

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN
DIRECCIONAL PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES**

LINA MARIA CASTILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN
DIRECCIONAL PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES**

LINA MARIA CASTILLO

Trabajo de grado para optar al título como Ingeniero de Petróleos

Director

HERNEY DELGADO MARTÍNEZ

Ingeniero de Petróleos

Co-Director

RAMÓN ALFONSO PERDOMO SALCEDO

Msc. Petroleum Geology

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A, Dios por haberme permitido llegar al final de este largo camino. Porque me dio la fortaleza para afrontar los obstáculos y me bendijo con la oportunidad de poder estudiar.

A mi madre Vicky, mi adoración, Porque cuento con su amor y apoyo siempre.

A mi hermanitos Carolina, Diego, Andres y Jaime, por sus palabras de aliento en este recorrido y también por aquellas dichas en momentos difíciles, para seguir adelante y poder decir que cuando las cosas se hacen con amor siempre es posible terminar lo que uno comienza.

A mi abuelita Pura, por su amor desmedido y por sus consejos.

A mi familia; Jessika, Miguel A, Valentina, Migue, Tía Gladys, Juancho, Iván, Tío Pedro, Flor, Daniel O, Daniel M, Laura, Pipe, Madrina Mery, porque siempre he podido contar con su amor y apoyo, y sin ellos esta meta no sería posible.

A mis amigos con los que siempre he contado; Silvia, Fanny, Carlos, Fabian, Leidy R, Victor, Paisita, Beto, leydi J, Yoly, Katty, Carolina, Ivon, Chikita, Laura, Mauro, Adri, Yuly, Jaickson, esas personas que Dios puso en mi camino y me brindaron su compañía, su apoyo, su amistad sincera, esos que aunque no veía todos los días, siempre estaban ahí cuando más los necesitaba.

Lina Maria Castillo

AGRADECIMIENTOS

A, **MSc. Ramón Alfonso Perdomo Salcedo**, por su valiosa colaboración y sugerencias, como Co-director de este proyecto de la empresa Halliburton.

A, **Herney Delgado Martínez**, docente de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por su ayuda en los momentos en los que necesite orientación.

A, **Dra. Zuly Calderón Carrillo**, docente de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por su orientación y sugerencia.

A mi querida **Universidad Industrial de Santander**, por haberme acogido en sus aulas y formarme como profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2. JUSTIFICACIÓN	16
3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
3.2 SHALE GAS	20
3.3 TIGHT GAS	25
3.4 COAL BED METHANE	27
3.5 OIL SHALE	32
3.6 PETRÓLEO PESADO O HEAVY OIL	35
4. PERFORACION DIRECCIONAL	38
4.1 RAZONES QUE ORIGINAN LA PERFORACION DIRECCIONAL	38
4.2 TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES	40
4.3 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	40
4.4 INCLINADOS O ALTO ÁNGULO:	41
4.5 MULTILATERALES	42
4.6 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES	43
4.7 POZOS HORIZONTALES	46

4.7.1 Clasificación de los pozos horizontales	47
4.7.2 Pozos multilaterales	51
4.7.3 Geometría del área de drenaje y radio efectivo de pozos horizontales	53
4.7.4 Completamiento de pozos horizontales	55
4.7.5 Aplicación de pozos horizontales	57
5. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN YACIMIENTOS NO CONVENICIONALES.	61
5.1 TECNOLOGÍAS EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL	61
5.2 SHALE GAS	63
5.3 TIGHT GAS	68
5.4 CBM	73
5.5 OIL SHALE	74
6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES	79
7. CASO APLICADO – EL HAYNESVILLE SHALE	86
7.1 GEOLOGÍA	87
7.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	91
7.3 ÁREA NÚCLEO	95
7.4 HISTORIA DE LA FORMACIÓN	96
7.5 RETOS PARA EL DESARROLLO	99
7.6 PREOCUPACIONES AMBIENTALES	102
7.7 PERFORACIÓN	102
7.8 COMPLETAMIENTO	119
8. CONCLUSIONES	133
9. RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA	136

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación basada en el tipo de recurso	19
Figura 2. Esquema geológico de los recursos de Gas Natural.	22
Figura 3. Diagrama simplificado de un pozo de gas natural.	24
Figura 4. Propiedades representativas de las características más importantes en cada formación de Shale Gas.	25
Figura 5. Perforación directa en una capa de carbón para desarrollar un Coal Bed Methane.	29
Figura 6. Maduración del Kerógeno	34
Figura 7. Esquema de Yacimientos Convencionales, Tight y Shale gas, Oil Shale.	37
Figura 8. Secciones que hacen parte normalmente de un pozo horizontal	47
Figura 9. Perforación horizontal – Radio largo, medio y corto.	51
Figura 10. Pozo Multilateral, visto lateral	52
Figura 11. Pozos multilaterales, orientados en varios sentidos	53
Figura 12. Vista superior de la geometría de drenaje para pozos verticales y horizontales.	54
Figura 13. Comparación entre la conificación de pozos verticales y horizontales.	59
Figura 14. Efectividad de pozos horizontales en yacimientos fracturados.	60
Figura 15. Pirámide de las fuentes de Gas Natural.	62
Figura 16. Locación con un amplio número de pozos (cluster).	65
Figura 17. Equipo de fracturamiento hidráulico	66
Figura 18. Combinación perforación direccional horizontal y fracturamiento hidráulico.	68
Figura 19. Perforación Horizontal	71

Figura 20. Nuevo mapa de la Energia Mundial.	76
Figura 21. Fracturamiento Hidráulico	77
Figura 22. Ranking de Reservas de Petróleo y Gas No Convencional	79
Figura 23. Distribución de Reservas Probadas CBM	84
Figura 24. Haynesville-Bossier Shale play, Texas-Louisiana	86
Figura 25. Columna Estratigráfica cuenca del Este de Texas	89
Figura 26. Haynesville Shale Mapa Deposición	90
Figura 27. Uso de Pozos Multilaterales	96
Figura 28. Diseño de un Pozo horizontal.	104
Figura 29. Brocas FX Serie™	106
Figura 30. Motor de Desplazamiento Positivo	107
Figura 31. Herramienta MWD	111
Figura 32. Planta de Cementacion	121

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparación entre un yacimiento de gas convencional y un yacimiento de Gas Asociado a mantos de Carbón	30
Tabla 2. Potencial de Shale Gas a nivel mundial	80
Tabla 3. Recursos Técnicamente Recuperables de Oil Shale	81
Tabla 4. Desarrollo y producción de Tight Gas en el mundo	83
Tabla 5. Propiedades del Yacimiento	91
Tabla 6. Empresas operadoras Y área de Superficie	97
Tabla 7. Servicios para Diferentes Valores de Temperatura.	100
Tabla 8. Practicas de completamiento de Halliburton en Haynesville	125

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES*.

AUTOR: CASTILLO Lina Maria**.

PALABRAS CLAVE: Yacimientos no convencionales, nuevas tecnologías, perforación direccional.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad a nivel mundial la principal fuente de energía es proveniente de los hidrocarburos convencionales, estos han venido declinado notablemente su producción, mientras que la demanda aumenta cada vez mas tanto en las grandes potencias como en países en proceso de desarrollo. Ante esta situación la industria ha recurrido a los procesos de exploración y explotación de los recursos que se sabía de su existencia, pero que no eran económicamente viables, por tanto no habían sido objeto de estudio.

En este trabajo se quiere dar a conocer las generalidades de nuevas tecnologías en perforación dirección para los yacimientos no convencionales, para que estos recursos sean un proyecto viable económicamente. Debido al avance de la tecnología de la industria petrolera, en esquemas de explotación donde incluyen la perforación multilateral y el fracturamiento hidráulico de múltiples etapas, además del precio competitivo en el mercado mundial.

Este proyecto esta dividido en cuatro módulos generales, el primero de estos contiene el estado del arte de la temática de yacimientos no convencionales, el segundo modulo trata de perforación direccional. El tercer trata de nuevas tecnologías en yacimientos no convencionales. El cuarto es un caso al que se le han realizado muchos estudios para su desarrollo.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director del proyecto Ing. Herney Delgado Martínez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF DIRECTIONAL DRILLING TECHNOLOGIES FOR DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS^{*}.

AUTHOR: CASTILLO Lina Maria^{**}

KEYWORDS: Unconventional reservoirs, new technologies, directional drilling.

CONTENT:

Currently worldwide the main source of energy is from conventional hydrocarbons, they have been producing significantly declined, while demand increases more and more in both major powers and in countries in development. In this situation the industry has turned to the processes of exploration and exploitation of resources was known of their existence, but they were not economically viable, therefore had not been studied.

In this paper we want to present an overview of new drilling technologies to address unconventional reservoirs, so that these resources are economically viable project. Due to the advancement of technology in the oil industry, operating in schemes which include multilateral drilling and multistage hydraulic fracturing, as well as competitive price in the world market.

This project is divided into four general modules; the first of these contains the state of the art of unconventional reservoirs theme. The second module is directional drilling. The third is new technology in unconventional reservoirs. The fourth is a case to which you have been many studies for development. This project is divided into four general modules; the first of these contains the state of the art of unconventional reservoirs theme. The second module is directional drilling. The third is new technology in unconventional reservoirs. The fourth is a case to which you have been many studies for development.

^{*} Thesis of Grade

^{**} Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Project Director Eng. Herney Delgado Martínez.

INTRODUCCIÓN

Encontrar nuevas reservas de petróleo se está convirtiendo en una actividad cada vez más difícil y se piensa que la producción global del petróleo probablemente ha sobrepasado su máximo. El ritmo de descubrimiento de nuevas reservas de petróleo es menor que el ritmo actual consumo, y cinco de cada seis países productores de petróleo tiene una producción descendente; sin embargo, los yacimientos no convencionales de hidrocarburos han ido mostrando un importante crecimiento a nivel mundial y ha tomado gran fuerza como sustituto energético.

Los avances en nuevas tecnologías de perforación direccional en este caso la perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos no convencionales a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales. En la actualidad, el mayor desarrollo de yacimientos no convencionales está localizado en los Estados Unidos y Canadá. Mientras que los recursos no convencionales permanecen casi sin explorar en el resto del mundo. Paralelo a esto, investigaciones en Colombia están orientadas a la evaluación de las características de este tipo de yacimientos para la predicción del comportamiento de la producción, proporcionando un modelo de operación para la explotación de nuevos hallazgos de hidrocarburos a nivel nacional.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar las tecnologías de perforación direccional y evaluación de formación While Drilling para determinar la más apropiadas para el desarrollo de yacimientos no convencionales.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y clasificar conceptos asociados a yacimientos no convencionales y condiciones para la acumulación de hidrocarburos, disponibles en diferentes fuentes.
- Realizar una investigación de los conceptos de perforación direccional en yacimientos no convencionales.
- Identificar las técnicas de perforación direccional en yacimientos no convencionales.
- Realizar un análisis de un caso estudio, con el fin de determinar las técnicas más apropiadas en este tipo de yacimientos.

2. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad la industria de los hidrocarburos se ha visto obligada a explorar y explotar yacimientos que anteriormente se descartaban por su complejidad, lo que a su vez los convertía en proyectos poco atractivos, sin embargo la creciente demanda, la escases de yacimientos considerados convencionales y los precios actuales, ha estimulado su desenvolvimiento.

Por lo anterior se evidencia la necesidad de analizar las técnicas de perforación direccional existentes con el fin de disminuir los costos y los riesgos asociados a estas operaciones.

3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los Yacimientos No Convencionales (YNC) son todos aquellos que no producen a tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación.

Los YNC poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocian muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Se presentan como acumulaciones predominantemente regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de trampas estratigráficas o estructurales.

Actualmente, la acelerada declinación de los yacimientos convencionales, la dificultad de descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos, la creciente demanda y los altos precios de estos, hacen que los YNC adquieran cada vez mayor interés, conduciendo al ser humano al desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de este tipo de acumulaciones.

Entre los yacimientos no convencionales típicos a nivel mundial se encuentran los siguientes:

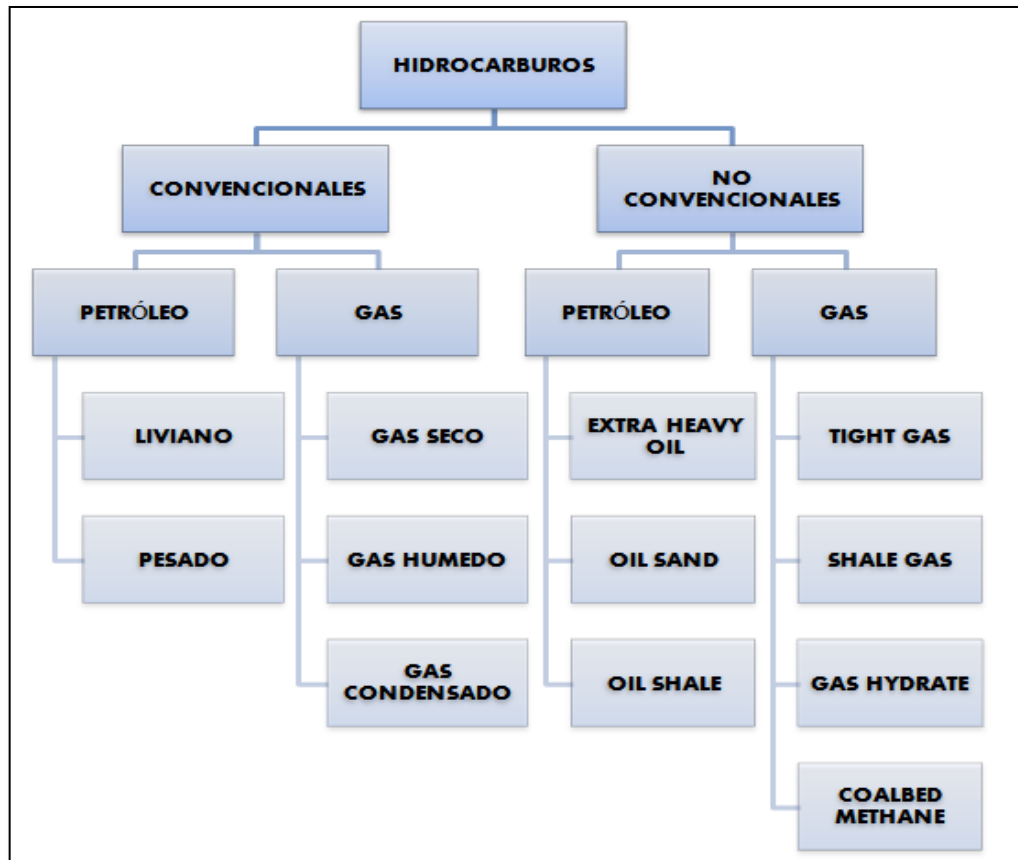
- Gas asociado al carbón (coalbed methane).
- Arenas bituminosas (Tar sands).
- Yacimientos naturalmente fracturados (YNF).
- Arenas apretadas (Tight sands).
- Shale devonianos.
- Crudo pesado (Heavy Oil).
- Depósitos de hidratos de gas (Gas Hidrates).

En la industria se ha visto que estos recursos no convencionales pueden producir por etapas en la exploración de oportunidades no convencionales: exploración, evaluación, desarrollo y declinación. Una evaluación adecuada, incluyendo la identificación y gerencia de riesgos, requiere una decisión enfocada, integrada y una evaluación multidisciplinaria a través de las cuatro etapas. Bajo este contexto, existe un gran potencial de adicionar reservas a las ya existentes por medio del desarrollo de los yacimientos no convencionales YNC¹. (Shale Developments, 2010).

Cabe destacar que los hidrocarburos no convencionales y los hidrocarburos convencionales son composicional y genéticamente idénticos, su diferencia está en que los segundos han migrado a una roca permeable (yacimiento convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (Shale Gas y Shale Oil) o han migrado a rocas muy compactas (Tight Gas). Las rocas generadoras y las rocas sello se denominan yacimientos no convencionales. En la figura 1, se hace referencia a la definición de dos tipos de recursos y como se encuentran distribuidos los yacimientos a nivel de aceite y gas dentro de la siguiente clasificación.

¹ Shale Developments. (2010). Halliburton.

Figura 1. Clasificación basada en el tipo de recurso



Fuente: CARRILLO BARANDIARÁN. Luis, Esquistos Bituminosos “OIL SHALE”, Lima, junio de 2011.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Se vinculan a capas delgadas de areniscas arcillosas, de grano fino, poco continuas lenticulares, intercaladas con lutitas laminares.

Su detección es posible mediante la utilización de técnicas de inversión sísmica. AVO, anisotropía e impedancia acústica y con registro de alta resolución. Su desarrollo económico requiere tratamientos de estimulación, como el

fracturamiento hidráulico, que permita la interconexión entre los poros de la roca y entre eventuales redes de micro-fracturas presentes en la secuencia.

Los hidrocarburos, contenidos en los yacimientos no convencionales están en realidad embebidos en todo el espesor de roca que se considera yacimiento. Después de hacer una evaluación en detalle se consideran unas áreas mejores que otras de acuerdo con algunos parámetros como el contenido total de materia orgánica (TOC) y madurez.

El entendimiento de los mecanismos de producción de este tipo de yacimientos también requiere del conocimiento de las propiedades petrofísicas y su relación con ciertas asociaciones litológicas, de la distribución areal y vertical de facies, de las porosidades, saturación y permeabilidades del yacimiento.

En este tipo de yacimientos es necesario perforar los pozos de forma rápida, minimizando su costo pues los fracturamientos hidráulicos requieren de grandes inversiones. De manera que es necesario perforar cientos de pozos pues con permeabilidades tan bajas o permeabilidad de cero, el área de drenaje por pozo es muy restringida².

3.2 SHALE GAS

El uso de perforación horizontal y fracturación hidráulica permitió la producción de grandes volúmenes de este gas, que anteriormente no era económico de producir. Los yacimientos de Shale Gas se pueden describir como gas natural que se encuentra alojado en yacimientos de esquistos.

² García, R. S. (marzo de 2011). Exploración de Yacimientos No Convencionales. Texas.

Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener gas o petróleo.

Las lutitas que almacenan mayores volúmenes de gas se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica (0,5 hasta más de 12%) y se constituyen en roca madre de petróleo maduras que se encuentran ya en la ventana de generación de gas. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.

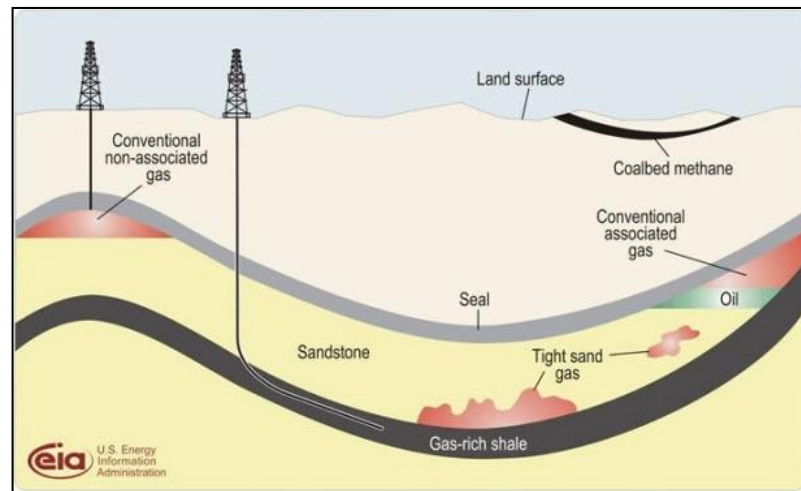
El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema micro poroso, o bien adsorbido en la materia orgánica. Es fundamental ya que por esta razón el Shale Gas constituye uno de los denominados Yacimientos No Convencionales; la producción de gas en volúmenes comerciales requiere de tecnologías modernas y tratamientos de estimulación que incrementen su permeabilidad. (Phillip Chan, John R. Etherington, & Roberto Aguilera, 19-22 September 2010)

Su producción se vincula y se basa esencialmente en técnicas de estimulación masiva (fractura hidráulica con grandes caudales de agua) sobre punzados múltiples, que crean una extensa red de fracturas en cercanías de los pozos productores, lo que permite mayores flujos de gas hacia ellos. La perforación horizontal es la estrategia más utilizada en estos yacimientos, con longitudes de tramo horizontal de hasta 3 km navegando en el intervalo de la formación de interés, de modo de incrementar la superficie de formación contactada por el pozo. También aquí el avance tecnológico fue crucial al momento de obtener éxito en las

perforaciones: dada la heterogeneidad o anisotropía lateral y vertical de las formaciones, la posibilidad de contar con técnicas de última generación y monitoreo en tiempo real que permiten la rápida interpretación, integración y ajuste de los planes significó un paso adelante para maximizar resultados y reducir riesgos.

En la figura 2, se muestra un esquema de las posibles maneras como se encuentran distribuidos los recursos de Gas Natural, para obtener de esta manera, una mayor comprensión.

Figura 2. Esquema geológico de los recursos de Gas Natural.



Fuentes: Ole Nielsen, Shale gas in Europe, Incl. Denmark. Agosto 12 2010

Muchos de los ejemplos mundiales de este tipo de recursos se encuentran en los Estados Unidos, que han sido pioneros en la investigación y en la aplicación de la estrategia necesaria para su desarrollo. Hace más de 20 años que vienen estudiando y desarrollando esta tecnología.

Algunos nombres de cuencas conocidas son; Barnett Shale (Texas), Marcellus Shale (Pennsylvania, donde ya se perforaron más de 3000 pozos y produce alrededor de 5,4 BCF/d) y Utica Shale (en el este de los Estados Unidos);

Haynesville Shale (produce 5,6 BCF/d) en Louisiana, Niobrara Shale (Colorado), Bakken Shale (Dakota del Norte) y Eagle Ford Shale (Texas), todos en los Estados Unidos.

Las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo de las formaciones de Shale Gas en los Estados Unidos pueden ayudar en la búsqueda actual del mismo tipo de yacimientos en todo el mundo, y hacerla más eficiente.

Debido a las características de baja permeabilidad de estos yacimientos, el análisis y diseño de la terminación y estimulación de los pozos constituyen un capítulo muy importante.

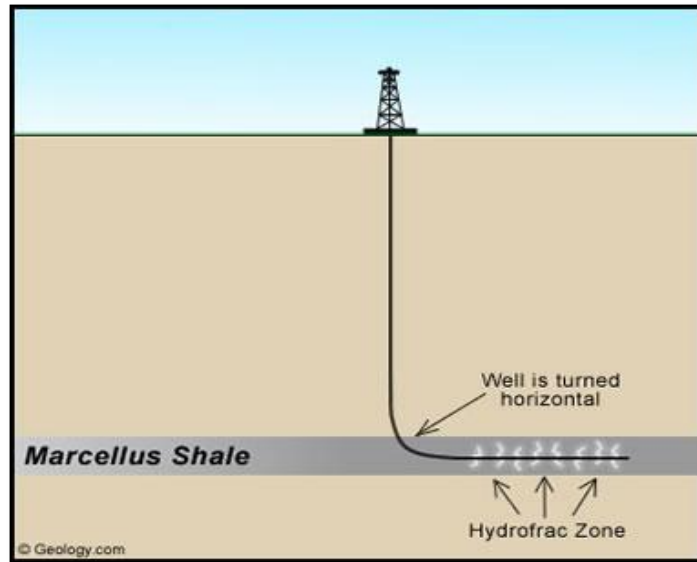
Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales dentro de los yacimientos de Shale Gas tienen gran implicancia en su estimulación y recuperación, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos horizontales.

Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua (100,000 barriles en un único intervalo, o unos 19 millones de litros se utilizan en una fractura normal – hydrofracked– en el yacimiento Marcellus) se bombean a la formación desde pozos horizontales que alcanzan la milla (1,6 km); pero las tecnologías modernas permiten reutilizar el fluido de fractura varias veces disminuyendo los costos y el impacto ambiental.

Simulaciones y fluidos especiales de fractura son necesarios ya que las arcillas o lutitas no tienen un comportamiento convencional ante la estimulación, sino que generan una red compleja de fracturas paralelas a las naturales de difícil predicción con metodologías convencionales, por esta razón se presenta en la

figura 3 una forma de perforación horizontal con fractura hidráulica para una pequeña sección de un pozo en el Yacimiento No Convencional, Marcellus Shale.

Figura 3. Diagrama simplificado de un pozo de gas natural.

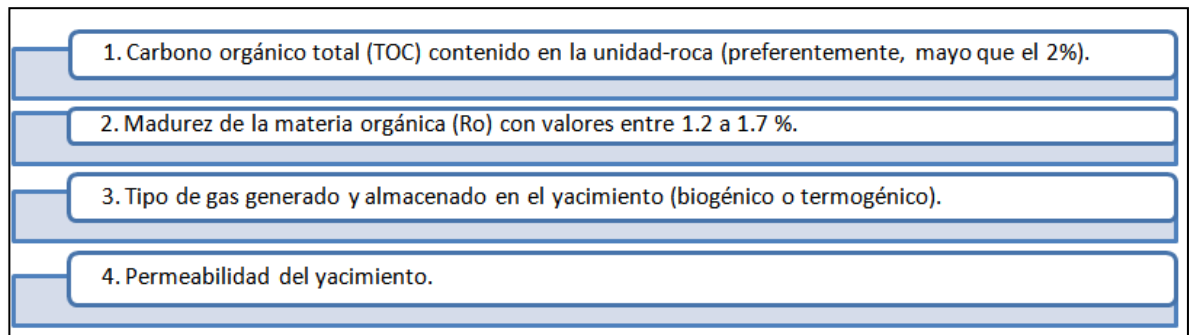


Fuentes: hydraulic Fracturing of Oil & Gas Wells Drilling Shale, hydraulic fracturing and horizontal have turned unproductive Shale's into the largest natural gas fields in the world, Hobart King.

En todos los casos es esencia tener un amplio conocimiento de todos los atributos geoquímicos, petrográficos y geológicos fundamentales del Shale, para la valorización del recurso, su exploración, desarrollo y manejo ambiental.

En la figura 4, se describen algunas propiedades que pretenden representar las características más relevantes en una zona de formación de un Shale Gas.

Figura 4. Propiedades representativas de las características más importantes en cada formación de Shale Gas.



Fuente: Shale Developments. (2010). Halliburton.

3.3 TIGHT GAS

De suma importancia para la economía estadounidense y en otros puntos del mundo, este gas existente en arenas de baja permeabilidad (inferior a 0,1 mD) suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Para ser económicamente rentable necesita tratamientos de estimulación masivos. La roca madre se halla por lo general cercana al reservorio. Los granos son finos, lo cual imprime una muy pobre permeabilidad, con los poros rellenos de carbonatos o cementos silicatos precipitados de agua del yacimiento.

Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza. Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, completamiento y producción. Para encontrarlo, se tiene en cuenta la historia geológica de la cuenca, los tipos de querógeno y los yacimientos de baja permeabilidad con manifestaciones de gas, o con anomalías de presión.

Este es un gas que está atrapado en una formación subterránea muy apretada, usualmente impermeable, rocas compactadas duras o en una formación de arenisca o piedra caliza que es usualmente impermeable y no poroso (arena apretada).

El Tight Gas es el más profundo, en la roca madre, el que exige mayores costos para su extracción. Su minería es rentable solo si el precio 7 dólares por MMBTU. Su explotación tiene futuro, porque con el correr de los años marca una tendencia de que el gas superará el consumo de petróleo a partir de 2020³.

La mayoría de los yacimientos de gas apretado se formaron en la era paleozoica lo que significa que tienen por lo menos 251 millones de años de edad.

