

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE TECNICAS DE PERFORACION Y
COMPLETAMIENTO DE POZOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA,
TENIENDO EN CUENTA ANALOGIAS A NIVEL MUNDIAL, ASOCIADAS A
SHALES Y TIGHT SANDSTONES.**

**VANESSA DEL PILAR PAEZ CONTRERAS
FLAVIA VANESSA PEREZ BARROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE TECNICAS DE PERFORACION Y
COMPLETAMIENTO DE POZOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA,
TENIENDO EN CUENTA ANALOGIAS A NIVEL MUNDIAL, ASOCIADAS A
SHALES Y TIGHT SANDSTONES.**

**VANESSA DEL PILAR PAEZ CONTRERAS
FLAVIA VANESSA PEREZ BARROS**

**Proyecto grado para optar al título
de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero de Petróleos**

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

2012

DEDICATORIA

A Dios, por regalarme la vida, por ser mi guía y amigo,
por permitirme alcanzar mis metas.

A mi mamá, por su amor, apoyo incondicional,
A mi papá, por confiar en mí, por darme aliento cuando lo he necesitado,
A ellos, Carlos y Patricia, a quienes les debo todo,
sin ellos no sería posible este logro.

A mis hermanos Juan Pablo, Paola Andrea y Diana Patricia,
toda una motivación y mis razones de vida.

A Edgar Antonio, por su amor, amistad, apoyo y complicidad.
Gracias por enseñarme que el amor puede vencer cualquier dificultad,
mil gracias por estar siempre conmigo.

A todos mis familiares y amigos que hicieron
posible la realización de este proyecto.

Vanessa del Pilar

DEDICATORIA

A Dios, por hacer de mí la mujer que soy, por ser luz en mi camino, por ser la razón de mi existencia y permitirme alcanzar mis sueños.

A mis padres, quienes han sido un motor para salir adelante, han estado de corazón en todo momento conmigo y para ellos es este nuevo logro.

A mi hermanito lindo, por ser una gran compañía a lo largo de este camino y por confiar en mí. Es mi orgullo y mi motivación.

A mis grandes amigas, Vanessa, Frances y Daniela, porque han estado siempre conmigo, incluso en los momentos más difíciles de esta etapa de mi vida.

A ti mi amor, por ser mi presente.

A todos los que de alguna manera han contribuido en mi formación, Muchísimas gracias, los llevo en mi corazón.

Flavia Vanessa

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por brindarnos la oportunidad de culminar nuestros estudios.

Al Ingeniero Oscar Vanegas Angarita, por depositar en nosotras su confianza, y manifestarnos su apoyo incondicional.

A todos los docentes de la escuela de petróleos que contribuyeron a nuestra formación como profesionales.

A Dios, nuestras familias y amigos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTO NO CONVENCIONALES DE GAS	20
1.1 ARENAS APRETADAS (TIGHT SANDSTONES)	20
1.1.1 Características de los yacimientos de Tight Sandstones	24
1.2 GAS SHALE	26
1.2.1 Estructura de los Shales	27
1.2.2 Características de los Shales	28
2. POTENCIAL A NIVEL MUNDIAL DE LAS ARENAS APRETADAS Y GAS SHALE, Y ANALOGIAS PARA COLOMBIA	32
2.1 GAS SHALE EN EL MUNDO	32
2.1.1 Gas Shale en EE.UU	34
2.1.2 Gas Shales en Canadá	50
2.1.3 Gas Shales en Colombia	54
2.1.4 Analogías para Colombia (GAS SHALE)	64
2.2 TIGHT GAS EN EL MUNDO	70
2.2.1 TIGHT gas en EE.UU	72
2.2.2 TIGHT gas en China	73
2.2.3 TIGHT gas en Colombia	76
3. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN EN ARENAS APRETADAS Y SHALES	78
3.1 PERFORACIÓN UNDERBALANCED	86
3.1.1 Objetivos de la perforación sub-balanceada	89
3.2 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SUB-BALANCEADA	92
3.2.1 Ventajas técnicas de la perforación	92
3.2.2 Pozos candidatos a perforar en condiciones sub-balanceadas	93
3.2.3 Pozos donde no se utiliza perforación Underbalanced	94

3.2.4 Limitaciones	94
3.2.5 Parámetros que deben considerarse	95
3.2.6 Sistemas de fluidos	100
3.2.7 Equipos de superficie para operaciones Underbalanced.	101
3.2.8. Diseño de perforación Underbalanced	107
3.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL	110
3.3.1 Métodos de perforación horizontal	114
3.3.2 Pozos candidatos para perforación horizontal	119
3.3.3 Ventajas en la perforación horizontal.	120
3.3.4 Desventajas en la perforación horizontal	121
3.3.5. Diseño de la perforación horizontal.	122
3.3.6. Criterios de diseño.	132
3.3.7. Herramientas especiales.	136
4. TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO Y CONSIDERACIONES DE ESTIMULACIÓN EN ARENAS APRETADAS Y SHALES.	144
4.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS PERFORADOS EN CONDICIONES SUB-BALANCEADAS	146
4.1.1 Liner	147
4.1.2 Liner ranurado	147
4.2 COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES	152
4.2.1. Tipos de completamientos	152
4.2.2. Cementación	156
4.3 OPTIMIZACIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	160
4.3.1 Descripción del proceso	164
4.3.2 Hidráulica	166
4.3.3 Objetivos del fracturamiento hidráulico	169
4.3.4 Mecánica del fracturamiento	170
CONCLUSIONES	172
RECOMENDACIONES	174
REFERENCIAS	175

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Arena Convencional	22
Figura 2. Arena Apretada (Tight Sandstone)	23
Figura 3: Cambios de permeabilidad y porosidad en un yacimiento de Tight Gas	26
Figura 4. Principales Cuencas de Gas Shale en Estados Unidos	34
Figura 5. Profundidad aproximada a la Base de la Lutita de Marcellus.	42
Figura 6. Fracturas Naturales “joints” en el Shale Devónico	47
Figura 7. Perforación Horizontal en Marcellus Shale.	48
Figura 8. Localización del Yacimiento de Shale gas en Alberta, Canadá	52
Figura 9. Localización de Yacimiento de gas Shale en Colombia	54
Figura 10. Localización y Características Contrato de E&P Sueva	58
Figura 11. Localización y Características Tea Focueme	59
Figura 12. Localización y Características Tea Lower Villeta	60
Figura 13. Localización y Características Contrato de E&P Guama	61
Figura 14. Ubicación Geológica Bloque Guama y Pozo Pedernalito-1x.	62
Figura 15. Estratigrafía y Sistema Petrolero, Localización Pedernalito-1X	63
Figura 16. Localización de yacimientos de Tight Gas en Estados Unidos.	72
Figura 17. Localización de la Cuenca Ordos (China)	74
Figura 18. Localización de Yacimientos de Tight Gas en Colombia	77
Figura 19. Diferencia entre Perforación Underbalanced y la Perforación Convencional.	87
Figura 20. Cabeza rotatoria	102
Figura 21. Compresor recíprocante	103
Figura 22. Boosters	103
Figura 23. Ensamble de estrangulación	104
Figura 24. Sistema de separación de cuatro fases en operaciones de underbalanced	105

Figura 25. Sistema de separación de fluidos	106
Figura 26. Herramienta para la toma de muestras geológicas	106
Figura 27. Esquema de un Pozo Horizontal	112
Figura 28. Patrones de los pozos horizontales	115
Figura 29. Poca limpieza del pozo horizontal.	121
Figura 30. Fuerza de Fricción	122
Figura 31. Esquema de la planeación de un Pozo Horizontal	123
Figura 32. Perforación Horizontal (dos curvas)	124
Figura 33. Perforación Horizontal (una curva).	125
Figura 34. Diseño de las secciones de perforación	132
Figura 35. Kick off point (KOP)	132
Figura 36. Ensamblaje de fondo.	136
Figura 37. Sistema MWD	137
Figura 38. Secciones de un Motor de Fondo.	140
Figura 39. Funcionamiento de la Herramienta MWD.	142
Figura 40. Completamiento Multizona con sistemas de empaques, hueco abierto.	145
Figura 41. Ejecución Liner Ranurado Parte 1.	148
Figura 42. Ejecución Liner Ranurado Parte 2.	149
Figura 43. Ejecución Liner Ranurado Parte 3.	150
Figura 44. Ejecución Liner Ranurado Parte 4.	151
Figura 45. Completamiento con Liner Ranurado	154
Figura 46. Completamiento con Aislamiento parcial de Liner	155
Figura 47. Completamiento con Liner Cementado y Perforado	155
Figura 48. Efecto de la Centralización en la Velocidad de flujo de Cementación.	158
Figura 49. Fracturamiento Hidráulico en un Yacimiento de Shale.	163
Figura 50. Iniciación de la Fractura	164
Figura 51. Propagación de la Fractura	165
Figura 52. Método de Holdich para la Optimización de la Fractura	171

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Contenido Orgánico de la Roca Generadora	28
Tabla 2. Parámetros de Yacimientos Críticos	31
Tabla 3. Distribución en el Mundo de las Reservas de Gas no Convencional (Shale Gas) entre 1996 y 2001.	33
Tabla 4. Gas asociado a Shales en 5 de las 7 Cuencas Productoras de Estados Unidos	35
Tabla 5. Comparación del costo entre un pozo horizontal y uno vertical en Marcellus Shale	49
Tabla. 6 Yacimientos de Gas Shale en Canadá	51
Tabla. 7. Principales Cuencas de Gas Shale en Canadá	53
Tabla 8. Potencial de Gas Shale en Colombia.	55
Tabla 9. Características cuencas sedimentarias Colombianas.	57
Tabla 10. Datos de las formaciones de Pedernalito-1X	64
Tabla 11. Comparación del Contenido orgánico total entre los yacimientos no convencionales de Estados Unidos, Canadá y el pozo exploratorio en Colombia.	65
Tabla 12. Comparación del tipo de kerógeno entre los yacimientos no convencionales de Estados Unidos y el pozo exploratorio en Colombia.	66
Tabla 13. Comparacion de profundidades (Pies) entre Perdernalito-1X (Pozo Exploratorio en Colombia) y varios yacimientos de Shale en EE.UU y Canada	67
Tabla 14. Comparación del Espesor entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia	68
Tabla 15. Comparación de la Porosidad entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia	69

Tabla 16. Comparación del tiempo de Producción entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia.	70
Tabla 17. Distribución en el Mundo de las Reservas de Gas no Convencional (Tight Gas) entre 1996 y 2001.	71
Tabla 18. Potencial de Tight Gas en Colombia	76
Tabla 19. Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales.	82
Tabla 20. Comparación entre Perforación sub-balanceada y Perforación Convencional	88
Tabla 21. Sarta de perforación BHA 1	107
Tabla 22. Sarta de perforación BHA 2	108
Tabla 23. Factor de diseño para cargas por tensión	110
Tabla 24. Características comparativas de operación de los métodos de perforación horizontal.	116
Tabla 25. Resistencia promedio a la tensión.	135
Tabla 26. Diferencias entre Perforación Horizontal y Perforación Convencional	143
Tabla 27. Posibles Completamientos y opciones de registros para los métodos de Perforación Horizontal.	156

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE TÉCNICAS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DE POZOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA, TENIENDO EN CUENTA ANALOGÍAS A NIVEL MUNDIAL, ASOCIADAS A SHALES Y TIGHT SANDSTONES.*

AUTORES: VANESSA DEL PILAR PAEZ CONTRERAS
FLAVIA VANESSA PÉREZ BARROS**

PALABRAS CLAVES: Tight gas, Shale gas, perforación horizontal, perforación underbalanced, fracturamiento hidráulico, estimulación de pozos, yacimientos no convencionales.

DESCRIPCIÓN

La industria del petróleo, en pro de mejorar la producción de hidrocarburos, siempre ha estado a la vanguardia en el empleo de técnicas para conseguir este objetivo. Con el paso del tiempo, la demanda de los recursos energéticos en el mundo ha aumentado y las reservas convencionales han disminuido por la creciente demanda de combustibles fósiles, por lo que ha surgido la necesidad de explorar nuevos yacimientos como son los no convencionales. En estos yacimientos, caracterizados por poseer bajas porosidades y permeabilidades, es necesario emplear técnicas especializadas que permitan producirlos de manera rentable. Los yacimientos como los de Tight Gas y Shale Gas requieren tecnologías como la perforación horizontal y underbalanced y de estimulación como el fracturamiento hidráulico.

En la determinación de la aplicación de un tipo de técnica, se debe tener en cuenta, entre otras, información del yacimiento, características geomecánicas, tipo de completamiento, problemas esperados, aspectos geográficos y datos de producción, para poder aprovechar de la mejor manera los recursos del yacimiento. En este trabajo se establecen algunos parámetros que sirven como guía para la selección de una técnica de perforación y completamiento para los reservorios Gas Shale y Tight gas en Colombia, mediante la comparación por analogías entre los casos comercialmente exitosos en el mundo, principalmente en Estados Unidos y Canadá con un pozo exploratorio en Colombia de gas Shale; y se muestra a manera general los principales adelantos tecnológicos para la extracción de este gas no convencional de forma rentable, que se están siendo aplicados en la actualidad.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY OF TECHNIQUES FOR DRILLING AND COMPLETION OF UNCONVENTIONAL WELL IN COLOMBIA, TAKING INTO ACCOUNT THE WORLD ANALOGY, ASSOCIATED WITH SHALES AND TIGHT SANDSTONES*

AUTHORS: VANESSA DEL PILAR PAEZ CONTRERAS
FLAVIA VANESSA PÉREZ BARROS**

KEY WORDS: Tight gas, Shale gas, horizontal drilling, underbalanced drilling, hydraulic fracturing well stimulation, unconventional reservoirs.

DESCRIPTION

The oil industry towards improving production Oil has always been at the forefront in the use of techniques to achieve this goal. Over time, demand world energy resources has increased and reserves conventional decreased by growing demand for fuel fossil, so it has come the need to explore new reservoirs such as unconventional.

In these reservoirs, characterized by having low porosity and permeabilities, it is necessary to use specialized techniques possible to produce profitably. Reservoirs such as shale gas and tight gas required technologies as underbalanced and horizontal drilling, and stimulation as fracturing Hydraulic.

In determining the application of a technique, it should be into account, information of the reservoir, features geomechanical, completion type, expected problems, issues geographical and production data in order to make the best way the resources of the reservoir.

In this work sets out some parameters that guide the selection of drilling and completion techniques for Gas Shale and Tight gas Reservoirs in Colombia, by comparing for analogies between cases commercially successful in the world, mainly in the U.S and Canada with an exploration well of Gas Shale in Colombia; and generally shown major technological advances for the extraction of this unconventional gas profitably, that are currently being applied.

*Work Degree

**Faculty Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Petroleum Engineer Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son en la actualidad foco de atención de la economía mundial, en tanto, escasean los recursos energéticos y crece la demanda global de los mismos; este atractivo de la industria de los hidrocarburos representa una fuente altamente abundante de recursos energéticos con una ostensible rentabilidad económica.

El gas natural procedente de fuentes no convencionales comprende tres grandes grupos de recursos: metano de capas de carbón (“coalbed methane”o CBM), gas de areniscas con baja permeabilidad (“tight gas sands”) y gas de lutitas compactadas y laminadas (“gas shales”). La utilización de estos tres tipos de recursos requiere del empleo de técnicas especiales de perforación, así como de estimulación para liberar el gas de las formaciones rocosas que lo contienen. Inclusive, hasta fechas recientes, la explotación de estos recursos no resultaba económicamente rentable, especialmente por la baja permeabilidad de las rocas.

Aunque los recursos no convencionales son abundantes en diferentes regiones del mundo, en general, su desarrollo ha estado limitado a América del Norte, donde actualmente hay un impacto creciente sobre el suministro de energía.

Partiendo del conocimiento del estado de arte de las características geológicas y petrofísicas de la roca en cuanto a almacenamiento y producción, tratamientos y procesos especiales de estimulación y recuperación de hidrocarburos se ha logrado el presente programa protocolario que ha de ser útil para intervención del reservorio en términos de la exploración y explotación, la perforación y el completamiento de tight gas y shale gas en Colombia.

Existen tres adelantos tecnológicos utilizados en la perforación de los yacimientos no convencionales de gas que permiten explotarlos de manera rentable, los cuales son: la perforación horizontal, la perforación underbalanced y el fracturamiento hidráulico como una forma de estimulación. La viabilidad de emplear una técnica u otra la determinan los estudios pertinentes que se le realicen al yacimiento.

El principal objetivo de este trabajo es dar a conocer los aspectos generales de estas nuevas tecnologías, teniendo en cuenta los principales campos de Estados Unidos y Canadá, donde la aplicabilidad de éstas técnicas ha resultado exitosa.

El siguiente documento contiene cuatro apartados. En el primero se introducen las generalidades de los yacimientos no convencionales de gas, tight sandstones y gas Shale, su caracterización y sus aspectos más importantes; en el segundo se presentan los principales yacimientos de gas no convencionales en el mundo, Tight Sandstones en EEUU y China, Shale en Barnett, woodford, Haynesville, Fayetteville, Marcellus y Canadá, se exponen además los prospectos en desarrollo en Colombia, así como los respectivos potenciales estimados de explotación y se determinan parámetros de comparación entre los principales campos del mundo y Colombia. En el tercer apartado se presenta una exposición de las principales técnicas de perforación en yacimientos de gas no convencionales, Underbalanced y Horizontal. En el último apartado se abordan algunas discusiones técnicas referentes al completamiento y optimización de reservas.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTO NO CONVENCIONALES DE GAS

Los yacimientos no convenciones suministran nuevas formas de energía, que se convirtieron en un reto al momento de explotarlos ya que se requiere de una alta gama de tecnología para así garantizar los niveles de producción, pero en los últimos años se ha suscitado la búsqueda del gas proveniente de arenas apretadas (tight gas) y shale gas, debido a la demanda de gas natural en el mundo.

Generalmente se cree que los yacimientos no convencionales no son importantes, pero puede que sean muy importantes en el futuro. Actualmente, son importantes para muchas naciones. Estados Unidos produce volúmenes sustanciales de gas natural proveniente de yacimientos de tight sands, shales y coalbed-methane. Hoy en día, más del 25% de la producción de gas en EEUU es recuperada de yacimientos no convencionales apretados y en Canadá, más del 25% es obtenido de las arenas bituminosas¹ Otros países como Australia, Argentina, Egipto, Canadá y Venezuela producen gas de yacimientos de bajas permeabilidades.

Sustanciales cantidades de gas se encuentran acumuladas en entornos que difieren de las trampas de crudo convencionales. Estos son llamados gas no convencional y ocurre en “tight” (relativamente impermeable) sandstone (Tight Gas), en fracturas o absorbido en la matriz de Shales (Shale Gas), absorbido en mantos de carbón (Coal Bed Gas), asociado con hidratos, etc.

1.1 ARENAS APRETADAS (TIGHT SANDSTONES)

Los yacimientos de arenas “apretadas” se refieren a yacimientos de gas que tienen baja porosidad y permeabilidad. Estos yacimientos son generalmente de

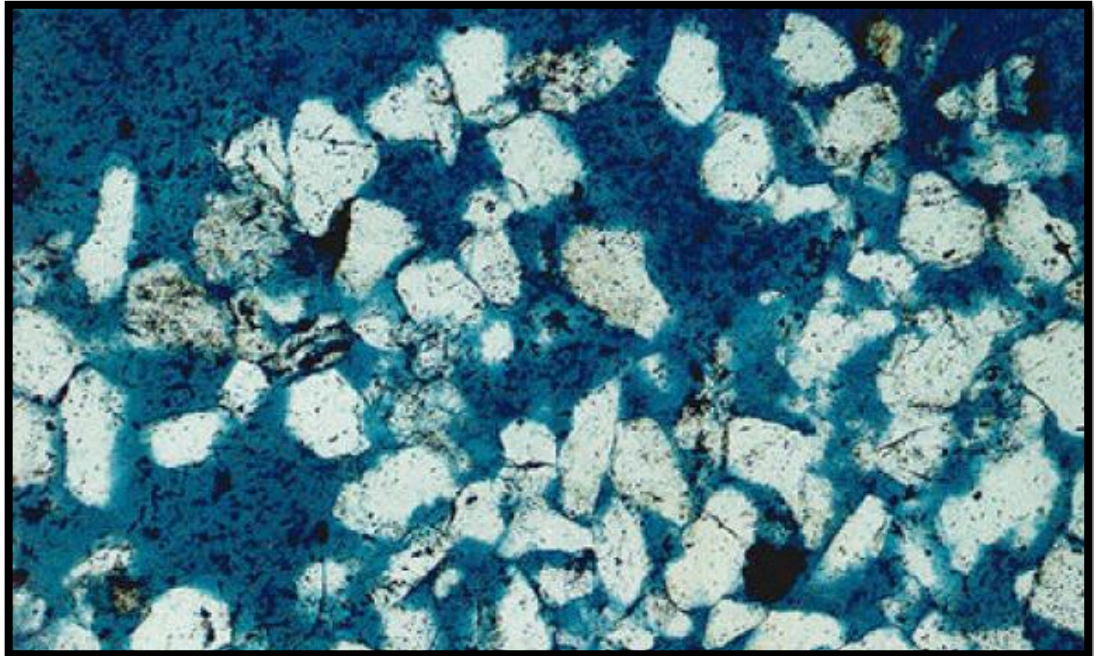
¹ Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. G.C. Naik pag 4

roca arenisca, aunque también se pueden encontrar yacimientos de carbonatos que pueden ser productores de gas apretado. Son conocidos por almacenar grandes cantidades de gas y se clasifican dentro de los yacimientos no convencionales debido a la mínima producción y baja rentabilidad sin que se recurran a métodos de estimulación que aumenten la producción de gas.

Los yacimientos de arenas apretadas no contienen fracturas naturales, pero no pueden ser económicamente rentables sin fracturamiento hidráulico. A menudo estos yacimientos se perciben como aquellos que implican grandes costos, en comparación con los convencionales. Algunos geólogos han encontrado técnicas como cartografía regional de facies y una secuencia estratigráfica, con las cuales han sido de gran utilidad en la búsqueda de yacimientos convencionales, pero a menudo, no son efectivas para los yacimientos fracturados y los de tight sands.

La industria del petróleo define los yacimientos de tight gas como aquellos conformados por rocas con una porosidad de matriz de 10% o menos y una permeabilidad de 0,1 mD o menos. La Figura 1 muestra una sección de una arena convencional. Las áreas azules son espacios porosos que pueden contener el gas natural que produce el yacimiento. Se puede observar que los espacios porosos están interconectados y es fácil el flujo desde la roca.

Figura 1. Arena Convencional



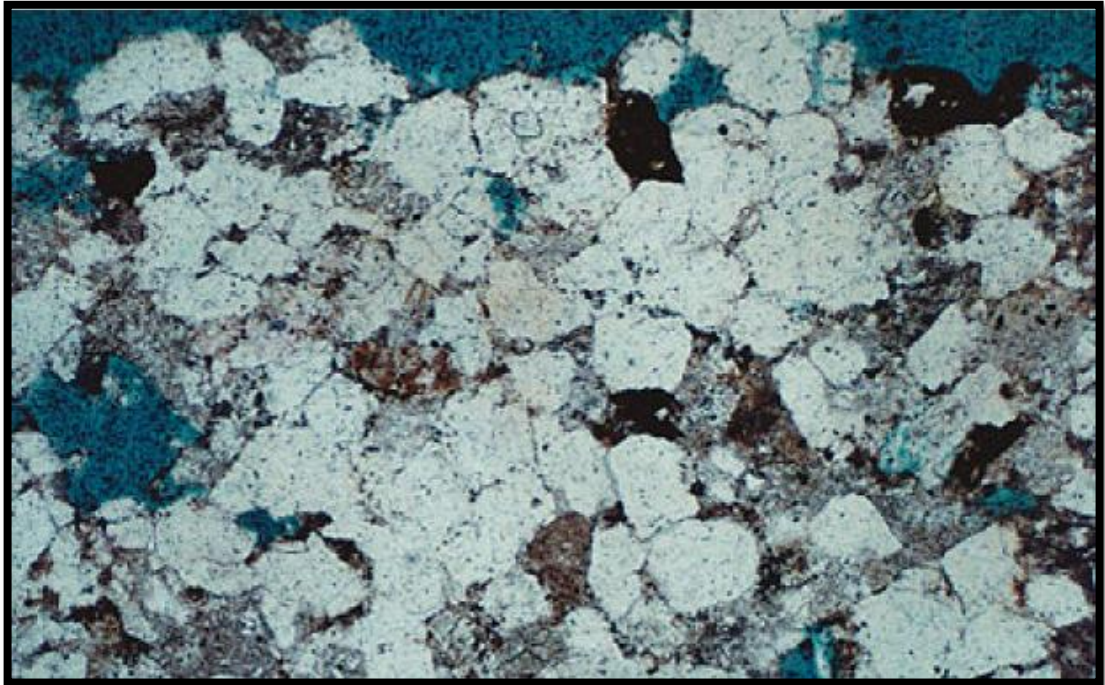
Fuente: Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. G.C. Naik

Algunas de las propiedades que suelen presentarse, y hacen diferentes a estos yacimientos de los convencionales, son las siguientes:

- Muy baja porosidad. (7-15%) aprox.
- Sistemas de doble porosidad (matriz y micro fisuras).
- Dificultad en la evaluación de la saturación de agua en la matriz arenosa.

La Figura 2 ilustra una sección de un yacimiento apretado. Las áreas azules son los poros, que están irregularmente distribuidos a través del yacimiento y se puede observar que la porosidad de la roca es mucho menor que en los yacimientos convencionales.

Figura 2. Arena Apretada (Tight Sandstone)



Fuente: Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. G.C. Naik

Los poros están pobremente conectados debido a capilares estrechos, resultando en muy baja permeabilidad. El flujo de gas a través de estas rocas generalmente es a tasas bajas y se necesitan métodos especiales para producir este gas.

Básicamente la permeabilidad que determina la facilidad a la cual un fluido puede fluir, está gobernada por la ley de Darcy de flujo de fluidos en medios porosos. La porosidad efectiva, viscosidad, saturación de fluido y presión capilar son algunos de los parámetros importantes que controlan la permeabilidad efectiva de un yacimiento. Estos son controlados por ambientes deposicionales y post-deposicionales.

Un mejor conocimiento del yacimiento y las tecnologías cada vez más sensibles, están haciendo que la producción de gas no convencional sea más viable y más eficiente. Sin embargo, la producción de los yacimientos de tight gas aún está iniciando, el conocimiento solo es limitado a las causas de los problemas

concernientes a estimulación con fracturas de yacimientos de bajas permeabilidades. Económicamente, producir gas desde un yacimiento no convencional sigue siendo un desafío.

1.1.1 Características de los yacimientos de Tight Sandstones. El análisis de los yacimientos de tight gas siempre debe comenzar con un profundo conocimiento de las características geológicas de la formación. Los parámetros geológicos de importancia para una cuenca son el régimen estructural y tectónico, gradientes térmicos y gradientes de presión (dependiendo de la región).

Conocer la estratigrafía en una cuenca es muy importante y puede afectar la perforación, evaluación, estimulación y otras actividades. Los parámetros geológicos que son relevantes y deben ser estudiados para una unidad estratigráfica son el sistema deposicional, las facies, madurez textural, mineralogía, procesos diagenéticos, cemento, dimensiones del yacimiento y la presencia de fracturas naturales.

Uno de los parámetros más difíciles a evaluar en los yacimientos de Tight Gas es el tamaño y la forma de la zona dañada. En yacimientos apretados, normalmente se requieren meses o años de producción antes que la presión se vea afectada por los límites del yacimiento o interferencia pozo a pozo. Como tal, se debe estimar el tamaño y forma del área de drenaje para un pozo típico, para estimar reservas.

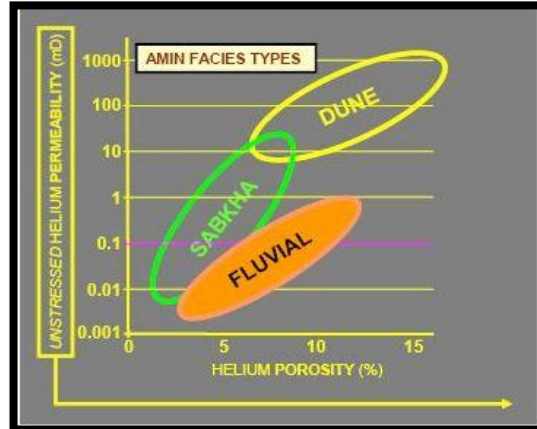
La actividad tectónica durante la deposición puede afectar la continuidad y la morfología del yacimiento. Además, la tectónica regional afecta los esfuerzos horizontales en todas las capas de la roca. Los esfuerzos horizontales, a su vez, afectan a las fallas, la resistencia de la roca, los parámetros de perforación, propagación de la fractura hidráulica, fracturamiento natural y estabilidad del pozo.

Normalmente, un yacimiento de gas apretado se puede describir como un sistema de capas. En un sistema clástico deposicional, las capas están compuestas de areniscas, limolita, lutita y pizarra. Para optimizar el desarrollo de un yacimiento de tight gas, un equipo de geo-científicos, petrofísicos e ingenieros deben caracterizar plenamente todas las capas de la roca, más arriba, en el interior y por debajo de las zonas pagadas (pay zones) en el yacimiento.

Los datos respecto al espesor bruto pagado (gross pay thickness), espesor neto pagado (net pay thickness), la permeabilidad, porosidad, saturación de agua, presión, esfuerzos in-situ y el módulo de Young para todas las capas; requieren emplear modelos 3D y modelos de propagación de la fractura para evaluar la formación, diseñar el tratamiento de las fracturas, y el pronóstico de producción y el recobro último.

La permeabilidad en el yacimiento se deben sobre todo a un ambiente deposicional aluvial bruto, con valores de 0.005 a 1 mD y porosidad en el rango de 3% a 12%. Sin embargo, la calidad del yacimiento varía en función de las facies depositacionales dominante. Estas facies pueden ser fluvial (erosión, transporte y deposición de sedimentos por corrientes de agua), sabkha (áreas planas relativamente seco que consiste en más sedimentos de grano fino) o eólica (ambientes desérticos que muestran evidencia de transporte de viento como campos de dunas) como se muestra en la Figura 3.

Figura 3: Cambios de permeabilidad y porosidad en un yacimiento de Tight Gas



Fuente: "Finding Gas Using Underbalanced Drilling in a Tight Reservoir" Paper SPE/ 130320, Bowling J, Hazarika R, and Skaloud D. 2010

La saturación de hidrocarburos se relaciona con el tiempo relativo de la carga de hidrocarburos y diagénesis (cambiando a partir de sedimentos de roca y la compactación de otra forma), la formación de la trampa y la capacidad de sellado de la capa rocosa².

1.2 GAS SHALE

Los yacimientos de gas asociado a shale son fuente de gas no Convencional, que están incrementando las reservas de gas natural en el mundo. Los avances recientes de perforación y completamiento (coiled tubing, cañoneo y fracturamiento hidráulico), junto con mayores precios del gas, están haciendo del "shale" una producción rentable. Sus complejos sistemas geológicos y petrofísicos, así como sus heterogeneidades, logran características únicas en estos yacimientos (Almacenamiento de gas, producción, entre otras), en consecuencia su desarrollo requiere:

- Una descripción real de la reserva, el alcance y el valor del gas in situ.

² Finding Gas Using Underbalanced Drilling in a Tight Reservoir" Paper SPE/ 130320, Bowling J, Hazarika R, and Skaloud D. 2010

- La caracterización precisa para identificar el mecanismo de producción y recuperación que afecta el yacimiento.

1.2.1 Estructura de los Shales. En los shale, el gas es generado localmente; la lutita actúa a la vez como roca generadora o roca madre y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de roca y la fractura de la shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita. Según el servicio geológico de EUA (USGS) lista 16 cualidades características, cualquiera o la totalidad de las cuales pueden estar presentes en acumulaciones de gas shale, que incluyen el alcance regional, la falta de un sello y trampa, a ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada (EUR) que es por lo general más baja que una acumulación convencional, y un matriz de permeabilidad muy baja. Además la producción económica depende significativamente de la tecnología de terminación de pozos³.

Los shales son rocas sedimentarias de grano fino que contienen una cantidad substancial de materia orgánica (hasta un 25%), la materia orgánica está compuesta esencialmente por Kerógeno (80%) acompañado por bitumen, son característicos de ambientes con niveles de energía bajos.

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutitas, a menudo en conjunto con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, plots, recortes de formaciones y muestras de afloramientos. El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburo. En general, cuanto mayor es la concentración de materia en

³ “Producción de gas desde su origen” published by Boyer C, Kieschnick J, Suarez R. Oilfield Review, Invierno 2006/2007 Pag 38

una roca, mayor es su potencial de generación.⁴ En la tabla 1 se observa la clasificación del Kerógeno según el contenido de materia orgánica.

En cuanto a la estructura de este tipo de roca tenemos un ordenamiento que por lo general es laminar, estas láminas no son necesariamente continuas lateralmente o de contactos rectos y regulares, pueden ser contactos ondulados y formando ángulos con las demás capas. En algunos casos el shale no es laminar sino que es masivo, lo cual indica unas condiciones de depositación diferentes, el grado de diagénesis (*la diagénesis incluye todos los procesos dan tan pronto como el sedimento comienza a ser compactado hasta que se convierte en roca*) también influye en la estructura.

Tabla 1. Contenido Orgánico de la Roca Generadora

Contenido orgánico total, % en peso (TOC)	Calidad del Kerógeno
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Podre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

Fuente: "Producción de gas desde su origen" published by Boyer C, Kieschnick J, Suarez R. Oilfield Review, Invierno 2006/2007

1.2.2 Características de los Shales. Los shales generalmente poseen una red de minerales arcillosos que están compactados a lo largo de toda una roca. Debido a que las partículas de minerales arcillosos son pequeñas y de forma laminar, aportan a la matriz de un shale una gran cantidad de área de superficie específica y una permeabilidad mucho más baja que la de una arenisca, los shales son a menudo altamente anisotrópicos (*sus condiciones deposicionales varían de*

⁴ Ibid pág 41

un lado a otro y existe un establecimiento de planos de estratificación marcada), y en ocasiones muy débiles.

En muchos campos de petróleo, el shale forma sellos geológicos que mantienen el petróleo y el gas dentro de los yacimientos productores, evitando que los hidrocarburos escapen a superficie. Sin embargo, en algunas cuencas, las capas de shale poseen cientos de pies de espesor con propiedades de roca fuente y yacimiento de gas natural. Estos shales tienen una cosa en común: son ricos en carbono orgánico.

Normalmente, el metano en shales orgánicos fue creado en esta misma roca a lo largo de millones de años. El gas termogénico (*formado durante un proceso de degradación térmica o cracking posiblemente catalizados por cientos de minerales arcillosos*), se forma cuando la materia orgánica que queda en la roca se desgasta debido al incremento de temperatura. El gas que se genera es luego adsorbido en el material orgánico, expulsados a través de las fugas en el shale, o capturado en los poros del shale. Sin embargo, en algunos casos, la afluencia de agua y la presencia de bacterias apoyarán la generación de gases biogénicos (formado por la actividad bacteriana en medios inicialmente abundantes en oxígeno y finalmente anóxicos).

Aunque es difícil de extraer, la mayoría del gas en el Shale es bastante limpio y seco. Esto se debe a que al pasar del tiempo, ha habido bastante calor en la roca del yacimiento para romper cualquier líquido hidrocarburo. Las cantidades relativas de petróleo y gas contenidas en el shale son una indicación de cuánto calor ha habido en el yacimiento, y por cuánto tiempo. Térmicamente los shales maduros han tenido suficiente calor y presión para producir hidrocarburos. Los shales más maduros térmicamente contendrán sólo gas seco. Los shales menos maduros tendrán gas húmedo y los shales un poco menos maduros térmicamente pueden contener sólo petróleo.

A pesar de la abundancia geográfica y el potencial enorme de producción, el gas asociado a Shales presenta grandes desafíos. Los shales constituyen más de la mitad de las rocas sedimentarias de la tierra, sino que incluyen una amplia variedad de formaciones. Dentro de la industria, las rocas de grano fino pueden ser definidas en términos de su geología, geoquímica, geomecánica, mecanismos de producción. Todos estos difieren de un yacimiento convencional, y pueden diferir de shale a shale, e incluso dentro del mismo shale.

Dado que las condiciones anteriormente citadas determinan el mecanismo de producción de los shales, es de mucha importancia el conocimiento de las características del yacimiento para mantener bajo control los costos de desarrollo y la optimización de la producción durante la vida útil del yacimiento.

Los yacimientos de gas asociado a shale tienen las siguientes características principales:

- Bajas Tasa de producción (20 mcf/d a 500 mcf/d).
- Cubren grandes áreas geográficas.
- Largas vidas productivas (hasta 30 años).
- Bajas tasas de declinación (generalmente menos del 5% al año).
- Típicamente ricos en orgánicos.
- Contener grandes reservas (De 5 bcf a 50 bcf por sección).
- La porosidad y Permeabilidad dependen de los sistemas de fallas naturales.
- Requieren estimulación hidráulica para ser económica.

