

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL TIPO CASING
DRILLING EN CAMPO ESCUELA COLORADO

CARLOS ANDRES PAEZ TORRES
RICARDO VILLAMILL PICO

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

2014

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL TIPO CASING
DRILLING EN CAMPO ESCUELA COLORADO

CARLOS ANDRES PAEZ TORRES
RICARDO VILLAMILL PICO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OBTENER EL
TÍTULO DE:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR:
HERNEY DELGADO MARTINEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS

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

2014

Agradecimientos

Primero que todo agradezco a Dios por sus bendiciones por permitirme dar este gran pasó para mi vida y para mi familia y por cumplir este sueño de ser Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Agradezco a mis padres por su incondicional apoyo, por sus consejos, por creer en mí. A mis hermanos Carolina y Jonathan dedico este gran logro por acompañarme durante mis alegrías y tristezas y por inculcarme las ganas de luchar cada día por mis sueños, A mi familia por sus oraciones y a la fuente de alegría de nuestra casa Samuelito por ser la inspiración durante la culminación de este proyecto. De esta etapa me quedan muchos recuerdos y enseñanzas en las cuales aprendí a valorar más la vida y a mi familia y dar gracias a Dios por todo lo que nos da cada día. Pienso que de la mano de Dios todo se puede lograr y sigo encomendándome a él para seguir formándome como persona mejorando mis debilidades y siendo una persona que transmita alegría, que enseñe y que siga cultivando los dones de la humildad, sabiduría y fortaleza.

Agradezco a todas aquellas personas que hicieron parte de este proceso con su apoyo y comprensión tanto en lo académico como en lo personal. A mis Amigos Jair Cuesta, Fernando Rueda, Ninfa Díaz, Johan Pabón, Gabriel Mata les agradezco, su amistad, sus enseñanzas y compañerismo.

CARLOS ANDRES PAEZ TORRES

Agradecimientos

Primeramente agradezco a Dios por permitirme alcanzar esta meta tan anhelada, que con momentos de locura y desesperación logre culminar.

Agradezco a mi madre que con paciencia y dedicación logro ser mi apoyo durante todo el recorrido de mi carrera, a pesar de las diferentes dificultades siempre se mantuvo con las fuerzas para decirme no retrocedas, avanza que lo que te espera es grande.

Agradezco a mis amigos que siempre estuvieron en los buenos y malos momentos de mi carrera, Brayan, Yaritza y su combo; en especial a Karen que a pesar del poco tiempo que llevamos conociéndonos he logrado encontrar una amiga incondicional y muy enviada por Dios, gracias, Amen.

Agradezco a mi tía Edna por permitirme ocupar un espacio de su hogar para alcanzar este logro.

Doy gracias a doña Estrella que me animo a continuar cuando empezando había decidido abandonar todo, Dios la guarde siempre.

No podrían faltar todos ellos, Leonardo Sánchez, Eduardo, Alexander, Andrés Chávez, Luis Cobo, Leonard, Gabriel Sánchez, Kike que no lo conozco como Matias Payba, Emita Perez, Javier Correa, Lizeth, y los nuevos amigos que logre obtener por el vicio (Aiongames), el cual me acompaño toda la carrera, a todos ellos muchas gracias por estar siempre aguantándome el malgenio.

RICARDO VILLAMIL PICO

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO	18
1.1. LOCALIZACIÓN	18
1.2. FORMACIONES PRODUCTORAS	19
1.3. ESTRUCTURA.....	21
1.4. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	21
1.5. CARACTERÍSTICAS DEL ENTRAMPAMIENTO	22
1.6. DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	23
2. METODOLOGIA	26
2.1. SELECCIÓN DE ÁREAS POTENCIALES PARA DESARROLLO	27
2.2. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN	34
2.3. SELECCIÓN DE COORDENADAS PARA LOS POZOS DE DESARROLLO EN ÁREAS POTENCIALES	36
2.4. UBICACIÓN DE LOS POZOS PROSPECTOS.....	39
2.5. SELECCIÓN POZO TIPO	41
2.6. PROFUNDIDAD TOTAL (TD) DEL POZO TIPO	41
2.7.IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS MECÁNICOS BASADOS EN LA HISTORIA DE PERFORACIÓN	42
3. CASING DRILLING	45
3.1. RESEÑA HISTÓRICA	45
3.2. PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONAL	46
3.3. PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONAL	46
3.4. PERFORACIÓN DE POZOS CON CASING DRILLING	46
3.5. BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN CON CASING DRILLING.....	47
3.5.1. Reducción de Pérdidas de Lodo	47
3.5.2. Efecto de Aplastamiento	48
3.5.3. Continuar Perforando con Perdidas.....	49
3.5.4. Mejoramiento de la Estabilidad del Wellbore	50
3.5.5. Limpieza Eficiente del Pozo	50
3.5.6. Mitigar el Daño a la Formacion Inducido por la Perforacion.....	50
3.6. ANALISIS COMPARATIVO DE LA PERFORACION CONVENCIONAL FRENTE A LA PERFORACION NO CONVENCIONAL.....	51
3.6.1. Ventajas Adicionales de Casing Drilling.....	52
3.7. PROBLEMAS POTENCIALES DURANTE LA PERFORACIÓN – CASING DRILLING	53

4. MODELOS PARA EL DISEÑO DE CASING DRILLING.....	56
4.1. MODELO HIDRAULICA	56
4.2. MODELO VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN	66
4.2.1. Vibración Torsional	67
4.2.2. Vibración Axial	70
4.2.3. Vibración Lateral	72
4.3. MODELO DE TORQUE Y ARRASTRE	75
5. ANALISIS TÉCNICO - CALCULOS POZO TIPO.....	78
5.1. DESCRIPCION DEL REVESTIMIENTO DE PERFORACION, HUECO ABIERTO, CASING Y PARAMETROS OPERACIONALES	78
5.2. PROPIEDADES DEL LODO E HIDRAULICA	78
5.3. ANALISIS DE TENSIONES EN LA TUBERIA: TORQUE, ARRASTRE	80
5.4. GRAFICAS CORRESPONDIENTES AL POZO TIPO	81
6. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE PERFORACIÓN POZO TIPO	84
6.1. ETAPA INICIAL DE PERFORACIÓN POZO TIPO	84
6.2. ETAPA FINAL CASING DRILLING POZO TIPO.....	86
7. TIEMPOS OPERACIONALES WELL PLANING (340´ – 4384´).....	89
7.1. TIEMPO PROPUESTO OPERACIÓN CASING DRILLING	89
7.2. TIEMPO PROPUESTO PERFORACIÓN CONVENCIONAL.....	90
8. VIABILIDAD ECONÓMICO	92
8.1. COSTOS OPERACIÓN CASING DRILLING	92
8.2. COSTOS OPERACIÓN PERFORACIÓN CONVENCIONAL	95
9. ANÁLISIS ECONÓMICO	97
10. CONCLUSIONES	99
11. RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFIA	101
ANEXOS.....	103

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ecuación para determinar la caída de presión de conexiones en superficie	56
Ecuación 2. Ecuación de velocidad promedio en la tubería	59
Ecuación 3. Ecuación de velocidad critica en la tubería	59
Ecuación 4. Ecuación perdida de presión en la tubería para flujo turbulento	59
Ecuación 5. Ecuación perdida de presión en la tubería para flujo laminar	59
Ecuación 6. Ecuación de velocidad promedio en el anular.....	59
Ecuación 7. Ecuación de velocidad critica en el anular	60
Ecuación 8. Ecuación perdida de presión en el anular para flujo turbulento	60
Ecuación 9. Ecuación perdida de presión en el anular para flujo laminar.....	60
Ecuación 10. Ecuación capacidad en la tubería	60
Ecuación 11. Ecuación capacidad en el espacio anular	60
Ecuación 12. Ecuación caída de presión en la barrena	61
Ecuación 13. Ecuación perdida de presión por boquilla	61
Ecuación 14. Ecuación caballos de fuerza hidráulica en la broca	61
Ecuación 15. Ecuación caballos de fuerza hidráulica en la broca por pulgada cuadrada del diámetro de la broca.....	61
Ecuación 16. Ecuación para el área de una tobera y área total de flujo	62
Ecuación 17. Ecuación velocidad de chorro en la tobera o jets.....	62
Ecuación 18. Ecuación densidad de circulación equivalente.....	62
Ecuación 19. Ecuación peso de un tubo.....	62
Ecuación 20. Ecuación resistencia a la tensión de un tubo	63
Ecuación 21. Ecuación máximo peso disponible para la broca	63
Ecuación 22. Ecuación punto neutro	64
Ecuación 23. Ecuación factor de flotación	65
Ecuación 24. Ecuación presión de formación	65
Ecuación 25. Ecuación gradiente geotérmico.....	65
Ecuación 26. Ecuación potencia hidráulica en la broca	66
Ecuación 27. Ecuación fuerza de impacto en la broca	66
Ecuación 28. Calculo la fuerza normal y de fricción que actúan en la tubería	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.	19
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. ...	20
Figura 3. Líneas Sísmicas e interpretación del anticlinal y Falla Colorado.	23
Figura 4. Interpretación de fallas satélites del Campo Escuela Colorado y división por bloques I, II, III, IV, V y VI.	25
Figura 5. Diagrama Metodología “Selección de Áreas Potenciales para Desarrollo”	26
Figura 6. Mapa de espesor neto para la zona B1.	27
Figura 7. Mapa de porosidad para la zona B1.	28
Figura 8. Mapa de Saturación de Aceite para la zona B1.	29
Figura 9. Mapas de propiedades para la arena B1. UIS. 2008.	29
Figura 10. Mapas de propiedades para la arena B2. UIS. 2008.	30
Figura 11. Mapas de propiedades para la arena C1. UIS. 2008.	30
Figura 12. Mapas de propiedades para la arena C2. UIS. 2008.	31
Figura 13. Permeabilidades para la zona B y C según datos UIS 2008.....	32
Figura 14. Mapa de Caudal de Aceite Ponderado. Campo Colorado	33
Figura 15. Mapas Áreas de drenaje y producción acumulada para Campo Colorado	34
Figura 16. Identificación áreas no drenadas	35
Figura 17. Ubicación pozos prospectos y áreas pozos vecinos	40
Figura 18. Efecto Plastering	48
Figura 19. Anulares con Casing Drilling y Perforación Convencional	49
Figura 20. Tipos de vibraciones presentes en la sarta	67
Figura 21. Vibración Torsional	68
Figura 22. Vibración Axial	70
Figura 23. Tabla de Vibraciones	74
Figura 24. Análisis de Cargas Torsionales y Axiales en la Sarta	77
Figura 25. Grafica Profundidad vs Inclinación.....	81
Figura 26. Grafica Profundidad vs Azimut.....	81
Figura 27. Grafica Profundidad vs Torque en la Sarta	82
Figura 28. Grafica Profundidad vs Torque en la Sarta	82
Figura 29. Porcentaje de Rendimiento debido a las Cargas	83
Figura 30. Grafica Profundidad vs Tensión Alternativa Equivalente	83
Figura 31. Estado Mecánico del Pozo Tipo.....	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades promedio de las arenas de la formación Mugrosa.....	21
Tabla 2. Datos básicos de propiedades de las arenas.	22
Tabla 3. Pozos Correlacionados.....	36
Tabla 4. Establecimiento de las coordenadas y propiedades petrofísicas estimadas para los pozos prospectos (Según mapas ECP 2003), Zona B.....	38
Tabla 5. Establecimiento de las coordenadas y propiedades petrofísicas estimadas para los pozos prospectos (Según mapas ECP 2003), Zona C.	39
Tabla 6. Pozos Vecinos y Características	41
Tabla 7. Interpretación de Siglas para el Estado de los Pozos	42
Tabla 8. Pozos con inconvenientes durante la perforación	43
Tabla 9. Experiencia Convencional vs. Experiencia Casing Drilling	51
Tabla 10. Valores de la Constante E	57
Tabla 11. Parámetros Operacionales	78
Tabla 12. Propiedades del Lodo, Broca y Underreamer.....	78
Tabla 13. Perdidas de Presión del Sistema e Hidráulica Broca, Underreamer	79
Tabla 14. Hidráulica Anular	79
Tabla 15. Parámetros Operacionales	80
Tabla 16. Análisis de Esfuerzos Casing Drilling	80
Tabla 17. Descripción de la Operación Casing Drilling.....	89
Tabla 18. Descripción de la Operación Perforación Convencional.....	90
Tabla 19. Costos Operación Casing Drilling. Parte A	93
Tabla 20. Costos Operación Casing Drilling. Parte B	94
Tabla 21. Costos Operación Perforación Convencional. Parte A	95
Tabla 22. Costos Operación Perforación Convencional. Parte B	96
Tabla 23. Análisis Económico.....	97

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Herramientas y equipos requeridos para realizar casing drilling recuperable.....	103
Anexo B. Metodos de perforación con casing.....	104
Anexo C. Drill lock assembly (dla).....	104
Anexo D. Casing drive system (cda).....	107
Anexo E. Casing profile nipple (cpn).....	109
Anexo F. Hydraulic setting tool (hst).....	110
Anexo G. Hydraulic safety release tool (hsrt).....	111
Anexo H. Mechanical release pulling tool (mrpt).....	111
Anexo I. Underreamer.....	112
Anexo J. Drilling guide shoes.....	113
Anexo K. Threaded casing drive.....	115
Anexo L. Anillos de torque.....	116
Anexo M. Resumen de las operaciones de asentamiento y recuperacion de bha.....	118
Anexo N. Bha recuperable propuesto para el pozo tipo.....	119
Anexo O. Descripción del bha para el pozo tipo.....	120

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL TIPO CASING DRILLING EN CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTORES: CARLOS ANDRES PAEZ TORRES**
RICARDO VILLAMILL PICO**

PALABRAS CLAVES: Perforación, Revestimiento, tiempos no productivos, Casing Drilling.

Los constantes avances de la ciencia, la optimización de los procesos y las exigencias económicas y técnicas por parte de la industria petrolera, crean la necesidad de explorar nuevas tecnologías, equipos, procesos para el desarrollo, explotación y producción de campos petroleros, es así que en este mismo afán, sean desarrollados técnicas no convencionales con el propósito de contrarrestar problemas.

Una de estas técnicas en el área de perforación es la tecnología de Casing Drilling. Esta Técnica es un proceso en el cual un pozo es perforado y revestido simultáneamente “En un solo viaje”, es así que este desarrollo innovador ha sido utilizado exitosamente en la última década presentando múltiples ventajas como la disminución de los tiempos no productivos (NPT), la mejora en la estabilidad del pozo, disminución en la pérdida de circulación, mitigación del daño a la formación inducido por la perforación, las cuales se detallaran más adelante en este documento.

Con este trabajo, se pretende describir el sistema de perforación con tubería de revestimiento y proponerlo como una opción técnica y económicamente factible enfocada a la reducción del tiempo de perforación y a la solución de los problemas e inconvenientes presentes en la perforación con tubería convencional en Campo Escuela Colorado.

Se hace una descripción de las características del yacimiento, donde se identifican áreas y puntos potenciales para desarrollo, al mismo tiempo se evalúa las características de los pozos cercanos a las coordenadas de interés para definir un pozo tipo que permitirá evaluar técnicamente y económicamente la perforación convencional y no convencional mencionada anteriormente y de esta forma tomar decisiones en beneficio del desarrollo de campo escuela colorado.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Química. Ingeniería de Petróleos
Director: Ing. Herney Delgado Martínez.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY FOR THE IMPLEMENTATION OF THE CASING DRILLING NO CONVENTIONAL DRILLING FIELD SCHOOL COLORADO*

AUTHORS: CARLOS ANDRES PAEZ TORRES**
RICARDO VILLAMILL PICO**

KEY WORDS: Drilling, Casing, unproductive time, Casing Drilling.

The constant advances in science, process optimization and the economic and technical requirements by the oil industry, thus create the need to explore new technologies, equipments, process for the development, exploitation and production of the oil fields, for that reason, unconventional techniques have been developed in order to counteract problems.

One of these techniques in the drilling area is Casing Drilling technology. This technique is a process in which a well is drilled and coated simultaneously. "In only one trip," thus, this innovative development has been used successfully in the last decade showing many advantages such as reduction of the non-productive time (NPT), improved well stability, decreased of the lost circulation, mitigation of the formation damage induced by the drilling of the well, which will be detailed later in this document.

Due to this, the purpose of this paper focuses on describe the casing drilling system and propose it as a technical option economically feasible focused on reducing drilling time, solution of the problems and unexpected inconveniences while drilling with conventional pipe in Colorado School field.

This paper gives a description of reservoir characteristics, that makes possible to identify the potential areas for development, at the same time, the characteristics of the wells close of the coordinates of interest were evaluated to define the kind of well that allows evaluate technically and economically the conventional and unconventional drilling mentioned earlier. In this way, make decisions on behalf of the development of Colorado school field.

* Graduation Project

** Faculty of Physical - Chemical Engineering. Petroleum Engineering
Directed by Ing. Herney Delgado Martínez.

INTRODUCCIÓN

En este proyecto se realiza un estudio de viabilidad técnica y económica para la aplicabilidad de la tecnología Casing Drilling en el Campo Escuela Colorado para futuras perforaciones. Resaltando la importancia de la tecnología Casing Drilling y sus múltiples ventajas. La tecnología Casing Drilling es un sistema de perforación que utiliza la tubería de revestimiento como sarta, mediante este sistema el pozo va siendo entubado mientras se perfora por lo cual se eliminan los viajes realizados con técnicas convencionales, lo que reduce el riesgo de atascamiento de tuberías. Al ser menor el espacio anular se crea un efecto de aplastamiento entre los cortes y las paredes de la formación lo cual fortalece la torta de lodo mejorando la estabilidad de la formación y minimizando problemas de pérdida de circulación proporcionando un mejor control del pozo.

En primer lugar se presenta la información necesaria del campo escuela colorado, mostrando sus generalidades, formaciones productoras y propiedades del yacimiento siguiendo con el establecimiento de una metodología para la ubicación de las zonas de interés y establecimiento del pozo tipo, el cual es un pozo representativo de los pozos prospectos y pozos perforados a lo largo de la historia del campo, para con dicho pozo poder realizar los cálculos de diseño que se requieren para Casing Drilling. También se realiza un estudio económico describiendo las tarifas establecidas por cada equipo a emplear y demás gastos que se involucren a la hora de realizar la operación tanto en técnica de perforación convencional como con la tecnología Casing Drilling. De esta forma y partiendo del estudio técnico se establecen la duración de la perforación del pozo tipo así como también se realizan los cálculos en los modelos de hidráulica, torque y arrastre, siguiendo con el establecimiento de los costos para la tecnología de Perforación Convencional y Casing Drilling donde se realiza una comparación para emitir un juicio de viabilidad de la aplicación de la tecnología Casing Drilling en Campo Escuela Colorado

1. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO

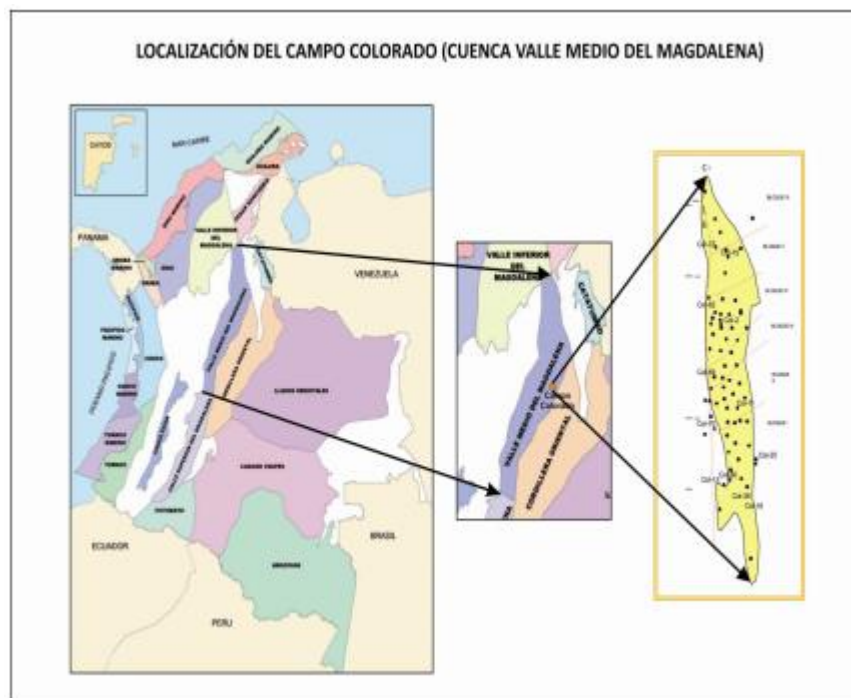
Campo Escuela Colorado se crea bajo el convenio de cooperación empresarial entre la Universidad Industrial de Santander y la Empresa Colombiana de Petróleos. Teniendo como finalidad las áreas científicas y tecnológicas las cuales apoyar la academia reforzando los conocimientos adquiridos de la ingeniería de petróleo en las aulas, permitiendo la sinergia con la parte técnica y de operaciones en la industria de los hidrocarburos. Gracias a este convenio se incorpora en la universidad industrial de Santander y especialmente en la ingeniería de petróleo un componente práctico a su oferta académica y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

1.1. LOCALIZACIÓN

El campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente del Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas, entre coordenadas $X=1'036.000 - 1'040.500$ Este y $Y=1'238.000 - 1'247.500$ Norte respecto a Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.¹

¹ CÉSAR CATALÁN, DARLINTONG CORONEL. "Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación para los Bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Capítulo 1: Campo Colorado". 2010, pág. 2.

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.



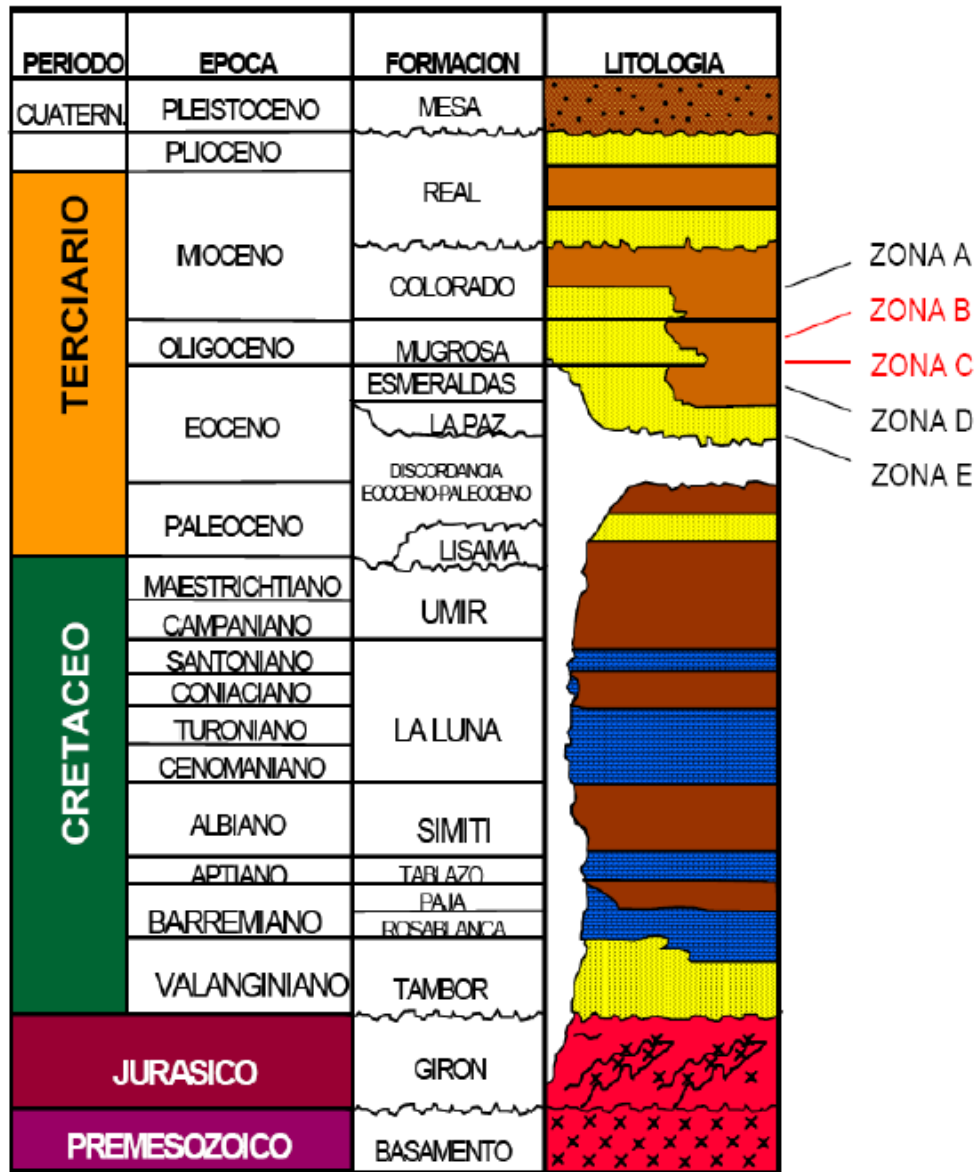
Fuente: UIS. Informe Preliminar. Modelo Geológico del Campo Escuela Colorado. Capítulo 3: Marco Teórico. 2012, pág. 39.

1.2. FORMACIONES PRODUCTORAS

La formación Mugrosa es la que aporta en mayor proporción (Zonas B y C), seguido de la formación Esmeralda (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales.

El espesor de la formación Mugrosa varía aproximadamente desde 1800 a 4500 pies y se compone por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos. La formación Mugrosa presenta areniscas las cuales se dividen en cuatro unidades operacionales, las cuales corresponde a las a las Zonas B1, B2, C1 y C2, ver *Tabla 1*. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: GARZON, Freddy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal- ECOPETROL-ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo-A.I.P-ANSALL Y CABRERA, Heliodoro. Diagnóstico y estrategias de recobro del campo colorado.2003.

Tabla 1. Propiedades promedio de las arenas de la formación Mugrosa.