Los yacimientos de Tight Gas se encuentran en formaciones cuya permeabilidad está por debajo de 0.1 mD, generalmente alcanzan valores de nanoDarcy. Sucede todo lo contrario que con el gas natural de roca porosa, que fluye espontáneamente desde el pozo hasta la superficie. Una característica de estos pozos es la disminución de flujo en los primeros meses de producción.

Es rentable, aunque requiere de grandes esfuerzos tecnológicos adicionales para su localización y producción: pozos horizontales, alto número de pozos, fracturas, etc.

La primera producción de Tight Gas fue realizada en el oeste de Estados Unidos, en la formación sedimentaria San Juan a principios de la década del setenta, impulsada principalmente por la tecnología de fracturamiento hidráulico. En la actualidad se encuentra en producción en Estados Unidos más de 40.000 pozos en aproximadamente 1.600 yacimientos en 900 campos gasíferos, de los cuales

³ Gómez, N. (s.f.). Gas Natural No convencional "convenio a la independencia energética".

algunos se encuentran todavía en proceso de prueba, con un razonable éxito en su producción⁴.

Uno de los aspectos más importantes de la perforación para cualquier tipo de hidrocarburo es predeterminar la tasa de la operación. Los operadores no perforan en cualquier lugar. Extensos datos sísmicos son recopilados y analizados para determinar lo que se encuentra debajo de la superficie de la tierra y de esta manera saber donde perforar.

Estos estudios sísmicos pueden ayudar a identificar los mejores prospectos para explotar las reservas de Tight Gas. Debido a que un estudio detallado permite establecer la localización de áreas con mejores propiedades de permeabilidad y porosidad de roca en la que se encuentra el gas. Con el fin de desarrollar el yacimiento minimizando los costos de extracción.

Las tecnologías implementadas para perforar y estimular la producción de Shale Gas y Tight Gas, son procesos que permiten que haya migración de gas natural de una formación con tan baja permeabilidad donde naturalmente no es posible el flujo⁵.

3.4 COAL BED METHANE

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y, una vez más, se le da un uso convencional, pero es la producción, la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o

⁴ P, B. (s.f.). Extracción de Petróleo y Gas de Rocas sedimentarias. Instituto Químico de Sarriá.

⁵ Roberto Aguilera, T. G. (December 2008). State-of-the-Art Tight Gas Sands Characterization and Production Technology. Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada].

térmico (al aumentar por enterramiento la temperatura de los sedimentos que terminaron en carbón).

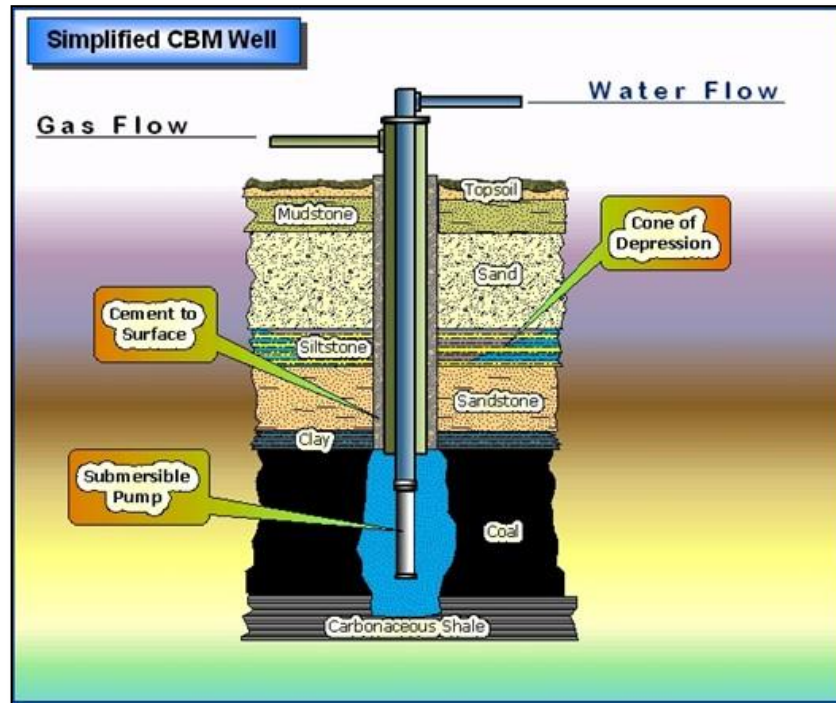
A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua. Hoy representa el 7% del total del gas natural estadounidense, y se halla sobre todo en el área de las montañas Rocallosas (unos 30 a 58Tcf recuperables).

El Gas Asociado al Carbón "GMC" son términos utilizados para denominar el gas metano y otros gases generados y acumulados por el carbón durante el proceso de carbonificación o maduración de la materia orgánica.

El GMC es gas natural que contiene prácticamente 100% de metano (CH_4) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. El GMC es producido a menudo desde mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable. El GMC es gas natural generado y almacenado en vetas de carbón. Se produce mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie.

Puesto que el Coal Bed Methane (CBM) está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas, en la figura 5, se muestra un esquema de la terminación de un pozo. Las estimaciones sugieren que en los Estados Unidos al menos 100Tcf son recuperables con la tecnología que se posee. Su atractivo consiste en que es ubicable y es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y medioambientales: puesto que involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos.

Figura 5. Perforación directa en una capa de carbón para desarrollar un Coal Bed Methane.



Fuentes. GN Shale Shaker CBM/CSM Mud cleaning system in mining industry. Abril 10, 2013

La evaluación de los yacimientos y pozos GMC (Gas en Mantos de Carbón) difiere de la de los pozos productores de petróleo y gas convencionales. La búsqueda de reservas convencionales conlleva a la identificación de las rocas generadoras infrayacentes a las rocas de yacimientos permeables, que poseen un volumen de almacenamiento suficiente (Porosidad) para contener cantidades comerciales de hidrocarburos.

Para que la producción de gas en los mantos de carbón sea económicamente viable estos deben tener cantidades suficientes de gas adsorbido, suficiente presión para un adecuado almacenaje, permeabilidad para producir el gas y el tiempo de absorción.

En la tabla 1. Se muestra un paralelo comparativo entre las características propias de un yacimiento de gas convencional y un yacimiento de Gas Asociado a mantos de Carbón.

Tabla 1. Comparación entre un yacimiento de gas convencional y un yacimiento de Gas Asociado a mantos de Carbón

YACIMIENTO DE GAS CONVENCIONAL	YACIMIENTO DE GAS EN MANTOS DE CARBÓN
Yacimiento de roca inorgánica.	Yacimientos de roca orgánica.
El contenido de gas se obtiene a partir de registros eléctricos.	La relación gas-agua crece con el tiempo en las etapas finales de la vida del yacimiento.
Almacén de gas en el espacio poros, obedece la ley de los gases reales.	La interferencia entre pozos ayuda a mejorar la producción, se deben perforar varios pozos para elevar la producción a un nivel industrial.
La interferencia entre pozos va en decremento de la producción.	Almacenamiento de gas por adsorción en la superficie de micro fracturas.
La roca generadora es diferente a la roca almacén.	La roca es a su vez generadora y roca almacén.

Los carbones se caracterizan por su baja densidad, habitualmente de 1.25 g/cm^3 , comparada con la densidad de la matriz de la arenisca que es de 2.65 g/cm^3 . Además poseen un alto contenido índice de hidrogeno debido a su matriz de hidrocarburos sólidos y al agua presente en las estructuras de las diaclasas y en los espacios porosos. Los carbones bituminosos pueden exhibir lecturas de registros de porosidad neutrón de hasta 80% y en general superan el 65%⁶.

⁶ Delgado Rangel, M. J., & Ruiz Puentes, Y. P. (2013). Herramienta Multimedia para la Enseñanza y Aprendizaje de los Yacimientos de Hdrocarburos No Convencionales. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander.

Para identificar los mantos de carbón con alto potencial de generación y acumulación de metano, se requieren conocer cuatro parámetros:

- *La fuente de generación de metano:* Son los mantos de carbón, los cuales tienen diferente potencial para su generación dependiendo de la composición del carbón y del grado de maduración.
- *Yacimientos:* Los mantos de carbón constituyen la roca almacén del metano, es decir que el metano generado es retenido en manto de carbón. El manto de carbón debe también presentar permeabilidad de tal manera que el metano pueda fluir a través del manto y por tanto sea explotable.
- *Capa Sello del Yacimiento:* Durante la formación del metano, una parte de este es retenido por el carbón en forma de gas adsorbido, el resto es liberado como gas libre hacia las capas supra yacentes o infra yacentes y los estratos continuos. De esta manera el gas metano migra dentro y fuera de los mantos de carbón hasta alcanzar la superficie terrestre y se incorpora a la atmosfera. Por esto es necesario en cualquier yacimiento de gas asociado a mantos de carbón la identificación de la capa sello.
- *Trampa:* Las características de la trampa del gas determina el volumen del metano retenido. Estas trampas pueden ser de tipo estructural, estratigráfico o también mixto, que son combinaciones de las anteriores⁷.

⁷ García González, M. (September, 2010). Coal bed Resources in Colombia. AAPG International Conference & Exhibition. Calgary.

3.5 OIL SHALE

Se trata de una roca sedimentaria rica en materia orgánica, es decir, que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, kerógeno, que al ser calentado, liberado por el proceso químico de pirolisis es petróleo.

Hasta un tercio de la roca pueden ser kerógeno sólidos. La roca debe ser calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. Su extracción se hace con métodos de minería para obtener el petróleo aunque este es un proceso más complejo y menos eficiente que la perforación de pozos dedicados al petróleo.

Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos (distintos tipos de algas marinas y lacustres, restos de plantas) depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios (cuencas marinas, lagos, pantanos), y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos.

Produce emisiones y cenizas que pueden traer consecuencias al medio ambiente, por lo cual la explotación debe ser controlada.

Descubiertos en tiempos históricos y en extracción desde principios de siglo pasado, se han encontrado este tipo de yacimientos de distintas edades geológicas en diferentes lugares del mundo; su ejemplo más importante es la Formación Green River, en los Estados Unidos, que cubre varios Estados (Colorado, Utah y Wyoming) y contiene reservas muy grandes de petróleo, estimadas en unos 800 billones de barriles recuperables. También Australia,

Suecia, el Brasil, China y Estonia tienen reservas declaradas en yacimientos de este tipo. China, el Brasil y Estonia lo explotan de manera comercial⁸.

La pizarra bituminosa se formó hace millones de años en zonas rocosas a profundidades mayores a 1500 metros, por el depósito de sedimentos y restos orgánicos en lechos de fondos marinos y lagos. Durante largos periodos de tiempo, el calor y la presión transformaron los materiales en aceite de esquistos bituminosos en un proceso similar al proceso que forma el aceite, sin embargo, el calor y la presión no son tan elevados.

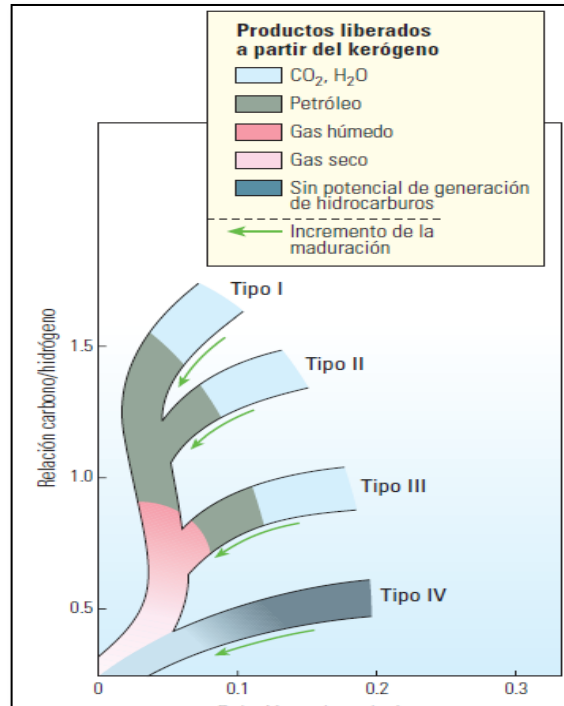
Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerogeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarbúricos. Durante el proceso de soterramiento y maduración, el kerógeno incide en la clase de hidrocarburo que producirá cuando madure térmicamente los kerógenos contenidos en las lutitas petrolíferas corresponde a las clasificaciones en tipo I y tipo II⁹.

En la figura 6 se muestra que la mayoría de las lutitas petrolíferas, aun no exhiben una maduración suficiente como para generar hidrocarburos. A medida que estos kerógenos maduran normalmente a través del proceso de enterramiento geológico y del incremento del calor asociado con éste se transforma en petróleo y luego con más calor se convierte en gas.

⁸ Phillip Chan, S. A., John R. Etherington, S. P., & Roberto Aguilera, S. U. (19-22 September 2010). A Process To Evaluate Unconventional Resources. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 134602-MS. Florence, Italy: Society of Petroleum Engineers.

⁹ Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (Invierno de 2006-2007). Producción de Gas desde su Origen. Oilfield Review, 36 - 49.

Figura 6. Maduración del Kerógeno



Fuente: Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (Invierno de 2006-2007). Producción de Gas desde su Origen. Oilfield Review, 36 - 49.

El proceso de transformación del material orgánico a petróleo se da en dos fases:

1. **DIAGÉNESIS:** Es la primera fase donde hay una conversión de la materia orgánica a kerógeno. Durante esta transformación a baja temperatura el oxígeno, nitrógeno y azufre son eliminados.

La acumulación sobre el pantano alga convierte la materia orgánica a kerógeno a través de los siguientes procesos:

- Compactación, debido al peso de los sedimentos en el carbón que aplana la materia orgánica.
- Remoción de agua contenida en la turba entre los fragmentos de planta.
- Con compactación al vuelo, remoción de agua de la estructura intercelular de las plantas fosilizadas.

- Con calor y compacción, remoción de agua molecular.
 - Metano génesis: Es la formación de metano por microbio, a partir del metabolismo de estos organismos, el metano producido, remueve hidrogeno y algo de carbón, así como oxígeno.
 - Deshidratación, que remueve grupos hidroxilos de la celulosa y otras moléculas de plantas, resultando en la producción de carbón con niveles de hidrogeno reducidos.
2. **CATAGÉNESIS:** Ocurre la transformación completa a petróleo, con una exposición prolongada a temperaturas en el rango de 122°F a 392°F y profundidades en 4.000 a 9.800 pies. Las propiedades catalíticas de la lutita que contiene al kerógeno contribuye a la transformación.

Los Oíl shale no han madurado térmicamente mas allá de la diagénesis debido a su relativa profundidad somera. Ha tomado algún grado de maduración, pero no suficiente para convertir al kerógeno a petróleo. Los Oíl shale de Green River – Colorado, han madurado hasta la etapa en que se han formado hidrocarburos heterociclos y predominan las parafinas has un 10% (el rango de hidrocarburos que incluyen gasolina natural). A modo de comparación, el petróleo convencional puede contener hasta un 40% de gasolina natural. Una tasa de kerógeno/carbón (1:6) es un factor signficante en términos de rendimiento de combustible de alta calidad. Un contenido de nitrógeno entre 1% a 3%, puede ser un problema en termino de producir combustible estables (el petróleo típicamente contiene menos del 0.55 de nitrógeno).

3.6 PETRÓLEO PESADO O HEAVY OIL

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les

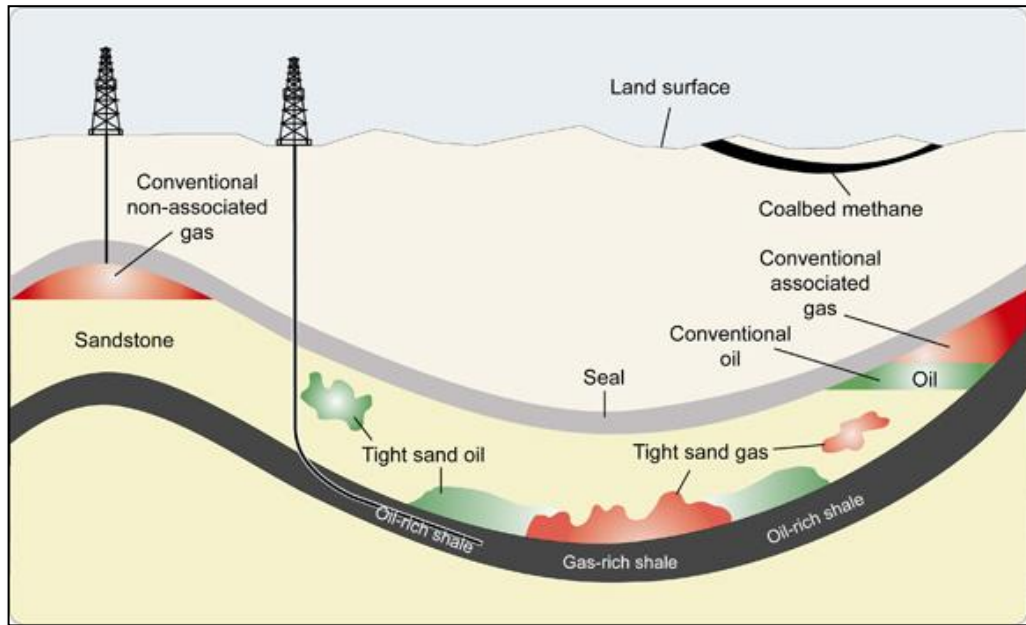
impide fluir a temperatura ambiente. Dentro de la definición de petróleos pesados, se incluyen todos los crudos con una gravedad API (American Petroleum Institute) menor a 20 grados API; los petróleos extra pesados tienen una gravedad menor a 10 API. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (cent poises).

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o directamente, la falta de estos determinaron su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y dejar los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados.

En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas reservorio: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es su alta viscosidad y el asociado proceso adicional, de alta inversión, (upgrading) para volverlos adecuados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

Presentes en diferentes cuencas petroleras del mundo, ejemplos mundiales lo representan la faja del Orinoco, Venezuela, con reservas declaradas similares a las de Arabia Saudita en petróleo convencional; también varios países árabes de Medio Oriente (Kuwait, Arabia Saudita), en los cuales el petróleo pesado se encuentra almacenado en carbonatos a escasa profundidad (entre 200 y 1000m); los Estados Unidos y el Canadá.

Figura 7. Esquema de Yacimientos Convencionales, Tight y Shale gas, Oil Shale.



Fuente: Tight Oil Development in the Western Canada Sedimentary Basin, National Energy Board, Canada December 2011

4. PERFORACION DIRECCIONAL

“Perforación direccional es la ciencia que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria predeterminada, para interceptar un objetivo designado en el subsuelo.”

4.1 RAZONES QUE ORIGINAN LA PERFORACION DIRECCIONAL

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes¹⁰:

Localizaciones inaccesibles: son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hace difícil su acceso.

Domo de sal: donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal por razones operacionales no se desee atravesar el domo.

Formaciones con fallas: donde el yacimiento esta dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.

Múltiple pozo con una misma plataforma: desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.

¹⁰ Drilling Engineering Workbook. (December 1995). Houston, TX 77073, United States of America: Baker Hughes INTEQ

Pozo de alivio: es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante el pozo se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón.

Desarrollo múltiple de un yacimiento: cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua. (Boardman, 10 - 12 february 1997)

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de 1920's. En 1930 se perforo el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1943 se perforo el primer pozo de alivio en Conroe, Texas.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrollo de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilateral, el uso de herramientas que permite determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, solo por mencionar algunos.

Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación direccional. Se define como el proceso de mantener al agujero dentro de algunos limites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

4.2 TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

La técnica de perforación horizontal se retoma a los años 50, cuando se realizaron los primeros pozos horizontales en Rusia, y no hasta 1970 que se obtienen las mejores en la técnica de perforación direccional, constituyendo actualmente una tecnología de nivel avanzado y confiable¹¹.

4.3 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales pueden clasificarse de acuerdo a la forma que toma el ángulo de inclinación en:

TIPO TANGENCIAL:

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como¹²:

Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.

Ángulo de inclinación moderado.

Generalmente puntos de arranque someros.

Menor riesgo de pega.

En forma de “J”:

Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.

¹¹ I. Chaperon, T.-C. (5 - 8 October 1986). Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum engineers held. New Orleans.

¹² Drilling Engineering Workbook. (December 1995). Houston, TX 77073, United States of America: Baker Hughes INTEQ

En forma de “S”:

Este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:

Tipo “S”: Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).

“S” Especial: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

4.4 INCLINADOS O ALTO ÁNGULO:

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los taladros inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45°.

Entre las características más resaltantes del equipo se pueden mencionar:

Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de 45° de desviación vertical.

Brazo hidráulico para manejar tubulares que puede ser accionado desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del encuellador de los taladros convencionales.

Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para enroscar y desenroscar la tubería, que se desliza a través de un sistema de rieles instalados en la estructura de torre.

Sistema hidráulico especial para darle el torque apropiado a cada conexión de los tubulares.

Los equipos auxiliares del taladro permanecen fijos durante la perforación, lo que incrementa la vida útil de los mismos por disminución del deterioro al que son sometidos durante la mudanza entre pozo y pozo.

Capacidad de movilización mediante un sistema de orugas, lo cual reduce los tiempos de mudanza.

4.5 MULTILATERALES

Consisten básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente, entre ellas tenemos:

Hoyos de Diámetro Reducido o “Slim Hole”: son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, utilizando mecha de 7” o menos. La utilización de este método es muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos.

Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad está solo limitada a nuestra imaginación y a las características de nuestros reservorios. Así podemos tener:

Reentradas o “Reentries”:

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose re-perforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser re-perforada con una sección vertical o direccional. (Drilling Engineering Workbook, December 1995)

4.6 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

HERRAMIENTA DEFLECTORAS: Son las encargadas de dirigir el hoyo en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:

Mecha: constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse mechas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la mecha dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.

Motores de fondo: tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería, mediante una fuerza de torsión en el fondo, impulsada por el lodo de perforación. Puede ser:

Tipo Turbina: es una unidad axial multi-etapa que muestra ser muy eficiente y confiable, especialmente formaciones duras.

De desplazamiento Positivo: consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjunto de cojinetes y ejes.

Herramientas de Medición: Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

Péndulo invertido o Totco: es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.

Toma sencilla o “single shot” y toma múltiple o “multishot”: son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronometro.

Monel: es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite despreciar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimut e inclinación.

Martillo (Jar): están diseñados para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA. Son empleados para pozos direccionales para que la tubería pueda liberarse en caso de hoyos ajustados o que este atascada.

Herramienta Doublé Pin: es una herramienta cuyas conexiones son PIN x PIN, para unir juntas cuyos extremos son caja.

Estabilizador: son necesarios para un BHA direccional. Los que están cercanos a la mecha tienen conexiones BOX x BOX, y los que se colocan en el resto de la sarta tienen conexiones PIN x BOX. Poseen espiral hacia la derecha se emplean para controlar la desviación del hoyo, reducir el riesgo de pegas diferenciales y dog legs (patas de perro).

HEL (Hostil Environment Logging): herramienta que permite cuantificar la profundidad de la perforación. Instala el MWD (Measuring While Drilling: Midiendo mientras se perfora). Esta herramienta permite ubicar la trayectoria de la sarta de perforación y por ende la del pozo en construcción debido a que proporciona los datos de Profundidad, Inclinación respecto a la vertical y azimut (inclinación respecto al plano horizontal), con lo cual se construyen los SURVEY's¹³, importantes datos que registran la secuencia del pozo y permiten hacer una comparación respecto a la trayectoria planificada.

En esta junta también cuando se requiera su corrida, se ubica el registro BAP (Bore Annular Pressure), que permite calcular las presiones en tiempo real en el hoyo anular, y con ello monitorear la limpieza del hoyo y así optimizar una alta ROP sin alterar la estabilidad del revoque.

¹³ Drilling Engineering Workbook. (December 1995). Houston, TX 77073, United States of America: Baker Hughes INTEQ.

MFR (Multiply Frequency Resistivity): lleva instalada la herramienta LWD (Logging While Drilling: Registrando Mientras se perfora), la cual permite registrar cada una de las profundidades y obtener datos para cada una de ellas. Este es un servicio primordial que permite obtener data en tiempo real de la litología y fluidos presentes mientras se está perforando. Ello permitirá el estudio de las características geológicas presentes, y conllevará a la toma de decisiones, sobre todo a la hora de fijar los topes y bases de cada una de las formaciones, marcadores y arenas.

La principal desventaja de estos equipos es la imposibilidad de realizar mediciones en tiempo real. A comienzos de los años 90 se desarrollaron las primeras herramientas direccionales de medición durante la perforación MWD (Measuring While Drilling), que son equipos adaptados a la sarta de perforación. (Drilling Engineering Workbook, December 1995)

4.7 POZOS HORIZONTALES

Son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde se encuentra ubicado el yacimiento. Alcanzan 90° de desviación con respecto a la vertical.

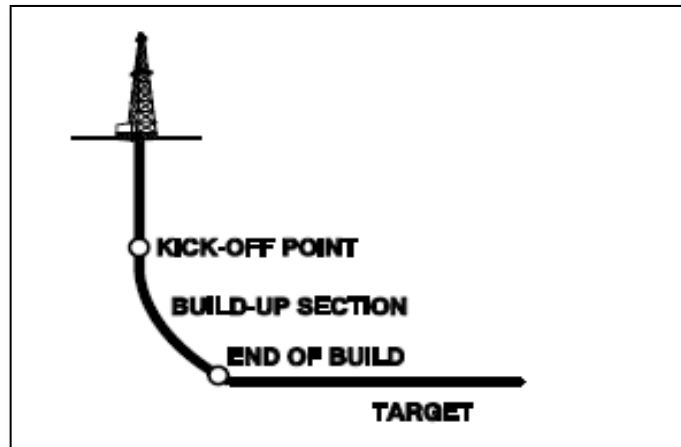
La extensión de la sección lateral (horizontal) depende de la magnitud del yacimiento, del área que se desee drenar en el mismo y de las condiciones tanto de perforación como de producción.

Los pozos horizontales o de alta inclinación, son realizados con diferentes propósitos. Por lo general, existen diversos ambientes en los cuales no puede perforarse verticalmente ya que existen impedimentos en la superficie, o son lugares de difícil acceso.

Un pozo horizontal consta principalmente de tres partes:

- 1) Una sección vertical que comienza desde la superficie y termina en punto llamado Kickoff Point (KOP). El kickoff Point es una profundidad o punto donde la desviación de la vertical comienza.
- 2) Una sección curva llamada radio de giro que se encarga de conectar la sección vertical con la sección horizontal de pozo dibujando una curva hasta llegar a 90° y entrar horizontalmente en la formación.
- 3) Una sección horizontal que será la encargada de alcanzar los objetivos y de drenar el pozo. (R. I. Gardner & E. A. Albrechtsons, Jun 7 - 9, 1995)

Figura 8. Secciones que hacen parte normalmente de un pozo horizontal



Fuentes: Drilling Engineering Workbook, Baker Hughes INTEQ, Training & Development. 2520 W.W. Thorne, Houston TX 77073, United States of America

4.7.1 Clasificación de los pozos horizontales Los tipos de pozos horizontales se clasifican de acuerdo al tamaño del radio de curvatura que presenten. El radio de curvatura es muy importante ya que este da la idea de cómo el radio puede afectar el montaje de la herramienta en fondo de pozo en los diferentes tipos de pruebas y registros que se realicen durante todo el proyecto, el tamaño y las medidas de la herramienta deben ser acordes con el tamaño del hueco en el fondo; igualmente el

radio de curvatura indica la longitud horizontal que puede tener el pozo. (L.E. Pendleton, 3-6 November 1991)

Pozos de radio ultracorto. Se caracteriza por emplear un radio de curvatura entre 10 y 20 pies, utiliza agua a altas presiones como mecanismo de perforación, limitado a yacimientos poco consolidados. Con este sistema, se pueden obtener secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud, sus aplicaciones son limitadas.

