

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE DAÑO A LA FORMACION POR
BANCOS DE CONDENSADO YACIMENTOS DE SHALE GAS-CONDENSADO

KAROL VANESSA VALENCIA MACÍAS

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

2016

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE DAÑO A LA FORMACION POR
BANCOS DE CONDENSADO YACIMENTOS DE SHALE GAS-CONDENSADO

KAROL VANESSA VALENCIA MACÍAS

Tesis de grado presentada como requisito para obtener el título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Director

JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES

MSc. Ingeniería de Petróleos

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

2016

DEDICATORIA

En primer lugar agradezco a Dios que es y ha sido mi guía en cada momento de mi vida, él es el principal autor de este sueño que hoy se hace realidad. Diosito una vez más me demuestras que cuando pongo mis planes en tus manos, todo es mejor, que tú haces todo perfecto y siempre me das lo mejor.

A mis padres y mis hermanos por ser mi más grande apoyo, por todo su amor, su comprensión, por ser el mejor ejemplo a seguir, porque este triunfo es de ustedes que son el motor de mi vida, esa fuerza que me impulsa a buscar ser cada día mejor, a pensar y soñar en grande. Los amo inmensamente, son el tesoro más grande que Dios me ha regalado.

AGRADECIMIENTOS

A mi Universidad, la Universidad Industrial de Santander por abrirme sus puertas y brindarme una formación profesional integral.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes guiarme durante este proceso de formación.

Al Ingeniero José Carlos Cárdenas por su guía y apoyo para la realización de este trabajo.

Al grupo de Intervención de pozos de Equion Energía por sus enseñanzas y acompañamiento durante mi práctica profesional.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1.GENERALIDADES	16
1.1 SHALE GAS	16
1.1.1 ¿Qué es un shale?.....	16
1.1.2 Yacimientos de shale gas.....	17
1.1.3 Forma de producción.....	20
1.1.4 Mecanismos de almacenamiento en shale gas.	22
1.1.5 Mecanismos de flujo en shale gas.	23
1.1.6 Comportamiento característico de la producción de shale gas.	25
1.2 GAS CONDENSADO.....	26
1.2.1 Formación de condensado cerca a la fractura.	28
1.2.2 Cambios composicionales.	30
1.3 DAÑO A LA FORMACIÓN	31
1.3.1 Mecanismos de daño a la formación	32
1.3.2 Daño a la formación ocasionado por bancos de condensado.....	33
1.3.3 Fracturamiento hidráulico para minimizar el impacto del daño por bancos de condensado.....	34
1.3.4 Evaluación del daño a la formación.....	35
2.ALTERACIÓN DEL COMPORTAMIENTO Y LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO BAJO CONFINAMIENTO DE PORO.....	36
2.1 EFECTO DEL CONFINAMIENTO EN LAS PROPIEDADES CRÍTICAS	36

2.2 EFECTO DEL CONFINAMIENTO EN EL FACTOR DE DESVIACIÓN DE GAS REAL.....	41
2.3 EJERCICIO DE APLICACIÓN: CAMBIOS EN EL ENVOLVENTE DE FASE DE UN GAS CONDENSADO CONTENIDO EN DIFERENTES TAMAÑOS DE PORO	42
3.METODOLOGIA DE TRABAJO PROPUESTA.....	45
3.1 MODELO DE SIMULACION.....	48
3.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	57
4.CALCULO DEL DAÑO OCASIONADO POR BANCOS DE CONDENSADO.....	67
4.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	70
4.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE GAS A DIFERENTES PRESIONES DE FONDO 70	
5.CONCLUSIONES	72
6.RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFÍA.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de una formación de shale con estructura laminada.....	17
Figura 3. Modelo simplificado de doble porosidad, doble permeabilidad para yacimientos de shale gas.....	19
Figura 4. Pozo horizontal con fracturamiento hidráulico	22
Figura 5. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos de shale gas.....	23
Figura 6. Mecanismos de transporte del gas adsorbido y el gas libre.....	25
Figura 7. Comparativo de producción yacimientos convencionales y no convencionales	26
Figura 8. Diagrama de fase típico de un gas condensado	28
Figura 9. Distribución de la presión y la saturación de condensado en un yacimiento convencional de gas condensado.....	30
Figura 10. Formación de condensado alrededor de una fractura hidráulica	31
Figura 11. Perfil de presión y aumento de saturación de condensado en la región cercana al pozo.....	34
Figura 12. Diagrama de fase para un gas condensado sintético contenido en diferentes tamaños de poro.	40
Figura 13. Porcentaje de líquido depositado para un gas condensado sintético contenido en diferentes tamaños de poro.....	41
Figura 14. Efecto de la proximidad de poro sobre el factor de desviación de gas real Z.....	42
Figura 15. Cambios en el envolvente de fase de un gas condensado confinado en poros de tamaño 4 nm y 5 nm	44
Figura 16. Dimensiones del modelo de simulación	49

Figura 17. Pozo horizontal con etapas de fracturamiento	51
Figura 18. Representación de las fracturas hidráulicas	52
Figura 19. Diagrama P-T para el gas condensado rico.....	54
Figura 20. Diagrama P-T para el gas condensado pobre	54
Figura 21. Curvas de permeabilidad relativa.....	56
Figura 22. Representación de las zonas alrededor de las fracturas hidráulicas ...	58
Figura 23. Saturación de condensado versus distancia para el gas condensado rico	60
Figura 24. Saturación de condensado versus distancia para el gas condensado pobre.....	61
Figura 25. Saturación de condensado versus tiempo para el gas condensado rico	62
Figura 26. Saturación de condensado versus tiempo para el gas condensado pobre.....	62
Figura 27. Presión versus distancia para el gas condensado rico	64
Figura 28. Presión versus distancia para el gas condensado pobre	65
Figura 29. Presión versus tiempo para el gas condensado rico.....	66
Figura 30. Presión versus tiempo para el gas condensado pobre	66
Figura 31 Prueba de descenso de presión	67
Figura 32. Tasa de producción de gas.....	68
Figura 33. Producción acumulada de gas versus tiempo.....	69
Figura 34. Producción acumulada de gas para diferentes presiones de fondo.....	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Correlación propuesta por Singh para determinar la desviación de las propiedades críticas de especies hidrocarburos en algunos tamaños de poro.....	40
Tabla 2. Composición gas condensado sintético.....	43
Tabla 3. Propiedades del fluido modificadas bajo confinamiento	43
Tabla 4. Propiedades iniciales del yacimiento	44
Tabla 5. Datos para la simulación	50
Tabla 6. Descripción de los fluidos	53
Tabla 7. Presión de rocío de los fluidos.....	55
Tabla 8. End Points para generar curvas de permeabilidad relativa	55

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE DAÑO A LA FORMACION POR BANCOS DE CONDENSADO YACIMENTOS DE SHALE GAS-CONDENSADO*

AUTOR: KAROL VANESSA VALENCIA MACIAS**

PALABRAS CLAVES: Yacimientos no convencionales, shale gas, bancos de condensado, daño a la formación.

El propósito del presente trabajo es construir un modelo conceptual de simulación para un yacimiento de shale gas condensado, que permita evidenciar la existencia de condensación de líquidos del gas en el yacimiento que puedan representar una obstrucción al flujo y por lo tanto afectar la producción de gas.

Para realizar el modelo se hizo uso del simulador GEM de CMG que posee características que permiten representar yacimientos no convencionales y fluidos con cambios composicionales, como el gas condensado. Se modelaron dos fluidos diferentes, un gas condensado rico y un gas condensado pobre, todos los demás datos de simulación fueron iguales para ambos casos. Los resultados obtenidos permitieron evidenciar que para el tiempo de simulación analizado, el único caso en el que ocurre condensación de líquidos en la zona cercana a las fracturas cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, es el gas condensado rico. Partiendo de esto, se calculó el daño debido a bancos de condensado para el gas condensado rico por comparación con el gas condensado pobre, que no evidencio ese mecanismo de daño, teniendo en cuenta que lo único diferente para ambos casos era la composición del fluido. De esta forma el daño para el gas condensado rico dio un valor positivo, lo que indica que los componentes pesados que se desprenden del gas al disminuir la presión, sí representan una obstrucción al flujo y por lo tanto disminuye la producción de gas en este tipo de yacimientos.

*Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director MSs. Jose Carlos Cárdenas Montes

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE EVALUATION OF DAMAGE FORMATION DUE TO CONDENSATE BANKING IN SHALE GAS CONDENSATE RESERVOIRS.*

AUTHOR: KAROL VANESSA VALENCIA MACIAS**

KEYWORDS: Unconventional Reservoirs, shale gas, condensate bank, formation damage.

The purpose of this paper is to build a conceptual simulation model for shale gas condensate reservoirs, which will uncover the existence of liquid dropout from gas in the reservoir, which may represent an obstruction to the flow and therefore affect the gas production.

The model was built with GEM of CMG simulator that has special characteristics to represent unconventional reservoirs and fluids with compositional changes, including gas condensate. Two different fluids, rich gas condensate and poor gas condensate were modeled, all other simulation data were the same for both cases. The results showed that for the simulation time, the only case in which liquid dropout occurs in the near the fracture zone when the pressure fell below dew pressure, was the rich gas condensate. Considering that, the damage due to condensate bank for rich gas condensate was calculate by comparing it with poor gas condensate, which did not report this mechanism of damage, taking account that the only difference between both cases was fluid composition. Thus, damage for the rich condensate gas gave a positive value, indicating that the heavy components emerging from the gas by reducing the pressure represent an obstruction to gas flow and thus decreases the production of gas in such reservoirs.

*Undergraduated Project.

**Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M. Sc Jose Carlos Cardenas Montes

INTRODUCCION

El desarrollo de los yacimientos no convencionales de aceite y gas, ha sido foco de atención en los últimos años debido a que son una fuente potencial de hidrocarburos que pueden aumentar las reservas de compañías y países. Los recursos no convencionales hacen referencia a hidrocarburos en yacimientos de permeabilidades muy bajas que no pueden ser producidos a tasas o volúmenes rentables sin la estimulación de las regiones cercanas al pozo; para esto se han implementado tecnologías de perforación horizontal acompañadas con fracturamiento hidráulico por etapas que permiten que la producción de estos yacimientos sea una realidad. Para entender mejor los yacimientos de shale, diversos autores han conducido estudios que demuestran que son sistemas completamente diferentes a los yacimientos convencionales, por tanto al aplicar las metodologías existentes para esos yacimientos se podría estar incurriendo en un error.

Los yacimientos de shale gas condensado, en los que se enfoca este proyecto, se caracterizan porque el fluido in-situ es gas condensado o retrogrado el cual presenta un comportamiento particular, cuando su presión disminuye isotérmicamente por debajo de la presión de rocío, el fluido entra en una zona de condensación retrograda en la cual se condensan componentes pesados del gas que pueden acumularse en el yacimiento, y se conoce como banco de condensado o banco de líquido; como la mayor caída de presión se presenta cerca a la cara del pozo, es en esta zona donde iniciará la condensación, y ese banco de líquido hará oposición al paso del gas desde el yacimiento hacia el pozo. Para yacimientos convencionales, ya es conocida la forma en que ocurre la formación de estos bancos de condensado, sin embargo para yacimientos no

convencionales de shale gas condensado es un tema relativamente nuevo y que algunos autores, principalmente en Estados Unidos han estudiado recientemente.

De esta manera el presente trabajo de grado busca en base a estudios recientes realizados y a un software que facilite realizar la simulación del fenómeno de condensación en yacimientos de shale gas, plantear una metodología que permita evidenciar la formación de bancos de líquido, evaluar el daño a la formación causado por estos y la medida en que afectan la producción.

1. GENERALIDADES

1.1 SHALE GAS

1.1.1 ¿Qué es un shale? : Los shales son las rocas sedimentarias más abundantes en la tierra, aproximadamente el sesenta por ciento de las rocas sedimentarias consisten de shales y son la roca fuente de la mayoría de los depósitos de hidrocarburos convencionales en el mundo.

Los shales son rocas sedimentarias de granos finos formadas por la compactación de partículas de tamaños de arcillas y limos. Se diferencian de otras arcillolitas y lodolitas en que los shales son laminados y fisibles (**figura 1**), lo que significa que pueden romperse o dividirse en capas o laminas. Contienen un alto porcentaje de minerales arcillosos, entre los más comunes se distinguen caolinita, montmorilonita e illita y minerales no arcillosos como sílice (cuarzo) y carbonato (calcita o dolomita). Son característicos de ambientes de depósito de baja energía.

Un shale puede ser una roca fuente, almacén o sello de hidrocarburos. La calidad de un yacimiento de shale depende de su espesor, extensión y de parámetros claves como el contenido orgánico total (TOC), madurez térmica del kerogeno, profundidad y presión, saturaciones de fluido y permeabilidades entre otros factores. El TOC es una medida del kerogeno, gas y aceite en una roca, y es usado para medir el potencial hidrocarburo (permite indicar si una determinada roca será o no una buena roca fuente).

Figura 1. Ejemplo de una formación de shale con estructura laminada.



Fuente: (Shale gas handbook. Norton Rose Fulbright. 2013.)

1.1.2 Yacimientos de shale gas: Los yacimientos de shale gas, como su nombre lo indica, son formaciones compuestas de shale que tienen el potencial para producir hidrocarburos.

Sí junto con los minerales arcillosos característicos de los shales se depositó material orgánico, estos posteriormente formaran kerogeno; de esta forma, sí un shale contiene cantidades suficientes de kerogeno, será una roca con alto potencial de generación de hidrocarburos.

Cuando las condiciones de presión y temperatura aumentan, el kerogeno podrá madurar y convertirse en aceite o gas, lo cual depende del tipo de kerogeno. Parte del gas natural o el aceite generado, migrará y podrá quedar atrapado en rocas almacén, más conocidos como yacimientos convencionales, éste es el motivo por el cual un shale puede caracterizarse como roca fuente y como yacimiento (el hidrocarburo puede extraerse directamente del shale).

Las características más importantes que distinguen un yacimiento de shale de un yacimiento convencional, son las permeabilidades y porosidades extremadamente

bajas, las cuales son producto de los tamaños de partícula muy finos del shale los cuales sometidos a compactación resultan en poros y gargantas de poro de tamaños muy pequeños.

Las permeabilidades tan bajas son la principal razón por la cual los shales son clasificados como yacimientos no convencionales. El termino yacimientos no convencionales cubre un amplio rango de formaciones productoras de hidrocarburos y tipos de yacimientos que difieren de los yacimientos convencionales principalmente porque no pueden producir tasas de hidrocarburos rentables sin aplicar alguna técnica de estimulación. Los yacimientos no convencionales incluyen a parte de Shale gas, Shale oil, Tight gas, hidratos de gas, gas asociado a mantos de carbón, entre otros.

- **Porosidad:** Los poros de los shales son tan pequeños que se miden en nanómetros, una milmillonésima de un metro, por esto la porosidad en esos sistemas se conoce como nano-porosidad. Los valores de porosidad en yacimientos de shale están típicamente entre de 2 a 15 %.

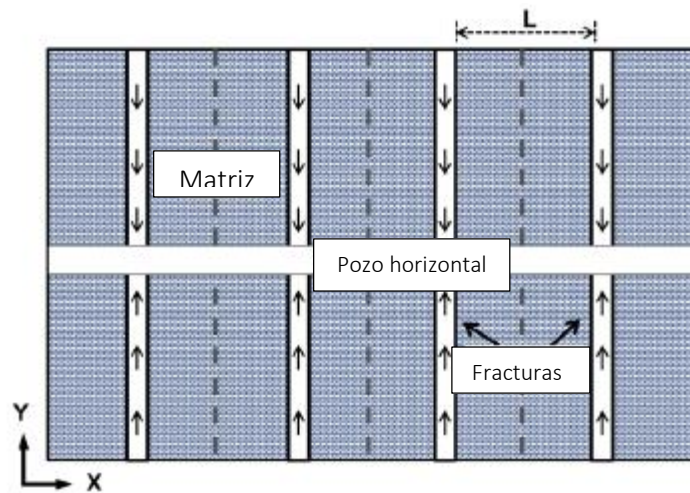
Modelo de doble porosidad: Los yacimientos de shale gas fracturados hidráulicamente se pueden representar mediante el modelo de doble porosidad. En este modelo el yacimiento se divide en matriz y fracturas, el gas fluye a través de la red de fracturas hacia el pozo y la red de fracturas es recargada constantemente por el flujo que viene desde la matriz. El sistema de matriz ocupa la mayoría del volumen del modelo y representa el almacenamiento de gas libre y gas adsorbido, por el contrario el sistema de fracturas ocupa solo una pequeña parte del modelo y se caracteriza por permeabilidades relativamente altas y por ser el principal camino para el flujo de gas.