La evaluación del potencial prospectivo de una lutita gasífera consiste en considerar las contribuciones positivas o negativas de una diversidad de factores, incluyendo la mineralogía y textura de las lutitas, la madures de la arcilla, el tipo y madures del kerógeno, la saturación de fluidos, los mecanismos de almacenamiento del gas adsorbido e intersticial, la profundidad del sepultamiento,

la temperatura y la presión de poro. En la tabla 2 se denota que en particular, la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad y el contenido orgánico, son importantes para determinar si una lutita posee potencial para un desarrollo.

Tabla 2. Parámetros de Yacimientos Críticos

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	> 4 %
Saturación de agua	< 45 %
Saturación de petróleo	< 5 %
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Contenido orgánico total	> 2 %

Fuente: "Producción de gas desde su origen" published by Boyer C, Kieschnick J, Suarez R. Oilfield Review, Invierno 2006/2007

2. POTENCIAL A NIVEL MUNDIAL DE LAS ARENAS APRETADAS Y GAS SHALE, Y ANALOGIAS PARA COLOMBIA

2.1 GAS SHALE EN EL MUNDO

Sólo hasta hace 10 años, el gas no convencional emergió como un recurso energético, ahora es una competencia clave para muchos productores independientes y un gran número de compañías operadoras.

Los yacimientos de gas no convencional se hallan alrededor de todo el mundo, incluyendo plataformas en tierra en US, Canadá, Australia, Europa, Nigeria, Rusia, China e India. Las reservas de gas shale alrededor del mundo se muestran en la tabla 3.

En la actualidad, más de 98% de la producción de gas no convencional viene de Estados Unidos. Sin embargo, este panorama está cambiando rápidamente debido a la existencia de proyectos de exploración y desarrollo de reservas de gas no convencional en todos los continentes, en América Latina, Rusia, Europa, Australia, lejano Oriente y África.

Los shales son producidos en la actualidad sólo en Estados Unidos y Canadá. La mayor parte de la producción de gas de shale en Estados Unidos proviene de la formación Barnett Shale, este representa 43% de todo el gas producido en Estados Unidos.

Un total de 20 tipos de gas de shale han sido identificados hasta hoy y varias empresas operadoras adelantan trabajos de exploración en busca de otros.

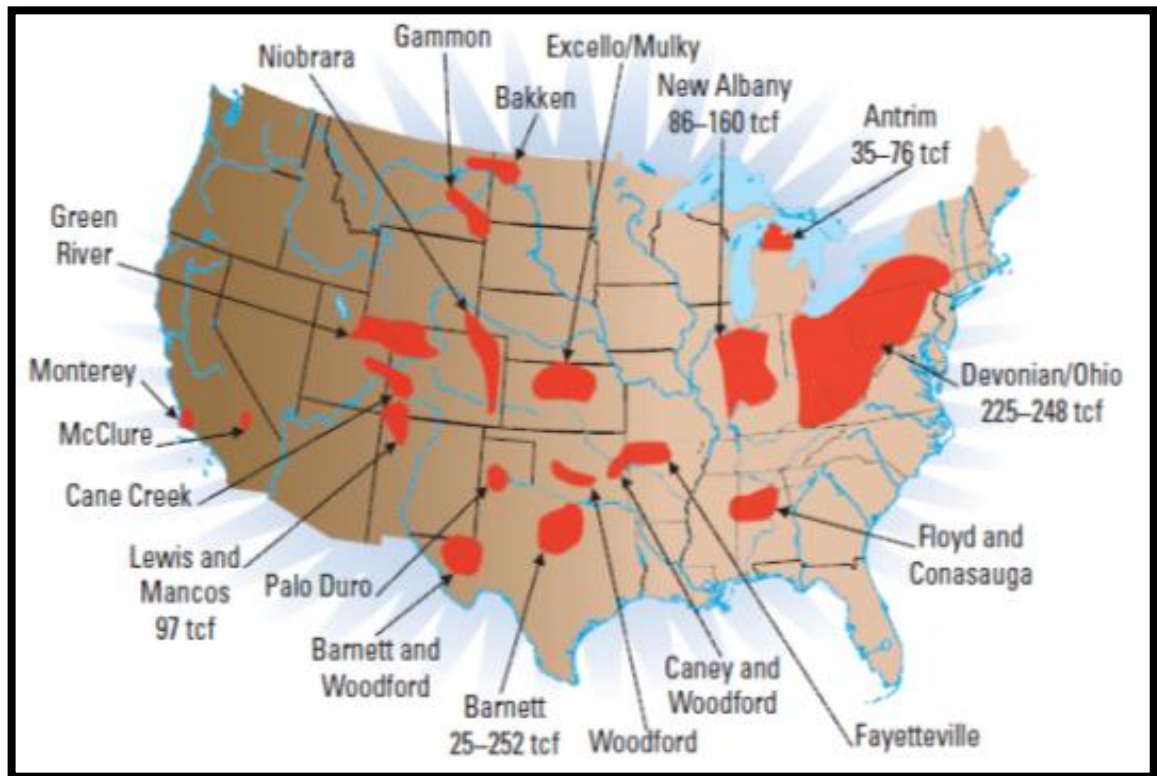
Tabla 3. Distribución en el Mundo de las Reservas de Gas no Convencional (Shale Gas) entre 1996 y 2001.

Región	Shale Gas (Tcf)
Norte América	3840
Latino América	2116
Europa Occidental	509
Europa Central y Oriental	39
La Ex Unión Soviética	627
Medio Oriente y África del Norte	2547
África al Sur del Sahara	274
Planificación centralizada de Asia y China	3526
Pacífico (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico)	2312
Otros países de Asia del Pacífico	313
Asia del Sur	0
Mundial	16103

Fuente: "Tight Gas Sands" published by Holditch Stephen A, SPE, Texas, Junio 2006.

2.1.1 Gas Shale en EE.UU. En la actualidad, más de 98% de la producción de gas no convencional viene de Estados Unidos (Figura 4).

Figura 4. Principales Cuencas de Gas Shale en Estados Unidos



Fuente: "Shale gas", published by H. Frantz J, Jr. and Jochen V, Schlumberger

El potencial de gas asociado a Shales en estados Unidos, se encuentra en 5 de las 7 cuencas productoras. La siguiente tabla (Tabla 4) muestra numéricamente las reservas de cada cuenca:

Tabla 4. Gas asociado a Shales en 5 de las 7 Cuencas Productoras de Estados Unidos

	Reservas Totales (Tcf)	Producidas/ Reservas Probadas (Tcf)	Reservas Recuperables (Tcf)
Barnett	250	19	39
Fayetteville	320	3	50
Woodford	300	2	34
Haynesville	790	1	130
Marcellus	2,100	-	200

Fuente: "WORLDWIDE GAS SHALES AND UNCONVENTIONAL GAS: A STATUS REPORT", Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens, Advanced Resources International, Inc. Arlington, VA USA.

La primera producción de gas conocida en los Estados Unidos provenía de un yacimiento de Shale fracturado en la cuenca de los Apalaches.

Una de las provincias más antiguas tanto petrolíferas como gasíferas en Estados Unidos es la cuenca Illinois, pasa por 3 estados: Illinois, Indiana y Kentucky⁵.

El gas-in-situ estimado es 86 Terapias cúbicas en el Shale Devoniano y 21 Terapias cúbicas en los mantos de carbón, produciendo principalmente gas metano e importantes cantidades variables de hidrocarburos. A la fecha se tienen menos de 600 pozos conectados a los Shales y 100 pozos a los mantos de carbón.

2.1.1.1 Barnett Shale: En 1995, el éxito logrado con la cuenca Barnett estableció el potencial económico de la producción de gas asociado a Shales en EE.UU⁶ y se fijó el desarrollo posterior en otras cuencas. En la actualidad, todavía existe un estimado de 10 billones de pies cúbicos de gas en esta cuenca.

Las tecnologías que se emplean en la recuperación del gas en la cuenca Barnett son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, quienes hicieron viable

⁵ AUSTIN EXPLORATION LIMITED, Gas potencial of new albany y shale devonian and mississippian in the illionois basin.

⁶ U.S. Shale Gas WHITE PAPER , An Unconventional Resource. Unconventional Challenges published by Halliburton 2008 , pag 3.

económicamente el gas de la cuenca. Actualmente, éstas técnicas están bien establecidas y la eficiencia de perforación continúa mejorando. Las perforaciones típicas son de 2500 a 3000 pies. Se emplean los lodos a base de agua, y el cemento empleado en el completamiento es soluble en ácido. Un completamiento típico de los yacimientos de shales son las fracturas, hechas con varios tiros por pie y con perforado con tubería transportada.

Además de las perforaciones laterales, las tendencias actuales en la cuenca de Barnett es realizar más fracturamientos y mayor número de etapas. Se están perforando pozos infill, ayudando a reducir espacios de 10 hectáreas aproximadamente. Mientras que se estaban fracturando de nuevo los primeros pozos horizontales, en los años 2003-2004, ambos, los pozos infill y los re-fracturamientos, fueron empleados para mejorar el recobro final, estimado en un 11 a 18 %.

2.1.1.2 Shales en Woodford-Oklahoma: La estratigrafía del shale de Woodford se puede comprender bien, pero debido a su complejidad en comparación con la cuenca de Barnett, estas formaciones son más difíciles de perforar y fracturar.

Como en la cuenca de Barnett, se han perforado pozos horizontales, a pesar de que se emplea un lodo a base de aceite, la formación es difícil de perforar. Esta formación contiene esquisto y pirita; esto hace que sea más fácil perforar por fuera del intervalo. A veces se cruzan varias fallas en un pozo único.

Al igual que el Shale en Barnett, las rocas de sílice son predominantes en las mejores zonas de fractura del yacimiento de Woodford, aunque en este yacimiento existen mayores gradientes de fractura.

Debido a las fuertes fallas, es necesario emplear sísmica 3D, ya que hay tendencias laterales superiores a los 3000 pies con mayores trabajos de fractura

en mayor número de etapas. Se realizan pruebas piloto con pozos infill, así como algunos trabajos simultáneos de fractura.

2.1.1.3 Shales en Haynesville: Aún en la etapa de descubrimiento temprano, el medio ambiente del shale en Haynesville ha demostrado ser especialmente difícil. En comparación con el Barnett, el yacimiento de Haynesville es extremadamente laminado, y los cambios entre los intervalos son tan pequeños, que varían entre 4 pulgadas y 1 pie. Además, a profundidades de 10,500 a 13,500 pies, el shale se encuentra a condiciones muy hostiles. El promedio de las profundidades de este yacimiento está en 11,800 pies, con temperaturas promedio de fondo de pozo de 300 °F y presiones de tratamiento de pozo que superan los 1000 psi. Como resultado, los pozos en el Haynesville requieren casi el doble de la cantidad de caballos de fuerza para el tratamiento de las altas presiones y una química de los fluidos más avanzada que el shale de Barnett y el de Woodford.⁷

Los altos rangos de temperatura, desde 260°F hasta 380°F, crean problemas adicionales en los pozos horizontales de Haynesville.

En Haynesville se necesitan equipos de bombeo con alta potencia para realizar la estimulación de la fractura. La formación se encuentra a altas profundidades y muchas veces las presiones superan los 12,000 psi. En estos pozos profundos, con gradientes de fractura de 1 psi/pie y bajo módulo de Young, existe una gran preocupación por mantener la producción con una alta conductividad de la fractura o que sea adecuada.

Actualmente, en Haynesville los pozos están siendo perforados con lodos a base de aceite, tomando gran importancia el tema ambiental por las cuestiones de vertimientos de desechos. Se estima que se instalarán más de 115 plataformas, las cuales requieren grandes volúmenes de agua para la fractura.

⁷ Ibid pág 4

2.1.1.4 Shales en Fayetteville: Este yacimiento es algo más profundo que Barnett. En éste se han perforado pozos que han resultado productivos, a unas profundidades entre unos pocos cientos hasta 7,000 metros. La producción ha resultado ineficaz con los pozos verticales que se han perforado en éste yacimiento, y sólo con la introducción reciente de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, se ha logrado incrementar la actividad de perforación y por consiguiente, la producción. Como resultado, en la actualidad hay menos infraestructura de campos petroleros en Fayetteville que en otros yacimientos.

En los shales más activos, en la parte Central de Fayetteville, en la mayoría de los casos se han perforado pozos horizontales (con longitud de hasta 3000 pies), con lodo a base de aceite y con lodo a base agua en otros.

2.1.1.5 Shales en Marcellus-Cuenca Apalaches: En la actualidad se ha estudiado alrededor de 54 mil metros cuadrados de la cuenca de los Apalaches, de los cuales la formación Marcellus no es un descubrimiento nuevo. Antes del año 2,000 se exploraron con éxito una serie de pozos verticales de gas, muchos de los cuales han estado produciendo, de manera lenta, durante décadas. Sin embargo, en los últimos años, las técnicas pioneras en los yacimientos de Shale en Barnett se introducen por primera vez en Marcellus, dando como resultado significativas tasas de producción.⁸

Los rangos de profundidades del yacimiento están entre 4,000 a 8,500 pies, produciéndose el gas de las fracturas hidráulicas de los pozos horizontales. Las longitudes laterales de los pozos son superiores a los 2,000 pies y, por lo general, los completamientos implican varias etapas de fracturamiento, con más de tres etapas por pozo.

⁸ Ibid pág 5

Hasta la fecha, solamente se ha perforado una pequeña área geográfica donde se encuentra el shale, a una profundidad mínima. Como resultado, Marcellus es un yacimiento que aún se encuentra en la etapa de exploración, con tendencias hacia los pozos más profundos, más rentables y más etapas de estimulación.

- **MARCELLUS SHALE COMO CASO ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE EN EE.UU**

Los precios del gas han estado creciendo constantemente durante los últimos años. Esto ha estimulado el interés en el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas, tales como los shales.⁹

La Administración de información de Energía de los EE.UU proyecta que para el 2030, la mitad del gas producido en los EE.UU será de fuentes no convencionales. En 2005, fueron producidos aproximadamente 10 TCF (trillones de pies cúbicos) de gas no convencional, frente a 8 TCF de gas no convencional. El gas natural proveniente de shales represento aproximadamente el 6% del gas producido en los EE.UU (1.1 TCF)¹⁰. La mayoría del gas shale que se produce proviene de 4 cuencas:

- Cuenca San Juan, Nuevo Mexico/Colorado – 55 MMCF/D (millones de pies cúbicos por día)
- Shale Antrim, Michigan – 384 MMCF/D
- Apalaches/ Ohio Shales – 438 MMCF/D
- Barnett Shale, Cuenca Fort Worth, Texas – 1233 MMCF/D

⁹ Warlick, D. November, 2006. “Gas shale and CBM development in North America.” Oil and Gas Journal. Volume 3 Issue 11.

¹⁰ EnerDynamics. September 18, 2007. “The Rise in Unconventional Gas.” The Energy Insider.

La perforación exploratoria de gas shale se está llevando a cabo alrededor de todo el país. Algunas de las áreas son: Shales Devonianos en la Cuenca de los Apalaches, Woodford Shale en la cuenca Ardmore, Barnett Shale en la Cuenca Permian, entre otras.

Shale es el nombre común para la roca que alguna vez fue capaz de arcilla o barro. Debido a circunstancias geológicas, estas capas se comprimen en una roca sedimentaria de grano fino.

Marcellus es un shale de la época del Devónico, lo que significa que se originó alrededor de 350 hasta 415 millones de años. Durante ese tiempo, una gran cantidad de algas y otros organismos murieron y cayeron al fondo de un mar que cubría lo que hoy es la mitad oriental de los EE.UU. Estos organismos proporcionan carbono, que desde entonces se ha convertido en hidrocarburos, como el gas metano y el aceite crudo. Shales de Nueva Albania, Shales Antrim de Michigan, Shales de Marcellus de los Apalaches datan de este periodo.¹¹

En muchos yacimientos orgánicos de Shale, el gas natural se almacena en forma de gas libre en las fracturas y este es absorbido en el kerógeno y en las superficies de arcilla dentro de la matriz del shale. Todas las cosas tienen espacios porosos donde se puede almacenar agua o gas. En los Shales, los granos se encuentran unidos con tanta fuerza que hay poco movimiento de agua o gases a través de la roca. Para que el gas sea extraído en cantidades “comerciales”, el shale debe tener fracturas naturales, o deben ser creadas en la roca.¹²

¹¹ Shute, T. December 18, 2007. “The Next Great Gas Play.”

¹² Frantz, J.H. and Jochen, V. Schlumberger. October, 2005.” Shale Gas - When your gas reservoir is unconventional so is our solution.” White Paper.

LOCALIZACION

El Shale de Marcellus abarca una distancia de aproximadamente 600 kilómetros, que va desde la parte sur de New York, a través de la porción occidental de Pennsylvania en la mitad de Ohio y el este de Virginia Occidental ¹³(En comparación, Barnett tiene una extensión lineal de un total de alrededor de 120 kilómetros). La extensión areal de Marcellus Shale es alrededor de 54.000 kilómetros cuadrados¹⁴, que es ligeramente mayor que la Florida. El Shale es muy variable de espesor, que va desde unos pocos metros a más de 250 metros de espesor y en general se vuelve más gruesa hacia el este.

GEOLOGIA

La lutita de Marcellus se dice que tiene una “mineralogía favorable”, ya que es una roca de baja densidad con más porosidad, lo que significa que puede ser llenado con más gas libre.

- El lado oeste tiene un mayor contenido orgánico, pero es menos profundo y más delgado. Aquí es donde la producción histórica ha tenido lugar principalmente.
- El lado este es más profundo y más grueso, con un alto contenido de cuarzo (más frágil), pero tiene un menor contenido orgánico. Un interrogante es si las fracturas de varias etapas en pozos horizontales pueden abrir el potencial de gas de la parte oriental más profunda y más gruesa.
- La parte norte del yacimiento está un poco geo-presurizado.

¹³ Jan 2008. “Unconventional Natural Gas Reservoir In Pennsylvania Poised To Dramatically Increase US Production,” Science Daily.

¹⁴ Durham, L.S. March, 2008. “Appalachian Basin’s Marcellus – the new target.” Explorer. American Association of Petroleum Geologists.

- La parte sur se encuentra bajo presionada.
- Esta ampliamente aceptado que existen fracturas naturales en la parte sur, pero algunos han cuestionado la extensión de la fractura natural en la región norte, aunque otros sugieren que la fractura natural está presente en ambas áreas.

En la Figura 5 se puede observar un mapa donde se muestra la profundidad aproximada a la base de las lutitas en Marcellus.

Figura 5. Profundidad aproximada a la Base de la Lutita de Marcellus.



Fuente: Marcellus Shale – Appalachian Basin Natural gas Play. New research surprise everyone on the potential of this well-known Devonian black shale.

PROFUNDIDAD DE LA FORMACION DE MARCELLUS SHALE

Los yacimientos de gas shale comercialmente productivos en los Estados Unidos se encuentran entre 500 y 11.000 pies¹⁵. Las lutitas más superficiales incluyen las de Antrim (600-2200 pies) y Nueva Albania (500-2000 pies); mientras las más profundas incluyen las de Barnett (6500-8500 pies) y Woodford (6000-11000 pies)¹⁶. La formación Marcellus es variable en profundidad y en algunas zonas de Nueva York los afloramientos aparecen en la superficie. La mayoría de las lutitas de Marcellus tienen más de una milla de profundidad, y en algunas zonas se extiende 9.000 pies bajo la superficie. (Ver mapa, figura 2).

TAMAÑO DEL RECURSO

Se ha estimado por Terry Engelder, un profesor de Geociencias de la universidad Estatal de Pensilvania y Gary Lash, profesor de Geociencias de Fredonia SUNY, que toda la lutita de Marcellus contiene 168 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas in place. La estimación optimista de Engelder es que podría contener 516 TCF¹⁷.

Cuando los llamados expertos calculan el tamaño de una reserva de gas, generalmente consideran que solo el 10% de gas en el lugar es técnicamente recuperable. Por lo tanto, la lutita de Marcellus es un recurso potencial de 16.8 TCF y en la parte alta 50 TCF.

En el 2006, los Estados Unidos consumieron más de 21 TCF de gas natural. Por lo tanto, si las estimaciones de Engelder y Lash son correctas, el gas de las lutitas de Marcellus podrían soportar este nivel de consumo de 1 a 2.4 años¹⁸.

¹⁵ Schein, G. Dale Resources, LLC. Feb. 29, 2008. "Hydraulic Fracturing in Gas Shale Plays – Are they all the same?" Presented to the Fort Worth Business Press Barnett Shale Breakfast Symposium. Slide 5.

¹⁶ January 2006. Shale Gas. A Supplement to Oil and Gas Investor p17

¹⁷ January 2008. "Unconventional Natural Gas Reservoir In Pennsylvania Poised To Dramatically Increase US Production," Science Daily.

¹⁸ Energy Information Administration. Basic Natural Gas Statistics. Table 1. Summary Statistics for Natural Gas in the U.S. 2002- 2006.

PERFORACION EN MARCELLUS SHALE

Debido a la variabilidad en la geología y la profundidad del recurso, la viabilidad económica y técnica de extraer el gas de las lutitas varían de región a región. Por ejemplo, en el oeste de Virginia, ha existido problemas con la perforación: pérdida de circulación, sensibilidad de las lutitas al líquido fracturante y varias zonas bajo presionadas.

De acuerdo con Rodney Waller, vicepresidente de Recursos Range (una de las compañías que realiza la perforación en Marcellus Shale), “Hay áreas de gas húmedo, áreas de gas seco, que son zonas geológicamente más complejas.

Terry Engelder de Penn State pronostica que la perforación en Marcellus Shale de Ohio será más completa y costosa que en Nueva York, Pensilvania y Virginia Occidental. En esos estados, el gas es normalmente seco. En Ohio, el gas es más probable que sea húmedo, lo que significa que puede estar acompañado por el petróleo y otros líquidos que tienen que ser separados del gas¹⁹. La infraestructura necesaria para separar los líquidos incrementa el costo inicial del pozo.

Lycoming County, PA

- Chief Oil and Gas LLC ha perforado 2 pozos en el municipio de Mifflin y uno en el municipio de Watson y, a finales del 2007 se estaba preparando para perforar un pozo en el municipio de Penn. La empresa estaba planeando perforar 3 pozos más a principios del 2008.
- En abril de 2008, Range Resources señaló que había perforado 3 pozos en el condado de Lycoming y estaba en medio de su cuarto.

¹⁹ Mayhood, K. March 11, 2008. “Low down, rich and stingy - Energy companies just figuring out how to coax natural gas from deepest Appalachian shale deposits.” The Columbus Dispatch.

Fayette County, PA.

- Atlas Energy ha perforado 58 pozos a partir de mayo de 2008. Esta compañía tiene alrededor de 250.000 acres en régimen de arrendamiento en el suroeste de Pensilvania que incluye Fayette, Greene, Westmoreland y parte de los condados de Washington.

Washington County, PA.

- Range Resources ha perforado 5 pozos horizontales en la lutitas de Marcellus.

West Virginia

- PetroEdge perforo un pozo en 2008 en Wetzel County.
- Cabot perforó 8 pozos ese mismo año.

Ohio

- Range Resources estuvo evaluando un pozo en Jefferson County en 2008. De acuerdo con Range, Ohio es “más limitado en potencial que en Pensilvania y el Oeste de Virginia, pero hay algunas áreas, sobre todo a lo largo del río Ohio, que tienen un mejor potencial²⁰”.

²⁰ 3 Mayhood, K. March 11, 2008. “Low down, rich and stingy - Energy companies just figuring out how to coax natural gas from deepest Appalachian shale deposits.” The Columbus Dispatch.

Nueva York

- PetroEdge Resources planeó en el 2008 perforar dos pozos exploratorios en Tioga County, NY, para evaluar el gas presente en las lutitas de Marcellus.

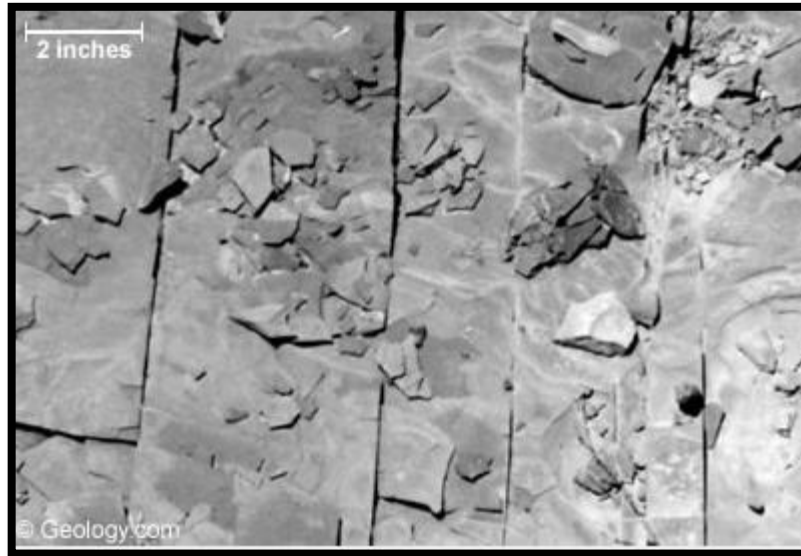
PERFORACION VERTICAL Vs HORIZONTAL EN MARCELLUS SHALE

Los poros en las lutitas no suelen ser lo suficientemente grandes, incluso para pequeñas moléculas de metano para que puedan fluir con facilidad. En consecuencia, la producción de gas en cantidades comerciales requiere fracturas que permitan aumentar permeabilidad.

Las lutitas pueden contener fracturas naturales que permiten un cierto movimiento de gas. Estas fracturas son causadas por la presión de los recubrimientos de la roca y los movimientos naturales de la corteza terrestre. Las cargas de tensión en el yacimiento determinan la geometría de las fracturas²¹. (Es probable que la extensión sur de las lutitas de Marcellus contenga fracturas naturales, y es muy posible que estas fracturas estén presentes en la mayor parte de la formación) Ver figura 6.

²¹ Frantz, J.H. and Jochen, V. Schlumberger. October, 2005.” Shale Gas - When your gas reservoir is unconventional so is our solution.” White Paper.

Figura 6. Fracturas Naturales “joints” en el Shale Devónico

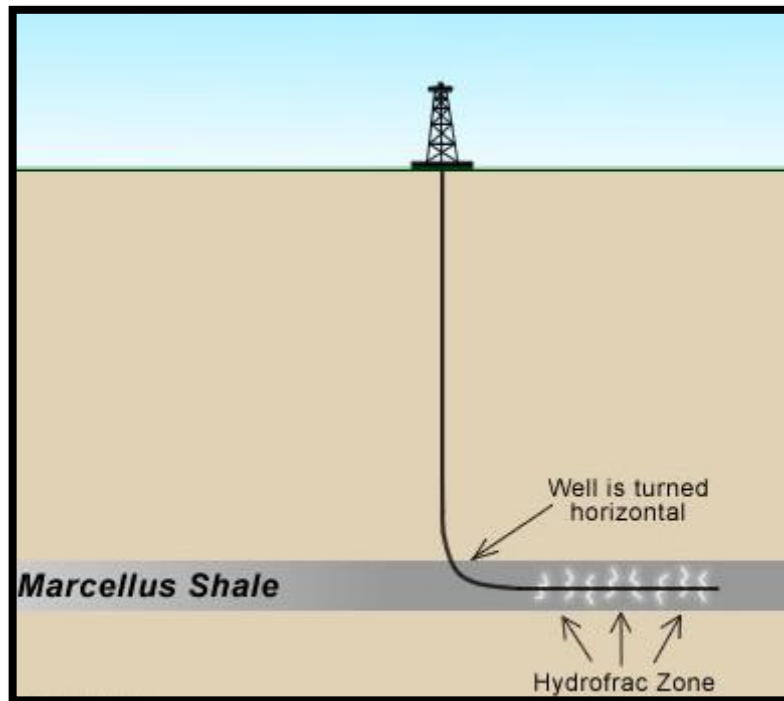


Fuente: Marcellus Shale – Appalachian Basin Natural gas Play. New research surprise everyone on the potential of this well-known Devonian black shale.

El gas Shale ha sido producido a partir de las lutitas con fracturas naturales. Sin embargo, hace pocos años, ha habido un desarrollo del gas de las lutitas debido a la utilización de técnicas que crean fracturas artificiales alrededor del pozo. Este procedimiento es conocido como fracturamiento hidráulico.

Los pozos horizontales se utilizan en varias formaciones de gas shale. Esto se debe a que las fracturas naturales (también conocidas como “juntas”) en algunas shales, como las de Marcellus, son verticales. Cuando se perforan pozos verticales, el pozo no intercepta muchas fracturas verticales. Los pozos en Marcellus se perforan inicialmente verticales y luego horizontales a través de la formación de las lutitas. Por lo tanto, el pozo de la lutita es perpendicular a la orientación de la fractura, lo que permite que se crucen un número mayor de fracturas, como lo muestra la figura 7.

Figura 7. Perforación Horizontal en Marcellus Shale.



Fuente: Marcellus Shale – Appalachian Basin Natural gas Play. New research surprise everyone on the potential of this well-known Devonian black shale.

Ya en la década de 1980, fueron contemplados los pozos horizontales e incluso perforados en los Shales del Devónico como Marcellus. Mientras que en la mayoría de los pozos hubo logros técnicos, hubo fallas que se consideraron en última instancia porque no se produce a tasas comerciales.

La razón principal es que ellos no producen cantidades suficientes de gas porque requieren alguna forma de estimulación, que era demasiado costosa para llevar a cabo en el momento.

En los últimos años, ha existido un crecimiento explosivo de los pozos horizontales en las lutitas (por ejemplo en Barnett). Esto se debe a mejoras en las tecnologías de estimulación. Los tratamientos de estimulación de múltiples etapas se realizan actualmente en los pozos para colocar fracturas hidráulicas alrededor del pozo. La

capacidad de estimular la formación a lo largo del pozo horizontal los ha hecho comercialmente exitosos.²²

Los pozos que fueron perforados verticalmente para acceder a la formación de Marcellus u otras formaciones, se pueden reutilizar para perforar horizontalmente a través de las lutitas de Marcellus²³.

En 2007, Range Resources planeó perforar 35 pozos verticales y de 15 a 20 pozos horizontales en Washington County y otras 2 áreas principales²⁴. No todas las compañías están convencidas que se requieran pozos horizontales para drenar el gas proveniente de las lutitas de Marcellus. Por ejemplo, Atlas Energy anuncio en 2008 que después de revisar la longitud efectiva de las fracturas hidráulicas, la compañía cree que será suficiente perforar pozos horizontales en Marcellus del suroeste de Pensilvania.

COSTO DE PERFORACION

Hay varias estimaciones y reportes de los costos de perforación de pozos en Marcellus Shale que se muestran en la tabla 5:

Tabla 5. Comparación del costo entre un pozo horizontal y uno vertical en Marcellus Shale

	COSTO POZO VERTICAL	COSTO POZO HORIZONTAL
Terry Engelder	US \$ 800.000	US \$ 3 Millones
ATLAS, Energy	US \$ 1.3 Millones	US \$ 4 Millones
Dominion Resources	US \$ 1 Millón	US \$ 3 Millones
Range Resources	US \$ 900.000	---

Fuente: Shale "Gas: Focus on the Marcellus Shale". By Lisa Sumi. FOR THE OIL & GAS ACCOUNTABILITY PROJECT/EARTHWORKS, MAY 2008

²² Frantz, J.H. and Jochen, V. Schlumberger. October, 2005." Shale Gas - When your gas reservoir is unconventional so is our solution." White Paper.

²³ Pennsylvania State University web site: Thursday, January 17, 2008. "Unconventional natural gas reservoir could boost U.S. supply." Penn State Live.

²⁴ Williams, P. July 1, 2007. "Take a look at these shales." Oil and Gas Investor This Week.

2.1.2 Gas Shales en Canadá: Los shales hacen parte (en su mayoría) de la sección sedimentaria que se encuentra en el Oeste de Canadá (WCSB). Alberta Geological Survey (AGS) ha identificado alrededor de 15 formaciones posibles de gas asociado a shales²⁵.

El gas presente en las lutitas gasíferas de Canadá se encuentra actualmente en proceso de evaluación a través de la perforación y pruebas que se encuentran resumidas en la tabla 7. Estos números provienen sobre todo de compañías de exploración. El servicio geológico de Canadá ha realizado un examen preliminar mucho más amplio de las lutitas gasíferas, muchos de ellos no están siendo perforados por las compañías de exploración. Según los datos que se muestran en la tabla, el gas in place es de alrededor de 1000 Tcf, recordando que existe una gran incertidumbre en estos datos. La cantidad que puede ser recuperada se estima en aproximadamente un 20 %.

En Norte América, existen varias oportunidades de explotación de gas Shale, mientras que el potencial de shale gas para Canadá continua siendo evaluado. Los principales yacimientos de gas asociado a Shale en Canadá son: Cuenca Horn River y Montney, el grupo colorado en Alberta y Saskatchewan, El Shale (Tabla 6).

²⁵ Marcellus Shale – Appalachian Basin Natural gas Play. New research surprise everyone on the potential of this well-known Devonian black shale.

Tabla. 6 Yacimientos de Gas Shale en Canadá

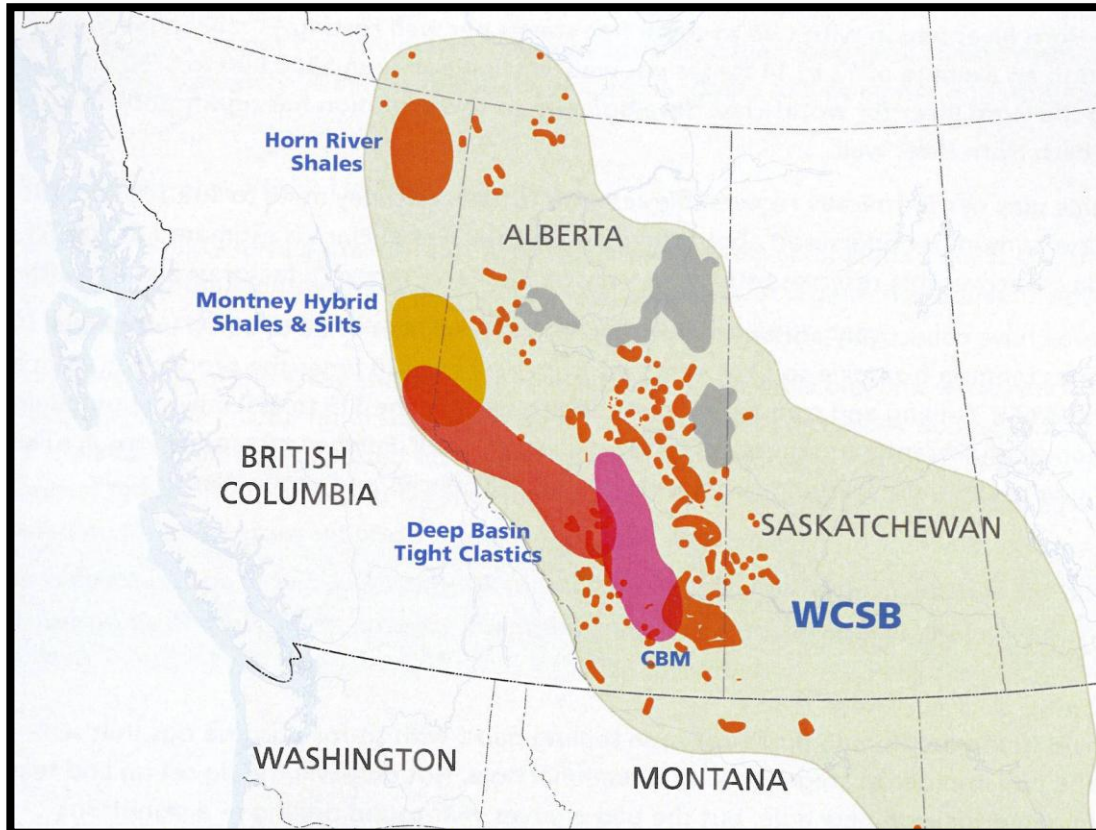
	Horn River	Montney	Utica	Horton Bluff
Depth (ft)	8000 a 10000	5500 a 13000	1600 a 10800	3600 a 6500
Espesor (ft)	500	>980	290 a 980	>500
Porosidad (%)	3.2 a 6.2	1 a 6	2.2 a 3.7	2
TOC (%)	0.5 a 6	1 a 7	0.3 a 2.25	10
Madurez (Ro)**	2.2 a 2.8	0.8 a 2.5	1.1 a 4	1.53 a 2.03
Costo pozo Horizontal, incluyendo fracturamiento (Millones \$Cdn)	7 a 10	5 a 8	5 a 9	-----

Fuente: Energy Brief. Understanding Canadian Shale Gas. National Energy Board. Nov. 2009

Las estimaciones de gas asociado a shales en el occidente de Canadá varían de 86 billones de pies cúbicos (Tcf) a más de 1,000 bpc. Si bien existe un enorme potencial en Alberta, la producción de gas shale se encuentra en etapas muy tempranas de su desarrollo comercial y lo más probable es que se produzca este gas en Alberta durante varios años.

La figura 8 muestra la ubicación del yacimiento de shale gas en Alberta, Canadá.