Zona	Porosidad Promedio ϕ	Espesor Promedio
B1	0.129	21.8
B2	0.135	23.2
C1	0.157	24.4
C2	0.196	42.3

Fuente: Tomado y Modificado. Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L.Pachano, Diciembre de 2007

1.3. ESTRUCTURA

La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen el campo en seis bloques ver Figura 17. A partir del análisis previo de los resultados de las pruebas iniciales de formación, las historias de producción y eventos de los pozos, la calidad de fluidos y las presiones conocidas en los diferentes sectores del campo y la complejidad estructural del campo, se ha planteado una hipótesis de que el Campo Colorado presenta un modelo geológico compartimentalizado.²

1.4. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Con base a la información obtenida de varios estudios en el campo Colorado se han determinado las características del yacimiento en las arenas B, C, D, E. Las cuales nos proporcionan propiedades básicas de las arenas que más influyen en el campo en la producción.

² CÉSAR CATALÁN, DARLINTONG CORONEL. "Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación para los Bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Capítulo 1: Campo Colorado". 2010, pág. 5.

Tabla 2. Datos básicos de propiedades de las arenas.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temp. Yacimiento (°F)	114	174	186	186
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad Promedio (ft)	1800	3500	4700	5600
Presión de Burbuja, Pb (psia)	648	2078	2958	2958
Viscosidad @Pb(cP)	1.64	0.462	0.441	0.441
Bo @ Pb (RB/STB)	1.091	1.401	1.373	1.373
Porosidad (%)	15.7	14.5	13	13
Swi (%)	40	40	50	50
OOIP (MMBls)	20.062	37.336	0.507	1.157
Rsb (scf/Bls)	140	648	667	667
Espesor promedio arena (ft)	50	57	25	25
Area (Acres)	634	1083	/	/

Fuente: Tomado y Modificado. ECOPELROL.S.A. Informe Campo Colorado. Cálculo de reservas. Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978

1.5. CARACTERÍSTICAS DEL ENTRAMPAMIENTO

El Campo Colorado presenta dos tipos principales de trampas:

Estructural – Estratigráfico: son las más comunes en la Formación Mugrosa y en zonas donde pueden conseguirse canales meandriformes cortados por fallas, donde el entrampamiento lateral viene dado por acuñamiento de la arena. En el Campo Colorado la Formación Mugrosa corresponde un ambiente de depositación de ríos meándriformes, con marcada migración lateral del cauce, de mediana sinuosidad, con presencia de barras alternantes (García A. & Fonseca C., 2009).

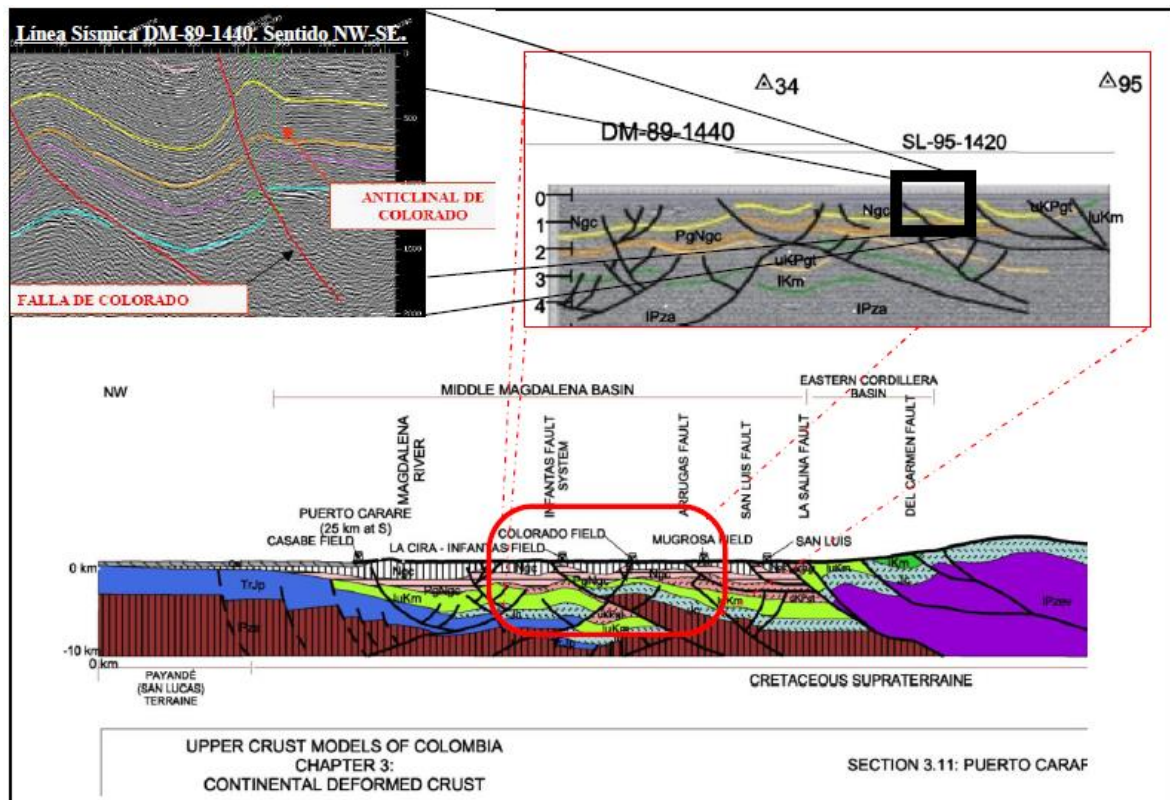
Estructural: La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico; este tipo de trampas es característico de la mayoría de campos petrolíferos y además donde sus arenas masivas requieren que sus yacimientos sean controlados estructuralmente, por fallas.

Las trampas netamente de tipo Estratigráfico, representan un tercer tipo que entraría en discusión; no muy común, pero que podría presentar la Formación Mugrosa. “Repetitiva presencia de “crevasse splay” y “crevasse channel”, donde el

desarrollo de paleosuelos es poco, pero la construcción de depósitos de llanura de inundación es fuerte. (García A. & Fonseca C., 2009).³

1.6. DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL

Figura 3. Líneas Sísmicas e interpretación del anticlinal y Falla Colorado.



Fuente: KARL AMAYA, JHON CALVO. "Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado". 2010, pág. 34.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, el flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente presentando inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, se ubica en el bloque colgante de una falla inversa homotética llamada falla colorado, la cual se orienta en sentido N-S y buzamiento al Este. Esta estructura fue definida

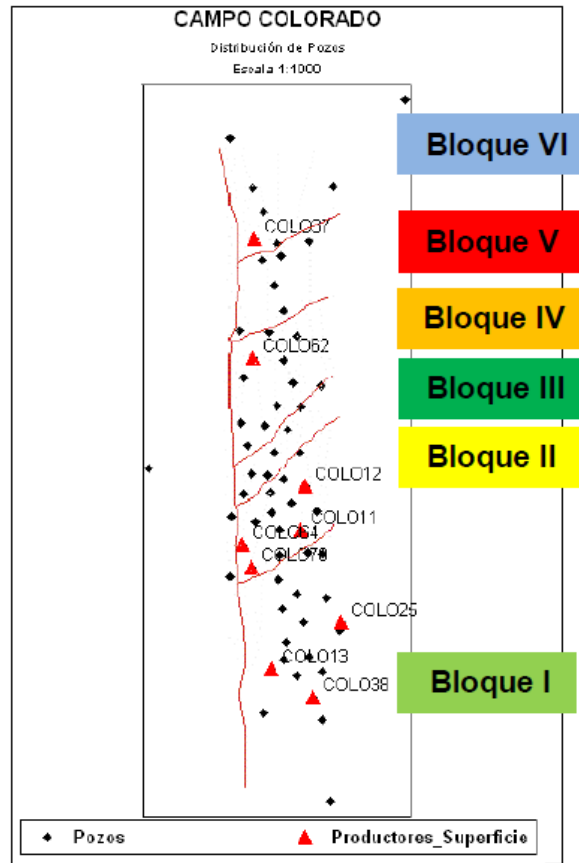
³ KARL AMAYA, JHON CALVO. "Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado. Capítulo 4: Marco Geológico". 2010, pág. 32.

principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; Existen 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la sísmica disponible del área cercana al campo se infiere una geometría anticlinal que corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979). La interpretación de fallas satélites del Campo Escuela Colorado se muestra en la figura 4.

El anticlinal de Colorado se compone seis bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. Los bloques se encuentran limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque I está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo. Ver (figura 4).⁴

⁴ KARL AMAYA, JHON CALVO. "Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado. Capítulo 4: Marco Geológico". 2010, pág. 35.

Figura 4. Interpretación de fallas satélites del Campo Escuela Colorado y división por bloques I, II, III, IV, V y VI.



Fuente: KARL AMAYA, JHON CALVO. "Geostatística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado". 2010, pág. 35.

2. METODOLOGIA

Para evaluar la aplicación de la técnica Casing Drilling en el Campo Escuela Colorado ,se hace una revisión detallada en base al INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”, con el fin de conocer las áreas y coordenadas potenciales de desarrollo para agrupar las características de los pozos ya desarrollados y diseñar y aplicar la técnica de Casing Drilling a un pozo tipo, el cual es un pozo representativo de las zonas de interés, la metodología de desarrollo se muestra a continuación:

Figura 5. Diagrama Metodología “Selección de Áreas Potenciales para Desarrollo”

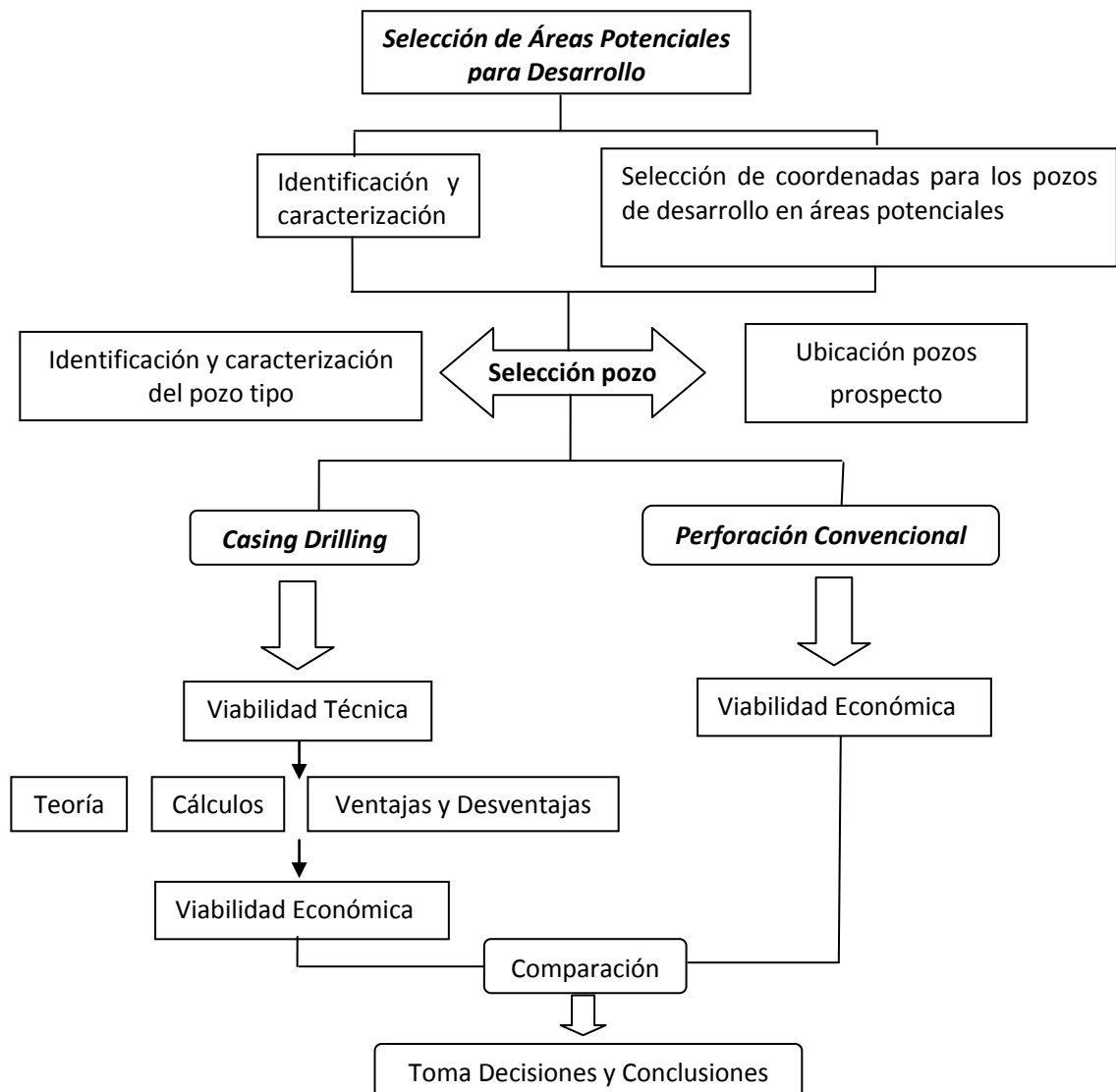
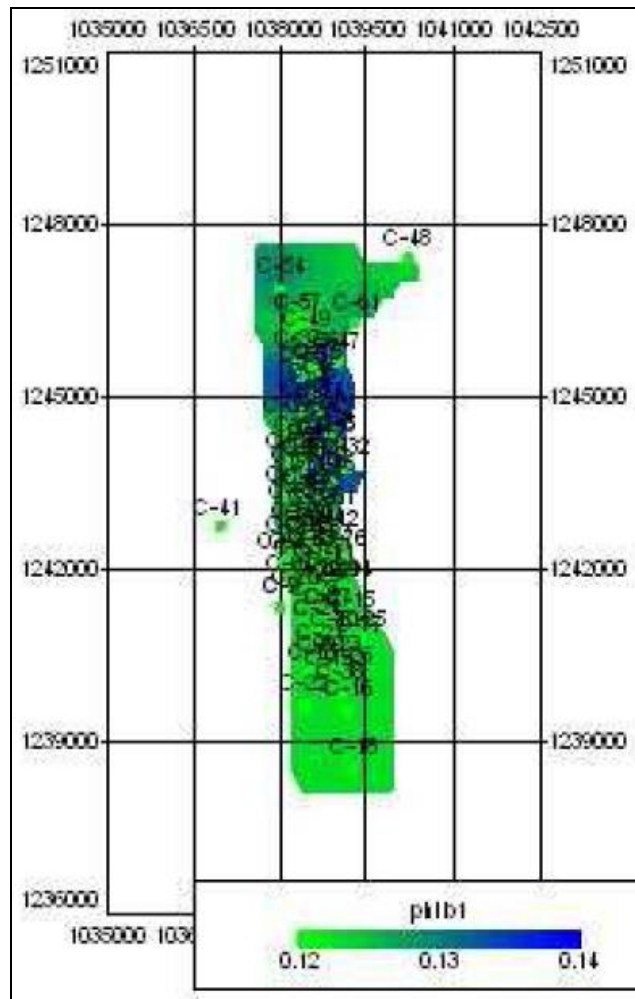
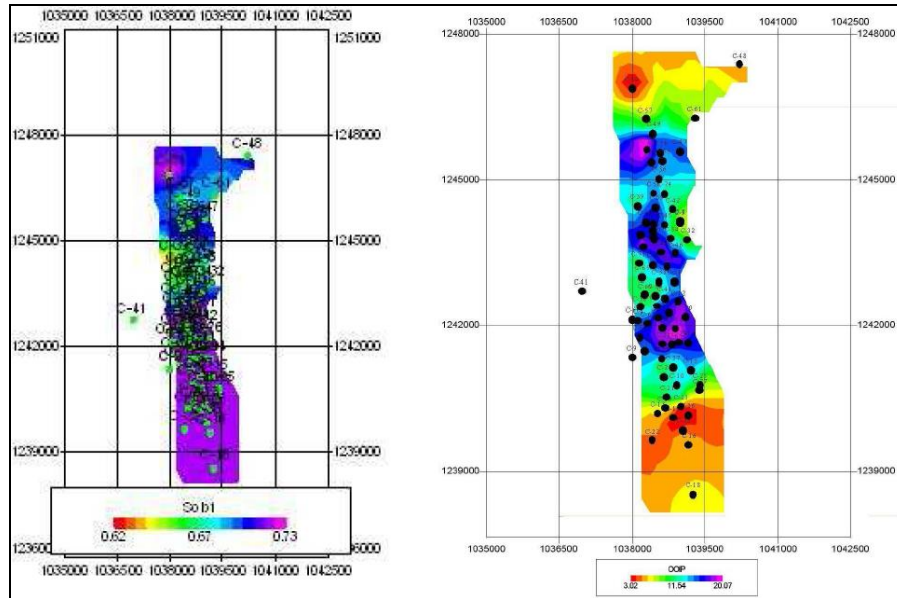


Figura 7. Mapa de porosidad para la zona B1.



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 16.

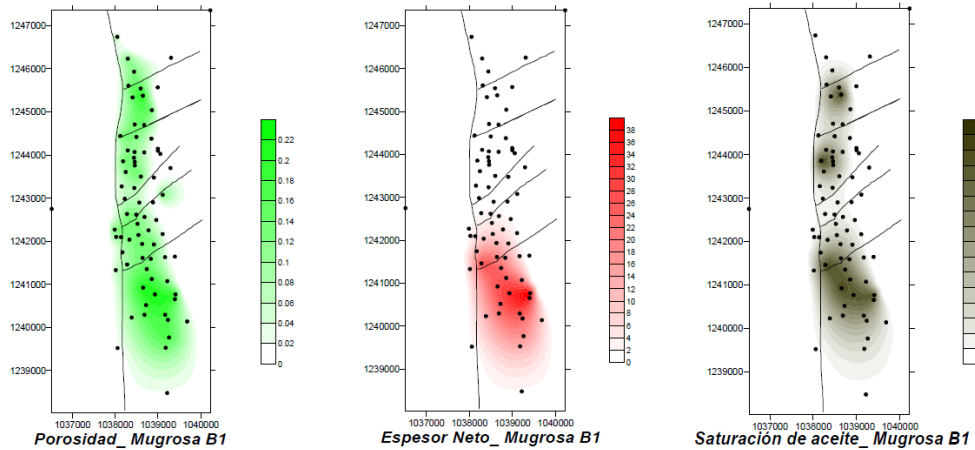
Figura 8. Mapa de Saturación de Aceite para la zona B1.



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 17.

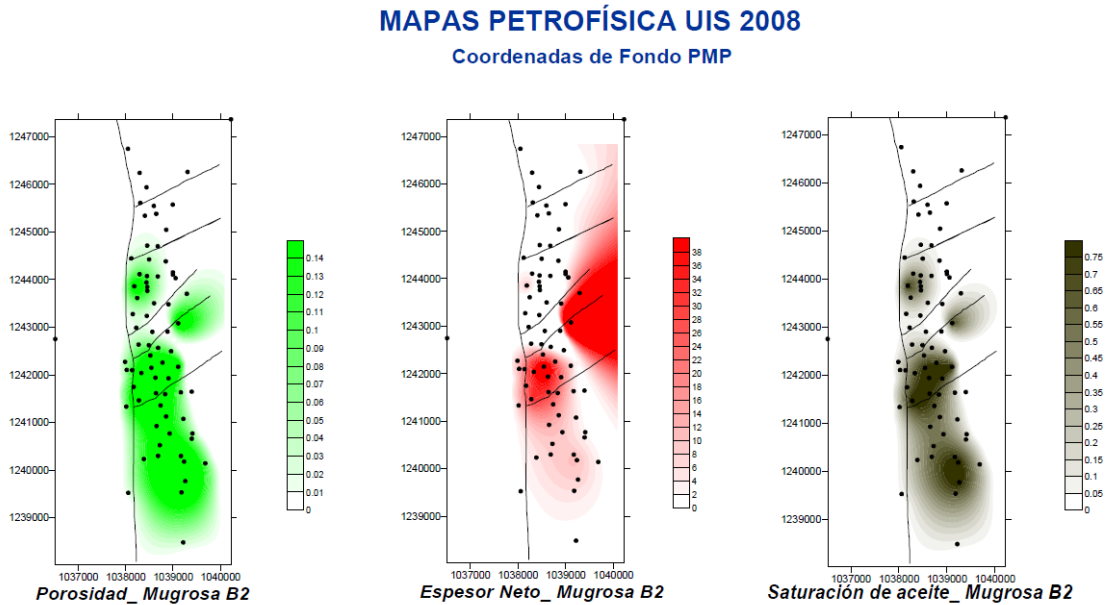
Figura 9. Mapas de propiedades para la arena B1. UIS. 2008.

MAPAS PETROFÍSICA UIS 2008
 Coordenadas de Fondo PMP



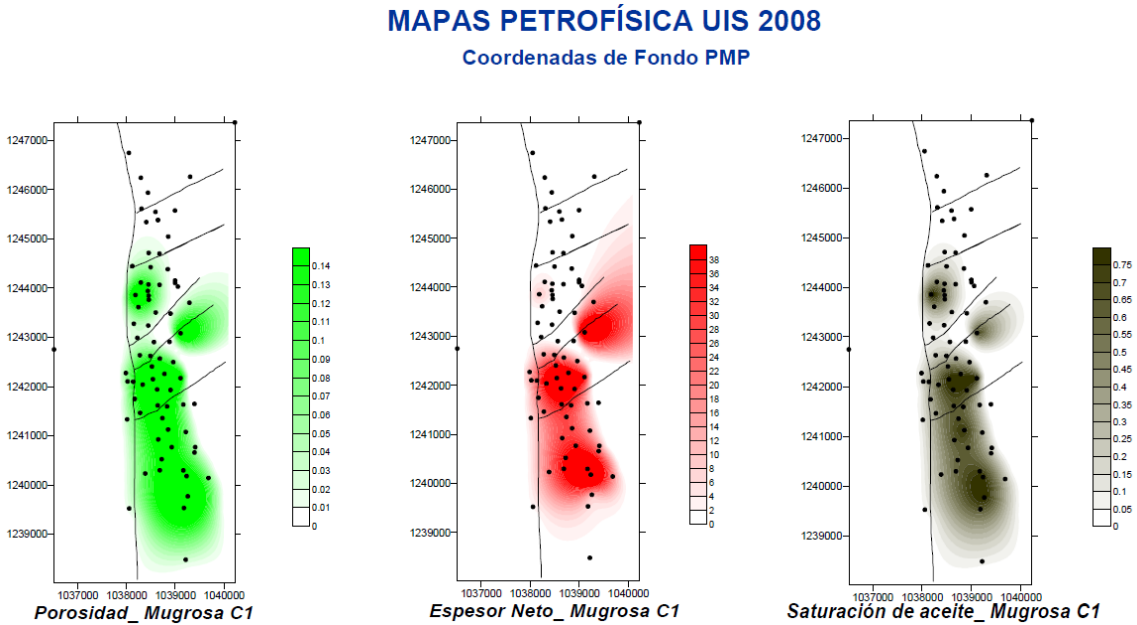
Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 18.

Figura 10. Mapas de propiedades para la arena B2. UIS. 2008



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 19.

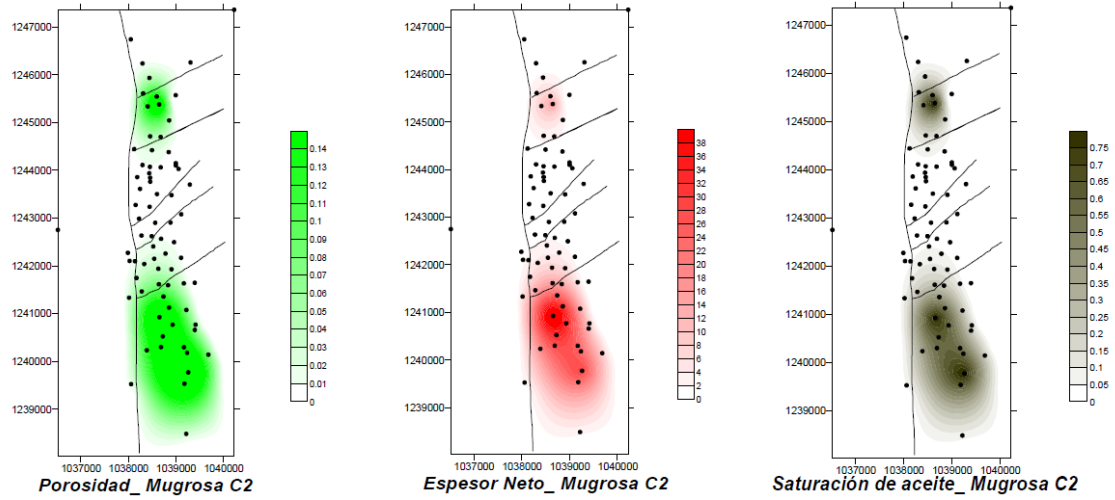
Figura 11. Mapas de propiedades para la arena C1. UIS. 2008.



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 20.

Figura 12. Mapas de propiedades para la arena C2. UIS. 2008.