- **Permeabilidad:** La permeabilidad al gas es una de las propiedades más difíciles de cuantificar en los yacimientos de shale debido a que se

encuentra en el rango de 0.001 a 0.0000001 mD. Depende de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía.

Modelo de doble permeabilidad: Al igual que el modelo de doble porosidad, en el modelo de doble permeabilidad se asume que el yacimiento consiste en un sistema de matriz y un sistema de fracturas, y que cada uno posee propiedades diferentes. Para el flujo en cada celda, se considera tanto el flujo matriz-matriz como el flujo matriz-fractura.

Figura 2. Modelo simplificado de doble porosidad, doble permeabilidad para yacimientos de shale gas.



Fuente: SPE 167226 (Junthai Shi, et.al. 2013)

1.1.3 Forma de producción: A diferencia de los yacimientos convencionales que con pozos verticales permiten una alta entregabilidad, los yacimientos de shale para lograr una entregabilidad igual necesitan un área de exposición mayor debido a sus permeabilidades extremadamente bajas. Para lograrlo, se utiliza la perforación de pozos horizontales junto con el fracturamiento multi-etapa (**figura 2**). Un pozo horizontal permite contactar un área mayor, y el fracturamiento hidráulico permite estimular áreas del yacimiento mediante fracturas inducidas para mejorar la permeabilidad y la productividad de los pozos.

- **Perforación horizontal:** La perforación horizontal es la tecnología más usada para la producción de shale gas. Un pozo horizontal provee mayor área de contacto con el yacimiento que un pozo vertical. En un pozo vertical, la cantidad de área de yacimiento en contacto con el pozo está limitada por el espesor del mismo. En un pozo horizontal, la longitud de yacimiento en contacto con el pozo está limitada por la longitud del lateral.

Los avances en la perforación direccional han permitido el desarrollo de pads, una configuración que permite perforar múltiples pozos desde la misma locación en superficie y direccionarlos en el subsuelo para hacerlos llegar al objetivo deseado. Con esta configuración se minimiza el espacio ocupado en superficie y el tiempo de movilización de los equipos de perforación, por tanto, los costos operacionales también se reducen y se puede obtener mejores ganancias. Ese tipo de configuraciones también es usado para llegar a objetivos que se encuentran por ejemplo, debajo de zonas ambientales protegidas o zonas altamente pobladas.

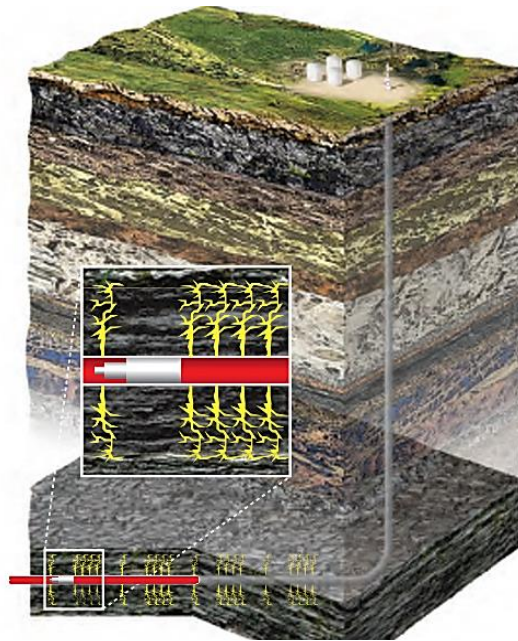
- **Fracturamiento hidráulico:** Es el principal método de estimulación usado para producir shale gas. El fracturamiento hidráulico involucra la

inyección de fluidos presurizados para estimular o fracturar las formaciones de shale y recuperar el gas natural. Los tratamientos para fracturar usan fluido base agua de baja viscosidad con aditivos que incluyen reductores de fricción, surfactantes, biocidas y estabilizadores de arcillas. El tipo y la composición de los fluidos usados dependen de la presión y geología de la formación objetivo. La inyección a alta presión de grandes volúmenes de fluidos dentro de la formación, fractura la roca y crea caminos de alta conductividad entre el yacimiento y el pozo. Para prevenir que las fracturas se cierren y se reduzca la conductividad de las mismas luego de que los fluidos de fractura retornan, se requiere el uso de propantes. También se usan múltiples etapas de fractura en un mismo lateral que aumentan el área de contacto con el yacimiento, mejorando así la productividad y la parte económica del pozo.

La expansión de las fracturas está influenciada por los esfuerzos de la formación. La efectividad de las etapas de fractura subsecuentes depende de los cambios de esfuerzos resultantes de las fracturas adyacentes creadas durante el tratamiento, por lo tanto la expansión de las fracturas en las etapas finales de la operación de fracturamiento pueden no ser de la misma extensión a las creadas en las etapas iniciales debido a la perturbación en el estado de esfuerzos.

Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico se requiere la inyección de grandes volúmenes de agua. Del agua inyectada tan solo aproximadamente el 40% es recuperado en los fluidos de retorno o flowback, debido a que parte del agua puede ser retenida o atrapada en las gargantas de poro, lo que puede resultar en una pérdida de productividad. Parámetros como el fluido base, volumen y elección del propante, son los más importantes para lograr maximizar el potencial de desarrollo y mejorar el recobro.

Figura 3. Pozo horizontal con fracturamiento hidráulico



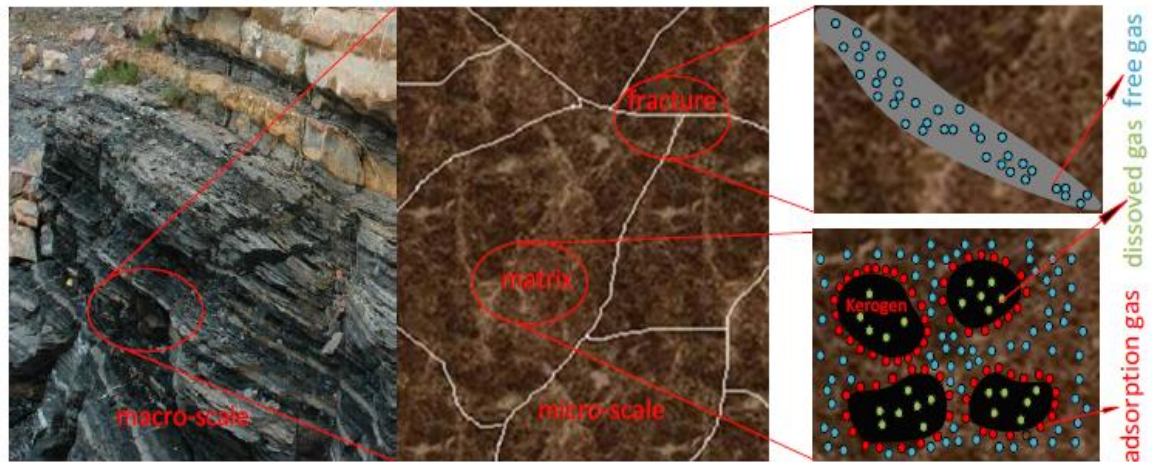
Fuente: (Schlumberger Oilfield Review. Shale Gas Revolution. 2011).

1.1.4 Mecanismos de almacenamiento en shale gas: En los sistemas productivos de shale, el gas es almacenado como gas comprimido en los poros y fracturas naturales (gas libre), como gas adsorbido en las paredes de los poros y como gas disuelto o absorbido en la materia orgánica contenida en el shale. La cantidad de gas adsorbido y gas libre, depende principalmente del contenido de materia orgánica, la distribución mineralógica, la diagénesis, la textura de la roca y la presión y temperatura del yacimiento.

La **figura 3** muestra la distribución y geometría de los estratos de shale de macro a micro escala, muestra que en la fractura solamente existe gas libre y en la matriz

que está compuesta principalmente de kerogeno co-existen gas libre y gas adsorbido¹

Figura 4. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos de shale gas



Fuente: SPE 167179 (Chaohua, et al, 2013)

1.1.5 Mecanismos de flujo en shale gas: Los mecanismos de flujo en shale gas incluyen (**figura 4**).

- Flujo de gas libre
- Desorción
- Difusión

- **Flujo de gas libre:** Ocurre en etapas tempranas de producción. Cuando un pozo es fracturado, las fracturas creadas permiten conectar las fracturas

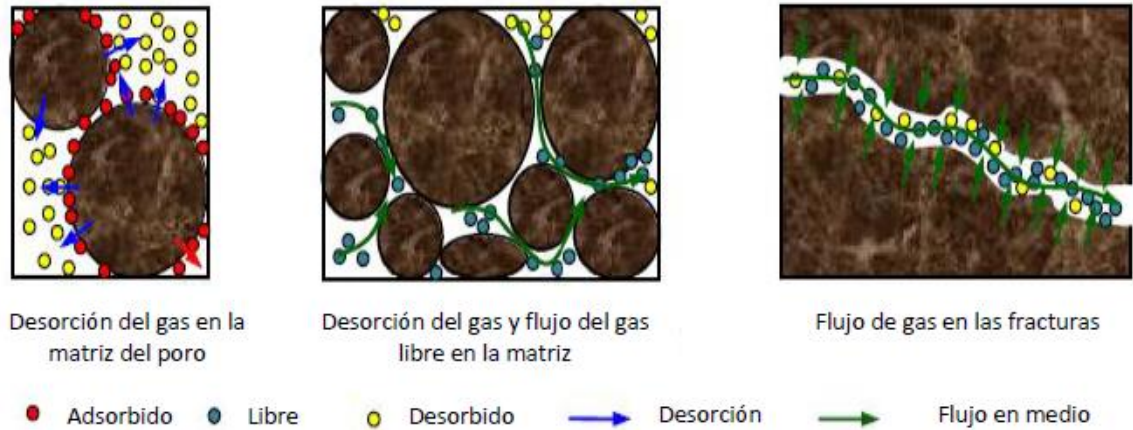
¹ Chaohua, Guo., Mingzhen, Wei., Xiaoming, He., Baojun, Bai. (2014). Improved Numerical simulation for Shale Gas Reservoirs. OTC-24913-MS. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/>

naturales y los nanoporos del shale con el pozo, permitiendo de esta forma que las moléculas de gas libres contenidas en los poros sean las primeras que se muevan hacia el pozo.

- **Desorción:** Luego de que el gas en los poros ha sido removido, el siguiente proceso que permite la producción de gas es la desorción, que es lo contrario a la adsorción. La desorción consiste en que las moléculas de gas adheridas a las paredes de los poros empiezan a liberarse debido a la caída de presión y a que los poros han quedado vacíos.
- **Difusión:** Una vez las moléculas de gas han desorbido de la superficie del kerogeno al espacio poroso, la producción de gas es dominada por el mecanismo de flujo por difusión.

Esto se debe a que en la matriz (materia orgánica) se tiene una alta concentración de gas absorbido, mientras en los espacios porosos y las fracturas la concentración de gas es baja, esa diferencia de concentraciones permite que ocurra el fenómeno de difusión de gas desde la matriz hacia su superficie, espacio poroso y fracturas.

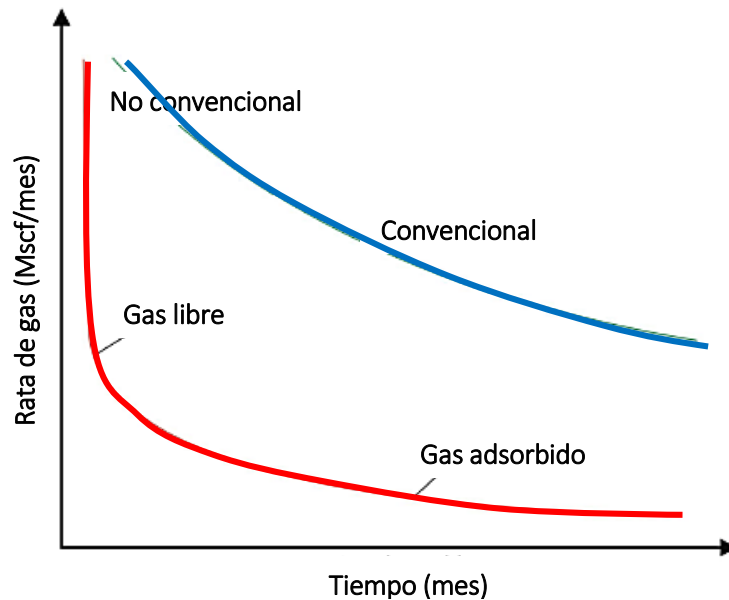
Figura 5. Mecanismos de transporte del gas adsorbido y el gas libre



Fuente: SPE 140555 (Michael J. Economides, 2011)

1.1.6 Comportamiento característico de la producción de shale gas: En los yacimientos de shale gas el comportamiento de la producción se caracteriza por una declinación inicial rápida, que ocurre debido a que la producción inicial de gas es dominada por el gas libre almacenado en las fracturas y la matriz, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento limitada. Luego de esta rápida declinación, sigue un periodo largo con una pendiente casi horizontal, ya que a medida que la presión disminuye, ocurre desorción del gas de la materia orgánica a la matriz y difusión al sistema de fracturas. Durante esta etapa, la desorción y la difusión a través de la matriz controlan la producción. En la **figura 5** se representa el comportamiento típico de producción de un yacimiento no convencional de shale gas comparado con un yacimiento convencional.

Figura 6. Comparativo de producción yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: Autor

1.2 GAS CONDENSADO

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones originales de yacimiento. Está compuesto principalmente de metano y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Posee una composición intermedia entre un aceite volátil y un gas seco y se caracteriza por un contenido de metano mayor o igual al 60 % y un contenido de $C_7+ \leq 12.5$ %. Entre más rico en componentes pesados (C_5+) menor es la RGC (relación gas-condensado) y la gravedad API, además el color se torna más oscuro. La relación gas-condensado varía entre 3,200 a 150,000 ft³/bbl.

El gas condensado también es conocido como gas retrogrado, gas condensado retrógrado o simplemente condensado.

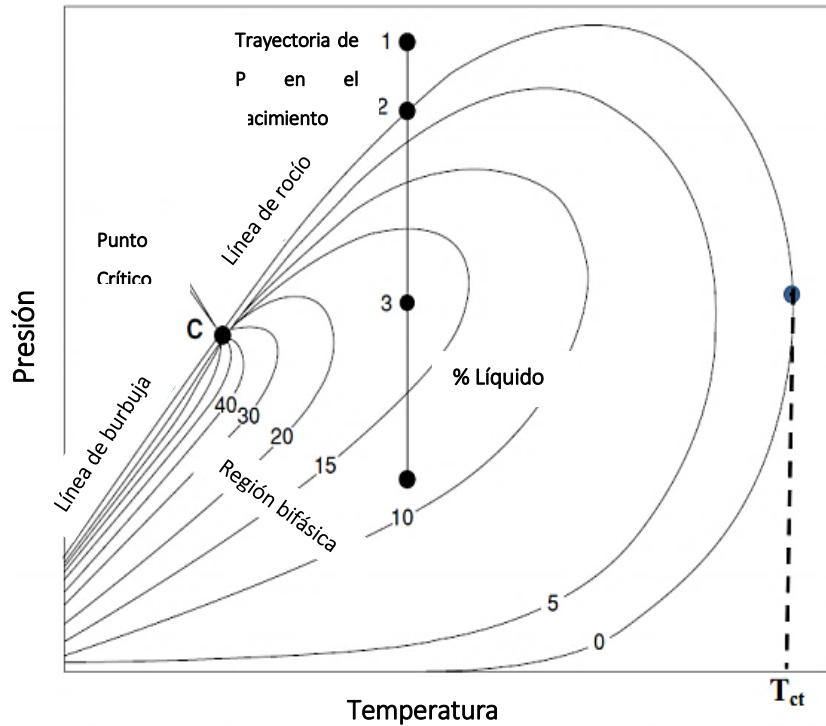
Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el gas condensado se separa en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida, que se conoce como condensado retrógrado.

La presión de rocío es importante cuando se trata de gases condensados, ya que permite definir cuándo un gas entra en la región retrógrada, y a presiones por debajo de ella comienza a ocurrir condensación retrógrada de líquido.