Ventajas

- Son efectivos en formaciones suaves y fáciles de penetrar como arenas de crudos pesados y bitumen.
- Desarrollo del campo mediante pozos verticales múltiples.
- Realización de pozo horizontales múltiples a través de de varias capas originadas desde un pozo vertical.

Desventajas

- Requiere equipo especializado.
- Necesita que se agrande el hoyo en la cercanía lateral del objetivo de perforación.
- Es imposible correr registro en la sección horizontal, y no pueden tomarse núcleo debido a lo severo del radio de curvatura.
- La longitud de drenaje del pozo, generalmente es menor de 300 pies.

Pozos de radio cortó. Este sistema es también llamado “rotacional”, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozo hasta la horizontal. Se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a un grado. Este sistema puede adoptar secciones horizontales entre los 200 a 800 pies. Este tipo de pozos pueden ser completados con hueco abierto o liner ranurado.

Ventajas

- Más precisión para drenar el yacimiento que el de radio medio y largo.
- Atractivo en yacimientos pequeños.
- Se emplea desde un pozo convencional (Reentry).
- Posibilidad de tocar contacto entre fluidos.
- Se puede aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.

Desventajas

- Requiere de un motor de fondo con una articulación ensamblada.
- La longitud de drenaje en el pozo, generalmente es menor que 300 pies.
- Se completa únicamente a hoyo abierto.
- No pueden tomarse núcleos, ni perfilarse; en vista del radio de curvatura presente.

Pozos de radio medio. El radio de giro es de 200 a 800 pies; el ángulo de construcción es de $6^{\circ}/100$ pies a $20^{\circ}/100$ pies. Este sistema permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud. Este tipo de pozos ha empezado a adquirir mayor importancia que los demás pozos, puesto que el radio de giro es amplio y es posible emplear en el fondo herramientas de uso convencional.

Ventajas

- Menor torque y arrastre que en pozos de radio cortó.
- Para drenar el yacimiento puede perforarse horizontalmente hasta una longitud de 300 pies.
- Existe la posibilidad de sacar núcleos convencionales.
- Puede ser normalmente completado.
- Puede acomodarse normalmente el tamaño de la herramienta (MWD); la cual tiene un acceso desde $1\frac{3}{4}$ " de diámetro hasta $4\frac{3}{4}$ ".

Desventajas

- No aplicable para formaciones superficiales y delgadas.
- Equipo especial de perforación requerido.

Pozos de radio largo. El radio de giro es de 1000 a 3000 pies; el ángulo de construcción es de 2°/100 pies a 6°/100 pies, la longitud promedio de la sección horizontal está entre 2000 a 5000 pies. Sin embargo cuando superan los 4000 pies, pueden presentarse dificultades con el torque y el arrastre de ripios originados en la etapa de perforación. Este patrón es muy común es operaciones offshore incluyendo yacimientos ultra-profundos, para perforar múltiples pozos desde una misma plataforma.

Ventajas

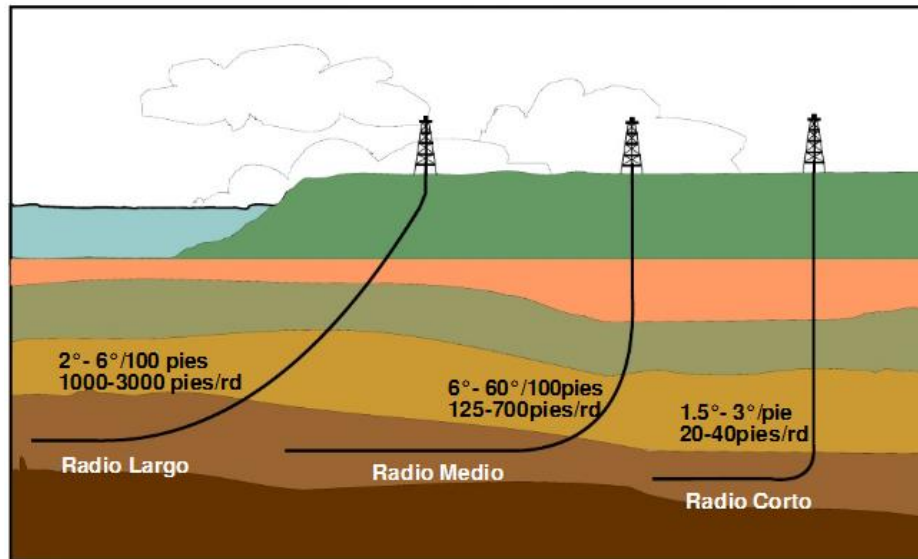
- Fácil para perforar usando un equipo de perforación convencional y revestidor estándar.
- Los costos por día de los servicios, frecuentemente son más bajos que los de radio medio y corto.
- Permite perforar longitudes horizontales de aproximadamente 5000 pies, con un promedio de 3500 pies.
- Existe un mayor acomodo para completamiento.
- Se puede acomodar fácilmente el juego completo de herramientas de perfilaje.

Desventajas

- Frecuentemente se requiere de un tope en el manejo del sistema, largas bombas y grandes cantidades de lodo.
- El riesgo a hueco abierto es mayor; ya que la tubería de perforación puede pegarse y causar daño al yacimiento mientras se perfora.

- Es menos preciso para determinar la profundidad vertical verdadera (TVD), porque el comienzo de la perforación (superficie), queda muy lejos (horizontalmente) de la sección horizontal perforada.
- Es mucho más costoso en revestidores, cemento y fluidos.

Figura 9. Perforación horizontal – Radio largo, medio y corto.



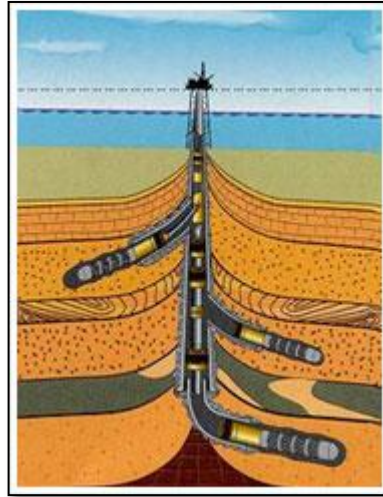
Fuente: Principios de perforación direccional y horizontal. 1995 Baker Hughes Incorporated, All rights reserved.

4.7.2 Pozos multilaterales Consisten básicamente en un pozo primario y uno o más huecos secundarios que parten del pozo primario, cuyo objetivo es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente, entre ellos tenemos:

Huecos de diámetro reducido o “Slim Hole”: son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, utilizando una broca de 7” o menos. La utilización de este método es muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos.

Hasta el momento no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad esta solo limitada a nuestra imaginación y a las características de nuestros reservorios¹⁴. (Drilling Engineering Workbook, December 1995).

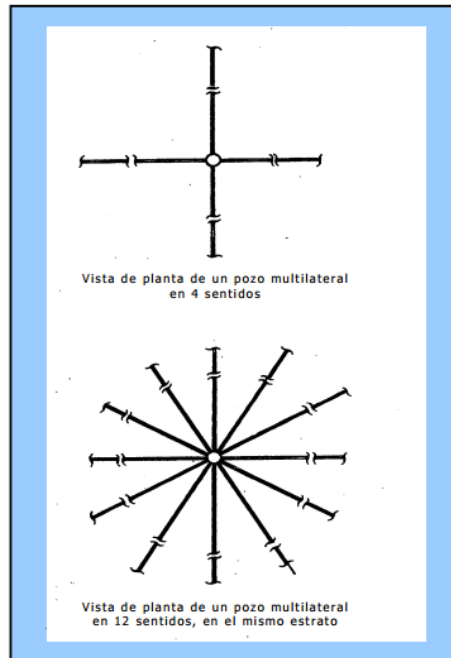
Figura 10. Pozo Multilateral, visto lateral



Fuente: Calvete Argudo, G., Malave, K., & Mckee Cánape, J. (2004). Estudio de la Perforación Multilateral Aplicado al Campo Conocano, Operado por PETROPRODUCCIÓN. Escuela Superior Politécnica del Litoral

¹⁴ Drilling Engineering Workbook. (December 1995). Houston, TX 77073, United States of America: Baker Hughes INTEQ.

Figura 11. Pozos multilaterales, orientados en varios sentidos



Fuente: BOARDMAN, D.W. Designing the Optimal Multi-Lateral Well Type for a Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo, Venezuela. SPE 37554. Febrero 1997.

4.7.3 Geometria del area de drenaje y radio efectivo de pozos horizontales. El área de drenaje de un pozo horizontal es diferente del área de drenaje de un pozo vertical, debido a la forma geométrica que es generada por la influencia del pozo dentro del yacimiento. En el caso de contar con un pozo vertical, se puede calcular el área de drenaje del pozo por medio de la siguiente expresión:

$$A_V = \pi r_e^2$$

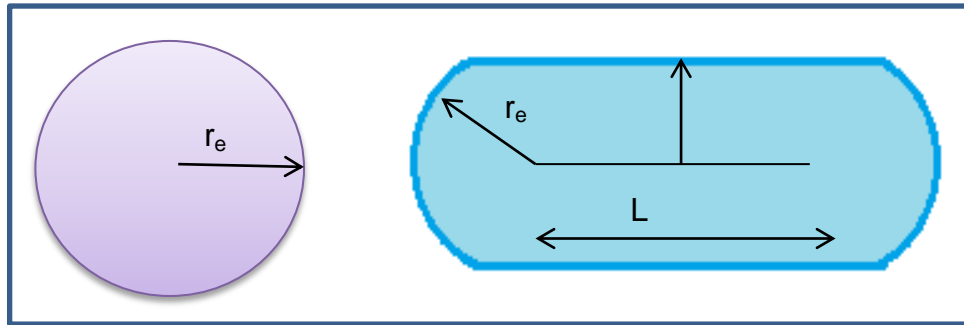
Donde,

A_V : Área de drenaje de un pozo vertical (pies²)

r_e : Radio de drenaje del pozo (pies)

De igual forma, se puede calcular el área de drenaje de un pozo horizontal asumiendo un área de drenaje elíptica como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Vista superior de la geometría de drenaje para pozos verticales y horizontales.



Fuente: modification de Drilling Engineering Workbook, Baker Hughes INTEQ, Training & Development. 2520 W.W. Thorne, Houston TX 77073, United States of América

Debido a que se considera que 1000 pies de longitud horizontal, pueden drenar dos veces el área de un pozo vertical y que una longitud de 2000 pies, puede drenar tres veces el área de un pozo vertical para un determinado tiempo, es posible emplear grandes espaciamentos entre los pozos horizontales. Por tanto, al tener un pozo horizontal de longitud "L", el área drenada se podrá calcular de la siguiente forma:

$$A_h = \pi r_e^2 + LR_e$$

Dónde:

A_h : Área de drenaje de un pozo horizontal (pies).

R_e : Radio de drenaje del pozo (pies)

L: Longitud horizontal del pozo (pies)

A partir de las ecuaciones mencionadas, es posible obtener la relación de áreas entre los pozos horizontal y vertical como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{A_h}{A_v} = 1 + \frac{2L}{\pi R_e}$$

En la ecuación anterior, se puede apreciar una mayor influencia de “A_h” a medida que aumenta la longitud horizontal, indicando que con grandes longitudes de pozos horizontales, es posible drenar mayor cantidad de aceite de la que se drenaría empleando pozos verticales.

4.7.4 Completamiento de pozos horizontales La escogencia del método de completamiento puede tener una influencia significativa en el rendimiento del pozo horizontal; por eso es necesario saber que existen dos técnicas aplicables para el completamiento de pozos horizontales, el completamiento en hueco abierto y en hueco revestido. Hay que tener en cuenta cada una de sus ventajas y limitaciones, para la elección del método a aplicar.

Completamiento en hueco abierto. Es el procedimiento más frecuente y sencillo de aplicar en los pozos horizontales; es económico; tiene gran efectividad cuando la roca del yacimiento está bien consolidada y no existe riesgo de colapso de las paredes del pozo.

Sin embargo, la utilización de completamiento a hueco abierto presenta inconvenientes, tales como la imposibilidad de usar herramientas para la toma de registros, debido a la dificultad para introducir la herramienta al no existir una tubería que facilite el deslizamiento.

Completamiento con rejilla o liner ranurado. El propósito principal de este completamiento es evitar el colapso del agujero en la formación. Un liner es una

tubería usada como revestimiento sin encontrarse cementada a las paredes del pozo, sino que se encuentra colgada por medio de un *hanger* en la parte inferior de la tubería de revestimiento cementada. Adicionalmente, las rejillas ranuradas proporcionan una trayectoria para diferentes herramientas como el coiled tubing en pozos horizontales.

Tres tipos de rejillas son usadas:

- ✓ Rejillas perforadas, cuando son perforados agujeros en el liner.
- ✓ Rejillas ranuradas, en donde pequeñas ranuras de diferentes tamaños y profundidades son realizadas a lo largo de toda su longitud.
- ✓ Rejillas pre-empacadas.

Las rejillas ranuradas proporcionan un control de arena limitado, dependen de los tamaños de agujeros y tamaño en el ancho de las ranuras; sin embargo se considera limitado porque es susceptible al taponamiento de los agujeros presentes en las ranuras. (Drilling Engineering Workbook, December 1995)

Completamiento con tubería aislada parcialmente. Esta técnica especialmente es aplicada en el aislamiento de zonas, así como también, permite en un futuro trabajos remediales con eficiencia, que permitan la intervención del pozo en operaciones posteriores a su completamiento.

Consiste en aislar unos empaques a lo largo del pozo, en la parte exterior de la rejilla ranurada para dividir en pequeñas secciones el pozo horizontal; con el fin de aislar zonas específicas o de interés en la formación, las cuales son utilizadas para trabajos de estimulación o control de tasas de producción.

Completamiento con tubería de revestimiento perforada y cementada. Este procedimiento es posible para pozos de radio de curvatura mediano y largo, en

pozos horizontales de radio corto o ultracorto la cementación no es económicamente posible.

Entre sus ventajas principales permite que se puedan realizar trabajos de estimulación de pozo, al igual que un buen control de tasas de inyección y producción.

Como todas las técnicas, tienen sus pros y sus limitaciones, esta no es la excepción, el costo de las operaciones de cementación, cañoneo y la ubicación correcta de las tuberías de revestimiento; además si el pozo sufre de problemas de arenamiento los costos de mantenimiento se elevan considerablemente, ya que sería necesario el aplicar una técnica eficiente para su control. (Boardman, 10 - 12 february 1997)

4.7.5 Aplicación de pozos horizontales En la industria petrolera cada vez es mayor el uso de pozos horizontales; se han considerado como una forma de optimizar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto¹⁵.

Daño a la formación. El daño de la formación se puede definir como una reducción de la permeabilidad en una zona productora en la vecindad del pozo, donde tal reducción puede ser causada durante la perforación, el completamiento o producción del pozo, mediante la invasión del lodo de perforación hacia la formación, hinchamiento de las arcillas y precipitaciones químicas. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($s > 0$), por lo que existía reducción de la permeabilidad; cuando el pozo no tenga daño ($s = 0$), si ($s < 0$) el pozo esta estimulado.

¹⁵ Boardman, D. (10 - 12 February 1997). Designing the Optimal Multi-Lateral Well Type for a Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo, Venezuela. SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium. California.

La caída de presión que se presenta asociada a este efecto viene siendo proporcional al daño sobre la altura del intervalo perforado: S/H_p .

Siempre y cuando se trate del mismo yacimiento y se use lodo de iguales características, un pozo horizontal tendrá el mismo daño que uno vertical. Sin embargo la caída de presión que acompañe al daño será proporcional al siguiente producto.

$$\frac{S}{Lh} = \frac{Kh}{Kv}$$

Dónde:

S : Daño de la formación

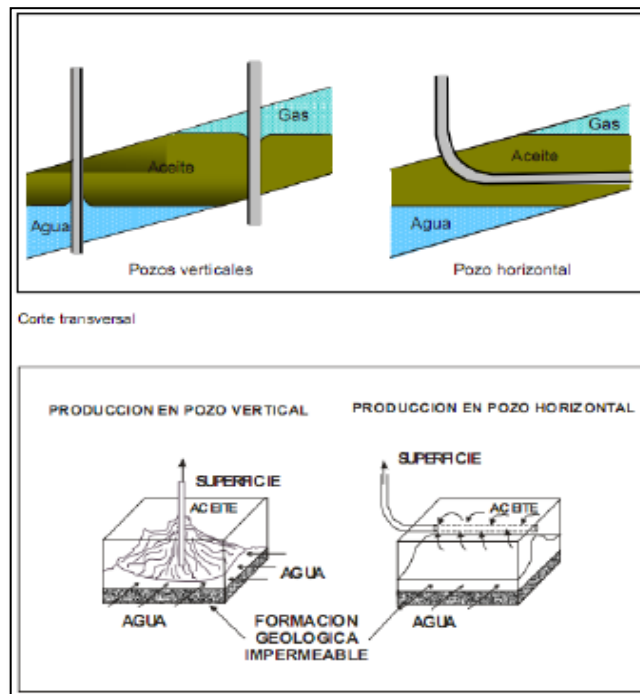
Lh : Longitud de la sección horizontal

Kh : Permeabilidad horizontal

Hv : Permeabilidad vertical

Entonces al tratarse de la misma pérdida permeabilidad que en un pozo vertical, y al ser Lh muy grande en un pozo horizontal, el efecto de este valor será despreciable frente a la caída de presión total. Esto es una ventaja notable para los pozos horizontales.

Figura 13. Comparación entre la conificación de pozos verticales y horizontales.



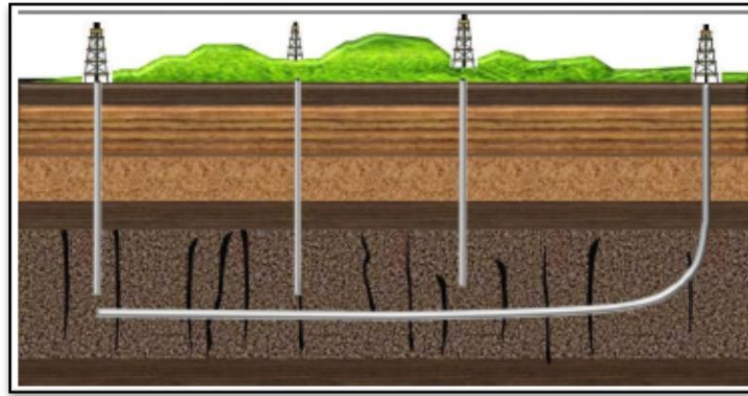
Fuente: CHAPERON, "Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical rates". SPE 15377.

En yacimientos fracturados. Un sistema de fracturas naturales en el yacimiento mejora notablemente la producción de petróleo y gas suministrando canales naturales de flujo a los fluidos del yacimiento.

Los pozos horizontales aumentan enormemente la posibilidad/ probabilidad de encontrar un sistema de fracturas, de allí, la importancia del entendimiento de la naturaleza heterogénea del yacimiento. En un sistema de fracturas el pozo debe ser perforado perpendicular a la dirección de la fractura para encontrar nuevos sistemas de fracturas y nuevas reservas. (Chaperon, I; Total-CFP, 5 - 8 October 1986)

Se usan para interceptar fracturas y drenarlas efectivamente.

Figura 14. Efectividad de pozos horizontales en yacimientos fracturados.



Fuente: Curso de perforación no convencional, Ing. Edelberto Hernández Trejos, 4 y 5 de septiembre del 2006.

En producción de gas. Se utilizan en yacimientos de baja y alta permeabilidad. En yacimientos de baja permeabilidad, los pozos horizontales mejoran el área de drenaje por pozo y reducen el número de pozos que se requieren para drenar el yacimiento.

En yacimientos de alta permeabilidad, los pozos horizontales se pueden usar para reducir la turbulencia cerca de la cara del pozo debido a que las velocidades del gas son altas en los pozos verticales y de esta forma mejorar la capacidad de entrega del pozo en yacimientos de alta permeabilidad. (R. I. Gardner & E. A. Albrechtsons, Jun 7 - 9, 1995)

Otras aplicaciones de pozos horizontales. Se refiere a problemas de la perforación y los costos relacionados con esto. En pozos costa afuera, en lugares remotos, y en zonas de medio ambiente sensible, donde los costos del proyecto solo se pueden reducir disminuyendo el número de pozos requeridos para drenar un determinado volumen del yacimiento, los pozos horizontales son utilizados como alternativa, ofreciendo ventajas únicas.

5. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

5.1 TECNOLOGIAS EN PERFORACION DIRECCIONAL

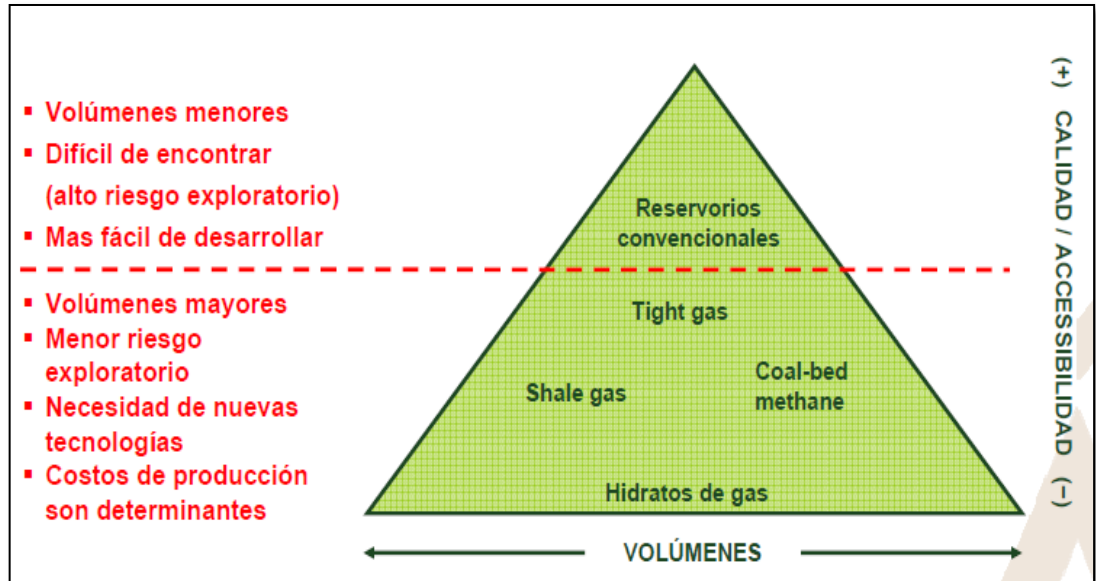
El desarrollo de los yacimientos no convencionales requiere de experiencia, soluciones a la medida, por esta razón se tienen que unir las fuerzas entre las empresas de servicios y las operadoras, con esto se obtiene grandes esfuerzos, mejores diseños y ante nada la mejor de la tecnología. Teniendo en cuenta tecnologías **eficientes** para la exploración, la producción, la gestión del agua, para reducir las huella de carbono evitando la contaminación de acuíferos y garantizar la aceptabilidad ambiental y social de los proyectos es fundamental para el desarrollo de estas fuentes no convencionales de energía¹⁶.

Los yacimientos convencionales de petróleo y gas en los cuales se presentan altas permeabilidades, se indica que su tamaño es pequeño y son fáciles de desarrollar una vez que han sido descubiertos, se muestran en la figura 15. Para el caso de los depósitos de baja permeabilidad y alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburo in-situ son enormes; siendo la principal dificultad el desarrollo de la tecnología para que su explotación sea económicamente viable¹⁷.

¹⁶ Shale Developments. (2010). Halliburton.

¹⁷ D'Aponte, S. (18 -19 Agosto 2010). El Gas No Convencional: Un Cambio de Paradigma? 3er Congreso Internacional BOLIVIA GAS & ENERGIA 2010 MERCADO E INDUSTRIALIZACION "Promoviendo la expansión energética". Santa Cruz.

Figura 15. Pirámide de las fuentes de Gas Natural.



Fuente: D'Aponte, S. (18 -19 Agosto 2010). El Gas No Convencional: Un Cambio de Paradigma? 3er Congreso Internacional BOLIVIA GAS & ENERGIA 2010 MERCADO E INDUSTRIALIZACION "Promoviendo la expansión energética". Santa Cruz.

Aspectos críticos del desarrollo de Shale:

El desarrollo exitoso implica una cuidadosa selección de las tecnologías apropiadas y necesarias para hacer frente a la necesidad crítica de los recursos de Shale:

- Las condiciones geológicas apropiadas centrales para el desarrollo. Perforación, completamiento y producción son dependientes de este.
- Cada formación de Shale es único: Su perforación y completamiento, de esta manera sus diseños evolucionarán con el ciclo de vida del activo.
- Los Shale son heterogéneos: su calidad y producción de yacimientos varían incluso entre los pozos poco espaciados.
- El almacenamiento de hidrocarburos en Shale y los mecanismos de producción no se entienden bien. Esto complica la estrategia de conclusión y el resultado,

la fragilidad y el contenido de arcilla son los principales componentes que pueden afectar en gran medida la producción.

- Una evaluación cuantitativa en profundidad inicial de la calidad del yacimiento es esencial. Esta evaluación permite la evaluación comparativa de los siguientes datos de pozo para permitir la toma informada de decisiones durante el descubrimiento y el desarrollo de las etapas del ciclo de vida.
- La viabilidad económica debe ser evaluada en la productividad, así como reservas. Las decisiones relativas a la productividad y la viabilidad económica debe basarse en los flujos de trabajo que combinan formación-evaluación, la estimulación, y los datos de producción y los resultados.
- Perforación debe maximizar la exposición del pozo en el bote dulces con el tiempo improductivo mínimo.
- Una estrategia de completamiento es un componente importante del diseño global de desarrollo, sobre todo en la fase de declive.
- Factores críticos de desarrollo deben ser analizados como un sistema. El logro de un reto individual no podrá presentar que un Shale sea un éxito.
- Las unidades de integración de datos de eficiencias. Un enfoque holístico del desarrollo de Shale reduce los costos y mejora la rentabilidad.

5.2 SHALE GAS

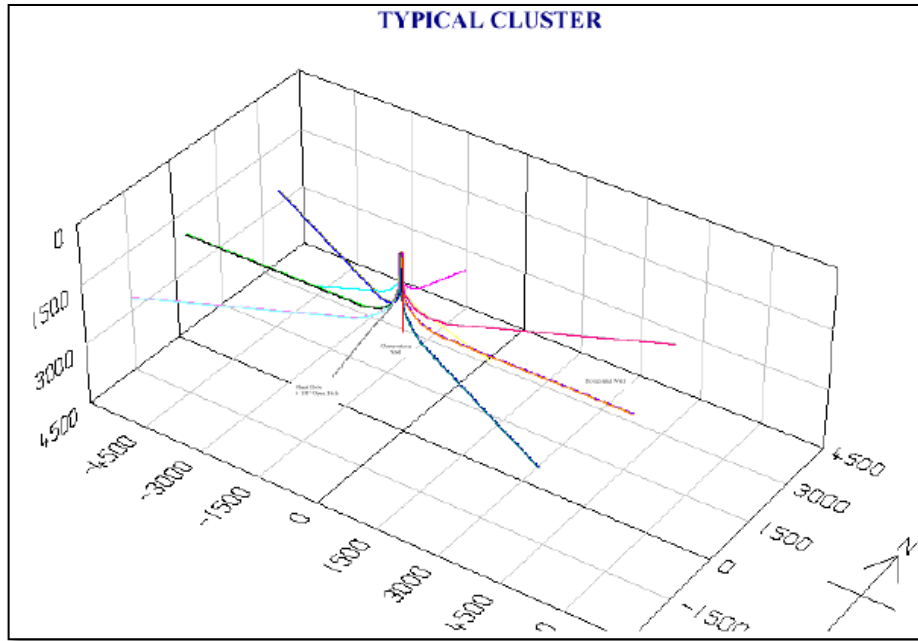
Los yacimientos de Shale Gas son difíciles de producir en forma rentable, ya que requieren un gran número de fracturas y su exploración y posterior fracturamiento hidráulico dependen de los avances tecnológicos y de una mayor eficiencia operativa en la interpretación sísmica, perforación, completamiento del pozo y manejo adecuado del fracturamiento hidráulico con respecto a los fluidos de trabajo.

Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de yacimiento que consiste en el bombeo de fluido y un agente de apuntalamiento a elevada presión, con el propósito de producir micro-fracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca de reserva, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así la fluencia y recuperación del hidrocarburo. A su vez la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que una vez fracturada, entra en contacto con el pozo y por consiguiente, incrementa la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

Por consiguiente, el reto que tiene la perforación horizontal es la navegación en formaciones laminares de bajo espesor, fracturadas y heterogéneas, de tal manera que se pueda tomar la mayor área de la formación con los mejores potenciales para producción. Con esto se puede contribuir a la disminución del número de locaciones en superficies (cluster).

Figura 16. Locación con un amplio número de pozos (cluster).

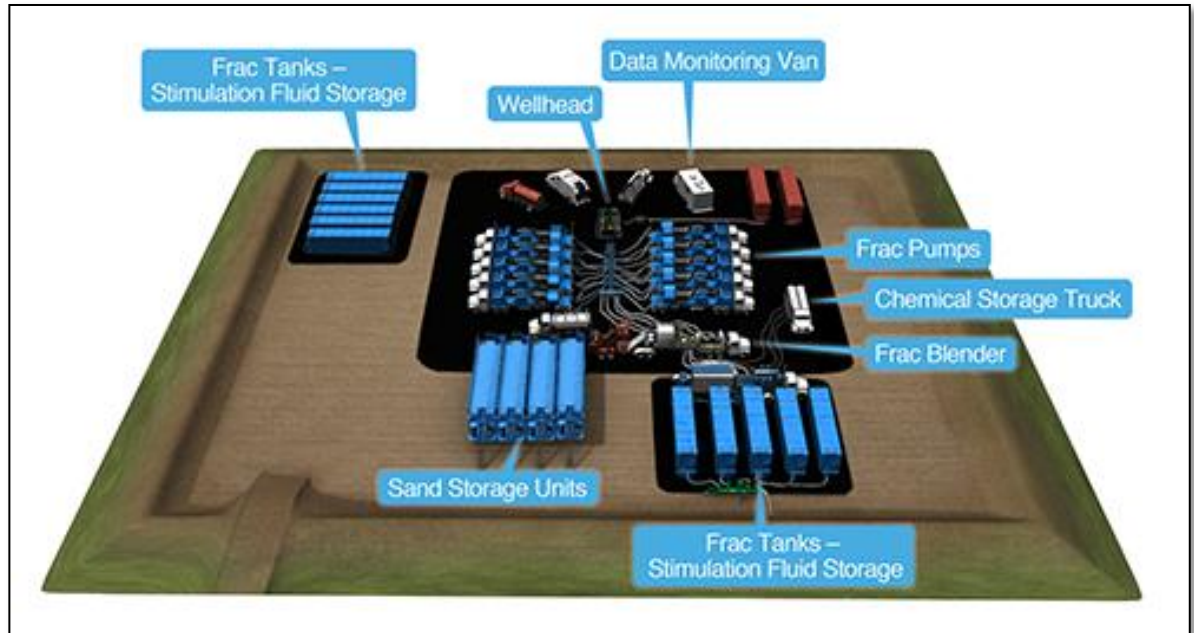


Fuente: Cseley, Alpar; Halliburton Energy Services. (2004). Directional Drilling - Sperry Drilling Service.

El fracturamiento hidráulico aplicado a las rocas de baja permeabilidad de Shale Gas para lograr que el recurso fluya, requiere grandes cantidades de agua y logística para transportarla y disponerla en la locación, teniendo en cuenta la regulación gubernamental de cada país para su captación, almacenamiento, reutilización y disposición final.

Aunque las operaciones de fracturamiento hidráulico tienen un periodo relativamente corto de tiempo para completar el proceso requiere el uso de la tecnología avanzada y el equipo. En la fura 17 se tiene un equipo para desarrollar un fracturamiento hidráulico en pozo.

Figura 17. Equipo de fracturamiento hidráulico



Fuente: <http://www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/wellinformation.aspx>

Para que se tenga más claro el proceso del fracturamiento hidráulico a continuación se describirá en breves pasos:

- Se mezclan en superficie agua, arena y aditivos y se bombean a altas presiones hasta el fondo de pozo.
- El fluido de fracturamiento fluye a través de las secciones perforadas del pozo y en la formación circundante, fracturándolo mientras que lleva arena u otros agentes de sostén en las grietas para mantenerlas abiertas.
- Los operadores de equipo capacitados, supervisan continuamente las presiones de inyección del pozo y las propiedades de los fluidos durante el proceso y ajustan operaciones de ser necesario.
- El proceso de fracturamiento se completa típicamente en varias secciones del pozo, comúnmente referido como etapas. Estas etapas se aíslan usando un tapón para permitir que la energía (presión) al ser aplicada a una sección más pequeña de la formación pueda ayudar a maximizar las fracturas creadas en la formación objetivo.

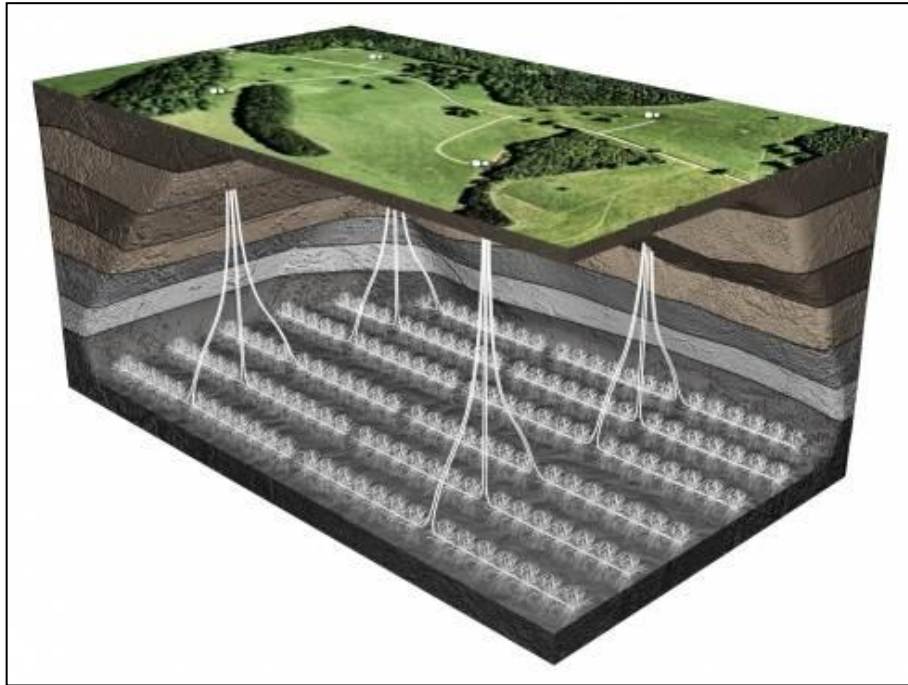
- Los tapones se retiran del pozo y la presión del pozo se reduce durante el proceso de retorno de flujo, dejando el agente apuntalante (Propante) en el lugar para mantener abiertas las fracturas y permitir que el gas y/o aceite fluyan hacia la superficie.
- El agua producida y recogida durante el retorno del fluido y en toda la vida útil del pozo, se le aplican los tratamientos necesarios para luego reutilizarla en futuras operaciones de fracturamiento hidráulico.

El enfoque holístico ofrece un plan flexible y unificado que se ocupa de los temas centrales en el desarrollo de Shale. Primero y ante todo, determinar si hay una necesidad del mercado de la energía que se produce. Luego, el tema central para el desarrollo de Shale es la geología y su caracterización. Esto proporciona información sobre la manera de profundizar los puntos clave, completamiento del pozo, su capacidad a la fractura y la capacidad de los recursos para producir a partir de las perspectivas a corto y largo plazo. Incorporado en cada uno de estos elementos las eficiencias que deben ser impulsadas en todo el sistema para que el desarrollo de Shale sea rentable.

Al realizar la combinación de este método de estimulación con las tecnologías de perforación direccional horizontal y geo-navegación en las formaciones de Shale le dan viabilidad técnica a los proyectos de explotación. En la figura 18 se muestra como se ven las perforaciones direccionales horizontales y el fracturamiento en las formaciones¹⁸.

¹⁸ OPSur. (Agosto de 2011). Shale Gas hacia la Conquista de la Nueva Frontera Extractiva. Obtenido de <http://www.ecoportal.net>

Figura 18. Combinación perforación direccional horizontal y fracturamiento hidráulico.



Fuente: R. I. Gardner, C. L., & E. A. Albrechtsons, H. (Jun. 7 - 9, 1995). Horizontal Drilling: An Enabling Technology. Annual Technical Meeting. 95-03. Calgary, Alberta: Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada].

5.3 TIGHT GAS

Es importante conocer una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde se tengan fracturas naturales en abundancia (conocidos como puntos “dulces” – sweet spots). Dado que todos los yacimientos de arenas apretadas requieren de técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable, solo en el caso de encontrar fracturas naturales no lo requerirá.¹⁹

¹⁹ Tight Oil Developments in the Western Canada Sedimentary Basin. (2011). Calgary, Alberta : National Energy Board

Para mejorar el desarrollo de este tipo de yacimientos, se puede optimizar el número de pozos a ser perforados así como los procedimientos de perforación y completamiento para cada uno de ellos. La óptima perforación, completamiento y simulación para cada uno de los pozos es función de la situación económica en la que se esté trabajando y de las características del yacimiento.

El desarrollo de este tipo de yacimiento está afectado por los costos de la perforación, completamiento, estimulación, precio y mercado del gas.

Extensos datos sísmicos son recopilados y analizados para determinar lo que se encuentra debajo de la superficie de la tierra y de esta manera saber donde perforar. Estos estudios sísmicos pueden ayudar a identificar los mejores prospectos para explotar la localización de áreas con mejores de permeabilidad y porosidad de roca en la que se encuentra el gas. Con el fin de desarrollar el yacimiento minimizando los costos de extracción²⁰.

La sísmica no solo proporciona a los operadores la mejor localización para realizar la perforación de pozos de gas en formaciones compactas, sino que además pueden ayudar a determinar dónde y en qué medida se debe desviar la dirección de perforación.

Las tecnologías implementadas para perforar y estimular la producción de Shale Gas y Tight Gas, son procesos que permiten que haya migración de gas natural de una formación con tan baja permeabilidad donde naturalmente no es posible el flujo²¹.

²⁰ Mingo, M., & Suárez, A. (s.f.). la expansión de producción de gas de yacimiento no convencionales (Esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa (Vol. número 28). Madrid - España: Instituto Español de la Energía.

²¹ Aguilera, R., & Harding, T. G. (December 2008). State-of-the-Art Tight Gas Sands Characterization and Production Technology. Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada].

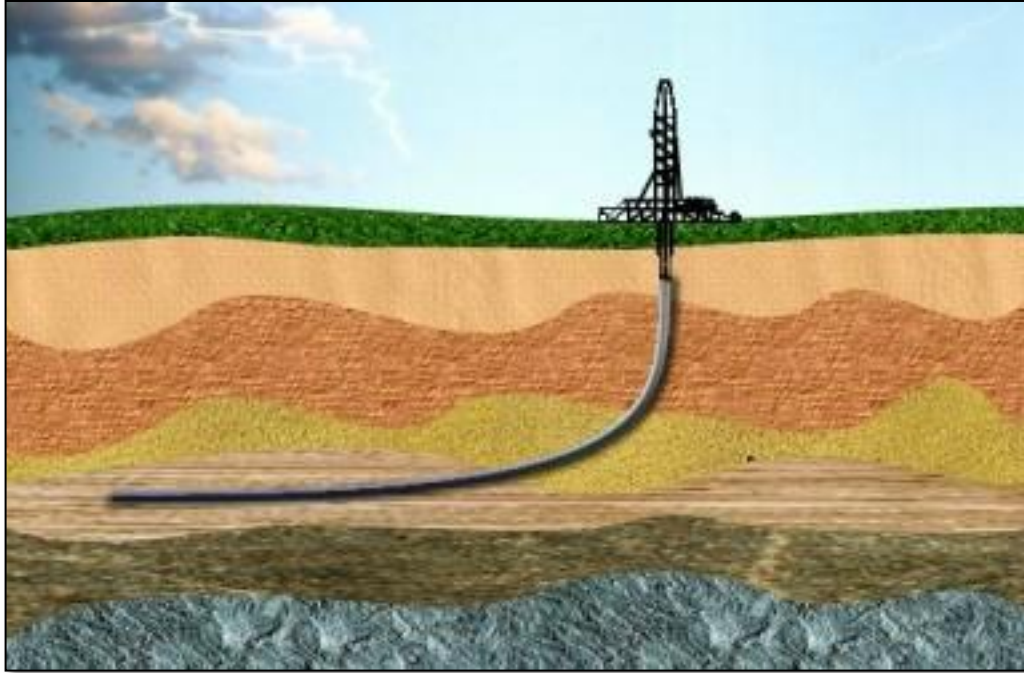
PERFORACION Y ESTIMULACION EN TIGHT GAS

Pozos direccionales:

Junto con otras obras de recursos energéticos no convencionales, la tecnología ha permitido que la producción eficiente y económica del Tight Gas. Las tecnologías de estimulación avanzada, caracterización de yacimientos y la perforación, están impulsando la eficiencia y la mejora de la producción. Los principales retos en las formaciones de Tight Gas son; la zona conductora a superficie, limitando el crecimiento del fracturamiento hidráulico en la zona productora, la conexión a un volumen de recipiente más grande con cada pozo y una mejor compresión del comportamiento de drenaje. Cada vez más operadores están mejorando la eficiencia y la economía y la aplicación de tecnología clave.

Por tal motivo los pozos verticales pueden ser más fáciles de perforar y más baratos, pero no son los más adecuados para el desarrollo de este tipo de yacimientos. En estas formaciones, es importante exponer el yacimiento tanto como posible, haciendo de la perforación horizontal una necesidad. En la figura 19 se muestra como puede ir el pozo a través de la formación, para poder tener más oportunidad para que el gas fluya hacia el pozo.

Figura 19. Perforación Horizontal



Fuente: Thustra, M. (10 de mayo de 2012). Ingeniería de Perforación. Obtenido de Introducción a Perforación Dirigida: <http://ingenieriaenperforacionesunsa.blogspot.com/2012/05/introduccion.html>

En los pozos de yacimientos no convencionales se hacen estimulaciones para promover una mayor tasa de flujo. En el caso del Tight Gas la estimulación se puede realizar de dos maneras: fracturamiento hidráulico y acidificación.

Acidificación de pozos: Se emplea para mejorar las tasas de permeabilidad y producción de formaciones de gas compactas. La acidificación consiste en bombear soluciones acidas que se disuelven la piedra caliza, dolomita y cemento de calcita entre los granos de los sedimentos de las rocas del yacimiento por medio del pozo²².

²² Shale Developments. (2010). Halliburton.

La estimulación de esta manera a la producción ayuda a revitalizar la permeabilidad, mediante el restablecimiento de las fracturas naturales que estaban presentes en la formación antes de la compactación y la cementación.

Fracturamiento Hidráulico: Se lleva a cabo después de que el pozo ha sido completado, esto con el fin de ocasionar fracturas a la roca para mejorar su permeabilidad y hacer que el gas fluya a través de la formación con más facilidad.

Se debe también considerar como quedan los pozos completados para poder acudir a las estimulaciones que se han mencionado anteriormente. Uno de los motivos de mayor preocupación para los diseños será el número de zonas de producción que están separadas en el yacimiento por capas de barrera de flujo vertical. Si el tratamiento de fractura se puede utilizar para estimular capas múltiples y no se produce daño al yacimiento por presencia de diferentes zonas, el pozo debe ser completado y se debe estimular con un tratamiento de una sola etapa.

Si más de dos intervalos productores están separados por una capa gruesa de Shale, (ejemplo 45 pies o más) y este Shale tiene el suficiente esfuerzo in-situ como para ser considerada una barrera para el crecimiento de la fractura vertical, se debe considerar necesario el uso de múltiples fracturas hidráulicas. Para estos casos, el fracturamiento hidráulico se debe utilizar para estimular la producción en todos los intervalos.

Cuando se ha determinado la longitud óptima de la fractura, el fluido de fracturamiento y el agente apuntalante (propante), se debe utilizar un modelo 3D para determinar los detalles del diseño, tales como la velocidad de inyección óptima, volumen óptimo, la necesidad de aditivos de pérdida de fluido, la ubicación adecuada para las perforaciones.

Por último, se debe tener en cuenta que el tratamiento óptimo sea bombeado correctamente según el diseño, este control es importante pues de él depende el éxito del fracturamiento.

5.4 CBM

Ha sido comúnmente aceptado que la recuperación de la reservas de metano es del 50 al 70% del gas en-situ inicial. Este tipo de recuperación es inherente al metano de recuperación de la presión de terminación que ha sido utilizado universalmente en la extracción del metano. Este método conlleva la extracción continua de agua del sistema de fracturas naturales, causando una reducción progresiva de la presión, lo cual produce de desorción de los gases adsorbidos en el carbón.

Hay unos límites económicos y prácticos a los que puede reducirse la presión media del yacimiento utilizando este método. En la última década, se han diseñado nuevas tecnologías de la recuperación. Una de esas tecnologías es la inyección de nitrógeno y dióxido de carbono en los yacimientos de carbón para favorecer la des-adsorción. Estas tecnologías pueden aumentar los ratios de producción seis veces y las reservas de gas extraíble dos veces, facilitando la explotación comercial de recursos de otra manera permanecerían sin explotar.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Con la excepción de algunas cuencas del CBM de San Juan Basin, este no ha producido en cantidades interesantes sin el uso del fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico es una técnica mediante la cual un fluido se bombea a alta presión dentro del pozo. El propósito es crear orificios artificiales (fracturas de tensión) para proporcionar nueva área de superficie de reserva y actuar como un

conducto de baja presión desde la boca el pozo hasta el yacimiento de carbón. El fluido de fracturamiento inyectado puede ser agua, gas, espumas o geles. El fluido puede llevar un propagador, a veces arena de los alrededores del pozo, que mantiene las fracturas abiertas hasta que el bombeo hay terminado. Aunque el fracturamiento hidráulico es relativamente bien comprendida en la producción de petróleo y gas convencional, este conocimiento, el tamaño de las fracturas y la conductividad no pueden ser pronosticados con exactitud.²³

El tratamiento de presión previsto por los modelos de fracturamiento estándar de la industria del gas natural se excede muchas veces en el fracturamiento de las cuencas de carbón. La presencia de finos de carbón puede ser aquí un factor importante.

Se pueden considerar problemas asociados con las cuencas de carbón; algunos de ellos incluyen:

- Construcción y daño cerca del pozo.
- La formación de estructuras complejas cerca del pozo.
- El sistema de fracturas puede provocar muchos escalones y terraplenes.
- La introducción del fluido dentro del carbón puede provocar su hinchamiento.
- Las fracturas pueden no quedar confinadas dentro de la cuenca de carbón.

5.5 OIL SHALE

En la década de los años 70's y 80's los precios del petróleo convencional fueron relativamente altos, dado este fenómeno se estimulo el interés y eso permitió que alguna tecnología que permitía el desarrollo de Shale, pero como la economía es

²³ Arenillas González, A., Mansilla Izquierdo, H., Martínez Orío, r., Suarez Díaz, I., & Zapatero, M. Á. (2004). Estudio de Metano en capa de Carbón (CBM): Estado del Arte y posibilidades de las Cuencas de la Zona Norte de León. Madrid-España.

algo volátil con el tiempo los precios disminuyeron y la mayoría de las investigaciones y desarrollo se detuvieron. En la actualidad los precios del crudo se han mantenido en la alza, esto ha permitido que la producción de Yacimientos No Convencionales sea comercialmente viable y tanto la industria como los gobiernos están interesados en el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales como una alternativa al petróleo convencional.

Para los Yacimientos No Convencionales, sus dos maneras de extracción son la perforación direccional con exactitud la perforación horizontal y su estimulación es el fracturamiento hidráulico, la diferencia para cada tipo de Yacimiento depende de la formación que se trate y de la información geología que se haya obtenido previamente. Para desarrollo del Oil Shale se han estudiado diferentes técnicas de fracturamiento hidráulico.

Fracturamiento hidráulico: Uno de los países que más ha desarrollado estudios en este tema son los Estados Unidos ya que ellos tiene el segundo puesto en reservas estimadas de Yacimientos No convencionales a nivel mundial.

El la figura 20 se muestra la distribución en el mundo de las reservas estimada y no estimadas de los Yacimientos No Convencionales.

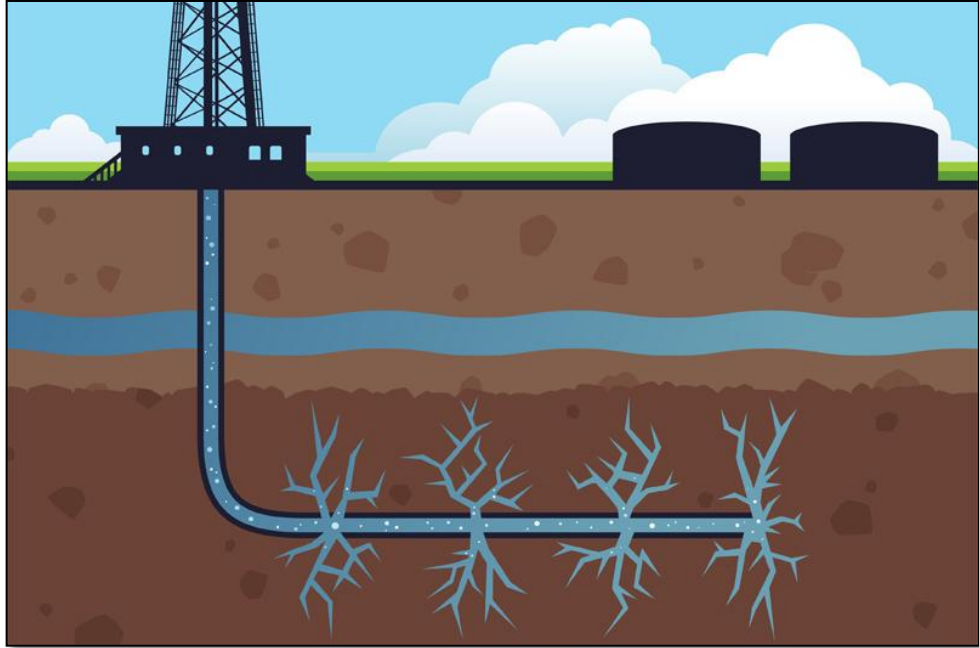
Figura 20. Nuevo mapa de la Energía Mundial.



Fuente: Sisternes, A. (13 de Junio de 2013). Petróleo y Gas Natural: Un nuevo Mapa Energético Mundial. Obtenido de Rankia Comunidad Financiera: <http://www.rankia.com>

Las fracturas se producen desde el pozo por la inyección y se extienden por toda el área perforada horizontalmente, hasta alcanzar la roca madre, que soporta los sedimentos. De esta manera se logra la fluencia y el ascenso del petróleo hacia el pozo. Se trabaja con presiones elevadas tanto que el agua rompe la formación (la presión es depende de la geología de la formación pero es alrededor de 41.000 kilopascales). Al ser una perforación horizontal las fracturas se pueden extender unos mil pies del pozo. En la figura 21 se muestra el efecto que puede tener el fracturamiento en una porción del pozo, estos efectos se deben principalmente a la presión y al agente apuntalante (propante).

Figura 21. Fracturamiento Hidráulico



Fuente: Hooks, C. (28 de July de 2011). *EPA Issues New Standars for Hydraulic Fracturing*. Obtenido de The Texas Tribune: <http://www.texastribune.org>

En el fracturamiento hidráulico se añaden productos químicos al agua que se usa a menudo y sirven para una variedad de propósitos:

- Dar viscosidad al agua convirtiéndola en un gel que será más eficaz en la apertura de las fracturas y llevará agentes de sostén (agente apuntalante) de profundidad en la unidad de roca.
- Reducir la fricción.
- Mantener los fragmentos de roca en suspensión en el líquido.
- Evitar la corrosión de los equipos.
- Controlar las bacterias.
- Controlar el pH.

Como en todo proceso de perforación y/o estimulación el fluido retorna a la superficie pero este es una mezcla del agua de inyección y el agua de formación (agua que ocupa los espacios porosos), es agua q ha estado atrapada durante

millones de años, además contiene sustancias que incluyen algunas especies radiactivas que se usan para verificar la trazabilidad mas los metales pesado y otras sustancias. Al revisar el agua de formación se tienen altos contenidos de sales (salmueras) que traen consigo cantidades significantes de sólidos disueltos, con estos resultados, de agua contaminada que retorna, se obliga a realizar un tratamiento especial, ya sea para realizar el agua en reinyección, vertimiento a cuerpos de agua o cualquier otra forma de disposición, lo que contribuye a que los costos de extracción se eleven.

6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES

En la figura 22, se puede ver el ranking de países con reservas de petróleo no convencional, encabezado por Rusia; y el ranking de países con reservas de gas pizarra, encabezado por China²⁴.

Figura 22, Ranking de Reservas de Petróleo y Gas No Convencional



Fuente: Sisternes, A. (13 de Junio de 2013). Petróleo y Gas Natural: Un nuevo Mapa Energético Mundial. Obtenido de Rankia Comunidad Financiera: <http://www.rankia.com>

Este rango es un acumulado de cada uno de los diferentes tipos de Yacimientos No Convencionales, es decir para los Yacimientos No Convencionales de aceite; Petróleo Extra-pesado, Tar Sand/Oil Sand, Oil Shale y los Yacimientos No Convencionales de gas; Coalbed Gas, Tight Gas, Shale Gas, Gas Hydrate.

²⁴ Sisternes, A. (13 de Junio de 2013). Petróleo y Gas Natural: Un nuevo Mapa Energético Mundial. Obtenido de Rankia Comunidad Financiera: <http://www.rankia.com>

Las mayores reservas de **Shale Gas** se encuentran en los Estado Unidos así la suma de todos los tipos de Gas No convencional lo ubiquen en tercer lugar. Estado Unidos es un país líder en tecnología para el desarrollo de este tipo de yacimientos. Algunos países de Europa oriental y Norte se encuentran en una tapa de valorización de prospectos, al igual que países como China e India. En Australia y la parte sur de Suramérica, la presencia de este recurso ya fue evaluada y los planes de desarrollo para los plays identificados ya están en marcha²⁵.

