

ESTIMACIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE DE UN POZO EN UN YACIMIENTO DE
SHALE POR MEDIO DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE DESCENSO
DE PRESIÓN (PDD).

CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO
OSCAR ANDRÉS ÁLVAREZ GARNICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2016

ESTIMACIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE DE UN POZO EN UN YACIMIENTO DE
SHALE POR MEDIO DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE DESCENSO
DE PRESIÓN (PDD).

CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO
OSCAR ANDRÉS ÁLVAREZ GARNICA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de Petróleos, M. Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

Quiero dedicar este triunfo a Dios que me permitió llegar hasta este punto de mi vida, dándome la sabiduría y las fuerzas para no detenerme en el camino.

A mis padres Mariela Blanco y Tulio Murcia que son el motor de mi vida, gracias porque me brindaron todo su apoyo y amor incondicional, quiero que sepan que gracias a que me inculcaron los valores y las enseñanzas necesarias hoy puedo culminar un triunfo más en mi vida y sé que vendrán muchos más. Los amo.

A mis hermanas Paula Katerine y María Alejandra que pese a cualquier circunstancia siempre estarán ahí para sacarme una sonrisa o una arruguita, las quiero.

A mi nonita Alicia que ha sido otra madre para mí, la quiero y sé que mi Dios me va a permitir compartir muchos años más a su lado.

A mi tía Elizabeth más conocida como la tía chaba que más que una tía ha sido una amiga que me ha acompañado en los buenos y malos momentos, siempre dándome buenos consejos y apoyándose en cada situación, la quiero china.

A mis tíos y a toda mi familia por brindarme su cariño y apoyo incondicional.

A mi chica guapa Alexa por ser esa persona especial que me brinda todo su apoyo y amor incondicional, que ha estado a mi lado compartiendo muchas alegrías y algunos triunfos, que me enseñó que sin importar lo que pase al final todo termina en una sonrisa, gracias por ayudarme a definir muchos propósitos y estar a mi lado para verme cumplirlos, la amo hermosa.

A mis amigos que me han acompañado en este camino y más que amigos se vuelven familia, los quiero hermanos.

Cristian Alejandro Murcia Blanco

DEDICATORIA

Primordialmente a Dios, por darme una grandiosa oportunidad de vivir, por acompañarme durante mi trayecto de vida y por ser ejemplo de amor hacia todas las personas que en mi vida han llegado.

A mis padres Nelly Garnica Sanchez y Armando Alvarez Garnica, quienes me permitieron vivir y brindar la oportunidad de estudiar, aparte me brindaron apoyo para tener una perspectiva hacia el futuro y quienes se han preocupado por mi bienestar.

A mi abuela Herminia Garnica quien es mi segunda madre, que también se esmeró por mi bienestar enfatizando los valores primordialmente.

A mis hermanos Yolanda Almanza, Lisseth Yesenia Cardenas, Jhon Murillo, Laura Alvarez y Daniel Alejandro Alvarez, quienes me han enseñado cosas inesperadas aparte de jodermen.

A mi amigo tesista Cristian Alejandro Murcia, quien me brindó la oportunidad de desarrollar este trabajo de investigación, resaltando su sencillez y humildad, gracias amigo.

A mis profesores de pregrado, quienes son ejemplares por sus enseñanzas, historias e anécdotas y conocimiento que nos brinda a enseñar y aprender por nuestro futuro profesional y como persona.

Y finalmente a mí querido hijo quien todavía no ha llegado a este mundo pero es la fuerza para seguir perseverando durante mi vida.

“Las cosas no valen por el tiempo que duran, sino por las huellas que dejan”
(Proverbio Árabe)

OSCAR ANDRÉS ÁLVAREZ GARNICA

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos formar parte de esta prestigiosa institución para nuestra formación integral y profesional.

A la Escuela Ingeniería de Petróleos, quienes nos permitieron llevar a cabo en la ejecución del proyecto.

Al Ingeniero Álvaro Prada por ser un gran guía y brindarnos la oportunidad de trabajar con excelentes personas.

Al MSc. José Carlos Cárdenas Montes, quien nos proporcionó su colaboración y ayuda durante el desarrollo de nuestro trabajo de investigación.

Al ingeniero Emmanuel Robles por aportar y ayudarnos en el desarrollo de nuestro proyecto.

Al MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, por ayudarnos a orientar nuestro tema de investigación.

A la MSc. Helena Margarita Ribon Barrios, por hacer parte de nuestros calificadores y por sus aportes a nuestro tema.

GRACIAS

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCION | 18 |
| 1. GENERALIDADES | 20 |
| 1.1 GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN | 20 |
| 1.2 TIPOS DE PRUEBAS ¹ | 22 |
| 1.2.1 Pruebas de descenso de la presión. | 22 |
| 1.2.2 Pruebas de ascenso de presión. | 22 |
| 1.2.3 Pruebas de inyección. | 23 |
| 1.2.4 Pruebas De Fall-off. | 24 |
| 1.2.5 Pruebas de interferencia. | 24 |
| 1.2.6 Prueba DST. | 25 |
| 1.3 GENERALIDADES DE SHALE GAS | 25 |
| 1.4 QUÉ ES UN SHALE | 26 |
| 1.5 QUÉ ES GAS SHALE | 28 |

| | |
|--|----|
| 1.6 QUÉ ES EL SHALE GAS..... | 31 |
| 1.7 YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD..... | 31 |
| 2. REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES..... | 32 |
| 2.1 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES | 32 |
| 2.1.1 Flujo radial temprano..... | 33 |
| 2.1.2 Flujo lineal intermedio..... | 34 |
| 2.1.3 Flujo radial tardío o pseudoradial. | 35 |
| 2.1.4 Flujo lineal tardío..... | 35 |
| 2.2 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS | 36 |
| 2.2.1 Regímenes de flujo en la fractura:..... | 38 |
| 2.2.2 Regímenes de flujo en el yacimiento: | 38 |
| 2.3 INTERPRETRACIÓN DE LOS REGIMENES DE FLUJO | 40 |
| 2.3.1 Modelos e interpretación de la derivada de la presión ⁵ | 42 |

| | |
|---|----|
| 3. MECANISMOS DE FLUJO EN YACIENTOS DE SHALE | 44 |
| 3.1 DESORCIÓN..... | 45 |
| 3.2 DIFUSIÓN..... | 46 |
| 3.3 FLUJO DARCY | 47 |
| 4. TECNOLOGÍAS ACTUALES EN LA PRODUCCION DEL SHALE | 48 |
| 4.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL (Horizontal Drilling)..... | 48 |
| 4.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (Hydraulic Fracturing) | 49 |
| 5. PRUEBAS DE PRESIÓN PARA POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS ⁴ | 51 |
| 5.1 POZOS FRATURADOS HIDRAULICAMENTE ⁵ | 53 |
| 6. SIMULACIÓN NUMERICA | 56 |
| 6.1 DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTETICO DEL SHALE GAS..... | 57 |
| 6.2 GENERALIDADES BARNETT SHALE | 59 |
| 6.3 MODELO BASADO EN EL YACIMIENTO BARNETT SHALE | 60 |
| 7. DESARROLLO DE LA PRUEBA DE PRESIÓN..... | 64 |

| | |
|--|----|
| 8. ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS | 69 |
| 9. CONCLUSIONES..... | 70 |
| CITAS | 71 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 72 |
| ANEXOS..... | 74 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Esquema representación de una prueba de presión. | 21 |
| Figura 2. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de descenso de presión | 22 |
| Figura 3. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de ascenso de presión | 23 |
| Figura 4. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de inyección | 23 |
| Figura 5. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba fall-off | 24 |
| Figura 6. Comparación de producción convencional y producción no convencional de gas | 25 |
| Figura 7. Afloramiento de shale, fisurado naturalmente..... | 26 |
| Figura 8. Tipos de yacimientos según sus atributos físicos | 27 |
| Figura 9. Flujo radial temprano | 33 |
| Figura 10. Flujo hemiradial o radial intermedio | 33 |
| Figura 11. Flujo lineal intermedio | 34 |
| Figura 12. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial..... | 35 |
| Figura 13. Modelo de fracturamiento hidráulico con múltiples fracturas | 36 |
| Figura 14. Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados..... | 39 |
| Figura 15. Comportamiento de la pseudopresión y derivada de pseudopresión para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado..... | 41 |
| Figura 16. Mecanismos de flujo de gas adsorbido y gas libre | 44 |
| Figura 17. Desorción del gas | 45 |
| Figura 18. Isoterma de Langmuir..... | 46 |
| Figura 19. Difusión del gas | 47 |
| Figura 20. Flujo Darcy en las fracturas | 47 |

| | |
|--|----|
| Figura 21. Perforación horizontal..... | 48 |
| Figura 22, vista superior y frontal de una fractura vertical | 54 |
| Figura 23. Etapas del desarrollo de un modelo numérico de un yacimiento..... | 56 |
| Figura 24. Campo Barnett Shale..... | 59 |
| Figura 25. Vista Areal del yacimiento simulado | 60 |
| Figura 26. Vista 3D del yacimiento simulado | 61 |
| Figura 27. Fracturas hidráulicas del yacimiento simulado | 62 |
| Figura 28. Fractura hidráulica y pozo horizontal del yacimiento simulado | 62 |
| Figura 29, permeabilidad modificada en el modelo..... | 65 |
| Figura 30, grafico derivada de presión vs tiempo | 66 |
| Figura 31 grafico $m(p)$ vs t | 67 |
| Figura 34, curvas de permeabilidad relativa utilizada en la simulación..... | 75 |
| Figura 35. Sensibilización caudal q vs p_{wf} | 76 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Características típicas del shale gas..... | 28 |
| Tabla 2. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del TOC..... | 30 |
| Tabla 3. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del RO..... | 30 |
| Tabla 4. Resumen de los regímenes de flujo..... | 43 |
| Tabla 5. Procedimiento para realizar un fracturamiento hidráulico | 49 |
| Tabla 6. parametros utilizados en el desarrollo del modelo | 62 |
| Tabla 7. resultados obtenidos del análisis grafico MDH | 67 |
| Tabla 8. resultados obtenidos de la estimación del área de drenaje | 68 |

NOMENCLATURA

P_D = Presión adimensional

K = Permeabilidad de la formación, mD

h = Espesor de la formación, ft

q = Caudal de gas, Mscf

T = Temperatura del yacimiento, R

t_D = Tiempo adimensional

t = Tiempo, horas

\emptyset = Porosidad, fracción

μ = Viscosidad del gas, cp

C_t = Compresibilidad total del yacimiento, psi⁻¹

X_f = Longitud media de la fractura, ft

S = Factor de daño

m = Pendiente del gráfico MDH

C_f = Conductividad de la fractura, mD-ft

t_{Dxf} = Tiempo adimensional basado en la longitud media de la fractura

B = Factor volumétrico de formación del gas, rsb/Mscf

P_{wf} = Presión en el pozo, psi

r_w = Radio del pozo, ft

W_f = Ancho de la fractura, ft

L = Longitud del pozo, ft

RESUMEN

TITULO: ESTIMACIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE DE UN POZO EN UN YACIMIENTO DE SHALE POR MEDIO DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE DESCENSO DE PRESIÓN (PDD).*

AUTORES: CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO

OSCAR ANDRES ALVAREZ GARNICA**

PALABRAS CLAVE: ÁREA DE DRENAJE, SHALE, PRUEBA DE PRESIÓN, PRUEBA DE DESCENSO DE PRESIÓN.

DESCRIPCIÓN:

Los yacimientos de shale denominados no convencionales para su producción son aquellos que están sometidos a nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, estas técnicas nos brindan la oportunidad de tener una mayor área de contacto con la formación y de esta manera aumentar el volumen estimulado del yacimiento. Por medio de las pruebas de presión podemos conocer el comportamiento de los yacimientos de shale gas, en el cual dependiendo del régimen de flujo que se puede observar durante la prueba de presión podemos obtener propiedades como el área de drenaje, permeabilidad, conductividad de fractura, factor skin (daño) de dichos yacimientos. Esta metodología consiste en determinar parámetros por medio de pruebas de presión utilizando métodos que varios autores han desarrollado para obtener estas propiedades. El siguiente proyecto busca lograr estimar el área de drenaje de un yacimiento de shale por medio de una prueba de descenso de presión (PDD) basados en el análisis MDH de Horner. Los resultados fueron obtenidos desarrollando un yacimiento sintético el cual es producido a través de un pozo horizontal con múltiples fracturas transversas, usando simulación numérica, posteriormente se realizó una prueba de presión, necesaria para la utilización del método. Cabe resaltar que en el procedimiento del cálculo de las propiedades se debe tener especial cuidado en el momento de la aplicación, debido a que este puede ser sensible a algunas variables llevando así a un aumento en el porcentaje de error.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela ingeniería de Petróleos. Director: José Carlos Cárdenas Montes

ABSTRACT

TITULO: AREA ESTIMATE DRAINAGE WELL IN A RESERVOIR OF SHALE THROUGH THE INTERPRETATION OF TEST PRESSURE DROP (PDD). *

AUTORES: CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO

OSCAR ANDRES ALVAREZ GARNICA**

PALABRAS CLAVE: DRAINAGE AREA, SHALE, PRESSURE TEST, TEST PRESSURE DROP.

DESCRIPCIÓN:

Shale reservoirs called unconventional reservoirs. For its production they are those subjected to new technologies such as hydraulic fracturing and horizontal drilling- These techniques give us the opportunity to have a larger contact area with the formation and thereby increase reservoir volume stimulated. Through pressure tests, we know behavior of the reservoirs of shale gas, which depending on the flow regime observed during the pressure test we obtain properties such as drainage area, permeability, fracture conductivity, skin factor (damage). The procedure involves determining parameters by pressure testing methods that several authors have developed for obtaining these properties. The following project aims to estimate the drainage area of a deposit of shale by a pressure drop test (PDD) based on the MDH Horner analysis. The results were obtained by developing a synthetic reservoir, which is produced through a horizontal well with multiple transverse fractures, using numerical simulation, and then a pressure test was performed. It was necessary for the use of the method. Note that this is important for the determination of the properties to be especially careful at the time of the application, because this may be sensitive to certain variables thus leading to an increase in the error rate.

* Degree Work.

** Faculty of Phisico-Chemicals Engineering. School of Chemical Engineering. Director: José Carlos Cárdenas Montes

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha observado el avance de la industria del petróleo debido al crecimiento de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial, lo cual se convierte en un gran reto poder abastecerla, por eso es de gran importancia enfatizar y proyectar la investigación de nuevos yacimientos, como lo son los yacimientos no convencionales (yacimientos de shale), los cuales nos ofrecen una oportunidad o pronta solución a esta problemática actual.

Los yacimientos no convencionales además de diferenciarse de los yacimientos convencionales en la manera de extracción de los fluidos también se diferencian en cómo almacenan los fluidos en el yacimiento, para los yacimientos de shale gas el mecanismo de almacenamiento es la adsorción, este mecanismo de almacenamiento actúa atrapando las moléculas de los fluidos en la superficie de la roca y entenderlo facilita la comprensión de los mecanismos de flujo que ocurren en este tipo de yacimientos.

Debido a que el estudio de estos yacimientos es relativamente nuevo se tiene poca información y conocimiento de ellos, además han requerido la implementación de nuevas tecnologías para su desarrollo y producción diferentes a las ya conocidas convencionales, unas de ellas son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Estas técnicas nacen de la necesidad de drenar los fluidos de la roca (shale), debido a que los yacimientos de shale presentan características como permeabilidades muy pequeñas o nulas que impiden que los fluidos migren hacia el pozo productor, la función principal de estas técnicas es tener una mayor área de contacto con la formación y generar los canales de flujo para los fluidos del yacimiento.