El comportamiento de un gas condensado se puede explicar con su envolvente de fases (**figura 6**). Inicialmente un gas retrógrado es completamente gas a la presión inicial de yacimiento (1). A medida que la presión del yacimiento declina isotérmicamente y atraviesa la presión de rocío (2), se desprenden componentes pesados del gas que forman líquido y el volumen de la fase líquida aumenta con la caída de presión. El sistema alcanza un punto máximo (3) de condensación de líquido, a partir de ese punto conforme la presión declina, el líquido se re evapora.

La temperatura inicial de este tipo de yacimientos se localiza siempre entre la temperatura crítica y la cricondentérmica, la presión crítica es menor a la presión de rocío y las líneas de calidad tienden a acercarse a la curva de presión de burbuja.

Figura 7. Diagrama de fase típico de un gas condensado



Fuente: Modificado de (Reservoir Engineering Handbook, Tarek Ahmed, 2006)

1.2.1 Formación de condensado cerca a la fractura: Cuando se produce de un yacimiento de gas condensado y la presión alcanza la presión de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa del gas, por tanto habrán dos fases en el yacimiento. Como la mayor caída de presión se aprecia en la región cercana al pozo/fracturas, es en esa región donde se dará inicio a la formación de un anillo o banco de condensado el cual puede reducir el área disponible para el flujo de gas.

Un yacimiento convencional de gas condensado, en el cual la presión es menor a la presión de rocío, puede ser dividido en tres regiones (Fevang, Whitson 1995):

1. **Región 3:** La región más cercana al pozo/fractura donde la saturación de condensado es mayor que la saturación crítica ($S_c > S_{cc}$), y por lo tanto suficiente para que este pueda moverse. En esta región tanto el gas como el aceite fluyen simultáneamente.
2. **Región 2:** La región intermedia donde el condensado se está formando, pero su saturación aun no es suficiente para que pueda ser movilizarse ($S_c < S_{cc}$). Ocurre solamente flujo de gas.
3. **Región 1:** La región más lejana del pozo. Contiene solamente gas original del yacimiento, la presión es mayor que la presión de rocío.

La **figura 7** presenta el modelo de las tres regiones en un yacimiento de gas condensado convencional.

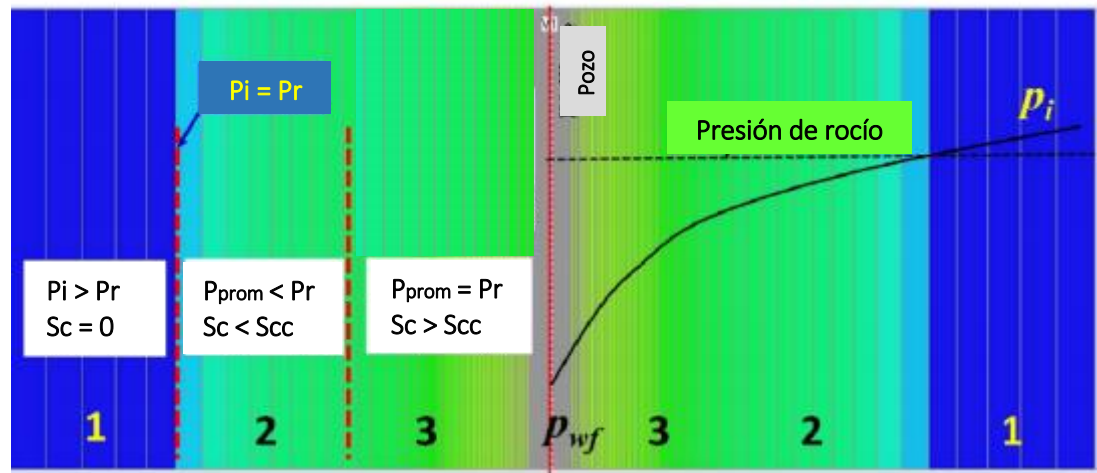
En la región 1 la situación es estable, todo lo que entra en ella es producido, la composición de la mezcla es constante e igual a la de la corriente de producción. La presión en el límite entre la región 1 y 2 es igual a la presión de rocío del fluido de producción.

En la región 2, la composición no es constante. Componentes pesados se desprenden del gas, por tanto la saturación de condensado empieza a aumentar. La presión en el límite entre la región 2 y 3 corresponde a la presión de rocío del gas inicial en yacimiento.

La extensión y tamaño de las regiones cambia en función del tiempo, y cambia de un yacimiento a otro. Cuando la saturación de condensado empieza a aumentar debido a que la presión ha disminuido por debajo del punto de rocío, la permeabilidad del gas se reduce y debido a ello la entregabilidad del pozo también disminuye. La obstrucción al flujo creada por el condensado que permanece en yacimiento ($S_c < S_{cc}$) es conocida como el efecto de bloqueo por bancos de condensado.

La **figura 8** presenta la forma en que ocurre la acumulación de condensado en un yacimiento fracturado hidráulicamente.

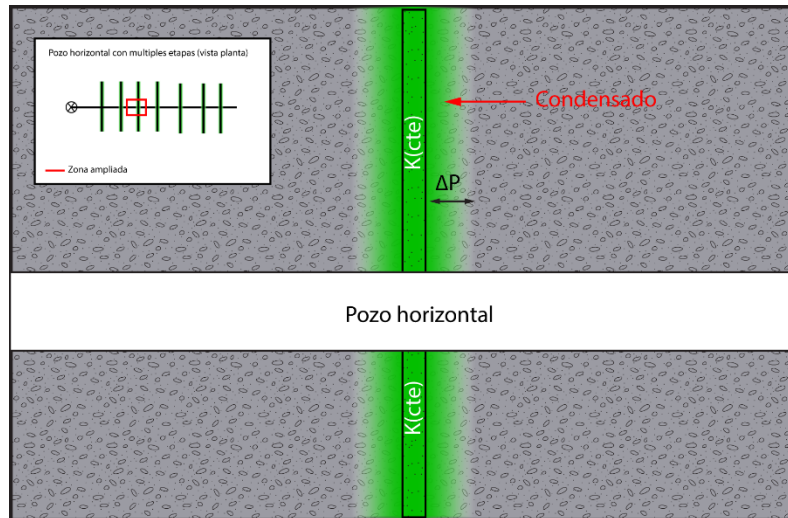
Figura 8. Distribución de la presión y la saturación de condensado en un yacimiento convencional de gas condensado



Fuente: Modificado de SPE 168964 (Shaoyong, Yu. 2014)

1.2.2 Cambios composicionales: A medida que se produce el yacimiento y la presión disminuye, los componentes pesados se desprenden del gas y se depositan en el yacimiento y debido a eso la composición de la corriente de producción cambia. Si se habla de un bloque en particular, la composición cambia una vez la presión del bloque sea menor a la presión de rocío.

Figura 9. Formación de condensado alrededor de una fractura hidráulica



Fuente: Autor

1.3 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se define como una caída de presión adicional, debido a cualquier restricción al flujo en el medio poroso que causa la reducción de la permeabilidad en las zonas cercanas al pozo, esa reducción en la permeabilidad se debe a diferentes mecanismos de daño ocasionados durante las operaciones de perforación, completamiento, estimulación y producción de los pozos.

El daño a la formación se mide mediante un coeficiente denotado por la letra “S” (Skin Factor), el cual puede tener diversos valores:

S>0: Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.

S=0: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo.

S<0: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación por fracturamiento hidráulico o estimulación con ácido.

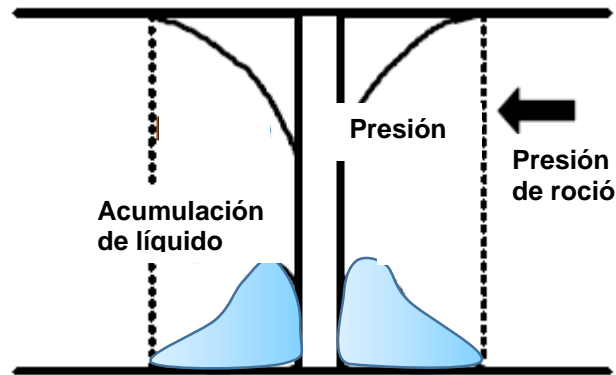
1.3.1 Mecanismos de daño a la formación: El daño a la formación es una combinación de mecanismos que incluyen.

- Taponamiento por sólidos y migración de finos, los espacios porosos de la roca pueden ser obstruidos por sólidos del lodo de perforación o sólidos que se desprenden de la matriz durante etapas de producción.
- Hinchazón de arcillas, este problema se presenta principalmente en areniscas compuestas de arcillas sensibles al agua.
- Cambios en la saturación, se presenta cuando el filtrado del lodo penetra la formación y ocasiona cambios en la saturación de agua que pueden reducir la producción.
- Bloqueo por emulsiones, se presenta en los sistemas base aceite por el uso excesivo de surfactantes, los cuales entran a la roca y pueden formar emulsiones en los espacios porosos.
- Bloqueo por parafinas o asfáltenos que se pueden depositar en la tubería de producción o en los poros del yacimiento limitando significativamente la productividad del pozo.
- Bloqueo por condensado, que se presenta en yacimientos de gas condensado cuando aumenta la saturación de líquidos alrededor del pozo y se ocasiona una obstrucción al flujo de gas. Este daño será explicado de una mejor forma, ya que hace parte de los objetivos del proyecto.

1.3.2 Daño a la formación ocasionado por bancos de condensado: El daño a la formación en los yacimientos de gas condensado puede ser causado por la acumulación de líquidos (condensado) alrededor del pozo o en las regiones cercanas a este, que ocurre cuando la presión de yacimiento alcanza la presión de rocío. A medida que la saturación de líquido aumenta en esas regiones, la permeabilidad relativa al gas disminuye, lo cual resulta en reducciones significativas de la productividad del pozo.

El método más apropiado para reducir el aumento de condensado en las regiones cercanas al pozo, sería disminuir la caída de presión manteniendo la presión de fondo fluyente por encima de la presión de rocío; sin embargo cuando lo que se desea es producir a tasas rentables un pozo, esa idea podría no ser la más adecuada. En esos casos, se puede reducir el impacto de la acumulación de condensado aumentando el área de flujo para lograr un flujo lineal hacia el pozo, que minimiza el impacto de la reducción de permeabilidad relativa al gas en la región cercana al pozo. La **figura 9** permite apreciar la obstrucción causada al flujo en un pozo vertical debido al aumento de la saturación de condensado alrededor del pozo cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de rocío.

Figura 10. Perfil de presión y aumento de saturación de condensado en la region cerccana al pozo



Fuente: SPE 62930 (Wheaton, R. 2000)

1.3.3 Fracturamiento hidráulico para minimizar el impacto del daño por bancos de condensado: La estimulación con fracturamiento hidráulico es el método más común usado para remediar problemas por bancos de condensado. La creación de una fractura resulta en una disminución significativa de la presión necesaria para producir el pozo, ya que se crean canales que facilitan el flujo. Adicional a esto, el aumento de la fase líquida de hidrocarburos en la cara de las fracturas, no afecta la productividad del pozo tan significativamente como cuando el flujo es radial².

²Pope, G.A. et al. (2000). Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs with a New Trapping Model. SPE-62497-PA. Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.2118/62497-PA>

1.3.4 Evaluación del daño a la formación: La caracterización del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento de producción. Las propiedades del yacimiento son determinadas a través de pruebas de pozos, utilizando mediciones de dos variables tasa de producción o presión. Para ello se introduce un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables y se registran sus consecuencias sobre la otra variable. La característica del comportamiento de la presión en función del tiempo obtenida como resultado, muestra las propiedades del yacimiento.

PDD: Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a una tasa constante estabilizada.

Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drenaje del pozo se estabilice y sea uniforme. Se utiliza para hallar: Permeabilidad promedio en el área de drenaje (k), efecto Skin (s), volumen poroso (V_p) de la región drenada, presencia de Heterogeneidades (Fallas, contactos, barreras estratigráficas).

PBU: Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a una tasa constante estabilizada. Se utiliza para hallar: presión estática promedio en el área de drenaje o yacimiento (P_i), permeabilidad promedio en el área de drenaje (k), efecto Skin (s), presencia de límites o heterogeneidades (Fallas, contactos, barreras estratigráficas), interferencia o comunicación entre pozos / fallas.

2. ALTERACIÓN DEL COMPORTAMIENTO Y LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO BAJO CONFINAMIENTO DE PORO

Los fluidos se comportan de forma diferente cuando se encuentran confinados en poros de tamaños nanométricos a como lo hacen en las celdas PVT donde son medidos la mayoría de datos de fluidos convencionales.

El efecto de confinamiento resulta de varias fuerzas, incluyendo la de Van der Waals que provoca interacciones significantes entre la superficie del poro y las moléculas, y entre las moléculas mismas. Debido a esto las propiedades de la molécula y el fluido, y el comportamiento del fluido en espacios porosos confinados difieren de las medidas tomadas en celdas PVT donde son medidas las propiedades de los fluidos de yacimientos convencionales.

Hay dos efectos principales que dominan el comportamiento de las moléculas contenidas en medios nanoporosos. Las altas presiones y la disminución del tamaño de poro, ambos causan una desviación del comportamiento de régimen de flujo viscoso característico de yacimientos convencionales. Debido a que los fluidos in situ en el yacimiento de shale tienen presiones relativamente altas, y el tamaño de los poros se aproxima al tamaño de las moléculas, se presenta una desviación del flujo viscoso que se debe principalmente al efecto de proximidad de poro (cercanía de la pared del poro con las moléculas del fluido). (Sapmanee and Michel SPE 147438 & 155787).

2.1 EFECTO DEL CONFINAMIENTO EN LAS PROPIEDADES CRÍTICAS

Con el aumento del interés en la producción de sistemas de shale gas, diversos autores han conducido estudios experimentales y simulaciones numéricas que

revelan que el comportamiento de fases del fluido, las propiedades termodinámicas y la tensión interfacial entre el fluido y la superficie del poro, son afectadas cuando se encuentran en medios porosos con tamaños de poro de escala nanométrica. Ellos atribuyen estos cambios principalmente a un aumento en la energía potencial, la interacción molécula -molécula y la interacción entre las paredes de los poros y las moléculas.

A continuación se mencionan algunos autores y los hallazgos encontrados referentes al cambio en las propiedades de los fluidos debido a los pequeños tamaños de poro en que se encuentran confinados:

- Singh *et al.* (2009) determinaron desviaciones en las propiedades críticas de diferentes compuestos hidrocarburos. Ellos investigaron el comportamiento del metano (C1), n-butano (C4) y n-octano (C8) dentro de rendijas de escala nanométrica con anchos entre 0.8 y 5 nm mediante el uso del simulador numérico Monte Carlo. Para la simulación, el potencial químico y la temperatura se mantuvieron constante, y el número de partículas y la energía fue fluctuante. Ellos determinaron que la temperatura crítica disminuye exponencialmente cuando se reduce el tamaño de poro. Sin embargo, observaron que la presión crítica del n-butano y el n-octano primero tendía a aumentar a valores mayores a el valor fluido sin confinamiento a medida que el tamaño de poro disminuía y luego disminuía con una mayor reducción del tamaño de poro. Esto es debido a que las moléculas se atraen las unas a las otras cuando hay suficiente distancia entre ellas y empiezan a repelerse entre ellas cuando están muy cerca. Además también sugirieron que las desviaciones en las propiedades críticas del metano, n-butano y n-octano, son diferentes para diferentes superficies de poro (mica y grafito). Debido a que los sistemas de shale gas pueden tener poros orgánicos e inorgánicos, el trabajo de Singh es importante para describir el comportamiento de un gas condensado en

nanoporos. El cambio relativo en la temperatura y presión crítica es definido por Singh de la siguiente forma:

$$\Delta T_c = \frac{T_{cb} - T_{cp}}{T_{cb}} \quad (2)$$

$$\Delta P_c = \frac{P_{cb} - P_{cp}}{P_{cb}} \quad (3)$$

Donde P_{cp} y T_{cp} son la presión y temperatura crítica en poros confinados, P_{cb} y T_{cb} son los valores correspondientes sin confinamiento.

- Trivalloni *et.al.* (2010) usando la ecuación de estado de Van der Wall, investigaron el efecto del confinamiento en la temperatura crítica y la densidad del nitrógeno N₂ confinado y los efectos del confinamiento para valores diferentes de energía de interacción entre las moléculas confinadas y las paredes de los poros. Ellos determinaron que el efecto del tamaño de poro en las propiedades críticas del nitrógeno se torna significativa cuando la relación radio de poro – diámetro efectivo de la molécula es menor a 20.
- Campos (2009) determinó que el efecto de confinamiento en las propiedades críticas del metano desaparece cuando el tamaño de poro es mayor a 10 nm, confirmando el trabajo realizado por Trivalloni.
- Ortiz (2005) usando el simulador numérico Monte Carlo investigó la variación en las propiedades críticas de fluidos dentro de sistemas con diferentes distribuciones de tamaños de poro. Los resultados concluyeron que la desviación relativa de la temperatura crítica es más baja para los sistemas con distribución de nano-tubos seleccionada que para los sistemas con tamaño de poro uniforme. Debido a que los yacimientos de shale gas se pueden caracterizar por distribuciones de tamaños de poro entre 0.5 y 100 nm, se deben considerar los efectos de proximidad de poro

para modelar con más precisión el comportamiento de los fluidos en esos sistemas.

