

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA



**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**“DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE POZOS UTILIZANDO
COILED TUBING PARA DESARROLLAR CAMPOS DE
PRODUCCIÓN MARGINAL GGV UTILIZANDO POZOS
SLIMHOLE.”**

AUTORES

**RICHARD HENRY GÓMEZ BORBOR
FAVIO ANDRÉS ASECIO SUÁREZ**

PROFESOR – TUTOR

CARLOS MALAVÉ CARRERA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE POZOS UTILIZANDO COILED
TUBING PARA DESARROLLAR CAMPOS DE PRODUCCIÓN
MARGINAL GGV UTILIZANDO POZOS *SLIMHOLE*.”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

RICHARD HENRY GÓMEZ BORBOR
FAVIO ANDRÉS ASENCIO SUÁREZ

TUTOR:

CARLOS MALAVÉ CARRERA
LA LIBERTAD-ECUADOR

2018

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Nosotros, Favio Andrés Asencio Suárez y Richard Henry Gómez Borbor, declaramos bajo juramento que el presente trabajo es de nuestra autoría, además expresamos que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

La Libertad, Agosto del 2018

Favio Andrés Asencio Suárez
CI: 0928388560

Richard Henry Gómez Borbor
CI: 0913985313

Dra. Marianela Silva Sánchez
Cédula de identidad: 0962550133
Número de celular: 0999504411
Salinas- Provincia de Santa Elena.
Ecuador

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Diseño de trayectorias de pozos utilizando coiled tubing para desarrollar campos de producción marginal GGV utilizando pozos slimhole;** elaborado por **Favio Andrés Asencio Suárez y Richard Henry Gómez Borbor;** presentado como requisito académico como previo a la obtención del título de ingeniero en petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los veintiséis días del mes de septiembre del dos mil dieciocho.

Certifica.

Dra. Marianela Silva Sánchez

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Dra en Ciencias de la Educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educacional

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Universidad Estatal Península de Santa Elena

Ing. Carlos Malavé Carrera

TUTOR DE TESIS

En mi calidad de Tutor del presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por Favio Andrés Asencio Suárez y Richard Henry Gómez Borbor, egresados de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Carlos Malavé Carrera, Msc.

CI: 0912370095

DOCENTE TUTOR

La Libertad, 21 de septiembre del 2018

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

034-CMC-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE POZOS UTILIZANDO COILED TUBING PARA DESARROLLAR CAMPOS DE PRODUCCION MARGINAL GGV UTILIZANDO POZOS SLIMHOLE**”, elaborado por los estudiantes Richard Henry Gómez Borbor y Favio Andrés Asencio Suárez, egresado de la carrera ingeniería en petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimiento exigido de valoración, el presente proyecto ejecutado se encuentra con el 2% de la valoración permitida por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente

Ing. Carlos Malavé Carrera; Msc

CI: 0912370095

DOCENTE TUTOR

DEDICATORIA

A mis padres Walter Asencio y Blanca Suárez, quiénes son y serán siempre mi fortaleza para conseguir muchos triunfos más y seguir adelante en el diario vivir.

A mis hermanos y hermanas, quienes de alguna u otra forma me dieron motivación para no rendirme y aprender de ellos su buen ejemplo de superación y poder culminar esta hermosa carrera.

A mi tío Pedro y familia, en general por los buenos consejos que siempre recibí, por su apoyo brindado en todo momento.

Favio Asencio Suárez

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo de graduación a mi amada esposa Olga González Salinas, por su apoyo incondicional, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre ha estado brindándome su comprensión, cariño y amor.

A mis amados hijos Richard y Luis, por ser fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más y así luchar para que la vida nos depare un futuro mejor.

A mi amada madre Nelly Borbor y hermanos, quien con su palabra de aliento no me dejaba decaer para que siguiera adelante siendo siempre perseverante y cumpla con mis ideales.

Al ser que supo inculcar en mis los más altos valores humanos, quien con esfuerzo e infinita fortaleza estuvo a mi lado en todo momento. Que daría para que hubiera visto mi trabajo finalizado!..... Mi padre Julio Luis Gómez Ramírez+

Richard Gómez Borbor

AGRADECIMIENTO

A Dios, por brindarme salud, sabiduría y fortaleza para continuar en pie de lucha hacia nuevos objetivos.

A mis padres y familiares, por sus constantes motivaciones y apoyo, gracias por estar presentes no solo en esta etapa tan importante de mi vida, sino en todo momento ofreciéndome lo mejor para culminar esta hermosa carrera y por consiguiente permitirme cumplir con excelencia en el desarrollo de mi proyecto de tesis. Gracias por creer en mí.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por permitir mi formación académica como profesional en esta etapa de mi vida.

Al ingeniero Carlos Malavé Carrera, por su constante colaboración y asesoría recibida en cada etapa de nuestro estudio y para la culminación de este proyecto.

Al ingeniero Carlos Portilla Lazo, por haber compartido sus conocimientos y dedicación en lo largo de esta hermosa carrera.

Favio Asencio Suárez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por fortalecer mi vida. Tu amor y bondad me permiten alcanzar todos mis logros. Gracias por estar presente no solo en esta etapa tan importante en mi vida, sino en todo momento ofreciéndome lo mejor.

A mi esposa e hijos, por su apoyo incondicional en el trayecto de mi carrera hasta culminarla con éxito.

A mi madre y hermanos, quienes en todo momento están presentes con motivación y amor.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por la formación profesional, con valores morales y ética respondiendo así a los desafíos de la sociedad.

Al Ingeniero Carlos Malavé Carrera, quien con su empeño, dedicación y tolerancia ayudó para que este proyecto sea todo un éxito.

Al Ingeniero Carlos Portilla Lazo, por los aportes a nuestra formación académica

Richard Gómez Borbor

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Juan Garcés Vargas, MSc
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Humberto Peña Coromoto, Phd
DOCENTE DE ÁREA

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
TUTOR DE TRABAJO
DE TITULACIÓN

Abg. Victor Coronel Ortiz, Msc
SECRETARIO GENERAL

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS	i
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	ii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	iii
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vii
TRIBUNAL DE GRADO	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I.....	6
1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.1 ANTECEDENTES:	6
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:	8
1.3 JUSTIFICACIÓN	9
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO:	10
1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:.....	10
1.6 METODOLOGÍA:	11
1.7 INDICE BASE:.....	12
CAPÍTULO II	15
2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO	15
2.1 Generalidades del campo	16
2.2 Características Geológicas del Campo.....	17

2.2.1	Estructura geológica.....	18
2.2.2	Litología de Las Formaciones	19
2.3	Formaciones Productoras del Campo GGV	21
2.3.1	Formación Atlanta	21
2.3.2	Formación Socorro	22
2.3.3	Formación Santo Tomás	23
2.3.4	Formación Passage Beds	24
2.3.5	Formación Clay Pebble Beds.....	24
2.4	Características de los fluidos	25
2.4.1	Propiedades Petrofísicas y de Fluidos	25
CAPÍTULO III.....		28
3.	METODOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON COILED TUBING	28
3.1	Generalidades de la tecnología coiled tubing.....	28
3.2	Tipos de trayectorias de pozos.....	36
3.3	Metodología de diseño de trayectorias de pozos.....	42
3.4	Herramientas direccionales.....	54
3.5	Criterios para la selección de una trayectoria de pozos.	60
3.6	Metodología de perforación con coiled tubing	62
CAPÍTULO IV.....		67
4.	APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS SLIMHOLE.....	67
4.1	Efectos geo mecánicos de las formaciones en el campo GGV.	67
4.2	Análisis mecánico de cargas sobre el coiled tubing durante la perforación.....	70
4.3	Aplicación de la perforación de pozos slimhole con coiled tubing.	78
CAPÍTULO V.....		98
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
5.1	Conclusiones:	98
5.2	Recomendaciones:.....	99

6. BIBLIOGRAFÍA.....	101
----------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Mapa De Ubicación Del CGGV	16
Figura 2.2 Corte Geológico	17
Figura 2.3 Marco Tectónico Regional.....	18
Figura 2.4 Columna Estratigráfica CAMPO GGV	20
Figura 2.5 Diagrama de la Distribución de la Producción Acumulada del Bloque	21

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Arreglo de una unidad de perforación con CTD	30
Figura 3.2 Componentes de la Unidad de Coiled Tubing.	31
<i>Figura 3.3 Columna de Preventores de Reventones</i>	33
Figura 3.4 Tanques y equipos de mezclado / almacenamiento.....	34
Figura 3.5 Montaje típico de tubería flexible	35
Figura 3.6 Preventores de Reventones para Coiled Tubing / Blowout Preventer	36
Figura 3.7 Trayectoria de pozo direccional tipo J	38
Figura 3.8 Trayectoria de pozos tipo S	39
Figura 3.9 Trayectoria de pozo horizontal de una sola curva.....	41
Figura 3.10 Trayectoria de pozo horizontal con dos curvas (estructura compleja)	41
Figura 3.11 Ensamblaje de motor de fondo.	56
Figura 3.12 Ensamblajes típicos de conexiones.	56

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1983	67
Figura 4.2 Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1985	68
Figura 4.3 BHA TIPO FULCRUM	79
Figura 4.4 BHA TIPO EMPACADA	80
Figura 4.5 BHA TIPO PENDULO	81
Figura 4.6 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2°/100ft	83

Figura 4.7 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=3.5°/100ft	85
Figura 4.8 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=1.8°/100ft	86
Figura 4.9 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2°/100ft	89
Figura 4.10 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2.5°/100ft	91
Figura 4.11 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2°/100ft	93
Figura 4.12 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2°/100ft	94
Figura 4.13 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2.5°/100ft	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características del fluido de los pozos seleccionados	25
Tabla 2 Propiedades petrofísicas del campo GGV	25
Tabla 3 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 1	87
Tabla 4 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 2	91
Tabla 5 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 3	96

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE POZOS UTILIZANDO COILED TUBING
PARA DESARROLLAR CAMPOS DE PRODUCCIÓN MARGINAL GGV
UTILIZANDO POZOS *SLIMHOLE***

Autores: Favio Andrés Asencio Suárez
Richard Henry Gómez Borbor
Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera

RESUMEN

El desarrollo de este proyecto busca incrementar la producción del campo Gustavo Galindo Velasco desde los reservorios Atlanta y Santo Tomás, mediante la perforación de pozos slimhole utilizando la tecnología de coiled tubing, con la finalidad de disminuir los costos de perforación e incrementar la producción de hidrocarburos y por lo tanto las ganancias para el estado ecuatoriano. Tiene como objetivo general determinar la aplicación de la perforación con coiled tubing en el campo GGV para perforar pozos tipo slimhole de trayectorias direccionales mediante criterios técnicos-científicos. Las trayectorias de pozos con las que se trabajaron fueron tipo slant (J) y trayectorias horizontales que son básicamente una prolongación de las trayectorias tipo slant. Para el desarrollo de la simulación de las trayectorias de los pozos se utilizó el software compass, cuyos resultados aportaron datos correspondientes a las coordenadas de superficie, objetivo y la profundidad de cada uno de los tres pozos; se procedió a determinar las posibles trayectorias, simulando el comportamiento del KOP (kick off point), y el BUR (build up rate) de las variables antes mencionadas influyen considerablemente en la obtención de la profundidad del pozo, cambiando estos parámetros se puede optimizar cada una de las trayectorias. Las profundidades consideradas someras, en las cuales se encuentran los reservorios seleccionados en este estudio, formaciones Atlanta y Santo Tomás, permitieron la aplicación de la tecnología de perforación de pozos con coiled tubing, perforando los pozos en condiciones seguras y económicas comparadas con la perforación convencional. Debido a que el campo Gustavo Galindo Velasco actualmente es un campo maduro con una producción de hidrocarburo marginal, se optimizó cada una de las trayectorias de los pozos mediante el software compass con los parámetros de KOP y BUR.

Palabras Claves: Pozos slimhole, coiled tubing, producción marginal.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**DESIGN OF PATHS OF WELLS USING COILED TUBING TO DEVELOP
MARGINAL PRODUCTION FIELDS GGV USING *SLIMHOLE* WELLS**

Autores: Favio Andrés Asencio Suárez
Richard Henry Gómez Borbor

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera

ABSTRACT

The development of this project seeks to increase the production of the Gustavo Galindo Velasco field from the Atlanta and Santo Tomás reservoirs, by drilling Slimhole wells using coiled tubing technology, in order to reduce drilling costs and increase hydrocarbon production and therefore the profits for the Ecuadorian state. Its general objective is to determine the application of drilling with coiled tubing in the GGV field to drill Slimhole wells of directional trajectories by technical-scientific criteria. The trajectories of wells with which they worked were slant type (J) and horizontal trajectories that are basically an extension of the slant trajectories. For the development of the simulation of the trajectories of the wells, the compass software was used, the results of which contributed data corresponding to the surface, objective and depth coordinates of each of the three wells; We proceeded to determine the possible trajectories, simulating the behavior of the KOP (kick off point), and the BUR (build up rate) of the aforementioned variables have a considerable influence on obtaining the depth of the well, changing these parameters can be optimized every one of the trajectories. The shallow depths considered, in which are the reservoirs selected in this study, Atlanta and Santo Tomás formations, allowed the application of well drilling technology with coiled tubing, drilling wells in safe and economic conditions compared to conventional drilling. Because the Gustavo Galindo Velasco field is currently a mature field with a marginal hydrocarbon production, each of the well trajectories was optimized using the compass software with the KOP and BUR parameters.

Keywords: Wells slimhole, coiled tubing, marginal production.

INTRODUCCIÓN

El Campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en el Bloque 2 en la Península de Santa Elena, en el sureste de la provincia del Guayas, Ecuador, distante 120 Km kilómetros de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 Km² de las cuales el 40% son de costa afuera, en él se han perforado desde principios del siglo pasado aproximadamente 2882 pozos, incluyendo los primeros pozos productores del Ecuador.

Desde el inicio de la industria petrolera, perforación rotaria ha sido y sigue siendo pionera en la perforación de pozos de forma económica y mantener su dirección a lo largo de una trayectoria predeterminada, con la finalidad de alcanzar el objetivo miles de pies por debajo de la superficie. En esos primeros momentos, la principal preocupación era mantener un curso vertical hasta un área objetivo ubicada directamente debajo el piso de la plataforma.

En la actualidad los avances tecnológicos en el área de perforación con la finalidad de reducir costos, han conducido a la industria de perforación de pozos a buscar nuevas alternativas para tal fin, es por esto que se ha desarrollado con énfasis la tecnología de perforación de pozos con tubería flexible o coiled tubing. El uso de la perforación con tubería flexible (CTD) puede ser muy efectiva en ciertas situaciones, es decir se debe conocer con mucha precisión el ambiente donde se va a perforar.

Sin embargo, en los últimos años la preocupación se ha ampliado debido a las restricciones que se presentan en superficie ocasionadas por diversos factores, principalmente los ambientales; por ello la industria de hidrocarburos ha desarrollado la tecnología de perforación de pozos direccionales y horizontales con la finalidad de alcanzar los horizontes productores, lo cual consiste en la perforación de una sección del pozo vertical debajo del piso de la plataforma a una cierta profundidad de

lanzamiento preseleccionada (KOP) y luego desviar intencionalmente la perforación a lo largo de una trayectoria preseleccionada para alcanzar la zona objetivo geológico.

En ese marco de ideas, existen dos tipos de pozos direccionales bien diferenciados, el pozo tipo J o slant y el pozo tipo S, hay además una variación del pozo tipo J, denominada pozos horizontales que constituyen trayectorias de pozos más complejas.

Las herramientas de deflexión son dispositivos que se utilizan para hacer que una broca se desvíe y siga una trayectoria preseleccionada de un pozo. Las herramientas que están disponibles actualmente y están en uso incluyen:

- Cuñas direccionales
- Jet bits con boquillas orientadas
- Sistemas orientables en el fondo del pozo (motores y accesorios doblados, sistema giratorio orientable, entre otros)
- Conexiones convencionales de BHA

El objetivo principal en este estudio es diseñar una trayectoria de pozo direccional y horizontal, que se construirá con características especiales para pozos horizontales de radio largo, caracterizado por tasas de construcción de 2 a $6^\circ / 100$ debido al gran desplazamiento horizontal necesario para alcanzar el objetivo. El perfil horizontal tiene cuatro secciones especiales: la sección vertical, la primera construcción de la curva, la sección tangente, la segunda construcción de la curva y la última sección horizontal.

CAPÍTULO I
MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO I

1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

Diseño de trayectorias de pozos utilizando coiled tubing para desarrollar campos de producción marginal Gustavo Galindo Velasco (GGV) utilizando pozos slimhole.

Mediante el desarrollo de este proyecto se pretende incrementar la producción del campo GGV desde los reservorios Atlanta y Santo Tomás mediante la perforación de pozos slimhole utilizando la tecnología de coiled tubing con la finalidad de disminuir los costos de perforación e incrementar la producción de hidrocarburos y por lo tanto incrementar las ganancias para el estado ecuatoriano.

