativa al gas, K_{rg} , se incrementa permitiendo su preferencia en el flujo.

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}}$$

Las fuerzas viscosas que están directamente relacionadas con la rata de flujo y la viscosidad, y las fuerzas capilares influenciadas principalmente por la tensión interfacial (IFT) son las principales variables del número capilar. Para que se tenga un alto número capilar en el proceso es necesario que las fuerzas viscosas predominen. Por lo anterior se puede deducir que si se tiene el control de variables como la rata de flujo, la viscosidad de los fluidos y la tensión interfacial (IFT) se pueden manipular de tal forma que se obtenga un alto número capilar y por consiguiente mejorar la miscibilidad del gas y condensado favoreciendo el flujo.

Según Haniff y Alf², el número capilar, juega un papel importante en el control de la saturación residual; un valor crítico de ésta puede ser identificado, al cual la saturación rápidamente se aproxima a cero. Esto se debe a los efectos de la tensión interfacial (IFT) sobre dicho parámetro adimensional. La inclusión de los efectos de alto número capilar nos lleva a un incremento significativo en la presión de fondo fluyente, y por lo tanto, la productividad del pozo es incrementada.

Efecto de bajas tensiones interfaciales (IFT). La tensión interfacial (IFT) es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad. A su vez, es una medida indirecta de la solubilidad.

En la medida en que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la

miscibilidad, cuando existe un líquido y su vapor, la tensión interfacial se reconoce como tensión superficial y a medida que el sistema se acerca al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero.

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

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

En junio de 1994, Henderson et al³, fueron los primeros en reportar que la permeabilidad relativa al gas, podrá aumentarse con un incremento en la velocidad causada por una reducción en la tensión interfacial⁴ utilizando fluidos condensados en muestras de corazonamiento, ó generando curvas de permeabilidad relativa a estado estable. Este efecto positivo, fue atribuido al acoplamiento del flujo de dos fases (gas y condensado) y se definió como el efecto positivo acoplado (**positive coupling effect**).

Efectos inerciales (flujo no darcy). El flujo no Darcy incrementa la caída de presión necesaria para establecer la proporción del caudal de gas en el pozo, disminuyendo así la productividad. Este incremento en la caída de presión es ocasionado por la caída y elevación de líquido la cual ocurre en pozos de gas condensado. La caída de presión adicional causada por el flujo no Darcy de dos fases, tiene un dramático efecto sobre la presión de fondo (BHP) necesaria para mantener los caudales de producción, especialmente en sistemas de gas condensado (altos caudales).

Debido a que las altas velocidades podrán ocurrir en la región cercana al pozo, se presenta también un

Fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo

efecto negativo de inercia sobre el flujo, el cual reduce significativamente la permeabilidad relativa al gas con un incremento en la velocidad. Es allí, donde es considerado posiblemente que la combinación de los efectos inerciales y altas tensiones interfaciales (IFT) en la región cercana al pozo, pueden cancelar el beneficio del acoplamiento positivo (originado por las bajas tensiones interfaciales), resultando entonces, una reducción en la permeabilidad relativa.

Los efectos de flujo no Darcy son mucho más pronunciados en pozos de gas que en pozos de petróleo, porque altas velocidades de flujo de gas, resultan de la baja viscosidad del gas y de las altas caídas de presión de fondo presentes en estos pozos.

Efectos composicionales. A condiciones iniciales de presión y temperatura, los hidrocarburos en un yacimiento de gas condensado existen en una simple y homogénea fase gas. Sin embargo, alguna condensación de éstos a fase líquida usualmente ocurre en el yacimiento cuando la presión declina, incidiendo directamente en la distribución, originando entonces un continuo cambio en la composición del gas producido.

Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión del punto de rocío, pero la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , de los pozos está por debajo de la presión de rocío, un "anillo" o banco de líquido alrededor del pozo se forma.