Tabla 2. Potencial de Shale Gas a nivel mundial

País	Potencial Shale Gas [TPC]	País	Potencial Shale Gas [TPC]
EEUU	3248	Alemania	33
Canadá	1490	Holanda	66
México	2366	Suecia	164
Colombia	78	Noruega	333
Venezuela	42	Dinamarca	92
Argentina	2732	Reino unido	97
Bolivia	192	Argelia	812
Brasil	906	Libia	1147
Chile	287	Tunes	61
Paraguay	249	Moroco	108
Uruguay	83	Sudáfrica	1834
Polonia	792	China	5101
Lituania	17	India	290
Kaliningrado	76	Pakistán	206
Ucrania	197	Turquía	64
Francia	720	Australia	1381

Fuente: U.S. Department of Energy (2011)

²⁵ Vargas, C. (2012). Evaluation Total Yet-to-Find Hydrocarbon Volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16.

Se estima de acuerdo con diferentes artículos sobre reservas de **Oil Shale** que en el mundo existen 600 yacimientos de Oil Shale, conocidos, hay muchos yacimientos que requieren de mas estudios para saber con exactitud su potencial como reservas. Sin embargo en el mundo las reservas técnicamente recuperables recientemente se han estimado en alrededor 2.8 – 3.3 trillones de barriles. Estados Unidos tiene las reservas más grandes, se cree que tiene 1.5 – 2.6 trillones de barriles. Algunos yacimientos que han sido bien explorados y que se pueden clasificar como reservas, estos yacimientos son; Green River en el oeste de los Estados Unidos, Yacimientos Terciario en Queensland en Australia, Suecia y Estonia, El-Lajjun en Jordania, y los yacimientos en Francia, Alemania, Brasil, China y Rusia²⁶.

Como se menciona anteriormente Estados Unidos tiene las mayores reservas en Yacimientos No Convencionales, en la tabla 3 se muestra un compendio de la producción estimada, el porcentaje de producción y los recursos recuperables de las diferentes cuencas de Shale.

Tabla 3. Recursos Técnicamente Recuperables de Oil Shale

Play	Technically Recoverable Resource		Area (Sq. Miles)		Average Eur	
	Gas (Tcf)	Oil (Bbo)	Leased	Unleased	Gas (Bcf/Well)	Oil (Mbo/Well)
Eagle Ford	...	3.35	3.323		...	300
Total Gulf Coast	...	3.35	3.323		...	300
Avalon & Bone Springs	...	1.58	1.313		...	300
Total Southwest	...	1.58	1.313		...	300
Bakken	...	3.59	6.522		...	550

²⁶ Chakrabarty, G. (s.f.). Oil Shale Reserves. Obtenido de Poinerinternationals: <http://www.pioneerinternationals.co>

Play	Technically Recoverable Resource		Area (Sq. Miles)		Average Eur	
	Gas (Tcf)	Oil (Bbo)	Leased	Unleased	Gas (Bcf/Well)	Oil (Mbo/Well)
Total Rocky Mountain	...	3.59	6.522		...	550
Monterey/Santos	...	15.42	1.752		...	550
Total West Coast	...	15.42	1.752		...	550
Total Lower 48 U.S.	...	23.94	12.91		...	460

Fuente: modification de U.S. Energy Information Administration. (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Washington, DC 20585: U.S. Department of Energy.

En el mundo se estimas unas reservas de **Tight Gas** de aproximadamente de 450 billones de metros cúbicos, de los cuales un 35% se ubicaría en el continente americano, el otro 35% en la región Asia/Pacifico y un 15% en oriente medio. En la actualidad se tienen como principales productores son los países de Estados unidos y Canadá. En el caso particular de los Estados unidos el volumen de producción se encuentra en el 30 % del total de la producción de gas natural, con una perspectiva que asciende al 50% para el año 2030. Así mismo, existen otros productores de menor escala con áreas gasífera maduras como Australia, Egipto, entre otros países de la misma forma hay países con importantes proyecciones en el desarrollo de este tipo de gas como son India, Alemania y Rusia.²⁷

De acuerdo con un artículo publicado por Scott Evans el desarrollo de Tight Gas solo puede ser económicamente explotable a un precio de US 7 dólares por MMBTU.

²⁷ Schneider, L. (2008). Tight Gas Sand y sus Desafíos Buenos Aires. Buenos Aires.

Los mayores volúmenes de Tight Gas se encuentran en América del Norte, que es a su vez la región de mayor exploración, desarrollo y producción de este tipo de yacimientos.

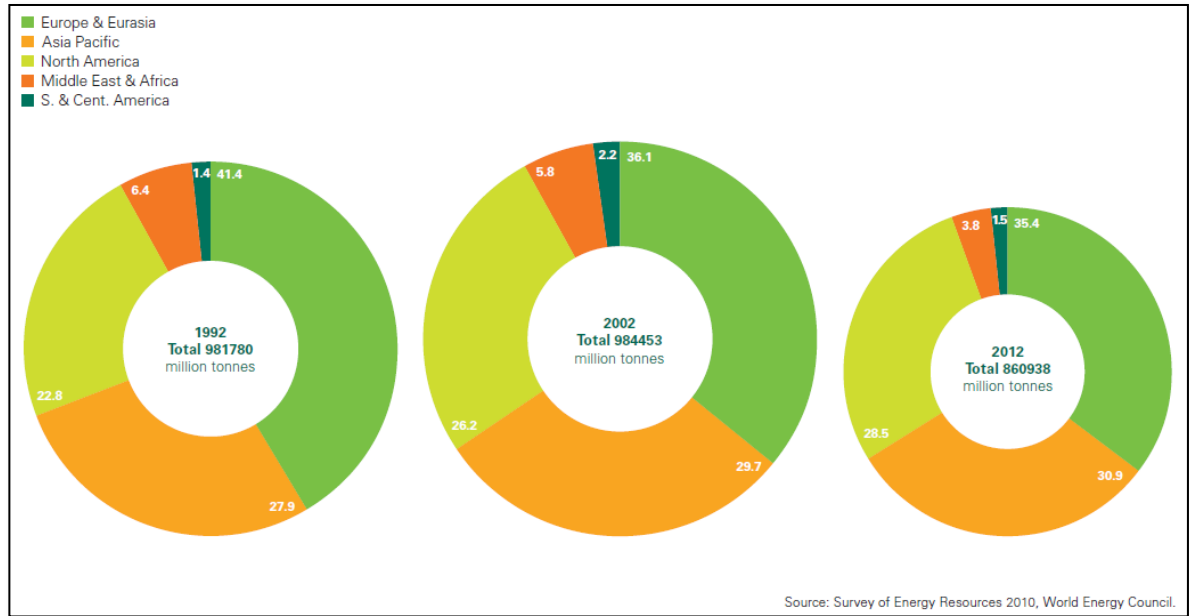
Tabla 4. Desarrollo y producción de Tight Gas en el mundo

REGIÓN	TIGHT GAS SANDS [TPC]
Norte América	1371
América latina	1293
Europa	431
Unión Soviética	901
África	353
Asia y China	705
Pacífico	549
Sur Asia	196

Fuente: Gómez, N. (s.f.). Gas Natural No convencional "Convenio a la Independencia Energética".

Las reservas de **Coal Bed Methane**, se muestran en la figura 23, se observan los porcentajes de las reservas probadas en todo el mundo durante las últimas tres décadas, comparándolas para de esta manera mostrar que se ha mantenido las posiciones en cuanto a las regiones. Europa y Eurasia, siempre se ha mantenido con los porcentajes más altos en reserva (2012, 35.4%), seguido del área comprendida por el Pacífico Asiático (2012, 30.9%), en tercer lugar se encuentra Norte América (2012, 28.5%), en cuarto lugar esta Medio Oriente y África (2012, 3.8%), y en último lugar y no siendo menos importantes se encuentra Centro y Suramérica (2012, 1.5%).

Figura 23. Distribución de Reservas Probadas CBM



Fuente: BP Statistical Review of world Energy 2013. (June de 2013). Obtenido de <http://www.bp.com/statiscalreview>

En 2008, **Colombia** produjo 9 billones de metros cúbicos de Gas Natural, consume 8,1 billones de metros cúbicos y exporta 900 millones de metros cúbicos. En 2009 se estima 105.9 millones de metros cúbicos de Gas Natural de las reservas. Para poder este estimado se cuenta con las cuencas: Valle medio del magdalena, cordillera oriental y cesar ranchería. El volumen de gas estimada en Shale Gas en el país es de 316,5 TCF (in- situ) y 31,7 TCF clasificado como potencial.

Con estos datos se debe buscar en Colombia la manera de explorar y explotar los Yacimiento No convencionales existentes.

A principios de 2012 poca exploración en Shale Gas y Crudo Pesado se estaba llevando a cabo Colombia. Sin embargo, se esperaba que las rondas de concesión de licencias que se llevarían a cabo en 2012 pusieran en marcha la inversión en

hidrocarburos no convencionales en el país, donde los hidrocarburos no convencionales representaran el 30% de las áreas ofrecidas²⁸.

La Agencia Internacional de Energía en los Estados Unidos calcula que Colombia tiene 4 trillones de pies cúbicos de gas de esquisto en sus reservas probadas y 19 trillones de pies cúbicos de reservas técnicamente recuperables²⁹.

²⁸ Open Round Colombia 2012. Obtenido de <http://www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds>

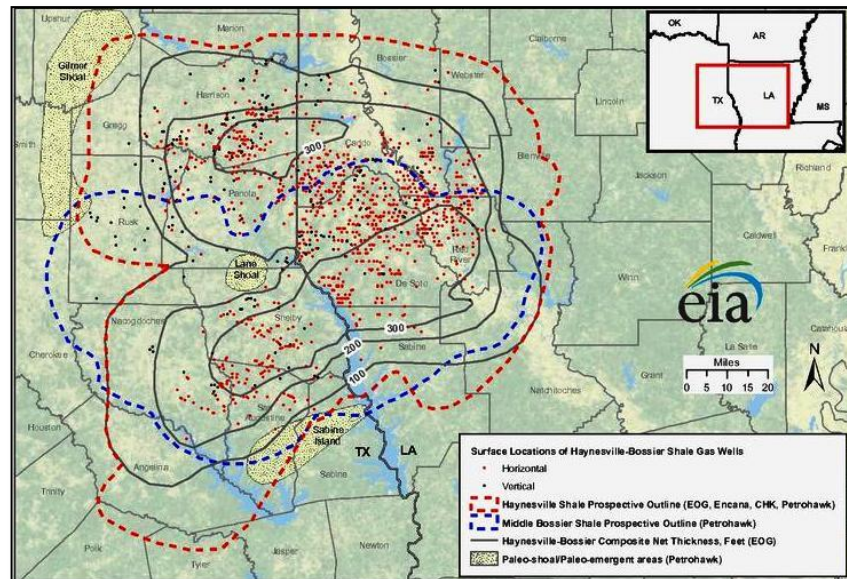
²⁹ Jacobs, J. (01 de February de 2012). Colombia Readies Unconventional Push. Obtenido de PE Unconventional Global Intelligence: <http://www.petroleum-economist.com/>

7. CASO APLICADO – EL HAYNESVILLE SHALE

Con el fin de ejemplarizar todo lo que se ha dicho en los capítulos anteriores se quiere mostrar algo de los muchos trabajos realizados en el campo Haynesville Shale.

El Haynesville Shale (también conocido como el menor Bossier Shale) es rico en orgánicos, de la edad Jurásico Superior que se encuentra en la Sabine levantamiento, que separa el este de Texas y el norte de Louisiana (Fig. 24). La formación, se encuentra a profundidades que oscilan entre aproximadamente 10.000 - 14.000 pies, tiene una superficie de aproximadamente 9.000 km² en Bienville, Bossier, Caddo, De Soto, Natchitoches, Río Rojo, y Webster Parishes al norte de Louisiana, y en primer lugar Harrison, Panola , Nacogdoches , Rusk , San Agustín, y los condados de Shelby en el este de Texas.

Figura 24. Haynesville-Bossier Shale play, Texas-Louisiana



Fuente: Energy Information Administration based on data from HPDI, TX Railroad commission, LA Dept. of Natural Resources, Operator Updated May 26, 2011

A través de nuevas construcciones de pozos y prácticas de optimización de completamiento, el número de días se han reducido para obtener un Haynesville Shale en línea y funcionando.

Las tasas de producción más altas se producen en lugares bien ubicados; De Soto, Red River, Bienville Parishes y el norte del condado de San Agustín. El Haynesville play se encuentra debajo de las formaciones superficiales, por ejemplo, Cotton Valley Group, ha producido petróleo y gas durante muchos años. Las facies Shale Haynesville varía entre una roca de calcita rica con poca arcilla, un Shale rico en sílice laminada con grandes cantidades de arcilla y menores cantidades de calcita con un espesor neto de 80 a 350 pies³⁰.

Hay mayor porosidad en la matriz que en la mayoría del Shale gas esto proporciona una mayor capacidad de almacenamiento de gas. Aunque el Haynesville play es relativamente nuevo y de producción a largo plazo, y las reservas siguen siendo inciertas, los pozos que ya han establecido las tendencias de producción a seguir impulsando con fuerza la producción y la economía³¹.

7.1 GEOLOGÍA

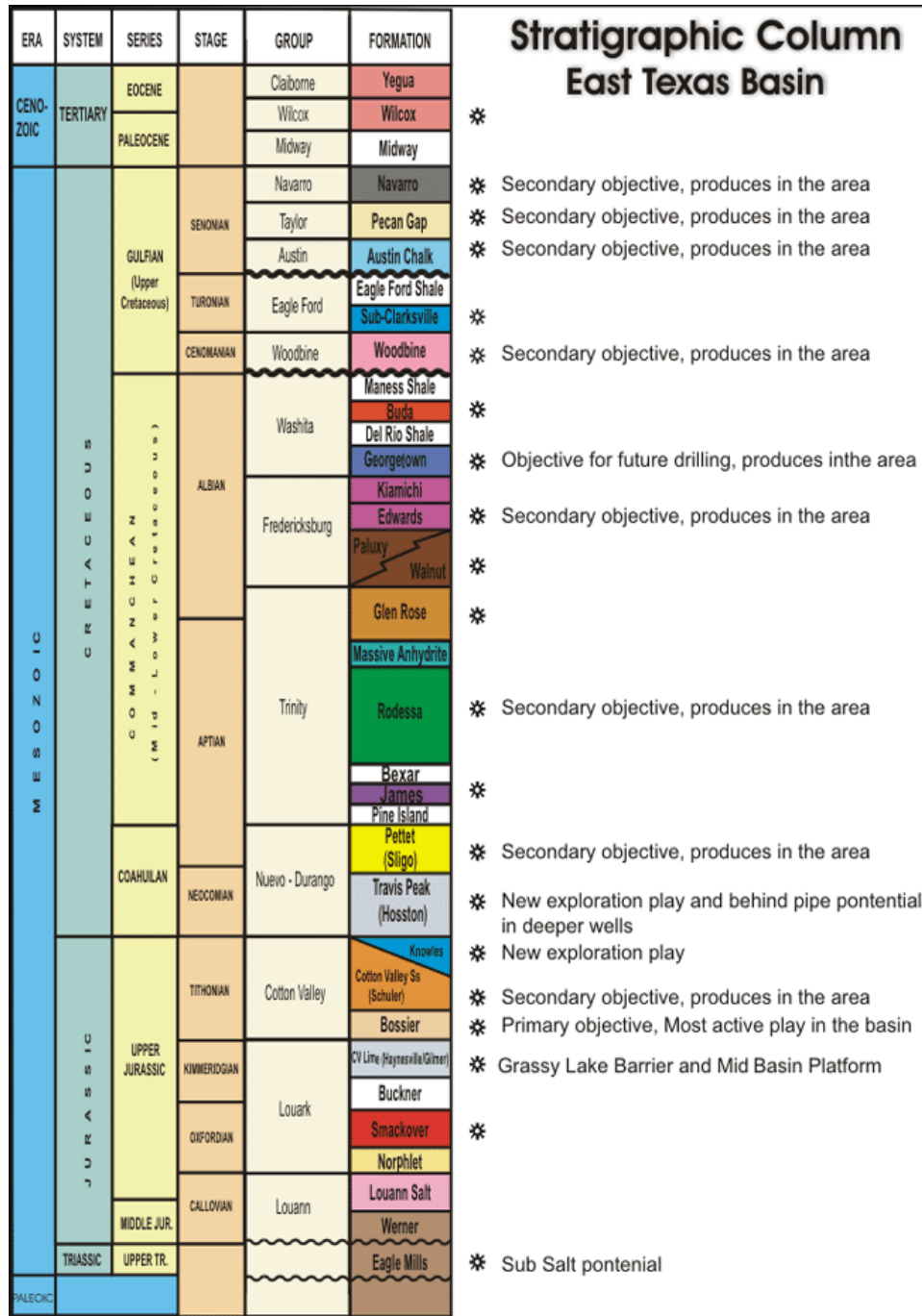
Al este de Texas y el norte de Louisiana se encuentran las cuencas de sal son rasgos sedimentarios del Mesozoico que se formaron como resultado del enfriamiento del sótano y la subsidencia asociada al rifting que produjo el Golfo de México. Están separados por la Sabine levantamiento, que se originó como un alto a mediados de ruptura durante el mismo período.

³⁰ Parker, M; Buller, D; Petre, E; Dreher, D; Halliburton. (2009). SPE 122397 "Haynesville Shale-Petrophysical Evaluation". SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference.

³¹ Buller, D; Fnu, S; Kwong, S; Halliburton; Spain, D; Miller, M; BP America. (2010a). "A Novel Approach to shale Gas Evaluation Using a Cased Hole Pulsed Neutron Tool". SPWLA 51st Annual Logging Symposium.

El Haynesville play se define en gran medida por el contorno de la Sabine levantamiento. El Jurásico Superior Haynesville pizarra superpone directamente Smackover la formación de piedra caliza y está cubierta sin concordantemente por el Cotton Valley Group (Bossier) areniscas (Fig. 25). Aunque el Smackover, Haynesville y Bossier son objetivos potenciales de perforación, más grueso neto del Haynesville play y altas presiones del yacimiento y gran volumen de gas en el lugar (GIP) que sea el objetivo principal - las demás formaciones ofrecen objetivos secundarios que pueden mejorar así la economía y de campo. La formación Haynesville se puede dividir en los miembros superior e inferior por una sección no orgánica intervenir. Minerales radiactivos (uranio) asociado con el contenido rico en orgánico para proporcionar una firma única de alta de rayos gamma que es fácilmente reconocible en los registros de Gamma-Ray.

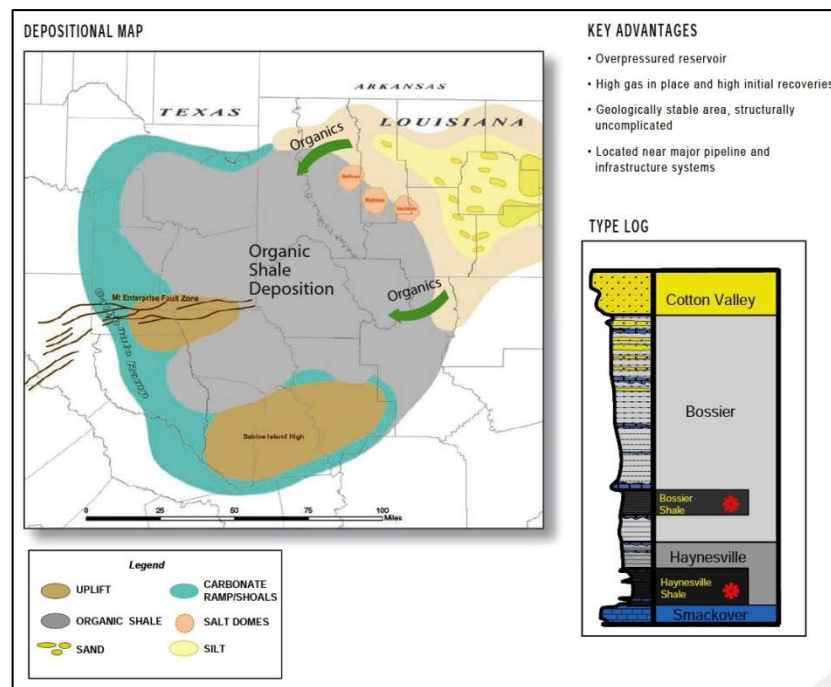
Figura 25. Columna Estratigráfica cuenca del Este de Texas



Fuente: Punckette, j; Oklahoma State University. (2009). "Preliminary Interpretation of the Pressure Architecture in Parts of Northern Louisiana, Southern Arkansas, and Eastern Texas. Gulf coast Association of Geological Societies Transactions.

La depositación de Haynesville fue influenciado por las estructuras de basamento, plataformas locales carbonatadas, y el movimiento de sal asociados con la apertura de la cuenca del Golfo de México. La cuenca intrashelf superficial en la que se depositó la Haynesville estaba rodeada de estantes de carbonato del Smackover/Haynesville Lime en el norte y el este, y en las plataformas locales (islas) dentro de la cuenca, y los estantes clásticos al norte y noreste. Los intervalos ricos en materia orgánica se concentran a lo largo de y entre estas plataformas y las islas que proporcionan condiciones restrictivas y anóxicas durante Haynesville y parte de las veces Bossier por áreas de blindaje entre y alrededor de los paleoestructuras de la deposición de arcilla significativas³².

Figura 26. Haynesville Shale Mapa Deposition



Fuente: <http://www.haynesvilleplay.com/>

³² Moore, J; Sandstrom, M; Ringer, E; Shell Exploration. (2010). "Inferred Depositional Environments of Bossier-Haynesville Black shales in the Greater Sabine Area, Northwestern Louisiana". AAPG Annual convention and Exhibition.

7.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

En comparación con el Barnett Shale Play, localizado al oeste, y también para la mayoría Norte Americano la formación de Shale, el Haynesville Shale es más profundo, más grueso, y tiene mayor porosidad, temperaturas y presiones. El Haynesville también tiene un mayor contenido de gas (Gas-in-Place), y las tasas de producción iniciales. Profundidad, temperatura y aumento de la presión desde el noroeste al sureste a través del este de Texas y el norte de Louisiana. Haynesville pizarra aumenta la profundidad de 10.000 pies en el noroeste de la formación hasta 14.000 pies en el sureste.

La profundidad media de los pozos verticales es 11.800 pies, temperatura promedio de fondo de pozo de 300°F, y el tratamiento de la presión en la cara del pozo durante la estimulación supera habitualmente 10.000 psi. La calidad del yacimiento, especialmente porosidad, TOC, y quebradizo contenido mineral llena de gas, también aumenta al sureste La Tabla 5 resume de la propiedades del yacimiento.

Tabla 5. Propiedades del Yacimiento

Profundidad, TVD (Ft)	10,300 - 13,500	Gradiente De Fractura (Psi/Ft)	0.95 - 1.0
Espesor (Ft)	60 -350	Presión De Tratamiento (Psi)	8,000 - 14,500
Temperatura (°F)	270 - 370	Poisson's Ratio	0.20 - 0.27
Presión (Psi)	8,700 - 11,200	Young's Modulus	2-4 x 10 ⁶
Porosidad (%)	6 - 12	Relación Del Gas Libre Adsorbido	80:20
Permeabilidad (Nd)	300 - 650	Contenido De Gas	...
Saturación de Agua (%)	45	Scf/Ton	100 - 330
TOC (%)	2 - 5	Bcf/Mi	150 - 250

Profundidad, TVD (Ft)	10,300 - 13,500	Gradiente De Fractura (Psi/Ft)	0.95 - 1.0
Ro (%)	1.7 - 2.5	OGIP (Tcf)	717
Gradiente de Presión (Psi/Ft)	0.85 - 0.93	EUR (Bcfe/Well)	4 - 7.5

Fuente: *Shale Developments*. (2010). Halliburton.

Mineralogía: En el Haynesville Shale productiva hay dos facies productivos ricos en materia orgánica: un "calcita - rica", compuestos de 35 - 60% de calcita, 20 - 30% de illita, y 15 - 30% de cuarzo y un "silíceas facies arcillitas", que tiene un mayor contenido de terrígenos cuarzo, 25-30%, 20-30% menos de calcita, y aproximadamente la misma cantidad de minerales de arcilla, 25-45 %. Análisis de bienestar en el condado de Panola, Texas. Los registros encontraron los dos tercios inferiores de la formación Haynesville consta de Shale (cantidades principalmente illita y marginales de montmorillonita). El tercio superior contenía un porcentaje más alto de arcilla, por lo que es más dúctil y también la reducción de la porosidad y la permeabilidad³³.

Debido a que el Haynesville Shale tiene un mayor contenido de arcilla que el Barnett, los valores de las propiedades geomécnicos son Bajos (el coeficiente de Poisson y el módulo de Young, tabla 5), por lo que es intrínsecamente menos frágil (más dúctil), lo que hace más difícil a la fractura. En el Este de Texas, grandes oscilaciones de fragilidad relativa y ductilidad deben tenerse en cuenta en los pozos horizontales porque la eficiencia finalización horizontal se rige tanto por la heterogeneidad intrínseca (cerca del pozo) y subraya extrínsecos (campo lejano) que actúan en la formación³⁴.

³³ Bresch, C; Carpenter, J; Lacy Services. (2009). Preliminary Analytical Results: Haynesville Shale in Northern Panola County, Texas. Gulf Coast Association of Geological Societies Transiciones, 121-124.

³⁴ Buller, D; Hughes, S; Market, J; Petre, E; Halliburton; Spain, D; Odumosu, T; BP America. (2010b). SPE 132990 "Petrofysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells". SPE Annual Technical conference and Exhibition.

Los yacimientos tienen "puntos dulces" que son las zonas con mayor contenido de sílice o carbonato que son más frágiles y por lo tanto blanco de perforación. La tensión en el área es alta, lo que resulta en altas presiones de fractura. Trabajos de fracturas más costosas, la temperatura y la presión de fondo de pozo elevados, esto contribuyen a los altos costos de los pozos con experiencia en el Haynesville. Por consiguiente, estos pozos requieren EURs más altas para ser económico.

Composición mineral varía considerablemente en toda la zona central de la Haynesville Shale con el cambio lateral de facies, las facies de sílice son ricas en carbonato en el sur y el este, a las facies ricas en arcilla en la parte norte y oeste del área de formación. Las zonas más productivas dentro del formación límite Haynesville, es decir, la zona núcleo, es la zonas más profundas donde las facies son ricas en calcita (Shelby valle) y facies ricas en sílice (Red River, Bienville, y Parroquias Bossier, Louisiana) son dominantes. Los pozos de menor calidad se encuentran es las zonas menos profundas, ricas en arcilla (Harrison y los condados de Panola, Texas)³⁵.

Las Fracturas Naturales: El Haynesville Shale, contiene sólo las fracturas naturales de clase marginal, que no son el principal contribuyente a la producción. Sin embargo, la presencia de estas fracturas marginales puede plantear un problema que requiere la fractura de fugas fuera de control para evitar la terminación prematura de trabajo. Las fracturas naturales pueden contribuir a la producción en zonas muy falladas en las principales estructuras geológicas³⁶.

La Porosidad y la Permeabilidad: Para un Shale gas, Haynesville Shale, tiene relativamente alta porosidad de la matriz, entre 6-15%, sin embargo la

³⁵ Wang, F., & Hammes, U. (2010). "Effects of Petrophysical Factors on Haynesville Fluid Flow and Production". World Oil, 79 - 82.

