

Barnett Shale Gas.

El padre del shale.

MICROSOFT

19 de Enero de 2015
Autor: Emanuel Martin

Barnett Shale Gas.

El padre del shale.

CONTENIDO:

I-INTRODUCCIÓN.

II-CUENCA FORT WORTH.

III-ESTRATIGRAFÍA.

IV-LITOLOGÍA.

V-PRIMEROS AÑOS.

VI-POZO TIPO.

VII-PRODUCCION PROMEDIO.

VIII-CURVAS DECLINATORIAS.

IX-PRODUCCIÓN ACUMULADA:

X-RECUPERACIÓN ULTIMA ESTIMADA POR POZO (EUR).

XI-DECLINACIÓN DEL YACIMIENTO.

XII-PRÓNOSTICO DE PRODUCCIÓN.

XIII-BIBLIOGRAFÍA.

I-INTRODUCCIÓN.

El campo Barnett en Texas es el pionero en la producción de shale gas en EEUU. A partir de los años 80 la compañía Mitchell Energy empezó con pruebas piloto para la producción de gas y años después en el 2003 mediante la combinación de pozos horizontales con múltiples fracturas logro su extracción en forma rentable.

Su producción máxima fue alcanzada en Diciembre del 2011 con una producción de casi 6 billones de pie cúbicos por día.



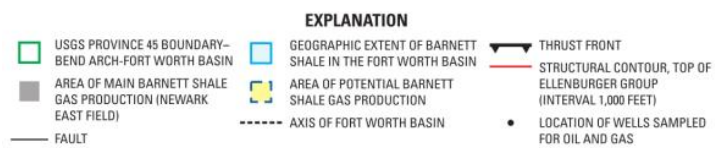
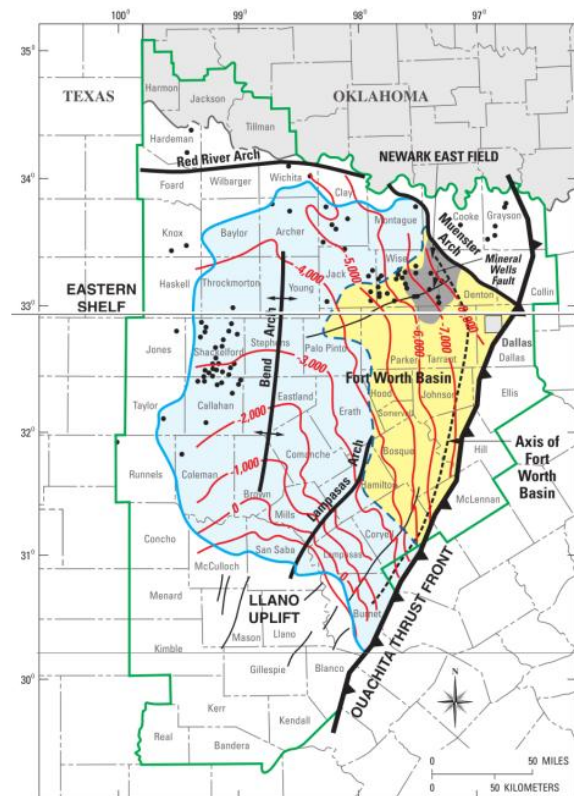
El desarrollo comenzó en el condado de Dalton y se fue extendiendo hacia 24 condados, abarcando un área de 8000 millas cuadradas (neta: 5140 millas cuadradas), con un total de 19600 pozos perforados y una producción acumulada de 15,6 trillones de pie cúbicos en Julio del 2014.

La formación productiva Barnett se encuentra en la cuenca Fort Worth en el centro norte de Texas.

II-CUENCA FORT WORTH.

La cuenca está limitada al este por la faja corrida y plegada de Ouachita, al norte por arcos de levantamientos en el basamento, al oeste por el Arco Bend, y al sur por el levantamiento Llano.

La Cuenca fue formada durante la orogenia Ouachita Paleozoica tardía, una secuencia de deformaciones relacionadas a veces con empujes durante la formación de la Pangea.



Características estructurales dentro de la cuenca son la falla Mineral Wells en el noreste, una falla de basamento que periódicamente se reactivó durante el Paleozoico superior.

Fallas normales menores y bloques de graben, presentes a lo largo de la Cuenca impactan localmente su estructura y litología. Fallas y fracturas abiertas son raras en la formación Barnett estando casi todas las fracturas llenas de calcita en el tronco y en la base.