Después de la implementación de estas técnicas de producción surgen varias preguntas acerca de las condiciones del pozo y la efectividad de la técnica aplicada, una de las técnicas para evaluar el comportamiento de los yacimientos de shale es la simulación numérica de yacimientos y una técnica para evaluar las condiciones del pozo son las pruebas de presión.

1. GENERALIDADES

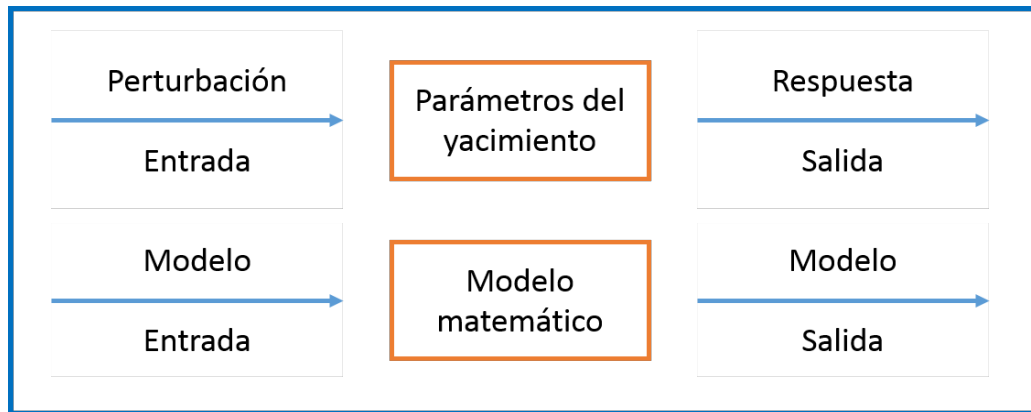
1.1 GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Durante toda la vida del yacimiento es importante conocer en cada etapa el estado en que este se encuentra, de esta manera se hace más fácil la toma de decisiones respecto al funcionamiento y productividad del mismo. Existen varias maneras de evaluar el yacimiento, siendo las pruebas de presión las más utilizadas debido a su simplicidad y exactitud.

El principio de las pruebas de presión está basado en la medición de la perturbación de la presión que es producida por algunos cambios en las condiciones del yacimiento, tales como inyección de fluido o cambios en la producción, entre otras, en muchos casos es posible inferir las propiedades del yacimiento.

Este tipo de pruebas normalmente tiene una duración muy corta que puede variar entre horas o días. La función de una prueba de presión es obtener propiedades y características del yacimiento como permeabilidad, presión estática del yacimiento además de determinar límites del yacimiento, comunicación entre pozos, factor de daño, entre otros. Estas pruebas son interpretadas por medio de modelos matemáticos, teniendo en cuenta varios parámetros del yacimiento.

Figura 1. Esquema representación de una prueba de presión.



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p

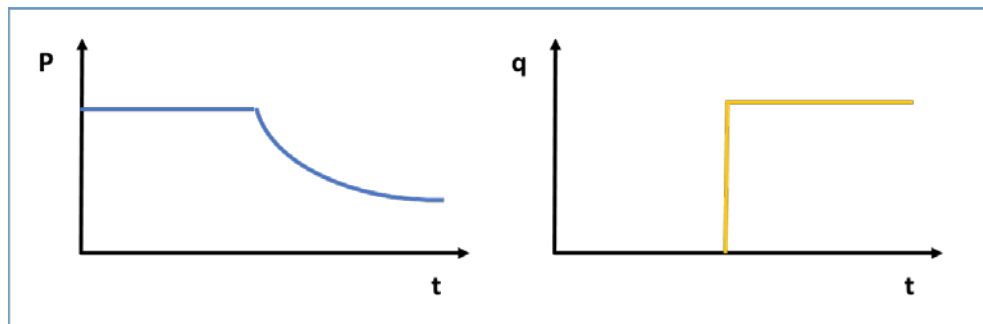
Objetivos del análisis de las prueba de presión:

- ✓ Evaluar el yacimiento: Determina las características y el estado del yacimiento, ayudando a la toma de decisiones sobre la mejor forma de producción y la rentabilidad del pozo.
- ✓ Manejar los yacimientos (administración del yacimiento): Se realiza un constante seguimiento del yacimiento para determinar el desempeño y el estado del pozo
- ✓ Describir los yacimientos: Por medio de las pruebas determinamos características que nos ayudan en la descripción de los yacimientos.

1.2 TIPOS DE PRUEBAS¹

1.2.1 Pruebas de descenso de la presión. En esta prueba el pozo se encuentra estático, estable y cerrado, es abierto al flujo en una tasa constante. Es un buen método para probar los límites del yacimiento. No se garantiza la permanencia constante de la tasa así el pozo se encuentre estabilizado.

Figura 2. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de descenso de presión

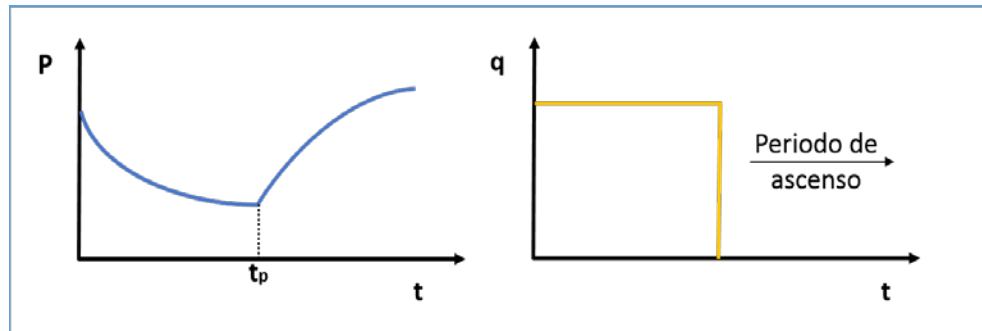


Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

1.2.2 Pruebas de ascenso de presión. En esta prueba un pozo que ha estado fluyendo preferiblemente de forma constante, es cerrado, y se mide el aumento de la presión en el fondo del pozo.

La condición requerida de tasa constante es lograda fácilmente ya que el pozo tiene una tasa de producción igual a cero; aunque puede ser difícil alcanzar esta meta en la tasa de producción antes de que el pozo sea cerrado.

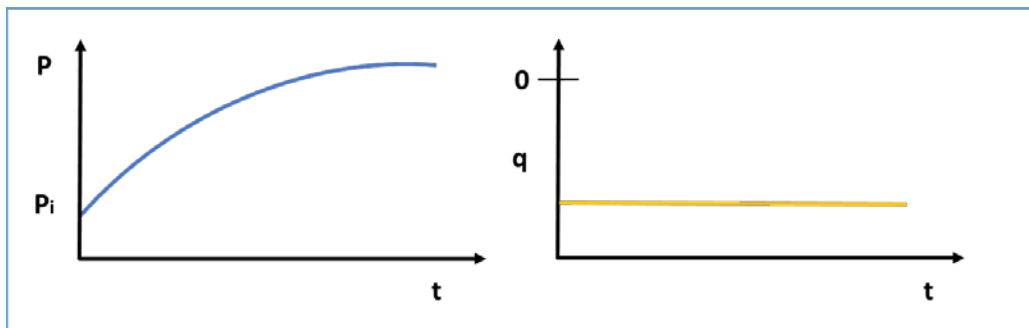
Figura 3. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de ascenso de presión



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

1.2.3 Pruebas de inyección. En esta prueba se similar a la prueba PDD, excepto que el flujo es hacia el pozo. Las tasas de inyección son más fáciles de controlar que las de producción, sin embargo si el fluido inyectado es diferente al fluido original in situ, el análisis puede ser complejo.

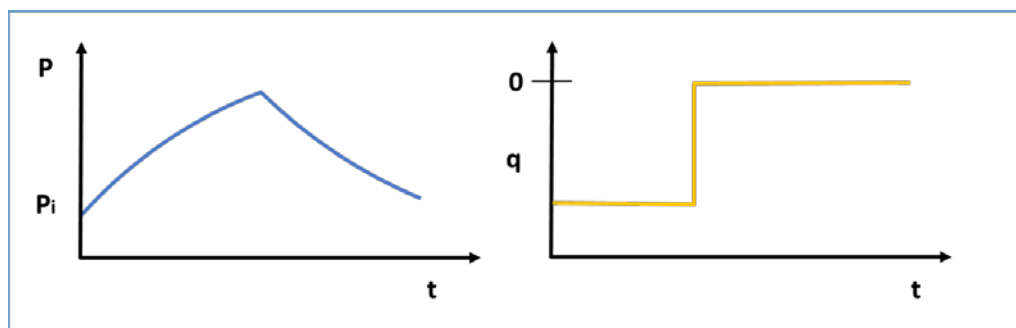
Figura 4. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba de inyección



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

1.2.4 Pruebas De Fall-off. Con esta prueba es posible determinar, las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector, estimar la presión promedio del yacimiento, medir la presión de ruptura del yacimiento, entre otras variables, también determina si existe daño en la formación y su causa.

Figura 5. Comportamiento de la presión y el caudal durante la prueba fall-off



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

1.2.5 Pruebas de interferencia. Las pruebas de interferencia son realizadas por un pozo activo (pozo producto o inyector) y por un pozo de observación. Las pruebas de interferencia tienen dos grande objetivos.

- ✓ Determinar si dos o más pozos están comunicados mediante la presión.
- ✓ Cuando la comunicación existe, proveer una estimación de la permeabilidad y el producto porosidad-compresibilidad.

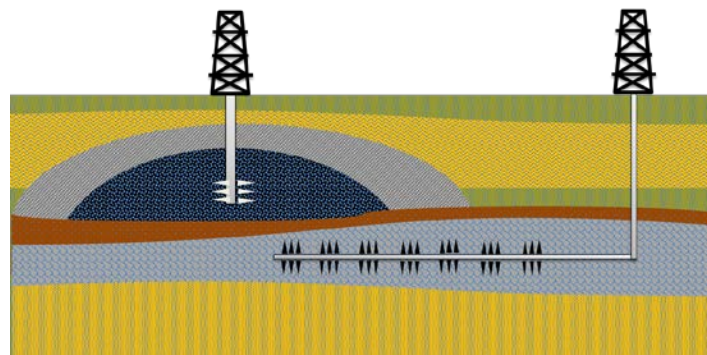
1.2.6 Prueba DST. La herramienta del DST (drill stem test) está localizada al final de la tubería de perforación; también puede ser usada para aislar una zona de interés y dejar que produzca dentro de la tubería.

1.3 GENERALIDADES DE SHALE GAS

El shale gas es una fuente de combustible fósil almacenado en una roca denominada como yacimiento no convencional, es asociado directamente a mantos de carbón, este tipo de yacimientos es uno de los principales retos de la industria de los hidrocarburos ya que los procedimientos requeridos para su explotación van más allá de los ya conocidos métodos convencionales.

Su descubrimiento no es actual, pero debido a la falta de tecnología y recursos del mercado en esos momentos, su manejo y producción no era muy rentable. Hoy en día gracias a los avances tecnológicos y la situación actual petrolera, se ha logrado innovar en diferentes tecnologías de perforación, completamiento y estimulación, permitiendo la extracción de hidrocarburos de este tipo de yacimientos de manera confiable y rentable, siendo la extracción de shale gas y shale oil la de mayores avances para su producción y explotación.

Figura 6. Comparación de producción convencional y producción no convencional de gas



1.4 QUÉ ES UN SHALE

Se denomina shale o esquisto a una formación de roca sedimentaria de grano muy fino, formada debido a diversas circunstancias geológicas que permitieron su compactación y consolidación, originalmente fue una acumulación de lodo y arcilla. Este tipo de roca se distingue fácilmente porque es fisionable y laminada (estructura foliada), esto quiere decir que la roca se compone de muchas capas delgadas y que se divide fácilmente en piezas delgadas a lo largo de la lámina. Su estructura molecular es de 1 átomo de silicio y 4 átomos de oxígeno, se ubica entre las rocas sedimentarias conocidas como Fangolitas, dentro de los esquistos más comunes podemos encontrar los esquistos de mica, hornblenda, clorita y talco.

Las rocas shale por poseer un tamaño de grano muy fino, dan lugar a espacios intersticiales muy pequeños, dificultándole a los fluidos permanecer o fluir a través de la roca, por lo tanto las rocas shale son consideradas como rocas sellantes, trampas para petróleo, agua y gas, también son consideradas como roca madre del petróleo (teoría orgánica), estos yacimientos se consideran autoabastecidos ya que la lutita actúa como roca generadora y roca almacén. Esta característica de grano fino también influye directamente en la permeabilidad de la matriz, brindando permeabilidades muy bajas o nulas, por eso requieren de una técnica como el fracturamiento que brinda una mejora en la permeabilidad.

Figura 7. Afloramiento de shale, fisurado naturalmente



Fuente: <http://2.bp.blogspot.com/-bJ4jjsLqKFM/Vb669OXX97I/AAAAAAAAABic/6-kQNZOaFRs/s1600/shale.jpg>

Como todos los yacimientos de shale no son iguales los clasificaremos según sus

atributos se pueden clasificar 3 tipos de yacimiento según sus atributos físicos:

Figura 8. Tipos de yacimientos según sus atributos físicos



Fuente modificada: <http://www.carboceramics.com/products-and-services/stratagen/fracture-design-evaluation-and-optimization/STRATASHALE-shale-based-reservoir-stimulation-work>

- ✓ TIPO 1: Combinación de la acumulación de gas libre en los espacios porosos junto con el liberado por el proceso de desorción dentro de la roca fracturada, y responden de buena forma a procesos de estimulación por fracturamiento.

- ✓ TIPO 2: Posee arenas finas laminadas incrustadas dentro de la shale rica en materia orgánica, que sirven como conductos para la producción de gas.

- ✓ TIPO 3: Debido al alto contenido orgánico (TOC > 5%), producen ante todo por desorción a través de la red de fracturas.

Tabla 1. Características típicas del shale gas.

| CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DEL SHALE GAS | |
|--|--------------------|
| Contenido de arcillas | baja |
| Madurez Termica | 1,1% |
| Matriz | silice o carbonato |
| Material organico | Tipo II (Marino) |
| TOC | >2 % |
| Saturacion de Agua | baja |
| Espesor | 45 ft |
| Sobrepresion | >0,45 psi / ft |
| Roca sello por encima y debajo del reservorio no convencional | |

Fuente: Delivering Unconventional Solutions. Leonardo Pardo Werpajosky – Halliburton. 2012 Tabla. Características comerciales del shale gas en Estados Unidos.

1.5 QUÉ ES GAS SHALE

El gas shale se le llama al yacimiento de roca shale con un alto potencial de gas, los depósitos del shale gas se encuentran atrapados en lutitas, generalmente las lutitas son fuente de gas y un medio para almacenarlo, algunas características del gas shale son:

- ✓ Lutitas ricas en alto contenido orgánico
- ✓ Roca madre
- ✓ Gas libre y adsorbido
- ✓ Permeabilidad del orden de nano Darcy
- ✓ Naturalmente fracturadas

Los recursos del shale gas se encuentran atrapados en plays (capas) y no en campos como es conocido convencionalmente, estas formaciones contienen acumulaciones significativas de gas natural y comparten propiedades geográficas y

geológicas similares, algunas características del gas shale son:

1. Alto Gamma Ray
2. Alta Resistividad
3. Alto contenido de materia orgánica (>2%)
4. Alta madurez
5. Fragilidad (>40% de cuarzo)
6. Espesor (>30ft)
7. Depósito de ambiente marino
8. Kerogeno tipo II

El espacio poroso de un shale varía en un rango de 2 a 10% y esta propiedad de la roca permite que se almacene gran cantidad de gas natural, pero no solo depende de este parámetro, también influye la cantidad de materia orgánica presente, la madurez térmica y la presión del yacimiento. La madurez térmica es una medida que me indica a que temperatura y presión se ha sometido la roca. Para poder determinar la cantidad de materia orgánica presente, producida por la madurez térmica de la roca, es indispensable realizar pruebas de laboratorio a núcleos de la formación y para determinar la cantidad de hidrocarburo (shale gas) se utilizan dos métodos²:

1. El carbono orgánico total (TOC), es el la cantidad de materia orgánica que almacena la roca y ha sido sometida a degradación química, bacteriana, a cambios de presión, temperatura y además ha sido sedimentada en un ambiente anaeróbico, esta maduración de la materia orgánica es la responsable de la generación de carbón, bitumen, crudo y gas. El TOC se mide como un porcentaje del peso de la roca. La cantidad de gas que puede almacenarse por absorción dentro de la roca, depende de la cantidad de materia orgánica.