- Devegowda (2012), con el propósito de modelar mezclas reales de gas condensado, extrapolaron los datos numéricos experimentales para tamaños de poro de 2, 4 y 5 nm reportados por Singh (2009) en base al peso molecular, para usarlos con componentes más pesados. La extrapolación realizada para las propiedades críticas, pueden ser aplicadas a hidrocarburos desde metano hasta n-decano para tamaños de poro de 2, 4 y 5 nm. La **tabla 1** muestra las correlaciones obtenidas.

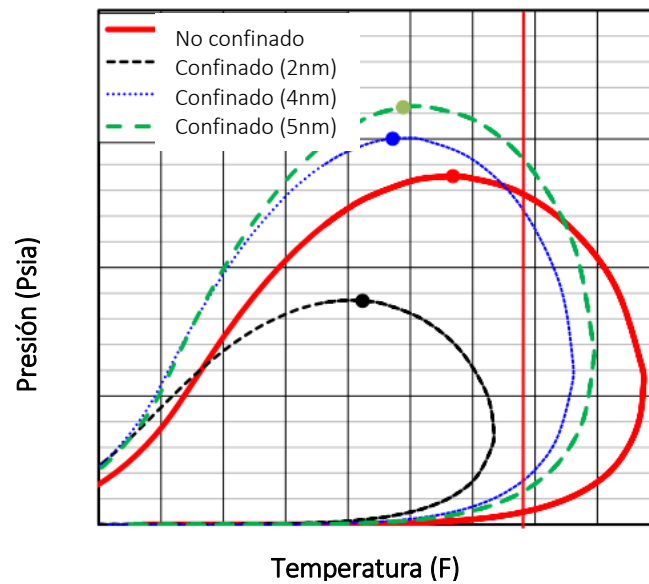
Para la investigación realizada se usaron tres mezclas diferentes de gas condensado y los envolventes de fase fueron calculados usando la ecuación de estado de Peng Robinson con las propiedades críticas modificadas para fluidos confinados, las cuales se introdujeron en un simulador comercial. Las modificaciones en las propiedades del nitrógeno N₂ y dióxido de carbono CO₂ se despreciaron debido a que no se contaba con datos para esas especies moleculares. Los resultados obtenidos en cuanto a porcentaje de líquido desprendido del gas, indican que el líquido desprendido en los fluidos confinados es significativamente menor comparado con valores medidos en celdas PVT convencionales (sin confinamiento), lo cual atribuyen principalmente a los efectos de proximidad de poro (**figura 11**). Este resultado es importante ya que demuestra que una mezcla de gas condensado en un yacimiento de shale gas presenta un comportamiento que se desvía fuertemente del medido en laboratorio en celdas PVT y que por ejemplo los cálculos de reservas basados en métodos tradicionales en los cuales se ignora el efecto de confinamiento de poro, pueden estar subestimando la cantidad de fluidos recuperables en este tipo de yacimientos. Las envolventes de fase modificadas se presentan en la **figura 12** en las cuales se pueden apreciar cambios importantes.

Tabla 1. Correlación propuesta por Singh para determinar la desviación de las propiedades críticas de especies hidrocarburos en algunos tamaños de poro

Cambio en P_c	En 2 nm	$\Delta P_c = 0.085 \ln(MW) - 0.0693$
	En 4 nm	$\Delta P_c = -0.085 \ln(MW) + 0.1193$
	En 5nm	$\Delta P_c = -0.077 \ln(MW) - 0.041$
Cambio en T_c	En 2 nm	$\Delta T_c = 0.0636(MW)^{0.2129}$
	En 4 nm	$\Delta T_c = 0.0229(MW)^{0.2319}$
	En 5nm	$\Delta T_c = 0.0153(MW)^{0.241}$

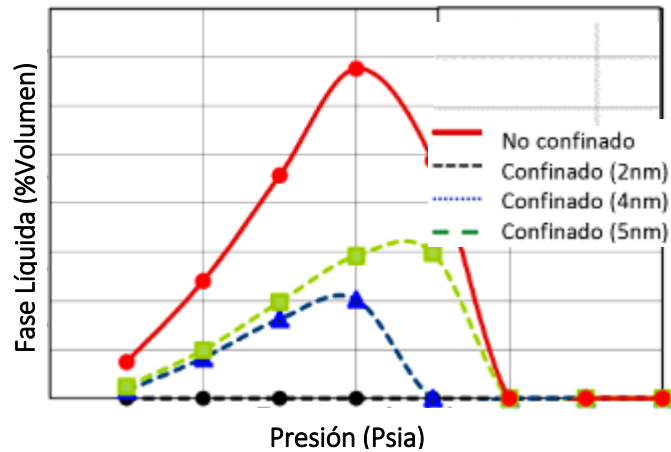
Fuente: SPE 160099 (Devegowda, 2012)

Figura 11. Diagrama de fase para un gas condensado sintético contenido en diferentes tamaños de poro.



Fuente: SPE 160099 (Devegowda, 2012)

Figura 12. Porcentaje de líquido depositado para un gas condensado sintético contenido en diferentes tamaños de poro

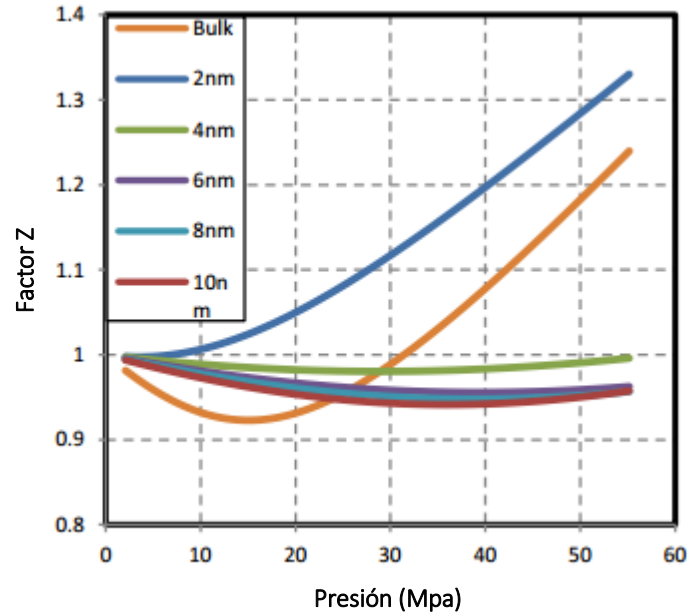


Fuente: SPE 160099 (Devegowda, 2012)

2.2 EFECTO DEL CONFINAMIENTO EN EL FACTOR DE DESVIACIÓN DE GAS REAL

El factor de desviación de gas real depende de la temperatura y presión crítica, por lo tanto al modificarse las propiedades críticas de los compuestos en nanoporos, este también se modifica. En la **figura 13** se aprecia los cambios en el factor de desviación de gas real Z para el metano, para diferentes tamaños de poro, desarrollado por Zhang (2013).

Figura 13. Efecto de la proximidad de poro sobre el factor de desviación de gas real Z



Fuente: Modificado de SPE 168812 (Zhang, 2013).

2.3 EJERCICIO DE APLICACIÓN: CAMBIOS EN EL ENVOLVENTE DE FASE DE UN GAS CONDENSADO CONTENIDO EN DIFERENTES TAMAÑOS DE PORO

A continuación se realizará un ejercicio que permitirá aplicar las ecuaciones desarrolladas por Singh (2009) para evidenciar el cambio en el envolvente de fases (P-T) de un gas condensado cuando se encuentra confinado en tamaños de poro de 4 nm y 5 nm comparado con su estado normal (sin confinamiento). Este ejercicio se realizará mediante el simulador Winprop de la compañía CMG Computer Modeling Group, el cual permite la generación del envolvente de fases.

La composición del gas usado corresponde a un caso de simulación presentado en el artículo SPE 160099, se usará con el único fin de re afirmar el impacto sobre la presión y temperatura de un gas condensado que se encuentra contenido en poros de escala nanométrica. La composición del gas condensado y sus propiedades se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2. Composición gas condensado sintético

Componente	F.molar	MW	Pc (atm)	Tc (K)
C1	0.75	16.04	45.4	190.6
n-C4	0.20	58.12	37.5	425.2
C8	0.05	114.23	24.5	568.8

Fuente: SPE 160099 (Devegowda, 2012).

Para hallar el valor de la Tc y Pc para los componentes cuando se encuentran confinados se usan las ecuaciones del cambio en las propiedades críticas para 4 nm y 5nm propuestas por Singh (**tabla 1**). Se obtienen las siguientes propiedades modificadas para los componentes:

Tabla 3. Propiedades del fluido modificadas bajo confinamiento

Componente	4 nm		5 nm	
	Pc (atm)	Tc (K)	Pc (atm)	Tc (K)
C1	50.7	182.3	57.0	184.9
n-C4	46.0	400.2	50.8	407.9
C8	31.4	529.7	34.4	541.5

Fuente: Autor.

Para simular el envolvente de fases en cada caso, en la sección de composición en el simulador WIMPROP se cambian las propiedades críticas P_c y T_c de los componentes por las propiedades nuevas (obtenidas en el paso anterior) donde ha sido contado el efecto de confinamiento y se introducen las condiciones iniciales del yacimiento, en este caso:

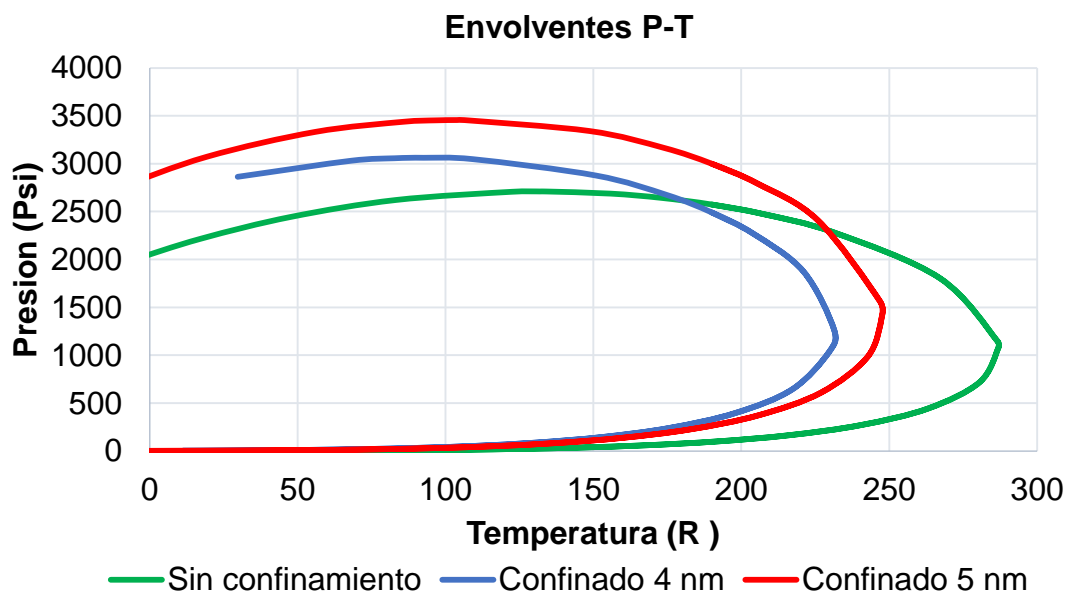
Tabla 4. Propiedades iniciales del yacimiento

Pyto (Psi)	4,000
Tyto (F)	190

Fuente: SPE 160099 (Devegowda, 2012).

De esta forma se obtienen finalmente los envolventes de fase para cada caso, los cuales se presentan en la **figura 14**.

Figura 14. Cambios en el envolvente de fase de un gas condensado confinado en poros de tamaño 4 nm y 5 nm



Fuente: Simulador WimProp CMG

De la figura se puede apreciar que el envolvente de fase de la mezcla merma significativamente cuando el tamaño de poro disminuye, lo que indica la importancia de tomar en cuenta los efectos de proximidad de las moléculas con las paredes de los poros cuando se realicen cálculos de productividad del pozo y cálculos de reservas, ya que con los métodos tradicionales esos efectos son ignorados y se puede estar subestimando la cantidad de fluidos recuperables. Para un gas condensado, la merma en el envolvente de fases implica menos condensado desprendido del gas en la región cercana al pozo, lo que puede resultar en una producción más estable y por más tiempo sin acumulación de líquido.

3. METODOLOGIA DE TRABAJO PROPUESTA

La metodología propuesta en el presente trabajo, está diseñada para ser usada en el simulador GEM de CMG el cual presenta las siguientes características:

- Representar fracturas hidráulicas.
- Diferenciar permeabilidad de la matriz de la permeabilidad de las fracturas.
- Involucrar refinamiento logarítmico para apreciar mejor los cambios en presión y saturación en la región cercana a la fractura hidráulica.
- Representar los cambios composicionales del gas condensado cuando la presión es menor a la presión de rocío.

La metodología propuesta consta de los siguientes pasos:

1. Recopilación de datos de yacimiento y fluido necesarios, los cuales involucran:

- **Yacimiento**

- Dimensiones (x, y, z) (Ft)

- Número de capas

- Profundidad (Ft)

- Porosidad (fracción)

- Permeabilidad (mD)

- Compresibilidad de la formación (1/psi)

- Presión inicial (Psi)

- Temperatura (F)

- Contacto agua – aceite (Ft)

- **Fracturas hidráulicas**

- Permeabilidad (mD)

- Espacio entre fracturas (Ft)

- Longitud media (Ft)

- Número de etapas de fracturamiento

- **Fluidos**

- Composición

- Presión de rocío a la temperatura del yacimiento (Psi)

- Saturación inicial (Fracción)

- Curvas de permeabilidad relativa

- **Condiciones operacionales**

- Longitud del pozo (Ft)

- Presión de fondo fluyente (Psi)

- Tiempo de producción

2. Ingreso de los datos del paso 2 al simulador para inicializar el modelo.

3. Análisis de los resultados de la simulación.

- **Perfiles de saturación versus distancia:** Permiten apreciar los valores de saturación de los fluidos en la zona cercana a la fractura, para evidenciar si se generan bancos de condensado.
- **Perfiles de presión versus distancia:** Permiten apreciar la presión a diferentes distancias, evidenciar las zonas en las que la presión es menor a la presión de rocío del fluido que indica que ha iniciado el desprendimiento de componentes pesados del gas, los cuales se depositan y ocasionan una obstrucción al flujo de gas hacia las fracturas.

Los valores de saturación de gas, saturación de condensado y presión celda a celda se obtienen del simulador Result Graph de CMG, ya que no son valores que el simulador permita graficar directamente.

4. Sí se evidencian saturaciones de condensado que puedan representar una obstrucción al flujo de gas, continuar al siguiente paso.
5. Cálculo del daño a la formación mediante pruebas de presión, una prueba PDD.

Para simular una prueba PDD, se toma la tasa de gas registrada al tiempo que se desea calcular el daño y la saturación de condensado en la zona cercana a la fractura al mismo tiempo, estos valores se introducen en el simulador y se corre el modelo.

En Result Graph se grafica presión de fondo fluyente versus logaritmo del tiempo en horas, se identifica el periodo de flujo estable y se mide la pendiente, luego se procede a aplicar las ecuaciones respectivas.

3.1 MODELO DE SIMULACION

CMG-GEM

El software seleccionado para la simulación del presente trabajo, es el simulador GEM (Compositional and Unconventional Oil and Gas Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modeling Group). GEM es un simulador composicional que tiene la capacidad de modelar el flujo de fluidos multicomponentes, permite modelar cualquier proceso de recobro en el que la composición del fluido sea importante, modela yacimientos hidráulicamente y naturalmente fracturados y es el simulador más usado en la industria para representar yacimientos no convencionales y yacimientos fracturados.

CMG-WINPROP

Para generar los envolventes de fase de los fluidos involucrados en la simulación, se usó el software WinProp de CMG que permite modelar el comportamiento de fase y las propiedades de los fluidos del yacimiento. Se usa en casos donde existen variaciones composicionales, puede ser integrado con GEM, IMEX y STARS para la sección de ingreso de las propiedades de los fluidos.