III-ESTRATIGRAFÍA.

La formación Barnett es de edad Mississipiense y reside encima de grupos carbonaticos, la formación Viola-Simpson y la formación Ellenberger.

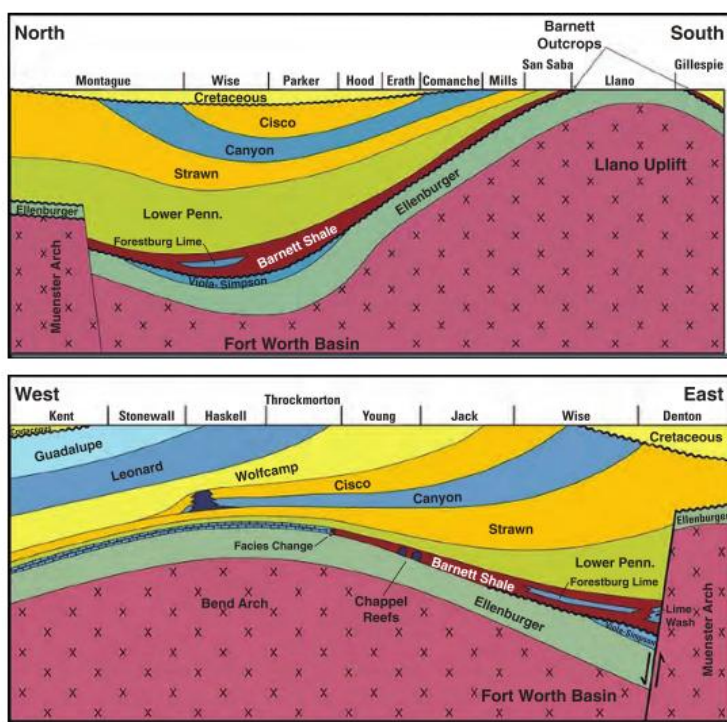
La formación Viola-Simpson se va adelgazando en la dirección NE al SO dejando a la formación Barnett directamente encima de la Ellenberger.

También en forma lenticular en la dirección NE a SW esta la formación de piedra caliza Forestburg, una formación constituida por detritos de carbonatos,

la cual divide a la formación Barnett en una parte superior y otra inferior.

La formación Barnett se va engrosando en la dirección NE paralelo al eje Ouachita alcanzando un grosor de 500 pies a una profundidad de 8000 pies.

En la figura se muestran los cortes estructurales en las direcciones Este-Oeste y Norte a Sur.



IV-LITOLOGÍA.

La formación Barnett consiste mudstone (fangolita) rica en silíceo orgánico, caliza y en menor medida dolomita. Los intervalos de esquisto generalmente contienen alto contenido de

sílice (35-50%), relativamente bajo contenido de arcilla (<35%), y significativo contenido de carbono orgánico (3-10%).

Finas capas de flujo de dretitos carbonaticos son comunes en algunas áreas de la cuenca.

Propiedades petrofísicas:

Las propiedades petrofísicas se muestran en el siguiente cuadro junto con una imagen de un testigo corona extraído de la formación Barnett.

Porosity	3 a 6%
Permeability	microdarcies a nanodarcies.
Water saturation	25%, no móvil.
Gas saturation	75%
Organic carbon content	2,4 a 5,1%, kerogeno tipo II.
Thermal maturity	1,2 a 1,9
Gas in place	140–200 bcfg/sq mi or 170–350 scfg/t
Reservoirs pressure	3500psi
Pressure gradient	0.52 psi/ft
Recovery factor	16-28%
Temperature	190°F



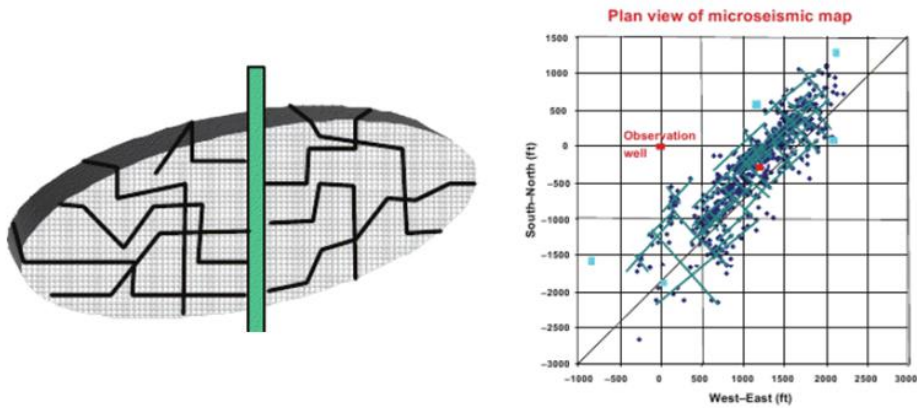
V-PRIMEROS AÑOS.