Tabla 2. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del TOC

| CUALIDAD | TOC W% |
|-----------------|---------------|
| MALO | <0,5 |
| REGULAR | 0,5 - 1 |
| BUENO | 1 - 2 |
| MUY BUENO | 2 - 4 |
| EXCELENTE | >4 |

Fuente: modificada de GLORIOSO, Juan. RATTIA, Aquiles. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical concepts for Shale Gas.

2. La madurez térmica es una medida que me indica a que temperatura y presión se ha sometido la roca. La madurez térmica se mide en una vitrina de reflectancia (%Ro). La madurez de la roca está controlada por las condiciones de presión y la temperatura en la roca. La madurez del kerógeno en la roca controla el tipo de hidrocarburo que se creará.

Tabla 3. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del RO

| Maduración térmica | RO % |
|---------------------------|-------------|
| INMADURO | <0,6 |
| ACEITE | 0,6 - 1,1 |
| GAS HUMEDO | 1,1 - 1,4 |
| GAS SECO | 1,4 - 3,2 |
| DESTRUCCION DEL GAS | >3,2 |

Fuente: modificada de GLORIOSO, Juan. RATTIA, Aquiles. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical concepts for Shale Gas.

1.6 QUÉ ES EL SHALE GAS

El shale gas es una fuente de gas natural, denominado no convencional debido a su procedencia del shale o esquisto, el gas proveniente de las lutitas gasíferas sigue siendo gas natural ya que se encuentra compuesto principalmente de metano (CH_4), debido a la baja densidad del gas natural este intenta desplazarse a través del esquisto, sin embargo debido a la baja permeabilidad de la roca esta bloquea el paso de grandes cantidades de gas, dando lugar a que este se deposite, sea adsorbido por la arcilla del esquisto y solubilizado en materiales orgánicos sólidos como el kerogeno, el shale gas es una combinación del gas libre y adsorbido.

1.7 YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD

Los yacimientos de shale se caracterizan por tener un sistema de doble porosidad (matriz y fractura), para entender el concepto y el comportamiento es necesario hacer una similitud con los yacimientos convencionales.

En los yacimientos convencionales el gas se almacena en los espacios porosos de la matriz en cambio en los yacimientos de shale se asume que la matriz almacena la mayoría del gas pero este no se encuentra almacenado en poros sino se encuentra adsorbido en la superficie de los micro poros de la matriz (este mecanismo es el más importante en el almacenamiento de hidrocarburos de los yacimientos de shale), pero este tiene poca permeabilidad (casi nula), por lo cual las fracturas hidráulicas generan una gran permeabilidad y permiten la capacidad conductiva pero una baja capacidad de almacenamiento de gas.

2. RÉGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES

2.1 RÉGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES

En la industria petrolera la utilización de pozos horizontales como tecnología para la extracción de hidrocarburos, ha tomado un rumbo exitoso debido a que permite aumentar la productividad de pozos extensos, someros y de poco espesor, ya que la mayoría de yacimiento de gas y petróleo tienen mayor extensión en sus dimensiones horizontales que en las verticales, estos pozos horizontales a su vez permite la reducción de pozos adyacentes para el drenaje de un yacimiento.

Los regímenes de flujo en un yacimiento describen el desplazamiento de los fluidos presentes a través de un medio poroso. Durante la producción de en un pozo horizontal se puede encontrar diferentes regímenes de flujo, en la cual algunos de estos regímenes podrían estar ausente u ocultos dependiendo de los parámetros del yacimiento.

Durante una prueba de declinación (drawdown) o restauración de presión (build up) en un pozo horizontal, posiblemente encontraremos los cinco regímenes de flujo comúnmente, la presencia de los regímenes de flujo me ayuda a identificar el comportamiento y estimar parámetros del yacimiento como la permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, la presión del yacimiento, conductividad de la fractura entre otras propiedades de la formación. Posiblemente uno o más regímenes de flujo pueden faltar debido a la magnitud de los parámetros y geometría del yacimiento.

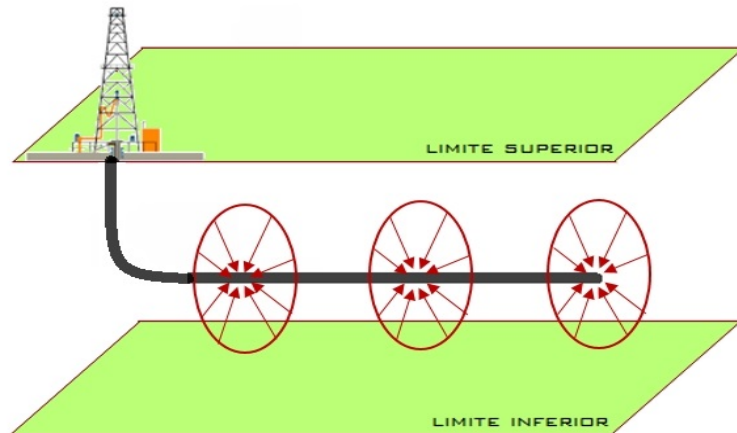
Los posibles regímenes de flujo que pueden ocurrir en un yacimiento son:

- ✓ Flujo radial temprano
- ✓ Flujo hemiradial
- ✓ Flujo lineal intermedio

- ✓ Flujo radial tardío o pseudorradial.
- ✓ Flujo lineal tardío.

2.1.1 Flujo radial temprano. Este régimen de flujo ocurre antes que el área del yacimiento drene o cuando la presión transiente causada de la producción del pozo llegue a los límites del yacimiento formando el flujo radial temprano representado en la figura 9. La duración de este régimen de flujo depende de la geología de la formación, ya que puede ser corta cuando la permeabilidad vertical es alta o el yacimiento tiene una estratificación delgada.

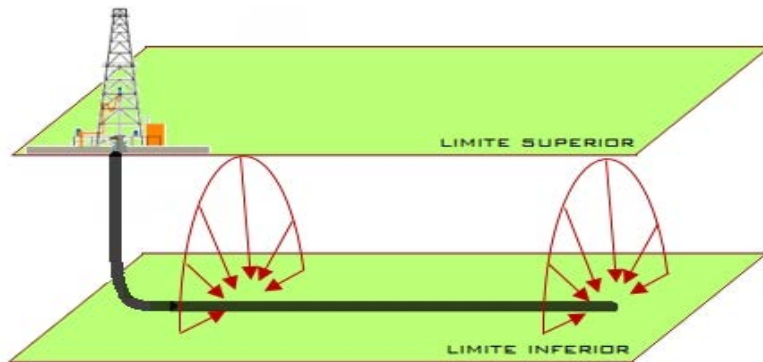
Figura 9. Flujo radial temprano



Fuente: Modificado de Análisis moderno de presiones de pozos. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

Después de presentarse el flujo radial temprano puede ocurrir otro régimen de flujo llamado flujo radial intermedio o hemiradial como se muestra en la figura 10, solo se producirá si el wellbore (pozo) se encuentra cerca a uno de los límites verticales (límite superior o límite inferior), y se desarrolla hasta que la presión sea afectada por el límite vertical más lejano.

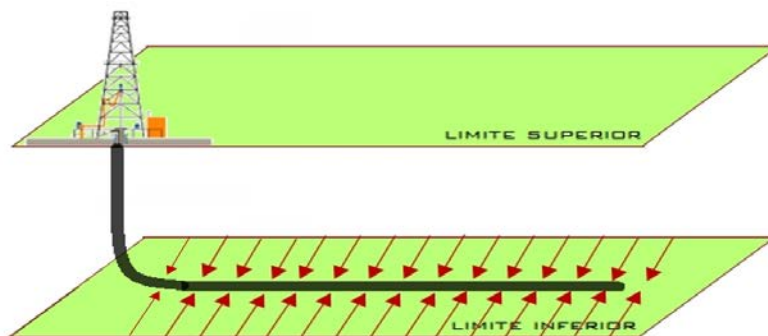
Figura 10. Flujo hemiradial o radial intermedio



Fuente: Modificado de Análisis moderno de presiones de pozos. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

2.1.2 Flujo lineal intermedio. Este régimen de flujo ocurre frecuentemente después de que los límites verticales superior e inferior han sido encontrados por la perturbación de la presión del yacimiento, eventualmente el fluido presente comenzará a fluir linealmente hacia el pozo productor como se ilustra en la figura 11. Este régimen de flujo puede no presentarse si la relación de la longitud horizontal de la cara del pozo con respecto al espesor de la formación es insignificante o baja, también si la relación de permeabilidades (vertical y horizontal) es baja.

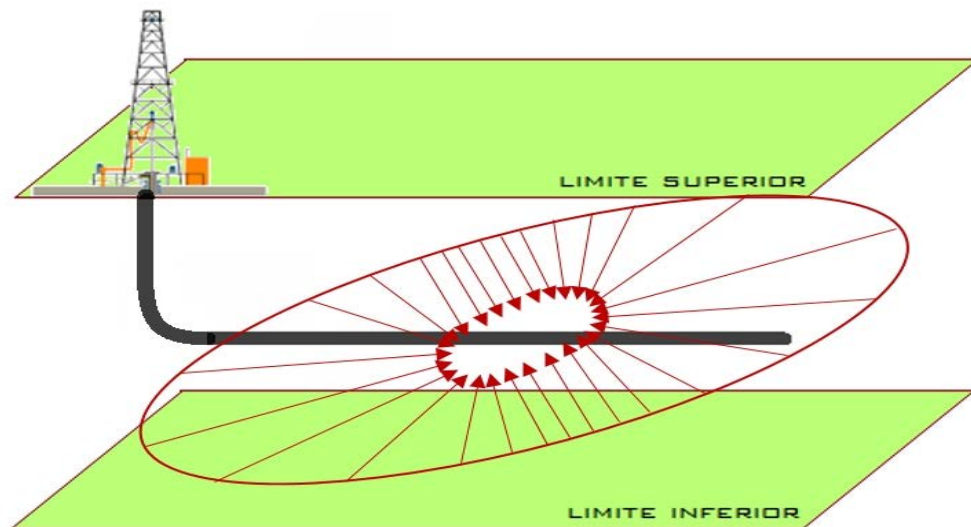
Figura 11. Flujo lineal intermedio



Fuente: Modificado de Análisis moderno de presiones de pozos. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

2.1.3 Flujo radial tardío o pseudoradial. Este régimen de flujo es evidente cuando el flujo de fluido fluye desde más allá de los extremos de la pared del pozo ilustrado en la figura 12, en resumidas palabras cuando la longitud del pozo horizontal es pequeña comparada con el tamaño de la formación. No será evidentemente si la longitud del pozo horizontal es larga comparada con el espesor o ancho del yacimiento.

Figura 12. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial



Fuente: Modificado de Análisis moderno de presiones de pozos. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

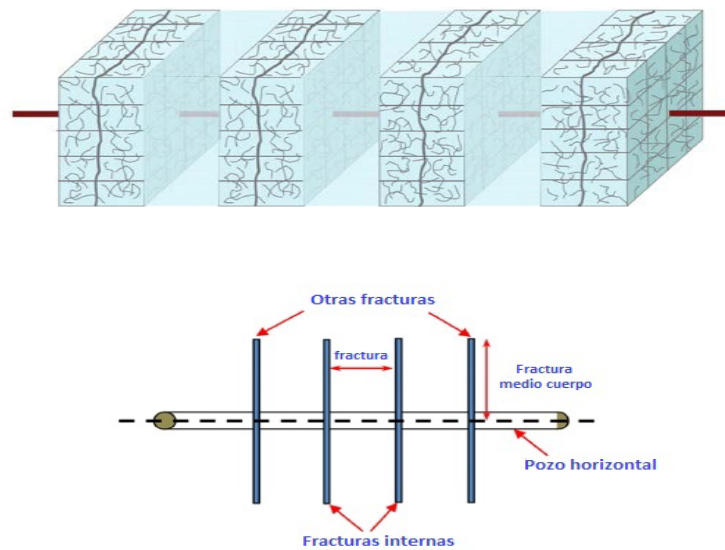
2.1.4 Flujo lineal tardío. Este régimen de flujo lineal ocurre después de que el transiente de presión alcanza los límites o las fronteras en las direcciones de un plano Z y Y, el comportamiento del flujo presentado en estas direcciones está en estado pseudoestable y referente a la dirección X está en un estado inestable.

2.2 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS

Las técnicas como la perforación horizontal y el fractura miento hidráulico son dos tecnologías esenciales para el desarrollo del shale gas, también ayuda al mejoramiento del factor de recobro o mayor productividad en yacimientos de baja permeabilidad.

La idea principal de estas dos técnicas utilizadas en la industria del petróleo es crear una trayectoria de flujo altamente conductor que se extiende más allá de la zona de daño alrededor del pozo, creando múltiples fracturas hidráulicas a lo largo del pozo horizontal como se ilustra en la figura 13 para así poder aumentar el área de drenaje y la productividad de hidrocarburos, siempre y cuando sean yacimientos de baja permeabilidad.

Figura 13. Modelo de fracturamiento hidráulico con múltiples fracturas



Fuente: Zhiming Chen , Xinwei Liao,Xiaoliang Zhao,Xiangji Dou,Langtao Zhu. PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS WITH FRACTURE NETWORKS IN SHALE GAS FORMATION. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing,China. 2015 Elsevier B.V.

En La figura 14 se puede apreciar los posibles regímenes de flujo para pozos

horizontales fracturados.

Las consideraciones para que el fracturamiento hidráulico sea exitoso son las siguientes⁶:

- ✓ La conductividad de la fractura debe ser al menos 10000 veces más grande que la conductividad de la formación (kh), teniendo en cuenta que la conductividad es el producto de la K (permeabilidad) por el ancho de la fractura.
- ✓ El fracturamiento hidráulico se considera exitoso si el factor skin (S) se reduce por lo menos a -3 .

Es de suma importancia destacar que el fracturamiento no altera la permeabilidad del yacimiento por ningún motivo. Fundamentalmente, el fracturamiento aumenta el radio efectivo del pozo (r_w). Se puede considerar tres tipos de fracturas principales que a continuación serán descritas:

- ✓ **Fracturas de flujo uniforme:** En algunas fracturas, el fluido entra a la fractura a una tasa uniforme por unidad de área de la cara de la fractura, de manera que hay una caída de presión en la fractura. Esta situación se da prácticamente por conveniencia matemática ya que la distribución del flujo a lo largo de la fractura está lejos de ser uniforme.
- ✓ **Fracturas de conductividad infinita:** Se asume que algunas fracturas tienen permeabilidad infinita (conductividad) y, por lo tanto la presión es uniforme a lo largo de ella. Las fracturas con una conductividad adimensional (C_{fD}) mayor de 300 se consideran de conductividad infinita.
- ✓ **Fracturas de conductividad finita:** Este modelo es aplicable la mayoría de los casos, a menos que la permeabilidad de la formación sea extremadamente baja (en el rango de microdarcys).