1.1 ANTECEDENTES:

De acuerdo con la literatura que existe en las bibliotecas especializadas en el área de petróleo, en el Ecuador no se ha aplicado la perforación de pozos con coiled tubing para desarrollar e incrementar la producción de los campos marginales. Es por esta razón es de vital importancia esta investigación ya que tiene como finalidad establecer nuevas metodologías para desarrollar la perforación con coiled tubing en campos de producción marginal.

De acuerdo con Leising, et al SPE (1995), durante varios años la tecnología de coiled tubing (CT) se ha utilizado para perforar pozos cementados, recientemente esta tecnología se usa (en lugar de una perforación rotativa perforación) para perforar agujeros abiertos verticales y horizontales.

Derivado de lo antes expuesto, existe un marcado interés en el uso de esta técnica en la Industria del petróleo por lo que muchas empresas participan activamente en el uso de esta tecnología coiled tubing drilling (CTD). La perforación vertical de un pozo se la realiza con un conjunto pendular para mantener el agujero vertical es probablemente la aplicación más directa coiled tubing drilling.

La gran mayoría de las aplicaciones de perforación con coiled tubing alrededor del mundo se la han realizado en la perforación de pozos horizontales, de acuerdo a MacDonald et al SPE (1995) cabe recalcar que han existido grandes limitaciones que hacen que este método sea competitivo con la perforación convencional.

En ese orden de ideas, otras de las áreas donde ampliamente ha sido utilizado la tecnología de coiled tubing es en la perforación de pozos *re-entry* en reservorios con bajo espesor, y la perforación de pozos bajo balance.

De acuerdo con Byrom et al SPE (1995), esta tecnología presenta ventajas y desventajas en su aplicación, las mismas que serán descritas a continuación:

Ventajas:

- Perforar y realizar viajes de tubería con presiones en bajo balance.
- Viajes rápidos.
- Circulación continua durante el viaje de la tubería.
- Telemetría bidireccional continua y de alta calidad entre la superficie y el fondo del pozo para la obtención y control de datos en tiempo real.
- Capacidad para perforar pozos de diámetros pequeños.

- Pequeño tamaño de la locación.
- Fácil traslado

Desventajas.

- No puede rotar.
- Capacidad limitada de pesca.
- Diámetros pequeños.
- Alcance limitado en entradas laterales horizontales.
- Bajas tasas de circulación.
- Elevadas presiones de circulación.
- Corto tiempo de duración de la tubería.
- Alto mantenimiento.
- Costos diarios elevados.
- Disponibilidad limitada de unidades de alta capacidad

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

La República del Ecuador inicio las actividades de explotación de hidrocarburos en el año 1911 con la perforación del pozo Ancón 001, debido al largo tiempo que el campo se ha mantenido produciendo hidrocarburos su producción ha caído drásticamente a tal punto de ser considerada como producción marginal de hidrocarburos.

El campo GGV es un campo de producción marginal, el efecto de la producción en función del tiempo ha depletado los reservorios alcanzando gradientes de presiones estimados en un factor de 0.38 psi/pie y que las principales formaciones productoras de hidrocarburos determinadas en el campo son: la formación Atlanta aproximadamente 3200 pies y la formación Santo Tomas a 2200 pies de profundidad.

De acuerdo a los datos de reservorios estimados por la empresa operadora del campo GGV, se puede observar en las siguientes tablas los siguientes parámetros: presiones de reservorio, permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos y el Proceso Original En Sitio (POES) correspondiente a cada una de las formaciones, además el crudo que es producido en el campo GGV tiene un promedio de 35.87°API, con un corte de agua de 21% aproximadamente. El Bloque GGV está dividido en tres zonas, Norte, Central y Sur.

Alrededor del mundo, en países como Canadá y EE. UU, es muy conocida la aplicación de la tecnología de perforación de pozos con coiled tubing en campos marginales debido a su gran eficacia y bajos costos de operación, es por estas razones que en este proyecto se plantea el uso de esta tecnología para determinar su factibilidad y aplicación en la perforación de pozos verticales y re-entry en el campo petrolero Gustavo Galindo, con la finalidad de incrementar la producción de petróleo, debido a que esta industria ocupa un gran porcentaje dentro del PIB del estado ecuatoriano.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La implementación de la tecnología de perforación de pozos con coiled tubing trae consigo grandes ventajas que contribuirían a incrementar la producción de petróleo.

Debido a la depletación que ha sufrido el campo, es decir ha perdido energía debido a las bajas presiones de reservorios, pero con una gran cantidad de reservas en cada uno de los reservorios Atlanta y Santo Tomás se propone perforar pozos con menores diámetros para así incrementar la velocidad de ascenso en función de la presión de fondo fluyente.

En el desarrollo de esta investigación se espera solucionar el problema mediante la determinación de trayectorias teóricas de pozos tipo slimhole para aumentar el factor de recobro del campo y así disminuir los costos de perforación, lo cual conlleva a obtener mayores recursos económicos para el estado ecuatoriano.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO:

1.4.1 Objetivo General:

Determinar la aplicación de la perforación con *coiled tubing* en el campo GGV para perforar pozos tipo *slimhole* de trayectorias direccionales mediante criterios técnicos-científicos.

1.4.2 Objetivos Específicos:

- Determinar las características geológicas del campo GGV.
- Definir los tipos de trayectorias de pozos.
- Definir la metodología de diseño de trayectorias de pozos.
- Establecer los criterios para la selección de una trayectoria de pozos.
- Establecer la metodología de perforación con coiled tubing.

1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:

La perforación de pozos tipo slimhole ayuda a incrementar la producción de petróleo en campos de producción marginal debido a las ventajas técnicas-operativas que presenta la tecnología con coiled tubing.

1.5.1 Variable Dependiente:

Incremento de la producción.

1.6 METODOLOGÍA:

Para el desarrollo de este proyecto se plantea el uso de una metodología investigativa, basada en el estudio de libros y artículos de carácter científicos que expongan temas sobre el problema que se quiere solucionar.

1.6.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Los métodos de investigación a emplearse son los siguientes:

1.6.1.1 Método General

- Método Inductivo
- Método de Análisis
- Método de Síntesis

1.6.1.2 Modalidad

- Descriptiva

1.6.1.3 Técnicas

- Consulta a expertos
- Manejo de software

1.6.1.4 Instrumentos

- Libros
- Manuales

1.6.1.5 Internet

- Consulta técnica específica.

1.7 INDICE BASE:

1. Capítulo I. Marco Contextual de la Investigación

- 1.1 Introducción
- 1.2 Antecedentes
- 1.3 Planteamiento del Problema
- 1.4 Justificación
- 1.5 Objetivos
- 1.6 Hipótesis de trabajo
- 1.7 Metodología de Investigación

2. Capítulo II. Características Geológicas del campo.

- 2.1 Generalidades del Campo
- 2.2 Características geológicas del campo
- 2.3 Formaciones productoras del Campo
- 2.4 Características de los fluidos

3. Capítulo III. Metodología perforación con coiled tubing

- 3.1 Generalidades de la tecnología coiled tubing
- 3.2 Tipos de trayectorias de pozos

- 3.3 Metodología de diseño de trayectorias de pozos.
- 3.4 Herramientas direccionales
- 3.5 Criterios para la selección de una trayectoria de pozos.
- 3.6 Metodología de perforación con coiled tubing.

4. Capítulo IV. Aplicación de la perforación de pozos slimhole

- 4.1 Efectos geo mecánicos de las formaciones en el campo GGv.
- 4.2 Análisis mecánico de cargas sobre el coiled tubing durante la perforación.
- 4.3 Aplicación de la perforación de pozos slimhole con coiled tubing.

5. Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones

- 5.1 Conclusiones
- 5.2 Recomendaciones

6 Referencias Bibliográficas

CAPÍTULO II
CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO.

CAPÍTULO II

2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO

Localización Geográfica del Campo GGV

El Campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en el Bloque 2 en la Península de Santa Elena, en el sureste de la provincia del Guayas, Ecuador, distante 120 Km kilómetros de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 Km² de las cuales el 40% son de costa afuera, En él se han perforado, desde principios del siglo pasado, aproximadamente 2882 pozos, incluyendo los primeros pozos productores del Ecuador.

La distribución área del campo está limitada por las siguientes coordenadas UTM:

Lat. N Long. E

- 1.- N9'751.000 E515.000
- 2.- N9'747.000 E515.000
- 3.- N9'747.000 E517.000
- 4.- N9'751.000 E517.000

Y en coordenadas geográficas:

- 1.-Lat. Sur: 2⁰15'8.11" Long. Oeste: 80⁰51'53.51"
- 2.-Lat. Sur: 2⁰17'17.8" Long. Oeste: 80⁰51'53.51"
- 3.-Lat. Sur: 2⁰17'17.8" Long. Oeste: 80⁰50'48.65"
- 4.-Lat. Sur: 2⁰15'8.11" Long. Oeste: 80⁰50'48.65"

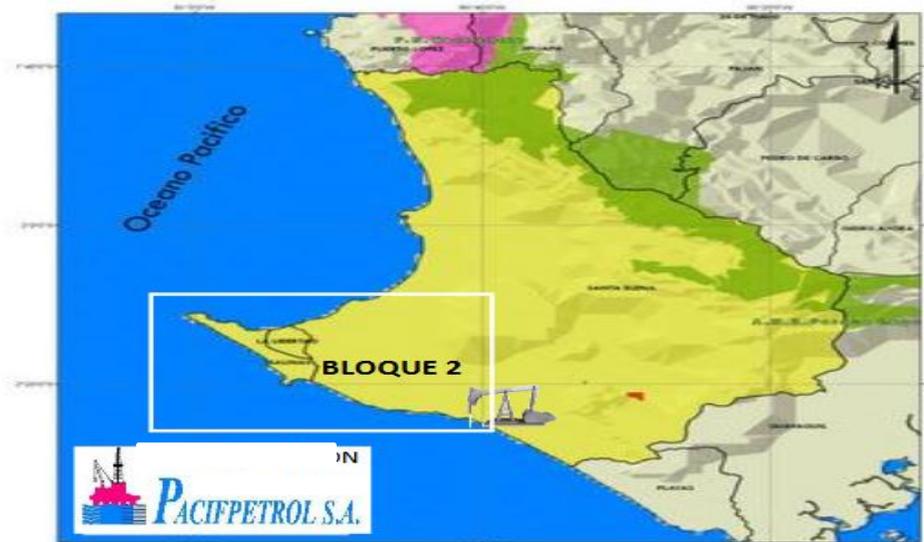


Figura 2.1 Mapa De Ubicación Del CGGV

Fuente: Pacifpetrol S.A. (2015)

2.1 Generalidades del campo

Desde el inicio en que fueron perforados los primeros pozos exploratorios en la península de Santa Elena, los geólogos de Anglo correlacionaron las rocas del campo Ancón con las de Monteverde (al norte de Ancón) principalmente con base a criterios paleontológicos y de secuencia litoestratigráfica y observaron que existía una correlación cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas.

De acuerdo a los análisis geológicos realizados se ha determinado que la roca madre es el miembro Guayaquil de la formación Atlanta de edad de Paleoceno y constituye el principal reservorio de este campo.

El grupo Ancón del Eoceno medio, en el área de Ancón sobrepasa a la formación Atlanta, este hecho y otros como la composición mineralógica Atlanta, ha conducido a considerar que esta formación corresponde a un bloque alófono que pudo haber sido desplazado desde el sur hasta la posición actual por efecto de algún sobrecorrimiento durante la fase tectónica del Eoceno inferior.

2.2 Características Geológicas del Campo

El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

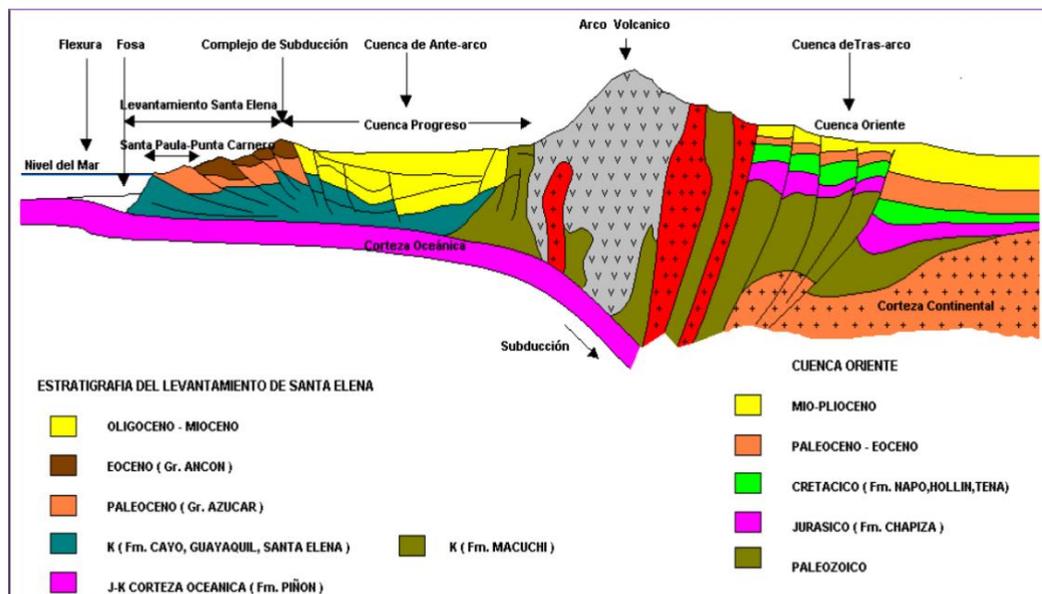


Figura 2.2 Corte Geológico

Fuente: Pacifpetrol S.A. (2015)

El Levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado por el Noroeste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno.

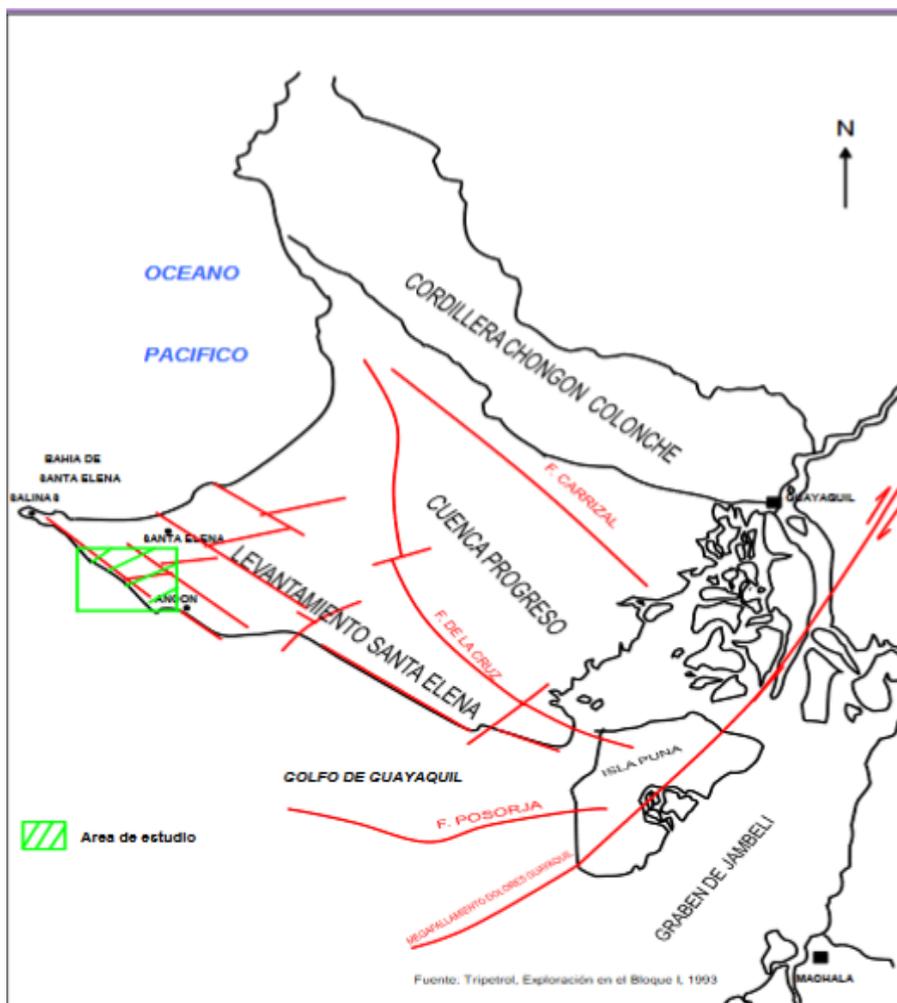


Figura 2.3 Marco Tectónico Regional

Fuente: Pacifpetrol S.A. (2015)

2.2.1 Estructura geológica.

De acuerdo a la interpretación de líneas sísmicas y correlación de perfiles eléctricos se elaboró el modelo estructural de la Península y se definieron los principales rasgos estructurales vinculados a los campos. En términos generales se puede decir que las secuencias, Cretácica y los niveles inferiores de la Formación Azúcar, experimentaron esfuerzos compresivos.

