

**DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO
CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL**

**CAMILA GRANDAS TAVERA
JAIBER SÁNCHEZ DÍAZ**

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

2014

**DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO
CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL**

**CAMILA GRANDAS TAVERA
JAIBER SÁNCHEZ DÍAZ**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

Codirector:

**HERNEY DELGADO MARTÍNEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2014

Dios, por darme la fortaleza para enfrentar todos los obstáculos y dificultades a lo largo de mi vida.

A mis padres, Cleotilde y Eduardo, quienes han luchado incansablemente por nuestro bienestar, siempre nos han apoyado en todas nuestras decisiones, han creído en nuestras capacidades y son las personas que hacen que cada día seamos mejores.

A mis hermanos, Lili, Nena y Monchis, quienes han sido mi ejemplo de vida y de lucha constante para lograr todos los objetivos propuestos, brindándome su cariño incondicional.

A mis primas, María P., Lau, Ana, quienes siempre me han apoyado en los momentos más difíciles.

A mi novio Fredy Velandia que ha sido la persona con la que he compartido la gran parte de mi vida universitaria, brindándome su amor, apoyo incondicional, confianza y paciencia.

A mi gran amigo y compañero de tesis Jaiber Sánchez, sin tí no hubiese sido posible el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos: Jess, Stephy, Sandra, Xiomy, Aleja, Rossy, Eliana, Érica, Andre, Camilo, Sebastián, Edwin, Jorge, La churca, Fabián, cada uno de ustedes ha dejado una gran huella y enseñanza en mi vida.

Camila Grandas Tavera

A Dios por darme la sabiduría y fortaleza para cumplir una de mis metas.

A mi padre Jaime Sánchez, en especial a mi madre Flor Díaz por su apoyo incondicional, por su amor y comprensión, por los buenos consejos, por como soy como persona, por la lucha y la entrega que tuvo para que yo pudiera tener el privilegio de ser profesional.

A mi abuela por que donde quiera que este sé que siempre me acompaña y me brinda tranquilidad.

A toda mi familia por todo su apoyo y confianza.

A María por su compañía, cariño, paciencia, sus buenos consejos, por ser confidente y amiga, y por los buenos momentos compartidos.

A mi amiga y compañera de tesis por la constancia, dedicación y compromiso para hacer posible el desarrollo de este proyecto y por tener que aguantármela.

A mis amigos de universidad, en especial a capuchis y stephys por su amistad incondicional, por su forma de pensar y estudiar, por la sazón y sus discusiones que dejan de esta estadía muy buenos recuerdos.

A la familia Orduña Saavedra por acogerme en su hogar.

Jaiber Sánchez Díaz

AGRADECIMIENTOS

Los autores le expresan sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma Mater que nos abrió sus puertas para formarnos profesionalmente.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, la cual nos formó no solo como profesionales, sino también como personas.

Al M.Sc. Jhon Alexander León Pabón, nuestro Director quien nos guió en el transcurso del desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Herney Delgado, nuestro Codirector quien siempre estuvo dispuesto a brindarnos su ayuda y su conocimiento.

Al Ingeniero Miguel Ángel Martínez por mostrar su interés en nuestro proyecto permitiendo su culminación.

Al Veneco que con sus ideas y asesoría nos encamino al correcto desarrollo de este trabajo.

A nuestros Padres, Amigos y Familiares por su apoyo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES POZOS HORIZONTALES Y PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	24
1.1 GENERALIDADES POZOS HORIZONTALES	24
1.2 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN	26
1.3 VENTAJAS DE POZOS HORIZONTALES	29
1.4 LIMITACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES	32
1.5 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES	34
1.6 PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	35
2. ALGUNAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE CAMPOS DE SHALE OIL	37

2.1 ¿QUÉ ES UN SHALE?	37
2.1.1. ¿Qué es Shale Oil?	37
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EMPLEADOS EN CAMPOS DE SHALE	39
2.3 SISTEMAS LOGGING WHILE DRILLING/ MEASUREMENT WHILE DRILLING	41
2.3.1 Sistemas logging while drilling.	41
2.3.2 Measurement while drilling.	44
2.4 TECNOLOGÍA TARGETED BIT SPEED (TBS)	45
2.4.1 Impacto en la industria.	46
2.5 SOFTWARE PARA DISEÑO DE TRAYECTORIAS	47
2.5.1 Características Técnicas	48
2.6 ROTARY STEERABLE SYSTEMS (RSS)	50
2.6.1 EZ-PILOT.	52
2.6.2 Sistema rotario dirigido Geo-Pilot.	55
2.6.3 Sistema Geo- Pilot GXT.	57
2.6.4 Sistema Autotrak Curve.	59

2.6.5 Sistema PowerDrive Vortex	60
3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	62
3.1 GEOLOGÍA	65
3.1.1 Estratigrafía regional Eagle Ford.	67
3.2 MINERALOGÍA	68
3.3 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ZONA DE INTERÉS	71
4. PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	73
4.1 ANTECEDENTES	74
4.2 VENTAJAS TECNOLOGÍA TIPO CLÚSTER:	76
4.3 TÉCNICA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	77
4.4 TÉCNICA ANTICOLISIÓN	78
4.5 PARÁMETROS PARA REALIZAR LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	80
4.5.1 Locación del clúster.	80
4.5.2 En base al tipo de formación	82

4.5.3 Ubicación y orientación.	83
4.5.4 Optimización del perfil del casing	84
4.5.5 Diseño individual de las brocas PDC.	85
4.6 DESAFÍOS TÉCNICOS PARA LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER	85
4.6.1 Control en la trayectoria del wellbore.	85
4.6.2 Optimización del BHA.	86
4.6.3 Análisis Económico.	86
5. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.	87
5.1 ESFUERZO MÁXIMO REGIONAL.	87
5.2 DATOS REQUERIDOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN.	89
5.3 CASO PRÁCTICO	90
5.3.1 Sistema de anticolidión.	98
5.3.2 Módulo Survey.	103
5.4 DISEÑO DE REVESTIMIENTOS	108

5.4.1 Consideraciones para el diseño de casing en pozos horizontales.	108
5.4.2 Proceso del diseño.	110
5.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	115
6. CONCLUSIONES	121
7. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Pozo horizontal	24
Figura 2. Secciones de un pozo horizontal	26
Figura 3. Clasificación técnica de perforación	28
Figura 4. Aplicaciones de los pozos horizontales	30
Figura 5. Aplicaciones de los pozos horizontales	31
Figura 6. Pozo multilateral drenando varias zonas	33
Figura 7. Costo de los pozos horizontales en el campo Nimr	34
Figura 8. Representación de un clúster de perforación	36
Figura 9. Reservas mundiales de Shale Oil	38
Figura 10. Ejemplos de diferentes fluidos de perforación empleados en la formación Barnett.	41
Figura 11. Sistema LWD, “ofrece información para la perforación y evaluación de la formación”.	43

Figura 12. Sistema MWD	44
Figura 13. Diseño de trayectorias Complass	47
Figura 14. Editor de planeamiento Compass.	50
Figura 15. Rotary Steerable Systems	51
Figura 16. Herramienta EZ-Pilot	53
Figura 17. Sistema rotario dirigido Geo -Pilot	56
Figura 18. Sistema rotario dirigido Geo –Pilot GXT	58
Figura 19. Sistema Autotrak Curve	60
Figura 20. Sistema PowerDrive Vortex	61
Figura 21. Eagle Ford Shale plays	64
Figura 22. Columna estratigráfica Eagle Ford	66
Figura 23. Eagle Ford sección transversal	67
Figura 24. Tendencia regional formación Eagle Ford	68
Figura 25. Variación mineralógica Eagle Ford	70
Figura 26. Composición mineral en Eagle Ford Shale y Barnett Shale	71

Figura 27. Múltiples pozos desde una locación	73
Figura 28. Esquema del concepto de perforación tipo clúster	77
Figura 29. Advertencia de colisión entre pozos	80
Figura 30. Sistema de deslizamiento para una torre de perforación.	82
Figura 31. Mapa mundial de esfuerzos (WSM).	88
Figura 32. Diseño de la sección vertical y horizontal Well #1	92
Figura 33. Diseño sección vertical y horizontal Well # 2 y Well #3	94
Figura 34. Diseño sección vertical y horizontal Well #4 y Well #5	96
Figura 35. Diseño sección vertical y horizontal de todos los pozos	98
Figura 36. Representación sistema de error Elliptical Conic	99
Figura 37. Representación método de escaneo.	100
Figura 38. Advertencia anticolisión Well 1	100
Figura 39. Advertencia anticolisión Well 2	101
Figura 40. Advertencia anticolisión Well 3	101
Figura 41. Advertencia anticolisión Well 4	102

Figura 42. Advertencia anticolidión Well 5	102
Figura 43. Reporte survey Well 1	104
Figura 44. Reporte survey Well 2	105
Figura 45. Reporte survey Well 3	105
Figura 46. Reporte survey Well 4	106
Figura 47. Reporte survey Well 5	106
Figura 48. Sección de cargas	109
Figura 49. Árbol de decisión	111
Figura 50. Esquema de asentamiento de revestidores	112
Figura 51. Estado mecánico final	114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de pozos horizontales	28
Tabla 2. Propiedades del yacimiento hacia la ventana de Shale Oil.	72
Tabla 3. Propiedades PVT del yacimiento hacia la ventana de Shale Oil.	72
Tabla 4. Datos generales para la planeación de la trayectoria.	90
Tabla 5. Parámetros Well #1	93
Tabla 6. Parámetros Well #2 y Well #3	95
Tabla 7. Parámetros Well #4 y Well #5	97

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.*

AUTORES: CAMILA GRANDAS TAVERA; JAIBER SÁNCHEZ DÍAZ.**

PALABRAS CLAVE: Shale oil, Clúster, Perforación horizontal, Compass, Casing Seat.

DESCRIPCIÓN:

Debido al aumento en la demanda de hidrocarburos, se ha visto la necesidad de estudiar las rocas generadoras, dando importancia a los recursos no convencionales, las cuales son ricas en materia orgánica; caracterizándose por sus bajas permeabilidades y porosidades; para esto se requiere de nuevas tecnologías que permitan acceder de manera óptima a este tipo de recursos y maximizar la explotación; teniendo en cuenta factores ambientales, del entorno, geología, profundidad, etc.

El objetivo de este proyecto es presentar el diseño de trayectorias de pozos horizontales desde una misma plataforma en un campo de shale oil, por medio del análisis anticollisión. La configuración de los pozos tiene como finalidad, incrementar la producción de las formaciones de interés que tienen bajas permeabilidades, así mismo, gracias a esta tecnología se disminuye el impacto ambiental, se reducen los espacios de la superficie empleada en las operaciones y posibles problemas presentes en la perforación durante los diseños de trayectorias. Teniendo en cuenta los parámetros óptimos requeridos para implementar con éxito este tipo de tecnología.

Mediante la herramienta software Compass de la plataforma Landmark de Halliburton, se propuso el diseño de trayectorias de cinco pozos, empleando el mapa de esfuerzo máximo regional, puesto que no se contó con información suficiente para establecer la orientación de los mismos, obteniendo en tiempo real la planeación de los pozos a través de la formación. Se propuso un diseño preliminar de revestimientos, con el análisis de los puntos críticos del yacimiento, así como gradientes de presión de poro y gradientes de fractura empleando el software Casing Seat.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos, Director: M.Sc. John Alexander León Pabón. Co-director: Ing. Herney Delgado Martínez.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF THE TRAJECTORY OF A HORIZONTAL DRILLING CLUSTER TYPE APPLIED TO A CONCEPTUAL SHALE OIL FIELD.*

AUTHORS: CAMILA GRANDAS TAVERA; JAIBER SÁNCHEZ DÍAZ.**

KEYWORDS: Shale oil, Clúster, Horizontal Drilling, Compass, Casing Seat.

DESCRIPTION:

Due to increased demand of oil, has become necessary to study the source rocks, giving importance to unconventional resources, which are rich in organic matter; characterized by its low permeabilities and porosities, it is necessary to use new technologies that allow optimal access to different resources and maximize the exploitation; considering some important factors such as: environment, geology, depth, etc.

The objective of this project is to introduce the design of trajectories of horizontal wells from the same platform in a shale oil field through an anticollision analysis. The purpose of the configuration of wells is to increase the production of formations that have low permeabilities; to diminish environmental impact, reducing the surface used in operations and possible problems that are present during drilling designs trajectories. Considering the optimal parameters required to successfully implement this technology.

Through the use of Compass software of Halliburton's Landmark platform, the design of trajectories of five wells was proposed by utilizing a world stress map due to insufficient information to help establish their orientation. The planning of wells was obtained in real time through the oil formation. This project proposed a design of preliminary casings with the analysis of critical points in the oil field as well as the pore pressure gradients and fracture gradients utilizing Casing Seat software.

* Graduate work

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. John Alexander León Pabón. Co-director: Ing. Herney Delgado Martínez.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la industria del petróleo se ha enfrentado a diferentes desafíos para la extracción de hidrocarburos. Por lo tanto la investigación de yacimientos no convencionales ha tenido una gran acogida; las compañías invierten grandes sumas de dinero para exploración de dichos reservorios, así mismo para la implementación de nuevas tecnologías, teniendo en cuenta los factores ambientales, de entorno, entre otros, los cuales representan para la industria los principales retos en cuanto a la producción de hidrocarburos.

Debido a la complejidad que se presenta en ciertos campos para aplicar técnicas convencionales de perforación, es necesario implementar nuevas tecnologías, para obtener una mayor producción de hidrocarburos.

Aunque en la perforación de pozos horizontales se requiere del uso de equipos más grandes y costosos que hace que incremente el costo de la operación, existen parámetros de vital importancia que se deben tener en cuenta, tales como la geología y la litología del reservorio; por ende hoy en día hay compañías que implementan sistemas de perforación tipo clúster para disminuir el uso de plataformas con pozos tanto verticales como direccionales, reduciendo costos, y espacios ocupados por estas.

Con base en lo anterior, se busca desarrollar un escenario probable que se pueda presentar en la búsqueda de nuevos yacimientos no convencionales. Todo esto con el fin de fortalecer la investigación de perforación tipo clúster, aplicando una herramienta software, para observar los parámetros óptimos requeridos con el fin de reducir los posibles problemas operacionales en el diseño de la trayectoria. Así mismo dejar un antecedente para una perforación en un campo colombiano proporcionando información referente a esta temática.

En el proyecto se ha planteado en primera instancia, las características principales y generalidades, tanto de pozos horizontales como de la perforación tipo clúster. A continuación, se hace una descripción de algunas tecnologías, que presenta la industria para enfrentar desafíos técnicos de la perforación horizontal en shale plays.

Luego se hace una reseña acerca de la formación Eagle Ford, resaltando sus propiedades petrofísicas y de fluidos, geología, litología, etc. La cual se encuentra ubicada en el estado de Texas de Estados Unidos, formación en la cual se propone realizar el diseño de trayectorias de perforación.

Posteriormente se realiza una revisión bibliográfica para establecer las ventajas, parámetros y una técnica clave en el desarrollo de la perforación tipo clúster.

Teniendo en cuenta lo anterior, por medio de la herramienta software Compass de la plataforma de Halliburton se propone el diseño conceptual de trayectorias de perforación horizontal, agrupadas en un clúster.

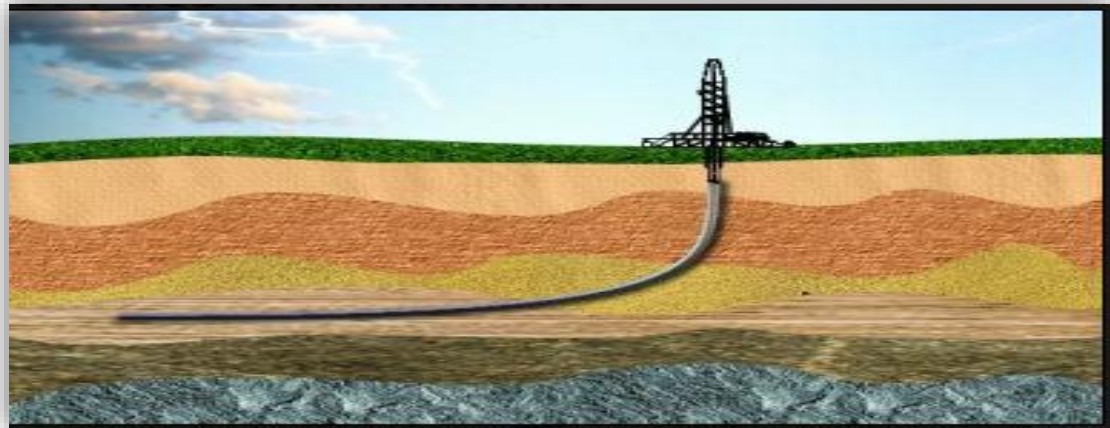
1. GENERALIDADES POZOS HORIZONTALES Y PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

A continuación se presentan los fundamentos teóricos empleados en el desarrollo del diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil.

1.1 GENERALIDADES POZOS HORIZONTALES

El propósito de un pozo horizontal es el de mejorar el contacto en el yacimiento y mejorar la productividad. Generalmente los pozos horizontales son perforados en forma paralela al plano de estratificación.

Figura 1. Pozo horizontal



Fuente: PERFOBLOGGER, " Tool Face Magnético y Tool Face Gravitatorio" [En línea]. 2012 [Citado 10 agosto de 2014]. Disponible en: <<http://achjj.blogspot.com/2012/08/tool-face-magnetico-y-tool-face.html>>.

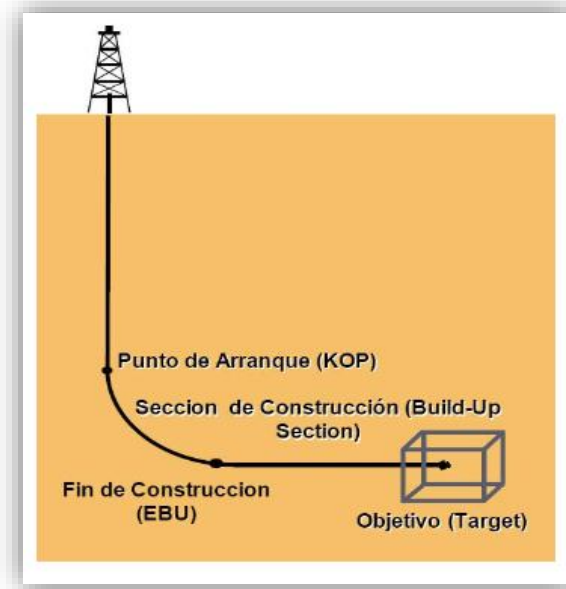
Como se muestra en la Figura 1, los yacimientos que presentan un plano de estratificación vertical, presentan la posibilidad de perforar tanto verticalmente como lateralmente. El principal objetivo de la perforación horizontal, es intersectar

múltiples zonas productoras. La productividad depende de la longitud del pozo, así como ésta depende de la técnica de perforación seleccionada, proporcionando el diseño apropiado de la longitud del pozo.

La construcción de un pozo horizontal consta de las siguientes partes:

- Una sección vertical que parte desde superficie y termina en el Kickoff Point (KOP), que es el primer punto de desviación de la vertical, por lo que se genera un aumento en el azimut y la inclinación hasta obtener una curva (radio de curvatura).
- Build up (Ángulo de Levantamiento): Es el ángulo de cambio de inclinación, expresado en grados sobre una distancia dada (grados/ft). La inclinación se aumenta hasta el ángulo deseado de deflexión. Conecta la trayectoria vertical con una sección recta hasta alcanzar la sección horizontal. Es muy importante que se eviten los cambios severos de ángulo y la creación de **dog legs**.
- La sección adjustment permite ajustar los ángulos y generar tangentes.
- Sección horizontal: permite la unión de los objetivos para alcanzar la trayectoria horizontal en la zona de interés y el drene del pozo, mostrado en la **figura 2**.

Figura 2. Secciones de un pozo horizontal



Fuente: PERFOBLOGGER. Beneficios de la Perforación de Pozos Horizontales de Petróleo [en línea]. 2010. [Citado 10 de agosto de 2014]. Disponible en: www.ingenieriadepetroleo.com/2010/01/beneficios-de-la-perforacion-de-pozos.html

1.2 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

Es de vital importancia destacar dos conceptos, tales como:

- **Pozo horizontal:** un pozo horizontal es una nueva perforación de un pozo realizada desde superficie. La longitud varía entre 1000 a 4500 ft.
- **Drainhole (lateral):** normalmente son perforados de pozos ya existentes. La longitud varía entre los 100 a 700 ft.

Las técnicas de perforación para el tipo de pozos anteriormente mencionados se clasifican en cuatro categorías, dependiendo del radio necesario para cambiar la dirección de un pozo vertical para convertirlo en un pozo horizontal. A continuación

se presentan dichas categorías con los valores correspondientes a los patrones de clasificación de pozos horizontales:

- **Pozos de radio ultracorto:** por medio de esta técnica se pueden perforar pozos horizontales de varios niveles desde un mismo pozo vertical, haciendo más fácil el drenaje multicapa de yacimientos y formaciones no consolidadas.
- **Pozos de radio corto:** esta técnica es usada para una sección horizontal en pozos que ya existen, que presentan una baja productividad y por cambio de objetivo. Ha sido aplicada también en la perforación de formaciones que tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento. Generalmente se usan cuando el operador tiene limitaciones dentro del área de interés. A mayor ángulo de levantamiento, la sección horizontal será más corta.
- **Pozos de radio medio:** esta técnica debe ser empleada en yacimientos de aceite, en los que se presenten fracturas naturales, con capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. Deben construirse empleando motores de fondo ya que la sarta no puede ser rotada en la sección de levantamiento.
- **Pozos de radio largo:** son construidos cuando se necesita una sección horizontal larga, y tienen aplicaciones para locaciones de difícil acceso, permite minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Se utilizan sargas direccionales y alternativamente con rotación desde superficie para poder hacer correcciones de curso y mejorar la tasa de penetración¹.

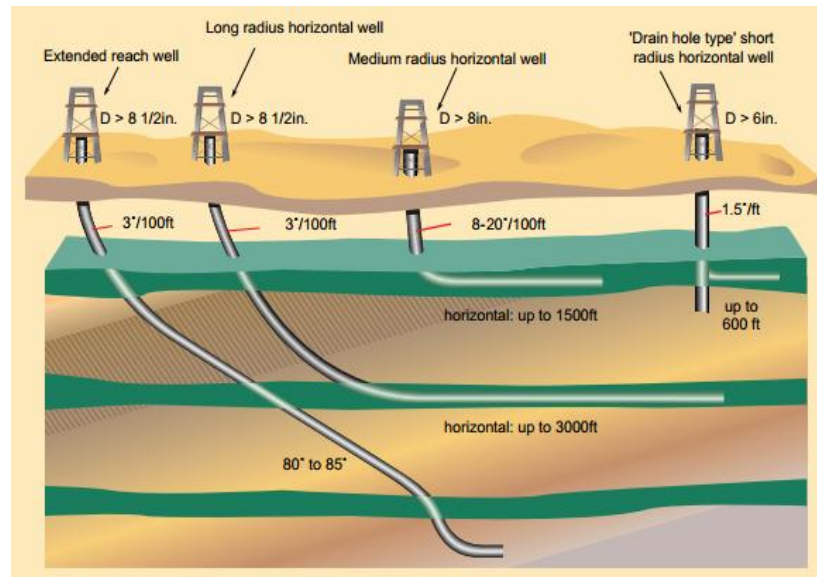
¹ Energy Information Administration. Drilling sideways- A review of horizontal well technology and its domestic application. April 1993

Tabla 1. Clasificación de pozos horizontales

Técnica de perforación	Diámetro del Hueco [in]	Radio [Ft]	Longitud [Ft]	Ángulo de desviación (°/100 ft)
Radio Ultracorto	1 ¼, 2 1/2	1-2	100-200	45-60
Radio Corto	4 3/4, 6, 3 3/4	20-40	300-800	2-5
Radio Medio	4 1/2, 8 1/2, 9 7/8	300-800	1000-4000	8-20
Radio Largo	6 1/2, 12 1/4	1000-3000	2000-6000	2-6

Fuente: Modificado de RAMOS GARCIA, Daniel. "Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección de agua en pozos horizontales". Universidad Central de Venezuela. 2003.

Figura 3. Clasificación técnica de perforación

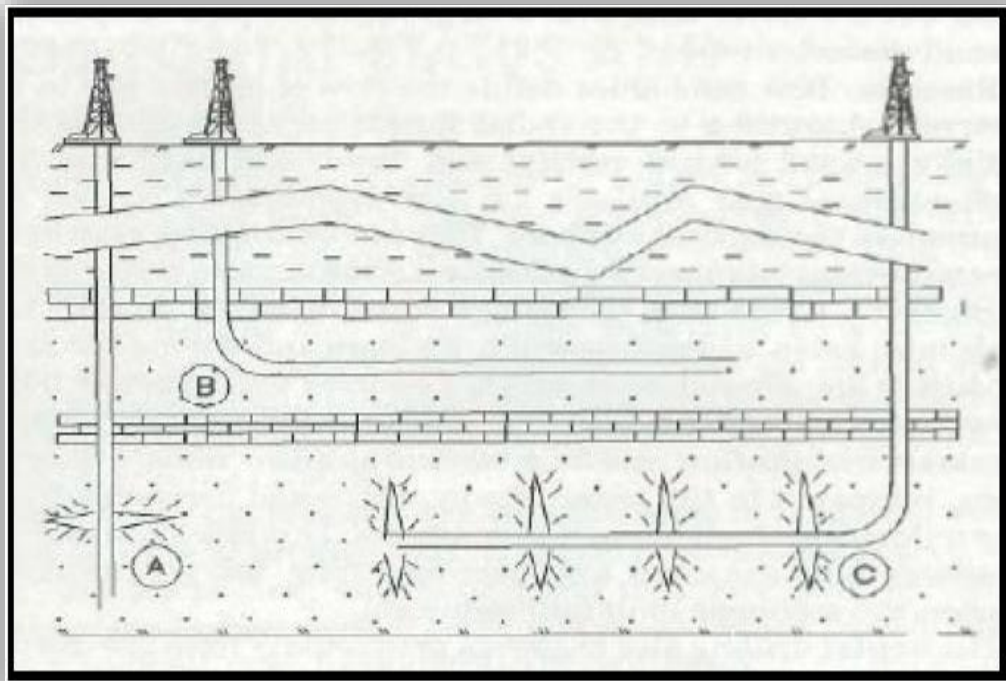


Fuente: HAWKER, David; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de Perforación Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Versión 3, 2001.

1.3 VENTAJAS DE POZOS HORIZONTALES

- Se mejora la productividad del pozo, ya que el área de contacto con el yacimiento aumenta, alcanzando tasas de producción más altas que con otros métodos de perforación.
- En proyectos de recobro mejorado (EOR), parámetros como la inyectividad, la eficiencia de barrido son mejorados por la perforación de pozos horizontales ya que se genera una mayor exposición de la zona productora, así como la disminución de pozos necesarios en la inyección de agua o de vapor.
- Cuando hay formaciones en las que se presenta una baja permeabilidad, por medio de pozos horizontales se expone una mayor área de la zona productora, generando una disminución en la energía necesaria para producirla. Los pozos horizontales también pueden crear múltiples fracturas y así aumentar la productividad. (**Ver Figura 4**).