Debido al gran volumen de gas que pasa a través de una región relativamente pequeña de baja presión alrededor del pozo, la saturación de condensado puede aumentar rápidamente y exceder la saturación crítica (S_{cc}) requerida para el flujo de dos fases.

A la vez, que la presión de fondo fluyendo cae por debajo de la presión de rocío, ocurren cambios en dicha saturación del fluido y en la composición del mismo. Por tal motivo, al existir cambios composicionales, éstos van incidir directamente en la formación de líquido alrededor de la cara del pozo, ocasionando una disminución en la permeabilidad relativa al gas, incidiendo directamente en la productividad.

A medida que la presión promedio del yacimiento continúe declinando, todo el yacimiento caerá por

debajo del punto de presión de rocío. Esto conllevará a una saturación líquida de hidrocarburos emergiendo del yacimiento. Dependiendo de la cantidad de condensación líquida y de saturación crítica líquida, podría o no darse el flujo de dos fases en el todos los puntos del yacimiento.

Por encima de la presión del punto de rocío la productividad es controlada por el espesor, la permeabilidad del yacimiento, y por la viscosidad del gas. Por debajo de la presión del punto de rocío el grado de reducción de la productividad podría ser controlado por la saturación crítica de condensado (S_{cc}) y la forma de las curvas de permeabilidad relativa de gas y condensado.

Un modelo simple de agotamiento en la región cercana al pozo, consistente en tres regiones de flujo, propuesto por Fevang and Whitson.⁴ Sin embargo, Economides and Fussel⁵, afirmaron que puede también existir una región 4 en la vecindad del pozo, donde bajas tensiones interfaciales (IFT) a altos caudales, producen una disminución en la saturación de líquido y un incremento en la permeabilidad relativa al gas.

De acuerdo al modelo simple de agotamiento, una región 1, cercana al pozo, en donde la saturación de líquido alcanza su valor crítico, y se presenta un flujo de dos fases con una composición constante (el condensado depositado cuando la presión cae es igual al que fluye hacia el pozo). Una región 2, o intermedia presenta rápido incremento en la saturación de líquido y por lo tanto, una correspondiente disminución en la permeabilidad relativa al gas. El líquido en esta región, es menor que la saturación crítica de condensado y por lo tanto permanece inmóvil. Por último, una región 3, lejana al pozo, presenta la saturación inicial de gas.

Vaporización de agua. En yacimientos productores de gas, la vaporización ocurre como resultado del incremento en el contenido molar de agua cuando la presión declina alrededor de la cara del pozo. Así mismo, la vaporización de agua inicialmente incrementa la permeabilidad efectiva al gas incrementando el área disponible para el flujo. Este incremento en la permeabilidad efectiva al gas debido a la vaporización de agua, ha sido reportado para el caso de bloqueo de agua.

En general, dicha vaporización básicamente ocurre al existir una disminución en la presión del yacimiento, donde la solubilidad de agua en la fase gas se incrementa con una disminución en la presión.

El gradiente de presión aplicado a la formación, produce un sostenido incremento de agua contenida en la fase hidrocarburos cercanos al pozo, esto conduce a una caída significativa en la saturación de agua alrededor de la cara del pozo, incrementando entonces la productividad.

Robert Mott⁶, afirma que algunas simulaciones simples, han indicado que toda el agua encontrada a pocos pies del pozo puede ser removida debido a la vaporización, y a su vez, la productividad del pozo podrá ser incrementada alrededor de un 30%.

Efectos de desequilibrio en la transferencia de masa.

En simulación de yacimientos, se asume un equilibrio termodinámico instantáneo entre los fluidos. En la región cercana al pozo, lugar en donde se presentan altos caudales de flujo, éstos no pueden dar tiempo para que dicho equilibrio termodinámico ocurra. El líquido puede ser transportado en forma de llovizna en la fase gas. Si este fuera el caso, la cantidad de líquido condensado en la región cercana al pozo podría ser baja, según la predicción de simuladores; sin embargo los resultados de dicha simulación pueden llegar a sobreestimar la productividad del pozo. Hoy en día, este fenómeno puede ser modelado con la existencia de los simuladores de yacimientos, junto con la introducción de ecuaciones de estado (EOS).