Figura 8. Localización del Yacimiento de Shale gas en Alberta, Canadá



Fuente: Presentation of Canadian Association of Petroleum Producers. "Canada's Shale Gas" February 5, 2010.

Con la reciente caída de la producción canadiense del gas natural convencional, el gas asociado a Shale podría permitir a Canadá satisfacer su propia necesidad de gas natural por mucho tiempo, durante el siglo XXI. La siguiente tabla resume datos relevantes de las principales cuencas productoras de gas asociado a Shale en Canadá (Ver tabla 7):

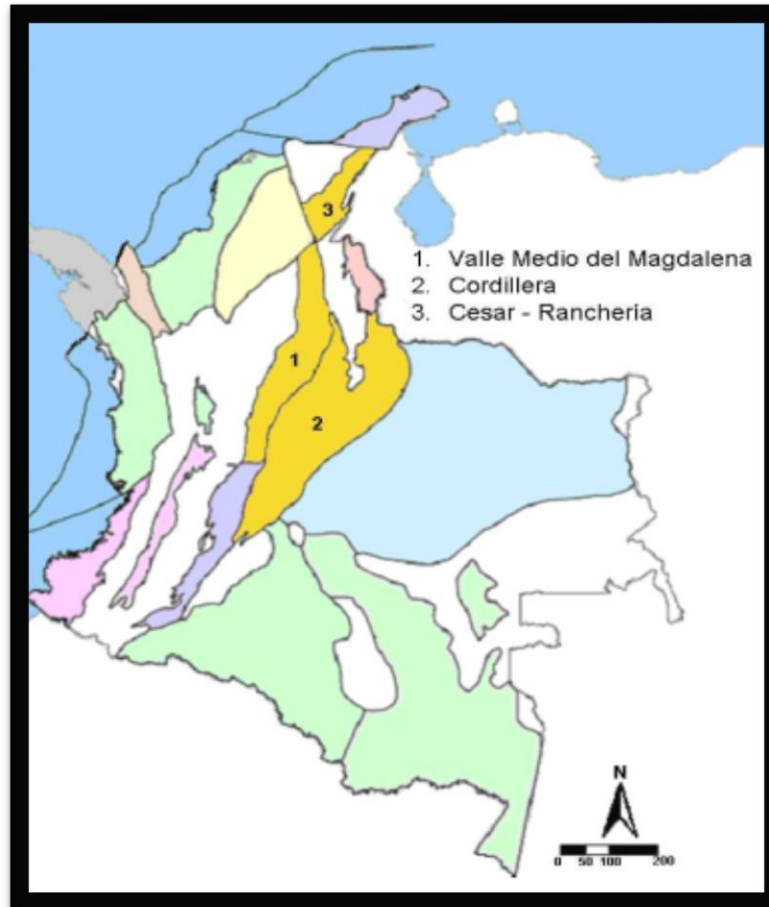
Tabla. 7. Principales Cuencas de Gas Shale en Canadá

MONTNEY	La producción de gas natural de los pozos horizontales perforados en Montney ha aumentado desde cero en 2005 hasta 376 MMSCF/d y se espera que continúe aumentando. Para Julio de 2009 se encontraban produciendo 234 pozos horizontales de os yacimientos de Shale en Montney. El Gas in place se estima en aproximadamente de 8 a 160 BCF.
HORN RIVER	Los pozos que han perforado en esta cuenca han resultado prolíferos y producen un promedio inicial de 8 MMSCF/d, con los principales pozos que figuran como los más productivos que se hayan perforado en el oeste de Canadá el año pasado. El Gas in Place se estima en aproximadamente de 60 a 318 BCF.
GRUPO COLORADO	El grupo colorado del Sur de Alberta y Saskatchewan ha estado produciendo gas natural desde los yacimientos de gas Shale desde alrededor de 100 años. Debido a las condiciones pobres de la roca y de riesgos de hundimiento del pozo, solo se han perforado pozos horizontales en este grupo. El gas in place estimado es de 22 a 62 BCF.
GRUPO UTICA	Estos shales, localizados entre Montreal y Quebec, cerca de los Apalaches, ha incrementado el potencial para fracturas naturales. El gas in place estimado es de 25 a 210 BCF.
HORTON BLUFF	Aunque este yacimiento se encuentra en la etapa de evaluación temprana, se han perforado 2 pozos verticales en Nueva Brunswick han producido 0.5 MMSCF/d, después de someterse a pequeñas fracturas. El gas in place estimado es de aproximadamente de 72.4 a 600 BCF.

Fuente: Energy Brief. Understanding Canadian Shale Gas. National Energy Board. November 2009

2.1.3 Gas Shales en Colombia. El potencial de Gas Shale en Colombia se ha estimado en aproximadamente 32 TPC de reservas recuperables según el reporte presentado por la ANH en el año 2008²⁶, distribuidos en tres cuencas sedimentaras, las cuales se muestran en la Figura 9.

Figura 9. Localización de Yacimiento de gas Shale en Colombia



Fuente: Presentación “Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia”. Julio César Vera Díaz, Director de Hidrocarburos.

²⁶ “V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía”. El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica, Zamora Reyes A. Cartagena, Junio de 2009. ANH

La tabla 8 muestra las reservas de gas asociado a Shale en Colombia, distribuido en 3 cuencas, productoras de este gas.

Tabla 8. Potencial de Gas Shale en Colombia.

Cuenca	Área (Km ²)	Net Pay (meters)	Gas in Situ (Tcf)	Reservas recuperables (Tcf)
Magdalena Medio	7500	100	289,5	29
Cordillera Oriental	500	100	19,3	1,9
Cesar Ranchería	200	100	7,72	0,8
Total Shale Gas	8200		316,5	31,7

Fuente: Presentación "V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía". El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica, Zamora Reyes A. Cartagena, Junio de 2009. ANH

2.1.3.1 Descripción de las cuencas sedimentarias colombianas

CUENCA CESAR-RANCHERÍA

Esta cuenca limita al Noreste con la falla de Oca, al Noroeste con las rocas precretácicas de la Sierra Nevada de Santa Marta, al Este y Sureste con rocas precretácicas de la Serranía de Perijá y con Venezuela y al suroeste con el trazo de la falla de Bucaramanga²⁷.

Es una cuenca continental, prolongación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, desplazada hacia el norte por la Falla de Santa Marta y separada por la Cuenca del Catatumbo (Maracaibo). Cuenta con 4 Campos y unas reservas de 33 MBPE. Se considera una cuenca con un buen sistema petrolífero, aun cuando la secuencia es estratigráfica es delgada en algunos sectores. Esta cuenca tiene potenciales recursos de gas convencional y asociado a carbón.

²⁷ Vargas Jiménez, C. A.: Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908. Pag 14

CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Esta cuenca limita al sureste con el sistema de Fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con los sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central. Al Sur con el cinturón plegado de Girardot y al Noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta.²⁸

Es una cuenca madura, con alta producción desde año 1918 y una amplia gama de crudos (13-45° API). Cuenta con 99 campos y unas reservas de 3.337 MBPE. Los resultados de la sísmica hecha por la ANH para el año 2006 sugieren importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleogenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas).

CUENCA CORDILLERA ORIENTAL

La Cuenca Cordillera Oriental limita al Norte con el macizo de Santander, al Sureste con el sistema de fallas de Algeciras – Garzón, al Oeste con el sistema de fallas de Bituima – La Salina. El Este con el sistema de cabalgamiento de la Cordillera Oriental. Cuenta con buena producción en el área de Piedemonte y con grandes estructuras compresivas. Sin embargo, fuera del área de piedemonte algunos elementos no están bien caracterizados. Cuenta con 13 campos y unas reservas de 3.495 MBPE. La tabla 9 muestra las principales características de las Cuencas Sedimentarias Colombianas con potencial se Gas Shale.

²⁸ Ibid Pág 20

Tabla 9. Características cuencas sedimentarias Colombianas.

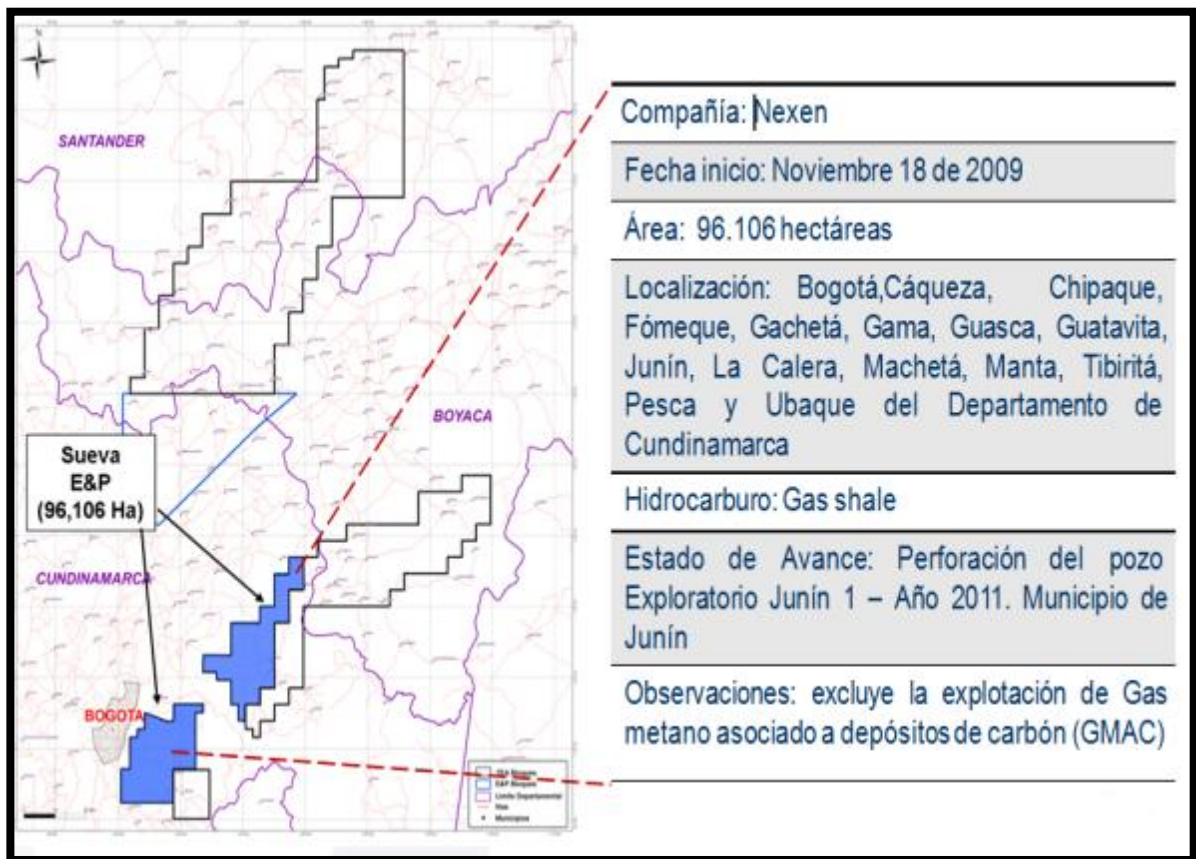
CUENCA	ROCA FUENTE	MIGRACIÓN	ROCA RESERVORIO	SELLO	TRAMPA
Cesar Ranchería	Formaciones Molino, La Luna, Lagunitas y Aguas Blancas	Migración asociada a transpresionales y en sistemas de fracturas asociados a zonas de fallas	Formaciones Lagunitas y Aguas Blancas	Shales Cretácicos y Cenozoicos	Estructurales asociadas con cierres de subcabalgamiento en la región del Perijá. Anticlinales en la región central y estructuras en flor asociadas con el sistema de fallas de Oca en el norte del área
Valle Inferior del Magdalena	Formación Porquero Inferior, Ciénaga de Oro Superior	Se han propuesto 4 rutas de migración 1) Área de Cicuco Boquete, 2) Área Momposina, 3) Área de Guepaje 4) Región de Apure. Probablemente la migración se dio a lo largo de redes de fracturas y planos de falla.	Formación Ciénaga de Oro.	Posiblemente shales de las Formaciones Porquero Superior, Ciénaga de Oro y Tubará	Trampas estructurales y estratigráficas
Cordillera Oriental	Formación La Luna. Dos Secciones condensadas del Albiano Medio y Turoniano, depositadas en ambientes anóxicos son consideradas como las mejores fuentes.	El primer pulso de generación ocurrió en el Cretácico tardío. El segundo pulso ocurrió desde el Mioceno al reciente	El reservorio más importante fue depositado durante el Albiano y Cenomaniano y siliciclastos Paleogenos	Shales de la formación Esmeralda, formación Mugrosa, arcillolitas de Socha	Las principales características estructurales son las fallas inversas que involucran basamento como resultado de la inversión de fallas normales preexistentes, fallas relacionadas a pliegues y estructuras en Dúplex.

Fuente. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Carlos Vargas

2.1.3.2 Prospectos en desarrollo en la actualidad: En cuanto a los yacimientos no convencionales en Colombia, este proceso hace menos cinco años he empezado a proyectarse sobre la posibilidad de la explotación de los recursos no convencionales como una nueva forma de energía, por lo cual de la mano de la AHN, estos nuevos proyectos han empezado su fase inicial de exploración, los cuales se presentan a continuación:

- **CONTRATO DE EXPLORACION Y PRODUCCION SUEVA**

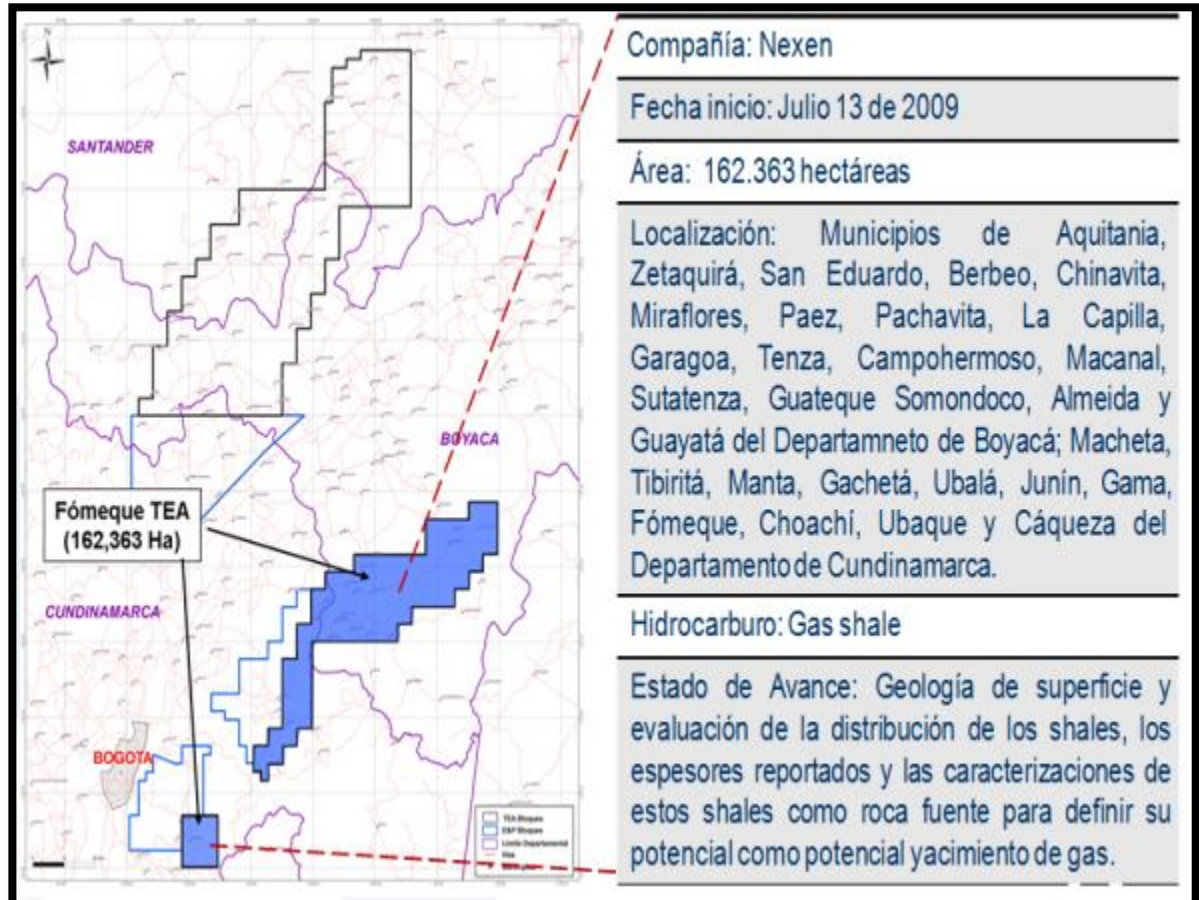
Figura 10. Localización y Características Contrato de E&P Sueva



Fuente: Presentación “Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia”. Julio César Vera Díaz, Director de Hidrocarburos.

- **TEA FOQUEME**

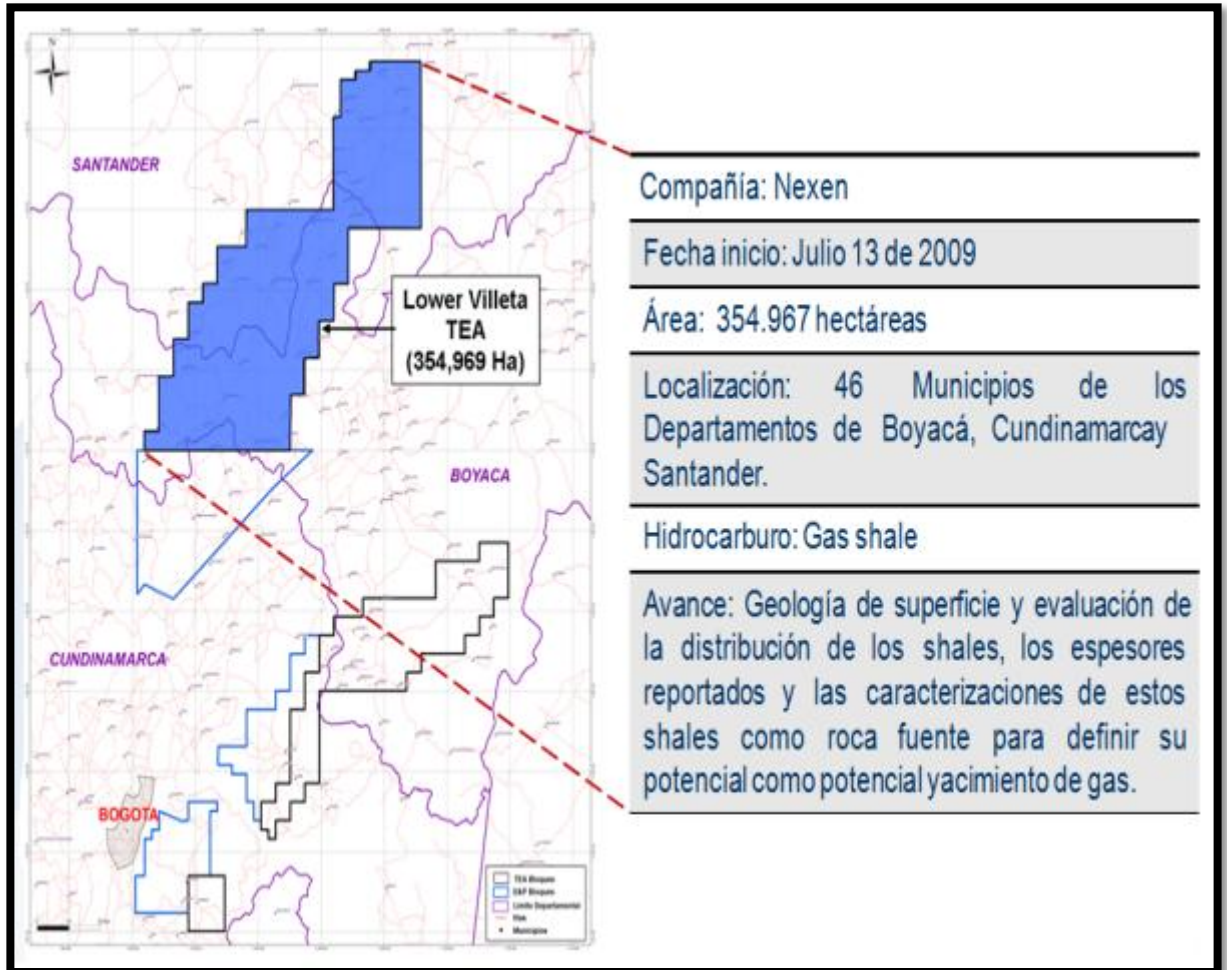
Figura 11. Localización y Características Tea Foqueme



Fuente: Presentación “Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia”. Julio César Vera Díaz, Director de Hidrocarburos.

- TEA LOWER VILLETA

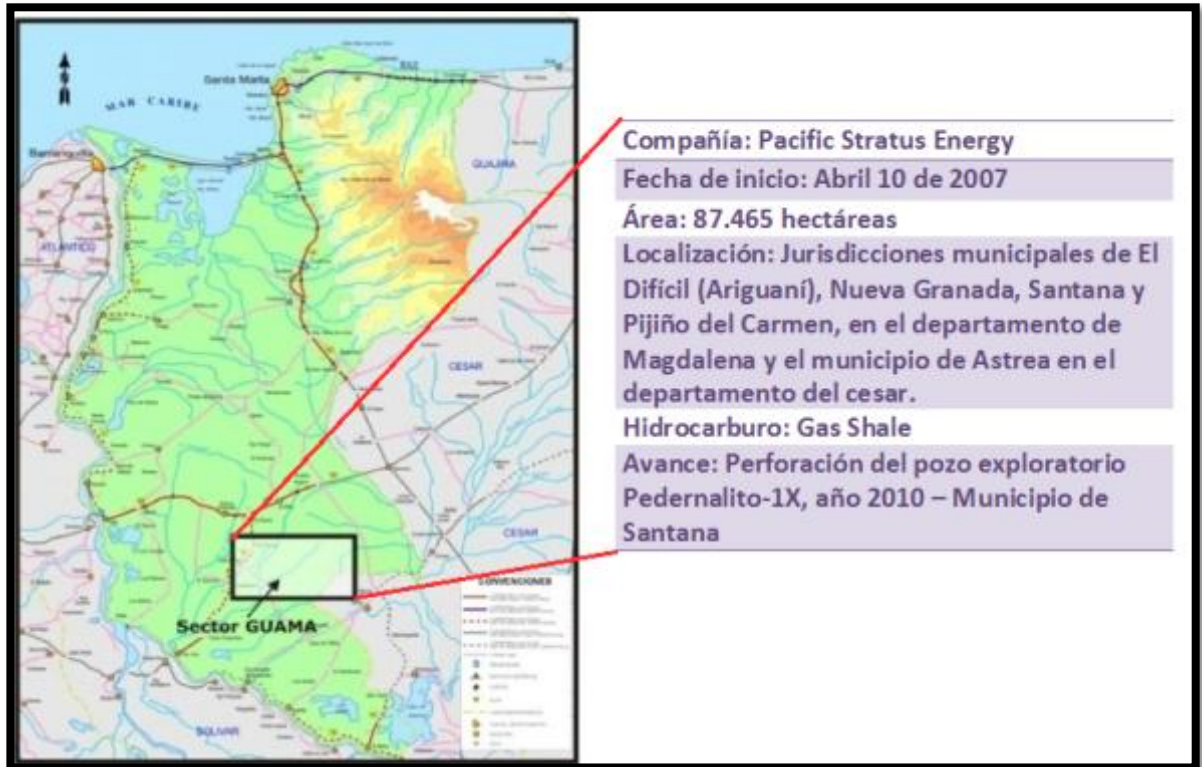
Figura 12. Localización y Características Tea Lower Villeta



Fuente: Presentación “Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia”. Julio César Vera Díaz, Director de Hidrocarburos.

- **CONTRATO DE EXPLORACION Y PRODUCCION GUAMA**

Figura 13. Localización y Características Contrato de E&P Guama



Fuente: Autores

2.1.3.3 Caso de estudio: pozo exploratorio Pedernalito-1X

- **GENERALIDADES POZO EXPLORATORIO PEDERNALITO-1X**

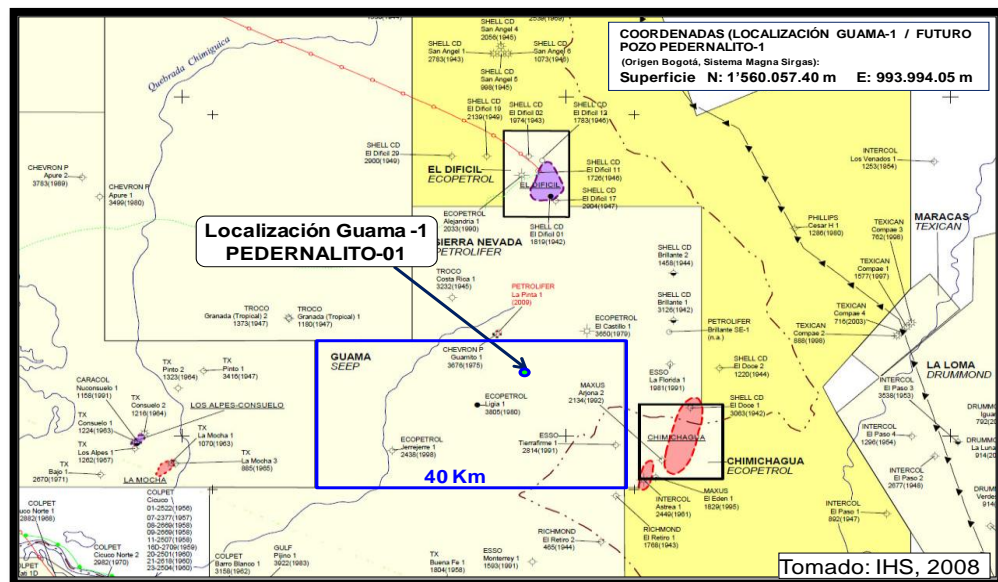
En el año 2010 se perforó el pozo PEDERNALITO-1X bajo el contrato de Exploración y Explotación Guama, localizado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. (Ver Figura 14)

- Pozo: Pedernalito-1X
- Departamento: Magdalena
- Municipio: Santana

- Estructura: Anticlinal Fallado
- Coordenada Origen Bogotá superficie: N: 1'560.057.40 metros E: 993.994.05 metros
- Profundidad final Perforación (TD): 7100' MD; 7082.10' TVD
- Clasificación: Exploratorio (A3)
- Máxima desviación medida: Ángulo: 14.67°, Azimut: 2245.35° a 2032° MD
- Fecha de Iniciación: Septiembre 8 de 2010 (20:30hrs)
- Fecha de Terminación: Octubre 9 de 2010 (4:30hrs)
- Objetivo A: Formación Porquero (TVDs: 2650')
- Objetivo B: Formación Porquero (TVDs: 3460')

El pozo Pedernalito - 1X, fue clasificado como pozo exploratorio y el objetivo principal es evaluar el potencial de hidrocarburos en las arenas de la Formación Porquero Medio en la estructura del Prospecto Pedernalito.

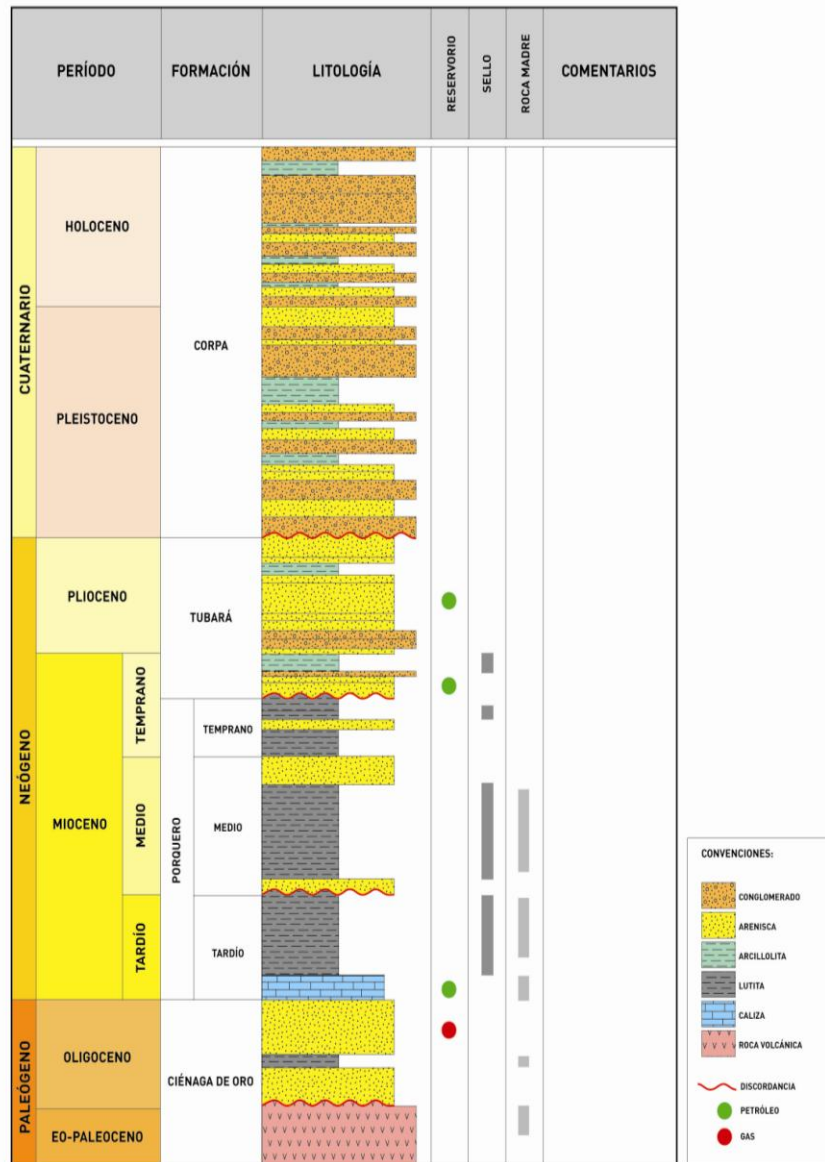
Figura 14. Ubicación Geológica Bloque Guama y Pozo Pedernalito-1x.



Fuente: Propuesta de Perforación Pozo Exploratorio Pedernalito-1X (A-3)

El Bloque de Guama, presenta rocas que van desde el Paleoceno hasta el reciente. En la Figura 15 se muestra la secuencia sedimentaria y las formaciones geológicas de Pedernalito-1X. En la Tabla 10, se describe las características de las formaciones.

Figura 15. Estratigrafía y Sistema Petrolero, Localización Pedernalito-1X



Fuente: Propuesta de Perforación Pozo Exploratorio Pedernalito-1X (A-3)

Tabla 10. Datos de las formaciones de Pedernalito-1X

FORMACIÓN		EDAD	CARACTERÍSTICAS
DEPOSITOS CUATERNARIOS		Cuaternario	Depósitos de terraza recientes del Rio Magdalena, especialmente en el área de Guepaje.
FORMACIÓN CORPA		Plioceno Superior Pleistoceno	Corresponde al desarrollo tardío de la orogenia andina durante el Neógeno. Consta de conglomerados y aluviones poco consolidados, arcillas varicoloreadas y escasos lignitos depositados en ambientes fluviales
FORMACIÓN TUBARÁ		Mioceno Superior Plioceno Inferior	Corresponde al relleno inferior de la antefosa andina. Compuesta por arenas deltaicas en la base y series fluviales y lacustrinas al tope. La conforman capas gruesas de areniscas, intercaladas con capas delgadas de arcillolitas, limolitas y delgados niveles de carbón.
FORMACIÓN PORQUERO	SUPERIOR	Mioceno Superior	Lodolitas laminadas ligeramente calcáreas, con abundantes foraminíferos, ocasionalmente con granos flotantes de arena media a gruesa. Se interponen capas delgadas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Hacia el tope se localizan delgados niveles de caliza.
	MEDIO	Mioceno medio	Láminas y capas delgadas de lutitas y limolitas, con algunas interposiciones de areniscas de grano fino, a veces conglomeráticas, conglomerados polimícticos y esporádicos niveles de caliza.
	INFERIOR	Mioceno Inferior	Lutitas laminares, ocasionalmente calcáreas, interpuestas con niveles arenosos y arcillolitas blandas y calcáreas.

Fuente: Propuesta de Perforación Pozo Exploratorio Pedernalito-1X (A-3)

2.1.4 Analogías para Colombia (GAS SHALE). Es preciso identificar propiedades que den un indicio para la acertada aplicación de técnicas de perforación y completamiento para el desarrollo de los yacimientos de gas Shale en Colombia que actualmente se encuentran en fase exploratoria. Las propiedades que a continuación se pretenden comparar son: TOC (contenido orgánico total), tipo de kerógeno, características del yacimiento como profundidad,

espesor de la arena; propiedades de la roca como porosidad, y el perfil de producción.

La comparación se determina en base a los campos más representativos de Gas Shale en la actualidad a nivel mundial, los cuales se encuentran principalmente en Estados Unidos y Canadá.

- **CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL**

Tabla 11. Comparación del Contenido orgánico total entre los yacimientos no convencionales de Estados Unidos, Canadá y el pozo exploratorio en Colombia.

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	% TOC
ESTADOS UNIDOS	Barnett	3 - 5
	Marcellus	1 - 10
	Fayetteville	1 - 5
	Haynesville	0.3 - 0.5
CANADA	Horn River	0.5 - 6
	Montney	1 - 7
	Grupo Utica	0.3 - 2.25
	Horton Bluff	10
COLOMBIA	PEDERNALITO-1X	0.7 - 1.2

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

Al comparar el contenido orgánico total de los yacimientos de gas shale en US, Canadá y en Colombia, el pozo de interés contiene componentes orgánicos en una proporción de 0.7% y 1.2%, índice muy similar al que comporta la cuenca de Woodford en Estados Unidos, 1-1.4. En general hay una gran dispersión de la medida porcentual de contenido orgánico en los yacimientos de gas Shale, y comparando el pozo Pedernalito con el grupo de complejos de Shale en Estados Unidos es más similar a estos si se tiene en cuenta el rango porcentual estimado que está entre 0.3% y 5 % a diferencia del grupo de Canadá cuyo rango estriba entre 0.5% y 10%, de este modo el pozo exploratorio en Colombia se separa ampliamente en términos de TOC del complejo de Horton Bluff el de mayor

porcentaje en este grupo. Asimismo la mayor diferencia porcentual de TOC en los complejos de Estados Unidos con respecto a Pedernalito se halla en el complejo de Barnett, 3-5%.

Ahora, la mayor diferencia por unidades porcentuales de TOC se halla en el complejo Horn River, 2 unidades, de donde se infiere una mayor heterogeneidad en la distribución del contenido orgánico, entre tanto el pozo Pedernalito comporta una distribución relativamente homogénea de 0.5 unidades.

- **TIPO DE KEROGENO**

Tabla 12. Comparación del tipo de kerógeno entre los yacimientos no convencionales de Estados Unidos y el pozo exploratorio en Colombia.

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	Tipo de Kerógeno
ESTADOS UNIDOS	Barnett (EE.UU)	III
	Woodford (EE.UU)	II y III
COLOMBIA	Pozo exploratorio Pedernalito-1X	II y III

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

Según a la tabla 12, se observa que no existe diferencia significativa de la calidad del tipo de kerógeno presente en los yacimientos de Estados Unidos y Pedernalito, ya que este último contiene un tipo de kerógeno II y III, de igual calidad de Woodford, pero sin apartarse de la calidad del kerógeno de Barnett.

- **PROFUNDIDAD**

Tabla 13. Comparacion de profundidades (Pies) entre Perdernalito-1X (Pozo Exploratorio en Colombia) y varios yacimientos de Shale en EE.UU y Canada

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	Profundidad (Pies)
ESTADOS UNIDOS	Barnett	6500-8000
	Marcellus	2000-10000
	Fayetteville	2000-6500
	Haynesville	10000-16000
CANADA	Horn River	8000-10000
	Montney	5500-13000
	Grupo Utica	1600-10800
	Horton Bluff	3600-6500
COLOMBIA	PEDERNALITO-1X	7100

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

EL pozo Pedernalito posee una profundidad relativa media de 4500-7000 Pies con respecto al rango de sus pares comparables, rango que estriba entre 3500-9500 Pies. La profundidad de este pozo es comparable a la de los pozos de menor profundidad en los complejos de Barnet, en Estados Unidos, y Horn River, en Canadá. Del mismo modo hay similitud con los pozos de mayor profundidad en los complejos Horton Bluff en Canadá, Fayetteville en Estados Unidos y Barnett en Estados Unidos.

- **ESPESOR DEL ESTRATO DE INTERES**

Tabla 14. Comparación del Espesor entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	Espesor (Pies)
ESTADOS UNIDOS	Barnett	250
	Marcellus	260
	Fayetteville	270
	Haynesville	300
CANADA	Horn River	500
	Montney	>980
	Grupo Utica	290 a 980
	Horton Bluff	>500
COLOMBIA	PEDERNALITO-1X	238

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

Siguiendo el grupo de comparación, el yacimiento Pedernalito posee un espesor significativamente diferente del conjunto, esto se infiere teniendo en cuenta que la media del grupo es cercana a los 400 Pies.