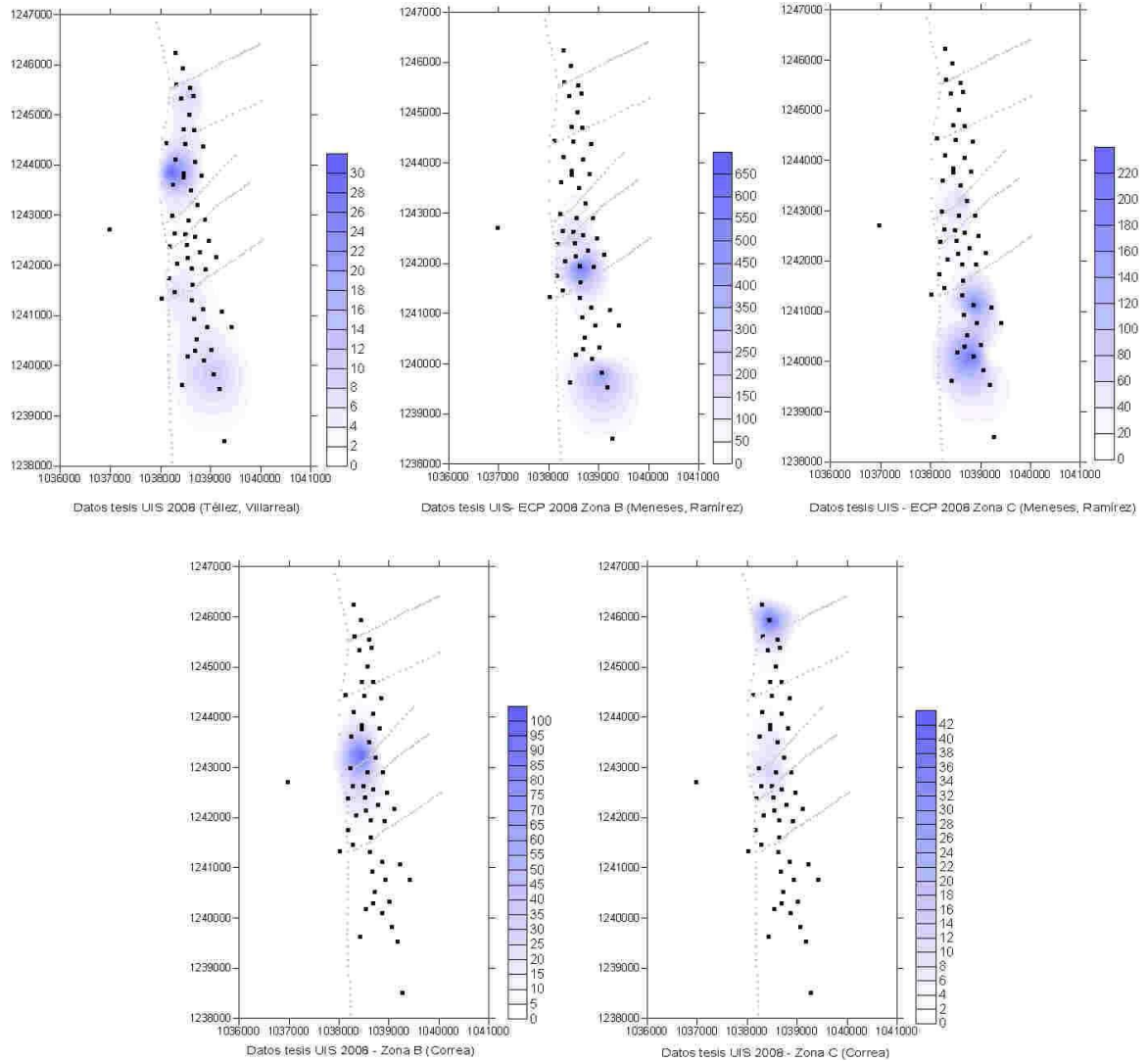
MAPAS PETROFÍSICA UIS 2008
Coordenadas de Fondo PMP



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 21.

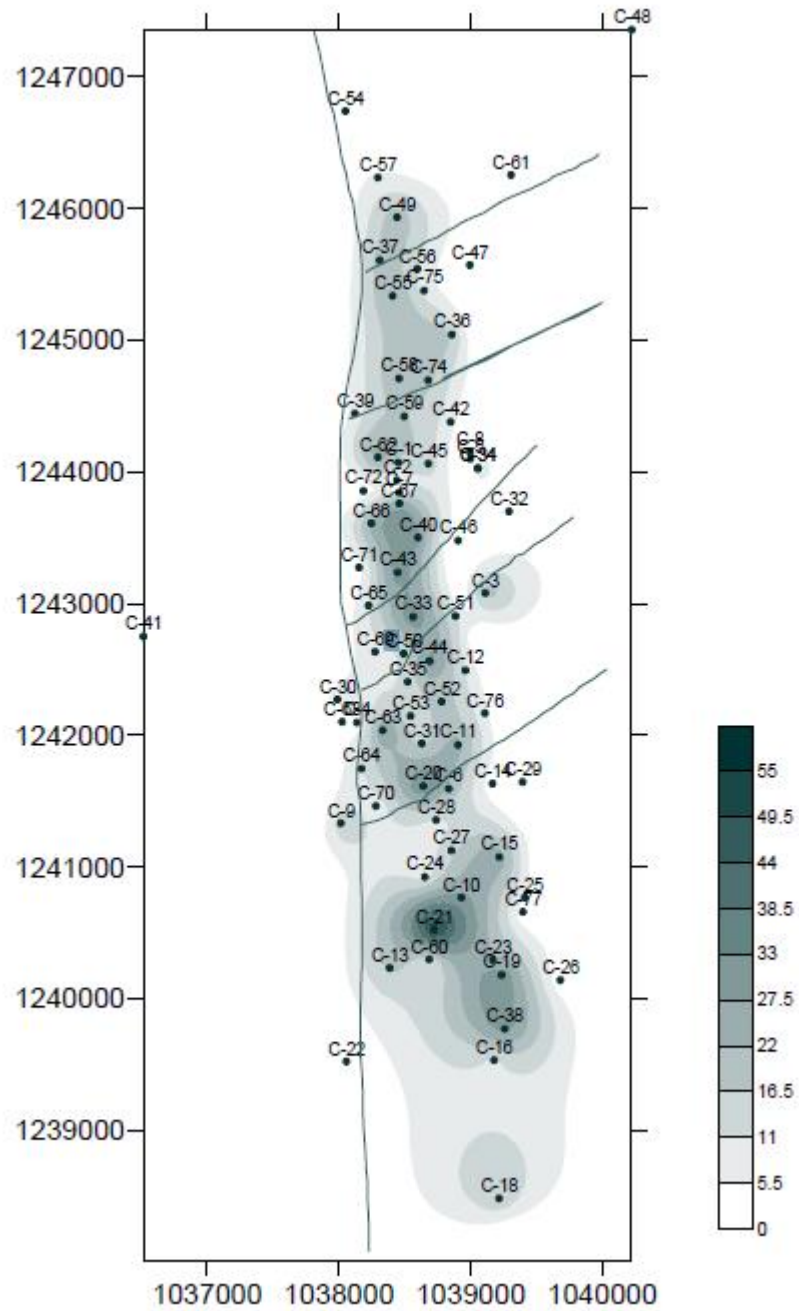
Figura 13. Permeabilidades para la zona B y C según datos UIS 2008.

MAPAS DE PERMEABILIDAD



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 2: Propiedades Petrofísicas Campo Colorado. 2008, pág. 24.

Figura 14. Mapa de Caudal de Aceite Ponderado. Campo Colorado



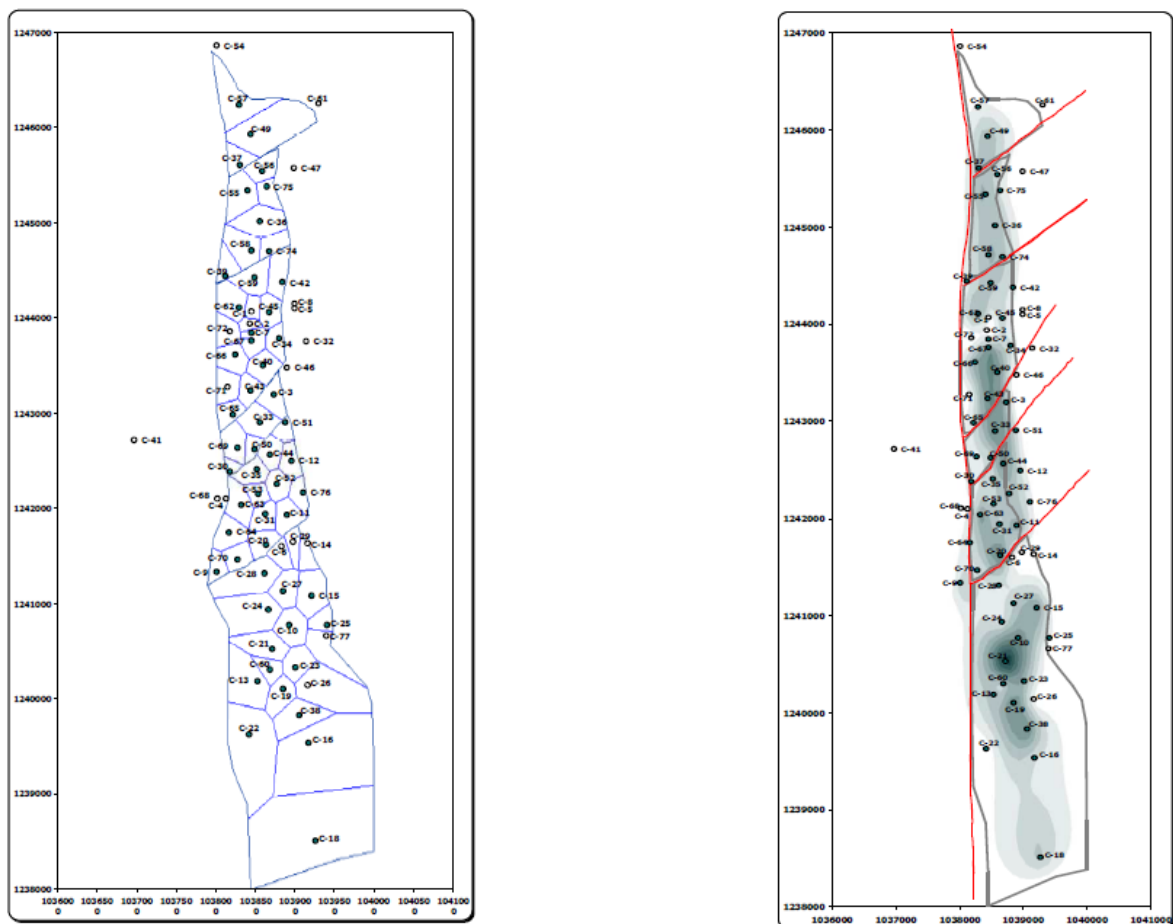
Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 6: Escenarios de ubicación para los prospectos. 2008, pág. 62

2.2. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN

Se identificaron las áreas del yacimiento en las que potencialmente puede haber acumulaciones de fluidos y no han sido drenadas teniendo en cuenta:

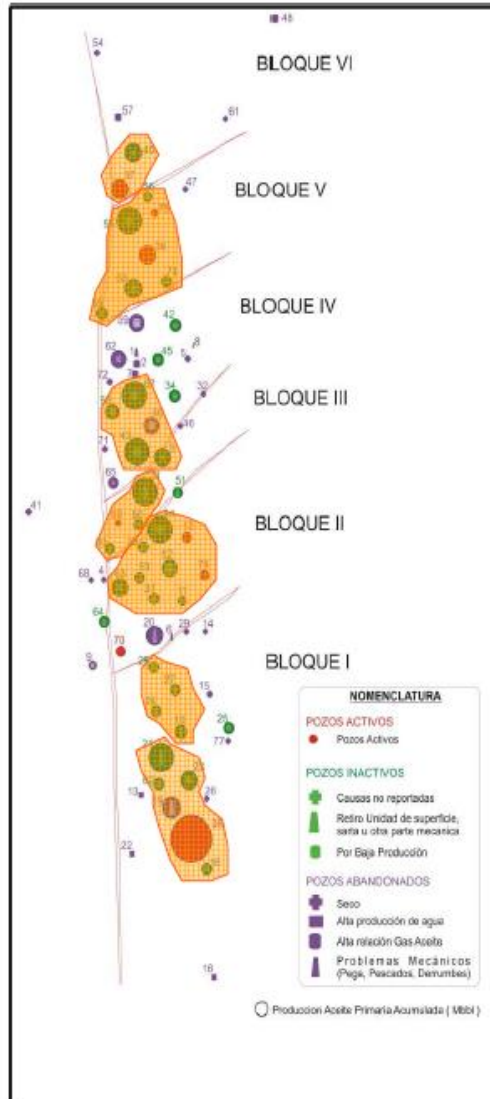
- El área de drenaje y la interferencia entre pozos. Dicha identificación se hizo visualizando las diferentes caídas de presión en el yacimiento
- Análisis de reservas, Datos de producción y declinación de los pozos activos

Figura 15. Mapas Áreas de drenaje y producción acumulada para Campo Colorado



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 3: Identificación de Áreas no Drenadas. 2008, pág. 28.

Figura 16. Identificación áreas no drenadas



Fuente: PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 3: Identificación de Áreas no Drenadas. 2008, pág. 29.

2.3. SELECCIÓN DE COORDENADAS PARA LOS POZOS DE DESARROLLO EN ÁREAS POTENCIALES

En el INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”, se analiza la información de petrofísica y los datos de producción, para proceder a seleccionar las coordenadas y establecer las propiedades para cada punto específico.

Con base a los datos referentes a la calidad de roca reservorio también denominadas unidades hidráulicas. Se pueden identificar cuatro tipos de estructuras o elementos representativos del volumen de roca con propiedades geológicas y petrofísicas similares.

Esta información es muy útil en el momento de decidir la profundidad a la cual se quiere perforar un prospecto, ya que a pesar de tener evidenciado un espesor neto petrolífero y saturación de fluidos, conocer la calidad de la roca en términos de porosidad y permeabilidad impacta en la viabilidad del proyecto y posible producción de fluidos de la zona escogida. Para seleccionar los puntos de los nuevos pozos, primero se realizan los cortes en la estructura con el fin de visualizar la continuidad entre las arenas, las profundidades a las que aparecen las diferentes formaciones y los intervalos cañoneados. A continuación se muestra los pozos utilizados para correlacionar las zonas prospectos:

Tabla 3. Pozos Correlacionados

Pozos Correlacionados	
Bloque	Pozos
I	Col 38, Col 19, Col 21
II	Col 70, Col 20, Col 11
III	Col 69, Col 33, Col 51
IV	Col 65, Col 43, Col 40
V	Col 58, Col 36, Col 75
VI	Col 37, Col 49

Inicialmente se presenta el corte de la estructura y se evalúan los topes de las formaciones en cada uno, seguidamente se analizan los registros para identificar el tipo de unidad hidráulica que se presentan en las diferentes formaciones, para establecer la calidad de las arenas en cada zona.

Se selecciona un punto y con base en las coordenadas XY se obtiene el valor de porosidad, espesor neto, saturación de aceite y caudal ponderado para cada arena productora según los mapas generados en el informe final.

Para seleccionar la ubicación del pozo tipo a perforar con la técnica Casing Drilling, se deben reconocer las zonas potenciales del campo así como también la información relacionada con la historia de perforación, la cual nos proporcionan los parámetros para el diseño en la etapa de perforación con Casing. Para lograr esta premisa, este trabajo se basó en el INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”, ya que este identifica puntos específicos para de esta manera evaluar los pozos cercanos y realizar el correspondiente análisis para obtener los parámetros de perforación del pozo tipo.

En el INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”, se identifican 6 pozos prospectos ubicados en zonas potenciales. Estos pozos se toman como referencia para identificar los pozos vecinos y con base a los datos de diseño en su etapa de perforación se logran obtener datos aproximados del pozo tipo. A continuación se describen, tabla de coordenadas, propiedades y los análisis realizados en el INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”, áreas no drenadas, tabla de coordenadas y propiedades de los pozos presentadas en el informe para la selección de los pozos prospecto.

- Propiedades Petrofísicas del Campo Colorado
- Identificación de Áreas no drenadas
- Análisis de Reservas
- Análisis de Declinación
- Escenarios de Ubicación para los Prospectos
- Zonas Potenciales según datos de Producción

A continuación se presentan los diferentes escenarios para la perforación de pozos prospectos a lo largo de los diferentes bloques de la estructura, desde el punto de vista de petrofísica estableciendo las coordenadas y sus respectivas propiedades.

Tabla 4. Establecimiento de las coordenadas y propiedades petrofísicas estimadas para los pozos prospectos (Según mapas ECP 2003), Zona B.

Bloque	Pozo	X COORD Fondo	Y COORD Fondo	Qo Estimado (STB/D)	Zona B1			Zona B2		
					Porosidad %	Net Pay (ft)	So (%)	Porosidad %	Net Pay (ft)	So (%)
I	P-1	1038762.2	1240776.1	31	3	1	4	13	13	67
	P-2	1039115	1240241.7	25	27	1	4	12	15	71
II	P-3	1038497.6	1241934.1	18	6	6	33	12	8	68
III	P-4	1038585.8	1243003.1	27	5	10	30	5	5	28
IV	P-5	1038321.2	1243715.7	24	8	19	39	7	6	39
V	P-6	1038497.6	1244695.5	21	13	31	68	11	3	54
VI	P-7	1038409.4	1245675.4	19	13	38	78	19	104	68

Fuente. Tomado y Modificado. PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 6: Escenarios de ubicación para los prospectos. 2008, pág. 65

Tabla 5. Establecimiento de las coordenadas y propiedades petrofísicas estimadas para los pozos prospectos (Según mapas ECP 2003), Zona C.

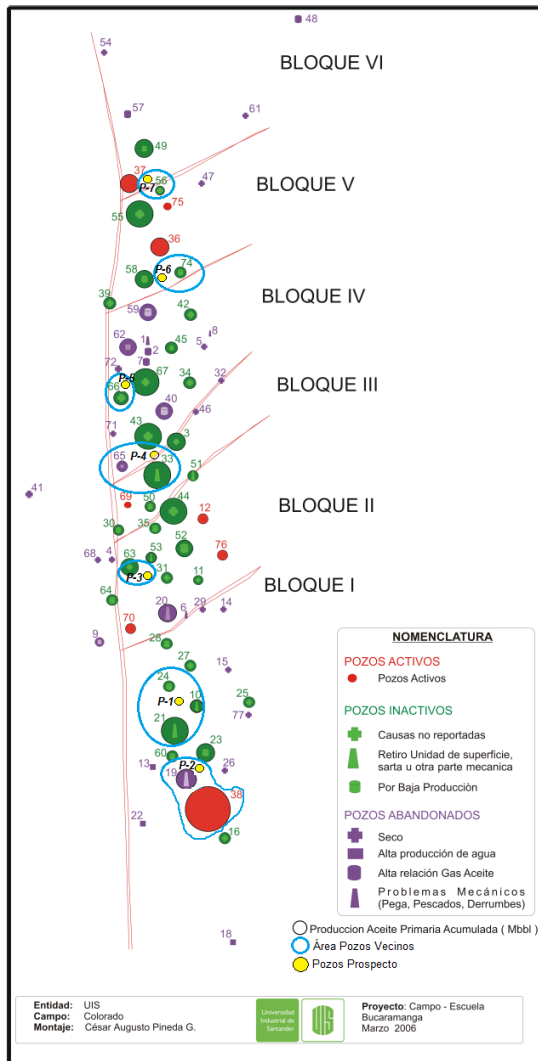
Bloque	Pozo	X COORD Fondo	Y COORD Fondo	Qo Estimado (STB/D)	Zona C1			Zona C2		
					Porosidad %	Net Pay (ft)	So (%)	Porosidad %	Net Pay (ft)	So (%)
I	P-1	1038762.2	1240776.1	31	11	2	69	23	64	77
	P-2	1039115	1240241.7	25	14	6	69	13	6	76
II	P-3	1038497.6	1241934.1	18	13	12	31	27	44	80
III	P-4	1038585.8	1243003.1	27	9	1	62	16	49	53
IV	P-5	1038321.2	1243715.7	24	22	55	74	23	66	76
V	P-6	1038497.6	1244695.5	21	18	46	68	23	19	58
VI	P-7	1038409.4	1245675.4	19	21	18	64	11	3	67

Fuente: Tomado y Modificado. PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 6: Escenarios de ubicación para los prospectos. 2008, pág. 65

2.4. UBICACIÓN DE LOS POZOS PROSPECTOS

Con base a la ubicación y establecimiento de las coordenadas presentadas en el informe, se procede a ubicar dichos pozos prospectos en el mapa del Campo Escuela Colorado, ya que de esta manera se pueden identificar los pozos vecinos a cada pozo prospecto, para obtener la información que se relacionara con el pozo tipo.

Figura 17. Ubicación pozos prospectos y áreas pozos vecinos



Fuente. Tomado y Modificado. PACHANO, KAREN. Informe Final Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado. Capítulo 3: Identificación de Áreas no Drenadas. 2008, pág. 29.

2.5. SELECCIÓN POZO TIPO

Para establecer el pozo tipo se tuvo en cuenta los siguientes puntos:

- Recopilación de la información de pozos prospectos con base al INFORME FINAL “APOYO TECNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTOS CAMPO ESCUELA COLORADO”
- Identificación y Ubicación de los pozos prospecto
- Compilación de las datas de perforación de los pozos vecinos: Número de Fases, Diámetro de Broca, Densidad del Lodo, Diámetro Casing, Profundidades alcanzadas, Estados de los Pozos
- Establecimiento de los parámetros del pozo tipo para el diseño de perforación con casing

2.6. PROFUNDIDAD TOTAL (TD) DEL POZO TIPO

Previamente identificados los pozos vecinos y a partir de la historia de perforación de cada uno de ellos se toman los parámetros y/o características enunciadas en la siguiente tabla:

Tabla 6. Pozos Vecinos y Características

Pozo	Prof (ft)	Bloque	Casing Superficie	Casing Producción	Dia-Broca	Dens. Lodo (ppg)	Estado
Col-66	3431	IV	8 5/8"	5 1/2"	7 7/8"	10.03	BP
Col-63	3608	II	8 5/8"	5 1/2"	7 7/8"	11.09	BP
Col-19	4130	I	9 5/8"	6 5/8"	8 5/8"	10.69	A-PM
Col-24	4161	I	9 5/8"	6 5/8"	8 5/8"	12.03	NR
Col-10	4171	I	9 5/8"	6 5/8"	-----	-----	FPM
Col-21	4303	I	13 3/8"	6 5/8"	-----	-----	FPM
Col-38	4220	I	9 5/8"	6 5/8"	8 5/8"	10.96	ACT
Col-74	5500	V	8 5/8"	5 1/2"	7 7/8"	11.36	NR
Col-33	5650	III	9 5/8"	6 5/8"	8 1/2"	14.97	FPM
Col-65	3290	IV	8 5/8"	5 1/2"	7 7/8"	10.69	A-HWP
Col-56	5761	V	8 5/8"	5 1/2"	7 7/8"	11.63	BP
Pozo Tipo	4384.09						

Tabla 7. Interpretación de Siglas para el Estado de los Pozos

CATEGORIAS	SUBCATEGORIA	SIGLA	SIMBOLO
ABANDONADO			
	SECO	SECO	CRUZ
	ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	A-HWP	CUADRADO
	ALTA RELACION GAS - ACEITE	A-RGA	CILINDRO
	PROBLEMAS MECÁNICOS	A-PM	TRIANGULO
INACTIVO			
	CAUSAS NO REPORTADAS	NR	CILINDRO
	FALTA PARTE MECANICA	FPM	TRIANGULO
	BAJA PRODUCCION	BP	CRUZ
ACTIVO		ACT	CIRCULO

Con base a la profundidad de cada pozo se realiza un promedio para obtener la profundidad del pozo tipo la cual corresponde a **4384.09 ft** y también se incluyeron los siguientes parámetros: tamaño de la barrena, densidad del lodo y los tamaños de Casing. Estos parámetros son de vital importancia ya que a partir de ellos se tiene una referencia para el pozo tipo y también son necesarios para el diseño en la perforación.

2.7. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS MECÁNICOS BASADOS EN LA HISTORIA DE PERFORACIÓN

A la hora de perforar un pozo se presentan inconvenientes y/o problemas los cuales dificultan cumplir con los objetivos propuestos para dicha perforación, es así que en el campo escuela colorado existen algunos pozos que presentan dichos inconvenientes y en cual la técnica Casing Drilling puede jugar un papel muy importante, debido a las ventajas que presenta. Por tal motivo se realiza un recuento de la historia de perforación de todos los pozos, resaltando los pozos que presentaron problemas operacionales durante la etapa de perforación y aquellos que no se completaron a cabalidad. De esta forma se puede contemplar la posibilidad de usar la tecnología Casing Drilling para dar por cumplidos los objetivos propuestos inicialmente.

En la siguiente tabla y con base a la historia de perforación se mencionan los pozos, el bloque al que pertenecen, su estado y el problema presentado.

Tabla 8. Pozos con inconvenientes durante la perforación

Pozo	Bloque	Estado	Problema
Col-4	II	Seco	Pegas
Col-6	II	A-PM	Pegas
Col-8	IV	A-PM	Pegas
Col-16	I	BP	Perdidas de Circulación
Col-18	I	A-HWP	Perdidas de Circulación
Col-19	I	A-PM	Perdidas de Circulación
Col-31	II	NR	Perdidas de Circulación
Col-32	III	Seco	Perdidas de Circulación, Derrumbes
Col-33	III	FPM	Perdidas de Circulación
Col-38	I	ACT	Perdidas de Circulación
Col-39	V	BP	Múltiples Derrumbes
Col-41		Seco	Perdidas de Circulación
Col-46	III	Seco	Perdidas de Circulación, Derrumbes
Col-47	V	Seco	Perdidas de Circulación
Col-53	II	FPM	Perdidas de Circulación
Col-54	VI	Seco	Derrumbes
Col-60	I	NR	Perdidas de Circulación, Derrumbes
Col-61	VI	Seco	Derrumbes
Col-63	VI	BP	Perdidas de Circulación

Con base a la historia de perforación de los pozos perforados que presentaron problemas se cuantifico la cantidad de pozos por bloque obteniendo los siguientes datos:

Bloque 1: 5 pozos con inconvenientes durante la perforación

Bloque 2: 5 pozos con inconvenientes durante la perforación

Bloque 3: 3 pozos con inconvenientes durante la perforación

Bloque 4: 1 pozo con inconveniente durante la perforación

Bloque 5: 1 pozo con inconveniente durante la perforación

Bloque 6: 2 pozos con inconvenientes durante la perforación

3. CASING DRILLING

3.1. RESEÑA HISTÓRICA

En la década de 1930, los operadores del área continental de Estados Unidos de América (EUA) utilizaban la tubería de producción para realizar terminaciones a agujero descubierto o sin entubación. La sarta de tubería de producción y la broca de cuchillas planas, o cola de pescado, utilizadas para la perforación, quedaban en el pozo después de iniciarse la producción. En diversas oportunidades desde la década de 1950, se utilizaron tubulares de pozo permanentes para la perforación de pozos de diámetro reducido.

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con tubería de revestimiento, que incluía brocas piloto recuperables, ensanchadores para aumentar el diámetro del pozo y motores de fondo.

En el año 2001, BP y TESCO reportaron una operación exitosa en la que se utilizó tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes a las tuberías de revestimiento de superficie y de producción en 15 pozos de gas del área de Wamsutter, en Wyoming, EUA. La profundidad de estos pozos oscilaba entre 2499 y 2896 m Aproximadamente en la misma época, Shell Exploration and Production Company mejoró notablemente el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de Underbalance con tubería de revestimiento, lo que le permitió obtener una reducción de costos del orden del 30%.