Por lo tanto, el desequilibrio en el comportamiento de fases, conduce a una reducción en la saturación de condensado en la región cercana al pozo. Esta reducción en la saturación de condensado se incrementa cuando el coeficiente de desequilibrio en la transferencia de masa disminuye. En algunas simulaciones hechas, se encuentra una significativa reducción en la saturación del condensado cercano al pozo, debido a un muy alto número capilar (N_c).

En general, el efecto de desequilibrio en la transferencia de masa sobre el comportamiento de flujo, conduce a una lenta reducción en la

productividad del pozo, debido a que la formación de condensado se reduce en la región cercana a este.

Conclusiones

Según el estado del arte llevado a cabo, las conclusiones más importantes son las siguientes:

- El estudio de todos y cada uno de los fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo, permitió de manera específica identificar como afecta cada uno de estos fenómenos la permeabilidad relativa al gas, y por consiguiente como se ve disminuida la productividad en los pozos.
- La permeabilidad relativa (K_r) se ve incrementada a altos Números Capilares, lo cual predice que este fenómeno la afecta de manera positiva.
- En yacimientos de gas condensado resulta favorable tener bajas tensiones interfaciales.
- El flujo no Darcy incrementa la caída de presión necesaria para establecer la proporción del caudal de gas en el pozo, disminuyendo así la productividad.
- Los cambios composicionales inciden directamente en la formación de líquido alrededor de la cara del pozo, causando una disminución en la permeabilidad relativa al gas, y por consiguiente una caída en la productividad.
- El efecto de Vaporización de agua influye de manera positiva sobre la permeabilidad efectiva al gas, ya que al ocurrir una disminución de presión debido a la producción, el agua acumulada en la cara del pozo puede ser vaporizada, aumentando así el área disponible para el flujo de fluido, incrementando así la productividad en los pozos.
- El desequilibrio en el comportamiento de fases, conduce a una reducción en la saturación de condensado en la región cercana al pozo. Esta reducción en la saturación de condensado se incrementa cuando el coeficiente de desequilibrio en la transferencia de masa disminuye.

Fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado en la región cercana al pozo

- La exactitud en cálculos de ingeniería para sistemas de gas condensado depende de un entendimiento básico del comportamiento de fases y de flujo, así mismo, comprendiendo e interpretando todos y cada uno de los fenómenos especiales que afectan aquellas variables que gobiernan el flujo de fluidos en yacimientos de este tipo.

Recomendaciones

- Utilizar este estado del arte como apoyo teórico para el diseño de metodologías que permitan

modelar el comportamiento del flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado, con el fin de llevar acabo óptimas estrategias de producción y de recobro, que permitan un buen desarrollo de esta clase de yacimientos.

- Profundizar en el estudio de aquellos fenómenos que afectan el flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado especialmente en la influencia de la vaporización de agua, y los efectos de desequilibrio en la transferencia de masa, sobre los cuales la información que se tiene es escasa en la literatura existente.

