

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE LARGO
ALCANCE APLICADA A UN CAMPO DE SHALE GAS**

**OSCAR ANDRÉS RAMÍREZ VELÁZQUEZ
MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ TRIGOS**

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

2013

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE LARGO
ALCANCE APLICADA A UN CAMPO DE SHALE GAS**

**OSCAR ANDRÉS RAMÍREZ VELÁZQUEZ
MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ TRIGOS**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**Director
MSc. EMILIANO ARIZA LEÓN
Ingeniero de Petróleos**

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

2013

DEDICATORIA

A ti Dios mío, gracias por regalarme tantas oportunidades de mejorar, por darme la bendición de conocer todas las personas que me han aportado alientos en mi caminar y por tantos obstáculos que pusiste en mi sendero, solo para que me diera cuenta quien soy y de que estoy hecho. Contigo de la mano lo puedo todo, sin ti... nada. "Que amables son tus moradas, Señor" Salmo 84 (83)

A mis padres, que son la bendición y el regalo más grande que me ha dado el Señor, su paciencia, comprensión, dedicación y extrema tenacidad, combinados con ese inmenso amor con el que trabajan día a día y buscan un mejor bienestar para nuestra familia, me han demostrado que solo se necesita voluntad y actitud para conseguir lo que se desee por aquellos que amas. El mejor título que puedo obtener, es ser llamado hijo suyo.

A mi Tío Guillermo, gracias por regalarme tan sabios consejos y demostrarme que los ideales de su corazón son la grandeza de sus logros. Gracias por enseñarme que no existen límites.

A mis tías Betty, Esperanza y Myriam, sus palabras, caricias y apoyo, solo pueden ser recompensados con las bendiciones de Dios, gracias por que siempre han estado ahí para mí.

A mi hermanita Stefania, además de que la quiero mucho (a mi manera) y la admiro por su inteligencia, disciplina y dedicación en todo lo que hace, le agradezco por enseñarme que todo lo que nos propongamos lo podremos conseguir.

A mis hermanos Tatiana y Carlos, quienes me demuestran que el amor a Dios y a nuestros padres trae bendiciones, gracias porque sé que siempre me van a acompañar a pesar de las dificultades.

A toda mis tios, tias y primos, que han estado allí con sus oraciones, consejos, advertencias, cuidados y su cariño, solo le puedo pedir a Dios que me dé la oportunidad de mejorar el bienestar de todos nosotros.

A mi comunidad neocatecumenal, sus oraciones llegaron en el momento preciso.

A Zaira Liseth de las Mercedes, Cindy Tatiana, Oscar Andrés y Gustavo, agradezco al todopoderoso que los haya puesto en mi camino, sin su compañía en los últimos semestres realmente hubiera sido muy complicada la historia. En equipo somos más fuertes.

A mis amigos del alma Sandra V, Diana M, Jenny T, Diana G, Erika U, Angie S, John M, Fernando T, Fabián P, Jorge P y Erik M, que a pesar de los años y la distancia su valioso apoyo me ha hecho sentir seguro, pues siempre he tenido en quien confiar.

A todas las personas que fueron parte de la aventura de hacer la XIII SEMANA TÉCNICA INTERNACIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS (a mucho orgullo, la mejor del país), sin el aporte que cada uno de ustedes hizo a la organización, no habiéramos alcanzado el éxito.

A mis amores... secretos, eternos y fugaces...

Padres, familiares y amigos, este es un logro dedicado a cada uno de ustedes, porque sencillamente los logros no valen nada si no tienes con quien compartirlos...Gracias

MIGUEL ÁNGEL.

DEDICATORIA

A Dios, por bendecirme y acompañarme en todos los momentos de mi vida.

A mi Madre, que es lo que yo más quiero en esta vida, por estar siempre a mi lado a pesar de mis defectos y los malos momentos que le he hecho pasar.

A mi Abuelita, por educarme, criarme, y quererme como una Madre.

A mi Padre, por cuidarme cuando niño y educarme cuando joven.

A mis hermanos Mauricio y Helga, que siempre me han apoyado y alentado para ser una mejor persona.

A mi Padrino, por ayudarme y reprenderme, cuando más lo necesitaba.

A mis amigos Juan Sebastián, Javier, Miguel Ángel, Camilo, Fabián, Wilson, Gustavo, Zaira, Tatiana, Jorge, Luis Carlos, Alex, que me han acompañado en los momentos buenos y malos y me han alegrado la vida.

Y con cariño ahí le mando un saludo, a mi compadre Diomedes Díaz, El Cacique de la Junta

OSCAR ÁNDRES

AGRADECIMIENTOS

Al MSc. Emiliano Ariza León por su colaboración y disposición para orientar el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros Guillermo Capacho y Fredy M. Villamizar, por su contribución ideológica y teórica en cada paso de nuestra meta.

Al equipo de Ingenieros de Halliburton: Jorge Vélez, Juan Carlos Pinzón, Ronald Gonzalez y Andrés Echeverry, por su tutoría en la orientación técnica de este proyecto.

A la geóloga Andrea Cote, su participación en nuestro propósito fue fundamental para obtener el éxito.

A la Universidad Industrial de Santander y a cada una de las secretarias, personal de servicio, administrativos y especialmente a nuestros docentes de la escuela de ingeniería de petróleos, por sus valiosos aportes en cada una de nuestras etapas académicas.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DE LOS POZOS HORIZONTALES DE LARGO ALCANCE (ERD)	21
1.1 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES	27
1.2 LIMITACIONES DE POZOS HORIZONTALES	28
1.3 VENTAJAS DE POZOS HORIZONTALES	30
2. NUEVAS TECNOLOGÍAS OPERACIONALES APLICADAS A POZOS ERD EN CAMPOS DE SHALE GAS	32
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN CAMPOS DE SHALES GAS	33
2.2 OPTIMIZADORES DE OPERACIONES DE CEMENTACIÓN	36
2.3 CENTRALIZADORES PROTECH CRB	40
2.3.1 Características de los Centralizadores CRB	41
2.4 SOFTWARE PARA PLANEAMIENTO DE TRAYECTORIAS	42
2.4.1 Características	44
2.5 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	45
2.5.1 Tecnología RSS (Rotary Steerable System).	48
2.5.1.1 Autotrack Rotary Steerable System.	52
2.5.1.2 Power Drive Rotary Steerable System.	53
2.5.1.3 Geo-Pilot Rotary Steerable System.	55
2.5.1.4 Ventajas del Geo-Pilot sobre otros RSS:	57
2.6 DESARROLLO TÉCNICO DE “DOWNLINKING”.	59
2.7 DIFERENCIAS TÉCNICAS ENTRE HORIZONTALES ERD Y CONVENCIONALES	63

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO HIPOTÉTICO	66
3.1 INTRODUCCIÓN	66
3.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	66
3.2.1 Esfuerzo Máximo Regional.	70
3.3 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO HIPOTETICO	71
3.4 ESTRATIGRAFIA Y LITOLOGIA DEL CAMPO	72
3.4.1 Miembro Guadalupe.	72
3.4.1.1 Formación UNE.	74
3.4.1.2 Formación Chipaque (Formación de interés):	76
3.4.1.3 Análisis estructural y evolución geológica.	78
3.4.2 Yacimiento.	79
3.4.2.1 Parámetros petrofísicos de la zona de interés	81
3.5 POBLACIÓN Y VÍAS DE COMUNICACIÓN	83
3.6 HIDROGEOLOGÍA	83
4. DISEÑO DEL POZO HORIZONTAL DE LARGO ALCANCE EN UN CAMPO DE SHALE GAS	84
4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN VERTICAL	85
4.1.1 Procedimiento de chequeo antes de sidetrack.	86
4.2 SIDETRACK	87
4.2.1 Consideraciones para el éxito de la operación:	88
4.3 DESVIACIÓN CON SECTION MILL	89
4.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE LARGO ALCANCE EN UN CAMPO DE SHALE GAS	91
4.4.1 Diseño de la trayectoria.	91
4.4.2 Sistema de anticollisión.	96
4.4.3 Descripción de Survey.	97
4.5 APLICACIÓN DE CARGAS	101
4.5.1 Cargas de estallido:	103
4.5.2 Cargas de colapso	111

4.5.3 Cargas axiales.	115
4.5.4 Esfuerzo triaxial.	116
4.5.5 Costos de revestimiento y conexiones.	129
4.6 ANALISIS DE LA SECCIÓN CRÍTICA DE 7”	131
4.7 ESTADO MECANICO DE LOS POZOS	138
4.8 CONSIDERACIONES DE LODOS PARA PERFORAR	139
4.9 CONSIDERACIONES DE LAS BROCAS	143
CONCLUSIONES	145
RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFIA	147

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Pozo horizontal de largo alcance.	21
Figura 2. Secciones que normalmente hacen parte de un pozo horizontal.	23
Figura 3. Pozo Multilateral donde se pueden observar las secciones horizontales y laterales	24
Figura 4. Esquema de un pozo vertical perforado perpendicular al plano de estratificación y pozo horizontal paralelo al plano.	25
Figura 5. Un pozo horizontal perforado en un yacimiento con un plano de estratificación casi vertical.	25
Figura 6. Pozo Multilateral drenando varias capas en un yacimiento de crudos pesados.	28
Figura 7. Costos de pozos horizontales ERD en Estados Unidos.	29
Figura 8. Aplicaciones de pozos Horizontales 1.	30
Figura 9. Aplicaciones de pozos Horizontales 2.	31
Figura 10. Variación mineralógica de tres yacimientos de Shale.	33
Figura 11. Ripios producidos con la familia de fluidos SHALEDRIL	35
Figura 12. Servicio de Cementación Well Life III.	37
Figura 13. Simulador de desplazamiento 3D.	38
Figura 14. Izquierda: falla en un cemento convencional debido a la exposición de cargas. Derecha: cemento ElastiCem altamente resistente a todo tipo de esfuerzos.	39
Figura 15. Izquierda: cemento LifeCem antes de la exposición al flujo de hidrocarburos. Derecha: cemento LifeCem después de ser expuesto al flujo de hidrocarburos.	39
Figura 16. Sistema de aislamiento Swellpacker.	40
Figura 17. Centralizadores rígidos Protech CRB	42

Figura 18. Diseño de trayectorias Compass.	43
Figura 19. Compass editor de planeamiento.	45
Figura 20. Ilustración del funcionamiento de un (cuchara) whipstock.	46
Figura 21. Comparación de un pozo perforado con un motor de desplazamiento positivo (PDM) (arriba) y un pozo perforado con un sistema rotatorio dirigido (RSS)(abajo).	47
Figura 22. Evolución de la tecnología de perforación direccional	48
Figura 23. Beneficios Motores RSS	51
Figura 24. AutoTrack Xtreme Rotary Steerable System.	53
Figura 25. Sistemas RSS PowerDrive.	55
Figura 26. Concepto de point the bit.	56
Figura 27. Broca de calibre extendido (Extended Gauge Bit).	57
Figura 28. Esquema funcionalidad del Geopilot.	59
Figura 29. Monitoreo de Downlinks	60
Figura 30. Pozo Sen 98 perforado en un menor tiempo.	62
Figura 31. Trayectoria del pozo Sen 98, la línea roja es la sección perforada remotamente.	63
Figura 32. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la cordillera oriental.	69
Figura 33. Mapa de orientación de esfuerzos regionales de Sur-América	70
Figura 34. Ubicación geográfica del campo teórico	71
Figura 35. Estratigrafía y litología del campo teórico.	72
Figura 36. Columna estratigráfica Miembro Guadalupe.	74
Figura 37. Columna estratigráfica Formación UNE.	76
Figura 38. Columna estratigráfica Formación CHIPAQUE.	78
Figura 39. Sísmica 2D de la “Zona de Interés”.	80
Figura 40. Esquema Interpretación sísmica 2D de la “Zona de Interés”.	81
Figura 41. Perforación de pozos piloto en campos de shale gas.	85
Figura 42. Esquema de diseño para un sidetrack.	89
Figura 43. Esquema de operaciones con section mill.	90

Figura 44. Esquema de diseño de pozos piloto y ERD.	92
Figura 45. Advertencias anticolisión	96
Figura 47. Reporte de Survey.	98
Figura 48. Configuración de pozos COMPASS	99
Figura 49. Desplazamiento de gas.	103
Figura 50. Desplazamiento por patada de gas.	104
Figura 51. Fractura de la zapata/ gradiente de gas:	105
Figura 52. Perdida en retornos de agua	106
Figura 53. Situación de equipos de control.	106
Figura 54. Prueba de presión	107
Figura 55. Perfil de presión en cabeza generado por la perforación.	108
Figura 56. Perfil generado por fugas en la tubería.	108
Figura 57. Perfil generado por fugas en superficie.	109
Figura 58. Perfil generado por inyección de fluidos.	110
Figura 59. Perfil generado por la migración de gas.	110
Figura 60. Perfil interno de evacuación parcial.	111
Figura 61. Resistencia al colapso	111
Figura 62. Perfil equilibrio hidrodinámico del lodo.	112
Figura 63. Perfil de presión interno en la cementación.	113
Figura 64. Perfil de presión de evacuación total.	113
Figura 65. Perfil burbuja de aire a través del anular.	114
Figura 66. Esquema de esfuerzos triaxiales.	117
Figura 67. Graficas: comportamiento del revestimiento en estallido.	123
Figura 68. Graficas: comportamiento del revestimiento en colapso.	125
Figura 69. Graficas: comportamiento del Revestimiento en F. axiales.	127
Figura 70. Esquema de revestimiento en pozos.	130
Figura 71. Vista lateral de la curvatura de 7”.	132
Figura 72. Ensamblaje de fondo Sección 7”.	133
Figura 73. Desviación del pozo contra profundidad medida.	135
Figura 74. Efectos generados por la operación en la sarta	136

Figura 75. Estado mecánico de los pozos UIS #1 y Wellbore #2 ERD	138
Figura 76. Diseño básico Tri Mill	143

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Patrones de clasificación de pozos horizontales.	26
Tabla 2. Pozos horizontales vs pozos ERD	64
Tabla 3. Coordenadas del bloque donde se ubicará la locación del campo	71
Tabla 4. Información petrofísica de la formación Guadalupe.	81
Tabla 5. Información petrofísica de la formación Chipaqué.	82
Tabla 6. Información petrofísica de la formación UNE.	82
Tabla 7. Información del objetivo para planeamiento de trayectoria.	91
Tabla 8. Parámetros para el pozo Piloto	93
Tabla 9. Parámetros para el pozo ERD	94
Tabla 10. Parámetros para el pozo Wellbore #2 ERD	100
Tabla 11. Cargas revestimiento 13 3/8"	119
Tabla 12. Cargas revestimiento de 9 5/8"	120
Tabla 13. Cargas Revestimiento 7"	121
Tabla 14. Cargas tubería ranurada 5 1/2"	122
Tabla 15. Costo de la tubería de revestimiento del pozo Piloto #1	129
Tabla 16. Costo de la tubería de revestimiento del pozo Wellbore #2 ERD	129
Tabla 17. Datos ingresados al WELL PLAN SOFTWARE	131
Tabla 18. Características perforación vs Shale drill H.	142
Tabla 19. Ventana de lodo Campo Hipotético.	142
Tabla 20. Programa de brocas para el pozo UIS #1.	144
Tabla 21. Programa de brocas para el pozo Wellbore #2 ERD.	144

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE LARGO ALCANCE APLICADA A UN CAMPO DE SHALE GAS*

AUTORES: OSCAR ANDRÉS RAMÍREZ VELÁZQUEZ; MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ TRIGOS**.

PALABRAS CLAVE: Perforación, Pozos Horizontales, Shale Gas, Compass.

DESCRIPCIÓN:

Ante la creciente necesidad de nuevos recursos energéticos a nivel mundial, el desarrollo tecnológico de la industria petrolera se ha visto enfocado en nuevos yacimientos que anteriormente no se tenían en cuenta, por la baja rentabilidad que representaban las operaciones en este tipo de escenarios, como el gas asociado a lutitas, que se encuentran en yacimientos de muy baja permeabilidad con complejos sistemas geológicos. A los cuales se les aplica perforación de pozos horizontales y horizontales de largo alcance para optimizar su explotación.

En Colombia no se han realizado estudios sobre pozos horizontales de largo alcance, pues para que se haga una operación como esta se necesita principalmente, alta continuidad horizontal en el yacimiento, que las capas de las arenas de interés tengan un espesor técnicamente favorable para implementarlo y que las reservas en el yacimiento sean lo suficientemente atractivas para los inversionistas, sin embargo no se puede descartar que en un futuro próximo no se encuentren campos con estas características, pues aún falta una gran parte del territorio nacional por explorar.

El desarrollo de este proyecto comprendió una recopilación teórica de las técnicas utilizadas a nivel mundial para la perforación de alcance extendido en campos de shale gas, con la selección de nuevas tecnologías para la optimización de la perforación y el completamiento de este tipo de pozos.

También en esta investigación se analizan todos los puntos críticos y secciones de interés que se presentan en una trayectoria de un pozo horizontal de alcance extendido, empleando los simuladores COMPASS, STRESS CHECK y WELL PLAN de la compañía Landmark –Halliburton, aplicando cargas de esfuerzos en el revestimiento y en las herramientas de perforación. Tomando además algunas recomendaciones y lecciones aprendidas para el buen uso de lodos base agua y brocas de calibre extendido.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF HORIZONTAL EXTENDED REACH DRILLING APPLY IN A SHALE GAS FIELD*.

AUTHORS: OSCAR ANDRÉS RAMÍREZ VELÁZQUEZ; MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ TRIGOS**.

KEYWORDS: Drilling, Horizontal Wells, Shale Gas, Compass.

DESCRIPTION:

With the increasing need for new energy resources worldwide, the technological development of the oil industry has been focused on new areas that previously were not taken into account, representing the low profitability of operations in scenarios such as the associated with shale gas, found in very low permeability reservoirs with complex geological systems. Which is applied to horizontal wells and extended reach horizontal wells to optimize their exploitation.

Colombia there have been no studies of extended reach horizontal wells (ERD), is made for such an operation is needed mainly high horizontal continuity in the reservoir, the sand layers having a thickness interest technically favorable implement and reserves in the field are sufficiently attractive for investors, however cannot be ruled out in the near future are not fields with these features, because there is still a large part of the country to explore.

The development of this project included a theoretical techniques used globally for extended reach drilling in shale gas fields, with the selection of new technologies to optimize the drilling and completion of these wells. This applied to a hypothetical field generated from the characteristics and parameters to find shale gas potential to Colombia.

Also in this research analyzes all critical points and sections of interest are presented in a horizontal well trajectory extended reach simulators using COMPASS, STRESS CHECK and WELL PLAN Company Landmark-Halliburton, applying loads of effort in the casing and drilling tools. Taking also some lessons learned and recommendations for the proper use of water-based muds and extended gauge bits.

* Project Grade.

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: MSc. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria petrolera ante la alta demanda de hidrocarburos, ha visto la necesidad de generar nuevos escenarios de operación para la producción de petróleo y gas, teniendo como limitantes factores como entorno ambiental, espacial y la profundidad entre otros; los cuales son sus principales retos a la hora de mejorar sus tasas de producción diaria.

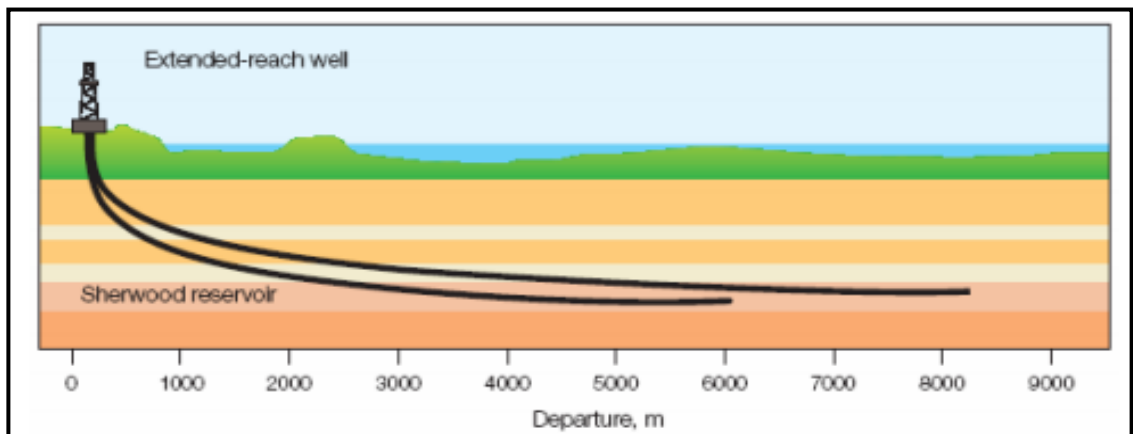
Dada esta tarea de crear nuevos prospectos para producir petróleo y gas, los pozos horizontales de largo alcance se han desarrollado como una opción bastante favorable, para campos que por su estructura no es posible usar pozos verticales o direccionales, generando mejores resultados aplicando este sistema. Como por ejemplo los campos de shale gas, descritos en este proyecto, donde es imperativo que se realice perforación de pozos horizontales, para facilitar el fracturamiento hidráulico y aumentar el área de contacto entre el yacimiento y la superficie.

El objetivo principal de la presente investigación, es evaluar técnicamente la perforación horizontal de largo alcance aplicada a un campo de shale gas, seleccionar las posibles zonas críticas que se puedan presentar, planear la trayectoria de los pozos e identificar algunas técnicas usadas en la industria para facilitar dicha perforación, a través del planeamiento de pozos, usando los softwares comerciales con licencias adquiridas por la Universidad Industrial de Santander.

1. GENERALIDADES DE LOS POZOS HORIZONTALES DE LARGO ALCANCE (ERD)

El desarrollo de la perforación horizontal de largo alcance ó Extended- Reach Drilling (EDR) por sus siglas en inglés, esencialmente es un avance en la perforación direccional, empleando conjuntamente técnicas de perforación de pozos horizontales y direccionales, teniendo la habilidad de desviar un pozo direccional alcanzando profundidades laterales que no se lograrían, con otras técnicas de perforación. Los pozos de largo alcance han sido caracterizados con desplazamientos horizontales hasta de 8 Kilómetros, como se ve en la Figura 1.

Figura 1. Pozo horizontal de largo alcance.



Fuente: ALLEN Frank, "Extending Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier" [En línea] www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors97/win97/ex_drilling.pdf. Citado Noviembre de 2012.

Para una perforación de largo alcance es necesario el uso de equipos avanzados, entre los cuales destacan tubería de perforación de amplio diámetro, bombas de lodo adicionales, un controlador de sólidos mejorado, un taladro tipo top drive de alta capacidad, entre otros equipos. Esta perforación ha sido llevada a cabo

exitosamente en áreas que incluyen el Mar del Norte, el Golfo de México, el Mar del Sur de China, Alaska y Rusia.

La decisión de desarrollar un pozo horizontal de largo alcance parte básicamente de las mismas ventajas de un pozo horizontal

- Exponer una mayor longitud de área de la formación con el pozo.
- Reducir la cantidad de pozos verticales que se necesitarían normalmente para drenar esta misma área. Especialmente si los yacimientos son offshore y el espacio es muy reducido.

La longitud de estos pozos ha sido extendida a medida que transcurre el tiempo y los límites de estos diariamente son traspasados con nuevas tecnologías. Por ejemplo:

- El 28 de Enero de 2011 el pozo horizontal más largo del mundo fue perforado en el campo Odoptu, Sakhalin-I, con una profundidad medida total de 12.345 metros (40.502 pies) y un desplazamiento horizontal de 11.475 metros (37.648 pies).¹
- Maersk Oil Qatar, tenía el record mundial anterior de un pozo con una profundidad medida de 40.320 pies (12.290 m), incluyendo un alcance horizontal de 35.770 pies (10.900 m) en el campo Al Shaheen, costa de Qatar².

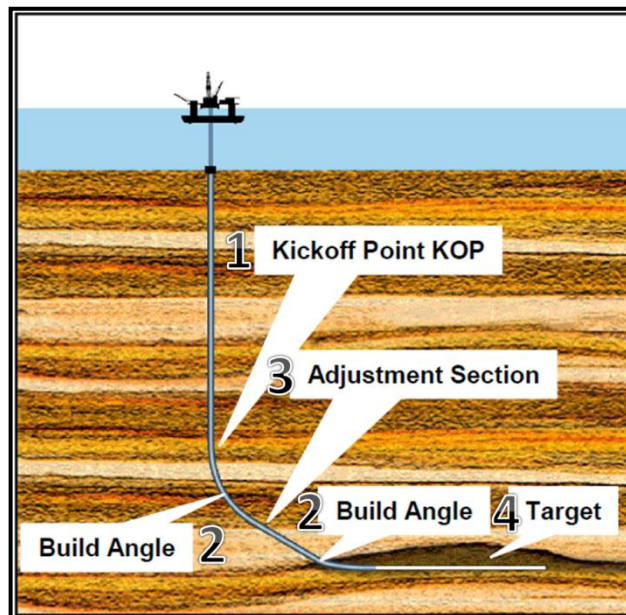
Un pozo horizontal consta principalmente de tres partes **1)** Una sección vertical que comienza desde la superficie y termina en punto llamado Kickoff Point (KOP).

¹ Kaiser, Mark J (2007-09-13) Indices Describe Complexity of Drilling Directional, Extended-Reach Wells Red, Orbit, retrieved October 6, 2008.

² Sonowal, Kumud et. Al. (2009-11-03) Continuous Improvements lead to Maersk Oil Qatar's longest horizontal well in the world Drilling Contractor, retrieved September 9, 2011.

El kickoff Point es una profundidad o punto donde la desviación del eje vertical comienza. **2)** Una sección curva llamada radio de giro (build angle) que se encarga de conectar la trayectoria vertical con una sección recta hasta alcanzar la sección horizontal de pozo, dibujando una curva hasta llegar a 90° y entrar horizontalmente en la formación. **3)** Una sección para ajustar los ángulos y construir posibles tangentes (adjustment section). **4)** Una sección horizontal que será la encargada de alcanzar los objetivos (targets) y de drenar el pozo como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Secciones que normalmente hacen parte de un pozo horizontal.



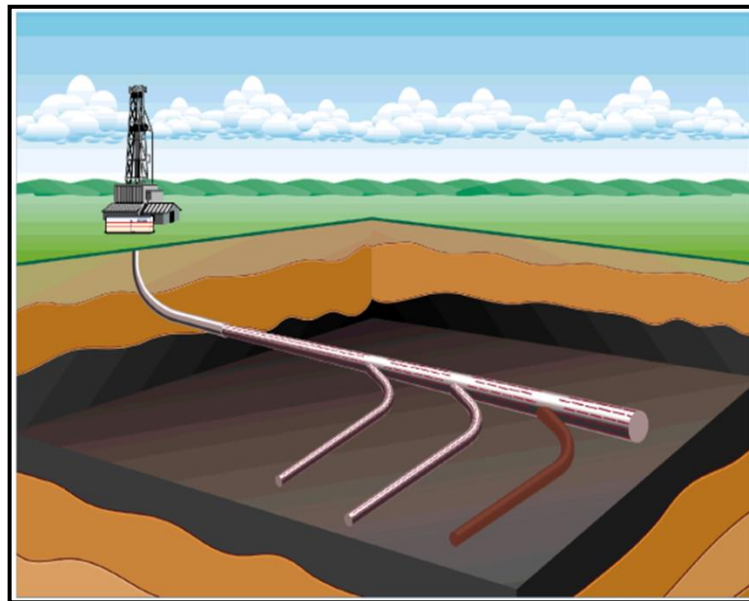
Fuente: CSELEY Alpar, "Directional Drilling" Sperry Drilling Services. Agosto 2006, Memories Physical Geology Course.

Estos pozos pueden ser perforados desde pozos nuevos, pozos viejos o huecos entubados; si el diámetro del revestimiento es lo suficientemente grande. Su longitud horizontal usualmente varía desde 1000 a 5000 [pies]. Una perforación horizontal tiene aplicación en un amplio rango de profundidades y espesor de formaciones, tanto para operaciones en tierra o costa afuera y profundidades medidas de 10.000 pies.

Los “Drainhole” o laterales, son pozos normalmente perforados desde un pozo ya existente, contiene las mismas características de un pozo horizontal de radio medio, la longitud de estos usualmente varía desde 100 a 700[pies].

Un pozo multilateral, es un pozo que consta de una sección vertical y puede tener varias secciones horizontales o también llamadas laterales o drainhole y algunas secciones inclinadas, por ejemplo la mostrada en la Figura 3.

Figura 3. Pozo Multilateral donde se pueden observar las secciones horizontales y laterales

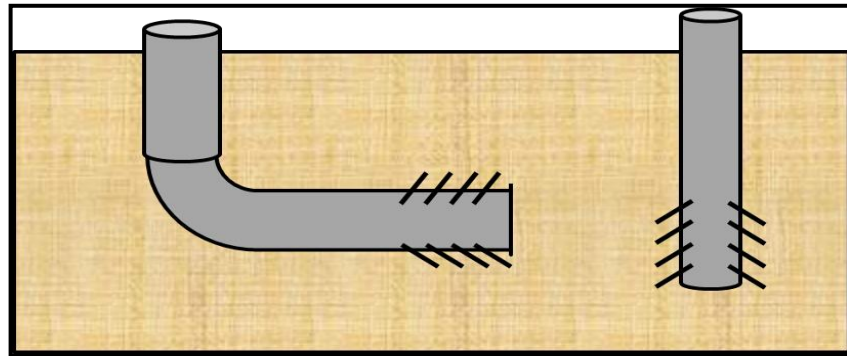


Fuente: CSELEY Alpar, “Directional Drilling” Sperry Drilling Services. Agosto 2006, Memories Physical Geology Course.

Generalmente un pozo horizontal es perforado paralelo al plano de estratificación, a diferencia de un pozo vertical que intersecta el plano de estratificación perpendicularmente o en un ángulo de 90° (ver figura. 4). Si el plano de estratificación es casi vertical (ver figura. 5) el objetivo de un pozo horizontal es el de intersectar múltiples zonas productoras. Por lo tanto para analizar el

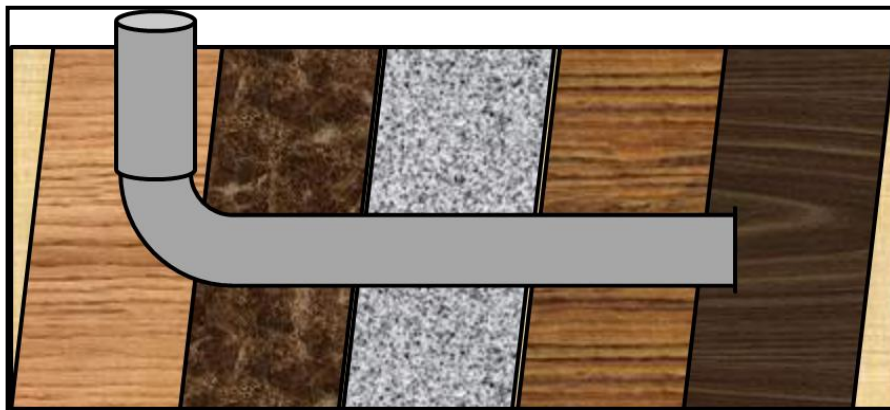
rendimiento de un pozo horizontal se debe considerar la configuración geométrica del plano de estratificación.

Figura 4. Esquema de un pozo vertical perforado perpendicular al plano de estratificación y pozo horizontal paralelo al plano.



Fuente: modificado de S.D. Joshi, Ph.D. Horizontal Well Technology, Joshi Technologies International, Oklahoma, U.S.A. 1991.

Figura 5. Un pozo horizontal perforado en un yacimiento con un plano de estratificación casi vertical.



Fuente: modificado de S.D. Joshi, Ph.D. Horizontal Well Technology, Joshi Technologies International, Oklahoma, U.S.A. 1991.

La productividad de un pozo horizontal es proporcional principalmente de la longitud de la sección horizontal del mismo, la cual depende de la técnica o patrón de perforación que se vaya a utilizar (ver tabla 1). Por lo tanto es necesario que

tanto el ingeniero de perforación, como el de yacimientos, trabajen juntos para escoger la técnica de perforación adecuada, la cual nos dará la longitud deseada. Otra consideración importante para un éxito económico es el esquema de completamiento del pozo, ya que ciertos tipos de completamiento dependen principalmente del patrón de perforación utilizado, debido entre otras cosas al tamaño del hueco y a las herramientas que se puedan utilizar dentro de él.

Tabla 1. Patrones de clasificación de pozos horizontales.

Tipo	Diámetro del Hueco [pulgadas]	Radio [pies]	Longitud [pies]	Angulo de desviación °/100 ft
Ultracorto	1 ¹ / ₄ , 2 ¹ / ₂	1-3	100-200	45-60
Corto	4 ³ / ₄ , 6, 3 ³ / ₄	20-40	300-800	2-5
Medio	4 ¹ / ₂ , 8 ¹ / ₂ , 6, 9 ⁷ / ₈	300-800	1000-4000	8-35
Largo	6 ¹ / ₂ , 12 ¹ / ₄	1000-3000	2000-6000	2-6

Fuente: modificado de: RAMOS GARCIA Daniel, "ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN POZOS HORIZONTALES". Universidad Central de Venezuela. 2003.

Como se puede observar existen diferencias muy grandes entre los intervalos del radio de curvatura del pozo horizontal. Es más difícil perforar dentro de estas áreas vacías debido a limitaciones de equipos y es naturalmente más fácil perforar dentro de estos rangos de patrón.

El radio de giro cercano a 300 pies es una división natural entre horizontales de radio corto y radio medio; esto es debido a varias razones, tales como, herramientas estándar y la maniobrabilidad de estas herramientas a altas tasas de velocidad entre otras consideraciones.

1.1 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

Existen cuatro aplicaciones principales para que los ingenieros de planeamiento de pozos tomen la decisión de perforar un pozo horizontal:

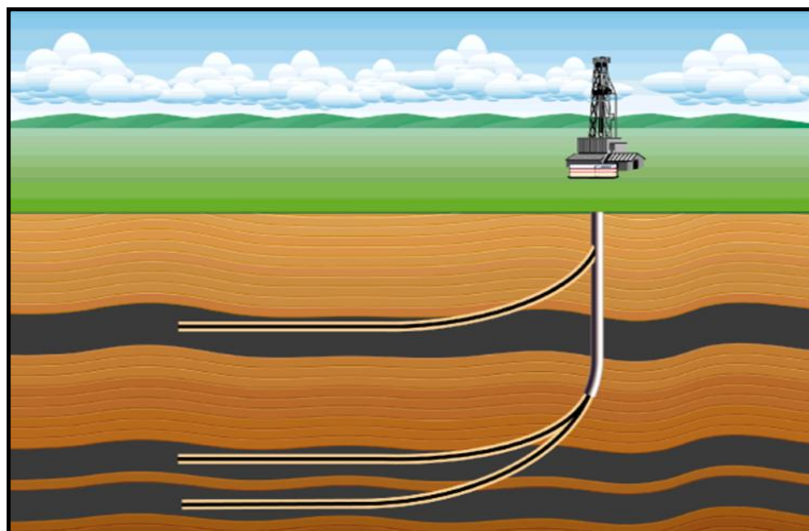
1. En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales han sido utilizados para intersectar fracturas y así drenar el yacimiento efectivamente (Ejemplos: Formación Bakken, Dakota del norte, U.S.A.).
2. En yacimientos con problemas de conificación de gas y de agua, los pozos horizontales han sido utilizados para minimizar estos problemas y así mejorar la producción de aceite (Ejemplos: Campo Helder, offshore Países bajos).
3. En producción de gas los pozos horizontales pueden ser utilizados tanto en yacimientos de bajas permeabilidades, así como en yacimientos de altas permeabilidades. En yacimientos de baja permeabilidad los horizontales pueden mejorar el área de drenaje y así reducir la cantidad de pozos que son requeridos para drenar el yacimiento. En yacimientos de alta permeabilidad donde la velocidad del gas cerca al pozo vertical es alta, al utilizar los horizontales se reduce esta velocidad y así disminuye el régimen de flujo turbulento (Ejemplo: Campo de gas Zuidwal, Países Bajos).
4. En aplicaciones de recobro mejorado, los pozos horizontales son utilizados especialmente en procesos térmicos, ya que al aumentar la superficie de contacto con el yacimiento se optimiza la inyectividad del pozo, especialmente en proyectos donde este factor es un problema. Estos también pueden ser utilizados en programas de inyección de agua o de polímeros ya que mejoran la eficiencia de barrido.

1.2 LIMITACIONES DE POZOS HORIZONTALES

La principal desventaja de un pozo horizontal, es que solo una zona productora puede ser drenada. Sin embargo esta desventaja puede ser mitigada utilizando varios métodos tales como:

1. Perforando un pozo multilateral o tipo escalera donde las partes horizontales son perforadas en más de una capa, como se muestra en la Figura 6.
2. Al cementar un pozo horizontal y posteriormente estimularlo con fracturas propantes, las fracturas verticales perpendiculares al horizontal pueden intersectar más de una capa y de esta forma drenar varias capas productoras. Es importante aclarar que en este método debido al sobrepeso de las capas y a barreras geológicas intermedias, no puede ser posible interconectar múltiples zonas productoras si se encuentran a una distancia considerablemente alta.

Figura 5. Pozo Multilateral drenando varias capas en un yacimiento de crudos pesados.

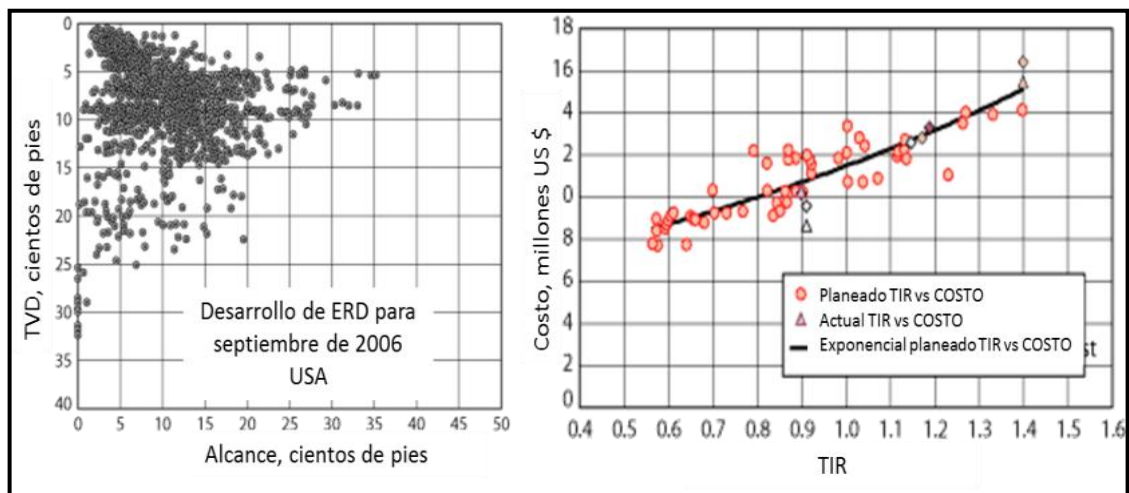


Fuente: CSELEY Alpar, "Directional Drilling" Sperry Drilling Services. Agosto 2006, Memories Physical Geology Course.