Hasta la fecha, los operadores han perforado más de 2000 secciones de pozo utilizando tuberías de revestimiento. Más de 1020 de estos intervalos implicaron la perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento y brocas no recuperables, unos 620 fueron perforados utilizando tuberías de revestimiento cortas, más de 400 utilizaron un BHA recuperable para perforar pozos verticales y aproximadamente 12 emplearon un BHA recuperable para perforar pozos

direccionales. Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica de entubación durante la perforación que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en una solución práctica que permite reducir los costos, aumentar la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo del equipo de perforación.⁵

3.2. PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONAL

El sistema de perforación convencional va asociado al sistema de perforación rotaria, en el cual por medio de la broca ,se va avanzando por medio de rotación con drillpipe y drill collar en fondo para generar peso sobre la broca y circulando en directa, este método se va realizando por etapas controlando la estabilidad wellbore por medio de Casing de revestimiento, creando la necesidad de volver a bajar a perforar por secciones ya que no se puede usar la misma densidad del lodo en todo el trayecto.

3.3. PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONAL

Durante la historia de la industria petrolera, se ha creado la necesidad de crear nuevas tecnologías que ayuden a combatir los retos operacionales y a optimizar tiempos y procesos operacionales, es así donde nacen técnicas como: Casing Drilling, liner, tubing y coiled. La perforación no convencional no solamente va asociado a la forma de rutinaria de perforar el pozo, va incluido los nuevos BHA de perforación donde muchos casos se puede incluir motores de fondo, palancas jet para dar dirección requerida, fluidos de perforación (espumas, aire, emulsiones), dependiendo las condiciones del yacimiento.

3.4. PERFORACIÓN DE POZOS CON CASING DRILLING

CASING DRILLING es una técnica innovadora presentada como alternativa para perforación de pozos, donde la idea principal es no tener la necesidad de realizar otro viaje para el asentamiento del Casing de producción, este procedimiento se ha desarrollado en pozos verticales, direccionales y horizontales, se puede

⁵ KYLE R, BILL LESSO, TOMMY M. "Perforación de Pozos Direccionales con tubería de Revestimiento". 2005, pág. 48, 49.

optimizar los costos dependiendo de los tiempos operativos que se gasten en la elaboración de un pozo ya que la tecnología es más costosa pero se compensa y se gana en función de los tiempos del taladro.

Con CASING DRILLING, el Casing siempre está en el fondo, lo que le permite cambiar el ensamble de fondo, cuando sea necesario, sin sacar el revestimiento. El proceso requiere menos fluidos de perforación, lo cual conlleva a reducir costos y minimizar el impacto ambiental. Las características mecánicas del efecto de frisado y repellido del Casing, aplastando recortes en la cara del pozo sellan los poros de la formación que contribuyen al fortalecimiento de las paredes del agujero y a la reducción de las pérdidas de circulación.

3.5. BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN CON CASING DRILLING

Como se mencionó anteriormente el propósito original de desarrollar Casing Drilling es la de eliminar tiempos no productivos (NPT) asociados con la corrida de drill pipe y Casing. Adicionalmente, tiene otros beneficios tales como: reducción en las pérdidas de circulación, mejoramiento de la estabilidad del wellbore y mitigación del daño de la formación inducido por la perforación entre otros, por esta razón se determinaron este tipo de variables para obtener el pozo tipo.

3.5.1. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LODO

El efecto de aplastamiento es una de las formas para la reducción de las pérdidas de lodo ,durante este efecto se sella el espacio poroso del wellbore evitando las transferencia de fluido en la pared, por otra parte en algunos caso cuando la perdida de circulación se presente se debe seguir con parámetros estables para continuar toda la sección de la etapa y el casing haga sello, cuando se está hablando de las pérdidas de lodo en la formación esto nos da una idea de cómo es el daño ,por tanto la productividad del pozo puede ser mayor entre más se evite el contacto con el fluido de perforación.

Los pozos con problemas de estabilización, son los primeros candidatos para la tecnología, una de las ventajas es la menor exposición a los fluidos de perforación, pozo calibrado, hidráulica superior y limpieza del hueco.

3.5.2. EFECTO DE APLASTAMIENTO

Durante la perforación se van generando recortes, efecto de cizalla generando un aplastamiento con el wellbore debido a la acción de fuerzas generadas por la velocidad angular, rotación del pipe y proximidad del casing con el wellbore, como se ilustra a continuación:

Figura 18. Efecto Plastering



Fuente: SPE, IADC. PAPER 148564. Octubre 2011

El análisis de la distribución del tamaño de las partículas, comparando los cortes de Casing Drilling y la perforación convencional, muestra que el tamaño de las partículas más pequeñas son las generadas por las operaciones con Casing Drilling. Esto se debe al efecto de cadena de molienda que pulveriza los cortes que viajan a través del anular y generan el efecto de aplastamiento en la pared del wellbore.

Figura 19. Anulares con Casing Drilling y Perforación Convencional



Fuente: SCHLUMBERGER. <http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/casing_drilling/directional_casing.aspx> [citado el 12 de Agosto de 2014]

La perforación convencional con "Drill Pipe" (izquierda) muestra un anular más grande, mientras que la perforación con tubería de revestimiento (derecha) reduce el tamaño del anular; la rotación del revestimiento frota los cortes contra la pared del pozo, sellando los poros de la formación y reduciendo las pérdidas de fluido, y haciendo un pozo más fuerte para mejorar la cementación.

3.5.3. CONTINUAR PERFORANDO CON PERDIDAS

En algunos casos, la pérdida de circulación continua debido al tamaño considerable de cavernas, fracturas, es ahí donde se debe acoplar los parámetros de perforación de forma controlada y monitoreada para continuar perforando de forma controlada como es perforar con baja tasa.

Una baja tasa de flujo ayuda a perder menos lodo, especialmente si las pérdidas suceden alrededor de la broca. Una baja tasa de flujo también controla el ECD, previene adicionalmente la presión ejercida en la formación el cual puede agravar las pérdidas. El tamaño anular entre más grande ayuda a limpiar el wellbore más

eficientemente especialmente en una situación en donde la pérdida parcial del lodo en la columna resulta de las rupturas y derrumbes que caen del wellbore.

En una operación convencional cada vez que se incurre en graves pérdidas, el proceso de perforación es usualmente detenido hasta que las pérdidas sean curadas cuando se colocan tapones de cemento u otro método, generando tiempos no productivos NPT. sin embargo como se ha mencionado Casing Drilling permite continuar perforando asegurando que después que el Casing ha pasado la zona de perdida ,el problema es dejado atrás, el pozo es asegurado y listo para ser cementado una vez el Casing alcance la profundidad total.

3.5.4. MEJORAMIENTO DE LA ESTABILIDAD DEL WELLBORE

El efecto de aplastamiento no solo ayuda en la perdida de lodo, cuando se genera ayuda a crear una torta de lodo de poca permeabilidad en la pared del pozo, por tanto se genera un presión de contención mayor a una generada con la tecnología convencional, por tanto se aumenta el gradiente de fractura cercana al pozo dando un amplio rango de operación con el peso del lodo.

3.5.5. LIMPIEZA EFICIENTE DEL POZO

Gracias al reducido espacio anular que se genera entre el casing y wellbore, se generan grandes velocidades facilitando el transporte de los recortes, en el caso de la perforación convencional, por la variación de los diámetros genera una variedad de velocidades en el espacio anular lo que puede generar erosión.

3.5.6. MITIGAR EL DAÑO A LA FORMACION INDUCIDO POR LA PERFORACION

El efecto de aplastamiento permite reducir la invasión de filtrado y los sólidos, de igual forma el tiempo de exposición a los fluidos de perforación lo cual traduce esto en menor daño a la formación .la reducción del daño a la formación implica un aumento en la productividad de los pozos no solamente dejando beneficios operacionales sino a través del tiempo con la producción de los pozos.

3.6. ANALISIS COMPARATIVO DE LA PERFORACION CONVENCIONAL FRENTE A LA PERFORACION NO CONVENCIONAL

Tabla 9. Experiencia Convencional vs. Experiencia Casing Drilling

NPT en Convencional	Experiencia Convencional	Experiencia CASING DRILLING
Perdidas de Circulación	Parar, bombear pildoras LCM Interrumpir la Perforación y Revestir sección de forma temprana Bombear cemento – Re-perforar sección.	Posibilidad de perforar sin retornos Utilización de lodos con menor viscosidad No necesita secciones de casing contingentes.
Shales Reactivos	Fluidos – OBM. Cambios en la trayectoria del pozo Pérdida de tiempo – viajes requeridos Revestir sección de forma temprana Reperforar sección.	No se requieren viajes adicionales Circulación continua Se reviste el hueco mientras se perfora con el revestimiento Se cementa 1/2hr después de alcanzar TD. No necesita secciones de casing contingentes.
Pega de tubería	Martillar Realizar viaje de Tubería Revestir sección de forma temprana Reperforar sección	No se requieren viajes. Circulación continua Se reviste mientras se perfora No ha habido pegas de casing a la fecha No se requieren secciones de casing contingentes.

NPT en Convencional	Experiencia Convencional	Experiencia CASING DRILLING
Inestabilidad	Fluidos – OBM Cambios en la trayectoria del pozo Pérdida de tiempo viajes requeridos Revestir sección de forma temprana Reperforar sección.	No se requieren viajes. Circulación continua Se reviste mientras se perfora Se cementa 1/2hr después de alcanzar TD. No se requieren secciones de casing contingentes.
Swabeo	NPT - Operaciones de Well control	No se requieren viajes. Circulación continua No se requieren secciones de casing contingentes.

3.6.1. VENTAJAS ADICIONALES DE CASING DRILLING

- Operación más segura – Well Control, manejo de tubería, etc.
- Reduce/elimina problemas de hueco abierto y sus respectivos tiempos ayudando a evitar eventos no programados
- Posibilidad de acceder a reservas que de otra forma serían antieconómicamente viables
- La Formación puede ser evaluada con LWD
- Cementación convencional
- En la perforación direccional, el BHA puede equiparse con un motor convencional y herramientas MWD

- Ahorra costos laborales y operativos. Ya que hay menos personal involucrado y reduce el capital de la inversión mediante el desarrollo más rápido del campo
- Se puede utilizar un equipo de perforación pequeño que se puede mover en un menor número de cargas así como también requiere de menos potencia lo que se traduce en la reducción de costos
- Se requiere de menor cantidad de fluido de perforación por lo tanto se minimizan los costos y el impacto ambiental
- Los taladros pueden adaptarse con doble propósito usando la técnica convencional y la técnica Casing Drilling lo cual aumenta su uso en cualquier pozo
- Reduce efectos de pistoneo y suaveo
- El Sistema CDS proporciona seguridad a la operación, permite Circular al galonaje requerido, altas RPM, con las exigencias en Backreaming y Reaming, que la operación lo requiera
- Reduce los costos asociados a la construcción y desarrollo de los pozos, mejorando la eficiencia, la calidad del hueco, la cementación ya que se realiza en forma inmediata después de alcanzar el TD
- Mejora problemas en zonas inestables y/o problemáticas (derrumbes, pegas de tubería), mejora la eficiencia de limpieza del pozo y minimiza Vibraciones

3.7. PROBLEMAS POTENCIALES DURANTE LA PERFORACIÓN – CASING DRILLING

Es de vital importancia tener en cuenta que durante la etapa de perforación de cualquier técnica existen la posibilidad de presentarse eventos no planeados durante la operación por tales motivos se mencionan a continuación unas observaciones o situaciones que pueden o no ocurrir durante la operación con Casing Drilling, hay que tener en cuenta que una de las principales desventajas es

que no se pueden correr registros hueco abierto con herramientas convencionales, Una posible solución es levantar la sarta por encima de la zona de interés y registrar el fondo ó tomar registros del hueco mientras se perfora con el uso de LWD ó MWD. Lo cual implica una elevación de costos.

- Debido a la acumulación de cortes, arcillas. La presión de la bomba puede aumentar. En este caso, se detiene la perforación, continuar circulando, rotando y reciprocando lentamente la sarta de Casing hasta que la restricción se haya limpiado. Bombear píldoras de limpieza o agua limpia si es necesario.
- Se puede evidenciar una restricción en el anular, si el peso de sarta disminuye por lo tanto se procede a trabajar la tubería hasta que esta condición sea mitigada.
- Un alto torque puede ser indicio de vibración de la sarta, aunque no es común en huecos durante la sección de superficie. Usualmente se tienen lecturas en el Top Drive muy altas (altas con relación al promedio de torque de perforación) y se mantienen. La mitigación requiere detener el Top Drive completamente, esperar varios segundos e iniciar la rotación de nuevo. Si esta condición persiste, bajar la velocidad de la rotaria e incrementar el peso sobre la broca para reducir la vibración.
- Bajo torque puede indicar embotamiento de la broca y puede ser minimizada por medio de los métodos usuales de control como aditivos en el lodo, variando altas tasa de flujo.
- Cuando se presenta el embotamiento de la broca. Aumento en el Pump-off mientras disminuye el peso sobre la broca. En este caso, hasta cuando se levante la sarta fuera de fondo y el indicador de peso va a cero, se debe continuar perforando.
- En el caso que no se esté cumpliendo con el diámetro del Hueco cuando el underreamer no está abriendo, aumento del pump-off y una reducción de la

penetración. Se debe revisar la rata de flujo para asegurarse que el mínimo caudal se está bombeando.

- Cuando se presenta el empaquetamiento de los cortes alrededor de la sarta perforación. Un buen método para eliminar el problema, es el cambio en las tasas de flujo y/ o propiedades del lodo (Fluidos Ligeros) para limpiar el anular y tener una mayor capacidad de limpieza en el anular.
- Una pega diferencial es uno de los problemas más complejos en la perforación ya que es una condición donde la sarta no puede ser movida (rotada o reciprocada) a lo largo de la cara del pozo. La pega diferencial ocurre en pozos y campos altamente depletados, zonas porosas que fueron perforadas con alta fuerza de contacto causando disminución en la presión del yacimiento, altos valores de presión o ambos, que fueron ejercidas sobre o una gran área de contacto de la sarta de Casing. Cabe resaltar que las fuerzas de contacto son producto de la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento, y que el área de presión diferencial actúa sobre sí misma. Esto significa que una baja presión diferencial (Δp) aplicada sobre una gran área de trabajo puede ser solo una pega efectiva de tubería como la alta presión diferencial aplicada en una área más grande o más pequeña. A menudo la pega muestra indicios por un tiempo corto antes de ser crítica y las propiedades del lodo pueden ajustarse para ayudar a aliviar este problema. Se debe tener cuidado ya que la fuerza requerida para tensionar la tubería y liberarla puede exceder el estiramiento del tubo.

Existen algunos métodos usados para liberar la tubería, además de aplicar tensión y torque, como son: Disminuir la presión hidrostática en el pozo, (bajar la densidad del lodo) deshidratación del filtrado de la retorta y reducción del coeficiente de fricción de la misma (adición de lubricantes y surfactantes al fluido de perforación, Bombear píldoras cercanas al punto de pega, tensionar solo hacia arriba del punto de pega mediante tensión mecánica, en el peor escenario cementar la tubería en el punto de pega.

4. MODELOS PARA EL DISEÑO DE CASING DRILLING

4.1. MODELO HIDRAULICA

Los objetivos principales en el diseño del programa hidráulico son:

- Incrementar la velocidad de penetración, derivada de la efectiva limpieza en el fondo del agujero
- Debido a las altas velocidades que se presentan en el anular se debe evitar o disminuir la erosión excesiva de las paredes del agujero y no provocar derrumbes o deslaves
- Evitar las variaciones de presión en el agujero, controlando las pérdidas de presión en el sistema de circulación, limitar la presión disponible en la barrena y los HP hidráulicos para la circulación

✓ CAIDA DE PRESION CONEXIONES EN SUPERFICIE: (Psi)

Las pérdidas de presión en las conexiones en superficie son las que tienen lugar en el “Stand Pipe”, “Swivel”, “Kelly”, “Rotary Hose”. Estimar las pérdidas de presión en superficie es un proceso complicado por el hecho de que tales pérdidas dependen de las dimensiones y geometrías de conexiones superficiales. Debido al desgaste constante de las superficies por los fluidos de perforación la dimensiones de los equipos pueden variar con el tiempo. La siguiente ecuación general permite evaluar las pérdidas de presión de conexiones en superficie:

Ecuación 1. Ecuación para determinar la caída de presión de conexiones en superficie

$$P = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} \text{ psi}$$

ρ = Densidad del lodo (lbm/gal)

Q= Tasa (gpm)

E = Constante depende del tipo de equipo usado en superficie

PV = Viscosidad Plástica (cp)

Tabla 10. Valores de la Constante E

<i>Surface equipment type</i>	<i>Value of E</i>	
	<i>Imperial units</i>	<i>Metric units</i>
1	2.5 x 10 ⁻⁴	8.8 x 10 ⁻⁶
2	9.6 x 10 ⁻⁵	3.3 x 10 ⁻⁶
3	5.3 x 10 ⁻⁵	1.8 x 10 ⁻⁶
4	4.2 x 10 ⁻⁵	1.4 x 10 ⁻⁶

✓ **CAIDA DE PRESION EN LA TUBERIA Y ANULAR:** (Psi)

Las magnitudes de caída de presión en los diferentes puntos ya sea en la tubería o en el espacio anular dependen de:

- (a). Las dimensiones de la tubería de perforación (o collares de perforación), por ejemplo, dentro y fuera de diámetro y la longitud;
- (b). Propiedades reológicas del lodo, que incluyen el peso del lodo, la viscosidad plástica y punto de fluencia
- (c). El tipo de flujo existente, que puede ser laminar o turbulento.

Para un mejor entendimiento en el diseño hidráulico es importante tener en cuenta los siguientes términos involucrados en los cálculos de hidráulica:

Viscosidad, μ (cP): Esta es la relación entre la tensión de cizallamiento a velocidad de cizalla.

Viscosidad plástica, PV (cP): La viscosidad plástica es dependiente del tamaño, forma, y número de partículas en un fluido en movimiento. PV se calcula usando esfuerzos cortantes medido a 600 y 300 rpm en el viscosímetro Fann 35.

Punto de fluencia, YP (lb /100 ft²): La fuerza mínima necesaria para iniciar el flujo.

Número de Reynolds, Re: Este es un número adimensional que determina si un flujo fluido está en flujo laminar o turbulento. Un número de Reynolds superior

($Re > 2100$) marca el inicio del flujo turbulento en la mayoría de los fluidos de perforación. Para el flujo laminar ($Re < 2.100$).

Regímenes de Flujo: Existen 3 tipos básicos de regímenes de flujo, laminar, turbulento y transicional

a). flujo laminar: En el flujo laminar, capas de fluido fluyen en paralelo entre sí de una manera ordenada. Este flujo se produce a bajas y moderadas velocidades de cizallamiento.

b). flujo turbulento: Este flujo se produce a altas velocidades de cizallamiento, la fricción entre el fluido y las paredes del canal es más alto para este tipo de flujo. Este es un flujo típico en el interior de la tubería de perforación y los drillcollars.

c). Flujo de Transición: se produce cuando ocurren los cambios de flujo en el fluido de laminar a turbulento o viceversa.

MODELO PLASTICO DE BINGHAM

Basándose en el Modelo Plástico de Bingham se utilizan las siguientes ecuaciones para evaluar la caída de presión en el interior de la tubería y el espacio anular y se muestran las unidades de las variables explícitas e implícitas.

OD = Diámetro Externo (pulg)

L = Longitud (Pies)

V = Velocidad (Pie/min)

YP = yield point ($\text{lbf}/100\text{pies}^2$)

Dh = Diámetro del Agujero (pulg)

D = ID = Diámetro Interno (pulg)

ρ = Densidad (Lb/Gal)

PV = Viscosidad Plástica (cp)

Q = Gasto de la Bomba (Gal/min)

De = Dh – OD

A). FLUJO EN LA TUBERIA

Determinar la velocidad promedio (V') y la velocidad crítica (V_c):

Ecuación 2. Ecuación de velocidad promedio en la tubería

$$V' = \frac{24.5 * Q}{D^2}$$

Ecuación 3. Ecuación de velocidad crítica en la tubería

$$V_c = \frac{97 * PV + 97 * \sqrt{PV^2 + 8.2 \rho D^2 YP}}{\rho D}$$

✓ Si $V' > V_c$, Flujo Turbulento. Usar:

Ecuación 4. Ecuación perdida de presión en la tubería para flujo turbulento

$$P = \frac{8.91 * 10^{-5} * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * (PV)^{0.2} * L}{D^{4.8}}$$

✓ Si $V' < V_c$, Flujo Laminar. Usar:

Ecuación 5. Ecuación perdida de presión en la tubería para flujo laminar

$$P = \frac{L * PV * V'}{90000 * D^2} + \frac{L * YP}{225 * D}$$

B). FLUJO EN EL ANULAR

Determinar la velocidad promedio (V') y la velocidad crítica (V_c):

Ecuación 6. Ecuación de velocidad promedio en el anular

$$V' = \frac{24,5Q}{Dh^2 - OD^2}$$

Ecuación 7. Ecuación de velocidad crítica en el anular

$$V_c = \frac{97PV + 97\sqrt{PV^2 + 6.2\rho De^2 YP}}{\rho De}$$

Donde $De = Dh - OD$

✓ Si $V' > V_c$, Flujo Turbulento. Usar:

Ecuación 8. Ecuación perdida de presión en el anular para flujo turbulento

$$P = \frac{8.91 * 10^{-5} * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * (PV)^{0.2} * L}{(Dh - OD)^3 (Dh + OD)^{1.8}}$$

✓ Si $V' < V_c$, Flujo Laminar. Usar:

Ecuación 9. Ecuación perdida de presión en el anular para flujo laminar

$$P = \frac{L * PV * V'}{60000 * De^2} + \frac{L * YP}{225 * De}$$

✓ **CAPACIDAD DE TUBERIA, AGUJERO Y ESPACIO ANULAR:** (Pie^3)

Ecuación 10. Ecuación para calcular la capacidad en la tubería

$$CAP.TUB. = \frac{\pi \cdot Di^2}{4} * L * \frac{1 pie^2}{144 pu lg^2} = Pie^3$$

Ecuación 11. Ecuación para calcular la capacidad en el espacio anular

$$CAP.E.A. = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} * L * \frac{1 pie^2}{144 pu lg^2} = Pie^3$$

Di = Diámetro interior de la tubería o agujero en pulgadas (Pulg)

D = Diámetro del agujero en pulgadas (Pulg)

d = Diámetro exterior del tubo en pulgadas (Pulg)

L = Longitud de la tubería (Pies)

✓ **CAIDA DE PRESION EN LAS TOBERAS Y/O BARRENA:** (Psi)

Ecuación 12. Ecuación para calcular la Caída de presión en la barrena

$$\Delta P = \frac{Q^2 * DI}{10856 * ATF^2}$$

10856 = Constante.

Q = Gasto de bomba, GPM.

DI = Densidad del fluido, lb/gal.

ATF = Área total de flujo, pulg²

✓ **PERDIDA DE PRESION POR BOQUILLA:** (Lb/pulg.²)

Ecuación 13. Ecuación para calcular perdida de presión por boquilla

$$Pb = \frac{156,5 * Q^2 * \rho}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2]^2}$$

✓ **CABALLOS DE FUERZA HIDRAULICA EN LA BROCA:** (HHPb)

Ecuación 14. Ecuación para calcular caballos de fuerza hidráulica en la broca

$$HHPb = \frac{Q * Pb}{1714}$$

✓ **CABALLOS DE FUERZA HIDRAULICA POR PULGADA CUADRADA DEL DIAMETRO DE LA BROCA:**

Ecuación 15. Ecuación para calcular los caballos de fuerza hidráulica en la broca por pulgada cuadrada del diámetro de la broca

$$HHPb / \text{pulg.}^2 = \frac{HHPb * 1,27}{\text{TamañoBroca}^2}$$

✓ **CALCULO PARA EL AREA DE UNA TOBERA Y AREA TOTAL DE FLUJO:**

(pulg.²)

(ATF de una tobera)

Ecuación 16. Ecuación para el área de una tobera y área total de flujo

$$ATF = \left[\frac{\phi TOB.FRACC.}{2} \right]^2 * \pi * Y$$

Y = Numero de toberas

✓ **VELOCIDAD DE CHORRO DE LA TOBERA O JETS: (Vj)**

Ecuación 17. Ecuación para determinar la velocidad de chorro en la tobera o jets

$$Vj = \frac{Q * 0.32066}{ATF}$$

Vj = Velocidad de tob., ft/min.

Q = Gasto de bomba, GPM.

ATF = Área Total de Flujo, pulg²

✓ **DENSIDAD DE CIRCULACION O EQUIVALENTE:(gr/cc)**

Ecuación 18. Ecuación densidad de circulación equivalente

$$D.E.C. = \frac{Pa * 0.703}{P} + DI$$

Pa = Caída de presión por fricción en el E. A., Psi.

DI = densidad del fluido, gr/cc

P = Profundidad del pozo, m.

✓ **PESO DE UN TUBO (PARTE LISA):(lbs/pie)**

Ecuación 19. Ecuación peso de un tubo

$$P = (D^2 - d^2) * 2.67$$

D = Diámetro exterior, pulg.

d = Diámetro interior, pulg.

✓ **RESISTENCIA A LA TENSION DE UN TUBO:** (Kg.)

Ecuación 20. Ecuación resistencia a la tensión de un tubo

$$R_t = 0.1333 * R * P$$

R = Resistencia a la tensión del material

P = Peso del tubo, lbs /pie (PARTE LISA)

✓ **MAXIMO PESO DISPONIBLE PARA LA BARRENA:**

Si la tubería de perforación trabaja en compresión igual forma que tienda a pandearse sufre serios daños.

Para evitar este problema, parte del peso de los Drill Collar, o la herramienta (10%, 15% o 20%), se utiliza para mantener en tensión la sarta de perforación y de esa forma el PUNTO NEUTRO queda en la herramienta; por esta razón a esta parte se le denomina FACTOR DE SEGURIDAD.

Ecuación 21. Ecuación para calcular el máximo peso disponible para la broca

$$M_p = \frac{PHR}{F.S}$$

Mp = máximo peso disponible sobre la broca., toneladas (tons)

PHR = peso de la herramienta en el fluido de perforación, tons.