Figura 4. Aplicaciones de los pozos horizontales

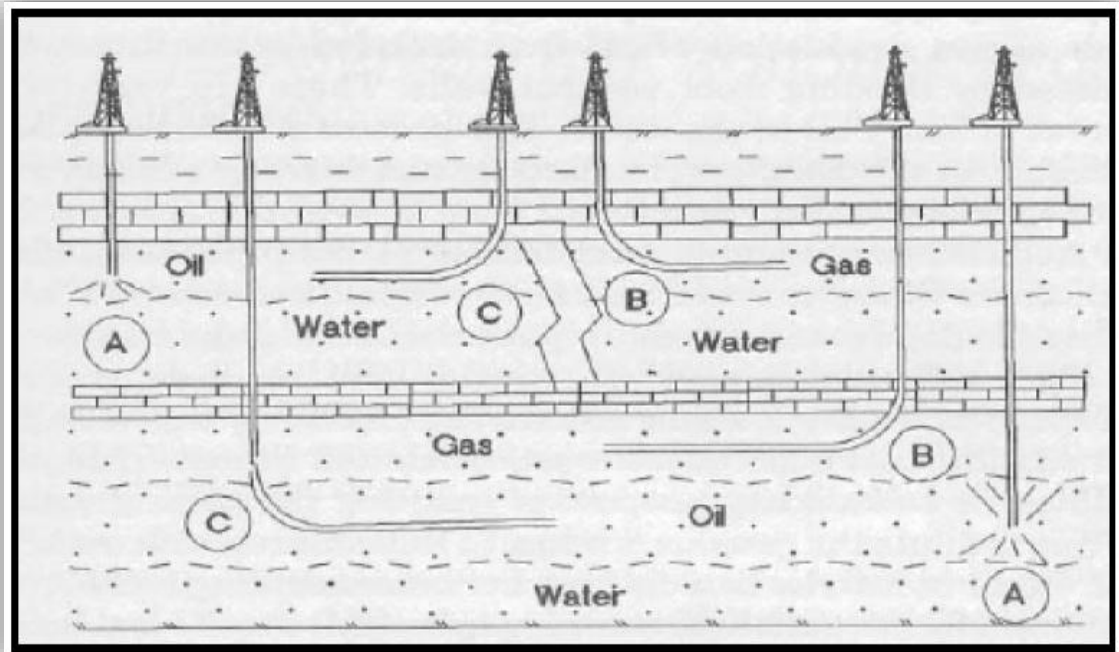


Fuente: J. A. Short. Introduction to Directional and Horizontal Drilling, PennWell Publishing Company, Oklahoma, U.S.A. 1993.

- A. Pozo vertical con una fractura hidráulica
 - B. Pozo Horizontal con una mayor superficie expuesta de la zona productora.
 - C. Pozo Horizontal con múltiples fracturas hidráulicas.
-
- Hay una disminución en problemas relacionados a la producción de arena, cuando la formación es poco consolidada. También contribuyen a la prevención de problemas de producción de agua y conificación, puesto que hay una caída de presión menor comparada con los pozos verticales. Ver **Figura 5.**²

² S.D, Joshi, Ph.D. Horizontal Well Technology, Joshi Technologies International, Oklahoma, U.S.A. 1991.

Figura 5. Aplicaciones de los pozos horizontales



Fuente: J. A. Short. Introduction to Directional and Horizontal Drilling, PennWell Publishing Company, Oklahoma, U.S.A. 1993.

- A. Pozos verticales con problemas de conificación.
 - B. Pozo horizontal de gas sin problemas de conificación.
 - C. Pozos horizontales sin problemas de conificación.
-
- La producción de formaciones muy delgadas, la cual es muy poco económica en pozos verticales. Un pozo horizontal tendrá un área de contacto mayor con el reservorio, así incrementando el índice de productividad. (Productivity Index).
 - Producción de reservorios donde la permeabilidad vertical excede la permeabilidad horizontal.
 - Proporciona mayor información sobre el reservorio y sobre la formación.

- Limita la contaminación por fluidos no deseados al mantener el pozo dentro de la zona de aceite, sobre el contacto agua / aceite.
- Reduce el número de pozos necesarios para explotar un reservorio. Varios pozos horizontales pueden ser perforados desde un solo pozo vertical, En vez de un gran número de pozos verticales necesarios para explotar adecuadamente la misma área del reservorio.³

1.4 LIMITACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

La principal ventaja de los pozos horizontales es el contacto de área en el yacimiento. La gran desventaja de esta tecnología es que sólo una zona productora puede ser drenada por un pozo horizontal. Sin embargo, los pozos horizontales han sido usados para drenar múltiples capas. Lo anterior se puede lograr por medio de dos métodos:

- Perforando un pozo multilateral, las secciones horizontales son perforadas en más de una capa, como se presenta en la **Figura 6**.
- Al estimular un pozo por medio de fracturas, las fracturas verticales diseñadas perpendicularmente al pozo horizontal, pueden drenar más de una zona productora, ya que esta técnica permite intersectar varias capas. Si las zonas productoras están a distancias considerablemente altas, difícilmente se pueden interconectar entre ellas.

³ HAWKER, David.; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de Perforación Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Versión 3. 2001.

Figura 6. Pozo multilateral drenando varias zonas



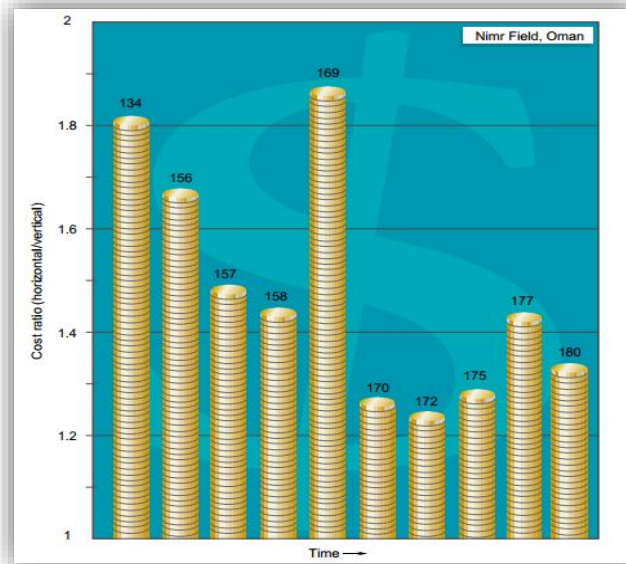
Fuente: MCKEE CÁNEPA, Jenniffer; CALVACHE ARGUDO, Guillermo y MALAVÉ Kléver, " Estudio de la Perforación Multilateral Aplicado al Campo Cononaco, Operado por Petroproducción". Guayaquil, ECUADOR.

Otra desventaja de los pozos horizontales es su costo. Dependiendo del tipo de perforación y la técnica de completamiento empleada cuesta alrededor de 1,4 a 3 veces más comparado con un pozo vertical. Los costos de los pozos horizontales se han reducido significativamente en los últimos 10 años. Generalmente, el primer pozo horizontal cuesta más que el segundo pozo. Un incremento en el número de pozos perforados, reduce los costos de perforación, por lo tanto el éxito de un proyecto de perforación horizontal radica en la perforación de más de un pozo. Para el éxito económico, las reservas que se pueden producir a partir de pozos horizontales no son solo mayores, sino que deben ser producidas en menor tiempo comparado con un pozo vertical.

En la **Figura 7**, se observa que el costo de un pozo horizontal disminuye significativamente a través del tiempo. En el siguiente ejemplo del campo Nimr en Omán, inicialmente los pozos horizontales cuestan casi dos veces lo que cuesta un pozo vertical de la misma longitud. En la medida en la que el campo se desarrolló,

el costo de la perforación horizontal disminuyó a solo un tercio en comparación con un pozo vertical.

Figura 7. Costo de los pozos horizontales en el campo Nimr



Fuente: Modificado de KHARUSI, M. PDO, Archive Conference, Houston, Texas, USA. 1991

1.5 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales han sido empleados con gran éxito en las siguientes aplicaciones:

- En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales han sido usados como un medio para intersectar las fracturas y denar el yacimiento de forma efectiva. (Ejemplos: Formación Bakken⁴ Dakota del norte, U.S.A; Austin Chalk formation, Texas⁵).

⁴ Horizontal Drilling Grows in Williston. "Oil & Gas Journal, p. 22-25, November 6, 1989.

⁵ STRANG, C.W. Alternative Electronic Logging Technique Locates Fractures in Austin Chalk Horizontal Well, Oil & Gas Journal. November 1989.

- Cuando se presentan problemas de conificación de agua y gas en los yacimientos, los pozos horizontales son usados con el fin de reducir los problemas anteriormente mencionados y mejorar la producción de crudo. (Ejemplos: Campo Helder, offshore Países bajos).
- En yacimientos de baja permeabilidad, los pozos horizontales son una opción para reducir el número de pozos verticales que son necesarios para drenar el yacimiento, ya que el espaciamiento entre los pozos debe ser menor comparado con un yacimiento de alta permeabilidad.
- En pozos verticales, se produce un efecto de turbulencia, debido a la alta velocidad del gas en la cercanía del pozo, generando una disminución de la presión que restringe la tasa de gas. Los pozos horizontales se pueden usar con el fin de reducir dichas velocidades.
- En procesos de recobro mejorado, en particular para procesos térmicos, los pozos horizontales han cobrado importancia, puesto que permiten una mayor área de contacto con la formación y por tal razón se mejora la inyectividad, cuando el pozo es inyector. Este es un factor fundamental cuando el yacimiento presenta baja inyectividad. Los pozos horizontales también han sido usados como productores.⁶

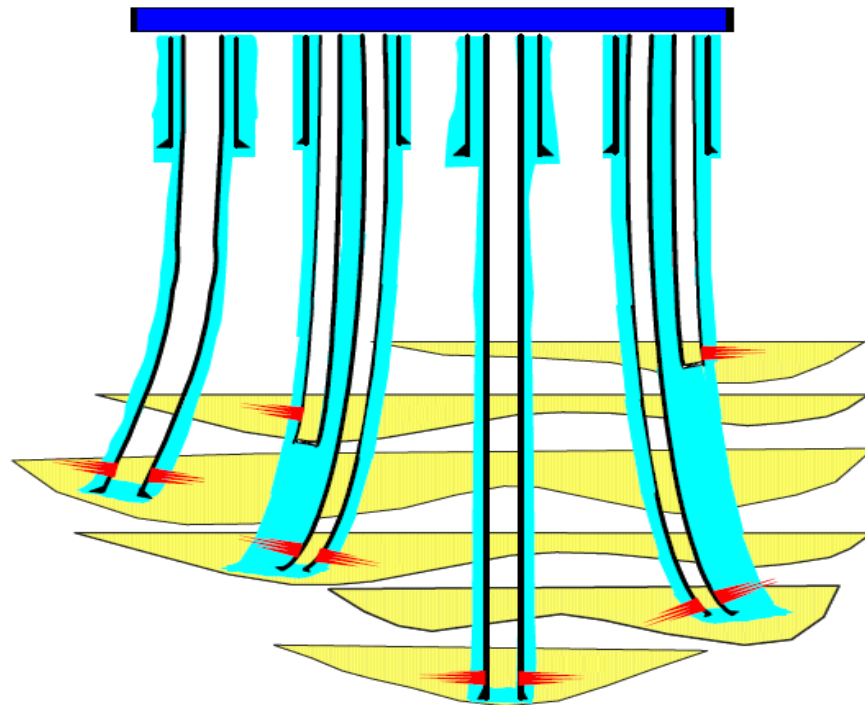
1.6 PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

La perforación tipo clúster es una tecnología que se refiere a la configuración que tendrán los pozos en una locación determinada. Los clúster son llamados también locaciones multipozo. Un clúster consiste en la perforación de un pozo principal, siendo éste una referencia para la adquisición de datos de pozo abierto, para su

⁶ JOSHI. Op. cit., p. 5

evaluación y determinación de las oportunidades de desarrollo que presente la zona de interés. Posteriormente el pozo principal es seguido por la perforación de uno, dos o más pozos desde la misma plataforma. El número de estos pozos es determinado principalmente por la cantidad y la calidad de la información disponible tales como registros de pozos y pruebas del pozo principal. Estos pozos adicionales inicialmente son perforados a 20 pies del pozo principal.⁷

Figura 3. Representación de un clúster de perforación



Fuente: GLOBAL BKN SERVICES OIL & GAS [En línea]. [Citado el 10 de Agosto de 2014]. Disponible en <<http://globalbkn.com/es/Cluster>>

⁷ HAZMAN, Alam. H.; WIJANARKO, A.; KURNIYATI, U.; PRIHARTONO, Y.; PRIHARTONO, B.; JANIRO, A. R.; NARAYANAN, R.; SCHMOHR, D y RYANCE, M. Successful Application Of Cluster Drilling Concept To Reduce Cost And Increase Profitability In A Mature Onshore Gas Field In East Kalimantan. En: Society of Petroleum Engineers, SPE paper 116537. Australia, 2008.

2. ALGUNAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE CAMPOS DE SHALE OIL

En los últimos tiempos surgió la posibilidad de explotar los recursos “no convencionales”, tanto de gas como de petróleo, recursos que han sido explotados desde hace un siglo, de los yacimientos “convencionales”. La diferencia radica en el tipo de roca en la que se encuentran, por lo tanto se hace necesario el empleo de nuevas técnicas para la extracción de dichos recursos, una tecnología más compleja, mejorada respecto de la tradicional, y de mayores inversiones iniciales.⁸

2.1 ¿QUÉ ES UN SHALE?

El shale es una roca laminada, consolidada con un porcentaje superior al 67 % de material arcilloso. Aproximadamente el 50% de todas las rocas sedimentarias son clasificadas como shales. Los shales frecuentemente se depositan en ambientes de baja energía donde las partículas finas caen fuera de la suspensión.⁹

2.1.1. ¿Qué es Shale Oil? El shale oil es un tipo de petróleo maduro no convencional se encuentra atrapado en rocas de baja porosidad y escasa permeabilidad. Es decir que, en la roca generadora, el petróleo se encuentra encerrado en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de ella.

Actualmente hay una confusión acerca de la definición de oil shale. Algunos llaman oil shale a la roca impermeable de la cual se extrae petróleo y gas.¹⁰ Esta roca

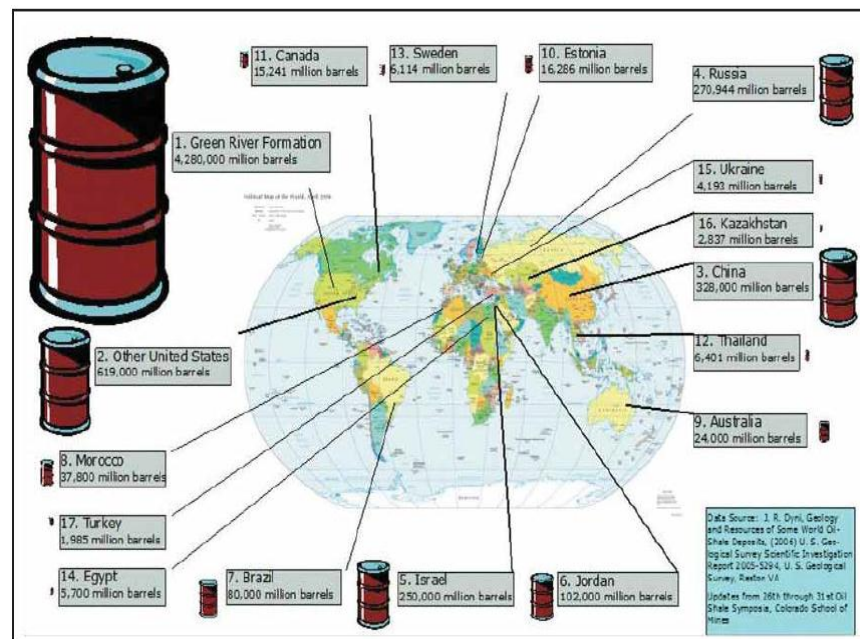
⁸ LÓPEZ, E.; CASALOTTI, V y MASARIK, G. El abecé de los no convencionales. 1ª edición. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y Gas, 2013.

⁹ JACKSON, J.A. Glossary of Geology. 4th Ed. American Geological Institute. 1997.

¹⁰ VAWTER, G.; Oil, N & Association, S. Importance of U.S. Oil Shale, August 2013, 12-14 p.

contiene un compuesto orgánico sólido conocido como kerógeno que genera aceite líquido sintético cuando la roca se calienta hasta un máximo de 950 °F (500 °C) en ausencia de oxígeno conociéndose este proceso retorting. Aunque la producción de oil shale sea costosa sigue siendo muy prometedora y puede lograr un muy buen desarrollo. A diferencia del oil shale, el shale oil, no tiene que ser calentado durante un período de meses para que pueda fluir desde el subsuelo pues este petróleo puede ser producido mediante pozos horizontales y fracturamiento hidráulico.¹¹ En cuanto al auge de los recursos no convencionales la figura 9, muestra las reservas estimada de shale oil a nivel mundial. En el cual se observa que los depósitos más grandes se encuentran en Estados Unidos.

Figura 4. Reservas mundiales de Shale Oil



Fuente: Dr. Jeremy Boak, Colorado School of Mines, citing USGS estimates, 2012.

¹¹ IANWEI, Wang. Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 144427.14, June 16 de 2011.

2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EMPLEADOS EN CAMPOS DE SHALE

El Shaledril es un sistema de fluidos de perforación base agua, que contribuye con la reducción de costos de perforación e impacto ambiental en yacimientos que representan un gran reto para la industria como lo son los yacimientos no convencionales entre los que se encuentra el shale oil. Cada shale es único, y debe ser estudiado a fondo antes de ser desarrollado, teniendo en cuenta aspectos como la geología, la mineralogía, TOC, esfuerzos naturales, etc.

Uno de los principales retos a los que se enfrenta al perforar estos yacimientos, es la alta producción de ripios y su posterior disposición, la cual puede elevar los costos del programa de fluidos por encima de un 40%.

El sistema shaledril ofrece una alta inhibición e incrementa la estabilidad del pozo a través de las secciones problemáticas del pozo mientras se cumple con las respectivas normas ambientales en el área de interés. Por medio de pruebas de laboratorio de difracción de rayos x, se analiza la composición del shale para ajustar el fluido de perforación de acuerdo con las propiedades de la roca y para conseguir un mayor rendimiento. El operador puede perforar sin necesidad de contar con la presencia del revestimiento intermedio y sin llevar a cabo un trabajo de cementación¹². En adición a lo anteriormente mencionado, el sistema shaledril maximiza el potencial de producción de cada pozo, se disminuye el número de viajes, se reducen los problemas de torque y arrastre, evitando la costosa labor del manejo de ripios que estos yacimientos producen normalmente, inhibe la reactividad de estas formaciones con los demás fluidos, son efectivos para formaciones de más de 425 °F con densidades de más de 17,5 lb/gal, mayor y efectiva resistencia al

¹² HALLIBURTON. Shaledril. [En línea]. [Citado 12 de agosto de 2014]. Disponible en: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/news/shaledril-delivers.page>>.

CO₂, se puede recobrar un alto porcentaje el fluido para ser empleado en otro pozo, su reología permanece estable pese a las condiciones extremas del pozo.¹³

Existen diferentes yacimientos de shale en los cuales se ha implementado con éxito este tipo de fluidos, por ejemplo:

- El sistema de fluidos Shaledril E, fue desarrollado para la formación de shale de Eagle Ford (USA), la cual está compuesta por esmectita e illita. El desafío en esta formación es la disminución de la dispersión, y la generación de una máxima inhibición por medio de una formulación química con potasio y glicol. El fluido utiliza una combinación de potasio, un estabilizador de amina no-iónico para shale y silicato para proporcionar la máxima estabilidad del pozo.
- El sistema de fluidos SHALEDRIL H, fue diseñado para enfrentar las exigencias térmicas del campo Haynesville (USA). El sistema utiliza aditivos viscosificantes de alta temperatura y control de filtración.¹⁴
- El sistema de fluidos SHALEDRIL F, ha sido utilizado en el campo Fayetteville (EUA), donde la alta reactividad de los minerales de este yacimiento, requerían un fluido que inhibiera (gracias a la adición de potasio y glicol) y previniera los problemas de derrumbe y de laminación; este fluido sella las microfracturas y así mitiga estos problemas.¹⁵

¹³ RAMÍREZ, Oscar y MARTÍNEZ, Miguel. Evaluación Técnica de la Perforación Horizontal de Largo Alcance aplicada a un campo de Shale Gas. Bucaramanga 2013. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

¹⁴ HALLIBURTON. Shale drill delivers value through customization [en línea]. [Citado 12 agosto de 2014]. Disponible en: < <http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/news/shaledril-delivers.page> >

¹⁵ FRITZ, B and, JARRETT, M. Potassium Silicate Tre.

Figura 5. Ejemplos de diferentes fluidos de perforación empleados en la formación Barnett.



Fuente: HALLIBURTON, "Shaledril Delivers Through Customization" [En línea]. 2014 [Citado el 12 de agosto de 2014]. Disponible en: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/news/shaledril-delivers.page>>.

2.3 SISTEMAS LOGGING WHILE DRILLING/ MEASUREMENT WHILE DRILLING

2.3.1 Sistemas logging while drilling. El éxito de la perforación en cualquier yacimiento depende de descubrir prospectos de áreas, o los "sweet spots", y la alineación del pozo expuesto a estas zonas. En yacimientos de shale, lo anterior hace referencia al hecho de establecer el pozo en la zona más adecuada para generar la fractura.

Soluciones a este desafío, son los avances en las mediciones de resistividad LWD (Logging While Drilling) han mejorado el proceso de "geosteering" (es el uso de instrumentos de registros para obtener datos geológicos y geofísicos mientras se perfora, permitiendo al perforador guiar exactamente los motores de pozo, de modo que ellos estén en un nivel óptimo dentro de las zonas productoras evitando los límites, tales como agua, gas o geológicos, y mantenerse dentro del intervalo

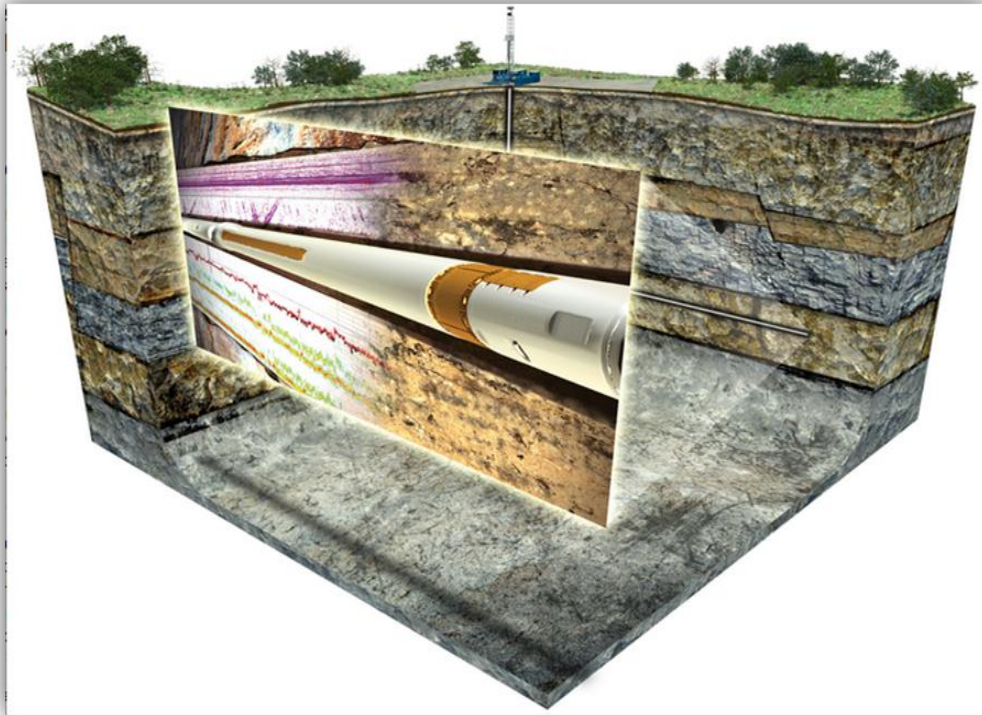
objetivo¹⁶⁾ en tiempo real de forma significativa y ayudan a los operadores en grandes yacimientos de shale en Norte América para la ubicación precisa del pozo horizontal. Las herramientas utilizadas en la tecnología LWD o que toman registros mientras se perfora han desempeñado un papel crucial en todos los aspectos relacionados con la planeación y ejecución de pozos desviados, de alcance extendido y horizontal.¹⁷

Logging While Drilling (LWD) es el término general usado para describir las técnicas y los sistemas para la recopilación de datos petrofísicos de fondo de pozo durante la perforación como se muestra en la **Figura 6**, tales como porosidad, permeabilidad, saturaciones de agua, petróleo y gas, propiedades geológicas tales como buzamiento y los espesores de capa de las formaciones y litológicas como la identificación del tipo de mineral que compone la matriz de las formaciones. Las herramientas LWD son drill collars grandes, son parte del BHA (Bottom Hole Assembly). Los sensores están dispuestos de tal manera que las mediciones se hacen sin interrupción a causa de la formación. Los componentes electrónicos y las baterías están instalados de forma tal que el fluido de perforación puede fluir a altas velocidades de flujo a través de la herramienta.

¹⁶ GENEY RONCALLO, Guillermo. A. Aplicaciones de los Sistemas de Registro LWD en Operaciones de Perforación de Pozos. Medellín, COLOMBIA, 2000.

¹⁷ HALLIBURTON. Targeting the Sweet spot [en línea]. [citado 9 agosto 2014]. Disponible en Internet <http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/challenges-solutions/targeting-the-sweet-spot.page?node-id=hgjyd47d>

Figura 6. Sistema LWD, “ofrece información para la perforación y evaluación de la formación”.



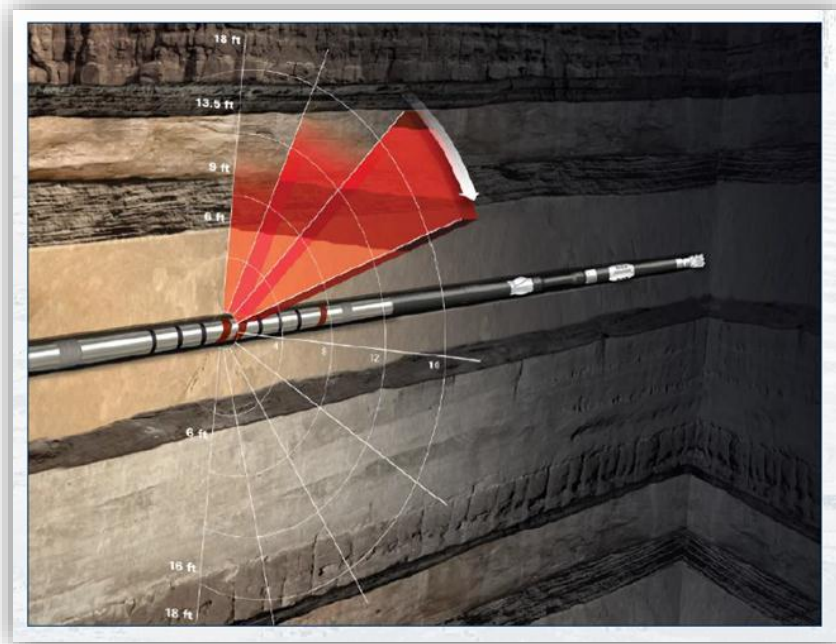
Fuente: DRILLING CONTRACTOR, “New Schlumberger SonicScope 475 service delivers compressional and shear data in all environments” [En línea]. 2011 [Citado el 13 de agosto de 2014]. Disponible en: <<http://www.drillingcontractor.org/>>.