Otra desventaja de un pozo horizontal son sus costos, anteriormente (finales de los años 70' y comienzos de los años 80') el costo de un pozo horizontal estaba alrededor de 6 o 8 veces el costo de un pozo vertical. Esto ha sido reducido sustancialmente en los últimos años. Actualmente el costo de un pozo horizontal oscila entre 1,3 y 2,5 veces el costo de un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y la técnica de completamiento empleada.

Un factor muy importante en la determinación de costos, es la experiencia de perforación en la zona, ya que el costo del primer horizontal siempre es el más alto pero a medida que en la zona se perforan otros horizontales el costo se reduce sustancialmente, por lo tanto se concluye que para que un proyecto de perforación horizontal sea exitoso, es preferible que se perforen más de un pozo horizontal, ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

Figura 7. Costos de pozos horizontales ERD en Estados Unidos.



Fuente: WORLD OIL MAGAZINE [En línea] <http://www.worldoil.com/June-2007-Extending-the-reach-of-ERD-How-far-can-we-go.html>. Citado el 5 de noviembre de 2012.

1.3 VENTAJAS DE POZOS HORIZONTALES

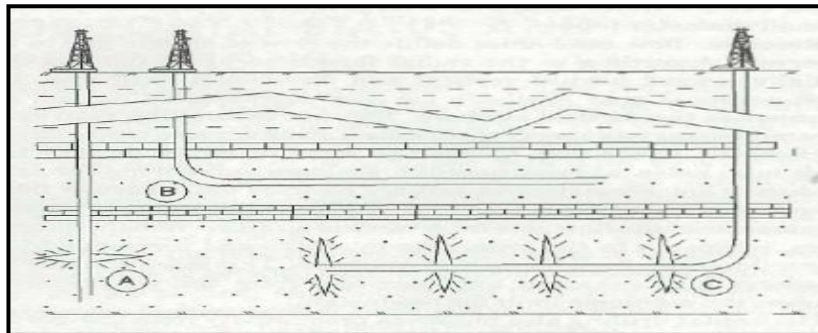
El principal propósito de un pozo horizontal es el de mejorar o aumentar el área de contacto con el yacimiento y por lo tanto mejorar la productividad del pozo, ya que tienen unas mayores tasas de producción de aceite y gas que otros métodos de perforación

En casos de proyectos de recobro secundario o recobro mejorado (EOR), la perforación de pozos horizontales son una gran aplicación al tener una mayor zona productora expuesta, lo cual ayuda a incrementar la inyectividad, mejora la eficiencia de barrido y reduce el número de pozos necesarios para la inyección de agua o de vapor.

En formaciones de baja permeabilidad también mejora la productividad, al exponer una mayor área de la zona productora y disminuye la energía necesaria para producirla, los pozos horizontales también pueden crear múltiples fracturas y así aumentar la productividad (ver Figura 6).

Figura 6. Aplicaciones de pozos Horizontales 1.

- A) Pozo vertical con una fractura sola hidráulica.
- B) Pozo Horizontal con una mayor superficie expuesta de la zona productora.
- C) Pozo Horizontal con múltiples fracturas hidráulicas.



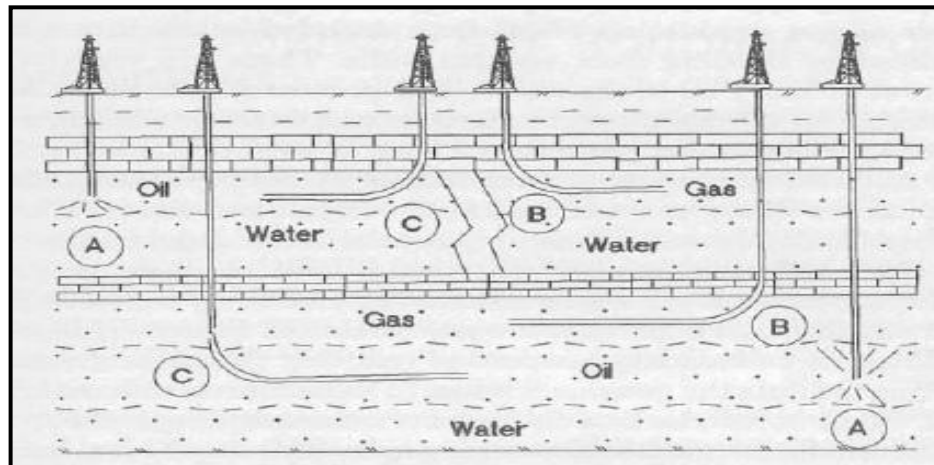
Fuente: J. A. Short. Introduction to Directional and Horizontal Drilling, PennWell Publishing Company, Oklahoma, U.S.A. 1993.

Los pozos horizontales también pueden llegar a drenar efectiva y rentablemente zonas que con otros métodos de perforación no generarían ganancias, como por ejemplo los yacimientos con espesores delgados.

Otra ventaja de los pozos horizontales es que generan una caída de presión menor que un pozo vertical, con lo cual se pueden disminuir los problemas asociados a la producción de arena en zonas poco consolidadas, y además ayudan a evitar los problemas de conificación y producción de agua (ver Figura 7).

Figura 7. Aplicaciones de pozos Horizontales 2.

- A) Pozos verticales con problemas de conificación.
- B) Pozo horizontal de gas sin problemas de conificación.
- C) Pozos horizontales sin problemas de conificación.



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

2. NUEVAS TECNOLOGÍAS OPERACIONALES APLICADAS A POZOS ERD EN CAMPOS DE SHALE GAS

En la actualidad, los yacimientos no convencionales han sido desarrollados por algunos países, acentuándose este tipo en trabajos en Norte América con yacimientos de shale gas. Paralelo a esto, investigaciones recientes y en etapas tempranas en Colombia, están orientadas a la evaluación de características de este tipo de yacimientos para la predicción del comportamiento de la producción, proporcionando un modelo de operación para explotación de nuevos hallazgos de hidrocarburos a nivel nacional.³

El *Shale gas* o gas en lutitas, se obtiene a partir de la explotación de las formaciones lutíticas, que originariamente fue una acumulación de capas de arcilla o lodo y que debido a las diversas circunstancias geológicas, fue comprimida y dio origen a una roca sedimentaria de grano muy fino.

Se caracterizan por tener estructura foliada (la cual permite que sean fácilmente separadas en delgadas láminas, manteniendo su composición), con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno. Antaño consideradas como meras rocas de formación para el gas que se deposita en reservas de areniscas y carbonatos -que son los principales objetivos de las explotaciones de gas convencional-, estas han cobrado relevancia en términos productivos a raíz de un contexto económico favorable, aunque posee un potencial de ser un yacimiento económicamente explotable de gas, es relativamente raro. Debido a su baja

³ Fuente: Rey Carlina, Amaya Freddy. "EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS-SHALE UTILIZANDO UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA DETERMINAR EL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN QUE PERMITA MAXIMIZAR LAS RESERVAS RECUPERABLES" Universidad Industrial de Santander, 2011.

permeabilidad, el shale (lutitas) además de ser la roca madre también es la roca almacén.

2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN CAMPOS DE SHALES GAS

La utilización de diferentes fluidos para maximizar las ROP, la estabilidad en el hueco, pero sobre todo para disminuir la reacción negativa entre el fluido y la formación, ha desencadenado en el desarrollo de familias de fluidos como el SHALEDRILL, como base esencial para la perforación de cualquier pozo.

El sistema de SHALEDRILL, es un conjunto de fluidos de perforación base-agua que tienen características propias de cada campo y permiten afrontar los diferentes retos de los yacimiento no-convencionales, como lo son los yacimientos de shale gas. Cada yacimiento de shale gas es diferente, algunos son relativamente someros y fracturados, otros son profundos y a altas temperaturas. Esto sumado a que la composición mineralógica de cada yacimiento es diferente (ver Figura 10), hace necesario la utilización de un fluido de perforación específico. Debido a esto este grupo de fluidos de perforación agiliza el rendimiento de las operaciones y reducen los tiempos no productivos (NPT).

Figura 8. Variación mineralógica de tres yacimientos de Shale.



Fuente: SHALE GAS PICTURES [En línea] <http://www.barryepstein.com.au/products/panorama/hammersley-gorge-panorama-karijini-national-park-western-australia/>. Citado enero de 2013.

Con alrededor de 20 años de desarrollo de este tipo de yacimientos, las compañías operadoras entendieron que la mejor forma de producir estos yacimientos a un menor costo, es estudiando las condiciones geológicas locales. 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%.⁴

Estos fluidos base agua, pueden eliminar muchos de estos costos adicionales y superar el reto de la estabilidad del pozo, mejorando el rendimiento de la perforación, maximizan el potencial de producción de cada pozo, aumentan la velocidad de perforación (ROP), disminuyen el número de viajes y además reducen los problemas de torque y arrastre, evitando la costosa tarea del manejo de ripios que estos yacimientos producen normalmente. Estos fluidos son formulados para formaciones con características específicas propias de cada yacimiento. Los análisis de laboratorio utilizan XRD (Difracción de rayos-X) y otros procedimientos sobre las muestras de cada yacimiento, para así producir un fluido específico para cada uno. De los beneficios ya mencionados, este grupo de fluidos también permite:

- Minimizar el impacto ambiental.
- Mejorar la lubricación.
- Están personalizados para cada formación de Shale.
- Inhibe la alta 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.
- Fácil manejo de ripios mientras se perfora. (ver Figura 9).
- Mayor y efectiva resistencia al CO₂.

⁴ Fuente: CASES SHALE GAS: OPERATION [En línea]
http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Case_Histories/web/h07902.pdf. Citado el 4 de Noviembre de 2012.

- Su reología permanece estable pese a las condiciones extremas del pozo.
- Alto porcentaje de fluido puede ser recuperado, para otro pozo.
- Da una mayor estabilidad sellando las microfracturas.

Figura 9. Ripios producidos con la familia de fluidos SHALEDRIL



Fuente: CASES SHALE GAS: OPERATION [En línea] http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Case_Histories/web/h07902.pdf. Citado el 4 de Noviembre de 2012.

Estos fluidos han sido exitosamente probados en más de 250 pozos en diferentes tipos de yacimientos de Shale en Estados Unidos, como por ejemplo:

- 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 delaminación; este fluido sella las microfracturas y así mitiga estos problemas.⁵
- El sistema de fluidos SHALEDRIL H, fue específicamente diseñado para el campo Haynesville (EUA), donde las temperaturas en fondo de pozo excedían

⁵ Brady Fritz and Michael Jarrett "POTASSIUM SILICATE TREATED WATER-BASED FLUID: AN EFFECTIVE BARRIER TO INSTABILITY IN THE FAYETTEVILLE SHALE". SPE PAPER 151491-MS. March 2012

los 300°F. Normalmente en las operaciones se utilizaban fluidos base aceite para perforar estos pozos, ocasionando un mayor impacto ambiental, además de que estas altas temperaturas causaban que el operador tuviera que detener la perforación para que las herramientas disminuyeran su temperatura. Al utilizar el SHALEDRIL H se mitigaron todos estos problemas sin tener ningún efecto adverso.

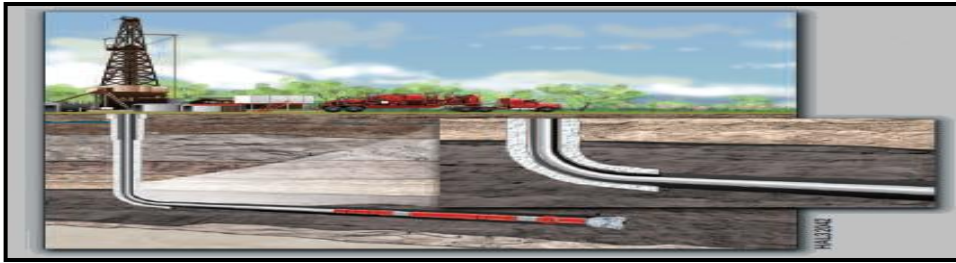
- El sistema de fluidos SHALEDRIL E, fue utilizado en el problemático yacimiento de Shale: Eagle Ford (EUA), que gracias a su formulación química con potasio y glicol ofreció una mayor inhibición y una excelente lubricación a altas temperaturas en las extensas secciones laterales.

2.2 OPTIMIZADORES DE OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

Durante años la industria petrolera no le ha dado la importancia suficiente a la calidad de la cementación del pozo, ha primado la optimización de los tiempos de perforación y sus costos asociados, sin darse los esfuerzos para maximizar la producción y minimizar los costos operacionales por medio del aislamiento zonal, para aumentar la vida productiva del pozo (ver Figura 12).

Los pozos normalmente están sometidos a grandes esfuerzos generados por: las pruebas de presión (well testing), tratamientos de estimulación e inyección, efectos térmicos, ciclos de producción y cambios en los alrededores del pozo durante años e inclusive durante décadas.

Figura 10. Servicio de Cementación Well Life III.



Fuente: CEMENTING SERVICES [En línea] <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=8&pageid=19&prodgrpId=MSE%3a%3a1045857499739595>. Citado Enero 2013.

Algunas compañías han planteado soluciones para satisfacer las demandas de cada pozo, analizando los esfuerzos acumulados anteriormente mencionados, que contribuyen a una potencial falla en el sello anular para extender la vida productiva de los pozos.⁶

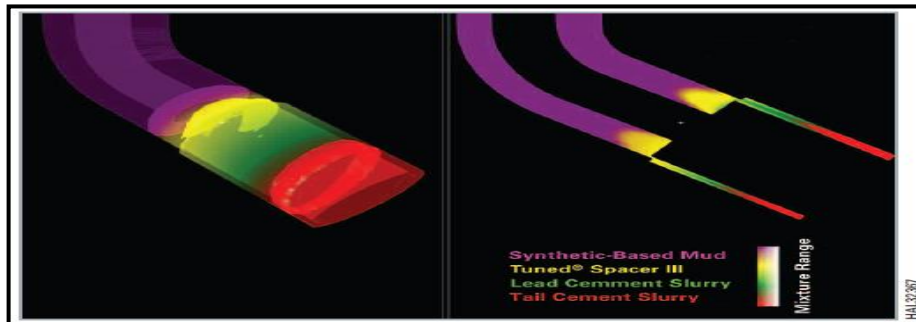
Se han diseñado programas de cementación como el WELL LIFE III, para prevenir el flujo de fluidos no deseados dentro del anular en cualquier tiempo durante la vida del pozo, manteniendo la producción mientras se reduce o incluso se eliminan los costos de remediación. Estos programas permiten alcanzar y entregar un sello en el anular resistente y a la medida, que puede reducir los costos del workover y del pozo en su totalidad. Además están diseñados para los ambientes más severos y para las áreas más sensibles. Este servicio ayuda a los ingenieros y operadores a tomar la mejor decisión para evitar fallas en el cemento, mejorar la integridad del pozo y reducir los tiempos asociados con trabajos remediales de workover.

⁶ Kris Ravi and Richard Vargo, Halliburton, and Barbara Lasley, BP America Production Company; SUCCESSFUL CEMENTING CASE STUDY IN TUSCALOOSA HPHT WELL (RUSSIAN), SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.

Herramientas de Ingeniería:

- **Software de desplazamiento en 3D:** es un simulador de pozos en 3D, enfocado en la correcta colocación y diseño de fluidos, para lograr una completa remoción del lodo de perforación y así mejorar la cobertura del cemento, dado que la incompleta remoción del lodo es la primera causa de toma de registros con resultados erróneos.
- **Análisis WellLife:** es un software de diagnóstico basado en un análisis de elementos finitos (FEA), utiliza las propiedades mecánicas, térmicas y químicas de los materiales para determinar su efectividad, analizando las condiciones específicas del pozo y los esfuerzos que ejercen sobre el cemento las actividades operacionales, para así diseñar y entregar un sistema de cementación que sea capaz de soportar estas cargas y las condiciones en fondo de pozo como se muestra en la Figura 11.

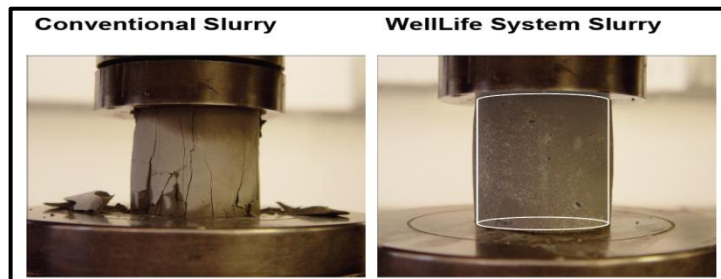
Figura 11. Simulador de desplazamiento 3D.



Fuente: CEMENTING SERVICES [En línea] <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=8&pageid=19&prodgrp=MSE%3a%3a1045857499739595>. Citado Enero 2013.

- **Cemento ElastiCem:** Este es un cemento tipo espuma que incorpora elastómeros y fibras especiales, las cuales disminuyen la fragilidad del cemento y por lo tanto mejoran la resistencia y elasticidad del mismo.⁷ (ver Figura 14).

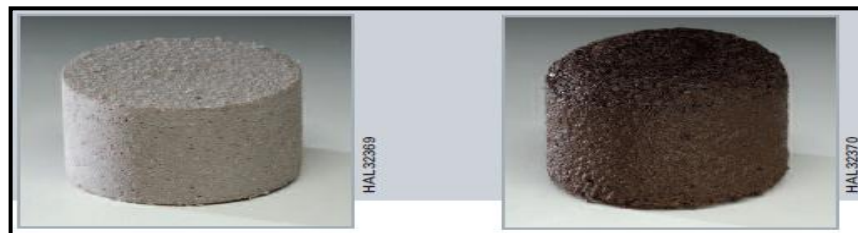
Figura 12. Izquierda: falla en un cemento convencional debido a la exposición de cargas. Derecha: cemento ElastiCem altamente resistente a todo tipo de esfuerzos.



Fuente: DIAZ CONTRERAS Antonio “CEMENTING SYSTEM”. Memorias XII Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos UIS. Octubre de 2010.

- **LifeCem:** Este tipo de cemento tiene los mismos beneficios del ElastiCem y además contiene materiales diseñados para reaccionar y responder cuando ocurre el flujo no deseado de hidrocarburos, sellando las micro-fisuras y restableciendo el sello anular como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Izquierda: cemento LifeCem antes de la exposición al flujo de hidrocarburos. Derecha: cemento LifeCem después de ser expuesto al flujo de hidrocarburos.

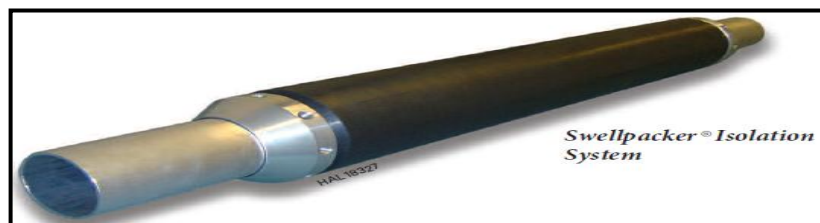


Fuente: CEMENTING SERVICES [En línea] <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=8&pageid=19&prodgrpid=MSE%3a%3a1045857499739595>. Citado Enero 2013.

⁷ TAHMOURPOUR F, GRIFFITH J.E. “USE OF FINITE ELEMENT ANALYSIS TO ENGINEER THE CEMENT SHEATH FOR PRODUCTION OPERATIONS”, Halliburton. SPE 121310 USA.

- **Swellpacker:** Es una opción de alimentación directa por cable que permite el paso de líneas de control únicas o múltiples con empaquetaduras planas, para la supervisión del fondo del pozo, inyección de productos químicos y terminaciones inteligentes (ver Figura 16). Esto elimina la necesidad de empalmes de cables, cortes de líneas de control y pelado de cables, de esta forma, se reduce considerablemente el riesgo de fallas.

Figura 14. Sistema de aislamiento Swellpacker.



Fuente: DIAZ CONTRERAS Antonio "CEMENTING SYSTEM". Memorias XII Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos UIS. Octubre de 2010.

El sistema ofrece un sello anular en pozos con o sin revestimiento y un sello alrededor de las líneas de control o de las empaquetaduras planas, que pueden mantener la presión diferencial.⁸

2.3 CENTRALIZADORES PROTECH CRB

La profundidad, temperatura, la alta desviación de los pozos, el desgaste y las pegas de tubería, son solo algunas de las complicaciones que se presentan diariamente en la industria. Junto con las nuevas e inusuales aplicaciones como pozos slimhole, multilaterales y ambientes abrasivos, hacen más importante la adaptación de nuevas tecnologías, materiales y accesorios versátiles en tuberías que soporten estas condiciones, se desarrolló una nueva tecnología en resinas,

⁸ Disponible en: http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H07827S.pdf

fibra de carbono y cerámica, para aumentar la resistencia al desgaste y/o el mejoramiento del flujo en los centralizadores, deflectores o protectores en las tuberías.

El centralizador “Protech CRB” (CASING RESIN BLEND) es un centralizador rígido mecánicamente adaptado, el cual puede ser adherido químicamente a la superficie de la tubería, utilizando fibra de carbono y materiales de composición cerámica. Estos se pueden adecuar a las necesidades de cualquier tipo ya que vienen en diferentes medidas, formas y son ubicados donde sean más convenientes.

El material puede ser usado para otras aplicaciones tales como las bandas de desgaste, cuñas de desviación, dispositivos de protección de tuberías, y para más aplicaciones generales de reducción de fricción.⁹

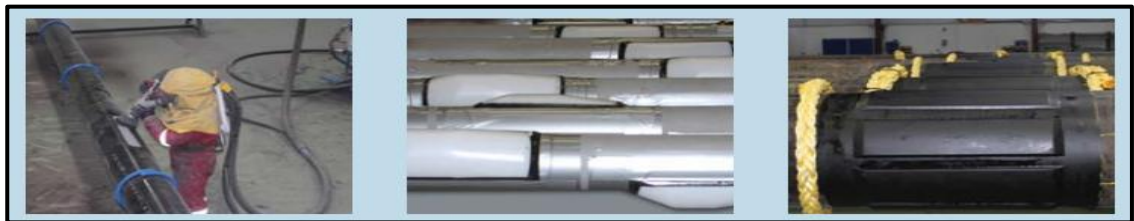
2.3.1 Características de los Centralizadores CRB

- Material de cerámica de fibra de carbono moldeado sobre la tubería.
- Diseñado para adaptarse a las aplicaciones específicas del pozo.
- Puede ser instalado en cualquier grado de tubería incluidas las aleaciones resistentes a la corrosión.
- El proceso de unión ayuda a asegurar un acople mecánico más fuerte y al ser adherido químicamente presenta una alta resistencia a la corrosión.
- Proporciona una centralización óptima para pozos con rangos de maniobrabilidad muy pequeños.

⁹ ACOSTA F., WEBB E., Halliburton, ZAUSA F., Eni (Agip). “CARBON-FIBER CERAMIC PRODUCTS AN INNOVATIVE SOLUTION THAT ALLOWS CENTRALIZATION-DESIGN VERSATILITY”. SPE PAPER 2009-075.

- El material compuesto tiene una alta resistencia al impacto y la abrasión extrema (ver Figura 17). Es ideal para pozos desviados así como para materiales con bajo coeficiente de fricción.
- El material es resistente al CO₂ y H₂S.
- Tiene resistencia a la alta degradación térmica y al impacto a los -25°F
- El centralizador compuesto puede ser usado exitosamente en ambos perfiles de pozo, tanto convencional como en Slimhole.
- Ayuda a permitir una distribución homogénea de la lechada de cemento.
- Al reducir la fricción se puede prevenir el buckling o pandeo de la tubería.
- Es ideal para pozos horizontales de largo alcance donde se deba disminuir el torque y el arrastre, pues ayuda a mejorar el deslizamiento de la tubería en las secciones de ángulos severos y además influye en la reología del mismo.

Figura 15. Centralizadores rígidos Protech CRB



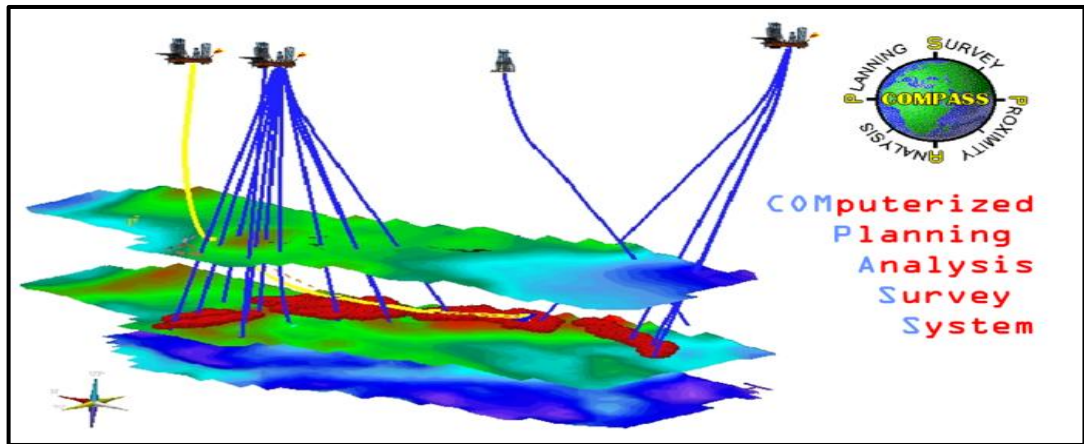
Fuente: CEMENTING SERVICES [En línea] <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=8&pageid=19&prodgrpid=MSE%3a%3a1045857499739595>. Citado Enero 2013.

2.4 SOFTWARE PARA PLANEAMIENTO DE TRAYECTORIAS

El cuidadoso planeamiento de perforación de pozos previo al comienzo de las operaciones, es probablemente el factor más importante de un proyecto de exploración o explotación de un yacimiento. Cada pozo es único en el sentido de que este tiene objetivos específicos para intervenir. Actualmente la industria avanza a pasos agigantados en la exactitud con que se pueden generar trayectorias y especificar las coordenadas de los puntos críticos de los diseños.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se utilizará el software COMPASS del cual se tiene una licencia académica gracias al convenio entre Universidad Industrial de Santander y la línea de servicios Landmark de la compañía Halliburton Services.

Figura 16. Diseño de trayectorias Compass.



Fuente: Captura de imágenes Compass-Landmark.

Por sus siglas en inglés COMPASS (COMputerized Planning and Analysis Survey System) como se muestra en la Figura 16. Es un software que ayuda en la planeación de las trayectorias de pozos direccionales, manejo de los datos de estudio, gráficas y análisis anticolidión.

Este software diseñado para compañías petroleras y contratistas de perforación, puede mejorar la seguridad, eficiencia y rentabilidad de los programas de pozos direccionales. Ofrece herramientas fáciles de usar tales como métodos de planeación múltiple en 2D y 3D, torque y arrastre, costos, re-optimización de los datos de entrada, graficas, análisis de datos de estudio y generación de objetivos para perforar. Las actualizaciones y notificaciones automáticas aseguran que los miembros del equipo de planeamiento estén al tanto de los cambios ocurridos y que los resultados de ingeniería sean actualizados en tiempo real.

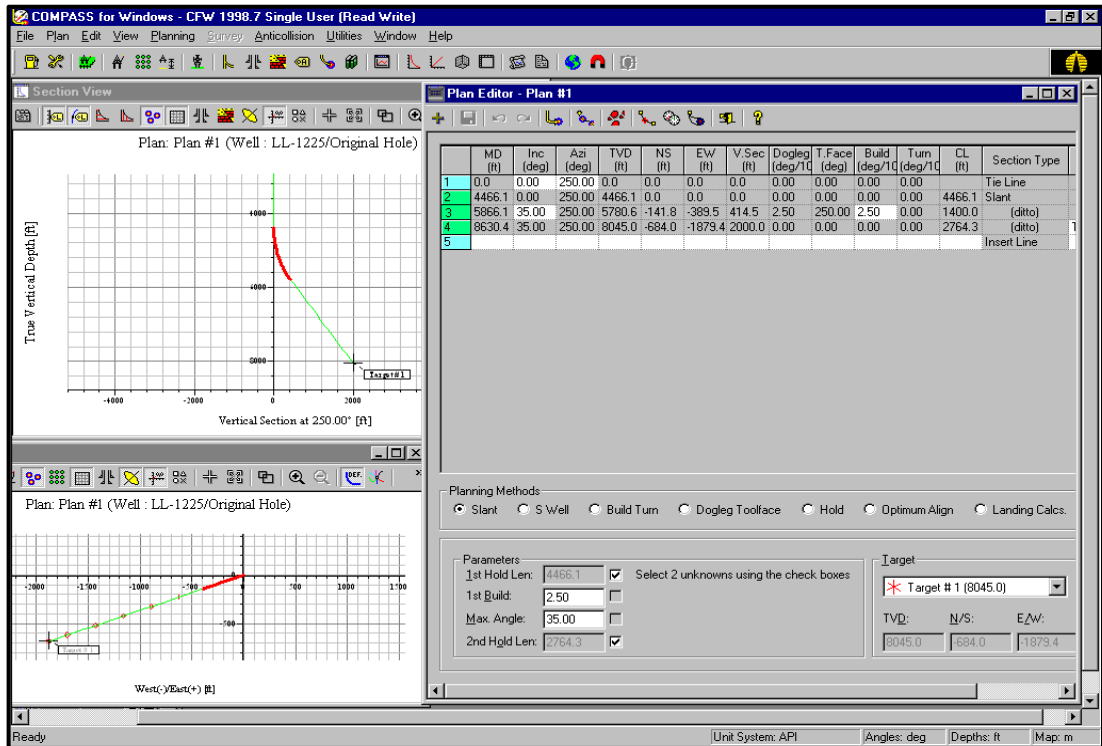
2.4.1 Características

- Integración e intercambio de datos con la base de datos de EDM.
- Posee un módulo de planeación donde se permite al usuario construir la trayectoria del pozo en secciones, en cada etapa de la planeación los cambios y las gráficas son actualizados a medida que se realizan, el usuario puede revisar, insertar, borrar o cambiar variables para cualquier sección del plan y este mismo será recalculado.
- Sistema anticolidión.
- Actualizaciones dinámicas de las gráficas.
- Varía las profundidades de referencia, por medio de la barra de herramientas permitiendo realizar desviaciones usando datos de pozos vecinos.
- Permite la edición de las gráficas con una alta calidad de imagen
- Los reportes pueden ser generados en una amplia variedad de formatos tales como PDF, XML, DOC, RTF, XLS y RPT.
- Este software puede recalcular los estudios almacenados para adecuarse a las nuevas variables, además puede trabajar junto con WELLPLAN y comprobar el impacto de estos cambios si se realizara la perforación.¹⁰
- 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 paper IADC/SPE 59196.
- Determina la mejor combinación de parámetros para el diseño de trayectoria, que da como resultado una óptima solución basada en la optimización de un criterio específico.
- Reconoce los diseños que nos son viables debido a los límites operacionales y mecánicos.

¹⁰ Disponible en: <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=213&pageid=820>

- El optimizador de trayectoria, puede recomendar potenciales candidatos a sidetrack, ahorrando días de análisis de ensayo y error (ver Figura 19).

Figura 19. Compass editor de planeamiento.



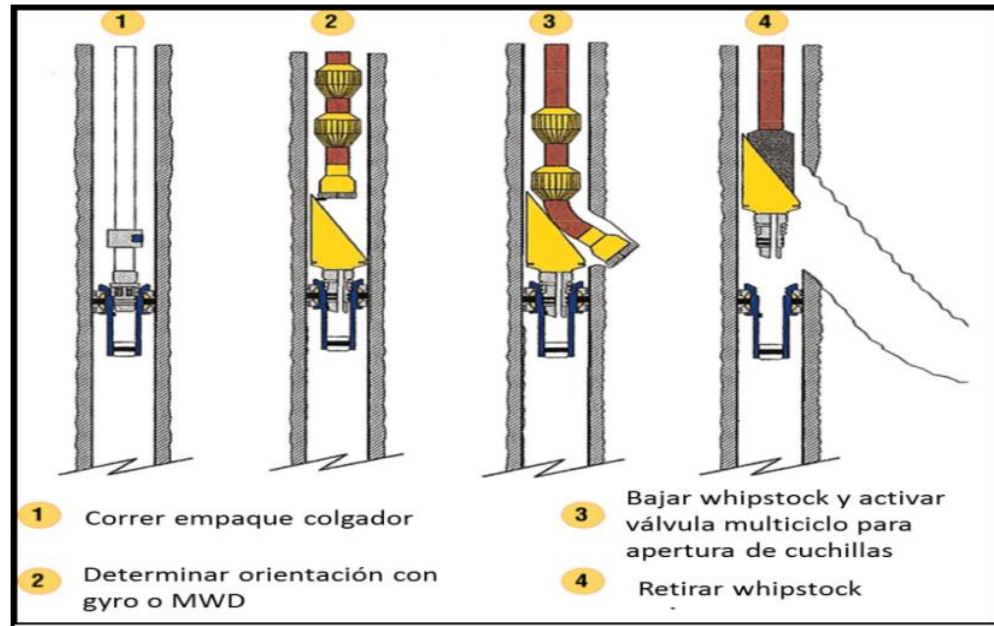
Fuente: Captura de imágenes Compass-Landmark.

2.5 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional controlada comenzó a mediados del siglo 20 como una técnica para alcanzar de otra manera las reservas inaccesibles. Tempranamente la perforación direccional involucro el uso de dispositivos de desviación, tales como whipstocks (Figura 17) y ensambles de rotación sencillos para alcanzar

estos objetivos; estos dispositivos ofrecían un control limitado y frecuentemente resultaban en objetivos perdidos.¹¹

Figura 17. Ilustración del funcionamiento de un (cuchara) whipstock.



Fuente: Modificado de: THE MEANINGS “WHIPSTOCK” [En línea] <http://images.pennwellnet.com/ogj/images/off2/0498debris01.gif>. Citado 20 de enero de 2013.

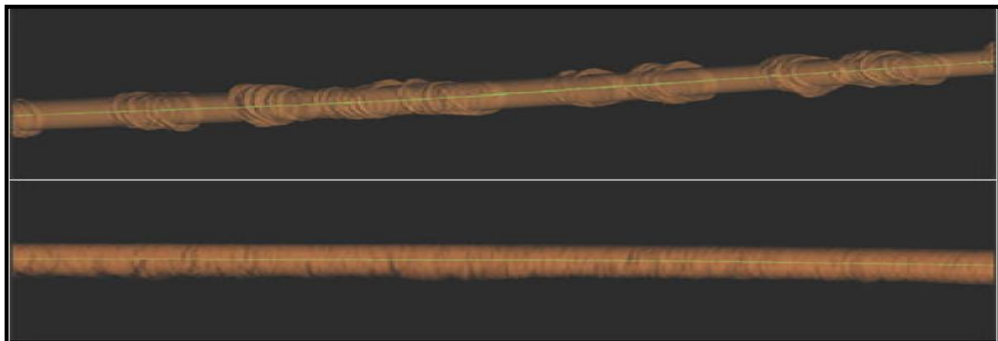
La introducción de los motores de fondo o motores de lodo, ofreció una mayor capacidad de control y con esto control direccional. Estos motores se dividen en dos grupos, uno es el de desplazamiento positivo (PDM) y el otro es el motor de fondo de turbina. Sin embargo estos motores carecían de la eficiencia de perforación esperada principalmente porque involucraba Slide Drilling, la cual se refiere a la perforación utilizando un motor de lodo rotacional que se ubica sobre la broca, este permite que haga un movimiento rotacional, sin que haya un movimiento de los componentes de la sarta que se encuentran sobre el motor de lodo.

¹¹ Oilfield Review Interactive Better Turns for Rotary Steerable Drilling, Number 2, [En línea]: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx. Citado el 20 de Diciembre de 2012.

La operación es conceptualmente sencilla: se apunta la broca en la dirección deseada sin girar la sarta de perforación, la broca es rotada con un motor de lodo y cuando la dirección del pozo deseada es obtenida, toda la sarta de perforación rota y perfora directo en este ángulo.

Esta tecnología permaneció ineficiente y riesgosa debido al alto torque y arrastre que se generaba, limitando la capacidad de perforación en modo rotacional y Sliding. Motores dirigidos producían una alta tortuosidad en el pozo (Figura 18) la cual hacía el trabajo más difícil impidiendo operaciones importantes como evaluación de la formación, corrida de casing y la calidad de los registros en pozos escabrosos.

Figura 18. Comparación de un pozo perforado con un motor de desplazamiento positivo (PDM) (arriba) y un pozo perforado con un sistema rotatorio dirigido (RSS)(abajo).