F.S = factor de seguridad expresado en 1.10 es 10%, 1.15 es 15%, etc.

➤ Otro método de cálculo es:

1. (Longitud de d.c. mts.) * (Peso de d.c. utilizado)= (tons.)

2. (Longitud de h.w. mts.) * (Peso de h.w. utilizado)= (tons.)

3. $FACTORDEFLOTACION = \left(\frac{\varphi_{LODO}}{\varphi_{ACERO}} \right)^{-1}$ $\varphi_{acero} = 7.85 \text{ gr/cc.}$

4. Peso de la herramienta (d.c.) y h.w. afectada por el factor de flotación es igual a la suma de los paso 1 y 2 multiplicado por el factor de flotación.
5. El resultado obtenido del peso de d.c. y h.w. afectados por el f.f. se multiplica por 0.85 (F.S) dando como resultado el peso máximo sobre la barrena.

✓ **PUNTO NEUTRO:** Se denomina punto neutro en la sarta de perforación a la parte del tubo que está sufriendo el movimiento cíclico de tensión-compresión y por lo tanto es necesario que este punto se encuentre siempre trabajando en tubos de pared gruesa, como son los D.C. o la tubería de perforación H.W.

Ecuación 22. Ecuación para determinar el punto neutro

$$P_n = \frac{P.S.B.}{F.f.*P_{DC}}$$

$$P = Lh + \frac{Pe}{F.f.*P_{HW}}$$

P_n = Altura a la que se encuentra el punto neutro, m.

P.S.B.= Peso que está cargando la barrena, Kg.

F.f. = Factor de flotación.

P_{DC} = Peso de Drill Collar en el aire, Kg/m.

P = Altura a la que se encuentra el Punto Neutro cuando se está utilizando la T.P. extrapesada como herramienta, m.

Lh = longitud de la herramienta, Drill collar, m.

Pe = Peso de la tubería extrapesada que esta aplicada a la bna. En Kg. = Peso sobre la Bna. – Peso de D.C. en el lodo.

P_{HW} = Peso de la T.P. extrapesada (H.W.) en el aire, Kg/m.

✓ **FACTOR DE FLOTACION:** Adimensional

Ecuación 23. Ecuación para calcular el factor de flotación

$$FACTORDEFLOTACION = \left(\frac{\varphi_{LODO}}{\varphi_{ACERO}} \right) - 1$$

Ff= Factor de Flotación

φ_{Lodo} = Densidad del lodo. gr/cc

φ_{Acero} = Densidad del acero. 7,85 gr/cc

✓ **PRESION DE FORMACION:** (Kg/cm²)

Es la presión que ejercen los fluidos (gas, aceite, agua o las combinaciones de estos) contenidos en los poros de las rocas. A esta presión se le conoce también como presión de roca, yacimiento de depósito y de poro.

Ecuación 24. Ecuación para calcular la Presión de formación

$$Pf = Ph + P_{TP}$$

Pf = Presión de formación, Kg/cm²

Ph = Presión hidrostática, Kg/cm²

P_{TP} = Presión en tubería de perforación, Kg/cm²

✓ **GRADIENTE GEOTERMICO (COSTA DEL GOLFO DE MEXICO):**

Ecuación 25. Ecuación para calcular el gradiente geotérmico

$$T = 21.1 + \frac{P}{35}$$

T = Temperatura en °C (A profundidad mayor de 30 m.)

P = Profundidad, m.

✓ **POTENCIA HIDRAULUCA EN LA BARRENA:(HPH)**

Ecuación 26. Ecuación para calcular la Potencia hidráulica en la broca

$$P_b = 0.65 * P_B$$
$$P_s = 0.35 * P_B$$

✓ **FUERZA DE IMPACTO EN LA BARRENA:(IH)**

Ecuación 27. Ecuación para calcular la fuerza de impacto en la broca

$$P_b = 0.49 * P_B$$
$$P_s = 0.51 * P_B$$

P_b = Presión de la barrena.

P_B = Presión de bombeo

P_s = Perdida de presión.

Proporciona el total de la fuerza en libras que se ejerce en la cara de la formación al hacer circular el fluido a través de las toberas de la barrena.

REGLA: En la mayoría de las operaciones de perforación se maximiza la fuerza de impacto cuando el 50% de la presión superficial se consume en la barrena.

4.2. MODELO VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

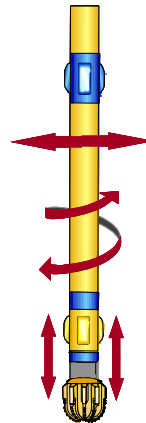
Las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo en algunas ocasiones generan desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca.

Al detectar la vibración se comprueba que está presente hasta cierto punto, pero puede ser perjudicial en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo).

Existen tres tipos principales de vibración en la sarta de perforación:

- ✓ **Vibración Torsional:** Rotación variable en la tubería, torque y RPM.
- ✓ **Vibración Axial** Hacia arriba y hacia abajo, rebotes de la broca.
- ✓ **Vibración Lateral** Rotación descentrada, vibración lado a lado.

Figura 20. Tipos de vibraciones presentes en la sarta



Fuente: BAKER HUGHES. Manual del Operador de Barrenas. 2011. Pág. 28.

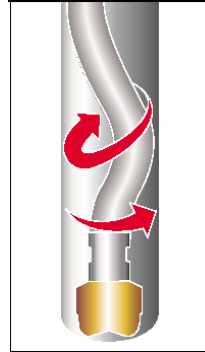
Todas estas vibraciones dañan la broca y algunos elementos de la sarta, dado el caso de detección, finalizarlas y/o contrarrestar el problema. Cabe recalcar que las vibraciones deben ser evitadas durante la perforación.

4.2.1. VIBRACIÓN TORSIONAL

Se genera cuando la fricción de resistencia supera el torque aplicado disminuyendo o deteniendo la rotación. En superficie se observa una variación opuesta de las lecturas del torque y la rotación; en otras palabras, alto torque =

baja rotación, bajo Torque = alta rotación. Esto se debe al alternamiento de aceleración y deceleración del BHA y de la broca.

Figura 21. Vibración Torsional



Fuente: BAKER HUGHES. Manual del Operador de Barrenas. 2011. Pág. 29.

Esta vibración produce un efecto de “stick slip” en el BHA y en la broca por ello la broca se detiene completamente hasta que la fuerza de torsión suministrada en superficie se acumula en la sarta de perforación supera la resistencia y la fricción y puede hacer que giren la broca y el BHA.

En la mayor parte de los casos se presenta en pequeña medida la vibración torsional cuando la sarta comienza a rotar. Una vez la broca hace contacto con el fondo, la velocidad rotacional de la sarta empieza a disminuir y por ende un pulso de torque mucho más severo viaja hasta superficie, donde se puede observar la disminución en las RPM.

Problemas:

- Los elementos de corte de la broca se dañan por fatiga debido a la carga variable sobre los cortadores y a las RPM variables.
- Mínima Rata de penetración
- Fatiga en las conexiones y falla prematura en la sarta, en el BHA y en las herramientas de fondo.
- Escapes y falla por cizallamiento en la tubería.

- Viajes de pesca y el reemplazo de partes de la sarta.
- Este efecto se genera fácilmente con brocas PDC, debido a que no tienen partes móviles (conos ni rodamientos)

Las vibraciones torsionales frecuentemente están presentes en algún grado, pero aún más en los siguientes casos:

- Litologías duras y abrasivas.
- Pozos Direccionales con ángulo alto o desviado.

Entre los factores que contribuyen se encuentran:

- Tipo de broca – las brocas PDC generan altos niveles de fricción para que se inicie la fase “stick”.
- Angulo de hueco – Las oscilaciones son más pronunciadas en pozos con alto ángulo.
- Peso y estabilidad del BHA – Controla el modo torsional de la sarta.
- Lubricidad del lodo – Mayor lubricidad reducirá la fricción, más difícil de “stick”

Gracias a la identificación de la vibración torsional por medio de un análisis torsional en alta frecuencia, o por medio de herramientas de fondo, se pueden hacer las siguientes operaciones para remediar el problema:

- Incrementar rata de perforación, sea en superficie o en fondo (motor o turbina), hasta que se erradique la situación.
- Disminuir el peso sobre la broca (WOB).
- El rango de 150 a 220 RPM aplicado con motores de fondo a una broca PDC permite una velocidad crítica de rotación en la broca en la cual la vibración torsional es mínima.

- Es recomendable reducir la amplitud y la frecuencia de las oscilaciones torsionales en el “stick-slip”, primero incrementando las RPM ya que la reducción del WOB implicaría una disminución en la ROP. Ambos métodos han mostrado ser igualmente efectivos.⁶

4.2.2. VIBRACIÓN AXIAL

La vibración axial aparece durante la perforación en dos formas:

- Vibración Vertical cuando la broca está en contacto con la formación.
- Rebotes de la broca contra el fondo del pozo.

Figura 22. Vibración Axial



Fuente: BAKER HUGHES. Manual del Operador de Barrenas. 2011. Pág. 28.

Estas vibraciones ocurren durante todas las fases de la perforación, se produce por el impacto inicial de la broca con la formación en el fondo. El rebote inicial de la broca se inicia al llegar al fondo con una velocidad excesiva. Esta amplitud puede ser reducida simplemente bajando la sarta a una velocidad menor. Estas vibraciones también se generan por el cambio de litología (lo cual puede elevar el impulso sobre la broca), o por un desgaste excesivo o desigual sobre la broca, o por vibración torsional y lateral.

⁶ DAVID HAWKER, KAREN VOGT, ALLAN ROBINSON. “Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Capítulo 7: Problemas en la Perforación”. 2002, pág. 154.

Los incrementos en vibración axial comúnmente están acompañados de “stick-slip”, cambios repentinos en el WOB y en las RPM. Generalmente, entre más dura sea la formación, más alta será la frecuencia de vibración axial de la broca.

Problemas:

- Fallas mecánicas en el BHA.
- Reducción en ROP
- Se inducen otros modos de vibración por impacto.
- Falla o desgaste de la Broca

Las Vibraciones Axiales son más comunes en:

- Formaciones Duras
- En pozos verticales donde es más fácil la propagación de energía por la sarta.
- Cuando se perfora con brocas tricónicas, pues tienen partes móviles y menor área de contacto.

Es común que exista algún grado de vibración axial, pero puede ser un problema en un ambiente de perforación difícil como cuando hay vibración torsional.

Entre los factores que contribuyen están:

- Dureza de la litología.
- Tipo de broca (si es tricónica o PDC).
- Angulo de hueco – En los pozos desviados la sarta amortigua la vibración axial.
- Longitud del BHA.
- Viscosidad del Fluido.

Las vibraciones axiales se pueden reconocer por lo siguiente:

- Indicación errónea del peso sobre la broca
- Vibración y sacudimiento en superficie
- Durante los rebotes de la broca, variaciones en la presión cuando la broca gana y pierde contacto con el fondo.

Soluciones:

- Bajar lenta y pausadamente la broca hacia el fondo.
- Reducir el peso sobre la broca (WOB), ajustando las RPM. Hay que tener en cuenta el tipo de formación
- Usar brocas PDC, y shock subs
- Incrementar las RPM tendrá el efecto de reducir la severidad de la vibración torsional, la cual puede ocurrir al tiempo con la axial.

El uso de brocas PDC reduce la inducción de la vibración axial, pero no es tan efectivo como el uso de un shock-sub, el cual debe ser instalado directamente encima de la broca, o del motor de fondo.⁷

4.2.3. VIBRACIÓN LATERAL

La vibración lateral está definida como una rotación no central de la broca y / o el BHA, causando impactos laterales contra la pared del pozo. La rotación de la sarta genera y mantiene este movimiento.

La excentricidad resultante causa un desbalance dinámico el cual genera a su vez vibración torsional, axial y lateral. Puede tomar tres formas, cada una más severa que la anterior:

- **Vibración Rotacional de la broca (Bit Whirl)** Define la rotación excéntrica de la broca, lo cual es muy común en las brocas PDC.
- **Vibración excéntrica Rotacional del BHA (Forward BHA Whirl)** Describe la rotación excéntrica, cuyo eje gira en el mismo sentido de la sarta.(En sentido horario)

⁷ DAVID HAWKER, KAREN VOGT, ALLAN ROBINSON. "Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Capítulo 7: Problemas en la Perforación". 2002, pág. 156.

- **Vibración excéntrica Contrarrotacional del BHA (Backward BHA Whirl)**

Ocurre cuando la fricción contra la pared del pozo ocasiona una rotación en sentido antihorario, opuesto a la rotación de la sarta.

La vibración lateral necesita de cargas y esfuerzos mayores de los que son necesarios para inducir vibraciones torsionales o axiales. Sin embargo se sabe que la vibración lateral es iniciada por la vibración torsional o por la vibración axial, y puede ser más destructiva que cualquiera de ellas, un hecho aún más grave por la dificultad en ser detectado.

Problemas:

- Baja ROP
- Desgaste prematuro de la broca.
- Desgaste desigual en la sarta y en los estabilizadores – Además del metal erosionado que cae dentro del pozo debido al impacto contra la pared del pozo y contra el revestimiento.
- Fisuras y fallas en el BHA.
- Aumento del diámetro del pozo, inestabilidad del hueco, daños al revestimiento.
- Impactos laterales que inducen otras vibraciones.

Ocurre generalmente en las siguientes circunstancias:

- Litologías alternadas.
- Pozos verticales – Donde es más fácil estimular el movimiento circular excéntrico (Lo que es virtualmente imposible en pozos desviados por efecto de la gravedad)

Algunos factores que contribuyen son:

- Tipo de broca – Las PDC se salen más fácilmente de su centro de giro.
- Estabilidad y centralización del BHA.
- Litología de dureza alternante.
- Asentamiento inicial de la broca.

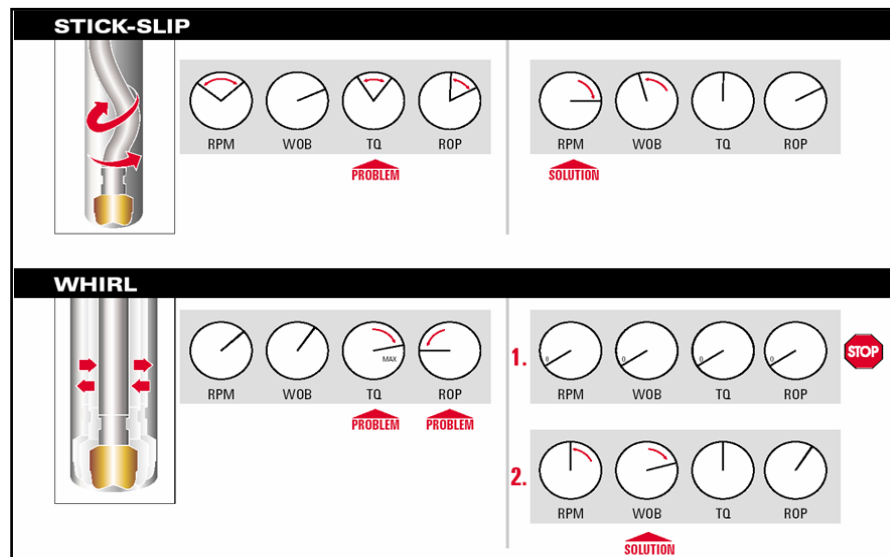
Cuando se presentan vibraciones axiales y torsionales pueden indicar que hay rotación excéntrica. El período de la vibración será menor y menos cíclico que en “stick-slip” torsional. Aunque es difícil de detectar, es apropiado asumir que en un pozo vertical, con mala centralización del BHA, que use una broca tipo PDC, perforando litologías alternadas y habiendo vibraciones torsionales y axiales, habrá rotación excéntrica (whirl) en la broca y / o en el BHA.

Soluciones:

- Reducir las RPM, cambiar el peso sobre la broca (WOB)
- Se pueden usar brocas “anti-whirl”, las cuales han sido modificadas para mejorar la estabilidad y la dirección.
- Ensamblajes de fondo (BHAs) empacados y centralizados.

Con el fin de evitar la vibración lateral, existen algunas medidas correctivas para reducir la vibración axial y torsional. La rotación excéntrica no parece ocurrir hasta que dichas vibraciones no aparezcan.⁸

Figura 23. Tabla de Vibraciones



Fuente: BAKER HUGHES. Manual del Operador de Barrenas. 2011. Pág. 30.

⁸ DAVID HAWKER, KAREN VOGT, ALLAN ROBINSON. "Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Capítulo 7: Problemas en la Perforación". 2002, pág. 157.

4.3. MODELO DE TORQUE Y ARRASTRE

Análisis de torque y arrastre:

Para seleccionar adecuadamente la tubería se hace necesario realizar un estudio de la magnitud de las cargas torsionales y friccionales (Arrastre) presentes durante las operaciones de perforación en un pozo. Se analiza el torque y arrastre para la sección óptima de la sarta de perforación, tuberías de revestimiento, en particular para los “liners” o tuberías de revestimientos cortas.

La evaluación o modelación del torque y arrastre en las tuberías se realiza con varios propósitos:

- Seleccionar la tubería con suficiente resistencia al torque y la carga axial
- Determinar los requerimientos del equipo
- Optimizar la trayectoria en pozos desviados
- Analizar el efecto de desgaste en tuberías

El modelo de torque y arrastre propuesto por Johancsik et al, es el más utilizado en la industria para realizar los análisis de las cargas actuantes en una tubería. Este modelo representa a la sarta de tuberías como un cable que es capaz de transmitir la carga axial resultante, sin considerar los momentos de flexión generados. La fricción es el producto de las fuerzas normales y un coeficiente de fricción. Las Fuerzas normales se dividen en dos componentes: el peso flotado de la sarta y la fuerza de reacción lateral de una sarta en tensión en una sección curva en un pozo desviado. Las siguientes ecuaciones permiten cuantificar la magnitud de la fuerza normal y de fricción que actúan en la tubería.

Ecuación 28. Calculo la fuerza normal y de fricción que actúan en la tubería

$$Fn = \left[(T\Delta\Phi \text{sen}(\Phi p))^2 + (T\Delta\Phi + W\text{sen}(\Phi p))^2 \right]^{1/2}$$

$$\Delta T = W \cos(\Phi p) \pm fFn$$

$$\Delta M = fFnR$$

$$Ff = fFn$$

Dónde:

R: Radio de curvatura (pg)

f :Factor de fricción (adimensional)

Fn : Fuerza Normal (lbf)

W : Peso Flotado de la Sarta (lbf/ft)

T: tensión axial, en la parte inferior de la sarta (lbf)

Ff: Fuerza de Fricción actuando en la Sarta (lbf)

ϕ: Ángulo máximo de inclinación (grados)

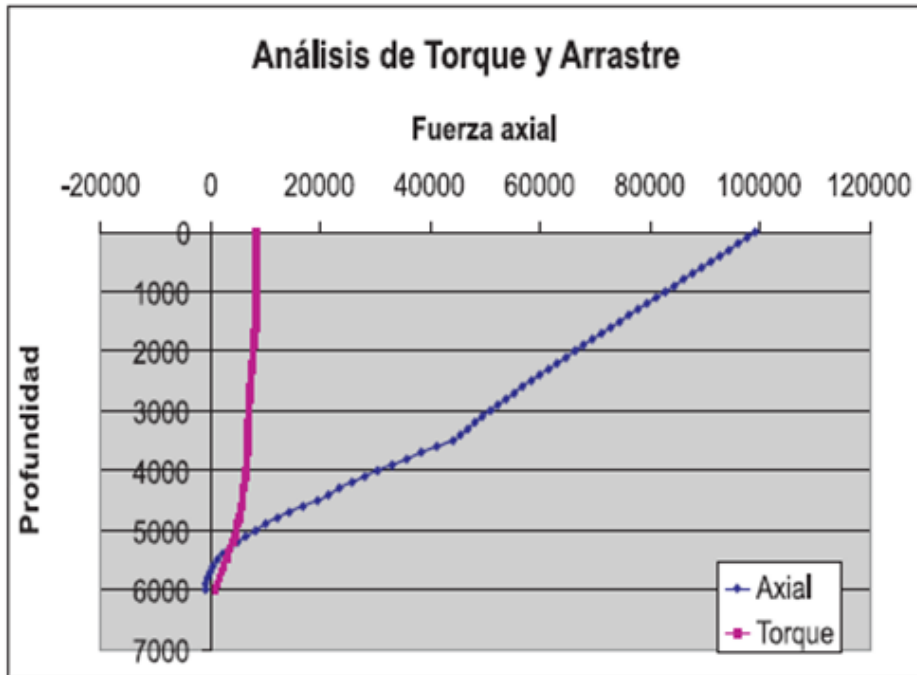
ϕp: Ángulo promedio de severidad (grados)

M: Torsión de la Sarta (lbf-ft)

El resultado de la ecuación anterior puede ser positivo o negativo. Esto depende de si la sarta corre en el interior del pozo, o si es jalada para sacarla. En los modelos matemáticos, se utiliza un vector velocidad, el cual se divide en dos componentes: la velocidad circunferencial debida a la rotación de la tubería y la velocidad axial, que es relacionada a la velocidad del viaje y ritmo de perforación en el caso de sargas de perforación. De tal manera al incrementar la rotación de una tubería, incrementara la velocidad circunferencial. A la vez esta disminuirá la velocidad axial. Esto trae consigo una disminución de la fuerza friccional.

Ya en el diseño, el cálculo de torque y arrastre debe incluirse con factores de fricción críticos, en todos los casos de carga así se asegura la respuesta en resistencia a la torsión y a la carga axial de la tubería. De esta manera se garantiza que la tubería sea introducida, rotada, deslizada y jalada. La siguiente figura muestra un ejemplo del análisis de cargas torsionales y axiales por efecto de la fricción en un pozo desviado.

Figura 24. Análisis de Cargas Torsionales y Axiales en la Sarta



Fuente: Manual del Petróleo. Capítulo 5: Tuberías. pág. 81,82.

5. ANALISIS TÉCNICO - CALCULOS POZO TIPO

5.1. DESCRIPCION DEL REVESTIMIENTO DE PERFORACION, HUECO ABIERTO, CASING Y PARAMETROS OPERACIONALES

Tabla 11. Parámetros Operacionales

Drill - String		Drill - Csg	Hole Description		
ID in		6.276	Open Hole		
OD in		7	Hole Size	8.625	In
Coupling OD in		7.656	TD	4384	Ft
Weight lb/ft		26	Casing Hole		
Grade		N-80	Shoe	340	Ft
Jt. Length		38	Csg. Size	9.625	In
Length ft		4384	Csg.ID	8.921	In
Operating Parameters					
			WOB	15	1000 lb ft/hr
			String RPM	50	
			ROP	80	

5.2. PROPIEDADES DEL LODO E HIDRAULICA

Tabla 12. Propiedades del Lodo, Broca y Underreamer

Mud & Hydraulics			Bit & Underreamer			
Density	9	ppg		Bit	U.R. Size	8.625
PV	20	cp	Type	PDC		
YP	15	lb/100sq	Hole Dia	6	8.625	in
Flow Rate	250	gpm	Jet 1	13	0	1/32 in
Standpipe Type	3		Jet 2	13	0	1/31 in
Drill Lock			Jet 3	13	0	1/32 in
Size in Model	7	In	Jet 4	13	Internal U.R Jet	1/32 in
	Type 3		Jet 5	13		1/32 in
Bit Depth	4384	ft	Jet 6	13		0

Tabla 13. Perdidas de Presión del Sistema e Hidráulica Broca, Underreamer

Total System Loss psi		Bit & Reamer Hydraulics		
Surface	8			Bit
Bha	0	Flow Rate	gpm	250
Drill Csg ID	16	Flow Area	sq in	0.78
Drill Lock	1	Press Drop	psi	72
UR or UR Jet	12	Jet Vel	ft/sec	103
Bit	72	Hyd Power	HHP	0.4
Annules	344	Impact	lb	120
Total	453			

UR Activation Pressure	83
Eq. Circulating Density	
Without Cuttings	10.55
With Cuttings	10.72

Tabla 14. Hidráulica Anular

Annular Hydraulics			
	ft/min	Re	Reg
Drill Csg/Open Hole	241	1032	Lam
Drill Csg/Casing	200	895	Lam
Hydraulic Lift	17.8	1000 lb minutes	
Bottoms Up Time	18		

5.3. ANALISIS DE TENSIONES EN LA TUBERIA: TORQUE, ARRASTRE

Tabla 15. Parámetros Operacionales

OPERATING PARAMETERS		
Top Drive	30000	Lb
Open Hole FF	0.20	
Csg. Hole FF	0.30	
Weight on Bit	15	1000 Lb
String RPM	50	
Bit Torque	4693	ft-Lb
Mud Density	9	ppg
Penetration Rate	80	ft/hr
Bit Depth	4384	ft
String twist	194.91	deg
Neutral Point	3461.4	ft
Total String Torque	5794	ft-lb
Hook Load, Drilling	92.2	1000 Lb
Hook Load, Pick up	111.7	1000 Lb
Hook Load, Slack off	103.2	1000 Lb

Tabla 16. Análisis de Esfuerzos Casing Drilling

Parameters Casing		
Coupling eff. (tension)	100	%
Yield Strength	80	Ksi
Ultimate Tensile	100	Ksi
Stress Analisis		
Max. Bending Stress	2.2	Ksi
Maximun % Yield	15.6	%
Max. Equivalent	2.3	Ksi
Centralizers		
Total Centralizers Needed	29	