³⁶ Buller, D; Dix, M; Halliburton. (2009). "Petrophysical Evaluation of the Haynesville Shale in Northwest Louisiana and Northeast Texas". Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 59, 127-143.

permeabilidad de la matriz es todavía muy baja, y 350 a 600 nanodarcies. La alta porosidad de la matriz, relativamente bajo contenido de TOC (2-5%), y la ausencia general de fracturas naturales significativas. significa que el sistema de Haynesville Shale está dominado por la porosidad de la matriz y el gas libre, en lugar por el gas adsorbido, como en otras formaciones, tales como en Bakken.

Madurez Térmica: Similar a otras formaciones de Shale, el Haynesville Shale es a la vez la fuente y la roca del yacimiento. El carbono orgánico total (TOC) de contenido de los rangos de Haynesville entre 2% y 5% y el Kerógeno es de tipo III marino, aceite - propenso. Madurez geoquímica y análisis isotópico indica que es natural, muy seco del gas producido indica que el gas se generó por rocas de origen altamente maduros, con valores de reflectancia de vitrinita (R_o) $>2,0\%$. Entierro favorable y las condiciones térmicas causadas la mayor parte del potencial de fuente querógeno a ser convertidos a hidrocarburos de carbono y muertos. El análisis isotópico del contenido de CO_2 en el gas producido Haynesville indica que se ha generado durante las reacciones diagénesis que implican los minerales de carbonato³⁷.

Gradiente de Presión: La característica que diferencia el yacimiento de Haynesville Shale de otros yacimientos de Shale, es el gradiente de presión tan alto, 0,85 a 0,93 [psi/ft].

La presión es anormal debido a la conversión termogénico (craqueo) del Kerógeno, primero en aceite y luego a gas, que aumenta el volumen de fluido dentro del depósito confinado y genera micro fracturas; la permeabilidad muy baja de la matriz trata de impedir que la presión se escape fuera del tiempo geológico. Dentro de los posibles gradientes de presión de la zona Haynesville están

³⁷ Kornacki, A.S.; Shell USA. (2010). "Composition of Produced Gas and Mud Gas Samples from Greater Sabine bossier and Haynesville Gas-Shale Reservoirs, Northern Louisiana, USA". AAPG Annual Convention and Exhibition.

escalonadas, es decir, la mayor parte de la sección estratigráfica sobre el Cotton Valley-Haynesville normalmente se presionó (hidrostática), parte Cotton Valley y el Haynesville Shale están más presionados, y las formaciones de carbonatos de Smackover subyacentes, ya que tienen una mayor porosidad y permeabilidad. En cambio, cuando se produzcan, intervalos siliciclástica de baja permeabilidad, dominadas por la Formación Smackover son también más presionados. El inicio de la sobrepresión coincide con facies de baja permeabilidad en Cotton Valley Group, a profundidades de entre 9.000 y 10.000 pies³⁸.

Las altas presiones del yacimiento en el área de la base han contribuido a los altos índices de Productividad (IPs) con experiencia en esta área, 10-30 MMcfe/D. el Devon Kardell 1-H así, en el condado de San Augustine, Texas, se completó en noviembre de 2009 con una IP del 30,8 MMcfe/D. En contraste, el sello de Barnett Shale fue aparentemente menos eficaz y permitió que el gas generado se escape, lo que resulta en presiones del yacimiento que son efectivamente hidrostáticas, es decir, 0,45 [psi/ft]³⁹.

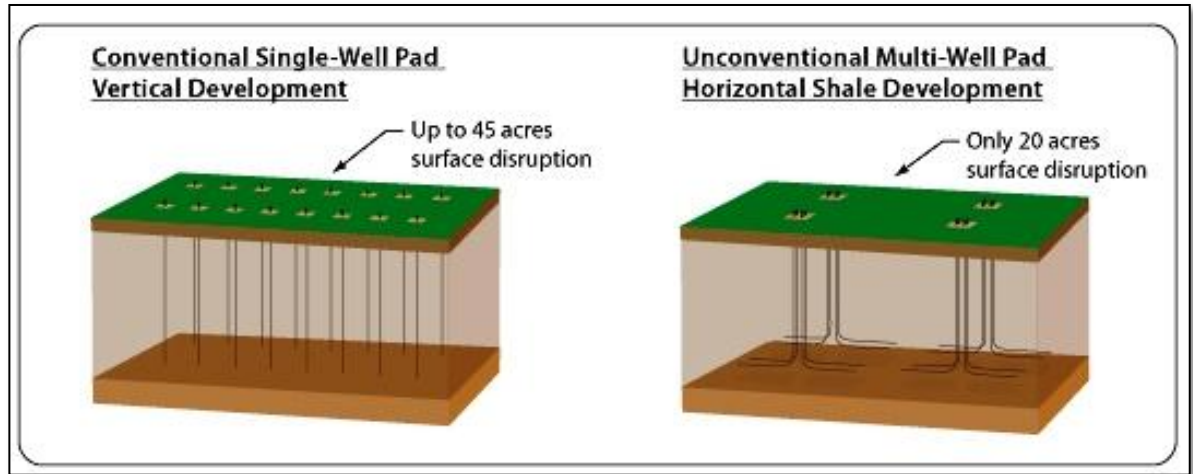
7.3 ÁREA NÚCLEO

El núcleo de la formación, se puede definir como el área que abarca IPs así inferior o igual a 10 MMcfe/D o el área dentro de la 300 Bcfe/mi² (Fig. 27). En un mapa de contenido de gas, abarca partes de De Soto, Caddo, Bienville, Bossier, Río rojo, y Sabine Parshies en Louisiana y se extiende a Harrison, Panola, Shelby y San Agustín en Texas. En la zona núcleo, la relación de neto a bruto es casi del 100 % a través de más de 4.500 km².

³⁸ Punckette, j; Oklahoma State University. (2009). "Preliminary Interpretation of the Pressure Architecture in Parts of Northern Louisiana, Southern Arkansas, and Eastern Texas. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions.

³⁹ Durham, L. (2009). Haynesville vs. Barnett: Is My Shale Better Than You Shale? AAPG Explorer 30.

Figura 27. Uso de Pozos Multilaterales



Fuente: www.excoresources.com

Si bien el potencial inicial de varios pozos horizontales recientes en este campo han superado 25-30 MMcfe/D, el IP promedio de un conjunto de 236 pozos horizontales es de 13,7 millones de $\text{ft}^3/\text{D}^{40}$.

7.4 HISTORIA DE LA FORMACIÓN

En la Tabla 6, se resume el área de superficie de los operadores primarios que actualmente trabajan en Haynesville Shale. Algunos operadores también están probando mayores profundidades en Haynesville Shale para saber con exactitud cuál es su potencial en sus campos heredados.

⁴⁰ Wang, F., & Hammes, U. (2010). "Effects of Petrophysical Factors on Haynesville Fluid Flow and Production". World Oil, 79 - 82.

Tabla 6. Empresas operadoras Y área de Superficie

COMPAÑÍAS	ÁREA (ACRES)
Chesapeake Energy	530.000
Encana Corporation	429.000
Petrohawk Energy	338.000
EOG	153.000
Devon Energy	155.000
Forest Oil	130.000
Plain Exploration and Production	107.800
Exxon Mobil (Formerly XTO Energy)	100.000
Goodrich Petroleum	89.000
EXCO Resources	78.000
Comstock Resources	74.000
Ellora Energy	53.000
Questar Corporation	48.000
Penn Virginia Corporation	45.000
GMX Resources	42.400
El Paso Corporation	40.000
SM Energy Company (St Mary Land and Exploration)	32.000
Cabot Oil and Gas	32.000

Fuente: *Shale Developments*. (2010). Halliburton

Louisiana

En 2004, Los recursos KCS (ahora Petrohawk Energy) Elm Grove Plantation N° 15 (S9-T16N-R11W, Bossier Parish) perforó un pozo vertical, la muestra fue

significativa para la experiencia en el Haynesville Shale⁴¹. Durante 2005-2006 tanto Encana Corporation y Chesapeake Energy reconoció el enorme potencial de Haynesville Shale y perforaron los primeros pozos para probar específicamente este potencial. En febrero de 2006, EnCana Corporation inició la perforación del primer pozo en Haynesville Shale Louisiana, el EnCana No. 1 JW Adcock Inv LP et al. (S15-T13N-R9W). Este pozo vertical fue perforado a una profundidad medida de 12.878 [ft] y tomó núcleos en Haynesville, pero nunca fue terminado. En 2007, EnCana Corporation solicitó una aplicación de unidad de una zona Haynesville/Jurásico y comenzó a perforar dos pozos adicionales en la misma sección, uno de los cuales, el JW Adcock Inv et al, N° 003-ALT, era un pozo horizontal de este pozo fue perforado a una profundidad medida de 15.401 [ft] (12.579 ft TVD) y se terminó en febrero de 2008⁴².

En noviembre de 2007, Cubic Energy anunció descubrimientos Haynesville en el campo Sucursal Johnson, Caddo Parish (Gloria Ranch 16-1, S16-T15N-R15W, y Daniels 3-1, S3-T15N-R15W). Cabot Oil and Gas, seguido con un anuncio en febrero de 2008 que había completado su comercial inicial y en el Haynesville , que puso a prueba a una IP de 2.4 millones de [ft³/D].

Mientras tanto, Chesapeake Energy comenzó a perforar un pozo horizontal, el Bray 27-15-16H en el Campo de Bethany - Longstreest, Caddo Parish, en septiembre de 2007 y terminó en junio de 2008. Solicitaron una unidad Haynesville en el campo Caspiana, S28-15N-15W, y Caddo Parshies en septiembre de 2007. En octubre de 2007 se inició la perforación de un segundo horizontal, El Feist 28. Aunque el Chesapeake Bray 27-15-16H fue el primer pozo horizontal a perforar, en enero de 2008, el Feist 28 fue primera conclusión horizontal en Haynesville,

⁴¹ Pope, C; Peters, B; Benton, T; GMX Resources, and Palisch, T; Carbo Ceramics. (2009). SPE 125079 "Haynesville Shale-One Operator's Approach to Well Completions in this Evolving Play". SPE Annual Technical conference and Exhibition.

⁴² Peel, S. (2009). Haynesville Shale History. Obtenido de GO Haynesville Shale: http://www.gohaynesvilleshale.com/notes/Haynesville_Shale_history

antes de completar, tanto el Bray y EnCana Adcock 0003-ALT pozos. En el momento del anuncio formal de Chesapeake de un descubrimiento Haynesville en marzo de 2008 ya había perforado cuatro pozos verticales y tres horizontales.

Este de Texas

Varias compañías extendieron pozos verticales por debajo de sus objetivos del Cotton Valley, Smackover y se encontraron con fuertes indicios de gas en el Lower Bossier Shale (Haynesville equivalente). En 2006, como parte de su programa de Cotton Valley, Penn Virginia Corporación perforó 17 pozos verticales Cotton Valley a través de la Smackover. Se encontraron indicios de gas en la mayor parte del superior e inferior Bossier Shale. Después de completar y fracturar, la mayoría de los pozos habían sufrido las tasas de producción que oscilan entre 100 y 300 [Mft³/D] inferior Bossier Shale. Basado en el núcleo y la evaluación de registro, el primer pozo horizontal en el Haynesville, East Texas, el #5-H Fogle, en el condado de Harrison, Texas, fue perforado a 11.378 [ft] TVD, con 3,861 pies lateral, y completado con una IP de 8 [MMft³/D], la tasa de producción fue limitada por la capacidad del gasoducto⁴³.

7.5 RETOS PARA EL DESARROLLO

Los problemas de desarrollo en el Haynesville están relacionados con una combinación única de las propiedades del yacimiento y condiciones, incluyendo una relativamente "suave" matriz dúctil, de temperatura y presión altas (Tabla 5). Por esta razón cuando se quiere tener nuevos pozos es necesario estudiar, la perforación, completamiento, evaluación geológica, estimulación de equipos y prácticas en el Haynesville debe ser personalizado para satisfacer las condiciones

⁴³ Peel, S. (2009). Haynesville Shale History. Obtenido de GO Haynesville Shale: http://www.gohaynesvilleshale.com/notes/Haynesville_Shale_history

del pozo y las propiedades del yacimiento, en particular, (1) para identificar la sílice - y carbonatos ricos en puntos claves, (2) para dar cuenta del mayor contenido de arcilla (ductilidad) en el yacimiento, lo que requiere una mayor presión de tratamiento y las técnicas para controlar diagénesis agente apuntalante (proppant), la migración de finos, y la arcilla hinchable, y (3) las altas presiones de cierre, que requieren una alta resistencia y agente apuntalante (proppant) para preservar la conductividad. Terminaciones horizontales son la opción más popular en Haynesville Shale, para la producción y optimización del área de drenaje de manera oportuna y económica.

Los costos de perforación y completamiento en este tipo de yacimientos son altos, especialmente en la sección lateral de la perforación donde la estabilidad del pozo es dúctil que comprende en el yacimiento, puede ser un problema. Además, la perforación y completamiento de la sección lateral involucra la operación extendida a las temperaturas máximas así, de 300°F a 370°F, que afecta adversamente el motor de lodo, línea de cable del MWD/LWD y la fiabilidad del rendimiento de la herramienta, y puede resultar en fallas de herramienta si el equipo no está diseñado y calificado apropiadamente. Para estos yacimientos se necesitan herramientas especiales que puedan someterse a altas temperaturas perforar con éxito y de esta manera poder evaluar los pozos Haynesville. La Tabla 7 resume los valores de temperatura para algunos servicios de Halliburton para bajar.

Tabla 7. Servicios para Diferentes Valores de Temperatura.

Services	°F
Directional Drilling Temperature Ratings	
SOLAR™ MWD System	350
LaserStrar Chemostratigraphy Service	unlimited
Logging & Perforation Temperature Ratings	
Pinnacle Microseismic Monitoring	325

Services	°F
Tools	
HEAT™ Suite Logging Tools	500
Pump Down Perforation And Premium Charges	350
Completion Tool Temperature Ratings	
Fas Drill Composite Plugs	400

Fuente: *Shale Developments*. (2010). Halliburton

Además de los equipos que bajan al pozo, la perforación, la cementación, y la fractura también deben ser diseñadas específicamente para las condiciones HPHT (High Pressure, High Temperature). Laboratorios de investigación y desarrollo de Halliburton estudian el comportamiento reológico de estos fluidos en las condiciones del pozo in-situ para predecir cómo responder y reaccionar a las temperaturas altas (hasta 370°F) y presiones (>12.000 psi) que se pueden encontrar. El software especial de simulación (software de DFG, software de OptiCem y simulador de cementación 3D) ayuda en la selección de los fluidos y procesos apropiados.

Generar y mantener el pozo y tratar presiones (\Rightarrow 10.000 psi) necesarios en los tratamientos de fractura Haynesville Shale requiere, de alta potencia, HPHT - tasas de bombeo, el equipos de fracturamiento y el agente apuntalante (proppant) durable especial. El agente apuntalante debe ser capaz de resistir el aplastamiento para proporcionar una conductividad suficiente en todo el ciclo de vida de producción. Como resultado, Haynesville pozos requieren casi el doble de la cantidad de caballos de fuerza hidráulica y química de los fluidos más avanzados que otros Shale⁴⁴.

⁴⁴ Shale Developments. (2010). Halliburton.

El Haynesville Shale sigue siendo relativamente la nueva formación y lo mejor de perforación, evaluación, completamiento y estimulación prácticas siguen evolucionando con cada nuevo pozo completado. El alto nivel de actividad de perforación en el Haynesville ha dado lugar a una curva de desarrollo rápido aprendizaje en Shale.

7.6 PREOCUPACIONES AMBIENTALES

Agua su uso y Eliminación: Los requerimientos de agua para el fracturamiento de múltiples etapas en los pozos de Haynesville Shale suelen ser de las más altas de las formaciones de Shale. El volumen de agua necesaria para la perforación, tratamiento de fractura, el manejo y disposición del agua utilizada está creciendo como acelera el desarrollo Haynesville. En Haynesville Shale pueden usar aproximadamente 600.000 galones de agua para la perforación y hasta 5 millones de galones para el fracturamiento hidráulico. El suministro de agua proviene de una combinación de fuentes, incluyendo las aguas superficiales (ríos y lagos), el agua subterránea y el agua descargada (aguas residuales urbanas, la descarga de las centrales eléctricas, etc.). Esta agua es normalmente transportada en camiones a los pozos y se almacena en tanques o embalses. El agua que se compra es lo permitido por las agencias reguladoras.

7.7 PERFORACIÓN

El completamiento de pozos horizontales es la opción más popular en Haynesville Shale para la optimización de la producción y el área de drenaje de manera oportuna y económica. Plataformas de perforación mejoradas son necesarias para perforar las secciones laterales largas (4500 ft). En este yacimiento, que es grande, caliente y con alta presión, las medidas de seguridad son primordiales.

El Haynesville Shale tiene una alta resistencia de la roca. Sin embargo, giro y Stickslip, en general no han sido un problema en un hueco de 6-3/4" y lodo base aceite. La mayoría de los problemas en Haynesville ocurren cuando un hueco es de 6" o 6-1/8" en curva y lateral se perfora utilizando 3-1/2" de tubería de perforación causa problemas con las tasas bajas de flujo hidráulico, y con la transferencia de peso cuando se desliza, puede oscilar el tubo.

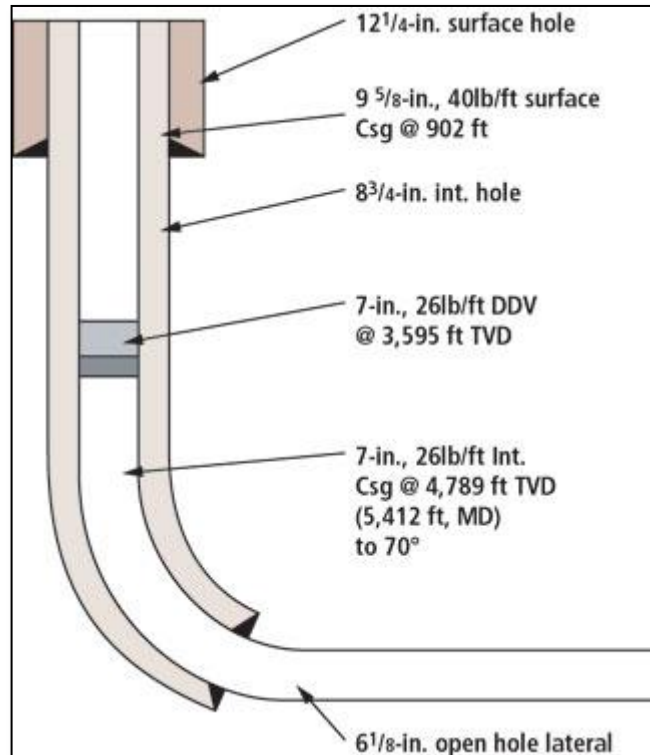
Los datos se adquieren a través de fondo de pozo, MWD, y sensores de superficie, gestionados con el sistema de información Rig In-Situ Insite. Servicios de ADT de optimización de servicios de perforación Sperry Drilling puede proporcionar software de modelado para integrar la información de los sensores de fondo de pozo en tiempo real con los datos de evaluación de formaciones (registros) y los parámetros de perforación de superficie para permitir una acción correctiva que puede mejorar el rendimiento de perforación y planeamiento de pozos⁴⁵.

Diseño de Pozos: En la mayoría de los contratos de arrendamiento, los pozos iniciales (piloto) es un pozo vertical (prueba exploratoria), que se utilizan para obtener información de la perforación eh información crítica del núcleo. Casi todos los pozos de desarrollo son horizontales para que puedan optimizar la exposición del yacimiento y la producción. Los pozos son perforados ligeramente bajo balance en curva y lateral para controlar el gradiente de la presión de poro y mantener la estabilidad del pozo. Actualmente, en Haynesville Shale los pozos se perforan con los sistemas de lodos base aceite para mantener un hueco competente para la finalización. El aumento de la actividad de perforación, los costos más altos asociados con los fluidos de perforación y el medio ambiente han impulsado el desarrollo y el uso de fluidos de perforación base agua, Baroid-

⁴⁵ Boardman, D. (10 - 12 february 1997). Designing the Optimal Multi-Lateral Well Type for a Heavy Oil Reservoir in Lake Maracibo, Venezuela. SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium. California,

Halliburton ha creado SHALEDRIL H fluido. Sistemas de lodo base agua que requiere más experiencia en el sitio debido a la alta temperatura del yacimiento. El diseño más común incluye tres conjuntos de casing: La superficie, intermedios y revestimiento de producción cementado (Fig. 28).

Figura 28. Diseño de un Pozo horizontal.



Fuente: <http://www.worldoil.com/May-2004-DDV>

Un diseño típico de un pozo comienza con un hueco de 13-1/2" o 12-1/2", esto sería el casing de superficie, baja a una profundidad de 2.000 - 2.500 [ft], luego dependiendo de con que tamaño de casing se inicio, se puede seguir con 9-7/8" o 8-3/4" en el hueco, luego se baja casing 7-5/8", alrededor de 11.000 ft a 12.000 ft TVD. El pozo arranca en la sección lateral 6-1/2" a 6-3/4" a lo largo de 2,500 - 4,800 [ft], y con un casing de producción de 5-1/2" este último recorre todo el pozo. La mayoría de los operadores utilizan 6-1/2" en lugar de 6-3/4" de la curva y lateral

para permitir el uso de tubería de perforación de 4" para evitar problemas de perforación.

Halliburton ha proporcionado una mejor eficiencia en la perforación y el completamiento de los operadores Haynesville Shale desde el comienzo y se ha producido una rápida mejora en la eficiencia de la perforación en tan sólo los últimos tres años. En 2008, las operaciones de perforación requieren 86 días y en completamiento tomaron 8,6 días. A finales de 2009, las operaciones de perforación requeridos tan solo como 42 días y completando se tomaron 4,2 días. En la actualidad, la media, perforando 16.500 pies MD con una sección lateral 4000 ft requiere 35 a 50 días de perforación⁴⁶.

Dos eficiencias operativas que se han introducido en el Haynesville para reducir los costos del pozo y la huella ambiental son plataformas de perforación múltiples ("Superpads") y la perforación de tipo fábrica (incluidas las plataformas de "Spudder" para perforar el pozo vertical).

En 2010, las eficiencias adicionales en perforación y completamiento se realizaron en Haynesville Shale mediante el uso de alta presión Delta Stim[®] Initiator[™], las operaciones de perforación en tiempo real y la introducción de nuevos fluidos de fracturamiento de alta temperatura. La aplicación de estas nuevas tecnologías reduce el número de días de funcionamiento y requiere menos equipo para llevar a cabo el mismo trabajo, lo cual, combinado con una mayor producción, se traduce en un mayor valor para el cliente.

Brocas: Se necesitan brocas especiales para perforar tanto en la sección vertical a través de la pizarra en la parte lateral. Halliburton cuenta con la Serie FX que es su propia línea de brocas (Fig. 29).

⁴⁶ Shale Developments. (2010). Halliburton.

Figura 29. Brocas FX Serie™



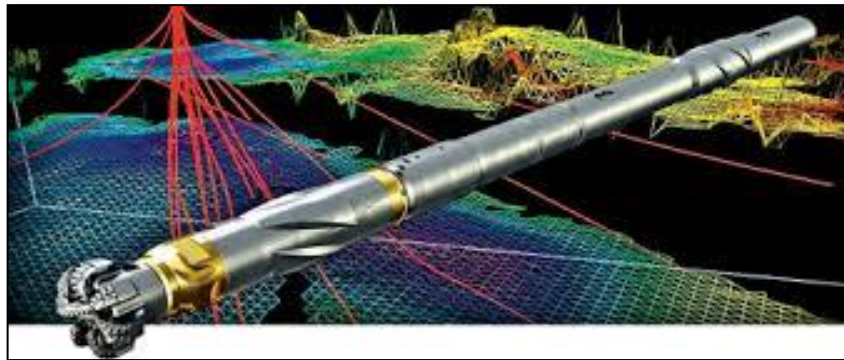
Fuente: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/drill-bits/drill-bit-optimization>

En el Haynesville Shale, los diseños de brocas FX Series™, han contribuido significativamente a mejorar la eficiencia de la perforación a través de mayor ROP (30%) y material perforado (43%), y menor costo por pie. Existen diferentes tamaños de Brocas desde; 9-7/8" broca PDC de seis hojas FX66DM, o 9-7/8" FX65DM, se recomienda generalmente para perforar la sección intermedia y hacia abajo en las formaciones porque estas brocas proporcionan superiores ROP. Una PDC de siete u ocho hojas, tales como la 9-7/8" FX75D, 9-7/8" FX85D, se recomienda para perforar a través de la Baja Hosston. Estas brocas proporcionan una mayor resistencia a la abrasión y durabilidad. La curva inicial puede ser construida usando el 6-3/4" FX73 y FX55 brocas diseñadas para mejorar el control de la herramienta y el movimiento lateral eficiente. La curva y lateral se perforan con 6-1/8" o 6-3/4" brocas. Un broca PDC de siete cuchilla, tal como 6-3/4" FX73, cuyo cono y el perfil de corte superficial proporciona una excelente respuesta direccional, se recomienda para la sección curva y PDC de cinco hojas, tales como la broca FX55, se recomienda para la sección lateral . Aunque tanto la curva y secciones laterales pueden ser completados con una broca cada uno.

En comparación con intervalos similares en los pozos vecinos, la broca eliminó 1-2 brocas que se ejecutaban por intervalo de tiempo que proporciona el más rápido intervalo de ROP promedio y el costo intervalo más bajo por pie.

Motores de Desplazamiento Positivo: Los motores de lodo de perforación Sperry proporcionan la potencia directamente a la broca de perforación de pozos direccionales. Caudal de la bomba se utiliza para crear rotación en la broca, permitiéndole a la sarta de perforación a permanecer estacionaria de modo que la pequeña curva cerca del extremo inferior del motor se pueda mantener en la orientación deseada para perforar un pozo direccional (fig. 30).

Figura 30. Motor de Desplazamiento Positivo



Fuente: <http://www.worldoil.com/May-2004-DDV>

Estos motores están disponibles en una amplia gama de tamaños (3-1/2" a 9-5/8") y casing dobladas ajustable (0° a 3,5°) para satisfacer todas las necesidades de perforación de pozos de alta temperatura. Motores Taladro Sperry se puede configurar con un sensor de inclinación At- Bit ABI a unos 2 pies de la broca (para la mayoría de los tamaños) para dar una respuesta inmediata sobre las tendencias de inclinación donde se requiere el control de TVD apretado. El sensor de ALD es

una buena opción para disfrutar de herramientas Densidad Goe-Dirección-azimutales⁴⁷.

A finales de 2009, un motor de lodo de perforación 4-3/4" de Sperry curva ajustable con un DGWD (Gamma Durante la Perforación Direccional) herramienta taladra la vertical, curva, y las secciones laterales de un pozo de Haynesville Shale, Red River Parish, Louisiana. El hueco de 6-1/2" fue perforado desde 10.450 [ft] de un TD de 16.471 [ft] en 128 hrs. El promedio de temperatura del hueco del pozo alcanza a bajar a 270°F, con una temperatura máxima registrada de 321°F. La herramienta DGWD emplea un generador de impulsos mejorado que proporciona una mayor eficiencia y fiabilidad.

El espesor y la gran extensión del área de la Haynesville permiten a los operadores para evaluar una variedad más amplia en los intervalos de espaciado pozos que van desde 40 hasta 560 hectáreas. En el enfoque super pad utilizado por algunos operadores, dos secciones de 640 hectáreas se han desarrollado a través de dos almohadillas construidas a lo largo de la línea de sección. Cuatro pozos con 4.500 pies laterales son perforados de cada pad, cuatro al norte y cuatro al sur, 660 pies separados, en 80 acres espaciado. Recuperación de gas por km² se estima en 52 MMft³, por lo que cada desarrollo en dos almohadilla accede a 104 MMft³ de gas. Super pad de perforación también permite que tales eficiencias como correr por las líneas de recolección. Este tipo de desarrollo fábrica permite a la empresa para colocar líneas de recolección de este a oeste a lo largo de las líneas de sección entre Superpads. La técnica ofrece una impresión de superficie compartida de los pozos de perforación y un menor número de movimientos.