Los primero pozos en la cuenca Fort Worth fueron perforados en 1982 buscando la producción de gas desde fracturas naturales abiertas, especialmente en áreas de fallas y pliegues asociados a altos estructurales. La producción lograda fue de 120Mcfg/d.

En 1983 se probó fracturar la formación con espuma de CO2 sin obtener grandes resultados. Los siguientes pozos fueron fracturados con espuma de nitrógeno.

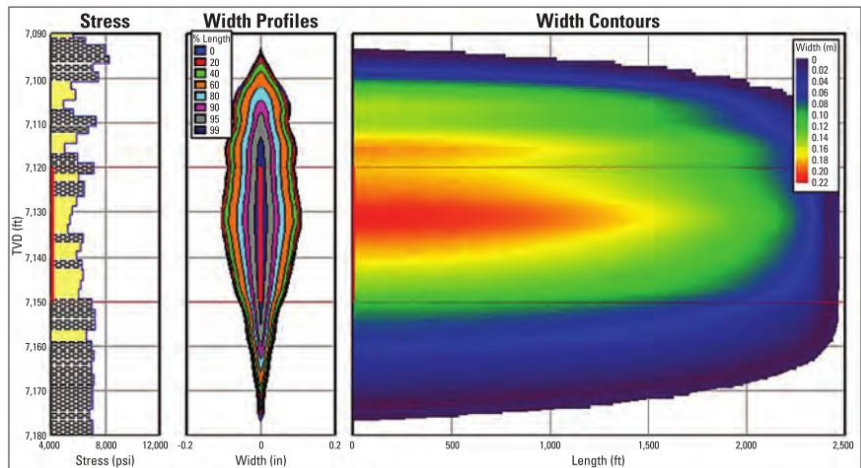
En 1990 se introdujo la fractura hidráulica en pozos verticales con la finalidad de reabrir e interconectar las microfisuras naturales presentes en la formación Barnett de una forma más eficiente y aumentar así el área de drenaje.

Shale Reservoirs—Complex Fracture Networks



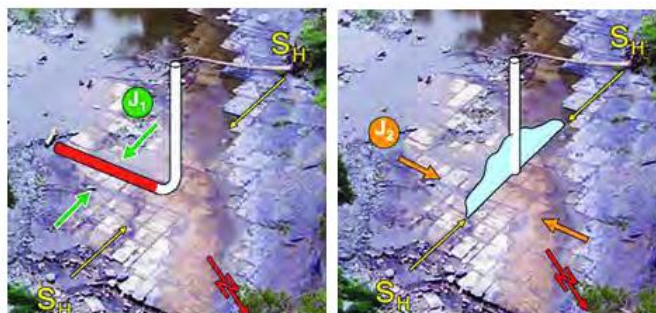
La formación Barnett es productiva en el miembro superior e inferior donde ambos miembros son fracturados por separado, logrando una mayor eficiencia y una producción inicial promedio por pozo de 1.050 MMCFG/d.

Las Imagen muestra la simulación de una Fractura típica en el miembro inferior de la formación con una longitud de 2500ft, un ancho de 1 pulgada y un alto que abarca la totalidad de la formación.



En los años 2001-2002 se llevaron a cabo las primeras perforaciones de pozos horizontales con múltiples fracturas, aplicando la técnica SurgiFrac de Halliburton (permite hacer grandes fracturas con un mejor control del crecimiento y ubicación de la misma, mediante una alta velocidad de inyección).