En este sentido el espesor del yacimiento Pedernalito es muy similar al de la cuenca Barnett, 238 y 250 respectivamente. Asimismo hay una gran diferencia con los índices de espesor para el yacimiento de Montney, en Canadá, que es de 980 Pies, (es decir 742 Pies menos que Pedernalito). Esta alta diferencia es seguida por una diferencia media del yacimiento Pedernalito con respecto a los complejos de Horn River y Horton Bluff, en Canadá, los cuales duplican su índice de espesor.

Con respecto a los complejos de gas Shale en Estados Unidos, el pozo Pedernalito de Colombia alcanza un espesor similar al del conjunto si se tiene en cuenta que en el grupo comparado el espesor mínimo es de 100 Pies y el máximo de 300 Pies, esto no sucede sin embargo para el grupo de complejos comparados de Canadá donde el espesor mínimo es de 500 Pies y el máximo supera los 980 Pies.

- **POROSIDAD**

Tabla 15. Comparación de la Porosidad entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	Porosidad (%)
ESTADOS UNIDOS	Barnet	3 - 8
	Woodford	7.5 – 14
	Haynesville	7 – 15
	Marcellus	9 – 13
CANADA	Horn River	3.2 – 6.2
	Montney	1 – 6
	Grupo Utica	2.2 – 3.7
	Horton Bluff	2
COLOMBIA	PEDERNALITO-1X	11

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

Al observar la tabla 15, se puede concluir que la porosidad del pozo Pedernalito esta dentro de los rangos de porosidad de los campos de estados unidos con excepción de Barnet, ya que varían entre 7 y 15%, teniendo más similitud con el yacimiento Marcellus, mientras que los porcentajes de porosidad en Canadá son significativamente menores, y se encuentran por debajo de la mitad de la porosidad Pedernalito, en un rango entre 1 y 6,2%.

- **TIEMPO DE PRODUCCIÓN**

Tabla 16. Comparación del tiempo de Producción entre los Yacimientos no Convencionales de EE.UU, Canadá y el Pozo Exploratorio en Colombia.

PAIS	YACIMIENTO DE GAS SHALE	TIEMPO DE PRODUCCIÓN (Años)
ESTADOS UNIDOS	Barnet	25
	Woodford	20
	Haynesville	23
	Marcellus	17
	Fayetteville	18
CANADA	Horn River	14
	Montney	17
COLOMBIA	PEDERNALITO-1X	25

Fuente: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note. National Energy Board. November 2009. Canadá.

La medida del tiempo de producción de un campo, es de gran interés para determinar la rentabilidad basada en la producción acumulada total. En la tabla 16, se puede observar que la proyección del pozo exploratorio de Pedernalito en Colombia es igual a los años de producción determinados para Barnet, y es que un poco superior con respecto a Woodford, Haynesville, Marcellus, Fayetteville, en Estados Unidos y Canadá, los cuales son Montney y Horn River, que es el que menor tiempo de producción presenta en la lista de comparación.

2.2 TIGHT GAS EN EL MUNDO

Las características de los yacimientos de tight gas varían considerablemente y son controladas, por lo que es económico desarrollarlas en cualquier región geológica. Los costos de desarrollo, los precios y los mercados del gas, deben ser considerados a la hora de evaluar cualquier yacimiento de gas.

La mayoría de los yacimientos de Tight Gas a nivel mundial se encuentran en América del Norte, como lo muestra la tabla 17.

Tabla 17. Distribución en el Mundo de las Reservas de Gas no Convencional (Tight Gas) entre 1996 y 2001.

Región	Tight Sand (Tcf)
Norte América	1371
Latino América	1293
Europa Occidental	353
Europa Central y Oriental	78
La Ex Unión Soviética	901
Medio Oriente y África del Norte	823
África al Sur del Sahara	784
Planificación centralizada de Asia y China	353
Pacífico (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico)	705
Otros países de Asia del Pacífico	549
Asia del Sur	196
Mundial	7406

Fuente: "Tight Gas Sands" published by Holditch Stephen A, SPE, Texas, Junio 2006.

Actualmente los principales productores de Tight Gas, son 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 2030³¹.

Asimismo, existen otros productores de menor escala con áreas gasíferas maduras como Australia, Egipto, entre otros países. De la misma forma hay países con importantes perspectivas en el desarrollo de este tipo de gas como son India, Alemania y Rusia.

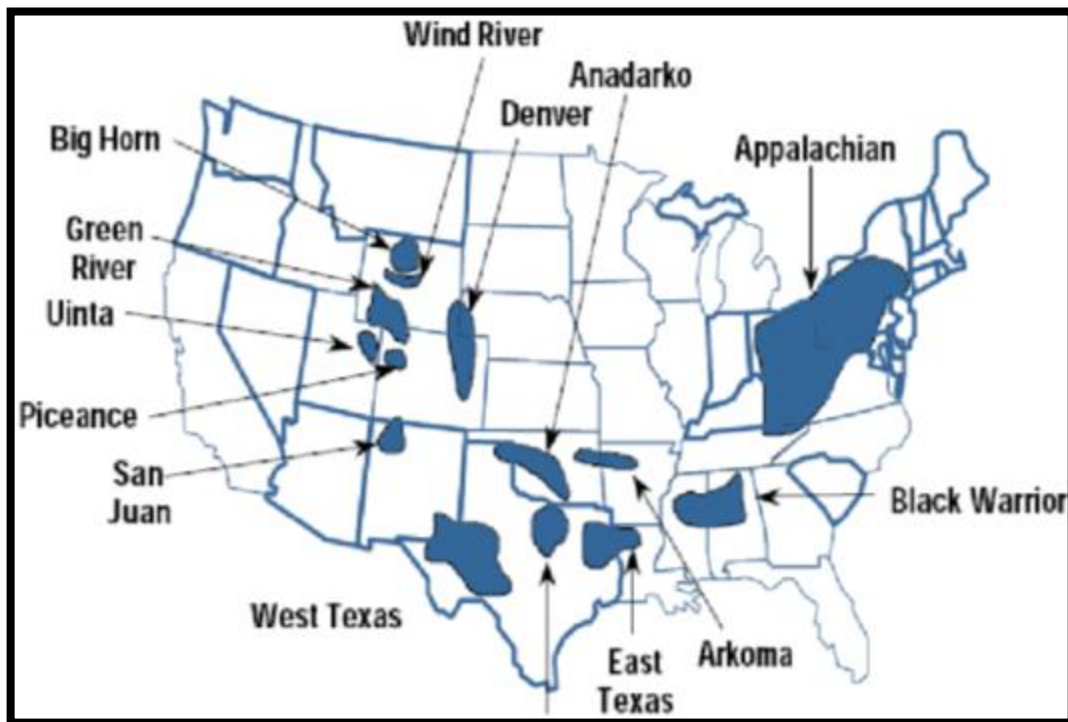
³¹ Scot Evans, Stan Cullick. Improving return of Tight Gas. Oil and Gas Financial Journal 2007

En la actualidad el gas no convencional se está produciendo de forma sustancial en Norteamérica y el oriente de Australia.

2.2.1 TIGHT gas en EE.UU. Los yacimientos de tight gas se han ido desarrollando en Estados Unidos por más de 40 años. Durante este tiempo, se ha desarrollado una gran tecnología para mejorar la economía y obtener producciones exitosas de gas. Mucha de esta tecnología se está desarrollando a nivel mundial para la exploración y desarrollo de yacimientos de Tight gas.

Los yacimientos de Tight Gas suministran más del 15% de la producción del gas natural en EE.UU. Por sí mismos, los yacimientos de gas apretado producen volúmenes casi iguales a la producción combinada de las otras fuentes importantes de gas no convencionales, incluidas las capas de carbón y metano.

Figura 16. Localización de yacimientos de Tight Gas en Estados Unidos.



Fuente: "Tight Gas y sus Desafíos" published by Schneider L. 2008.

La figura 16 muestra los diferentes yacimientos gasíferos no convencionales de tight gas que se encuentran actualmente en explotación en los Estados Unidos. Estudios realizados indican que las mayores reservas de tight gas se encuentran en los yacimientos del oeste.³²

La producción de tight gas y gas asociado al carbón fue el 35% de la demanda de gas en Estados Unidos en el 2003. No obstante, con el rápido desarrollo del gas, los analistas anticipan que para el 2017 el gas no convencional contribuirá con el 70% de la demanda en Estados Unidos. Entonces cesaría la necesidad de ese país de importar gas natural licuado³³.

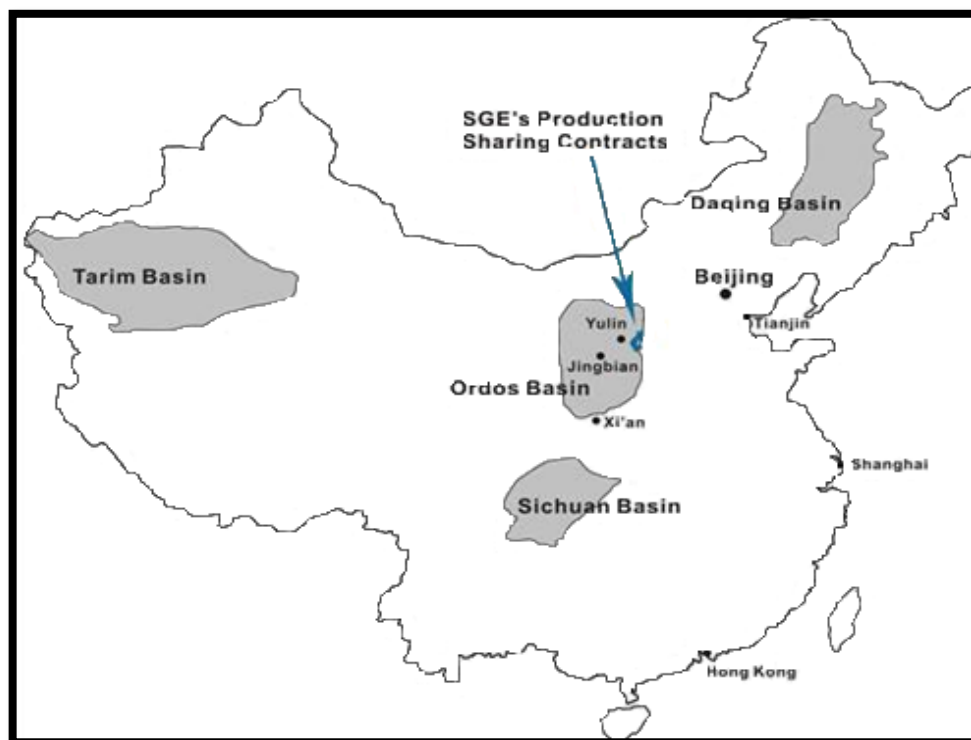
2.2.2 TIGHT gas en China. La cuenca Ordos se encuentra en el noroeste de China, con una superficie de unos 280.000 km² y se extiende a cinco provincias: ieShaanxi, Gansu, Ningxia, Mongolia Interior y Shanxi (Figura 17).

A finales de 2009, las reservas probadas de gas de la Cuenca Ordos se estimaban en 878.8 mil millones de metros cúbicos de gas natural, lo que equivale a un tercio de las reservas totales de gas en China. El yacimiento de gas *Sulige*, es el mayor yacimiento de gas de China, que está dentro de la cuenca de Ordos y tiene reservas probadas de 533,6 mil millones de metros cúbicos.

³² “Tight Gas y sus Desafíos”. Schneider L. 2008.

³³ ECOPETROL, carta_petrolera124, published by Zerda H. y Cuintaco B.

Figura 17. Localización de la Cuenca Ordos (China)



Fuente: "Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in china: Cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiache Formation gas pools, Sichuan Basin", Schuichang Z, Jinkui M, Science Direct, June 2009

La cuenca Ordos tiene Propiedades del Paleozoico Superior; contiene rocas compuestas de carbonato, arenisca de cuarzo y arenisca de cuarzo-líticas. Se muestra una gran heterogeneidad, lo que refleja los diversos efectos de karstificación³⁴ en la creación y modificación de la porosidad. Los rangos de porosidades promedio del yacimiento son del 5% al 15% en general y una permeabilidad media de 0,1 a 5mD.

Los yacimientos de gas en la cuenca Ordos se caracterizan principalmente por tres bajas: baja porosidad, baja permeabilidad y baja productividad, y dos altos (alta presión capilar y alta tensión efectiva). Se confirma que la mayoría de

³⁴ La karstificación es un proceso químico de disolución de las rocas calizas en presencia de agua y CO₂

yacimientos de gas en la cuenca de Ordos se pueden clasificar como yacimientos apretados (o tight gas), con muy pocas excepciones³⁵.

La mayoría de los yacimientos de la cuenca Ordos (China) encuentran dificultades en la producción de gas a unas tasas de flujo económico, incluso después de tratamientos de fractura que hayan tenido éxito.

Con el fin de mejorar la productividad, los operadores han puesto en práctica sus propias estrategias de desarrollo del campo dando lugar a diversos resultados. La mayoría de los pozos perforados en la cuenca son pozos horizontales, perforados para aumentar el área de drenaje y reducir al mínimo el daño de la formación causado por el uso de fluido perforación libre de arcilla. Técnicas tales como pozos multilaterales y múltiples tecnologías de fractura se están probando para mejorar la productividad.

En la cuenca Ordos se está implementando la perforación bajo balance como una técnica para establecer la productividad del yacimiento. Para esto se requiere conocer el daño de la formación. Esta técnica minimiza el daño de la formación, pero no mejora la calidad del yacimiento. Como tal, es necesario conocer el potencial de daño del yacimiento causado por el proceso de perforación.

Para la cuenca Ordos, se realizó un estudio de idoneidad del yacimiento utilizando un software de análisis interno y se determinó que en general, este yacimiento fue un buen candidato para la perforación bajo balance.

³⁵ “Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in china: Cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin”, Schuichang Z, Jinkui M, Science Direct, June 2009

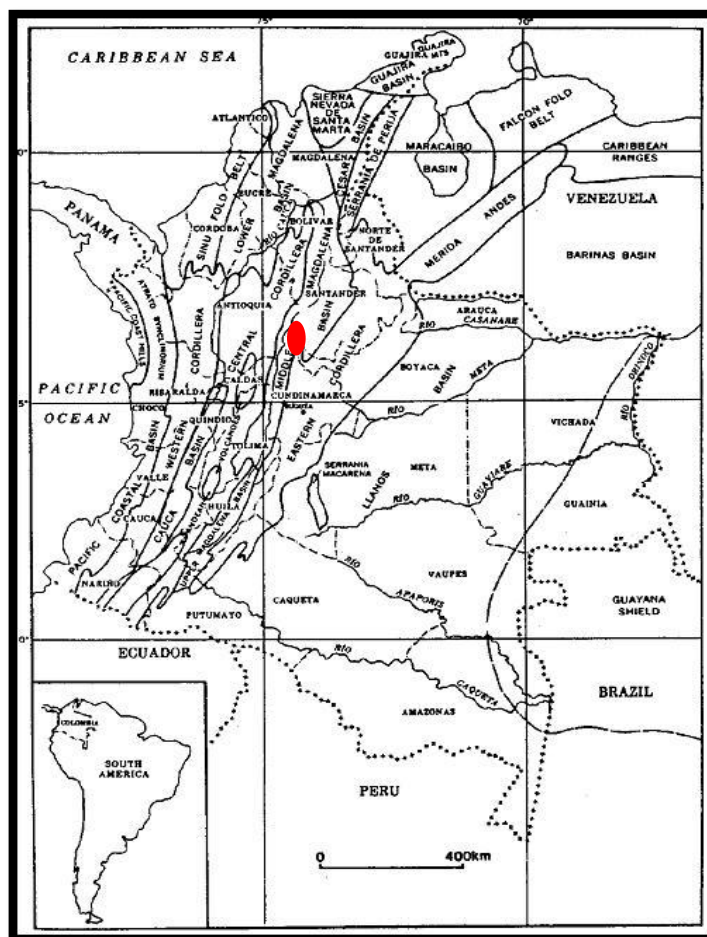
2.2.3 TIGHT gas en Colombia. El análisis preliminar realizado por la ANH, señala que el potencial de gas asociado a arenas apretadas en Colombia se estima al menos en 1.2 TPC *in situ*. Este potencial se encuentra en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, (Tabla 18), y su localización se muestra en la figura 18.

Tabla 18. Potencial de TIGHT Gas en Colombia

Región	Área (Km ²)	Gross Pay (m)	Gas in Place (Tcf)	Reservas Recuperables
Cordillera Oriental/ Magdalena Medio	4000	200	28,3	1,2
Total Potencial TIGHT Gas	4000		28,3	1,2

Fuente: Presentación “V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía”. El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica, Zamora Reyes A. Cartagena, Junio de 2009. ANH.

Figura 18. Localización de Yacimientos de Tight Gas en Colombia



Fuente: Presentación "V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía". El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica, Zamora Reyes A. Cartagena, Junio de 2009. ANH

● Yacimientos de Tight Gas en Colombia.

3. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN EN ARENAS APRETADAS Y SHALES

Antes de cualquier técnica de perforación, es necesario tener un amplio conocimiento respecto al yacimiento que se desea perforar, es decir, caracterizarlo de manera tal que se pueda realizar el proceso de perforación con éxito.

La colocación exacta del sitio de perforación depende de muchos factores, incluyendo la naturaleza de la formación potencial, las características de la geología del subsuelo, y la profundidad y el tamaño del reservorio. La exploración sísmica comienza con geólogos al examinar la estructura de la superficie de la tierra en busca de características, que indiquen trampas subterráneas. Con la topografía y cartografía de la superficie y las características del subsuelo de un área determinada, el geólogo puede extrapolar las áreas donde es más probable que exista un reservorio de petróleo o gas natural.

La sismología se refiere al estudio de cómo la energía, en forma de ondas sísmicas, se mueve a través de la corteza de la tierra e interactúa de manera diferente con los distintos tipos de formaciones subterráneas. Estas ondas sísmicas, emitidas por una fuente, se crean mediante temblores artificiales que son producidos por pequeñas explosiones subterráneas, para lo cual se colocan explosivos especiales en excavaciones de poca profundidad, normalmente entre 10 y 30 pies, viajan a través de la tierra, y se reflejan de vuelta hacia la fuente a través de las diferentes capas subterráneas. En la superficie se cubre un área determinada con aparatos de alta sensibilidad llamados "geófonos", que captan las vibraciones y las envían a la estación receptora, para ser interpretadas y registradas³⁶.

³⁶ "Trends in Unconventional Gas", Oil and Gas Journal, publishes by Halliburton.

Recientemente, debido a las preocupaciones del medio ambiente y mejora de la tecnología, a menudo ya no es necesario utilizar cargas explosivas para generar las ondas sísmicas. En cambio, la mayoría de las brigadas sísmicas utilizan la tecnología sísmica no explosiva para generar los datos requeridos. Esta tecnología no explosiva por lo general consiste de un gran número de vehículos pesados de ruedas que llevan el equipo especial diseñado para crear un gran impacto o una serie de vibraciones. Estos impactos o vibraciones crean ondas sísmicas similares a las creadas por la dinamita.

La mejor manera de obtener una comprensión completa de la geología del subsuelo y el potencial de los yacimientos que existe en una zona determinada es perforar un pozo exploratorio. Este consiste en analizar concretamente la corteza terrestre para permitir a los geólogos estudiar la composición de las capas de rocas subterráneas en detalle; los geólogos también examinan los cortes de perforación y fluidos para obtener una mejor comprensión de las características geológicas de la zona. La perforación de un pozo exploratorio es un esfuerzo costoso, y consume mucho tiempo. Por lo tanto, los pozos exploratorios solo son perforados en áreas donde otros datos muestran una alta probabilidad de la existencia de formaciones con acumulación de hidrocarburos.

Los registros son otra herramienta que se utiliza en pozos de desarrollo y exploratorios. Los registros de pozo a hueco abierto proporcionan la fuente más económica y completa de datos para la evaluación de las capas y baja porosidad de los yacimientos de gas apretado y gas shale.

Los registros mínimos para estos tipos de yacimiento comprenden el potencial espontáneo (SP), Gamma Ray, Formation Density, Neutron, Sonico y Dual Induction Log. Todos los registros a hueco abierto deben ser procesados antes de ser usados en cualquier cálculo detallado de computador. Los pasos necesarios para procesar los registros son los siguientes:

1. Digitalizar todos los datos del registro.
2. Dato del cambio de profundidad requerido.
3. Realizar las correcciones del medio ambiente.
4. Normalizar los datos para que todos los registros de pozos proporcionen la misma lectura en las mismas zonas, tales como los shales marinos, en los que se espera que las lecturas de registro sean coherentes pozo a pozo.

El examen y el registro de los aspectos físicos de la roca de subsuelo consiste en examinar los rípos de perforación y además se toman muestras del núcleo, que consiste en levantar una muestra de roca subterránea intacta a la superficie. La obtención y el análisis de núcleos son cruciales para la comprensión adecuada de cualquier yacimiento de capas complejas (como en el caso de las arenas apretadas y shales). Para obtener los datos necesarios para comprender las propiedades del flujo de fluidos, propiedades mecánicas y del medio ambiente de un yacimiento específico, se requiere que los corazones sean cortados de manera correcta y se manejen en el laboratorio adecuadamente con los métodos de laboratorio modernos y sofisticados. Es de vital importancia la medición de las propiedades de la roca bajo las condiciones del yacimiento.

Se debe reproducir el efecto de sobrecarga de presión en el laboratorio para obtener la información cuantitativa más precisa de los núcleos.

Las medidas de la porosidad y la permeabilidad son una función de los esfuerzos netos aplicados sobre la roca cuando se toman las mediciones. Para rocas de baja porosidad, es muy importante tomar medidas a diferentes valores de esfuerzo neto para entender completamente cómo se comportará el yacimiento con el gas y la declinación de la presión del yacimiento.

La rentabilidad del gas contenido en los yacimientos no convencionales, en este caso de Tight Gas y Shale gas, está basada en la exploración profunda de la

formación a través de la **perforación horizontal**. En estos yacimientos, se aplica este tipo de perforación porque los espesores son muy delgados y apretados, por lo tanto, se requiere una mayor cobertura de los espesores, perforando de manera horizontal.

En la perforación de los yacimientos no convencionales, a menudo se presentan problemas de pérdida de circulación, que se pueden mitigar empleando algunas tecnologías especiales. Una buena tecnología que se puede utilizar para disminuir la pérdida de circulación es la **perforación underbalanced** (UBD) o perforación bajo balance, sobre todo, si cuando se realiza la perforación, el efecto del daño es demasiado evidente.

Resulta difícil optimizar el desarrollo del gas proveniente de las arenas apretadas debido a su principal característica: su baja permeabilidad (<0.1 mD) y las presiones anormales, principal aspecto que se debe controlar en la actividad de perforación en un yacimiento no convencional, sobre todo cuando éste es de gas³⁷. En general, los yacimientos no convencionales requieren un mayor costo en comparación con los convencionales, y éstos requieren una gran densidad de pozos de perforación, para reducir el espaciamiento entre ellos.

Con fines de producir mayores cantidades de gas asociado a shales y arenas apretadas, el yacimiento requiere ser estimulado artificialmente por el fracturamiento de la formación. El flujo inicial después de cada fractura puede ser elevado. Sin embargo, suele ser seguido por una fuerte caída en la producción.

Las tecnologías convencionales de perforación direccional horizontal se han utilizado para perforar yacimientos de shales, incluyendo una amplia variedad de brocas y motores de fondo de pozo. También se utilizan técnicas de medición mientras se realiza la perforación (MWD) y se corren registros como el gamma

³⁷ “Trends in Unconventional Gas”, Oil and Gas Journal, publishes by Halliburton. Pág. 3

ray. Los factores limitantes de las técnicas de perforación convencionales son el torque y la resistencia generada por la construcción de la inclinación y el acimut en el pozo. En los pozos más horizontales, el esfuerzo de torsión y arrastre acumulado puede limitar la profundidad total y hacen que sea difícil correr los registros en el pozo.

DIFERENCIAS ENTRE PERFORACION CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

Las técnicas de perforación empleadas en los yacimientos no convencionales difieren de las que se aplican en los yacimientos convencionales en varios aspectos, como lo son: estudio del yacimiento, herramientas utilizadas, tiempo de perforación y una de las más importantes y determinante es el costo.

Primero, es necesario tener presentes algunas diferencias entre un yacimiento convencional y uno no convencional, como lo muestra claramente la tabla 19.

Tabla 19. Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
Pueden producir a tasas de flujo que resulten económicamente viables.	No puede producir a tasas de flujo que resulten viables económicamente.
Producen volúmenes de aceite y gas sin largos tratamientos de estimulación.	Para producir volúmenes de aceite y gas, necesita masivos tratamientos de estimulación.
No necesitan procesos de recobro especiales.	Necesita procesos de recobro especiales y tecnologías, como la inyección de vapor.
Es esencialmente un yacimiento de permeabilidades altas o medias.	Yacimientos no convencionales típicos son Tight Sands y Shales, con permeabilidades muy bajas
Pueden ser perforados pozos verticales, perforar el intervalo de interés y producir volúmenes económicos de aceite y gas.	En la mayoría de los casos, se perforan pozos horizontales.

Fuente: Los Autores.

Así como los yacimientos son diferentes, en el momento de realizar una perforación en un yacimiento no convencional se deben tener en cuenta criterios muy importantes para conocer el yacimiento y poder determinar cuál sería la mejor técnica para extraer la mayor cantidad de hidrocarburo posible (en el caso de shales y tight sands, la mayor cantidad de gas posible). Estos criterios se clasifican de la siguiente manera:

PRESION DE BOMBEO DEL LODO

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo, al perforar una zona con presión anormal³⁸. La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular reduce la presión hidrostática presentándose un efecto de tubo en “u”. Este se manifiesta inmediatamente como una disminución en la presión en el manómetro de salida de la bomba, y un aumento de presión en el lodo que sale del pozo.

Se debe tener en cuenta que este efecto se presenta solamente si se perfora con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación. Este punto muestra indirectamente y de forma inmediata.

INCREMENTO EN EL VOLUMEN DE LODO

Durante la perforación, cuando se observa un incremento en el volumen de lodo (en las presas), y aumento de flujo en la línea de flote, y no es igual a lo que entra por el stand-pipe, significa que existe aporte de fluido por parte de la formación hacia el pozo. En ese instante, se para la bomba, se levanta la sarta unos pies y si el flujo continúa, se confirma que la zona por la que se está pasando es una zona geopresionada.

³⁸ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo08.pdf Pág. 40

REGISTROS DEL LODO

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas, entonces este se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal. Esta incorporación se origina por las siguientes causas:

- Condiciones de desbalance
- Gas que se desprende de los recortes a medida que se perfora

Los gases se dividen en 4 categorías:

1. Gas de formación: es el gas total transportado por el lodo desde el fondo y es una medida de la cantidad relativa de gas en el lodo proveniente de la perforación normal. Si hay hidrocarburos contenidos en la roca, las lecturas de gas serán altas. Si la roca contiene agua entonces habrá una pequeña cantidad de gas metano de la roca disuelto en el lodo. Cuando el peso del lodo es considerablemente mayor que la presión de formación (sobrealance), habrá poca entrada de gas de la formación. Si se presenta una condición bajo balance, el gas entrará en una proporción que dependerá de la permeabilidad efectiva de la formación. Al perforar la zona de transición en forma balanceada o ligeramente bajo balanceada, se detectará el gas más rápidamente y se podrá usar cualitativamente para estimar el grado de sobrepresión.
2. Gas de circulación: es el gas que se libera dentro del pozo, cuando se detiene la perforación y se circula con broca en el fondo. Se presenta en los últimos metros de la zona de transición cuando se localiza la presión de poro deseada para el asentamiento de la tubería de revestimiento.

3. Gas de conexión: es la acción de efecto de émbolo más el período en que se paran las bombas para agregar un tubo más a la sarta de perforación (medida de balance estático en el pozo). Se registra como un incremento momentáneo en la lectura de gas y se reporta como el número de unidades de gas por arriba del gas total normal.

4. Gas de viaje: representa la acción del émbolo y el período cuando se hace viaje para cambio de broca o viaje corto de reconocimiento u otras causas. También se considera como balance estático en el pozo. Se observa como un incremento en la lectura del gas total y debe reportarse por arriba de la lectura de gas de formación normal. Este solamente es cualitativo, pero puede correlacionarse con los gradientes de viaje previos y otros indicadores para determinar la magnitud de la presión de formación.

Los valores de gas total y de conexión de gas total y de conexión son la manifestación más indicativa de la presión que ejerce la formación. A medida que la perforación se acerca a una zona de presión anormal estos valores aumentan. Como la presión de formación en una zona de transición comienza a incrementarse y a aproximarse a la presión ejercida por la columna de lodo, los fluidos de la formación se filtrarán a la columna de lodo durante las conexiones y los viajes.

Cuando se usa lodo base agua, el flujo de agua salada de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado del lodo. La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste de cloruros entre el lodo y el fluido de formación, así como la cantidad de fluido incorporado a la columna de lodo. Se tiene flujo de líquidos del agujero, solamente si la presión ejercida por el lodo es menor que la de la formación. El incremento en cloruros en el lodo de salida es debido a la contaminación del lodo por agua de formación como resultado de un reducido sobrebalance.

INCREMENTO DE RECORTES (VOLUMEN, FORMA Y TAMAÑO DEL RECORTE)

La entrada a la zona sobrepresionada puede caracterizarse por un incremento en la velocidad de penetración. Como resultado, habrá un incremento en volumen de recortes en las zarandas. Adicionalmente, la forma y el tamaño de los recortes cambiarán. En la zona de transición, la forma del recorte es pequeña, angular y redondeada como en zona de presión normal³⁹. Además, los recortes de las zonas sobrepresionadas pueden ser usualmente largos y generalmente en apariencia de formas planas, astilladas y grandes. El incremento de recortes depende de tres factores:

1. La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostática de lodo y de formación.
2. La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
3. La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

Una tabla que puede ilustrar mejor las diferencias entre perforación convencional y underbalanced se muestra en la tabla 20.

3.1 PERFORACIÓN UNDERBALANCED

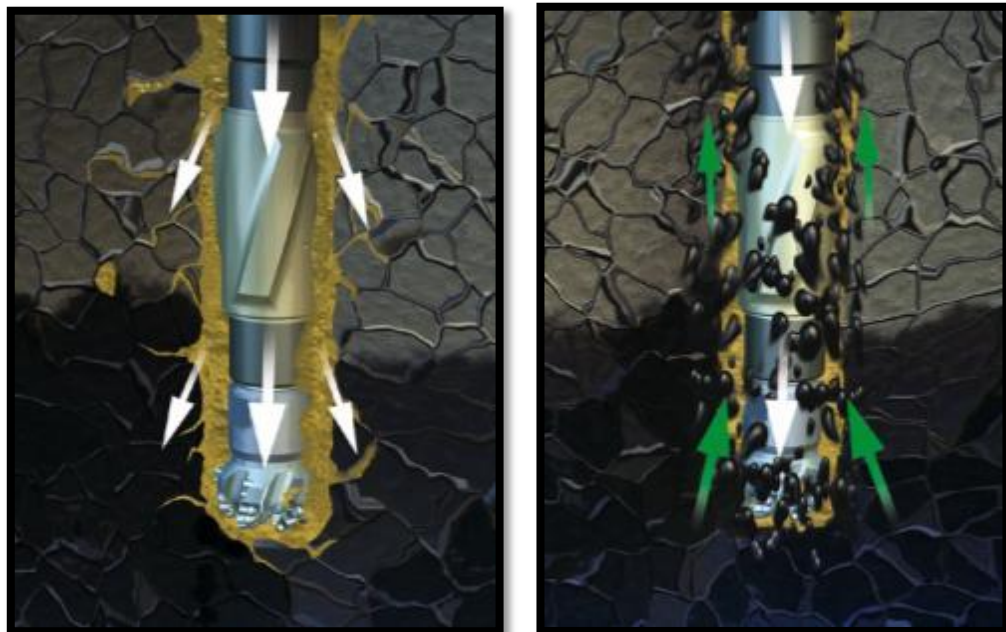
Con la finalidad de evitar que durante el proceso de perforación haya pérdidas totales o parciales de circulación, atrapamientos de sarta por empacamiento, pegaduras por presión diferencial, etc, se ha implementado una técnica que permite perforar con una presión hidrostática en el pozo, menor que la presión de formación. A esta técnica se le denomina PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD). Esta técnica disminuye considerablemente los costos, optimiza los tiempos de perforación y aumenta la tasa de penetración por la misma condición de

³⁹ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo08.pdf Pag 42

desbalance de presión a favor de la presión de los fluidos de la formación. La condición bajo-balance (underbalanced) ocurre cuando la presión hidrostática es menor que la presión de formación. Esto permite que haya influjo, o flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, lo que puede conducir a una patada. Este flujo puede ser más rápido donde haya buena permeabilidad o alta presión de formación. Además, la perforación underbalanced, respecto a la perforación convencional, ofrece ventajas que pueden ser observadas en la Figura 19.

Cuando las formaciones son impermeables, (como es el caso de las arenas apretadas y los shales), el fluido de formación no puede fluir libremente. En esta situación, la presión diferencial resultará en la fractura y el derrumbe de la formación. En consecuencia, no sólo aumentará la cantidad de fluido que entra al pozo, sino que el anular se llenará con derrumbes, taponando el pozo y ocasionando una pega de tubería.

Figura 19. Diferencia entre Perforación Underbalanced y la Perforación Convencional.



Fuente: EP Technology. A global quarterly magazine highlighting Shell E&P projects and technology. 2009

Tabla 20. Comparación entre Perforación sub-balanceada y Perforación Convencional

PERFORACION SUB-BALANCEADA	PERFORACION CONVENCIONAL
El lodo empleado en la perforación es un lodo de baja densidad, menor a la densidad equivalente a la presión de formación. La selección de este fluido es crucial para la aplicación de una operación exitosa.	El lodo empleado es un lodo de densidad tal que permita ejercer una presión hidrostática mayor que la presión que pueda ejercer el yacimiento.
En la perforación underbalance hace falta un soporte en las paredes del hueco; a medida que el grado de bajo balance se incrementa, mayor es la tendencia de inestabilidad del pozo.	En operaciones de perforación convencionales, el exceso de presión en el pozo sobre la presión de poro de la formación provee un grado de soporte a las paredes del hueco.
Durante este tipo de perforación, los fluidos contenidos en la formación fluyen hacia el pozo, y tal influjo no se previene como en la perforación convencional, por lo cual, se requiere otro tipo de procedimiento para controlar el pozo.	Si existe entrada de flujo al yacimiento, en la perforación esto puede ser controlado, incrementando la densidad del lodo (podría ser una alternativa), creando así una mayor presión hidrostática).
El grado de dificultad que se presente durante la perforación convencional, se convierte en una oportunidad para una perforación underbalance.	Una pega diferencial y grandes pérdida de circulación se constituyen en un problema para la perforación convencional.
Las formaciones con rocas duras no es que sean un requerimiento, pero las lutitas y los yacimientos apretados pueden ser candidatos potenciales para operaciones UBD.	Los yacimientos apretados y constituidos por rocas duras se salen del alcance de la perforación convencional, por ello se requiere de otro tipo de técnicas para producirlos.

Fuente: Los Autores

3.1.1 Objetivos de la perforación sub-balanceada. Los principales objetivos que se alcanzan con la técnica de perforación underbalanced se pueden clasificar como:

3.1.1.1 Incremento en la tasa de penetración: Cuando se perfora un pozo en condiciones sub-balanceadas, se observan incrementos significativos de la ROP con respecto a las condiciones normales de overbalanced, debido a que la presión en la broca disminuye. Esto conlleva a una reducción en el tiempo de perforación en las secciones horizontales, mejorando la vida útil de la broca y disminuyendo los costos de perforación. ROP varía según el tipo de técnica sub-balanceada utilizada y el tipo de broca. Si la perforación convencional brinda altas tasas de penetración o si el intervalo a ser perforado es relativamente corto, la perforación sub-balanceada no reducirá suficientemente el “rig time” para pagar por el equipo adicional involucrado⁴⁰.

A menudo se afirma que una reducción de la presión diferencial en fondo del pozo, incrementará la ROP. El cambio de perforación overbalanced a underbalanced cambia la presión diferencial de positiva a negativa, por lo tanto, se espera un aumento en la rata de penetración. Esta es una simplificación excesiva, pues, no tiene en cuenta algunos aspectos fundamentales de cómo la presión en fondo de pozo influencia la respuesta de perforación en rocas permeables y shales. En rocas permeables, la presión diferencial positiva entre el fluido de perforación en el wellbore y la formación adyacente reduce la ROP. Esta presión diferencial representa un esfuerzo de confinamiento, el cual actúa sobre la roca que está siendo perforada. En la mayoría de areniscas y carbonatos, aumentar la presión de confinamiento incrementa la resistencia al corte.