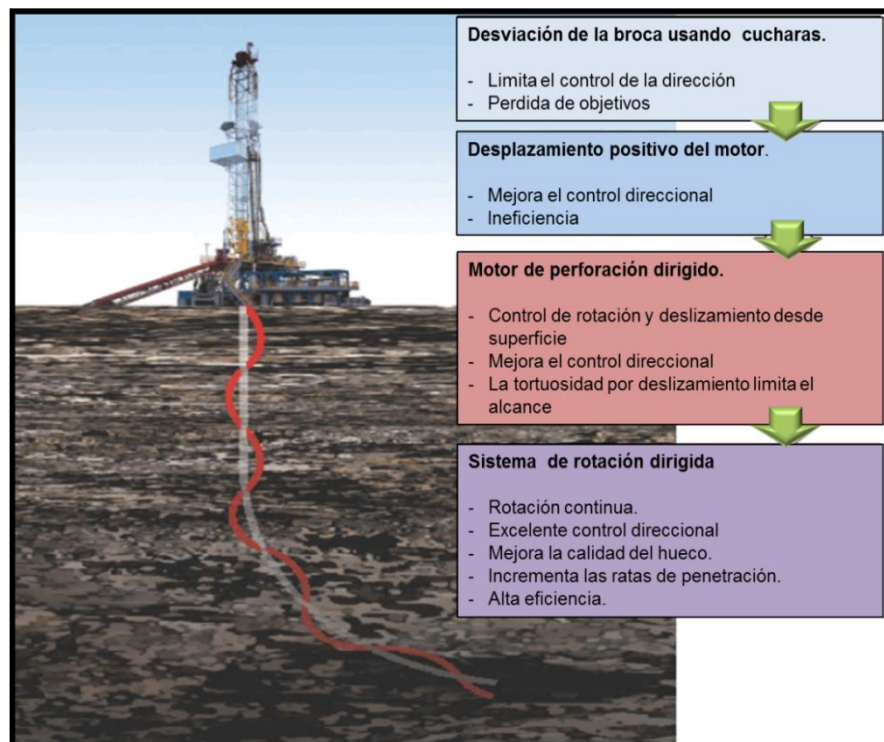


Fuente: Oilfield Review Interactive Better Turns for Rotary Steerable Drilling [En línea]: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx. Citado Diciembre de 2012.

La introducción de la tecnología de rotación dirigida eliminó muchas desventajas de los métodos de perforación direccional anteriores, un RSS perfora direccionalmente con una continua rotación desde superficie, por lo que no es necesario deslizar la sarta de perforación.

El continuo movimiento de rotación transfiere peso sobre la broca de una manera más eficiente, con lo cual se incrementa la tasa de perforación (ROP). Esta rotación también mejora la limpieza del hueco debido al continuo movimiento del fluido de perforación y de los recortes del pozo. Esto permite que los recortes salgan del pozo antes de que se acumulen en el hueco evitando pegadas de tubería, como se resume en la Figura 22.

Figura 22. Evolución de la tecnología de perforación direccional



Fuente: Modificado de Oilfield Review Interactive Better Turns for Rotary Steerable Drilling [En línea]: [http:// www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx). Citado Diciembre de 2012.

2.5.1 Tecnología RSS (Rotary Steerable System). Los RSS mejoran el control direccional en tres dimensiones, lo cual da como resultado un pozo más liso, más limpio y de un mayor alcance, perforado más rápidamente con pocos problemas. Esta mayor calidad del pozo hace que la evaluación de la formación y corridas de casing sean menos complicadas.

Estas mejoras han hecho a la tecnología RSS una parte esencial de muchos programas de perforación. Compañías de Exploración y Producción (E&P) actualmente diseñan trayectorias de pozos más arriesgadas, para maximizar la producción de aceite y gas, interceptando múltiples y distantes objetivos.

El sistema RSS ofrece las siguientes ventajas sobre la slide drilling:

- La continua rotación a altas velocidades permite una mejor limpieza del hueco.
- Menos viajes de tubería son requeridos usando RSS. Ya que utiliza cortadores fijos en la broca a diferencia de los otros sistemas, que utilizan solo brocas tricónicas. 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.¹²
- Se obtiene una mejor calibración en la perforación del pozo que con otros sistemas, lo cual se traduce en un menor volumen de recortes de perforación y en menos pérdidas de fluido ofreciendo un beneficio ambiental.
- Se logran perforar casi todas las trayectorias requeridas usando un diseño sencillo de BHA. Reduciendo la cantidad de viajes que se hacen, si se compara la cantidad en pies perforados, con la cantidad de tubería total medida en los viajes al final del proyecto.
- Al utilizar un sistema RSS se reduce el efecto del torque y el arrastre, con lo cual se transmite mayor peso a la broca aumentando las ROP.

Otro de los principales inconvenientes que se han presentado a lo largo de la historia de la perforación es el aumento de las fuerzas de “Torque & Drag” (Torque y Arrastre) a medida que se avanza en la perforación.

¹² Adit Gupta. Planning and Identifying the Best Technologies for Extended Reach Wells, University of Petroleum & Energy Studies, India - 2006

La perforación de un pozo ERD a poca profundidad en la cual la relación de desplazamiento es de 3:1, supone una dificultad en mantener el suficiente peso sobre la broca para poder empujar la sarta de perforación hasta alcanzar la TVD (profundidad verdadera), entre más altas resulten las fuerzas de arrastre, mayor peso va a ser necesario.

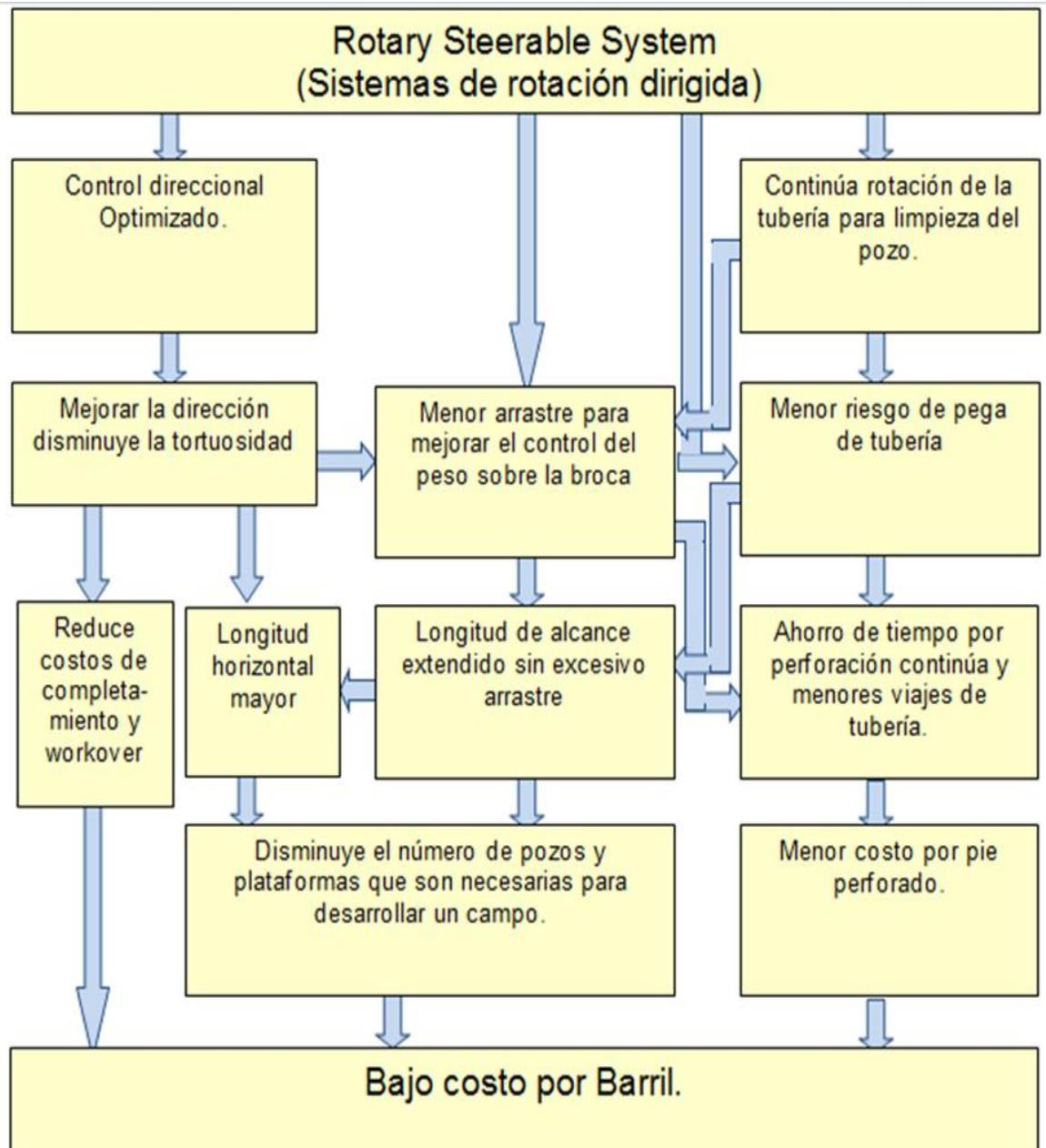
Las fuerzas de arrastre se presentan cuando la sarta de perforación no está rotando, lo cual sucede cuando se utiliza un motor de desplazamiento positivo o un motor de lodo para la perforación direccional, el factor de fricción (F_s) puede oscilar entre 0,5 – 0,3, mientras que cuando este movimiento rotacional existe, el F_s varía entre 0,07 – 0,03.

Muchas técnicas son utilizadas para reducir estas fuerzas de torque y arrastre, tales como: herramientas mecánicas, lubricantes, collares de perforación extrapesados, entre otros. Todas estas técnicas tienen sus efectos adversos sobre la trayectoria, por esto es una de las principales razones para utilizar RSS, cuando la sarta de perforación está rotando el valor de torque es similar al de superficie, como se resume en la Figura 23.

Otros retos comunes dirigidos a RSS incluyen:

- Yacimientos compartamentalizados.
- Yacimientos en aguas profundas.
- Operaciones ambientalmente restringidas.
- Plataformas distantes.
- Ciertos campos marginales en los cuales el éxito económico está sustentado en la alta calidad del pozo.

Figura 19. Beneficios Motores RSS



Fuente: Modificado de Oilfield Review Interactive Better Turns for Rotary Steerable Drilling [En línea]: [http:// www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/ori/ori002.aspx). Citado Diciembre de 2012.

Los sistemas RSS se dividen actualmente en 2 categorías principales:

1) POINT THE BIT: estos sistemas inclinan la broca en la dirección deseada desviándola de eje principal apuntando hacia una coordenada dada desde superficie.

2) PUSH THE BIT: los cuales por medio de dispositivos mecánicos ejercen presión sobre las paredes de la formación y logran dirigir la broca buscando la trayectoria planeada.

La tecnología de perforación rotacional dirigida entró al mercado a finales de los 90s. Esta tecnología ha avanzado desde entonces ofreciendo una mayor seguridad y confianza de la herramienta, una mejor eficiencia mecánica, un mejor sistema electrónico, un incremento de flexibilidad en la trayectoria, gran confiabilidad y altas tasas de penetración (ROP).

Este sistema de alto rendimiento facilita la perforación de pozos con trayectorias complicadas en ambientes extremos. Con los costos estimados de tiempos no productivos de alrededor de US\$ 5 billones por año, los RSS son la clave para prevenir o reducir estas pérdidas significativas. En 1997 se perforó en el campo Wytch Farm, Reino Unido (UK), un pozo de alcance extendido el cual se convirtió en el primer pozo con una desviación de 10 km en utilizar esta tecnología.

2.5.1.1 Autotrack Rotary Steerable System. La compañía Baker Hughes ha diseñado su sistema de herramientas RSS llamado AutoTrack. El cual está compuesto por varios dispositivos, los cuales son utilizados dependiendo de las exigencias de la operación y pueden ser combinados con otras herramientas para optimizar la perforación, algunos de estos sistemas son:

AutoTrack X-treme: tiene la particularidad de que su BHA ha sido integrado con un motor de lodo, el cual está encargado de transmitir una mayor potencia y RPM

a la broca, por lo que se alcanza una mayor velocidad de perforación que con otros RSS convencionales, conservando las ventajas principales de estos mismos.

AutoTrack V: está diseñado para optimizar la perforación vertical, disminuyendo los problemas que se originan con motores convencionales como desviación en la trayectoria, tiempos no productivos, bajas ROP, entre otros.

AutoTrack express: el cual utiliza tecnología automatizada remota, por medio de la cual la herramienta puede cambiar la trayectoria planeada anteriormente al iniciar la operación, si se llega a encontrar algún inconveniente no programado. Esta herramienta por medio de los downlinks ofrece una respuesta inmediata a los nuevos comandos independiente de la ROP, sin disminuir su precisión y efectividad.¹³ (Ver Figura 24).

Figura 24. AutoTrack Xtreme Rotary Steerable System.



Fuente: AUTOTRACK XTREME RSS [En línea] <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems/autotrak-xtreme-rotary-steerable-system>. Citado Enero de 2013.

2.5.1.2 Power Drive Rotary Steerable System. La compañía Schlumberger ha desarrollado la familia de RSS PowerDrive, para diferentes aplicaciones. Estos RSS comparten varias características incluidas la rotación continua de todos los

¹³ Disponible en: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/directional-drilling-services/rotary-steerable-systems>.

componentes externos a la misma velocidad de la broca, amplio rango de tamaños, altas ROP, entre otros. Algunos de estos sistemas son:

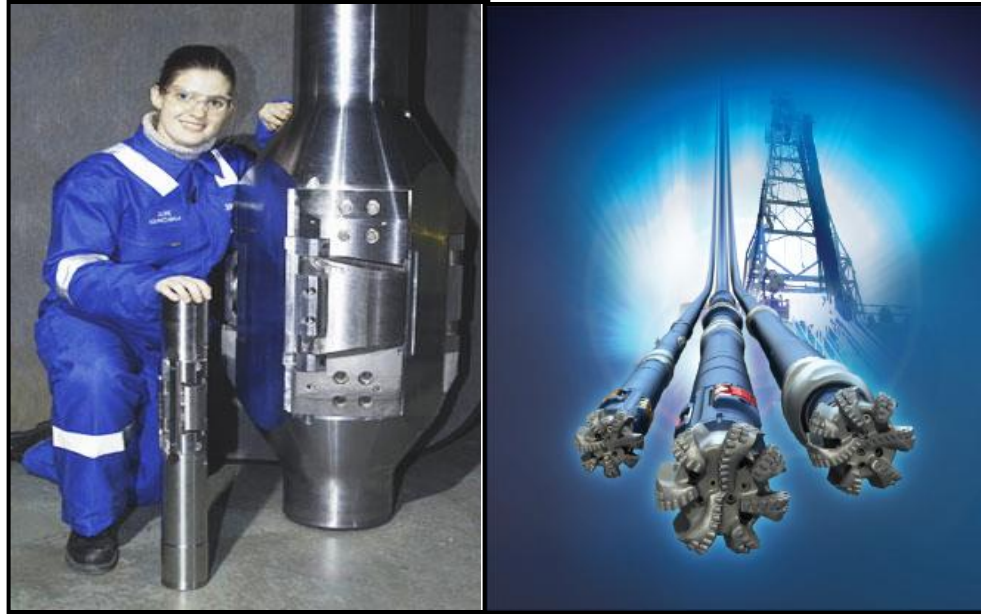
De perforación vertical Power V: mantiene la verticalidad del pozo durante toda la perforación, si se compara con los métodos convencionales los cuales se pueden llegar a desviar de su trayectoria original cuando se perfora una nueva litología. Con este sistema se logran perforar pozos de una manera más limpia (menos rugosidad en las paredes), con lo cual se reduce el tamaño del pozo y a su vez disminuye los costos de tubería, de disposición de ripios y de cemento.

PowerDrive Xceed: se utiliza para ambientes altamente abrasivos incorporando el sistema de telemetría MWD PowerPulse; el cual está diseñado para operar por más de mil horas continuas, haciendo más fácil la tarea de perforar este tipos de pozos. El mecanismo direccional interno, limita la interacción entre la herramienta y el pozo (disminuyendo el desgaste de los componentes) y está diseñado para soportar temperaturas de hasta 350°F. La herramienta puede construir pozos direccionales con un gradiente hasta de 8°/100 ft.

PowerDrive vorteX: ofrece capacidades únicas para una perforación direccional más rápida, al unir un motor de fondo junto a un sistema RSS. Este sistema puede transferir a la broca un mayor peso más efectivamente.

Además de esto, los sistemas ofrecen una amplia gama de tamaños los cuales se pueden adaptar casi a cualquier diámetro de hueco deseado, tal y como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 25. Sistemas RSS PowerDrive.



Fuente: SISTEMAS RSS POWERDRIVE [En línea] <http://www.drillingcontractor.org/rotary-steerables-cost-reliability-still-key-higher-dogleg-capability-downhole-motor-integration-also-on-asking-list-4562>. Citado Enero de 2013.

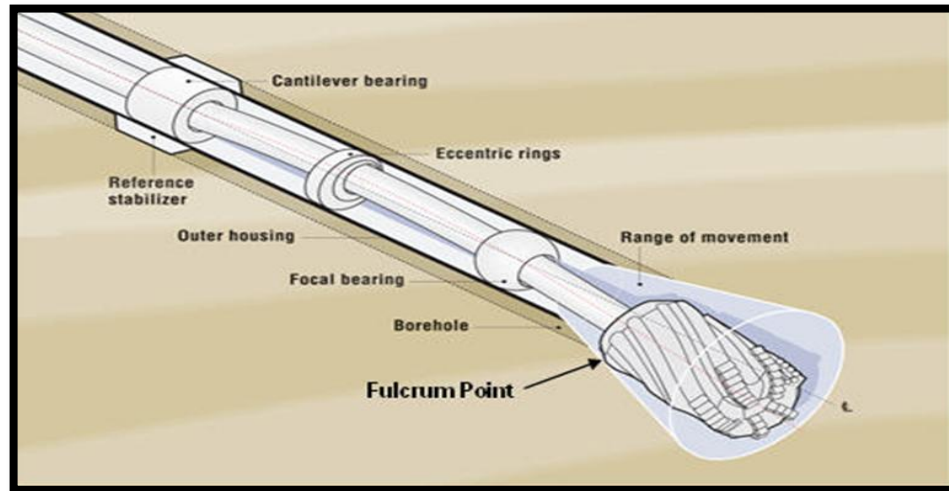
2.5.1.3 Geo-Pilot Rotary Steerable System. Debido a la compatibilidad que existe entre el software COMPASS y la posibilidad de obtener información del sistema y su funcionamiento, se utilizará en el ensamblaje de fondo del pozo ERD de este proyecto, el sistema GEO-PILOT, el cual proporciona una perforación utilizando la tecnología de segunda generación “point the bit”.

El Geo-Pilot es parte de un paquete integrado de perforación compatible, el cual consiste de un sistema de downlink (Geo-Span), un sistema MWD, el sistema IN-SITE y las brocas de calibre extendido (Extended Gauge Bit).

La tecnología Point the Bit usada en esta herramienta (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) Se basa el concepto de desviar la broca del eje principal (herramienta – pozo) gracias a un sistema flexible compuesto por dos anillos excéntricos (también observados en la **¡Error! No se encuentra el origen**

de la referencia.) que tienen un rango de movimiento de 360° y un collar flexible que permiten apuntar la broca en la dirección en la cual el pozo va a ser dirigido.

Figura 26. Concepto de point the bit.



Fuente: CSELEY Alpar, "Directional Drilling" Sperry Drilling Services. Agosto 2006, Memories Physical Geology Course

Al combinar este sistema de inclinación junto con las brocas de calibre extendido, se genera una mayor efectividad en la reducción de las fuerzas de Torque y Arrastre, junto con las vibraciones, mejorando la limpieza del pozo.

Broca de Calibre Extendido:

Un componente clave del sistema de perforación RSS es un diseño especial de broca de calibre extendido (EXTENDED GAUGE BIT), que es diferente de las brocas de corto o largo calibre usadas anteriormente en la industria de hidrocarburos. Mientras una broca de calibre largo normalmente tiene un calibre de seis pulgadas, la broca de calibre extendido tiene un calibre alrededor de una y media vez el diámetro de la broca, como se ve en la Figura 27.

Esta cercana relación entre la longitud de la broca y su diámetro, asegura una alta calidad en la construcción del pozo, además gracias a su diseño con pequeños cortadores densamente empaquetados a lo largo de la broca, mejora la maniobrabilidad, evitando el desgaste que generan los recortes laterales, producidos en un pozo horizontal o desviado convencional

Figura 27. Broca de calibre extendido (Extended Gauge Bit).



Fuente: NOEL Brian, ALVORD Chip. "A STEP CHANGE IN DRILLING EFFICIENCY: APPLICATION OF NEW TECHNOLOGY IN THE ALPINE DEVELOPMENT FIELD. SPE PAPER 87176-MS. ConocoPhillips Alaska Inc. 2004.

La broca de calibre extendido proporciona un pozo más liso, un driff (diámetro de maniobrabilidad entre la roca y la herramienta) direccional máximo, minimizan los NPT (tiempos no productivos) y aumentan la vida útil de las herramientas de registro, disminuyendo el tiempo que se utilizaría en cambiar estas herramientas.

2.5.1.4 Ventajas del Geo-Pilot sobre otros RSS:

- En pozos de alcance extendido y aplicaciones horizontales donde transferir el peso a la broca es un problema. Este sistema puede lograr una mayor efectividad.

- La alta calidad del pozo que se logra con la utilización de brocas de calibre extendido (Extended gauge bits), con una mínima micro-tortuosidad, bajo factor de fricción, fácil corrida de revestimiento y paso del máximo diámetro de los collares.¹⁴
- Es actualmente la única herramienta de rotación dirigida que utiliza brocas de calibre extendido ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- Altas rpm en la sarta pueden ser alcanzadas, debido a que no existe la limitación en la curvatura como los motores de lodo.
- Las vibraciones en fondo de pozo son reducidas utilizando la tecnología de brocas de calibre extendido, incrementando la confianza de las herramientas MWD y el Geo-Pilot.
- Es posible dirigir el pozo con un mayor ángulo de control usando medidas de precisión cerca a la broca (accurate near-bit measurements) y con características propias, como el control de navegación.
- La dirección del Geo-Pilot puede ser, programada remotamente o manualmente controlada. Utilizando la unidad de control de superficie (INSITE), la cual puede cambiar la dirección en cuestión de minutos.

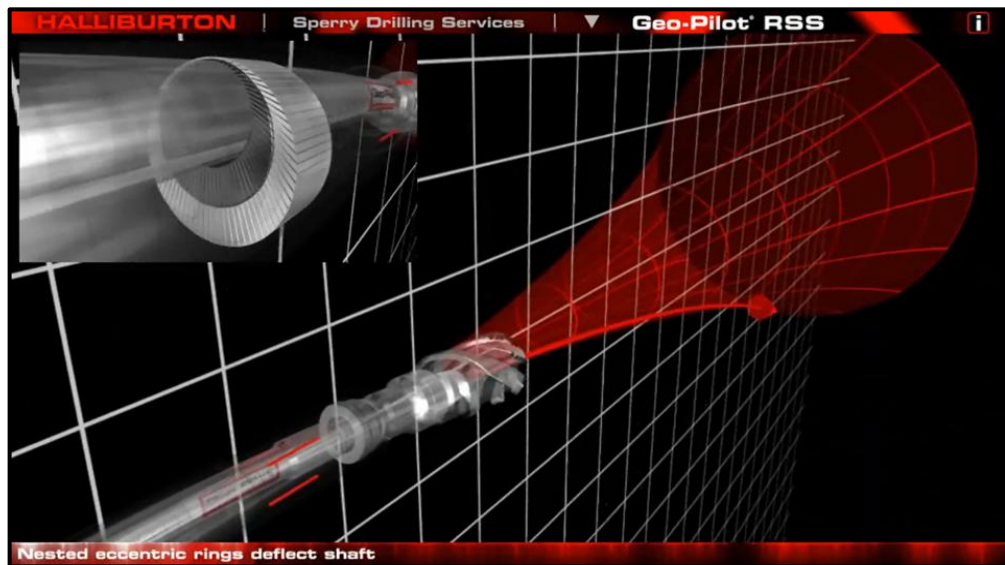
Un método para perforar pozos direccionales remotamente con RSS ha sido probado exitosamente en México durante 2008, en el cual el perforador direccional tiene la habilidad de controlar desde su oficina las bombas de lodo en la torre de perforación y si es necesario, cambiar algún comando en el programa de RSS. Este sistema por medio de las bombas de lodo ejecuta el downlink y cambia los ajustes de RSS en fondo de pozo, aplicando la tecnología de guía a través de círculos excéntricos como se ve en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

¹⁴ Fuente: NOEL Brian, ALVORD Chip. "A STEP CHANGE IN DRILLING EFFICIENCY: APPLICATION OF NEW TECHNOLOGY IN THE ALPINE DEVELOPMENT FIELD. SPE PAPER 87176-MS. ConocoPhillips Alaska Inc. 2004.

La generación automática de los pulsos de lodo para transmitir las secuencias de downlink, también elimina las fallas debidas a errores humanos, este sistema permite a los ingenieros más experimentados controlar diferentes operaciones, como la perforación simultanea de varios pozos o proporcionar una directa supervisión a ingenieros con menor experiencia.

La ventaja de que el perforador direccional trabaje remotamente, permite tomar decisiones conjuntas con el equipo integrado de ingenieros de las demás áreas y así optimizar el rendimiento de la perforación. Este es un cambio que impacta en la forma convencional con la que los pozos son perforados para proporcionar un cambio en el programa si es necesario.

Figura 28. Esquema funcionalidad del Geopilot.



Fuente: Captura de imagen de <http://www.youtube.com/watch?v=uVrw3lnxPyc>.

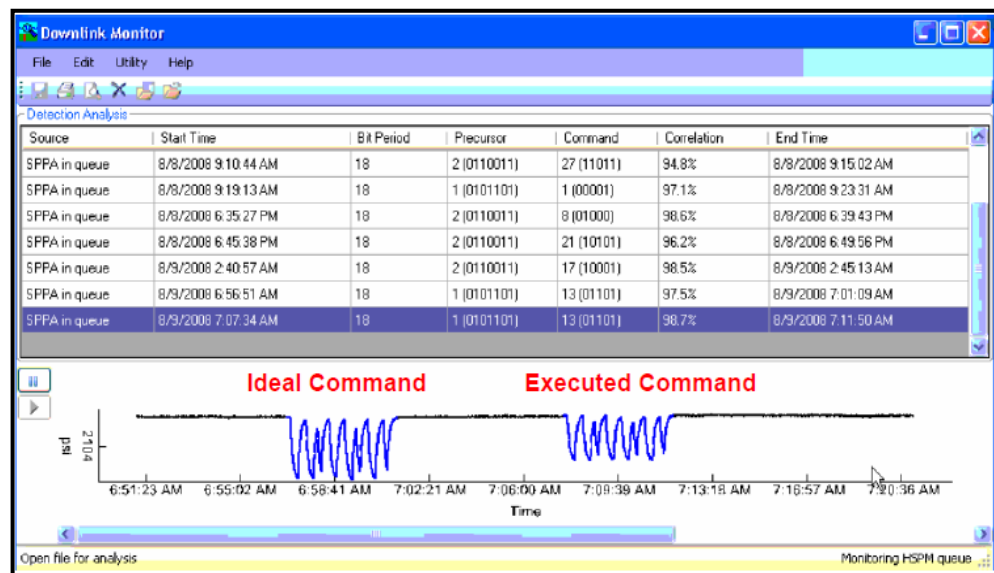
2.6 DESARROLLO TÉCNICO DE “DOWNLINKING”.

Los RSS controlan la inclinación y dirección en que un pozo es perforado usando mecanismos dirigidos que continuamente rotan. La dirección dirigida de la sarta,

depende de las opciones almacenadas en el sistema electrónico de la herramienta. Cuando una trayectoria necesita ser cambiada, el perforador puede enviar un comando a la herramienta por medio de telemetría (pulsos en el lodo), esta técnica es conocida como “downlinking”, ver Figura 29.

El perforador envía el comando deseado como secuencia de downlinking. El RSS reconoce el comando en el cambio de flujo y lo transmite dentro de las instrucciones de dirección con lo cual se puede controlar la trayectoria.

Figura 20. Monitoreo de Downlinks



Fuente: MELGARES Hernan, GRACE Will, GONZALEZ Felipe. “REMOTE AUTOMATED DIRECTIONAL DRILLING THROUGH ROTARY STEERABLE SYSTEMS”. SPE/IADC PAPER 119761. March 2009.

Por ejemplo, en el sur de México el reto consistía en implementar una solución que permitiera controlar la secuencia de downlinks, por el ingeniero remotamente desde el centro de apoyo como se muestra en la Figura 20.

El primer paso fue desarrollar un sistema para que el ingeniero pudiera monitorear el rendimiento de los downlinks, enviados normalmente a la torre por otro

ingeniero. Este software utiliza un método de correlaciones para comparar la secuencia manual, con la secuencia planeada, en orden de informar con precisión si el comando ha sido ejecutado.

El siguiente paso fue usar un nuevo sistema de control de bombas de lodo para automatizar el proceso. Este nuevo sistema remueve el riesgo de que el operador genere las secuencias equivocadas de los pulsos de lodo para el downlink. Este proceso también permite enviar los downlinks sin alterar la perforación, y envía los downlinks por medio de los pulsos de lodo, con la seguridad de que estos cambios no alteren la estabilidad del pozo.¹⁵

Se logran realizar correcciones sin interferir en el proceso de perforación y así ajustar la trayectoria del pozo, dando como resultado, una trayectoria más lisa. Un caso aplicado del uso de esta nueva tecnología fue en el pozo 98 del campo Sen. El campo Sen está localizado aproximadamente a 34 Km al norte de la ciudad de Villahermosa (México). Este fue descubierto en el año 1984 con el pozo exploratorio Sen-1.

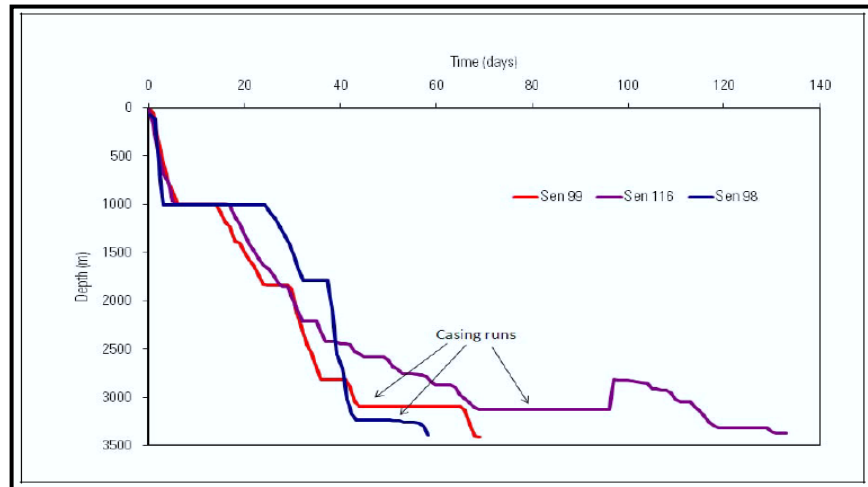
La perforación de los pozos en este campo es un gran reto debido a los problemas de estabilidad, la existencia de problemas de torque y arrastre y también a las posibles pegas de tubería que pueden ocurrir. Un problema específico en la perforación de los pozos en este campo es la identificación de los toques de sal mientras se perfora, si este no se identifica a tiempo, existe el riesgo de que haya una patada de agua salada.

Para controlar esto se requeriría incrementar la densidad del lodo, lo cual podría fracturar el zapato del revestimiento llevando a una pérdida de fluido y a

¹⁵ REMOTE AUTOMATED DIRECTIONAL DRILLING THROUGH ROTARY STEERABLE SYSTEMS, Hernan Melgares, Will Grace, Felipe Gonzales, Claudio Arlic, SPE/IADC 119761; Amsterdam, 17-19 Marzo 2009.

implementar un plan de contingencia, de acuerdo a lo observado en la ventana de lodo de la Figura 30.

Figura 21. Pozo Sen 98 perforado en un menor tiempo.



Fuente: MELGARES Hernan, GRACE Will, GONZALEZ Felipe. "REMOTE AUTOMATED DIRECTIONAL DRILLING THROUGH ROTARY STEERABLE SYSTEMS". SPE/IADC PAPER 119761. March 2009.

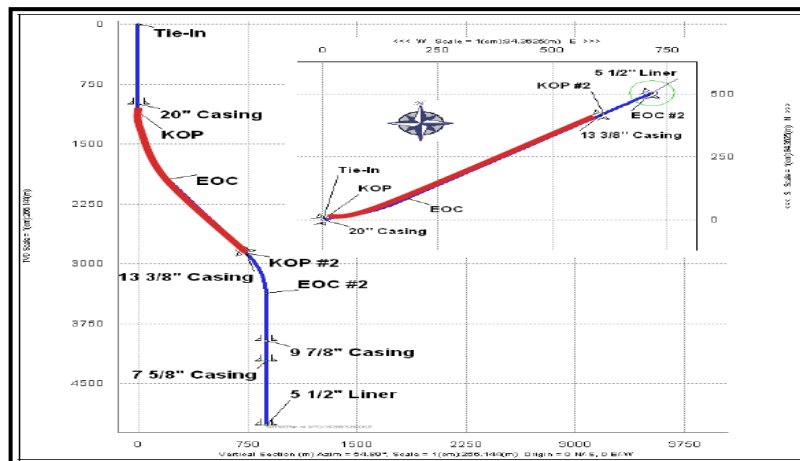
Para facilitar la toma de decisiones durante la perforación un equipo de expertos de diferentes disciplinas, fue juntado en el centro de apoyo de Villahermosa, donde ellos podían observar la información geológica y de perforación en tiempo real y comparar estos datos con los modelos anteriormente definidos, con el objetivo de tomar la mejor decisión para el proyecto. Adicionalmente en el centro de apoyo de Houston, un grupo de ingenieros de perforación fueron asignados a la tarea de monitorear la perforación en tiempo real las 24 horas del día, con el propósito de detectar tempranamente, prevenir y mitigar los incidentes relacionados con la estabilidad del pozo y el bajo rendimiento en la perforación.

Los potenciales problemas fueron resueltos gracias al esfuerzo y constante atención de los diferentes equipos, los cuales apoyaron a los ingenieros de LWD y a los geólogos del campo, para identificar los posibles problemas de estabilidad

del pozo, quienes a su vez hicieron muchas recomendaciones al perforador direccional, el cual también estaba en el centro de apoyo para controlar la perforación. El tope salino fue identificado exitosamente y las acciones fueron ejecutadas para evitar una posible patada de agua salada.

El uso de esta tecnología y la habilidad de integrar estos equipos multidisciplinarios, contribuyo a que la perforación fuera más rápida y se redujo el tiempo de exposición del hueco abierto. Obteniendo una trayectoria mucho más limpia como se ve en la Figura 31.

Figura 22. Trayectoria del pozo Sen 98, la línea roja es la sección perforada remotamente.



Fuente: MELGARES Hernan, GRACE Will, GONZALEZ Felipe. "REMOTE AUTOMATED DIRECTIONAL DRILLING THROUGH ROTARY STEERABLE SYSTEMS". SPE/IADC PAPER 119761. March 2009.

2.7 DIFERENCIAS TÉCNICAS ENTRE HORIZONTALES ERD Y CONVENCIONALES

Como objetivo de este proyecto se recopilan los parámetros operacionales los cuales diferencian la tecnología ERD de la perforación horizontal convencional,

cuando se llevan a cabo en campos de shale gas. Es importante resaltar que siempre que se desee desarrollar un campo de Shale gas, se requerirá el uso de la perforación horizontal, debido a que como ya se mencionó, es primordial maximizar el área de contacto entre yacimiento y superficie, con posteriores trabajos de fracturamiento hidráulico, debido a la baja permeabilidad presentada por las rocas en estos casos. En la Tabla 2, se comparan algunas características.

Tabla 2. Pozos horizontales vs pozos ERD

PARÁMETRO	TECNOLOGÍA HORIZONTAL	
	CONVENCIONAL	DE LARGO ALCANCE (ERD)
Longitud Horizontal	1000- 4000 pies (en Colombia se desarrollan generalmente hasta 1.500 pies)	2000-6000 pies (en algunos casos especiales se han documentado longitudes mayores a 20.000 pies).
Diseño de la sarta	Generalmente tienen las siguientes herramientas en el ensamblaje de fondo: Broca, estabilizadores, MWD, motores de lodo, collares de perforación, tubería de trabajo y pesada, sin diseños especiales.	En las secciones con patas de perro severas, se hace necesario del uso de herramientas especiales para minimizar el torque y el arrastre, entre estas se encuentran: Broca de calibre extendido, MDW/LWD, motores RSS, martillos, estabilizadores, tubulares con diseños en espiral entre otros aditamentos como conexiones especiales.
Cemento	Se usan lechadas convencionales, con algunos agentes químicos que ayuden a la estabilidad de las rocas y para aislar las formaciones de interés.	Ya que las columnas a cementar son muy altas, es muy común el uso de mezclas con nitrógeno para disminuir la densidad y el fluido pueda ser bombeado más fácilmente, además de aditivos que maximizan el rendimiento del cemento, alargan la vida del pozo y sellan micro fracturas generadas por las operaciones.

	TECNOLOGÍA HORIZONTAL	
PARÁMETRO	CONVENCIONAL	DE LARGO ALCANCE (ERD)
Lodos	Para evitar la interacción negativa entre la roca y los fluidos base agua, se utilizan comúnmente fluidos base aceite.	Se han diseñado mezclas especiales con fluidos base agua, evitando daños ambientales y altos costos por el uso de aceites y aditivos químicos.
Pozos por campo para que el proyecto sea rentable	Entre 5 y 20 pozos	Entre 50 y 100 pozos
Fracturamiento	De acuerdo a la baja cantidad de pozos por campo, la logística del equipo de fracturamiento es sencilla y no requiere de más de 5 unidades fracturantes.	Por las extensas longitudes laterales, el fracturamiento, se realiza por etapas y con alrededor de 10 a 20 unidades fracturantes.
Costo	De 1,2 - 1,5 veces el costo de un pozo vertical con la misma profundidad	De 1,5 a 3 veces el costo de un pozo vertical con la misma profundidad, puede disminuir, en la medida que se hagan más pozos por campo.
ROP (Tasa de penetración), WOB (Peso sobre la broca), GMP (galonaje de lodo)	Estas características se deben modificar para cada formación, de acuerdo a las restricciones que la roca presente, con el fin de disminuir el torque, arrastre y optimizar la limpieza del hueco.	El uso de nuevas tecnologías como los motores RSS, ayudan a optimizar todos estos parámetros inclusive teniendo valores superiores a los trabajados por los pozos convencionales, reduciendo los costos adicionales por tiempos no productivos.
Problemas frecuentes	Pegas diferenciales y mecánicas, inestabilidad en el hueco, embotamiento de la broca, limpieza ineficiente del hueco, alta tortuosidad.	Pandeamientos de la tubería: movimientos sinusoidales, helicoidales, que son la razón del uso de sargas no convencionales.

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO HIPOTÉTICO

3.1 INTRODUCCIÓN

Es de vital importancia lograr describir el yacimiento a intervenir, con todas las propiedades básicas para la perforación, como petrofísica, geoquímica, sedimentología y su modelo estructural, después de analizar estos datos con el cálculo de volúmenes en las reservas, evaluar la viabilidad del proyecto y sus riesgos.