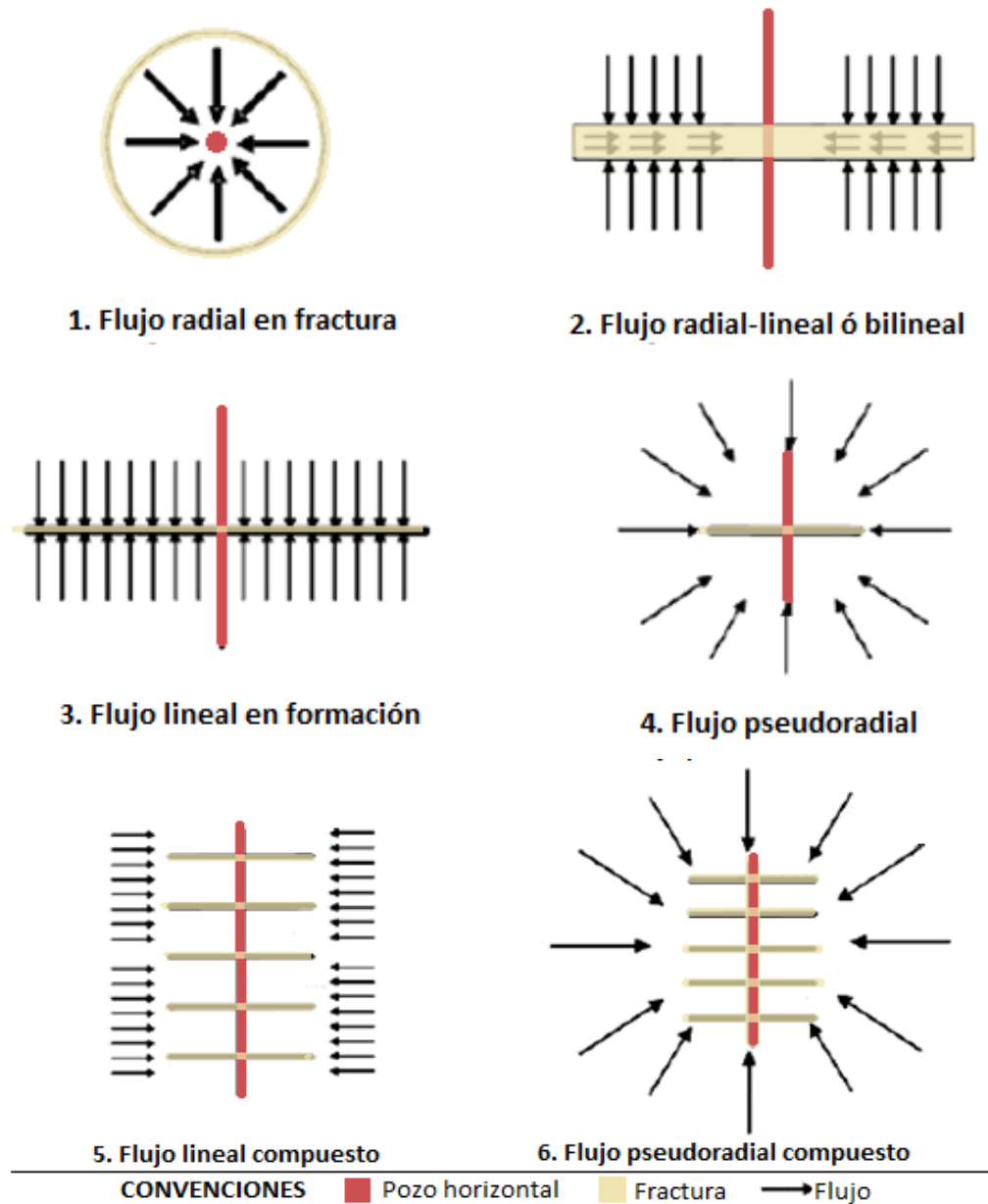
2.2.1 Regímenes de flujo en la fractura:

- ✓ Flujo radial de la fractura hacia el pozo.
- ✓ Flujo radial-lineal.
- ✓ Flujo bilineal.

2.2.2 Regímenes de flujo en el yacimiento:

- ✓ Flujo lineal normal hacia las fracturas a tiempos tempranos.
- ✓ Flujo pseudo-radial alrededor de las fracturas individuales a tiempos intermedios.
- ✓ Flujo lineal normal hacia el eje del pozo horizontal a tiempos intermedios (flujo lineal compuesto)
- ✓ Flujo pseudo-radial alrededor del pozo horizontal a tiempos tardíos (flujo pseudo-radial compuesto)

Figura 14. Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados



Fuente: Modificado de M. Al-Kobaisi, E.Ozkan, H.Kazemi, B. Ramirez H. (2004). Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-Conductivity Fractures. Presented at the Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada June 13 – 15, 2006.

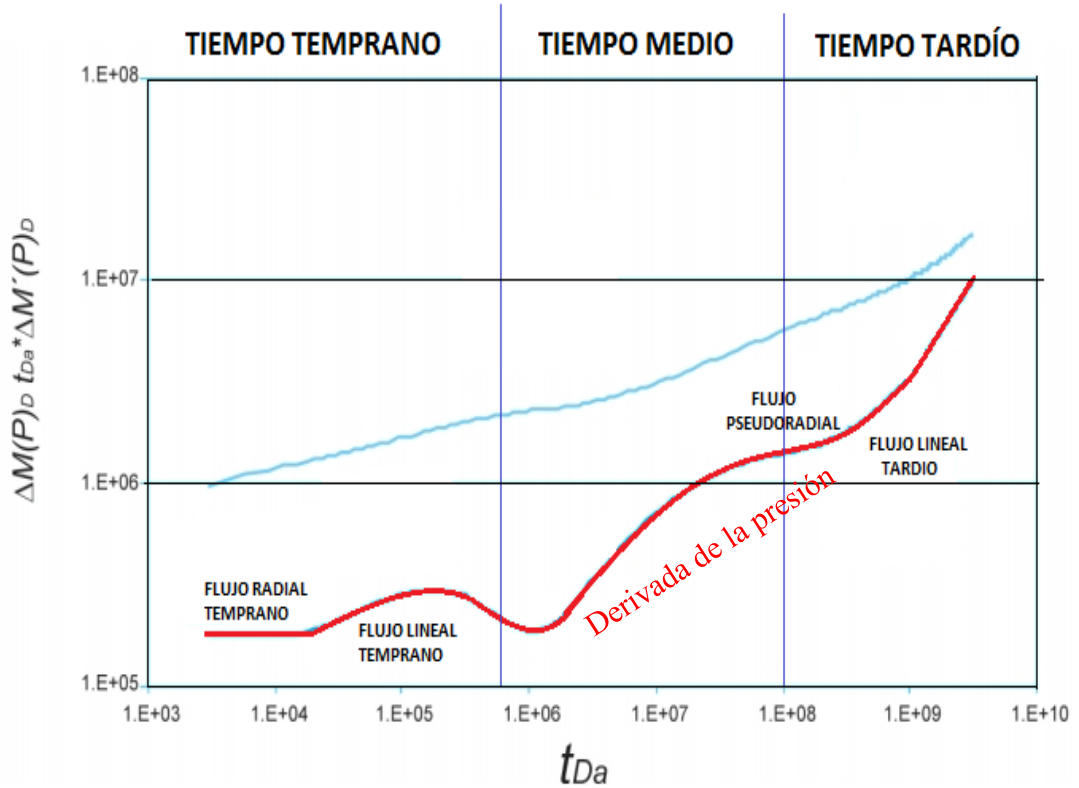
2.3 INTERPRETRACIÓN DE LOS REGÍMENES DE FLUJO

Para la identificación de estos regímenes de flujo durante una prueba de presión se puede apreciar por medio del siguiente procedimiento:

Obtención de la gráfica presión vs tiempo. Grafica de la derivada de la presión vs tiempo escala log-log. Identificación de regímenes de flujo de acuerdo a la pendiente en la gráfica de la derivada de la presión. No únicamente se pueden identificar los distintos regímenes de flujo con el comportamiento de la gráfica de la derivada presión, sino que también por los cambios de las propiedades del flujo durante un régimen. Los regímenes de flujo mencionados pueden presentarse durante cualquier tiempo de la prueba, dependiendo del modelo a interpretar.

En la tabla 1, se puede observar la forma de la pendiente en la graficas de presión vs tiempo y la derivada de la presión así como la figura 15 la cual me ayuda a la identificación del régimen de flujo.

Figura 15. Comportamiento de la pseudopresión y derivada de pseudopresión para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado.



Fuente: Modificado de Escobar, F., Muñoz Y., Cerquera W. (2011). Análisis de presión y derivada de presión vs análisis de presión y derivada de presión vs. pseudotiempo para un pozo horizontal en un yacimiento de gas naturalmente fracturado incluyendo los efectos de pseudotiempo mediante la técnica mediante la técnica TDS.



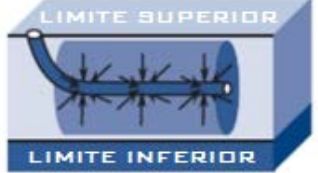


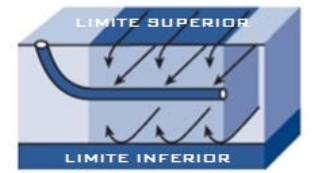


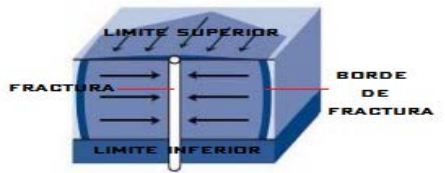


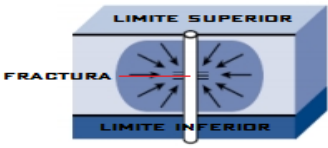
2.3.1 Modelos e interpretación de la derivada de la presión⁵ El diagnóstico de la geometría de flujo se hace comúnmente en la gráfica de la derivada radial (Bourdet), puesto que la geometría y el patrón de flujo definen la función de tiempo que controla el cambio de presión en el yacimiento. La función *Derivada* es la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo y es proporcional a la pendiente de los tiempos medios en una gráfica semilogarítmica.

En la derivada se analiza la forma de la curva descrita por los datos y se identifican las regiones de datos como se ilustra en la figura 15, que se ajusten a un comportamiento de:

- ✓ *Línea horizontal*: Indica presencia de flujo radial, bien sea en la región de tiempo medio (MTR) o en la de tiempo tardío (LTR), y se da en yacimientos homogéneos, de doble porosidad, de doble permeabilidad u otros.
- ✓ *Línea de Pendiente Unitaria*: Indica almacenamiento, en la cara del pozo si se localiza en la región de tiempo inicial (ETR), y régimen de flujo pseudos-estable, si se visualiza en la región de tiempo tardío (LTR) de un yacimiento cerrado tipo rectángulo. Se puede presentar en cualquier otro modelo de yacimiento, para indicar almacenamiento.
- ✓ *Línea de Pendiente 1/2*: Indica flujo lineal, en un modelo fracturado si se presenta en la región de tiempo inicial (ETR), y presencia de fallas o yacimiento tipo canal en la región de tiempo tardío (LTR).
- ✓ *Línea de Pendiente 1/4*: Indica flujo bilineal, en un modelo fracturado con conductividad finita, si se presenta en la región de tiempo inicial (ETR).

La línea de color verde pertenece al producto del tiempo por la derivada de la presión y la línea de color azul representa la derivada de la presión.

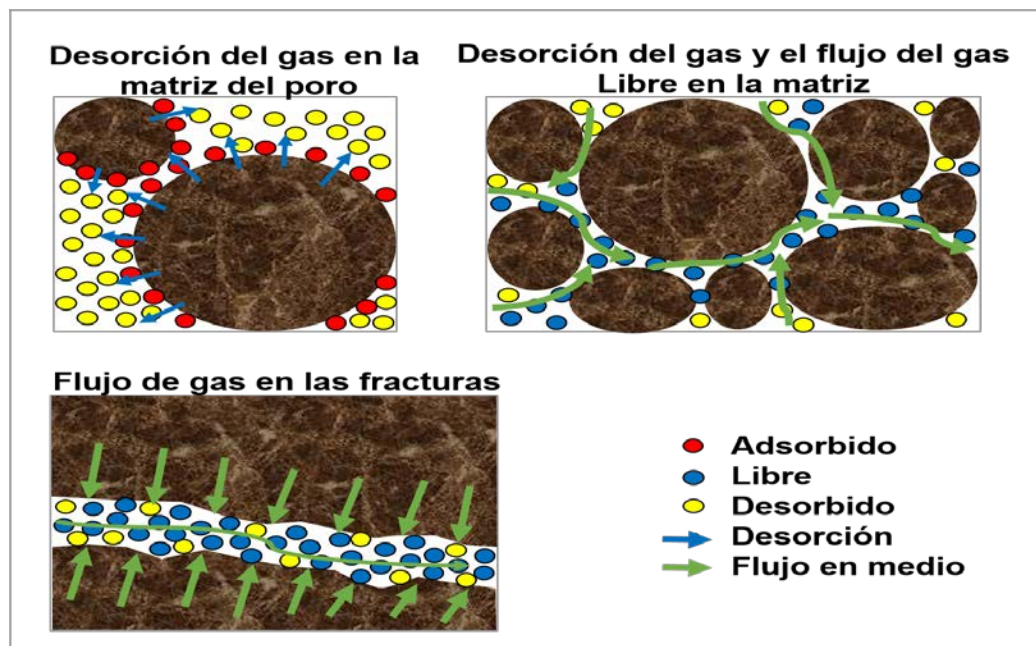
Tabla 4: Resumen de los regímenes de flujo

| REGIMEN | ESCALA LOG -LOG | | DESCRIPCIÓN | REPRESENTACIÓN EN EL POZO |
|----------|---|---|--|---|
| Radial |  |  | Este tipo de régimen de flujo se presenta cuando el pozo ingresa en su totalidad a la zona productora y cuando el intervalo productor ha sido perforado uniformemente. Además el pozo debe estar localizado en un yacimiento infinito o finito, y ocurre siempre cuando los límites del yacimiento no han sido detectados por la perturbación de presión. |  |
| Lineal |  |  | Este régimen de flujo se presenta en yacimientos naturalmente o hidráulicamente fracturados. Se evidencia específicamente en fracturas de conductividad infinita, en las cuales el factor dominante del movimiento de los fluidos hacia el pozo es el caudal desde la matriz a la fractura. |  |
| Bilineal |  |  | Este régimen de flujo se da en pozos fracturados con conductividad finita, en el cual se presenta superposición entre el flujo de la matriz a la fractura y el de la fractura a la cara del pozo. Se distingue porque el flujo en una formación de alta permeabilidad es incompresible y en el de baja permeabilidad es compresible, y porque no existen efectos de frontera sobre él. |  |
| Esférico |  |  | Este régimen de flujo se presenta en yacimientos con zonas productoras parcialmente accesibles o con intervalos productores cañoneados de manera no uniforme. |  |

3. MECANISMOS DE FLUJO EN YACIMIENTOS DE SHALE

Cuando hablamos de yacimientos no convencionales sabemos que sus mecanismos de producción y explotación son diferentes a los ya conocidos, la gran diferencia radica en la acumulación de hidrocarburos, por lo cual surgen las preguntas de cómo entender el funcionamiento de este tipo de yacimientos, varios mecanismos de transporte en yacimientos de shale gas que han sido explotados mediante pozos horizontales han sido fuertemente estudiados e investigados, los cuales abarcan la difusión, la adsorción, desorción y flujo no Darcy, esto con el fin de entender el mecanismo de transporte del gas en el yacimiento.