El objetivo fundamental que ha guiado y permitido el rápido desarrollo de esta tecnología, ha sido la disminución de los costos de perforación y el incremento en la eficiencia de la misma; ésto ha sido posible, ya que parte del desarrollo de esta tecnología ha estado enfocado a la obtención en superficie y en tiempo real de toda la información que va siendo obtenida en subsuelo. ¹⁸

¹⁸ LAMONT DOHERTHY. Earth Observatory. An Introduction To Logging While Drilling Seminar in Marine Geophysics. February 2008.

2.3.2 Measurement while drilling. La evaluación de las propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, durante la extensión de un pozo. La adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) es ahora una práctica estándar en los pozos direccionales marinos, en los que el costo de las herramientas es compensado por el tiempo de equipo de perforación y las consideraciones asociadas con la estabilidad del pozo si se utilizan otras herramientas. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie (Ver Figura 7). Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo.

Figura 7. Sistema MWD



Fuente: HALLIBURTON, "Measurement-While-Drilling"

Estas presiones pueden ser ondas sinusoidales positivas, negativas o continuas. Algunas herramientas MWD poseen la capacidad para almacenar las mediciones para su recuperación posterior con cable o cuando la herramienta se extrae del pozo si el enlace de transmisión de datos falla. Las herramientas MWD que miden los parámetros de una formación (resistividad, porosidad, velocidad sónica, rayos gamma) se conocen como herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD). Las herramientas LWD utilizan sistemas similares de almacenamiento y transmisión de datos, y algunas poseen más memoria de estado sólido para proporcionar registros de mayor resolución después de extraer la herramienta, que la que es posible con el sistema de transmisión de pulsos a través del lodo con un ancho de banda relativamente bajo.¹⁹

2.4 TECNOLOGÍA TARGETED BIT SPEED (TBS)

La tecnología TBS logra control direccional por medio de la modulación precisa del flujo a través de la sección del motor que genera potencia al motor en relación con una dirección específica.

Esta técnica es equivalente a una serie de "micro deslizamientos" de la sarta de perforación, sin nunca detenerse o disminuir la rotación de la sarta de perforación. El efecto neto de este mecanismo es que las fluctuaciones en la tasa de flujo producen cambios en la tasa del eje de la perforación y unido a la camisa desviada, la broca rota más rápido en la dirección del objetivo. Esto le permite al motor cortar desproporcionalmente un volumen superior de roca de un segmento específico del arco del pozo, haciendo que la trayectoria del pozo continúe en la dirección de la broca a mayor velocidad.

¹⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary (MWD) [en línea]. [citado 10 agosto de 2014]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mwd.aspx>

2.4.1 Impacto en la industria. Tecnología TBS combina dos principales herramientas de perforación direccional y ofrece importantes beneficios a la industria:

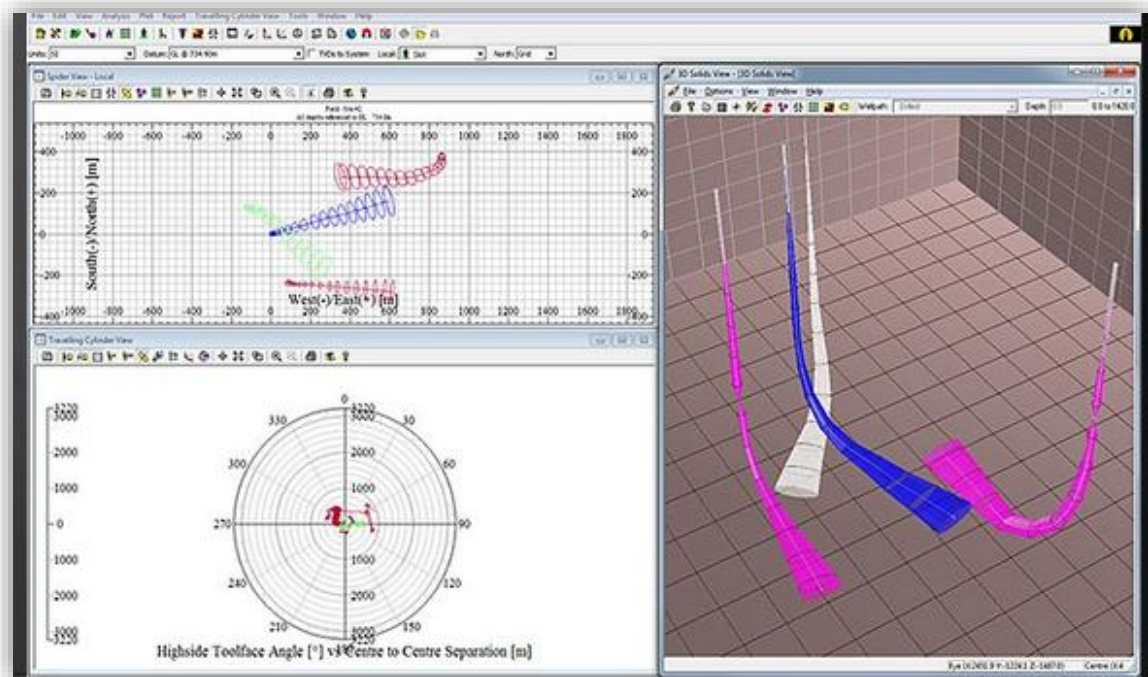
- El sistema tiene el potencial para una rotación del 100%, de tal forma reduce las fuerzas de fricción del pozo y contribuye en aplicaciones en pozos horizontales de largo alcance.
- Permite que la sarta de perforación rote continuamente, mientras que mantiene el control direccional 3D.
- Si no se generan los suficientes **dogleg** con esta tecnología, el sistema ofrece una gran flexibilidad, permitiendo a los operadores pasar a la forma convencional, permitiendo alcanzar cualquier **dogleg** que el motor sea capaz de producir.
- Las tasas de penetración (ROP) pueden ser incrementadas debido a la potencia hidráulica de la broca, desde que el conjunto sea motorizado.
- El sistema ha sido desarrollado para ser robusto y fiable; por lo tanto, se utiliza una sola configuración de generador de impulsos que permite datos limitados de la formación para ser transmitidos en tiempo real a superficie.
- El sistema puede ser controlado ya sea usando comandos rotativos de superficie o a través de una secuencia de impulsos de presión generados en superficie.
- El sistema tiene una función de auto-inclinación que permite que la herramienta mantenga una inclinación particular sin que el operador tenga que manejarla.²⁰

²⁰ BASSARATH, W. D y MARANUK, C. Application of Targeted Bit Speed (TBS) Technology to Optimize Bakken Shale Drilling. En: Society of Petroleum Engineers Drilling Conference. SPE 163406-MS, 2013.

2.5 SOFTWARE PARA DISEÑO DE TRAYECTORIAS

Por sus siglas en inglés, COMPASS (Computerized Planning and Analysis Survey System). Es una herramienta software empleada en el diseño de pozos direccionales, permite planificar con rapidez y precisión los pozos e identificar posibles problemas en etapas tempranas.

Figura 8. Diseño de trayectorias Compass



Fuente: Captura de imágenes Compass- Landmark

Este software puede optimizar rápidamente las trayectorias de perforación basadas en los costos, torque, arrastre y en análisis anti-colisión. Establece alertas y notificaciones cuando los pozos convergen a las especificaciones y criterios establecidos por la compañía. Además ofrece herramientas para crear informes impresos, graficas de araña, proximidad 3D, cilindro viajero; para proporcionar datos necesarios a la hora de perforar en forma segura.

COMPASS calcula un plan de pre-análisis basado en datos de trayectorias en tiempo real con el fin de representar con mayor precisión el pozo hasta la profundidad total.²¹

2.5.1 Características Técnicas

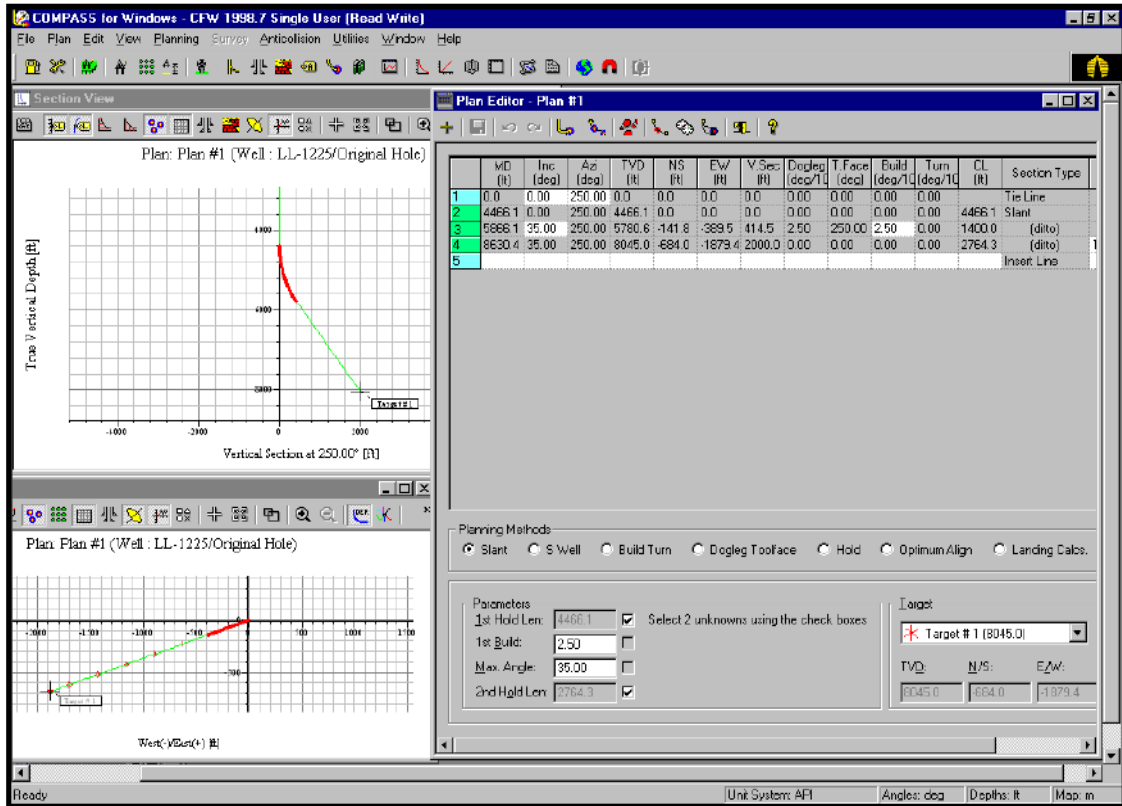
- Integración e intercambio de datos con la base de datos de EDM.
- Definición de targets (objetivos) de diferentes tipos y geometrías.
- La planificación y el análisis se complementa con actualizaciones de gráficas en tiempo real, como se muestra en la **Figura 9**.
- Múltiples métodos de escaneo anticolidión y gráficas de resultados.
- Calcula la posición y separación estimada del pozo mediante el módulo de anticolidión.
- Por medio del módulo de planeación, el usuario puede construir la trayectoria del pozo en secciones, los gráficos y cambios en la planeación son actualizados en cada una de sus etapas, en la medida en la que se van realizando, el usuario puede revisar, insertar, borrar o cambiar variables para cualquier sección del plan y este mismo será recalculado.
- Actualizaciones dinámicas de las gráficas

²¹ HALLIBURTON. Compass directional well planning [en línea]. [citado 10 agosto 2014]. Disponible en Internet: < <https://www.landmarksoftware.com/Pages/COMPASS.aspx> >

- Varía las profundidades de referencia, por medio de la barra de herramientas permitiendo realizar desviaciones usando datos de pozos vecinos.
- Permite determinar la mejor combinación en cuanto a parámetros se refiere para el diseño de trayectorias.
- Examina diseños que no son factibles de realizar por los límites operacionales y mecánicos.
- El optimizador de trayectoria, puede recomendar potenciales candidatos a sidetrack, ahorrando días de análisis de ensayo y error.
- Proporciona información acerca de la tortuosidad y del índice de dificultad direccional (DDI) para planes y estudios. Este índice es una medida de la dificultad de perforar en un perfil direccional, basado en el artículo IADC/SPE 59196.
- Integración con la industria sistema Geodésico, Geomagnético, y Survey Tool Error Models.
- Fácil uso de la herramienta de planeación con numerosas soluciones de planeación tanto en 2D como en 3D.
- Fácil compresión de gráficas de resultados en tiempo real.
- Soporte para múltiples puntos de referencia de profundidad por sitio.

- Los reportes pueden ser generados en una amplia variedad de formatos tales como PDF, XML, DOC, RTF, XLS y RPT. ²²

Figura 9. Editor de planeamiento Compass.



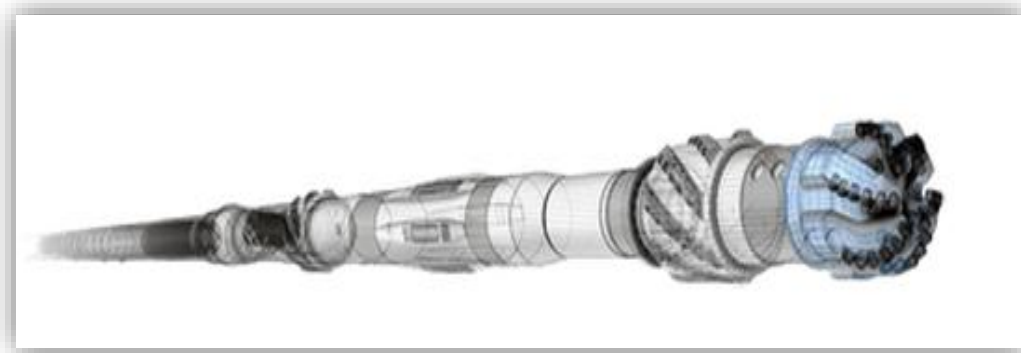
Fuente: Captura de imágenes Compass-Landmark.

2.6 ROTARY STEERABLE SYSTEMS (RSS)

Los sistemas de rotación dirigida son una tecnología que permite el control direccional en tres dimensiones, mientras que la sarta de perforación está en movimiento y por lo tanto no es necesario el slide drilling (deslizamiento) .

²² HALLIBURTON. Compass software Training Manual. 2011

Figura 10. Rotary Steerable Systems



Fuente: WEATHERFORD, "Revolution Rotary Steerable Systems" [En línea]. 2014 [Citado el 16 de agosto de 2014]. Disponible en <<http://weatherford.com/Products/Drilling/DrillingServices/RotarySteerable/>>.

El sistema RSS tiene las siguientes ventajas comparado con el slide drilling.

- Se requieren menos viajes cuando se usa el sistema de rotación dirigida (RSS). El RSS usa brocas de corte fijo a diferencia de otros sistemas, los cuales usan brocas tricónicas para el control de dirección. La larga vida de los cortadores fijos resulta en más pies perforados por la broca y por lo tanto menos viajes para cambio de la misma.
- La limpieza del hueco se mejora por la continua rotación a altas velocidades.
- Con el RSS se alcanza una mayor ROP, puesto que se transmite mayor peso a la broca debido a la reducción de los efectos de torque y arrastre.
- La cantidad de recortes de perforación disminuye, así como las pérdidas de fluido, ésto se debe a la mejora en la calibración en la perforación del pozo.
- Se pueden perforar casi todas las trayectorias requeridas usando un diseño simple del BHA. Disminuyendo las cantidad de viajes, si se compara con la

cantidad de pies perforados, con la cantidad total de tubería que es medida en los viajes en el transcurso del proyecto.

- Debido a la reducción de los efectos de torque y arrastre hay una continua rotación de la tubería, así como una trayectoria más lisa y una disminución en las pegas de tuberías y en incidentes. Estudios demuestran que el RSS tiene un 15 % menos de LIH (Lost in Hole) en comparación con los sistemas convencionales.²³
- Existen dos sistemas de gran importancia en los sistemas RSS los cuales son:

Point the bit: este sistema usa el mismo principio empleado en los sistemas de motores bent housing (camisa desviada). En los sistemas RSS, la camisa desviada está contenido dentro del collar, de tal forma que puede ser orientada en la dirección deseada durante la rotación de la sarta desviándola del eje principal apuntado a una coordenada establecida desde superficie.

Push the bit: este sistema utiliza el principio de aplicar una fuerza lateral a la broca, empujándola contra la pared del pozo para conseguir la trayectoria deseada.

2.6.1 Ez-Pilot. La compañía Halliburton ha diseñado un sistema de operación llamado EZ- Pilot, este sistema proporciona un control de la perforación direccional preciso, permitiendo la rotación continua de la sarta de perforación. La herramienta emplea las fuerzas naturales de la gravedad combinada con simples cambios en la geometría, poco frecuentes, forzando a la broca a desviarse.

²³ GUPTA, Adit. Planning and Identifying the Best Technologies for Extended Reach Wells. En: Society of Petroleum Engineers, IADC / SPE 102116, 2006.

El sistema EZ- Pilot es un instrumento estabilizador cercano a la broca con tres componentes principales, incluyendo un mandril de rotación, una carcasa externa, y un "weighed", carcasa exterior sin rotación. La herramienta funciona mediante el control de la orientación del "camsystem" descentralizado, que desplaza el mandril y la broca en la dirección deseada. La rotación de la camsystem para cambiar la orientación toolface (representa la dirección, en el plano horizontal, que la línea de la camisa desviada, está señalando o apuntando con respecto al Norte de referencia), se logra mediante el control de un motor de alto torque de corriente continua potenciado por baterías de litio. La posición de la carcasa exterior se supervisa constantemente, y la herramienta corrige automáticamente el ajuste del camsystem como se requiere para mantener la orientación adecuada de dirección.

Figura 11. Herramienta EZ-Pilot



Fuente: HALLIBURTON, "Ez- Pilot" [En línea]. [Citado el 17 de Agosto de 2014]. Disponible en: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/ez-pilot.page>>.

2.6.1.1 Capacidades y características

- Adecuado para la perforación vertical, direccional, y aplicaciones horizontales
- Capaz de generar el kick off point respecto a la vertical
- Es un sistema simple y rentable, con menos de 130 componentes

- Parámetros como: caudal, velocidad de rotación, el peso sobre la broca, o materiales de pérdida de circulación son compatibles con las limitaciones MWD
- Es fácilmente reconfigurable a diferentes tamaños de huecos

2.6.1.2 Ventajas

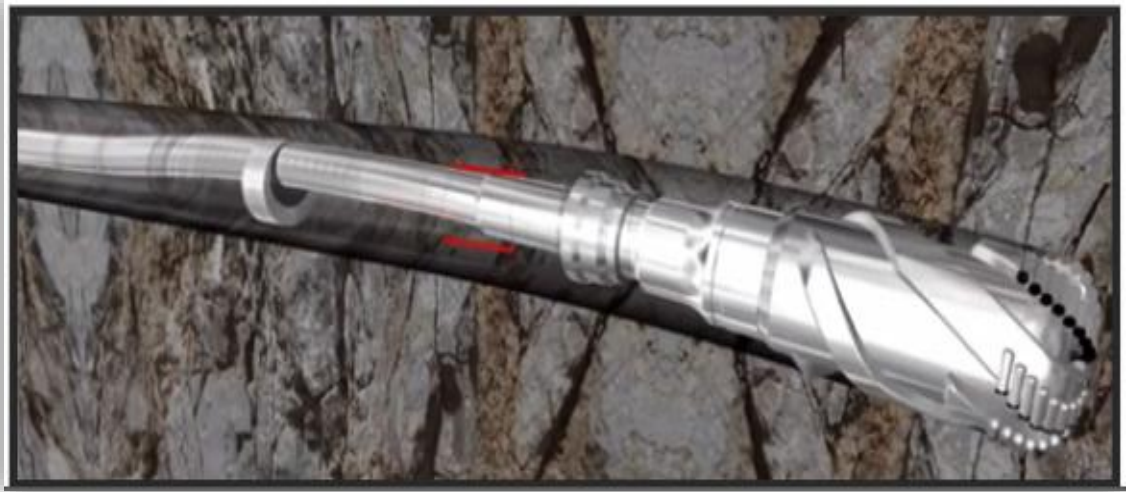
- Cero "deslizamiento" hay una mayor efectividad en la ROP
- Ayuda a reducir el pandeo la sarta de perforación en las partes horizontales largas, y aún más en pozos horizontales de largo alcance.
- La rotación continua ayuda a mejorar la limpieza del pozo y reduce el riesgo de pega.
- El diseño de caída de presión ayuda a reducir requerimientos hidráulicos, de gran importancia en las plataformas más pequeñas.
- Ayuda a aumentar la capacidad de perforar con brocas más agresivas
- La suave curvatura del pozo ayuda a reducir el torque y arrastre
- Ayuda a reducir los costos operativos y pérdidas en el pozo²⁴

²⁴ HALLIBURTON. EZ- Pilot Rotary steerable system [en línea]. [citado en 13 de agosto de 2014] Disponible en Internet: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/ez-pilot.page> >

2.6.2 Sistema rotario dirigido Geo-Pilot. El sistema innovador Geo-Pilot de Sperry Drilling Services representa un enfoque completamente nuevo de la perforación Rotaria dirigida, proporcionando a velocidades de perforación sin precedentes y hasta 20% de reducción en tiempos no productivos (NPT). Haciendo uso de la segunda generación de la tecnología “Point the bit”, el Geo-Pilot dirige con precisión el pozo al rotar la sarta de perforación. La rata de construcción y dirección de la herramienta puede ser ajustada mientras se perfora, haciendo que el sistema sea virtualmente invisible a la operación de perforación. El servicio del Geo-Pilot proporciona direccionamiento continuo en la broca y evaluación de formación en tiempo real para entregar un cálculo exacto de la posición del pozo.

El sistema Geo-Pilot minimiza los comportamientos no constructivos de las brocas que son ocasionados por brocas de corte lateral de calibre corto. Ayuda a incrementar la profundidad diaria perforada, elimina el espiralamiento del hoyo y mejora el control direccional, permitiendo una colocación más precisa del pozo mientras aumenta la eficiencia y la velocidad debido a la limpieza mejorada del hueco, corridas de revestimiento más fáciles, menos viajes cortos y reducción del tiempo requerido para perforar un pozo.

Figura 12. Sistema rotario dirigido Geo -Pilot



Fuente: HALLIBURTON, "Rotary Steerable Solutions" [En línea]. [Citado en 17 de Agosto de 2014]. Disponible en: <<http://mx1.myhalliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/rotary-steerable-solutions.page?node-id=hfvq7ixu>>.

2.6.2.1 Capacidades del sistema Geo-Pilot

- Una advertencia temprana de la trayectoria y cambios de la formación en tiempo real proporcionada por el ABI™ (inclinación en la broca) y el sensor ABG™ opcional (gamma en la broca), con medidas a solamente tres pies de la broca.
- Un sistema que puede perforar verticalmente; Kick off de la vertical; construir, tumbar, aterrizar horizontalmente y geonavegar complejamente, todo esto llevado a cabo sin viajes para cambio de BHA, estabilización o reprogramación requeridos.
- Software de "control crucero" tridimensional que permite que la herramienta Geo-Pilot mantenga automáticamente la trayectoria deseada del pozo y corregir cualquier tendencia de giro o cambios abruptos en la formación.

- Excelente control tanto en la dirección como en la tasa de construcción, eliminando completamente las secuencias “orientado/no orientado” para generar curvas constantes y suaves.

2.6.3 Sistema Geo- Pilot GXT. El sistema rotativo direccional Geo-Pilot GXT establece un nuevo punto de referencia para la perforación de rendimiento.

La entrega de mayor potencia y revoluciones por minuto directamente a la broca, el sistema Geo-Pilot GXT supera formaciones desafiantes mientras que reduce la aparición de stick-slip. El sistema ofrece la posibilidad de lograr mayores tasas de penetración y reducir al mínimo el desgaste del revestimiento al desacoplar la velocidad de la broca de la velocidad de la sarta de perforación.

El sistema Geo-Pilot GXT ofrece este nuevo nivel de rendimiento de perforación mediante la integración de una sección de potencia del motor GeoForce entre el sistema rotativo direccional y el sistema LWD. Esta tecnología de motor de desplazamiento positivo de próxima generación produce más del doble de la potencia de las secciones centrales convencionales.

Figura 13. Sistema rotario dirigido Geo –Pilot GXT



Fuente: HALLIBURTON, "Drilling to Maximize Production" [En línea]. [Citado el 17 de Agosto de 2014]. Disponible en: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/tight-gas-complex-gas/challenges-solutions/increased-rop-reduced-npt-and-doubled-production-reults.page>>.

2.6.3.1 Aplicaciones

- Perforación Rendimiento
- Extrema perforación de largo alcance
- Perforación en ambientes difíciles ambiente
- Alto costo de perforación

2.6.3.2 Beneficios

Se aplica más energía directamente a la broca, mejorando la eficiencia de corte y la velocidad de penetración y al mismo tiempo superar stick-slip, mecanismo de

vibración, que genera daños en herramientas para el uso de sistemas rotatorio dirigidos. (Durante el periodo de stick, la broca se detiene, mientras que el torque y el peso sobre la broca se siguen aplicando.).

La separación de la broca de la sarta de perforación reduce la transmisión de vibraciones a los componentes LWD y otros componentes del BHA, mejorando su duración

La velocidad de rotación de la sarta de perforación puede ser reducida para minimizar el desgaste del revestimiento, mientras que la velocidad de la broca ²⁵

2.6.4 Sistema Autotrak Curve. Es un sistema de la compañía Baker Hughes que proporciona un control direccional preciso desde la superficie, que permite seguir o cambiar los objetivos en marcha para optimizar el wellbore y reducir en número de viajes. Proporciona economía en la perforación y una perforación más rápida que con los métodos convencionales, ya que puede perforar curvas a una velocidad de acumulación de hasta 15 grados / 100ft. Permite perforar secciones verticales curvas y laterales en una sola corrida mejorando la velocidad de penetración (ROP) en el pozo y ahorro del tiempo.²⁶

Este sistema está compuesto por tres módulos principales que de igual forma pueden ser reemplazados en el transcurso de la operación. Estos son; unidad de direccionamiento, sensor (On Trak) y BCPM (Bidirectional Communication and Power Module). De igual forma también son necesarias herramientas como estabilizadores y la unión con el resto del BHA. Esta herramienta se opera desde superficie a través del sistema advantage.