Debido a que no se cuenta con información de un campo específico de Colombia, se plantea un campo hipotético basado en las propiedades geológicas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en donde se tienen indicios de la existencia de formaciones potencialmente productoras de shale gas. Con el fin de dejar un precedente académico de la interacción de la tecnología horizontal de largo alcance con los campos de este tipo.

La característica importante en el yacimiento parte desde la litología y secuencia estratigráfica, estos datos son analizados para diseñar la trayectoria de perforación, en este caso la información será tomada de un modelo hipotético y se trabajaran los datos estrictamente necesarios para generar la trayectoria del pozo horizontal de largo alcance.

3.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El área de estudio se encuentra localizada en la Cordillera Oriental de Colombia, específicamente en la región comprendida por los departamentos de

Cundinamarca y Boyacá. La Cordillera Oriental es una cadena plegada, que cabalga hacia el Este sobre la cuenca de los Llanos Orientales y hacia el Oeste sobre la cuenca de Valle Medio del Magdalena, sus esfuerzos principales se extienden en dirección Noreste desde el Macizo Colombia en el departamento del Huila hasta la Serranía de Perijá, es una zona que ha experimentado la orogenia.

A continuación se explica los principales eventos tecno-estratigráficos, con base en los cuales se podrá entender el marco geológico regional que forjó el modelo geológico propuesto. En el Mesozoico específicamente en el Triásico-Jurásico se produce un fuerte evento distensivo causado por la disgregación de la Pangea y la apertura del Peleo-caribe, lo cual genera que en el cretácico se produzca múltiples eventos sedimentológicos y tectónicos que formaron, moldearon y rellenaron las cuencas que constituyen a lo que actualmente es la cordillera oriental colombiana, junto con algunos eventos de baja actividad magmática.

Los eventos tectónicos que afectaron al oriente colombiano fueron de tipo distensivo y estaban controlados por fallamientos de tipo normal, causando así una extensión y crecimiento cortical con fuertes subsidencias principalmente en la cuenca del Valle Medio del río Magdalena y la sabana de Bogotá, permitiendo deposiciones marinas epicontinentales en ambientes bastantes tranquilos, producto de una importante transgresión marina.

El mar que cubría el Valle medio del Magdalena y la Cuenca de Bogotá, transgredieron lentamente hacia el sur, llegando hasta la región del Tolima y del Huila durante el Aptiano, para luego extenderse hacia el Putumayo. La depresión del Cretácico temprano, fue probablemente una cuenca bastante cerrada protegida de las acciones del océano abierto situado al Este y al Noroeste.

Esta situación insinúa la presencia de una barrera entre la cuenca epicontinental del Oriente Andino y el Océano Abierto. En esta región oriental, ninguna

discordancia angular se presenta en las secuencias sedimentarias, el magmatismo esta reducido a unos pocos stocks gabroicos y el metamorfismo está totalmente ausente (Según Tossaint, 1996).¹⁶

Luego de un prolongado periodo de depositación durante el Mesozoico en el cretácico inferior y medio, se produce la acreción de la Cordillera Occidental durante el Mesozoico, en el cretácico superior Maastrichtiano cenozoico y en el paleoceno, generándose así el levantamiento de la cordillera central y la acreción de una cuenca antepaís hacia el este. Durante este evento se originan cabalgamientos con transporte tectónico principalmente en dirección Sureste, evidenciada en la región del valle medio del Magdalena.

El levantamiento estuvo seguido de un episodio de depositación desde el Maastrichtiano medio, consistente de facies litorales, planicies aluviales, planicies costeras y depósitos estuarios, dando origen a las formaciones Guaduas y Cacho, las cuales fueron resultado de la depositación en el centro de la cuenca de gran cantidad de materia orgánica en condiciones paráticas, favorables a la formación de shale gas (Formación Chipaque) a través de la Cordillera Oriental. (Fabre 1983).¹⁷

Es aquí donde el oriente colombiano es afectado por un fuerte régimen tectónico durante el cenozoico en el eoceno medio, que genera deformaciones, levantamientos y erosiones, lo cual es denominada como la fase preandina. El último periodo de tectonismo de gran importancia para el área a perforar, tuvo lugar a finales del Neógeno, durante el Mioceno Medio, donde se presenta un incremento de la carga tectónica en la cuenca desde el Oeste producida por la

¹⁶ Fuente: García Mario Memoria explicativa plancha 192. INGEOMINAS 2010.

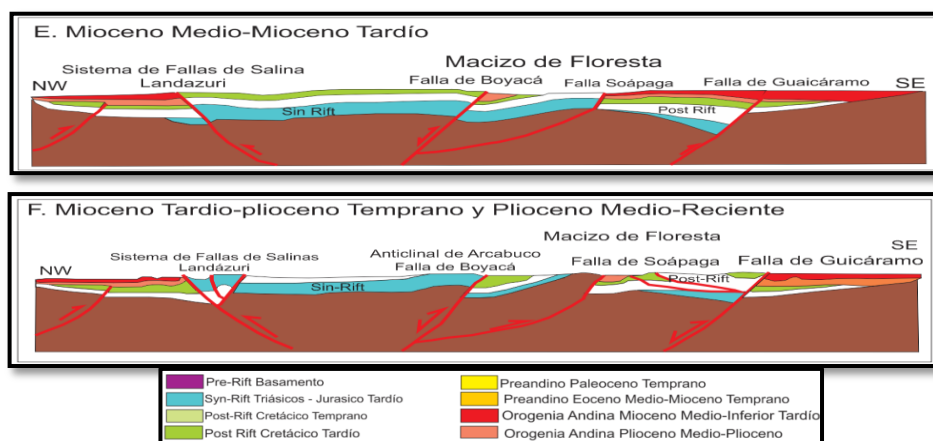
¹⁷ GUARÍN Helen. "ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO, PETROGRÁFICO Y GEOQUÍMICO DE LOS EPISODIOS FOSFÁTICOS DE LA PARTE INFERIOR Y MEDIA DEL GRUPO GUADALUPE EN EL SECTOR CENTRAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA"- Bogotá 2011.

continua acreción de la Cordillera Occidental, esto dio probablemente como resultado la formación de fallas inversas tales como las de chocontá, teatinos y Boquerón. (Fabre 1983).

Finalmente en Cenozoico en el Mioceno Medio y Superior, importantes fases de tectónica compresiva interrumpen la subsidencia de las dos cuencas, cuyos sedimentos son plegados y fallados, esto se conoce como la Orogenia Andina. La nueva Cordillera Oriental emerge; es interesante notar que las zonas más subsidentes de las dos cuencas del Valle Medio del Magdalena y de los Llanos, forman actualmente los dos flancos cabalgantes de la cadena.

Las extensiones parecen haber sido reactivadas como fallas inversas durante la fase de extensión del Mioceno, puesto que representaban planos de debilidad preferenciales a lo largo de los cuales Cordillera Oriental, pudo cabalgar respectivamente hacia el Este (sobre el borde de los llanos Orientales) y hacia el Occidente (sobre el valle medio del magdalena) (Fabre 1983). Lo cual podemos ver evidenciado en la Figura 23.

Figura 23. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la cordillera oriental.

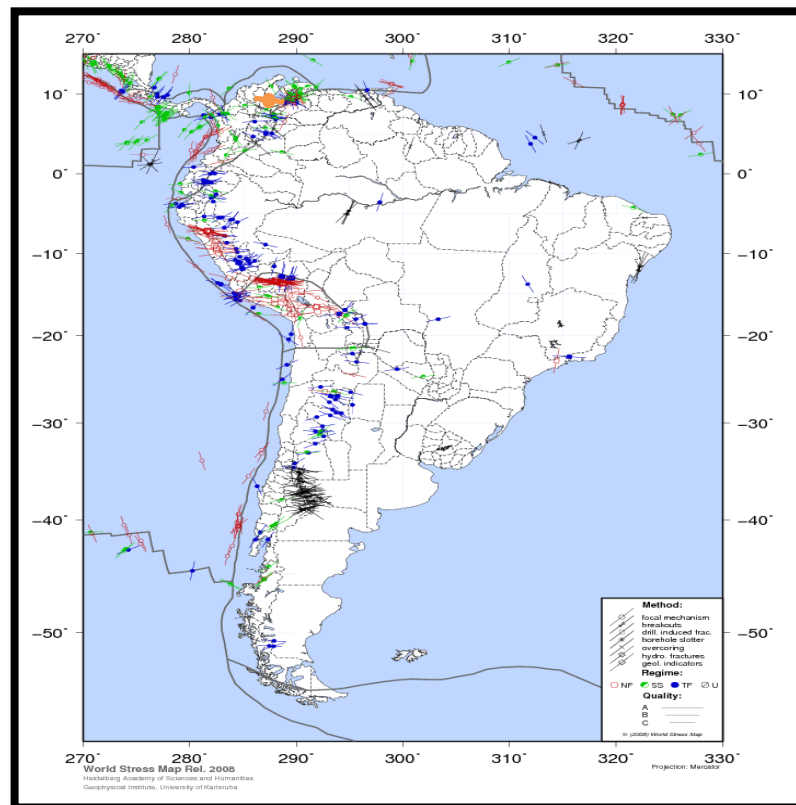


Fuente: GUARÍN Helen. “ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO, PETROGRÁFICO Y GEOQUÍMICO DE LOS EPISODIOS FOSFÁTICOS DE LA PARTE INFERIOR Y MEDIA DEL GRUPO GUADALUPE EN EL SECTOR CENTRAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA”- Bogotá 2011.

Por esta razón el campo teórico se desarrollará con parámetros ya existentes en la Cordillera Oriental, la metodología que se utilizará, es tomar un modelo que en el bloque Muisca, suponer la perforación de un pozo PILOTO y realizar una analogía para un pozo horizontal, con el fin de llegar al campo de Shale gas de la formación Chipaqué.

3.2.1 Esfuerzo Máximo Regional. Como se puede observar en la siguiente figura, tomada de la página de WORLD STRESS MAP donde se reportan los esfuerzos máximos regionales de los estudios hechos recientemente en todos los campos a nivel mundial, el esfuerzo del campo teórico a trabajar, se localiza en dirección Noreste (punto naranja en la Figura 24).

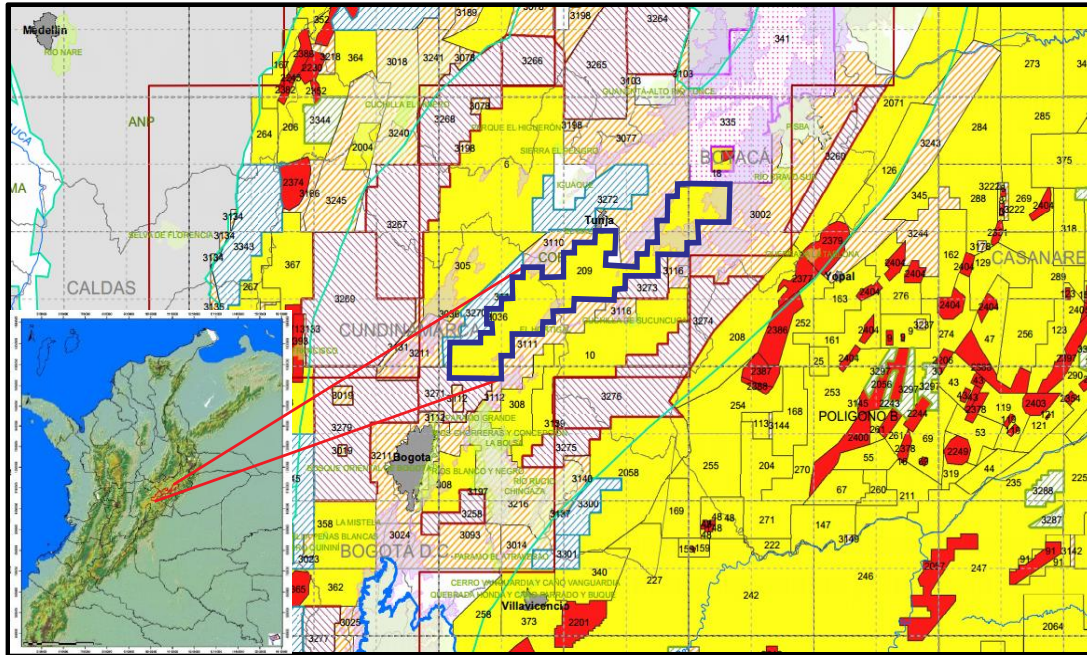
Figura 24. Mapa de orientación de esfuerzos regionales de Sur-América



Fuente: Tomado y modificado de: www.world-stress-map.org

3.3 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO HIPOTETICO

Figura 25. Ubicación geográfica del campo teórico



Fuente: MAPA DE TIERRAS ANH 2010, [En línea] <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=1>. Citado noviembre de 2012.

El Campo hipotético como se muestra en la parte delimitada de azul de la Figura 25, se encuentra situado en el Bloque muisca de la Ronda 2010, ubicado en la Cordillera Oriental, tiene un área de 780 Km² comprendiendo municipios de Boyacá como: Tunja, Tota, Cuicaita, Sora, Samaca, Villa de Leyva, entre otros. De la plancha 192 se extraen las coordenadas mostradas en la Tabla 3.

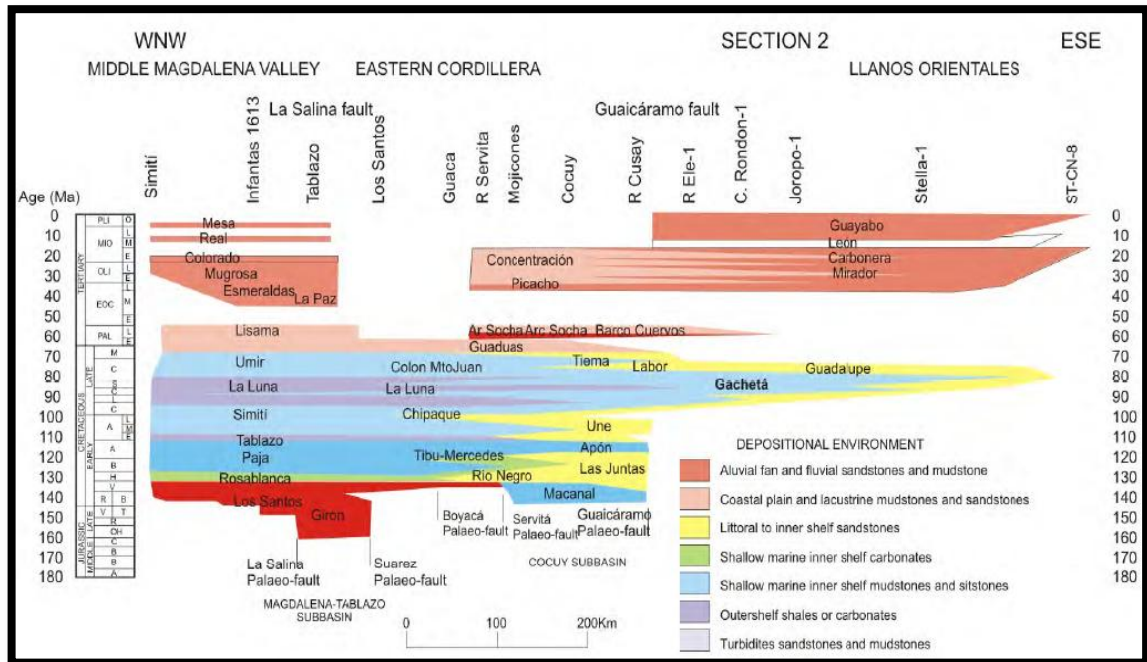
Tabla 3. Coordenadas del bloque donde se ubicará la locación del campo

COORDENADAS DEL BLOQUE							
X	1'120.000	Y	1'120.000	X	1'120.000	Y	1'168.000
X	1'080.000	Y	1'168.000	X	1'080.000	Y	1'120.000

3.4 ESTRATIGRAFIA Y LITOLOGIA DEL CAMPO

En el bloque afloran rocas sedimentarias con edades del Cretácico Inferior al Reciente y una pequeña apófisis, de rocas ígneas riolíticas que atraviesan rocas hasta del terciario inferior, como se observa en la Figura 26.

Figura 26. Estratigrafía y litología del campo teórico.



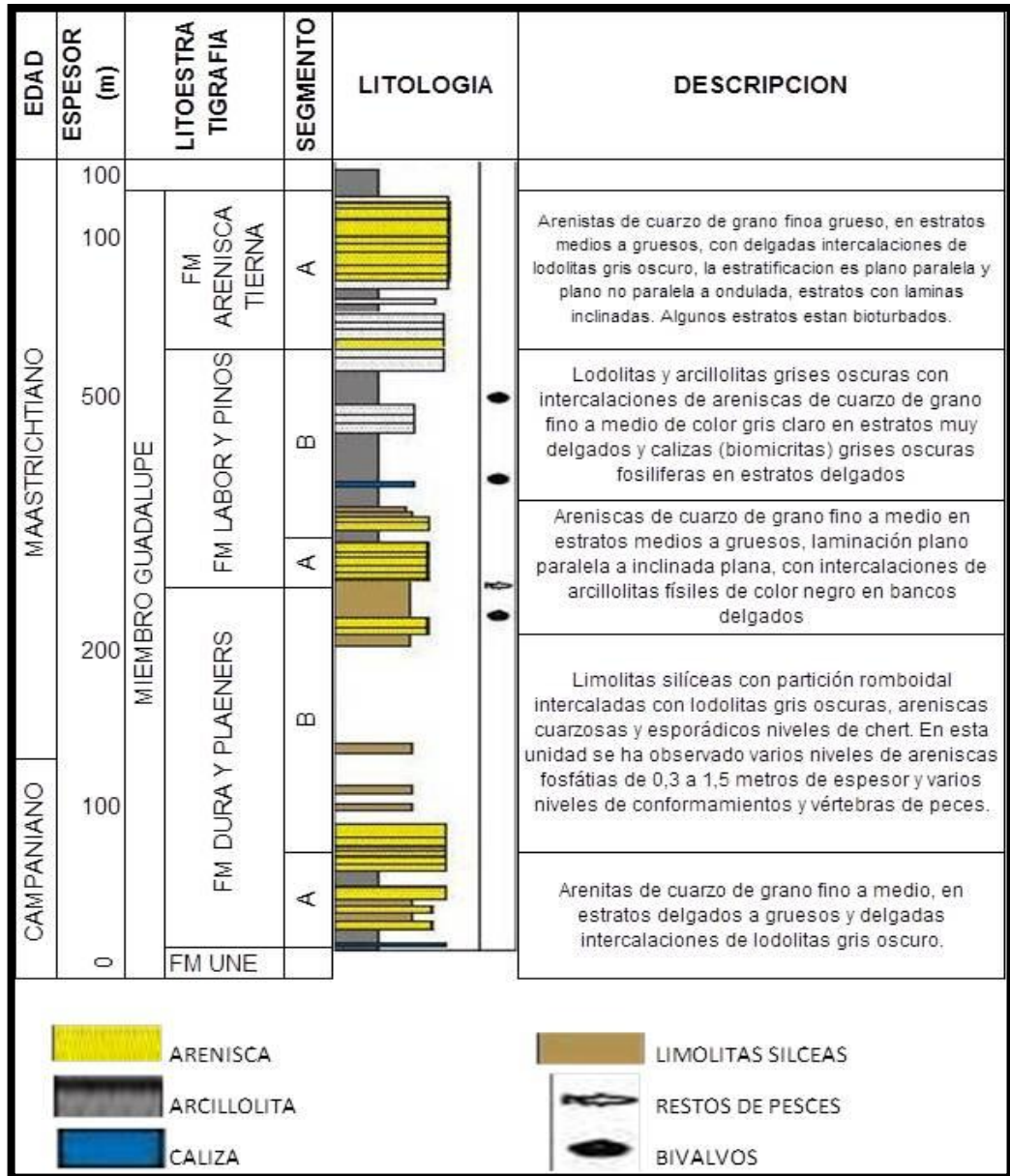
Fuente: García Mario Memoria explicativa plancha 192. INGEOMINAS 2010

3.4.1 Miembro Guadalupe. El término Guadalupe fue empleado por primera vez por Hettner, 1892 (en Hubach, 1957), como Piso de Guadalupe. Posteriormente, Hubach (1931b) dividió al Guadalupe en dos conjuntos, inferior arcilloso y superior arenoso; denominó el conjunto inferior como Formación Guadalupe Inferior y el conjunto arenoso como Formación Guadalupe Superior. Renzoni (1962) redefine el Grupo Guadalupe, engloba el Guadalupe inferior de Hubach en la Formación Chipaqué y eleva el Guadalupe Superior a la categoría de grupo, constituido por la Formación Arenisca Dura, la Formación Plaeners y la Formación Labor y Tierna.

Pérez & Salazar (1978) caracterizaron en detalle este grupo en los cerros aledaños a Bogotá y lo dividieron en las formaciones Arenisca Dura, Plaeners, Arenisca de Labor y Arenisca Tierna, ver Figura 36.

- **Formación Dura y Plaeners:** La descripción de las formaciones Dura y Plaeners se hace con base en las columnas estratigráficas levantadas de la ANH, como se puede observar de las relaciones entre espesores, este segmento se va acuñando hacia el noroccidente y es considerado como una prolongación de la Formación Arenisca Dura. El segmento inferior de esta unidad fue acumulado en un frente de playa inferior y en la zona de transición, mientras que el segmento superior fue el resultado de la acumulación en una plataforma, bajo condiciones de aguas tranquilas y afectada por fenómenos de surgencia oceánica. (Vergara & Rodríguez, 1995).
- **Formación de Pinos:** Las formaciones Labor y Los Pinos presentan a su base un delgado paquete de areniscas no cartografiables a escala 1:100.000, correlacionales con la Formación Arenisca de Labor de la Sabana de Bogotá y es por esta razón que se describe y cartografía con este nombre.
- **Formación Arenisca Tierna:** El término Arenisca Tierna se debe a Hubach (1957), quien lo utilizó en la cartografía del miembro que representa el techo del Grupo Guadalupe. Esta unidad aflora en la parte nororiental de la Plancha 192 y presenta una morfología de lomas alargadas que contrastan con la morfología de bajas topografías de la suprayacente Guaduas. De esta unidad se levantaron dos columnas estratigráficas, una al oriente de la Laguna de Tota, donde se midió un espesor de 100 metros para el total de la formación, y otra en la quebrada Canoas.

Figura 27. Columna estratigráfica Miembro Guadalupe.



Fuente: Editado de: García Mario Memoria explicativa plancha 192. INGEOMINAS 2010

3.4.1.1 Formación UNE. El nombre de la formación fue dado por Hubach (1957). Su localidad tipo se encuentra al sureste de Bogotá, en la carretera Bogotá-Villavicencio, entre Chipaqué y Cáqueza. Aflora en la parte central y oriental del área de estudio y forma grandes escarpes, que contrastan con la morfología de

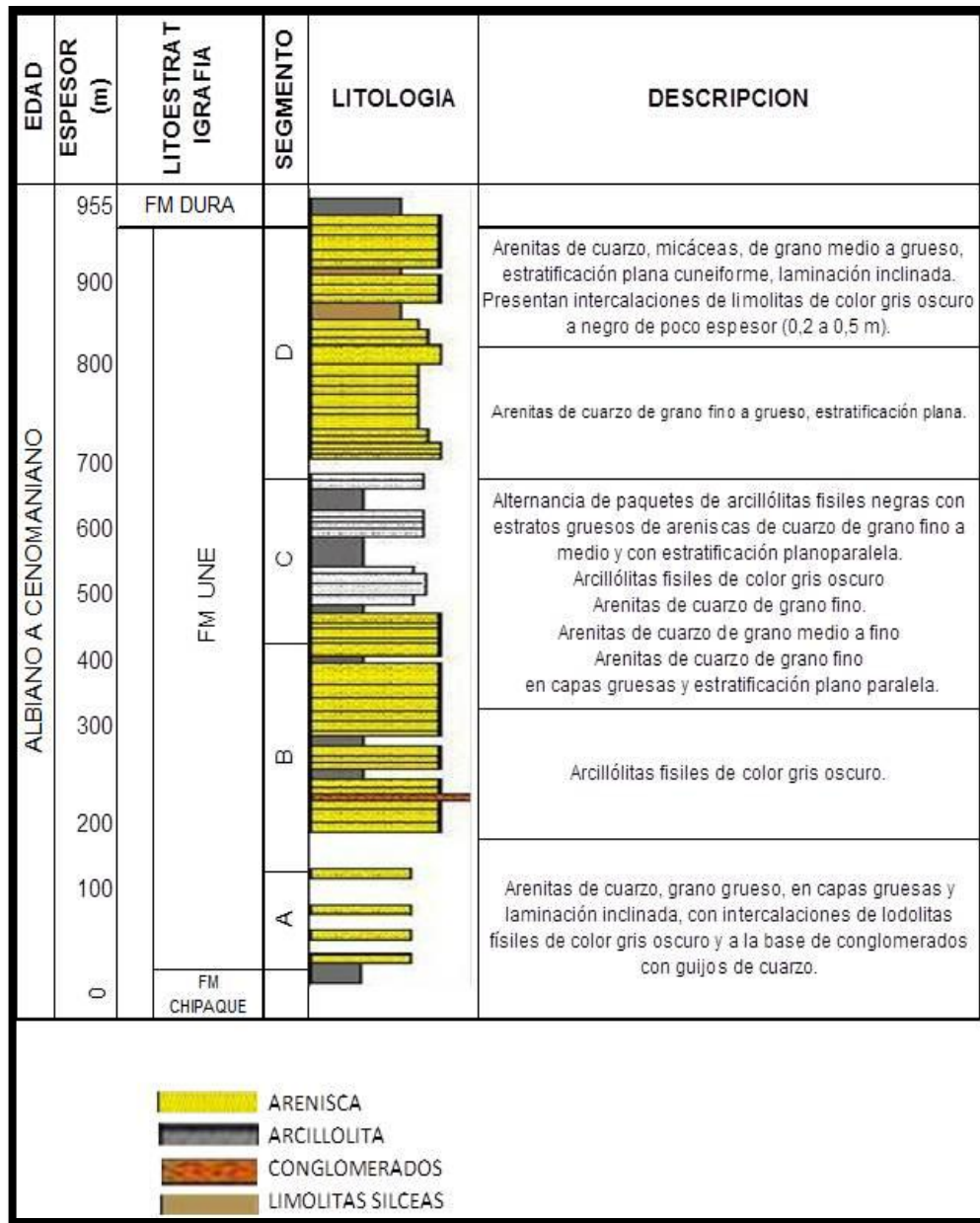
suaves colinas de las unidades supra e infrayacente (Fómeque y Chipaqué, respectivamente).

La descripción de la Formación Une se hace con base en la columna estratigráfica de la ANH, donde el contacto con la infrayacente Formación Fómeque se observa neto y concordante al igual que el contacto con las arcillólitas de la Formación Chipaqué suprayacente. La Formación Une subrayase transicionalmente a la Formación Fómeque e infra yace concordantemente a la Formación Chipaqué.

La edad de la formación en el área de estudio ha sido definida como Albiano medio al Cenomaniano por Bürgl (1957: 137), de acuerdo con las faunas colectadas en los alrededores de Choachí; en el área del Cocuy, Fabre (1985b: 93) considera una edad de Albiano a Cenomaniano; se colectó algunos fósiles, datándolos como del Cretácico Superior, pero no fue posible una mejor clasificación, debido a su mala conservación¹⁸, ver Figura 37.

¹⁸ GUARÍN Helen. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO, PETROGRÁFICO Y GEOQUÍMICO DE LOS EPISODIOS FOSFÁTICOS DE LA PARTE INFERIOR Y MEDIA DEL GRUPO GUADALUPE EN EL SECTOR CENTRAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA- Bogotá 2011.

Figura 28. Columna estratigráfica Formación UNE.



Fuente: Editado de: García Mario Memoria explicativa plancha 192. INGEOMINAS 2010

3.4.1.2 Formación Chipaque (Formación de interés): El nombre de Formación Chipaque fue dado por Hubach (1931b) y redefinido por Renzoni (1962). La formación se caracteriza por lodolitas que suprayacen e infrayacen a unidades areníticas, que son respectivamente la Formación Une y el Grupo Guadalupe

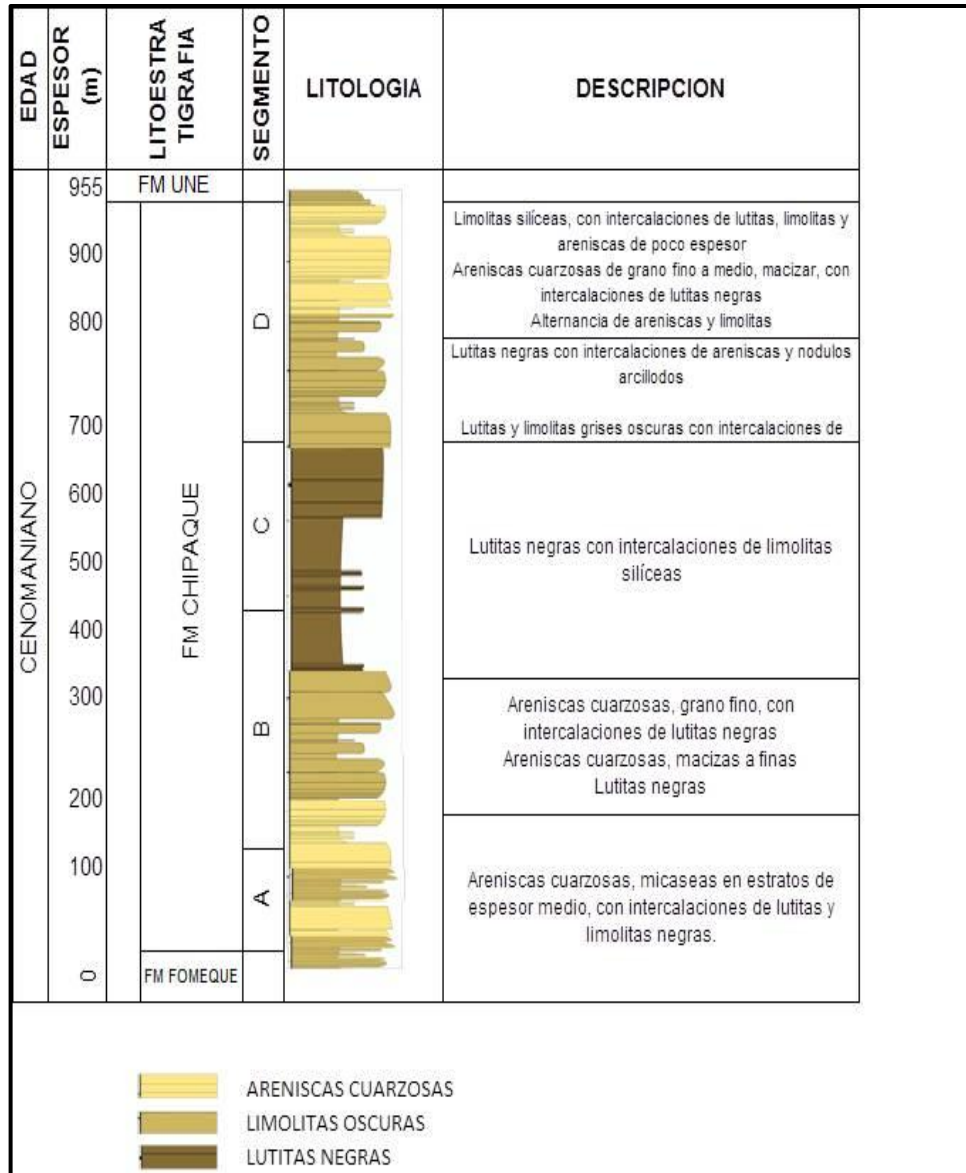
(Guerrero & Sarmiento, 1996). La localidad tipo se encuentra en las inmediaciones de la población de Chipaqué.

En el área de estudio aflora en amplios sectores de la parte occidental y de la parte nororiental, formando diferentes estructuras. Esta formación tiene un espesor de 565 m (1853 ft aproximadamente), compuesta principalmente por lodolitas negras, con intercalaciones menores de cuarzoarenitas de grano muy fino y fino, según columna estratigráfica levantada por Guerrero & Sarmiento (1996). Como se observa en la Figura 38.

Las rocas con potencial generador corresponden a los shales marinos de las Formaciones Guadalupe, Chipaqué (parte media), Une y Tibasosa. Las principales rocas fuente de hidrocarburos contienen valores de TOC entre 1,0 y 3,0% y kerógeno tipo I y II.¹⁹ Estos últimos datos, son verdaderamente importantes en la selección de objetivos propicios para la extracción de shale gas, de hecho los niveles de TOC o de madurez termal de la roca, priorizan los parámetros.

¹⁹ Fuente: Open Round Colombia 2010 [En línea] <http://ns2.mottif.com/region.php?id=41&dec=43>. Citado Noviembre de 2012.

Figura 29. Columna estratigráfica Formación CHIPAQUE.



Fuente: Editado de: García Mario Memoria explicativa plancha 192. INGEOMINAS 2010

3.4.1.3 Análisis estructural y evolución geológica. La zona de interés, plasmada en la Plancha 192 presenta actualmente una tectónica compresiva de gran complejidad en los sectores sur oriental y occidental, ya que presenta gran fallamiento y estructuras estrechas e invertidas, mientras que en el sector central se observa una tectónica más sencilla, al presentar estructuras amplias y de gran

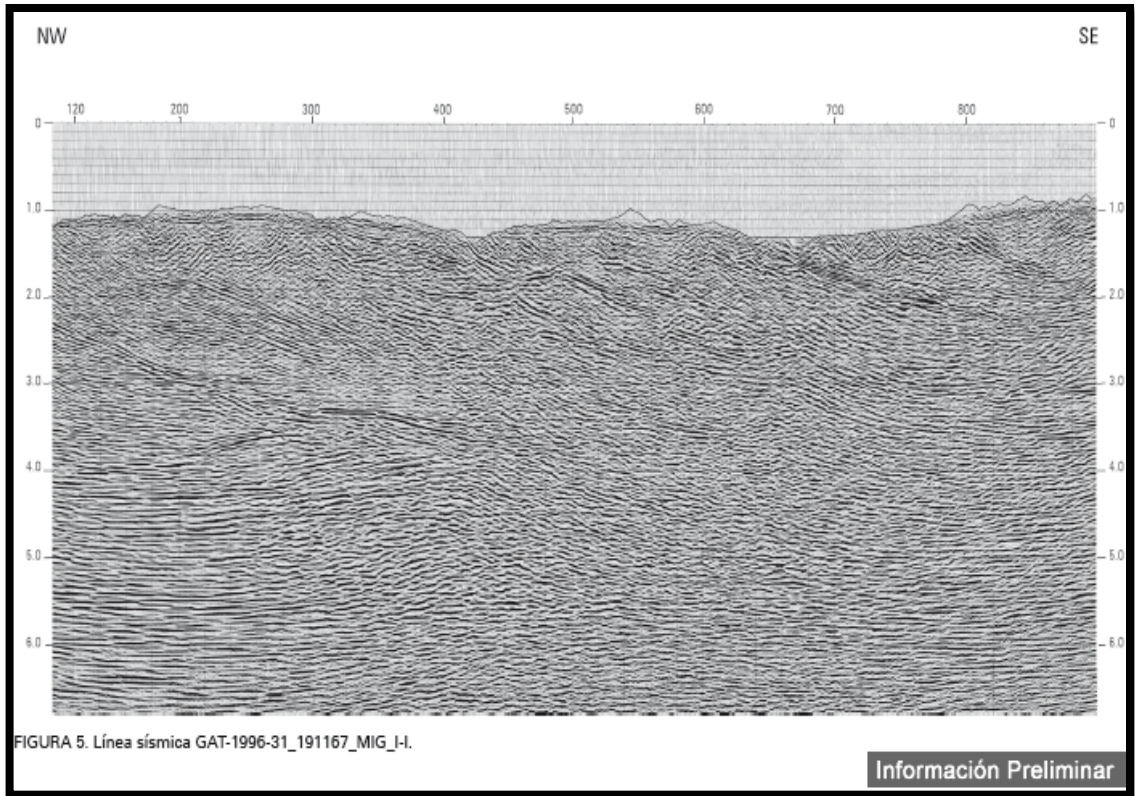
longitud. Evidencias de inversión tectónica permiten deducir un evento tectónico distensivo, anterior al compresivo actual.

Las rocas más antiguas presentes en el área fueron acumuladas durante el Cretácico temprano, bajo un ambiente marino en un régimen tectónico de *Back Arc* (Cooper et al., 1995); la subsidencia de los grábenes formados por este evento tectónico continuó hasta el Paleoceno medio, período en el cual comienza a actuar una tectónica compresiva que origina una rotación de las fallas normales preexistentes y posteriormente invierte el desplazamiento relativo de éstas. Esta inversión provocó el levantamiento de bloques con desarrollo de fallas de cabalgamiento. Para el Terciario tardío y el Cuaternario, el evento compresivo genera retrocabalgamientos menores que afectan la secuencia sedimentaria.

3.4.2 Yacimiento. Por medio de interpretación sísmica (ver Figura 30) se realizó un esquema teórico de las formación, trampa y yacimiento el cual es de interés, el objetivo de esto es lograr dimensionar las medidas de profundidad, estratigráfica de secuencias, límites de fallas, etc.

Generalmente no se presenta como un plan de las trayectorias de perforación, simplemente se tienen en cuenta la posición espacial de los pozos y la distribución que se va a lograr para maximizar las operaciones en un campo en particular.

Figura 30. Sísmica 2D de la “Zona de Interés”.