La longitud horizontal fue orientada en forma perpendicular a la dirección de mayor stress de la formación y su longitud rondaba los 2200ft. Las fracturas hidráulica que se van propagando en esta



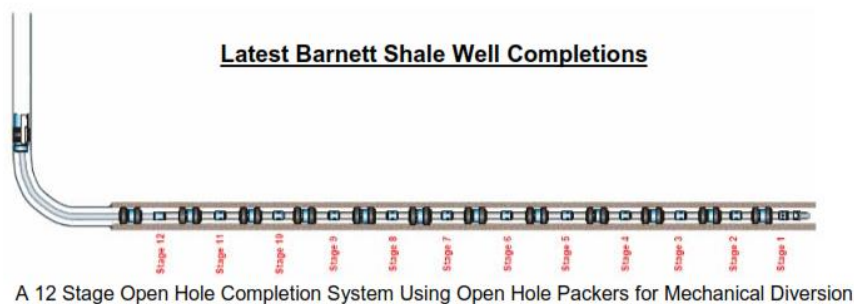
dirección inducen la reapertura de las fracturas naturales cerradas en la dirección de menor stress.

Con los avances logrados en la perforación horizontal y técnicas de fractura se llegó a una producción inicial de 2.5–3.5MMcfg/d .

VI-POZO TIPO.

Debido al cambio de las propiedades litológicas y petrofísicas a lo largo de la variación areal en la formación encontraremos diferencias pequeñas a significativas en las características de los pozos. Nosotros vamos a tomar para el análisis un pozo tipo resultante del promedio del total de los pozos perforados en todo el campo Barnett.

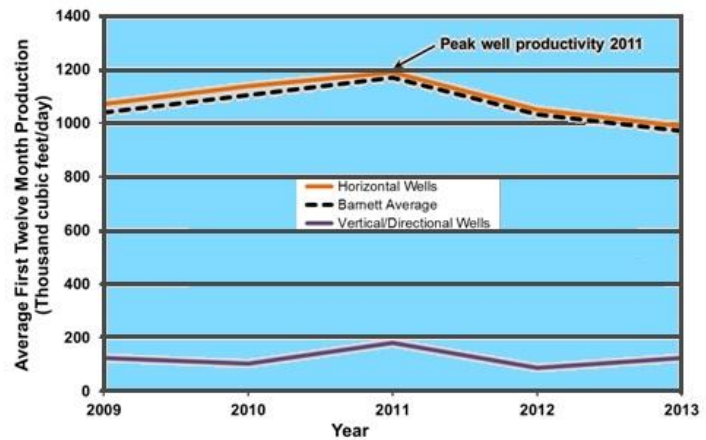
El pozo tipo tiene un costo de 3,5 millones de dólares, una longitud lateral de 2500-3500ft, entre 8 a 12 etapas de fracturas distanciadas entre sí por 300ft. Un caudal de bombeo promedio por etapa de unos 55bpm, un volumen de agua de 180000barriles y 400000 pound de arena promedio por etapa.



El 95,5% del fluido de fractura está constituido por agua y agente sostén, mientras que el 0,5% está formado por distintos aditivos (ácidos, reductor de fricción, surfactante, agente gelificante, inhibidor, agente controlador de Ph, secuestrante de oxígeno, croslinkado, controlador de hierro, inhibidor de corrosión, agente antibacterial.)

VII-PRODUCCION PROMEDIO.