Referencias Bibliográficas

1. ASAR, H and Handy L.L.; "Influence of interfacial tension on Gas-Oil relative permeability in gas condensate systems" paper SPE 11740, February 1988.
2. BEAR, J.: Dynamics of Fluids in Porous Media, Dover Publications, Inc., New York 1972.
3. CIVAN, F. and Evans, R.D.: "Non-Darcy Flow Coefficients and Relative permeabilities for Gas/Brine Systems," paper SPE21516, 1991. Liu, X., Civan, F., and Evans, R.D.: "Correlation of the Non-Darcy Flow Coefficient," Dec. 1995. Grigg, R.B. and Hwang, M.K.: "High Velocity Gas Flow Effects in Porous Gas-Water System," paper SPE 39978 1998. Narayanaswamy, G., Sharma, M.M., and Pope, G.A.: "Effect of Heterogeneity on the Non-Darcy Flow Coefficient," SPE June 1999. Li, D., Save, R.K., Engler, T.W., and Grigg, R.B.: "Modeling and Simulation of the Wafer Non-Darcy Flow Experiments," paper SPE 68822, 2001.
4. CORNELL, D. and Katz, D.L.: "Flow of Gases through Consolidated Porous Media," Oct. 1953. Tek, M.R., Coats, K.H., and Katz, D.L.: "The Effect of Turbulence on Flow of Natural Gas through Porous Media," JPT July 1962.
5. FEVANG, Ö. and Whitson, C.H. "Modeling gas condensate deliverability", paper SPE 30714, 1995. Porous Media, University of Toronto Press, Toronto (1974).
22. Barak, A.Z.: "Comments on 'High Velocity Flow in Porous Media' by Hassanizadeh and Gray", Transport in Porous Media 1987.
6. FIROOZABADI, A. and Katz, D.L.: "An Analysis of High-Velocity Gas Flow through Porous media," JPT Feb. 1979.
7. G.D.HENDERSON, A.Danesh, H.Tehrani and B.Al-Kharusi, "The Relative significance of Positive Coupling and Inertial Effects on Gas Condensate Relative Permeabilities at High Velocity" paper SPE 62933, October 2000.
8. GEERSMAT, J.: "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow through Porous Media," SPE/Oct. 1974. Al-Rumhy, M. H. and Kalam, M.Z.: "Relationship of Core Scale Heterogeneity

with Non-Darcy Flow Coefficient," paper SPE 25649, 1993.

9. HANIFF, M.S., and Ali, J.K.: "Relative Permeability and Low Tension Fluid Flow in Gas Condensate Systems," paper SPE 20917 presented at the 1990 SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, and 22-26 October.

10. H.R. ZHANG, B.J.A. Bjørkvik, B.J. Moffatt, "Measurement of Flow Properties and Interfacial Tensions for Gas Condensate Systems" paper SPE 59774, 2000.

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

12. LARS Hoier and Curtis H. Whitson, "Compositional Grading theory and practice" Paper SPE 74414.

13. MASOUD Nikravesh, Masoud Soroush; "Theoretical Methodology for Prediction of Gas-Condensate Flow Behavior" paper SPE 36704, October 1996.

14. MILTON-Taylor, D.: "Non-Darcy Gas Flow: From Laboratory Data to Field Prediction", paper SPE 26146, 1993.

15. M. JAMIOLAHMADY, A. Danesh, G. Henderson, and G.D. Tehrani, "Variations of Gas-Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions:

A General Correlation" paper SPE 83960, September 2003.

16. PARRA P. Ricardo, "Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos" Universidad Surcolombiana, Neiva, 2004.

17. P. CERAGIOLI and F. Masserano, "Near Critical Gas Condensate Systems: Effects of IFT on Gravity Drainage" paper SPE 39975, March 1998.

18. RUTH, D. and Ma, H.: "On the Derivation of the Forchheimer Equation by Means of the Average Theorem," 1992 "Physical Explanations of Non-Darcy Effects for fluid Flow in Porous Media," paper SPE 26150 1993.

19. SCHEIDEGEER, A.E.: The Physics of Flow through Porous Media, University of Toronto Press, Toronto (1974). 22. Barak, A.Z.: "Comments on 'High Velocity Flow in Porous Media' by Hassanizadeh and Gray," Transport in Porous Media (1987).

20. WEINAUG C.F. and Katz D.L., "Surface Tensions of Methane propane Mixtures 1943.

21. W. BOOM, K. Wit, A.M. Schulte, S. Oedai, J.P.W. Zeelenberg and J.G. Maas: "Experimental Evidence for Improved Condensate Mobility at Near-wellbore Flow Conditions" paper SPE 30766 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 22-25 October.