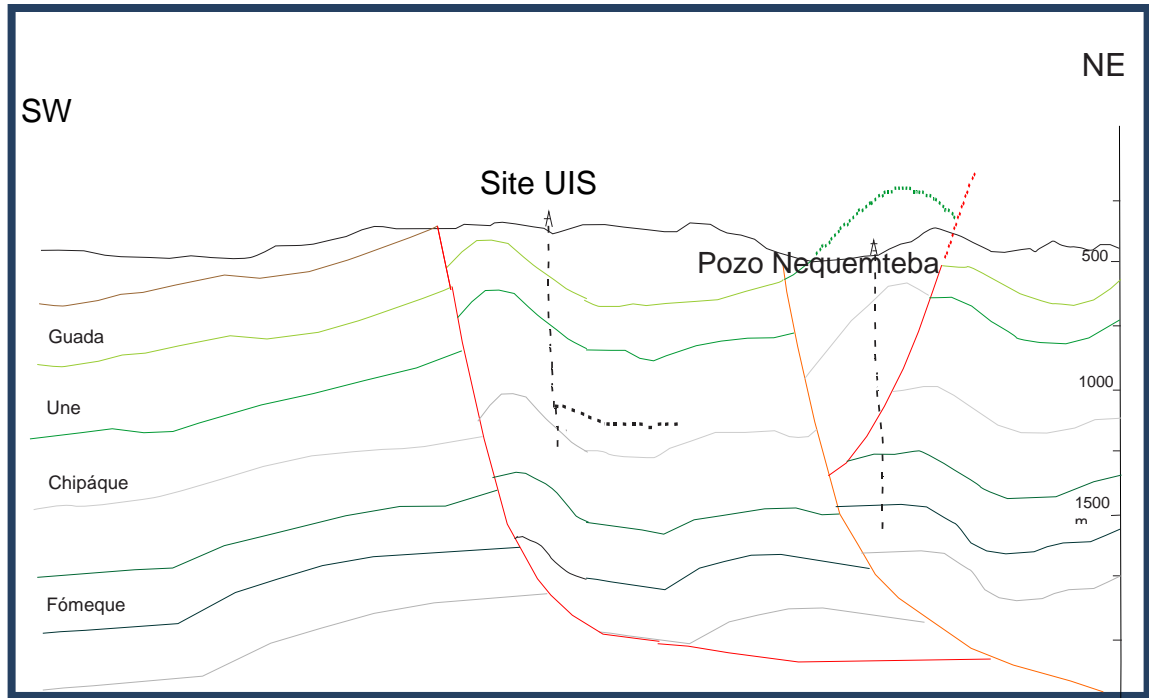


Fuente: Open Round Colombia 2010 [En línea] <http://ns2.mottif.com/region.php?id=41&dec=43>. Citado Noviembre de 2012.

Con base en la interpretación de la sísmica se plantea el esquema de la Figura 31, donde es posible esbozar las trayectorias que pueden tener los pozos a construir en este proyecto.

Lo ideal es contar con información adicional, tal como los datos de esfuerzos regionales y registros de pozos vecinos, que facilitarían la selección de la mejor ubicación para la torre de perforación, además permitirían definir las coordenadas de superficie y fondo, para el diseño y la construcción del pozo.

Figura 31. Esquema Interpretación sísmica 2D de la “Zona de Interés”.



3.4.2.1 Parámetros petrofísicos de la zona de interés

• **Propiedades de las formaciones:**

Formación Guadalupe: esta formación se divide en dos conjuntos, inferior arcilloso y superior arenoso; denominó el conjunto inferior como Formación Guadalupe Inferior y el conjunto arenoso como Formación Guadalupe Superior, ver Tabla 4.

Tabla 4. Información petrofísica de la formación Guadalupe.

Formación	Guadalupe superior	Guadalupe Inferior
Porosidad promedia (Arit)	10,40%	9,40%
Permeabilidad	100md	90md
SW Actual	10%	

La permeabilidad y la porosidad están relacionadas mediante el radio de los capilares del sistema

Formación Chipaqué: La Formación Chipaqué se caracteriza por estar constituida principalmente por una sucesión de lodolitas negras, con intercalaciones de arenitas de grano fino a medio de cuarzo y niveles de calizas fosilíferas; esta formación se destaca por su topografía suavemente ondulada, formando depresiones, con frecuentes deslizamientos, en contraste con las unidades infrayacente y suprayacente, Formación Une y Arenisca Dura, respectivamente, que forman escarpes abruptos, lo que permite su reconocimiento rápido en el campo, ver Tabla 5.

Tabla 5. Información petrofísica de la formación Chipaqué.

Formación	Chipaqué
Porosidad promedio (Arit)	8%
Permeabilidad	100 md
SW Actual	6%

La permeabilidad y la porosidad están relacionadas mediante el radio de los capilares del sistema.

Formación Une: La Formación Une corresponde a una unidad clástica ampliamente distribuida en la cuenca de la Cordillera Oriental Colombiana. Esta unidad se integra por espesos mantos de areniscas cuarcíticas intercaladas con limolitas, lodolitas y mantos carbonosos, la cual constituye uno de los principales reservorios de hidrocarburos para esta cuenca. De acuerdo a sus características sedimentológicas diversos autores han interpretado a estos depósitos como relacionados a sistemas de deltas litorales, ver Tabla 6.

Tabla 6. Información petrofísica de la formación UNE.

Formación	UNE
Porosidad promedio (Arit)	9.3%
Permeabilidad	90md
SW Actual	7.1%

La permeabilidad y la porosidad están relacionadas mediante el radio de los capilares del sistema

3.5 POBLACIÓN Y VÍAS DE COMUNICACIÓN

La mayoría de las poblaciones en la zona se encuentran en los alrededores de la Laguna de Tota y corresponden a los municipios de Firavitoba, Iza, Cuítiva, Tota y Aquitania. En el extremo oriental se encuentra el Municipio de Labranzagrande; el resto del área corresponde en su gran mayoría a zona de páramo; cuenta con inspecciones de policía y pequeños caseríos localizados en la vía al Llano y la vía de Aquitania a Chámeza.

Las poblaciones localizadas en los alrededores de la Laguna de Tota y sur de Sogamoso, están comunicadas entre sí por carreteras pavimentadas en un 50% y las vías que conducen a Labranzagrande, al Llano (Yopal) y Chámeza cuentan con pequeños tramos pavimentados.²⁰

3.6 HIDROGEOLOGÍA

El área de estudio hace parte de las cuencas hidrográficas del Orinoco y del Magdalena. La Cuenca del Orinoco está conformada por los ríos Cusiana, Upía y Cravo Sur y la cuenca del Magdalena por el río Tota que desemboca en el río Pesca y este a su vez en el Chicamocha. Aparte de los ríos antes mencionados, la principal fuente hídrica del área de estudio que suministra agua a las poblaciones aledañas (Sogamoso y Belencito) la constituye la Laguna de Tota, que tiene como dimensiones, 13 km de largo y 8 km de ancho, para un área de 58 km² y una profundidad aproximada de 60 metros. Se ubica a 3.015 msnm (IGAC, 1992).

²⁰ Tomado de: página web Instituto Geográfico Agustín Codazzi [En línea] <http://www.igac.gov.co/igac>. Citado enero de 2013

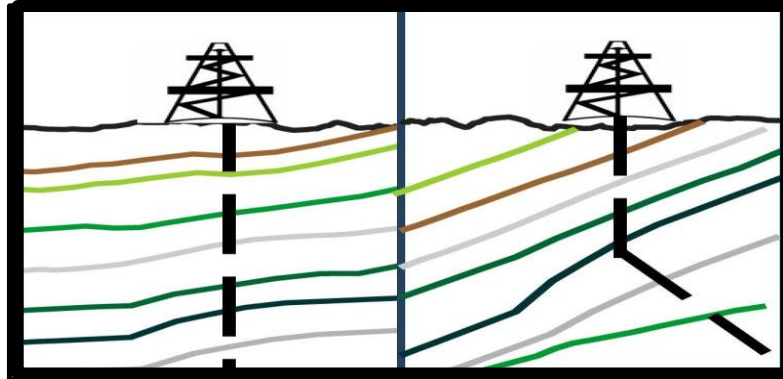
4. DISEÑO DEL POZO HORIZONTAL DE LARGO ALCANCE EN UN CAMPO DE SHALE GAS

En el mercado de la industria petrolera existen muchos software que permiten, definir y optimizar la trayectoria de un pozo, de tal manera que se prolongue la vida productiva y la integridad del hueco. En este capítulo se presentarán las trayectorias de un pozo, construidas a partir de la inclusión en el software de la información geológica y las coordenadas anteriormente mencionadas.

En la industria generalmente, se construye un pozo piloto, de donde se extrae la información geológica, estratigráfica y petrofísica del yacimiento, para realizar reconocimiento de la zona y proponer diseños acordes a las estructuras encontradas.

En el 80 % de los casos en que se desea construir un pozo horizontal de largo alcance en un campo de shale gas, la perforación del primer pozo piloto es vertical. Solo en algunas excepciones o cuando la homogeneidad estructural de las capas no lo permite, se debe perforar direccionales con el fin de encontrar información más precisa en capas donde la inclinación supera los 45 grados, como se muestra en la Figura 32 .

Figura 32. Perforación de pozos piloto en campos de shale gas.



En la mayoría de los casos para la perforación de pozos horizontales, se aprovecha el pozo piloto para realizar un sidetrack (desviación de la trayectoria vertical) o se usa un section-mill para realizar la inclinación necesaria usando motores de fondo. Para definir cuál de las dos operaciones es la más adecuada, la decisión debe ser tomada con base al estudio de la dureza y la consolidación de la roca, en el punto donde iniciará la desviación, más conocido como KOP (kick off point).

4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN VERTICAL

Como se observará en este capítulo, se diseñará la trayectoria en el software COMPASS y se planea realizar la desviación de la trayectoria a 3000 pies en la sección del revestimiento de 9 5/8”.

Generalmente hay dos tipos de formas para construir la sección vertical cuando se planea realizar un sidetrack y posteriormente un pozo horizontal. Y esto viene completamente ligado a los métodos para disminuir los costos en el proyecto.

1) Con métodos de bajo balance: ya que las técnicas con este tipo de perforación han avanzado gracias a los estudios cada día más completos en

geomecánica, se utilizan lodos espumados o altas cantidades de aire, para disminuir el uso de aditivos y productos químicos que encarecen la perforación, todo esto es posible solo si las condiciones petrofísicas, geoquímicas y de estabilidad de la roca lo permiten. Luego construyen sección horizontal con composiciones químicas en los fluidos base agua.

2) Usando lodos base aceite: dependiendo de la profundidad, ya que si el pozo es muy profundo, la cantidad de fluidos a usar es mucho mayor, además este tipo de lodos presenta problemas de suspensión de ripios. También va ligado al gradiente de temperatura y si esta es muy alta, el aceite se emulsiona y genera píldoras viscosas con posibilidad de pegas de tubería. Sin embargo el uso de este tipo de fluidos, minimiza las reacciones de la roca y además que puede ser reutilizado para construir la sección horizontal.

4.1.1 Procedimiento de chequeo antes de sidetrack. Es esencial mencionar algunas consideraciones que se deben tener en cuenta para que el procedimiento de revisión de la dureza del cemento, se lleve a cabo de la mejor manera, minimizando los tiempos no productivos.

PASO 1: Bajar hasta la profundidad donde se encuentra el tope teórico del tapón de cemento, si encuentra soporte antes, continuar con el paso 2, si no continuar rebajando cemento hasta donde se encuentre cemento duro. Se debe estar monitoreando constantemente los retornos en las zarandas, analizando porcentajes de cemento contra porcentajes de formación.

Si se encuentra cemento duro, evidenciado por incremento así sea leve del WOB (peso sobre la broca) y presión diferencial se debe parar la circulación y rotación, colocar alrededor de 5 Klbs de peso sobre la broca, si los soporta, incrementar a

10 y 15 Klbs por 3 minutos, si no libera o descarga WOB, se puede continuar con el procedimiento de SideTrack.²¹

PASO 2: Perforar tapón de cemento con 5Klbs de WOB, 650 GPM, 40 RPM, marcando la tubería cada 5 ft y tomando el tiempo para establecer la ROP. En el momento de registrar evidencias de cemento duro (con incremento así sea leve de WOB y presión diferencial), repetir la prueba de compresibilidad del cemento. Si la sarta se mantiene estática, iniciar proceso de SideTrack, si el WOB es liberado o descargado, proseguir con la perforación del tapón con parámetros mínimos para evitar el desgaste de las herramientas de perforación, se debe atender a los retornos en las zarandas analizando porcentajes de cemento versus formación.

4.2 SIDETRACK

Es considerable lavar el cemento de la tubería, reciprocando sarta durante 15 minutos con el máximo galonaje para garantizar limpieza de hueco (mínimo 650 GPM), con el motor orientado según la guía de la herramienta (tool-face). Luego se verificará la profundidad de la tubería y proceder a deslizarla, con la rata de penetración indicada para la formación.

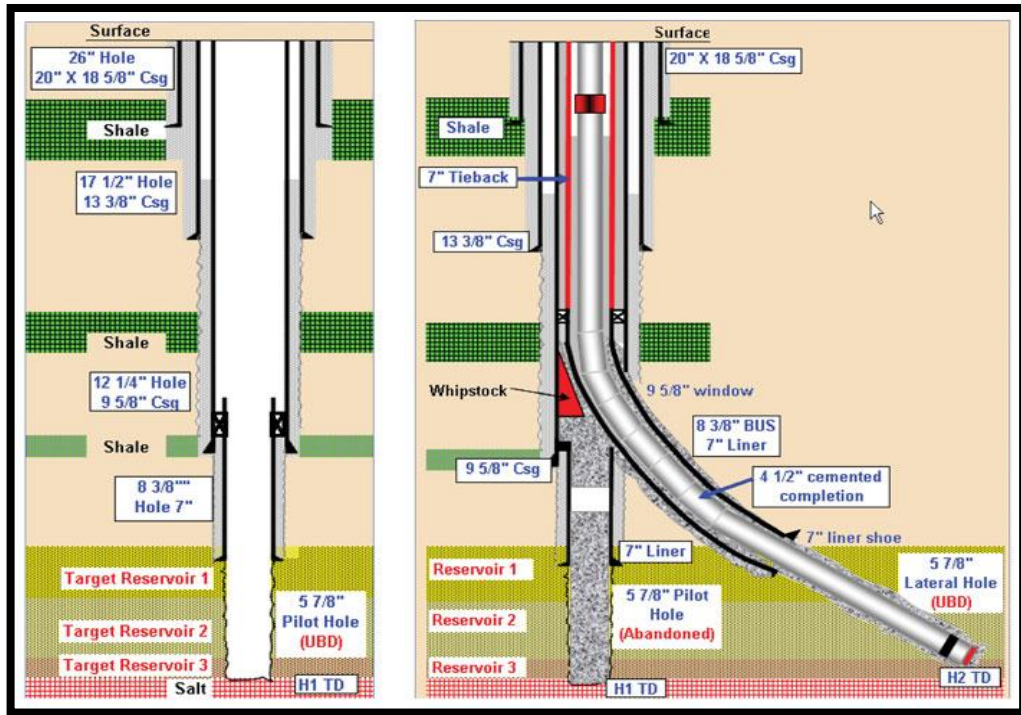
Los análisis petrofísicos, son de suma importancia para seleccionar en qué formación se va a realizar el sidetrack y así de esta forma determinar cuál va a ser el procedimiento a seguir.

²¹ Fuente: AGUDELO CIFUENTES Omar David: PROCEDIMIENTO SIDETRACK, Febrero de 2012. [En línea] <https://sites.google.com/site/procedimientosidetrack/>. Citado Enero de 2013

4.2.1 Consideraciones para el éxito de la operación:

- Lo más importante es garantizar que los valores de Inclinación Azimut y Tool-face (orientación de la cara del equipo) son 100% confiables y que no existirá interferencia magnética con otras herramientas, evitando así los errores en los equipos de medición. Como se observa en la Figura 42.
- En todo este procedimiento se necesita de la ayuda constante de la unidad de geología, ya que ellos son los encargados de estar informando continuamente los porcentajes de cemento/formación perforado y cualquier cambio debe ser reportado inmediatamente al grupo direccional, para tener claridad de los datos petrofísicos de la ubicación en fondo.
- Antes de comenzar con la perforación del cemento se debe realizar un lavado completo de las zarandas, para así garantizar que los cortes con los que se analizarán las muestras, sean consistentes con la zona influenciada y determinar los puntos exactos en los porcentajes formación/cemento.
- Se deben tomar las muestras de una sola zaranda y en la medida de lo posible siempre en el mismo punto, para así lograr tener una muestra uniforme.
- Una vez confirmado el SideTrack y se tengan alrededor de dos o tres juntas fuera del hueco original (Aprox 300 ft), realizar viaje corto de tubería de acondicionamiento al hueco viejo para asegurar buena condición del mismo. Si se presentan problemas para paso por el KOP del SideTrack, se recomienda levantar y orientar la tubería pero sin utilizar bomba, ni rotación, de ser posible.

Figura 33. Esquema de diseño para un sidetrack.



Fuente: SIDETRACK PROCESS [En línea] <http://www.drillingcontractor.org/underbalanced-drilling-helps-pdo-find-gas-in-tight-reservoir-after-11-unsuccessful-wells-7477>. Citado Enero de 2013

4.3 DESVIACIÓN CON SECTION MILL

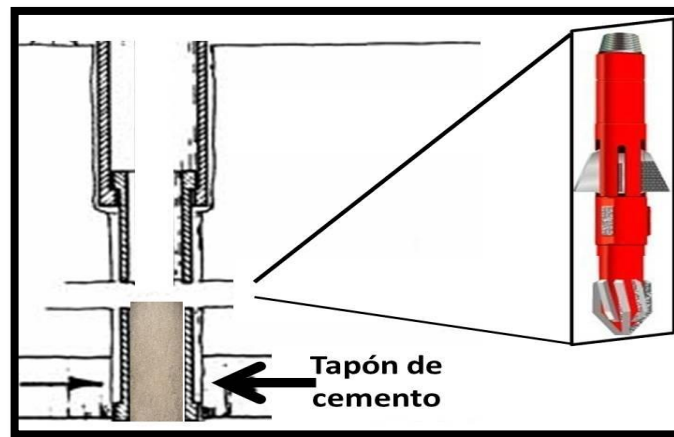
El section mill es una herramienta para el acondicionamiento de pozos, el cual es usado en formaciones muy consolidadas, logrando asegurar la integridad del hueco, permitiendo en algunos casos dejar ciertas secciones sin cemento, gracias a la integridad del pozo obtenida por la dureza de la formación.

Esta herramienta es poco usada en pozos horizontales de largo alcance, sin embargo es una forma bastante económica y rápida de realizar el acondicionamiento para perforar la desviación con motores de fondo. Como se muestra en la Figura 34, para el diseño de pozos desviados, en pozos pilotos, se

tiene como objetivo, bajar un tapón de cemento para aislar el intervalo de interés del resto de la perforación.

Seguidamente, se baja la herramienta la cual perforará el tapón y a medida que se vaya incrementando la presión, las cuchillas se irán abriendo al diámetro del hueco determinado desde superficie, así creará un corte en el revestimiento, el cemento y la formación, dejando un espacio donde luego se bajará la sarta de perforación con motores de fondo en el ensamblaje, los cuales iniciarán la inclinación o desviación deseada para la construcción del pozo.

Figura 34. Esquema de operaciones con section mill.



En el caso del pozo de largo alcance de este proyecto, se sugiere utilizar un sidetrack dado que no se cuenta con la suficiente información geológica para seleccionar el KOP o punto de desviación, en una formación confiable. Es importante recalcar que para pozos de largo alcance en campos de shale gas documentados hasta el momento, solo han usado sidetracks en sus operaciones.

Como se puede observar se ha hecho énfasis en las operaciones donde se realizará el KOP debido a que es el punto crítico de la operación, de este

depende, los niveles de torque y arrastre que influyan en la tubería y las herramientas de perforación.

4.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE LARGO ALCANCE EN UN CAMPO DE SHALE GAS

De la información obtenida por el estudio geológico y tomando en cuenta las coordenadas de los mapas cartográficos, se resume la información en la Tabla 6. Estos datos se cargaron en el simulador que efectuará los cálculos para generar la trayectoria de los pozos. Generalmente, los datos de objetivos son dados en inglés, ya que es el lenguaje universal de la industria petrolera. Ver Tabla 7.

Tabla 7. Información del objetivo para planeamiento de trayectoria.

NAME:	UIS #1
TYPE:	VERTICAL + SIDETRACK FOR ERD
LOCATION (BOGOTÁ ORIGEN):	Surface: N 1'144.000 m E: 1'11000.000 m
	Bottom: N 1'144.000 m E: 1'11000.000m
GROUND LEVEL:	10219 ft above sea level , RT: 10235 ft
STRUCTURE:	RECTANGLE
OBJECTIVE:	Chipaqué Formation
TOTAL DEPTH:	VERTICAL @ 6220 ft (MD) ERD @ 13992.4 ft (MD)
SPUD DATE:	April 4th, 2013
DOG LEG SEVERITY FOR ERD	3°/100 ft – 1,21°/100 ft

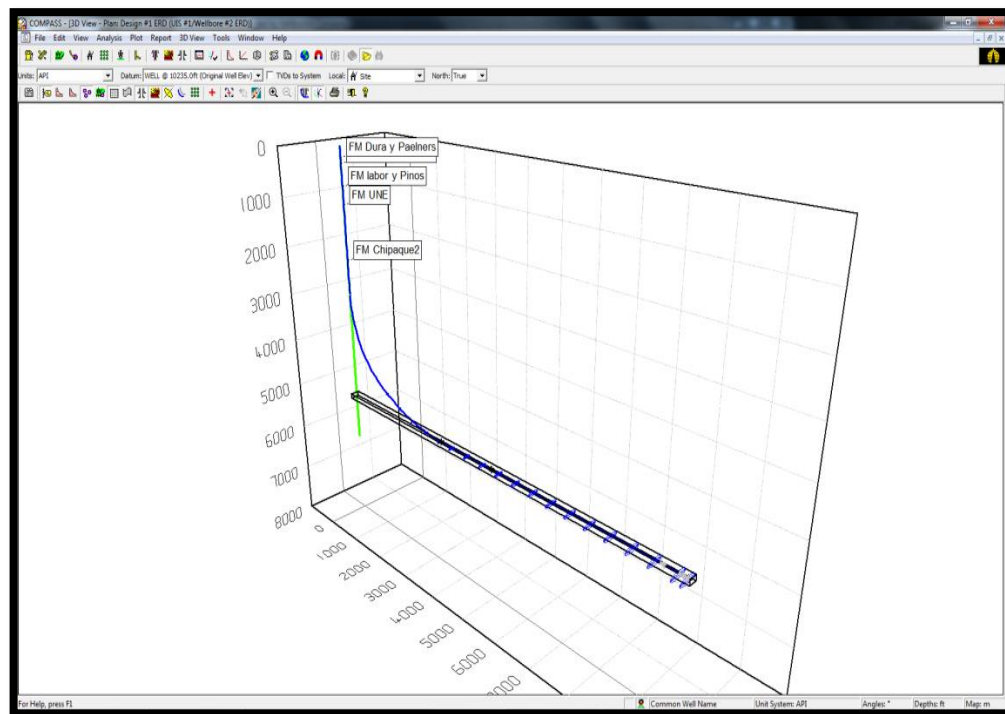
4.4.1 Diseño de la trayectoria. Para diseñar la trayectoria, se tomaron las coordenadas de los objetivos, la formación de interés y la ubicación de la mesa

rotaria, resumidas en la Tabla 6, de donde se analizaron las condiciones geológicas a las cuales se debería adaptar el diseño del pozo. Se ingresaron los datos correspondientes al software COMPASS – Landmark, que fue seleccionado por que se cuenta con las licencias estudiantiles.

Primero se realizó el diseño del pozo piloto sobre el campo hipotético de shale gas, el cual observamos de color verde en la Figura 35, de donde se extrajo la columna estratigráfica y propiedades de la roca como TOC y la madurez termal.

De este tipo de pozos es importante identificar la información concerniente a los topes de las formaciones y la reacción con los fluidos de perforación usados.

Figura 35. Esquema de diseño de pozos piloto y ERD.



Fuente: imagen tomada de COMPASS-Landmark

En el software, se puede hacer una detallada descripción de las profundidades, revestimientos, coordenadas geográficas, sistemas de anticollisión y desviaciones.

Pozo UIS #1 (Pozo piloto): en cuya profundidad vertical de 3000 ft, se modeló un sidetrack para la desviación del pozo **Wellbore # 2 ERD** (Pozo horizontal de largo alcance), manejando los siguientes parámetros de revestimientos, plasmados en la Tabla 8:

Tabla 8. Parámetros para el pozo Piloto

REVESTIMIENTO	DIAMETRO	PROFUNDIDAD VERTICAL ZAPATO
Revestimiento de superficie	13 3/8 "	1200 ft
Revestimiento de producción	9 5/8 "	6220 ft

- Se tomó este diseño básico de revestimientos, en vista que se aplicaran menos operaciones sobre este pozo, además si las condiciones de producción lo permiten y como se ha visto en la literatura, es factible que este tipo de pozos con la inversión de un completamiento inteligente, pueda llegar a convertirse en un pozo productor. Sin embargo, el principal fin para perforar un piloto, es obtener mayor conocimiento sobre la estratigráfica.
- Debido a que la zona de interés se encuentra aproximadamente a 5267 ft, se propone perforar verticalmente alrededor de 1000 ft más, para obtener una mejor descripción geológica del campo.
- Con el fin de reducir costos, este tipo de pozos se perforan bajo balance, teniendo mucho cuidado de no dañar la zona donde se va a general el KOP para el horizontal.

- Las herramientas direccionales que se usan, también deben llevar adicionales para toma de registros eléctricos mientras se perfora (LWD), con el fin de obtener una visión más clara de la perforación.

Pozo Wellbore # 2 ERD (Pozo horizontal de largo alcance): para evitar cambios posteriores en la literatura, se menciona como si fuera un pozo adicional, pero es a partir del piloto de donde surge la trayectoria, entonces, algunos ingenieros de campo afirman, que se puede renombrar el pozo, ya realizado. Es decir, que se cambie el nombre de UIS #1 por Wellbore # 2 ERD, sin embargo en los datos presentados por el programa, vamos a encontrar que son pozos diferentes. Para el cual se tomaron las consideraciones de la Tabla 9, con respecto a la trayectoria:

Tabla 9. Parámetros para el pozo ERD

PROFUNDIDAD MEDIDA (ft)	AZIMUTH (°)	PROFUNDIDAD VERTICAL (ft)	DESVIACION (°/100 ft)	OBJETIVO
3.000,0	0,00	3.000,0	0,00	-
5.025,0	90,10	4.666,7	3,00	-
7.431,6	90,10	5.267,0	1,21	Punto 00
13.992,4	90,10	5.267,0	0,00	Punto 1

Fuente: tomado de los reportes de COMPASS.

- Para realizar el diseño de la trayectoria se ejecutó la configuración de “optimun align” predeterminada por el software. Este perfil se utiliza cuando se tienen 2 objetivos (en este caso 2 puntos) con diferente dirección, para llegar al primer objetivo realiza una curva, una tangente y otra curva, así la dirección puede dejar alineada la sarta, para llegar con un Hold al otro objetivo. El Hold es un perfil donde se mantiene la trayectoria ya sea vertical u horizontal.

- Se encuentra que la profundidad medida es a partir de 3.000,0 ft. De acuerdo con el esquema, es de allí donde se va a generar el Sidetrack, desde la trayectoria vertical del pozo piloto creado anteriormente.
- De 3.000,0 ft a 5.025 ft, encontraremos la curva generada por la desviación, de 5.025 ft a 7.431,6 ft una pequeña corrección de 1,21°/100 ft, realizada por el software para alcanzar la profundidad vertical deseada, de 7.431,6 ft a 13.992,4 ft vamos a obtener la trayectoria horizontal, todo esto reflejado en el azimuth buscado, de 90°.
- Se ha tomado una desviación de 3°/100 ft, pues como se plasmó en el capítulo 1, se requiere mantener las medidas estándar usadas mundialmente por la industria en pozos de este tipo. De igual manera se observa que también aparece una desviación de 1,21°/100 ft, esto es debido a que el software hace una pequeña corrección al aplicarle el optimizador automático, antes de llegar al objetivo con el fin de mantener una trayectoria totalmente horizontal sobre la profundidad dada para el penetrar la zona. En términos de los desarrolladores del programa, esto lo hace para tener en cuenta los factores de error que se presentan por la geomecánica de las rocas, en las herramientas de perforación.
- Es importante recalcar, que cuando se trabaja en COMPASS, se debe realizar como primer paso, la ubicación de los objetivos (target), pues de estos el programa se basa para recomendarle el ingeniero cual debe ser el gradiente de desviación óptimo (dog leg) para conseguir una trayectoria excelente.
- Se toman los objetivos como puntos, para realizar una trayectoria más limpia, pues se requiere que el pozo piloto creado anteriormente, también pase por la zona de interés y el programa arrojaría un error si no lo hiciéramos de esta manera. Luego de colocar como puntos los objetivos y vincularlos a las

trayectorias de los pozos, si es posible ubicar una zona de interés con otro tipo de forma geométrica, en este caso, un rectángulo.

4.4.2 Sistema de anticollisión. Entre las características funcionales que podemos encontrar en el software COMPASS, se estableció el uso del ANTICOLLISION SYSTEM, el cual es empleado para medir la cercanía que tienen los pozos, esto es muy frecuente en proyectos para diseñar pozos multilaterales.

Como el objetivo de trasfondo para este caso, es utilizar las herramientas ofrecidas en el mercado, aplicando el sistema podemos observar como presentan algunas probabilidades de colisión. En la Figura 45, se muestran dichas advertencias.

Figura 36. Advertencias anticollisión

Offset Design Site #1 - UIS #1 - Wellbore #1 Piloto - Design #1 Piloto												Offset Site
Survey Program: 0-MWD												
Reference		Offset		Semi Major Axis		Distance						Offset Well
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	Probability of Collision
3,000.0	3,000.0	3,000.0	3,000.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	10,000.000	0	CC
3,001.1	3,001.1	3,001.1	3,001.1	0.0	0.0	180.00	0.0	0.0	0.0	0.067	0	Level 1 , SF
3,010.0	3,010.0	3,010.0	3,010.0	0.0	0.0	180.00	0.0	0.0	0.0	0.601	0	Level 1 , ES
3,020.0	3,020.0	3,020.0	3,020.0	0.0	0.0	180.00	0.1	0.0	0.1	1.200	0	Level 2
3,030.0	3,030.0	3,030.0	3,030.0	0.1	0.1	180.00	0.2	0.1	0.1	1.797	0	
3,040.0	3,040.0	3,040.0	3,040.0	0.1	0.1	180.00	0.4	0.2	0.2	2.392	0	

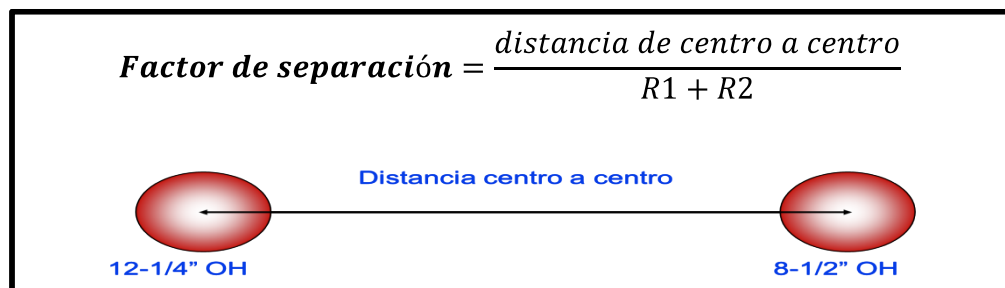
Fuente: imagen tomada y modificada del reporte generado por COMPASS.

De la cual podemos extraer que:

- Como es de esperarse a una profundidad de 3.000,0 ft, se presente una colisión inminente entre el pozo UIS # 1 y Wellbore # 2, pues de allí parte el inicio del sidetrack para el pozo horizontal.
- A medida que se va simulando la perforación encontramos que la alerta está disminuyendo, quiere decir que la trayectoria de los pozos se está alejando, y

en este caso, es la desviación de 3°/100ft, la causante de dicha separación. Donde CC – distancia mínima al centro o punto convergencia, SF - mínimo factor de separación, ES - mínimo separación elipse.

- Se toma la forma de la elipse por ser la figura geométrica más representativa y usada en los diseños para trayectorias de perforación.
- Es importante recordar que los factores de separación vienen dados por la ecuación de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** .



Fuente: Guía del usuario COMPASS-Landmark Halliburton

- Para la operación es totalmente riesgoso y costoso no tomar en cuenta los factores de separación, pues la intercepción no deseada entre dos pozos puede causar consecuencias irreversibles, como por ejemplo la intrusión de fluidos en pozos que ya están produciendo crudo o gas, el taponamiento de los revestimientos, derrumbes, inestabilidad en los huecos, entre otros.

4.4.3 Descripción de Survey. Con el fin de llevar un registro en tiempo real y para que se mantenga la trayectoria planeada, los ensamblajes de fondo estarán armados con herramientas de registro o medición, éstas en el momento de la operación deben seguir el Survey que es arrojado por el programa de planeamiento de pozos.

Como se puede observar en la Figura 37. Los survey se seleccionaron por cada 100,0 ft perforados, allí podremos obtener la variación que tiene la trayectoria del pozo observado. Para el caso de un pozo horizontal de largo alcance, el survey comienza a reportarse desde que se hace el sidetrack, es decir desde 3.000,0 ft.

El programa reportará también el cambio de revestimientos, que el ingeniero de planeación haya propuesto en el momento de ingresar los datos. Por consiguiente es importante resaltar lo que se debe realizar en campo (en el momento de la operación), los encargados deben llevar el control direccional y hacer un seguimiento del plan que se presenta a través del COMPASS, con los datos arrojados por los MWD (medición mientras se perfora), para no obtener trayectorias de tiempo real erróneas.

Las medidas que se presentan de latitud y longitud son para ejecutar correcciones, estas deben ser tenidas en cuenta, por si en algún punto de la operación se presenta alguna falla mecánica o geológica.

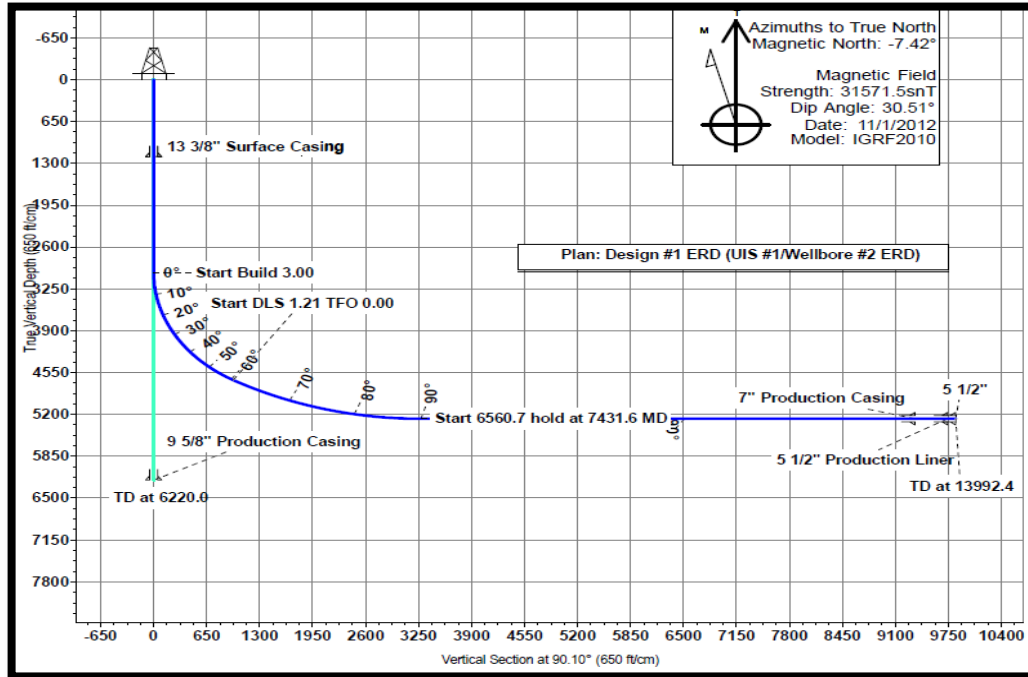
Figura 37. Reporte de Survey.

Survey Tool Program		Date									
From (ft)	To (ft)	Survey (Wellbore)		Tool Name		Description					
0.0	3,000.0	Design #1 Piloto (Wellbore #1 Piloto)		MWD		MWD - Standard					
3,000.0	13,992.4	Design #1 ERD (Wellbore #2 ERD)		MWD		MWD - Standard					
Planned Survey											
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Map Northing (m)	Map Easting (m)	Latitude	Longitude		
3,000.0	0.00	0.00	3,000.0	0.0	0.0	1,144,000.00	1,110,000.00	5° 54' 1.181 N	73° 5' 15.470 W		
3,100.0	3.00	90.10	3,100.0	0.0	2.6	1,144,000.00	1,110,000.80	5° 54' 1.181 N	73° 5' 15.444 W		
3,200.0	6.00	90.10	3,199.6	0.0	10.5	1,144,000.00	1,110,003.19	5° 54' 1.181 N	73° 5' 15.366 W		
3,300.0	9.00	90.10	3,298.8	0.0	23.5	1,144,000.00	1,110,007.17	5° 54' 1.181 N	73° 5' 15.237 W		
3,400.0	12.00	90.10	3,397.1	-0.1	41.7	1,144,000.00	1,110,012.73	5° 54' 1.181 N	73° 5' 15.056 W		
3,500.0	15.00	90.10	3,494.3	-0.1	65.1	1,144,000.00	1,110,019.84	5° 54' 1.180 N	73° 5' 14.825 W		
3,600.0	18.00	90.10	3,590.2	-0.2	93.5	1,144,000.00	1,110,028.50	5° 54' 1.180 N	73° 5' 14.543 W		
3,700.0	21.00	90.10	3,684.4	-0.2	126.9	1,144,000.00	1,110,038.68	5° 54' 1.179 N	73° 5' 14.213 W		
3,800.0	24.00	90.10	3,776.8	-0.3	165.1	1,144,000.00	1,110,050.34	5° 54' 1.179 N	73° 5' 13.833 W		
3,900.0	27.00	90.10	3,867.1	-0.4	208.2	1,144,000.00	1,110,063.47	5° 54' 1.178 N	73° 5' 13.407 W		
4,000.0	30.00	90.10	3,954.9	-0.4	255.9	1,144,000.00	1,110,078.01	5° 54' 1.177 N	73° 5' 12.934 W		
4,100.0	33.00	90.10	4,040.2	-0.5	308.1	1,144,000.00	1,110,093.94	5° 54' 1.176 N	73° 5' 12.416 W		
4,200.0	36.00	90.10	4,122.6	-0.6	364.8	1,144,000.00	1,110,111.21	5° 54' 1.175 N	73° 5' 11.855 W		
4,300.0	39.00	90.10	4,201.9	-0.7	425.6	1,144,000.00	1,110,129.76	5° 54' 1.174 N	73° 5' 11.252 W		
4,400.0	42.00	90.10	4,277.9	-0.9	490.6	1,144,000.00	1,110,149.56	5° 54' 1.173 N	73° 5' 10.608 W		
4,500.0	45.00	90.10	4,350.5	-1.0	559.4	1,144,000.00	1,110,170.54	5° 54' 1.172 N	73° 5' 9.926 W		

Fuente: imagen tomada y modificada del reporte generado por COMPASS

Finalmente y luego de presentar los tres componentes más importantes, el software esbozará una figura como la siguiente:

Figura 38. Configuración de pozos COMPASS



Fuente: imagen tomada y modificada del reporte generado por COMPASS

De la Figura 38 se puede observar a grosso modo la severidad de la desviación, además de las configuraciones que se han de realizar con los revestimientos y le dará al Ingeniero direccional una visión del trabajo a ejecutar. En los pozos de este proyecto se usarán los siguientes revestimientos (ver Tabla 10):

Tabla 10. Parámetros para el pozo Wellbore #2 ERD

REVESTIMIENTO	DIAMETRO	PROFUNDIDAD MEDIDA ZAPATO
Revestimiento de superficie	13 3/8 "	1.200,0 ft
Revestimiento de producción	7 "	13.492,4 ft
Tubería ranurada de producción	5 1/2 "	13.892,4 ft
Hueco Abierto	5 1/2 "	13.992,4 ft

Considerando que:

- El diseño de revestimientos para este tipo de pozos, se propuso de acuerdo a los más usados en los registros confidenciales de las compañías, en las profundidades manejadas. Inicialmente, se estudiaron los efectos de los diámetros de revestimiento mencionados en la

- Tabla 9, pero en vista que COMPASS no cuenta con un módulo donde se puedan observar, se vio la necesidad de realizar análisis de colapso, estallido y esfuerzos axiales en un software compatible llamado STRESS CHECK de la misma compañía, Landmark-Halliburton, más adelante se presentan los resultados.
- Se aplicaron los tipos de revestimiento tales como, revestimiento de producción (convencionalmente usado para cañonear y realizar fracturamiento hidráulico posteriormente), tubería ranurada (más conocida como liner, con el fin de analizar los efectos que tiene en cuanto a la resistencia de material) y se dejaron 100 ft de hueco abierto, para estudiar la integridad geomecánica de la formación en un posterior proyecto.