Figura 16. Mecanismos de flujo de gas adsorbido y gas libre

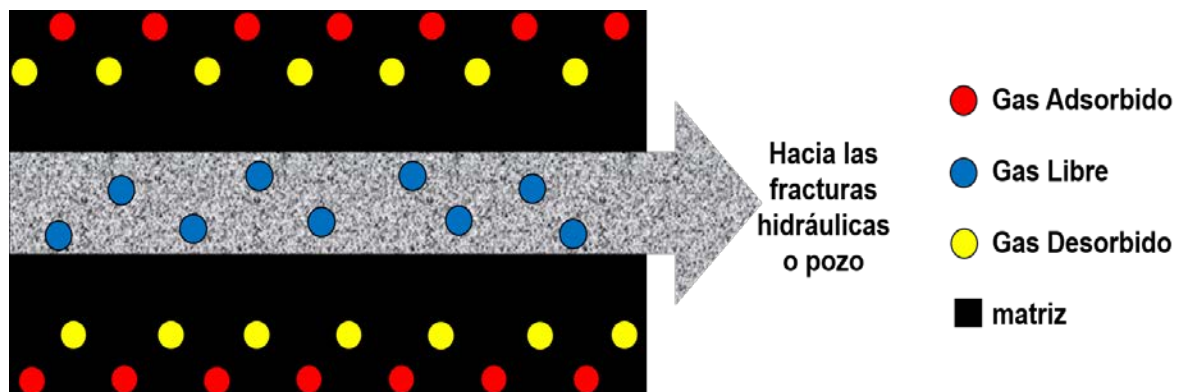


Fuente: modificada de TRIPLE Porosity Modeling of transient Well Test and Rate Decline Analysis for Multifractured Horizontal Well in Shale Gas Reservoirs. JoPs&E. Elsevier.2013

3.1 DESORCIÓN

La desorción es el proceso contrario a la adsorción, que es un proceso donde las moléculas son atrapadas en la superficie del shale, este fenómeno tiene lugar debido a la caída de presión que facilita la liberación de las partículas adheridas a la superficie de la matriz. La relación de equilibrio entre estos dos fenómenos es descrito por la isoterma de Langmuir en función de la presión.

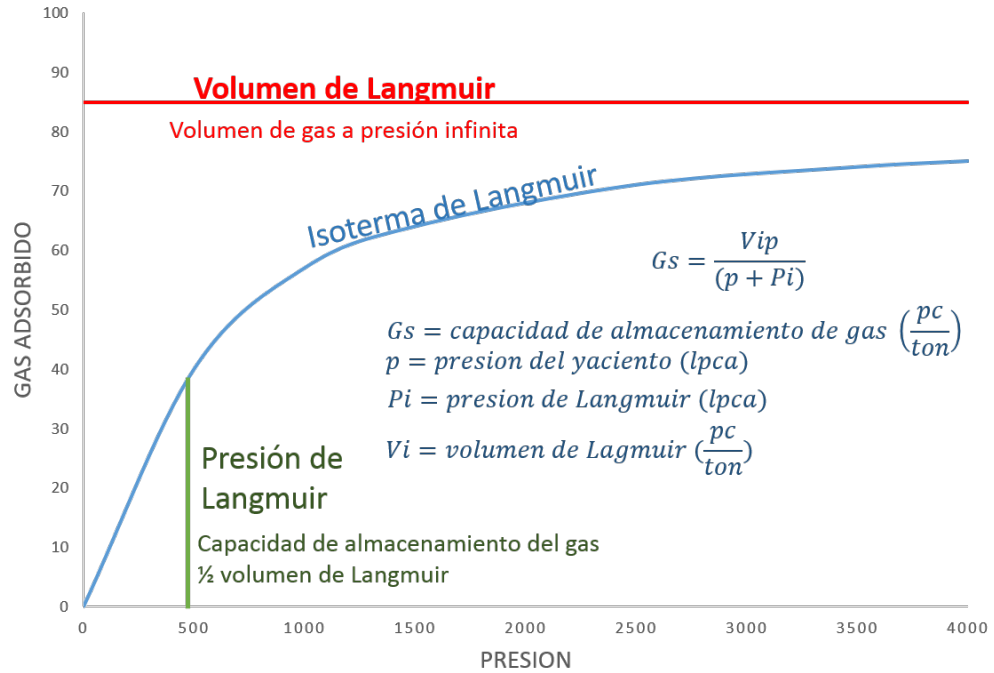
Figura 17. *Desorción del gas*



Fuente: modificada de Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

La isoterma de Langmuir (azul) muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada. La reducción de la presión hará que el metano se desorba de acuerdo con el comportamiento prescrito por la línea azul. La desorción del gas se incrementa de una manera no lineal conforme declina la presión. De este modo, en este ejemplo, una muestra a una presión de 3,500 lpc [24.2 MPa] tendrá aproximadamente 74 pc/ton de metano adsorbido. Cuando la presión se reduce por primera vez a partir de este punto, la cantidad de gas desorbido es relativamente pequeña. Una vez que la presión se reduzca a 500 lpc [3.4 MPa], se habrá desorbido la mitad del gas total que podría adsorber esta lutita. El volumen remanente se desorberá con las 500 lpc finales³.

Figura 18. Isoterma de Langmuir

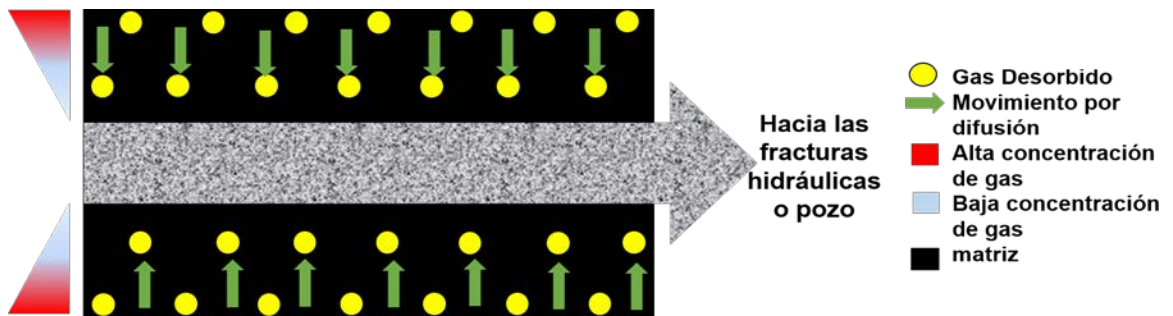


Fuente: modificada de producción de gas desde su origen. Oil field review. Invierno 2006/2007

3.2 DIFUSIÓN

Después de que el mecanismo de desorción ha actuado, el gas empieza a desplazarse por la matriz, pero debido a las condiciones de baja permeabilidad de los shale, el gas no se moverá a través del mismo con flujo Darcy, entonces el gas se transporta por la matriz debido al efecto de difusión, el cual se da debido a que existe un alta concentración de gas lejos de la fractura y una baja concentración cerca de la misma. La diferencia de concentraciones es la responsable de que el gas fluya a través de la matriz hacia las fracturas.

Figura 19. Difusión del gas

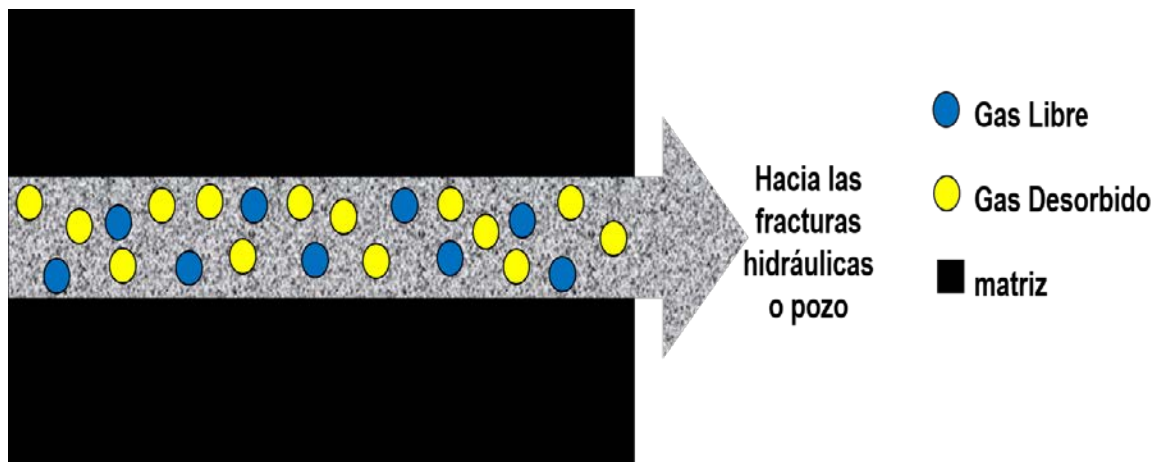


Fuente: modificada de Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

3.3 FLUJO DARCY

En la etapa final del el gas alcanza las micro fracturas y posteriormente las fracturas hidráulicas desde donde se transportara bajo el régimen de la ley de Darcy hacia la cara del pozo productor, este fenómeno ocurre debido al gradiente de presión que se presenta entre el pozo y el yacimiento.

Figura 20. Flujo Darcy en las fracturas



Fuente: modificada de Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

4. TECNOLOGÍAS ACTUALES EN LA PRODUCCION DEL SHALE GAS

Las tecnologías de extracción de shale gas se consideran tecnologías actuales que aún se encuentran en estudio y desarrollo, existen dos técnicas aplicadas que trabajan de forma complementaria.

4.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL (Horizontal Drilling)

Se le denomina perforación horizontal al proceso de perforación de un pozo vertical, desde la superficie hasta un punto determinado en el subsuelo (punto de inicio) justo encima de la reserva de petróleo o gas, a continuación de alcanzar este punto se procede a la desviación del pozo desde el plano vertical haciendo una curva para introducirse a lo largo del yacimiento por un punto de entrada con una inclinación casi horizontal y se continua perforando hasta alcanzar a la ubicación deseada.

Figura 21. Perforación horizontal

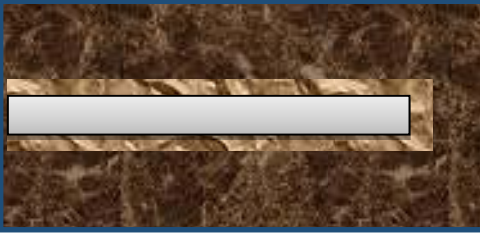
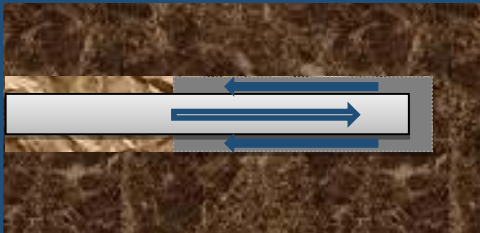
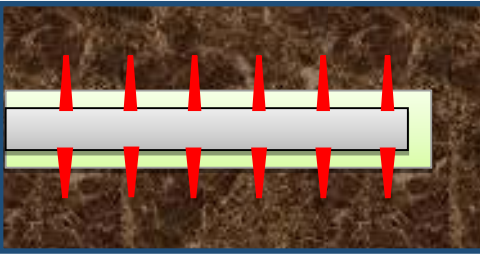


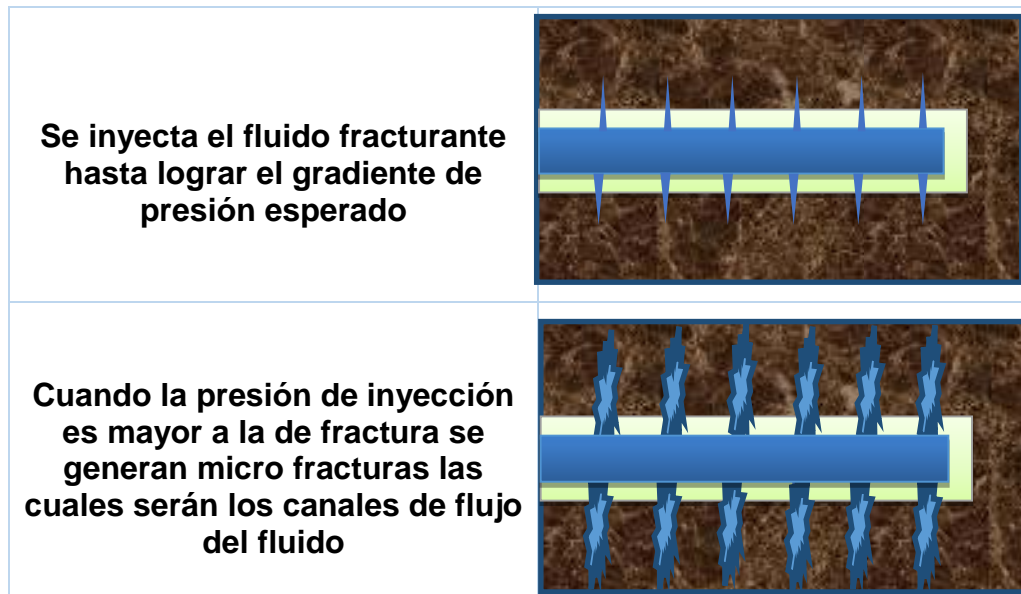
Fuente: modificada de <http://exelenciaenergetica.es.tl>

4.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (Hydraulic Fracturing)

El fracturamiento hidráulico surge de la necesidad de drenar los fluidos de las formaciones apretadas, la matriz no fracturada de un shale tiene una permeabilidad muy pequeña, del orden de ($1 \cdot 10^{-5}$ mD), lo que dificulta el flujo de los fluidos a través de la roca. La función principal es generar fracturas que funcionan como canales de flujo que facilitan y ayudan al drenaje de los fluidos hacia el pozo. El fracturamiento también llamado fracking se realiza por un procedimiento que consiste en bombear fluidos hacia el pozo ya sea agua, gel, espuma o gases comprimidos a altas presiones, lo suficientemente altas para vencer la presión de fractura de la formación y poder fracturar la roca.

Tabla 5. Procedimiento para realizar un fracturamiento hidráulico

| | |
|--|--|
| <p>Realizamos la perforación horizontal hasta alcanzar la región o zona de interés.</p> |  Este diagrama muestra una perforación horizontal que se extiende a través de una formación de roca oscura y texturizada. El tubo de perforación es representado por un cilindro gris con un borde dorado. |
| <p>Se reviste el hueco y se cementa</p> |  Este diagrama muestra el tubo de perforación ya instalado y revestido. Se ven flechas azules que indican el flujo de fluido dentro del tubo y hacia fuera a través de un revestimiento gris que sella el hueco. |
| <p>Se cañonean las secciones deseadas</p> |  Este diagrama muestra el tubo perforado con varias secciones de fracturación. Se ven conos rojos que representan las fracturas creadas en la roca, permitiendo un mayor flujo de fluidos. |



Fuente: modificada de www.shalegasespana.es/es/index.php/recursos/compromiso-social/la-produccion-de-shale-gas-en-siete-pasos

Debido a que las formaciones de shale poseen permeabilidades tan pequeñas, los propantes son indispensables para mantener las fracturas abiertas y evitar que se cierren producto de la sobrecarga de las formaciones supra yacentes.