²⁵ HALLIBURTON. Geo-Pilot GXT Rotary steerable system. [en línea]. [citado en 13 de agosto de 2014]. Disponible en Internet: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/geo-pilot-gxt-rotary-steerable-system.page> >

²⁶ BAKER HUGHES. Autotrak Curve. Rotary steerable system. [en línea]. [citado en 13 de agosto de 2014]. Disponible en Internet: <<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems/autotrak-x-treme-rotary-steerable-system>>

Figura 19. Sistema Autotrak Curve



Fuente: BAKER HUGHES, Directional Drilling Academy.

2.6.4.1 Beneficios.

- Elimina el deslizamiento.
- Dirección del pozo acertada.
- Reducción de torsión y arrastre.
- Mayor limpieza del pozo.
- Mejora tasas de producción.
- Mediciones precisas en tiempo real.

2.6.5 Sistema PowerDrive Vortex. Es un sistema de perforación rotativa de la compañía Schlumberger, que reduce el riesgo de atascamiento y mejora la perforación. Tiene una sección de poder de alto torque que convierte la energía hidráulica del lodo en energía mecánica.

El torque adicional permite aplicar un mayor peso, lo cual tiene un incremento en la ROP y tiene como efecto una perforación económicamente más efectiva. Este

sistema está diseñado específicamente para altas cargas de operación que asegura un rendimiento confiable durante carreras prolongadas.

2.6.5.1 Características.

- Función opcional de mantenimiento automático de la inclinación.
- Opciones de estabilización múltiples.
- Sección integrada de potencia.
- Componentes externos que rotan a la velocidad de la columna de perforación.

2.6.5.2 Beneficios

- Reduce los problemas de perforación.
- Tiene una función de mantenimiento automático.
- Incrementa la ROP.
- Menor riesgo de desgaste de la tubería de revestimiento en secciones con alta severidad de pata de perro.²⁷

Figura 20. Sistema PowerDrive Vortex



Fuente: FIGUEREDO, Cesar. Enhanced Rss Tecnología Empuja Drilling Envelope. Schlumberger.

²⁷ SCHLUMBERGUER. Power Drive Vortex. Sección integrada de potencia. 2010.

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

Para hacer el respectivo diseño se propone la formación Eagle Ford, debido a que es uno de los yacimientos de Shale Oil más importantes en mundo. Históricamente Eagle Ford se pensaba que solo era una roca madre, pero debido a grandes estudios pasó a ser un depósito. Este campo presenta las propiedades adecuadas para cumplir los respectivos alcances del proyecto, teniendo en cuenta características importantes tales como litología y secuencia estratigráfica, claves a la hora del diseño de la trayectoria de perforación, de igual forma presenta diferentes tipos de hidrocarburos a lo largo del shale tales como: gas seco, gas húmedo y petróleo.

Esta formación es de gran importancia por su capacidad para producir tanto gas como volúmenes relativamente grandes de petróleo y condensado. El shale tiene un alto contenido de carbonatos, lo que hace que sea frágil y adecuado para los tratamientos de fracturamiento.

La formación debe su nombre a la ciudad de Eagle Ford en Texas. Los trabajos de Exploración comenzaron en 2008, cuando Petrohawk Energy Corporation perforó el primer pozo en el Campo Hawville del condado de La Salle, crecido significativamente en pocos años el desarrollo de la obra Eagle Ford Shale, atrayendo cada vez más a perforadores y exploradores grandes o pequeños, los cuales se establecieron rápidamente, en los 50 kilómetros de ancho por 400 millas de largo, área de extensión de la formación Eagle Ford Shale desde el sur hacia el este de Texas.²⁸

²⁸ STEGENT, N. A.; WAGNER, A. L.; MULLEN, J.; BORSTMAYER, R. E y Energy. Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 136183, 2010.

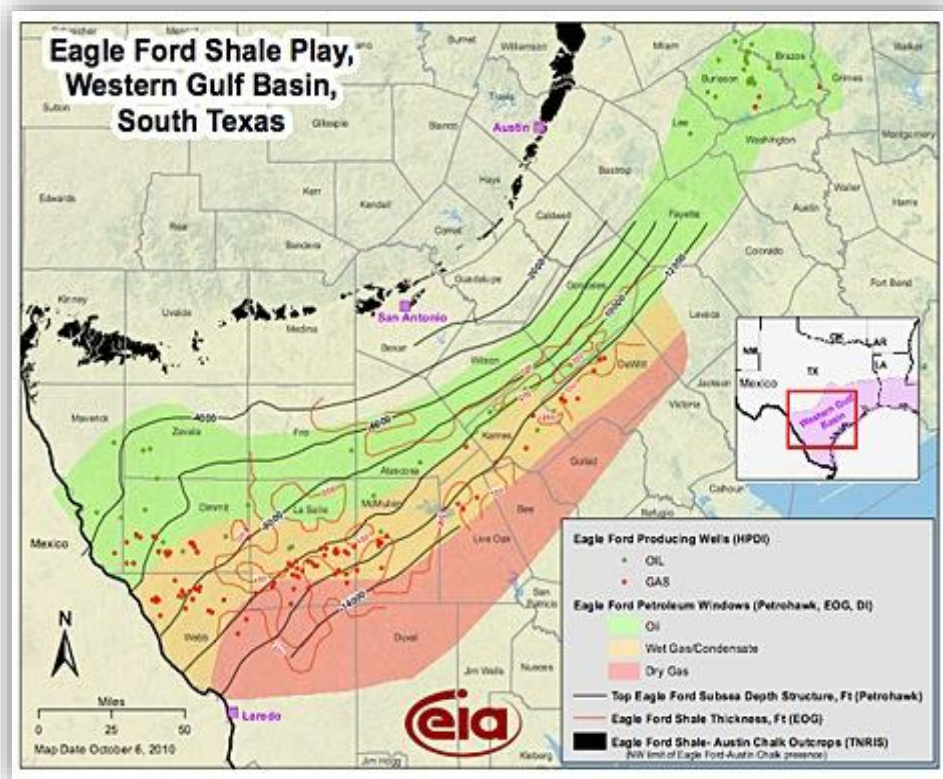
Desde su descubrimiento inicial en 2008, la actividad relacionada con Eagle Ford ha crecido de manera exponencial. A pesar de ciertas limitaciones externas, los analistas, inversionistas y expertos del sector coinciden en que debido a la alta calidad del yacimiento es probable que entre 2010 y 2020, 4.890 pozos estarán operando. Esta es una estimación relativamente conservadora, por lo que el impacto económico real podría ser mayor que lo que se presentan en los estudios. La producción proyectada (ingresos) para el año 2020 es de casi 1 mil millones de dólares y 5.362 puestos de trabajo se prevé que se añadirán.²⁹

El hidrocarburo en el Eagle Ford es termo génicamente proveniente del kerógeno presente en la roca; comúnmente se dice que es "auto abastecimiento." Esto se traduce en una serie de características interesantes. En primer lugar, la conversión de kerógeno a hidrocarburos hace que el depósito este en sobrepresión. En segundo lugar, las partes menos profundas de la Eagle Ford son térmicamente menos maduras y por lo tanto tienen una menor porosidad, ya que la mayor parte de la porosidad está asociada con la conversión de kerógeno a los hidrocarburos. En tercer lugar, las porciones de menor porosidad serán petrolíferas. Finalmente, se ve el impacto de madurez térmica, en las partes más profundas de Eagle Ford es gasífera, mayor porosidad, y dramáticamente a sobrepresión. Los reservorios entre las ventanas de petróleo y gas más profundos van desde aceite volátil a gas condensado rico.³⁰

²⁹ EAGLE FORD SHALE. Eagle ford shale play [en línea]. [citado en 20 agosto de 2014]. Disponible en: <http://eaglefordshale.com>

³⁰ SHELLEY, R.; ENGINEERING, S.; SAUGIER, L.; COMPANY, H. E. & Al-tailji, W. Understanding Hydraulic Fracture Stimulated Horizontal Eagle Ford Completions. En Society of Petroleum Engineers, SPE 152533, 2012.

Figura 21. Eagle Ford Shale plays



Fuente: CENTURION, Sergio. Understanding Hydraulic Fracture Stimulated Horizontal Eagle Ford Completions. En Society of Petroleum Engineers, SPE 158501, 2012.

La **Figura 21** muestra cómo se distribuye la formación la cual se extiende desde el sector noreste de México hacia el este de Texas, y posee un ancho de aproximadamente 80 Km y una longitud de 644 Km. El espesor promedio es de 250 ft a una profundidad que varía de unos 2500 a 14000 ft. La formación es extremadamente compacta, con permeabilidades que oscilan entre 100 y 600 Mili darcies y porosidades comprendidas entre 7% y 10%. Las temperaturas y presiones de fondo de pozo también son elevadas, están comprendidas entre 270 F y 330 F y 700 y 10000 psi, respetivamente. Se trata de condiciones desafiantes para la ejecución exitosa de los tratamientos de fracturamiento, independientemente de la técnica utilizada.³¹

³¹ Schlumberger. Oilfield Review. Volume 23. No 3.

3.1 GEOLOGÍA

La lutita Eagle Ford es una roca generadora localizada directamente de bajo de la creta de Austin Chalk, por su posición estratigráfica y por el tipo de microfauna existente, se le asigna tentativamente la edad Cenomaniano superior Turoniano. Esta formación la cual es de finales del cretácico abarca un área extensa desde el condado de Maverick en el oeste hasta los condados de Bastrop, Lee y Washington. Es una mezcla de unidades de siliciclastos/carbonatos depositados durante la transgresión del cretáceo; por su carácter arcilloso Eagle Ford es fácilmente erosionable.³² En consecuencia la calidad del yacimiento y espesor varía lateral y verticalmente dependiendo de la ubicación y buzamiento. Se considera que es la "roca madre", o la fuente original de los hidrocarburos que se encuentran en el Austin Chalk por encima de ella.

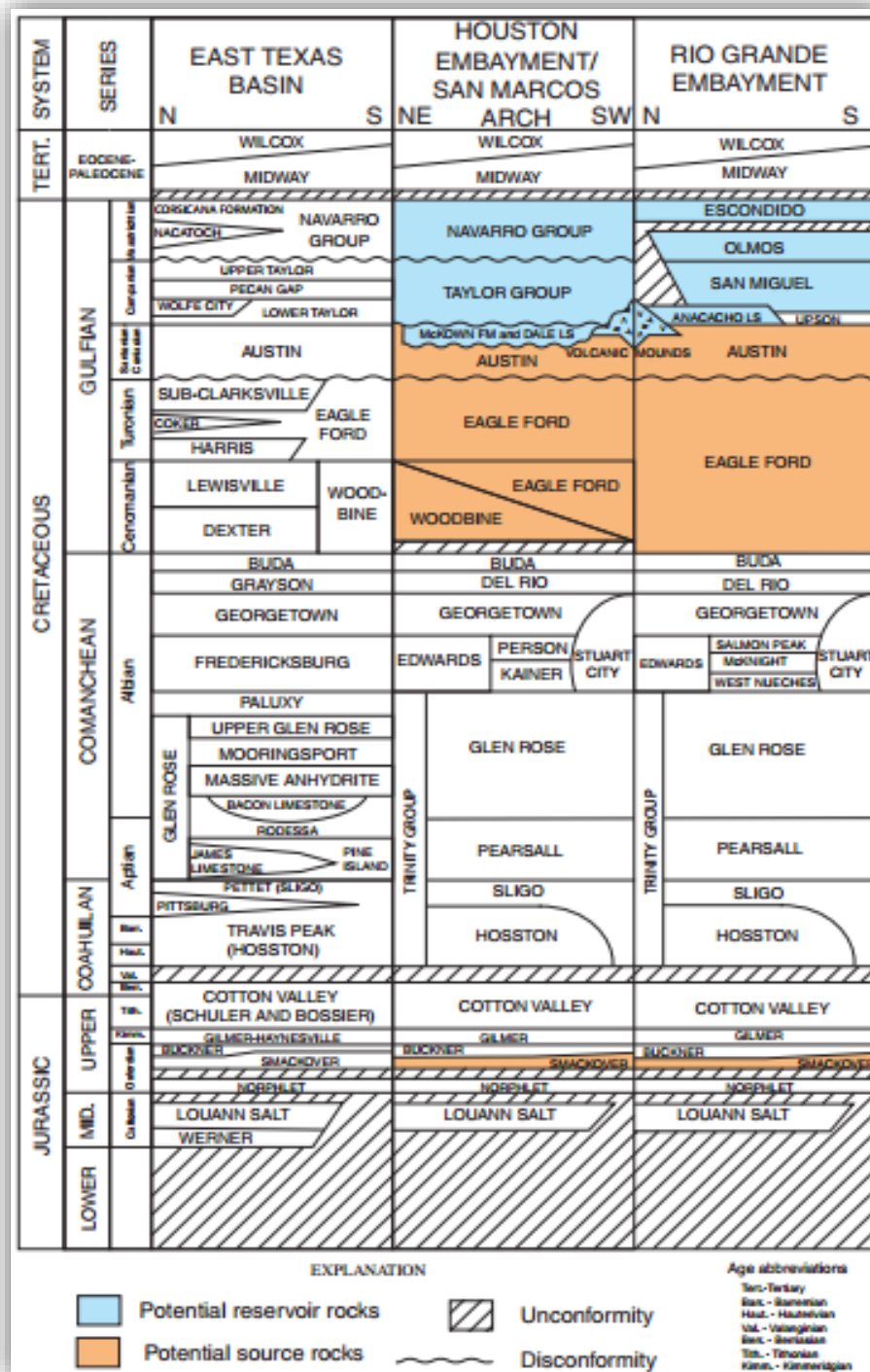
Dos unidades deposicionales principales comprenden el Eagle Ford: una unidad inferior (transgresora) dominado por lutitas oscuras y bien laminadas, y una unidad superior (regresiva) que consiste en lutitas finamente laminadas, calizas y limolitas cuarzosas. Se ha encontrado variación en el tipo predominante de hidrocarburo a través de la formación.³³

La **Figura 22** muestra la columna estratigráfica a través del sur de Texas, en donde se observa con más detalle la ubicación de la formación Eagle Ford, que se encuentra por encima de la formación Buda de piedra caliza y está cubierta por la formación Austin Chal.

³² ROJAS, Daniel. Desarrollo de shale gas y perspectivas de explotación. Ciudad universitaria, México D.F. 2012. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

³³ ARAUJO, O.; LOPEZ-BONETTI, E & SIERRA, J. Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well — Case History from Northern. En Society of Petroleum Engineers, SPE 163074, 2012.

Figura 22. Columna estratigráfica Eagle Ford



Fuente: CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August 2011.

marco con el que se puede identificar con mayor facilidad la variabilidad de la formación a lo largo de Texas.³⁴

Figura 24. Tendencia regional formación Eagle Ford

		West Texas Outcrops <small>After Pessagno, 1969</small>	West Texas Subsurface <small>After Donovan and Staerker, 2010</small>	San Marcos Arch, Maverick Basin Subsurface <small>After Hentz and Ruppel, 2010</small>	Central Texas Outcrops <small>After Surlles, 1986</small>	East Texas Basin Subsurface <small>After Hentz and Ruppel, 2010</small>
Upper Cretaceous		Austin Chalk	Austin Chalk	Austin Chalk	Austin Group	Austin Group
	Boquillas	Langtry	Langtry	Eagle Ford Shale	Eagle Ford Group	Eagle Ford Group
		Rock Pens	Eagle Ford		Pepper Shale	Pepper Shale
		Buda Limestone	Buda Limestone	Buda Limestone	Buda Limestone	Buda Limestone
		Del Rio Shale	Del Rio Shale	Del Rio Shale	Del Rio Shale	Del Rio (Grayson) Shale
		Georgetown Limestone	Georgetown Limestone	Georgetown Limestone	Georgetown Limestone	Georgetown Limestone

Platform & equivalent carbonates

Organic-rich mudrocks

Sandstone

Fuente: HARBOR RYAN, Lee. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. South Texas, 2011.

3.2 MINERALOGÍA

El contenido elevado de carbonatos distingue las lutitas de Eagle Ford de otras formaciones, incluyendo Barnett, Haynesville y Bossier; éste es muy variable, en algunas muestras de 9-90% pero el promedio es 56%. Contribuciones mínimas de minerales carbonatados, como la dolomita (<6%), ankerita (<6%) y siderita (<2%)

³⁴ HARBOR, R. L. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic- Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. South Texas, 2011.

dejan la calcita como la expresión mineral de carbonato dominante en el Eagle Ford.³⁵

Eagle Ford es principalmente una caliza rica en arcilla con muy bajo contenido de cuarzo. El bajo contenido de cuarzo hace que sea menos frágil (más dúctil) con un bajo módulo de Young (MY) de alrededor de 2×10^6 psi. En contraste, la formación Barnett shale es principalmente de cuarzo que hace que sea más frágil (menos dúctil) con una alto MY de alrededor de 6×10^6 psi.³⁶

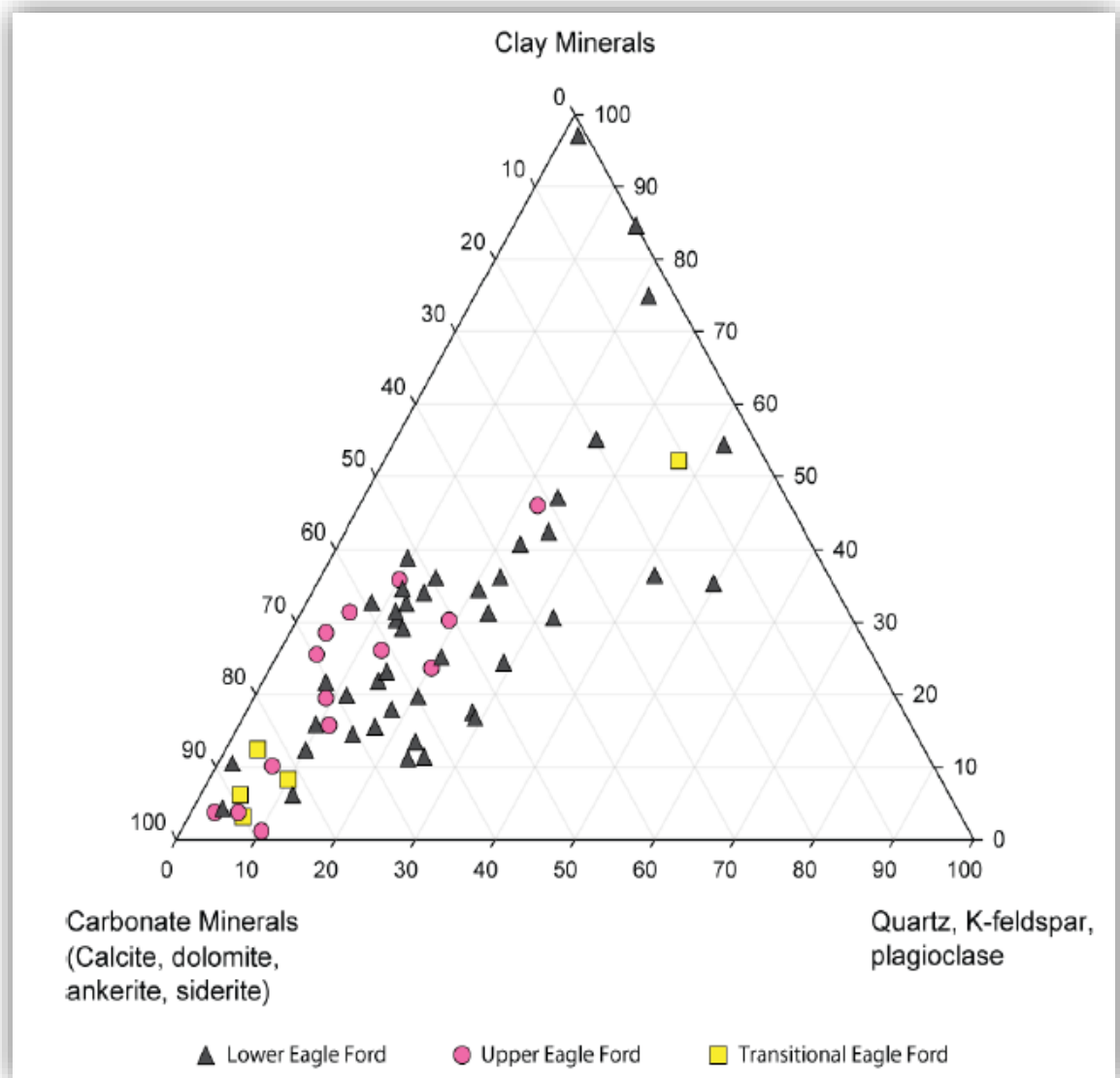
Los diagramas ternarios muestran proporciones relativas normalizadas de arcilla, carbonato y minerales de silicato que ayudan a identificar tendencias mineralógicas en el Eagle Ford

La **Figura 25** muestra un diagrama ternario de la mineralogía por unidad estratigráfica. En la se puede observar la variabilidad mineralógica que se encuentra en la parte alta, media y baja de la formación Eagle Ford.

³⁵ Ibid., p. 49.

³⁶ CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August de 2011.

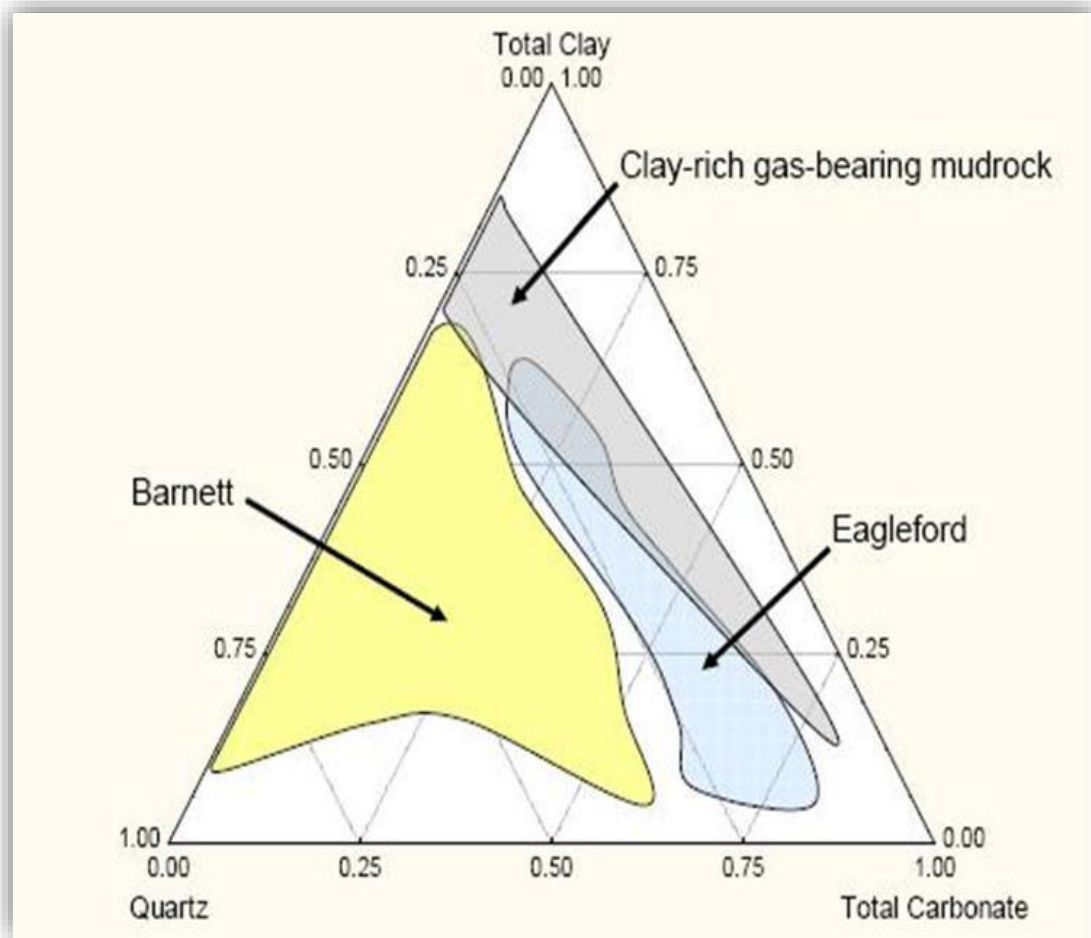
Figura 25. Variación mineralógica Eagle Ford



Fuente: HARBOR RYAN, Lee. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. South Texas, 2011.

La **Figura 26** muestra un diagrama ternario base de cuarzo, arcilla total y carbonato total, con los campos de composición descritos para el Eagle Ford shale play y Barnett shale.

Figura 26. Composición mineral en Eagle Ford Shale y Barnett Shale



Fuente: CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August de 2011.

3.3 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ZONA DE INTERÉS

Los yacimientos no convencionales de Shale Oil y Shale Gas como en el caso de Eagle Ford requieren de la perforación de pozos horizontales con múltiples fracturas hidráulicas transversales, creando un volumen de depósito estimulado (SRV), por esta razón es esencial el conocimiento de las propiedades petrofísicas que se presentan en las **Tablas 2 y 3** respectivamente.

Tabla 2. Propiedades del yacimiento hacia la ventana de Shale Oil.

Propiedad	Valor
Presión inicial	6425 psi
Porosidad	0.06
Saturación de agua inicial	0.3
Compresibilidad	5.06-6 Psi-1
Permeabilidad	100-600 mD
Espesor promedio	250 ft
Gradiente de presión de poro	0.5 – 0.8 psi/ft
TOC (Total Organic Content)	3 – 7%
Gradiente de fractura	0.85 – 0.92 psi/ft

Fuente: Modificado de CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August de 2011.

Tabla 3. Propiedades PVT del yacimiento hacia la ventana de Shale Oil.

Propiedad	Valor
Temperatura	255 F
Punto de burbuja	2396 psi
GOR	650 scf/stb
API	42
Gravedad especifica gas	0.8

Fuente: Modificado de CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August de 2011.

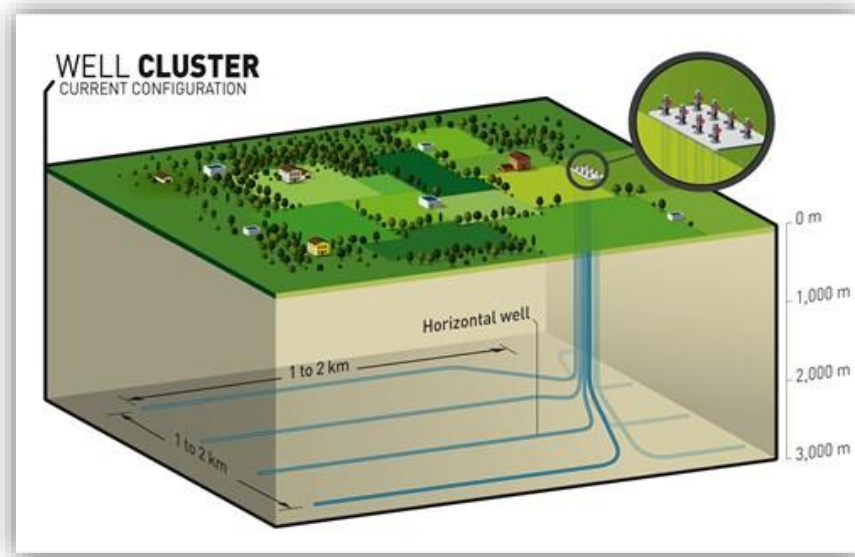
Eagle Ford varía significativamente en las características petrofísicas, como el grosor, la mineralogía e hidrocarburos producidos; por lo tanto, la comprensión y la caracterización del área son fundamentales para llevar a cabo el desarrollo de la formación y hacer una producción sostenible a largo plazo.

4. PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

La perforación de múltiples pozos direccionales desde una locación en este momento es una aplicación común e importante de la perforación direccional. Esta se puede aplicar en sitios tales como plataformas marinas, islas artificiales, penínsulas, y locaciones en tierra como pantanos, selvas, y otras zonas aisladas. El más viejo, altamente desarrollado es el campo Wilmington, en California el cual es un ejemplo significativo de un campo de múltiples pozos. Cuenta con cerca de 1.200 pozos, incluyendo de alto ángulo.

Modernas técnicas direccionales y de largo alcance pueden perforar grandes áreas que contienen petróleo y gas, éstas permiten la perforación de múltiples pozos desde un lugar en la superficie, eliminando así la construcción de una estructura costosa para cada pozo (ver **Fig. 27**) y se han convertido en un procedimiento de perforación fiable, eficiente, con amplio uso.

Figura 27. Múltiples pozos desde una locación



Fuente: TOTAL E&P DENMARK B.V. Environmental challenges

La tecnología de la perforación tipo clúster supera diversas dificultades que son causadas por las condiciones del yacimiento; su principal objetivo es reducir los costos de desarrollo tanto del gas como aceite, aumentar la tasa de producción a corto plazo, y maximizar los volúmenes recuperables desde el campo³⁷, de igual forma reduce el área del yacimiento empleada en un campo, simplifica la construcción de facilidades, el uso de energía eléctrica, la inversión total para la construcción de un campo petrolero; Por consiguiente, esto acelera en gran medida la construcción de un campo petrolífero.

En detalle un Clúster consiste en la perforación de un pozo madre, que luego es utilizado como un pozo de referencia para adquirir un conjunto completo de pozos abiertos, los datos son procesados en orden de adquirir y evaluar las oportunidades que presenta el área de interés. El pozo madre es seguido por la perforación de uno o más pozos hijo desde la misma plataforma; el número exacto de estos los pozos está determinado por la calidad, cantidad y tipo de información que se pone a disposición de los registros y pruebas al pozo madre. Los pozos adicionales se perforan inicialmente a 20 ft uno del otro y se construyen con un enfoque de reducir costos, algunos estudios determinan que se han logrado reducir éstos en un 20%.³⁸

4.1 ANTECEDENTES

Las perforaciones tipo clúster se han desarrollado a nivel mundial en diferentes campos de los cuales se destacan los siguientes:

- Durante el 2007 dos locaciones separadas de clústers fueron perforadas y completadas, y actualmente la tercera locación del clúster está siendo perforada

³⁷ CHENG, R.; WANG, H.; ZHANG, F Y CHEN, Z. Optimized Cluster Directional Drilling Technology Achieves Great Success in the Low-Permeability Gas Field in Ordos Basin, West China. En: Society of Petroleum Engineers, IADC / SPE 135583, 2010.

³⁸ ALAM, H.; WIJANARKO, A.; KURNIYATI, U.; PRIHARTONO, Y. A.; VICO, B. P.; ENI, A. R y BP, M. R. Successful Application of Cluster Drilling Concept to Reduce Cost and Increase Profitability in a Mature Onshore Gas Field in East Kalimantan. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 116537, 2008.

dentro del campo Nilam (East Kalimantan). Las dos primeras locaciones de clústers han demostrado excelentes resultados, en términos de costos, eficiencia total en las operaciones y tasas de producción.³⁹

- El campo de gas Sulige, localizado en la parte central norte de Ordos. El área total de exploración es de $4 \cdot 10^4$ Km². La corta distancia entre pozos y el frágil entorno ecológico son adecuados para la adaptación de la tecnología clúster en dicho campo. La tecnología puede reducir los costos previos de perforación, disminuir la inversión en terrenos y facilitar el mantenimiento y la gestión de campos. Los largos períodos de construcción, los costos más altos de la perforación afectan la adaptación de esta tecnología. A finales de 2007, el yacimiento de gas de Sulige, ha sido completado con 8 clústers de 24 pozos, que incluyen 18 pozos direccionales con una profundidad promedio de 11.578 ft.⁴⁰
- El campo Damintun es el primero en usar un set completo de equipos hechos en casa en Julio de 1987. La extensión del campo es de 2.5 hectáreas, incluyendo la estación de producción. Se perforaron 17 pozos, uno de ellos es vertical, y los 16 restantes son pozos direccionales. El promedio de la profundidad de los pozos es de 7.690 ft, y el máximo desplazamiento horizontal es de 2.076 ft. todos los pozos alcanzaron con éxito los targets u objetivos. La distancia promedio del centro del target es de 49 ft. Los pozos fueron divididos en dos filas y perforados en dos grupos simultáneamente, 8 pozos fueron perforados en una fila y 9 pozos fueron perforados en 8 filas. La distancia de los pozos y la distancia de las filas son de 8.5 ft y 157 ft respectivamente. El clúster fue perforado y completado en

³⁹ Ibid., p. 3-4.

⁴⁰ ZHOU, Zongqiang.; CUI, Longlian.; LI, Jianmin.; ZHANG, Fucheng.; WU, Xuesheng.; WANG, Haige.; JU, Mancheng y OUYANG, Yong. Application of Cluster Well Drilling Technology in Sulige Gas Field. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 156183, 2012.

306 días. El éxito en esta perforación promovió el desarrollo de la tecnología de perforación tipo clúster en todo el campo petrolero de Damintun.⁴¹

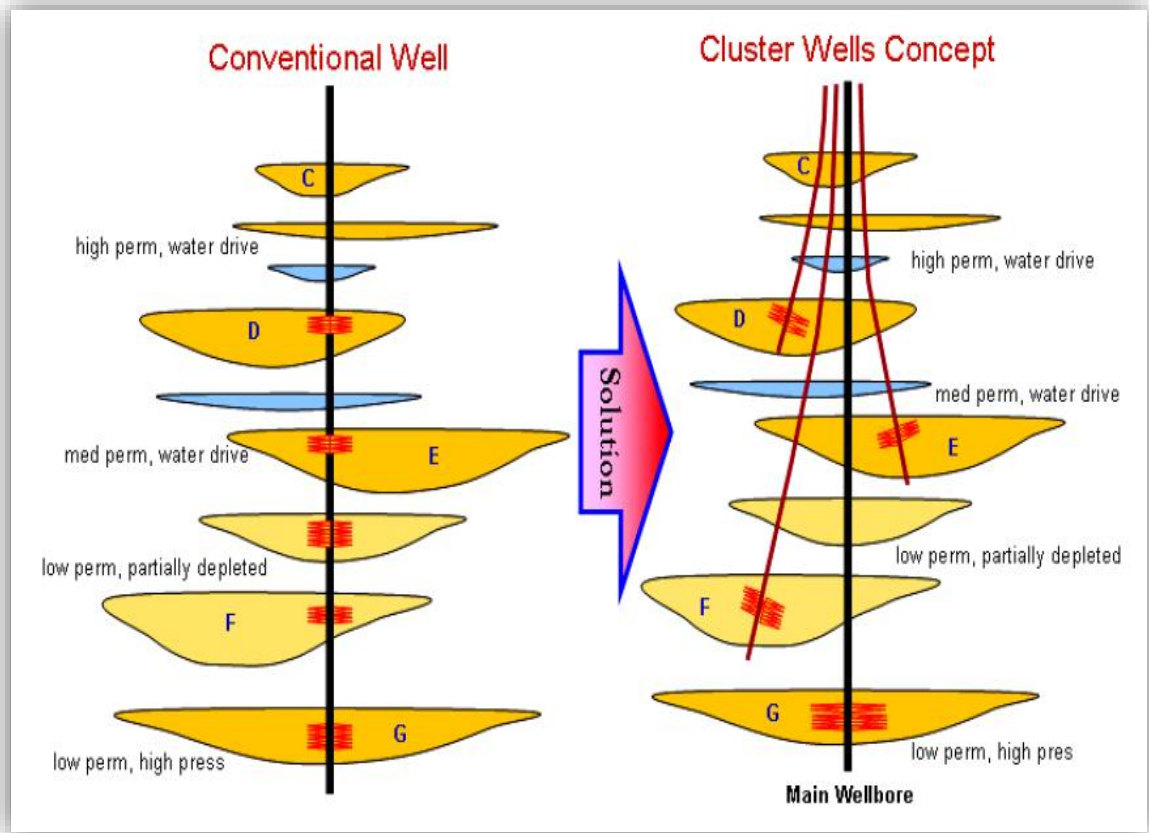
4.2 VENTAJAS TECNOLOGÍA TIPO CLÚSTER:

- Alcanza una optimización de la producción de un número de pozos de una locación.
- Con la aplicación de esta tecnología se podrán modernizar los conceptos básicos en aspectos tanto de perforación como de explotación para enfrentar retos futuros en la obtención de crudo.
- A nivel operacional se logra mejorar el control de los equipos, e incrementa la seguridad.
- En el aspecto ambiental, se disminuye el impacto ambiental, el uso del terreno hasta en un 50%; la longitud de las carreteras, vías de acceso, los volúmenes de tierra que deben ser removidos disminuyen sustancialmente.⁴²

⁴¹ ZHIYING I y SURU, I. "Cluster Drilling Technology in Danintum Oil Field". En: Society of Petroleum Engineers, SPE 17828.

⁴² SALAS, Alexander. Análisis de las Operaciones de Cementación, Empaquetamiento con Grava y Fluidos de Perforación para un Pozo Tipo en el Campo Jazmín. Bucaramanga 2005. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 28. Esquema del concepto de perforación tipo clúster



Fuente: GLOBAL BKN SERVICES OIL & GAS [En línea]. [Citado el 30 de Agosto de 2014].
<Disponible en: <http://globalbkn.com/es/Cluster>>.

4.3 TÉCNICA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

Este tipo de perforación es esencial para cuando se presentan los siguientes problemas:

- Complicaciones por la geología local.
- Incremento de la producción de un yacimiento desde un pozo en particular.
- Disminuir costos (ej. evitar instalaciones)
- Disminuir riesgos ambientales.
- Necesidad de mantener la verticalidad en pozos profundos.

- Pozos de alivio.
- Comercialización y distribución (construcción de oleoductos y gasoductos).

La calidad y éxito de pozos agrupados depende principalmente de la calidad y de la velocidad de operación de cada pozo. Es posible que numerosos problemas ocurran en los pozos de esta configuración, como el cruce de dos pozos o múltiples pozos en los espacios altos y medios. Fallas en revestimientos de otro pozo completado, Baja calidad del wellbore y de las perforaciones, etc. Retardando el completamiento de los pozos y dificultando el cumplimiento de requisitos y desarrollo.

El beneficio de este tipo de perforación es considerable. Ésta puede ahorrar hasta un 20% de la inversión total para la construcción de un campo petrolero. Al mismo tiempo, ésta es favorable para el manejo, el transporte y la producción automatizada en el campo. Después de un nuevo estudio y desarrollo, es posible desarrollar un conjunto de técnicas de perforación tipo clúster adecuadas para las diversas condiciones del yacimiento, y cuál debe ser la preparación técnica para el desarrollo posterior costa afuera, aguas poco profundas, desiertos, y en yacimientos con baja permeabilidad, alto punto de fluidez y crudo pesado en el futuro.

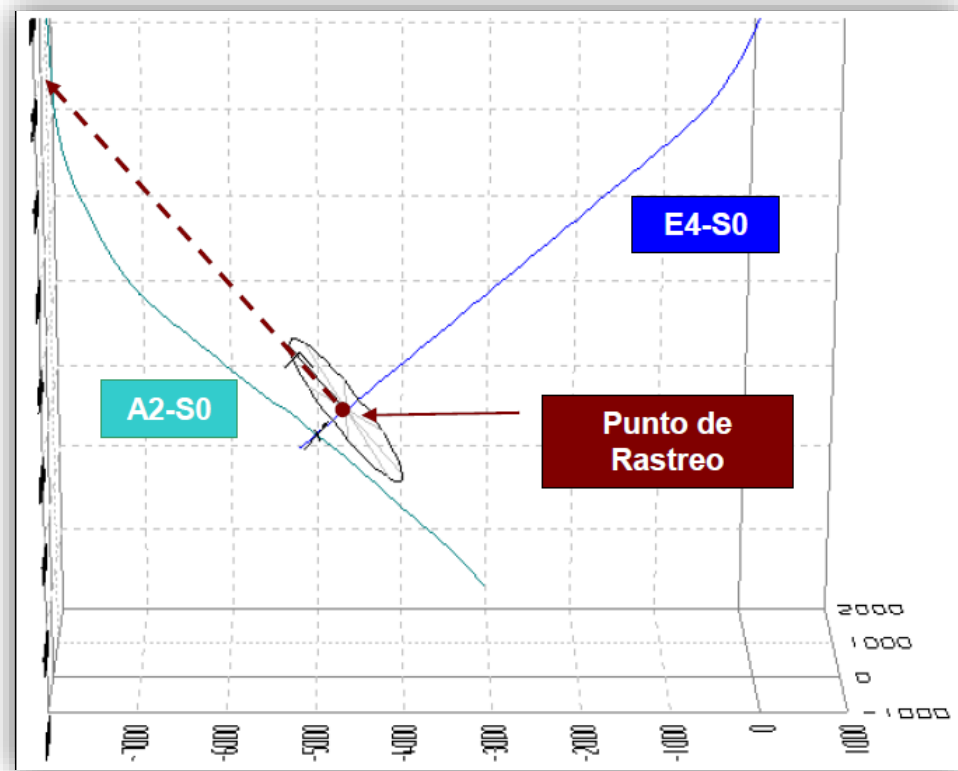
4.3.1 Técnica anticolidión. La técnica de anti-colisión es la clave en desarrollo de la tecnología de perforación tipo clúster, se relaciona con los éxitos y fracasos del proyecto. Los principales aspectos para la construcción de los pozos en el clúster de perforación son:

- De acuerdo con el desplazamiento horizontal, el pozo que requiera de un gran desplazamiento y un kick off point poco profundo se debe perforar primero, después se debe perforar el pozo con desplazamiento corto y un kick off point más profundo. El espacio entre las cabezas de pozos es de 20 a 26ft.

- La optimización del diseño de la trayectoria de pozo debe seguir con precisión la profundidad del kick off point y debe ser escalonada más de 164 ft, no se debe intersectar con el azimuth principal en el caso de 4-6 pozos en cada grupo del clúster. La mínima distancia de la sección inclinada en el espacio delimitado en el diseño: en profundidades verticales hasta 6561 ft el espacio es mayor a 98 ft; en profundidades superiores a los 6561 ft, el espacio es mayor a 131 ft.
- En la etapa previa a la perforación se hace la recopilación de coordenadas de cabezales de pozo y datos de la trayectoria del wellbore. En el proceso de perforación, se calcula el contacto entre los pozos por medio del escaneo, se realizan diagramas anticollisión, indicando la distancia que existe entre los pozos. Al final de la construcción, cada pozo debe tener los datos de medición y de trayectoria.⁴³

⁴³ ZHOU, Zongqiang; CUI, Longlian; LI, Jianmin; ZHANG, Fucheng; WU, Xuesheng; WANG, Haige; JU, Mancheng; y OUYANG, Yong. Op. cit.

Figura 29. Advertencia de colisión entre pozos



Fuente: capturas de presentación Compass versión 2003

4.5 PARÁMETROS PARA REALIZAR LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

4.5.1 Locación del clúster. Para la aplicación del concepto de clúster algunos de los tips más importantes se encuentran a continuación:

- Con la implementación de una sola plataforma de deslizamiento; la distancia de los centros de pozo a pozo en clúster puede ser aproximadamente de 20ft, sin embargo se presenta un retraso para la POP (Putting On Production) del pozo. (Ver **Figura 30**).

- Con el fin de poner en práctica de manera segura la producción y las operaciones de perforación simultánea, un estudio de operaciones de peligro determinó que el espaciamiento necesario entre pozos (cuando se utiliza un solo paquete de plataforma de deslizamiento) tendría que ser de 78ft; esto permitiría las operaciones de finalización de los pozos anteriores, mientras se realiza la perforación de los siguientes.
- En el caso de una plataforma de perforación equipada con un paquete completo de plataforma de deslizamiento, un estudio ha determinado que es permitido reducir las operaciones simultáneas de centro a centro de pozo de 78ft a 52ft.
- La mayoría de las actividades de operaciones simultáneas relacionadas con el área de producción (instalación de línea de flujo, descarga, perforación) realmente toman el mismo tiempo que las propias operaciones de deslizamiento de la plataforma de perforación.
- La integración de fracturamiento de pozos entre el concepto de pozos tipo clúster demuestra la flexibilidad de este, el cual permite que algunos de los "riesgos" para el fracturamiento de pozos puedan ser removidos, maximizando la utilización de los datos obtenidos desde la correlación del pozo "Madre".
- Es importante mantener un cierto grado de flexibilidad con el concepto de "Clúster", antes de comenzar a perforar, sin embargo una vez que los registros de pozos madre sean conocidos el número de hijos potenciales puede aumentar o incluso reducir, si es necesario un cambio debe ser puramente económico o para el desarrollo de las reservas basado en la información del pozo madre.
- La construcción de la línea de flujo, la conexión de pozos individuales y manifold debe asegurar que hay máxima flexibilidad, con el fin de garantizar que los pozos perforados pueden estar disponibles para el flujo en la locación; que haya

suficiente flexibilidad para combinar los pozos (un sistema de línea de presión adecuado). En efecto cada uno de los clúster, puede ser considerado como un mini centro de reunión donde surge la oportunidad de optimizar parcialmente el régimen de flujo del pozo.⁴⁴

Figura 30. Sistema de deslizamiento para una torre de perforación.



Fuente: ALAM, H.; WIJANARKO, A.; KURNIYATI, U.; PRIHARTONO.; VICO, B. P.; ENI, A. R.; y BP, M. R. Successful Application of Cluster Drilling Concept to Reduce Cost and Increase Profitability in a Mature Onshore Gas Field in East Kalimantan. En Society of Petroleum Engineers, SPE 116537, 2008.

4.5.2 En base al tipo de formación

- Prevenir el derrumbe del pozo debido a la corta separación entre ellos.
- Prevenir el daño en fondo de pozo si el derrumbe ocurre al exterior del zapato conductor

⁴⁴ ALAM, H.; WIJANARKO, A.; KURNIYATI, U.; PRIHARTONO.; VICO, B. P.; ENI, A. R.; y BP, M. R. Op. cit.

- Perforar más rápido. Una alta tasa de perforación puede ser lograda si la presión y rotación se combinan. Basado en puntos clave se debe poner atención al siguiente ítem.

Cuando la broca alcanza dentro de cierta distancia al zapato conductor, la velocidad de perforación puede ser disminuida en el caso de que la fuerza centrífuga de la sarta de perforación y broca sea lo suficientemente grande para dañar la formación y provoque fugas.⁴⁵

4.5.3 Ubicación y orientación. Los pozos pueden ser asignados inicialmente por slots dentro de un grupo basado en la optimización combinada de los parámetros de perforación:

- Pies perforados.
- Severidad de pata de perro y la complejidad en 3D.
- Separación del pozo y análisis anti-colisión con pozos planificados y existentes.
- Perforación de lotes en clúster.

Posteriormente un mejor arreglo en las asignaciones del grupo puede ser aplicado considerando los múltiples objetivos del proyecto que incluye:

- Secuencia de pozo requerido para alcanzar el objetivo de producción acumulada.
- Disponibilidad y accesibilidad de las instalaciones para la primera producción de petróleo, la separación y la capacidad de manejo de gas.

⁴⁵ WEI, J. & Bohai, O. I. L. Technique for Close Cluster Well Head Concentrated High Quality and High Speed Drilling Cementing Surface Interval in SZ36-1D of Liaodong Bay, 2–6. En Society of Petroleum Engineers, IADC / SPE 62776. 2000.

- Disponibilidad de pozos, construcción y conexión de la plataforma.
- Uso de la torre (número de equipos de perforación, tipo de torre y capacidad).
- Estrategia de manejo del reservorio, número de pozos productores e inyectores.⁴⁶

4.5.4 Optimización del perfil del casing

- Cumplir con los requerimientos de la perforación direccional. Cada pozo debe cumplir con las especificaciones de desarrollo del campo para cada diseño del pozo. Con el fin de evitar que se crucen los pozos, el diseño de la trayectoria se hace en tres dimensiones.
- En base a la desviación de las capas. La desviación natural de las capas de los estratos es diferente. Por medio de la información geológica identificando y usando dicha desviación, se puede reducir la carga de trabajo por desviación.
- Para cumplir con especificaciones para la producción de crudo, la curvatura del hueco no debe ser muy grande, especialmente en yacimiento de gas, el eje del segmento horizontal del pozo o la inclinación debería ser pequeña, lo cual mejorará el bombeo, y las medidas para aumentar la producción. Finalmente contribuye a la rápida perforación, a la curvatura del hueco, longitud, KOP (Kick off point), ángulo de desviación máximo los cuales serían optimizados.

⁴⁶ MARTIN, W. W.; WALTERS, J. V. & WOODARD, P. W. Application of a Well Slot Optimization Process to Drilling Large Numbers of Wells in Clusters on Artificial Islands. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 137659, 2010.

4.5.5 Diseño individual de las brocas PDC. De acuerdo con los resultados de la perforación de la roca y las características de la formación en ángulo inclinado, el diseño individual de las brocas PDC se enfoca en el mejoramiento de la potencia hidráulica de la broca en estratos superiores, favorable para el ángulo de levantamiento, capacidad de corte lateral y calibre, y medir el rendimiento de protección en la parte inferior de la formación.⁴⁷

4.6 DESAFÍOS TÉCNICOS PARA LA PERFORACIÓN TIPO CLÚSTER

Optimización del número de pozos para cada plataforma: La optimización del número de pozos para cada plataforma debe cumplir los requisitos de la distribución de la producción y la capacidad de entrega basada en los resultados del desarrollo geológico y la red de diseño del pozo, debe facilitar la optimización de la trayectoria del wellbore para prevenir los accidentes que puedan llegar a suceder en la perforación y la reducción total de costos. La cabeza de pozo debe ser planeada conforme especificaciones de la operación tanto en superficie como en fondo de pozo para simplificar la perforación y por seguridad. La locación de la cabeza de pozo debe ayudar al control de la trayectoria y anticolidión en la operación del clúster.

4.6.1 Control en la trayectoria del wellbore. Para prevenir la desviación severa y garantizar el wellbore vertical, se usan bajos WOB, lo cual reduce inevitablemente la ROP. Para formaciones medias, la existencia de una capa de grava genera una baja velocidad de perforación en el periodo de “deslizamiento”, pero también acelera una erosión prematura de la broca PDC.

⁴⁷ZHOU Zongqiang, CUI Longlian, LI Jianmin, ZHANG Fucheng, WU Xuesheng, WANG Haige, JU Mancheng, OUYANG Yong, Application of Cluster Well Drilling Technology in Sulige Gas Field. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 156183, 2012.

4.6.2 Optimización del BHA. El BHA frecuentemente debe ser reemplazado debido a la dificultad de controlar la trayectoria del wellbore y a lo largo del intervalo perforado, lo cual resulta en la disminución de la velocidad de perforación.

4.6.3 Análisis Económico. Comparado con los pozos verticales, las perforaciones tipo clúster incrementan el costo de la perforación direccional. A mayores profundidades, los costos de perforación, registros y revestimiento también incrementan. Sin embargo, la perforación tipo clúster puede ahorrar costos, en cuanto a la reubicación de la plataforma y la locación, reducir el espacio de la superficie empleado en las operaciones y costos posteriores. De igual forma, se reduce el impacto ambiental.⁴⁸

⁴⁸ CHENG, R.; WANG, H.; ZHANG, F.; GE, Y. & Chen, Z. Op. cit.

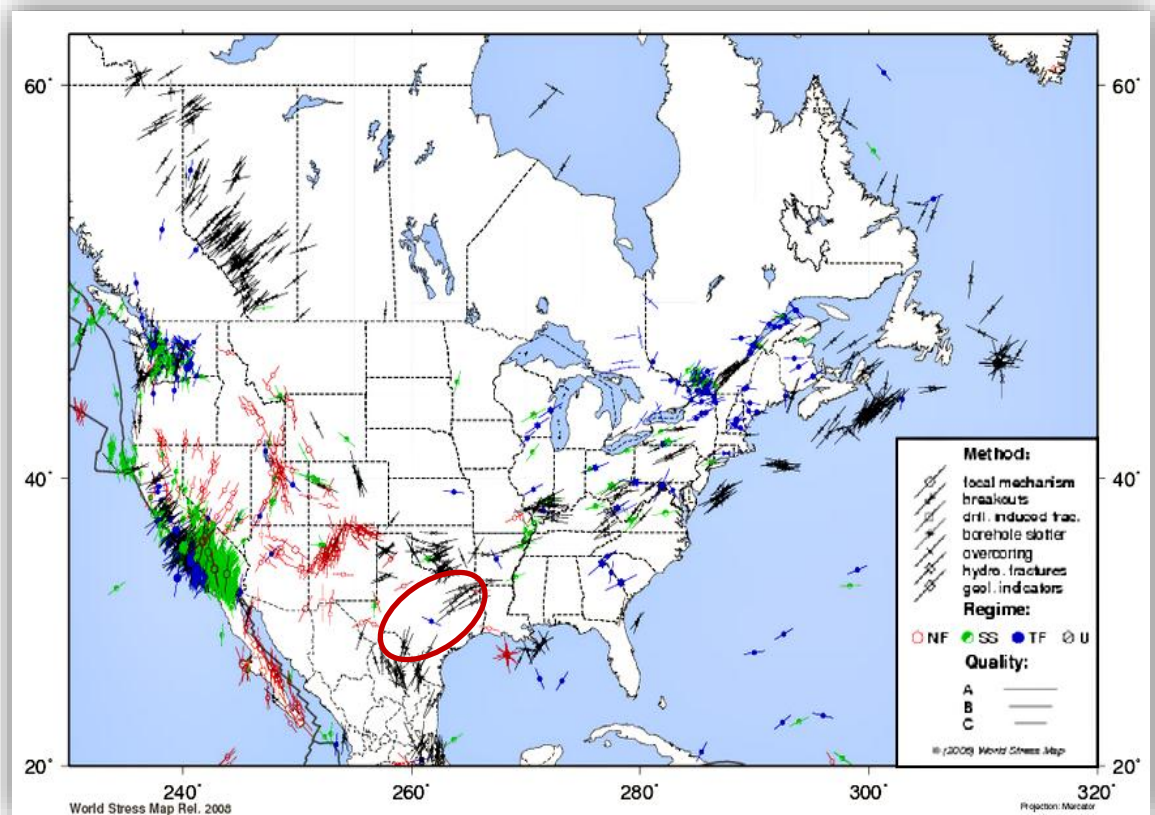
5. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.

El diseño de las trayectorias de perforación de los distintos pozos se realizará por medio de la herramienta software Compass la cual pertenece a la plataforma de Landmark debido a que la Universidad Industrial de Santander cuenta con la licencia estudiantil para hacer uso de la misma.