Las operaciones de perforación underbalanced exhiben incrementos significativos de la ROP con respecto a las aplicaciones convencionales overbalanced, debido a

⁴⁰ “Introduction to Underbalanced drilling” published by Leading Edge Advantage International, 2002 Pag 7

que la presión en la cabeza de la broca disminuye. Esto puede reducir significativamente el tiempo de perforación en secciones horizontales, mejorar la vida de la broca y minimizar costos de perforación.⁴¹

3.1.1.2 Minimización en las pérdidas de circulación: Durante el proceso de perforación, las pérdidas de circulación afectan de manera negativa las operaciones de las siguientes formas:

- Incrementan el costo de la operación debido al atraso en las entregas del fluido.
- Se eleva el costo final del fluido debido a la pérdida.
- Daños potenciales adicionales en la formación.

Las pérdidas de circulación ocurren cuando el fluido de perforación entra en la formación antes de que éste regrese a la superficie. Estas han sido caracterizadas como el mayor problema de perforación, ya que, puede involucrar el influjo de lodo hacia las zonas altamente permeables y/o abrir fracturas o cavidades que interceptan el wellbore. Esto se presenta principalmente en zonas con altas permeabilidades, más frecuentemente, en formaciones naturalmente fracturadas o con fracturas inducidas por la presión excesiva del fluido de perforación.

Las pérdidas de circulación pueden representar altos costos durante la perforación convencional, pues, el fluido perdido debe ser reemplazado y las pérdidas deben mitigarse, mediante la adición de controladores de filtrado al lodo.

La perforación underbalanced elimina el esfuerzo físico ejercido por el lodo hacia la formación, por lo tanto, ésta técnica previene los problemas de pérdidas de circulación. Esto no quiere decir que las pérdidas de circulación no puedan

⁴¹ Ibid Pag 7

ocurrir; es posible que se presenten pérdidas en el momento en que la presión del pozo exceda la presión de poro de la formación, lo cual indica, que el solo hecho de utilizar un fluido liviano no garantiza la condición bajo balance.

3.1.1.3 Disminución del daño a la formación: El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad de una zona/formación productora y, por lo tanto, de la productividad del pozo. El término “*Skin Effect*” es usado para connotar el daño o cilindro de permeabilidad reducida en el pozo. Existen dos fenómenos que pueden cambiar la permeabilidad de la roca. El primero es el cambio de porosidad, debido al hinchamiento de las arcillas o depositación de sólidos en el espacio poroso. El otro es el taponamiento de las gargantas de poro, causado por materia orgánica e inorgánica. El daño a la formación puede ocurrir cuando líquidos, sólidos o ambos entran en la formación durante la perforación; generalmente, el lodo es la principal fuente de tales contaminantes.

Si la presión ejercida por el fluido de perforación en el pozo es inferior a la presión de poro, el esfuerzo causante de la penetración de material hacia la formación es eliminado, aunque, en algunas circunstancias, las diferencias de potencial químico entre los fluidos de perforación y formación pueden causar filtrados en contra del gradiente de presión. Sin embargo, existen muchos ejemplos de pozos perforados bajo balance, que experimentaron una mayor productividad que aquellos que fueron perforados convencionalmente.

Los tipos de daño a la formación que pueden ser mitigados por la perforación underbalanced son los siguientes:

- Interacción entre el fluido de circulación y el fluido del yacimiento
- Interacción entre el fluido de circulación y la formación
- Formación de incrustaciones, sedimentos y emulsiones
- Interacción entre agua y lutitas-arcillas

- Introducción de sólidos en los poros de la formación
- Migración de partículas debido al gradiente de alta presión en el pozo
- Reducción de la permeabilidad por adsorción química.

3.2 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN SUB-BALANCEADA

- No se encuentran pérdidas de lodo durante la perforación.
- Se pueden utilizar lodos de base agua. Si el torque y el arrastre se convierten en un problema, se pueden utilizar lodos a base de aceite también.
- Las tasas de perforación se aumentan de 2 a 5 veces al perforar bajo balance. Esto sigue siendo responsabilidad de la formación y de la selección de la broca.
- La vida útil de la broca de incrementa debido a que el pozo se perfora más rápido y la eliminación de los cortes de la broca en superficie es más eficiente.
- No existe pega de tubería durante la perforación ni tampoco se forma la torta de lodo.

3.2.1 Ventajas técnicas de la perforación

a) Reducción del daño de formación

La reducción del daño de formación en yacimientos de baja permeabilidad (tight sands y shales), conduce a un aumento de la productividad media de 3 veces cuando se perfora bajo balance. Aunque el factor 3 es aceptado como una mejora de la productividad media, se pueden observar mayores mejoras en algunos pozos. Si el estudio del yacimiento permite reconocer rápidamente el daño, esto indicaría las posibles mejoras.

b) Reducción en los requerimientos de estimulación

El pozo que fue perforado bajo balance y luego se le hizo una estimulación por acidificación, no aumenta la productividad. Los costos de estimulación (bien sea con fracturamiento hidráulico o con acidificación) se reducen cuando se perfora bajo balance. Por esto, se requiere una mejor evaluación de la formación para probar el pozo durante la perforación en las zonas productoras.

c) Producción Temprana

La producción inicia tan pronto el yacimiento sea penetrado. Para el desarrollo de nuevos campos, se requiere preparar la producción para estar listos una vez que el primer pozo penetra el yacimiento⁴².

3.2.2 Pozos candidatos a perforar en condiciones sub-balanceadas. Antes de perforar un pozo bajo condiciones sub-balanceadas, se debe escoger con mucho cuidado el candidato, con el fin de alcanzar el mayor número de beneficios generados por la aplicación de esta técnica, porque no todos los pozos o yacimientos ofrecen condiciones favorables para la aplicación de la misma.

A partir de los conceptos que se tienen referentes a la técnica de perforación underbalanced, se ha considerado ventajoso aplicar esta técnica en:

- Yacimientos con presiones depletadas.
- Roca dura (densa, baja permeabilidad, baja porosidad), como es el caso de los yacimientos de tight gas sands y shales, que presentan porosidades y permeabilidades bajas.
- Formaciones con altos buzamientos.
- Zonas con pérdidas de circulación.
- Zonas con alto potencial de daño de la formación.

⁴² "Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002 Pag 19

Además, el conocimiento del yacimiento juega un papel importante en la selección del pozo más apropiado para perforarlo bajo condiciones sub-balanceadas; esta caracterización del yacimiento deben realizarla geólogos, ingenieros de yacimientos, de perforación, de completamiento y de producción. Por todo lo anterior, se recomienda que los pozos a perforar bajo estas condiciones de UBD sean pozos de desarrollo y, por ende, esta tecnología no se recomienda ser aplicada en pozos exploratorios.

3.2.3 Pozos donde no se utiliza perforación Underbalanced. Los pozos que dejan de ser candidatos para perforarlos bajo condiciones sub-balanceadas son aquellos que presentan características como las siguientes:

- Alta permeabilidad y alta presión de poro de formación.
- Altas tasas de producción, a bajos diferenciales de presión.
- Formaciones que sean susceptibles al desmoronamiento del pozo por altos diferenciales de presión.
- Capas gruesas.

3.2.4 Limitaciones. Operaciones de perforación sub-balanceadas en Estados Unidos, indican que la inestabilidad del pozo y el influjo de agua fueron las dos principales razones para finalizar operaciones de perforación underbalanced.

3.2.4.1 Inestabilidad del pozo: Debido al exceso de presión en el pozo sobre la presión de poro de la formación, existe un soporte a las paredes del hueco, a causa de este diferencial de presiones. En la perforación underbalanced no se evidencia este soporte, por lo que la tendencia es a la inestabilidad del pozo y posterior derrumbe.

La inestabilidad del pozo puede darse por mecanismos mecánicos o químicos, los cuales se intensifican con la actividad de la perforación underbalanced. Cualquiera que sea el mecanismo que ocasiona la inestabilidad, esto puede resultar en la pega de la sarta en el fondo del hueco. Los fragmentos de roca demasiado grandes para ser levantados por el fluido de perforación, pueden caer y acumularse, o de otra manera, la formación puede hincharse y terminar en una pega de tubería.

3.2.4.2 Influjos de agua: El flujo de agua puede impedir la perforación underbalanced por varias razones. Cuando se perfora con gas, el agua puede humedecer los cortes de perforación en el fondo del pozo causando la pega y acumulación de los mismos en la sarta y en las paredes del hueco. Esta acumulación de cortes es denominada “*anillos de lodo*”. Si un anillo de lodo no es detectado y controlado, éste puede crecer a tal punto de entrapar la sarta. Paradójicamente, la adición de agua al fluido de circulación puede controlar la formación de este fenómeno, saturando los cortes y previniendo que se adhieran unos a otros. Por esta razón, es normal hacer el cambio de perforación con gas seco a perforación con niebla cuando ocurre el flujo de agua. Sin embargo, este problema puede ser mitigado mediante la utilización de un adecuado fluido de perforación.⁴³

3.2.5 Parámetros que deben considerarse

3.2.5.1 Problemas Operacionales: Es necesario considerar los problemas operacionales predominantes en el campo, ocasionados por la perforación convencional con el fin de identificar las complicaciones que serán eliminadas, mitigadas o controladas con el uso de la tecnología de perforación Underbalance. Como ya fue mencionado anteriormente, la técnica UBD puede ser la solución a diferentes problemas operacionales como lo son las pérdidas de circulación, las

⁴³ “Introduction to Underbalanced drilling” published by Leading Edge Advantage International, 2002 Pag 42

pegas diferenciales, bajas ROP's, baja vida útil de la broca y alto daño de formación.

Una vez identificado el principal problema operacional del campo en estudio, se analiza la severidad del mismo, de manera que se justifique la aplicación de operaciones Underbalance como solución a la problemática especificada. Esto quiere decir que se debe estimar la inversión que constituye la perforación Underbalance, tanto fluidos de perforación como equipos en superficie, frente a la producción obtenida utilizando la técnica, y evaluar si la diferencia de productividad justifica la inversión.

3.2.5.2 Propiedades del Campo: Teniendo un conocimiento previo de la problemática a remediar, se efectúa un análisis detallado de las propiedades físicas del campo. Esto se realiza con el fin de descartar que ciertas propiedades constituyan un impedimento para la aplicación óptima de la técnica UBD. Algunos de los parámetros que afectan más significativamente la operación se describen a continuación.

3.2.5.3 Litología: Una descripción litológica sencilla del tipo de roca es determinante para la compatibilidad del yacimiento con operaciones sub-balanceadas. La mayoría de las operaciones underbalance han sido llevadas a cabo en carbonatos, pero ciertamente no existe ninguna limitación referente al tipo de roca requerido para las técnicas sub-balanceadas. La roca dura no es un requerimiento; calizas, dolomitas, areniscas, arcillas, lutitas, así como formaciones altamente laminadas y variables son todos potenciales candidatos para operaciones UBD.

Formaciones homogéneas de carbonatos tienden a ser excelentes candidatos para la perforación UBD. La migración de partículas finas no es típicamente un problema, y la roca en sí no tiene componentes que serán dañinos por la

exposición a un tipo en particular de fluido. Los carbonatos tienden a ser rocas más duras, con tasa de penetración más lentas. Ya que la perforación underbalance incrementa las tasas de penetración, estas formaciones serán buenos candidatos desde el punto de vista económico. La preocupación más grande para los carbonatos es la relativa al daño por incompatibilidad entre el fluido de perforación y el fluido del yacimiento, por lo que se necesita una técnica que limite la invasión de fluido a la formación.

En secciones de lutitas, el problema más serio es la estabilidad del pozo. Esta puede ser causada por sistemas deposicionales o por incompatibilidad de la relación roca-fluido. Muchas secciones de lutitas son relativamente duras y las aplicaciones de las técnicas sub-balanceadas pueden resultar en un incremento en la tasa de penetración. Si el pozo requiere de peso o densidad para mantenerse abierto, la sección de lutitas no será el mejor candidato para la perforación underbalance.

Formaciones muy heterogéneas, ya sea que la heterogeneidad esté relacionada con la litología, permeabilidad, distribución de porosidad, o tamaño de poro, son excelentes candidatos para la perforación underbalance. Cuando estas formaciones son perforadas en forma convencional, sólo los intervalos de mejor calidad del yacimiento son dañados.

3.2.5.4 Permeabilidad y Tipo de Fluido: La permeabilidad es uno de los principales parámetros que influyen en la aplicación de operaciones sub-balanceadas, debido al diferencial de presión negativo que proporciona la técnica. Como se señaló anteriormente, al utilizar este tipo de perforación con fluidos de baja densidad, se inducirá al pozo a una producción temprana que se presentará durante la operación.

Esta producción temprana durante las operaciones de perforación underbalance implicaría un flujo de fluidos incontrolable si se tienen altas permeabilidades en el campo, es decir, yacimientos con $K > 2,000$ mD no son buenos candidatos a perforación underbalance.

A esto se suma el tipo de fluido el cual está ampliamente relacionado con la permeabilidad cuando se trata de flujo de fluidos a la cara de pozo. Cuando una roca reservorio posee una alta permeabilidad y, a su vez, el tipo de fluido es un crudo liviano, la perforación underbalance se convierte en una operación altamente riesgosa, ya que las posibilidades de patadas de gas y/o reventones son un problema latente.

3.2.5.5 Espesor del Intervalo: Se debe establecer cuál o cuáles intervalos se perforarán con la técnica UBD, si la operación se va a realizar en todo el pozo o en las formaciones productoras. La situación más común es perforar con fluidos de baja densidad en los intervalos que conforman los yacimientos principales del pozo, con el objetivo de disminuir el daño a la formación y, de esta manera, incrementar la productividad del pozo.

En este último caso, es necesario determinar el espesor de los intervalos, teniendo en cuenta el daño ocasionado por técnicas convencionales durante la perforación en pozos aledaños, de modo que se justifique la inversión inicial de un proyecto de perforación underbalance.

3.2.5.6 Temperatura: La temperatura del yacimiento puede ocasionar cambios en los fluidos y, por consiguiente, en la producción de los mismos durante la operación. La producción alta de gas, esto es un valor alto de GOR, ocasionado por altas temperaturas dificulta la aplicación de técnicas bajo balance.

El mejor candidato debe tener temperaturas que oscilen en un rango aproximado de 100 – 700 °F y, a su vez, que tengan baja producción de gas [↓ GOR] para evitar inconvenientes como patadas de pozo.

3.2.5.7 Presión de Poro de la Formación: La presión de poro de la formación está directamente relacionada con el potencial de producción de un pozo, ya que es la energía natural del yacimiento que impulsa los fluidos contenidos en la formación hacia la cara de pozo y posteriormente a la superficie. Cuando se tienen varios pozos activos que drenan cierta área en un campo, la energía natural del yacimiento, y por ende la presión de poro, empiezan a disminuir. Estas áreas son conocidas como zonas depletadas y son las mejores candidatas para la implementación de la técnica UBD.

Las siguientes son buenas combinaciones:

- Alta permeabilidad y baja presión de poro.
- Baja permeabilidad y baja presión de poro.
- Alta profundidad y baja presión de poro.

3.2.5.8 Estabilidad del Pozo: Muchas formaciones exhiben inestabilidad o sensibilidad en dos formas básicas, una relacionada con la química y la otra con los esfuerzos mecánicos. La expresión más común de sensibilidad química es el *colapso*, derrumbamiento o hinchamiento de formaciones a exposición de agua fresca.

La estabilidad del pozo es uno de los parámetros más importantes a la hora de evaluar la viabilidad técnica para la implementación de operaciones underbalance en un pozo particular. En condiciones convencionales, el fluido de perforación es el encargado de mantener las paredes del pozo, evitando así el colapso del mismo. Sin embargo, en la perforación con fluidos de baja densidad no existe

presión hidrostática que garantice la estabilidad del pozo; por tal razón, es necesario asegurar que el pozo candidato sea estable sin el soporte que proporciona el fluido de perforación⁴⁴.

3.2.6 Sistemas de fluidos. En la perforación underbalanced se puede seleccionar una amplia variedad de fluidos de perforación evaluados en base a su densidad y sus efectos en la formación. Estos se pueden clasificar como:

- Fluidos gaseosos: son básicamente los sistemas de gas, como son el aire, el nitrógeno y el gas natural. Los rangos de densidades están entre 0,01 - 0,1 Lb/gal.
- Niebla de perforación: la adición de una pequeña cantidad de líquido a un sistema de gas forma un sistema de riego automatizado. Los rangos de densidad para este tipo de fluidos varían entre 0,1 - 0,3 Lb/gal.
- Espuma de perforación: la generación de espuma estable se forma de un agente tensio-activo añadido a un líquido.
- Sistema gasificado: el líquido se gasifica para reducir la densidad, y su rango está entre 0,3 – 3,54 Lb/gal
- Fluido monofásico: sistema de fluido con baja densidad para proporcionar una condición de bajo balance.

La correcta selección de los fluidos utilizados en la perforación bajo balance es la clave para la aplicación de una operación exitosa.

⁴⁴ “Introduction to Underbalanced drilling” published by Leading Edge Advantage International, 2002 Pag 43

3.2.6.1 Criterio de selección de los fluidos a utilizar en la perforación

Underbalanced: De la fórmula de la presión hidrostática se puede determinar la densidad necesaria para escoger el tipo de fluido de perforación.

$$P = 0,052 * \rho * h$$

Dónde:

P = Presión hidrostática (psi)

ρ = Densidad del lodo (LPG)

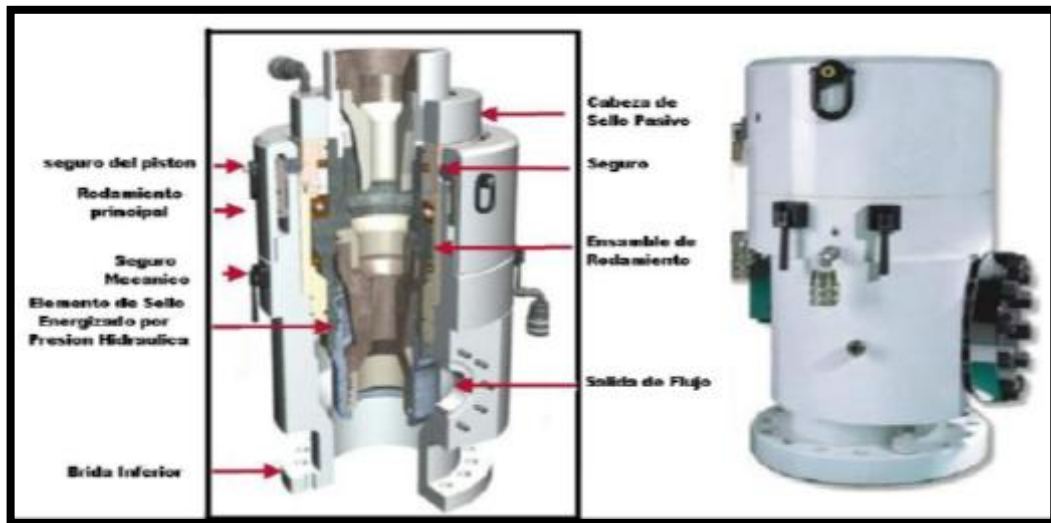
h = Profundidad (Ft)

Con el resultado de densidad del fluido que se obtiene de esta ecuación, se escoge el tipo de fluido dentro del rango determinado.

3.2.7 Equipos de superficie para operaciones Underbalanced. Según las características de la operación de perforación y las del pozo, presiones, fluidos, es necesario el diseño particular de los equipos y herramientas en la superficie.

3.2.7.1 Cabeza rotatoria o dispositivos rotatorios de control: Son dispositivos que sirven como un sello alrededor de la tubería de perforación, para cuestiones de seguridad y protección ambiental. Consta principalmente de las siguientes partes: Una cabeza de sello, un seguro, un seguro del pistón un seguro mecánico, brida inferior, ensamble de rodamiento y salida de flujo. En la figura 20 se puede observar la cabeza rotatoria con sus partes.

Figura 20. Cabeza rotatoria



Fuente: Gas Research Institute. Underbalanced Drilling Manual. 1997

3.2.7.2 Sistema de perforación: La tasa de perforación, el tamaño del pozo, como la trayectoria direccional del mismo son factores que requieren de la escogencia de un sarta de perforación óptima, como pueden ser el coiled tubing que permite tamaños de huecos menores de 6 in o el drill pipe que no tiene limitantes en el tamaño del hueco; esto se debe a muchos factores como son la tasa de caudal, caída de presión a través del tubo, el peso de la sarta, limitación de la grúa o transporte.

3.2.7.3 Compresores y Boosters: Los compresores (figura 21) son equipos que permiten modificar la presión de descarga del sistema airado o gaseoso de perforación dentro de un rango, sin alterar el gasto de flujo.

Los compresores comúnmente utilizados en la perforación son los de desplazamiento positivo (reciprocante), que pueden proveer aire de 400 a 1200 pies cúbicos por minuto a una presión máxima de 300 a 350 psig.

Los boosters (figura 22) son unidades compresoras de desplazamiento positivo que se encargan de elevar aún más la presión de acuerdo a los requerimientos. Algunas alcanzan presiones de descarga hasta de 2000 psig o más.

Figura 21. Compresor recíprocante



Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Weatherford. 2005

Figura 22. Boosters



Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Weatherford. 2005

3.2.7.4. Ensamblajes de estrangulación: Utilizado para realizar el control de la presión y el flujo que retorna del anular.

Este ensamble de estrangulación que cumple con las anteriores funciones en la perforación underbalanced no debe ser el mismo que cumple con las funciones del control del pozo (Figura 23).

Figura 23. Ensamble de estrangulación



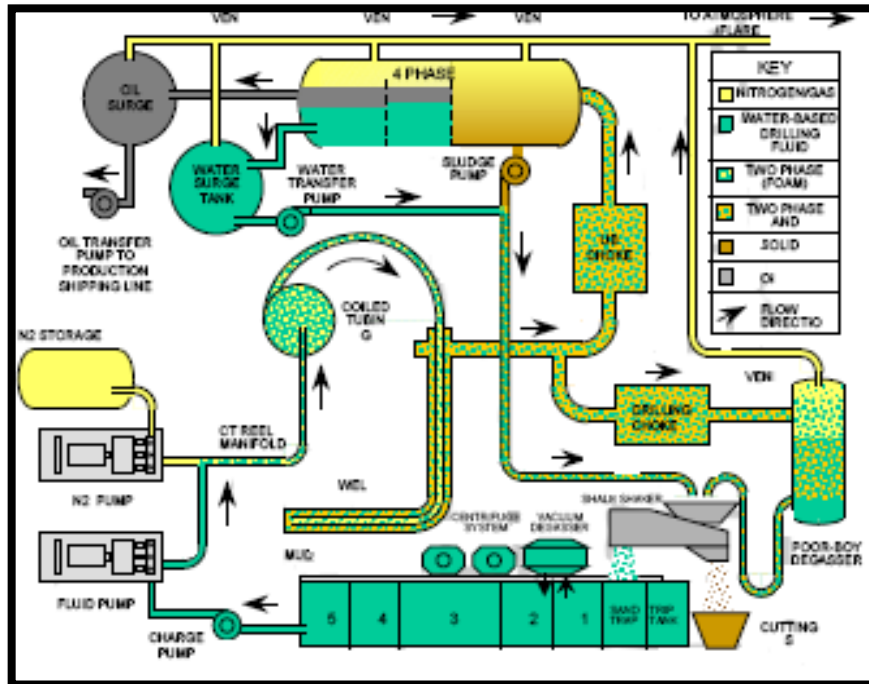
Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Weatherford. 2005

3.2.7.5 Sistema de separación: El sistema de separación debe ser diseñado de acuerdo con los fluidos producidos del yacimiento y con las características de tamaño para tratar toda la afluencia esperada bajo condiciones rentables que permitan la separación y reúso de los fluidos de perforación que retornan del pozo para ser bombeados una vez más de los fluidos producidos del yacimiento (figura 24).

En una operación de perforación underbalanced se requiere de un grado de flexibilidad ya que el sistema de separación depende en gran parte del número de

fases a separar, esto puede representar hasta 5 o 6 fases (pueden ser, los fluidos de perforación, el aceite, gas y agua producidos, los sólidos o recortes del pozo).

Figura 24. Sistema de separación de cuatro fases en operaciones de underbalanced

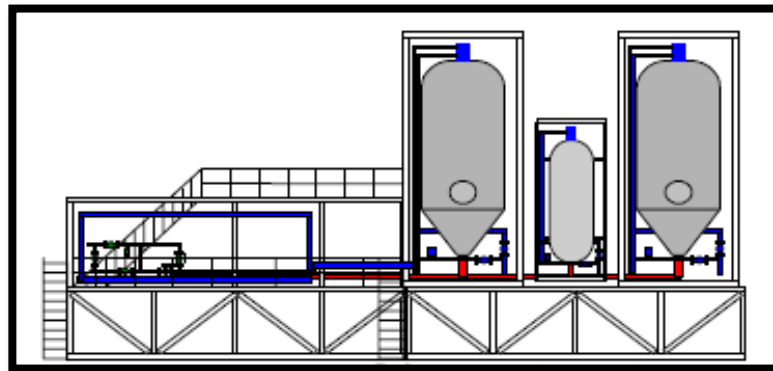


Fuente: "Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

3.2.7.6 Proceso de circulación: Los fluidos del reservorio que fluyen desde la cara del pozo hasta superficie. El sistema de circulación es cerrado. El fluido de perforación sale del pozo a través del flujo de la línea principal, entra en una prueba múltiple de estrangulación. Desde el estrangulador del colector, el flujo entra en el separador de la primera etapa donde el gas se saca y los sólidos también se separan. En la segunda etapa de separación el fluido de perforación se envían a los tanques de lodo, el aceite producido se envía a un tanque de almacenamiento o para el tren de producción. El fluido de perforación se bombea de regreso al pozo para comenzar nuevamente el ciclo.

De esta manera se cumple el proceso de separación de los fluidos de perforación de los fluidos producidos para su fiscalización y comercio, en la figura 25 se puede observar un sistema de separación de dos fases.

Figura 25. Sistema de separación de fluidos



Fuente: "Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

3.2.7.7. Toma de muestras: Su función principal es la de recolectar muestras del fluido de perforación para evaluación geológica, en la figura 26 se observa la herramienta para este fin.

Figura 26. Herramienta para la toma de muestras geológicas



Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Weatherford. 2005






3.2.8. Diseño de perforación Underbalanced





3.2.8.1 Geometría del pozo: Se determina principalmente por la profundidad total, diámetro del hoyo y profundidad del zapato. Con base a estos parámetros se selecciona el diámetro de las brocas a utilizar durante la perforación.

3.2.8.2 Brocas: Para la perforación Underbalanced según el código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) se recomienda utilizar brocas PDC.

A continuación se presentan posibles configuraciones de BHA para la perforación underbalanced (tablas 21 y 22).






Tabla 21. Sarta de perforación BHA 1





ELEMENTO		OD (PULG)	ID (PULG)	LONG. (PIES)
	5 HW'S	5	2 1/8	153,1
	MARTILLO	6 1/2	2 3/8	32,1
	12 HW'S	5	3	366,37
	3 DC'S 6 1/2"	6 1/2	2 7/8	92,72
	X/O	7 5/8 X 6 1/2	3	3,51

	STB Espiral	12 1/4 X 8 1/4	2 13/16	6,36
	1 DC'S 8''	8	3	30,59
	Válvula flotadora BIT SUB 8''	8 X 7 7/8		2,86
	Mecha 1u Ticónica	12 1/4		1,33

Fuente: SEPULVEDA, Omar. Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2010.

Tabla 22. Sarta de perforación BHA 2

ELEMENTO		OD (PULG)	ID (PULG)	LONG. (PIES)
	5 HW'S	5	2 13/16	153,1
	MARTILLO	6 1/2	2 3/8	32,1
	12 HW'S	5	3	366,37
	2 DC'S 6 1/2''	6 1/2	2 7/8	61,68
	MWD	6 7/8	2 7/8	32,05

	STB 4 ALETAS LISAS	6 1/2	2 13/16	7,03
	Válvula flotadora	6 3/4	2 7/8	3,03
	MOTOR Factor:0,29 Rev/gal Camisa 8"	6 3/4		25,09
	Mecha # 2 PDC	8 1/2		0,8

Fuente: SEPULVEDA, Omar. Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2010.

3.2.8.3 Taladro: La selección de un taladro se basa en el diseño de las cargas que tendrá el equipo para seleccionar el más efectivo y económico que satisfaga los requisitos del pozo.

El sistema de elevación es diseño basado en la máxima carga que presentara el taladro, y se determina con el siguiente procedimiento:

- Determinar el peso de la sarta en el aire:

$$\text{Peso sarta aire} = \text{Peso unitario} \frac{Lb}{Ft} * \text{longitud (Ft)}$$

- Calcular el factor de boyanza del lodo

$$FB = 1 - \frac{\text{peso del lodo (LPG)}}{65,5}$$

- Con el factor de boyanza se determina el peso de la sarta en el lodo de perforación

$$\text{Peso sarta lodo} = \text{peso sarta aire} Lb * FB$$

- El equipo debe ser evaluado para asegurarse que cumpla con un factor por de diseño, que es especificado a continuación (Tabla 23):

Tabla 23. Factor de diseño para cargas por tensión

Rango de cargas (Ton)	Factor de seguridad de diseño
0 - 150	4
151 - 500	$4 - \frac{\text{Peso sarta lodo} - 150}{350}$
> 501	3

Fuente: Modificado por ADAMS, N.J. Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach. Oklahoma 1985

- Determinar la carga que debe soportar el taladro (gancho):

$$\text{Carga total} = \text{peso sarta lodo} * \text{Factor de seguridad de diseño}$$

3.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal. Esta aplica la combinación de diferentes tecnologías con un solo objetivo:

De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral. Hoy en día ambas están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotado con pozos convencionales.

Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora,

atravesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

Para tener éxito en la tecnología de multilaterales, es necesario integrar la tecnología de las compañías de servicio. Además, se aprende rápidamente, se aplican las lecciones aprendidas y se mejora continuamente.

La planeación y construcción de estos proyectos requieren de la integración de grupos multidisciplinarios. Formados por ingenieros de Petroleros de perforación, geólogos, petrofísicos y expertos de las compañías de servicio. Se contemplan todos los planteamientos que se necesitan, no sólo en el diseño de la perforación y terminación, sino también los requerimientos de la perforación direccional, horizontal y multilateral, y, más específicamente, en la etapa de terminación y futuras intervenciones de reparación del pozo⁴⁵.

El proceso de optimar el desarrollo del campo, debe resultar de la toma de decisiones de dónde, cuándo y cómo debería ser aplicada esta tecnología. También hay que considerar cuál es la manera de asegurar la mayor probabilidad de éxito.

La perforación horizontal puede definirse como un proceso que consiste en darle la dirección a una broca de seguir el camino horizontal, orientándola aproximadamente 90° de la vertical a través de la roca del yacimiento. Las razones por las cuales se perforan pozos horizontales son las siguientes:

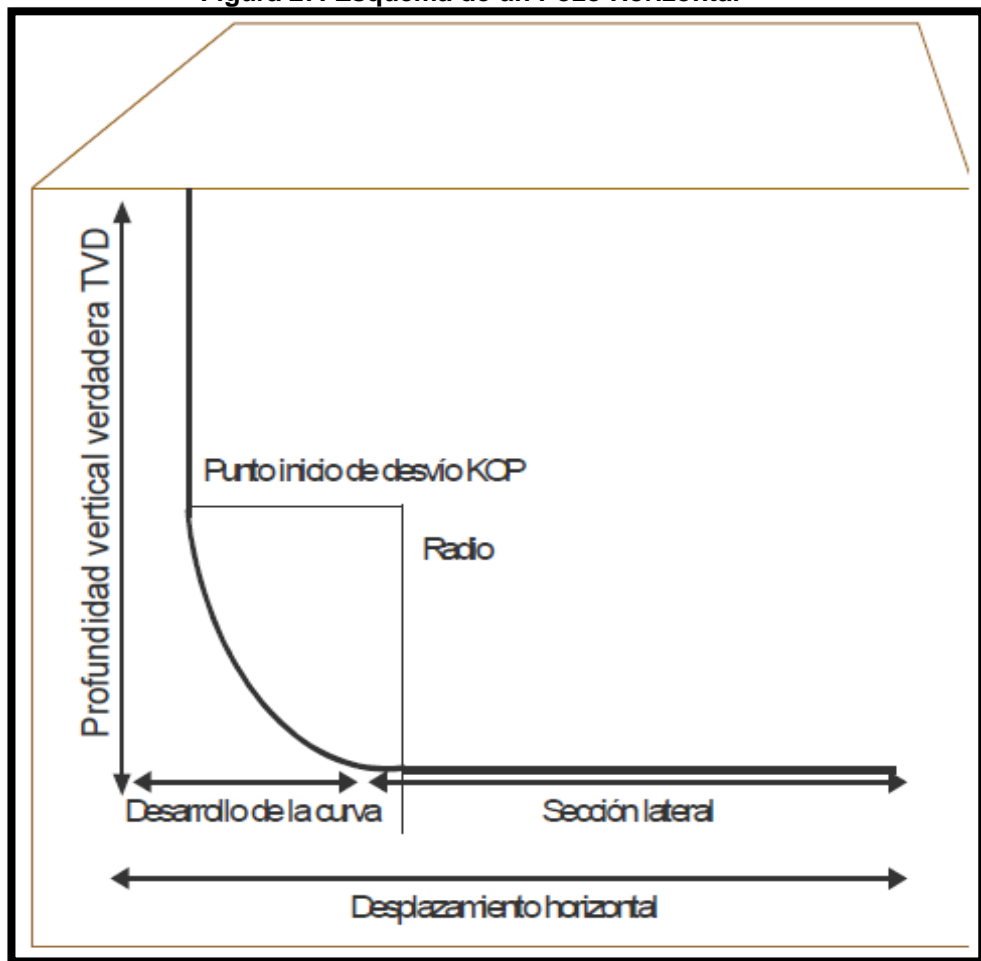
- Mejorar la producción primaria.
- Mejorar la producción secundaria.
- Mejorar la producción final de los hidrocarburos in-place.

⁴⁵ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo08.pdf Pag 143

- Reducir significativamente el número de pozos a desarrollar en todo el campo.
- Aumento significativo de la producción.

La perforación horizontal junto con la perforación direccional han representado muchas oportunidades para la industria del petróleo y del gas para recuperar las reservas de hidrocarburos en los campos que de otro modo no habría sido posible. Además de los beneficios económicos, no hay grandes impactos en el medio ambiente que puedan alterar su curso normal. La representación esquemática de la perforación de un pozo horizontal se puede observar en la figura 27.

Figura 27. Esquema de un Pozo Horizontal



Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf

El éxito de la perforación y el completamiento de los pozos horizontales es atribuido a importantes avances tecnológicos de innovación y los enfoques de diseño, planificación, ejecución de los programas adecuados, seguimiento de los datos de perforación, etc.

Los elementos necesarios para la perforación de pozos direccionales (incluyendo también los horizontales) son:

- **Fuerza en la broca:** en la perforación de los pozos verticales, la fuerza es proporcionada por los pesados drill collars (tubería de perforación), situados por encima de la broca, sin ninguna pérdida de peso debido al deslizamiento o a la fricción. Sin embargo, en la perforación de pozos direccionales, hay un contacto inherente entre la sarta de perforación y las paredes del pozo y, en consecuencia, se puede encontrar una considerable fuerza de fricción (o de arrastre), reduciendo la cantidad de peso necesario para ser transferido a la broca. Significa, que los tubos colocados por encima de la broca deben ser de variación del peso, de tal manera que su contribución a las fuerzas de arrastre se reducirá al mínimo y su contribución a la fuerza se maximizará.
- **Rotación de la broca del taladro:** ésta se le puede impartir a la broca desde superficie, a través de la mesa rotaria convencional o en el fondo a través del uso de motor de fondo de pozo. En la perforación direccional, la rotación es inducida en la superficie, y la porción de la sarta de perforación que está en contacto con las paredes del pozo a causa del torque, además del torque de la broca, puede ser cinco a diez veces el torque que se encuentra al perforar pozos verticales. A medida en que aumenta el ángulo medido desde la vertical, la resistencia y el torque debidos a las fuerzas de fricción también se incrementarán. Un torque excesivo puede limitar la energía de una mesa rotaria, por el contrario, cuando hay resistencia excesiva, el avance de la broca puede llegar a ser el factor limitante para alcanzar el objetivo deseado.