4.5 APLICACIÓN DE CARGAS

Para el estudio de las cargas simuladas en una operación de este tipo, el software que se utilizó fue Stress Check de la compañía Halliburton, ya es una aplicación que permite realizar diseño detallado de revestidores y tubería ranurada. Utilizando un diseño triaxial con la generación de cargas de estallido, colapso y esfuerzos axiales, para los casos de perforación, producción y otras cargas de servicio.

Incluye el algoritmo de diseño por costo mínimo, que a su vez permite al ingeniero especificar independientemente los factores de diseño, tanto para cada caso de carga, como para cada tubería y conexión. Para este proyecto se estudiaron resistencias al colapso, estallido y axiales. Las cuales se hacen a través del ingreso de datos para las cargas de cada resistencia.

Resistencia al estallido: se modela a través de la siguiente ecuación normalmente conocida como la Ecuación de Barlow, calcula la presión interna en

la cual el esfuerzo tangencial en la pared interna de la tubería, alcanza el esfuerzo de cedencia (YS) del material.

$$P = 0,875 * \frac{2Y_p t}{D}$$

Dónde:

P = mínima presión interna de cedencia.

Yp = mínimo esfuerzo de cedencia.

t = espesor de pared nominal.

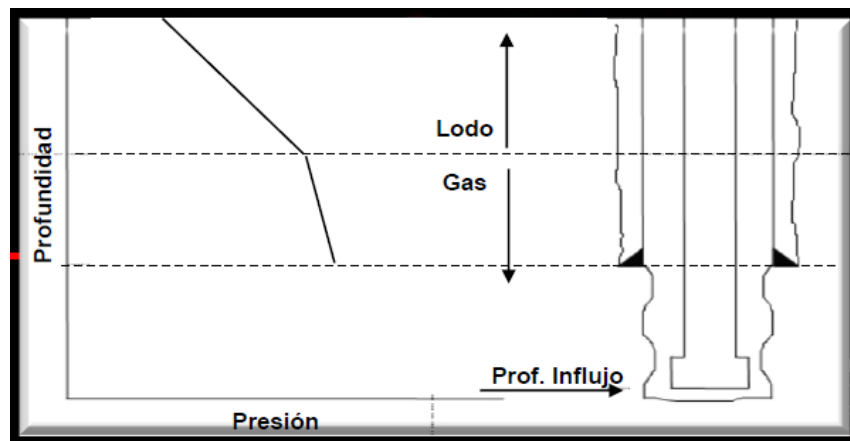
D = diámetro externo nominal.

4.5.1 Cargas de estallido:

Desplazamiento de Gas: Modela el desplazamiento del lodo de perforación dentro del revestimiento por presencia de gas, producto de un influjo a una profundidad dada del hueco abierto (normalmente profundidad total del hueco abierto)

Por defecto, la columna de gas se extiende desde la profundidad de asentamiento de la zapata, por encima del hueco abierto hasta el cabezal, sin embargo puede especificarse una profundidad de interfase lodo – gas en el caso que así se desee. El perfil de presión queda definido por la presión de poro a la profundidad del influjo, la columna de gas y la columna de lodo en caso de que exista una interfase (ver Figura 49).

Figura 49. Desplazamiento de gas.



Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

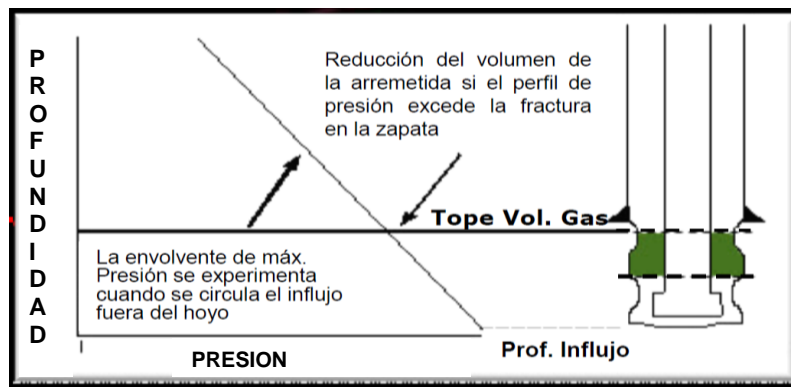
Perfil de patada de gas: Modela el caso en que se circula un influjo de gas utilizando el método del perforador.

El peor caso ocurre cuando el influjo de gas proviene de la perforación de un intervalo más profundo, generalmente la profundidad final de la próxima sección

de hueco. La máxima presión experimentada a cualquier profundidad del tubular ocurre cuando, el tope de la burbuja de la arremetida de gas alcanza esta profundidad.

Si la intensidad o volumen arremetido ocasiona que se exceda la presión de fractura en la zapata, el volumen de arremetida es reducido para maximizar el volumen que puede ser circulado fuera del hueco, sin exceder la presión de fractura en la zapata (ver Figura 50).

Figura 39. Desplazamiento por patada de gas.

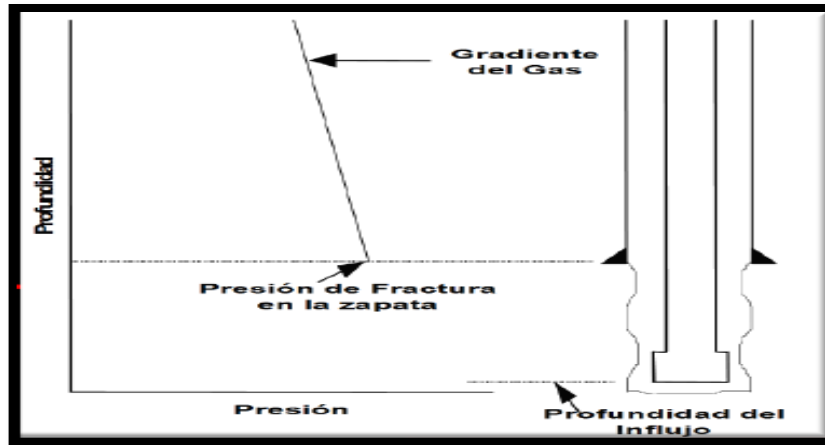


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Fractura de la zapata/ gradiente de gas: Modela una situación de cierre del pozo después de una arremetida, donde la presión de fractura en la zapata es excedida y la columna de lodo es completamente desplazada por gas.

Usualmente usado como el peor criterio de estallido para revestidores de superficie e intermedios. El perfil de presión interno queda definido por la presión de fractura a la profundidad de la zapata y el gradiente de gas (ver Figura 51).

Figura 40. Fractura de la zapata/ gradiente de gas:



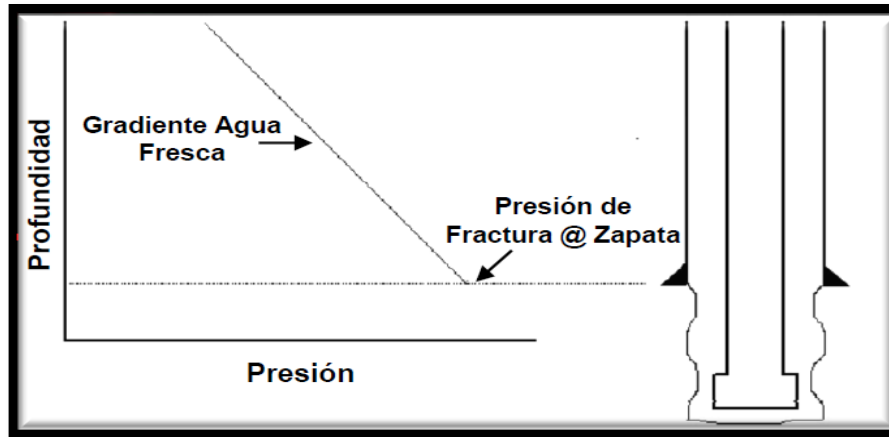
Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Perdida en retornos de agua: Modela una situación de control de pozo, durante la cual ha ocurrido una pérdida total o parcial a nivel de la zapata del revestimiento y por lo cual se requiere bombear agua en el anular, asumiendo que el suministro de barita o material densificante se ha agotado en la localización.

Este caso de carga típicamente dominará el diseño de estallido, cuando es comparado con el peso de carga de arremetida de gas, (ver Figura 52).

El perfil de presión interno está determinado por la presión de fractura en la zapata y la presión ejercida por la columna de agua y/o de fluido existente en el anular.

Figura 41. Perdida en retornos de agua

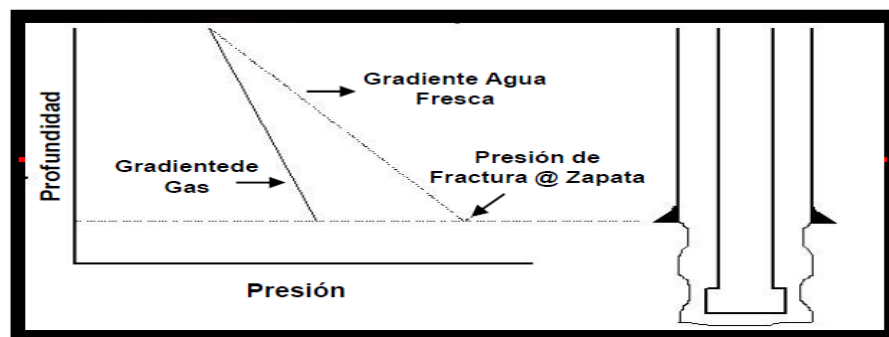


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Preventoras (BOP): Es usado como criterio para el diseño de los equipos de control de presión en superficie (BOP) y la porción superior del revestidor, ya que genera presiones relativamente más altas en superficie, si se les compara con otros casos de carga.

No representa un caso físico real, sin embargo cuando es usado con el criterio de arremetida de gas, asegura que el punto débil del revestidor no esté en superficie. El perfil de presión interna es calculado a partir de la presión de fractura, la presión de la columna de agua y la columna de gas, (ver Figura 53).

Figura 42. Situación de equipos de control.

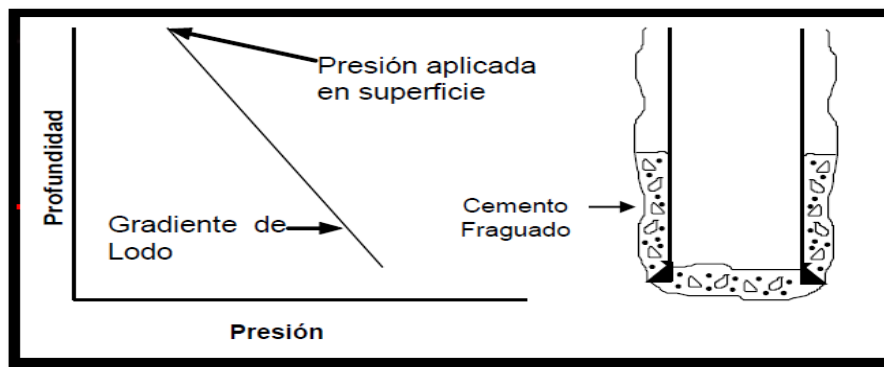


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Prueba de presión: Modela el perfil de presión interna cuando una presión se aplica en superficie, justo después de que el cemento ha fraguado y antes de perforar el cuello flotador para iniciar la perforación del siguiente hueco, con el propósito de verificar que no existan fugas en el revestimiento.

El perfil de presión interna queda definido por la presión de la prueba y la columna hidrostática generada por el fluido de desplazamiento hasta la profundidad del cuello flotador, (ver Figura 54).

Figura 54. Prueba de presión

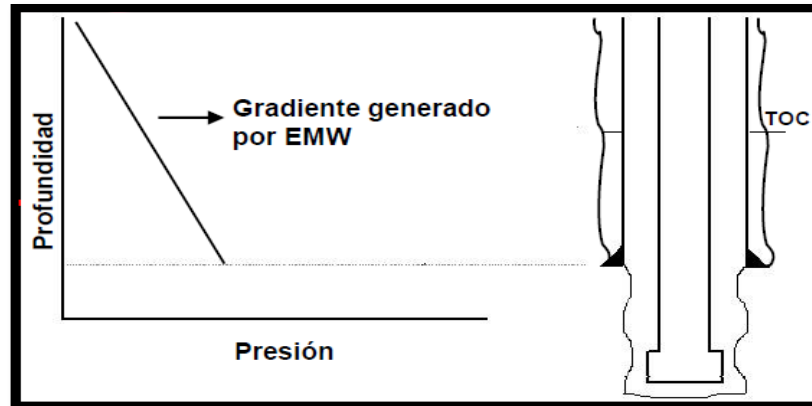


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Perforación en cabeza: Modela la presión generada por la densidad equivalente de circulación del fluido, mientras se perfora la sección de hueco por debajo del revestidor, una vez que este ha sido asentado y cementado.

Este caso de carga es usado para revestimientos que no han sido cementados completamente, con el propósito de conocer el efecto del buckling en la sección no cementada. El perfil de presión interno queda definido por la presión ejercida por la densidad equivalente de circulación, (ver Figura 55).

Figura 43. Perfil de presión en cabeza generado por la perforación.

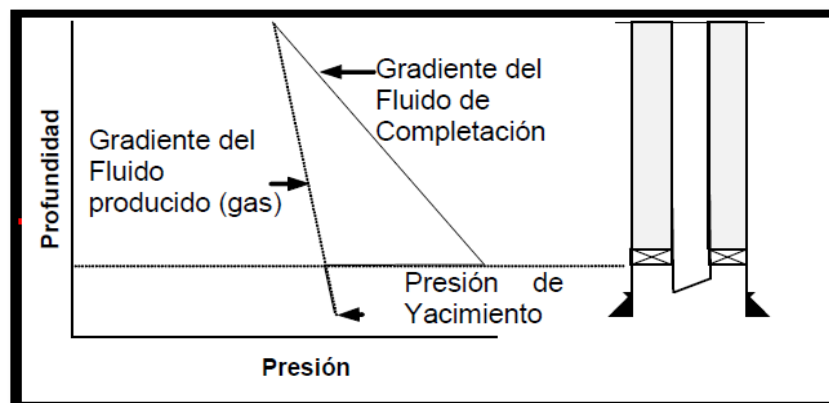


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Fuga en tubería: Este caso es de la carga aplicada a producción y operaciones de inyección, representa una alta presión a nivel de superficie en el anular de producción, como consecuencia de una ruptura de la tubería de producción cerca del cabezal, (ver Figura 56).

El perfil de presión interno queda definido por la presión de producción reflejada en el cabezal, la columna hidrostática generada por el fluido de completamiento y la columna hidrostática correspondiente al fluido de producción.

Figura 56. Perfil generado por fugas en la tubería.

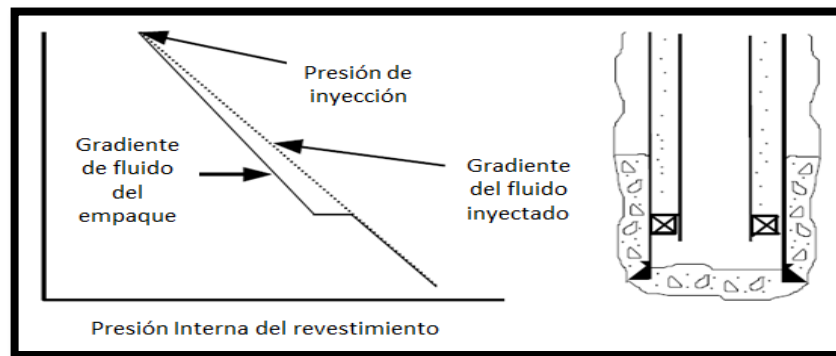


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Fuga en superficie: Consiste en simular una presión de inyección en el anular de producción, debido a una fuga en la tubería de producción cerca del cabezal.

Por encima del empaque de producción, el perfil de presión interna está basado en la presión de inyección y una densidad del fluido seleccionada de empaque. Debajo del empaque, el perfil de presión interna es basado en la presión de la inyección y la densidad del fluido de inyección, (ver Figura 57).

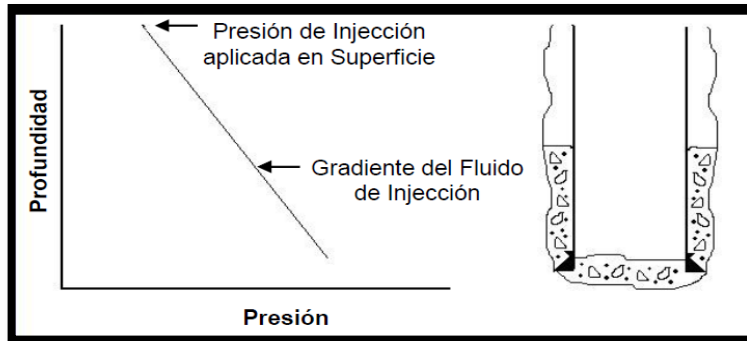
Figura 57. Perfil generado por fugas en superficie.



Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Inyección de fluidos: Modela el perfil interno de presión que resulta de una operación de inyección de fluidos a través del revestidor de producción, como el que resulta en una estimulación. No considera las pérdidas de presión por efecto de la fricción, (ver Figura 58).

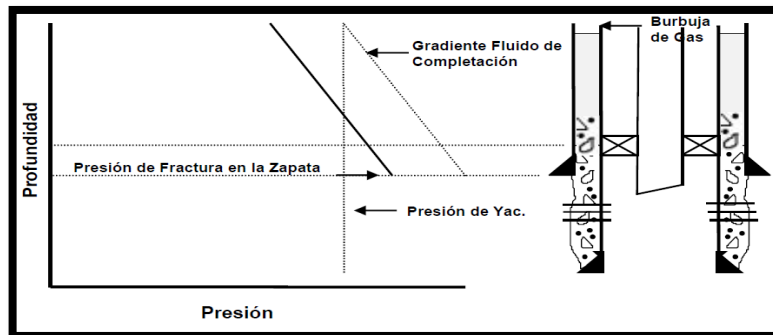
Figura 44. Perfil generado por inyección de fluidos.



Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Migración de gas: Modela el efecto de una burbuja de gas que asciende hasta el cabezal del pozo detrás del revestidor de producción; aplica sólo para revestidores protectores. Los cálculos del perfil de presión interno, requieren la presión del yacimiento a la profundidad de las perforaciones y la densidad del fluido de completamiento, (ver Figura 59).

Figura 45. Perfil generado por la migración de gas.

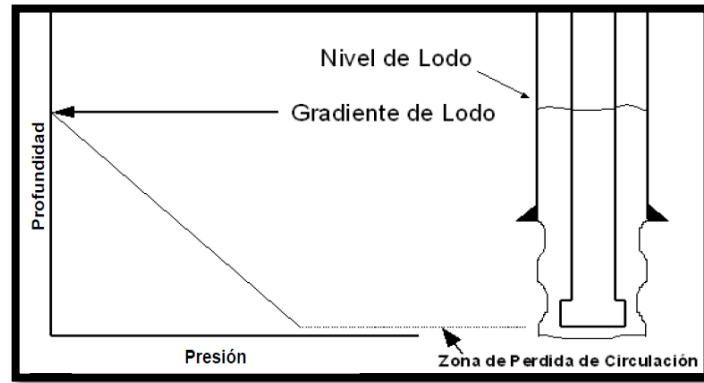


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Evacuación parcial o total: Es una carga de perforación que modela una evacuación parcial o total del revestidor, debido a una pérdida de circulación o al trabajo con un fluido aireado. El perfil interno del revestidor está definido por la

presión atmosférica y el gradiente del fluido de perforación a partir de la profundidad especificada para el nivel del fluido, (ver Figura 60).

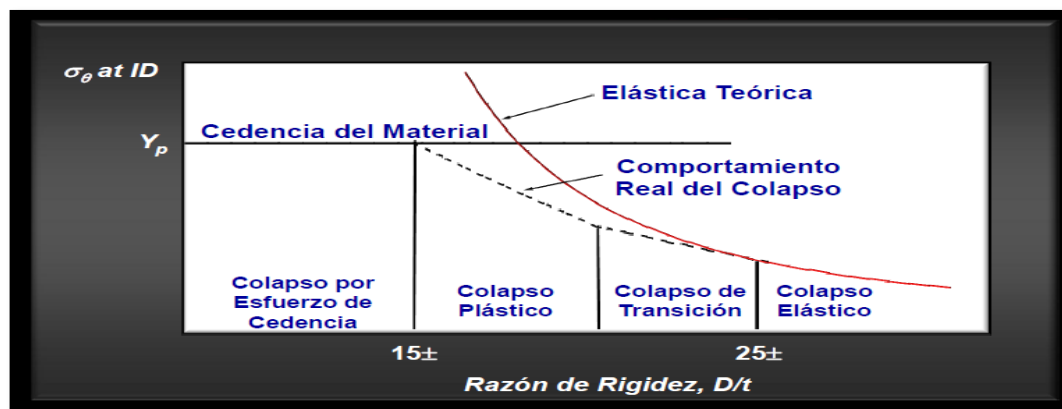
Figura 46. Perfil interno de evacuación parcial.



Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Resistencia al colapso: El esfuerzo de colapso es principalmente una función del esfuerzo de cedencia del material y la razón de rigidez, (D/t), (ver Figura 61).

Figura 61. Resistencia al colapso



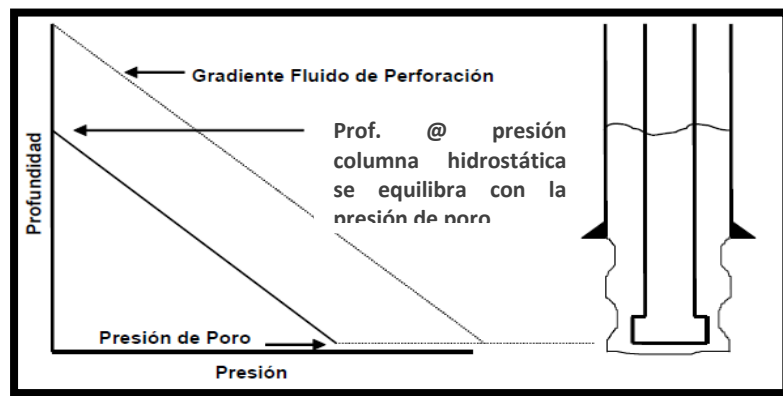
Fuente: imagen tomada de la Guía del Usuario Stress Check Landmark-Halliburton.

4.5.2 Cargas de colapso

Perdida en los retornos del lodo: Es una carga de perforación que modela una evacuación del revestidor, justo al alcanzar el equilibrio hidrostático con la presión de poro correspondiente a la profundidad de la pérdida de circulación.

El perfil interno del revestidor está definido por la presión atmosférica y el gradiente del fluido de perforación, a partir de la profundidad correspondiente al nivel del fluido de perforación, (ver Figura 62).

Figura 47. Perfil equilibrio hidrodinámico del lodo.



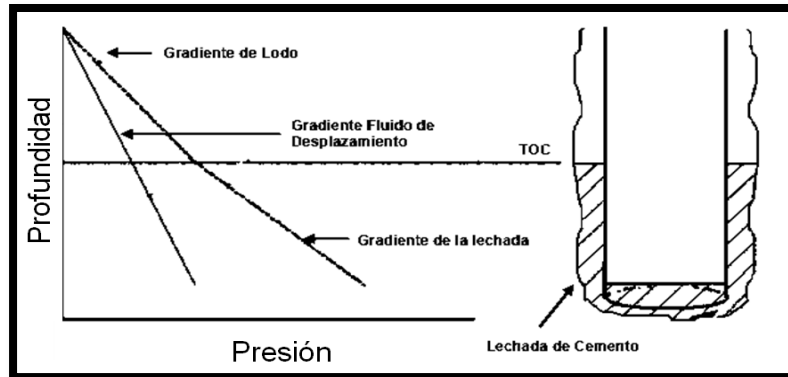
Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Cementación: Este caso de carga, se modela un perfil de presión interior y externo, que refleja la carga de colapso impartida en el revestimiento después que el tapón se ha bombeado, durante el trabajo de cementación y mientras la presión de la bomba es desahogada.

La presión externa considera la columna hidrostática del lodo y las diferentes densidades de las mezclas de cemento de llenado y de desplazamiento.

Si un fluido ligero de desplazamiento es usado, la carga de colapso de cementación puede ser significativa, (ver Figura 63).

Figura 48. Perfil de presión interno en la cementación.

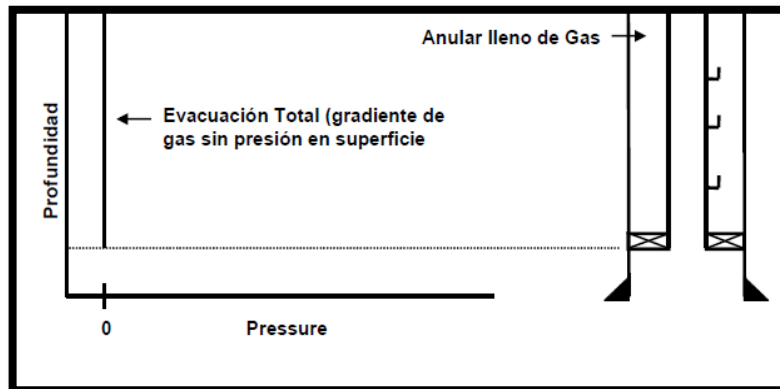


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Evacuación total: Este caso de carga, se modela la evacuación total del revestimiento debido: a la pérdida total de fluido de rehabilitación o de completamiento, a una alta caída de presión ante una zona altamente permeable o una zona productora con baja presión, aunque tiene mayor aplicación para pozos completados con gas lift.

El perfil de presión interna corresponde a una columna de aire cuya densidad depende, de los perfiles de temperatura ingresados a la aplicación y del factor de compresibilidad del gas, (ver Figura 64).

Figura 49. Perfil de presión de evacuación total.

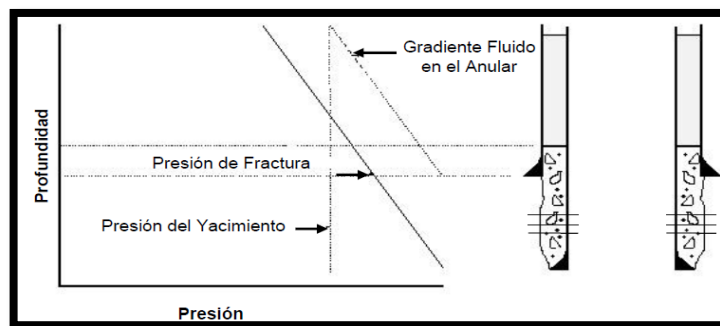


Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Migración de gas: Modela una burbuja de gas que asciende al colgador del revestimiento a través del anular, detrás del revestimiento de producción. El perfil de presión interno, corresponde a la presión de yacimiento, más la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido limitada por la presión de fractura en la zapata, (ver Figura 65).

A diferencia del caso de carga de Gas Migration para estallido, éste caso de carga presenta su propio perfil de presión interno, el cual viene dado por la columna del fluido por encima de la empaque.

Figura 50. Perfil burbuja de aire a través del anular.



Fuente: Guía del usuario Stress Check- Halliburton

Resistencia a la tensión: Está definida por la máxima fuerza axial que el tubular puede soportar sin que se produzca la cedencia del material, viene dado por producto del área transversal y el esfuerzo de cedencia del cuerpo de la tubería.

$$Fy = \frac{\pi}{4} D^2 - d^2 Yp$$

Dónde:

Fy = Fuerza axial de cedencia del cuerpo de la tubería (unidades de fuerza).

Yp = Esfuerzo de cedencia.

D = Diámetro exterior nominal.

d = Diámetro interno nominal.

4.5.3 Cargas axiales.

Velocidad promedio en viajes de tubería:

Muestra la máxima tensión vista por el tubular mientras se corre en el hueco, a una velocidad dada.

Sobretensión:

Modela una carga de tensión adicional aplicada a la sarta y muestra la máxima tensión soportada por el tubular mientras se saca la sarta.

Carga de pre cementación estática:

Modela el efecto de flotabilidad generada por el lodo, una vez que la zapata del revestidor está a la profundidad deseada, en el momento antes de empezar el trabajo de cementación. Permite incluir el efecto de una fuerza extra de tensión (+) o compresión (-) aplicada en superficie.

Carga de post cementación estática:

Modela el efecto de la flotabilidad de los fluidos en que se encuentra sumergido el revestidor, inmediatamente después de ejecutar la cementación.

Prueba de cemento verde:

Modela el perfil de tensión generado durante una cementación primaria al aplicar y mantener en superficie una presión de prueba, justo después de bombear el tapón superior y antes de que el cemento fragüe.

Cargas por servicio:

Modela las cargas impuestas después que el revestidor es cementado o la tubería es colgada. Representa el peor caso de carga axial debido a todas las cargas de servicio (perforación y producción) seleccionadas. Considera el efecto de otros

factores: temperatura, peso total de la sarta, flotabilidad, pandeo, la flexión y la trayectoria del pozo.

4.5.4 Esfuerzo triaxial. Frecuentemente conocidos como Esfuerzos Equivalentes de Von Mises. Es un valor teórico, el cual permite que un estado de esfuerzo tridimensional de cedencia sea comparado con un criterio de falla uniaxial (resistencia a la cedencia)

El factor de seguridad para este caso es calculado como:

$$DF_{VME} = \frac{\text{Mínima resistencia a la cedencia (API)}}{\text{Esfuerzo equivalente VME}}$$

Donde, la falla del material ocurrirá cuando el esfuerzo triaxial exceda su resistencia a la cedencia. Como se podrá observar en los resultados de este proyecto, el esfuerzo tridimensional viene por la acción simultánea de esfuerzos mostrado en la Figura 66 y calculado por la siguiente ecuación:

$$\sigma_{VME} = \frac{\sigma_z - \sigma_\theta^2 + \sigma_\theta - \sigma_r^2 + \sigma_r - \sigma_z^2 + 6 * \tau^2}{2}^{\frac{1}{2}}$$

Dónde:

σ_{VME} = esfuerzo triaxial.

σ_z = esfuerzo axial.

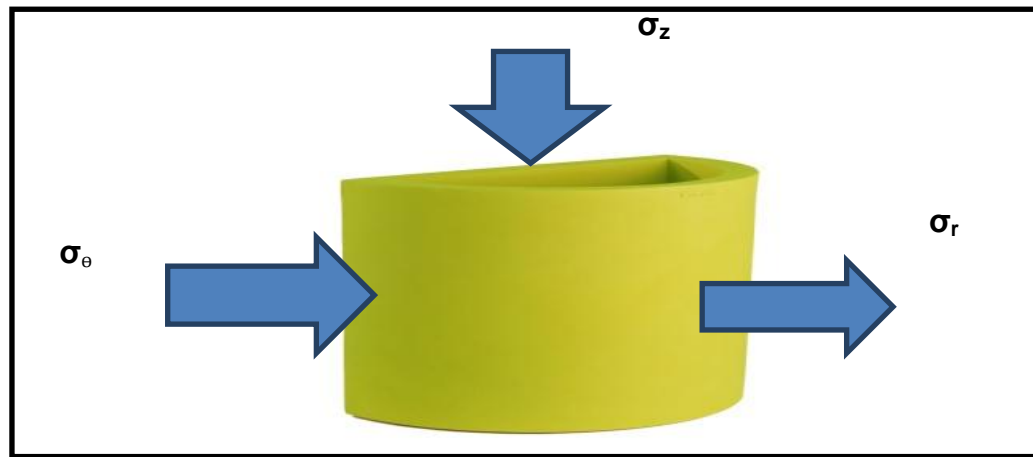
σ_θ = esfuerzo tangencial.

σ_r = esfuerzo radial.

τ = esfuerzo de torsión.

Axial	Cargas de tracción, compresión y/o flexión
Radial	Presiones internas y externas
Tangencial	Presiones internas y externas
Cortante	Posible Torsión

Figura 51. Esquema de esfuerzos triaxiales.



De acuerdo a la anterior información sobre resistencias y esfuerzos, se han vinculado las siguientes cargas a los revestimientos que son parte del diseño, de los pozos Piloto # 1 y Wellbore # 2 ERD. Y teniendo en cuenta que:

- El proceso para seleccionar los revestimientos óptimos es probar los cálculos con un grado supuesto, observar los resultados y a partir de allí se va a aumentar su capacidad, peso, o grado del acero.
- Es importante activar las cargas de servicio que sugiere el software, en vista que durante toda la vida productiva del pozo se van a realizar trabajos de

acondicionamiento, en donde se presentarán viajes con herramientas que pueden afectar la resistencia del material tubular.

- El diseño se va a basar en el uso de un lodo con una densidad máxima de 16ppg (libras por galón) cuando se esté perforando la sección de 7", donde a partir de la desviación se irá creando un pozo horizontal. Esto con el fin de tener un mayor control de pozo ya que se trabaja bajo presencia constante de gas.
- Se emplearán para los diseños de seguridad, los valores de volúmenes y las densidades exigidas por ECOPETROL para simular las patadas de gas, en un diseño de revestimiento.
- Las velocidades de viaje de tubería son las promedio, encontradas en la literatura, sugeridas por el programa y usadas por los ingenieros de campo.
- En la sección de 7" donde se realiza la curvatura, se tendrá presente que puede haber cambios de densidad para columnas altas que se necesiten cementar, la densidad del cemento no va a producir cambios en la resistencia del mismo, pues es un proceso que se hace inyectando nitrógeno a la mezcla para que esta pueda ser bombeada más fácilmente.
- Se observa que en las secciones de 13 3/8" y de 7", tendrán una mayor cantidad de cargas asignadas a los tubulares, pues es preciso tener un amplio rango de maniobra ya que son las secciones donde se van a trabajar más.