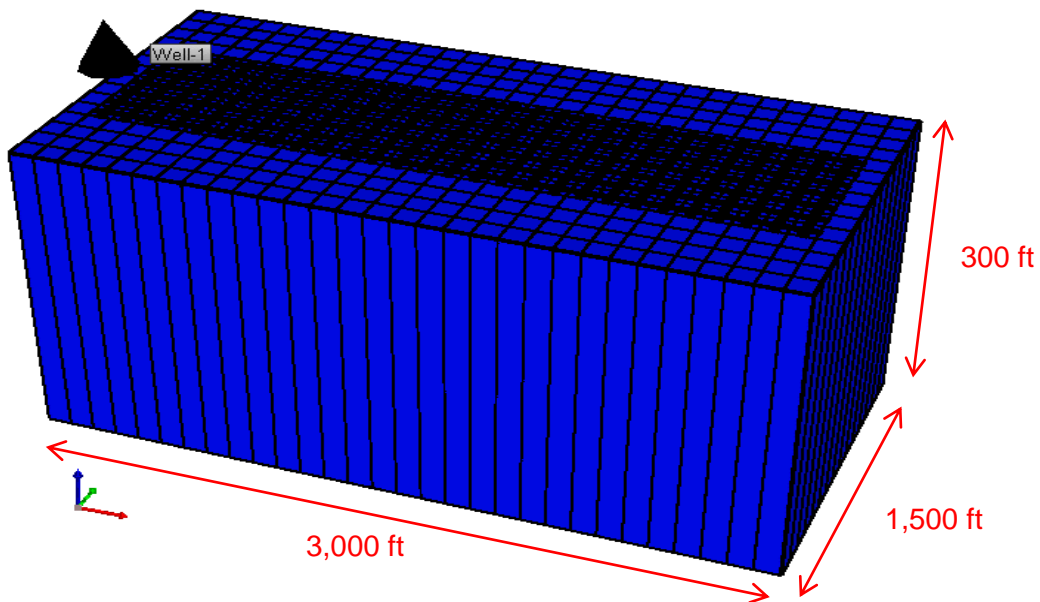
- **Modelo de simulación**

Con el fin de representar el aumento de la saturación de condensado alrededor de un pozo horizontal fracturado hidráulicamente de shale gas condensado y su impacto sobre la producción, se modelarán dos casos de simulación, uno para un gas condensado pobre y otro para un gas condensado rico, las propiedades del yacimiento y condiciones de operación serán las mismas para ambos casos, lo que se variará será la composición del fluido.

- **Descripción de la malla de simulación**

El modelo de simulación fue realizado mediante el simulador CMG-GEM. La malla tiene las dimensiones presentadas en la **figura 15**, con un número de bloques de 30*15*1 en las direcciones X, Y y Z respectivamente. Presenta un refinamiento en las mallas cercanas al pozo horizontal cuyo objetivo es apreciar mejor los cambios en las propiedades del yacimiento y representar las fracturas hidráulicas.

Figura 15. Dimensiones del modelo de simulación



Fuente: Simulador GEM CMG

- **Propiedades del yacimiento**

Las propiedades del yacimiento usadas para la simulación se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 5. Datos para la simulación

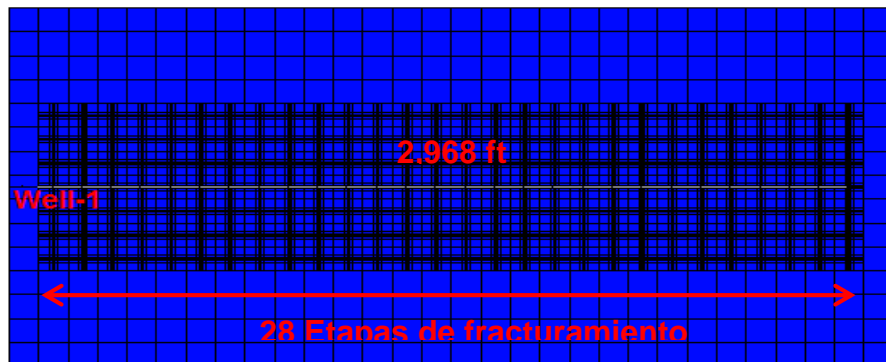
Dimensiones del modelo	3000 (Largo)x1500(Ancho)*300(Alto)	ft
Profundidad	8600	ft
Presión inicial del yacimiento	4900	psi
BHP	1000	psi
Tiempo de producción	5	Años
Temperatura del yacimiento	175	°F
Saturación Inicial de gas	1	Fracción
Compresibilidad Total	3.00E-05	1/psi
Permeabilidad Matriz	0.00015	md
Porosidad Matriz	0.06	Fracción
Conductividad de la fractura	1	md-ft
Longitud media de la fractura	150	ft
Espacio entre fracturas	100	ft
Altura fractura	300	ft
Longitud del pozo horizontal	2968	ft
Numero de fracturas	28	Etapas
WOC	12,000	ft

Fuente: SPE 165377 (Wei and Sepehmoori, 2013)

El pozo horizontal tiene una longitud de 2,968 ft y 28 etapas de fracturamiento como se aprecia en la **figura 16**. Como las fracturas hidráulicas son canales de alta conductividad, para representarlas en el modelo de simulación, se asigna a las celdas que las representan un valor de permeabilidad de 1,2 md que es más alto que el valor de permeabilidad de la matriz de 0,00015 md. Las fracturas hidráulicas tienen una longitud media de 150 ft y una altura de 300 ft, es decir se extienden en todo el espesor del yacimiento (**figura 17**).

La saturación de gas inicial en el yacimiento es igual a 1, solo hay presencia de gas en un inicio. Esto se asumió para asegurar que los únicos fluidos en el yacimiento en cualquier momento sean gas y liquido (condensado).

Figura 16. Pozo horizontal con etapas de fracturamiento

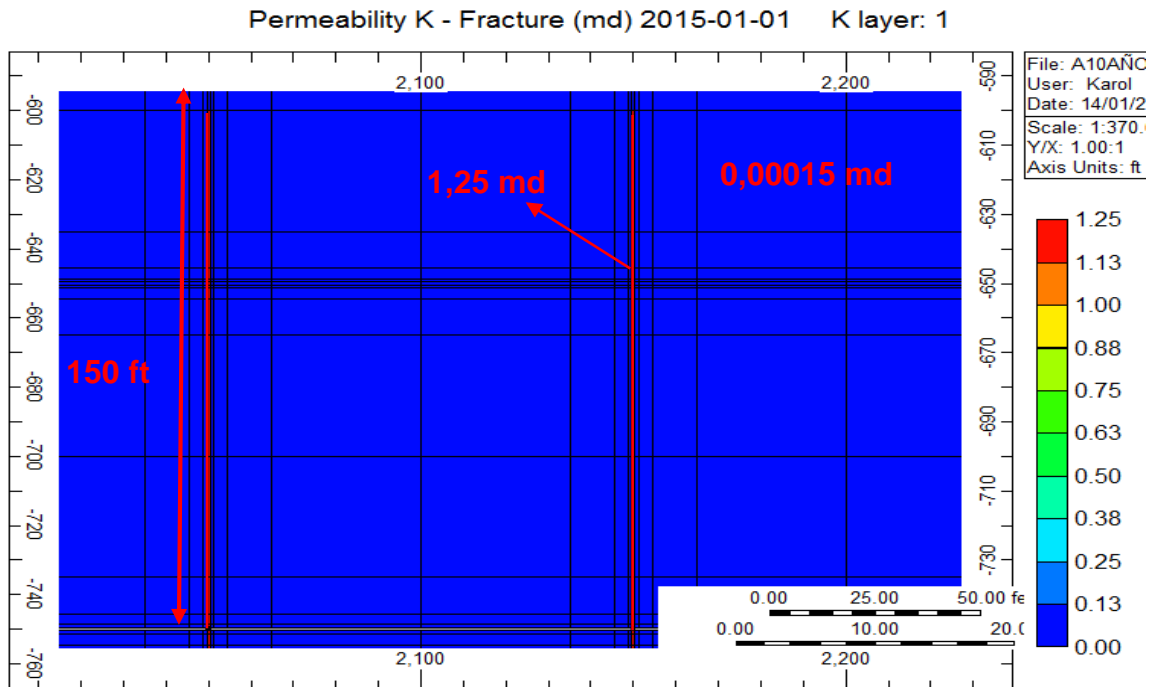


Fuente: Simulador CMG GEM.

- **Descripción de los fluidos**

Como se mencionó anteriormente, para la simulación se utilizaron dos gases condensados con composición diferente, un gas condensado pobre con un contenido de C7+ de 2,57% y un gas condensado rico con un contenido de C7+ de 7,08%. La composición completa de los fluidos se presenta en la **tabla 6**.

Figura 17. Representación de las fracturas hidráulicas



Fuente: Simulador GEM CMG

Para representar los envolventes P-T de los fluidos y conocer la presión de rocío a la temperatura del yacimiento, se hizo uso del simulador WinProp de CMG. Para generar el envolvente de fases en ese simulador se necesita conocer algunas propiedades de los componentes C7+, C11+, C15+ y C20+, debido a que se deben ingresar como una lista nueva. El simulador presenta dos opciones de ingreso para las propiedades de los compuestos, la primera es conocer el valor de Tc, Pc, factor acéntrico y peso molecular, y la segunda opción que fue la usada en esta simulación, es conocer los valores de gravedad específica y peso molecular, esos valores para los compuestos mencionados, se aprecian en la **tabla 6**.

Los envolventes de fase generados para cada fluido se presentan en **las figuras 18 y 19**, y las presiones de rocío en la **tabla 7**.

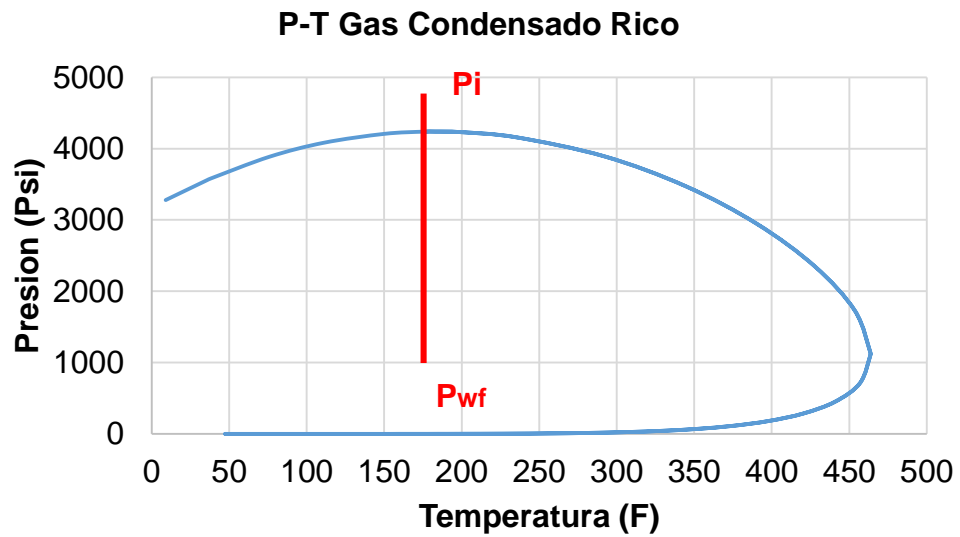
Tabla 6. Descripción de los fluidos

Gas Condensado Pobre		Gas Condensado Rico	
C1	0.7473	C1	0.7075
N2	0.0018	N2	0.0017
C2	0.0943	C2	0.0894
C3	0.0524	C3	0.0498
CO2	0.0305	CO2	0.0289
IC4	0.0114	IC4	0.0110
NC4	0.0196	NC4	0.0190
IC5	0.0079	IC5	0.0081
NC5	0.0069	NC5	0.0073
NC6	0.0024	NC6	0.0067
C7+	0.0167	C7+	0.0428
C11+	0.0081	C11+	0.0256
C15+	0.0006	C15+	0.0016
C20+	0.0003	C20+	0.0008

	MW	SG
C7+	112	0.7527
C11+	175	0.8201
C15+	210	0.8424
C20+	250	0.8612

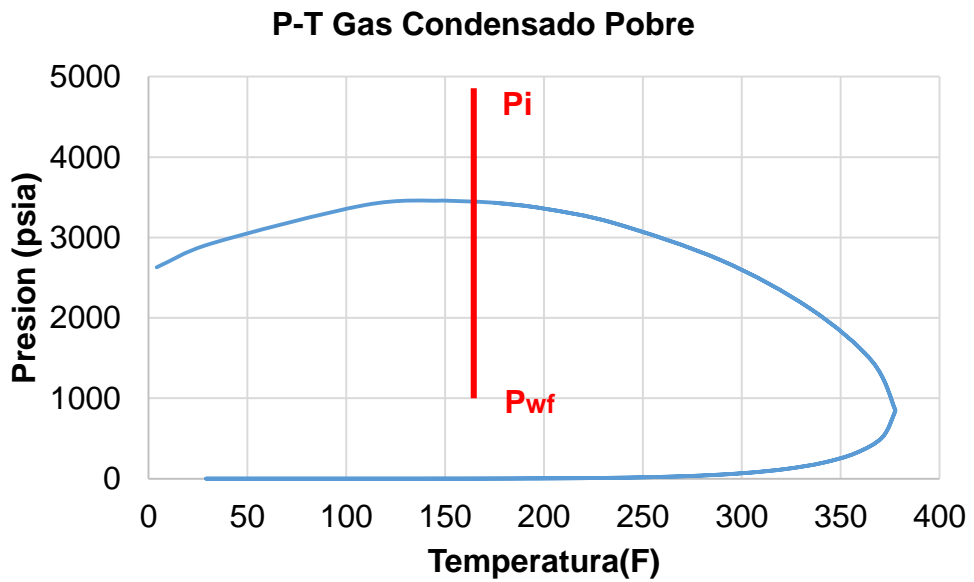
Fuente: SPE 140536 (Orangi, 2011)

Figura 18. Diagrama P-T para el gas condensado rico.



Fuente: Simulador WinProp CMG

Figura 19. Diagrama P-T para el gas condensado pobre



Fuente: Simulador WinProp CMG

Tabla 7. Presión de rocío de los fluidos

	Tyto (F)	Pr (Psia)
Gas condensado rico	175	4237
Gas condensado pobre	175	3432

Fuente: Simulador Winprop CMG

- **Propiedades de la roca y el fluido**

Para generar las curvas de permeabilidad relativa gas-liquido, se tomaron datos de saturación y permeabilidad característicos de un gas condensado, aunque las propiedades del yacimiento son diferentes a las de un yacimiento convencional, el fluido tiene una composición característica de un gas condensado, su composición no se ve afectada por las características del yacimiento.

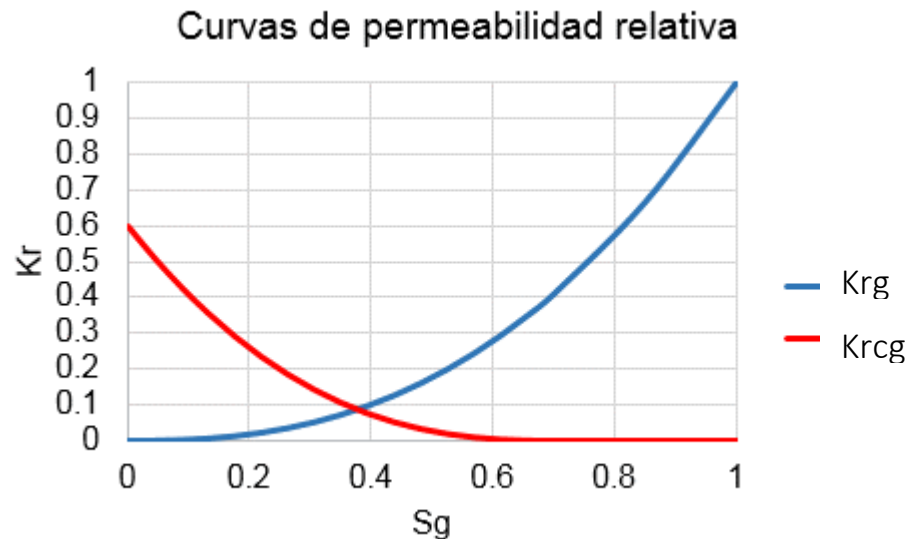
Los valores de ingreso para generar las curvas de permeabilidad relativa se aprecian en la **tabla 8**, estos valores se ingresan en la sección roca-fluido del simulador, en la opción generar tablas usando correlaciones. Las curvas de permeabilidad relativa generadas para los fluidos se presentan en la **figura 20**, estas curvas de permeabilidad son las mismas para los dos gases condensados.