Los niveles superiores de la Formación Azúcar y el Grupo Ancón fueron afectados por tectónicas de desplazamiento de rumbo;

mientras que los niveles altos del Grupo Ancón y la secuencia Neógena (Progreso, Golfo de Guayaquil) experimentó una tectónica distensiva.

El estado de esfuerzo transgresivo determinó la activación de distintos tipos de fallas; dependiendo de su orientación es posible encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. Otras posibilidades son fallas de desplazamiento de rumbo, oblicuas a la compresión principal y fallas normales sub paralelas a dicha compresión principal.

2.2.2 Litología de Las Formaciones

Las formaciones geológicas identificadas en el área del proyecto donde se va a realizar la prospección geofísica se describen a continuación:

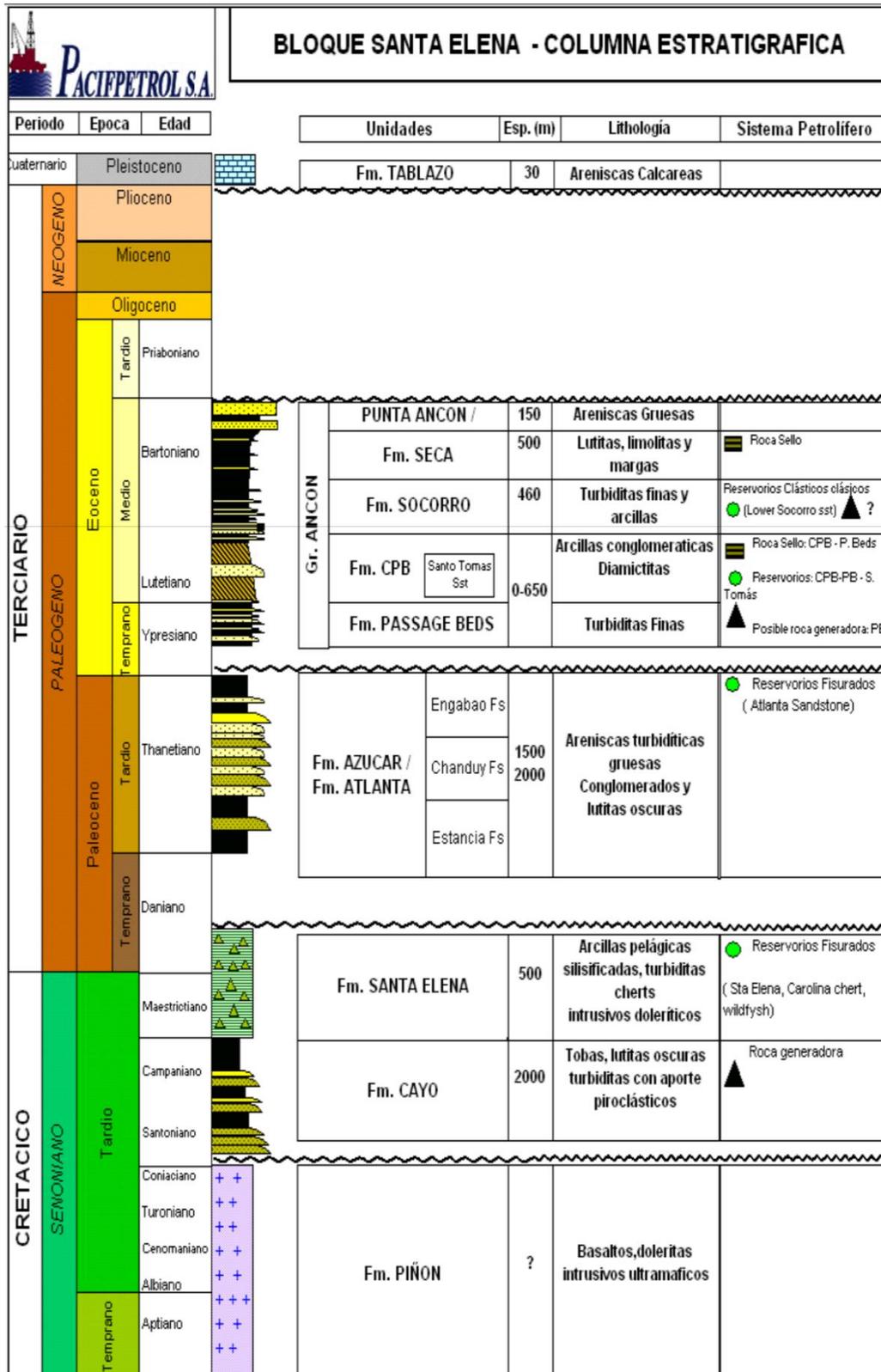


Figura 2.4 Columna Estratigráfica CAMPO GGV

Fuente: Pacifpetrol S.A. (2015)

2.3 Formaciones Productoras del Campo GGV

La secuencia Terciaria atravesada en la Península presenta varios reservorios, siendo el más importante las Atlanta Sandstones, equivalente en el subsuelo de Ancón de la Formación Azúcar. En la misma secuencia continúan en orden de importancia de acuerdo a la producción los niveles arenosos de la Formación Socorro y Passage Beds.

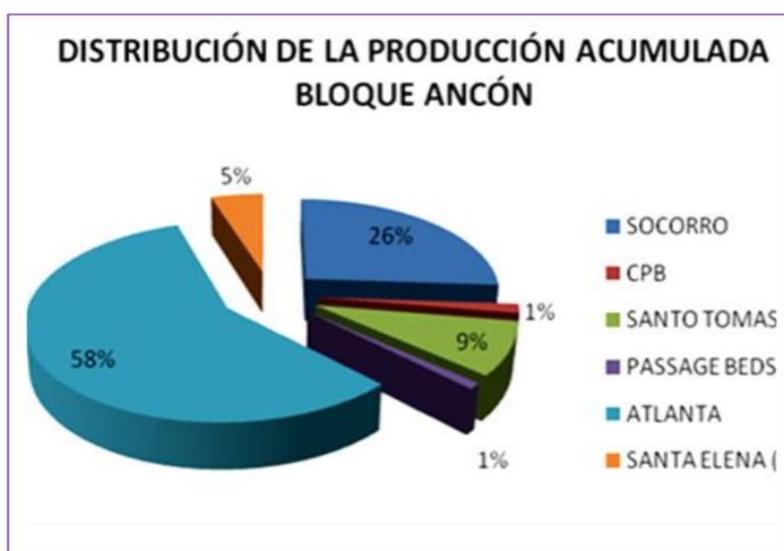


Figura 2.5 Diagrama de la Distribución de la Producción Acumulada del Bloque

Fuente: Pacifpetrol S.A. (2015)

La secuencia Cretácica presenta un conjunto de reservorios no convencionales, con una producción minoritaria de los cuales el más importante son los cherts fisurados de la Formación Santa Elena, productiva en el Campo de Santa Paula.

2.3.1 Formación Atlanta

Esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye los principales reservorios el Campo Ancón, donde ha acumulado 84 MM bls con una producción acumulada promedio por pozo de 137 M Bls. Se compone de areniscas medianas a gruesas, conglomerádicas, mal seleccionadas, con

cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

En perfiles eléctricos muestran secuencias tipo granocrecientes o cilindros serrados con resistividades que varían de 30 a 100 ohmm. Estas variaciones de resistividad se deben a cambios texturales y posiblemente a cambios diagenéticos. Los intervalos de alta resistividad presentan muy bajas porosidad medida por el perfil sónico (4 a 6 %), mientras que las zonas de resistividad media presentan un incremento de la misma

Es difícil estimar el espesor total de la secuencia, ya que se encuentra tectónicamente disturbada por movimientos Eocénicos y post-Eocénicos, por lo cual los espesores medidos en el subsuelo son aparentes o están afectados por repeticiones, habiéndose atravesado 7000 pies de arenas turbidíticas en el pozo 792. Los reservorios de Atlanta en la zona de Ancón se encuentran en un rango de profundidades que varía de 2000 a 5000 pies.

Mediante los estudios de reservorios llevados a cabo por CGC se ha determinado que la relación Espesor Útil/ Espesor Total (H_u/H_t) varía desde 25 % para la zona Oriental de Ancón con un espesor útil promedio de 250 pies, a una relación H_u/H_t de 60% estimada para la zona Central, la más productiva del campo con un espesor útil promedio de 550 pies.

La porosidad medida en coronas varia de 4 a 13 % y la permeabilidad es mala a regular variando entre 0.5 a 4.5 milidarcy, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado.

2.3.2 Formación Socorro

En esta formación se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el Campo Ancón. El rango de profundidades que varía entre 200 y 1500 pies, habiéndose perforado aproximadamente 1300

pozos someros, que han recuperado 27 MM bls de petróleo, con un acumulado promedio de 20 M bls por pozo.

Son turbiditas finamente estratificadas, en estratos centimétricos a decimétricos, depositados en un ambiente de plataforma externa, que presentan mayor contenido arenoso en la base (miembro Lower Socorro) donde los se presentan algunos niveles métricos de buena continuidad lateral (capas A6 y A8 Zona de Santo Tomás). La porosidad medida en coronas varía entre 15 al 25 %. La sucesión presenta un espesor de aproximadamente 1500 pies y grada verticalmente a arcillitas y lutitas de la Formación Seca.

2.3.3 Formación Santo Tomás

Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San Joaquín – La Fe al sur.

Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Formación Passage Beds, constituyendo depósitos de relleno de canal submarino en una posición de abanico superior. Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 pies y se encuentran en un rango de profundidades de 1700 a 2000 pies. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohmm.

En trabajos anteriores se interpretaba que los niveles arenosos de Santo Tomás hacia el sur (Zonas de San Joaquín, Santo Tomás) se encontraban en contacto estratigráfico con las arenas de la Formación Atlanta, de la cual no era posible diferenciarla al sur de la zona de Santo Tomás. A partir de nuevos trabajos de correlación estratigráfica de detalle, los niveles arenosos de la zona de Santo Tomás se han re asignado a Atlanta. Por lo tanto, el límite sur del desarrollo de Santo Tomás queda

confinado por una falla de rumbo este-oeste que levanta niveles de Atlanta y determina un espacio de acomodación en bloque bajo para el ciclo Passage Beds –Santo Tomás.

2.3.4 Formación Passage Beds

Esta secuencia turbidítica sobre yace en discordancia sobre Atlanta Sandstone y presenta un espesor variable ente 0 y 2000 pies, y es la base el Grupo Ancón de edad Eoceno Medio. Se compone por una monótona sucesión de lutitas y arcillitas con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino a medio, de hasta 2 a 10 pies de espesor. La relación arena/arcilla de dicha secuencia es aproximadamente 0.5, la porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas.

Está comprendida entre 10 a 20 ohmm, últimamente se han efectuado reparaciones de bajo costo, con una producción inicial muy variable (4 a 83 BOPD). Este tipo de reparaciones constituye actualmente el tipo de trabajo con mejor perspectivas de desarrollo remanente, identificándose 150 candidatos para efectuar W.O.

2.3.5 Formación Clay Pebble Beds

El medio de depositación de esta formación son los taludes, deslizamientos y canales de relleno. La litología corresponde a arcillolitas. La Formación Clay Pebble Beds (CPB) es un conjunto de bloques de diferentes litologías embebidos en una matriz arcillosa. Presenta guijarros tobáceos, silíceos y calcáreos, dentro de una matriz pelítica, limolitas y areniscas. La Formación CPB ha sido incluida en la producción petrolera del campo desde el año dos mil cuatro (2004) mediante su protagonismo en varios pozos, por este motivo se considera que esta formación puede tener un buen potencial productivo en otras áreas del campo.

2.4 Características de los fluidos

El hidrocarburo producido en el campo Ancón no se considera corrosivo por lo que este dato es despreciable. En la tabla 1 se muestra las principales características de los fluidos para cada pozo en análisis.

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	NOMBRE DEL POZO								
	ANC 604	ANC 1929	PET 101	PET 125	SPA 229	SPA 244	SPA 251	SPA 255	SRY C02
Relación gas-petróleo, GOR	6229	6229	5787	5787	12910	12910	12910	12910	12910
BSW, %	0,64	0,64	0,6	0,6	0,6	0,64	0,6	0,6	0,6
Caudal requerido, Bbl/D	6	5	6	5	5	6	5	5	5
Nivel dinámico, pies	3378	2388,6	1797	2602,2	1623	1648	4146,2	3434,9	468,3
Densidad del petróleo	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Densidad del agua	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gravedad API	39.5	38.5	33	33	33	39.5	33	33	33
Formación donde produce	Atlanta	Santo Thomas	Santa Elena	Santa Elena	Santa Elena	Atlanta	Santa Elena	Santa Elena	Santa Elena

Tabla 1 Características del fluido de los pozos seleccionados

Fuente: Pacifpetrol S.A.

2.4.1 Propiedades Petrofísicas y de Fluidos

Las propiedades petrofísicas y de los fluidos tales del Campo Gustavo Galindo Velasco se describen a continuación:

CAMPO	YACIMIENTO	POROSIDAD fracción	PERMEABILIDAD md	SW fracción	API°	Bo By/Bn
GGV	Socorro	0.250	82	0.45	36.8	1.200
	CPB	0.100	55	0.50	39	1.200
	Santo Tomas	0.110	6	0.64	38.8	1.200
	Passage Beds	0.075	5	0.64	39	1.200
	Atlanta	0.100	3	0.64	40	1.200
	Santa Elena(Ch ert)	0.110	7.7	0.60	33.6	1.200

Tabla 2 Propiedades petrofísicas del campo GGV

Fuente: Pacifpetrol (2015)

Para la tipificación y caracterización del sistema petrolífero del Campo Ancón, la compañía Geochemistry Services (DGSI) realizó análisis y estudios geoquímicos de siete muestras de petróleo de las formaciones Socorro, Santo Tomás, Cretácico Santa Elena y Atlanta.

Los resultados de dichos estudios fueron que los crudos del campo son petróleos livianos a medios, con un rango de gravedades API de 41° a 30°, presenta bajo contenido de sulfuros (0.030 a 0.114%). De manera general, presenta composiciones típicas de crudos muy maduros o condensados, caracterizados por un alto contenido de hidrocarburos saturados (84 a 91%), y muy bajo contenido de asfaltenos (0.3 a 0.4%).

Los análisis isotópicos evidencian una excelente correlación petróleo-petróleo, considerándolos como marinos. Los petróleos de base nafténico-mixta, provenientes de las formaciones someras de Socorro, en la historia del Campo han tenido mayor valor económico ya que por tratarse de crudos libres de ceras fueron utilizados para la obtención de lubricantes.

CAPÍTULO III
METODOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON COILED TUBING

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON COILED TUBING

3.1 Generalidades de la tecnología coiled tubing.

Los avances tecnológicos en el área de perforación, con la finalidad de reducir costos, han conducido a la industria de perforación de pozos a buscar nuevas alternativas para tal fin, por lo que se ha desarrollado con mucho énfasis la tecnología de perforación de pozos con tubería flexible o coiled tubing. El uso de la perforación con tubería flexible (CTD) puede ser muy efectiva en ciertas situaciones, es decir se debe conocer con mucha precisión el ambiente donde se va a perforar.

Introducción

En el año de 1926 el científico Bannister fue el primero en utilizar una tubería de perforación flexible, el trabajo de Bannister involucró el uso de una manguera para la circulación del fluido con cables de soporte fijados a los lados para soportar el peso. Se informó que el sistema era técnicamente exitoso pero poco confiable, y el trabajo de desarrollo cesó en 1940 debido a la "falta de un motor de fondo de pozo adecuado" para el uso de la nueva tecnología.

En el año de 1948 G.D. Priestman realizó la solicitud de patente para el funcionamiento de la tubería rígida enrollada convencionalmente sobre un carrete. La patente de G.D. Priestman concibió lo que hoy se considera tecnología CTD moderna, en lo que se refiere a la tubería y la operación en spool. Sin embargo, pasaron 25 años antes de que la primera perforación real con tubo de acero en espiral encontrara una aplicación práctica con Flex Tube Ltd. y la Uni-Flex Rig Co. Ltd. mediante la perforación de numerosos pozos de gas poco profundos en Canadá; este

esfuerzo inicial rígido CTD fue iniciado por Ben Gray a través de la perforación de aproximadamente 18 pozos en un período de 14 años en Canadá.

El auge de la demanda de energía en los años 90 obligó a ciertas compañías a incrementar el uso de la perforación de pozos con tubería flexible (CTD, por sus siglas en inglés).

Hasta la fecha se han realizado numerosas aplicaciones de perforación de pozos con CTD alcanzando bastante éxito en regiones como Alaska, Canadá y los Emiratos Árabes Unidos, aunque todavía se considera que el CTD es una nueva tecnología que no es ampliamente aceptada en la industria debido a ciertos factores como: Falta de conocimiento sobre el manejo de la tecnología CTD (coiled tubing drilling), aplicaciones incorrectas, expectativas exageradas, incapacidad para rotar, costo de los consumibles, vida limitada de fluidos de perforación, reducción de las tasas de bombeo, torque y WOB, camino más tortuoso, lo que hace que no sea aplicable en todo proyecto de perforación de pozos.