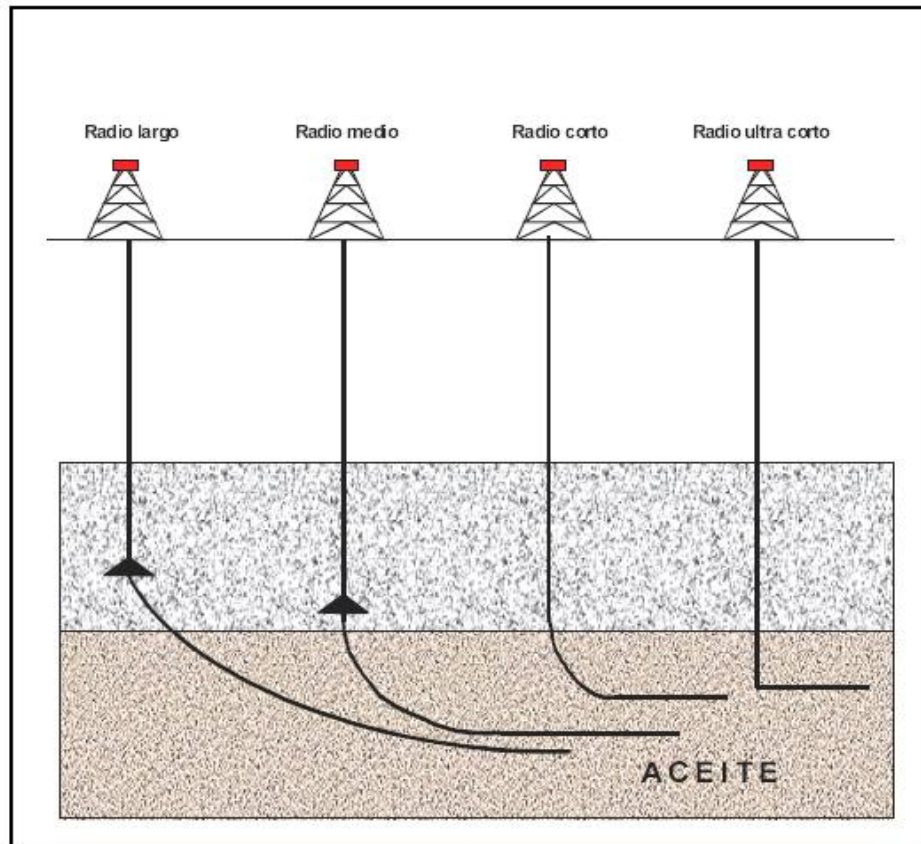
- **Circulación del fluido:** Los requerimientos de caudal en la perforación direccional (incluyendo horizontal) pueden ser de dos o cuatro veces mayor que los requerimientos de caudal en la perforación de pozos verticales. Esto se debe a la necesidad (ya demostrada) de mayor velocidad del fluido en el anular para la eliminación efectiva de los cortes de perforación desde el anular hasta superficie. Las mayores tasas de flujo pueden causar grandes pérdidas de presión por fricción y, por consiguiente, mayores requerimientos de caballos de fuerza en el taladro⁴⁶.

3.3.1 Métodos de perforación horizontal. La perforación horizontal comienza con la ubicación en el subsuelo de una sección vertical, seguida de una sección con una desviación ya preseleccionada, a partir de los 0° de la vertical y termina aproximadamente a 90°. Se emplean los siguientes métodos para la construcción de las secciones desviadas para llegar hasta el punto de entrada al yacimiento (figura 28):

- De radio largo (LR)
- A medio radio (RM)
- De corto radio (RS)
- Ultra-radio (USR)

⁴⁶ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf Pag 151

Figura 28. Patrones de los pozos horizontales



Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf

Algunas características básicas de comparación para los tres primeros métodos en cuanto a consideraciones económicas se ilustra en la tabla 24.

Tabla 24. Características comparativas de operación de los métodos de perforación horizontal.

	Radio Largo	Radio Medio	Radio Corto
CURVATURA	Hasta 6° por cada 100 pies	De 6° a 20° por cada 100 pies	De 1.5° a 3° por pie
Radio	De 1000 a 3000 pies	290 a 950 pies	20 a 40 pies
Diámetro del hueco	Sin limitación	4 ¾", 6 1/8", 8 ½", 9 7/8"	4 ¾", 6 ½"
Método de Perforación	Rotaria y motor de fondo para la sección de curvatura horizontal.	Rotaria, diseños especiales de motores de fondo para la construcción del ángulo de curvatura.	Herramientas de deflexión y articulación, motores de fondo, rotaria y diseños de sarta de perforación especiales para la sección horizontal.
Tipo de tubería	Convencional	Tubería especial (esfuerzos compresivos) por arriba de 15°	Herramientas tubulares y motores de fondo especiales con articulaciones cortas.
Brocas	Sin limitación	Sin limitación	Rotaria = sin limite Motor= P.D.C y diamante
Fluidos de Perforación	Sin limitación	Sin limitación	Sin limitación
Control de dirección	Sin limitación	MWD limitado en diámetros pequeños hasta 6 1/8"	Especiales (T.F)
Corte de núcleos	Convencional y sin limitación	Convencional y sin limitación	Barriles de 3 pies y 1 pg.

Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf.

Pozos de Radio Largo.

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y complementar la longitud a perforar y por lo tanto, la terminación del pozo. Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como largo alcance o alcance extendido. Sin embargo, estos pozos son perforados de 70° a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal⁴⁷. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

- Aplicaciones: Localizaciones inaccesibles, extensión en la perforación de acuerdo a normas gubernamentales, operaciones internacionales y desarrollo de la sección horizontal a más de 1000 pies.
- Ventajas: La sarta de perforación puede rotarse con uso de herramientas convencionales, mínimas severidades y patas de perro.
- Desventajas:
 - Grandes profundidades verticales desarrolladas (PVD), horizontales desarrolladas (PHD) y desarrolladas medidas (PDM).
 - Herramientas; Aparejos de fondo convencionales, montaje de cucharas y brocas jet y uso de motores de fondo.

Pozos de Radio Medio.

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con afallamientos y estratos muy pronunciados. Con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema, en el trabajo de la tubería de perforación y T.R, crea resultados y problemas de fricción

⁴⁷ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf Pag 155

dentro de límites aceptables. La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y más específicamente, de aparejos de fondo flexibles.

- Aplicaciones: Yacimientos fracturados, yacimientos marinos; problemas de conificación de agua y gas; reentradas y yacimientos estrechos.
- Ventajas: Menores profundidades desarrolladas medidas, menos torques y arrastres; bajos costos, seguridad ecológica y uso de herramientas convencionales.
- Desventajas: No permite la rotación durante la construcción de la curva, desplazamiento horizontal corto, altos esfuerzos (compresivos, pandeo, tensión y torsión) sobre la sarta de perforación, limitaciones en la selección del tipo de broca.
- Herramientas: motores de fondo y bent-sub (articulaciones).

Pozos de Radio Corto

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento o bien por razones económicas. De ésta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento. Anteriormente cuando se perforaba verticalmente era contraído por la formación.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal

múltiple con diámetros arriba de 6" puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente se usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

De esta forma se genera la dirección al yacimiento para un pozo sencillo. Se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical.

El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados⁴⁸.

- Aplicaciones: definición de estructuras, pozos multilaterales, yacimientos cerrados.
- Ventajas: curva corta, yacimientos poco profundos y medición de la profundidad mínima.
- Desventajas: completamientos no convencionales, longitudes cortas de 400 a 600 pies, diámetros de agujero limitados, múltiples viajes, requerimientos de rotación y top drive, limite en control del azimut.
- Herramientas: flexibles y tubería articulada.

3.3.2 Pozos candidatos para perforación horizontal. Los yacimientos que se pueden considerar como posibles candidatos para la perforación horizontal son:

- Yacimientos que pueden tener potencial de agua y problemas de conicidad de agua.
- Yacimientos apretados (permeabilidad $\ll 1$ milidarcies [md]).
- Yacimientos naturalmente fracturados verticalmente.
- Yacimientos económicamente inaccesibles.
- Yacimientos de petróleo pesado.

⁴⁸ Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf Pag 156

- Bancos de arena.
- Yacimientos de mantos de carbón.
- Yacimientos delgados (como es el caso de los yacimientos de tight gas sands).
- Yacimientos en capas y con ángulos de inmersión alta.
- Yacimientos parcialmente depletados.

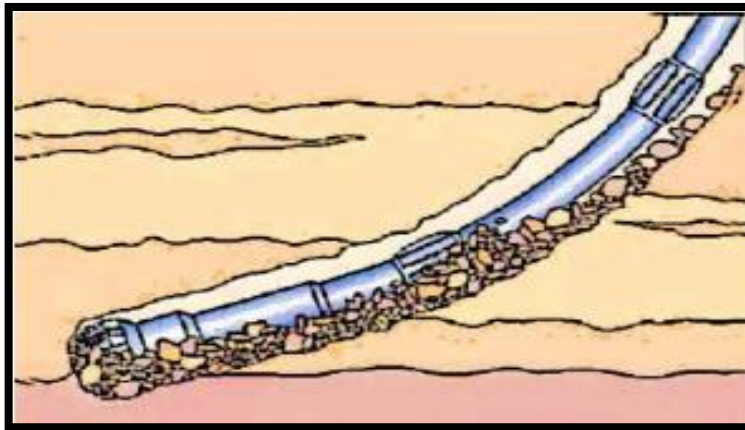
3.3.3 Ventajas en la perforación horizontal.

- 1.) Intersección de varias fracturas en las formaciones contenedoras de hidrocarburo. Es usada frecuentemente en formaciones de caliza y shale.
- 2.) Evita la conicidad del agua y perforaciones adyacentes de agua o gas. Es frecuente en formaciones que contienen aceite en zonas delgadas.
- 3.) Aumenta tanto el área de drenaje del pozo en el yacimiento como la superficie lateral del pozo. El primero, es necesario para aumentar la producción de hidrocarburos, mientras que el segundo aumenta la tasa de producción de hidrocarburos. Es empleada en formaciones que contienen petróleo pesado.
- 4.) Se interceptan a altos ángulos, los yacimientos formados por capas.
- 5.) Mejora la producción de gas asociado a carbón (desgasificación).
- 6.) Mejora la inyección de agua, gas, vapor, químicos y polímeros dentro de la formación.

3.3.4 Desventajas en la perforación horizontal

- 1.) Limpieza del pozo: A medida que se va perforando en el fondo del pozo, se van acumulando los cortes de la perforación alrededor del borde de la sarta de perforación, la cual puede ser muy difícil de cambiar. (Figura 29)

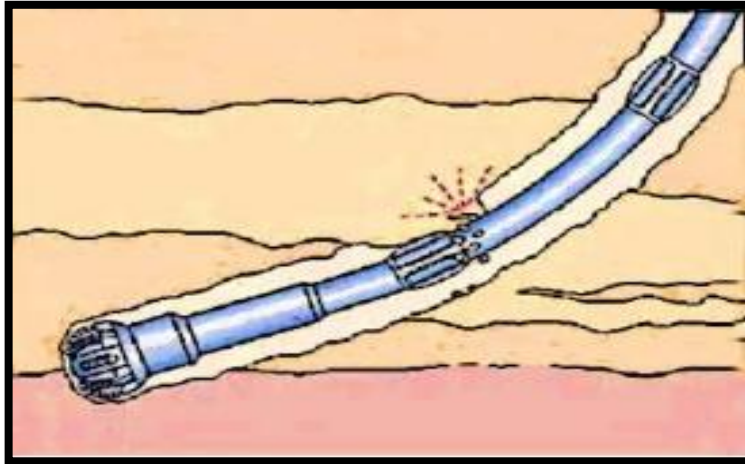
Figura 29. Poca limpieza del pozo horizontal.



Fuente: "Drilling and Completion of horizontal wells", published by Batruna M, & Daggez Abdussalam.

- 2.) Fuerza de fricción: la potencia necesaria para hacer girar la sarta de perforación o sacarla del hueco, es mayor en los pozos horizontales que en los normalmente desviados o verticales. (Figura 30)

Figura 30. Fuerza de Fricción



Fuente: "Drilling and Completion of horizontal wells", published by Batruna M, & Daggez Abdussalam

3.3.5. Diseño de la perforación horizontal. Uno de los factores más determinantes en el diseño de la perforación horizontal es la selección del tipo de pozos adecuados para la explotación de determinado campo.

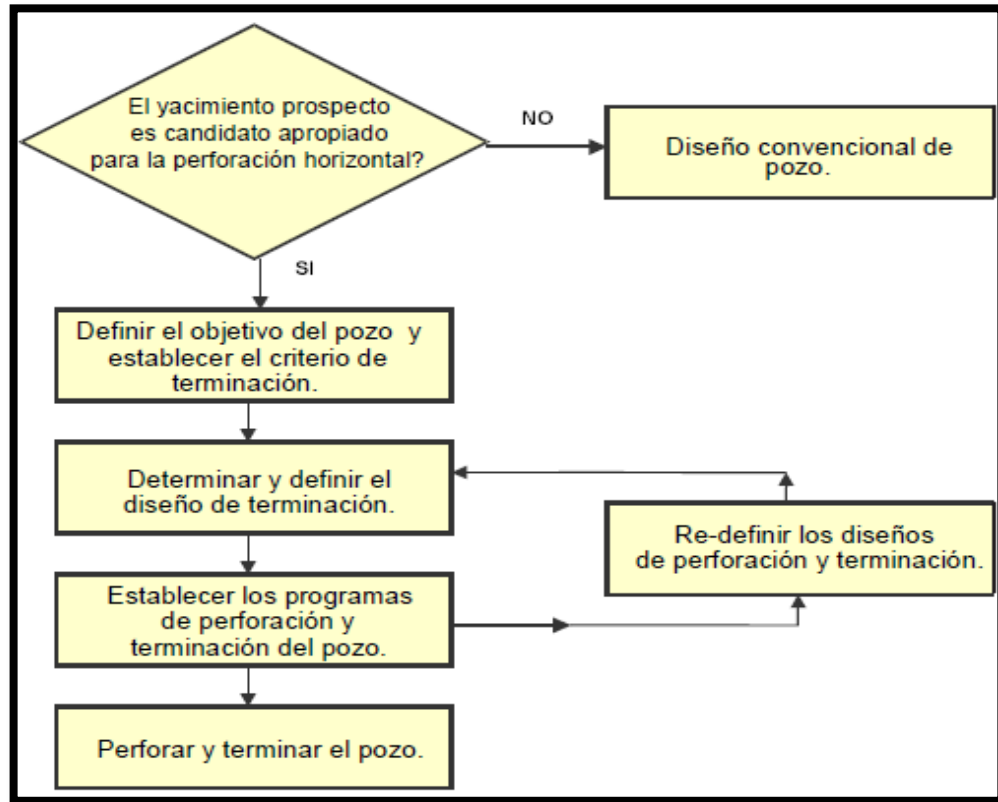
La perforación de pozos horizontales es más costosa en comparación con los pozos verticales debido a la simple necesidad de perforar más hueco y a que los equipos y los fluidos utilizados en la perforación son más costosos.

3.3.5.1. Etapas de selección y planeación: La desviación hasta la horizontal de un pozo involucra muchos factores complejos, los cuales deben considerarse individualmente. Por tal motivo, una buena planeación es la clave para minimizar todos los costos de la perforación horizontal, puesto que escoger los procedimientos correctos y las herramientas adecuadas significará un mejoramiento en la eficiencia y la economía de la operación.

La planeación de un pozo horizontal consiste generalmente en determinar las especificaciones de profundidad de entrada al yacimiento y de la longitud mínima

de drenaje del pozo dentro del yacimiento. Un esquema que ilustra esa planeación se puede apreciar en la figura 31:

Figura 31. Esquema de la planeación de un Pozo Horizontal



Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf

Dentro del alcance del objetivo de la perforación horizontal, la planeación consiste de en tres fases:

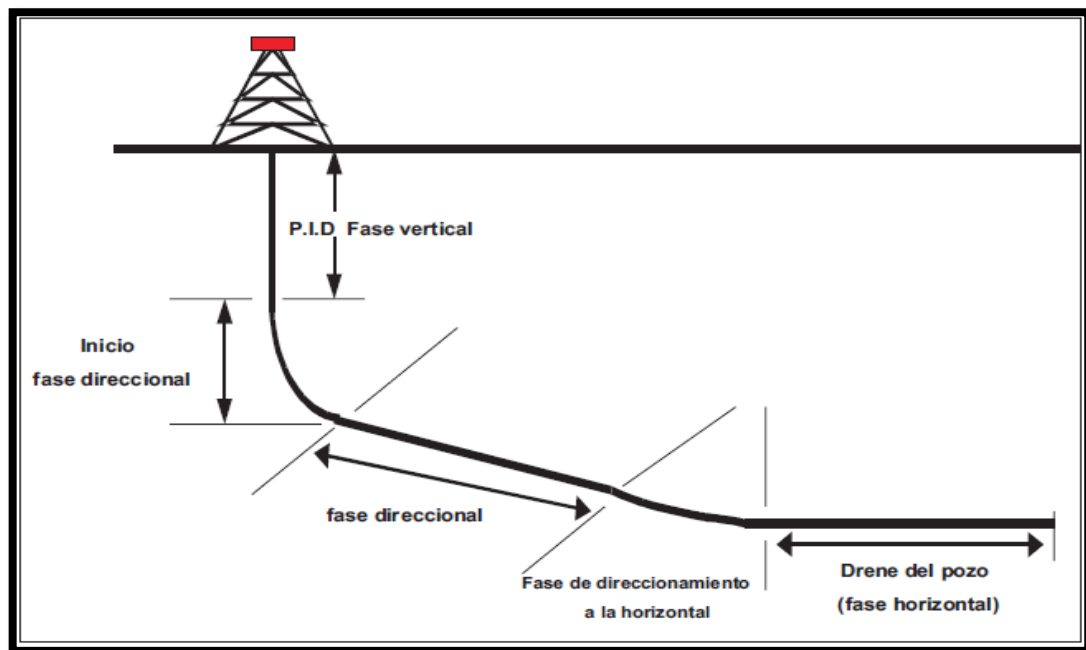
- Perforación vertical
- Fase de perforación direccional (una y/o dos curvas)
- Fase de perforación del drenaje del pozo.

Desde la superficie, la perforación de los pozos horizontales se inicia con una fase vertical, así se tienen las condiciones específicas de salida hacia el objetivo. La excepción es cuando se utilizan equipos de perforación con ángulo de inclinación. La perforación direccional, para llegar a la sección horizontal del pozo, consta de:

- Construcción de una curva continua a lo largo del agujero.
- Construcción de dos curvas a lo largo del agujero.

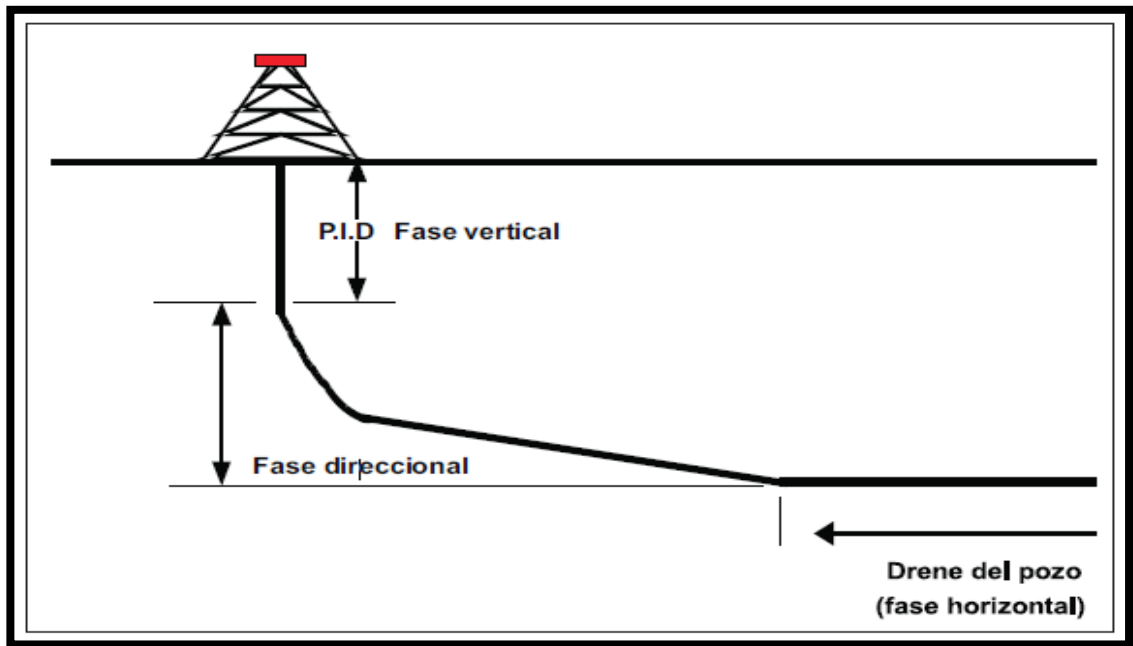
Bajo estas circunstancias, se debería mantener la dirección óptima de la trayectoria, hasta lograr alcanzar el drenaje del hueco dentro del yacimiento. Estas fases corresponden a la perforación vertical en el inicio del pozo y finalizar en una o dos curvas de desviación dentro de la etapa horizontal (Figuras 32 y 33)

Figura 32. Perforación Horizontal (dos curvas)



Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf

Figura 33. Perforación Horizontal (una curva).



Fuente: Diseño de la Perforación de Pozos. Tomo 08.pdf

La perforación horizontal es más adecuada para campos desarrollados y no exploratorios. Por lo, es más utilizada cuando ya se han recolectado una gran cantidad de datos del yacimiento. Los datos que se deben tener en cuenta para realizar un estudio preliminar a la perforación horizontal son:

1. Datos geológicos
2. Datos topográficos
3. Datos de yacimiento
4. Datos de producción
5. Datos económicos

Datos geológicos: entre los datos geológicos se tienen:

- a) Datos topográficos
 - Mapa topográfico el área con las posibles localizaciones del sitio de perforación.

b) Datos de Subsuelo

- Sección geológica de la superficie hasta el yacimiento.
- Datos tectónicos de la región
- Presión de fractura de la formación contra profundidad.
- Muestras de corazonamiento del yacimiento.

Datos de perforación

- Reportes de perforación de pozos verticales o desviados perforados en el mismo yacimiento o en la misma área.
- Reportes del comportamiento de la sarta y ensambles direccionales de fondo usados en el área.
- Reportes sobre problemas de perforación presentados en el área.

Datos del yacimiento: los datos más generales que son necesarios para una buena planeación de la perforación de pozos horizontales son:

1. Geometría del yacimiento
2. Características petrofísicas del yacimiento
3. Descripción del fluido
4. Condiciones del yacimiento

Geometría del yacimiento

- Mapas isóbatos del yacimiento⁴⁹
- Distribución estratigráfica
- Mapas de espesor bruto y neto

Características petrofísicas del yacimiento

- Porosidad
- Permeabilidad vertical y horizontal

⁴⁹ MAPA ISÓBATO: Mapa que delinea los puntos de igual profundidad.

- Saturación de agua (curvas de presión capilar)
- Permeabilidades relativas.

Descripción del fluido: propiedades PVT del gas. Si no se dispone de un estudio PVT completo, se deben usar correlaciones estándar.

Condiciones de yacimiento:

- Presión inicial
- Temperatura inicial

Datos de producción

- Mínima presión de cabeza de pozo.
- Mecanismo de drenaje del yacimiento
- Historia de producción

3.3.5.2. Proceso operacional de la perforación: El proceso operacional de la perforación de pozos horizontales puede dividirse convenientemente en tres etapas:

1. Hueco vertical
2. Sección curva
3. Sección horizontal

Perforación del hueco vertical: cuando se planea la perforación de pozos horizontales para el desarrollo de un campo, se debe tener en cuenta si la perforación se realizará a partir de pozos verticales ya existentes o iniciando la perforación desde superficie⁵⁰.

⁵⁰ Drilling and Completion of horizontal wells”, published by Batruna M, & Dagez Abdussalam.

Perforación a partir de pozos verticales ya existentes: para la perforación de pozos verticales ya existentes, se deben tener en cuenta las siguientes etapas:

1. Las perforaciones antiguas se cubren con un tapón de cemento.
2. Seleccionar el tramo más adecuado para el fresado del revestimiento mediante el análisis de los registros CCL (Casing Collar Locator) y CBL (Cement Bond Log) para evitar el fresado de un mayor número de uniones.
3. Posteriormente se procede al corte del revestimiento con una fresadora de revestimiento. La sección puede ser cortada de dos maneras:
 - a. Fresado total de la sección de revestimiento seleccionado. Generalmente es de 70 pies, 30 pies arriba y 40 pies abajo del punto inicial de desviación “Kick off Point”.
 - b. Fresado de una ventana con un guiasondas “Whipstock” en una dirección determinada. Este proceso introduce la necesidad de usar registros de orientación para dirigir la sarta de perforación en el sentido deseado.
4. Se coloca un tapón de cemento normalmente 30 pies arriba y 10 pies debajo de la sección fresada, para proveer un soporte para la perforación de la sección curva.
5. El cemento es perforado hasta el punto inicial de desviación, no antes de haber colocado una guía de orientación lateral “Whipstock”

Perforación desde superficie: en el caso de iniciar la perforación desde superficie, la sección vertical del hueco es perforada y revestida convencionalmente, y se diseña para adecuar las herramientas y los procedimientos a seguir en la construcción y mantenimiento de la trayectoria horizontal. La sección vertical debe perforarse tan recta como sea posible para simplificar futuros problemas de fondo.

Perforación de la sección curva: la perforación de la sección curva del pozo requiere énfasis en particular en la sección del punto inicial de desviación y la tasa de incremento del ángulo para lograr la intersección con el objetivo deseado.

El punto inicial de desviación debe localizarse tan profundo como sea posible, y la curvatura (gradiente de inclinación) debe aumentarse preferiblemente de manera gradual. Este perfil ofrece grandes ventajas, puesto que la fricción es reducida a un mínimo, debido a que la trayectoria curvada está localizada a una profundidad tal que el efecto de la tensión no empuja fuertemente a la tubería contra la pared del hueco. Además, mientras se perfora la sección horizontal, la mayoría de la sarta de perforación está en la parte vertical del pozo, lo que proporciona una reserva de peso que empuja la parte inferior de la sarta.

Es necesario cambiar el ensamble de sarta BHA (Bottom Hole Assembly) para la perforación de la sección curva. El diseño del ensamble de sarta se basa en la geometría y la geología presentada. La sección curva del hueco se controla continuamente con herramientas especiales de conducción mientras se perfora, para evitar cambios en la inclinación o el azimut.

Entre los aspectos que deben considerarse para la perforación de la sección curva del pozo están:

- El fluido de perforación
- El diseño de la sarta de perforación
- La hidráulica
- El motor de fondo
- La sección de la broca.

Cuando se encuentran formaciones difíciles, la porción curva dentro del hueco debe primero revestirse y cementarse antes de iniciar la sección horizontal.

Perforación de la sección horizontal: para iniciar la perforación de la sección horizontal, se saca el BHA y se instala un ensamble para hueco recto, puesto que muchas formaciones son anisotrópicas y en consecuencia, como la dirección del hueco cambia de la vertical a la horizontal, las condiciones de perforación varían radicalmente.

La perforación del hueco horizontal, para maximizar la extensión lateral, debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Diseño de la sarta de perforación.
- Selección del fluido de perforación.
- Capacidad de limpieza del lodo.
- Estabilización.
- Selección de la broca
- Motor de fondo.
- Control del pozo.
- Selección de la torre de perforación.

3.3.5.3. Ensamble de la sarta de perforación: En el ensamble de la sarta de perforación se tienen en cuenta las siguientes secciones (Figura 34):

Sección I: montaje inferior del hueco (BHA), incluyendo broca, tubería no-magnética y la herramienta MWD. Esta sección controla la trayectoria del agujero, pero no contribuye al peso sobre la broca. De hecho, esta sección debe ser lo más ligero como sea posible para minimizar el esfuerzo de torsión y arrastre.

Sección II: sección horizontal, transmite cargas axiales y de torsión durante la perforación y el cañoneo. Esta sección debe soportar cargas de compresión y pando.

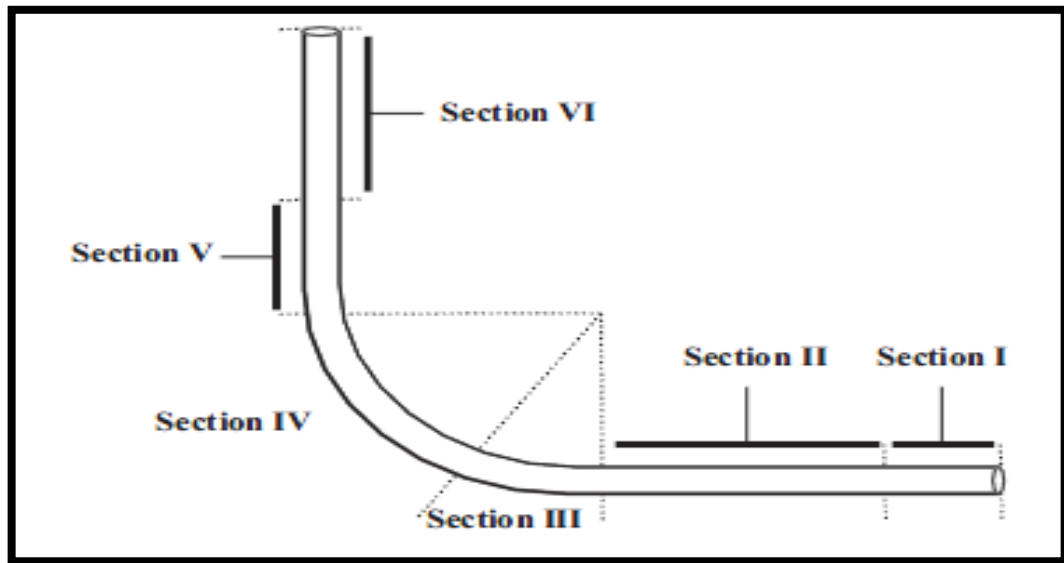
Sección III: sección de construcción baja, 60° - 90°. La tubería aquí también debe ser capaz de transmitir carga axial y de torsión, mientras que el mantenimiento potencial de grandes esfuerzos de flexión es inducido por rotación en las secciones de arriba. La mayor parte del peso de la tubería se encuentra en la sección de mayor inclinación, por lo que contribuye muy poco al peso en la broca.

Sección IV: sección de construcción alta, de 0° a 60°. La tubería de esta sección debe ser capaz de resistir pandeo y esfuerzos de flexión impuestos por la rotación en la sección de acumulación. El peso de la tubería en esta sección puede contribuir al peso en la broca. Generalmente en esta sección se utiliza tubería de perforación pesada.

Sección V: pozo vertical sobre el punto inicial de desviación “kick off point” (Figura 35). Esta sección se produce el peso restante que requiere la broca (después de considerar la sección VI) y por lo general, se utilizan pesados drill collars y drill pipes. Dado que este intervalo es vertical y la tensión de perforación es baja, contribuye muy poco al esfuerzo de torsión y arrastre.

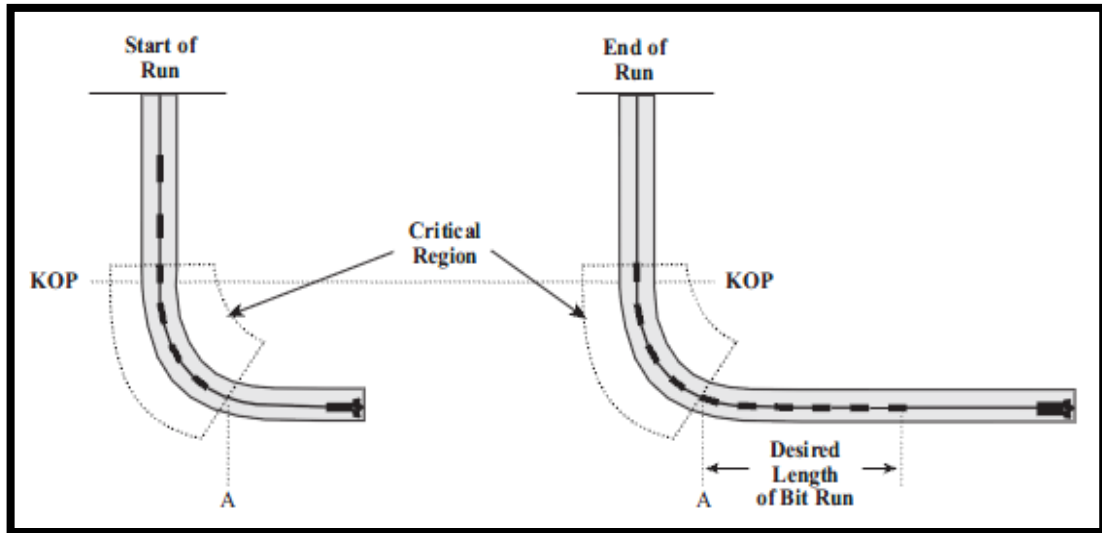
Sección VI: parte vertical de la superficie. La sarta de perforación en esta sección estará en tensión, y se aplican las mismas pautas de los pozos convencionales. La tubería utilizada en esta sección es generalmente determinada por consideraciones de torque y arrastre, hidráulica, y la conveniencia de las operaciones de perforación.

Figura 34. Diseño de las secciones de perforación



Fuente: Computalog Drilling Services.pdf

Figura 35. Kick off point (KOP)



Fuente: Computalog Drilling Services.pdf

3.3.6. Criterios de diseño. Dentro de los criterios más determinantes en el diseño de la perforación y el completamiento de los pozos horizontales se tienen:

3.3.6.1. Diseño de revestimiento: El diseño de sartas de revestimiento para pozos altamente desviados incluyen consideraciones matemáticas especiales debido al mismo perfil geométrico de pozo.

Consideraciones matemáticas: para el diseño de revestimiento, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones matemáticas:

- Boyanza: cuando se corre el revestimiento, el fluido del hueco cambia apreciablemente el peso efectivo del revestimiento.

$$W_b = W_a \left(1 - \frac{\rho_m}{65,5} \right)$$

Donde

W_b = Peso de la tubería en el lodo, Lb/pie.

W_a = Peso de la tubería en el aire, Lb/pie.

ρ_m = densidad del lodo, Lb/gal.

- Carga por dobladura: la porción curva de pozo causa una carga por dobladura sobre el revestimiento que es equivalente a un peso adicional de la sarta en un punto específico:

$$B1 = 63\theta DW_a$$

Dónde:

$B1$ = Carga por dobladura, Lbs.

θ = Build up, grados/100 pies.

D = Diámetro del revestimiento.

- Tensión: se basa principalmente en el esfuerzo sobre la junta de un tipo de revestimiento en particular y las combinaciones presentes en una sarta. La ecuación básica para determinar la longitud máxima permisible debido al límite tensional para cualquier tipo de revestimiento es:

$$L = \frac{\frac{F_a}{N_a} - B1}{W_b}$$

Dónde:

L = Longitud máxima permisible por tensión, pies.

F_a = Resistencia de las juntas, Lb.

N_a = Factor de seguridad por tensión (generalmente entre 1,75 y 2,0).

- Colapso: el colapso del revestimiento se debe a la presión hidrostática en el interior (el interior se asume que está vacío). El factor de seguridad para éste cálculo es comúnmente 1,125.

$$P_c = 0,052\rho_m H N_c$$

Dónde:

P_c = Presión de colapso, psi.

H = Profundidad vertical, pies.

N_c = Factor de seguridad por colapso.

La presión de colapso en un punto determinado debe corregirse debido a la carga axial producida por el peso de la sarta que está debajo de este punto.

$$P_{cc} = \frac{P_c}{K} \sqrt{K^2 - 3W^2} - W$$

Dónde:

P_{cc} = Presión de colapso corregida.

W = Peso soportado, Lbs.

$K = 2 A S_o$

A = Área seccional del revestimiento, $pulg^2$

S_o = Resistencia promedio a la tensión, psi (Tabla 25)

Tabla 25. Resistencia promedio a la tensión.

GRADO	S_o
□-40	50.000
$J - 55$	65.000
$N - 80$	85.000
$P - 110$	123.000

SEPULVEDA, Omar. Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2010.

- Estallido: Los cálculos de estallido del revestimiento se hacen sólo en áreas donde se encuentran formaciones altamente presionadas. La presión interna debe considerarse a lo largo de toda la sarta con un factor de seguridad entre 1 y 1.5 dependiendo de las presiones de fondo encontradas.

$$P_i = G * H * N_i$$

Dónde:

P_i = Presión interna psi.

G = Gradiente de formación, psi/pie.

N_i = Factor de seguridad por estallido.

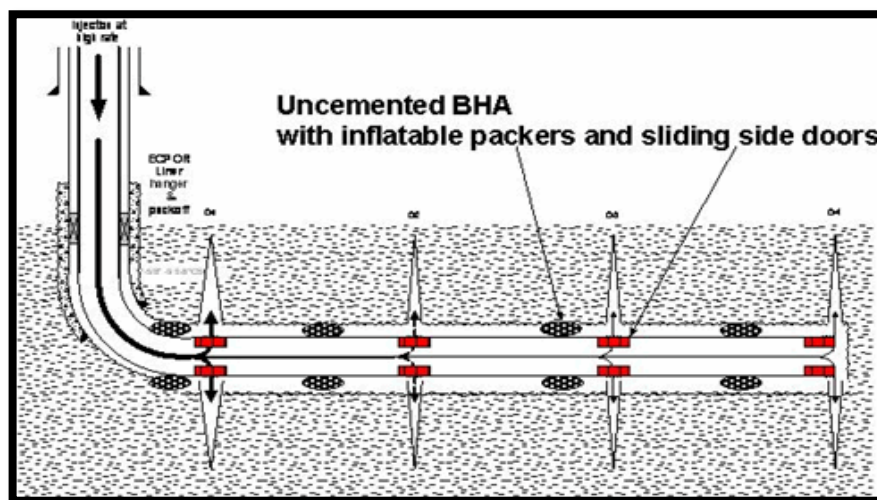
3.3.7. Herramientas especiales. El desarrollo de una perforación horizontal exitosa requiere del uso de herramientas especializadas diseñadas con el fin de optimizar esta tecnología.