5.4. GRAFICAS CORRESPONDIENTES AL POZO TIPO

Figura 25. Grafica Profundidad vs Inclinación

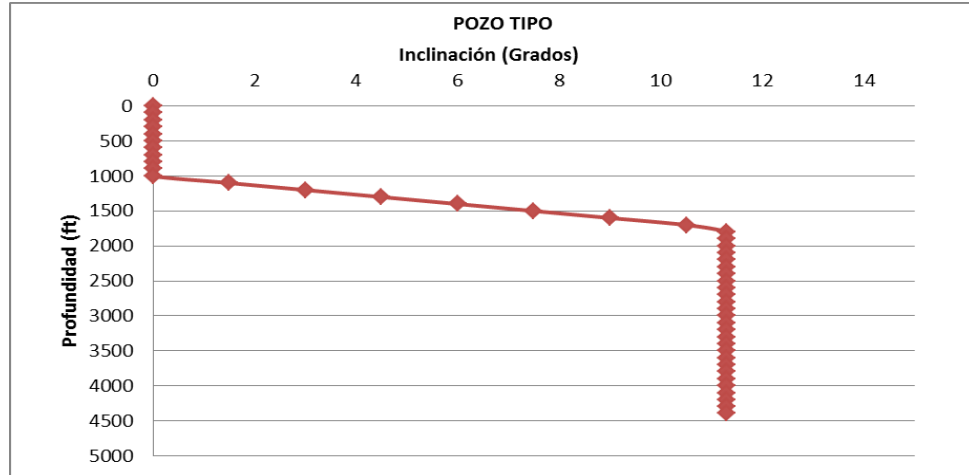


Figura 26. Grafica Profundidad vs Azimut

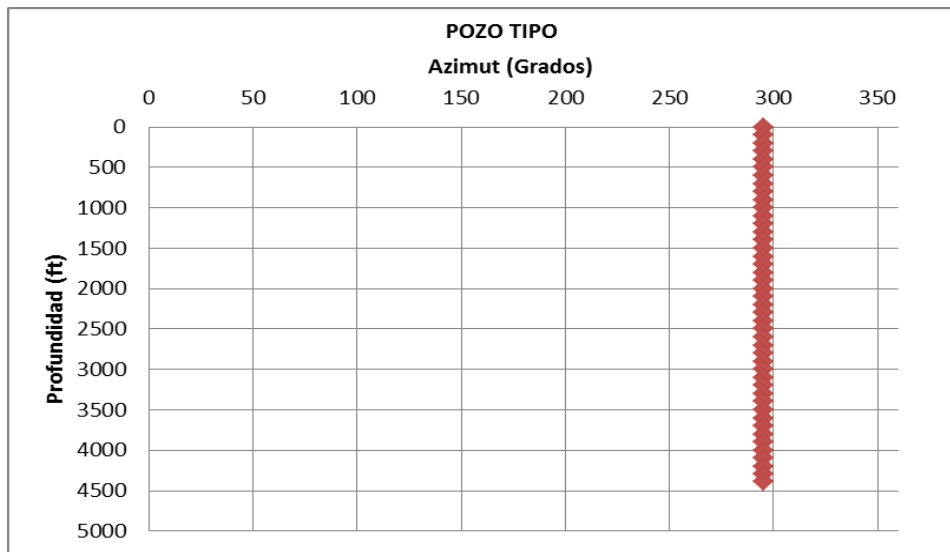


Figura 27. Grafica Profundidad vs Torque en la Sarta

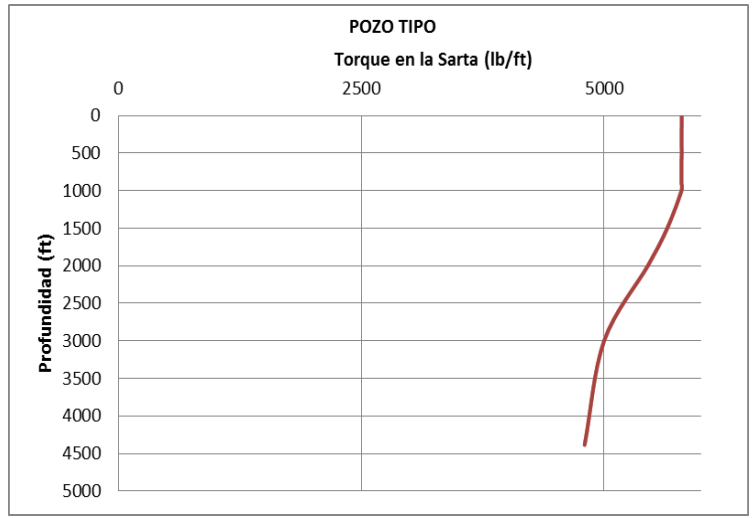


Figura 28. Grafica Profundidad vs Tensión en la Sarta

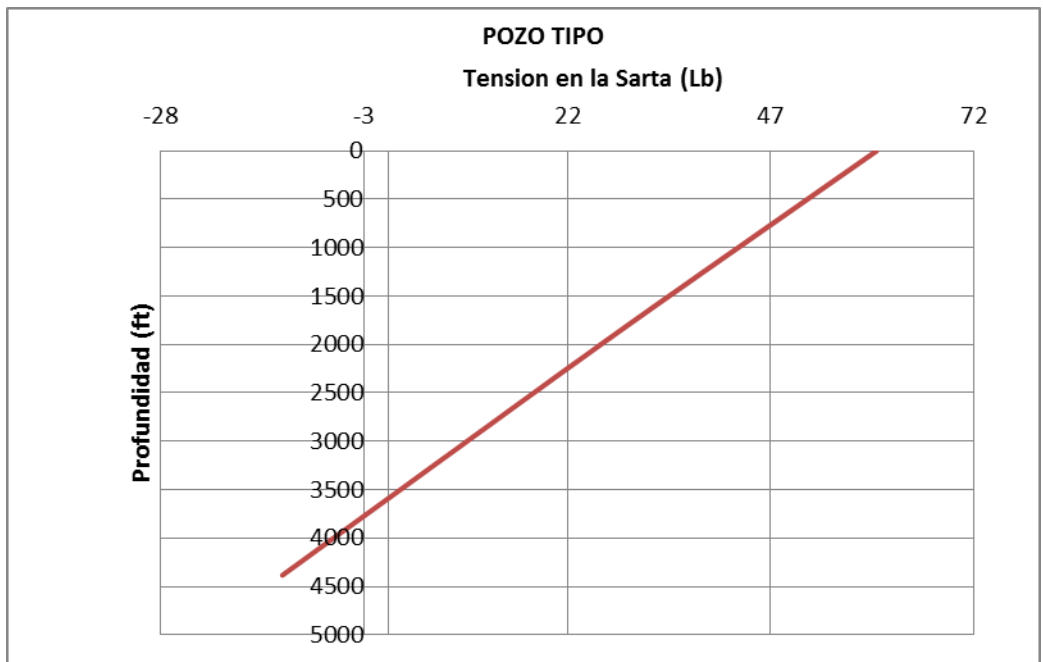


Figura 29. Porcentaje de Rendimiento debido a las Cargas

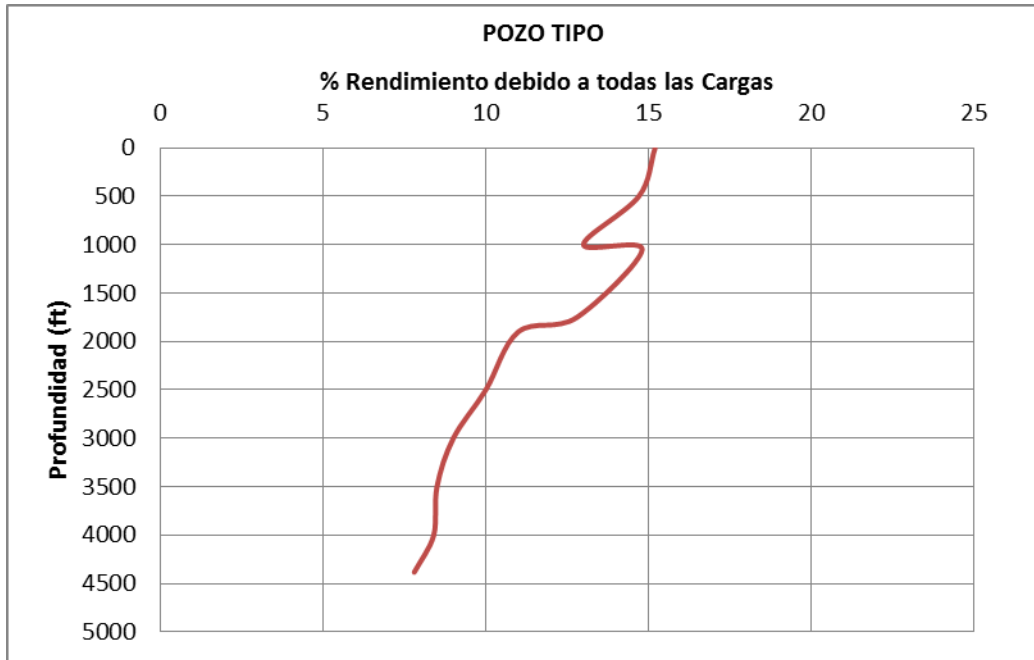
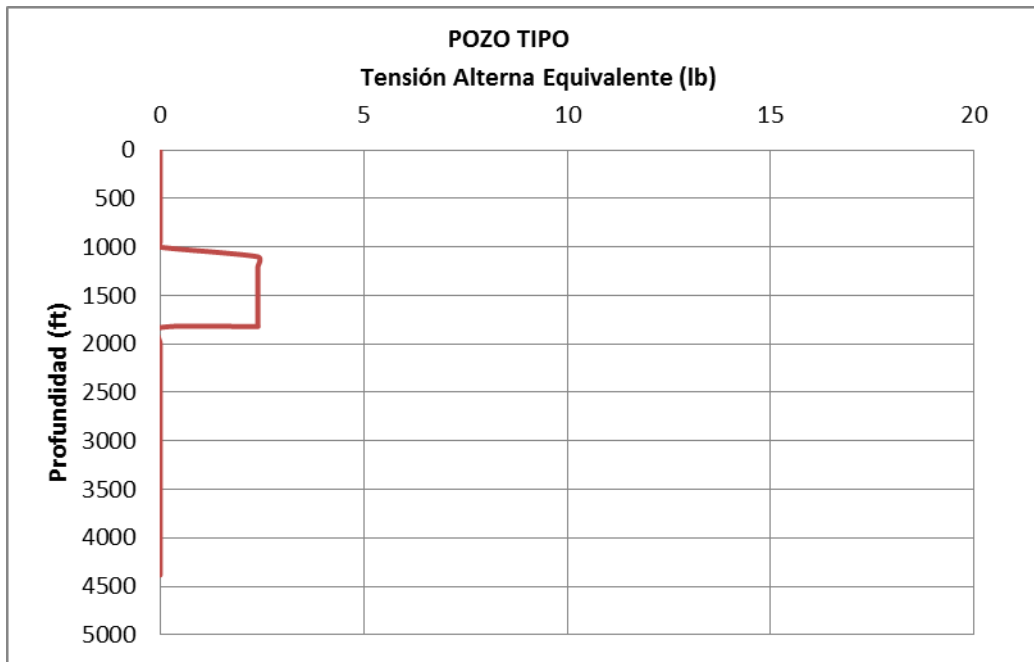
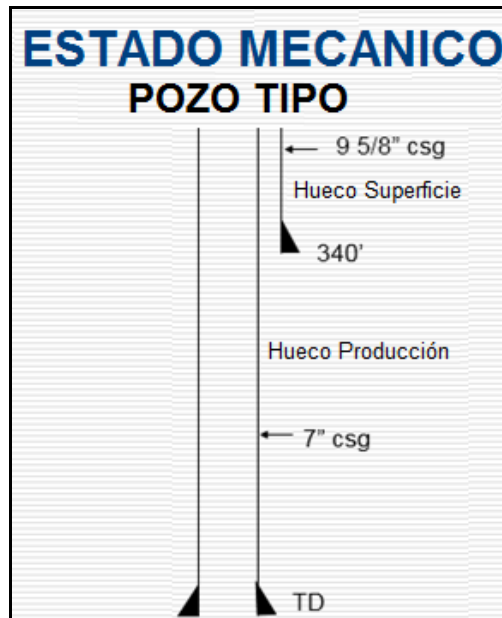


Figura 30. Grafica Profundidad vs Tensión Alternativa Equivalente



6. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE PERFORACIÓN POZO TIPO

Figura 31. Estado Mecánico del Pozo Tipo



6.1. ETAPA INICIAL DE PERFORACIÓN POZO TIPO

La Etapa inicial de perforación (0' - 340') se realiza con la técnica convencional y en el caso de la etapa final se evalúan las dos técnicas para la perforación del pozo tipo.

Probar el taladro para su funcionamiento apropiado.

- a. Conductor: 16" hasta +/- 25': Sentar el conductor de 16" hasta +/- 25' por debajo del nivel del terreno.
- b. Hueco de superficie – 12 1/4" hasta +/- 340' MD.
- c. Mezclar lodo de spud.
- d. Los equipos del control de sólidos deben mantenerse en las mejores condiciones de operación. Mantener las mallas más finas que sean posible en el shale shaker
- e. Preparar la broca de 12 1/4" y el BHA de acuerdo con el diseño de la sarta de perforación

- f.** Asegurarse de que todo el BHA esté calibrado correctamente en su ID, OD y longitud antes de armarlo.
- g.** Iniciar el hueco de 12 1/4" utilizando bajas RPM y WOB hasta que los DC de perforación estén por debajo del conductor de 16" conductor. No permitir que la sarta de perforación golpee la tubería del conductor.
- h.** Iniciar con parámetros conservadores (250 GPM, 2 Klb WOB y 40 RPM) e ir incrementando progresivamente.
- i.** Continuar perforando el hueco hasta +/- 340' como punto para asentar tubería de revestimiento. Tomar registro de desviación con el Totco y POOH.
- j.** Bombear píldora viscosa, circular hasta tener pozo limpio, asegurarse revisando zarandas.
- k.** Sacar sarta hasta superficie y quebrar BHA y tubería.
- l.** Bajar revestimiento de 9 5/8" hasta fondo, asegurarse tocando fondo y levantar 5 pies por encima del fondo.
- m.** La bajada del revestimiento se realizará a velocidad controlada
- n.** En caso de presentarse pérdida de circulación durante la perforación o durante la bajada y circulación del revestimiento en fondo, previo a la cementación se prepararán 2 píldoras de 35 barriles de lodo con 40 – 60 lb/bbl de LCM a ser bombeadas la primera después de bajar el revestimiento hasta el fondo e iniciar a circular a caudal reducido sacando el fondo arriba y la segunda deberá ser bombeada antes de los espaciadores / lavadores y de este modo minimizar los problemas de pérdida de circulación que puedan presentarse durante la cementación.
- o.** Realizar cementación de manera convencional con desplazamiento volumétrico y 100% de exceso en el volumen de cemento.
- p.** Desconectar las líneas de flujo y cortar el conductor de 16". Revisar las muestras de cemento en superficie y después de un período mínimo de tres horas, W.O.C. y si las muestras están regularmente duras, liberar tensión en el revestimiento de 9 5/8".
- q.** Al finalizar la cementación esperar fragüe 3 horas y luego aflojar tensión.
- r.** Desenroscar el landing joint y conectar la cabeza del revestimiento de 9 5/8" x 11" - 3000 PSI con dos salidas laterales de 2". Estar atento para que la brida superior del tubing spool quede a la altura requerida y alineada con el nivel del terreno.

s. Ensamblar el 11" - 3000-PSI BOP stack. Utilizar ring gaskets nuevos. Probar BOP's, primero la prueba de baja presión con 250 psi por 5 minutos y a continuación la prueba de alta presión con tapón de prueba de alta presión por 5 min (presión máxima de 2100 psi, equivalente al 70% del rango de la Anular). Los elementos que se prueban son: Anular, los rams, el BOP choke manifold, standpipe, tubería de perforación, válvula de seguridad, Upper and lower Kelly cocks IBOP. Utilizar agua como fluido de prueba. Si no está disponible un tapón probador (test plug) cada componente del BOP se debe probar contra el casing durante 30 minutos con menos de 10% de drenaje.

t. Todas las pruebas deben ser aceptables antes de seguir adelante. Hacer una prueba del acumulador.

u. Retirar el test cup y probar tubería de revestimiento de 9-5/8", cerrando preventores ciegos y presurizando por el kill line hasta alcanzar un máximo de 1100 psi (presión de prueba), que no excede al 70% de la presión nominal de estallido del revestimiento (que en este caso de un revestidor de 9-5/8", K-55, 36 lbs/pie, equivale a 3520 psi de esfuerzo para estallido). La prueba debe durar 30 minutos con menos de 10% de drenaje.

v. Antes de comenzar la perforación de la sección, asegurarse de que los equipos de detección de arremetidas (sistema totalizador de volúmenes, PVT; indicador de retornos e indicador de tanque de viaje) se encuentran funcionando.

6.2. ETAPA FINAL CASING DRILLING POZO TIPO

- Armar BHA # 2 convencional con broca bicentrica de 9-7/8" para realizar el drill out del equipo de flotación y perforar formación nueva hasta 420 ft, con el fin de proveer rat hole para que los underreamer del ensamblaje de Casing Drilling abra en formación y no dentro del revestimiento, este rat hole permite que la herramienta MWD tenga interferencia con el revestimiento de superficie. Una vez se termine de perforar el rat hole, bombear 40 bbls de píldora viscosa y circular hasta que el hueco este limpio, verificar en las zarandas.
- Sacar y quebrar el BHA # 2 a superficie
- Perforar 10' de formación. Circular para tener pozo limpio y efectuar prueba de integridad de formación (FIT) con las bombas del taladro a un máximo de 17

ppg (146 psi en superficie con lodo de 9 ppg y a 350 pies TVD).

- Continuar perforando el hueco de 9 7/8", asegurarse de asentar la broca con no más de 4 klb de WOB y 40-60 RPM durante el primer pie, con el fin de establecer el patrón de perforación de la broca. Si no perfora incrementar el peso hasta que lo haga, y una vez perforado el primer pie incrementar el peso. Limitar a 40-60 RPM hasta que el estabilizador este fuera del casing de 9 5/8" (aproximadamente 70' perforados), después incrementar las revoluciones. Continuar perforando bajo las siguientes consideraciones:
 - Antes de hacer cada conexión asegurarse de levantar la broca del fondo manteniendo el mismo galonaje con el que se perforo, levantar toda la longitud del single evitando rotar, bajar rotando (escariando) y circular de dos a tres minutos. Luego de hacer la conexión volver al fondo con el 50% de las RPM de perforación y con el flujo de perforación ya establecido para limpiar y repasar el hoyo antes de tocar el fondo (arrancar las bombas gradualmente) y una vez se toque el fondo comenzar a incrementar las RPM gradualmente. Lo mismo se aplica al retornar al fondo luego de los viajes cortos.
 - La bajada del revestimiento de 7" se realizará a velocidad controlada. Se debe mantener un control de los volúmenes y desplazamientos de acero y lodo en el pozo con una hoja de viajes, así como también, cumplir con los procedimientos necesarios para mantener el control del pozo durante la bajada del revestimiento.
 - En caso de presentarse pérdida de circulación durante la perforación o durante la bajada y circulación del revestimiento en fondo, previo a la cementación se prepararán píldoras de 35 barriles de lodo con 40 – 60 lb/bbl de LCM para ser bombeadas la primera después de bajar el revestimiento de 7" hasta el fondo e iniciar a circular a caudal reducido, sacando el fondo

arriba y la segunda deberá ser bombeada antes de bombear los espaciadores / lavadores y de este modo minimizar los problemas de pérdida de circulación que puedan presentarse durante la cementación.

- Después de que se termina el trabajo de cementación levantar el BOP de 11"-3000 psi, y fijar el casing hanger-assembly y colgar el revestimiento en posición neutral o con una tensión ligeramente superior a la lectura del peso del revestimiento después de que el cemento se encuentre en su sitio. (Esto mejorará la estabilidad del revestimiento.). Hacer un corte burdo del revestimiento 6.5" (17 cm) por encima de la brida del cabezal de revestimiento y luego L/D los BOP's.
- El corte final del revestimiento y la instalación del tubing spool se hará con el equipo de completacion.

7. TIEMPOS OPERACIONALES WELL PLANING (340´ – 4384´)

7.1. TIEMPO PROPUESTO OPERACIÓN CASING DRILLING

Tabla 17. Descripción de la Operación Casing Drilling

OPERATION DESCRIPTION	Feet	PLANNED ESTIMATED TIMES		
	Drilling	Hours	ROP	Days
8 7/8"Hole (360Ft - 4384Ft)		94.7	72.2	3.95
8 7/8" hole CASING DRILLING™.		94.7		3.95
P/U and RIH conventional assembly to 330Ft	330	0.5	700.0	0.02
Drill out cement and 9 5/8" float equipment, FIT	40	2.0	20.0	0.08
Drill Fm from 360Ft to 420Ft	60	1.0	60.0	0.04
Circulate to clean the well		0.5		0.02
POOH conventional assembly from 420Ft to Surface	420	0.6	750.0	0.02
R/U CDS (Casing Running Tool)		0.6		0.03
Preoperational and Safety Meeting		0.5		0.02
PU directional Casing Drilling BHA and MU two connections and perform UR, MM and MWD shallow test.		1.5		0.06
RIH directional Casing Drilling Assembly to 330Ft by connecting joints of casing.		0.8		0.03
Drill Fm from 420Ft to 1000Ft	580	9.7	60.0	0.40
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 1000Ft to 1500Ft	500	7.1	70.0	0.30
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 1500Ft to 2000Ft	500	6.3	80.0	0.26
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 2000Ft to 2500Ft	500	6.3	80.0	0.26
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 2500Ft to 3000FT	500	6.3	80.0	0.26
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 3000Ft to 3500Ft	500	6.3	80.0	0.26
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 3500Ft to 4000Ft	500	6.3	80.0	0.26
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Drill Fm from 4000Ft to 4384Ft	384	4.3	90.0	0.18
Pump viscous pill and circulate to clean.		1.5		0.06
Preoperational and Safety Meeting		0.5		0.02
R/D CDS (Casing Running Tool)		0.6		0.03
P/U RIH, MRPT, HSRT, DP to 4384Ft	4384	4.9	900.0	0.20
POOH directional assembly from 4384Ft to Surface w/DP	4384	5.0	880.0	0.21
Circulate to clean the well		1.0		0.04

OPERATION DESCRIPTION	Feet	PLANNED ESTIMATED TIMES		
	Drilling	Hours	ROP	Days
8 7/8" Hole (360Ft - 4384Ft)		94.7	72.2	3.95
8 7/8" hole CASING DRILLING				
		94.7		3.95
R/U Wireline Equipment		1		0.04
RIH Cement retainer w/wireline	4384	2.9	1500	0.12
POOH Wireline and R/D Wireline tools.	4384	2.6	1700	0.11
Bombeando Cemento		2		0.08
Sentar CSG 7" en la seccion B, Levantar Preventora, Tensionar y Cortar		1		0.04
Montar BOP		1		0.04
Armar BHA Limpieza CSG, Scrapper		0.5		0.02
Limpieza CSG, Viaje Completo		4		0.17
Arma Herramienta Registro		0.5		0.02
Registrando		2		0.08

7.2. TIEMPO PROPUESTO PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Tabla 18. Descripción de la Operación Perforación Convencional

OPERATION DESCRIPTION	Feet	PLANNED ESTIMATED TIMES		
	Drilling	Hours	ROP	Days
CONVENTIONAL DRILLING (360Ft - 4384Ft)		110.8	83.7	4.62
CONVENTIONAL DRILLING				
		110.8		4.62
Levantando y Armandando BHA #1, Bit 12 1/4"		0.5		0.02
Drill Fm from 360Ft to 900Ft, Bit 12 1/4"	540	3.0	180.0	0.13
Circulate to clean the well		0.5		0.02
POOH conventional assembly from 900Ft to Surface	900	0.6	1500.0	0.03
RIH conventional assembly from Surface to 900Ft	900	0.6	1500.0	0.03
POOH conventional assembly from 900Ft to Surface	900	0.6	1500.0	0.03
Quebrando BHA #1		1.0		0.04
Rig Up Herramientas Corrida CSG 9 5/8"		0.5		0.02
Probando Equipo de Flotación, Torque Shoe		0.5		0.02
RIH CSG 9 5/8" @ 900Ft	900	1.0	900.0	0.04

OPERATION DESCRIPTION	Feet	PLANNED ESTIMATED TIMES		
	Drilling	Hours	ROP	Days
Circulate to clean the well		0.5		0.02
Bombeando Cemento		2		0.08
Limpiando ContraPozo		1		0.04
Corte CSG Conductor y Tramo CSG 9 5/8"		1		0.04
Armar BOP		3		0.13
Prueba BOP y Choke Manifold		2.5		0.1
Armar BHA #2, Bit 8 1/4"		2		0.08
Drill Out	35	2	17.5	0.08
Prueba de Integridad CSG, Drill 5Ft Open hole y Prueba LOT	5	0.5	10	0.02
Drill Fm from 905Ft to 4384Ft	3645	45	81	1.88
Circulate to clean the well (2 Fondos)		2		0.08
Sacando Tubería a Superficie - Sin Bomba	4384	4	1096	0.17
Bajando Tubería - sin Bomba, from Surface to 4384Ft	4384	3.5	1252.6	0.15
Circulate to clean the well		1	90	0.04
Sacando Tubería a Superficie - Sin Bomba- From 4384ft to Surface	4384	4	1096	0.17
Rig Up (Armar) Herramientas Registros		0.5		0.02
Registrando - Hueco Abierto		1.5		0.06
Bajando CSG 7" from Surface to TD	4384	4	1096	0.17
Circular mientras prepara Cemento		1		0.04
Rig Up (Armar) Herramientas Corrida CSG 7"		0.5		0.02
Probando Equipo de Flotación, Torque Shoe		0.5		0.02
Bombeando Cemento		2		0.08
Sentar CSG 7" en la sección B, Levantar Preventora, Tensionar y Cortar		1		0.04
Montar BOP		1		0.04
Armar BHA Limpieza CSG, Scrapper		0.5		0.02
Limpieza CSG, Viaje Completo		5		0.21
Arma Herramienta Registro		0.5		0.02
Registrando		2		0.08
Quebrando Tubería		8		0.33

8. VIABILIDAD ECONÓMICO

8.1. COSTOS OPERACIÓN CASING DRILLING

Consideraciones:

- Durante las investigaciones se determinó que la perforación de un pozo con las características del pozo tipo en el campo colorado puede ser desarrollado alrededor de los 5 días, si el pozo se desarrollara en mayor tiempo la técnica de Casing Drilling fuera favorable.
- Se considera que se debe correr registros eléctricos con Casing Drilling, lo cual eleva de forma considerable los costos de la técnica no convencional.
- El costo de un equipo convencional se acopla a las necesidades de la técnica no convencional, lo cual puede incurrir en la asunción de mayores costos ya que puede haber la posibilidad que la tarifa sea más barata según el contrato que se haga, donde se incluyan los accesorios de acople de Casing Drilling al equipo tradicional.