Por otro lado, existen ciertos factores de esta tecnología que la hacen muy atractiva en el negocio de la perforación de pozos, entre ellos: reducción del área de la plataforma donde se va a perforar el pozos, facilidad en la logística y movimiento de equipos de bajos costos, reducción del tiempo de viaje, disminución del tiempo para realizar conexiones, circulación continua del fluido de perforación, mayor rendimiento de la broca, control direccional, detección temprana de patada, control de parámetros de fondo de pozo, perforación bajo balance, manejo de las presiones durante la perforación, poco personal técnico.



Figura 3.1 Arreglo de una unidad de perforación con CTD

Fuente: Baker Hughes. (2016)

Equipo CTD

Existe la creencia común de que los equipos CTD son compactos y altamente móviles. En realidad, el equipo requerido para proporcionar funciones de perforación puede hacer que esto sea una idea errónea. Las necesidades de equipos auxiliares de CTD no difieren significativamente de las operaciones de perforación con tubería articulada o rotativa. Las mecánicas y limitaciones de CTD son las mismas que cuando se realiza una perforación rotaria con unidades de perforación rotativa. Las similitudes entre el CTD y la perforación de tuberías articuladas en equipos necesarios superan con creces las diferencias.

El CTD actual se basa en el mismo equipo utilizado en la perforación rotativa con tuberías de perforación de pequeño diámetro. El orientador en el BHA es el único equipo CTD exclusivo requerido para la perforación direccional que no sea un equipo auxiliar de CT común, como, por ejemplo:

Inyector de tubería:

El inyector de tubería continua es el componente usado para agarrar la tubería de longitud continua y proveer las fuerzas necesarias para desplegar y recuperar la tubería dentro y fuera del hoyo del pozo.

Funciones básicas.

Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo. Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones del pozo. Soportar todo el peso de la tubería y acelerarla a la velocidad de operación



Figura 3.2 Componentes de la Unidad de Coiled Tubing.

Fuente: Schlumberger (2016)

Arco guía

Los inyectores de tubería continua, usan un arco guía de tubería, que está ubicado directamente encima del inyector. El arco guiador de tubo soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90+ grados) y guía la tubería flexible del carrete hacia las cadenas inyectoras.

Carrete de servicio

El carrete de servicio sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería continua durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante las operaciones con tubería continua.

Guía niveladora

La tubería es guiada al carrete de servicio utilizando un mecanismo de servicio llamado el conjunto de guía niveladora de envoltura (devanador), que alinea apropiadamente la cañería a medida que se envuelve o se desenrolla en el carrete.

Consola de control

El diseño de la consola de control para una unidad de tubería continua, puede variar con cada fabricante, sin embargo, normalmente todos los controles están posicionados en una consola remota.

Fuerza motriz

Las unidades que suministran fuerza motriz para tubería continua se construyen con muchas configuraciones diferentes, dependiendo del ambiente de operación. La mayoría son movidas por motores diésel, aunque un número limitado usa motores eléctricos.

Columna de Preventores de Reventones

El sistema de preventores de reventones es una parte importante en la unidad de tubería continua y debería usarse en todo programa de servicio con tubería flexible. Está compuesto por el conjunto del stripper y los arietes operados hidráulicamente, especificados para una presión mínima de trabajo de 10000 lppc. Los preventores de reventones se colocan debajo del conjunto del stripper. El conjunto estándar para un ariete de cuatro arietes (desde arriba hacia abajo) para tubería flexible es el siguiente:

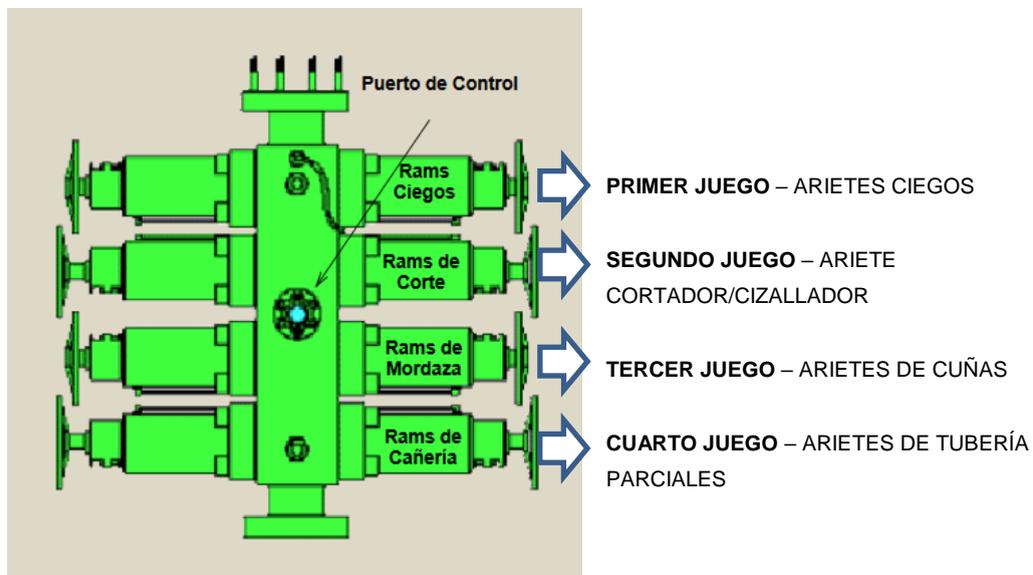


Figura 3.3 Columna de Preventores de Reventones

Fuente: Wild Well Control.

Strippers

El stripper está diseñado para proveer un sello de presión firme o empaque alrededor de la tubería flexible, cuando se corre dentro del pozo o cuando se extrae del pozo con presión en la superficie. El sello se logra energizando los insertos empaquetadores del stripper forzándolos contra la tubería. La fuerza energizadora se aplica y se controla hidráulicamente desde la cabina del operador.

Unidad de bombeo de fluidos

Esta unidad, es el equipo utilizado para desplazar los fluidos, ya sean líquidos o gases (nitrógeno), es el método para proveer la energía hidráulica (presión) en la circulación de los fluidos.

Bomba de líquidos

La bomba de líquidos tiene una toma ubicada desde los tanques de almacenamiento, desde allí se succiona el fluido dirigiéndolo al manifold y a las líneas donde puede ser mezclado con nitrógeno. Luego va a la articulación giratoria de circulación, en el carrete de la tubería

Tanques y equipos de mezclado / almacenamiento

Los tanques típicos tienen dos o tres compartimientos y están disponibles para las capacidades deseadas. La succión del tanque puede por los costados, a varias pulgadas por encima del fondo, de manera que el sedimento no pueda entrar a la línea de succión.



Figura 3.4 Tanques y equipos de mezclado / almacenamiento.

Cortesía: Schlumberger (2016)

La perforación con coiled tubing está creciendo rápidamente. Los mejores resultados obtenidos con esta tecnología se observan en: Perforación en desbalance, perforación en pozos verticales de diámetro reducido (slim hole), profundizaciones verticales en pozos horizontales, re-entradas horizontales en desbalance a pozos existentes.

Entre los beneficios de su aplicación se encuentran: No es necesario que el personal esté en boca de pozo durante la operación, se reduce o desaparece el riesgo de daño cerca del wellbore al permitir que el pozo circule mientras se está perforando, disminuye considerablemente la pérdida de circulación y los problemas ocasionados por aprisionamiento con depletamiento de los reservorios cuya producción está en un proceso de disminución, los costos de perforación disminuyen a mayores caudales de penetración, prolonga la vida del trépano, reduce los problemas relacionados con la perforación y los costos de los lodos de perforación cuando se lo compara con la perforación convencional, se reduce o elimina la necesidad de deposición de los fluidos de perforación, optimiza la perforación en desbalance al no ser necesario realizar conexiones.

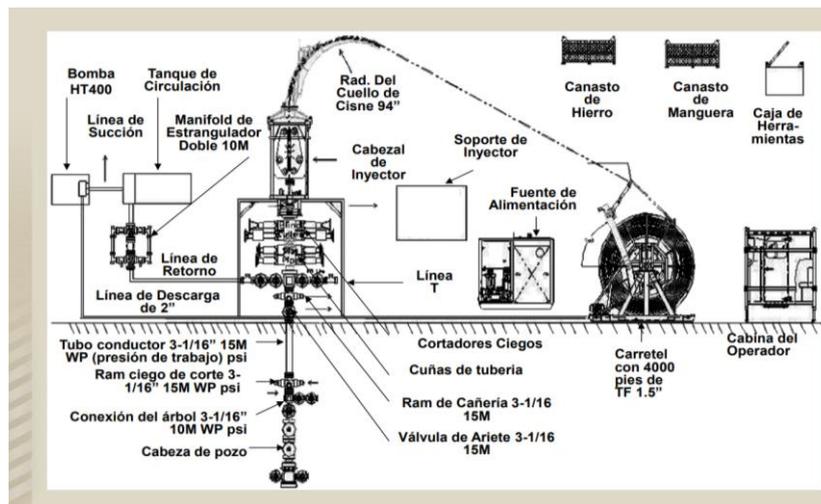


Figura 3.5 Montaje típico de tubería flexible

Fuente: Wild Well Control.

Preventores de reventones para coiled tubing / blowout preventer

Un preventor de reventones para coiled tubing provee como barrera secundaria y terciaria para retronar a los sistemas de barrera primaria. Esta BOP se utiliza para fijar la tubería flexible y aislar la presión del pozo durante las situaciones normales y de emergencia.

La disposición típica de un BOP tubería flexible consiste en arietes ciegos, arietes, arietes de corte de deslizamiento y arietes de tubería; y el diagrama de estas preventoras se muestra en la siguiente figura.

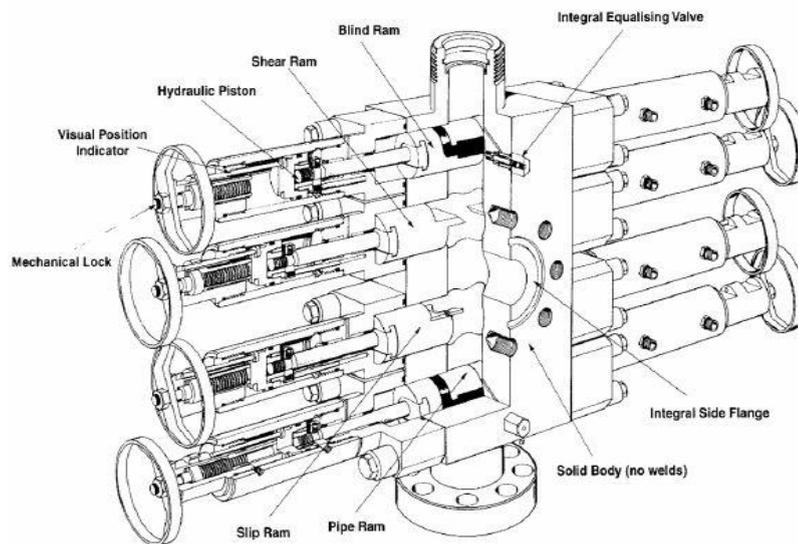


Figura 3.6 *Preventores de Reventones para Coiled Tubing / Blowout Preventer*

Fuente: Schlumberger (2015)

3.2 Tipos de trayectorias de pozos.

Introducción:

Desde los inicios de la perforación rotatoria en la industria del petróleo, el objetivo primordial ha sido y sigue siendo la capacidad de perforar un agujero de forma económica y mantener su dirección a lo largo una trayectoria predeterminada con la finalidad de alcanzar miles de pies por debajo de la superficie. En los primeros días, la principal preocupación

era mantener un curso vertical hasta un área objetivo ubicada directamente debajo el piso de la plataforma.

Sin embargo, en los últimos años la preocupación se ha ampliado debido a las restricciones que se presentan en superficie debido a muchos factores principalmente los ambientales, es por esto que la industria de hidrocarburos ha desarrollado la tecnología de perforación de pozos direccionales y horizontales con la finalidad de ampliar las posibilidades productoras, esa tecnología consiste en perforar una sección del pozo vertical debajo del piso de la plataforma a una cierta profundidad de lanzamiento preseleccionada (KOP) y luego desviar intencionalmente la perforación a lo largo de una trayectoria preseleccionada para alcanzar la zona objetivo geológico.

Existen dos tipos de pozos direccionales bien diferenciados el pozo tipo J o slant y el pozo tipo S, y una variación del pozo tipo J, denominada pozos Horizontales que constituyen trayectorias de pozos más complejas.

Trayectoria incrementar- mantener (slant)

Este tipo de trayectorias pozos tipo “J” se perforan donde no es posible posicionar el equipo de perforación directamente arriba del objetivo o en una plataforma que perfora varios pozos.

En el ámbito de la perforación, a este tipo de trayectoria se la ha denominado incrementar y mantener inclinación a un rumbo definido, como se muestra en la figura 3.7, se empieza la perforación de forma vertical hasta el punto donde se comienza a construir suavemente hasta alcanzar la inclinación máxima, manteniendo dirección constante; luego se empieza a mantener tangente la trayectoria hasta alcanzar el objetivo final de pozo. Estos pozos son comunes en zonas donde el yacimiento está bajo ríos, ciudades, locaciones protegidas.

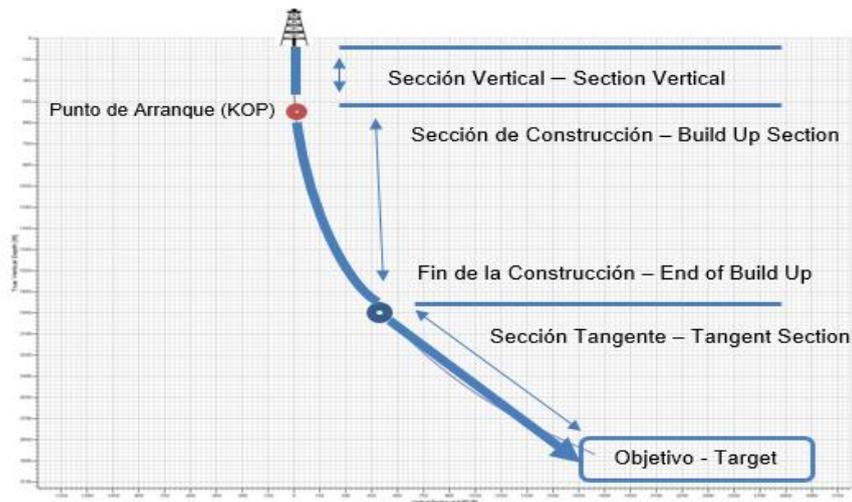


Figura 3.7 Trayectoria de pozo direccional tipo J

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

Trayectoria incrementar-mantener-disminuir

Dentro de la clasificación de los pozos mencionados, la trayectoria de pozos tipo S, se utiliza para mejorar la eficiencia de flujo del pozo comparado con un vertical y para la re localización de un pozo descontrolado. En la perforación de pozos costa fuera (offshore) los pozos tipo S ayudan a asegurar la precisión del espaciado entre pozos cuando se perforan varios pozos desde una misma plataforma.

Existen dos tipos de trayectorias tipo S:

- a) Trayectoria incrementar-mantener-disminuir,
- b) Trayectoria incrementar –mantener disminuir parcialmente-mantener como se muestra en la figura 3.8.

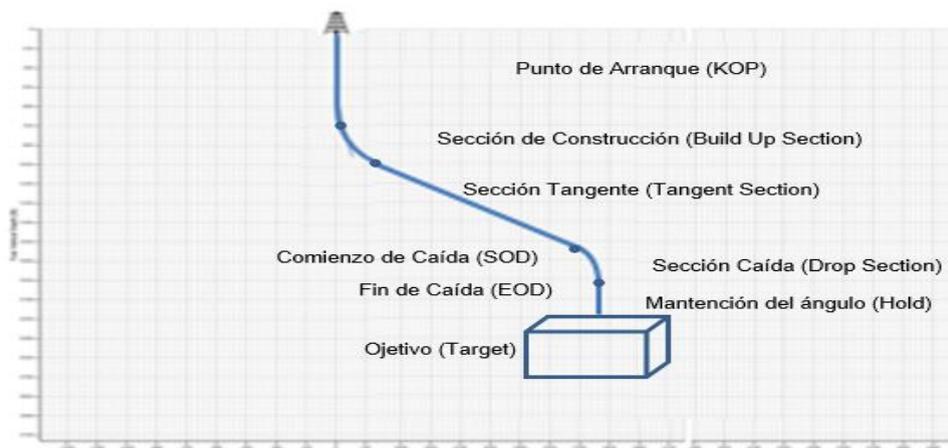


Figura 3.8 Trayectoria de pozos tipo S
 Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

Trayectoria del Incremento Continuo

La perforación horizontal es el proceso de dirigir una broca para seguir una trayectoria horizontal orientada aproximadamente 90 ° desde la vertical a través de la roca del yacimiento. El interés en perforar pozos horizontales se puede atribuir a las siguientes razones principales:

- Mejora en la producción primaria.
- Mejora en la producción secundaria.
- Mejora en la recuperación final de hidrocarburos en su lugar.
- Reducción significativa en el número de pozos para desarrollar un campo completo.
- Aumento significativo de la producción.