3.3.7.1. Sistema MWD: Este sistema es la técnica para obtener gran cantidad de medidas e información del fondo del pozo y su transmisión a superficie. Su verdadera importancia radica en que la medición y la transmisión ocurren mientras se perfora, de modo que se dispone de parámetros del fondo del pozo en un tiempo considerablemente corto. Los componentes del sistema MWD consisten en dos ensambles:

- **Montaje de Fondo**

Consiste en un collar no magnético dentro del cual están los sensores y un sistema electrónico, que son los encargados de realizar las mediciones y transmitirlos a superficie. El ensamble de fondo se puede observar en la Figura 36.

Figura 36. Ensamblaje de fondo.

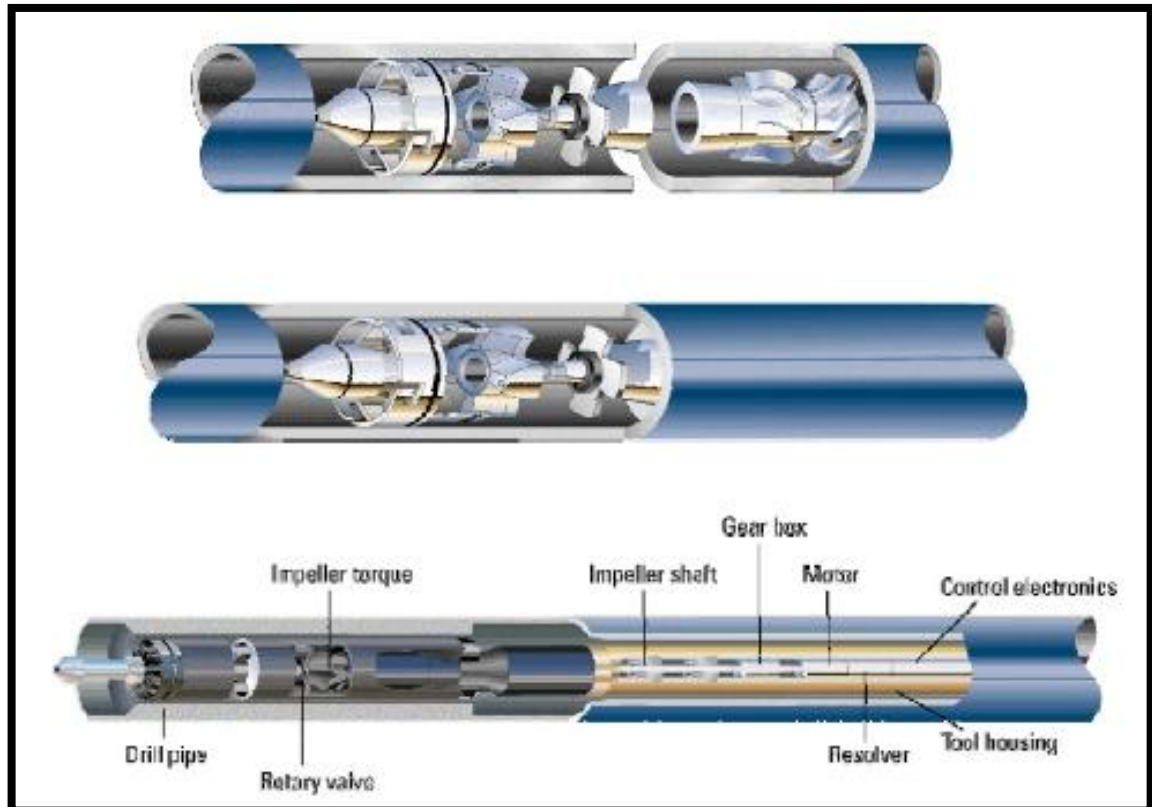


Fuente: GRIESER Bill, "Production Enhancement of Shale Reservoirs". HALLIBURTON 2008.

- **Equipo de superficie**

Este equipo es el encargado de la recepción y codificación de las señales transmitidas por los instrumentos de fondo y de la reproducción en pantalla de los datos MWD. Algunos sistemas MWD se pueden observar en la figura 37

Figura 37. Sistema MWD



Fuente: Presentación Técnicas Energéticas Perforación direccional.pdf

- **Funcionamiento del sistema MWD**

El sistema MWD opera sin cable. El medio de transmisión utilizado en la telemetría⁵¹ de pulsos en el fluido de perforación, en el cual la columna fluyendo

⁵¹ Consiste básicamente en la medición y evaluación de parámetros y propiedades en el fondo del pozo sin cables o conductores físicos (medición a distancia).

es modulada periódicamente por un medio mecánico localizado en el montaje de fondo.

Las ondas continuas de presión se transmiten desde la válvula del montaje de fondo hasta la superficie a una velocidad cercana a la del sonido y son detectadas mediante un instrumento de presión colocado en superficie, que convierte los pulsos de presión en señales eléctricas, las cuales se transmiten a un computador. El computador codifica y muestra en pantalla esta información. La herramienta MWD envía datos de relevamientos por telemetría de pulsos del lodo: las mediciones son transmitidas como pulsos de presión en el fluido de perforación y decodificadas en la superficie mientras se avanza con la perforación⁵². También transmite datos acerca de la orientación de la herramienta de perforación.

Antes del desarrollo de los sistemas rotacionales, el correcto emplazamiento del porta-mechas y los estabilizadores en el BHA permitía controlar el incremento o reducción angular, daban un cierto control sobre la inclinación pero no había control sobre el azimut de pozo.

Década del 60: los motores direccionales que utilizan una turbina de fondo (PDM) como fuente de potencia y un BHA con una curvatura fija de aproximadamente 0.5°.

La perforación con motor direccional se logra de 2 modos:

- Rotación: la totalidad de la sarta de perforación rota (igual que en la perforación convencional) y tiende a perforar hacia delante.
- Desplazamiento: Para iniciar un cambio en la dirección del pozo, se detiene la columna de perforación en una posición tal que la sección curva del

⁵² Presentación Técnicas Energéticas Perforación direccional.pdf Pag 9

motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria. Se refiere al hecho de que la porción de sarta que no rota se desliza por detrás del conjunto direccional.

Un motor consta de 4 secciones como lo muestra la figura 38: Sección de potencia (PDM), Sección curva (0 a 30°), Eje propulsor, Mecha

Figura 38. Secciones de un Motor de Fondo.



Fuente: Presentación Técnicas Energéticas Perforación direccional.pdf

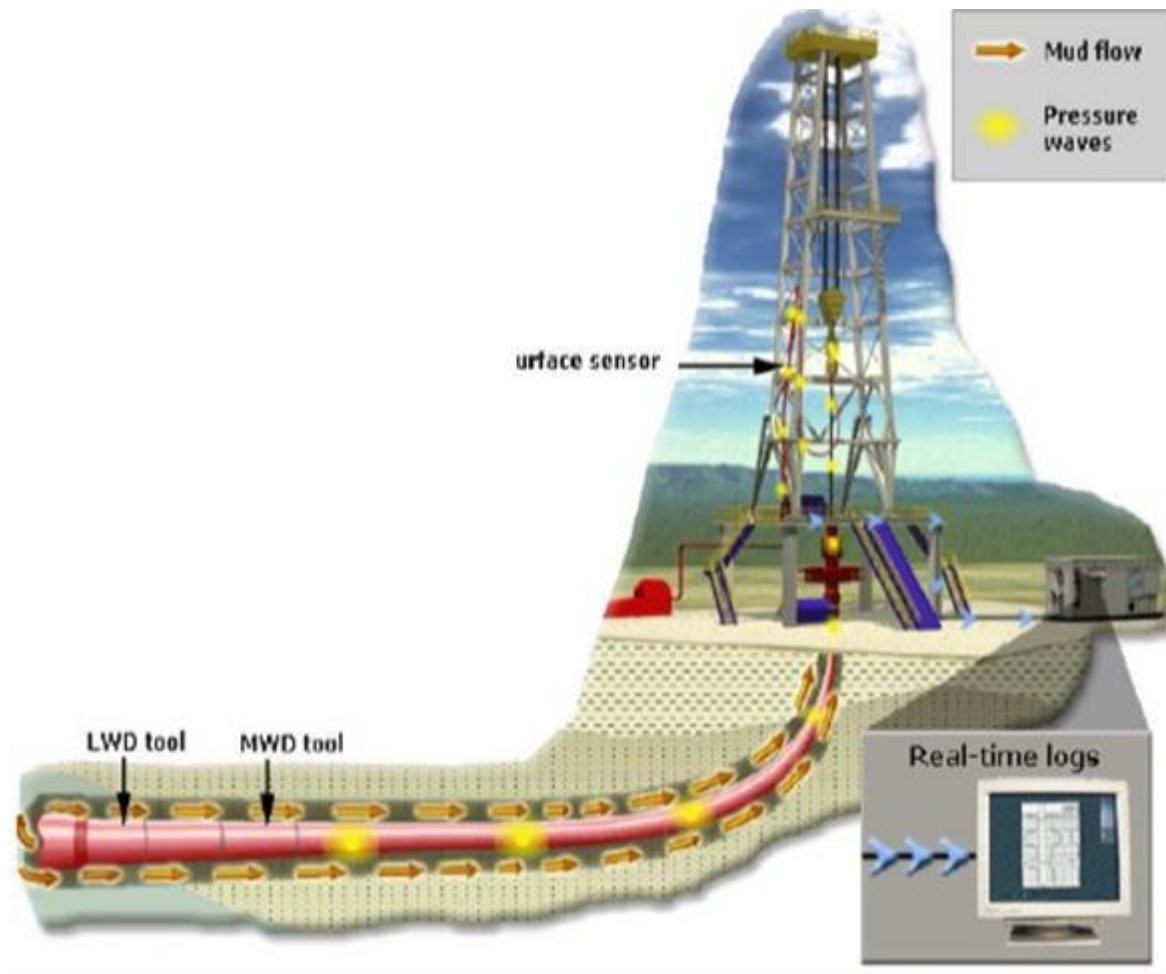
- **Desventajas de la Herramienta MWD**

- Se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación.
- Mayor problema: tendencia de la columna no rotativa a sufrir aprisionamientos. La tubería principal se apoya sobre el lado inferior del pozo y produce a velocidades disperejas alrededor de la tubería.
- La falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad de remover los recortes sobre el lado inferior del pozo, se puede formar un “colchón” de recortes.
- Menor potencia disponible para mover la mecha. Esto, junto con la fricción por el deslizamiento, reduce la tasa de penetración (ROP).
- Si se cambia del modo de deslizamiento al modo de rotación con herramientas direccionales, se obtiene una trayectoria más irregular.
- Las numerosas ondulaciones aumentan la tortuosidad, esto aumenta la fricción durante la perforación. Además, durante la perforación se produce acumulación de gas en los puntos altos y agua en los bajos.

A pesar de todos estos problemas, la perforación direccional con motor direccional sigue siendo más efectiva en términos económicos y por el momento es el método de perforación más utilizado⁵³. La figura 39 resume el funcionamiento de la herramienta MWD.

⁵³ Presentación Técnicas Energéticas Perforacion_direccional_1C_07.pdf Pag 15

Figura 39. Funcionamiento de la Herramienta MWD.



HERRAMIENTA MWD

- La herramienta toma datos en el fondo.
- Los datos son transmitidos en forma de pulsos de lodo.
- Los sensores convierten los pulsos en señales eléctricas.
- El equipo de superficie decodifica la información de los sensores.
- Entrega los registros y datos direccionales al cliente.

Fuente: Presentación Técnicas Energéticas Perforación direccional.pdf

Tabla 26. Diferencias entre Perforación Horizontal y Perforación Convencional

PERFORACION HORIZONTAL	PERFORACION CONVENCIONAL
Por experiencias en pozos perforados en Canadá, se ha demostrado una gran estabilidad del hueco en los pozos horizontales.	Dependiendo del yacimiento, los pozos perforados verticalmente pueden presentar inestabilidad.
La perforación horizontal es muy útil en yacimientos apretados (tight) y en los que poseen porosidades y permeabilidades bajas.	Los yacimientos con condiciones extremas como porosidades y permeabilidades ultra-bajas, no son candidatos para una perforación convencional.
Existe un contacto inherente entre la sarta de perforación y las paredes del pozo, y en consecuencia, se puede encontrar una considerable fuerza de fricción, reduciendo la cantidad de peso necesario para ser transferido a la broca.	El peso que se le suministra a la broca lo proporcionan los Drill Collars (tubería de perforación) situada por encima de la broca, sin ninguna pérdida de peso debida a la fricción.
Los requerimientos de caudal en la perforación horizontal pueden ser de dos o cuatro veces mayor debido a la necesidad de mayor velocidad de flujo para la eliminación de los cortes de perforación.	No es necesario un requerimiento excesivo de caudal en la perforación, los cortes pueden ser removidos sin complicaciones con una buena densidad de lodo.
Debido a las herramientas utilizadas en la perforación, los costos pueden ser de hasta el doble, pero la producción del yacimiento es óptima.	Por ser perforación convencional, existen costos que pueden ser considerados dependiendo de la producción del yacimiento.

Fuente: Los Autores

4. TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO Y CONSIDERACIONES DE ESTIMULACIÓN EN ARENAS APRETADAS Y SHALES.

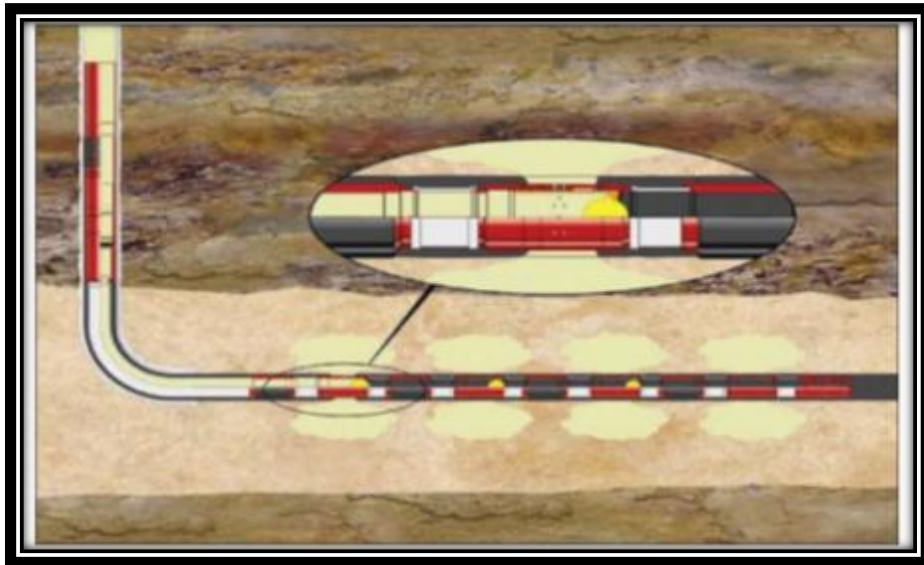
COMPLETAMIENTO EN TIGHT SANDS.

Para conseguir una buena optimización en el completamiento de los pozos en yacimientos de tight gas, se requieren varios pasos:

1. Entender las limitaciones de las formaciones de tight gas y la capacidad de producir. La baja permeabilidad exige que se incremente el área de flujo dentro de la formación para aumentar la producción.
2. Obtener una mejor caracterización del yacimiento. La optimización confiable del completamiento requiere un mejor conocimiento de las propiedades del yacimiento. Estas propiedades no incluyen sólo las propiedades físicas de la roca, sino también sus propiedades mecánicas. Estas propiedades pueden ser obtenidas de las siguientes fuentes:
 - Pruebas de pozos, registros y datos de corazones.
 - Análisis de datos de producción.
 - Estudio de varias estrategias de completamiento.
3. Seleccionar criterios de optimización (incluyendo producción y los criterios económicos).
4. Definir parámetros que afecten el diseño óptimo, incluyendo las propiedades del yacimiento, geometría de la fractura, conductividad, etc.

El completamiento empleado en los pozos horizontales perforados en los yacimientos de tight gas se ilustra en la Figura 40.

Figura 40. Completamiento Multizona con sistemas de empaques, hueco abierto.



Fuente: "Trends in Unconventional Gas", Oil and Gas Journal, publishes by Halliburton.

COMPLETAMIENTO EN SHALE GAS

Luego de la perforación de los pozos en los yacimientos de shale, continúa el proceso de completamiento. En estos tipos de yacimientos, el completamiento es horizontal y puede ser de tres tipos:

1. Entubado, cementado y compuesto de varias etapas con tapones para separar las etapas.
2. Multietapa.
3. Montaje en fondo de pozo.

El entubado, cementado y la realización de varias etapas con tapones, es el tipo más común de completamiento de pozos horizontales en los shales. Cada etapa es perforada, fracturada (estimulada) y aislada con un empaque.

En el cementado, la construcción del cemento adecuado alrededor de la sección horizontal de un shale es un elemento clave en el éxito de la estimulación con fractura en las zonas de gas asociado a shales.

4.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS PERFORADOS EN CONDICIONES SUB-BALANCEADAS

La mayoría de los pozos previamente perforados bajo condiciones sub-balanceadas no pueden ser completados en esas mismas condiciones. Dentro de los pozos se desplaza un lodo a condiciones normales, antes de correr el revestimiento. Dependiendo del tipo de completamiento, se lleva a cabo.

Si el propósito de la perforación bajo balance es mejorar el yacimiento, es importante que el yacimiento no esté expuesto a la presión sobre-balance con un fluido que no sea de la formación. Si el pozo ha presentado problemas debidos a la perforación underbalanced, se puede “matar” y terminar el completamiento de manera convencional.

Existen varios métodos utilizados para completar un pozo que ha sido perforado bajo condiciones sub-balanceadas:

- Liner
- Liner Ranurado

Los métodos mencionados anteriormente, se pueden emplear en pozos perforados en condiciones sub-balanceadas, aunque si se desea mantener las ganancias con la producción del yacimiento, no se recomienda el uso de liners cementados. Independientemente del tipo de liner, el proceso de instalación del revestimiento es el mismo.

4.1.1 Liner. Si se usa tubería sólida, el proceso no difiere tanto del procedimiento de desairar la tubería de perforación. El liner debe estar equipado con el shoe track (zapato) y válvulas de retención para evitar el flujo por el interior de la tubería. El liner se corre normalmente con un empaque. Una vez en la parte interior, el soporte del liner y el empaque se fijan y el yacimiento es cerrado. Una vez el revestimiento se establece, la tubería debe ser perforada para obtener flujo. Hay que tener en cuenta que cualquier fluido debe mantener la condición de bajo-balance.

4.1.2 Liner ranurado. La principal desventaja de correr el liner ranurado en un pozo perforado en condiciones de bajo-balance es que el aislamiento no es posible a través de la sección ranurada del liner. La integridad de la presión de cada ranura tiene que ser probada antes de ejecutar cada unión.

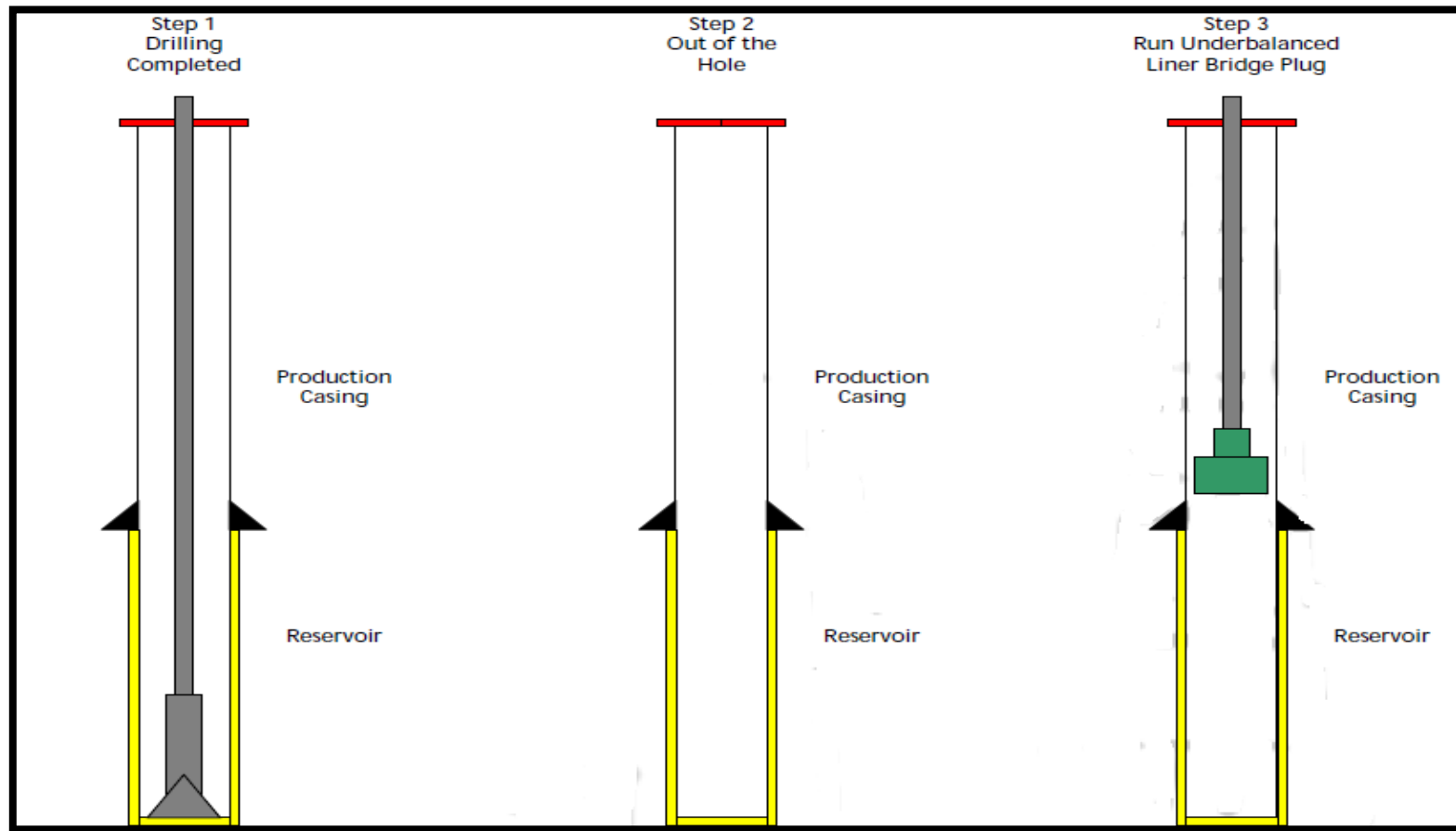
Si se corre una tubería ranurada dentro del pozo puede, que no se realice de forma segura, incluso si se tapan todos los agujeros, existe una gran posibilidad de fuga. La única manera de instalar un liner ranurado en un pozo es usando el pozo como un lubricante, aislando el yacimiento del pozo.

Hay muy pocos métodos mecánicos de aislamiento de fondo de pozo para el funcionamiento de un liner ranurado. El más utilizado en el mercado es un sistema de "Underbalanced Liner Bridge Plug (ULBP)". Este sistema permite recuperar un "plug" que se encuentra en el casing anterior. Esta herramienta quita el plug (tapón de aislamiento) para que se ubique el empaque (packer)⁵⁴.

El procedimiento completo para la ejecución de un liner ranurado y el completamiento de un pozo perforado en condiciones sub-balanceadas se resume en los siguientes diagramas (Figuras 41, 42, 43, 44):

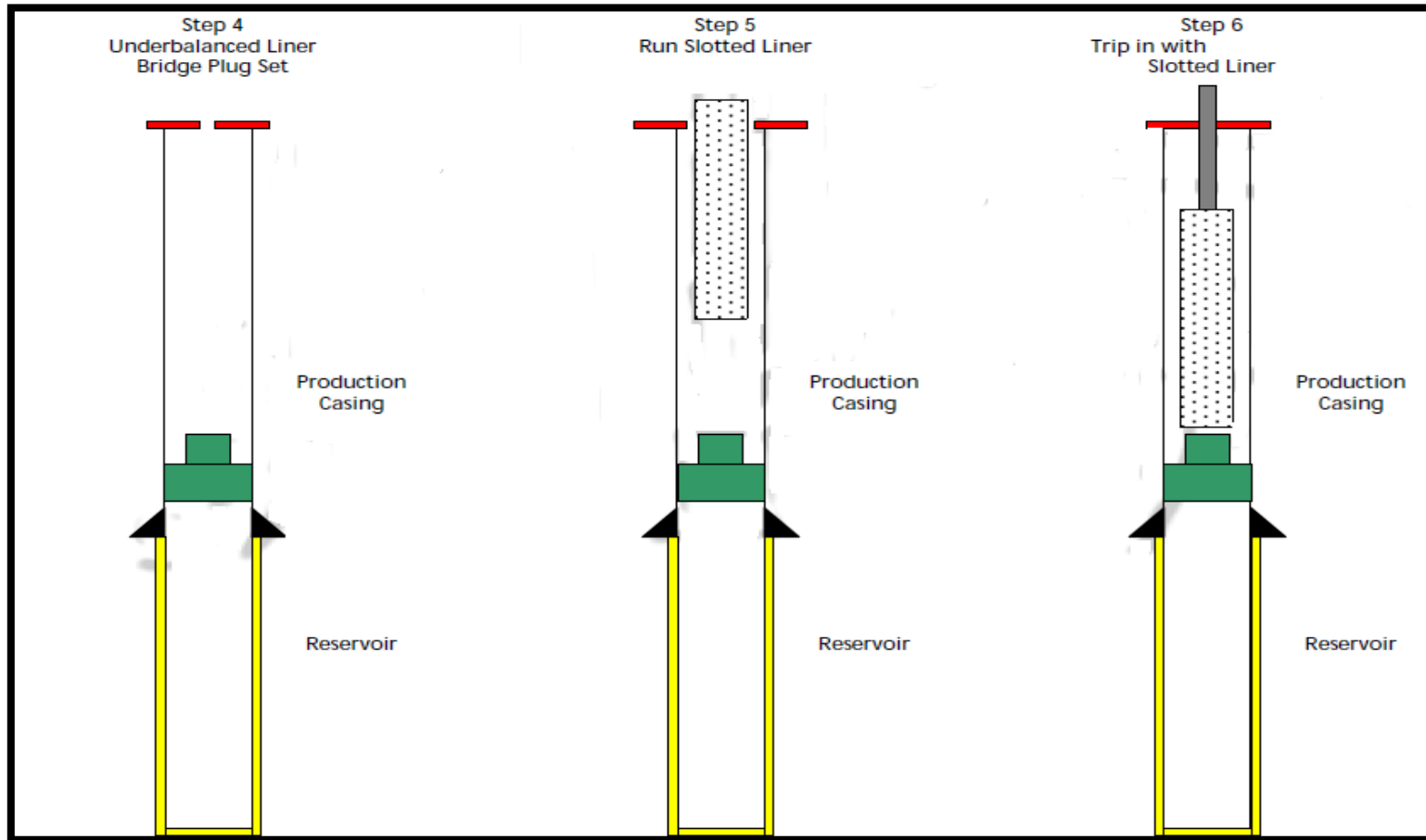
⁵⁴ "Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

Figura 41. Ejecución Liner Ranurado Parte 1.



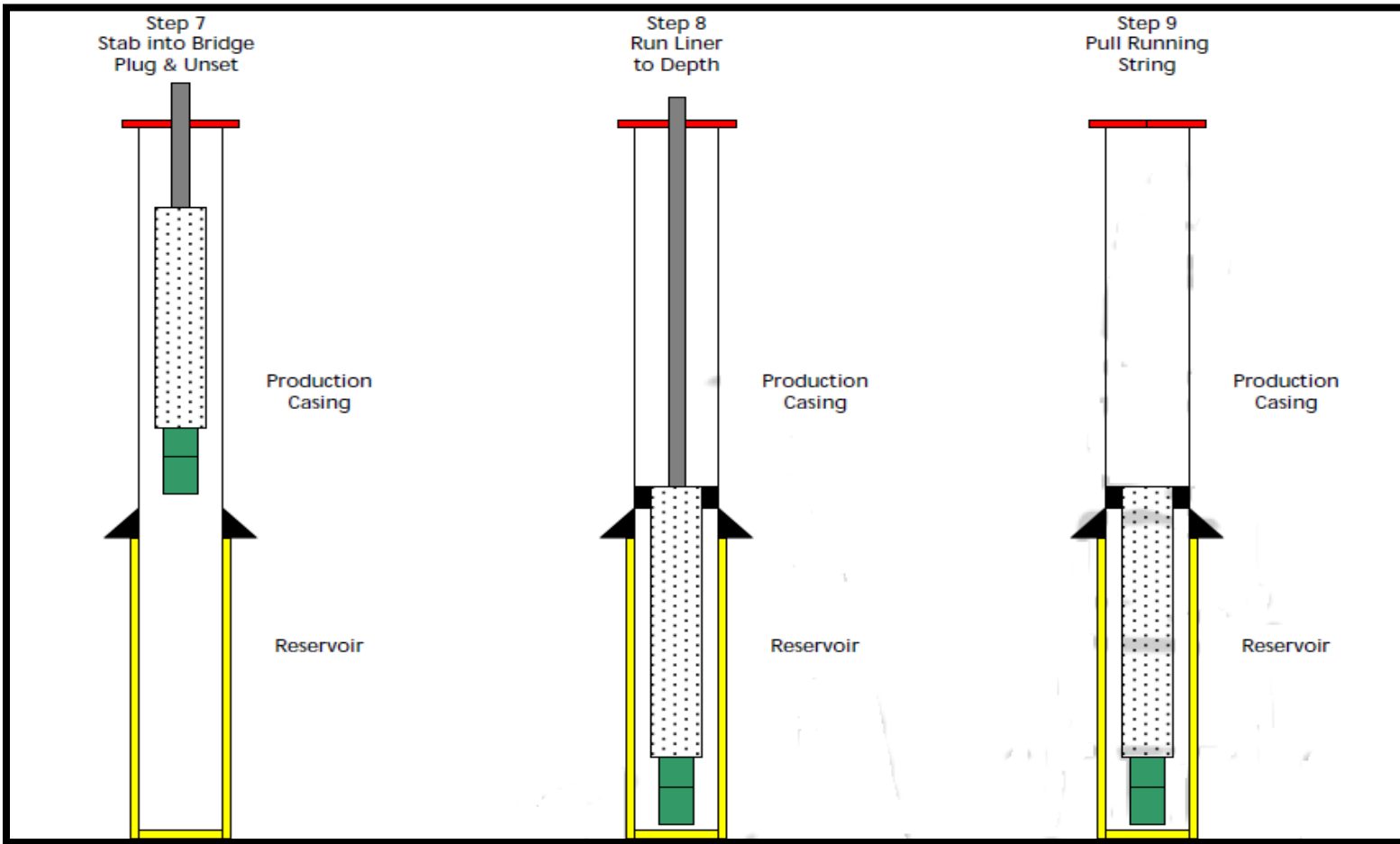
Fuente: "Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

Figura 42. Ejecución Liner Ranurado Parte 2.



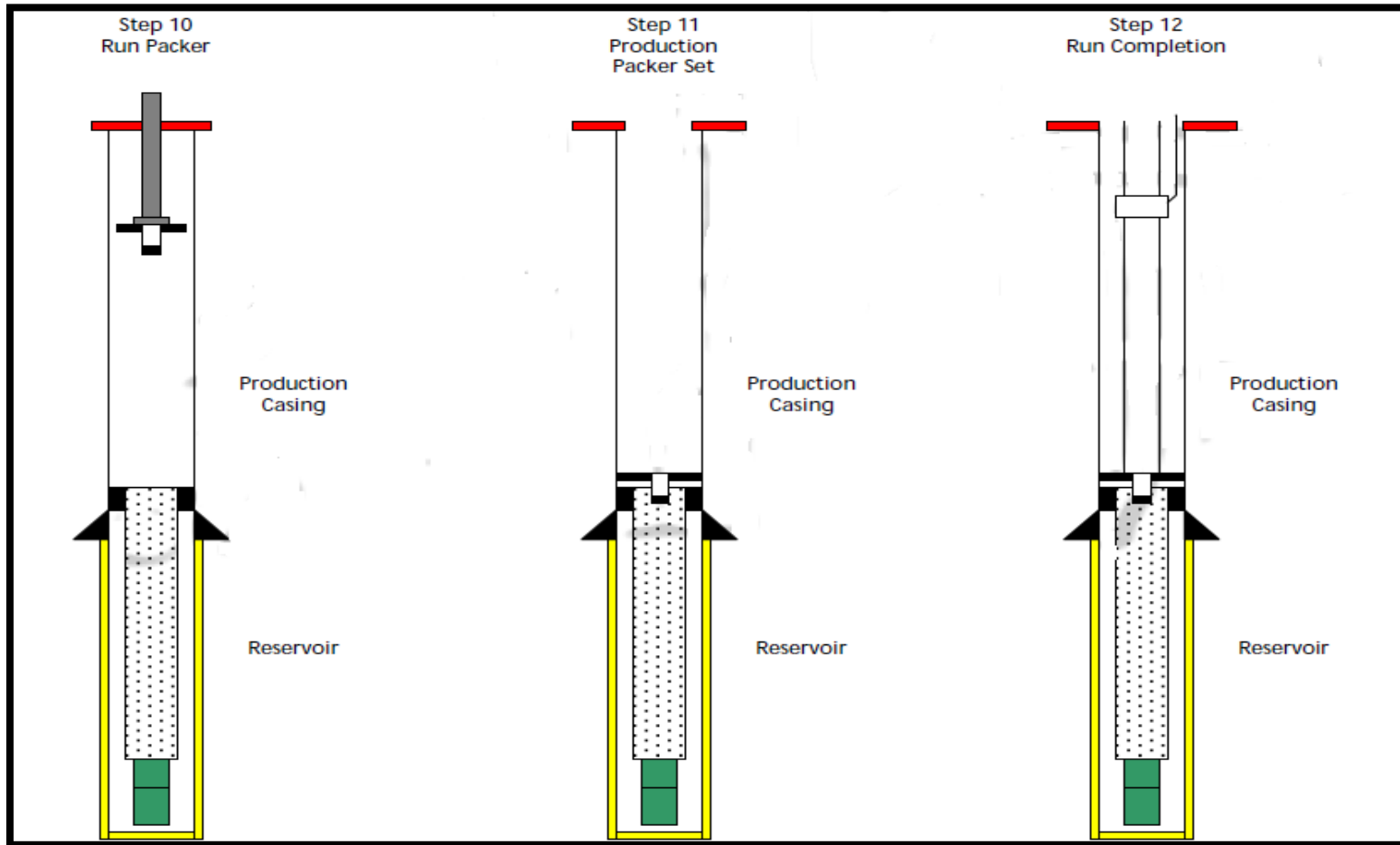
Fuente: Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

Figura 43. Ejecución Liner Ranurado Parte 3.



Fuente: Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

Figura 44. Ejecución Liner Ranurado Parte 4.



Fuente: Introduction to Underbalanced drilling" published by Leading Edge Advantage International, 2002

4.2 COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales se pueden completar como hueco abierto, con revestimientos ranurados (slotted liners), liners con empaques externos en el casing (ECPS) y liners cementados y perforados. La elección del método de completamiento puede tener una influencia significativa en el desempeño del pozo.

4.2.1. Tipos de completamientos. Se describen algunas de las características más relevantes de cada uno de los métodos de completamiento de un pozo horizontal:

4.2.1.1. Completamiento a hueco abierto: La terminación de un pozo a hueco abierto se caracteriza por su simplicidad y bajo costo. Prácticamente la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora. La sección horizontal se deja en hueco abierto. Es aplicable en formaciones estables y apropiadas para carbonatos y zonas de calizas fracturadas. Así mismo, en formaciones altamente permeables y donde la conificación de agua y gas no se hagan presentes. Además, es una etapa de evaluación importante dentro de la calidad del yacimiento. Teóricamente el hueco abierto no es una terminación practica para arenas bajo consolidadas y espesores delgados, debido a problemas de colapso. Sin embargo, la experiencia de los pozos canadienses ha demostrado que el comportamiento de estabilidad del agujero ha sido mucho mejor en pozos horizontales que en los pozos verticales.

La producción esperada en hueco abierto es tres veces más alta que alguna otra opción de terminación. Esto se debe a que se tiene una gran área abierta al flujo y menos restricciones de producción. Esta puede controlarse en algunas secciones.

Para llevar a cabo altos gastos de producción en este tipo de completamiento, es necesario haber dejado haber dejado una buena limpieza del hueco y el mínimo daño, durante las etapas de perforación y completamiento. En algunos casos, para asegurar la limpieza del hueco, se perfora con el sistema bajo balance.