Tabla 8. End Points para generar curvas de permeabilidad relativa

	Fracción
Saturación de agua S_w	0
Saturación de aceite irreducible S_{oirr}	0.3
Saturación de aceite residual S_{or}	0.3
Saturación de gas connato S_{gcon}	0
Saturación de gas critico S_{gcr}	0
Permeabilidad relativa al gas a S_{oirr}	1
Permeabilidad relativa al aceite S_{gcon}	0.6
Exponentes para cálculo de K_r	2.5

Fuente: SPE 143592 (A.C. Gringarten, 2011)

Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Simulador CMG GEM

- **Condiciones iniciales**

En la sección de condiciones iniciales en el simulador, se ingresan los valores de presión inicial del yacimiento, profundidad y contacto agua aceite, estas propiedades se encuentran en la **tabla 5**.

- **Condiciones de operación**

El modelo cuenta con un pozo horizontal con 28 etapas de fracturamiento hidráulico y una condición operativa de presión de fondo fluyente igual a 1000 psia. El tiempo para la simulación es de 5 años.

3.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En esta sección se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos en el simulados CMG para los dos casos presentados, un gas condensado pobre y un gas condensado rico.

- **Perfiles de saturación**

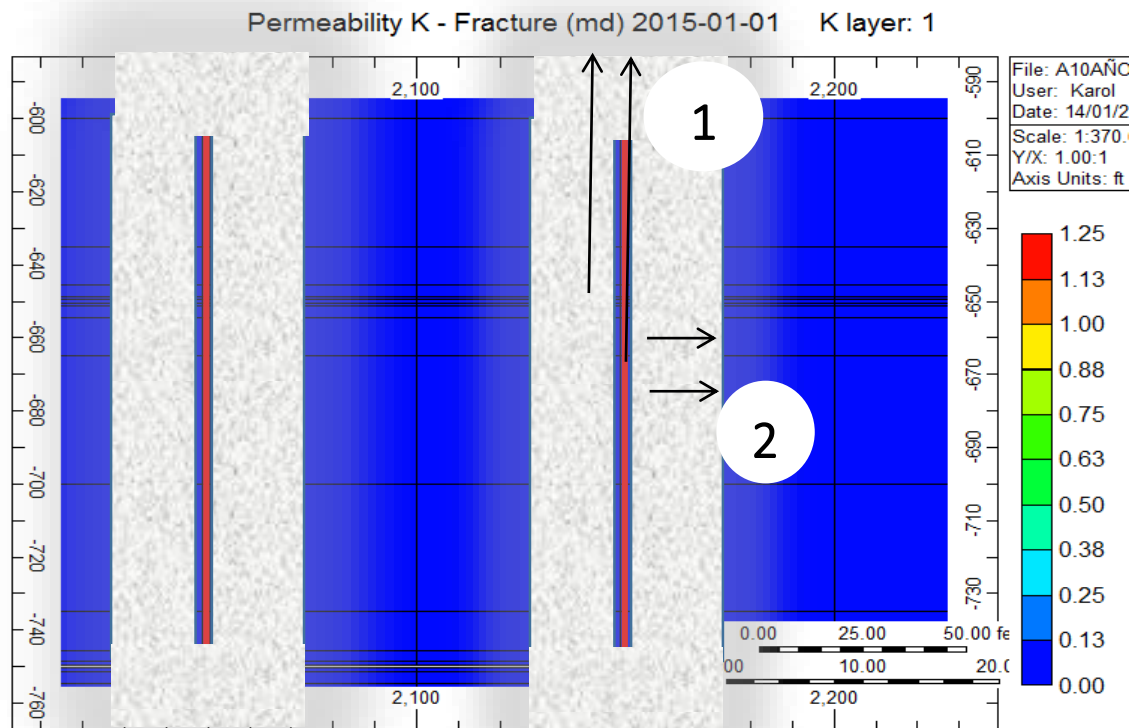
Para evidenciar el aumento de la saturación de condensado cerca a las fracturas, se generaron graficas de saturación de condensado versus distancia y tiempo en las dos direcciones presentadas en la **figura 21**, la dirección en el numero 1 indica el aumento de la S_c a lo largo de la fractura y continuando más allá de ella en la matriz, y la dirección en el número 2, el aumento de la S_c en las celdas adyacentes a la cara de la fractura.

Para obtener los valores de saturación de condensado respecto al tiempo, se tomaron datos de saturación celda a celda en la herramienta Result 3D de CMG, ya que el simulador no genera estos resultados como gráficas, solo permite apreciar los cambios de saturaciones y presiones con respecto a la distancia en esa herramienta.

Como la distancia entre fractura y fractura era de 100 ft representados en 10 celdas, no eran suficientes para apreciar muy bien los cambios en saturación y presión; las ondas de saturación y presión para cada fractura se encontraban a los 50 ft de distancia entre ellas, tan solo habían 5 celdas paralelas a la que representaba la fractura para evidenciar esos cambios. Debido a esto, se tomaron los valores de esas propiedades a lo largo de la fractura y más allá de ella, adentrándose en la matriz y se graficaron para diferentes tiempos; sin embargo para mostrar que si hay cambios en las celdas adyacentes a la fractura, se

graficaron valores de saturación y presión esas celdas pero con respecto al tiempo.

Figura 21. Representación de las zonas alrededor de las fracturas hidráulicas



Fuente: Simulador CMG GEM

Las **figuras 22 y 23** muestran el aumento de la saturación de condensado a lo largo de la fractura y la matriz para cada gas condensado, los primeros 150 ft representan la fractura. Las gráficas representan en el eje "X" la distancia desde el pozo hasta la matriz (pasando por la fractura) en pies, y en el eje "Y" la saturación de condensado (S_c) como fracción. Cada curva representa un tiempo de producción específico, para intervalos de seis meses. Se puede apreciar el

aumento de la saturación de condensado respecto a la distancia y al tiempo para ambos casos (gas condensado pobre y gas condensado rico), en la zona más cercana al pozo se presentan los valores de saturación de aceite o condensado más altos, esos valores se hacen más grandes con el aumento del tiempo de producción.

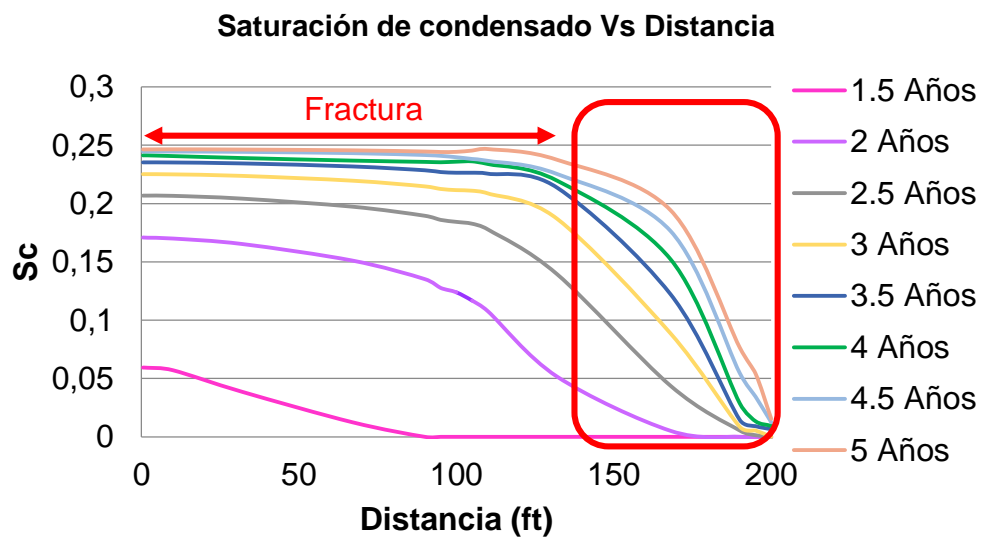
Cuando se analizan las curvas se evidencia que en los primeros 150 ft que corresponden a la longitud media de la fractura, el comportamiento de la saturación es casi lineal y que es la zona en la que se alcanzan las saturaciones de condensado más altas para ambos casos, sin embargo no representan el lugar en el que se empieza a crear el banco de condensado, debido a que las fracturas hidráulicas son las zonas de mayor conductividad del yacimiento, presentan una permeabilidad mucho mayor que la de la matriz y presentan las caídas de presión más altas, por lo tanto son canales de alto flujo y todo fluido que ingrese en ellas, será producido, por eso el comportamiento casi lineal.

Las zonas en las que se forma el banco de condensado se encuentran señaladas en las gráficas con un recuadro, son las zonas adyacentes a la fractura y representan la matriz. Analizando esa zona, se evidencia que para el gas condensado rico, la saturación de condensado empieza a aumentar más o menos a los dos años de producción y a los 5 años alcanza el valor más alto 0.23; por el contrario en el caso del gas condensado pobre solo hasta 4.5 años se aprecia un aumento muy leve de S_c y el valor más alto alcanzado es de 0.006 a 5 años, ese valor de saturación de condensado no es suficiente para obstruir significativamente el flujo, por tanto se concluye que para el tiempo de producción simulado, el gas condensado pobre no formara bancos de condensado. Esa diferencia entre los valores de saturación de la fase líquida del gas condensado pobre y gas condensado rico para un mismo tiempo, se debe a la diferencia en su composición; debido a que el gas condensado rico tiene una fracción de componentes pesados mayor que la del gas condensado pobre, será el primero en

condensar líquidos en el yacimiento, ya que cuando la presión disminuye los componentes pesados tienden a liberarse.

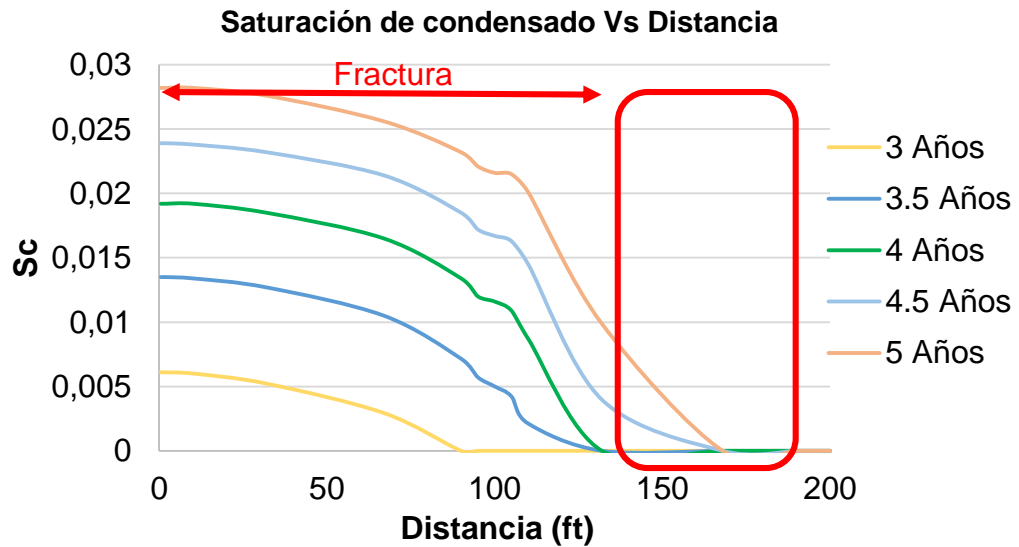
La gráfica del gas condensado rico permite apreciar más claramente que es en esa zona de la matriz en la que se forma la acumulación de condensado, debido al comportamiento de la curva que se caracteriza por un rápido crecimiento.

Figura 22. Saturación de condensado versus distancia para el gas condensado rico



Fuente: Simulador Result 3D CMG

Figura 23. Saturación de condensado versus distancia para el gas condensado pobre

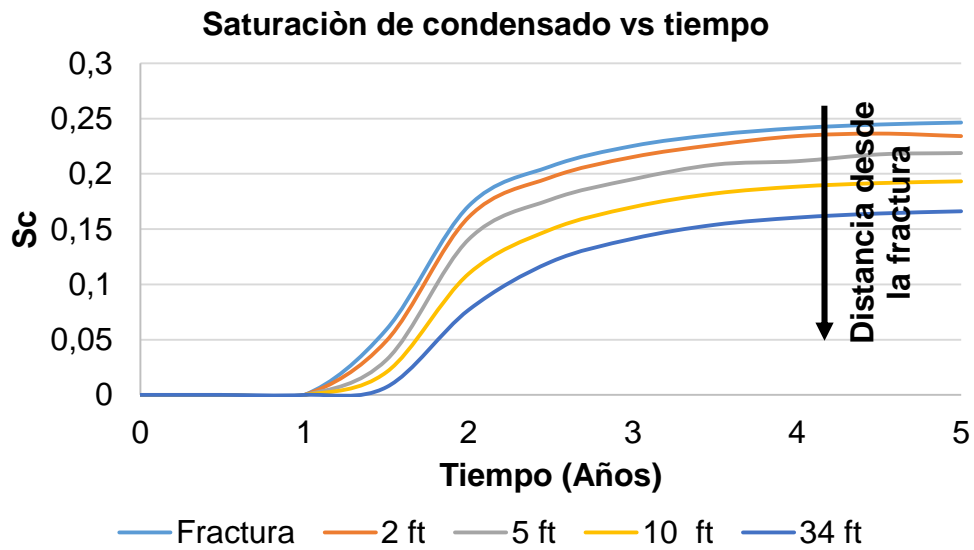


Fuente: Simulador Result 3D CMG

Las **figuras 24 y 25** se usaron para apreciar el aumento de la saturación en las celdas adyacentes a la fractura, muestran la saturación de condensado respecto al tiempo para celdas a diferentes distancias desde la fractura, a 2, 5, 10 y 34 ft. La curva superior representa el cambio de S_c respecto al tiempo para la fractura. Al igual que en las gráficas anteriores se evidencia que la fractura es el lugar donde se alcanzan las mayores saturaciones de condensado y que esos valores disminuyen a medida que se aleja de la fractura.

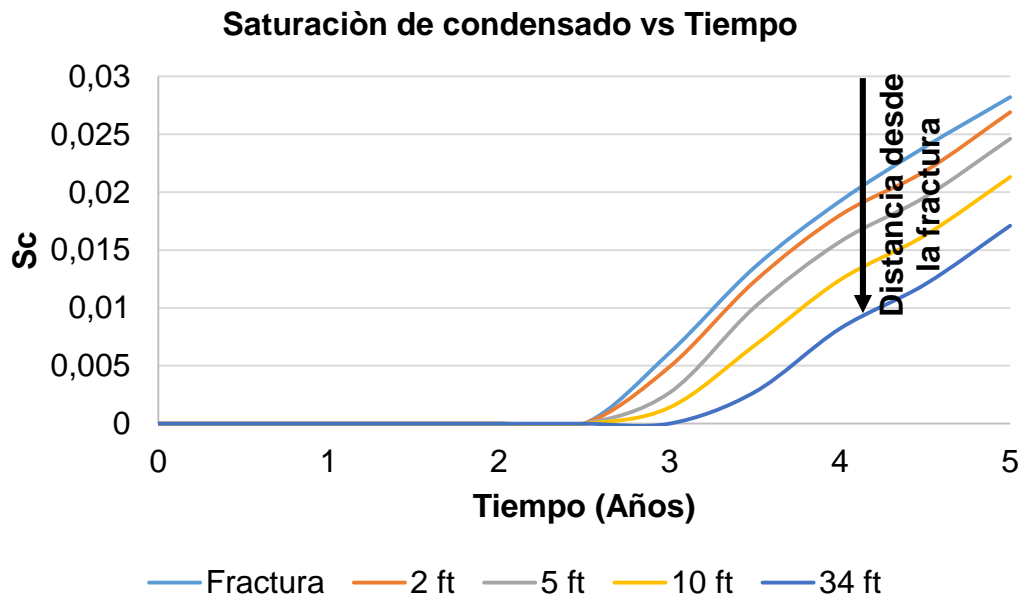
Los valores de S_c para el gas condensado pobre que se alcanzan en esas celdas también son muy pequeños para representar una obstrucción al flujo, lo que permite inferir que para este caso como no hay acumulación significativa del líquido en el tiempo de producción simulado en ninguna zona adyacente a la fractura, tampoco hay daño debido a bancos de condensado. Por el contrario para el gas rico, esas celdas circundantes sí alcanzan valores de S_c considerables, que representan una obstrucción al flujo de gas.