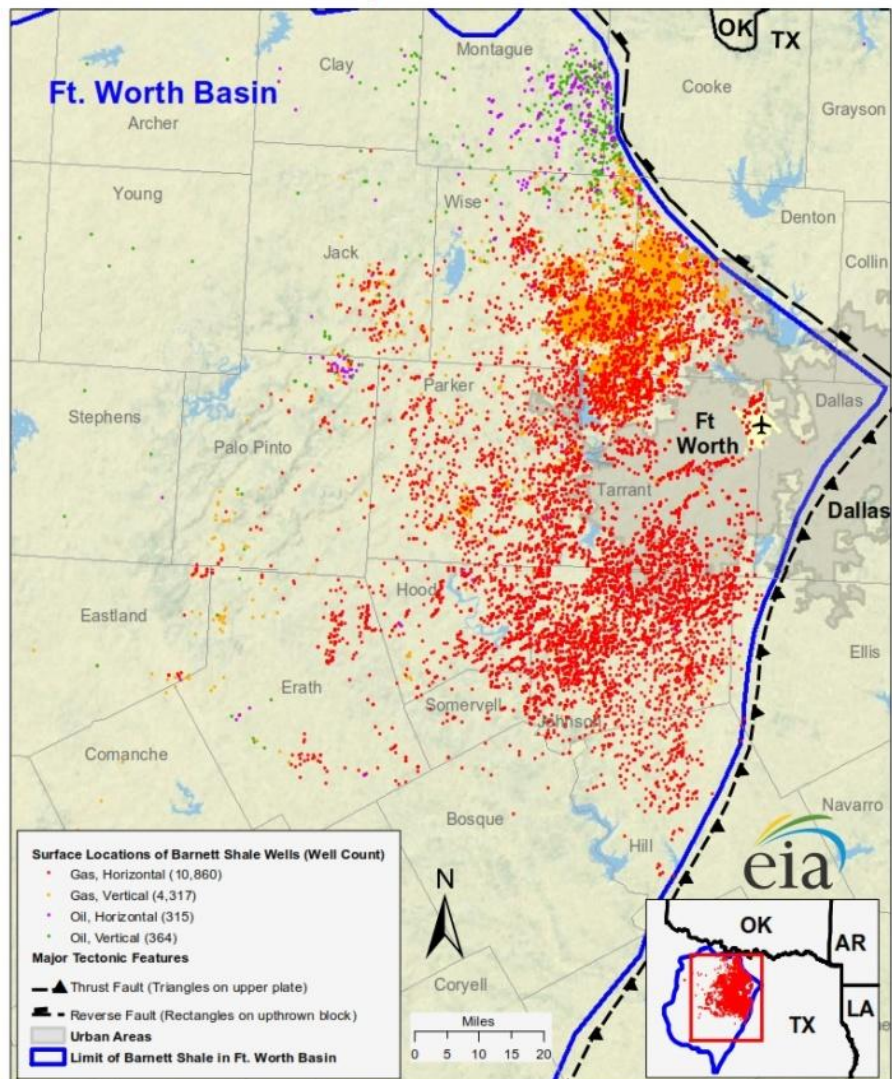
El siguiente gráfico muestra la tasa de producción promedio de los 12 primeros meses de vida del pozo a través de los años. La cual es modificada por los avances tecnológicos y variaciones en las propiedades petrofísicas a lo largo de la formación.



El descenso en la tasa de producción a partir del 2011 es debida principalmente al agotamiento de las zonas de mejores propiedades petrofísicas obligando a la perforaciones a avanzar hacia las zonas con propiedades más pobres.

La producción diaria promedio durante el primer año de vida del pozo durante el 2013 es de 988Mft/d llegando a ser cerca de ocho veces la producción promedio de un pozo vertical que ronda los 120Mft/d. Como consecuencia, la perforación de los pozos verticales va en continuo descenso llegando a ser en la actualidad menor al 5% del total de los pozos perforados.

Barnett Shale Play, Fort Worth Basin, Texas



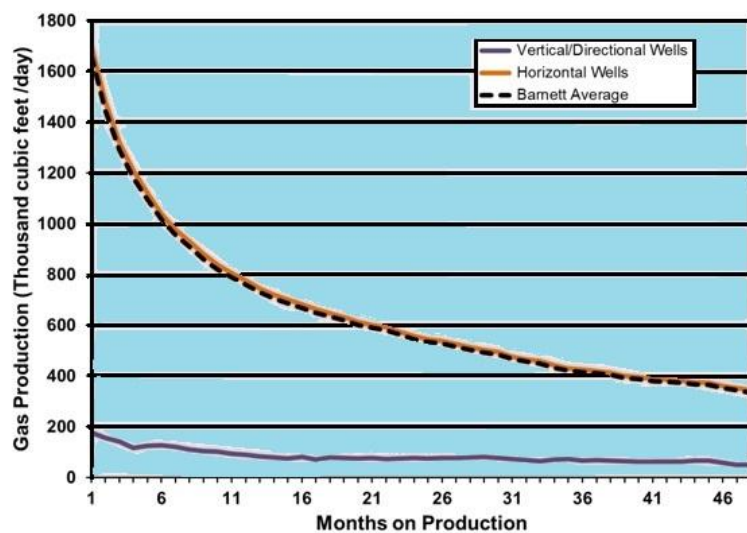
Source: US Energy Information Administration based on data from HPDI, USGS, Pollastro et al (2007)
Updated: May 31, 2011

El siguiente mapa muestra la distribución de pozos horizontales, verticales y direccionales a principios del 2014 suministrado por el EIA.