5.1 ESFUERZO MÁXIMO REGIONAL.

Debido a que los esfuerzos tectónicos son de gran importancia a la hora de la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos, es necesario tener en cuenta el mapa de esfuerzos mundial en caso de no contar con la suficiente información del campo, estos datos pueden ser de gran utilidad para definir la orientación del pozo y definir el fracturamiento hidráulico.

Figura 31. Mapa mundial de esfuerzos (WSM).



Fuente: World Stress Map Project

En la **Figura 31** se indica con un círculo rojo la zona en la cual se van a diseñar las trayectorias de los pozos. De acuerdo a la convención de breakout que indica la dirección de los esfuerzos máximo y mínimo horizontal se determina la dirección en la cual se van a perforar, la cual es en dirección noreste. Es importante aclarar que la dirección que indica la línea del breakout determina el esfuerzo mínimo horizontal hacia el cual se diseña la trayectoria y perpendicular a ésta se encuentra el esfuerzo máximo lo que indica la orientación del fracturamiento hidráulico.

5.2 DATOS REQUERIDOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN.

- Para el módulo de la compañía es necesario establecer el sistema anticolidión el cual requiere de mínima distancia de separación, sistema de error, métodos de escaneo y método de cálculo de survey.
- El sistema geodésico empleado que depende de la zona de interés.
- Altura de la locación sobre el nivel del mar, coordenadas geográficas de la superficie del pozo y elevación de la mesa rotaria.
- Coordenadas de los targets (objetivos), los cuales son definidos, en cuanto a geometría y propiedades básicas para crear la trayectoria de la perforación.
- Información básica de la litología y topes de las formaciones.
- Planeación de las diferentes secciones que tendrá el pozo; dependiendo de la trayectoria que se quiere realizar el software requiere datos específicos para cada objetivo.

Tabla 4. Datos generales para la planeación de la trayectoria.

Nombre	Eagle	
Tipo	Vertical + Sidetrack para alcanzar trayectoria horizontal.	
Elevación del terreno	8750 ft	
Elevación de la mesa rotaria	16 ft	
Coordenadas. Locación: Texas EE.UU	Norte: 350664,82 m Este: 931230,09 m	
Objetivo	Formación Eagle Ford	
Profundidad total	9016 ft TVD (Shale Oil)	
Objetivos de fondo	Nombre pozo	Well #1
	Coordenadas	Norte: 350664,82 m
		Este: 932297,28 m
	Nombre pozo	Well #2
	Coordenadas	Norte: 350981,92 m
		Este: 932373,51 m
	Nombre pozo	Well #3
	Coordenadas	Norte: 350347,71 m
		Este: 932372,51 m
	Nombre pozo	Well #4
Coordenadas	Norte:350823,37 m	
	Este: 930162,90m	
Nombre pozo	Well #5	
Coordenadas	Norte: 350506,26m	
	Este: 930467,81m	

Fuente: Autores

5.3 CASO PRÁCTICO

El diseño a realizar se basa en cinco pozos horizontales, todos de largo alcance, agrupados en una misma plataforma o un clúster de perforación, en la formación de Eagle Ford en Texas (EE.UU)

Se tomó la formación Eagle Ford como referencia en base a sus propiedades, ya que esta posee un alto potencial de producción y por la disponibilidad de información debido a la gran cantidad de estudios realizados.

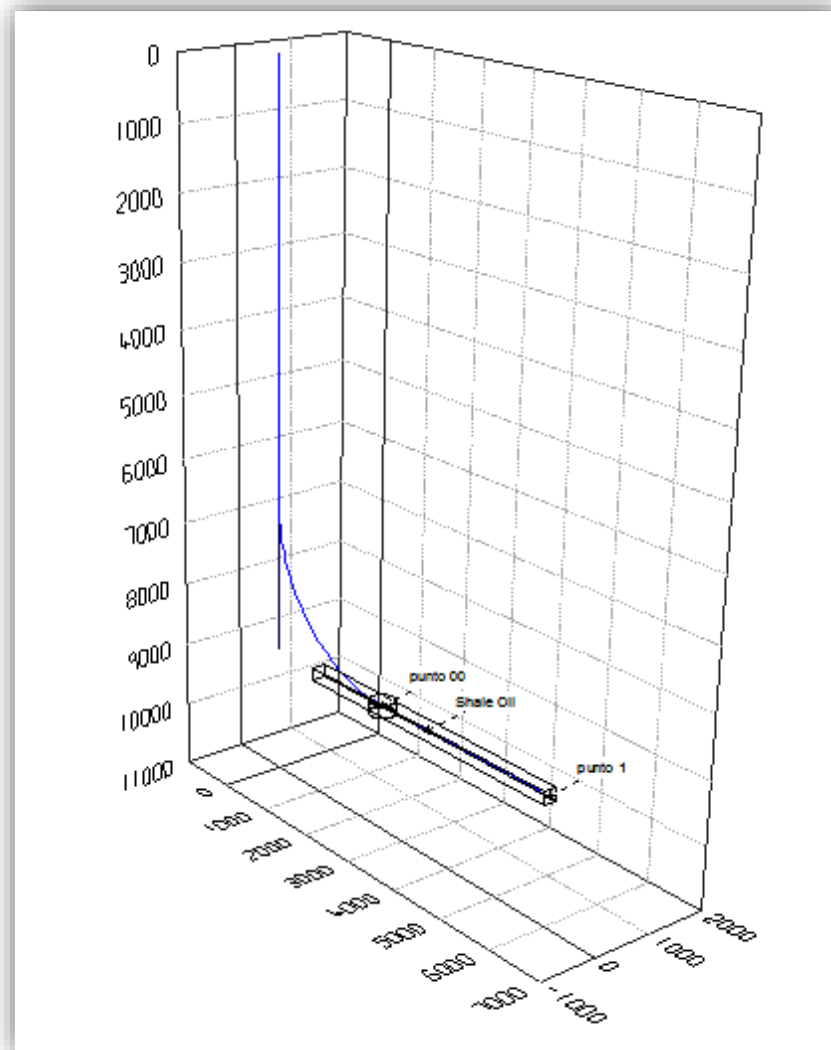
Los datos encontrados en la **Tabla 5**, se ingresan en Compass y tomando la información de la litología, se proponen las distintas trayectorias para alcanzar los objetivos de la zona de interés. Es indispensable generar en primera instancia los targets u objetivos, ya que el programa los toma como referencia para indicar a la persona que maneja el software, cuál debe ser el ángulo de desviación con el que se consigue una mejor trayectoria de perforación.

Diseño Well #1:

En primera instancia se realiza la construcción de un pozo vertical representado en la **Figura 32** de color negro, el cual, con base a la formación de interés se lleva a una profundidad de 9016 ft, en donde se encuentra ubicado el Shale Oil, la construcción de este pozo piloto tiene como objetivo la adquisición de información geológica para evitar posibles problemas durante la perforación de los pozos horizontales.

Para la sección horizontal representada en la **Figura 32** de color azul, es necesario conocer el tope de la formación en la cual se va a realizar la desviación del pozo y crear los objetivos con las coordenadas de fondo para alcanzar la zona de interés. En el caso de la construcción del pozo conceptual Well 1 se propuso un Kick off Point a 6516 ft ya que en esta zona se encuentra un espesor considerable de arenas consolidadas que permite un mejor control de la desviación de la trayectoria.

Figura 32. Diseño de la sección vertical y horizontal Well #1



Fuente: Imágenes tomadas de Compass- Landmark

Por medio del editor de planeación se puede construir la trayectoria del pozo por secciones. Haciendo uso de la herramienta Optimum Align se pueden unir dos o más targets con diferente dirección que automáticamente construye un plan, en donde el primer objetivo realiza una curva, alineando la tubería para crear la sección horizontal por medio de la herramienta Hold. Con base en esto se crearon tres objetivos los cuales se ubicaron a lo largo de la formación permitiendo conducir el pozo a través del Shale.

Es de vital importancia tener en cuenta el radio de curvatura que permite establecer el ángulo de desviación para alcanzar la longitud deseada, que para este pozo fue de 2500 ft permitiendo la construcción de un pozo de largo alcance con una longitud de 5000 ft.

Tabla 5. Parámetros Well #1

MD (ft)	Azimuth	TVD (ft)	Desviación (°/100ft)	Objetivo
6519,0	0	6516,0	0	-
9191,8	90,1	8709,4	2,29	-
10443,0	90,1	9016,0	2,29	Punto 00
11443,0	90,1	9016,0	0	Shale Oil
13943,0	90,1	9016,0	0	Punto 1

Fuente: Reporte de Compass

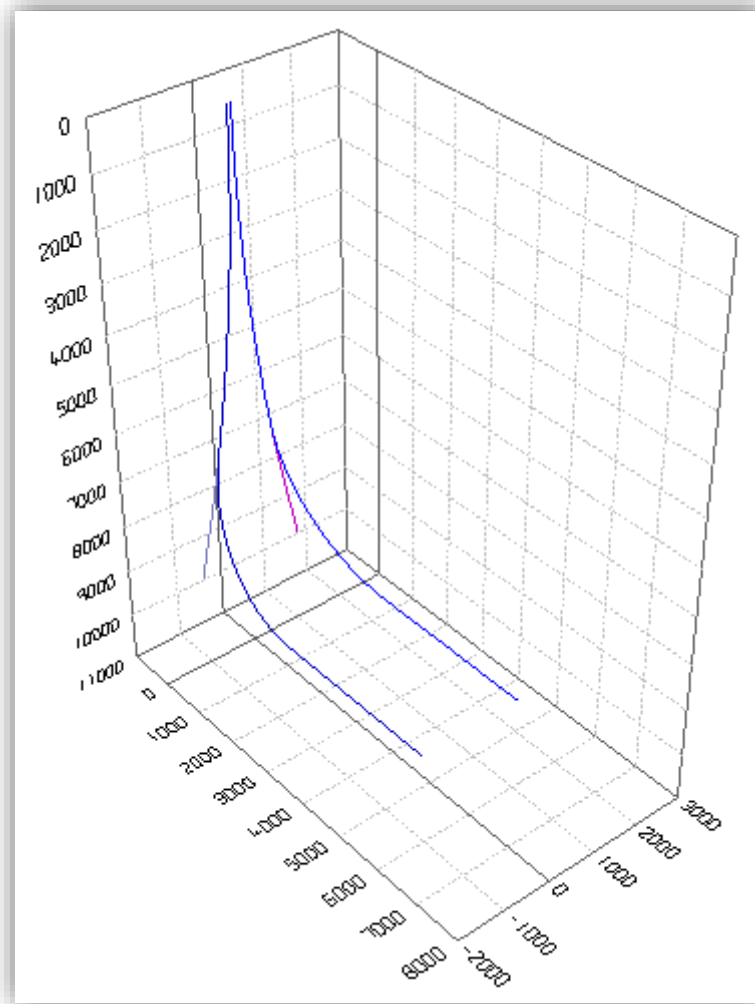
De acuerdo a los datos encontrados en la tabla, desde 6519 ft a 10.443 ft se encuentra la curva generada con base a los targets propuestos; en cuanto a los datos de desviación el software los crea para hacer la respectiva corrección del valor del ángulo a los parámetros establecidos en la literatura; de 11.443 ft a 13.943 ft se alcanza la trayectoria horizontal la cual se evidencia con el azimuth de 90,1°.

Diseño Well #2, Well #3, Well #4 y Well #5:

Como se mencionó anteriormente se crearon los respectivos pozos verticales, con la diferencia que en este caso fueron direccionados en fondo, cada uno respecto al pozo horizontal de largo alcance. En superficie estos fueron ubicados en la misma plataforma, a 20 ft de distancia entre los cabezales de pozo.

La sección del KOP para estos pozos fue establecida a una profundidad de 6516 ft, ya que en esta se obtenía un mejor control de la desviación de la trayectoria debido a las características litológicas de la formación.

Figura 33. Diseño sección vertical y horizontal Well # 2 y Well #3



Fuente: Imágenes tomadas de Compass- Landmark

Para estos pozos el radio de curvatura utilizado fue de 2500 ft con valores de ángulo de desviación entre 2,28 y 2,30ft permitiendo la construcción de los dos pozos con una longitud horizontal de 5000 ft.

Tabla 6. Parámetros Well #2 y Well #3

Pozo	MD (ft)	Azimuth	TVD (ft)	Desviación (°/100ft)	Objetivo
WELL #2	6516,0	0	6486,5	0	-
	6767,9	28,6	6734,2	2,28	-
	6841,6	28,6	6806,3	2,30	-
	10510,8	90,1	9016,0	0	Punto 00
	11760,8	90,1	9016,0	0	Shale Oil
WELL #3	14010,8	90,1	9016,0	0	Punto 1
	6516,0	180,0	6486,5	0	-
	6738,9	154,2	6705,8	2,28	-
	6811,7	154,2	6777,1	0	-
	10511,2	90,1	9016,0	2,30	Punto 00
	11761,2	90,1	9016,0	0	Shale Oil
	14011,2	90,1	9016,0	0	Punto 1

Fuente: Datos tomados del reporte de Compass

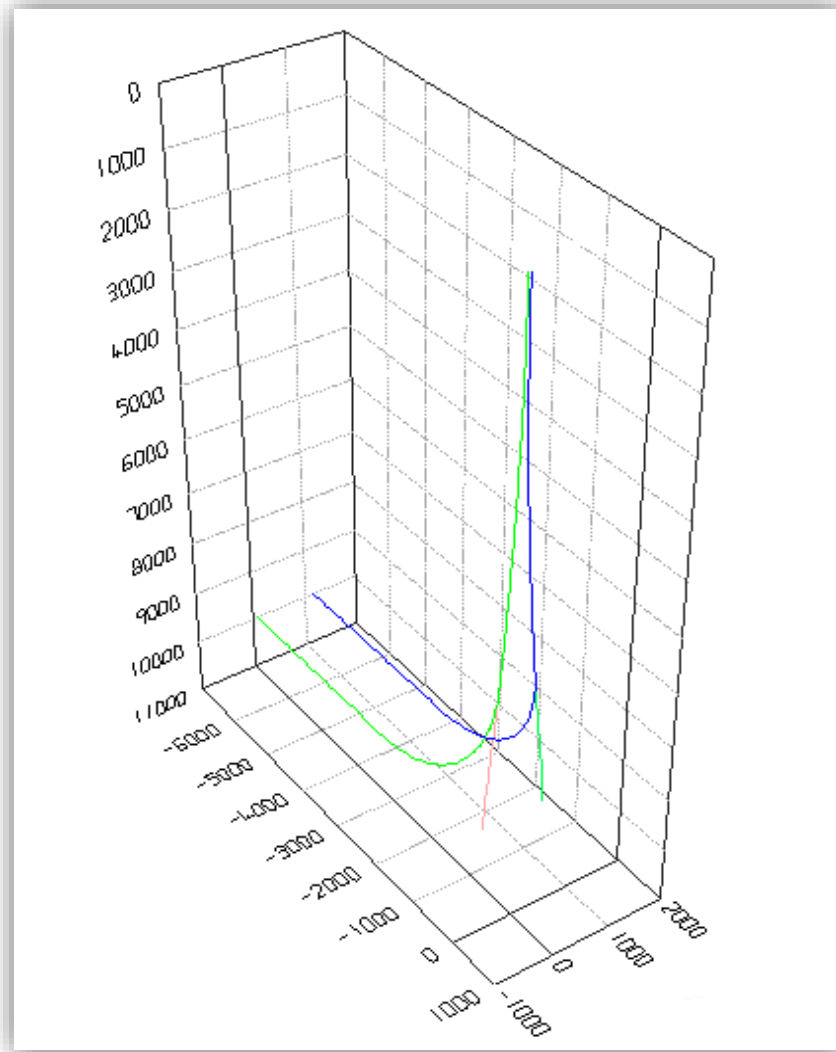
De acuerdo a los datos encontrados en la tabla, para el Well #2 desde 6516 ft a 10510,8 ft se encuentra la curva generada con base a los targets propuestos, de 11760ft a 14010,8 ft se alcanza la trayectoria horizontal la cual se evidencia con el azimuth de 90.1°. Cabe resaltar que el software realiza un cálculo del ángulo de desviación para poder generar la trayectoria de forma adecuada, en este caso fue de 2,28 a 2,3 °/100ft.

Para el well #3 desde 6516 ft a 10511,8 encontramos la curva que genera la unión de la trayectoria vertical con el primer target de la sección horizontal; de 11761,2 ft a 14011,2 ft se evidencia la sección horizontal que se logra por medio del azimuth de 90,1 °.

Para el diseño de los pozos Well #4 y Well #5, se propuso un diseño de forma inversa a los pozos anteriormente mencionados pero con los mismos

espaciamientos, con el fin de reducir el espacio ocupado, crear una mayor área de contacto en el yacimiento y minimizar el espacio no desarrollado en el mismo.

Figura 34. Diseño sección vertical y horizontal Well #4 y Well #5



Fuente: Imágenes tomadas de Compass- Landmark

Tabla 7. Parámetros Well #4 y Well #5

Pozo	MD (ft)	Azimuth	TVD (ft)	Desviación (°/100ft)	Objetivo
WELL #4	6516,0	360	6507	0	-
	7244,9	286	7223	2,28	-
	7264,6	286	7242	0	-
	10457,9	270	9016,0	2,30	Punto 0
	11457,8	270	9016,0	0	Shale Oil
	13957,9	270	9016,0	0	Punto 1
WELL #5	6516,0	180,0	6507	0	-
	7244,9	253,78	7223	2,28	-
	7264,6	253,78	7242	0	-
	10457,9	270	9016,0	2,30	Punto 00
	11457,8	270	9016,0	0	Shale Oil
	13957,9	270	9016,0	0	Punto 1

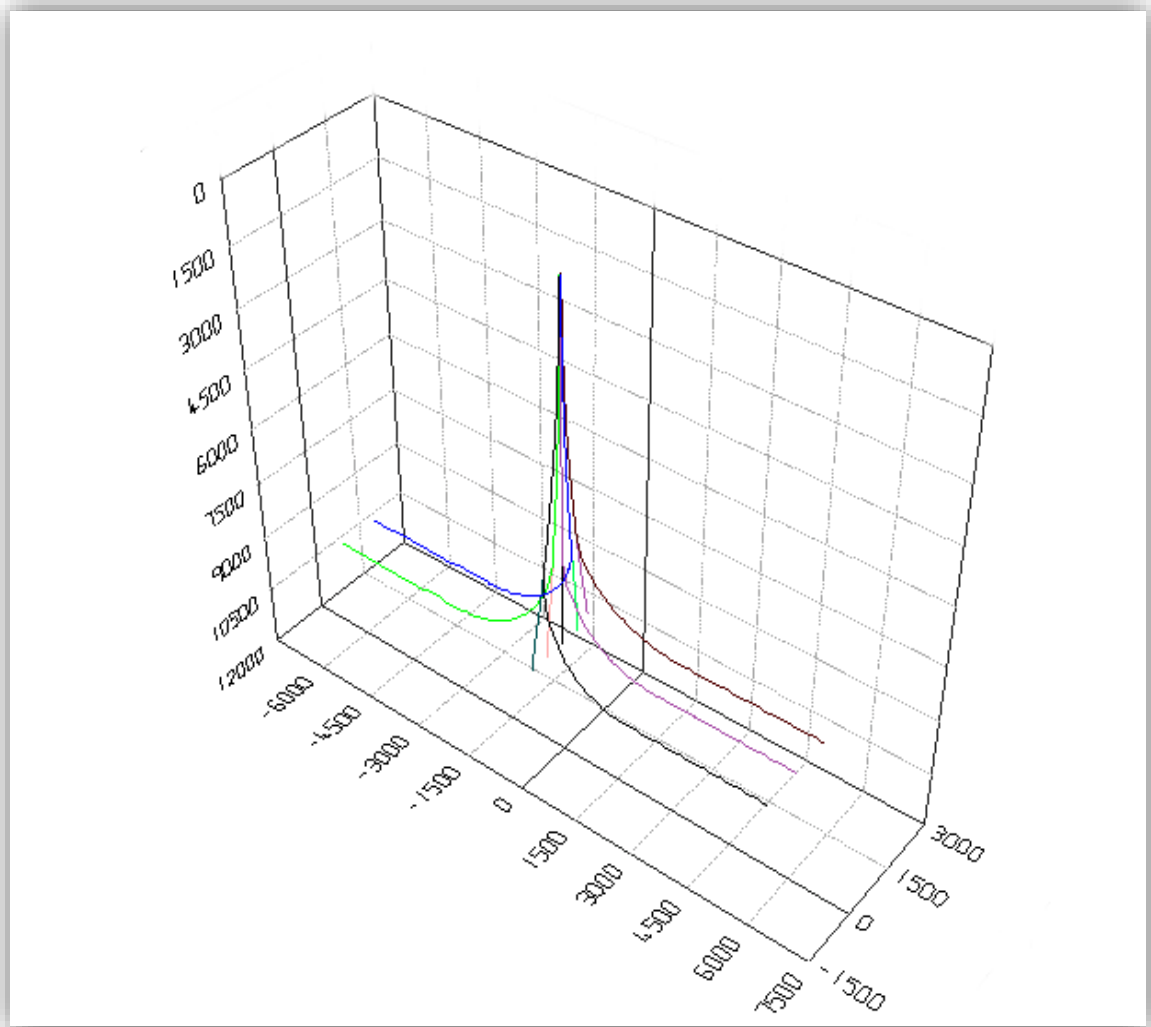
Fuente: Datos tomados del reporte de Compass

De acuerdo a los datos encontrados en la **Tabla 7**, para el Well #4, desde 6.516 ft a 10.457,9 ft se encuentra la curva generada con base a los targets propuestos, de 11457ft a 13.957,9 ft se alcanza la trayectoria horizontal la cual se evidencia con el azimuth de 270°. El software realiza un cálculo del ángulo de desviación para poder generar la trayectoria de forma adecuada, en este caso fue de 2,28 a 2,30 °/100ft

Para el well #5 desde 6516 ft a 10.457,9 ft, se genera la curva que une la trayectoria vertical con el primer target de la sección horizontal; de 11.457 ft a 13.957,9 ft se evidencia la sección horizontal que se logra por medio del azimuth de 270 °.

A continuación se muestra la gráfica de la disposición final de las trayectorias de los pozos mencionados anteriormente.

Figura 35. Diseño sección vertical y horizontal de todos los pozos



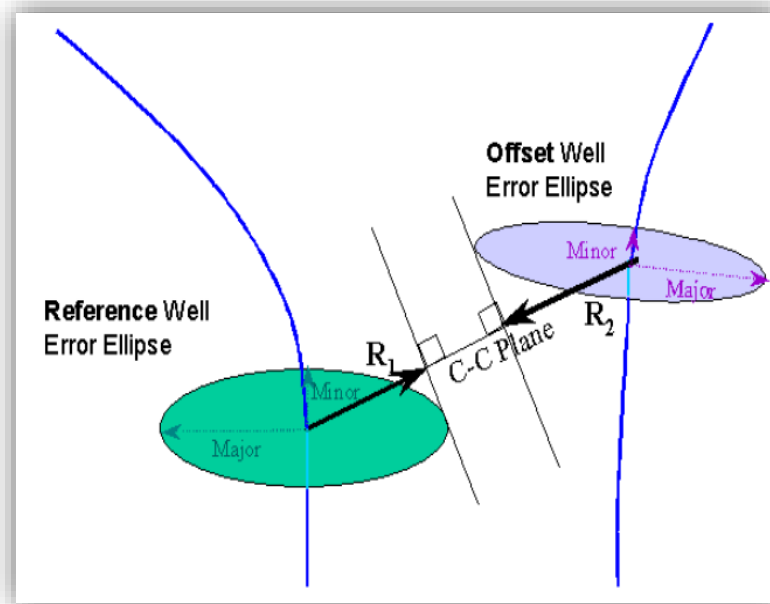
Fuente: Imágenes tomadas de Compass- Landmark

5.3.1 Sistema de anticollisión. Un módulo de gran importancia en Compass es el sistema anticollisión ya que proporciona información de las zonas críticas que afectan los costos de operación y seguridad de perforación ya que mide la cercanía entre pozos, advirtiendo los posibles riesgos de colisión entre ellos.

Este módulo es de gran importancia para el desarrollo del proyecto porque los pozos están diseñados desde una misma plataforma y tienen mayor probabilidad de colisionar entre sí.

Es importante mencionar que el sistema de error empleado en estos diseños fue Elliptical Conic debido a que es el más usado en la industria para esta planeación. El cono elíptico permite un mayor manejo de la trayectoria de los pozos, pues a mayor longitud se requiere de un factor de separación más amplio para no perder la trayectoria, lo cual es ofrecido por este sistema de error.

Figura 36. Representación sistema de error Elliptical Conic

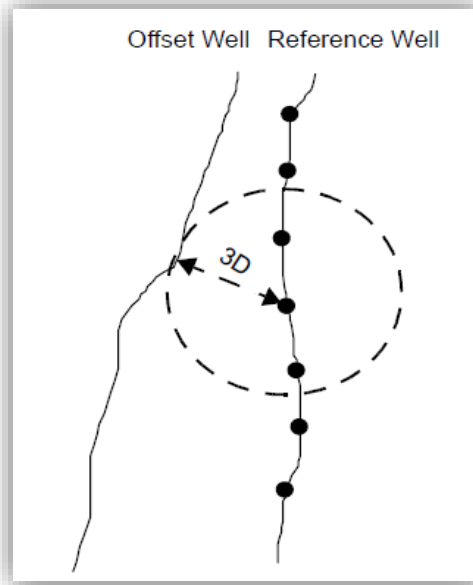


Fuente: Captura de imágenes Compass- Landmark

También se requiere de un método de escaneo que tiene como propósito calcular la distancia desde un punto de referencia hasta pozo vecino más cercano, en este caso fue Closest Approach 3D que de igual forma es muy utilizado y su forma de escaneo se compara a la de un esferoide expandiéndose, la mínima separación

ocurre cuando la superficie del esferoide toca al pozo vecino; la separación es el radio del esferoide.

Figura 37. Representación método de escaneo.



Fuente: Captura de imágenes Compass- Landmark

En las siguientes figuras se muestran los riesgos potenciales arrojados por el reporte de anticollisión de los tres pozos existentes en el proyecto.

Figura 38. Advertencia anticollisión Well 1

Offset Design													Shale Oil - Well 1 - Piloto #1 - Design #1	Offset Site Error:	0,0 ft
Survey Program: 0-Eagle													Offset Well Error:		0,0 ft
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance						Risked Separation Factor	Probability of Collision	Warning	
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Reference (ft)	Offset (ft)	Highside Toolface (°)	Between Centres (ft)	Between Ellipses (ft)	Minimum Separation (ft)	Separation Factor					
6.516,0	6.516,0	6.516,0	6.516,0	0,0	0,0	0,00	0,0	-0,7	0,7	0,000	0	Level 1, CC, ES, SF Level 1			
6.566,1	6.566,1	6.566,1	6.566,1	0,0	0,0	180,00	0,5	-0,2	0,7	0,703	0				
6.600,0	6.600,0	6.600,0	6.600,0	0,0	0,0	180,00	1,4	0,7	0,7	1,978	0				

Fuente: imagen tomada del reporte anticollision risk generado por Compass.