Figura 24. Saturación de condensado versus tiempo para el gas condensado rico



Fuente: Simulador Result 3D CMG

Figura 25. Saturación de condensado versus tiempo para el gas condensado pobre

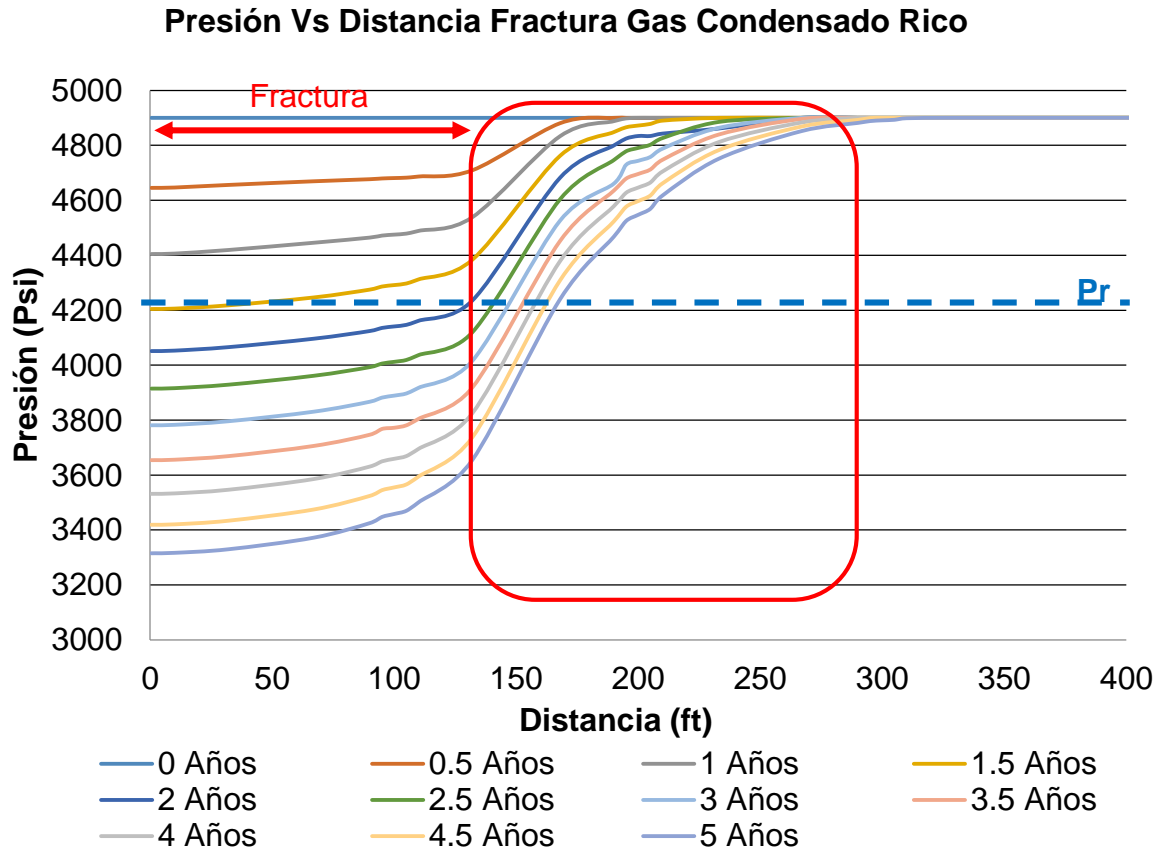


Fuente: Simulador Result 3D CMG

- **Perfiles de presión**

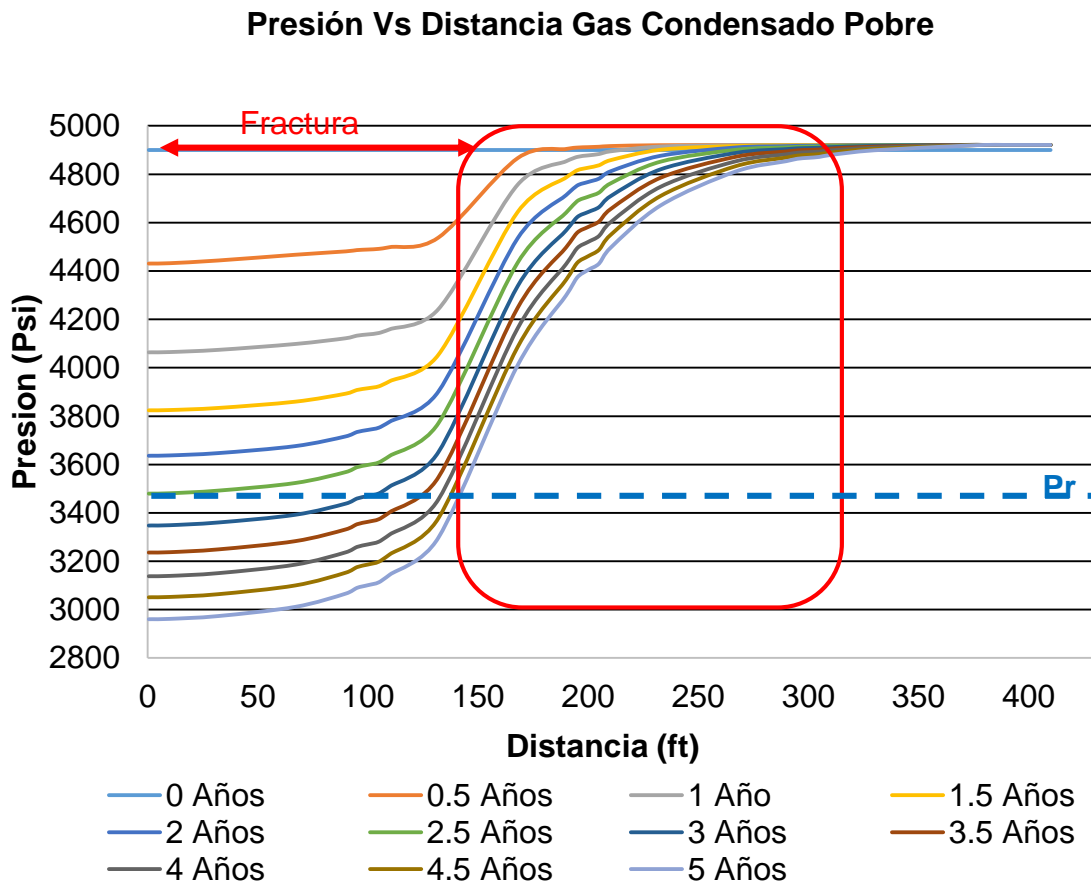
Las **figuras 26 y 27** presentan el perfil de presión versus distancia para tiempos de producción con intervalos de seis meses para ambos casos de gas condensado. Los primeros 150 ft de distancia en las gráficas representan el comportamiento de la presión en la fractura, que se evidencia por la tendencia casi lineal de las curvas; en la fractura la presión a un tiempo específico es casi constante en toda su longitud. La zona que sigue a la fractura y representa la matriz posee un comportamiento de presión diferente, allí los cambios de la presión con respecto a la distancia son más significativos. En esa zona de matriz adyacente a la fractura es donde se empezaran a formar bancos de líquido cuando la presión se haga menor a la presión de rocío. Para el caso del gas condensado pobre, se aprecia en la **figura 27** que tan solo la última curva que representa el comportamiento de presión a 5 años, alcanza una presión menor a la presión de rocío en la zona de la matriz, lo cual coincide con el tiempo en el que empieza a aumentar la saturación de líquidos; los bajos valores de saturación de condensado para el gas condensado pobre con respecto al gas condensado rico, se explican por la diferencia entre la presión alcanzada a una distancia determinada y la presión de rocío, la cual se da claramente por la diferencia en la composición de los fluidos; como el gas condensado rico tiene una composición más alta de la fracción pesado, al disminuir la presión tenderán a desprenderse de la fase gaseosa. Para el gas condensado rico, se alcanzan presiones más bajas que la presión de rocío al cabo de dos años de producción, este valor de tiempo coincide con el tiempo en el que la saturación de gas empieza a disminuir en esa zona perteneciente a la matriz, se identifica que los valores de saturación de condensado son más altos por que las caídas de presión respecto a la presión de rocío son mayores, y como contiene una fracción pesada mayor, se favorece el desprendimiento de los componentes pesados cuando se disminuye la presión.

Figura 26. Presión versus distancia para el gas condensado rico



Fuente: Simulador Result 3D CMG

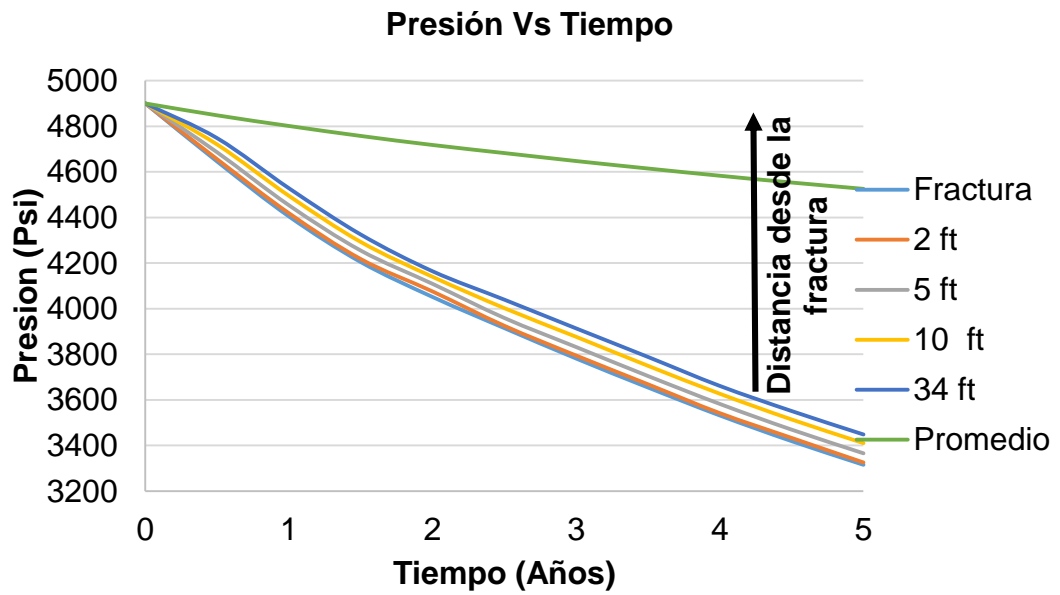
Figura 27. Presión versus distancia para el gas condensado pobre



Fuente: Simulador Result 3D CMG

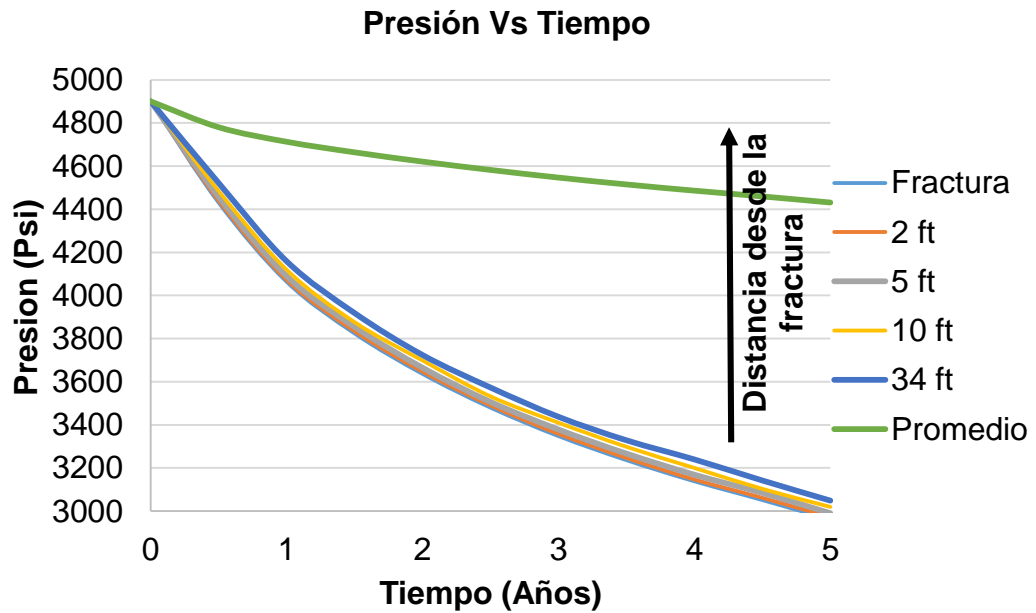
El comportamiento de la presión para las celdas adyacentes a la fractura, ubicadas a distancias de 2, 5, 10 y 32 ft, se presentan en **las figuras 28 y 29**, en ellas se puede apreciar que la fractura es la zona donde se presentan las mayores caídas de presión y que esa caída de presión se expande a las zonas cercanas, las cuales adquieren presiones semejantes a la de la fractura. También se comparan los valores de presión a esas distancias con la presión promedio del yacimiento, y se evidencia que la diferencia es bastante grande, lo cual se debe a que la onda de presión al tiempo de producción analizado no ha afectado toda la extensión del yacimiento en ninguno de los dos casos.

Figura 28. Presión versus tiempo para el gas condensado rico



Fuente: Simulador Result 3D CMG

Figura 29. Presión versus tiempo para el gas condensado pobre

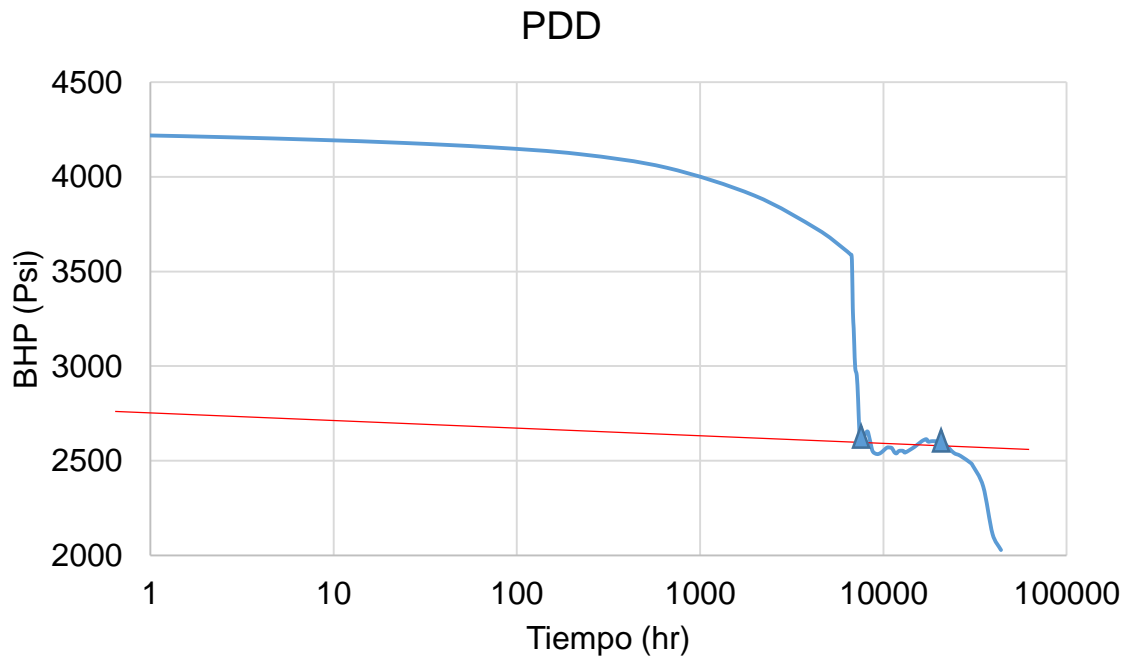


Fuente: Simulador Result 3D CMG

4. CALCULO DEL DAÑO OCASIONADO POR BANCOS DE CONDENSADO

Las gráficas de saturación y presión analizadas anteriormente, permitieron evidenciar que el único caso en el que se sospecha hay bloqueo por condensados es el gas condensado rico. Debido a esto se aplicó una prueba de descenso de presión a un caudal constante igual al último registrado, el cual se puede obtener de la **figura 32**. Para realizar esta simulación se tomó el valor de saturación de condensado registrado en la zona adyacente a la fractura y se introdujo como saturación de aceite inicial.