⁴⁷ Shale Developments. (2010). Halliburton.

Fluido de perforación: La mayoría de los pozos se perforan Haynesville equilibrado o ligeramente perdió el equilibrio. Sin embargo, en el campo Haynesville, se utilizó la perforación de bajo balance con éxito para perforar un pozo para TD debido a las condiciones más presurizadas en el Haynesville. Sin embargo, la mayoría de los operadores no utilizan esta técnica en el Haynesville.

En el pozo típico el orificio se perfora con superficie de 08.06 a 09.02 lbm/gal lodo base agua, el hueco vertical intermedia se perfora con 10.5 hasta 11.3 lbm/gal lodo base agua, y la sección lateral se está perforado con lodo base aceite (OBM), igual o superior a 15.5 lbm/gal, para minimizar el daño a la formación de la sección de yacimiento. Se han introducido de nuevo lodo sintético, tales como sistema de lodo polímero BOREMAX de Baroid, para reemplazar OBM con el fin de reducir al mínimo las preocupaciones ambientales sobre la eliminación de recortes de OBM. Longitudes laterales, que eran inicialmente relativamente corto, de aproximadamente 2200 [ft], se han ampliado gradualmente y ahora exceden 5300 [ft] para reducir costos, Baroid ha desarrollado un fluido de perforación base agua (SHALEDRIL sistema H) que se ocupa tanto de la alta temperatura y gases ácidos (3-5% de CO₂) que está presente en Haynesville Shale. Sistemas de lodo base agua reducen los costos de fluidos y son más respetuosos del medio ambiente. El sistema H SHALEDRIL, que ha sido diseñado específicamente para satisfacer las demandas de alta temperatura en la Haynesville, proporciona beneficios adicionales, incluyendo: (a) una excelente estabilidad térmica y reología, (b) mejor y más fácil de control de ECD, (c) menos dilución de lodo durante la perforación, (d) mejor estabilidad del pozo, y (e) poco cambio en las propiedades del lodo debido a la exposición a CO₂.

Geonavegación y evaluación de la formación: El objetivo de evaluación de formaciones en los verticales (pilotos) es obtener el máximo de información sobre el gas en lugar de depósito como sea posible y aplicar el conocimiento para determinar el lugar en el hidrocarburo y cómo es la fractura hidráulica del pozo

para obtener mejores resultados. Esto incluye las propiedades convencionales del yacimiento, tales como, la porosidad efectiva y total, la permeabilidad, la saturación de agua, y las propiedades geomecánicas. Evaluación y optimización de Shale también requiere información sobre la mineralogía, contenido de carbono orgánico total, el volumen de gas adsorbido y libre en su lugar, y la permeabilidad relativa del gas. Hueco vertical (pilotos) Haynesville están generalmente perforados con el valor máximo de los servicios de registro de lodo a base de agua. El objetivo de evaluación de formaciones en el pozo horizontal es que identifica las mejores zonas de fractura para optimizar la realización.

En la sección lateral del pozo se realiza geonavegación para mantener la exposición máxima dentro de la zona objetivo (Sweet spot). Geonavegación en tiempo real permite la ubicación precisa y así optimiza la exposición del pozo en la zona objetivo. Esto se realiza normalmente en el Haynesville usando un sensor convencional (omnidireccional) de rayos gamma, que sólo permite geonavegación reactiva. El uso de sensores azimutal importantes del registro de Sperry, incluyendo la resistividad InSite ADR o sensor AFR InSite y densidad del sensor ALD InSite combinados en un BHA, habilita geonavegación proactiva, que no sólo mejora la exactitud de la geonavegación sino que también proporciona la evaluación de formaciones. Cuando formaciones como el Haynesville tienen bajo contraste de resistividad, algunas medidas se utilizan para geonavegación, por ejemplo, y la resistividad de la formación, no siempre proporcionan suficiente información necesaria para geonavegación exacta. En este caso, otras mediciones, tales como RMN, acústica o de los servicios de Chemostratigraphic LaserStrat se pueden utilizar⁴⁸.

Las altas temperaturas del pozo en Haynesville Shale influyen en la selección de los servicios de registro que se pueden ejecutar. La mayoría de Halliburton privado

⁴⁸ Cseley, Alpar; Halliburton Energy Services. (2004). Directional Drilling - Sperry Drilling Service

SOLAR de MWD/LWD servicios de registro actualmente nominal de hasta 300°F, y la mayoría de los servicios de registro wireline han sido diseñados para temperaturas de hasta 347°F. MWD/LWD con mayor rango de temperatura se están desarrollando actualmente para dar cabida a las altas temperaturas en el Haynesville y otros yacimientos. Todas estas herramientas son capaces de registrar las secciones verticales de más pozos Haynesville (fig. 31).

Figura 31. Herramienta MWD



Fuente: Cseley, A; Halliburton Energy Services. (2004). Directional Drilling - Sperry Drilling Service

Sin embargo, en algunos pozos profundos y en las secciones laterales de la mayoría de los sondeos, la mayoría de los pozos, donde es probable que el funcionamiento prolongado, y donde la temperatura puede ser aún mayor, se necesitan herramientas de registro diseñados específicamente para operar en ambientes hostiles. De Halliburton CALOR conjunto de servicios de evaluación de formaciones de alambre de línea hostil y el medio ambiente, que consiste en una triple combinación de rayos gamma, resistividad (de inducción o latero perfil), la

densidad espectral y de doble espaciada de neutrones porosidad, más completa - forma de onda sónica y probador de la formación y rotativo corta núcleos pared lateral, está clasificado para 500°F. Cuando se utilizan herramientas de la línea de alambre para iniciar el abierto - o secciones laterales – hueco entubado que se transportan en el extremo de la tubería de perforación o tubo, o por un tractor.

Fracasos BHA direccional son comunes en la curva y lateral de pozos de Haynesville Shale, cuando el equipo no está clasificado para las altas temperaturas. Esto se traduce en mayores costos de los pozos de viajes adicionales, días de perforación y NPT (Tiempo No Productivo). Suite SOLAR de Sperry, que está diseñado para las altas temperaturas en el Haynesville, ha establecido récords de perforación. En un caso, un pozo en la zona más caliente de la obra, que requirió cuatro cambios de dirección, se perforó desde mechero en la TD en menos de 30 días⁴⁹.

Debido a las condiciones Haynesville HPHT en Red River Parish, Louisiana, Sperry Drilling ha aplicado el modelo, la medida y el enfoque de Optimizar para determinar los sensores de registro apropiados para un pozo. En base a la temperatura actual y las condiciones de presión, Sperry tiene que determinar si se necesitan los diseños BHA convencional o solar. Después se planifica el trabajo, se utiliza herramientas MWD para calcular el rendimiento de perforación y se auto diagnóstico que parámetros de perforación afectan la misma.

Debido a las condiciones HPHT y alto contenido de gas ácido (3-5% CO₂), un operador de Haynesville así quería adquirir encuestas y en tiempo real utilizando la telemetría de pulso de lodo sin estacionar personal MWD en el sitio de perforación. Para lograr esto, los servicios de Sperry Drilling necesarios para controlar remotamente tanto el servicio de InSite en la oficina del cliente y en el

⁴⁹ Shale Developments. (2010). Halliburton.

piso de perforación, y entregar datos de la encuesta en tiempo real para que el operador pueda agilizar la toma de decisiones y facilitar la colocación precisa del pozo. Expertos supervisan los datos en tiempo real recibidos del sistema de telemetría de pulso de lodo en el Centro de Operaciones Remotas (ROC) y provisto de comunicación por satélite a la oficina del cliente y el piso de perforación. Registro de encuestas se comunicaron con éxito para el cliente desde la superficie hasta la profundidad final de la encuesta de 7198 [ft], sin personal destacado en la plataforma.

Esto permite al operador ahorrar miles de dólares en el personal, los costos de la vivienda y el transporte. Además, los datos en tiempo real adquiridos durante la perforación habilitan acciones correctivas para reducir las vibraciones durante la perforación de la sección de pozo vertical superior, que evita posibles fallos de herramienta y el tiempo no productivo. Durante esta operación, los expertos colaboraron para las operaciones de perforación más eficientes y reducir al mínimo las cuestiones de SMS mediante la reducción de personal en el sitio.

El servicio LaserStrat, una empresa conjunta entre Halliburton y Chemostrat Ltd., ofrece también en el sitio de análisis geoquímico elemental derivada de los recortes de perforación y núcleos laterales para proporcionar la determinación directa de la pizarra de la mineralogía que se puede integrar con los datos de registros de pozos y se utiliza para la calibración. Genera zonación geoquímica que se puede utilizar para correlacionar geonavegación activa en intervalos Shale donde las técnicas convencionales bioestratigráficas y datos de registro son ambiguos.

En el Haynesville, la capacidad de servicio de LaserStrat Chemosteering utiliza la correlación de hasta 50 elementos y minerales (por ejemplo, cuarzo, carbonato, TOC) identificados a partir de los recortes de perforación, para determinar en

tiempo real si un lateral se encuentra todavía en la zona de destino o ha cruzado un fallo.

Sin este servicio, varios operadores han cruzado inadvertidamente faltas y terminó en la suprayacente Bossier pizarra o la formación subyacente Smackover.

Si los sensores LWD no se han utilizado para iniciar la sección lateral durante la perforación, puede ser conectado a pozo abierto, después de la finalización de la perforación, o en pozo entubado, después de la cementación. En cualquiera de los casos, los sensores de línea de cable Halliburton están ya sea bombeado hacia abajo, o transportado en tubos o por un tractor.

Registro de pozo abierto proporciona datos de mayor calidad para la entrada en el cómputo Iniciar, pero requiere tiempo de equipo adicional y aumenta el riesgo de daño o pérdida de las herramientas en el pozo. En pozos de desarrollo, o cuando los problemas de estabilidad del pozo impiden el registro de pozo abierto, la tala de pozo entubado ofrece una alternativa de bajo costo a la ejecución de un conjunto completo de servicios de registro. Registro de pozo entubado requiere sólo un dispositivo de pulsos de neutrones (TMD o RMT -Elite Tool), se puede hacer uso de una unidad de tubería flexible (minimizando el tiempo de equipo y costos), y elimina el riesgo de dañar o perder herramientas en el pozo⁵⁰. El modelado de proceso neutral de la red Chi utiliza los datos de registro de pulsos de neutrones para generar un pozo abierto suite de registro callos a combo sintético (resistividad, densidad aparente y porosidad neutrón), pero requiere que los registros triple combo pozo abierto de los pozos vecinos (Reed et al, 2005; Buller et al, 2010a). Los datos de registro sintéticos se calibran con las propiedades mecánicas y verticales derivados de la gran cantidad de datos

⁵⁰ Buller, D; Hughes, S; Market, J; Petre, E; Halliburton; Spain, D; Odumosu, T; BP America. (2010b). SPE 132990 "Petrofysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells". SPE Annual Technical conference and Exhibition

sónicos dipolares y de entrada para el modelo Log pizarra para facilitar el diseño de la terminación. La calidad de los datos sintéticos puede verse afectada por la condición de las condiciones del pozo y cemento originales - variaciones estadísticas se ensanchan en los lavados y se canalizan cemento.

El agujero de entubado, el enfoque de impulsos de neutrones se ha utilizado en número e Haynesville pozos para identificar cambios en la mineralogía/litología, fragilidad, y las propiedades de geomecánicas lo largo de la trayectoria lateral.

Algunas de las aplicaciones incluyen:

- Determinación del potencial de Shale- gas en el pozo vertical (Condado de Rusk, Texas).
- Sustitución de los registros de pozo abierto en la exploración verticales y en los que había un importante lavado de pozo que se abren hoyos evaluación bien log afectado negativamente (Panola County, Texas).
- Sustitución de los registros de pozo abierto en el pozo horizontal donde la alta densidad del lodo afectó adversamente litología de los registros LWD pozo abierto (Condado de Harrison, Texas).
- Planificación de la fractura y el diagnóstico de la litología en un pozo horizontal (Panola County, Texas).
- Evaluación de esquisto y el diseño de fractura en la calcita - facies zona núcleo Haynesville. En este así los resultados del registro de impulsos de neutrones - tenían un impacto significativo en el diseño del pozo y en la fractura EUR.

Servicios adicionales recomendados para el Haynesville incluyen RMN pozo imágenes. El servicio wireline MRIL -Prime y MRIL - uso de los servicios MRIAN análisis del líquido T1 WD para proporcionar una litología independiente porosidad de fluido libre eficaz, una medida de la permeabilidad, la medición directa de gas no volcados, volumétrica ruptura de la arcilla - y el agua capilar con destino, índice de volumen de gas libre, y el hidrógeno.

Debido a la heterogeneidad y la anisotropía lateral horizontal (TIV) en el Haynesville Shale, la mejor solución para la estimación de las propiedades geomecánicas básicas a lo largo de la perforación lateral es la combinación de los datos de registro de triple combo y un instrumento acústico -logging dipolo cruzado (Wavesonic o QBAT Tool). Velocidades azimutal acústicas se utilizan para calcular la relación de Poisson y módulo de Young en el pozo lateral, que se utiliza entonces para determinar fragilidad. El coeficiente de Poisson se puede utilizar para determinar la fracturabilidad (la capacidad para romperse bajo estrés) y el módulo de Young se puede utilizar para determinar la capacidad para mantener una fractura. Juntos, que se utilizan para determinar esquistosidad. Una nueva técnica utiliza una relación sencilla de las señales lentas - y - corte rápida apariencia - procesados para proporcionar un método robusto para la cuantificación de los efectos horizontales de anisotropía TIV. Una relación TIV baja ($\Delta S_{\text{slow}}/\Delta S_{\text{fast}}$) equivale a un índice de fragilidad superior y una mayor proporción TIV a la zona más dúctil con un índice de fragilidad inferior. Una relación de fractura relativa se puede calcular que, esencialmente, aumenta o disminuye el índice de fragilidad sobre la base de la cantidad de TIV efectos de capas detectada por el registro acústico dipolo horizontal. Los mejores zonas a la fractura son los que tienen ambos las velocidades más alto - de dirección , que indican las secciones más frágiles, y las más altas velocidades del eje z , que indican los intervalos más probables para permitir que la fractura se propague y permanezca abierto (productora).⁵¹

El servicio ShaleEval realiza el análisis de núcleos y se utiliza para comprobar las muestras de esquistosidad para la compatibilidad con diversos fluidos de perforación y terminación de pozos. Estos datos básicos se utilizan para calibrar y

⁵¹ Buller, D; Fnu, S; Kwong, S; Halliburton; Spain, D; Miller , M; BP America. (2010a). "A Novel Approach to shale Gas Evaluation Using a Cased Hole Pulsed Neutron Tool". SPWLA 51st Annual Logging Symposium.

complementar los datos de registros de pozos en el Registro de petro modelo de atención física pizarra.

El servicio de registro de esquisto incluye un modelo petrofísico que integra la línea de alambre de pozo abierto y registros LWD (original o sintético derivado a través de proceso de modelado Chi), los resultados del análisis básicos (servicio ShaleEval), y para calibrar el bien registra los datos reales de la roca. Un modelo determinista que se adapte a la pizarra Haynesville mediante el ajuste de los parámetros de registros de pozos y yacimientos, a continuación, calcula pizarra mineralogía, TOC, el volumen de gas libre, la porosidad efectiva, y el índice de fragilidad pizarra basada en las propiedades geomecánicas (módulo de Young y el coeficiente de Poisson), y un perfil de estrés⁵². La presentación del registro de esquisto proporciona una representación visual de la mineralogía depósito, propiedades de las rocas mecánicas que identifican los mejores intervalos de iniciación de la fractura, así como los posibles obstáculos frac y desde la base para el modelo de diseño de fractura. Análisis de registros de esquisto para un número de Haynesville pozos demuestran claramente que el aumento de contenido de sílice se corresponde con los intervalos más fácilmente fracturados, y la producción de gas superior.

Algunos operadores Haynesville utilizan rutinariamente regular, incluso para las etapas de separación de fractura a lo largo de la perforación lateral. Esto permite que se coloque el número deseado de fase, pero no tiene en cuenta laterales propiedades de formación de variación y la mineralogía. La aplicación del análisis de Log Shale- neutrones basada pulsada pozo entubado, proporciona una solución de pozo entubado precisa que puede identificar los mejores puntos de iniciación de fracturas, mientras que la reducción de la tala y los costos de

⁵² Rickman, R; Mullen, M; Petre, E; Grieser, B; Kurdert, D; Halliburton. (2008). SPE 115258 "A Practical use of Shale Petrophysical for Stimulation Design Optimization: All shale Plays are not clones of the Barnett Shale". SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

perforación y la eliminación de los riesgos asociados con el registro de pozo abierto. El análisis Iniciar esquisto horizontal pozo entubado identifica mineralogía, determina fragilidad, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson que son datos de entrada para el desarrollo del diseño fractura. La identificación de intervalos de iniciación de la fractura y la colocación apropiadas de etapas fracciones se basa en características de la formación, lo que mejora el éxito de conseguir todas las etapas frac bombeado hasta su finalización. Los sistemas de fluidos, tipos y concentraciones de apuntalante recomienda el uso de los resultados del análisis del registro Shale proporcionan la alta conductividad de la fractura que se puede mantener la producción a largo plazo. La ubicación óptima de perforaciones, con base en las propiedades de las rocas más altas de calidad, puede permitir que un menor número de perforaciones por racimo por etapa fracture, lo que podría resultar en ahorros de costos adicionales.

Un número de estudios (Parker et al, 2009; Buller et al, 2010a,b; Mercado et al, 2010) han demostrado que es lateralmente heterogénea Haynesville Shale, mejoran el análisis petrofísicos utilizando núcleo y registro avanzado datos, da lugar a tratamientos de estimulación más precisos y la producción óptima.

Un estudio reciente (Mercado et al, 2010) mostró que, dependiendo de la suite de registro utilizado, el punto dulce Haynesville puede ser definido por : (1) la identificación de las zonas con el mayor contenido de querógeno utilizando el registro Gamma-Ray; (2) calcular la porosidad efectiva utilizando un registro de densidad de núcleo - calibrado, en conjunción con el querógeno y contenido de arcilla, y la identificación de zonas de alta porosidad efectiva y de alto contenido de cuarzo, y (3) la determinación de las zonas de alta porosidad de gas y altos volúmenes de cuarzo (bajos volúmenes de arcilla), utilizando un registro de resistividad. En cada caso, los datos de registro acústico - se utilizan para determinar los intervalos con el índice de fragilidad máximo y luego para seleccionar las etapas individuales de fractura.

7.8 COMPLETAMIENTO

Condiciones de alta temperatura y presión del Haynesville (HPHT) también imponen restricciones en el completamiento del pozo. Terminaciones cementadas son preferidas a las terminaciones de pozo abierto, debido a la ruptura de la formación y los problemas de estabilidad del pozo. A través de 2009, la técnica de realización más común usado en Haynesville Shale ha sido el método "plug- and- perforación", que proporciona a los operadores la flexibilidad necesaria para realizar tratamientos de fractura con precisión. Esto ha sido y sigue siendo una técnica muy buena y confiable. Nuevos procedimientos y mejores prácticas también han cambiado para aumentar la eficiencia en espiral de tubos de perforación en estos ambientes hostiles⁵³.

En 2010, BHA mecánicos mediante el nuevo servicio de terminación 20 Delta Stim Plus fue introducido a la Haynesville para permitir la terminación de fracturamiento hidráulico rápido con mínima o ninguna intervención en este entorno HPHT. El Delta Stim diseño de la herramienta 15K Iniciador elimina la carrera de TCP/CT en el inicio de del completamiento. Esta herramienta se abre con la presión de la superficie, permitiendo que el operador abra un camino de flujo en el pozo sin aparejo hasta tubería flexible. Una vez abierto, el proceso de fracturación puede comenzar. El sistema de colgador de liner expandible VersaFlex ayuda a los operadores que están teniendo dificultades para obtener la caja de abajo. Las herramientas de alto par disponibles son robustas y capaces de ser girado con el forro a la tierra de las cuerdas en profundidad total. Con y el sistema de auto-amarre disponible instalado, operaciones de fracturamiento y luego se pueden completar. El sistema de auto-amarre se puede quitar y volver a utilizar una vez que las operaciones de fracturamiento y limpio de salida están completos. Un sistema de sellado disponibles, entonces se puede ejecutar en el tubo y picó en el

⁵³ Shale Developments. (2010). Halliburton.

colgador de liner VersaFlex, eliminando la necesidad de un programa de compresión de finalización.

Para los clientes que requieren los envasadores, Halliburton sigue ofreciendo su amplia gama de finalización empacadora. Están disponibles en los metales convencionales y exóticos para manejar el ambiente extremo y potencialmente corrosivos del Haynesville Shale Sistema de Swellpacker así fácil de Halliburton se puede utilizar para proporcionar una barrera de aislamiento adicional. El Stim Iniciador Delta está disponible en 15.000 psi y el sistema de suspensión de revestimiento VersaFlex está clasificado para 12.500 psi. El futuro verá mejoras adicionales y los avances en herramientas y sistemas. También ver avances en otros procesos de estimulación para ser utilizados en la Haynesville, tales como el servicio CobraMax H fracturación. También verá el avance de la tecnología multi-lateral en el Haynesville. Estas instituciones multilaterales podrían producir desde el Haynesville o incluir las otras formaciones que producen por encima de ella, incluido el Bossier y Cotton Valley Taylor formaciones. La pizarra Haynesville fue la primera obra de gas de esquisto de emplear alrededor de las veinticuatro horas (24/7) métodos de fracturamiento y esperas cortas para un uso más eficiente de los equipos, el personal y los suministros y reducir los costos. Esta práctica se ha extendido a otras obras Shale⁵⁴.

Cementación: Algunos de los problemas que se están poniendo en el casing inferior, para envolver la centralización, pérdida de circulación y problemas con el desplazamiento de lodo. Astringentes pozos Haynesville requieren una planificación adicional, debido a las altas temperaturas que circulan de fondo de pozo (BHCT), la necesidad de manipular el contenido de CO₂ en el gas, los intervalos largos laterales están perforados, los ECD en un entorno slim hoyos, y el desplazamiento de aproximadamente 10.000 ft de cemento. Además, el

⁵⁴ Cseley, Alpar; Halliburton Energy Services. (2004). Directional Drilling - Sperry Drilling Service

cemento debe retener la capacidad de circulación a las altas BHCTs sin dejar de resistencia de la unión y la ganancia.

El simulador de cemento OptiCem, ejecute antes del trabajo de cementación, se utiliza para ayudar a optimizar el programa de cementación. En particular, modelos hidráulicos, precisa que se calibra con datos en tiempo real que define la velocidad máxima de la bomba y reduce el riesgo de pérdidas durante el trabajo de cementación. Modelado está dirigido a predecir la densidad de circulación equivalente, las temperaturas circulantes de fondo de pozo, perfiles de presión de fondo de pozo y la presión de cabeza de pozo, la posición del fluido, el potencial de flujo de gas, para determinar la colocación del casing centralizador (espaciado y separación), y la espuma cálculos - cemento. El estimulador OptiCem se ejecute de nuevo en el modo de post- empleo para llevar a cabo un análisis de trabajo en la que los valores predichos se comparan con los datos en tiempo real. (Fig. 32)

Figura 32. Planta de Cementacion



Fuente: <http://www.halliburton.com/en-US>

Los nuevos CRB centralizadores ProTech utilizan un proceso de moldeo por inyección para preunida cerámica centralizadores de fibra de carbono directamente en el casing exterior antes que casing se ejecute en el hueco. Esto se traduce en una mejor distribución de cementación y la vinculación de la curva horizontal, pozos desviados o pozos con anillos estrechos. Esto ayuda a aumentar la eficiencia en el piso de perforación también⁵⁵.

Una vez que el hueco está acondicionado y limpio, el simulador 3D Plegar se utiliza para optimizar el Espaciador Tuned III y volumen del sistema tensioactivo para desplazar lodo inmóvil, a pesar de las bajas tasas de bombeo, y dejar el agua paredes húmedo. El analizador de lechada de cemento se utiliza para medir físicamente la resistencia del gel fango en condiciones de fondo de pozo. La fuerza de gel de barro, la pérdida de fluidos, y los datos reológicos dinámicos proporcionan un factor de erosionabilidad que se utiliza por el simulador OptiCem . Si se ha utilizado OBM en la perforación de la sección compatibles tensioactivos humectantes de agua laterales deben añadirse al espaciador. La suspensión debe tener una buena capacidad de mezcla en la superficie y ser estable a temperatura. Todos los fluidos son bombeados a un caudal constante hasta el final del desplazamiento cuando las altas ECD y presiones de cabeza de pozo dictan tasa disminuye. Un mezclador por lotes y segunda unidad de bombeo se encuentran en cada puesto de trabajo de producción. El espaciador es seguida por Cementos plomo y luego por cemento cola desplazado con agua salada .

Sistema de cemento ShaleChem de Halliburton, con el aditivo de látex 3000, tiene propiedades de alta temperatura de suspensión (hasta 400°F), la resistencia a la corrosión y un excelente control de pérdida de fluido. Esta combinación de cemento ha mejorado característica ECD y los rendimientos más bajos que los cementos convencionales, lo cual es crítico en la ventana pore-pressure/fracture-

⁵⁵ Shale Developments. (2010). Halliburton.

gradient estrecha con altas presiones de desplazamiento, tales como las que se encuentran en la pizarra Haynesville reológico. Las propiedades mecánicas del cemento ShaleCem rinden mejor característica de unión de lechadas convencionales. El 3000 aditivo Cam enable cemento ShaleCem Latex para ser plenamente compatible sal hasta la saturación.

La mezcla de cemento debe ser de cemento de primera calidad con las concentraciones adecuadas de polvo de sílice, la pérdida de líquidos, retardadores y sales. Harina de sílice se utiliza para inhibir la retrogresión fuerza y la sal es necesaria para la compatibilidad con la formación y para mejorar la unión de esquisto. Mezclas de cemento soluble en ácido se han utilizado para proporcionar una mejor formación de la comunicación durante la estimulación y presiones de tratamiento más bajas. La lechada de cemento debe tener las siguientes características:

- Densidad Mud - 15,5 a 17,0 lbm / gal
- El agua libre - cero a 45
- La pérdida de agua - $= < \pm 50 \text{ cm}^3$
- Dispersa suspensión
- Tiempo de bombeo 5-6 horas a la temperatura que circula el fondo del pozo
- Tiempo de engrosamiento 6-8 horas

Las más altas tasas de desplazamiento posibles (corto de la presión de ruptura) se deben utilizar para reducir la posibilidad de canalización en el revestimiento de cemento⁵⁶.

Perforación y Terminación de Conexión : El esquema típico consiste en la perforación de 1 a 5 grupos, cada grupo es de 2 a 5 pies de largo y separadas de

⁵⁶ Chaperon, I; Total-CFP. (5 - 8 October 1986). Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum engineers held. New Orleans.