Tabla 19. Costos Operación Casing Drilling. Parte A

SUB ACCOUNT DESCRIPTION	MOBILIZATION		DRILLING			ACTUAL COSTS
	1	2	3	4	5	
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	
	DAYS FROM MOVILIZATION	DAYS FROM SPUD	DAYS FROM SPUD	DAYS FROM SPUD	DAYS FROM SPUD	
Bit,Scrap,Reamer			8.933			8.933
Drilling Fluids	1.400	8.067	8.067	8.067	1.400	27.001
Misc Supplies (Mesh Screen)			2.000			2.000
Environmental	9.523	7.523	7.523	7.523	7.523	39.615
Other Profesional Services	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	6.925
Camp & Catering	204	204	204	204	204	1.020
Contract Labor	738	738	738	738	738	3.690
Rig Moves, Mob, Demob	15.500					15.500
Drilling		28.000	28.000	28.000	28.000	112.000
Directional Drilling		13.280	13.280	13.280		39.840
Mud Logging						0
Electring Logging				62.858	7.392	70.250
Cementing		6.000			50.000	56.000
Tubular Inspec. & Repair		58			508	566
Security (Drilling company)	0	0	0	0	0	0
Rental Motor Vehicles	60	60	60	60	60	300
Heavy Equip /Trucks	1.000					1.000
Rental Tools & Equip.				816	9.916	10.732
CD Tools Mob/Demob	8.000					8.000
CD Standby		0				0
CD Standby tools		0				0
CD Standby personnel		1.300				1.300
Mob Tools & personnel	2.333					2.333
Centralizer NHF		3.780				3.780
M/U CD BHA		4.440				4.440
Casing Drilling		17.760	17.760	17.760		53.280
Taxes IVA	2.857	6.603	6.458	15.191	4.357	35.466
TOTAL INTANGIBLES	43.001	99.198	94.408	155.882	111.482	503.971

Tabla 20. Costos Operación Casing Drilling. Parte B

SUB ACCOUNT DESCRIPTION	MOBILIZATION	DRILLING				ACTUAL COSTS
	1	2	3	4	5	
IDC	1.00					
DAYS FROM MOVILIZATION	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	
DAYS FROM SPUD		1.00	2.00	3.00	4.00	
Cond.& Surface 13 3/8"& 9 5/8"		6.739				6.739
Production Casing.					63.120	63.120
Wellhead Equip.		4.912			6.374	11.286
Cement		0			0	0
Casing Acces.		500			0	500
Directional Guide Shoe		3.696				3.696
Torque Rings		11.238				11.238
Casing Profile Nipple		5.880				5.880
Taxes (IVA 16 %)	0	3.410	0	0	0	3.410
TOTAL TANGIBLES	0	36.376	0	0	69.494	105.870
Bit Burden	0	0	0	0	0	1.704
Surface Casing Burden	0	1.921	0	0	0	1.921
Production casing Burden	0	0	0	0	17.996	17.996
Cement Burden	0	0	0	0	0	0
Wellhead Equip.Burden	0	1.115	0	0	1.447	2.562
TOTAL BURDEN	0	3.036	0	0	19.442	24.183
TOTAL	43.001	138.610	94.408	155.882	200.419	634.024
COSTOS TOTALES	43.001	181.611	276.019	431.901	632.319	

8.2. COSTOS OPERACIÓN PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Tabla 21. Costos Operación Perforación Convencional. Parte A

SUB ACCOUNT DESCRIPTION	MOBILIZATION		DRILLING				ACTUAL COSTS
	1	2	3	4	5	6	
IDC	1.00						
DAYS FROM MOVILIZATION	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	
DAYS FROM SPUD		1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	
Bit,Scrap,Reamer			8.933				8.933
Drilling Fluids	1.400	9.000	9.000	9.000	9.000	1.400	38.800
Misc Supplies (Mesh Screen)			2.000				2.000
Environmental	9.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	47.138
Other Profesional Services	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	8.310
Camp & Catering	204	204	204	204	204	204	1.224
Contract Labor	738	738	738	738	738	738	4.428
Rig Moves, Mob, Demob	15.500						15.500
Drilling		28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	140.000
Directional Drilling		5.930	13.280	13.280	5.930		38.420
Mud Logging							0
Electring Logging					40.500		40.500
Cementing		6.000				50.000	56.000
Tubular Inspec. & Repair		58			646		704
Secrty - Army Agrmnt (Security Drilling company)	0	0	0	0	0	0	0
Rental Motor Vehcles	60	60	60	60	60	60	360
Heavy Equip /Trucks	1.000	700	700	700	700	700	4.500
Rental Tools & Equip.		200	360	360	200	1.523	2.643
Taxes (IVA 1.6 %)	831	2.346	3.832	2.377	8.853	1.759	19.998
TOTAL INTANGIBLES	30.641	62.144	76.015	63.627	103.739	93.292	429.458

Tabla 22. Costos Operación Perforación Convencional. Parte B

SUB ACCOUNT DESCRIPTION	MOBILIZATION		DRILLING				ACTUAL COSTS
	1	2	3	4	5	6	
IDC							
DAYS FROM MOVILIZATION	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	
DAYS FROM SPUD		1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	
Cond.& Surface 13 3/8" & 9 5/8"		6.739					6.739
Production Casing.						67.960	67.960
Wellhead Equip.		4.912				6.374	11.286
Cement							0
Casing Acces.		2.078				4.510	6.588
Taxes (IVA 16 %)	0	23	0	0	0	51	74
TOTAL TANGIBLES	0	13.752	0	0	0	78.895	92.647
Bit Burden	0	0	1.704	0	0	0	1.704
Surface Casing Burden	0	1.921	0	0	0	0	1.921
Production casing Burden	0	0	0	0	0	19.375	19.375
Cement Burden	0	0	0	0	0	0	0
Wellhead Equip.Burden	0	1.115	0	0	0	1.447	2.562
TOTAL BURDEN	0	3.036	1.704	0	0	20.822	25.563
TOTAL	30.641	78.933	77.720	63.627	103.739	193.009	547.668
COSTOS TOTALES	30.641	109.574	187.293	250.921	354.660	547.668	

9. ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 23. Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO			
Valor Total Operación (\$ Dolares)			
Valor Total Casing Drilling			632,319
Valor Total Perforación Convencional			547,668
Ganancias Operacionales (\$ Dolares)			
	Casing Drilling	Perf. Convencional	Ganancias
Drilling Fluids	27,001	38,800	11,799
Drilling	112,000	140,000	28,000
Heavy Equip /Trucks	1,000	4,500	3,500
Total Ganancias (\$ Dolares)			43,299
Gastos Operacionales (\$ Dolares)			
	Casing Drilling	Perf. Convencional	Gastos
Directional Guide Shoe	3,696	0	3,696
Directional Drilling	39,840	38,420	1,420
Torque Rings	11,238	0	11,238
Casing Profile Nipple	5,880	0	5,880
Casing Drilling	53,280	0	53,280
Centralizer NHF	3,780	0	3,780
M/U CD BHA	4,440	0	4,440
CD Tools Mob/Demob	8,000	0	8,000
CD Standby personnel	1,300	0	1,300
Mob Tools & personnel	2,333	0	2,333
Electring Logging	70,250	40,500	29,750
Rental Tools & Equip.	10,732	2,643	8,089
Total Gastos (\$ Dolares)			133,206

Resumen:

Costo Perforación Convencional \$ 547,668 => Tiempo Drilling 6 Días

VS

Costo Perforación Casing Drilling \$ 632,319 => Tiempo Drilling 5 Días

Análisis: Como los gastos operacionales son constantes, aun mayor número de días de perforación la diferencia en ganancias operacionales va hacer mayor por lo tanto sería más rentable la técnica de perforación no convencional.

Diferencias Notables:

- En los Fluidos de perforación los costos con Casing Drilling son más baratos debido a que se requieren en menor cantidad y además se puede trabajar con un fluido de baja densidad lo cual reduce los costos.
- El precio en la toma de registros en la perforación convencional es menor ya que esta toma se puede hacer con herramientas convencionales por ende sus costos son menores. (Con CSD La Formación puede ser evaluada con LWD lo que implica mayores costos).
- La Rentabilidad en la perforación convencional mostro mejores resultados ya que por ejemplo se debe adaptar el taladro para las operaciones de Casing Drilling y además se requiere la utilización de varios equipos como Casing Drive System

10. CONCLUSIONES

- Se determina que la técnica de Casing Drilling no es viable económicamente con las consideraciones de contratos que se consideraron en este trabajo, en especial en la renta de herramientas de Casing Drilling las cuales podrían ser incluidas en el alquiler del equipo de perforación.
- Se concluye que la técnica de Casing Drilling es viable siempre y cuando se garanticen un número mínimo de días de perforación que le permita tomar ventaja como se mostró en los tiempos operacionales.
- Se determinó que técnicamente y por las lecciones aprendidas, la técnica de Casing Drilling es viable para los problemas con respecto a la estabilidad de pozo, arenado y aumento en la productividad de los pozos del campo escuela colorado.
- El Casing Drilling será la tecnología de perforación del futuro, una vez se trabaje en los términos de contrato y herramientas incluidas en el equipo, será la evolución tecnológica en la perforación de pozos de petróleo y gas. dependerá de la aceptación con que las empresas decidan implementar las nuevas tecnologías.
- La principal desventaja de la tecnología Casing Drilling es no poder correr registros hueco abierto sino que tocaría hacer una maniobra alzando el Casing, de ser así los registros son más costosos en comparación con los convencionales.

11. RECOMENDACIONES

- Se debe evaluar los términos de contrato con equipos que incluyan los costos de las herramientas de Casing Drilling para mejorar la economía de la técnica.
- Es importante evaluar la perforación direccional permitiendo que desde un mismo cluster salgan los pozos y no se tenga que incurrir en gastos adicionales por adecuación de cada locación.
- Es importante evaluar la combinación de la técnica de Casing Drilling como primera medida y después con la metodología convencional para ahorrar tiempo y poder correr los registros convencionales y de esta forma ver la posible viabilidad económica de la combinación con beneficios de ambas en cuanto técnica como económicamente.
- Realizar un modelo probabilístico con los parámetros de perforación de Casing Drilling, las características del yacimiento y pozos perforados con la técnica para mirar en cuanto podría mejorar la productividad de los pozos y de esta forma calcular costo/beneficio con los perfiles de producción con la técnica convencional y no convencional.
- Realizar una campaña de recuperación de los pozos del Campo Escuela Colorado, según los estudios realizados por varios ingenieros hay buenos potenciales los cuales podrían ser explotados técnicamente.

BIBLIOGRAFIA

CLAUDIA MARCELA RENGIFO, JUAN MANUEL ARROYA, CARLOS MARIO SIERRA RESTREPO, Análisis de la Hidráulica de la Perforación con Revestimiento, Mayo 2006.

J. TORRES BAKER HUGHES INCOPORATED, M. ROA ECOPETROL, O. SANTOS ECOPETROL, Aplicación de la tecnología Casing Drilling en Operaciones Ecopetrol Colombia, Acipet Noviembre 2011.

MOJI KARIMI, SCOTT PETRIE, ERIC MOELLENDICK, CALVIN HOLT, a Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Improve Wellbore Stability, Augment Wellbore Strengthening, and Mitigate Drilling – Induces Formation Damage, Spe/ladc 148564, Octubre 2011.

TOMMY M. WARREN, Casing Drilling Application Design Considerations, Spe/ladc 59179, February 2000.

ARIS BUNTORO, Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency, Spe/ladc 115283, Agosto 2008.

EDWIN LOPEZ AND PABLO BONILLA/ OCCIDENTAL DE COLOMBIA, ALFREDO CASTILLA/ HALLIBURTON, JAVIER RINCON/ TESCO, Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in Cira Infantas Field, Spe 134586, Septiembre del 2010.

E.A LOPEZ AND P. ANTONIO BONILLA, OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Casing Drilling Application in the Depleted la Cira Infanta Mature Field, Colombia, Spe 139020, Diciembre del 2010.

CÉSAR CATALÁN, DARLINTONG CORONEL. “Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación para los Bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Capítulo 1: Campo Colorado”. 2010, pág. 2-5.

R. D. STRICKLER, CONOCOPHILLIPS AND THOMAS M. WADSWORTH, T H HILL ASSOCIATES, Drilling with Casing: Are you Damaging your Casing, Marzo 2005.

LUIS E PIASCO/ TESCO CORPORATION, Experiencia en la Aplicación de Casing Drilling en la Perforación de Pozos de Petróleo y gas.

HUSSAIN, RABIA. Oil well Drilling Engineering “Principles and Practice”, Capitulo 7. University of Newcastle, United Kingdom, 1985.

KARL AMAYA, JHON CALVO. “Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado. Capítulo 4: Marco Geológico”. 2010, pág. 32,35.

KYLE R, BILL LESSO, TOMMY M. “Perforación de Pozos Direccionales con tubería de Revestimiento”. 2005, pág. 48, 49.

MORENO GELBER & BALLESTEROS JAVIER. “Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling” Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2011.

PACHANO, KAREN. Informe Final “Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado”, Universidad Industrial de Santander, Empresa Colombiana de Petróleos, Bogotá, Diciembre de 2008, pág. 28-29-64-65.

KYLE R. FONTENOT, BILL LESSO, R.D. STRICKLER, TOMMY M. WARREN, Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de revestimiento, 2005.

ANEXOS

ANEXO A. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS REQUERIDOS PARA REALIZAR CASING DRILLING RECUPERABLE

Abreviaturas:

CPN: Casing Profile Nipple “Manguito de unión boquilla Roscada”

DLA: Drill Lock Assembly “Bloqueo, cierre montaje”

HST: Hydraulic Setting Tool

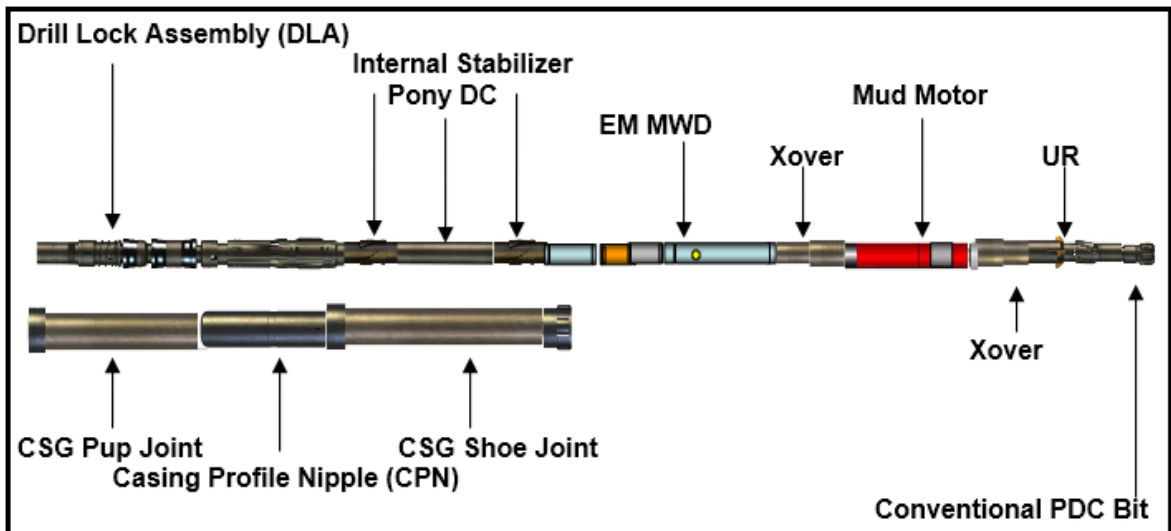
MRPT: Mechanical Release Pulling Tool “Liberación”

UR-5C: Underreamer Type 5C

HSRT: Hydraulic Safety Release Tool “Seguridad”

MPT: Mechanical Pulling Tool “Herramienta de Tracción Mecanica”

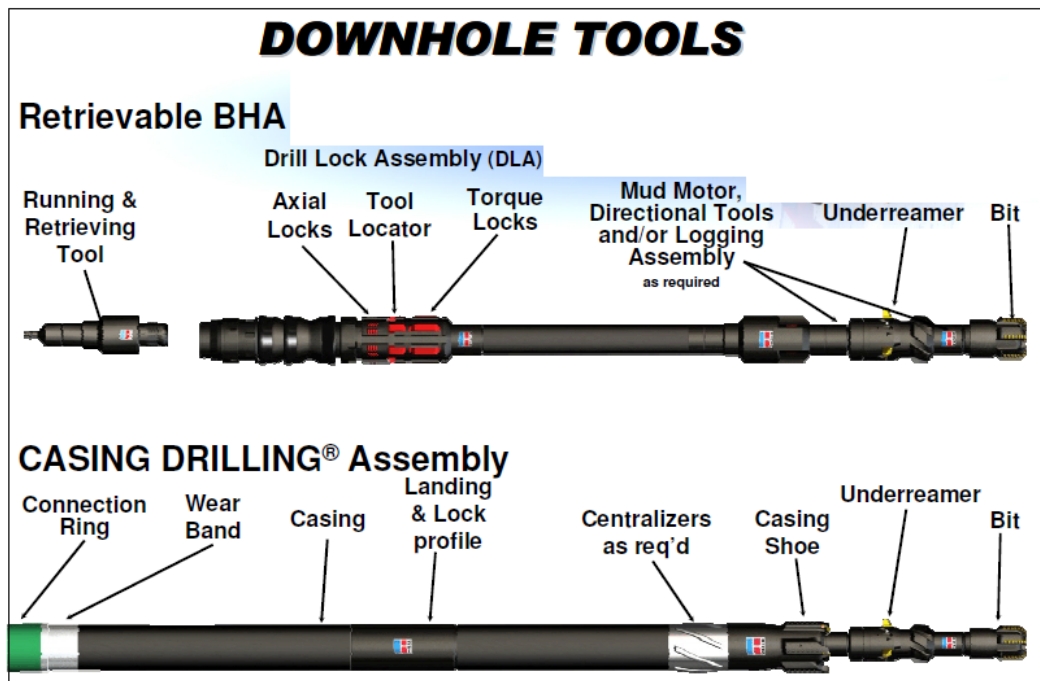
MST: Mechanical Setting Tool “H. Ajuste Mecanico”



ANEXO B. METODOS DE PERFORACIÓN CON CASING

Existen dos tipos de BHA con los cuales se realizan las operaciones de Casing Drilling.

- A). BHA-Recuperable: Con cable ó con tubería de perforación
- B). BHA- No Recuperable: Bit Release Tool ó (Drill shoe or EZ case)



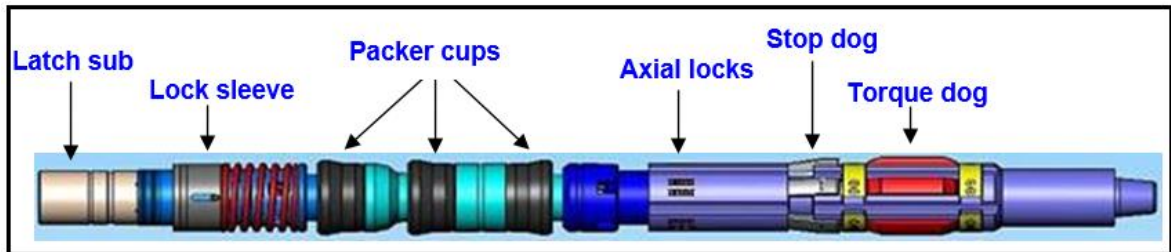
ANEXO C. DRILL LOCK ASSEMBLY (DLA)

La función primaria del Drill Lock Assembly (DLA) es anclar el Bottomhole Assembly (BHA) al casing. The BHA siempre se conecta directo al DLA. El conjunto DLA/BHA puede ser recuperado usando drill pipe.

Una vez sentado, el DLA es asegurado en el Casing Profile Nipple (CPN) usando dos conjuntos de perros axiales y torsionales, permitiendo así rotar el BHA usando

el casing. Mientras la sarta de casing rota, el torque es transferido a través de los bloques de torque del DLA hacia el BHA. Los perros axiales me permiten transmitir peso desde la sarta de casing a la broca piloto.

El DLA también actúa como sello permitiendo al operador, transmitir el fluido directamente desde la sarta de casing hasta el BHA y la broca piloto.



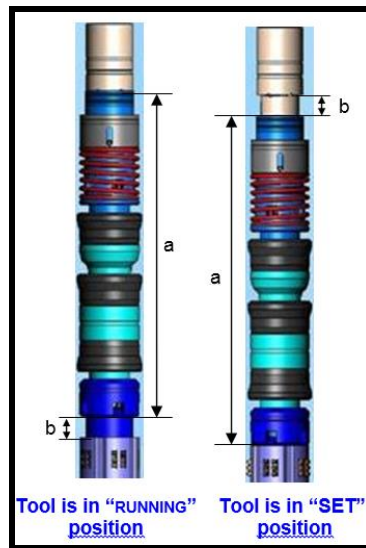
Como trabaja: El DLA, en conjunto con el CPN provee la habilidad para perforar con el casing. El DLA, aunque simple en concepto, realiza varias funciones usando diferentes componentes.

Componentes: En operación, el DLA tiene dos sets principales de componentes:

- Componentes estacionarios internos (latch Sub, Mandrel, Bottom Sub).
- Componentes móviles externos (Element Sleeve, packer elements, cone y los componentes de bloqueo).

Componentes internos: Los componentes internos, permanecen estacionarios durante los procesos de bloqueo y desbloqueo del DLA.

Componentes externos: Los componentes externos se mueven hacia abajo durante el asentamiento. Mientras los componentes externos se mueven hacia abajo, los perros Axiales son forzados a salir por el cono localizado en el element sleeve, anclando así el DLA en el CPN.



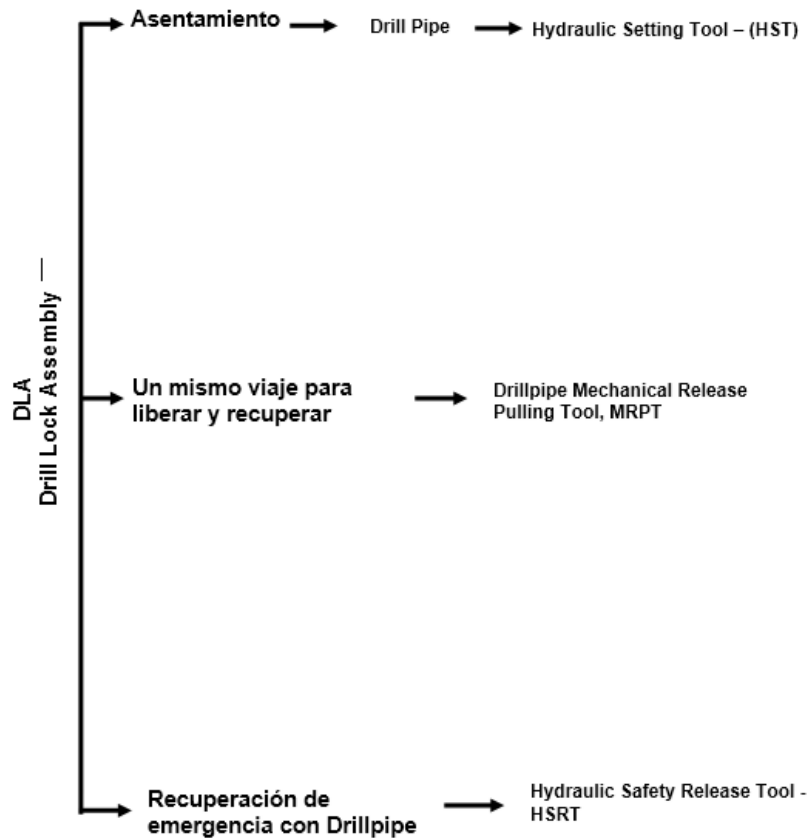
Elementos de Bloqueo: En el Bottom Sub del DLA se ubican los Stop Dogs, Torque Dogs and Axial Locks. Los Stop Dogs actúan como elementos de localización durante el asentamiento del BHA en el CPN. Los Torque Dogs permiten transmitir el torque al BHA por medio de la sarta de casing. Los Axial locks permiten transmitir las cargas axiales (WOB) al BHA.

Conexión inferior: El Bottom Sub del DLA posee conexión pin que permite conectar el BHA.

Componentes para sello: Los componentes de sello del DLA permiten bombear fluido a través del casing y ser dirigido al DLA/BHA. Estos elementos de sello consisten en copas y/o anillos. Todos los elementos de sello se mantienen en su lugar gracias al cono.

Descripción del sistema DLA

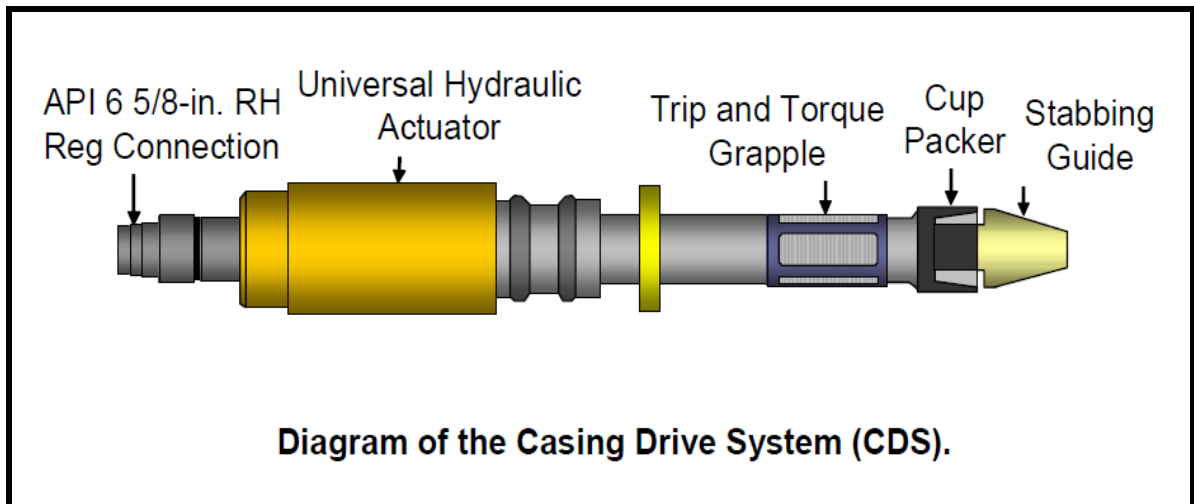
El diagrama muestra las herramientas necesarias para realizar el procedimiento de asentamiento y recuperación del DLA **Drill Lock Assembly**. Una variedad de alternativas está disponible para acomodarse a numerosas situaciones que se pueden encontrar durante la operación de Casing Drilling.