Figura 30 Prueba de descenso de presión



Fuente: Simulador Result Graph CMG

$$m = \frac{2603 - 2627}{\log(18529) - \log(7805)} = 64$$

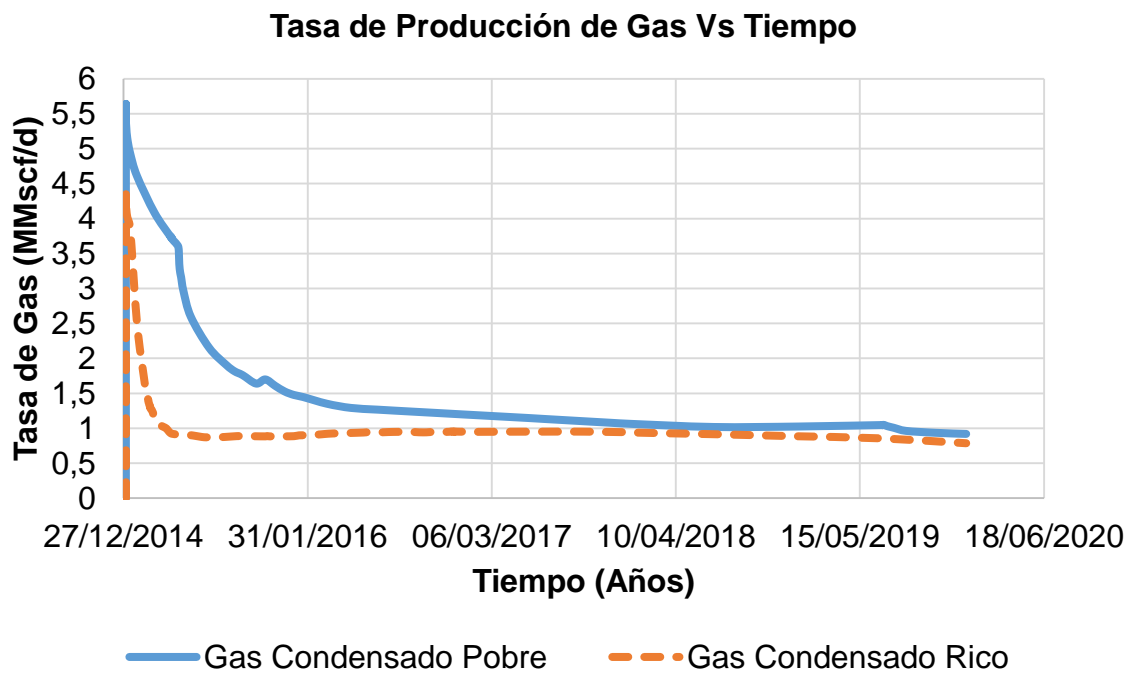
$$k = \frac{162.6q\beta\mu}{mh}$$

$$k = \frac{162.6 * 138 * 1.229 * 1.2}{64 * 300} = 1.72 \text{ mD}$$

$$S = 1.151 * \left(\frac{P_i - P_{wf \text{ 1hr}}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * C_t * r_w^2} \right) + 3.23 \right)$$

$$S = 1.151 * \left(\frac{4900 - 2780}{64} - \log \left(\frac{1.72}{0.06 * 1.2 * 3 * 10^{-5} * 0.25^2} \right) + 3.23 \right) = 33.6$$

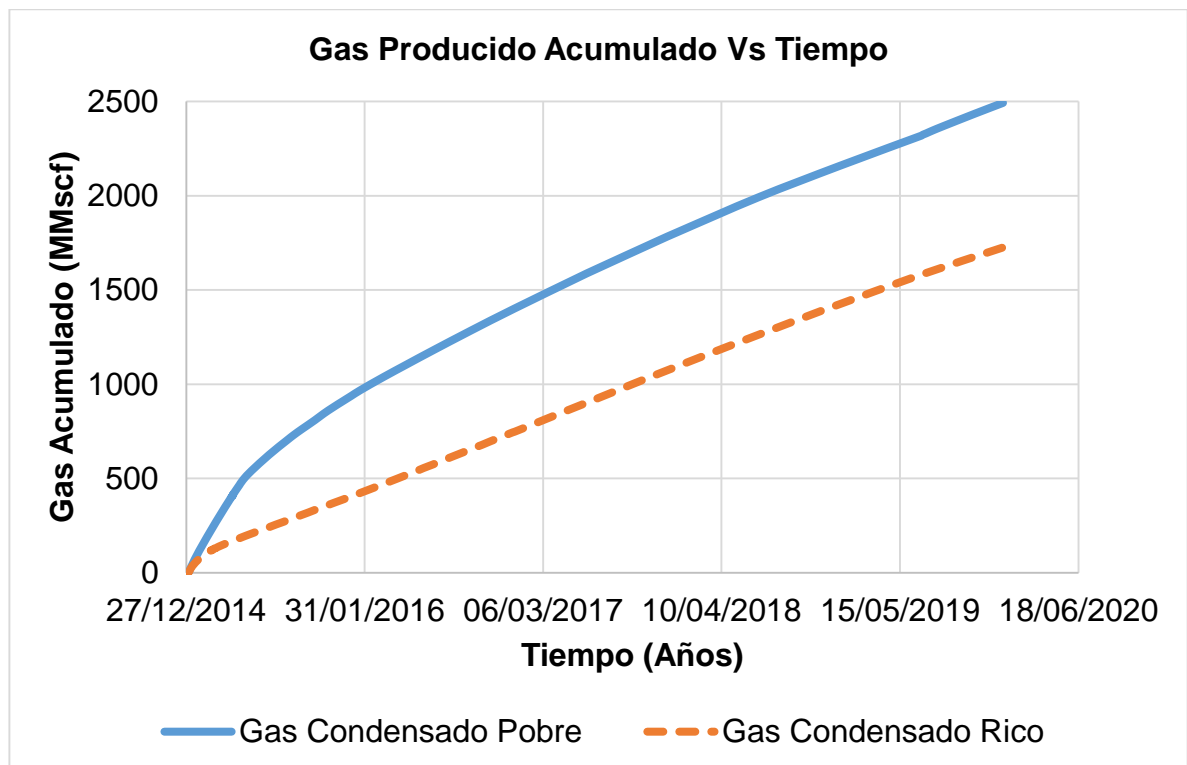
Figura 31. Tasa de producción de gas



Fuente: Simulador Result Graph CMG

La coherencia de los resultados presentados, se pueden verificar con la gráfica de gas producido acumulado versus tiempo (**figura 32**), como se mencionó anteriormente lo único diferente entre ambos gases era la composición, por lo tanto si en el caso del gas rico no hubiese ninguna obstrucción al flujo, la producción debería ser igual al gas condensado pobre, pero la gráfica indica que la producción acumulada del gas condensado rico es menor a la del gas condensado pobre y es la principal evidencia de que efectivamente hubo depositación de componentes pesados del gas condensado rico y por consiguiente una obstrucción al flujo de gas en el yacimiento que es la causante de la diferencia en la producción acumulada de ambos casos.

Figura 32. Producción acumulada de gas versus tiempo



Fuente: Simulador Result Graph CMG

4.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

La **figura 31** muestra la tasa de producción de gas respecto al tiempo para los dos gases condensados objeto de estudio. Para notar la disminución en la tasa de producción de gas para el gas condensado rico debido a banco de líquido evidenciado anteriormente a un tiempo de 5 años, se compara con respecto a la tasa de producción de gas del gas condensado pobre, debido a que la composición era lo único diferente para ambos casos de simulación. Dicho de otra forma, si el gas condensado rico tuviese la misma composición del gas condensado pobre, ambos producirían igual, por tanto es el referente de comparación para ver la disminución en producción ocasionada el banco de condensado alrededor de la fractura.

A un tiempo de 5 años, la tasa de producción del gas condensado pobre es de 919,419 scf/d y la del gas condensado rico es de 786,761 scf/d, por tanto la disminución en producción del gas condensado rico con respecto al gas condensado pobre es de 132,658 scf/d que equivalen a un 14.4 %.

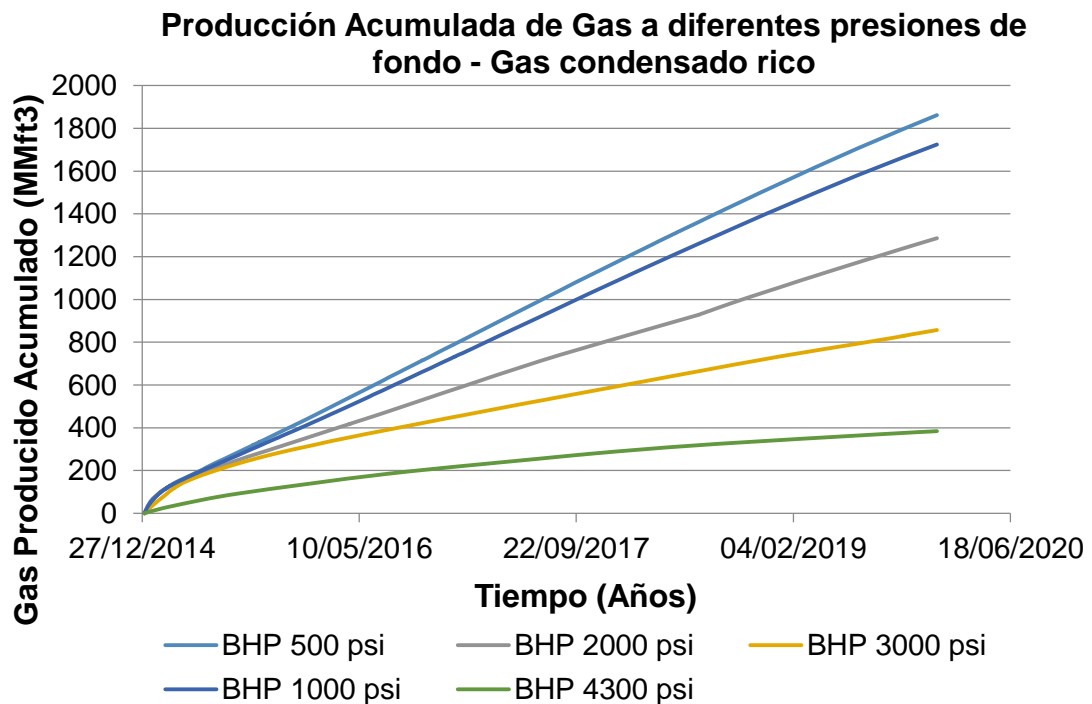
Disminución en la tasa de producción	14.4%
--------------------------------------	-------

4.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE GAS A DIFERENTES PRESIONES DE FONDO

Con el fin de analizar la mejor presión para producir el yacimiento de shale con gas condensado rico en el que se evidencio la condensación de líquido en el yacimiento, se generó la gráfica de la **figura 33**, la cual presenta curvas de producción acumulada de gas en el tiempo para diferentes presiones de fondo

fluyente, de ella se evidencia que a mayores caídas de presión generadas, es decir menores presiones de fondo fluyente, la producción acumulada de gas aumenta. Esto sucede debido al fracturamiento hidráulico que posee el yacimiento, el cual crea canales de flujo de alta conductividad que ocasionan que todo fluido que ingrese en las fracturas sea producido. No significa que no exista daño por bloqueo de condensados, lo único que permite evidenciar es que a mayores diferenciales de presión, la producción será mayor.

Figura 33. Producción acumulada de gas para diferentes presiones de fondo



Fuente: Simulador Result Graph CMG

5. CONCLUSIONES

Los mecanismos de flujo en shale gas incluyen flujo de gas libre, desorción y difusión.

El concepto de presión de confinamiento se abordó en el capítulo 2 con el único fin de evidenciar que las propiedades críticas de los componentes de un gas condensado en un yacimiento de shale cambian debido a la proximidad del tamaño de los poros y las moléculas del fluido, lo que da un indicio de que al aplicar los métodos empleados para yacimientos convencionales que no toman en cuenta la interacción molécula-pared de poro en yacimientos de shale gas condensado, se podrían generar resultados que no representen acertadamente el comportamiento de estos yacimientos, por ese motivo es necesario estudiarlos más a fondo.

Los perfiles de saturación versus distancia evidenciaron que la saturación de condensado a lo largo de la fractura es constante y que la zona cercana a ellas en la que ocurre la acumulación de líquidos, que pueden afectar el flujo de gas hacia las fracturas.

Dos gases condensados con composición diferente fueron seleccionados para realizar la simulación con el fin de apreciar la influencia de la composición sobre el desarrollo del banco de condensado, los resultados indican que sólo el gas condensado rico presentó valores considerables de saturación de condensado en la zona cercana a la fractura, lo que se atribuye al porcentaje de componentes pesados que era mayor que para el gas condensado pobre.

La acumulación de líquidos en la zona cercana a las fracturas para el gas condensado rico representa una obstrucción al flujo de gas hacia las fracturas, que se evidencia cuando se comparan las tasas de producción de ambos gases. Partiendo del hecho que lo único diferente entre ellos era la composición, si no

ocurriera desprendimiento de líquidos del gas en el caso del gas condensado rico, su producción debería ser igual al gas condensado pobre, pero como ese fenómeno se presenta, la tasa de producción del gas condensado rico disminuye debido a la obstrucción generada por los componentes pesados del gas que se acumulan.

Para el cálculo del daño a la formación debido a bancos de condensado en yacimientos de shale gas condensado fracturados hidráulicamente no se contó con una metodología disponible en la literatura; debido a esto se aplicó una prueba de descenso de presión que evidencio un daño de 33.6, que indica un daño alto grado de daño.

La metodología propuesta en el presente trabajo está sometida a un grado de incertidumbre que debe ser validado en la medida que se realicen nuevos estudios en este tipo de yacimientos.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer el análisis de aumento de saturación de condensado en la región cercana a las fracturas, con otros simuladores que también permitan representar las características de los yacimientos de shale.

Se recomienda sensibilizar otros factores diferentes a la composición del fluido, para evaluar el impacto que podrían ocasionar sobre la producción de los yacimientos de shale gas condensado.

Se recomienda hacer el análisis de perfiles de saturación de condensado para un solo tipo de gas condensado, pero involucrando las propiedades del fluido modificadas debido a la presión de confinamiento.

Se recomienda validar otras metodologías para el cálculo de daño a la formación debido a bancos de condensado en este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

CHAOHUA, Guo, *et al.* Study on gas permeability in Nano Pores of Shale Gas Reservoirs. SPE 167179. 2013.

CIVAN, F., DEVEGOWDA, D., & SIGAL, R. Theoretical Fundamentals, Critical Issues, and Adequate Formulation of Effective Shale Gas and Condensate Reservoir Simulation. Porous Media and Its Applications in Science, Engineering, and Industry. (2012).

DEVEGOWDA, Deepak. Phase Behavior of Gas Condensate in Shales Due to Pore Proximity Effects: Implications for Transport, Reserves and Well Productivity. SPE 160099. 2012.

ECONOMIDES, Michael. *et al.* Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs. SPE 140555. 2011

NAGARAJAN, N. R., HONARPOUR, M. M., ARASTEH, F., Hess Corporation. Critical Role of Rock and Fluid – Impact on Reservoir Performance on Unconventional Shale Reservoirs. URTEC 1585730. (2013).

OIL FIELD REVIEW. Revisión de los yacimientos de gas condensado. Schlumberger. Primavera de 2006.

ORANGI, A., NAGARAJAN, N., HONARPOUR, M. & ROSENZWEIG, J. Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. SPE 140536. (2011).

SAYED, M.A. & AI-MUNTASHERI, G.A. Liquid Bank Removal in Production Wells Drilled in Gas-condensate Reservoirs: A Critical Review. SPE 168153. (2014).

TRAVALLONI, L., CASTIER & M., TAVARES, F. Phase equilibrium of fluids confined in porous media from an extended Peng-Robinson equation of state. Fluid Phase Equilibria. 362. 335-341. (2014) .Recuperado de: <http://www.elsevier.com/>

TRAVALLONI, L., CASTIER, M., TAVARES, F. & SANDLER, S. Thermodynamic modeling of confined fluids using an extension of the generalized van der Waals theory. Chemical Engineering Science (2010). Recuperado de: <http://www.elsevier.com/>

WEI, Yu y KAMI, Sepehmoori. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. SPE 165377. 2013.

WHITSON, C. & SUNJERGA, S. PVT in Liquid-Rich Shale Reservoirs. SPE 155499. (2012)

ZARRAGOICOECHEA, J., MEYRA, A. & KUZ, V. Thermodynamic equations for a confined fluid at nanometric scale. Fluid Phase Equilibria (2005). Recuperado de: <http://www.elsevier.com/>