VIII-CURVAS DECLINATORIAS.

La declinación mostrada en la producción de los de pozo en los yacimientos de Shale gas son pronunciadas, nos ayudan a entender su ciclo de vida y la forma de explotación de los mismos.

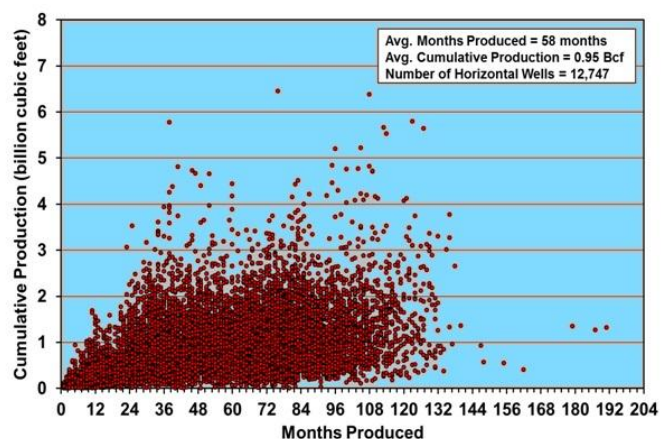
La formación Barnett muestra una tasa de declinación promedio en el primer año del 56% de la producción inicial, el segundo año un 27%, el tercero un 23% y en el cuarto año un 20%; de esta forma la declinación de la producción en la vida promedio del pozo **en los tres primeros años llega a ser el 75%** de la producción inicial.



El gráfico muestra la tasa de declinación promedio de pozos verticales y horizontales de shale gas en la formación Barnett perforados desde 2009. (Drilling info)

IX-PRODUCCIÓN ACUMULADA:

La producción acumulada en pozos horizontales promediada entre 12747 pozos es de 0,95bft en un lapso de 58 meses. Solo un 1% del total de los pozos perforados en la formación Barnett (127 pozos) llegan a una vida útil mayor de



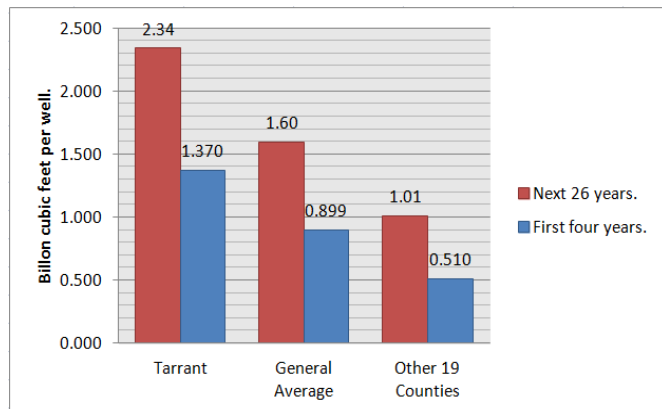
diez años y un 14% (2156 poos) de los pozos horizontales que a la fecha no son productivos han mostrado una vida promedio de 37 meses con una producción acumulada de 0,38bft.

Muy pocos pozos excepcionales han superaron una producción acumulada de 5bft.

X-RECUPERACIÓN ULTIMA ESTIMADA POR POZO (EUR).

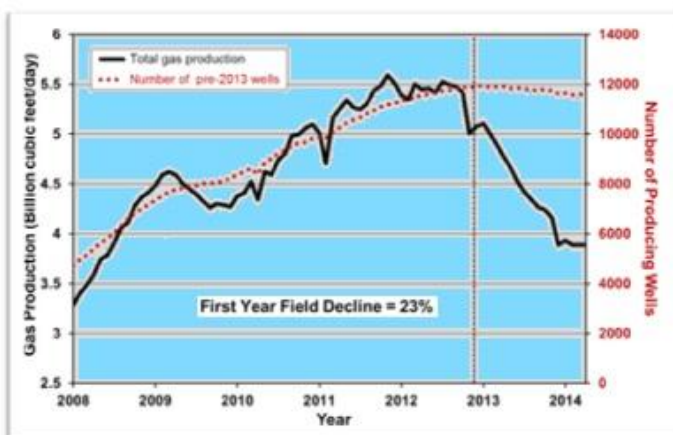
La recuperación última estimada (cantidad de gas que un pozo produce durante su vida útil) varía mucho de un condado a otro en la formación Barnett, los cinco condados ubicados dentro del “Core Area” (condados de Tarrant, Johnson, Denton, Wise y Parker) producen casi el 92% de la producción total.