Hay dos factores influyentes en la capacidad de los shale para fracturarse. El primero es la presencia de material duro – sobre todo silíceo y en menor proporción calcita – ya que son muy frágiles; pero al poseer material arcilloso, el cual tiene un comportamiento plástico en contacto con agua, tiende a absorber presión y en muchas ocasiones logra doblarse sin romperse. Por lo tanto, los shale ricos en silíceos son excelentes candidatas para fracturamiento.

El otro factor es la presión de poro. Este tipo de formaciones sobre presionadas debido a la acumulación de gas y la baja permeabilidad, donde el gas generado en ellas no puede escapar. Al realizar el fracturamiento, este puede irrumpir de forma más distante, ya que la formación de shale está muy cercana al punto de fractura que una shale presionada de forma normal.

5. PRUEBAS DE PRESIÓN PARA POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS⁴

La optimización de la producción de un yacimiento de gas depende en gran parte del conocimiento de los parámetros físicos del sistema. Algunos de ellos, tales como permeabilidad, espesor del yacimiento, daño a la formación y tamaño del sistema, pueden obtenerse por medio de pruebas de presión en el pozo.

Entre los antecedentes que tuvieron de base a la formulación de la teoría matemática para interpretar pruebas de presión está el trabajo de Aronofsky y Jenkins¹, quienes concluyeron que las soluciones lineales usadas para describir el flujo de líquidos podían ser aplicadas al flujo de gases ideales con producción a tasa constante. Posteriormente, se investigó el flujo de gases “reales” en base a propiedades del gas dependiente de la presión, tales como la viscosidad (μ) y el factor de compresibilidad (z).

Los fundamentos teóricos para interpretar pruebas de presión han sido publicados en numerosos artículos, tales como Al-Hussainy et al, Energy Resources Conservation Board, Ikoku y Sampaio De Almeida . En general, se supone un sistema radial ideal de flujo, en donde el espesor de la formación, la porosidad, la permeabilidad, la temperatura y composición del gas son constantes y uniformes a través del yacimiento y la compresibilidad, viscosidad y densidad del gas, son funciones de la presión.

Puesto que todas las soluciones derivadas del análisis de presión transitoria de los yacimientos están basados en la ecuación de transmisión de presión de líquidos ligeramente compresibles, no pueden ser usados para gases, pero pueden ser ajustados a la interpretación de las pruebas de los pozos de gas, por definición de variables alternativas, específicamente el uso de pseudopresión y pseudotiempo en lugar de la presión y el tiempo.

- ✓ Ecuación 1. Pseudopresión

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p dp}{\mu Z}$$

- ✓ Ecuación 2. Pseudotiempo

$$t(p) = \int_0^t \frac{dt}{\mu C t}$$

- ✓ Ecuación 3. Diferencial de presión adimensional

$$mD = \frac{1,987 * 10^{-5} K h T_{sc} (m(p_i) - m(p))}{P_{sc} T q_{sc}}$$

- ✓ Ecuación 4. Tiempo adimensional en función del radio

$$tD = \frac{0,000264kt}{\phi \mu C t r w^2}$$

- ✓ Ecuación 5. Tiempo adimensional en función del área

$$tD = \frac{0,000264kt}{\phi \mu C t A}$$

En el análisis semilog MDH o Horner mientras el yacimiento actúa como infinito podemos obtener

- ✓ Ecuación 6. Pendiente

$$m = \frac{5,794 * 10^4 q_{sc} P_{sc} T}{K h T_{sc}}$$

Al conocer el valor de m determinado en la gráfica semilog, podemos obtener el valor de kh y k.

- ✓ Ecuación 7. Factor SKIN

$$S = 1,151 \left(\frac{m(p_i) - m(p_{1hr})}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3,2274 \right)$$

- ✓ Ecuación 8. Factor SKIN de un pozo horizontal

$$S = \frac{L/4}{r_w}$$

Para el análisis de los límites del yacimiento, m_D es exactamente igual que P_D para el caso de los líquidos, por ejemplo durante el estado pseudoestable el área de drenaje puede ser estimado usando:

- ✓ Ecuación 9. Caída de presión adimensional

$$m_D = 2\pi T d A + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458A}{CA r_w^2} \right) + S$$

5.1 POZOS FRATURADOS HIDRAULICAMENTE⁵

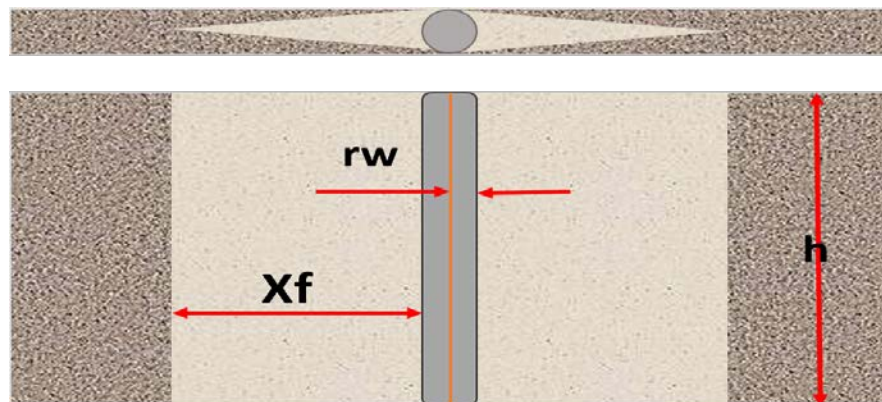
Las fracturas generadas hidráulicamente tienen mucha mayor permeabilidad que la de la formación, por lo tanto son de gran relevancia para la interpretación de la respuesta de presión del yacimiento, debido a la geometría lineal de la fractura se puede observar que la respuesta de presión no es la actuación radial infanta común, por lo tanto para la interpretación de la respuesta de presión se deben tener en cuenta los efecto de la fractura.

En el análisis de pruebas de pozos son consideradas tres tipos de fracturas comúnmente:

- a) Fracturas de conductividad infinita
- b) Fracturas de conductividad infinita
- c) Fracturas de flujo uniforme

El caso más común en la práctica es la fractura vertical con longitud X_f que penetra totalmente la formación.

Figura 22. vista superior y frontal de una fractura vertical



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

Para el análisis de pozos fracturados se propone usar variables adimensionales basadas en la longitud de fractura X_f .

- ✓ Ecuación 10. Tiempo adimensional de fractura

$$t_{Dxf} = \frac{0,000264kt}{\phi\mu CtX_f^2}$$

- ✓ Ecuación 11. Tiempo adimensional

$$tD_{xf} = tD \frac{rw^2}{Xf^2}$$

En los primeros tiempos el flujo es lineal en la fractura y también es lineal de la matriz a la fractura, la combinación de estos flujos da paso al periodo de flujo bilineal, la caída de presión durante este periodo de tiempo responde a la ecuación adimensional:

- ✓ Ecuación 12. Caída de presión adimensional

$$pD = \frac{2,451}{\sqrt{Kfw * WfD}} * tD_{xf}^{1/4}$$

Donde el espesor y la permeabilidad adimensional de la fractura responden a:

- ✓ Ecuación 13. Permeabilidad adimensional de la fractura

$$KfD = \frac{Kf}{k}$$

- ✓ Ecuación 14. Espesor adimensional de la fractura

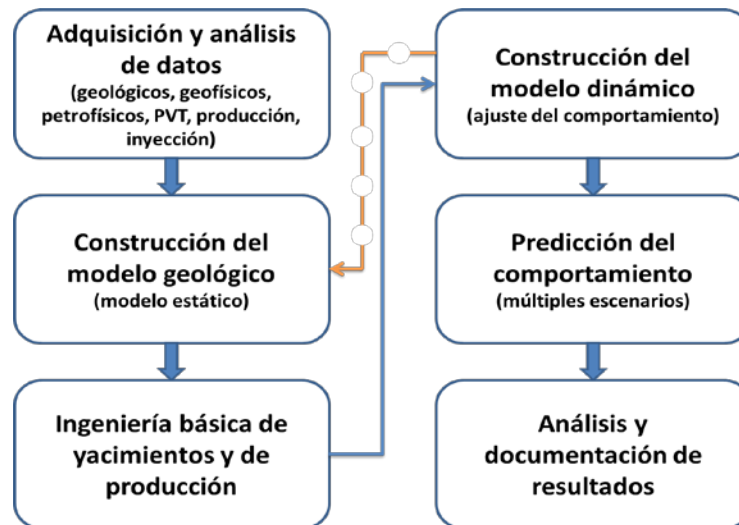
$$WfD = \frac{w}{Xf}$$

6. SIMULACIÓN NUMERICA

La ingeniería de yacimientos maneja y trabaja la descripción inicial y se trata al yacimiento en general, como un todo, donde todas las variables se promedian, evitando tener en cuenta variaciones de los parámetros que caracterizan al sistema roca-fluido. Sin embargo hay que tener en cuenta que esos parámetros cambian tanto en el espacio, como en el tiempo. La simulación numérica permite efectuar un estudio en detalle mediante el fraccionamiento o división del yacimiento en pequeños bloques y la aplicación a cada bloque, de principios básicos, como la conservación de la masa y la ley de Darcy.

Los modelos son básicamente dos tipos, modelos físicos y modelos matemáticos. El modelo matemático de la ingeniería de yacimientos hace referencia a la representación de los procesos que ocurren en el medio poroso, como lo son transferencia de masa y energía, a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y a su solución matemática.

Figura 23. Etapas del desarrollo de un modelo numérico de un yacimiento



Fuente: modificada de <http://www.mmc.igeofcu.unam.mx/smc-2004-2005/Archivos/SimSisPet.pdf>.

6.1 DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTETICO DEL SHALE GAS

Es muy complicado modelar con precisión el tratamiento de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale gas, debido a la naturaleza compleja de crecimiento de la fractura hidráulica y una mala comprensión del proceso del tratamiento y la falta de información de calidad sobre el yacimiento. La simulación de yacimientos es el método preferido para predecir y evaluar el desempeño de pozo en yacimientos de shale gas.

Una manera de simular efectivamente un yacimiento de shale gas es usando doble permeabilidad (DK), espaciamiento logarítmico (LS) y refinamiento local de celda (LGR); por lo cual se resume como DK-LS-LGR. Una doble permeabilidad (DK) se utiliza para permitir el flujo matriz-matriz y fractura-fractura de manera simultánea. Este método es preciso y eficiente puede modelar la producción transitoria de gas desde fracturas hidráulicas de los pozos horizontales en yacimientos de shale gas (Rubin, 2010; Cipolla y otros, 2010)^{7 8}. El refinamiento local con un espaciamiento logarítmico de celda (LGR-LS) se utiliza para modelar con precisión el flujo del shale a la fractura, es decir, incorporar adecuadamente el comportamiento del flujo transitorio de la matriz a la fractura (Yu y Sepehrnoori, 2013).

Para obtener los datos necesarios para realizar la prueba de presión se ha desarrollado un yacimiento conceptual a partir de las propiedades reportadas en la literatura del yacimiento Barnett Shale en Estados Unidos, a través de un pozo de gas por medio de simulación numérica usando el simulador comercial de Computer Modelling Group CMG®. Los datos usados en el desarrollo del yacimiento se encuentran consignados en las Tabla 6, la simulación se describe con más detalle en el Anexo A.

Las fracturas se desarrollaron con LGR, que consiste en refinar determinadas celdas, en las cuales una sub-celda es la fractura hidráulica y las demás son consideradas matriz. La fractura hidráulica es explícitamente modelada, la matriz se describe como algunas sub-celdas cuyo tamaño aumenta logarítmicamente, mientras se mueve lejos de la fractura hidráulica para simular correctamente la gran caída de presión entre la matriz y la fractura. De igual manera con esta técnica es posible recrear de manera eficaz el volumen estimulado del yacimiento (SRV, por sus siglas en inglés) permitiendo así una mejor apreciación de las perturbaciones en la presión debidas a la producción.

Las interacciones matriz-fractura natural, matriz-fractura hidráulica y fractura natural-fractura hidráulica fueron logradas por medio de correcciones en propiedades petrofísicas básicas como permeabilidad y porosidad en las celdas del SRV. Igualmente se hizo un tratamiento similar para poder recrear la longitud media de las fracturas, esto se logró alterando principalmente la permeabilidad para lograr crear los canales de flujo, de acuerdo a la conductividad deseada, que hacen posible la producción. A pesar de que el simulador usado posee una herramienta para crear pozos hidráulicamente fracturados, no fue usada debido a que no tiene en cuenta las interacciones matriz-fractura anteriormente mencionada.

Debido a las consideraciones del modelo de análisis de presión, durante el desarrollo del yacimiento no fueron tenidos en cuenta algunos parámetros, tales como la propiedades geomecánicas de las formaciones, efectos debidos a la des-adsorción del gas, flujo multifásico, flujo turbulento, entre otras; al igual no fue considerado el flujo de agua, solamente hay flujo de gas desde las fracturas hacia el pozo, es decir, no hay comunicación entre el pozo y la matriz.

6.2 GENERALIDADES BARNETT SHALE

El Barnett Shale es una formación geológica rica en gas natural, actúa como la roca madre, litológicamente se caracteriza por contener una secuencia de lutitas silíceas, calcáreas y calizas, su madurez incrementa progresivamente de oeste a este, se encuentra situada en la Cuenca Fort Worth en el noreste de Texas. La pizarra se compone de roca sedimentaria hecha de arcilla y cuarzo, abarca 5.000 millas cuadradas y el campo Barnett es el pionero en la producción de shale gas en EEUU. El shale contiene un estimado de 40 billones de pies cúbicos de gas natural.

Figura 24. Campo Barnett Shale



Fuente: modificada http://static.seekingalpha.com/uploads/2012/1/4/790828-132570839329516-David-Alton-Clark_origin.jpg

6.3 MODELO BASADO EN EL YACIMIENTO BARNETT SHALE

El modelo presentado a continuación se encuentra basado en las propiedades del yacimiento de shale gas Barnett Shale situado en la Cuenca Fort Worth en EEUU, estas propiedades fueron presentadas por Cipolla Et Al en el año 2010 y consisten en modelar un yacimiento con doble permeabilidad, refinamiento local logarítmico espaciado, este refinamiento permitirá modelar de manera más acertada el flujo de gas desde la matriz hacia las fracturas.

El modelo está conformado por 450 celdas de 100ft * 100ft, donde 216 celdas de ellas tienen un refinamiento 9*9, lo cual indica que cada celda se encuentra subdividida para contener las fracturas hidráulicas, de modo que la celda central del refinamiento es la que actúa como la fractura.