La perforación horizontal de pozos, junto con la perforación multilateral y de largo alcance, ha revelado muchas oportunidades para que la industria del petróleo y el gas recupere económicamente las reservas de hidrocarburos de los campos que de otro modo no hubieran sido factibles. Además de las ganancias económicas, reducir los pasos en el área tiene un impacto positivo muy significativo en el medio ambiente.

El éxito en la perforación y terminación de pozos horizontales se ha atribuido a importantes avances tecnológicos, innovación en los enfoques de diseño, trabajo en equipo efectivo, utilización del proceso de aprendizaje, planificación efectiva, implementación adecuada del programa, monitoreo en tiempo real de los datos de perforación y actualización del programa diseños.

Ya sea que se perforen pozos verticales o direccionales (incluidos los horizontales) para explotar hidrocarburos subterráneos, se necesitan los mismos elementos para perforar con éxito y de manera económica; solo difieren en términos de requisitos.

Planificación de la operación de perforación de un pozo horizontal

La planificación para la perforación horizontal de pozos generalmente consiste en especificar una profundidad de entrada (ED) en el yacimiento y la longitud horizontal mínima (MHL) de alcance dentro del yacimiento.

Existen dos tipos de curvas bien definidas en la construcción de pozos horizontales, trayectorias simples de una sola curva y trayectorias complejas con dos curvas y una sección tangente. Por lo tanto, los objetivos de una buena planificación son dos:

- Alcanzar económicamente el objetivo.
- Perforar económicamente la sección horizontal.

Para alcanzar el objetivo, la planificación consta de tres fases:

- Fase vertical
- Fase direccional
- Fase horizontal

Estas fases de perforación de pozo horizontal se ilustran en la figuras 3.9 y 3.10.

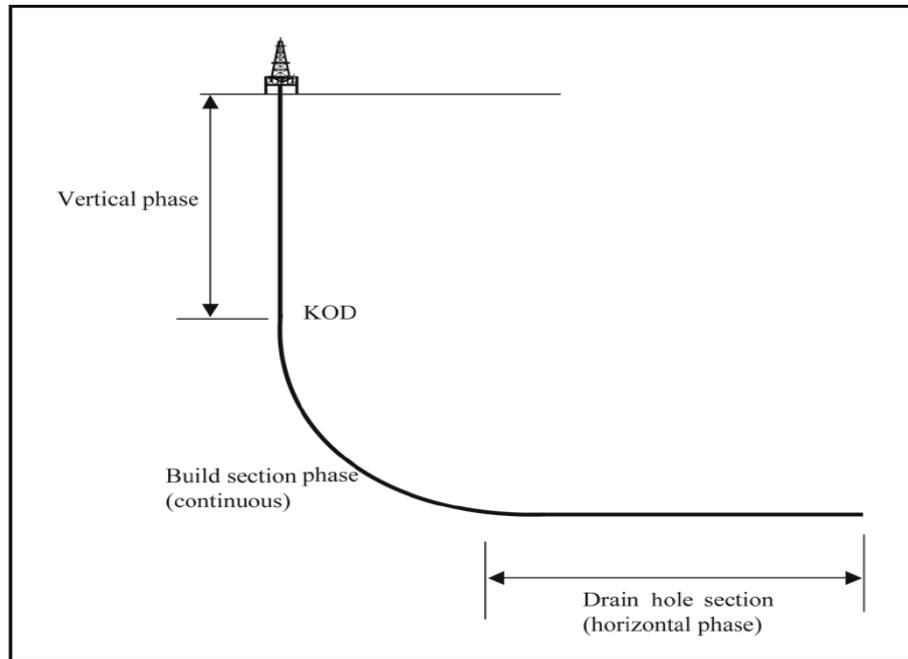


Figura 3.9 Trayectoria de pozo horizontal de una sola curva

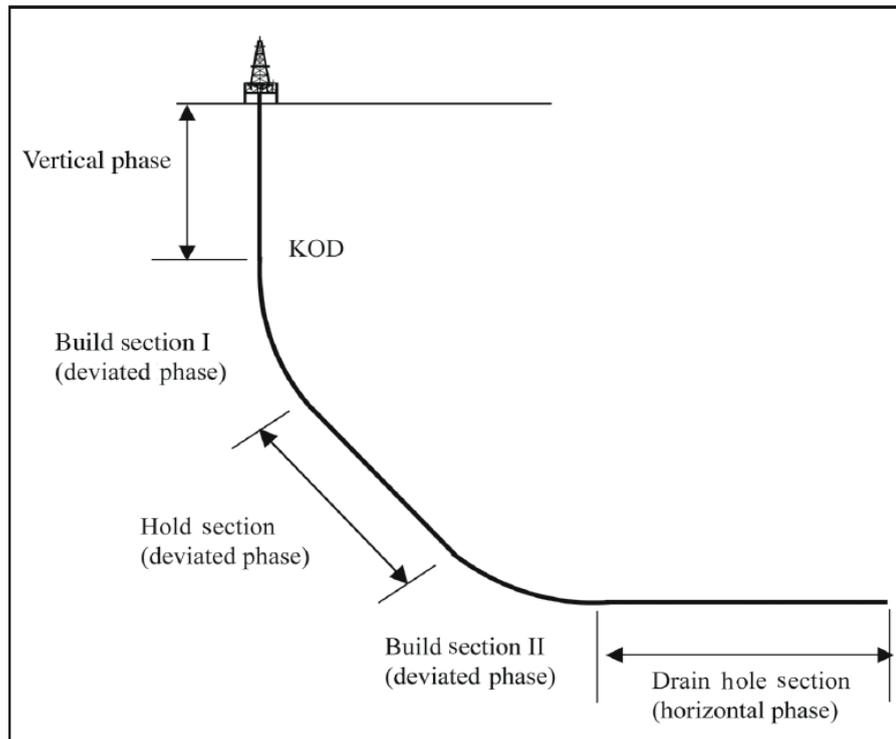


Figura 3.10 Trayectoria de pozo horizontal con dos curvas (estructura compleja)

3.3 Metodología de diseño de trayectorias de pozos

Trayectoria incremental- mantener (*slant*)

Radio de curvatura

$$R_1 = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{1}{q_v}$$

Donde

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$q_v =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, ($^{\circ}/m$)

Ángulo máximo de inclinación

Para $R_1 > x_3$

$$\theta = \arcsen\left(\frac{R_1}{\sqrt{(R_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right) - \arctan\left(\frac{R_1 - x_3}{D_3 - D_1}\right)$$

Para $R_1 < x_3$

$$\theta = 180^{\circ} - \arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{x_3 - R_1}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1}{D_3 - D_1}\right) \text{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{x_3 - R_1}\right)\right)\right)$$

Donde

$\theta =$ Ángulo máximo de inclinación, ($^{\circ}$)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$q_v =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, ($^{\circ}/m$)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$D_2 =$ Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

$D_3 =$ Profundidad vertical al objetivo, (m)

$x_3 =$ Desplazamiento horizontal al objetivo, (m)

Longitud de arco (curva)

$$L_{ARC} = \frac{\theta}{q_v}$$

Donde

L_{ARC} = Longitud de arco, (m)

q_v = Ritmo de incremento de ángulo o severidad, (°/m)

Longitud del tramo tangente

$$L_{TAN} = \frac{R_1}{\tan \Omega}$$

Para $R_1 > x_3$

$$\Omega = \arcsen \left(\frac{R_1}{\sqrt{(R_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right)$$

Para $R_1 < x_3$

$$\Omega = \arcsen \left(\frac{R_1}{\sqrt{(x_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right)$$

Donde

Ω = Ángulo formado por la recta tangente y la recta que une al objetivo con el vértice del máximo ángulo de inclinación, (°).

L_{TAN} = Longitud de la sección tangente, (m)

R_1 = Radio de curvatura del incremento, (m)

x_3 = Desplazamiento horizontal al objetivo, (m)

D_1 = Profundidad de inicio de desviación, (m)

D_2 = Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

D_3 = Profundidad vertical al objetivo, (m)

Profundidad total desarrollada

$$D_M = D_1 + L_{ARC} + L_{TAN}$$

Donde

$D_M =$ Profundidad total desarrollada, (m)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$L_{ARC} =$ Longitud de arco, (m)

$L_{TAN} =$ Longitud de la sección tangente, (m)

Profundidad vertical al final de la curva

$$D_2 = D_1 + R_1 \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

$D_2 =$ Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la curva

$$x_2 = R_1(1 - \text{cos}\theta)$$

Donde

$x_2 =$ desplazamiento horizontal al final de la curva

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Trayectoria incrementar-mantener-disminuir

Radios de curvatura

$$R_1 = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{1}{q_{v1}}$$

$$R_2 = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{1}{q_{v2}}$$

Donde

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$R_2 =$ Radio de curvatura del decremento, (m)

$q_{v1} =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, (°/m)

$q_{v2} =$ Ritmo de decremento de ángulo, (°/m)

Ángulo máximo de inclinación – declinación

$$R_1 < x_3 \begin{cases} R_1 + R_2 > x_4 \\ R_1 + R_2 < x_4 \end{cases}$$

Para $R_1 + R_2 > x_4$

$$\theta = \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - x_4}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - x_4}\right)\right)\right)$$

Para $R_1 + R_2 < x_4$

$$\theta = 180^\circ - \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{x_4 - (R_1 - R_2)}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{x_4 - (R_1 - R_2)}\right)\right)\right)$$

Donde

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$R_2 =$ Radio de curvatura del decremento, (m)

$x_4 =$ Desplazamiento horizontal al objetivo, (m).

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$D_4 =$ Profundidad vertical al objetivo, (m)

$\theta =$ Ángulo máximo de inclinación, declinación(°)

Longitud de arcos

$$L_{ARC1} = \frac{\theta}{q_{v1}}$$

$$L_{ARC2} = \frac{\theta}{q_{v2}}$$

Donde

L_{ARC1} = Longitud de arco de incremento, (m)

L_{ARC2} = Logintud de arco de decremento, (m)

q_{v1} = Ritmo de incremento de ángulo o severidad, (°/m)

q_{v2} = Ritmo de decremento de ángulo, (°/m)

Profundidad vertical al final de la sección tangente

$$D_3 = D_4 + R_2 \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

D_3 = Profundidad vertical al inicio de la seccion de disminuir, (m)

D_4 = Profundidad vertical al objetivo, (m)

R_2 = Radio de curvatura del decremento, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la sección

$$x_3 = x_4 - R_2(1 - \text{cos}\theta)$$

Donde

x_3 = desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el final de la sección Tangente (m)

x_4 = Desplazamiento horizontal al objetivo, (m).

R_2 = Radio de curvatura del decremento, (m)

Longitud del tramo tangente

$$L_{TAN} = \frac{R_1}{\tan \Omega}$$
$$\Omega = \arcsen\left(\frac{R_1}{\sqrt{(x_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right)$$

Donde

L_{TAN} = Longitud de la sección tangente, (m)

R_1 = Radio de curvatura del incremento, (m)

Ω = Ángulo formado por la recta tangente y la recta que une punto de inicio de la declinación con el vértice del máximo ángulo de inclinación ($^\circ$).

x_3 = desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el final de la sección Tangente (m)

D_3 = Profundidad vertical al inicio de la sección de disminuir, (m)

D_1 = Profundidad de inicio de desviación, (m)

Profundidad total desarrollada

$$D_M = D_1 + L_{ARC1} + L_{TAN} + L_{ARC2}$$

Donde

D_M = Profundidad total desarrollada, (m)

D_1 = Profundidad de inicio de desviación, (m)

L_{ARC1} = Longitud de arco de incremento, (m)

L_{TAN} = Longitud de la sección tangente, (m)

L_{ARC2} = Longitud de arco de decremento, (m)

Profundidad vertical al final de la curva de incremento

$$D_2 = D_1 + R_1 \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

D_2 = Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Desplazamiento horizontal

$$x_2 = R_1(1 - \cos\theta)$$

Donde

$x_2 =$ desplazamiento horizontal al final de la curva

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Trayectoria incrementar –mantener disminuir parcialmente-mantener

Radios de curvatura

$$R_1 = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{1}{q_{v1}}$$

$$R_2 = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{1}{q_{v2}}$$

Donde

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$R_2 =$ Radio de curvatura del decremento, (m)

$q_{v1} =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, ($^{\circ}/m$)

$q_{v2} =$ Ritmo de decremento de ángulo o severidad, ($^{\circ}/m$)

Ángulo máximo de inclinación –declinación

$$R_1 < x_3 \begin{cases} R_1 + R_2 > x_5 \\ R_1 + R_2 < x_5 \end{cases}$$

Para $R_1 + R_2 > x_5$

$$\theta = \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - x_4}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \text{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - x_4}\right)\right)\right)$$

Para $R_1 + R_2 < x_5$

$$\theta = 180^\circ - \operatorname{arctg}\left(\frac{D_4 - D_1}{x_4 - (R_1 - R_2)}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\operatorname{arctg}\left(\frac{D_4 - D_1}{x_4 - (R_1 - R_2)}\right)\right)\right)$$

Donde

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$R_2 =$ Radio de curvatura del decremento parcial, (m)

$q_{v1} =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, ($^\circ/m$)

$q_{v2} =$ Ritmo de decremento de ángulo o severidad, ($^\circ/m$)

$\theta =$ Ángulo máximo de inclinación, declinación($^\circ$)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$D_4 =$ Profundidad vertical al objetivo, (m)

$\theta =$ Ángulo máximo de inclinación, declinación($^\circ$)

$x_4 =$ Desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el final de la declinación parcial, (m).

Longitud de incremento

$$L_{ARC1} = \frac{\theta}{q_{v1}}$$

Donde

$L_{ARC1} =$ Longitud de arco de incremento, (m)

$\theta =$ Ángulo máximo de inclinación, declinación($^\circ$)

$q_{v1} =$ Ritmo de incremento de ángulo, ($^\circ/m$)

Longitud del primer tramo tangente

$$L_{TAN1} = \frac{R_1}{\tan \Omega}$$

$$\Omega = \operatorname{arcsen}\left(\frac{R_1}{\sqrt{(x_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right)$$

Donde

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$L_{TAN1} =$ Longitud de la primera sección tangente, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

$\Omega =$ Ángulo formado por la primera recta tangente y la recta que une un punto de inicio de la declinación con el vértice del máximo ángulo de inclinación (°).

$x_3 =$ Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente, (m)

$D_3 =$ Profundidad vertical al final de la sección tangente, (m)

Longitud del arco de decremento parcial

$$L_{ARC2} = L_{ARC1} - \frac{\theta'}{q_{v1}}$$

Donde

$L_{ARC2} =$ Longitud de arco de decremento, (m)

$L_{ARC1} =$ Longitud de arco de incremento, (m)

$L_{TAN2} =$ Longitud de la segunda sección tangente, (m)

$q_{v1} =$ Ritmo de incremento de ángulo o severidad, (°/m)

$\theta' =$ Ángulo de declinación para alcanzar el objetivo, (°)

Profundidad vertical al final de la curva de incremento

$$D_2 = D_1 + R_1 \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

$D_2 =$ Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la curva de incremento

$$x_2 = R_1(1 - \cos\theta)$$

Donde

$x_2 =$ desplazamiento horizontal al final de la curva

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Profundidad vertical al final de la sección tangente

$$D_3 = D_1 + R_1 \cdot \text{sen}\theta + L_{TAN} \cdot \text{cos}\theta$$

Donde

$D_3 =$ Profundidad vertical al inicio de la sección disminuir, (m)

$D_1 =$ Profundidad de inicio de desviación, (m)

$L_{TAN} =$ Longitud de la sección tangente, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente

$$x_3 = R_1(1 - \cos\theta) + L_{TAN} \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

$x_3 =$ Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente, (m)

$L_{TAN} =$ Longitud de la sección tangente, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Profundidad vertical al final de la curvatura de decremento

$$D_4 = D_3 + R_1 \cdot \text{sen}\theta$$

Donde

$D_4 =$ Profundidad vertical al final de la declinación total, (m)

$D_3 =$ Profundidad vertical al final de la sección tangente, (m)

$R_1 =$ Radio de curvatura del incremento, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la curva de decremento parcial

$$x_4 = x_5 + R_2(1 - \cos\theta')$$

Donde

x_4 = Desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el final de la declinación parcial, (m).

x_5 = Desplazamiento horizontal hasta el final de la declinación total, (m)

R_2 = Radio de curvatura del decremento parcial, (m)

Profundidad vertical al final de la curva de decremento parcial

$$D_5 = D_4 + R_2 \cdot \text{sen}\theta'$$

Donde

D_5 = Profundidad vertical al final de la declinación parcial, (m)

D_4 = Profundidad vertical al final de la declinación total, (m)

R_2 = Radio de curvatura del decremento parcial, (m)

Desplazamiento horizontal al final de la curvatura de decremento total

$$x_5 = x_3 + R_2(1 - \cos\theta)$$

Donde:

x_5 = Desplazamiento horizontal hasta el final de la declinación total.

x_3 = Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente, (m)

R_2 = Radio de curvatura del decremento parcial, (m)

Ángulo máximo de inclinación

$$\theta = \arccos\left(1 - \frac{x_3}{R_1}\right)$$

Donde

θ = Ángulo máximo de inclinación, (°)

R_1 = Radio de curvatura del incremento, (m)

x_3 = Desplazamiento horizontal al objetivo, (m)

Profundidad total desarrollada

$$D_M = D_1 + L_{ARC}$$

Donde

D_M = Profundidad total desarrollada, (m)

D_1 = Profundidad de inicio de desviación, (m)

L_{ARC} = Longitud de arco, (m)

Ángulo al término de la curvatura

$$I_2 = \left(\frac{D_2 - D_1}{R_1} + \text{sen}q_v\right)$$

Donde:

I_2 = Ángulo con que se termina la curvatura, (°)

D_1 = Profundidad de inicio de desviación, (m)

D_2 = Profundidad vertical al final de la curva de incremento, (m)

R_1 = Radio de curvatura del incremento, (m)

3.4 Herramientas direccionales

Las herramientas de deflexión son dispositivos que se utilizan para hacer que una broca se desvíe y siga una trayectoria preseleccionada de un pozo. Las herramientas que están disponibles actualmente y están en uso incluyen:

- Cuñas direccionales.
- Jet bits con boquillas orientadas.
- Sistemas orientables en el fondo del pozo (motores y accesorios doblados, sistema giratorio orientable, entre otros).
- Conexiones convencionales de BHA

Cuñas o cucharas direccionales. La técnica de cuña intencionalmente causa la desviación deseada del pozo. La cuña está rígidamente unida al BHA por medio de un pin de corte. El conjunto se baja hasta el fondo y se orienta en la dirección correcta; se aplica el peso adecuado para establecer la cuña y cortar el pasador entre 10-15 pies del pozo perforado en calibre; y se hace un viaje para cambiar la herramienta con un abridor de orificios de calibre completo.