La mayor recuperación última estimada se encuentra en el condado de Tarrant con una EUR=2,5 billones de pie cúbicos por pozo en un total de 3980 pozos analizados. La menor recuperación última estimada se encuentra en el grupo de los 19 condados con una EUR=1,01 billones de pie cúbicos por pozo en un total de 2952 pozos horizontales. La EUR promediada por condados evaluando el total de los 24 condados es de 1,595 billones de pie cúbicos por pozo, en un total de 15153 pozos.



En los primeros cuatro años de vida los pozos muestran una producción acumulada de entre el 51% a 58% de la EUR. Es decir que más de la mitad de la producción de la vida del pozo, en un yacimiento de shale gas se obtiene en sus primeros cuatro años de vida.

XI-DECLINACIÓN DEL YACIMIENTO.



La tasa de declinación de un yacimiento es la tasa de declinación que todo el campo presentaría si no se perfora mas

pozos a partir de un momento dado. Tomando como año de referencia el año 2013 y analizando solamente pozos horizontales, el campo Barnett presenta una tasa de declinación anual del 23% estando en producción cerca de 12000 pozos horizontales.

La imagen muestra la tasa de producción y número de pozos horizontales de Shale Gas perforados entre el 2008 al 2013 en el campo Barnett. (Data from Drillinginfo Agosto 2014).

Números de pozos necesarios para mantener la producción.

Conociendo la tasa declinatoria anual del yacimiento y la producción diaria promedio de cada pozo podemos obtener el número necesarios de pozos que deben ser perforados por año para mantener el nivel de producción en la tasa actual.

$$N_{wells} = \frac{P_{d,play} \times R_{anual\ declination}}{P_{d,well\ type}} = \frac{5,15 \frac{bft^3}{day}}{0,98MM \frac{ft^3}{day} \times \%23year} = 1161 \frac{wells}{year}$$

Es necesario perforar 1161 pozos por año para mantener el nivel de la producción en los 5 billones de pie cúbicos por día. Siendo el costo estimado de 3,5 millones de dólares para perforar un pozo horizontal, es necesario invertir 4 billones de dólares al año para mantener el nivel de producción.

La tasa actual de perforación ronda los 400 pozos anuales, un valor muy por debajo de los necesarios, mostrando de este modo el campo Barnett una declinación anual del 9%.

XII-PRÓNOSTICO DE PRODUCCIÓN.

La Universidad de Texas Austin hizo un pronóstico de producción de las reservas recuperables al 2030 bajo distintos escenarios posibles.

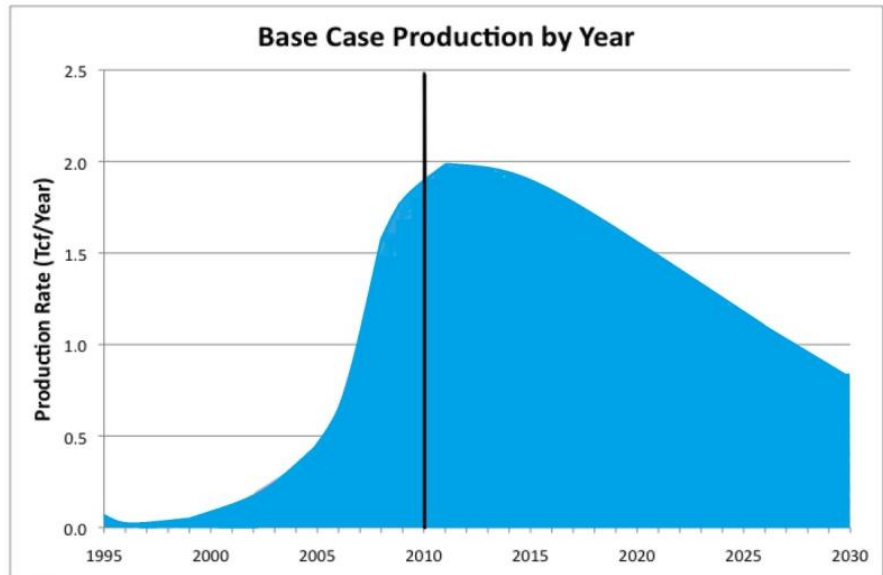
Para el análisis asumió una saturación de agua del 25%, una presión de reservorios de 3500psia, un precio de \$4/MMBtu, una vida máxima por pozo de 25 años. Un área total de 8000 millas cuadradas. Un gas original en situ de 444Tcf. Una curva declinatoria tipo y EUR estimada para cada zona las cuales resultaron del análisis de la historia de producción en 16000 pozos.