Figura 25. Vista Areal del yacimiento simulado

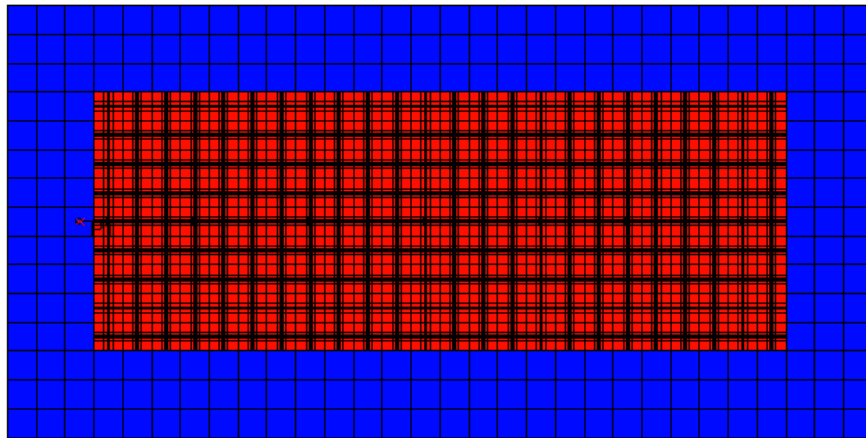
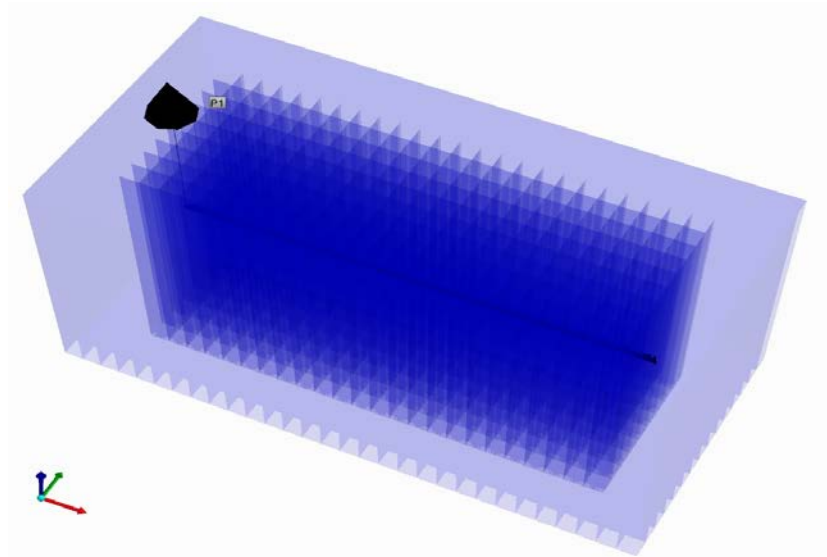


Figura 26. Vista 3D del yacimiento simulado



El modelo cuenta con un pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas y se encuentra ubicado en el centro de la formación, con 24 fracturas transversas espaciadas cada una a 100ft y estas atraviesan la formación en todo su espesor, cada fractura posee geometría rectangular y sus propiedades son constantes a lo largo de ellas.

Figura 27. Fracturas hidráulicas del yacimiento simulado

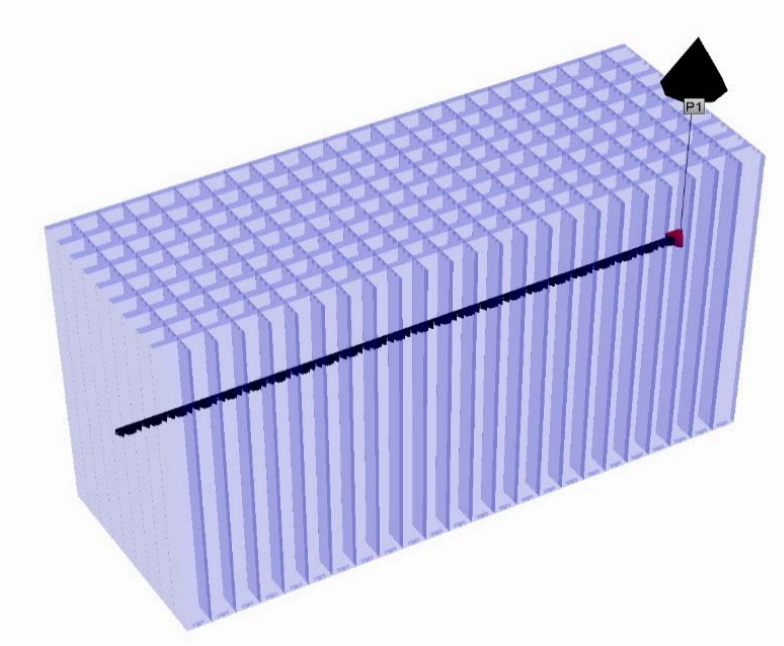


Figura 28. Fractura hidráulica y pozo horizontal del yacimiento simulado

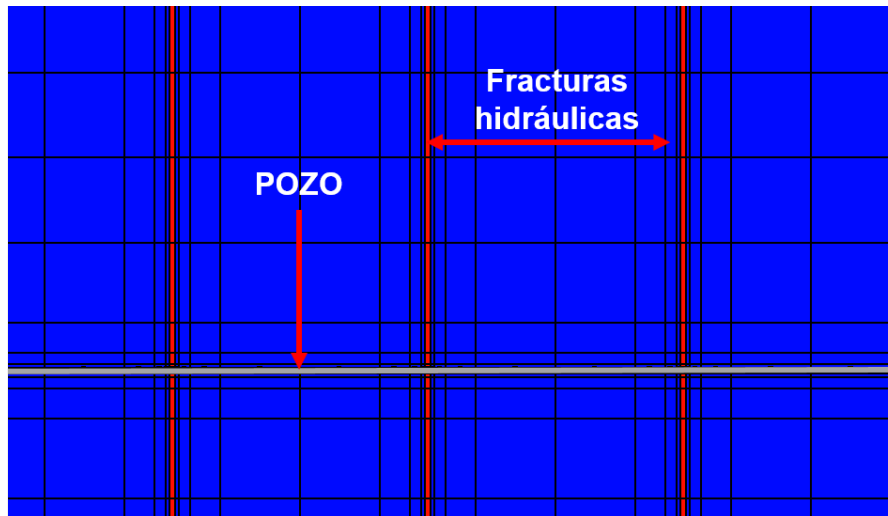


Tabla 6. Parámetros utilizados en el desarrollo del modelo

| Parámetros utilizados para el desarrollo del modelo de simulación del yacimiento Barnett shale | | |
|--|---------------|----------|
| PARAMETRO | valor | unidad |
| Dimensiones | 3000*1500*300 | ft |
| Profundidad | 5493 | ft |
| Presión inicial | 2950 | psi |
| Temperatura | 150 | °F |
| Tiempo de producción | 31 | días |
| Saturación inicial de gas | 0,7 | fracción |
| Compresibilidad total | 3,16E-02 | 1/psi |
| Permeabilidad de la matriz | 0.00015 | md |
| Porosidad de la matriz | 0.06 | fracción |
| Longitud media de la fractura | 300 | ft |
| Espaciamiento entre fracturas | 100 | ft |
| Altura de las fracturas | 300 | ft |
| Longitud del pozo horizontal | 2300 | ft |
| Numero de fracturas | 24 | numero |

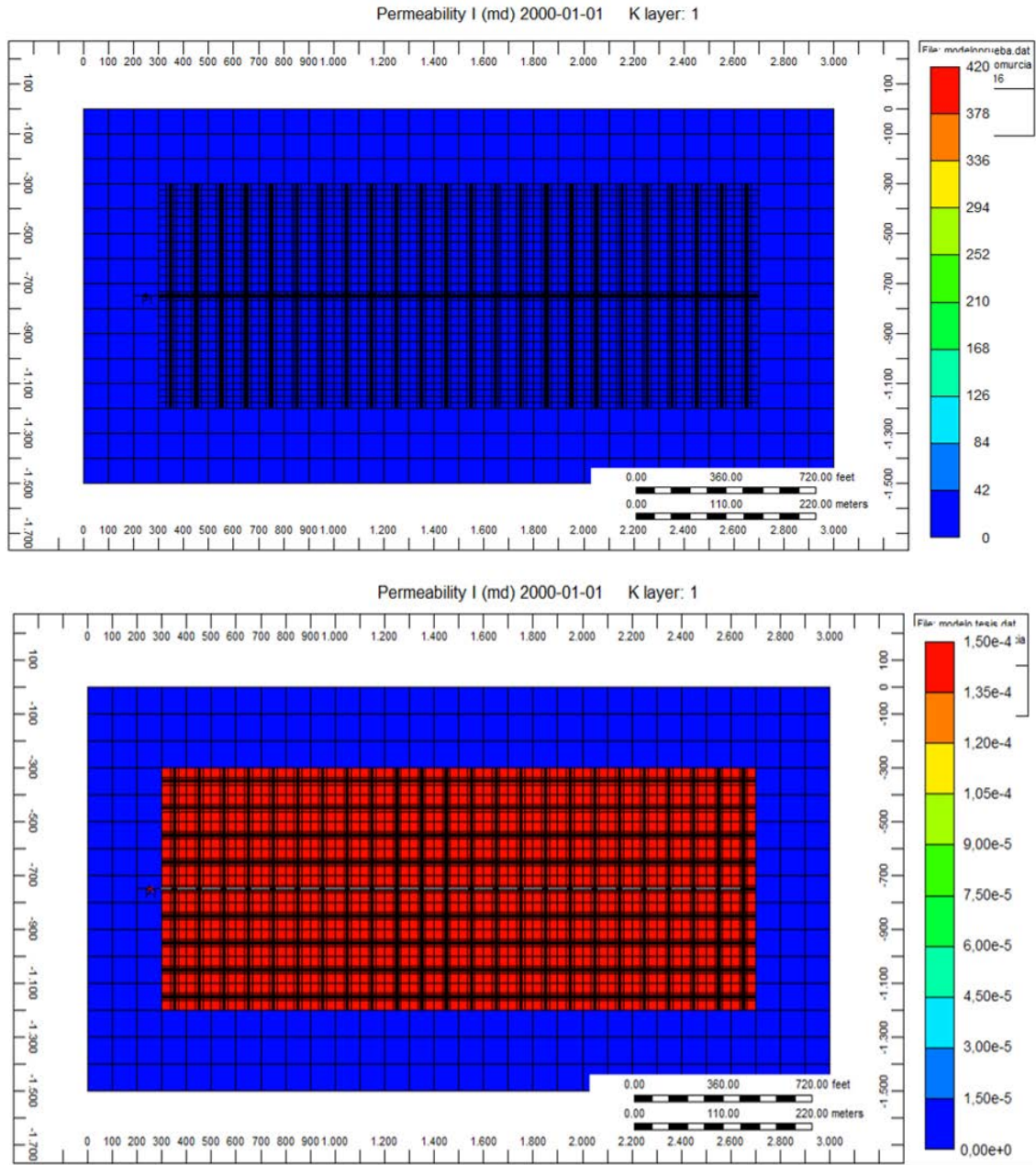
FUENTE: Modificado de Yu, W., & Sepehrnoori, K. (2013). Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. In SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference. Society of Petroleum Engineers.

7. DESARROLLO DE LA PRUEBA DE PRESIÓN

Para el modelo del yacimiento sintético realizado en el anexo A, se realizó un prueba de descenso de presión (PDD), desarrollada en el anexo B. Basados en que en la literatura no se encuentra reportado la duración promedio de una prueba de presión en un yacimiento de shale gas, la prueba se realizó por el tiempo apropiado para poder observar los periodos de flujo y tener la certeza de que la prueba alcanza el estado pseudoestable para así poder estimar el área de drenaje.

Al realizar la prueba se observa que la curva de la derivada no muestra el comportamiento pseudoestable inicialmente, por esto se recurre a hacer varias corridas de simulación a diferentes tiempos. Como no se logra evidenciar el estado pseudoestable se decide alterar la permeabilidad del modelo (I,J,K) fuera del SRV y se realizan nuevas corridas de simulación.

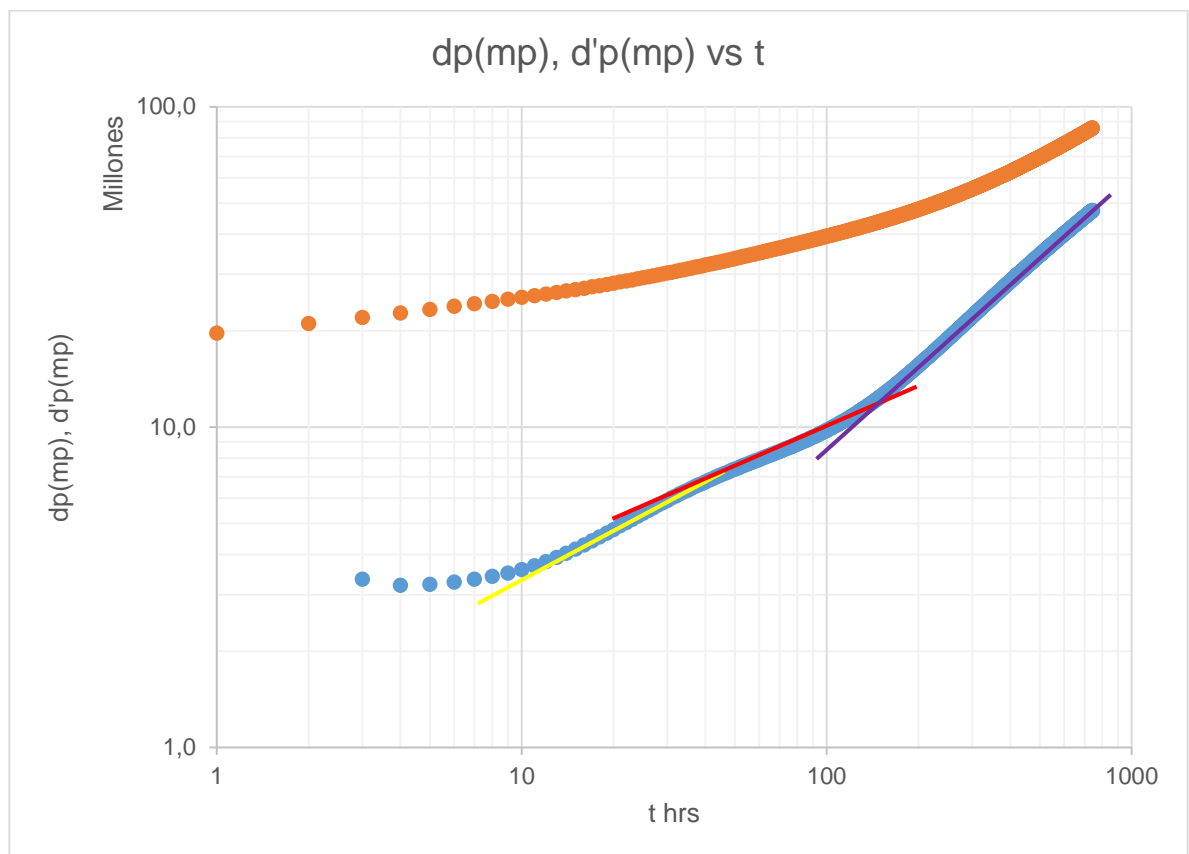
Figura 29, permeabilidad modificada en el modelo



Después de realizar el ajuste en la permeabilidad se hacen corridas de simulación a diferentes tiempos para lograr determinar si se evidencia el estado pseudoestable y los periodos de flujo.