En el Well 1 se presenta el nivel de error 1 a una profundidad de 6.516 ft, es decir que se presenta una colisión entre pozos, esto se debe a la desviación que sufre el piloto 1 para crear la trayectoria horizontal lo cual se espera. A medida que avanza la trayectoria aparecen niveles de alerta lo que indica que el pozo se aleja del riesgo de colisionar con otros. Las siglas CC, ES Y SF hacen referencia a distancia mínima al centro o punto convergencia, mínima separación elipse y mínimo factor de separación, respectivamente.

Figura 39. Advertencia anticolidión Well 2

Offset Design													Shale Oil - Well 2 - Piloto # 2 - Design #2		Offset Site Error: 0,0 ft	
Survey Program: 0-Eagle													Offset Well Error: 0,0 ft			
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance						Probability of Collision	Warning			
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Reference (ft)	Offset (ft)	Highside Toolface (°)	Between Centres (ft)	Between Ellipses (ft)	Minimum Separation (ft)	Separation Factor	Risked Separation Factor					
6.516,0	6.486,5	6.516,0	6.486,5	0,0	0,0	0,00	0,0	-0,7	0,7	0,000	0	Level 1 , CC, ES, SF Level 1				
6.566,1	6.535,9	6.566,1	6.535,9	0,0	0,0	-86,83	0,5	-0,2	0,7	0,713	0					
6.600,0	6.569,4	6.600,0	6.569,3	0,0	0,0	-91,54	1,4	0,7	0,7	2,004	0					

Fuente: imagen tomada del reporte anticollision risk generado por Compass.

Figura 40. Advertencia anticolidión Well 3

Offset Design													Shale Oil - Well 3 - Piloto #3 - Design #3		Offset Site Error: 0,0 ft	
Survey Program: 0-Eagle													Offset Well Error: 0,0 ft			
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance						Probability of Collision	Warning			
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Reference (ft)	Offset (ft)	Highside Toolface (°)	Between Centres (ft)	Between Ellipses (ft)	Minimum Separation (ft)	Separation Factor	Risked Separation Factor					
6.516,0	6.486,5	6.516,0	6.486,5	0,0	0,0	0,00	0,0	-0,7	0,7	0,000	0	Level 1 , CC, ES, SF Level 1				
6.566,1	6.535,9	6.566,1	6.535,9	0,0	0,0	104,14	0,5	-0,2	0,7	0,693	0					
6.600,0	6.569,3	6.600,0	6.569,3	0,0	0,0	108,33	1,4	0,7	0,7	1,948	0					

Fuente: imagen tomada del reporte anticollision risk generado por Compass.

Figura 41. Advertencia anticolidión Well 4

Offset Design													Shale Oil - Well 4 - Piloto #4 - Design #4	Offset Site Error:	0,0 ft
Survey Program:													0-Eagle	Offset Well Error:	0,0 ft
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance					Separation Factor	Risked Separation Factor	Probability of Collision	Warning	
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Reference (ft)	Offset (ft)	Highside Toolface (°)	Between Centres (ft)	Between Ellipses (ft)	Minimum Separation (ft)						
6.516,0	6.507,9	6.516,0	6.507,9	0,0		0,00	0,0	-0,7	0,7	0,000	0	Level 1 , CC, ES, SF Level 1			
6.566,1	6.557,8	6.566,1	6.557,8	0,0		101,16	0,5	-0,2	0,7	0,700	0				
6.600,0	6.591,6	6.600,0	6.591,6	0,0		109,29	1,4	0,7	0,7	1,970	0				

Fuente: imagen tomada del reporte anticollision risk generado por Compass.

Figura 42. Advertencia anticolidión Well 5

Offset Design													Shale Oil - Well 5 - Piloto #5 - Design #5	Offset Site Error:	0,0 ft
Survey Program:													0-Eagle	Offset Well Error:	0,0 ft
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance					Separation Factor	Risked Separation Factor	Probability of Collision	Warning	
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Reference (ft)	Offset (ft)	Highside Toolface (°)	Between Centres (ft)	Between Ellipses (ft)	Minimum Separation (ft)						
6.516,0	6.507,9	6.516,0	6.507,9	0,0		0,00	0,0	-0,7	0,7	0,000	0	Level 1 , CC, ES, SF Level 1			
6.566,1	6.557,8	6.566,1	6.557,8	0,0		-101,16	0,5	-0,2	0,7	0,700	0				
6.600,0	6.591,6	6.600,0	6.591,6	0,0		-109,29	1,4	0,7	0,7	1,970	0				

Fuente: imagen tomada del reporte anticollision risk generado por Compass.

Con los datos obtenidos anteriormente por medio de los reportes de Compass, se puede observar que:

En los pozos Well 2, Well 4 y Well 5, los niveles de alerta se encuentran a 6.516 ft, profundidad en la que se diseña el sidetrack o desviación de los pozos de su trayectoria vertical. En Well 3 se presenta el nivel de alerta 1 entre 6.516 a 6.566 ft, indicando riesgos de colisión, entre los rangos mencionados, disminuyendo la alerta a medida que se avanza en la perforación. La separación que se da entre los pozos o lo que hace que se aleje de la posible colisión es la desviación (dogleg), mostrado en los reportes de cada pozo respectivamente.

Es indispensable tener en cuenta los resultados del módulo de anticolidión para tomar decisiones en cuanto a la perforación, ya que se ven involucrados aspectos

como la seguridad o integridad de los pozos y costos de operación, puesto que hay una posible interferencia con uno o más pozos vecinos.

5.3.2 Módulo Survey. El módulo de survey calcula trayectorias de pozos perforados a partir de datos del survey que se han introducido mediante el método de cálculo especificado por la compañía.

Los surveys hacen referencia al registro direccional del hueco y son usados para medir, calcular y graficar la trayectoria del pozo en tres dimensiones. Esto requiere que ciertos parámetros sean medidos en múltiples puntos a través de la trayectoria del pozo. Medidas como:

- Profundidad medida.
- Inclinación.
- Rumbo del hueco.

Existen además métodos que permiten determinar datos de survey para surveys introducidos incorrectamente o malas lecturas en las herramientas, estos errores deben ser minimizados y tomados en cuenta en:

- Procedimientos de corrida
- Modelos de error posicional

Después de introducir los datos hay dos opciones:

- El módulo realiza una interpolación de puntos para varias medidas o profundidades verticales verdaderas, inclinación o azimuth.

- Por medio de la herramienta manejo adelantado se compara la trayectoria del pozo común con la trayectoria nueva generada por cambio en formaciones o plan.⁴⁹

Figura 43. Reporte survey Well 1

Database:	EDM 5000.1 Single User Db	Local Co-ordinate Reference:	Site Shale Oil
Company:	Tesis	TVD Reference:	WELL @ 8766,0ft (Original Well Elev)
Project:	DER shale oil	MD Reference:	WELL @ 8766,0ft (Original Well Elev)
Site:	Shale Oil	North Reference:	Grid
Well:	Well 1	Survey Calculation Method:	Radius of Curvature
Wellbore:	Wellbore #1		
Design:	Design #1		

Planned Survey										
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude	
6.516,0	0,00	0,00	6.516,0	0,0	0,0	350.664,81	931.230,09	32° 47' 5,000 N	96° 54' 3,000 W	
7.000,0	11,09	90,00	6.997,0	0,0	46,7	350.664,81	931.244,33	32° 47' 4,986 N	96° 54' 2,453 W	
8.000,0	34,01	90,00	7.914,4	0,0	427,7	350.664,81	931.360,49	32° 47' 4,869 N	96° 53' 57,993 W	
9.000,0	56,93	90,00	8.611,0	0,0	1.135,8	350.664,81	931.576,41	32° 47' 4,653 N	96° 53' 49,703 W	
9.191,8	61,32	90,00	8.709,4	0,0	1.300,4	350.664,81	931.626,59	32° 47' 4,603 N	96° 53' 47,776 W	
10.000,0	79,85	90,00	8.976,9	0,0	2.059,3	350.664,81	931.858,00	32° 47' 4,371 N	96° 53' 38,891 W	
10.443,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	2.500,0	350.664,81	931.992,37	32° 47' 4,236 N	96° 53' 33,732 W	
11.000,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	3.057,0	350.664,81	932.162,21	32° 47' 4,065 N	96° 53' 27,211 W	
11.443,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	3.500,0	350.664,81	932.297,28	32° 47' 3,930 N	96° 53' 22,025 W	
12.000,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	4.057,0	350.664,81	932.467,12	32° 47' 3,759 N	96° 53' 15,504 W	
13.000,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	5.057,0	350.664,81	932.772,03	32° 47' 3,453 N	96° 53' 3,796 W	
13.943,0	90,00	90,00	9.016,0	0,0	6.000,0	350.664,81	933.059,56	32° 47' 3,163 N	96° 52' 52,757 W	

Fuente: imagen tomada del reporte survey generado por Compass.

⁴⁹ LANDMARK. Estados Unidos. Compass Manual. 4ed. U.S.A. 2003.

Figura 44. Reporte survey Well 2

Database:	EDM 5000.1 Single User Db	Local Co-ordinate Reference:	Site Shale Oil
Company:	Tesis	TVD Reference:	WELL @ 8766,0ft (Original Well Elev)
Project:	DER shale oil	MD Reference:	WELL @ 8766,0ft (Original Well Elev)
Site:	Shale Oil	North Reference:	Grid
Well:	Well 2	Survey Calculation Method:	Radius of Curvature
Wellbore:	Wellbore #2		
Design:	Design #2		

Planned Survey									
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude
6.516,0	9,45	352,03	6.486,5	570,8	-74,3	350.838,86	931.207,43	32° 47' 10,668 N	96° 54' 3,664 W
7.000,0	13,72	46,07	6.961,8	650,3	-38,4	350.863,10	931.218,37	32° 47' 11,443 N	96° 54' 3,215 W
8.000,0	34,23	74,62	7.873,3	809,2	323,0	350.911,56	931.328,59	32° 47' 12,904 N	96° 53' 58,926 W
9.000,0	56,60	82,42	8.571,4	940,6	1.017,3	350.951,62	931.540,28	32° 47' 13,992 N	96° 53' 50,750 W
9.768,3	73,99	85,96	8.891,4	1.009,4	1.709,0	350.972,60	931.751,19	32° 47' 14,461 N	96° 53' 42,627 W
9.862,2	73,99	85,96	8.917,3	1.015,8	1.799,1	350.974,54	931.778,66	32° 47' 14,496 N	96° 53' 41,570 W
10.000,0	77,09	86,78	8.951,7	1.024,2	1.932,2	350.977,11	931.819,24	32° 47' 14,539 N	96° 53' 40,008 W
10.572,9	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	2.500,0	350.981,92	931.992,37	32° 47' 14,521 N	96° 53' 33,355 W
11.000,0	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	2.927,1	350.981,92	932.122,59	32° 47' 14,391 N	96° 53' 28,355 W
11.822,9	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	3.750,0	350.981,92	932.373,51	32° 47' 14,139 N	96° 53' 18,721 W
12.000,0	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	3.927,1	350.981,92	932.427,50	32° 47' 14,084 N	96° 53' 16,648 W
13.000,0	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	4.927,1	350.981,92	932.732,41	32° 47' 13,778 N	96° 53' 4,940 W
14.000,0	90,00	90,00	9.016,0	1.040,0	5.927,1	350.981,92	933.037,32	32° 47' 13,471 N	96° 52' 53,232 W

Fuente: imagen tomada del reporte survey generado por Compass.

Figura 45. Reporte survey Well 3

Database:	EDM 5000.1 Single User Db	Local Co-ordinate Reference:	Site Shale Oil
Company:	Tesis	TVD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Project:	DER shale oil	MD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Site:	Shale Oil	North Reference:	Grid
Well:	Well 3	Survey Calculation Method:	Radius of Curvature
Wellbore:	Wellbore #3		
Design:	Design #3		

Planned Survey									
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude
6.516,0	9,45	180,00	6.486,5	-576,0	0,0	350.489,19	931.230,09	32° 46' 59,304 N	96° 54' 3,208 W
6.738,9	11,56	154,27	6.705,8	-614,4	9,7	350.477,47	931.233,05	32° 46' 58,920 N	96° 54' 3,108 W
6.811,7	11,56	154,27	6.777,1	-627,6	16,0	350.473,46	931.234,98	32° 46' 58,789 N	96° 54' 3,039 W
7.000,0	13,96	137,84	6.960,8	-661,5	39,4	350.463,12	931.242,11	32° 46' 58,446 N	96° 54' 2,777 W
8.000,0	33,77	105,99	7.874,0	-829,6	392,3	350.411,85	931.349,70	32° 46' 56,675 N	96° 53' 58,707 W
9.000,0	55,93	97,16	8.579,2	-959,5	1.079,6	350.372,24	931.559,28	32° 46' 55,180 N	96° 53' 50,708 W
10.000,0	78,45	92,16	8.964,6	-1.030,5	1.992,4	350.350,59	931.837,58	32° 46' 54,199 N	96° 53' 40,048 W
10.511,2	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	2.500,0	350.347,71	931.992,37	32° 46' 53,950 N	96° 53' 34,109 W
11.000,0	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	2.988,8	350.347,71	932.141,40	32° 46' 53,801 N	96° 53' 28,386 W
11.761,2	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	3.750,0	350.347,71	932.373,51	32° 46' 53,568 N	96° 53' 19,475 W
12.000,0	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	3.988,8	350.347,71	932.446,32	32° 46' 53,495 N	96° 53' 16,680 W
13.000,0	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	4.988,8	350.347,71	932.751,23	32° 46' 53,188 N	96° 53' 4,973 W
14.000,0	90,00	90,00	9.016,0	-1.040,0	5.988,8	350.347,71	933.056,14	32° 46' 52,881 N	96° 52' 53,266 W

Fuente: imagen tomada del reporte survey generado por Compass.

Figura 46. Reporte survey Well 4

Database:	EDM 5000.1 Single User Db	Local Co-ordinate Reference:	Site Shale Oil
Company:	Tesis	TVD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Project:	DER shale oil	MD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Site:	Shale Oil	North Reference:	Grid
Well:	Well 4	Survey Calculation Method:	Radius of Curvature
Wellbore:	Wellbore #4		
Design:	Design #4		

Planned Survey										
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude	
6.516,0	4,95	360,00	6.507,9	301,4	0,0	350.756,72	931.230,09	32° 47' 7,981 N	96° 54' 2,891 W	
7.000,0	12,10	293,96	6.987,1	343,1	-46,5	350.769,43	931.215,92	32° 47' 8,407 N	96° 54' 3,420 W	
7.244,9	17,34	286,22	7.223,9	363,7	-105,0	350.775,70	931.198,07	32° 47' 8,629 N	96° 54' 4,098 W	
7.264,6	17,34	286,22	7.242,7	365,3	-110,7	350.776,20	931.196,34	32° 47' 8,647 N	96° 54' 4,164 W	
8.000,0	33,85	277,47	7.903,9	423,0	-421,2	350.793,79	931.101,65	32° 47' 9,312 N	96° 54' 7,779 W	
9.000,0	56,65	273,29	8.603,4	484,0	-1.123,8	350.812,39	930.887,43	32° 47' 10,130 N	96° 54' 15,982 W	
10.000,0	79,52	270,92	8.974,2	516,4	-2.044,7	350.822,26	930.606,63	32° 47' 10,730 N	96° 54' 26,752 W	
10.457,9	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-2.500,0	350.823,37	930.467,81	32° 47' 10,905 N	96° 54' 32,081 W	
11.000,0	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-3.042,1	350.823,37	930.302,50	32° 47' 11,070 N	96° 54' 38,428 W	
11.457,9	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-3.500,0	350.823,37	930.162,90	32° 47' 11,209 N	96° 54' 43,788 W	
12.000,0	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-4.042,1	350.823,37	929.997,59	32° 47' 11,374 N	96° 54' 50,136 W	
13.000,0	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-5.042,1	350.823,37	929.692,68	32° 47' 11,678 N	96° 55' 1,843 W	
13.957,9	90,00	270,00	9.016,0	520,0	-6.000,0	350.823,37	929.400,62	32° 47' 11,969 N	96° 55' 13,057 W	

Fuente: imagen tomada del reporte survey generado por Compass.

Figura 47. Reporte survey Well 5

Database:	EDM 5000.1 Single User Db	Local Co-ordinate Reference:	Site Shale Oil
Company:	Tesis	TVD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Project:	DER shale oil	MD Reference:	WELL @ 8750,0ft (Original Well Elev)
Site:	Shale Oil	North Reference:	Grid
Well:	Well 5	Survey Calculation Method:	Radius of Curvature
Wellbore:	Wellbore #5		
Design:	Design #5		

Planned Survey										
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude	
6.516,0	4,95	180,00	6.507,9	-301,4	0,0	350.572,91	931.230,09	32° 47' 2,019 N	96° 54' 3,109 W	
7.000,0	12,10	246,04	6.987,1	-343,1	-46,5	350.560,20	931.215,92	32° 47' 1,621 N	96° 54' 3,668 W	
7.244,9	17,34	253,78	7.223,9	-363,7	-105,0	350.553,93	931.198,07	32° 47' 1,435 N	96° 54' 4,361 W	
7.264,6	17,34	253,78	7.242,7	-365,3	-110,7	350.553,43	931.196,34	32° 47' 1,421 N	96° 54' 4,428 W	
8.000,0	33,85	262,53	7.903,9	-423,0	-421,2	350.535,84	931.101,65	32° 47' 0,945 N	96° 54' 8,084 W	
9.000,0	56,65	266,71	8.603,4	-484,0	-1.123,8	350.517,23	930.887,43	32° 47' 0,556 N	96° 54' 16,331 W	
10.000,0	79,52	269,08	8.974,2	-516,4	-2.044,7	350.507,37	930.606,63	32° 47' 0,517 N	96° 54' 27,124 W	
10.457,9	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-2.500,0	350.506,26	930.467,81	32° 47' 0,619 N	96° 54' 32,456 W	
11.000,0	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-3.042,1	350.506,26	930.302,50	32° 47' 0,784 N	96° 54' 38,803 W	
11.457,9	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-3.500,0	350.506,26	930.162,90	32° 47' 0,924 N	96° 54' 44,163 W	
12.000,0	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-4.042,1	350.506,26	929.997,59	32° 47' 1,089 N	96° 54' 50,510 W	
13.000,0	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-5.042,1	350.506,26	929.692,68	32° 47' 1,393 N	96° 55' 2,217 W	
13.957,9	90,00	270,00	9.016,0	-520,0	-6.000,0	350.506,26	929.400,62	32° 47' 1,684 N	96° 55' 13,431 W	

Fuente: imagen tomada del reporte survey generado por Compass.

Los reportes de survey mostrados anteriormente describen la trayectoria de los pozos en rangos aproximados de 1.000 ft, con el objetivo de tener un registro en tiempo real del diseño. Como se muestra en las Figuras 43, 44, 45, 46 y 47, los reportes empiezan a mostrar la información desde el punto donde se realizó el sidetrack, es decir, 6.516 ft para todos los pozos.

Es posible observar coordenadas cartesianas (Northing y Easting), coordenadas geográficas (Latitud y Longitud), las desviaciones del Norte y del Este que tendrán los targets para alcanzar la zona de interés por medio de la trayectoria planteada. Es importante resaltar que la trayectoria de desviación de los pozos que se describirá a continuación se hacen tomando el Well 1 en la posición cero (se tomó como referencia en superficie). El Well 2 se ubicó a 20 ft, dirección Sur del pozo de referencia, en coordenadas en superficie. En fondo este pozo se encuentra a 520 ft desviado hacia el Norte y 6000 ft en dirección Este. El Well 3 está a 40 ft, dirección Sur en superficie. El pozo en fondo está a 1.040 ft desviado con respecto al Norte y 6000 ft en dirección Este. El well 4 está a 20 ft del Well 1 en dirección Norte en superficie. En fondo, este pozo se encuentra ubicado a 520 ft desviado hacia el Norte y en dirección Oeste 6.000 ft de longitud. El Well 5 se propuso el diseño de desviación a 40 ft hacia el Norte, en coordenadas de superficie. En fondo este pozo se encuentra a 520 ft dirección Norte y hacia el Oeste a 6.000 ft.

Se propuso desviar la trayectoria para alcanzar los objetivos en fondo, la cual es mostrada en la quinta y sexta columna del reporte del survey arrojado por el software para los respectivos pozos. La vista de la distribución de los pozos se muestra en las figuras mencionadas con anterioridad.

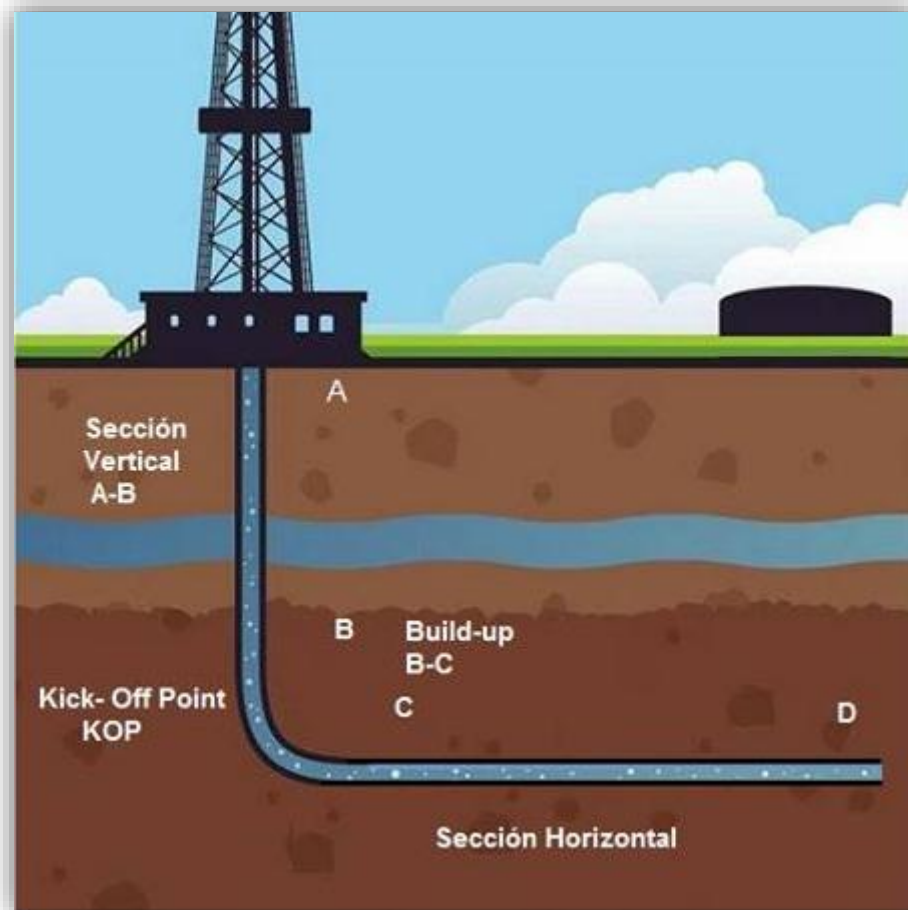
5.4 DISEÑO DE REVESTIMIENTOS

5.4.1 Consideraciones para el diseño de casing en pozos horizontales.

- Muchos de los pozos horizontales reportados son completados a hueco abierto o con liner ranurado. Este tipo de completamiento es simple y no es costoso, pero no proporciona el soporte necesario a las paredes del pozo que permiten una larga vida del pozo.
- La sección horizontal necesita una mayor resistencia de la tubería al colapso para evitar fallas en el casing debido a cargas no convencionales que predominan en pozos horizontales.
- El diseño del casing para pozos horizontales al igual que los convencionales depende de las cargas aplicadas a los revestimientos por la formación.
- La magnitud de las cargas que experimentan los pozos horizontales son mayores que las generadas en pozos convencionales.
- Las cargas más críticas aplicadas a un pozo no convencional son pandeo, torque y arrastre que resultan por la subsidencia de la formación debido al contacto que existe entre la tubería y el borehole.
- El factor de fricción por deslizamiento se ve afectado por la fuerza normal generada con el contacto entre el revestimiento y las paredes del hueco que a su vez depende principalmente del efecto de la gravedad, tensión y compresión aplicada en el revestimiento.
- En la sección vertical del pozo la máxima carga se da en el punto A esta carga es la suma del peso del casing desde superficie hasta el KOP y la carga del

punto B. por otra parte la sección horizontal estará sometida a una carga no uniforme que reduce la resistencia al colapso a aproximadamente 25% de su resistencia inicial. En la siguiente figura se determina la ubicación de los puntos planteados:

Figura 48. Sección de cargas.



Fuente: Modificado de RENACE ARGENTINA, "Fracking, gas a un precio ambiental muy alto".[En línea].2012 [Citado 20 septiembre de 2014]]. Disponible en: <<http://renace.net/?p=2374>>

- La sección Build – Up por lo general cambia tanto en azimuth como en inclinación lo cual genera arrastre y pandeo a lo largo del revestimiento. Contrario al comportamiento que se da en la sección horizontal donde la fuerza de arrastre no tiene una relación lineal con la profundidad medida. Tomando en

consideración que el cambio en el azimuth es menor y puede ser despreciado, los cálculos de gradiente son hechos para esta sección para determinar el resultado de la carga en el KOP.⁵⁰

5.4.2 Proceso del diseño. El diseño de los casing se llevó a cabo en base a la litología y a estados mecánicos encontrados en la literatura, fue necesario el uso de la herramienta software Casing Seat para determinar de una forma más detallada las profundidades de asentamiento de los revestidores.

Casing seat es una herramienta muy útil que se basa en combinaciones entre el casing y el tamaño del hueco. Se pueden emplear metodologías para solucionar las profundidades de asentamiento analizando el pozo de abajo hacia arriba o de arriba hacia abajo, cabe destacar que la selección básica del asentamiento es mediante la presión de poro y fractura de la formación.