Para el pozo Piloto # 1 sección de 13 3/8", los datos de las cargas para el análisis, son los siguientes, plasmados en la Tabla 11:

Tabla 11. Cargas revestimiento 13 3/8”

CARGAS DE ESTALLIDO: REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE 13 3/8 "	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Lost Returns with Water (perdidas de retorno con agua)	
Fracture Margin of Error (margen de error en los datos de fractura):	1.00 ppg
Mud/Water Interface, MD (prof. medida de interfase de fluidos):	1200.0 ft
Mud Weight (peso de lodo):	9.90 ppg
Gas Kick Profile (perfil de patada de gas)	
Influx Depth, MD (profundidad de influjo):	6220.0 ft
Kick Volume (volumen de la patada de gas):	50.0 bbl
Kick Intensity (intensidad de la patada):	0.50 ppg
Maximum Mud Weight (máximo peso de lodo):	9.90 ppg
Kick Gas Gravity (densidad de la patada de gas) :	0.70
Drill Pipe OD (diámetro externo de t. perforación):	5.000 in
Collar OD (diámetro externo collares de perforacion):	6.500 in
Collar Length (longitud de los collares):	300.0 ft
Surface Protection (BOP) (protección en superficie-preventoras)	
Fracture Margin of Error (margen de error en los datos de fractura):	1.00 ppg
Gas Gravity (densidad del gas en superficie):	0.70
Pressure Test (prueba de presión)	
Test Pressure (presión de prueba):	1000.00 psi
Mud Weight (peso del lodo):	9.50 ppg
Green Cement Pressure Test (prueba de cementación con presión)	
Test Pressure (presión de prueba):	1000.00 psi
Mud Weight at Shoe (peso del lodo en el zapato):	9.50 ppg
TOC, MD (tope de cemento):	1200.0 ft
Lead Slurry Density (densidad de la lechada):	15.60 ppg
Displacement Fluid Density (densidad del fluido de desplazamiento):	9.00 ppg
Float Collar Depth, MD (profundidad del collar flotador):	1200.0 ft
CARGAS DE COLAPSO: REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE 13 3/8"	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Full/Partial Evacuation (evacuación parcial o total)	
Mud Weight (peso del lodo):	9.90 ppg
Mud Level, MD (nivel del lodo):	1200.0 ft
Assigned External Pressure (presión externa asignada):	Mud & Cement Mix-Water (mezcla de fluidos: agua cemento lodo)
Cementing (cementación)	
Mud Weight at Shoe (peso de lodo en el zapato):	9.50 ppg
TOC, MD (tope de cemento):	1200.0 ft
Lead Slurry Density (densidad de la lechada):	15.60 ppg
Displacement Fluid Density (densidad del fluido desplazante):	9.00 ppg
Float Collar Depth, MD (profundidad del collar flotador):	1200.0 ft
Assigned External Pressure (presión externa asignada):	Mud & Cement Mix-Water (mezcla de fluidos: agua cemento lodo)
External Pressure (presiones externas):	Mud & Cement Mix-Water (mezcla de fluidos)
TOC, MD (tope de cemento):	1200.0 ft
Mud Weight (peso del lodo):	9.50 ppg
Cement Mix-Water Density (densidad mezcla de cemento):	8.80 ppg
CARGAS AXIALES: REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE 13 3/8"	
Running in Hole - Avg. Speed (promedio de velocidad de viajes de tub):	0.4 ft/s
Overpull Force (sobretensión):	100000 lbf
Green Cement Pressure Test (presión de prueba de cementación):	1000.00 psi
Service Loads (cargas de servicio):	Yes (si)

Para la sección del pozo Piloto #1 de 9 5/8", las cargas seleccionadas plasmadas en la Tabla 12:

Tabla 12. Cargas revestimiento de 9 5/8"

CARGAS DE ESTALLIDO: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 9 5/8 "	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Pressure Test (pruebas de presión)	
Test Pressure (presión de prueba):	1000.00 psi
Mud Weight (peso del lodo):	9.90 ppg
Production Load (cargas de producción):	
Tubing Leak (fuga en la tubería)	
Packer Fluid Density (densidad fluido de empaquetado):	9.90 ppg
Packer Depth, MD (prof. Medida de empaquetado):	6220.0 ft
Perforation Depth, MD (prof. medida perforada):	6220.0 ft
Gas Gravity (densidad del gas):	0.70
Stimulation Surface Leak (simulación de fugas en superficie)	
Packer Fluid Density (densidad fluido de empaquetado):	9.90 ppg
Packer Depth, MD (prof. Medida de empaquetado):	6220.0 ft
Injection Pressure (presión de inyección):	5000.00 psi
Injection Density (densidad del fluido de inyección):	8.33 ppg
External Pressure (presión externa):	
TOC, MD (prof. Medida del tope de cemento):	6220.0 ft
Mud Weight Above TOC (peso sobre el tapón):	8.30 ppg
Fluid Gradient Below TOC (peso por debajo del tapón):	8.33 ppg
CARGAS DE COLAPSO: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 9 5/8 "	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Cementing (cementación)	
Mud Weight at Shoe (peso de lodo en el zapato):	9.90 ppg
TOC, MD (tope de cemento):	6220.0 ft
Lead Slurry Density (densidad de la lechada):	15.80 ppg
Displacement Fluid Density (densidad del fluido desplazante):	11.00 ppg
Float Collar Depth, MD (profundidad del collar flotador):	6220.0 ft
External Pressure (presiones externas):	
TOC, MD (tope de cemento):	6220.0 ft
Fluid Gradient Above TOC (gradiente de fluido sobre el tapón de cemento):	9.90 ppg
Fluid Gradient Below TOC (gradiente de fluido debajo el tapón de cemento):	9.90 ppg
CARGAS AXIALES: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 9 5/8 "	
Running in Hole - Avg. Speed (promedio de velocidad de viajes de tub):	0.5 ft/s
Overpull Force (sobretensión):	100000 lbf
Service Loads (cargas de servicio):	Yes (si)

Para el pozo Wellbore # 2 ERD sección de 7", los datos de las cargas para el análisis, son los siguientes mostrados en la Tabla 13:

Tabla 13 Cargas Revestimiento 7"

CARGAS DE ESTALLIDO: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 7"	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Lost Returns with Water (perdidas de retorno con agua)	
Fracture Margin of Error (margen de error en los datos de fractura):	1.00 ppg
Mud/Water Interface, MD (prof. medida de interfase de fluidos):	13892.4 ft
Mud Weight (peso de lodo):	16.00 ppg
Gas Kick Profile (perfil de patada de gas)	
Influx Depth, MD (profundidad de influjo):	13892.4 ft
Kick Volume (volumen de la patada de gas):	50.0 bbl
Kick Intensity (intensidad de la patada):	0.50 ppg
Maximum Mud Weight (máximo peso de lodo):	16.00 ppg
Kick Gas Gravity (densidad de la patada de gas) :	0.70
Drill Pipe OD (diámetro externo de t. perforación):	3.500 in
Collar OD (diámetro externo collares de perforación):	3.000 in
Collar Length (longitud de los collares):	3000.0 ft
Pressure Test (prueba de presión)	
Test Pressure (presión de prueba):	1000.00 psi
Mud Weight (peso del lodo):	14.00 ppg
Production Load (cargas de producción):	
Tubing Leak (fuga en la tubería)	
Packer Fluid Density (densidad fluido de empaquetado):	14.00 ppg
Packer Depth, MD (prof. Medida de empaquetado):	13892.4 ft
Perforation Depth, MD (prof. medida perforada):	13992.4 ft
Gas Gravity (densidad del gas):	0.70
Stimulation Surface Leak (simulación de fugas en superficie)	
Packer Fluid Density (densidad fluido de empaquetado):	14.00 ppg
Packer Depth, MD (prof. Medida de empaquetado):	13892.4 ft
Injection Pressure (presión de inyección):	5000.00 psi
Injection Density (densidad del fluido de inyección):	8.33 ppg
CARGAS DE COLAPSO: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 7 "	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Full/Partial Evacuation (evacuación parcial o total)	
Mud Weight (peso del lodo):	16.00 ppg
Mud Level, MD (nivel del lodo):	13492.4 ft
Cementing (cementación)	
Mud Weight at Shoe (peso de lodo en el zapato):	14.00 ppg
TOC, MD (tope de cemento):	5092.4 ft
Lead Slurry Density (densidad de la lechada):	14.00 ppg
Displacement Fluid Density (densidad del fluido desplazante):	14.00 ppg
Float Collar Depth, MD (profundidad del collar flotador):	13492.4 ft
Lost Returns with Mud Drop (perdidas en retornos de lodo)	
Lost Returns Depth, MD (prof. Medida de retorno):	7428.6 ft
Mud Weight (peso de lodo):	16.00 ppg
Mud Drop Level, MD (nivel de caída de lodo medido):	7427.3 ft
External Pressure (presiones externas):	
TOC, MD (prof. Medida del tope de cemento):	5092.4 ft
Mud Weight Above TOC (peso sobre el tapón):	14.00 ppg
Fluid Gradient Below TOC (peso por debajo del tapón):	14.00 ppg
CARGAS AXIALES: REVESTIMIENTO DE PRODUCCION 7 "	
Running in Hole - Avg. Speed (promedio de velocidad de viajes de tub):	0.5 ft/s
Overpull Force (sobretensión):	100000 lbf
Green Cement Pressure Test (presión de prueba de cementación):	1000.00 psi
Service Loads (cargas de servicio):	Yes (si)

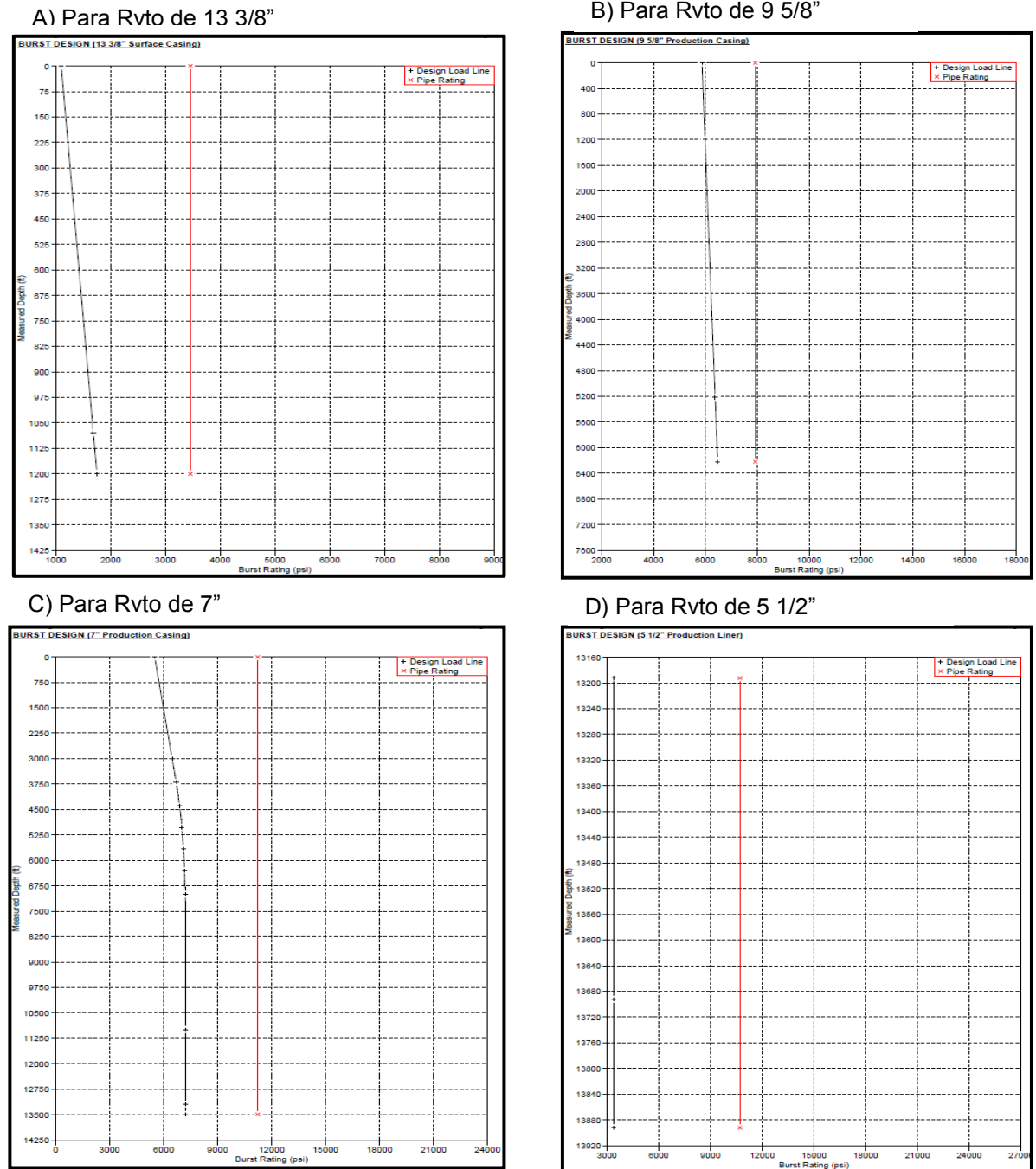
Para la sección del pozo Wellbore # 2 ERD sección de 5 1/2", las cargas fueron las plasmadas en la Tabla 14:

Tabla 14. Cargas tubería ranurada 5 1/2"

CARGAS DE ESTALLIDO: T. RANURADA (LINER) DE PRODUCCION 5 1/2"	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Lost Returns with Water (perdidas de retorno con agua)	
Fracture Margin of Error (margen de error en los datos de fractura):	1.00 ppg
Mud/Water Interface, MD (prof. medida de interfase de fluidos):	13892.4 ft
Mud Weight (peso de lodo):	16.00 ppg
Gas Kick Profile (perfil de patada de gas)	
Influx Depth, MD (profundidad de flujo):	13992.4 ft
Kick Volume (volumen de la patada de gas):	50.0 bbl
Kick Intensity (intensidad de la patada):	0.50 ppg
Maximum Mud Weight (máximo peso de lodo):	16.00 ppg
Kick Gas Gravity (densidad de la patada de gas) :	0.70
Drill Pipe OD (diámetro externo de t. perforación):	3.000 in
Collar OD (diámetro externo collares de perforación):	3.500 in
Collar Length(longitud de los collares):	3000.0 ft
Pressure Test (prueba de presión)	
Test Pressure (presión de prueba):	1000.00 psi
Mud Weight (peso del lodo):	16.00 ppg
Production Load (cargas de producción):	
Tubing Leak (fuga en la tubería)	
Packer Fluid Density (densidad fluido de empaquetado):	14.00 ppg
Packer Depth, MD (prof. Medida de empaquetado):	13892.4 ft
Perforation Depth, MD (prof. medida perforada):	13992.4 ft
Gas Gravity (densidad del gas):	0.70
CARGAS DE COLAPSO: T. RANURADA (LINER) DE PRODUCCION 5 1/2"	
Drilling Load (cargas de perforación):	
Full/Partial Evacuation (evacuación parcial o total)	
Mud Weight (peso del lodo):	16.00 ppg
Mud Level, MD (nivel del lodo):	13892.4 ft
Cementing (cementación)	
Mud Weight at Shoe (peso de lodo en el zapato):	16.00 ppg
TOC, MD (tope de cemento):	13192.4 ft
Lead Slurry Density (densidad de la lechada):	16.00 ppg
Displacement Fluid Density (densidad del fluido desplazante):	16.00 ppg
Float Collar Depth, MD (profundidad del collar flotador):	13892.4 ft
External Pressure (presiones externas):	
TOC, MD (tope de cemento):	13192.4 ft
Fluid Gradient Above TOC (gradiente de fluido sobre el tapón de cemento):	16.00 ppg
Fluid Gradient Below TOC (gradiente de fluido debajo el tapón de cemento):	16.00 ppg
CARGAS AXIALES: T. RANURADA (LINER) DE PRODUCCION 5 1/2"	
Running in Hole - Avg. Speed (promedio de velocidad de viajes de tub):	0.5 ft/s
Overpull Force (sobretensión):	100000 lbf
Green Cement Pressure Test (presión de prueba de cementación):	0.00 psi
Service Loads (cargas de servicio):	Yes(si)

A través de los cálculos del software, podemos obtener las siguientes gráficas. Para fuerzas de estallido:

Figura 52. Graficas: comportamiento del revestimiento en estallido.



De donde se observa que:

- Diferentes factores como la posición en los pozos, la profundidad y las cargas aplicadas, logran simular el comportamiento presentado de las gráficas, es claro, como se comporta el revestimiento de 13 3/8" en la Figura 52. A) de donde el asentamiento se realiza a 1200 pies, sin embargo no presenta ninguna perturbación en las cargas de estallido, pues se mantiene a la derecha de la línea roja, la cual acota los límites establecidos para ese grado de tubería.
- Se deduce que si se disminuye el grado de la tubería se obtendrá valores mucho más cercanos a los límites, es el caso de la Figura 52 B) donde el revestimiento de producción N-80, tiene un grado menor al de superficie K-55.
- Debido a que la sección de 7" Figura 52 C) es donde se van a tener la mayoría de los puntos críticos de la operación, es allí claro observar que se van a presentar alteraciones en cuando a estallido se refiere, pues siempre se va a trabajar con los galonajes, los pesos de lodo, la revoluciones sobre la broca, entre otros, con el fin de optimizar la trayectoria.
- Para la última sección que se refleja en la Figura 52 D) donde se solo se va posicionar la tubería ranurada o "liner", no se observa mayor cambio, ni alteraciones, pues luego de tener una sección tan larga como la de 7", colocar un "liner" que es alrededor del 10 % de la longitud total de la anterior, no tendrá mucha injerencia pues solo requiere deslizar la herramienta cuidando los trabajos que se hagan o el apoyo con las bombas desde superficie. Recordando que el estallido de tubería se presenta en el mayor de los casos por el taponamiento de las mismas en el momento que se hacen viajes con herramientas.

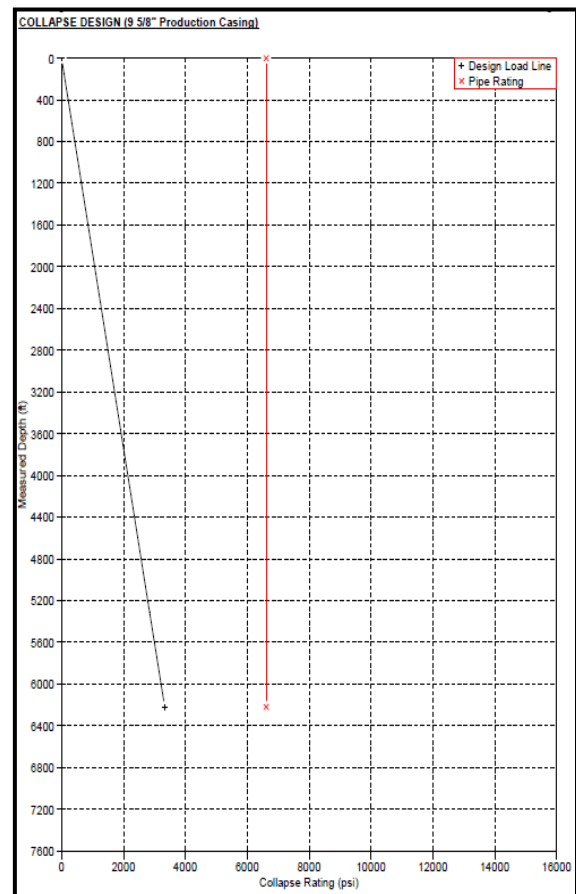
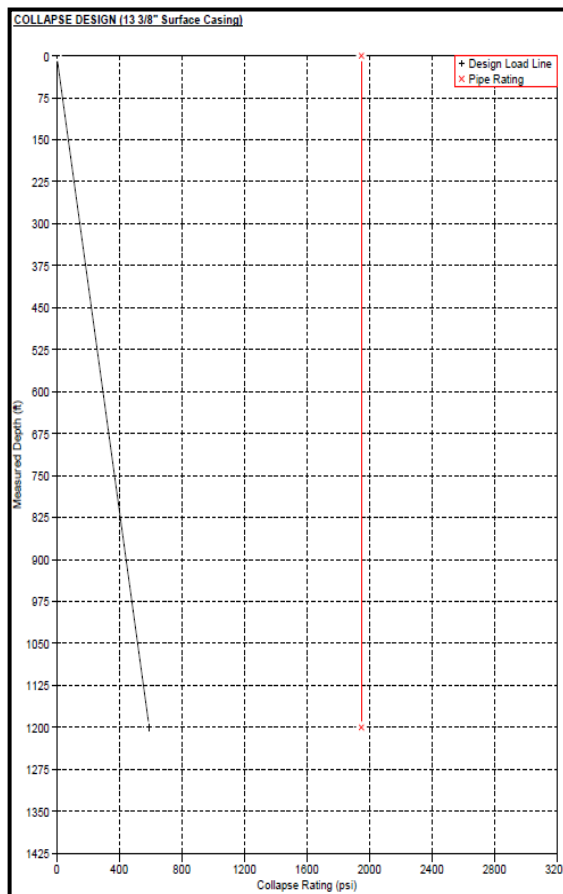
- Es posible con el software, seguir acotando los límites de la tubería de revestimiento, en cuanto a pesos de la tubería, espesor de la pared y grado del acero, con el fin de minimizar costos pero al disminuir la resistencia al estallido, se aumenta la probabilidad de obtener problemas por colapso o con las fuerzas axiales.

Para fuerzas de colapso:

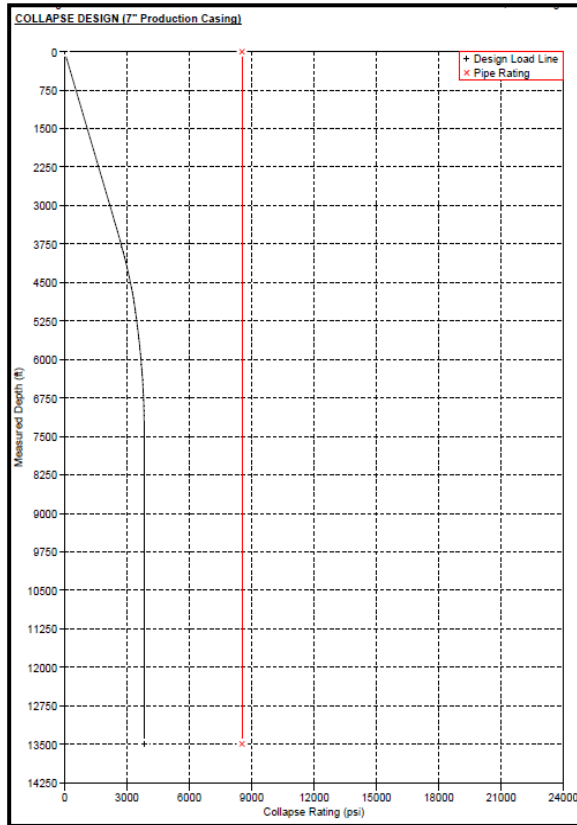
Figura 53. Graficas: comportamiento del revestimiento en colapso.

A) Para Rvto de 13 3/8"

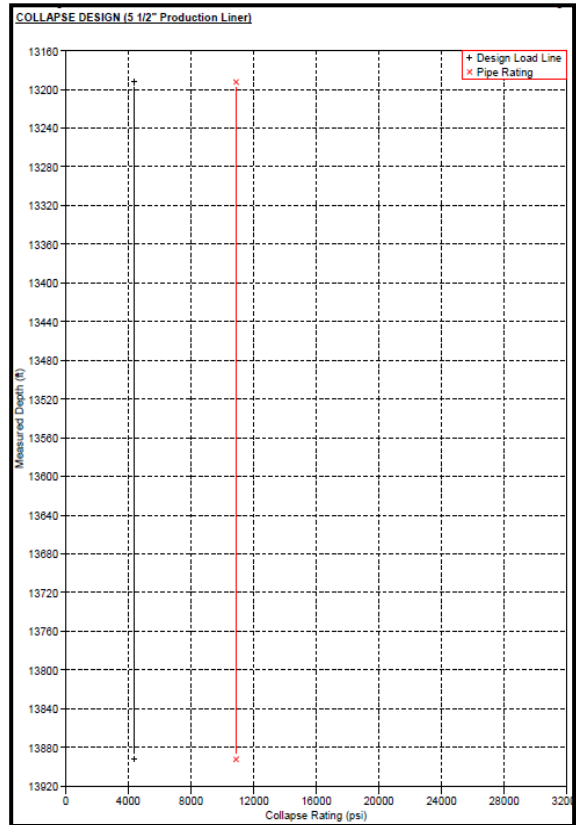
B) Para Rvto de 9 5/8"



C) Para Rvto de 7"



D) Para Rvto de 5 1/2"



De donde se observa que:

- Al igual que en estallido y como se recomienda implementar en todos los diseños de cualquier tipo de pozo, los revestimientos en los cuales se va a aplicar mayor fuerza o por donde pasarán todas las herramientas, deben tener límites muchos más amplios de maniobra. Como se ven reflejados en las Figura 53 A) y C). de los revestimientos de 13 3/8" y 7", con las líneas de color rojo. Si es preciso, se debe cambiar: el peso, grado de la tubería o conexión, con el fin que de que estas líneas no se crucen o toquen, pues eso si esto sucediera, se tendría colapso inminente.
- También se puede suponer a través de las Figura 53 C) y D) luego de que se trabaja sobre la sección desviada, las fuerzas de colapso se irán estabilizando.

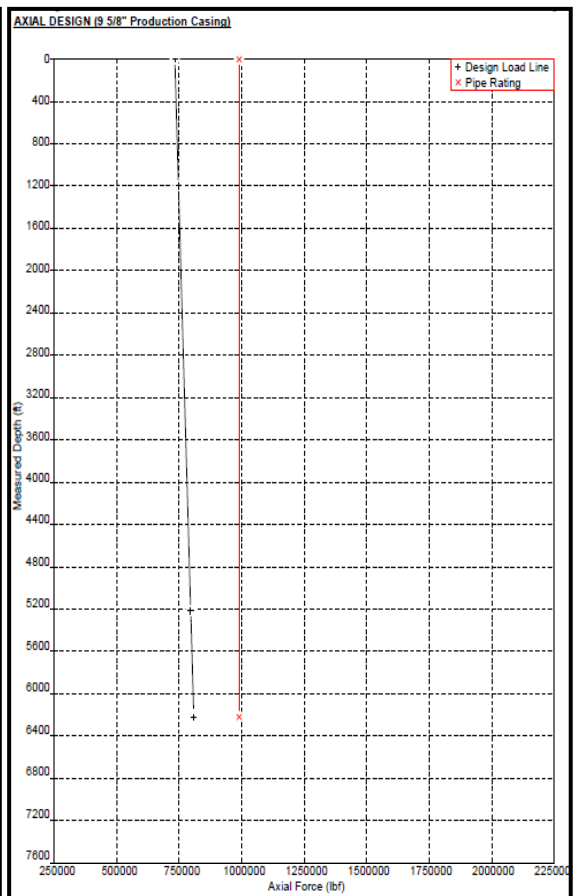
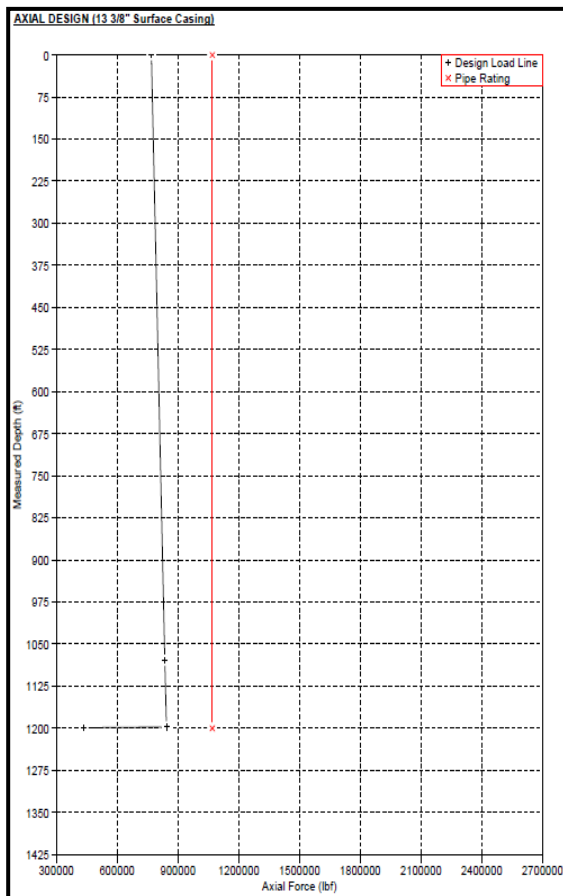
Teniendo en cuenta que la curvatura de la trayectoria del pozo horizontal de largo alcance comienza después de 3.000,0 pies (profundidad medida) y termina en 7.431,0 pies.

Para fuerzas axiales:

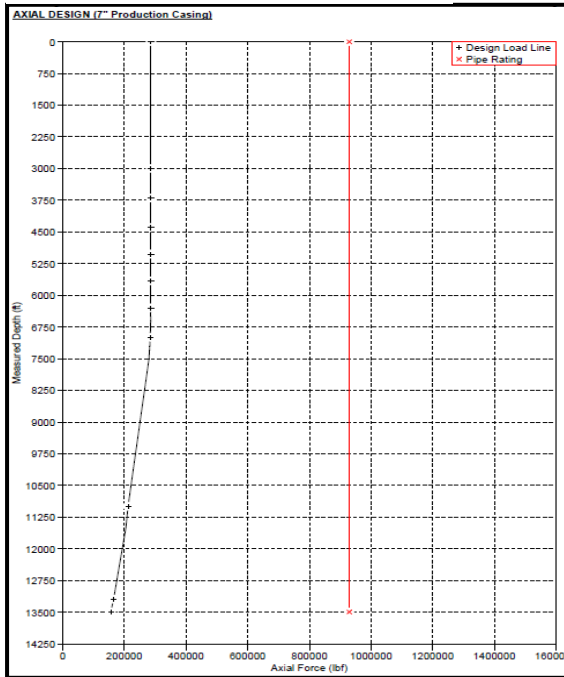
Figura 54. Graficas: comportamiento del Revestimiento en F. axiales.

A) Para Rvto de 13 3/8"

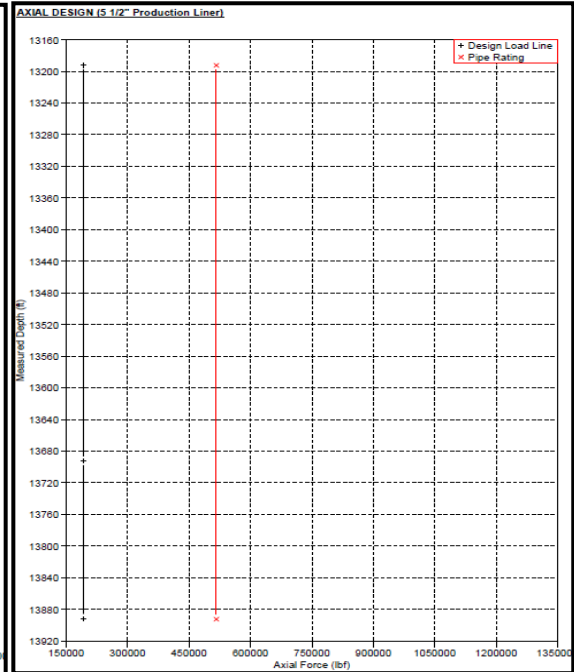
B) Para Rvto de 9 5/8"



C) Para Rvto de 7"



D) Para Rvto de 5 1/2"



De donde se observa que:

- En la Figura 54 A) de afectaciones de las fuerzas que implican colapso y estallido en el revestimiento, se presentan comportamientos similares a las gráficas de fuerzas axiales, pues las condiciones a las que se somete el material son basadas en la profundidad de la perforación, pero en este caso, las líneas de diseño (color negro) y las de límites de seguridad (color rojo) se encuentran más cercanas, esto es debido a que las fuerzas axiales son las que más problemas traen, pues los esfuerzos de sobretensión comúnmente dañan la tubería con mayor facilidad. Es la razón por la que no se puede disminuir más el grado de la tubería.
- Como se advirtió en la sección anterior, es posible encontrar que a medida que se aumenta la profundidad de la perforación, se aumente las cargas axiales, hasta el punto donde se alcanza la horizontalidad del pozo, como se ven en las Figura 54 C) y D).

4.5.5 Costos de revestimiento y conexiones. Una de las herramientas del software, habilita calcular no solamente la resistencia de los materiales, sino un costo aproximado de los tubulares de revestimiento que se deseen usar en la operación, con el fin de realizar un presupuesto más ajustado al presupuesto global, que generalmente se propone antes de iniciar el proyecto, como se establecen en la Tabla 15 y la Tabla 16.

También nos ofrece un esquema de las profundidades de los revestimientos y de los TOC (topes de cemento), esto con el fin de comparar las profundidades cementadas y las zonas de interés o críticas, como aislamiento para arcillas, domos salinos o zonas donde los derrumbes sean inminentes. Como se observa en la Figura 55, tomada del reporte arrojado de Stress Check.

Tabla 15. Costo de la tubería de revestimiento del pozo Piloto #1

TUBERIA	OD	PESO	GRADO	CONEXION	MD INTEVALO	FACTOR MÍNIMO DE SEGURIDAD				COSTOS
						ESTALLIDO	COLAPSO	AXIAL	TRIAXIAL	
Rvto. Superficie	13 3/8"	40.000 lpp	K-55	BTC	0,0 - 1.200,0 ft.	2,17	3,29	1,65	1,56	24.859
Rvto. Producción	9 5/8"	53.500 lpp	N-80	BTC	0,0 - 6.220,0 ft.	8,50	1,98	3,08	1,42	173.141
TOTAL \$ US									198.000	

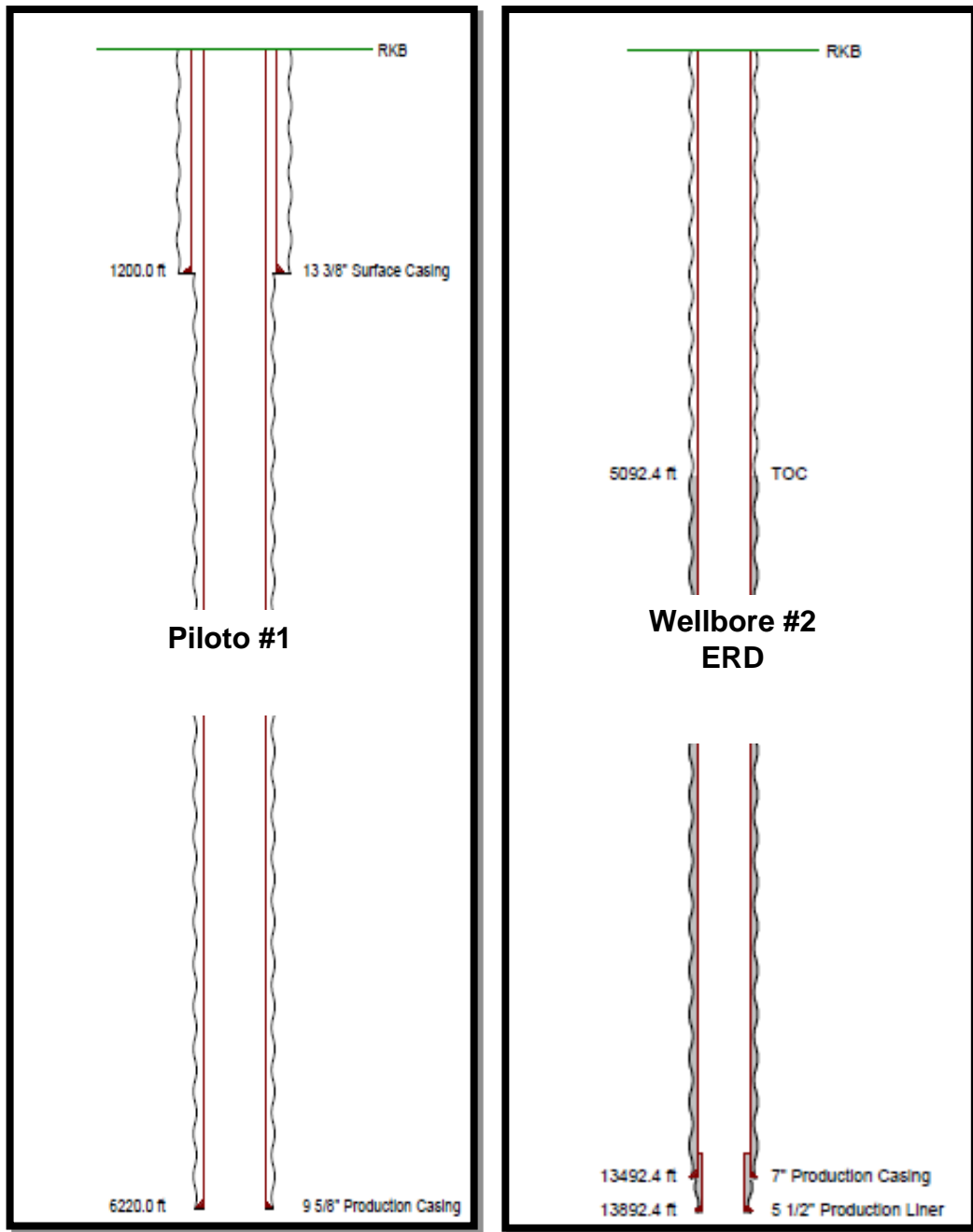
Fuente: tomado y editado del reporte de costos arrojado por Stress Check

Tabla 16. Costo de la tubería de revestimiento del pozo Wellbore #2 ERD

TUBERIA	OD	PESO	GRADO	CONEXION	MD INTEVALO	FACTOR MÍNIMO DE SEGURIDAD				COSTOS
						ESTALLIDO	COLAPSO	AXIAL	TRIAXIAL	
Rvto. Producción	7"	29.00 0 lpp	P-110	BTC	0,0 - 13.492,4 ft	1,71	2,23	4,22	1,71	248.709
Rvto. Ranurado	5 ½ "	32.00 0 lpp	J-55	BTC	13.192,4 - 13.892 ft	1,97	2,49	2,92	2,41	9.125
TOTAL \$ US									257.834	

Fuente: tomado y editado del reporte de costos arrojado por Stress Check

Figura 55. Esquema de revestimiento en pozos.



Fuente: tomado y editado del reporte de costos arrojado por Stress Check

4.6 ANALISIS DE LA SECCIÓN CRÍTICA DE 7”

Para este tipo de proyecto, es necesario estudiar los efectos que influyen en una trayectoria de un pozo horizontal de largo alcance. Es importante aclarar que la última fase que se realiza en un pozo, se hace con WELL PLAN debido a que entre más datos estén cargados de los anteriores softwares, los cálculos de este programa serán mucho más precisos y podremos optimizar aún más los resultados. Por ejemplo, trayectorias, estructuras, profundidades entre otros.