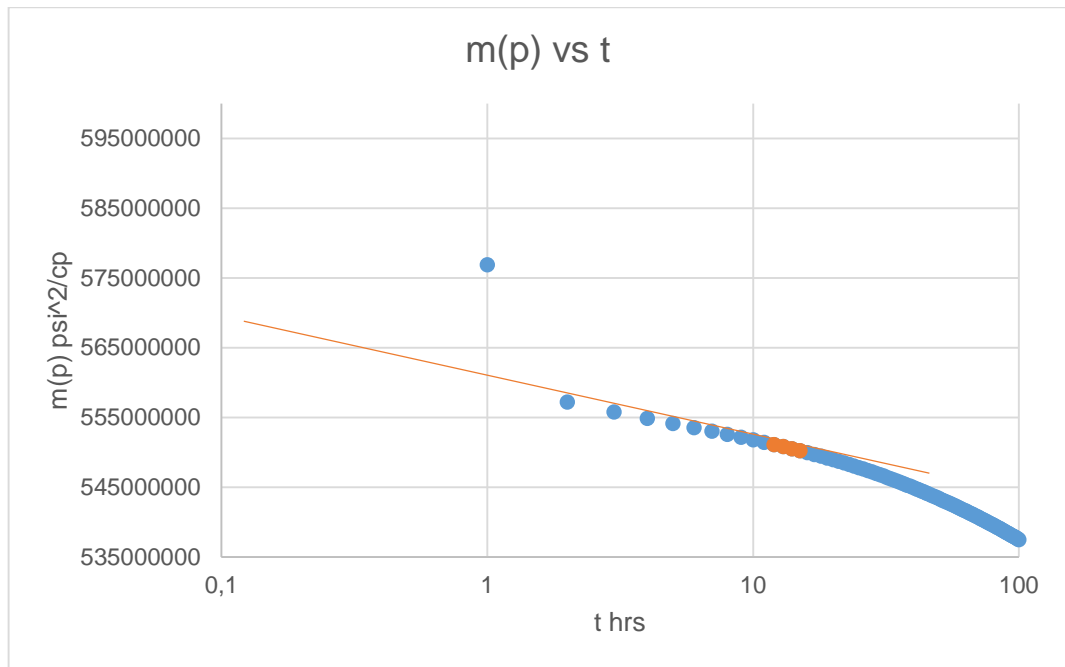
Para determinar los periodos de flujo presentados por el modelo se graficó la derivada de pseudopresión vs tiempo en papel log-log, en la cual se pudo determinar que los regímenes que dominan el flujo son, el flujo bilineal (línea amarilla) que se percibe en la gráfica ya que su pendiente es $\frac{1}{4}$ y el flujo lineal (línea roja) con pendiente $\frac{1}{2}$, además de ello se percibe que en los últimos tiempos la gráfica alcanza su comportamiento pseudoestable (línea purpura).

Figura 30. Grafico derivada de presión vs tiempo



Después de realizar el previo reconocimiento de los regímenes de flujo y el estado pseudoestable, se precede a determinar las variables descritas anteriormente, inicialmente se realiza el cálculo de la pseudopresión y se procede a hacer el análisis grafico MDH cuyos resultados se encuentran en la tabla 7.

Figura 31. Grafico m(p) vs t



De la gráfica 31 se determina la pendiente m , al remplazar en la ecuación 6 se determina la conductividad kh , y este valor se divide en el espesor de la formación tomado de los parámetros de la tabla 6 para determinar la permeabilidad k promedio, además en la gráfica se determina el valor de la pseudopresión a 1 hora $m(p1hr)$ y con este se determina el factor SKIN en la ecuación 7.

Tabla 7. Resultados obtenidos del análisis grafico MDH

| | | |
|-----------|-------------|----------------------|
| m | 9210340,37 | |
| kh | 0,043391696 | md-ft |
| k | 0,00144639 | md |
| $m(p1hr)$ | 560000000 | psi ² /cp |
| S | -1,10553817 | |

Para la estimación del área de drenaje se toma de la gráfica de la derivada el tiempo donde se inicia el flujo pseudoestacionario, como no hay una ecuación explícita para determinar el área de drenaje, se utilizan las ecuaciones 5 y 9 que utilizan la variable A (área de drenaje). Ya que la ecuación 5 (t_{DA}) se encuentra en función de la ecuación 9 (m_D), se reemplazan sus variables.

✓ Ecuación 15. Presión adimensional (m_D) reemplazando tiempo adimensional (t_{DA}).

$$m_D = \frac{2\pi * 0,00264kt}{\phi \mu C t A} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458A}{CA r_w^2} \right) + s$$

Como los valores de la ecuación son conocidos, queda una ecuación en función del área A, que puede ser resuelta por cualquier método numérico.

$$5,15434561 = \frac{76,5615489}{A} + \frac{1}{2} \ln(324,0108A) - 1,10553817$$

$$A = 56,67 \text{ acres}$$

Tabla 8. Resultados obtenidos de la estimación del área de drenaje

| | | |
|-------|------------|-----------------|
| T | 120 | hrs |
| m_D | 5,15434561 | |
| A | 56,67 | acres |
| A | 2485533.6 | ft ² |

8. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Se realiza una comparación del área de drenaje estimada con las dimensiones del SRV para lograr determinar la aplicabilidad y exactitud del planteamiento sugerido y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9. Comparación de resultados

| DATOS | Dimensiones ft | Área (acres) | Área (ft ²) |
|-----------------------|----------------|--------------|-------------------------|
| área estimulada (SRV) | 900*2400 | 49,586777 | 2160000 |
| área estimada | | 56,67 | 2468545 |
| % ERROR | | 14,2845 | 14,2845 |

De la prueba de descenso de presión (PDD) se logra obtener un valor del área de drenaje estimada y es comparada con el área estimulada creada en el modelo, el resultado arroja un porcentaje de error del 14,28%.

El resultado obtenido es aceptable en el rango de error debido al error que se puede presentar en la lectura de los datos de las gráficas, la identificación de los periodos de flujo y el inicio del estado pseudoestable.

9. CONCLUSIONES

- ✓ Se logra determinar que los regímenes de flujo que actúan en el yacimiento simulado son el flujo bilineal y lineal antes de que el yacimiento alcance el estado de flujo pseudoestable.

- ✓ El modelo numérico fue desarrollado por la técnica de simulación DK-LS-LGR, la cual modela el comportamiento de las fracturas y de la matriz en yacimientos de shale gas.

- ✓ Teniendo en cuenta que la literatura no reporta la duración promedio de las pruebas de presión en yacimientos de shale gas, se debe buscar una duración adecuada de la prueba que permita observar los periodos de flujos necesarios y para este caso práctico observar el estado de flujo pseudoestable para analizar el modelo, de acuerdo a sus requerimientos.

- ✓ El área estimada de 56,67 Acres comparada con el área real del SRV 49,58 Acres presenta un porcentaje de error e 14,2%, que es un valor aceptable debido a la incertidumbre que puede presentar en la lectura de los datos.

CITAS

1. HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.
2. Alvares, Blanca. Fracturamiento multietapas, Universidad Autónoma de México.
3. BOYER, Charles. Producción de gas desde su origen. Oil field review. Invierno 2006/2007.
4. Alvarado, Douglas. Análisis de pruebas de presión. Maracaibo, Venezuela, 2004.
5. RAMÍREZ, DAIRO. RODRÍGUEZ, RICHARD, “Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión”, Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996.
6. ARRIETA, LAURA. MORENO, ELIANA. “Análisis comparativo de modelos de pruebas de presión en pozos horizontales multifracturados en yacimientos de shale gas”, Tesis de grado, UIS, 2015.
7. Rubin, B. (2010). Accurate Simulation of Non Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*.
8. Cipolla, C., Lolon, E., Erdle, J., & Rubin, B. (2010). Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation*, (September), 23–25.

BIBLIOGRAFÍA

BOYER, Charles. Producción de gas desde su origen. Oil field review. Invierno 2006/2007

CARRILLO, Lucio. Esquistos bituminosos "oil shale y gas shale". OSINERGMIN. Lima, 2011.

CINCO-LEY, H. (1982). Evaluation of Hydraulic Fracturing By Transient Pressure Analysis Methods. [online]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-10043-MS>. [cited: 10 Nov. 2015]

CIPOLLA, Craig L. *et al.* Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. [online] Agosto 2010. Vol 13 N° 4. [cited: 15 Dic. 2015] Disponible Base de Datos: ONE PETRO

CHAUDHRY, Amanat U. Gas well testing Handbook. Houston, Texas. Elsevier, 2003. 887 p

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto; MUÑOZ, Yhon Edison Mauricio y CERQUERA, Wilson Manuel .Análisis de presión y derivada de presión vs pseudotiempo para un pozo horizontal en un yacimiento de gas naturalmente fracturado incluyendo los efectos de pseudotiempo mediante la técnica de TDS. En: Entornos. Universidad Surcolombiana. Vicerrectoría de Investigación y Proyección Social. 2011. No. 24., pp. 39-54

HORNE, Rolland. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p

LEE, John W. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 159 p.

LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John. Pressure Transient Testing. Vol. 9. Society of Petroleum Engineers, 2003. 356 p.

LEE, S., KIM, T., & LEE, K. (2013). Pressure Transient Characteristics of a Fractured Horizontal Well in Shale Gas Reservoirs. [online]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/ISOPE-I-13-177>. . [Citado: 3 Ene. 2016]

ANEXOS

ANEXO A

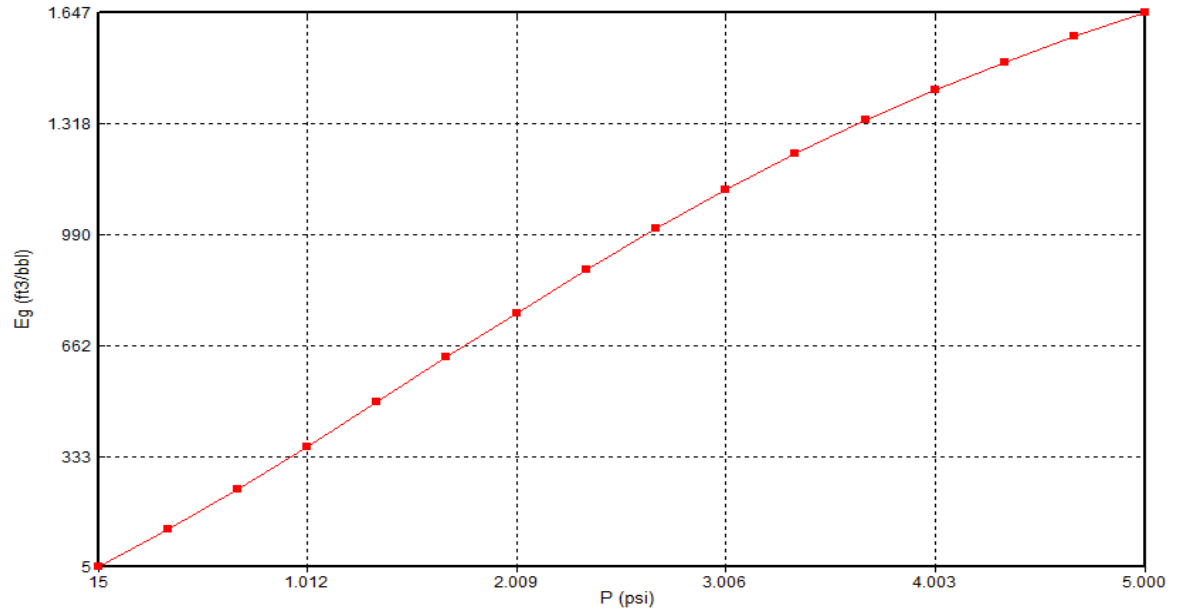
DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTÉTICO

Usando el simulador comercial Black Oil de CMG®, se desarrolló un yacimiento de doble permeabilidad, el cual consta de 30 celdas en dirección X, 15 celdas en dirección Y y 1 en dirección Z. El yacimiento cuenta con un refinamiento logarítmico que va desde la celda 4 hasta la 27 en X, 4 hasta 12 en Y y de base a tope en Z, estas celdas refinadas simulan el volumen estimulado del yacimiento y las fracturas hidráulicas en las celdas 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24 en X y desde la celda 5 hasta la 10 en Y, como se puede observar en la Figura 25. Todo el refinamiento, la especificación de la ubicación de las fracturas y las interacciones entre la matriz y las fracturas fueron realizadas desde el archivo plano de la simulación, puesto que en la interfaz del programa no hay manera de ingresar la ubicación específica de las fracturas, las interacciones matriz fractura y las propiedades modificadas en el volumen estimulado del yacimiento. En cuanto a las propiedades del fluido, el yacimiento solo posee agua y gas, el agua por medio de un ajuste en las curvas de permeabilidad relativa no se mueve dentro del yacimiento, por tal razón el pozo solamente produce el gas.

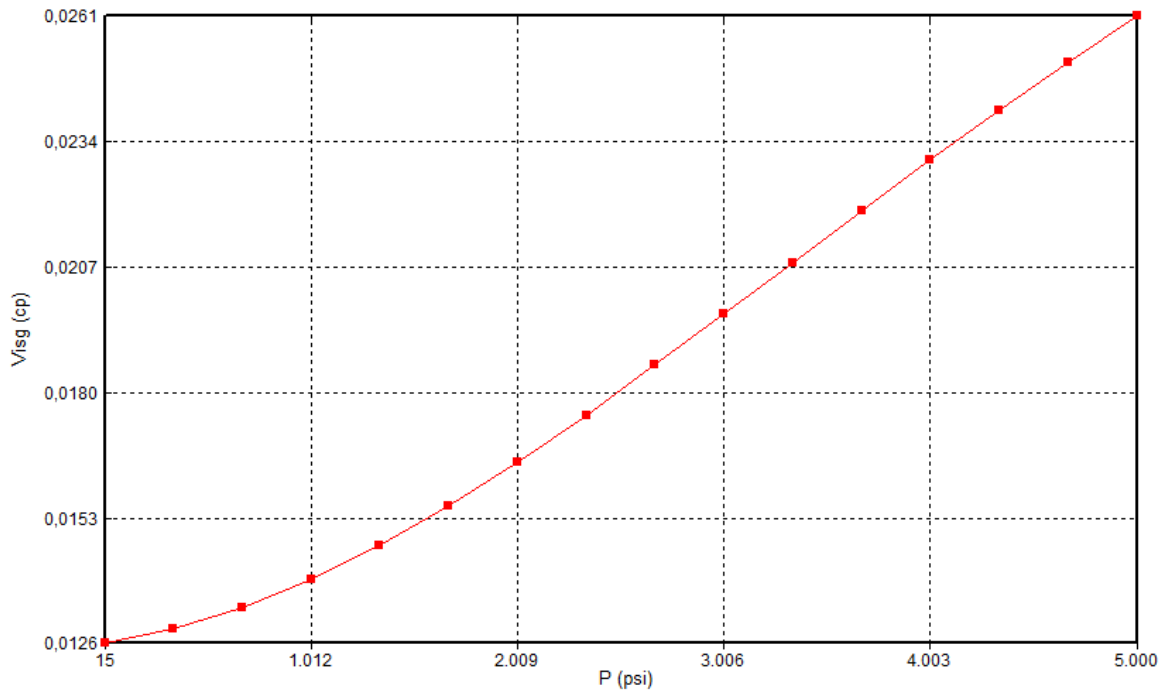
El yacimiento es producido a través de un pozo horizontal ubicado en el centro del yacimiento, este tiene una longitud horizontal de 2300 ft y es atravesado por las 24 fracturas hidráulicas anteriormente descritas (Figura 27). Para asegurar que el yacimiento solo produzca a través de las fracturas, las perforaciones se encuentran ubicadas en las celdas en las que el pozo es atravesado por las fracturas. Las propiedades petrofísicas alimentadas al simulador CMG® son las del yacimiento Barnett Shale reportadas en la literatura, la simulación fue ajustada por medio del análisis de sensibilidad de la relación producción vs BHP y algunos parámetros

petrofísicos como la permeabilidades de fractura.

Figura 32, curvas de permeabilidad relativa utilizada en la simulación



— Eg vs P



— Visg vs P

ANEXO B

OBTENCION DE LA PRUEBA DE PRESIÓN

Para la simulación de la pruebas de descenso de presión se utilizaron las herramientas de apertura y cierre de pozos con las que cuenta el simulador comercial CMG® como una prueba PDD consiste en producir a tasa constante durante un determinado tiempo posterior a un periodo de cierre de pozo, con ayuda de las restricciones de pozo se logró simular exitosamente la prueba.

Para lograr que la prueba funcionara de correctamente se determinó la capacidad máxima de producción del pozo y de esta manera se otorgaba un valor arbitrario cercano a su máxima producción y se determina el tiempo que este podía producir a esta tasa constante, además los datos obtenidos debían ser suficientes para que el yacimiento alcanzara a evidenciar los regímenes de flujo mencionados anteriormente y poder determinar las propiedades requeridas para la estimación del área de drenaje.