Luego, se examina el agujero para garantizar la dirección correcta, y el proceso continúa hasta que la sección de construcción del pozo esté completa. Este método lleva mucho tiempo y a menudo tiene aplicaciones limitadas.

Jet bits. - La técnica de usar chorros tipo jet para causar intencionalmente la desviación de agujero deseada es aplicable en formaciones suaves. La broca se baja al fondo, el chorro está orientado en la dirección deseada, y el flujo de lodo bombeado al fondo del pozo sirve para erosionar aproximadamente unos pocos pies hoyo piloto; luego, se inicia la perforación rotativa convencional para perforar el hoyo, y el proceso es repetido. Los levantamientos de agujeros se hacen después de perforar

10-15 pies de sección de construcción. La ventaja de este método sobre el método de cuchara es que no es necesario disparar para abrir el hoyo piloto a un calibre completo.

Sistemas dirigibles de fondo de pozo. - Los sistemas dirigibles en el fondo del pozo pueden ser motores de lodo o sistemas rotativos dirigibles. Los motores de lodo son impulsados hidráulicamente haciendo circular el lodo, como se hace en la perforación normal.

Existen dos tipos de motores de lodo:

- Motores de lodo de desplazamiento positivo (PDM)
- Motores de turbina

La principal ventaja de los PDM sobre las turbinas es que tienen una carcasa doblada, esto permite al motor utilizarlo como un conjunto desviador, depende el modo de perforación, cuando se encuentre en el modo orientado como un conjunto de sujeción, o cuando está en modo rotativo. La composición del BHA es similar en ambos tipos de motores de lodo, consiste en una broca de calibre completo, un motor de fondo de pozo, un sub doblado, collares de perforación no magnéticos, y estabilizadores.

Los sistemas dirigibles de perforación representan un avance reciente en tecnología de perforación direccional (incluyendo perforación horizontal). Están diseñados con conexiones telemétricas que se pueden activar desde la superficie, causando una fuerza de desviación contra el lado del pozo para empujar la broca hacia dentro a lo largo de la trayectoria del pozo preseleccionado. Su principal ventaja sobre los motores de lodo de fondo de pozo es que la perforación siempre está en modo rotativo, ya sea construyendo o sosteniendo ángulo; por el contrario, en el caso de los motores de lodo, el sistema debe estar en modo deslizante mientras se construye el ángulo y en modo rotativo mientras sostiene el ángulo.

La ventaja de la rotación de la sarta de perforación es su ayuda significativa en la limpieza del pozo mientras se perforan pozos direccionales.

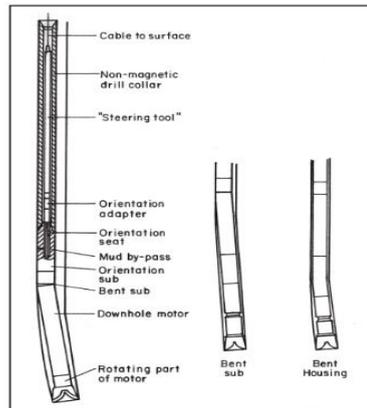


Figura 3.11 Ensamblaje de motor de fondo.

Fuente: Wild Well Control

Conexiones BHA. En la perforación de pozos de desarrollo, donde la geología, y la fuerza de las formaciones pueden ser bien conocidas, el diseño adecuado de BHA permite la perforación de un pozo direccional desde la superficie hasta el objetivo sin el uso de técnicas mecánicas o hidráulicas. Un típico BHA consta de collarines de perforación, una broca de calibre completo, un escariador y estabilizadores. (Ver la figura 3.12).

Hay varios paquetes de software comerciales basados en análisis de elementos finitos que pueden ser utilizados en el diseño de BHA.

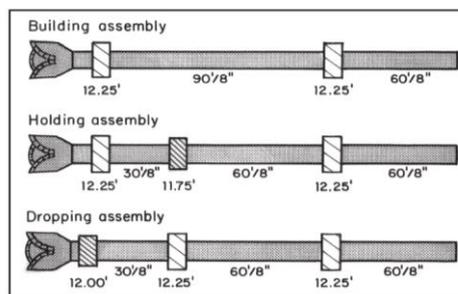


Figura 3.12 Ensamblajes típicos de conexiones.

Fuente: Wild Well Control

Herramientas de toma de surveys en perforación direccional de pozos

Para garantizar que se está perforando la trayectoria correcta del pozo, se deben realizar toma de datos direccionales a lo largo de la trayectoria del pozo para realizar los cálculos de profundidad e inclinación y dirección.

Los registros permanentes de ubicaciones del pozo pueden tener un impacto significativo en futuras operaciones de perforación y completación. El conocimiento preciso de la trayectoria del pozo puede ser muy importante en muchas decisiones técnicas especialmente relacionadas con la geología. Los instrumentos de medición disponibles para determinar el curso del pozo (inclinación y acimut) se pueden categorizar en dos grupos:

- Instrumentos de toma de datos magnético.
- Instrumentos de estudio giroscópicos.

Ambos grupos tienen capacidad de levantamiento de disparo único y multidisparo. Se pueden soltar, bajado en un cable, o usado como parte de paquetes MWD. Los componentes básicos de ambos sistemas consisten en dispositivo de tiempo y brújula o dispositivo sensor electrónico.

Los instrumentos de un disparo registran solo un punto a una profundidad dada del pozo durante el proceso de medición, mientras que los instrumentos de disparo múltiple registran varios puntos a lo largo de la profundidad del pozo.

Registros magnéticos. - Los instrumentos de reconocimiento magnético, ya sean electrónicos o mecánicos, utilizan el campo magnético para determinar la trayectoria del pozo.

Se describe el campo magnético de la tierra por los siguientes componentes que varían considerablemente con la ubicación geográfica y por lo tanto debe ser conocido el área:

- Norte Magnético.
- Componentes verticales y horizontales del campo magnético local.
- Fuerza de campo total del campo magnético local.
- Variación entre el norte verdadero y el norte magnético.
- Ángulo de inmersión del campo magnético local en referencia al campo horizontal medido.

Los instrumentos de registro mecánico se basan en el principio de la brújula y, por lo tanto, utilizan solo el componente magnético horizontal local de la tierra para referenciar el norte magnético. Los instrumentos de registro mecánico no se pueden usar junto con las herramientas de MWD.

Los instrumentos de registro magnético electrónico usan magnetómetros para medir el campo magnético y acelerómetros para medir el campo gravitacional de la tierra.

Las herramientas de registro se pueden usar para medir la inclinación del pozo y el azimut y la cara de la herramienta. Son usados en paquetes de herramientas MWD. Los datos de salida se transmiten a la superficie a través del lodo de perforación mediante pulsos de presión detectados por sistemas de telemetría de pulso y luego se decodifican como datos reales.

Estudio giroscópico. Las herramientas de registro giroscópico se usan generalmente cuando la precisión del sistema de reconocimiento magnético podría verse afectado por la presencia de objetos magnéticos (por ejemplo, herramientas magnéticas) debido a la imposibilidad de colocar el instrumento en la ubicación adecuada en el BHA, o debido a ubicación geográfica.

Hay tres tipos básicos de sistemas de giroscopios:

- **Giroscopio libre.** El sistema giroscópico libre es el primer instrumento de registro utilizado, que se remonta a finales de la década de 1920. Consiste en una masa de giro accionada por motor, denominada rotor, que está montado en un juego de cardanes.
- **Giroscopio de velocidad.** El sistema de giroscopio de velocidad, también conocido como giroscopio de grado inercial, tiene una velocidad de deriva muy precisa de $0.01^\circ / h$. Por lo tanto, se puede usar para detectar la rotación, lo que permite el cálculo del eje de giro de la Tierra y, por lo tanto, el norte geográfico.
- **Sistema de navegación inercial.** El sistema de encuesta de navegación inercial difiere de otros instrumentos de estudio tradicionales en que mide los movimientos de la inclinación y azimut del pozo a través de las coordenadas cartesianas tridimensionales, x, y, y z, para producir una trayectoria de pozo trazada. Este sistema usa un grupo de giroscopios para orientar el sistema hacia el norte y los acelerómetros para detectar movimientos en los planos x, y, y z.

Aunque se cree que el sistema de navegación inercial es el más preciso, la precisión de todos estos sistemas de levantamiento giroscópico se ven afectados por lo siguiente:

- Métodos de cálculo.
- Profundidad del pozo.
- Desalineación axial de la herramienta.
- Interferencias magnéticas, en el caso de instrumentos de encuesta magnética.

3.5 Criterios para la selección de una trayectoria de pozos.

La perforación de pozos con coiled tubing busca disminuir los costos de perforación con la finalidad de obtener la mayor cantidad de fluido en superficie y aumentar las ganancias especialmente en el desarrollo de campos marginales.

Los principales criterios que se incluirán en la fase de planificación de pozos direccionales y horizontales fueron propuestos por M.R. Konopczynski et. Alabama. 1995, la propuesta incluye cuatro fases importantes:

Criterios de diseño para el sistema multilateral.

- i. Proporcionar un método confiable para partir un pozo central en la dirección deseada para perforar una ramificación horizontal direccional desde el pozo central.
- ii. Proporcionar un criterio confiable para seleccionar con el propósito de extender la longitud y el área de drenaje, también probar, registrar, estimular, reparar, aislar y abandonar cualquier ramificación del pozo central.

Criterios de diseño secundario.

- i. Proporcionar criterios para aislar el pozo central.
- ii. Proporcionar medios para colocar revestimientos, cementados o no cementados, para mantener la estabilidad del pozo, control de arena o para la producción selectiva a lo largo del pozo, sin obstruir el acceso a ninguna de los reservorios o pozo central
- iii. Proporcionar los medios para permitir que el equipo de bombeo o de elevación artificial mejore la separación gas / líquido.

Criterios económicos.

- i. El proyecto para construir un pozo direccional u horizontal debería ser de bajo costo.
- ii. Minimizar la cantidad de tiempo de la plataforma requerida para perforar los pozos.
- iii. Optimizar el tiempo del equipo direccional como el MWD y las construcciones de tiempo.
- iv. Hacer que el sistema sea fácil de realizar para que el tiempo de entrega se pueda minimizar.

Aspecto de consideración ambiental para perforar pozos.

- i. Minimice la huella (impactos ambientales) en el campo petrolero.
- ii. Debería reducirse el número de plataforma.
- iii. Conservar y aislar el acuífero.
- iv. Tener un plan ambiental de contingencia respectivo.
- v. En áreas especiales (región amazónica) hay algunas personas nativas (indígenas), evite cambiar la vida ambiental de su población.

Criterios de diseño operacional.

- i. Proporcionar un sistema flexible que se pueda adaptar fácilmente a la perforación direccional de radio corto, mediano o largo y una variedad de tamaños de casing y orificio.
- ii. Consideración especial del aspecto ambiental para perforar pozos.
- iii. Manténlo simple. No intente superar los límites de las tecnologías y materiales existentes.

3.6 Metodología de perforación con coiled tubing

El procedimiento para la construcción de un pozo direccional u horizontal será descrito a continuación:

Diseñar y construir una direccional u horizontal:

La baja presión del yacimiento en el campo Gustavo Galindo Velasco exige una perforación con fluido de una baja densidad específica para evitar dañar los reservorios. Cuando se perfora un pozo se puede reducir la presión hidrostática del fluido de perforación mediante la inyección de nitrógeno en el fluido de perforación.

Para diseñar y construir una trayectoria de pozo multilateral se utiliza el software compass debido a la gran ventaja de que muestra, para mostrar y modelar diferentes escenarios sobre la trayectoria de un pozo, básicamente se debe conocer los datos importantes según la ubicación y el objetivo para calcular los surveys necesarios para construir la trayectoria del pozo, los parámetros del pozo, tales como:

Nomenclatura:

- KOP: punto para comenzar la curva de construcción del pozo.
- MD: la distancia real medida a lo largo del pozo
- TVD: la distancia vertical desde una ubicación específica hasta la profundidad objetivo que atraviesa la superficie.
- Nc: La distancia recorrida en la dirección norte-sur en plano horizontal.
- Ec: La distancia recorrida en la dirección este-oeste en el plano horizontal.
- If: La inclinación final del pozo respecto a la vertical.
- I1: La inclinación inicial del pozo respecto a la vertical.

- AZ: La dirección o rumbo hacia medido desde el norte en plano horizontal.
- BUR: Tasa de acumulación
- Ht: Desplazamiento horizontal total.

El objetivo principal en este estudio es diseñar una trayectoria de pozo direccional y horizontal, que se construirá con características especiales para pozos horizontales de radio largo, caracterizado por tasas de construcción de 2 a 6 ° / 100 debido al gran desplazamiento horizontal necesario para alcanzar el objetivo. El perfil horizontal tiene cuatro secciones especiales: la sección vertical, la primera construcción de la curva, la sección tangente, la segunda construcción de la curva y la última sección horizontal.

Cabe mencionar que las trayectorias de pozos con las que se trabajarán serán tipo slant (J) y trayectorias horizontales.

Para la construcción de las trayectorias de pozos tipo J, básicamente se necesitará conocer las coordenadas de superficie y subsuelo, profundidad, y constará de una sección vertical, una sección de construcción y la última sección será tangente.

Sin embargo, la construcción de trayectorias horizontales son básicamente una prolongación de las trayectorias tipo slant, ya que constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente, la segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del pozo.

Sección vertical.

Para esta sección, la construcción se realizará con técnicas de perforación comunes, como la construcción de pozos verticales.

Primera construcción de la curva.

Esta es la primera sección de la curva después de la sección vertical, está inicia en el punto KOP y se construirá con técnicas especiales de perforación direccional y herramientas de fondo de acuerdo con la técnica. El diseño de la propuesta, debe construirse para alcanzar la inclinación de la sección de tangente.

Sección de tangente

Esta es una sección particular de un pozo horizontal, utilizada en el diseño de la curva de construcción llamado sección tangente para alcanzar el objetivo deseado y para disminuir el efecto de inclinación abrupta de la curva y la trayectoria del pozo.

Hay algunos consejos especiales para seleccionar la inclinación y la longitud de esta sección, en la fase de diseño se debe considerar la longitud conveniente y la mejor inclinación tangente para evitar el incremento de la longitud del pozo. Se debe seleccionar la longitud de tangente adecuada, en algunos estudios la longitud mínima recomendada de la sección tangente es de 120 pies y uno de los ángulos más comunes seleccionados a 45° , este criterio se usó para evitar algunos problemas durante las fases de perforación como transporte y acumulaciones de ripios, evitar el atrapamiento del tubo y disminuir el efecto del torque y arrastre en esta sección.