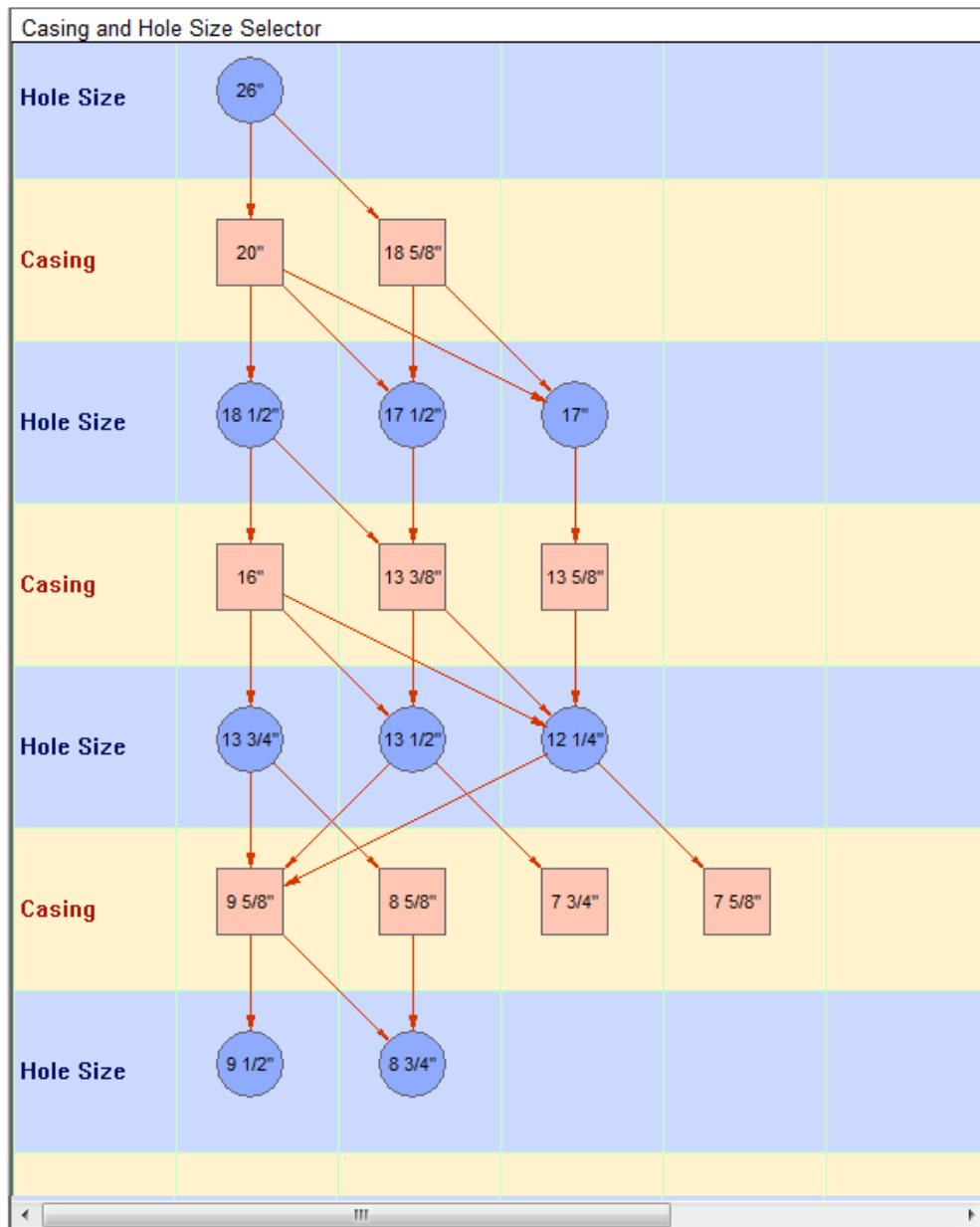
- **Árbol de decisión de casings**

El objetivo de este árbol de decisión es crear diferentes combinaciones de casings con la finalidad de que el programa determine varios esquemas de diseño para una posterior selección.

Se procedió a ingresar los diámetros del hueco y revestidores basados en estados mecánicos encontrados en la literatura del campo Eagle Ford. La **Figura 49** muestra la combinación de revestimientos y huecos que fue utilizada para todos los pozos propuestos en Compass. Seguido de esto CasingSeat requiere de la configuración de los parámetros de diseño determinando el modo de análisis (arriba hacia abajo ó abajo hacia arriba), primer tamaño del revestidor, último tamaño del pozo y forma de calificación por costo de acero o por costo del pozo.

⁵⁰ KHALAF, F., GHZALY, S. Casing Design considerations for horizontal wells. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 21386. November 1991.

Figura 49. Árbol de decisión



Fuente: Imagen tomada de Casingseat- Landmark

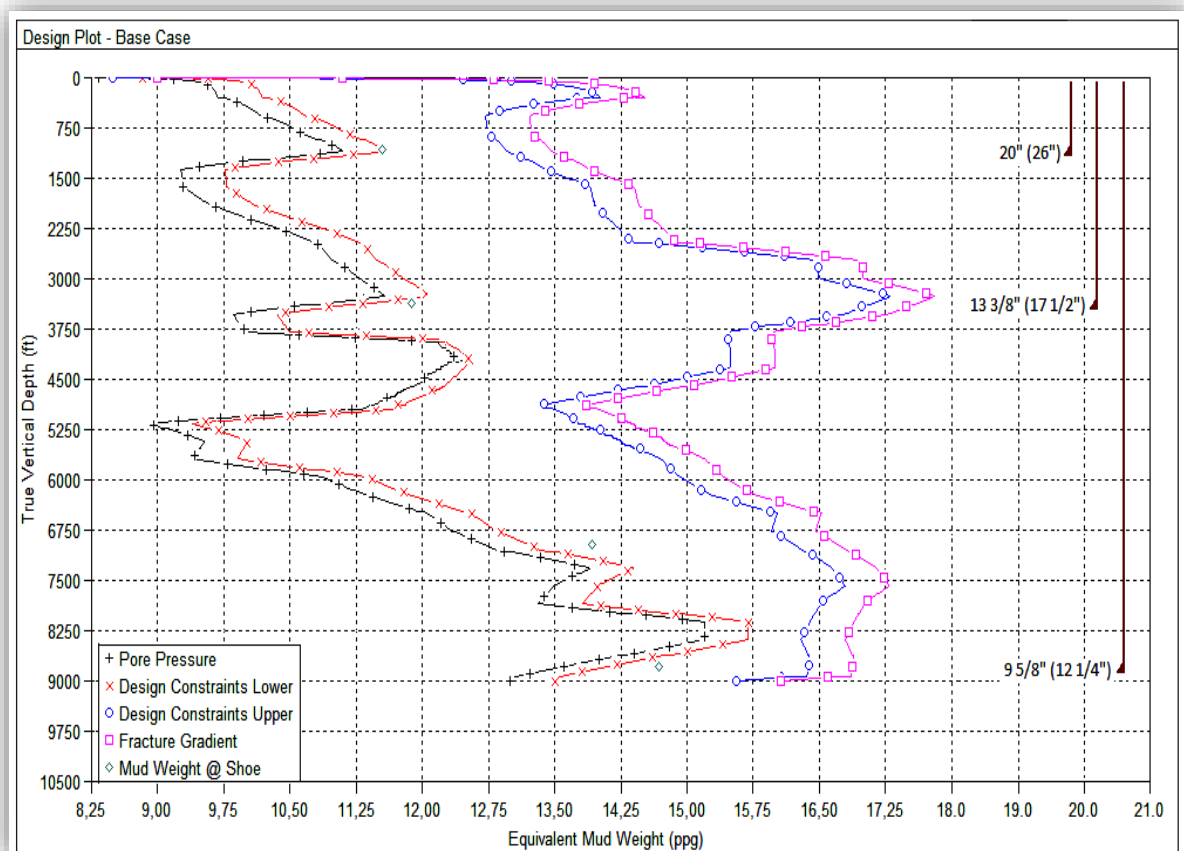
- **Presión de poro y gradiente de fractura**

El siguiente paso es cargar los valores de presión de poro y gradiente de fractura, según la profundidad TVD. Ya que el campo es conceptual se tomaron los rangos de presión de poro (0.5 – 0.8 psi/ft) y gradiente de fractura (0.85 – 0.92 psi/ft) de la

formación que fueron propuestos en el tercer capítulo (**Tabla 2**) y se variaron a través de ésta creando una tabla que posteriormente fue ingresada a Casingseat, ya que son los límites que usará el programa para obtener las profundidades de asentamiento de los casings. Es importante indicar el margen de seguridad y el límite a considerar para evitar pegas diferenciales.

El diseño preliminar es indicado en el siguiente diagrama, donde se pueden visualizar las profundidades de asentamiento para el pozo Well 1. Cabe resaltar que este diseño se aplicó de la misma forma a los pozos restantes.

Figura 50. Esquema de asentamiento de revestidores



Fuente: Imagen tomada de Casingseat- Landmark

Una vez realizado el diseño preliminar en Casingseat se pasó a determinar que secciones de revestidores serán propuestos a través de la formación, teniendo en cuenta que pueden ser conductor, superficial, intermedio o de producción. Como el diseño preliminar es de la sección vertical, la sección horizontal fue propuesta de forma conceptual.

En la primera etapa, se asentó un revestimiento conductor de 20" a una profundidad de 1.200 ft, que es usualmente utilizado para aislar zonas de formaciones no consolidadas y permitir la circulación del fluido de perforación. Cabe aclarar que todos los pozos tienen el mismo diseño de revestimiento solo difieren en la profundidad MD. En cuanto a la cementación esta sarta es típicamente cementada hasta la superficie.

La segunda etapa la tubería de revestimiento (casing superficial) fue asentada a una profundidad de 3.500 ft TVD en la formación Midway debido a la presencia de un acuífero de agua dulce que varía entre 2.000 ft y 2.800 ft. Esta etapa tiene como propósito proporcionar protección contra descontrol, aislar arenas acuíferas y prevenir pérdida de circulación al igual que la anterior esta sarta es típicamente cementada a la superficie. El fluido de perforación debe cumplir funciones específicas, tales como inhibir la dispersión de arcillas, suspender recortes, permitir toma de registros y evitar la contaminación de los acuíferos superficiales.

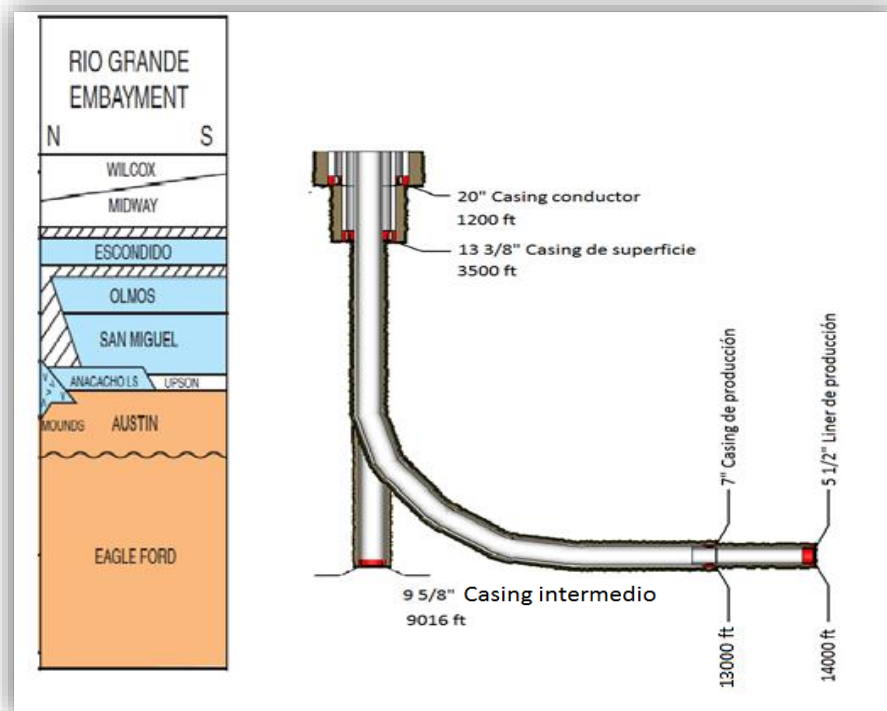
Para culminar la sección vertical se asentó un revestimiento intermedio de 9 5/8" que a su vez puede ser de producción en caso de correr un Liner por debajo del mismo. Este revestimiento fue diseñado para asentarse a una profundidad de 9.016 ft TVD para el pozo Well 1 (pozo de referencia), zona en donde se encuentra la formación de interés con la finalidad de controlar la trayectoria de los pozos al momento de ser diseñado en Compass, ya que sin el uso del sidetrack mencionado anteriormente era difícil llevar el pozo al objetivo planteado. En cuanto a la sección

vertical de los pozos dos, tres, cuatro, y cinco el casing fue asentado a una profundidad de 9.018,5 ft MD ya que esta fue desviada 500 ft en fondo entre ellos.

Se realizó un sidetrack a una profundidad de 6.516 ft TVD para todos los pozos diseñados, ya que a esta profundidad se encuentra un intervalo de arenas consolidadas que permiten la desviación de los pozos para crear la sección horizontal a través de la formación de interés. Todos los pozos fueron llevados hasta una longitud de 14.000 ft MD, se empleó un casing de producción de 7" hasta la longitud de 13.000 ft MD y por ultimo un liner ranurado de 5 1/2" que va hasta el tope de la formación con la finalidad de proteger la integridad del pozo.

De forma resumida el resultado final puede ser visualizado en el estado mecánico de la **Figura 51**.

Figura 51. Estado mecánico final



Fuente: Autores

5.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para crear un yacimiento para un shale play es necesario crear la permeabilidad por medio de fracturamiento hidráulico. Como ya se cuenta con los diseños de los pozos horizontales en la formación de estudio. A continuación se hace una breve descripción de las características del fracturamiento hidráulico y un caso aplicado a la formación de Eagle Ford.

El fracturamiento hidráulico junto con tratamiento de empaques de grava, permiten la estimulación de yacimientos de baja permeabilidad, con el fin de disminuir la caída de presión y las velocidades del flujo en las adyacencias de un pozo durante la producción y de este modo mitigar la producción de arena. Se define como un proceso en el cual se inicia una fractura y se propaga debido a una carga hidráulica (presión) ejercida por un fluido en el interior de la fractura.⁵¹

El principal objetivo de un fracturamiento hidráulico es el de incrementar tanto la tasa de producción como el recobro de crudo y gas de un pozo. Éste se realiza por medio del bombeo de una mezcla de agua y arena, y un pequeño porcentaje de aditivos, bajo alta presión en el yacimiento, que crea las fracturas en la zona de interés.

Algunos principios generales se presentan en el fracturamiento hidráulico, los cuales son válidos para la mayor parte de yacimientos de hidrocarburos:

- Las fracturas casi siempre son verticales.

⁵¹ OIL FIELD REVIEW, La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas,

- Las fracturas se orientan perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo (es decir que, se forman las fracturas en dirección del esfuerzo horizontal máximo).
- Si la presión del fluido dentro de la fractura es mayor que los esfuerzos in situ, la longitud y la altura de la fractura aumentan con el tiempo.⁵²

El caso del fracturamiento hidráulico en particular para la formación Eagle Ford en el campo Hawkville. Se presenta a continuación:

El shale de la Eagle Ford produce tanto gas como aceite de alta gravedad es una de las áreas más desarrolladas en el mundo y principalmente está constituida por calizas ricas en arcilla con un contenido bajo de cuarzo. Por lo cual la formación tiende a ser menos frágil, es decir más dúctil, Pruebas de núcleos indican ese resultado, con un bajo Modulo de Young de 2×10^6 psi. Podría tener una anisotropía de los esfuerzos, permitiendo más fracturas de tipo planar. El bajo YM indica que la roca es relativamente blanda y propensa a que el propante se embeba; por lo tanto, en esta formación bajas concentraciones de propante de malla pequeña tal vez no sean tan eficaz como en la formación Barnett. Los núcleos de las rocas de Eagle Ford podrían no tener muchas fracturas naturales visibles, pero las microfracturas sí podrían estar presentes, lo que significa un equilibrio de presión puede ser necesaria para mantener pequeños desplazamientos de las fracturas a lo largo de los planos de estratificación débiles y fisuras durante el tratamiento de estimulación⁵³. El campo Kawkville presenta profundidades verticales que están entre los 9500 a 13000 ft y con un espesor bruto que varía de 150 a 250 ft. La formación ha sido estimulada con intervalos de 4 a 8 perforaciones por etapa.

⁵²HALLIBURTON, Conductivity endurance, [En línea], [Citado 20 de septiembre de 2014 Disponible en: <<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/brochures/web/h04351.pdf> > En: CARRILLO, Z. Introducción a la mecánica de las rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo: Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. p. 383

⁵³ STEGENT, N. A.; WAGNER, A.L.; MULLEN, J. U BORSTMAYER, R.E. Engineering a successful fracture-stimulation treatment in the Eagle Ford shale. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 136183, 2010.

Algunos tipos de tratamientos para usados para estimular shale plays son:

- **Water Frac:** Es un fluido que usa agua de baja viscosidad para fracturar el yacimiento y transportar el propano para la mayoría del tratamiento. Se usan agentes químicos y geles para la reducción de la fricción en la tubería, y no para el transporte del propano. Estos son bombeados a altas tasas de inyección y se basan en la velocidad del fluido, y en el banco de propano para distribuirlo en la fractura. Se bombean por etapas de ciertos volúmenes de propano y alternadas con fluidos de barrido a lo largo del tratamiento.
- **Conventional Frac:** En el fracturamiento se usan fluidos de alta viscosidad para crear la geometría de las fracturas y transportar la mayor parte del tratamiento. Las tasas de inyección varían dependiendo de las propiedades del yacimiento y la configuración del wellbore.
- **Hybrid Frac:** Es una combinación de los dos tratamientos anteriormente mencionados. Estos tienden a empezar con un fluido de baja viscosidad (a alta tasa) alternando volúmenes de propano con fluido de barrido y concluye (algunas veces a baja tasa de inyección) con un continuo incremento en la concentración del propano de alta concentración.

La técnica de los canales de fracturamiento empleada en este campo es el slick water o Hybrid Frac.⁵⁴

En general, el diseño del tratamiento para el fracturamiento es complejo: ya que datos históricos del campo demuestran que la estrategia del completamiento puede generar un impacto en la producción del pozo. Adicionalmente la heterogeneidad a lo largo de la longitud lateral del pozo agrega una variable al diseño del tratamiento

⁵⁴ Ibid.,p.9

de la estimulación y la evaluación de la producción. También el fluido y el propante deben ser seleccionados dentro de los límites de costo y efectividad, sin poner en riesgo el comportamiento del mismo bajo condiciones de alta presión y alta temperatura.

El primer tratamiento de estimulación en el campo fue con slick water. En promedio, 16 etapas fueron completadas por pozo, en cada etapa fueron requeridos 13000 – 18000 barriles de fluido de fracturamiento de baja viscosidad, bombeados a altas tasa con 200.000 – 400.000 lbm de arena a concentraciones que varían entre 0.5 a 0.3 ppa (concentración en el fluido de fractura).

La estrategia de completamiento involucra tratamiento de fracturamiento híbrido. En promedio, 16 etapas fueron completadas por pozo, en cada etapa fueron requeridos 6500 – 8500 barriles de fluido, con 200.000 – 400.000 lbm de arena a concentraciones que varían entre 0.5 a 4.0 ppa. Este enfoque mejora la producción con una reducción significativa en el consumo de agua por etapa.⁵⁵

Un método llamado downhole mixing fracturing usando coiled tubing (tubería flexible), ha sido implementado en el shale de Eagle Ford. Este proceso permite el tratamiento de múltiples intervalos de fracturamiento en un viaje. Permite el cambio de las condiciones del fondo del pozo para incrementar la presión neta. DMP maneja dos trayectorias de flujo, en comparación con los tratamientos convencionales.

Usando este método, el uso del tiempo se hace de una manera efectiva ya que se pueden llevar a cabo múltiples tratamientos con menor potencia hidráulica en la locación.

⁵⁵ LINDSAY, S.; ABLES, C. y FLORES, D. Downhole mixing fracturing method using coiled tubing efficiently: executed in the Eagle Ford shale. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 153312, 2012.

Asumiendo que todos los intervalos se encuentran en una formación homogénea, y tienen la misma iniciación de la fractura, la misma extensión de presiones, y todos reciben el fluido se logra alcanzar una alta tasa de 100 bbl/min de tratamiento, ha sido bombeada dentro de la formación en intervalos de 4 perforaciones, cada intervalo recibe sólo 25 bbl/min de la tasa de fracturamiento.

Por medio de este método, cada intervalo es fracturado por separado, lo cual ayuda a garantizar que todo el fluido entre en el área de interés de la formación a la tasa de bombeo deseada. Esto resulta en una reducción de la potencia hidráulica que es requerida.

El método DMP se habilita mediante el bombeo de una alta tasa de fluido no abrasivo por el espacio anular, el cual se mezcla en el fondo del pozo con propante en suspensión de baja tasa, bombeada a través de la tubería. Se puede obtener casi que cualquier concentración del propante instantáneamente, por medio del control de la concentración del propante en la suspensión y el manejo de las tasa de bombeo duales. Esto es debido a que la mezcla se produce en las perforaciones por medio de un diseño especial del BHA. ⁵⁶

⁵⁶ Ibid., p.1-2

6. CONCLUSIONES

- Para la perforación tipo clúster es indispensable hacer uso de la herramienta anticolidión ofrecida por Compass, que indica los niveles del riesgo de colisión que existe con los pozos vecinos y de esta forma la planificación contribuye a la disminución de los posibles riesgos operacionales.
- Cuando no se cuenta con suficiente información del campo para determinar la dirección de la trayectoria de los pozos, es importante hacer uso del mapa de esfuerzo máximo regional determinando la dirección de los esfuerzos máximo y mínimo horizontales, para realizar programas de perforación óptimos con un mínimo riesgo operativo previniendo fallas debido a los esfuerzos mecánicos presentes en la zona.
- En el diseño conceptual se establecieron targets u objetivos a través de la formación de interés, los cuales fueron alcanzados con éxito gracias a la planeación ofrecida en Compass, ya que determina con exactitud el dogleg o ángulo de desviación para generar una trayectoria totalmente horizontal.
- Fue necesario implementar un sidetrack en los pozos diseñados puesto que sin este al conectar los objetivos en fondo, los pozos no seguían con la trayectoria planteada y se desviaban presentando acercamiento entre pozos y una posible colisión entre ellos.
- Fue conveniente el uso de la herramienta software Casingseat para determinar las profundidades de asentamiento de los revestimientos, creando varias combinaciones para establecer un diseño preliminar y seleccionar la mejor opción de acuerdo a los problemas presentes a lo largo de la formación.

7. RECOMENDACIONES

- Ya que CasingSeat se usa para un diseño preliminar del revestimiento a una profundidad de asentamiento se recomienda el uso de StressCheck que es un software para Diseño detallado de Revestimiento, determinando por medio de análisis de colapso, estallido y torque el grado de tubería que mejor se ajusta a la formación de interés y permitiendo de igual manera hacer un análisis de costos del diseño de los mismos.
- Es de vital importancia aplicar un diseño detallado a un campo colombiano no de forma conceptual sino con datos reales de la formación a un mínimo costo, para crear posibles soluciones a problemas operacionales.

BIBLIOGRAFÍA

ARAUJO, O.; LOPEZ-BONETTI, E & SIERRA, J. Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well — Case History from Northern. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 163074, 2012.

BAKER HUGHES. Autotrak Curve. Rotary steerable system [en línea]. [Citado 13 agosto de 2014]. Disponible en Internet: < <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems/autotrak-x-treme-rotary-steerable-system>>

BASSARATH, W. D y MARANUK, C. Application of Targeted Bit Speed (TBS) Technology to Optimize Bakken Shale Drilling. En: Society of Petroleum Engineers Drilling Conference. SPE 163406-MS, 2013.

CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August 2011.

CHENG, R.; WANG, H.; ZHANG, F Y CHEN, Z. Optimized Cluster Directional Drilling Technology Achieves Great Success in the Low-Permeability Gas Field in Ordos Basin, West China. En: Society of Petroleum Engineers, IADC / SPE 135583, 2010.

GENEY RONCALLO, Guillermo. Aplicaciones de los Sistemas de Registro LWD en Operaciones de Perforación de Pozos. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Medellín.: Universidad Nacional. Facultad de Ingenierías. Escuela de ingeniería de petróleos, 2000.

GUPTA, Adit. Planning and Identifying the Best Technologies for Extended Reach Wells, University of Petroleum & Energy Studies, India, 2006.

HALLIBURTON. EZ- Pilot Rotary steerable system [en línea]. [Citado 13 agosto de 2014] Disponible en Internet: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/ez-pilot.page>>

HALLIBURTON. Geo-Pilot GXT Rotary steerable system [en línea]. [Citado 13 agosto de 2014]. Disponible en Internet: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/rotary-steerables/geo-pilot-gxt-rotary-steerable-system.page>>

HALLIBURTON. Shale drill delivers value through customization [en línea]. [Citado 12 agosto de 2014]. Disponible en: < <http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/news/shaledril-delivers.page> >

HARBOR, R. L. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. South Texas, 2011.

HAWKER, David.; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de Perforación Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Versión 3, 2001.

HAZMAN, Alam. H.; WIJANARKO, A.; KURNIYATI, U.; PRIHARTONO, Y.; PRIHARTONO, B.; JANIRO, A. R.; NARAYANAN, R.; SCHMOHR, D y RYANCE, M. Successful Application Of Cluster Drilling Concept To Reduce Cost And Increase Profitability In A Mature Onshore Gas Field In East Kalimantan. En: Society of Petroleum Engineers, SPE paper 116537. Australia, 2008.

Horizontal Drilling Grows in Williston. Oil & Gas Journal, November 6, 1989. p. 22-25

IANWEI, Wang. Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 144427.14, June 16 de 2011.

LAMONT DOHERTHY. Earth Observatory. An Introduction to Logging While Drilling Seminar in Marine Geophysics. February 2008.

LINDSAY, S.; ABLES, C. y FLORES, D. Downhole Mixing Fracturing Method Using Coiled Tubing Efficiently: Executed in the Eagle Ford Shale. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 153312, 2012.

MARTIN, W. W.; WALTERS, J. V. & WOODARD, P. W. Application of a Well Slot Optimization Process to Drilling Large Numbers of Wells in Clusters on Artificial Islands. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 137659, 2010.

OJAS, Daniel. Desarrollo de shale gas y perspectivas de explotación. Ciudad universitaria. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2012.

RAMÍREZ, Oscar y MARTÍNEZ, Miguel. Evaluación técnica de la perforación horizontal de largo alcance aplicada a un campo de Shale Gas. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

SALAS, Alexander. Análisis de las operaciones de cementación, empaquetamiento con grava y fluidos de perforación para un pozo tipo en el Campo Jazmín. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005.

SHELLEY, R.; ENGINEERING, S.; SAUGIER, L.; COMPANY, H. E. & Al-tailji, W. Understanding Hydraulic Fracture Stimulated Horizontal Eagle Ford Completions. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 152533, 2012.

SHORT J. A. Introduction to Directional and Horizontal Drilling, PennWell Publishing Company, Oklahoma, U.S.A., 1993.

STEGENT, N. A.; WAGNER, A. L.; MULLEN, J.; BORSTMAYER, R. E y Energy. Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 136183, 2010.

STRANG, C.W.: Alternative Electronic Logging Technique Locates Fractures in Austin Chalk Horizontal Well," Oil & Gas Journal. November 1989.

VAWTER, G.; Oil, N & Association, S. Importance of U.S. Oil Shale, August 2013, 12-14 p.

WEI, J. & Bohai, O. I. L. Technique for Close Cluster Well Head Concentrated High Quality and High Speed Drilling Cementing Surface Interval in SZ36-1D of Liaodong Bay, 2–6. En: Society of Petroleum Engineers, IADC / SPE 62776. 2000.

ZHIYING I y SURU, I. Cluster Drilling Technology in Danintum Oil Field. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 17828.

ZHOU, Zongqiang.; CUI, Longlian.; LI, Jianmin.; ZHANG, Fucheng.; WU, Xuesheng.; WANG, Haige.; JU, Mancheng y OUYANG, Yong. Application of Cluster Well Drilling Technology in Sulige Gas Field. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 156183, 2012.