También se tubo presente la producción de gas seco, gas y condensado y petróleo producidos en los pozos de algunos condados.

En el caso base (el más probable), los estudios sobre el pronóstico de reservas recuperables del campo Barnett es de una producción acumulada de 45 trillones de pie cúbicos, con una producción anual disminuyendo en una curva predecible desde el pico actual de 2 TCF por año a unos 900 billones de pies cúbicos (BCF) por año en 2030.

Siendo necesarios para su realización un total de 29,217 pozos horizontales, habiendo 15144 pozos

Production Outlook for the Barnett Shale through 2030



Source: Bureau of Economic Geology/Univ. of Texas at Austin
Q/Ae1590

perforados al 2010 es necesario perforar 14073 pozos nuevos, siendo perforados unos 3000 pozos entre el 2012 y 2013.

El campo Barnett se encuentra como segundo productor de gas en Estados Unidos después del campo Haynesville suministrando un 22% de la producción de shale gas y seguirá jugando un papel importante en la matriz energética de dicho país.

XIII-BIBLIOGRAFÍA.

Barnett study determines full-field reserves, production forecast. OIL&GAS Journal. Authors: John Browning, Scott W. Tinker, Svetlana Ikonnikova, Gúrcan Gúlen, Eric Potter, Qilong Fu, Susan Hovarth, Tad Patzek, Frank Male, William Fisher, Forrest Robert. The University of Texas at Austin.

http://www.beg.utexas.edu/info/docs/OGJ_SFSGAS_pt2.pdf

U.S. Energy Information Administration. EIA

http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa1_letter.pdf

Svetlana Presentation Morning.

<http://www.usaee.org/usaee2012/submissions/Presentations/Svetlana%20presentationMorning.pdf>

WorldShaleGas_USEIA

http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/WorldShaleGas_USEIA.pdf

Texas Railroad Commission Production Data Query System.

http://aleklett.files.wordpress.com/2013/08/barnett_shale_production.jpg

<http://aleklett.files.wordpress.com/2013/08/production-2030.jpg>

http://aleklett.files.wordpress.com/2013/08/barnett_shale_rigcount.jpg

Barnett Shale, Resources, Reserves & Future, Production, Authors: Svetlana Ikonnikova, John Browning, Gurcan Gulen, Eric Potter, Qilong Fu, Susan Horvath, Tad Patzek, Frank Male, Ken Medlock, Likeleli Seitlheko and Scott Tinker. November, 2012. Austin Texas.

<http://www.usaee.org/usaee2012/submissions/Presentations/Svetlana%20presentationMorning.pdf>

Modern Shale Gas Development in the United States. September 2013. National Energy Technology Laboratory.

<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/shale-gas-primer-update-2013.pdf>

World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information. April 2011.

http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/WorldShaleGas_USEIA.pdf

Economic Optimization. Analysis of the Development Process on a Field in the Barnett. Shale Formation. Authors, Chukwuma Uzoh, Jiahang Han, Li Wei Hu, Nithiwat Siripatrachai, Tunde Osholake, Xu Chen. 3-5-2010.

<http://www.ems.psu.edu/elsworth/courses/egee580/2010/Final%20Reports/Barnett%20Shale.pdf>

U.S. energy. Oil and Gas.

http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa1.pdf

Drilling Deeper. Postcarbon Institute. Autor: J. David Hughes. October 27, 2014.

<http://www.postcarbon.org/publications/drillingdeeper/>

Barnett Shale: The Start of the Gas Shale Revolution Gas Shale Revolution. Author: Vello A. Kuuskraa, President. Advanced Resources International, INC. Beijing, China. April 2010.

http://www.advres.com/pdf/Kuuskraa_Case_Study_1_Barnett_Shale_China_Workshop_APR_2010.pdf

A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. National Energy Technology Laboratory. EIA. Authors: Kathy R. Bruner and Richard Smosna. April 2011.

<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/publications/brochures/DOE-NETL-2011-1478-Marcellus-Barnett.pdf>