ANEXO D. CASING DRIVE SYSTEM (CDS)

Desarrollado para los rigores del CASING DRILLING, el Casing Drive System proporciona todas las ventajas de la perforación con Top Drive a las operaciones de Casing Running y Casing Drilling. Este sistema introduce su porción interna en el tubo de casing sin interactuar con los hilos de la conexión. La sección de mandril posee un packer cup específico para el peso del revestimiento en uso y actúa como elemento de sello para la circulación del fluido de perforación.

El CDS permite simultáneamente rotar, reciprocarse, y circular la sarta de Casing en cualquier momento, incrementando de gran forma la seguridad y permitiendo llevar el revestimiento a través de zonas problemáticas de pozo.



CARACTERÍSTICAS Y OPERACIÓN:

- Se instala rápidamente en cualquier marca de Top Drive, eléctrico o hidráulico
- Reduce en gran medida la cantidad de equipo y personal necesario para conectar y correr Casing por un alto nivel de automatización.
- El sistema de brazos para levantamiento integrados posiciona y soporta la conexión de Casing que se va a conectar, eliminando así la necesidad del trabajador de Casing en la torre.
- Las grapas del CDS se ajustan al Casing y las juntas son conectadas usando el Top Drive.
- Un suave make-up sin cargas laterales para las conexiones y con un control de torque final muy preciso se obtiene fácilmente.
- Una vez la conexión es ensamblada el CDS es usado para rotar y reciprocarse la sarta de Casing completa reduciendo en gran forma la posibilidad de pega de tubería.
- The CDS reemplaza los elevadores viajeros y soporta toda la carga de la sarta.

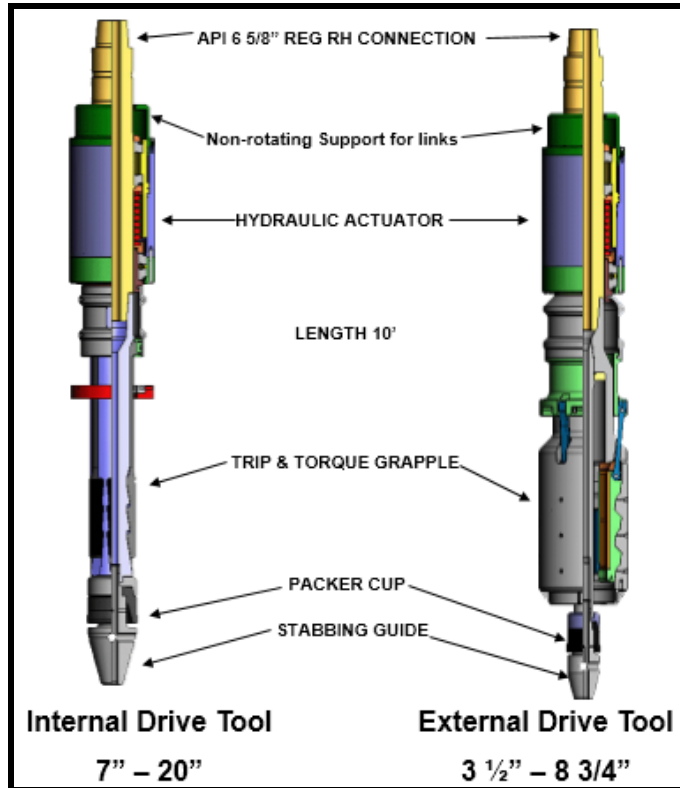
ESPÉCIFICACIONES DEL CDS:

Conexión 6 5/8" Reg RH.

Carga máxima 500 Ton API 8C.

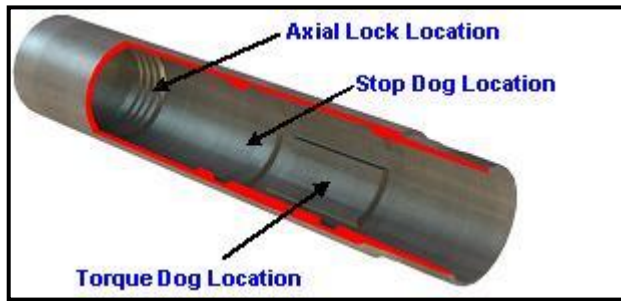
Torque 40,000 ft-lb.

CASING DRIVE SYSTEM – Load ratings to 500 tons



ANEXO E. CASING PROFILE NIPPLE (CPN)

El Casing Profile Nipple (CPN) se instala en la parte inferior de la sarta de casing proporcionando la interface de bloqueo entre el DLA y la sarta de casing. Los Axial Locks, Torque Dogs y Stop Dogs del DLA se ubican exactamente con las ranuras internas del CPN y se bloquean en dicha posición. El CPN es fabricado con el mismo peso y grado con el que se perforará.



ANEXO F. HYDRAULIC SETTING TOOL (HST)

HST - Type 3



El Hydraulic Setting Tool (HST) se utiliza para sentar el DLA dentro del CPN. El procedimiento de asentamiento con el HST es controlado con el manejo de presiones. Una vez el DLA ha aterrizado dentro del CPN y el operador a confirmado la profundidad correcta, una ball es circulada a través del drill pipe y aterrizada sobre el HST.

Un incremento de presión genera fuerza suficiente para activar el mecanismo de asentamiento del HST. Esta fuerza es luego transferida al Setting Sleeve para permitir sentar el DLA in the Casing Profile Nipple.

Ventajas: El HST no involucra manipulación del drill pipe para transferir fuerza durante el asentamiento del DLA en el CPN. Se recomienda su uso en pozos profundos altamente desviados.

ANEXO G. HYDRAULIC SAFETY RELEASE TOOL (HSRT)



La herramienta (HSRT) es operada con una bola de acero que provee un procedimiento de liberación de emergencia para ser usado en el evento que sea necesario separar el (BHA) del drill pipe durante operaciones de Casing Drilling.

El HSRT opera usando shear screws, y una bola de 2-3/8”

Precaución: El HSRT debe ser usado siempre que se trabaje con recuperación con drill pipe.

ANEXO H. MECHANICAL RELEASE PULLING TOOL (MRPT)



El MRPT se usa para liberar y recuperar mecánicamente el (BHA) desde el Casing Profile Nipple (CPN). El MRPT solo puede ser usado con drill pipe porque es necesario aplicar peso para liberar mecánicamente el Drill Lock Assembly (DLA) desde el CPN

Funcionamiento: El Grapple Cap en el MRPT se desliza sobre las roscas del elemento pescante del DLA y empuja hacia abajo el Lock Sleeve. En el indicador de peso se observa una caída tan pronto como el MRPT aterriza sobre el DLA.

Una vez el MRPT ha aterrizado, el drillpipe es puesto en tensión con lo cual los Lock Dogs del DLA se contraen, liberando así el DLA del CPN. De esta forma el ensamblaje MRPT/DLA/BHA es luego recuperado a superficie.

ANEXO I. UNDERREAMER



El underreamer es un diseño especial parte del sistema de Casing Drilling, se conecta a un drill collar o a un motor de fondo entre el casing shoe y la broca piloto. Está a continuación de la broca piloto para ensanchar el hueco y permitir así el paso del casing.

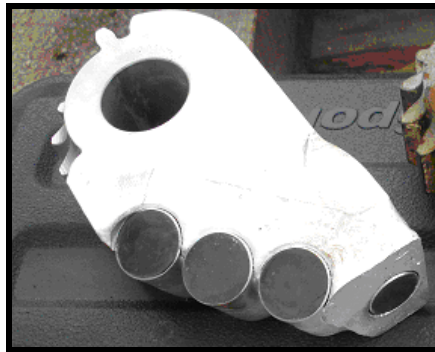
Puede ser usado para perforar o para ensanchar un hueco reducido. Cuando la sección ha sido perforada completamente el underreamer es sacado a superficie a través del casing. (El casing es el medio usado para perforar), la fuerza de activación es creada por el diferencial de presión que se obtiene entre la presión al interior y el exterior del BHA

Activación Underreamer: *“Se bombea lodo a través de la herramienta. La presión diferencia activa el underreamer a una específica rata de flujo, el diferencial de presión alcanza la magnitud requerida para comprimir el resorte interno, el pistón actuador se mueve hacia debajo de la herramienta lo cual causa que los brazos cortadores se extiendan, en este momento la herramienta esta lista para perforar. Una vez la perforación se ha terminado el flujo de lodo se para a través de la herramienta completamente (O se reduce a muy bajas ratas de circulación), al disiparse le diferencial de presión el resorte retorna a su posición inicial retrayendo los brazos cortadores en este momento la herramienta esta lista para salir a superficie.”*

Diseño del Underreamer

La clave en el concepto del diseño del underreamer es su capacidad para acomodar tres brazos colapsibles. Este diseño permite a la herramienta ser ensamblada con cualquier configuración box o pin en los dos lados de la herramienta. Así mismo el diferencial de presión causa que el pistón actuador se mueva hacia abajo y haga funcionar los brazos a posición de perforación.

El UR puede ser ensamblado con una variedad de brazos para acomodarse a diferentes estructuras de corte y abrir diferentes diámetros de hueco.



ANEXO J. DRILLING GUIDE SHOES DRILLING GUIDE SHOES

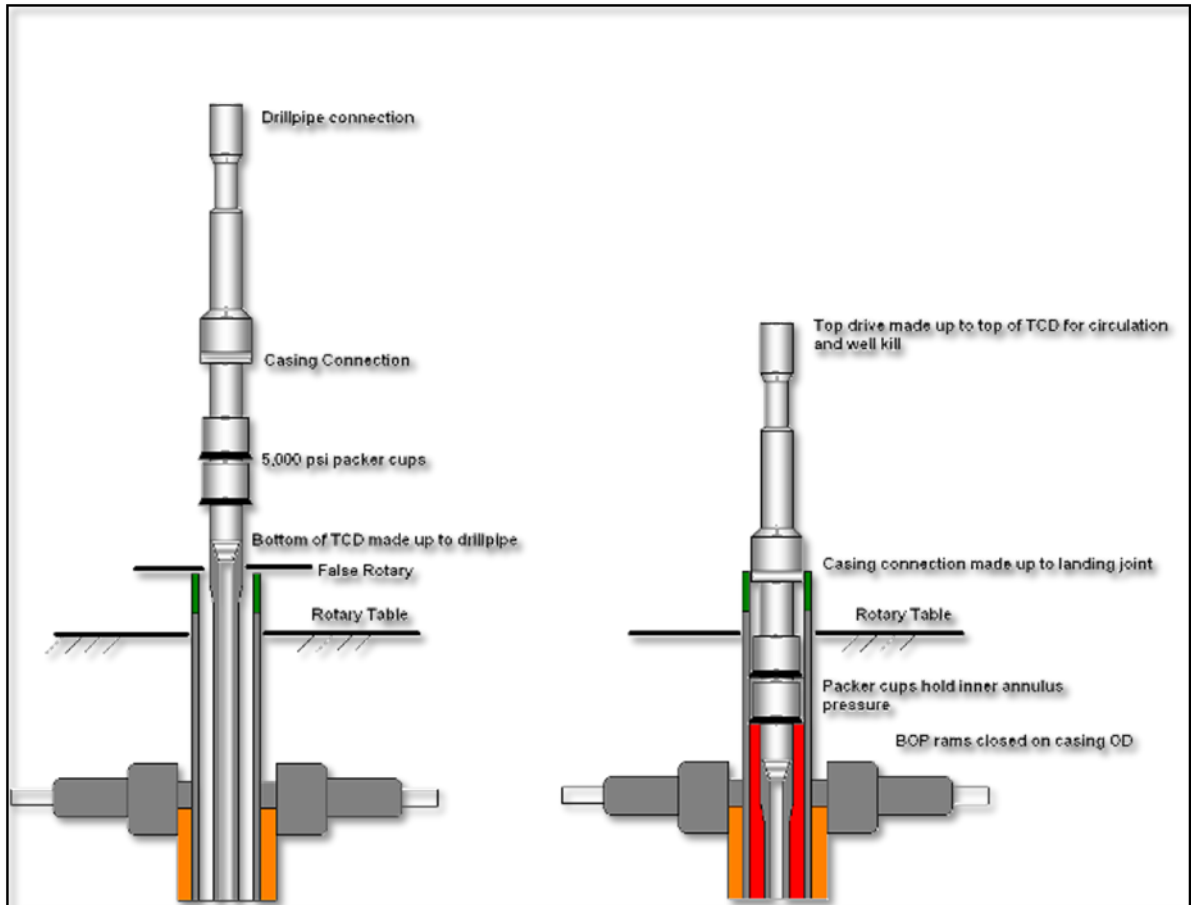


El DGS Directional Guide Casing Shoe está configurado para pozos desviados con un frente plano y dos pads con perfil curvo para proporcionar standoff y resistencia al desgaste. El ID es biselado para facilitar el paso de las herramientas y su perfil se acomoda bien para deslizarse con las herramientas direccionales. Los zapatos guías sirven para varias funciones:

- * Guiar la sarta de casing en el hueco abierto.
- * Proveer alerta de hueco fuera de gauge.
- * Reforzar la punta del casing y facilitar el washover del BHA cuando se requiera.

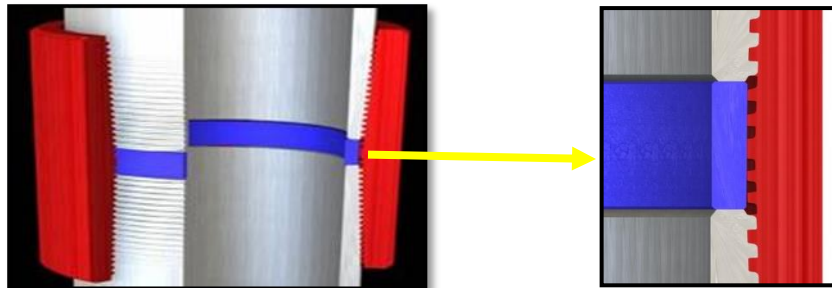


ANEXO K. THREADED CASING DRIVE



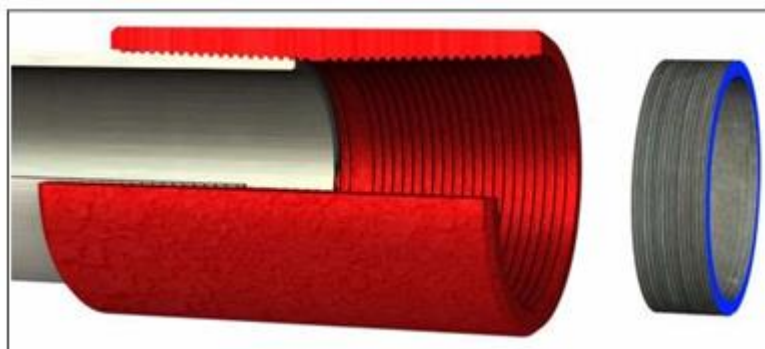
El TCD Threaded (Rosca) Casing Drive es una herramienta que se utiliza en situaciones de control de pozos, debido a su capacidad para conectar DP y la carcasa de forma simultánea.

ANEXO L. ANILLOS DE TORQUE INSTALACION DE LOS ANILLOS DE TORQUE

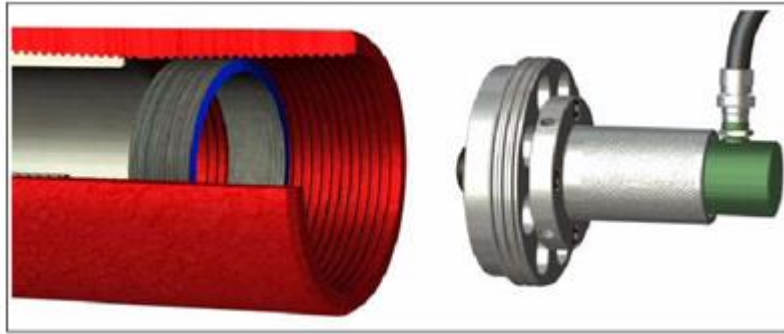


Este procedimiento se realiza previo a la operación en los racks de tubería con el casing previamente inspeccionado y con los couplings limpios. Manualmente se posiciona el anillo seleccionado con la superficie que indica el color hacia afuera.

Importante: Es crítico que los anillos se instalen correctamente. Si el anillo por error es instalado con la superficie de color hacia el interior va a requerir más fuerza para llegar a su sitio de destino, inclusive podría llegar a dañar algunos hilos de la rosca del coupling.



- Empujar el anillo lo más profundo que sea posible a mano.
- Levantar la herramienta de instalación hidráulica y asegurarse que el pistón esté totalmente retraído.
- Enroscar la herramienta de instalación hidráulica al coupling a mano.



- Extender el pistón hasta que el anillo llegue al tope del pin anterior.

Precaución: No pararse, en frente de la herramienta cuando esté presurizada. Parece en un ángulo de 90° desde el frente de la herramienta.



- Liberar presión y remover la herramienta hidráulica de instalación.

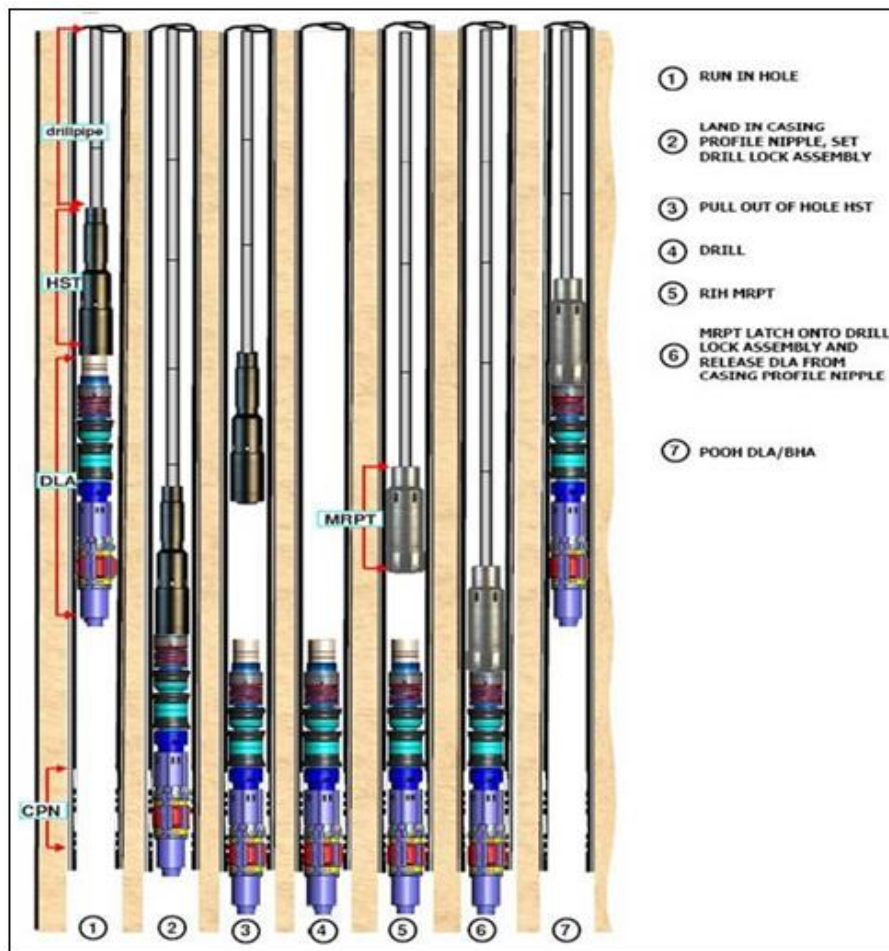


- Inspeccionar visualmente que el anillo haya quedado adecuadamente instalado y verificarlo:
- Alineamiento adecuado dentro del coupling.
- El anillo debe estar aterrizado al tope del pin anterior.

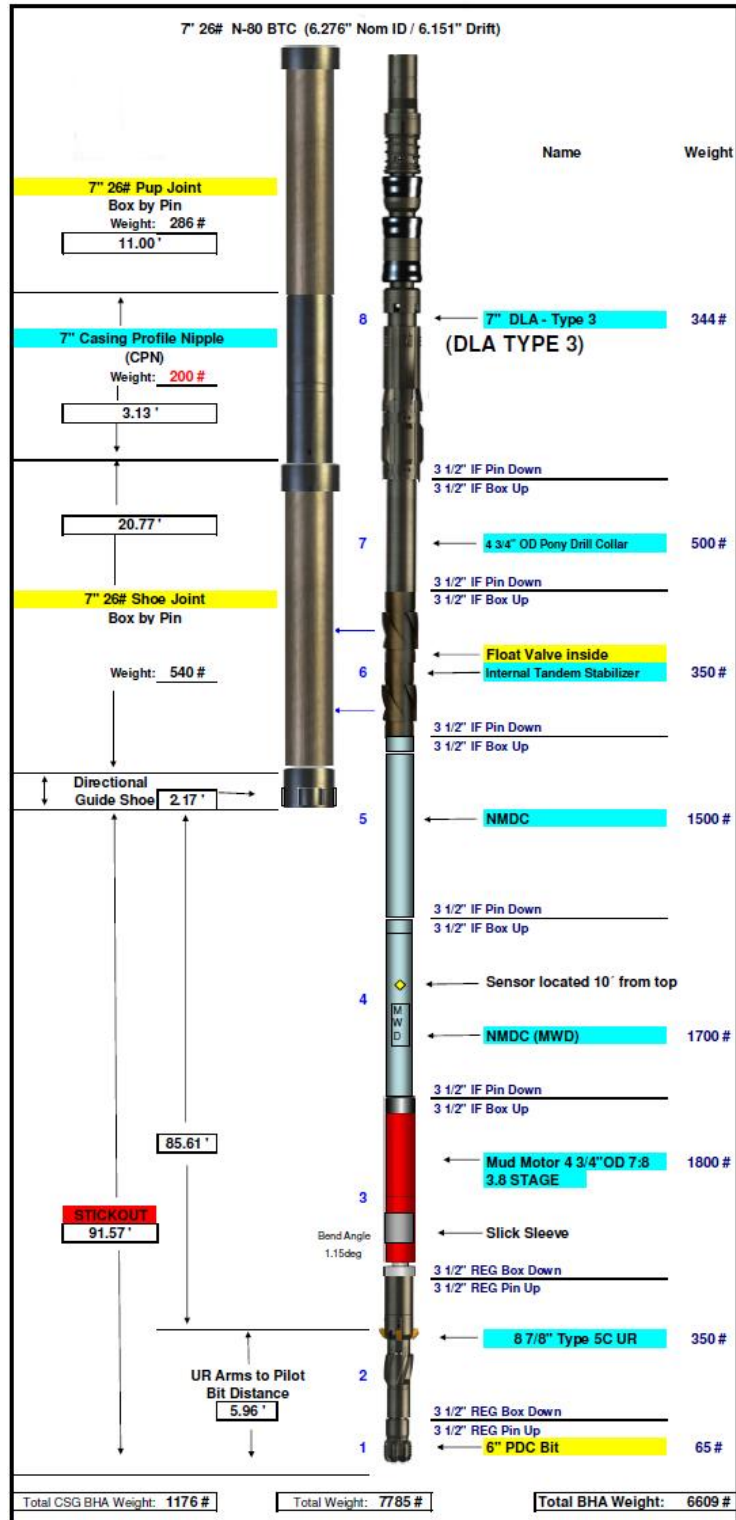
Importante: Cada anillo si y solo si debe ser instalado con la herramienta de instalación hidráulica.

ANEXO M. RESUMEN DE LAS OPERACIONES DE ASENTAMIENTO Y RECUPERACION DE BHA

-Sentar con HST, Liberar y recuperar con MRPT + HSRT



ANEXO N. BHA RECUPERABLE PROPUESTO PARA EL POZO TIPO



ANEXO O. DESCRIPCIÓN DEL BHA PARA EL POZO TIPO

BHA DESCRIPTION																					
PU Order	Component	LENGTH (ft)	OD (in)	ID (in)	MAX OD (in)																
8	7" DLA - Type 3	6.95	5.75	2.75	5.75																
7	4 3/4" OD Pony Drill Collar	12.00	4.75	2.31	4.75																
6	Internal Tandem Stabilizer	8.00	4.75	2.31	6.25																
5	NMDC	30.08	4.75	2.31	4.75																
4	NMDC (MWD)	30.00	4.75	2.31	5.00																
3	Mud Motor 4 3/4"OD 7:8	26.00	4.75	2.31	5.00																
2	8 7/8" Type 5C UR	6.75	6.00	2.31	8.88																
1	6" PDC Bit	0.91	6.00	N/A	6																
		Shoe Joint	20.77	13.37	12.26	13.37															
		Directional Guide Shoe	2.17	15.00	12.25	15.00															
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Total DLA + BHA Length: 120.69'</td> <td style="padding: 2px;">Dry Weight is: 6609 #</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> wo/DLA</td> <td style="padding: 2px;">113.74</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> DLA extends below CPN</td> <td style="padding: 2px;">0.77</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> UR Top Sub to UR Arms</td> <td style="padding: 2px;">1.70</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> Bit to Underreamer</td> <td style="padding: 2px;">5.96</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> Stick-out length is</td> <td style="padding: 2px;">91.57</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> MWD Sensor to Casing Distance</td> <td style="padding: 2px;"></td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"> MWD Sensor to Bit Distance</td> <td style="padding: 2px;">27.66</td> </tr> </table>						Total DLA + BHA Length: 120.69'	Dry Weight is: 6609 #	wo/DLA	113.74	DLA extends below CPN	0.77	UR Top Sub to UR Arms	1.70	Bit to Underreamer	5.96	Stick-out length is	91.57	MWD Sensor to Casing Distance		MWD Sensor to Bit Distance	27.66
Total DLA + BHA Length: 120.69'	Dry Weight is: 6609 #																				
wo/DLA	113.74																				
DLA extends below CPN	0.77																				
UR Top Sub to UR Arms	1.70																				
Bit to Underreamer	5.96																				
Stick-out length is	91.57																				
MWD Sensor to Casing Distance																					
MWD Sensor to Bit Distance	27.66																				