La segunda construcción de la curva

La segunda sección de curva que comienza después de construir la sección tangente, esta sección se construye como la primera curva, en la fase de diseño que se está utilizando para alcanzar la propuesta de

destino. Un criterio de diseño importante en esta sección considera una menor tasa de construcción para alcanzar con mayor precisión el objetivo.

Sección horizontal

Para construir esta sección es necesario un sistema especial de herramienta de perforación direccional, esta sección tiene varias limitaciones para construir debido a la dificultad para mostrar la extensión del desplazamiento horizontal de la perforación. Entre sus principales limitaciones está el costo económico, incluso en algunos casos no hay salidas de este tipo de restricción, de hecho, es necesario analizar el potencial de productividad del yacimiento para seleccionar la longitud horizontal adecuada para evitar algunos problemas operacionales y económicos.

CAPÍTULO IV
APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS SLIMHOLE

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS SLIMHOLE

4.1 Efectos geo mecánicos de las formaciones en el campo GGV.

En esta sección se analizó los registros obtenidos de los pozos ANCÓN-1983, y Pozo ANCÓN-1985, los principales registros estudiados fueron gamma ray, resistividad, porosidad y neutrón, con la finalidad de analizar el comportamiento de porosidad, tipo de esfuerzo y profundidades de cada una de las formaciones analizadas en este caso, son las formaciones Atlanta y Santo Tomás. (Benavides, Carrión & Morocho).

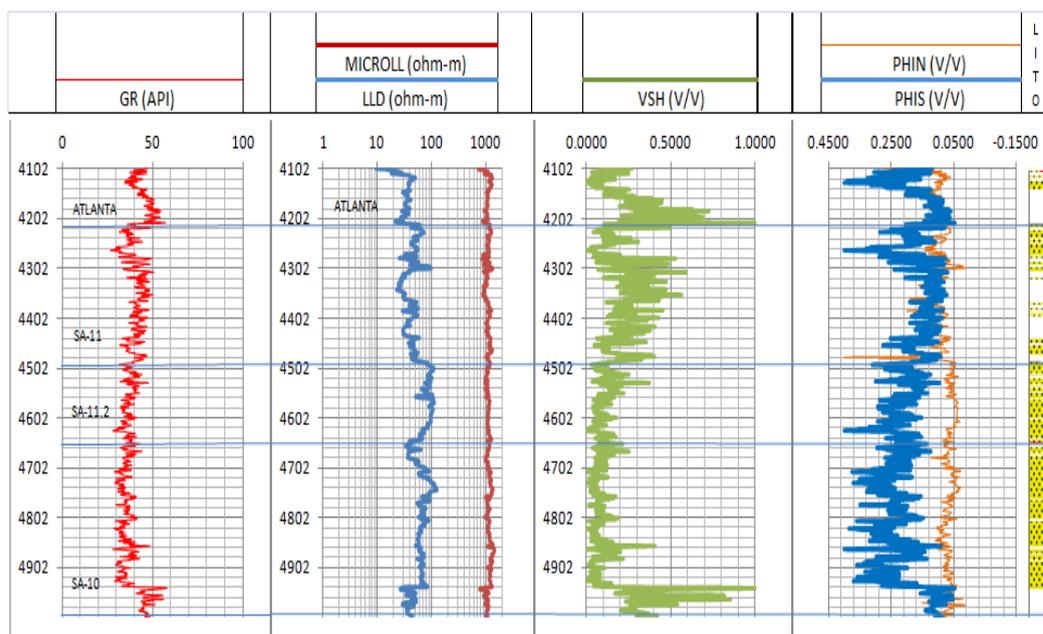


Figura 4.1 Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1983

Fuente: Consultora Seeroil Limited. (2006)

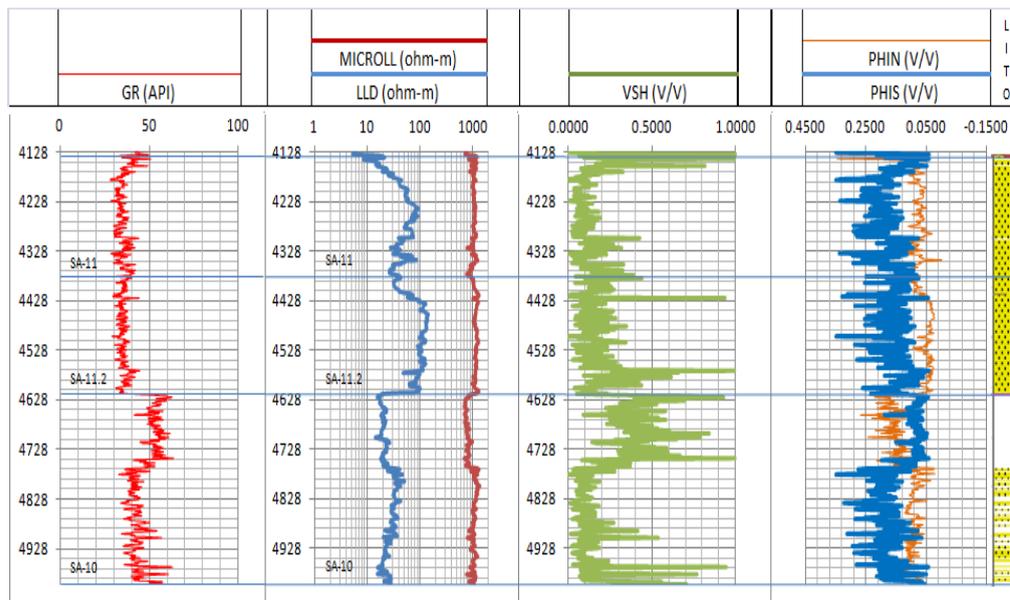


Figura 4.2 Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1985

Fuente: Consultora Seeroil Limited. (2006)

El campo Gustavo Galindo Velasco está emplazado en la zona sur de la península de Santa Elena, la zona presenta un complejo patrón de fallas, caracterizado por la presencia de fallas inversas y de desplazamiento de rumbo, lo cual es el resultado de un campo de esfuerzos transgresivos que determinan los tipos de estructuras tales como: tipo flor positivas y ramificaciones en cola de caballo.

Dentro de la región las fallas principales son sub-paralelas a la falla de La Cruz, con rumbo N-E-SE y desplazamiento lateral-derecho. (Aguirre & Hidalgo, 2015)

Formación Atlanta

Comprende la presencia de areniscas medianas a gruesas, conglomeraditas mal seccionadas, con cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

De acuerdo a los registros eléctricos de pozo se muestran secuencias tipo granos crecientes o cilindros aserrados con resistividades que varían de 30 a 100 ohmm. Los cambios mostrados de resistividad se deben a cambios texturales y posiblemente a cambios diagenéticos. Los intervalos de alta resistividad presentan muy bajas porosidad medida por el perfil sínico (4 a 6 %), mientras que las zonas de resistividad media presentan un incremento de la misma.

Debido a la falta de información sobre los registros y núcleos no se ha podido determinar con alta precisión el espesor total de la secuencia, ya que se encuentra tectónicamente disturbada por movimientos Eocénicos y post-Eocénicos, por lo cual los espesores medidos en el subsuelo son aparentes o están afectados por repeticiones.

Los reservorios de Atlanta en la zona de Ancón se encuentran en un rango de profundidades que varía de 2000 a 5000 pies. El espesor de formación atravesada es muy variable de acuerdo a la zona, con un rango de 500 a 2000 pies aproximadamente, por esta razón es difícil confeccionar un mapa de espesor total.

La porosidad medida en coronas varia de 4 a 13 % y la permeabilidad es de mala a regular, variando entre 0.5 a 4.5 milidarcy, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado.

Los indicadores de presencia de micro fracturas son los siguientes:

- Heterogéneo comportamiento de producción.
- Frecuentes pérdidas de lodo durante la perforación.
- Gradientes de fracturas pequeños.
- Presencia de numerosos saltos de ciclo en el perfil sínico.
- Muy baja porosidad y permeabilidad medida en coronas la cual correspondería a la matriz del sistema fisurado.

Formación Santo Tomás

Dentro de esta formación los reservorios que se encuentran desarrollados van desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San Joaquin – La Fe al sur.

Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 pies y se encuentran en un rango de profundidades de 1700 a 2000 pies. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohmm.

4.2 Análisis mecánico de cargas sobre el coiled tubing durante la perforación

Durante la perforación con coiled tubing, la tubería flexible está sometida a diferentes tipos de cargas ocasionadas por el BHA (bottom hole assembly) y por el efecto de las curvas de cada una de las secciones a lo largo de la trayectoria del pozo, estas cargas serán analizadas a continuación:

Efecto de fatiga:

El diseño en fatiga es un problema relativamente simple cuando está sujeto a un estado de tensión uniaxial con un comportamiento constante de las componentes de cada ciclo que genera el estrés. Para la fatiga de alto ciclo en metales dúctiles en estado de tensión multiaxial, los criterios de Tresca (teoría de falla de esfuerzo de corte máximo) y Von Mises (teoría de falla de energía de distorsión) son los más populares. (Avakov, Foster, and Smith).

Para estimar el ciclo de vida debido a la fatiga de bajo ciclo multiaxial, se han propuesto técnicas que implican la definición de un equivalente al rango de tensión total. El rango de deformación total equivalente es una función apropiada del estrés plástico-plástico multiaxial. Entonces, la vida puede ser estimada usando una tensión equivalente gama y líneas de fatiga de bajo ciclo (líneas S-N) definidas en estado de tensión uniaxial.

ESTRÉS / CONDICIÓN DE ESTRENO

El estrés se produce debido a las tensiones reales que están actuando en varios puntos de tubería flexible y en varias ubicaciones de tubos entre el carrete. Estas tensiones son típicas y se definen para el 1% en el diámetro interior de la tubería, 0.087 pulgadas de pared de espesor y presión interna de 5000 psi. La condición de esfuerzo y tensión de la tubería flexible es única y se caracteriza principalmente por lo siguiente:

1. Alternar líneas de deformaciones plásticas uniaxiales que actúan en el tubo dirección longitudinal. Esta dirección es una de las principales. Los ciclos de deformación son inducidos por (a) flexión de tubos sobre el carrete, y (b) tubería inclinada sobre el cuello de ganso. Las capas de flexión están siempre más allá del límite elástico, y ellos son los más dañinos.
2. Estado de tensión biaxial constante (o estática) inducida por la presión interna. Las tensiones tangenciales y radiales son debido a la presión.

El estado de estrés estático se puede convertir en el estrés uniaxial equivalente, el cual actúa por ejemplo en la dirección longitudinal de la tubería en espiral.

Las tensiones debidas a la presión no son dañinas a menos que tensiones axiales alternas se apliquen. Un daño debido a alternar los ciclos de deformación plástica se intensifica cuando la presión está incrementando.

Por ejemplo, durante las pruebas a escala real en presión, la duración de la tubería es cercana a 300 golpes donde cada trazo se cuenta como movimiento de la tubería desde el carrete hasta pozo y de vuelta. A una presión elevada de 5000 psi, el mismo tubo exhibe vida de 50 a 55 ciclos, esto se puede calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$T_a = \sigma_A \left(0.58 - \frac{0.225\sigma_T^{\frac{3}{2}}}{\sigma_T^{\frac{3}{2}}} \right) \left(1 - \frac{2\sigma_{mT}}{\sigma_{uT}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec.1}$$

Al observar los resultados de las pruebas y los datos publicados, ha sido

$$S = S_a + AS_t \left(\frac{S_t}{S_{conv}} \right)^{m-1} \quad \text{si } S_a > S_y \quad \text{Ec.2}$$

Criterios de límites de tensión

Para evitar fallas de CT en el campo, es importante que estos límites sean bien entendidos, existiendo tres tipos principales de límites de CT:

- Límites de vida debido a fatiga y corrosión [1].
- Límites de presión y tensión.
- Diámetro y límites de ovalidad.

Estos límites están interrelacionados de alguna manera, pero pueden ser analizados por separado. El efecto de corrosión en el CT debe considerarse para las dos primeras limitaciones, pero en la vida de fatiga de la TC no afecta de manera significativa a los límites de presión y tensión.

Selección de Límites y Criterios

Se debe elegir un criterio limitante para determinar los límites de presión y tensión. Para esto, el modelo de inicio de rendimiento para una sección recta CT sin tensiones internas residuales fue elegido como el criterio limitante.

El CT se deforma plásticamente cuando está "doblado" y fuera del carrete y sobre el cuello de cisne del inyector o cabeza. Esta deformación plástica causa importantes tensiones residuales que no son consideradas por criterio de rendimiento. Estas tensiones residuales causan cedencia. (Newman, Dowell).

CT esfuerzo

Las tensiones en el CT son causadas por las presiones internas y externas y la fuerza axial que soporta el CT, ya sea en tensión o compresión. Las fuerzas externas pueden causar un campo de tensión en el material de TC que puede ser descrito utilizando las tres principales tensiones: el estrés axial, la tensión radial y el estrés tangencial (o aro).

Estrés axial

La tensión axial es causada por la fuerza axial aplicada al CT. Cuando el TC está en tensión, este estrés puede ser definido de la siguiente manera:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} \quad (tension) \quad \text{Ec. 3}$$

$$A = \pi(r_o^2 - r_i^2) \quad \text{Ec. 4}$$

Cuando el CT está en compresión (F_a es negativo) con una fuerza mayor que la carga helicoidal de pandeo, el CT forma una hélice en el agujero.

Cuando el hoyo es vertical la carga helicoidal de pandeo es cero. Esto significa que el CT forma una hélice tan pronto como se aplica cualquier carga de compresión.

Cuando el agujero se desvía, se carga algo de compresión necesaria para hacer que el TC forme una hélice; sin embargo, la forma es conservadora al suponer que el CT forma una hélice tan pronto como se aplica cualquier carga de compresión; la hélice causa un esfuerzo de flexión adicional en la CT.

Las siguientes dos ecuaciones, propuestas por Lubinski [2], dar la relación de curvatura y fuerza de paso para una hélice uniforme:

$$C = \frac{4\pi^2 R}{\lambda^2 + 4\pi^2 R^2} \quad Ec. 5$$

$$F_a = \frac{8\pi^2 EI}{\lambda^2} \quad Ec. 6$$

$$\frac{1}{C} = \frac{2EI}{F_a R} + R \quad Ec. 7$$

$$M_b = EIC \quad Ec. 8$$

$$M_b = \frac{EIF_a R}{2EI + F_a R^2} \quad Ec. 9$$

$$\sigma_b = \frac{M_b r_0}{I} \quad Ec. 10$$

$$\sigma_b = \frac{EF_a R r_0}{2EI + F_a R^2} \quad Ec. 11$$

$$\sigma_b = \frac{F_a R r_0}{2I} \quad Ec. 12$$

Cuando el CT está en compresión, el esfuerzo axial total varía en torno a la sección CT. El estrés de compresión debido a la carga axial es constante alrededor de la sección de TC, pero el estrés de flexión es

extensible en un lado de la sección y compresivo en el otro lado. La tensión axial máxima se produce en el lado donde el esfuerzo de flexión es compresivo y es la suma de tensión axial debido a la carga axial y el esfuerzo de flexión.

El esfuerzo axial máximo total se puede expresar como:

$$\sigma_a = F_a \left[\frac{1}{A} + \frac{Rr_0}{2I} \right] \quad (\text{compression}) \quad \text{Ec. 13}$$

Estrés radial y estrés circunferencial pueden calcularse usando Ecuaciones de Lamé:

$$\sigma_r = \frac{r_i^2 P_i - r_0^2 P_0}{r_0^2 - r_i^2} - \frac{(P_i - P_0) r_i^2 r_0^2}{(r_0^2 - r_i^2) r^2} \quad \text{Ec. 14}$$

$$\sigma_h = \frac{r_i^2 P_i - r_0^2 P_0}{r_0^2 - r_i^2} + \frac{(P_i - P_0) r_i^2 r_0^2}{(r_0^2 - r_i^2) r^2} \quad \text{Ec. 15}$$

$$\sigma_r = -P_i \quad \text{Ec. 16}$$

$$\sigma_h = \frac{(r_i^2 + r_0^2) P_i - 2r_0^2 P_0}{r_0^2 - r_i^2} \quad \text{Ec. 17}$$

$$\sigma_r = -P_0 \quad \text{Ec. 18}$$

$$\sigma_h = \frac{2r_i^2 P_i - (r_i^2 + r_0^2) P_0}{r_0^2 - r_i^2} \quad \text{Ec. 19}$$

CRITERIOS DE LÍMITE DE CEDENCIA

El límite de cedencia inicial no puede determinarse a partir de las tensiones principales individuales. Este límite debe estar basado en la combinación de estas tensiones que causa que el material comenzará a ceder.

Hay dos criterios de cedencia que se usan comúnmente para describir la producción de acero bajo estados combinados de estrés; ellos son los Tresca condición de producción y el criterio de rendimiento VonMises.

Estos dos métodos producen resultados similares en la mayoría de estados de estrés; teniendo una diferencia máxima de aproximadamente 15% bajo un estado de tensión de corte puro.