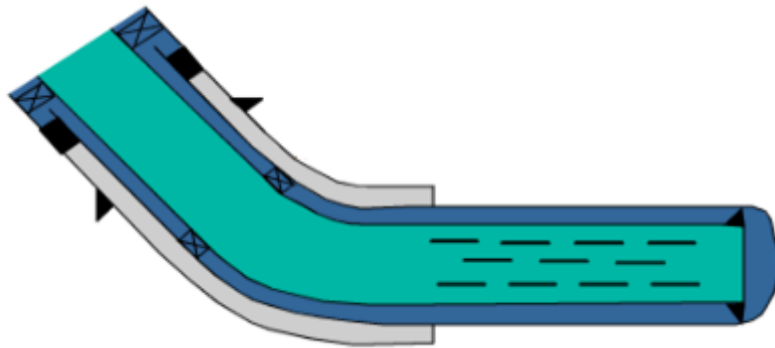
4.2.1.2 Completamiento con liner ranurado: El completamiento con tubería ranurada es económico y muy común en la terminación de pozos horizontales. La mayor ventaja de la tubería ranurada es la protección del agujero para evitar el colapso. Esta soporta la estabilidad del hueco cuando se presentan cavidades en el frente que restringen severamente la producción. También mantiene la integridad del hueco cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción.

El principal objetivo de insertar un liner ranurado en el pozo es evitar el colapso del hueco. Además, proporciona un revestimiento práctico para insertar diferentes herramientas, como tubería flexible. Se pueden utilizar tres tipos de liners:

- a.) Liners perforados, donde los agujeros son perforados en el liner.
- b.) Liner ranurado, donde las ranuras son hechas a lo largo del liner.
- c.) Liner pre-empacados.

Los liners ranurados (Figura 45) proporcionan control de arena limitado por el tamaño de los agujeros y las ranuras. En las formaciones no consolidadas, este tipo de completamiento es utilizado con eficacia para el control de arena. Actualmente, el control de arena en los pozos horizontales se proporciona a través del empaquetamiento con grava. La principal desventaja del liner ranurado es que puede ser difícil una estimulación, además que esta sea efectiva, debido al espacio anular entre el revestimiento y el pozo. Del mismo modo, también es difícil la producción selectiva y la inyección.

Figura 45. Completamiento con Liner Ranurado



Fuente: "Drilling and Completion of horizontal wells", published by Batruna M, & Daggez Abdussalam

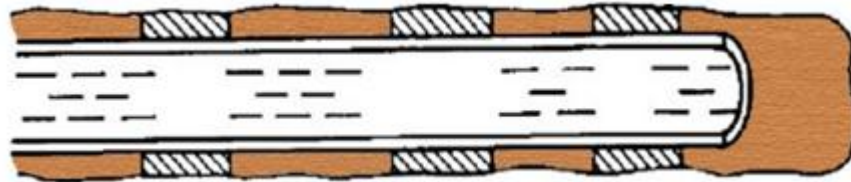
4.2.1.3 Completamiento con aislamiento parcial en el liner (ECPs): Este tipo de completamiento es similar al de la tubería ranurada, con excepción de que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación o para separar algunos intervalos dañados. También es aplicable para llevar a cabo una cementación selectiva por intervalos, sin cementar todo el agujero.

Las aplicaciones para este tipo de completamiento son:

- a) Aislamiento de zonas, ya sea de fracturas indeseables, cementación o producción en intervalos de interés.
- b) Estimulaciones selectivas en los intervalos productores.
- c) Aislar y cementar zonas por debajo de la tubería ranurada.

Recientemente se han instalado empaques externos al casing (ECPs) con el fin de dividir el pozo horizontal en varias secciones pequeñas (Figura 46). Este método proporciona el aislamiento de la zona limitada, que puede ser utilizada para la estimulación o el control en la producción a lo largo del pozo también.

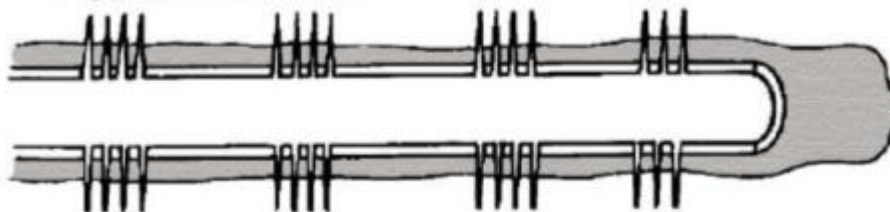
Figura 46. Completamiento con Aislamiento parcial de Liner



Fuente: "Drilling and Completion of horizontal wells", published by Batruna M, & Daggez Abdussalam

4.2.1.4 Liner cementado y perforado: Es posible cementar y perforar pozos de radio medio o largo. En la actualidad, no resulta económicamente posible cementar pozos de radios pequeños. La cementación de pozos horizontales tiene menos contenido de agua libre que el utilizado para la cementación de pozos verticales; esto se debe a que, debido a la gravedad, el agua libre se segrega cerca al tope del pozo y el cemento (que es más pesado), se asienta en la parte inferior. Para evitar esto, es importante llevar a cabo una prueba de agua libre por lo menos a 45°, en lugar de la prueba API convencional, que se realiza en la posición vertical. Un liner cementado y ranurado es el mostrado en la Figura 47.

Figura 47. Completamiento con Liner Cementado y Perforado



Fuente: "Drilling and Completion of horizontal wells", published by Batruna M, & Daggez Abdussalam

La siguiente tabla (tabla 27) muestra un resumen de opciones de completamiento posibles y las opciones de registro para los métodos de perforación:

Tabla 27. Posibles Completamientos y opciones de registros para los métodos de Perforación Horizontal.

MÉTODO	COMPLETAMIENTO	REGISTRO
Radio Ultracorto	Tubing perforado	No
Radio Corto	Hueco abierto o liner ranurado.	No
Radio Medio	Hueco abierto, liner ranurado o liner cementado y perforado.	Sí
Radio Largo	Liner ranurado o completamiento selectivo usando perforaciones en la cementación.	Sí

Fuente: "Horizontal Drilling", published By Lynn Helms.

4.2.2. Cementación. Los Parámetros para una efectiva cementación de la sección horizontal son los principalmente los mismos que para la cementación de pozos verticales:

- Apropiaada centralización del revestimiento dentro del hueco para asegurar una eficiente remoción de lodo.
- Buen diseño de la lechada de cemento.

El principal obstáculo en el proceso de cementación horizontal es la gravedad, la cual incrementa los problemas comunes que se presentan durante la operación. En este caso, se hace más difícil la centralización del revestimiento, puesto que la tubería es forzada hacia la parte inferior del hueco por el propio peso.

4.2.2.1. Problemas de la cementación horizontal: Los estudios de laboratorio confirman la presencia de varios problemas potenciales que pueden afectar significativamente la cementación primaria en pozos de alto ángulo, entre los que se destacan:

- **Canales de lodo**

La aparición de canales de lodo a lo largo de la parte inferior del anular, parece ser el problema más serio que afecta la cementación de pozos altamente desviados. Este canal es causado por el asentamiento de agentes pesantes del lodo de perforación o cortes perforados, los cuales se concentran en la parte baja del anular y son difíciles de remover. Este problema se debe a una deficiente limpieza y capacidad de transporte del lodo.

El asentamiento del lodo crea un canal continuo, no cementado, a lo largo de la parte inferior del hueco, lo que evita que el revestimiento quede completamente rodeado por una cubierta de cemento que prevenga el flujo por el anular. Esto puede ocasionar problemas, tales como:

- Migración anular de los fluidos del pozo.
- Corrosión y colapso del revestimiento.
- Contaminación del cemento.
- Pérdida de control del pozo.
- Altos costos de cementación remedial

Este problema puede evitarse desde la perforación del pozo mediante el uso adecuado de un sistema de lodos. Cuando el problema ya está presente durante la etapa de cementación, las posibles soluciones son:

1. Uso de centralizadores de revestimiento
2. Rotación y reciprocación de la tubería con raspadores de pared.

Uso de centralizadores de revestimiento: la centralización del revestimiento mejora la eficiencia de desplazamiento del lodo a través de la perturbación que los centralizadores inducen en el patrón de flujo del fluido. Se ha demostrado que

para remover adecuadamente el lodo de la parte más estrecha del anular, se requiere una centralización mayor del 67%⁵⁵

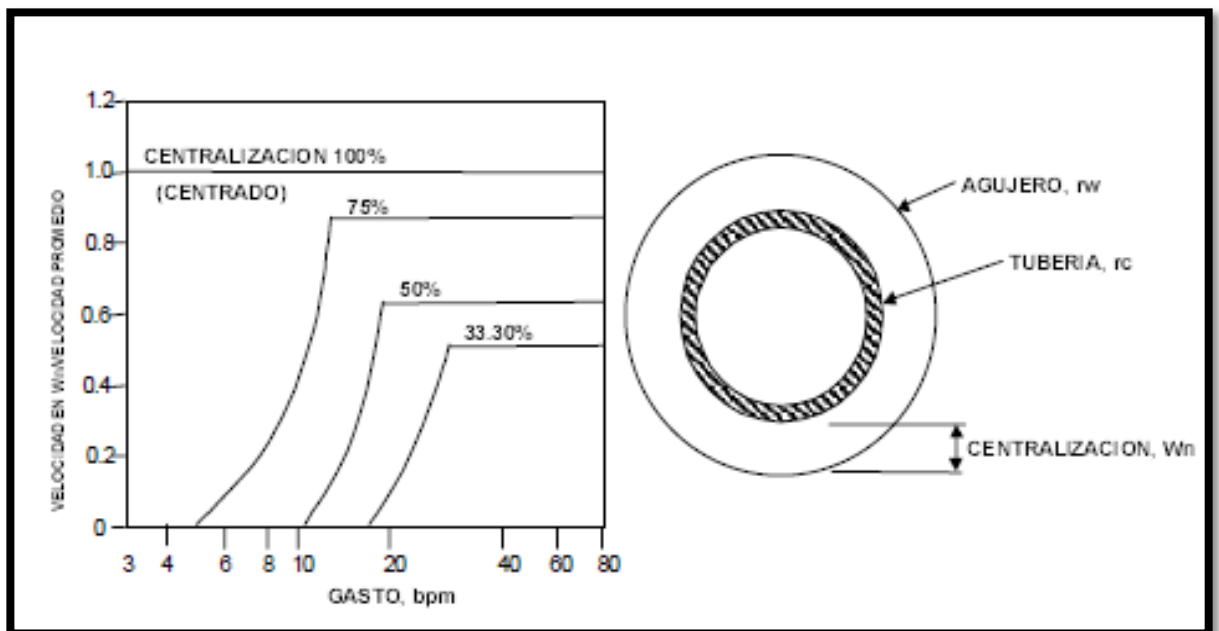
La centralización (C) está definida como:

$$C = \frac{W}{r_H - r_C} * 100$$

Donde

r_H , r_C son los radios del pozo y del revestimiento respectivamente y W es la distancia entre la pared del pozo y el revestimiento en la parte baja del anular. Con una centralización menor al 67%, la dificultad de remover el lodo, aumenta drásticamente (figura 48)

Figura 48. Efecto de la Centralización en la Velocidad de flujo de Cementación.



Fuente: Diseño de Perforación de Pozos. Tomo08.pdf.

⁵⁵ BARET, F. GRIFFING, T.J. "Cementing Horizontal Wells, Drilling (Mayo/Junio, 1989) p. 16,17

Rotación y reciprocación de la tubería: la rotación y reciprocación mejoran significativamente la remoción del lodo cuando se utiliza la combinación con raspadores de pared, debido al efecto de turbulencia que produce el movimiento sobre el lodo y al efecto mecánico de los raspadores sobre las paredes del hueco. La rotación podría ser de 10-20 rpm y la reciprocación de 10-20 pie/stroke, con 1-2 stroke/min.

- **Presencia de agua libre**

El criterio número uno en el diseño óptimo de la lechada es evitar el desarrollo de agua libre en condición horizontal.

En todos los procesos de cementación hay liberación de agua por parte de la lechada, pero este no representa un problema en pozos verticales o ligeramente desviados porque el agua libre ocupará la parte alta del anular sin producir consecuencias de considerable gravedad.⁵⁶

La lechada no puede desarrollar excesiva agua libre después de colocada en la sección horizontal puesto que en el proceso de fraguado, el cemento absorbe la cantidad de agua requerida para su estructuración (endurecimiento) y el agua restante se desplaza hacia la parte superior del anular horizontal por diferencia de densidades, formándose un canal de agua a lo largo de la sección horizontal, lo cual evita que haya un sello completo de la cementación.

⁵⁶ KELLER, S.R; CROOK, R.J; HAUT, R.C. KULAKOFSKY, D.S. "Desviated-Wellbore cementing part-1-problems" paper SPE 11979, San Francisco (Octubre 5-8, 1983).

4.3 OPTIMIZACIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Fracturar los pozos horizontales es quizás la técnica más atractiva para aumentar la producción de algunas formaciones mediante la estimulación por las fracturas. Es incluso más atractiva que el completamiento de pozos multilaterales, especialmente en formaciones apretadas y espesores pequeños.

En general, los pozos horizontales tienden a ser estimulados mediante el fracturamiento para mejorar las perspectivas económicas por el aumento en la producción de gas. Pero para ello, deben tenerse en cuenta el efecto geomecánico en el rendimiento del yacimiento, especialmente cuando se está produciendo por los espesores de la formación creando múltiples fracturas en los pozos horizontales.

La estimulación debida al fracturamiento hidráulico mejora la productividad de un pozo en un yacimiento apretado (de gas) porque un aumento en la conductividad de la fractura, transforma la trayectoria del flujo de gas que entra al pozo. Después de un exitoso tratamiento de la fractura, el gas natural entra a la fractura desde todos los puntos en forma lineal. La alta conductividad de la fractura transporta el gas rápidamente al pozo.

El conocimiento acerca del fracturamiento hidráulico en los yacimientos de tight gas, sugiere que un trabajo exitoso de fracturamiento hidráulico requiere la creación de largas fracturas con grandes conductividades, llenas con propano. Esto se logra bombeando grandes volúmenes de propano a altas concentraciones dentro de las fracturas, usando fluidos que puedan transportar y distribuirlo uniformemente dentro de dicha fractura⁵⁷.

⁵⁷ Fundamentos de la Teoría Del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004

El fracturamiento hidráulico, especialmente en un pozo horizontal, es probablemente la mejor manera de completar un pozo en una formación apretada.

El rendimiento de la fractura puede disminuir con el tiempo debido a:

- Pérdida de la conductividad de la fractura cerca al pozo.
- Degradación del propante con el tiempo y el stress.
- Pérdidas de la longitud y altura de la fractura con el tiempo, causadas por la degradación del propante.
- Pérdida de la conductividad de la fractura por la migración de finos.
- Pérdida de la permeabilidad de la formación, cerca de la fractura, formando una barrera.
- Entrampamiento de líquidos alrededor de la fractura. Este efecto puede agravarse por la pérdida de fluidos durante la perforación y el fracturamiento a causa de la presencia de finos. Puede tener gran importancia en las formaciones apretadas de gas donde existen altas presiones capilares.

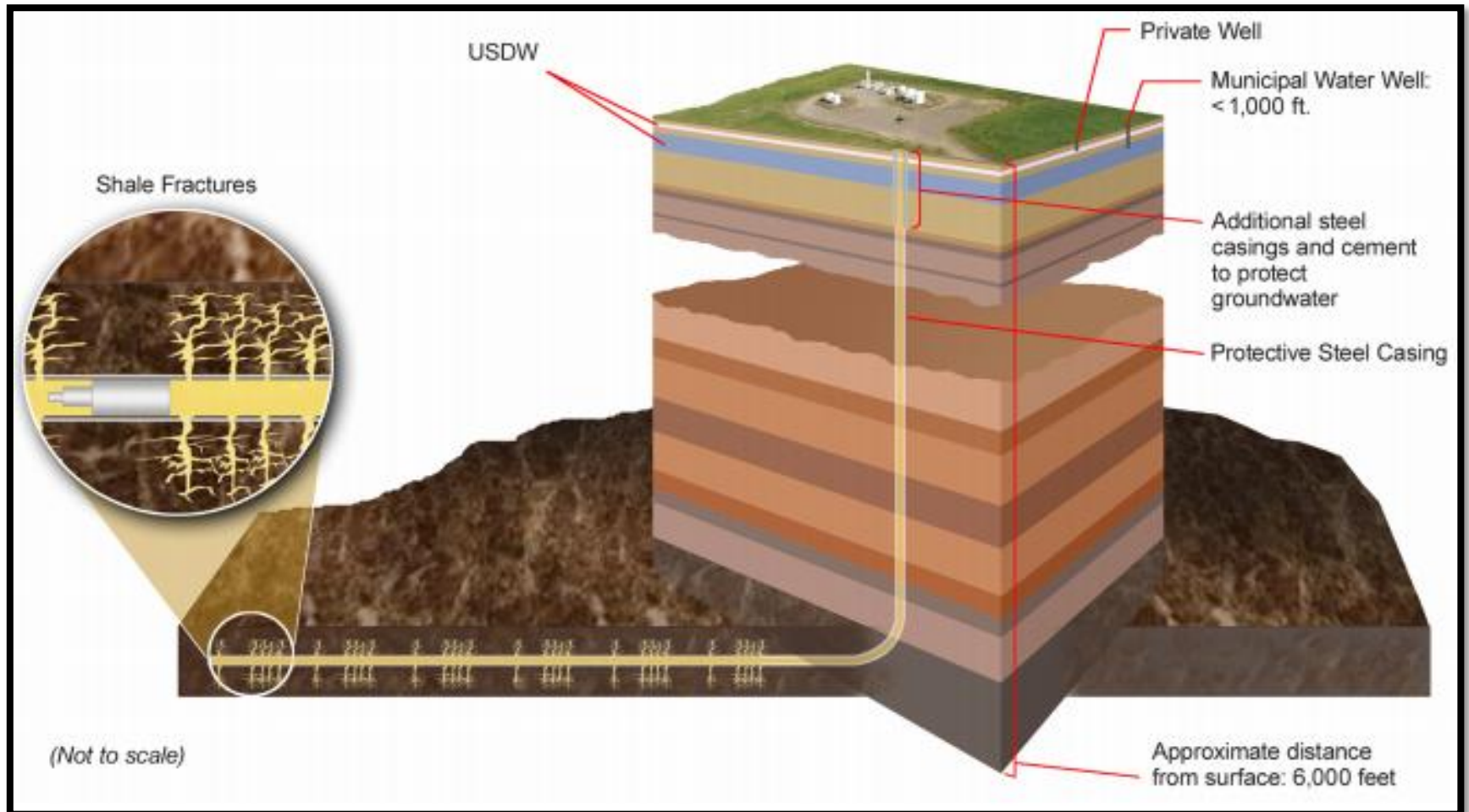
Refracturando se puede exponer el área del yacimiento a fracturas de alta conductividad, mejorando así la productividad y la explotación del yacimiento.

La técnica de fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que consiste en la inyección sostenida de un fluido a una presión tal que provoque la ruptura de la roca del yacimiento y mantenerla abierta con un agente apuntalante (propante).

En los yacimientos de tight sands y shales, al tener permeabilidades y porosidades demasiado bajas, se emplea esta técnica para optimizar la producción, debido a que estos yacimientos el gas no puede fluir sin un mecanismo de estimulación. Se crean nuevos canales o se conectan canales de flujo ya existentes y de esta forma aumentar la tasa de flujo del pozo.

La fractura que se forma se comporta como un canal de alta conductividad entre el yacimiento y el pozo, mejorando significativamente la capacidad productiva. Una figura que ilustra el proceso del Fracturamiento Hidráulico y como están presentes las fracturas naturales en los Shales es la figura 49.

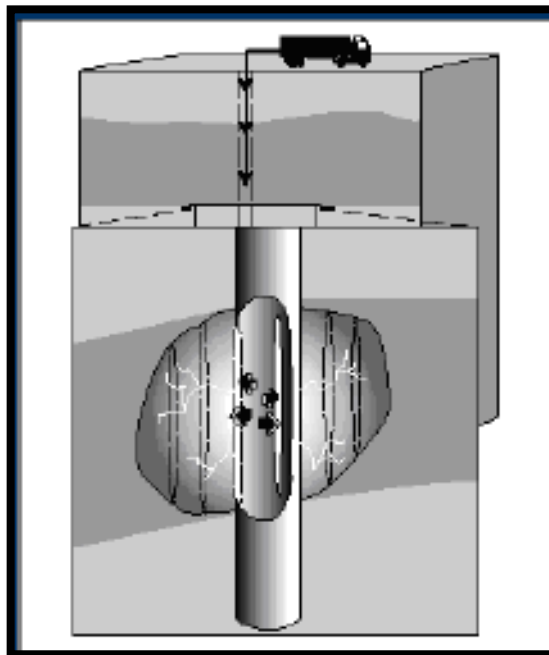
Figura 49. Fracturamiento Hidráulico en un Yacimiento de Shale.



Fuente: Shale Gas Applying Technology to Solve America's Energy Challenges /Shale_Gas_March_2011.pdf U S DEPARTMENT OF ENERGY

4.3.1 Descripción del proceso: El fracturamiento es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura. La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Figura 50.

Figura 50. Iniciación de la Fractura



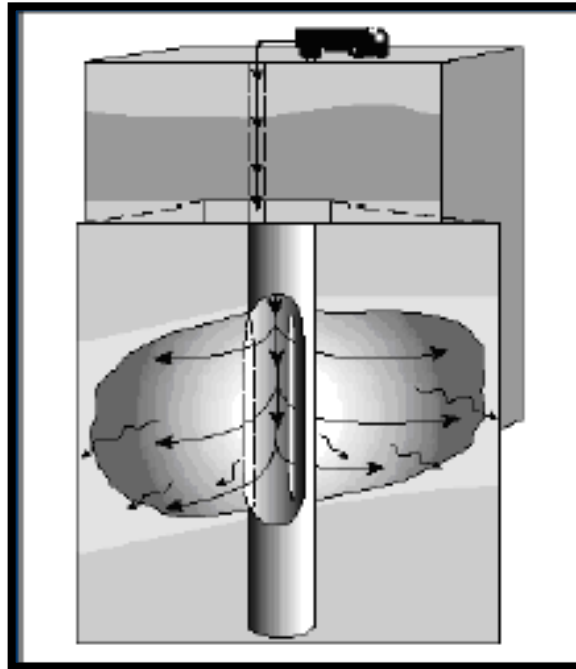
Fuente: Fundamentos de la Teoría Del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es

necesario que el material soportante comience a ingresar en ella, como se indica en la Figura 51.

Figura 51. Propagación de la Fractura



Fuente: Fundamentos de la Teoría Del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura. Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.

Las razones geomecánicas para utilizar el fracturamiento hidráulico son:

1. **Desviar el flujo** para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
2. **Extender una ruta** de conducto en la formación y así incrementar la productividad a sus máximos niveles.

3. **Alterar el flujo** de fluidos en la formación.

Esta última razón adquiere mucha trascendencia y permite que se realice una adecuada gestión en la administración de los yacimientos.

4.3.2 Hidráulica. El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.
- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura⁵⁸.

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

Modelos en dos dimensiones (2-D)

Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)

Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

⁵⁸ Fundamentos de la Teoría Del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004 Pag 5

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

4.3.2.1 Selección del Fluido Fracturante: Para el proceso de selección del fluido fracturante apropiado para realizar una estimulación mediante el fracturamiento hidráulico, se deben seguir algunos criterios de selección:

Transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.

Evitar cualquier empaquetamiento del material soportante que cause daño en la fractura. Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Referentes a la tasa de inyección, se puede indicar que:

a. Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.

b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura.

4.3.2.2 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos: Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga de polímeros primordialmente. Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el **HPG (Hidroxipropil Guar)** que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Las concentraciones de polímero frecuentemente está dada en libras de polímero por cada 1000 galones de fluido (*lb/1000 gal*) y su rango oscila entre 20 a 60 *lb/1000 gal* y la más común es de 40 *lb/1000 gal*.

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir, el mayor corte).

4.3.2.3 Fluido Fracturante Ideal: Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

4.3.3 Objetivos del fracturamiento hidráulico. Los principales objetivos cuando se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico para optimizar las reservas de los yacimientos de tight sands y shale son:

- Mejorar la producción: al producir fracturas para mantener el flujo del gas hacia el pozo alcanza una confiabilidad económica que se ve en la producción.
- Desarrollar reservas adicionales: las fracturas dan paso a gas atrapado en zonas que originalmente no se estimaban.
- Controla la producción de escamas: dependiendo de la selección del fluido propante, la tasa de filtración, presión, etc, es posible manipular el volumen de gas en la fractura.
- Conecta sistemas de fracturas naturales: la idea del método es expandir las fracturas naturales y sostenerlas con el propante para el paso del gas
- Asegura la producción de intervalos laminares.
- Conecta formaciones lenticulares.
- Disminuye la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementa el área efectiva de drenaje de un pozo: al tener extensiones en las fracturas abarca una mayor zona para atraer el gas hacia el pozo.
- Disminuye el número de pozos necesarios para drenar un área: al tener una zona grande por las fracturas extendidas es innecesario realizar pozos que antes estaban planeados.
- Reduce la necesidad de perforar pozos horizontales.

4.3.4 Mecánica del fracturamiento: El conocimiento de la mecánica de la fractura permite determinar y explicar: presión de inicio de fractura, presión de propagación, geometría de la fractura, problemas de producción. Dentro de los problemas que se presentan en la producción tenemos: estimulaciones no exitosas, colapso de la matriz, inestabilidad del pozo, etc.

4.3.4.1 Extensión de la fractura: Dado que el menor esfuerzo se encuentra usualmente en dirección horizontal, las fracturas suelen ser verticales. El esfuerzo mínimo en sitio domina el desarrollo de la fractura.

4.3.4.2. Fluido de fracturamiento: Los fluidos de fracturamiento originan la fractura y transportan los agentes de soporte a través de la longitud de la fractura. Las características de estos fluidos son: viscosidad (reología), compatibilidad con la formación y sus fluidos, eficiencia, control de pérdidas del fluido, fácil remoción post-fractura, etc.

Los fluidos que se usan en el fracturamiento hidráulico son:

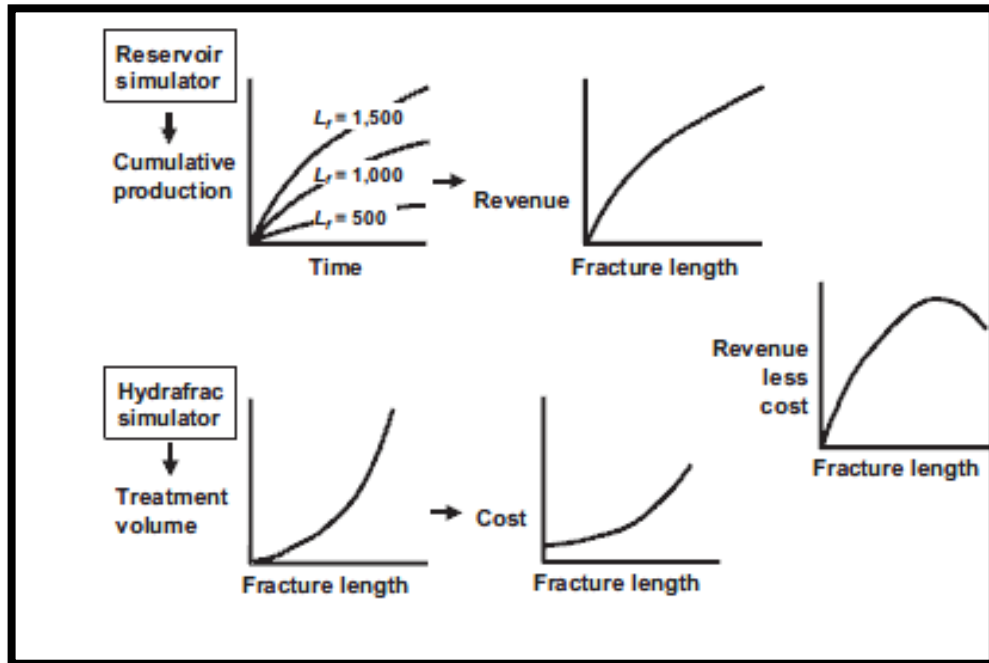
- Polímeros (viscosificantes)
- Fluidos base aceite
- Fluidos Multifásicos (espumas y emulsiones)
- Geles

El objetivo de todo ingeniero es diseñar un óptimo tratamiento de fractura. Holditch et al. (1978) discute la optimización tanto de la longitud de la fractura como el área de drenaje (espaciamiento entre los pozos), para yacimientos de bajas permeabilidades (arenas apretadas y shales)⁵⁹. La Figura 52 ilustra el método utilizado para optimizar el tamaño de la fractura. Una vez que se ha determinado la longitud óptima de la fractura y se ha seleccionado el agente propante

⁵⁹ Tight Gas Sands Stephen A. Holditch, SPE, Texas A&M U.

adecuado, el ingeniero tiene que utilizar un modelo P3D para determinar detalles del diseño, tales como la inyección óptima, pérdida de aditivos químicos, etc.

Figura 52. Método de Holdich para la Optimización de la Fractura



Fuente: Tight Gas Sands Stephen A. Holditch, SPE, Texas A&M U.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han comparado de forma análoga el contenido orgánico total, tipo de kerógeno, profundidad de perforación, espesor de interés, porosidad, y perfil de producción, entre el pozo exploratorio Pedernalito-1x en Colombia, con los campos de Estados Unidos y Canadá más representativos en gas shales. Dicha comparación permitió determinar una similitud entre el prospecto colombiano y la formación Barnett Shale, por lo que se puede considerar aplicar las mismas técnicas de perforación, completamiento y estimulación de los pozos que han hecho de Barnett un caso exitoso comercialmente en este tipo de gas no convencional.

Realizado el estudio por analogías, en Colombia concluimos que es viable la explotación del gas Shale, implementando el diseño del pozo utilizado en el yacimiento más importante de EEUU (Barnett). En el cual se aplica la perforación horizontal y completamiento con múltiple fracturamiento hidráulico.

En la actualidad las técnicas de perforación empleadas en los países con mayor desarrollo de los yacimientos no convencionales, como son Estados Unidos y Canadá, son la perforación horizontal y underbalanced y los casos exitosos en la aplicación de estas técnicas son los campos de Barnett y Marcellus los más representativos para Gas Shale a nivel mundial, mientras que para los yacimientos de Tight Gas es la cuenca de Ordos en China.

En cuanto el completamiento de pozos para los yacimientos de Gas Shale y Tight Gas no se emplean técnicas diferentes a las utilizadas en los yacimientos convencionales, como por ejemplo: completamiento con liner, liner ranurado o completamiento de hueco abierto. La técnica de completamiento repercute directamente en la estabilidad y el soporte del hueco, no en la técnica empleada

en la recuperación de los hidrocarburos entre los yacimientos convencionales y no convencionales, que se debe a la diferencia en la forma de almacenamiento debido a las propiedades de la roca.

Los yacimientos de Gas Shale y Tight Gas son denominados yacimientos no convencionales porque no se pueden producir sin aplicarse tratamientos para estimular su desarrollo, como es la técnica de fracturamiento hidráulico.

Al emplear la técnica de perforación underbalanced, se deben tener en cuenta varios parámetros para que la actividad sea eficiente. Hay que saber que al perforar en condiciones sub-balanceadas, se perfora el intervalo de interés, es decir, la zona productora. Generalmente, cuando un pozo es perforado bajo estas condiciones, no quiere decir que todo el pozo requiere este tipo de perforación, a los demás intervalos (no productores), se les puede aplicar otra técnica.

La técnica de perforación horizontal permite un mayor recobro de hidrocarburos (en este caso, de gas), sobre todo en yacimientos como los de tight gas, que poseen espesores pequeños, exponiendo una mayor área de drenaje con respecto a la perforación vertical, cuya área expuesta al yacimiento sólo se limita al espesor del estrato productor.

Aunque es necesario realizar una caracterización del yacimiento (conocer sus propiedades petrofísicas, geológicas, etc.) para la aplicación de técnicas de perforación como la underbalanced, uno de los criterios más relevantes para decidir si es viable aplicarla en un yacimiento es la estabilidad del pozo.

RECOMENDACIONES

Para el empleo de la técnica de perforación underbalanced sería útil realizar un estudio del tipo de fluido (gaseoso, niebla de perforación, espuma de perforación, sistema gasificado, fluido monofásico) utilizado en la actividad de la perforación, que sea compatible con las formaciones Colombianas.

Es necesario realizar una investigación de los yacimientos colombianos a perforar para determinar el ángulo o el radio de la perforación horizontal y qué tan favorable utilizar la perforación multi-horizontal.

Para determinar la viabilidad de la explotación de Gas Shale en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es conveniente la evaluación de los costos del programa de perforación a realizar en los yacimientos de esta cuenca.

Efectuar una prueba piloto para registrar el comportamiento de los yacimientos con la utilización de las técnicas de perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

Implementar un estudio sobre los impactos ambientales de la exploración y extracción de los recursos no convencionales de gas.

Para emplear la técnica de fracturamiento hidráulico en la optimización de la producción de gas no convencional se requiere determinar parámetros como:

- Tipo de fluido de fracturamiento.
- Número de etapas del fracturamiento.
- La dirección y longevidad de la fractura.
- Fragilidad de la formación.

REFERENCIAS

1. WYLIE, Glenda. Trends in unconventional Gas. Oil and Gas Journal. Halliburton, Diciembre 2007. Pág 2-6.
2. BENNION Brant, Underbalanced Drilling Technology -Candmate Selection For Optimal Application, D., Hycal Energy Research Laboratories Ltd.
3. CARDEN Richard, GRACE Robert, SKILLS Petro. Horizontal and Directional Drilling
4. HELMS Lynn, Horizontal Drilling. Vol 35, No 1.
5. REINICKE Andreas, BACKI ErikRy, STANCHITS Sergei, HUENGES Ernst, DRESEN Georg, Hydraulic fracturing stimulation technique
6. Datalog Wellsite Operations Manual, Version 3.0, Issued March 2001
7. HUGHES Baker, Underbalanced Drilling Manual, , Version 1.0, November 1999.
8. BARRETO, Darío; PARDO Andrés, Vargas Carlos. Colombian Sedimentary basins. 1B & M Exploration Ltda, Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
9. "Underbalanced Drilling Manual" published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.

10. SCHNEIDER Lucas, 2008. "Tight gas y sus desafíos". Centro Latinoamericano de Investigaciones científicas y Técnicas. Pág 2-4
11. FRANTZ Joseph H. and JOCHEN Valerie, 2005 "Shale gas". Paper Schlumberger. Octubre.
12. U.S. Shale gas, An unconventional resource. Unconventional Challenges. Paper Halliburton 2008.
13. BARTENHAGEN Keith. "Wireline Evaluation Techniques of Shale gas Reservoirs". Presentation of. Schlumberger, Oklahoma City.
14. BOYER Charles, KIESCHNICK Jhon. 2006/2007. "Producción de gas desde su origen" Oildfield Review..
15. R. Seale and J. Athans, Packers Plus Energy Services, 2007 "Using open Hole horizontal completion technology to more Efficiently complete vertical wells. Paper SPE 107930.
16. HARTMAN Chad. "Shale Gas Core Analyses required for gas reserve estimates" presentation of Weatherford.
17. T.J Katsube, 2000 "Shale permeability and pore-structure evolution characteristics". Geological Survey of Canada. Current Research.
18. HOLDICH Stephen A, 2007 "Unconventional gas Reservoirs-Tight gas, coal Seams and Shales." Paper # 29. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Estudy. July.

19. BOGATCHEV Kirill. "Developing a Tight Gas Sand advisor for completion and stimulation in tight gas reservoirs worldwide" TEXAS A&M UNIVERSITY, 2007.
20. Creties D. Jenkins, SPE, DeGolyer and MacNaughton, and Charles M, 2008 Boyer II, SPE, Schlumberger. "Coalbed and Shale Gas reservoirs"
21. Jason Baihly, Dee Grant, Li Fan, and Suhas Bodwadkar, 2009. Paper Schlumberger. "Horizontal Wells in Tight Gas Sands A Method for Risk Management To Maximize Success"
22. HOLDITCH, Stephen A. SPE, Texas A&M U, 2006. "Tight gas Sands"
23. "Gas de Lutitas" Paper Schlumberger. Oilfield Review. Invierno 2006/2007.
24. "Tight Gas" Paper Oil and Gas Investor. 2006. XTO Energy.
25. HOLDICH Stephen A, 2001. "The increasing role of unconventional reservoirs in the future of the oil and gas business", Presentation of Schlumberger.
26. FARAJ Basim, WILLIAMS Harold, ADISSON Gary, 2004. "Gas Potential of Selected Shale Formations in the Western Canadian Sedimentary Basin.
27. "Natural gas drilling in the Marcellus Shale: Regional Economic Opportunities and Infrastructure Challenges" Paper of Center for Transportation Advancement and Regional Development. 2010
28. "Unconventional Shale Gas Reservoirs" Paper Weatherford laboratories. 2007
29. "Unconventional Reserves. Reliable Asset Performance". Paper Halliburton. 2005.

- 30.** BOWLING John, 2010 “Finding Gas Using Underbalanced Drilling in a Tight Reservoir” Paper SPE/IADC 130320.
- 31.** MUNIZ, E.S. and da Fontoura, S.A.B, 2005 “Evaluation of the Shale-Drilling Fluid Interaction for Studies of Wellbore Stability”.
- 32.** D.A.F. Colwell, C.G.J. O’Brien, T.D. Gates, “Evolution of Completion Practices in the Wild River Tight Gas Field” 2006.
- 33.** G.C.Naik, 2002 “Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future”.