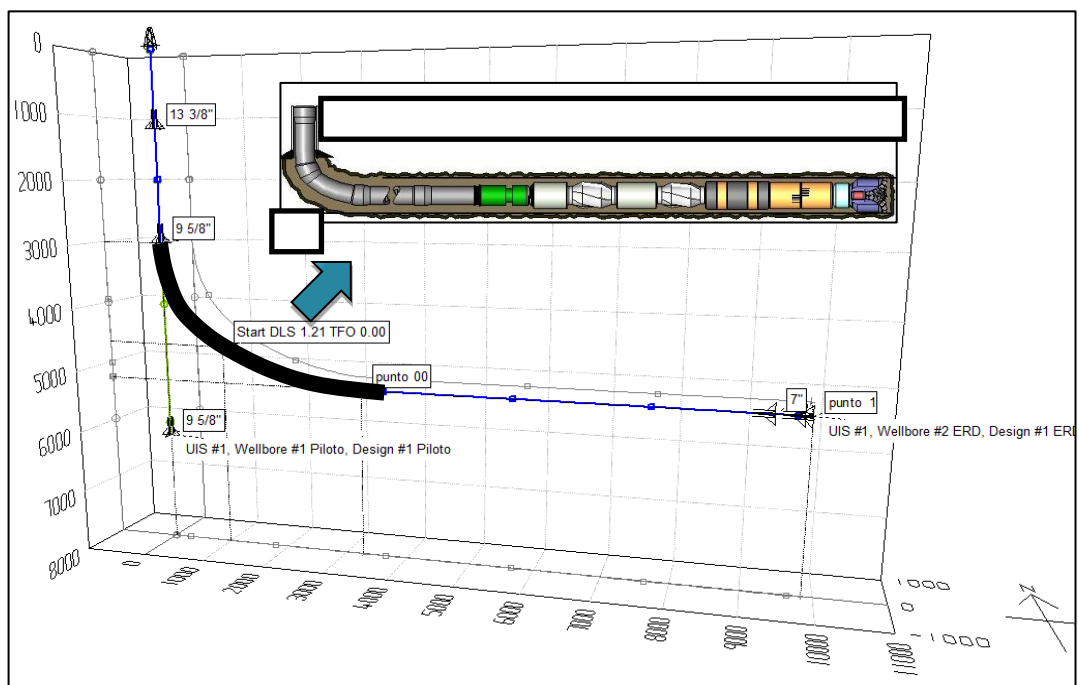
Es por tal razón que las desviaciones de esta trayectoria se cargarán automáticamente, además de esto también se incluyen los siguientes datos promedio, encontrados en la literatura y aplicados por algunos procedimientos estándares, plasmados en la Tabla 17:

Tabla 17. Datos ingresados al WELL PLAN SOFTWARE

DATOS GENERALES DE OPERACIÓN		MEDIDAS
Measured Depth of Bit	Profundidad medida de la broca	13,492.4 ft
Traveling Assembly Weight	Peso del ensamblaje viajero	50.0 kip
Overpull Margin during a Tripping Out operation	Margen de sobretensión para viajes	399.9 kip using 90.00 % of yield
Minimum Weight on Bit to Sinusoidal Buckle during a rotating on bottom operation	Mínimo peso sobre la broca cuando se tiene pandeo sinusoidal en fondo	57.1 kip at 2,939.6 ft
Minimum Weight on Bit to Helical Buckle during a rotating on bottom operation	Mínimo peso sobre la broca cuando se tiene pandeo helicoidal en fondo	58.1 kip at 2,939.6 ft
Mudline Temperature	Temperatura de la línea de lodo.	140.00 °F
Gradient	Gradiente termico de la operación	1.90 °F/100ft
Ambient Temperature	Temperatura ambiente	80.00 °F

Lo más importante a resaltar en el software WELLPLAN, es el diseño que se requiera estudiar de la sarta de perforación de la sección de interés, para este caso, solo se va a presentar los efectos que predominan en la curvatura, justo antes de iniciar la trayectoria horizontal como se muestra en la Figura 56. Se tomarán como referencia los módulos de hidráulica, torque y arrastre para realizar los cálculos correspondientes.

Figura 56. Vista lateral de la curvatura de 7”.

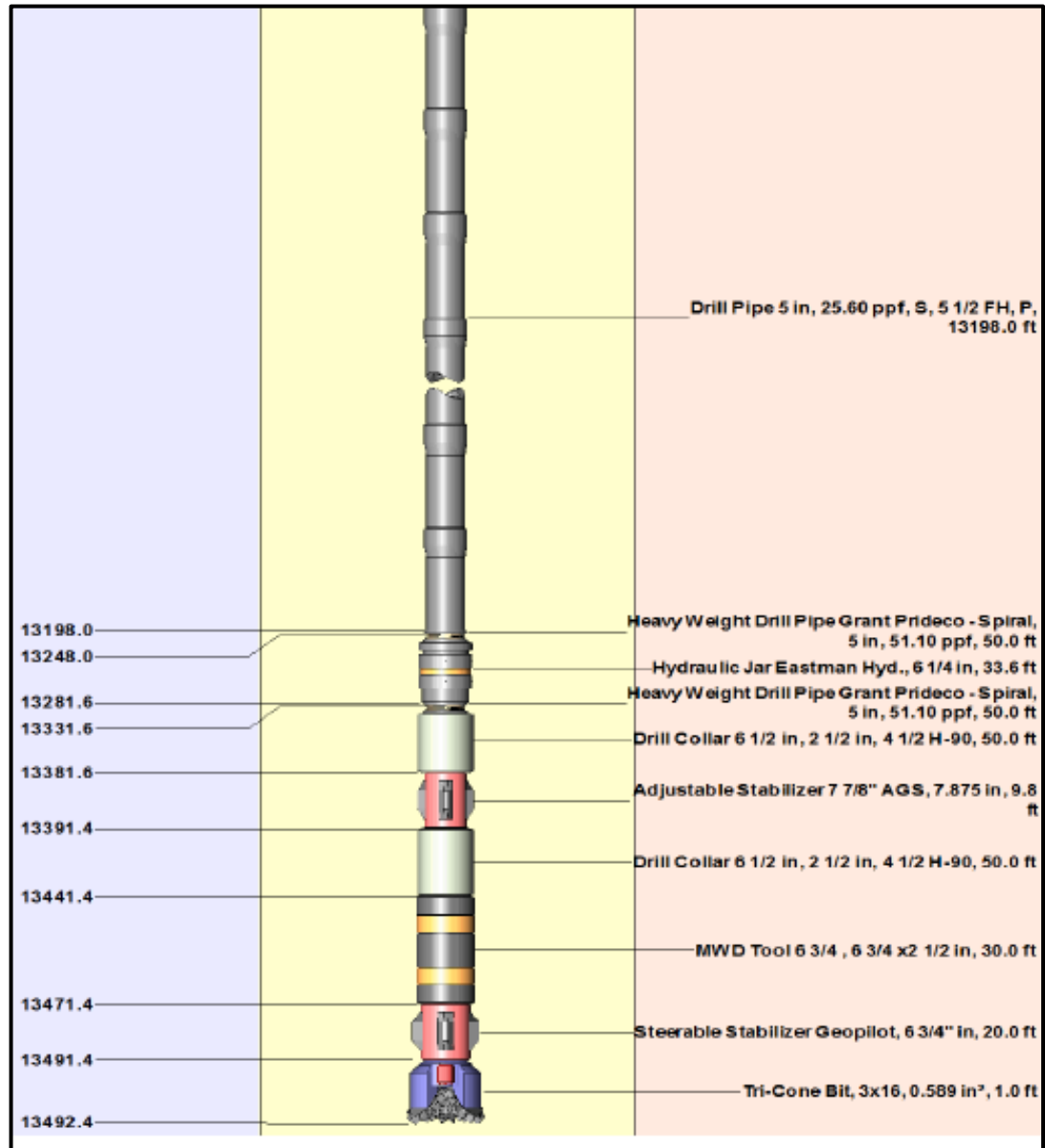


Fuente: imagen tomada de los reportes de COMPASS, WELLPLAN y editada por los autores.

Como se ha mencionado anteriormente, este software, basa sus cálculos en un análisis detallado del ensamblaje de fondo, propuesto para la sarta de perforación que se vaya a utilizar, para este proyecto se pretende recalcar sobre la importancia que tiene el aprovechamiento de las nuevas tecnologías operacionales, como el uso de motores tipo RSS, mencionados en los capítulos anteriores.

En este sentido, se presenta entonces la siguiente configuración de ensamblaje de fondo descrito en la Figura 57, para la sección de 7”:

Figura 57. Ensamblaje de fondo Sección 7”.



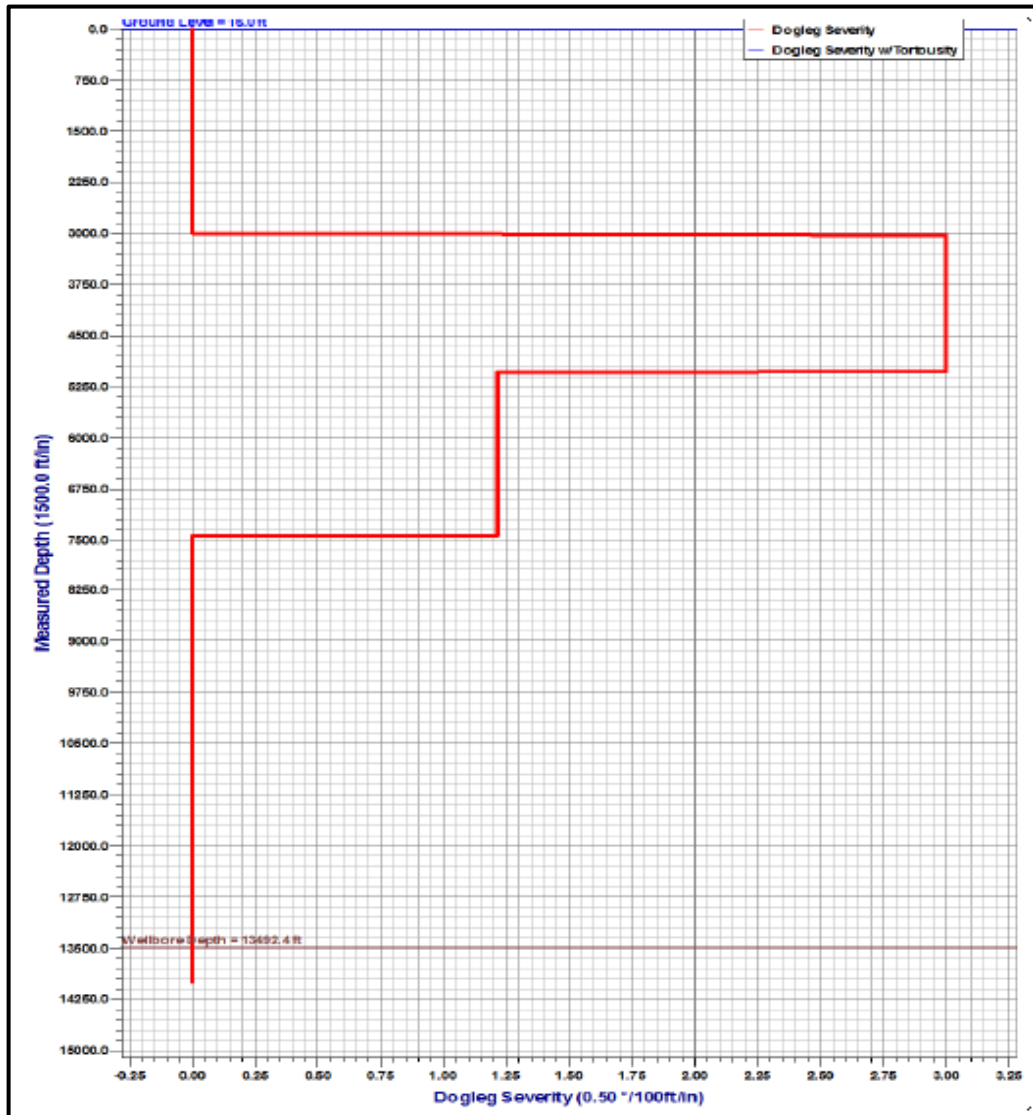
Fuente: Tomado y editado de los reportes gráficos de WELL PLAN SOFTWARE

De donde se tuvo en cuenta que:

- Se hicieron los cálculos con broca PDC (comúnmente usada para este tipo de formaciones), sin embargo no se encontró el mejor rendimiento, por tanto, se seleccionó la broca tricónica pues predominó el hecho de la longitud de la sección y las diferentes capas que se van a perforar, en donde se obtendrá una vida productiva más larga de la broca, disminuyendo los costos y requiriendo menos herramientas para perforar ya que se propone operar con ROP entre 200 y 300 ft/hr y galonajes entre 300 y 500 gpm.
- Es importante seleccionar una tubería de tipo espiral, que ayude al movimiento de los recortes de la perforación, que están siendo empujados por el lodo determinado para esta sección, evitando acumulación y posibles pegas de tubería.
- Comúnmente, además de los motores de geonavegación como el GEOPILLOT, quien direccionará la sarta usando su sistema de punto-broca, se complementa el equipo de medición con MWD (medición mientras se perfora), con el fin de obtener datos más precisos.
- Igualmente se usan estabilizadores que ayudarán y generarán una protección extra, la cual mantendrá la trayectoria mucho más recta y limpia, evitando que se arrastre sobre la formación y se desgaste el material de los tubulares.
- Para evitar problemas de pegas diferenciales o mecánicas, se ha incluido un martillo hidráulico de doble impacto, es decir que puede funcionar tanto en tensión como en compresión, con el fin de desatascar la sarta en el momento que así se requiera, recordando que el límite de sobretensión (overpull) fue acotado desde Stress-Check software de Landmark-Halliburton.
- Es fundamental tener presente que la influencia de la desviación de los pozos es muy alta, debido a que el arrastre, desgaste, fatiga, torque y demás efectos

estudiados, se ven incrementados con la severidad de la curvatura en la trayectoria, observada en la Figura 58.

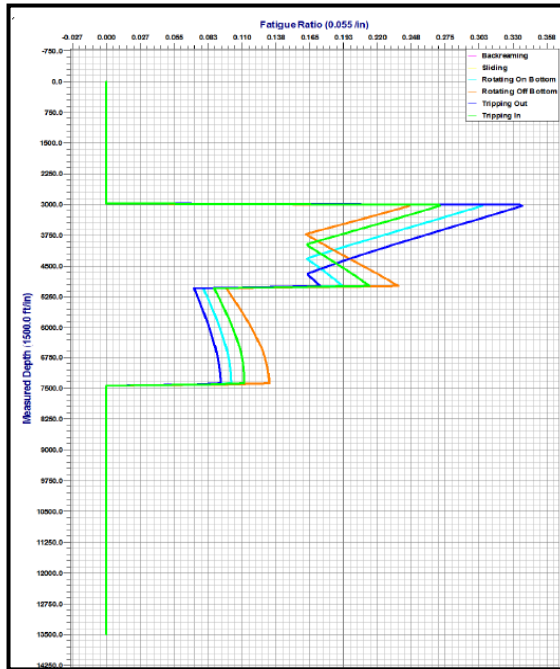
Figura 58. Desviación del pozo contra profundidad medida.



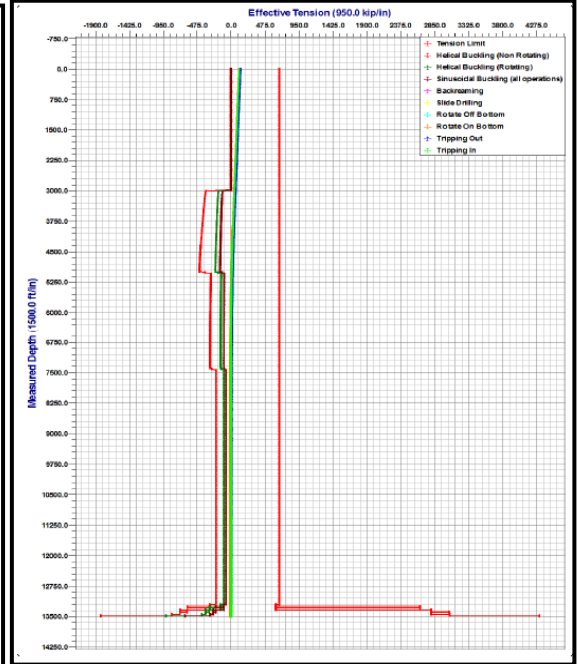
Fuente: imagen tomada de los reportes de WELL PLAN.

Figura 59. Efectos generados por la operación en la sarta

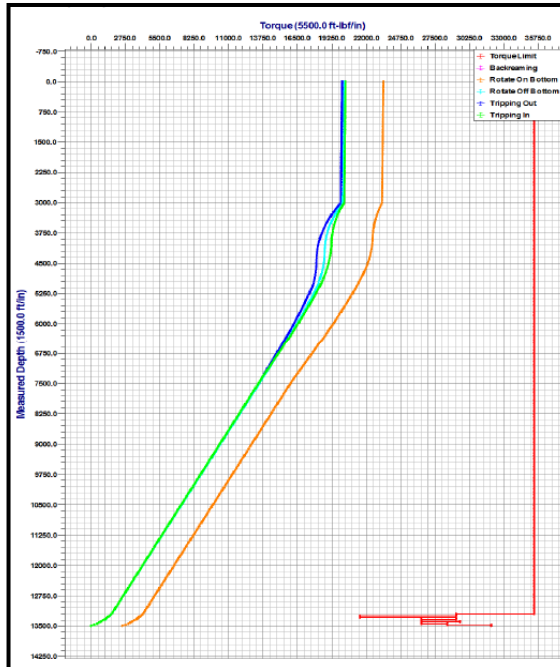
A) Radio de fatiga.



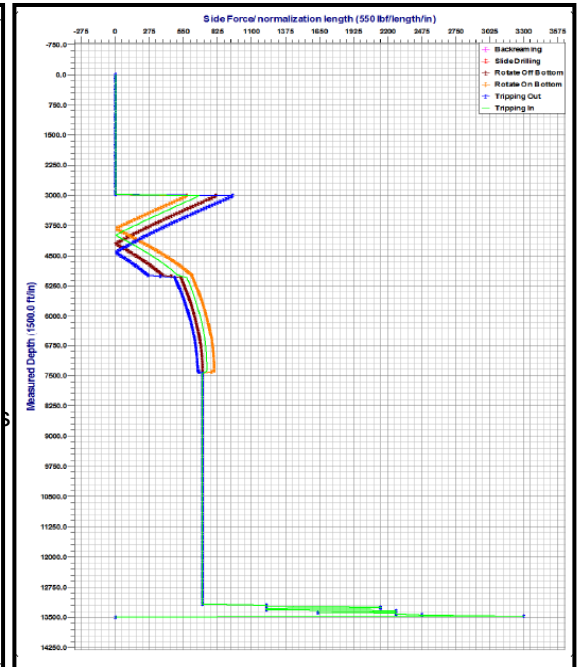
B) Tensión efectiva



C) Torque.



D) Deslizamiento.



Luego de ingresados los datos de los programas compatibles, WELL PLAN ofrece una serie de gráficos, donde se simula la operación en una profundidad deseada de forma dinámica, es decir, se tiene una representación muy acertada de lo que podría llegar a ocurrir en la perforación. Como se muestra en la Figura 59.

De la cual se puede analizar:

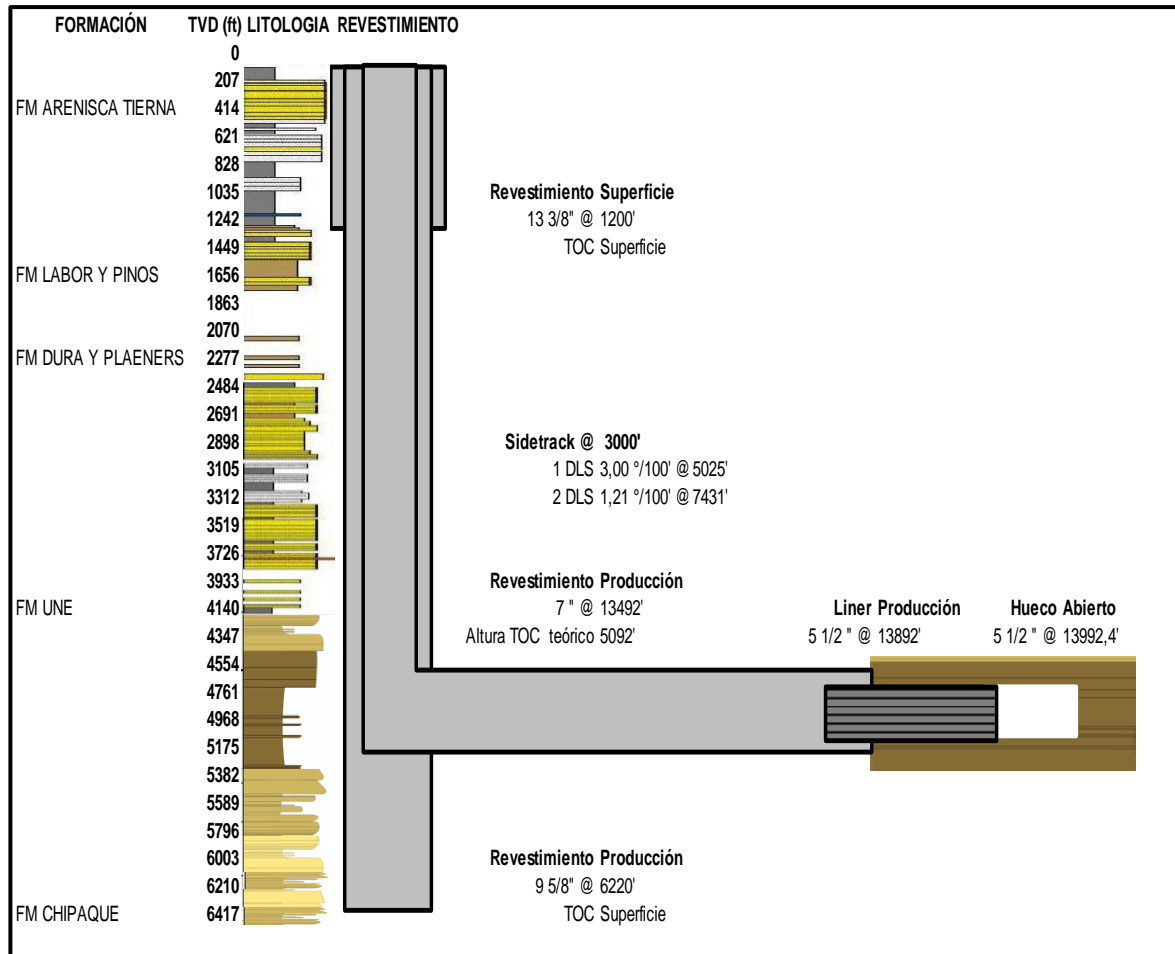
- Entre más severo sea el gradiente de desviación, se van a presentar más efectos adversos en las herramientas. Sobre todo por la fatiga, plasmada en la Figura 59 .A) la cual puede ocasionar daños serios en los tubulares incluyendo el desgaste total y de donde se aclara que los picos más grandes se empalman en la desviación de 3°/100 pies.
- Como se muestra en la Figura 59.B) el programa simula diferentes estados o procesos que se llevan a cabo, como el backreaming (escariado), rotación en fondo, deslizamientos sinusoidales o helicoidales, con el fin de tener una idea clara, de los puntos críticos donde se van a presentar problemas, para proponer un plan de contingencia o un método para evitarlos (generalmente se trabaja con las rotaciones de la broca y el galonaje).
- Para los pozos horizontales de largo alcance es normal que se presenten pandeamientos helicoidales y sinusoidales, debido a la longitud de las sartas, en este proyecto, se ha usado un ensamblaje robusto con el fin de que no se presenten este tipo de efectos, a diferencia de lo que sucede con sartas convencionales donde solo se arma broca y tubería de trabajo.
- De las gráficas en las Figura 59.C) y D) donde se muestran los límites acotados por la línea roja, vemos que con la sarta seleccionada, no se tendrá inconveniente si analizamos el torque y el arrastre generados en las curvaturas.

- La distorsión que se observa en la parte baja de las Figura 59.B), C) y D) es debido a que se está simulando que la broca en ese preciso momento está rotando.

4.7 ESTADO MECANICO DE LOS POZOS

Luego de correr los programas anteriormente mencionados se propone el siguiente estado mecánico para los pozos a perforar, (ver Figura 75).

Figura 60. Estado mecánico de los pozos UIS #1 y Wellbore #2 ERD



4.8 CONSIDERACIONES DE LODOS PARA PERFORAR

En la selección del fluido de perforación se deben tener en cuenta las consideraciones básicas que un lodo debe satisfacer:

- Permitir alcanzar la densidad requerida para la perforación underbalanced.
- Tener un alto porcentaje de transporte de recortes a la superficie (limpieza del pozo)
- Ser compatible con el yacimiento para evitar: daño, inestabilidad electromecánica y corrosión dentro del pozo.
- El lodo debe ser amigable con el medio ambiente.

Para la perforación del pozo vertical UIS # 1, para este pozo se planea realizar perforación de bajo balance utilizando lodos espumados, con el fin de disminuir el impacto económico que ocasionan los pozos de largo alcance a los proyectos de shale gas, en este sentido, se mencionan las siguientes características para tener en cuenta, en el momento de diseñar el programa de lodos con los datos reales de las propiedades químicas de las rocas a intervenir.

Perforación con Espuma Estable: El sistema de espuma estable se logra inyectando una mayor cantidad de líquido y un agente espumante o surfactante. La espuma estable que se utiliza para perforar tiene una textura como la de la espuma de afeitado. Es un fluido de perforación muy bueno con una capacidad de acarreo de cortes muy alta por su elevada viscosidad y densidad baja, lo que permite tener columnas hidrostáticas reducidas en el pozo.

En los sistemas de espuma tradicional, una espuma estable mantiene dicha condición incluso cuando retorna a superficie convirtiéndose en un problema si la espuma no se puede romper lo suficientemente rápido. En los antiguos sistemas de espuma, la cantidad de agente antiespumante tenía que ser examinada

cuidadosamente para que la espuma se rompiera antes de que cualquier fluido dejara los separadores.

Especialmente en la perforación con sistemas cerrados de circulación, la espuma estable podría causar problemas de sobre flujo por los separadores. Los sistemas de espumas recientemente desarrollados permiten que sean más fáciles de romper y los sistemas de circulación cerrados permiten que el líquido sea reciclado, resultando una disminución en la cantidad de agente espumante y fluido utilizado.

En superficie, la calidad de la espuma utilizada para la perforación está normalmente entre 70% y 95 %. Esto significa que entre el 80% y 95% del fluido es gas y el restante porcentaje es líquido, generalmente agua. En el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de la columna en el anular, esta relación cambia porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo del pozo está entre 40% y 60%.

Características de la perforación con espuma:

- La adición de líquido en el sistema reduce el influjo de agua.
- Alta capacidad de acarreo de cortes de perforación.
- Alta velocidad de penetración por baja densidad y buena limpieza.
- Reduce caudales de bombeo de líquido por su capacidad de acarreo.
- Reduce tendencia de baches dentro del pozo.
- No afecta la remoción de cortes ni la densidad equivalente de circulación (ECD) cuando se presentan cortes ocasionales en los retornos de la espuma a superficie.
- Es necesario buen control en superficie y condiciones estables en el fondo del pozo.
- Es necesario pre-diseñar el sistema de rompimiento de la espuma en superficie antes de la operación.

Calidad de Espuma: El factor calidad de las espumas es una medida de la fracción de líquido y gases dentro de ellas, que a su vez tiene estrecha relación con la capacidad de levantamiento de ripios que puede presentar la espuma. A medida que la calidad aumenta, también lo hace la capacidad de levante hasta una calidad de 96% valor a partir del cual la capacidad de levante sufre un drástico descenso. Es importante monitorear la calidad de la espuma que retorna cuidadosamente.

Una descarga estable de una espuma gruesa, con alta calidad que colapsa rápidamente es preferida, con un apropiado programa de diseño de circulación; esto ocurrirá a menos que los fluidos de la formación estén fluyendo dentro del pozo, sin una pre planeación cuidadosa. Podría ser necesario un ajuste en las tasas de inyección y una concentración de agente espumante, para lograr la espuma deseada.

Si la espuma es húmeda (calidad substancialmente menor del 95%) en la superficie, esta calidad podría ser muy baja para una efectiva limpieza en el pozo. Además, una espuma húmeda toma más para descomponerse y requiere más antiespumantes que una espuma seca (alta calidad). Si la espuma parece húmeda en la superficie y no hay evidencia de una intrusión de agua, reduce la tasa a la cual el líquido es inyectado dentro del pozo.

Para esta perforación de este pozo vertical con espuma, se propone utilizar un lodo con una densidad entre 6,1 ppg y 8,5 ppg teniendo en cuenta que el lodo en ningún momento debe alcanzar la presión de poro de la formación (como límite máximo), ni debe ser menor que la presión de estabilidad del hueco.

Para el pozo Wellbore #2 ERD, se tiene previsto utilizar la familia de lodos Shale Drill mencionados en el capítulo 2, con el fin de realizar un lodo base agua que posibilite la disminución entre las reacciones que se presentan entre la roca y los

fluidos. Para este pozo, el cual parte desde 3000', el fluido presentado en este proyecto que más se adapta es el Shale Drill H, como se aprecia en la Tabla 18.

Tabla 18. Características perforación vs Shale drill H.

CARACTERISTICAS DE LA PERFORACIÓN	CARACTERISTICAS DEL SHALE DRILL H
Las formaciones a perforar, se componen de un grupo mixto de lutitas, areniscas y limolitas. Por tanto se supone que es una formación con alta dureza que generan altos recortes de perforación.	Reducción de dilución, baja reología y valores de resistencia de gel con buena tolerancia para altos contenidos de sólidos.
Ya que la formación de interés presenta gas, es importante tener la posibilidad de subir el peso del lodo para control de pozo	Probado hasta 400 ° F (204 ° C) con un peso de hasta 17.5 lbm / gal (2.097 kg/m ³), resistencia al CO ₂ efectiva.
Para una trayectoria optima, es importante minimizar los "wash out", efecto que se puede presentar cuando el fluido crea una caverna de mayor diametro al de la broca.	Erosión en los ripios de perforación mínimos.
El BHA está conformado con RSS por lo que se puede girar no solo la broca sino rotar la tubería.	Excelente lubricidad, tanto como los fluidos base aceite, sin problemas de levantamiento de ripios.

Para una mejor aplicación se propone usar la siguiente ventana de lodo en el campo hipotético expresada en la Tabla 9:

Tabla 19. Ventana de lodo Campo Hipotético.

TVD (ft)	FORMACION	PRESION DE PORO (ppg)	PRESION DE FRACTURA (ppg)	MW SUGERIDO (ppg)
328	FM ARENISCA TIERNA	8	11	7 - 7,5
1557	FM LABOR Y PINOS	9	11	7 - 7,5
2242	FM DURA Y PLAENERS	9	12	10
4832	FM UNE	9,5	13	11,5
6220	FM CHIPAQUE	10	14	12

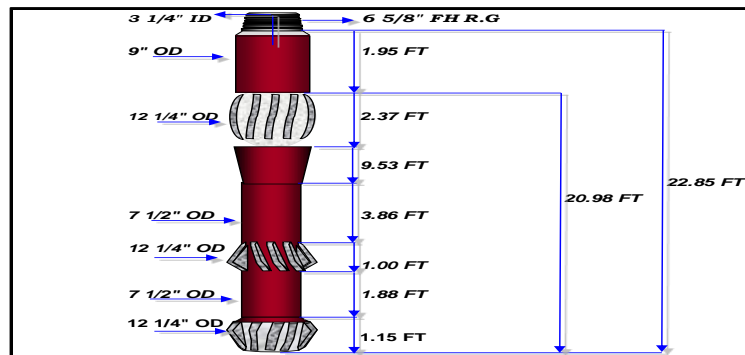
4.9 CONSIDERACIONES DE LAS BROCAS

Se realizó un programa de brocas para cada uno de los dos pozos, teniendo en cuenta las características de las diferentes formaciones, la profundidad a la cual se encontraban y los diferentes diámetros de revestimiento propuestos.

Con respecto al tipo de broca a utilizar, se considera conveniente trabajar para el pozo vertical y horizontal con brocas triconicas de dientes de acero, debido a que esta es la broca más económica y común a nivel mundial, se encuentra en una gran variedad de diseño de dientes, tiene altas velocidades de penetración, además de que el pozo a perforar es somero y las formaciones mixtas entre lutitas y areniscas proporcionan ciertos valores de dureza que desgastarían muy rápido brocas de tipo PDC.

Para la sección en la cual comienza la desviación en 3000' como arreglo del Side Track, se perforan alrededor de 30' con una herramienta llamada Tri Mill que se compone de un diseño de broca y dos estabilizadores con chuchillas de acero y tugsteno (ver Figura 61), proporcionada por la compañía de servicios, dicha herramienta abrirá la ventana en la formación para posteriormente ingresar el BHA planeado.

Figura 61. Diseño básico Tri Mill



Fuente: NATIONAL OIL WELL "FISHING TOOLS" [En línea] http://www.nov.com/Downhole/Fishing_Tools.aspx. Citado enero 2013

En la Tabla 20 y la Tabla 21, se muestra el programa de brocas propuesto para la perforación de los pozos:

Tabla 20. Programa de brocas para el pozo UIS #1.

INTERVALO TVD (PIES)	DIÁMETRO DEL REVESTIMIENTO (PULG)	DIÁMETRO DE BROCA (PULG)	TIPO DE BROCA	FORMACIÓN
Superficie - 1200	13 3/8	17 1/2	Tricónica	Arenisca tierna, Labor y pinos.
1200 - 6220	9 5/8	14 3/4	Tricónica	Arenisca tierna, Labor y pinos, Dura y plaeners, Une, Chipaque.

Tabla 21. Programa de brocas para el pozo Wellbore #2 ERD.

INTERVALO TVD (PIES)	DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (PIES)	DIÁMETRO DEL REVESTIMIENTO (PULG)	DIÁMETRO BROCA (PULG)	TIPO	FORMACIÓN
3000 - 5250	0 - 13492	7	8 5/8	Tricónica extended gauge	Une, Chipaque.
5250	13492 – 13992,4	5 1/2	6 1/2	Tricónica extended gauge	Chipaque.

CONCLUSIONES

Actualmente en Colombia no se registra perforaciones utilizando la perforación horizontal de largo alcance, debido a que no existen yacimientos con características apropiadas para aplicar dicha tecnología, sin embargo el 70 % del territorio nacional no ha sido explorado, entonces no se descarta la posibilidad de encontrar características similares a las del campo hipotético de este proyecto.

Para este tipo de geometría de pozos cuando se trabaja con una pata de perro de $3^{\circ}/100$ pies, el programa optimiza la última sección de la curvatura a $1,21^{\circ}/100$ pies con el fin de que la trayectoria sea totalmente horizontal ya que la restricción que se impartió al programa es que el pozo tenga un azimut de 90° .

Las operaciones de pozos horizontales de largo alcance comparadas con las de pozos horizontales convencionales, pozos desviados o multilaterales, perforados en campos de “shale gas”, no tienen ninguna recomendación diferente, que cuando se desarrollan normalmente en arcillas, donde los dos factores fundamentales son: la estabilidad del hueco y la interacción de los fluidos de perforación con las propiedades petrofísicas de la roca.

La integridad de la sarta de perforación en los pozos horizontales de largo alcance se ve en aumento cuando se adhieren sistemas y herramientas robustas, para evitar pandeamientos sinusoidales, los cuales son los más comunes en dicho tipo de pozos.

RECOMENDACIONES

Establecer un procedimiento para optimizar los tipos de lodos base agua, espumados y la utilización de los mismos, en campos de shale donde tengan mínimas reacciones con la formación.

Profundizar en métodos para la producción de gas asociado a lutitas, mantos de carbón y arenas apretadas, pues la literatura encontrada es demasiado pobre y la documentación de las compañías es privada.

Realizar una reevaluación de cargas cuando se tengan datos más acertados de las presiones de poro y fractura del campo, para generar una ventana de lodo más confiable en el estudio de las resistencias de los tubulares.

Es posible perforar pozos horizontales de largo alcance en operaciones desde tierra, hasta la plataforma continental costa afuera (landshore drilling), para lo cual es importante prever los riesgos que influyen por el plano de subducción de las capas continentales.

BIBLIOGRAFIA

DONG Z., RESOURCE EVALUATION FOR SHALE GAS RESERVOIRS. En: Spe Journal paper N° 152066-MS (February 2012).

ECONOMIDES Michael J., WATTERS Larry T., DUNN-NORMAN Shari. HALLIBURTON WELL CONSTRUCTION, Halliburton, Oklahoma, U.S.A. 1997. Energy Information Administration. Drilling Sideways - A REVIEW OF HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY AND ITS DOMESTIC APPLICATION, Washington, DC, U.S.A. 1993

GUARÍN Helen. “ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO, PETROGRÁFICO Y GEOQUÍMICO DE LOS EPISODIOS FOSFÁTICOS DE LA PARTE INFERIOR Y MEDIA DEL GRUPO GUADALUPE EN EL SECTOR CENTRAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA”- Bogotá 2011.

JOSHI S.D. Ph.D. HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY, JOSHI TECHNOLOGIES INTERNATIONAL, Oklahoma, U.S.A. 1991.

KAISER, Mark J (2007-09-13) Indices Describe Complexity of Drilling Directional, Extended-Reach Wells Red, Orbit, retrieved October 6, 2008

KRIS Ravi and Richard Vargo, Halliburton, and Barbara Lasley, BP America Production Company; SUCCESSFUL CEMENTING CASE STUDY IN TUSCALOOSA HPHT WELL (RUSSIAN), SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.

LI Fan, Ron Martin, John Thompson, Keith Atwood, John Robinson, AN INTEGRATED APPROACH FOR UNDERSTANDING OIL AND GAS RESERVES POTENTIAL IN EAGLE FORD SHALE FORMATION. En: SPE Journal Paper N° 148751- MS

MODULO 3 CITADO DE REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS [En línea] http://aprendeenlinea.udea.edu.co/lms/investigacion/file.php/38/ARCHIVOS_2010/extos/guia_Bibliografia.PDF. Citado 4 de enero de 2013

OAG, A. W, and Williams, M,“THE DIRECTIONAL DIFFICULTY INDEX- A NEW APPROACH TO PERFORMANCE BENCHMARKING,” IADC/SPE 59196, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Feb. 23-25, 2000

RAMOS GARCIA Daniel, “ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN POZOS HORIZONTALES”. Universidad Central de Venezuela. 2003.

REY Carlina, AMAYA Freddy. “EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS-SHALE UTILIZANDO UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA DETERMINAR EL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN QUE PERMITA MAXIMIZAR LAS RESERVAS RECUPERABLES” Universidad Industrial de Santander, 2011.

SHIRLEY Kathy “EXTENDED-REACH DRILLING: YHE VIABLE ALTERNATIVE FOR FIELD DEVELOPMENT, “THE AMERICAN OIL AND GAS REPORTER, 46 (4), April 2003, pp.97-104

SHORT J. A. INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING, PennWell Publishing Company, Oklahoma, U.S.A. 1993.

SONOWAL, Kumud et. Al. (2009-11-03) CONTINUOUS IMPROVEMENTS LEAD TO MAERSK OIL QATAR'S LONGEST HORIZONTAL WELL IN THE WORLD DRILLING CONTRACTOR, retrieved September 9, 2011

STRICKLAND R., PRACTICAL ASPECTS OF RESERVES DETERMINATIONS FOR SHALE GAS. Disponible en: Spe Journal paper N° 144357. (June 2011); p 2022.2028

TAHMOURPOUR F, GRIFFITH J.E. "USE OF FINITE ELEMENT ANALYSIS TO ENGINEER THE CEMENT SHEATH FOR PRODUCTION OPERATIONS", Halliburton. SPE 121310 USA.

YOKO Kawata, Kazuo Fujita, Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbons Availability Until 2100. En: SPE Journal Paper N° 68755

WORLD OIL MAGAZINE [En línea] <http://www.worldoil.com/June-2007-Extending-the-reach-of-ERD-How-far-can-we-go.html>. Citado el 5 de noviembre de 2012.