75 a 100 pies de distancia. La tubería flexible se utiliza para el despliegue inicial TCP en el dedo del pie de la horizontal - en algunos casos también se ha recomendado la tecnología Maratón StimGun propelente. Cabezas de disparo de presión y la pelota -drop directos se utilizan para activar la primera arma. Fusibles de retardo (5 min) se utilizan para el resto de los grupos con la carrera TCP. Después de completar el trabajo, línea de alambre pump-down frac dedo selector de fuego pistolas de perforación se utilizan junto con los tapones fracturas compuestas Fast Drill -Down bomba HPHT -rated . La tubería flexible se utiliza de nuevo para la perforación de los tapones frac a la conclusión del tratamiento de estimulación.

Tratamientos de fractura Haynesville siguieron inicialmente el modelo de Barnett Shale: fracs de agua a alta velocidad utilizando 40/70 blanco proppant arena. Desde ese momento, una rápida evolución en el diseño de tratamiento de la fractura ha tenido lugar como la comprensión del depósito ha mejorado.

En particular, los servicios de evaluación de formaciones avanzadas utilizando herramientas tales como la herramienta de análisis elemental GEM y el instrumento LaserStrat, junto con modelos avanzados mineralógicos. Han proporcionado una mejor comprensión de Haynesville mineralogía, la cual mostró que el mayor contenido de arcilla requiere un control arcilla (6 % de NaCl). La experiencia adquirida en los últimos años a través del monitoreo de producción mostró que las concentraciones de apuntalante más altas se requieren. El mejor conocimiento del yacimiento ha demostrado que (1) Evaluación mineralógica es fundamental para comprender e identificar los cambios laterales rápidos de esquisto mineralogía y debe limitarse a falla de la formación límite (esquisto descamación). Diseño del tratamiento de fractura evolucionado con la experiencia y la práctica actual consiste en el uso de puestos de trabajo de fractura híbridos , en lugar de fractura de agua 100 % (agua slick) o 100 % cruz sistemas vinculados.

Haynesville Shale prácticas finalización continúan cambiando con la experiencia del operador adicional ya que el juego se desarrolla. La Tabla 5 muestra el diseño de fractura típica usada por la industria en el Haynesville en 2009, y en la Tabla 8 enumera prácticas de Halliburton⁵⁷.

Tabla 8. Practicas de completamiento de Halliburton en Haynesville

Lateral	
Length (Ft)	4,500
Span (Ft)	300
Completion Design	
	Horizontal Well With Cement Casing
	TCP 1st Stage
	Pump Down Plug And Perforation And Gun
Number Of Stage	12 - 18
Number Of Clusters	3 - 6
Cluster Length (Ft)	1 - 4
Perforations	60° Pashing And 6-9 Spf to be Determined by Formation Specifics
Pump Rate (Bbl/Min)	Up to 80
Fluid Volume Per Cluster (Galx1000)	100
Proppant	Up Tu 350,000 Lb Prop.
Treatment Operations (Hr)	24/7

Fuente: *Shale Developments. (2010). Halliburton.*

Fluido de fractura: Bombeo a tasas elevadas y presiones durante periodos largos pueden destruir las bombas que no están calificados para estas condiciones. Las bombas deben ser capaces de bombear a tasas elevadas y presiones para largos períodos de tiempo, en exceso de 30 horas. Un Haynesville típica bien se trata en

⁵⁷ Shale Developments. (2010). Halliburton.

la etapa con 4 a 5 grupos de perforaciones por etapa. Si se pierde la velocidad de bombeo durante el tratamiento, entonces es muy probable que uno o varios clústeres ya no estén tomando fluido. Si se pierde demasiada velocidad, entonces la etapa completamente descartar a la reducción de la producibilidad también. HT - 2000 bombas de alta presión de Halliburton han sido diseñadas específicamente para este medio ambiente y para la operación continua en el Haynesville. El número de bombas necesarias en un Haynesville tratamiento de la fractura de esquisto de alta presión varía con la presión de tratamiento y tasa de trabajo. Para los ejemplos, el número de bombas (camiones bomba necesario para generar 12.000 psi tratar la presión varía desde unos pocos como 14 a 55 BPM, a tantos como 28 a 120 BPM.

El Haynesville Shale requiere fluidos de terminación y las bombas que están diseñados específicamente para su uso en la alta temperatura (380°F) y el medio ambiente de alta presión.

El contenido de carbonato que contribuye a la fragilidad también puede causar problemas con la migración de finos, si se utiliza un fluido reactivo (ácido HCl). La porción de calcita de la pizarra es completamente soluble en ácido HCl al 15 % y se liberar todas las multas . Otros factores que deben ser considerados y controlados son imbibición de agua, potencial de hinchamiento de arcilla , y los efectos diagenéticos entre la mineralogía de la formación y el agente de sostén .

Comprender las diferencias fundamentales en la geología, geoquímica, geomecánica, y las condiciones de depósito de la pizarra Haynesville son esenciales para diseñar el tratamiento óptimo de estimulación. La pizarra Haynesville es generalmente la formación dúctil con módulo relativamente bajo de Young y el coeficiente de Poisson. La mejor producción proviene de las zonas con mayor cuarzo o contenido de carbonato, es decir, las zonas más frágiles. Por consiguiente, fragilidad de la formación (que se determina a partir del núcleo y

conectarse análisis mineralógicos, que se discuten más arriba) proporciona la mejor guía para la identificación de los sitios de iniciación de fractura óptima que maximicen anchura y la conductividad de la fractura, así como la determinación de los parámetros de tratamiento.

El tipo de fluido de fractura base seleccionada depende de los objetivos del tratamiento, por ejemplo, la maximización de la complejidad fractura con fluidos de baja viscosidad o la maximización de transporte de agente de sostén (cruz fluido ligado). Además, la fragilidad del shale, es decir, la facilidad con la que puede ser fracturado, influye en la elección del fluido de fractura.

Las pruebas de muestras de núcleo de servicios ShaleEval para la reactividad y la sensibilidad a los ácidos y el agua determina el mejor fluido de base a utilizar en el tratamiento de la fractura, es decir, fresca vs agua salada, y las concentraciones de sal apropiadas necesarias para prevenir la arcilla hinchable. La aplicación de un recubrimiento de resina no reactiva, como el sistema de mejora de la conductividad Sandwedge, puede controlar la migración de finos y diagénesis proppant. Además de la mejora de la conductividad, agentes de sostén recubiertos también proporcionan un mejor rendimiento (estabilidad y resistencia de temperatura) en el HPHT Haynesville Shale. Imbibición de agua, captura de agua a la cara de fractura en los que puede bloquear el flujo de gas es una función de la presión capilar, que depende de la permeabilidad. Formaciones de esquisto tienen muy baja permeabilidad y presión capilar por lo tanto, muy altas . La adición de un agente tensioactivo micro emulsión (000 GasPerm fluido) para el tratamiento de la fractura reduce al mínimo los efectos de la imbibición de agua , aumenta la permeabilidad relativa al gas y condensado, en lugar de metanol se utiliza

comúnmente con una alternativa más segura . Un aditivo micro emulsión también ayuda en la limpieza fractura de fluido⁵⁸ .

Sistemas vinculados -gel de la Cruz son fluidos de alta viscosidad que establecen una fractura dominante y permiten el tratamiento a tipos más bajos de la bomba, con pequeños volúmenes de fluido. Ellos proporcionan una excelente transporte proppant que pueden colocar grandes de alta resistencia , agentes de sostén de alta conductividad. Geles reticulados pueden proporcionar una larga , la longitud efectiva de la fractura y la altura apoyada eficaz que se comunica directamente con el pozo. El daño potencial de gel se puede superar mediante el uso de sistemas de interruptor de alta temperatura, tales como ViCon NF interruptor, permitiendo así el beneficio total de los sistemas de fluidos reticulados y alta conductividad agente de sostén a realizarse . Ha habido muchos estímulos Haynesville éxito utilizando gel reticulado fractura tratamientos, por ejemplo, Hybor y servicio de Sirocco fractura, que contiene agentes de sostén de alta conductividad.

Hyabor fluido es un borato de cruz fluido ligado retardada que utiliza un agente gelificante guar o HPG. Es un fluido de alta viscosidad que tiene una menor presión por fricción que otros fluidos gel de borato y se puede ejecutar semi continua o en modo por lotes. Otros beneficios incluyen la compatibilidad con la mayoría de los fluidos de base y su capacidad para romper y limpiar. En consecuencia, los fluidos de Hybor son el sistema de fluido más ampliamente utilizado en el Haynesville.

Sirocco servicio de fracturamiento llevar los beneficios de la fractura bajo polímero para pozos de alta temperatura (> 300°F), como los de Haynesville Shale. Fluido Sirocco proporciona el transporte agente de sostén necesario, pero utiliza menos

⁵⁸ Parker, M; Buller, D; Petre, E; Dreher, D; Halliburton. (2009). SPE 122397 "Haynesville Shale-Petrophysical Evaluation". SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference.

polímero de base, que los sistemas de fluidos convencionales, lo que resulta en mucho mayor conductividad recuperado (permeabilidad) Se utiliza con 20 % de KCl como la base de gel y no sufre la pérdida de viscosidad que puede ocurrir con otros sistemas. Polímero de carga se varía a lo largo de un tratamiento para minimizar la conductividad recuperada. Junto con el sistema de polímero, que proporciona el transporte de agente de sostén que crea la longitud efectiva de la fractura sea necesario para una red productiva de las fracturas. Además, después de la fractura es completa, un interruptor de gel como ViCon NF interruptor se utiliza para romper el servicio del fluido de fracturación Sirocco .

Tratamientos de fractura híbridos han proporcionado y aceptable solución para el embalaje y la entrega de las fracturas el volumen necesario de agente de sostén sin causar un daño excesivo a la formación. Sistemas de fluidos híbridos utilizan un relleno aislante de agua de baja viscosidad seguida de un fluido reticulado que contiene el agente de sostén. En la sección de fracción de agua de la fractura híbrido, un tensioactivo de micro- emulsión (1000 GasPerm fluido) se utiliza para ayudar a reducir el atrapamiento de fase, y aumentar la permeabilidad recuperado después del tratamiento de estimulación, y mejorar la recuperación de carga. La fracción adicional de reductores, tales como FR-66 y el FDP-S972-10, en la almohadilla frac agua ayuda a reducir la presión de bombeo de alta necesaria para la fractura.

Los nuevos desarrollos que serán utilizados en los tratamientos de fracturas futuras incluye Temperatura Fluido Extremo de Halliburton sintética fracturamiento, que está diseñado para funcionar a temperaturas superiores a 400°F. Este servicio de tratamiento o fluido utiliza menos agua mediante la eliminación de la necesidad de agua de enfriamiento, y por lo tanto es menos perjudicial para la formación. Nueva fluido aditivos dirección de la migración de finos, arcilla hinchable y las reacciones entre el agente de sostén y de fluido: un nuevo sustituto de la sal inorgánica está siendo probado para su uso en el fluido de fracturación de base. El

objetivo de este aditivo es para mantener la compatibilidad y reducir la formación de daño de la formación.

Proppant: Las altas temperaturas y presiones hacen que la selección del agente de sostén importante Haynesville para la producción a corto y largo plazo.

En el Haynesville Shale, la tensión inicial de cierre puede comenzar en más de 6.000 psi y aumentar gradualmente la producción y exceda finalmente 12.000 psi. El Haynesville Shale es relativamente blando y susceptible de empotramiento agente de sostén, que puede reducir la conductividad. Modelado sugiere que los agentes de sostén sintéticos, por ejemplo, intermedia resistencia cerámica, bauxita intermedia resistencia y bauxita de alta resistencia son los tipos más adecuados de agente de sostén para mantener la conductividad a largo plazo en las condiciones presentes en el Haynesville Shale.

Sin embargo, debido al alto costo y la escasez de la oferta de agentes apuntalante, de hechos por el hombre, los operadores han experimentado con otro tipo de agente apuntalante y se encontró que la arena recubierta con resina ofrece una alternativa de bajo costo que ofrece la conductividad adecuada a corto plazo, pero los efectos a largo plazo de estas alternativas de bajo costo de producción y EUR son inciertos. Todas las etapas de apuntalante deben contener Sandwedge conductividad potenciador para evitar diagénesis proppant, empotramiento, la migración de finos y desprendimiento⁵⁹.

Un operador utilizado inicialmente fluidos enlazado gel transversal para crear la fractura y llevar grandes volúmenes de apuntalante de densidad intermedia de tamaño medio considera necesario. Después de notar que el tratamiento de las fracturas en varios pozos genera alta presión de la red y poco flujo - de nuevo , el

⁵⁹ Shale Developments. (2010). Halliburton.

porcentaje de fluido reticulado utilizado en pozos posteriores se reduzca en favor de gel de lineal y, finalmente, a los fluidos de agua principalmente lisos para minimizar el daño de la formación. Como parte del movimiento de los fluidos de agua slick, la máxima concentración de agente de sostén se redujo de 3lbm/gal (Cross fluido ligado treatments) a 1.5 lbm / gal (100% de tratamiento de aguas lisos) y el tamaño apuntalante se redujo de 30/50 de densidad intermedia a 40/70 arena recubierta con resina o 40/80 de cerámica de baja densidad. Debido a que los volúmenes de apuntalante no se han cambiado, más fluido se está bombeando en comparación con los tratamientos de fluidos con enlaces transversales. Esta evolución tratamiento tuvo el resultado de reducir la conductividad de la fractura y el potencial de reducción de la productividad a largo plazo. Esto pone en tela de juicio los objetivos del tratamiento de estimulación y de la forma más eficaz para lograrlo.

Monitoreo Fracture: Métodos de monitoreo micro - sísmicos se utilizan para supervisar cada etapa fracturamiento en tiempo real para la dirección de fractura y la complejidad, lo que permite a los ingenieros para optimizar la colocación de la posterior orientación (lateral pozos) y para realizar cambios rápidos de diseño a la fractura (bien espaciado, tasa, la viscosidad y volumen) para optimizar cada etapa y completar las etapas anteriores para maximizar la producción. Además, el seguimiento en tiempo real permite la modificación de la programación de bombeo para evitar peligros potenciales o la ampliación de la fractura en formaciones acuíferas adyacentes. En aplicaciones de monitoreo micro sísmicos la electrónica delicados se dejan en el pozo de sondeo durante largos períodos a temperaturas de fondo de pozo estáticas. al igual que en la perforación y terminación , el equipo de monitoreo micro también debe estar diseñado para funcionar adecuadamente durante periodos prolongados en el medio ambiente Haynesville de alta temperatura , sin embargo, el equipo más comercial tiene sólo a 300°F, el equipo utilizado en el servicio de monitoreo micro de Pinnacle es la tasa a 325°F y

técnicas adicionales que se han desarrollado para proporcionar un enfriamiento entre etapas para mejorar aún más la fiabilidad de la recopilación de estos datos.

Producción: Al igual que en otros pozos en yacimientos de baja permeabilidad no convencionales, los pozos de Haynesville Shale normalmente experimentan una alta producción inicial seguida de una fuerte caída en el primer año (hasta el 80%) y un largo declive asintótica a partir de entonces. La rápida disminución es causada por una complicada relación entre la producción y la presión (estrés). De alta producción puede dar lugar a muy grandes cambios de la tensión en la tubería y fracturas. El gran cambio de presión en la fractura hidráulica aumenta la tensión efectiva, y que reduce la permeabilidad de la red de fracturas, que a su vez, provoca una rápida disminución de la producción. Para contrarrestar esta tendencia en el Haynesville Shale, la práctica actual consiste en restringir la producción a través del uso de tamaños más pequeños de estrangulación, por ejemplo, 14/64 o en 18/64 en, para restringir reducción. Esta práctica, que ya está establecido en el Barnett Shale, estabiliza la presión de fondo del pozo, limita el desprendimiento de Shale, y da como resultado una mayor producción acumulada. Debido a las presiones del yacimiento más altos en el Haynesville, se requiere la práctica de la restricción de la producción y en una etapa anterior de la producción que en el Barnett, como la experiencia y la práctica actual ha mostrado. También es probable que Haynesville pozos requerirá escenario que en el Barnett Shale, y puede ser necesario que las múltiples operaciones de refractar para maximizar la recuperación mediante la apertura de las fracturas existentes y nuevas.

8. CONCLUSIONES

- El desarrollo de Yacimientos No Convencionales implica la implementación de nuevas tecnologías y metodologías que permiten la prospección y el desarrollo de este tipo de recursos partiendo de las posibles reservas disponibles y el costo que tiene producirlas.
- Depende de la viabilidad económica se puede llevar a cabo un estudio exhaustivo de los Yacimientos No Convencionales. Ya que estos requieren armar hojas de ruta para no tener posibles pérdidas en el desarrollo de los mismos.
- Los Yacimiento No convencionales a nivel mundial tienen altas reservas probadas, pero dependiendo del factor económico de cada país se va dando el desarrollo.
- Realizar una hoja de ruta como la planteada por Halliburton para obtener mejores resultados en el desarrollo de un Yacimiento No Convencional, en cuanto a la perforación, el completamiento y la producción solo se puede lograr con años de experiencia.
- En Colombia Existen reservas de Yacimientos No Convencionales, y aunque se tienen bloque sin explorar, se tendrían que unir muchas empresas de servicios con las operadoras que los adquirieran, ya que es un trabajo de mucho conocimiento y de mucho dinero.
- El campo Haynesville Shale en Estados Unidos es uno de los más grandes Yacimientos No convencionales al que se le han realizado tantos estudios. Es

el más completo para aprender acerca de todos los estudios que se deben realizar, para una exitosa realización.

9. RECOMENDACIONES

- Debido a la importancia en la actualidad el tema de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales se recomienda que dicha temática se estudie con más detalle dentro del pensum académico, para las futuras generaciones de Ingenieros de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.
- Es recomendable realizar actualizaciones frecuentes relacionadas con las nuevas tecnologías para el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, ya que por su alta demanda todos los días se encuentran cosas nuevas que se están probando.
- Se recomienda estudiar las cuencas; Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Cesar Ranchería, que es donde según la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH se encuentran los Yacimientos No Convencionales, para Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilera, R., & Harding, T. G. (December 2008). State-of-the-Art Tight Gas Sands Characterization and Production Technology. Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada].

Al-Dammand, C., Buller, D., Hinz, D., Market, J., Pitcher, J., Quirein, J., . . . Odumosu, T. (19-22 September 2010). SPE 133685 "Loggin-While-Drilling in Unconventional Shales". Florence, Italy: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Arenillas González, A., Mansilla Izquierdo, H., Martínez Orío, r., Suárez Díaz, I., & Zapatero, M. Á. (2004). Estudio de Metano en capa de Carbón (CBM): Estado del Arte y posibilidades de las Cuencas dela Zona Norte de León. Madrid-España.

Boardman, D. (10 - 12 february 1997). Designing the Optimal Multi-Lateral Well Type for a Heavy Oil Reservoir in Lake Maracibo, Venezuela. SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium. California,.

Bolufer, P. (s.f.). Extracción de Petróleo y Gas de Rocas sedimentarias. Instituto Quimico de Sarriá.

Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (Invierno de 2006-2007). Producción de Gas desde su Origen. Oilfield Review, 36 - 49.

BP Statistical Review of world Energy 2013. (June de 2013). Obtenido de <http://www.bp.com/statiscalreview>

Bresch, C; Carpenter, J; Lacy Services. (2009). Preliminary Analytical Results: Haynesville Shale in Northern Panola County, Texas. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 121 - 124.

Brittenham, M. (2010). "Unconventional Discovery Thinking Resource Plays: Haynesville Trend, North Louisiana. AAPG Annual Convention and Exhibition Article No. 110136.

Buller, D; Dix, M; Halliburton. (2009). "Petrophysical Evaluation of the Haynesville Shale in Northwest Louisiana and Northeast Texas". Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 59, 127-143.

Buller, D; Fnu, S; Kwong, S; Halliburton; Spain, D; Miller, M; BP America. (2010a). "A Novel Approach to shale Gas Evaluation Using a Cased Hole Pulsed Neutron Tool". SPWLA 51st Annual Logging Symposium.

Buller, D; Hughes, S; Market, J; Petre, E; Halliburton; Spain, D; Odumosu, T; BP America. (2010b). SPE 132990 "Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells". SPE Annual Technical conference and Exhibition .

Calvete Argudo, G., Malave, K., & Mckee Cánape, J. (2004). Estudio de la Perforación Multilateral Aplicado al Campo Conocano, Operado por PETROPRODUCCIÓN. Escuela Superior Politecnica del Litoral.

Carrillo Barandiarán, L. (junio de 2011). Esquistos Bituminosos "OIL SHALE". Lima Perú.

Chakrabarty, G. (s.f.). Oil Shale Reserves. Obtenido de Poineerinternationals: <http://www.pioneerinternationals.com>

Chaperon, I; Total-CFP. (5 - 8 October 1986). Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum engineers held. New Orleans.

Cseley, Alpar; Halliburton Energy Services. (2004). Directional Drilling - Sperry Drilling Service.

D'Aponte, S. (18 -19 Agosto 2010). El Gas No Convencional: Un Cambio de Paradigma? 3er Congreso Internacional BOLIVIA GAS & ENERGIA 2010 MERCADO E INDUSTRIALIZACION "Promoviendo la expansión energética". Santa Cruz.

Delgado Rangel, M. J., & Ruiz Puentes, Y. P. (2013). Herramienta Multimedia para la Enseñanza y Aprendizaje de los Yacimientos de Hdrocarburos No Convencionales. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander.

Drilling Engineering Workbook. (December 1995). Houston, TX 77073, United States of America: Baker Hughes INTEQ.

Durham, L. (2009). "Haynesville vs. Barnett: Is My Shale Better Than You Shale?". AAPG Explorer 30.

Eastwood, R; Hammes, U; Hamlin, S; Texas Bureau of Econmic Geology. (May, 2009). Facies Characteristics, Depositional Environments, and Petrophysical Characteristics of the Haynesville and Bossier Shale-Gas Plays of East Texas and Northwest Louisiana". Society od Independent Professional Earth Scientist Houston Chapter Newsletter.

Fan, A., Li, Y., Yang, R., Wang, Y., & Zhang, T. (2012). Fracture and Gas Potential in Tight Sandstone reservoirs in the eastern part of Sulige Gas Field, Ordos basin (China) . 1236 - 1240.

Frantz, J.H. ; Williamson, J.R.; Sawyer, W.K.; Johnston, D; Moore, L.P.; MacDonald, R.J.; Percy, M; Ganpule, S.V.; March, K.S.; Schlumberger. (2005). SPE 96917 "Evaluating Barnett Shale Production Performance-Using an Integrated Approach". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 9-12 October 2005, Dallas, Texas.

García González, M. (September, 2010). Coalbed Resources in Colombia. AAPG International Conference & Exhibition. Calgary.

Garcia, R. S. (marzo de 2011). Exploración de Yacimientos No Convencionales . Texas.

GN Shale Shaker. (s.f.). GN Shale Shaker. Obtenido de <http://www.gn-shale-shaker.com/cbmcs-mud-cleaning-system-in-mining-industry/>

Gómez, N. (s.f.). Gas Natural No convencional "convenio a la independencia energética".

Hobart King. (s.f.). Geoscience News and information Geology.com. Obtenido de <http://geology.com/articles/hydraulic-fracturing/>

Hooks, C. (28 de July de 2011). EPA Issues New Standards for Hydraulic Fracturing. Obtenido de The Texas Tribune: <http://www.texastribune.org>

Jacobs, J. (01 de February de 2012). Colombia Readies Unconventional Push. Obtenido de PE Unconventional Global Intelligence: <http://www.petroleum-economist.com/>

Kornacki, A.S.; Shell USA. (2010). "Composition of Produced Gas and Mud Gas Samples from Greater Sabine Bossier and Haynesville Gas-Shale Reservoirs, Northern Louisiana, USA". AAPG Annual Convention and Exhibition.

L.E. Pendleton, B. E. (3-6 November 1991). Horizontal Drilling Review. Archie Conference on Integration of Geology, Geophysics, Petrophysics, and Petroleum Engineering in Evaluating Horizontal Wells. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Mingo, M., & Suárez, A. (s.f.). la expansión de producción de gas de yacimiento no convencionales (Esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa (Vol. número 28). Madrid - España: Instituto Español de la Energía.

Moore, J; Sandstrom, M; Ringer, E; Shell Exploration. (2010). "Inferred Depositional Environments of Bossier-Haynesville Black shales in the Greater Sabine Area, Northwestern Louisiana". AAPG Annual convention and Exhibition.

Nielsen, O. (12 de agosto de 2012). my opera blog. Obtenido de <http://my.opera.com/nielsol/blog/2010/08/12/shale-gas-in-europe-incl-denmark>

Open Round Colombia 2012. (2012). Obtenido de http://www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds_CO_120115.asp

OPSur. (Agosto de 2011). Shale Gas hacia la Conquista de la Nueva Frontera Extractiva. Obtenido de <http://www.ecoportal.net>

Parker, M; Buller, D; Petre, E; Dreher, D; Halliburton. (2009). SPE 122397 "Haynesville Shale-Petrophysical Evaluation". SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference.

Peel, S. (2009). Haynesville Shale History. Obtenido de GO Haynesville Shale: http://www.gohaynesvilleshale.com/notes/Haynesville_Shale_history

Phillip Chan, S. A., John R. Etherington, S. P., & Roberto Aguilera, S. U. (19-22 September 2010). A Process To Evaluate Unconventional Resources. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 134602-MS. Florence, Italy: Society of Petroleum Engineers.

Pope, C; Peters, B; Benton, T; GMX Resources, and Palisch, T; Carbo Ceramics. (2009). SPE 125079 "Haynesville Shale-One Operator's Approach to Well Completions in this Evolving Play". SPE Annual Technical conference and Exhibition.

Punckette, j; Oklahoma State University. (2009). "Preliminary Interpretation of the Pressure Architecture in Parts of Northern Louisiana, Southern Arkansas, and Eastern Texas. Gulf Coast Association of Geological Societes Transactions.

R. I. Gardner, C. L., & E. A. Albrechtsons, H. (Jun 7 - 9, 1995). Horizontal Drilling: An Enabling Technology. Annual Technical Meeting. 95-03. Calgary, Alberta: Society of Petroleum Engineers [successor to Petroleum Society of Canada].

Rickman, R; Mullen, M; Petre, E; Grieser, B; Kurdert, D; Halliburton. (2008). SPE 115258 "A Practical use of Shale Petrophysical for Stimulation Design Optimization: All shale Plays are not clones of the Barnett Shale". SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Schneider, L. (2008). Tight Gas Sand y sus Desafíos Buenos Aires. Buenos Aires. Shale Developments. (2010). Halliburton.

Sisternes, A. (13 de Junio de 2013). Petróleo y Gas Natural: Un nuevo Mapa Energético Mundial . Obtenido de Rankia Comunidad Financiera: <http://www.rankia.com>

T.H. Quinn, J. D. (11-15 October 2008.). Formation Evaluation Logging While Drilling (LWD) in Unconventional Reservoirs for Production Optimization. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. 119227-MS. Pittsburgh, Pennsylvania, USA.: Society of Petroleum Engineers.

Thustra, M. (10 de mayo de 2012). Ingenieria de Perforación. Obtenido de Introducción a Perforación Dirigida: <http://ingenieriaenperforacionesunsa.blogspot.com/2012/05/introduccion.html>

Tight Oil Developments in the Western Canada Sedimentary Basin. (2011). Calgary, Alberta : National Energy Board.

U.S. Energy Information Administration . (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Washington, DC 20585: U.S. Department of Energy .

Vargas, C. (2012). Evaluation Total Yet-to-Find Hydrocarbon Volumen in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16.

Wang, F., & Hammes, U. (2010). "Effects of Petrophysical Factors on Haynesville Fluid Flow and Production". World Oil, 79 - 82.