Ambas condiciones de rendimiento son para rendimiento inicial, donde solo el máximo estado de estrés ha causado reducción localizada en la pared de la tubería.

La condición de rendimiento VonMises también se llama Teoría de la energía de la distorsión del fracaso, el octaédrico Shear Stress Theory, y la segunda invariante de la Teoría del Tensor de Estrés Deviatoric of yielding. Cada uno de estas teorías desarrolla la misma condición de rendimiento usando diferentes aproximaciones. La teoría de la energía de distorsión establece que ocurrirá cuando la tensión elástica causa la distorsión del cuerpo y alcanza un nivel igual a la energía de tensión que se produce en ensayo de tracción uniaxial.

Esto significa que la energía de tensión que causa un cambio de volumen bajo un estado hidrostático de estrés, donde los tres principales estreses son iguales, no causa cedencia. Esta teoría incluye la influencia de las tres tensiones principales e involucra el cuadrado de las diferencias entre cada uno de los principales estreses.

En general, la condición de rendimiento de VonMises es preferible a la condición de rendimiento Tresca.

$$2\sigma_y^2 = (\sigma_r - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2 \quad Ec. 20$$

Límites máximos de presión y tensión

El CT debe probarse para asegurar su integridad de presión. Estas las pruebas se realizan con el CT en el carrete; por lo tanto, ambos términos F_a y P_o son cero. La presión de cedencia del CT será el valor más bajo en el diámetro máximo. El máximo de la prueba de presión permisible se encuentra resolviendo la ecuación 21 para este caso y agregando un factor de seguridad del 5%:

$$P_{Test} = 95\% \frac{\sigma_y}{\sqrt{\beta^2 + \beta + 1}} \quad Ec. 21$$

$$\beta_2 = \frac{r_{o2}^2 + r_{i2}^2}{r_{o2}^2 - r_{i2}^2} \quad Ec. 22$$

$$P_{MAW} = \frac{P_{Test}}{1.5} \quad Ec. 23$$

El límite máximo de tensión para la CT, cuando delta P es positivo, se puede encontrar al establecer P_i igual a P_o y resolviendo (18) por (11) "luego multiplicando por el área para obtener la tensión máxima. Cuando el factor de seguridad es del 20%, 50% es incluido, la tensión máxima y la presión de colapso de la siguiente manera:

$$T_{max} = 80\% A (\sigma_y - P_o) \quad Ec. 24$$

$$P_{col} = 50\% \frac{\sigma_y}{\beta_2 + 1} \quad Ec. 25$$

Ovalidad

A menudo, durante la vida de la tubería de coiled tubing se vuelve algo ovalada en la forma, debido a que la flexión de la TC en el carrete y sobre el cuello de cisne tiende a causar ovalidad, mientras que la pinza o bloques, las cadenas tienden a eliminar la ovalidad. Los actuales límites

de diámetro no permitían utilizar CT si el diámetro mínimo es menos del 96% del diámetro nominal o si el diámetro máximo es mayor que 106% del diámetro nominal. La máxima ovalidad (relación de diámetro mayor a diámetro menor) dentro de estos límites es 110%; sin embargo, debido a los bloques de agarre, es raro que CT tenga esta gran ovalidad.

4.3 Aplicación de la perforación de pozos slimhole con coiled tubing.

En reservorios con presiones depletadas es posible utilizar las técnicas de perforación con TC para reducir el daño de formación durante la perforación.

La principal preocupación es la capacidad de llevar a cabo esta operación a costos aceptables. Al desarrollar tecnología apropiada a costos razonables, el uso de pozos viejos para operaciones de reentrada es opción viable para muchas áreas de producción restantes. Con el presente escenario del precio del petróleo, se ve la perforación CT como una herramienta con el potencial de lograr un costo unitario aceptable en la operación. Para responder a las preguntas sobre economía, se requiere más experiencia operativa. El problema crucial en términos de costos es, sin embargo, una estimación del valor de daño de formación reducido.

Otra razón para llevar a cabo operaciones de reingreso es la reducción de impacto ambiental, que comienza con huellas más pequeñas para la unidad de perforación y básicamente utiliza el área de producción existente y relativamente produce pequeños volúmenes de roca al perforar la sección inferior del agujero de diámetros reducidos (slimhole).

La diferencia significa simplemente menos desperdicio y menos impacto ambiental comparado con los nuevos pozos. (Brinkhorst, SPE).

Diseño de BHA para la construcción de las curvas

Todos los pozos, ya sean verticales o desviados, requieren un diseño cuidadoso de la herramienta de fondo para controlar la dirección del pozo con el propósito de lograr los objetivos del blanco.

El principal medio para mantener el control de la dirección en un pozo es por medio del posicionamiento efectivo de estabilizadores dentro de la herramienta de fondo, BHA.

Principio Fulcrum

Se usa para construir el ángulo (incrementar la inclinación del agujero). Un ensamblaje con un estabilizador cercano a la barrena y de pleno calibre, seguido por 40' – 120' de lastra barrena antes del primer estabilizador de sarta, o aún sin estabilizador de sarta, va a desarrollar un ángulo cuando se aplica el peso sobre la barrena.

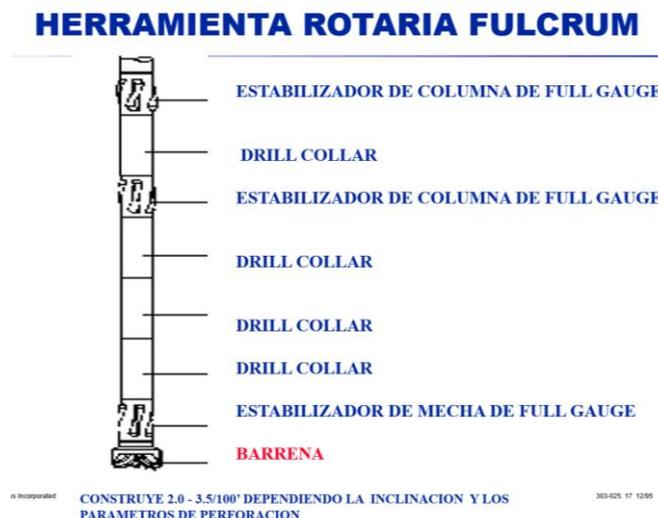


Figura 4.3 BHA TIPO FULCRUM

Fuente: Schlumberger (2015)

Principio de estabilización

Se usa para mantener el ángulo y la dirección. Si hay tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará la barrena a perforar en una trayectoria relativamente recta. Las Herramientas de Fondo con este tipo de configuración se llaman “Ensamblajes Empacados”.



Figura 4.4 BHA TIPO EMPACADA

Fuente: Schlumberger (2015)

Principio del Péndulo

Se usa para hacer caer (reducir) el ángulo. Como su nombre lo indica en un ensamble de péndulo la barrena va a tratar de llegar a la vertical debido al efecto de péndulo. Este ensamble se diseña colocando un Estabilizador de Sarta entre 15 y 60 pies distantes de la barrena y no colocando un NBS ni de pleno calibre ni de calibre reducido.

HERRAMIENTA ROTARIA PENDULO

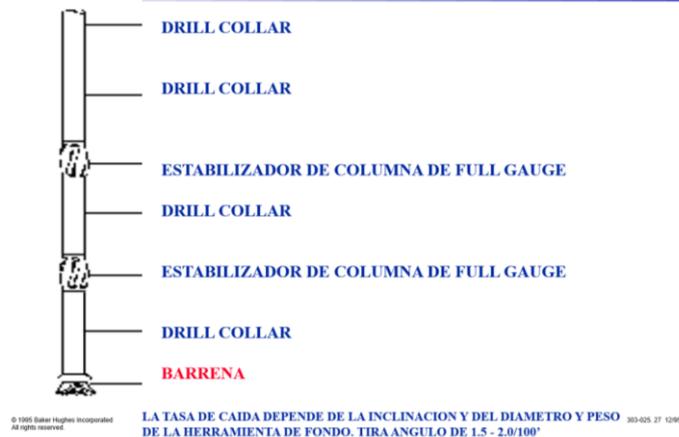


Figura 4.5 BHA TIPO PENDULO

Fuente: Schlumberger (2015)

Simulación de escenarios

Para el desarrollo de la simulación de las trayectorias de los pozos se utilizó el software compass. Con los datos obtenidos correspondientes a las coordenadas de superficie, objetivo y la profundidad de cada uno de los tres pozos, se procedió a determinar cada una de las posibles trayectorias, simulando el comportamiento del KOP (kick off point), y el BUR (build up rate).

Mediante las aplicaciones en campo se ha determinado, que el efecto que causan las variables antes mencionada influye considerablemente en la obtención de la profundidad medida del pozo. Cambiando estos parámetros se puede optimizar cada una de las trayectorias.

A continuación, se muestran los cálculos obtenidos y las respectivas trayectorias simuladas:

- **POZO 1**

ESCENARIO 1

$$KOP = 630$$

$$BUR = 2^\circ/100ft$$

$$H=3175$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2)} = 2864.78ft$$

$$H_T = \sqrt{(Norte\ total)^2 + (Este\ total)^2}$$

$$\Delta N = Nobj - Nsurface$$

$$\Delta E = Eobj - Esurface$$

$$Nsurface = 9743024m$$

$$Nobj = 9742900m$$

$$Esurface = 515827m$$

$$Eobj = 515430m$$

$$\Delta N = -124m$$

$$\Delta E = -397m$$

$$H_T = \sqrt{(-124)^2 + (-397)^2} = 415.9m = 1364.2ft$$

$$\tau = \arctan\left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1}\right) = \arctan\left(\frac{2864.78 - 1364.2}{3175 - 630}\right)$$

$$\tau = 30.52^\circ$$

$$\theta = \arcsen\left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right] - \arctan\left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1}\right)$$

$$\theta = \arcsen\left[\frac{2864.78}{\sqrt{(2864.78 - 1364.2)^2 + (3175 - 630)^2}}\right]$$

$$- \arctan\left(\frac{2864.78 - 1364.2}{3175 - 630}\right)$$

$$\theta = 75.83 - 30.52 = 45.3^\circ$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2864.78)(45.3) = 2264.9ft$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan\pi} = \frac{2864.78}{\tan 75.83} = 723.30ft$$

$$Measured\ depth = KOP + L_{\Delta C} + L_{CB}$$

$$= 630 + 2264.9 + 723$$

$$= 3617.9ft$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 45.3^\circ)$$

$$x_2 = 849.7ft$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1364.2 - 849.7 = 514.9ft$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 300$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 2864.78 \text{ sen } 45.3$$

$$D_2 = 2036.28 ft$$

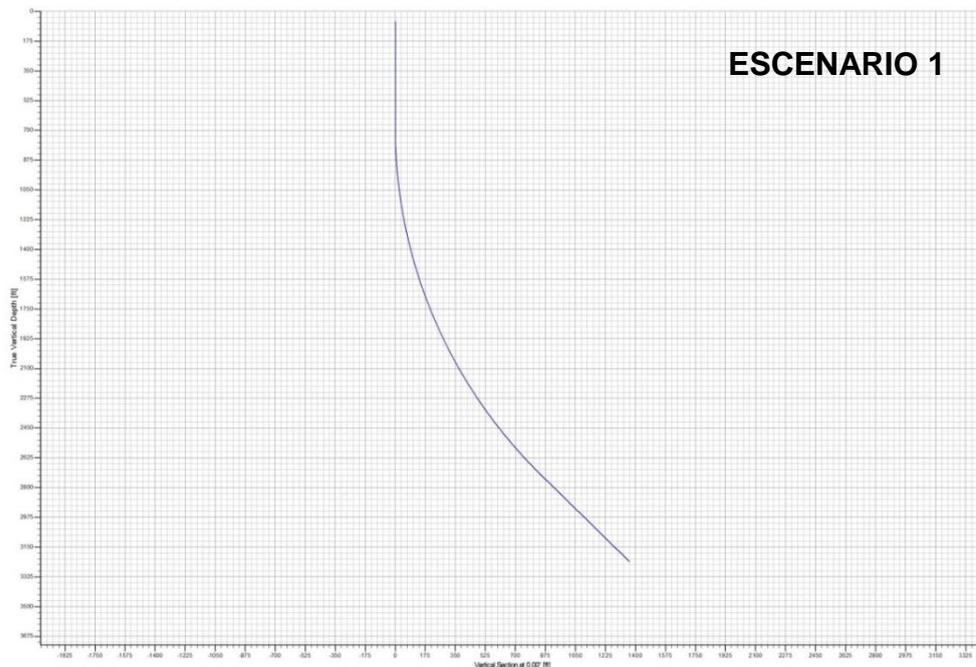


Figura 4.6 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

ESCENARIO 2

$$KOP = 630$$

$$BUR = 3.5^\circ/100ft$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(3.5)} = 1637.02ft$$

$$H_T = 1364.2ft$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{1637.02}{\sqrt{(1637.02 - 1364)^2 + (3175 - 630)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{1637.02 - 1364}{3175 - 630} \right)$$

$$\theta = 39.75 - 6.12 = 33.62^\circ$$

$$\pi = 39.75^\circ$$

$$L_{\Delta B} = \sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}$$

$$L_{\Delta B} = \sqrt{(1637.02 - 1364)^2 + (3175 - 630)^2} = 2559.60 \text{ ft}$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (1637.02)(33.62) = 960.57 \text{ ft}$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{1637.02}{\tan 39.75} = 1968.3 \text{ ft}$$

$$\text{Measured depth} = KOP + L_{\Delta C} + L_{CB}$$

$$= 630 + 960.57 + 1968.3$$

$$= 3548 \text{ ft}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 1637.02(1 - \cos 33.62^\circ)$$

$$x_2 = 273.82 \text{ ft}$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1364.2 - 273.82 = 1090.37 \text{ ft}$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 630$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 1637.02 \text{ sen } 33.62$$

$$D_2 = 906 \text{ ft}$$

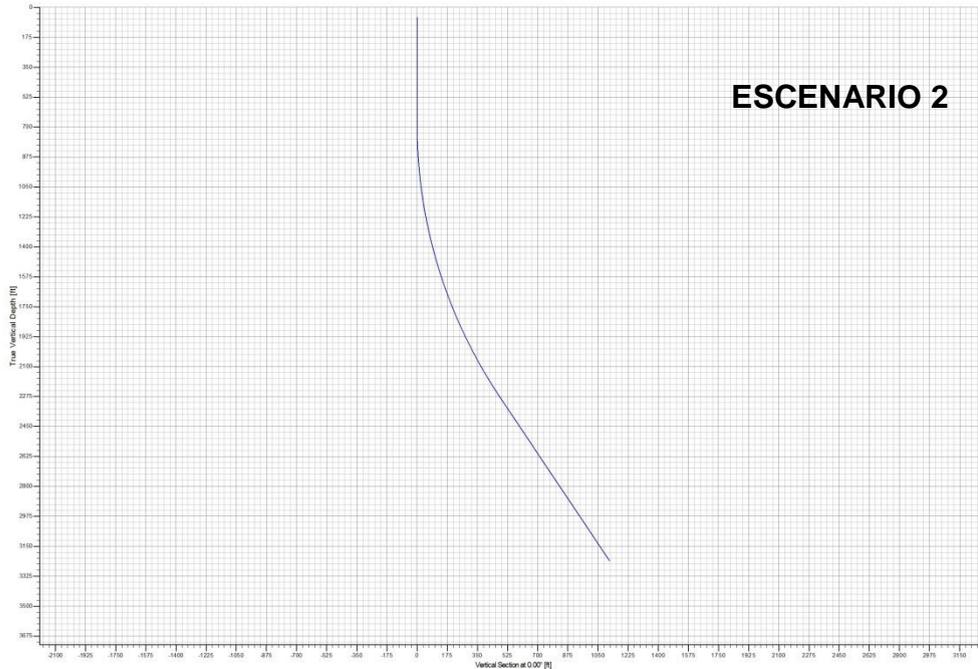


Figura 4.7 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=3.5°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

ESCENARIO 3

$$KOP = 300$$

$$BUR = 1.8/100ft$$

$$H_T = 1364.2 ft$$

$$H=3175$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2.5)} = 3183.09ft$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{3183.09}{\sqrt{(3183.09 - 1364.2)^2 + (3175 - 300)^2}} \right]$$

$$- \arctan \left(\frac{3183.09 - 1364.2}{3175 - 300} \right)$$

$$\theta = 69.33 - 33.31 = 37.01^\circ$$

$$\pi = 69.33^\circ$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (3183.04)(33.62) = 1867.7ft$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{3183.04}{\tan 69.3} = 1202.7ft$$

$$\begin{aligned} \text{Measured depth} &= KOP + L_{\Delta C} + L_{CB} \\ &= 300 + 1867.7 + 1202.7 \\ &= 3370.4ft \quad \text{OPTIMIZADO} \end{aligned}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 3183.09(1 - \cos 37.01^\circ)$$

$$x_2 = 641.29ft$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1364.2 - 641.29 = 722.91ft$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 300$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 3183.09 \text{ sen } 37.01$$

$$D_2 = 1916.07ft$$

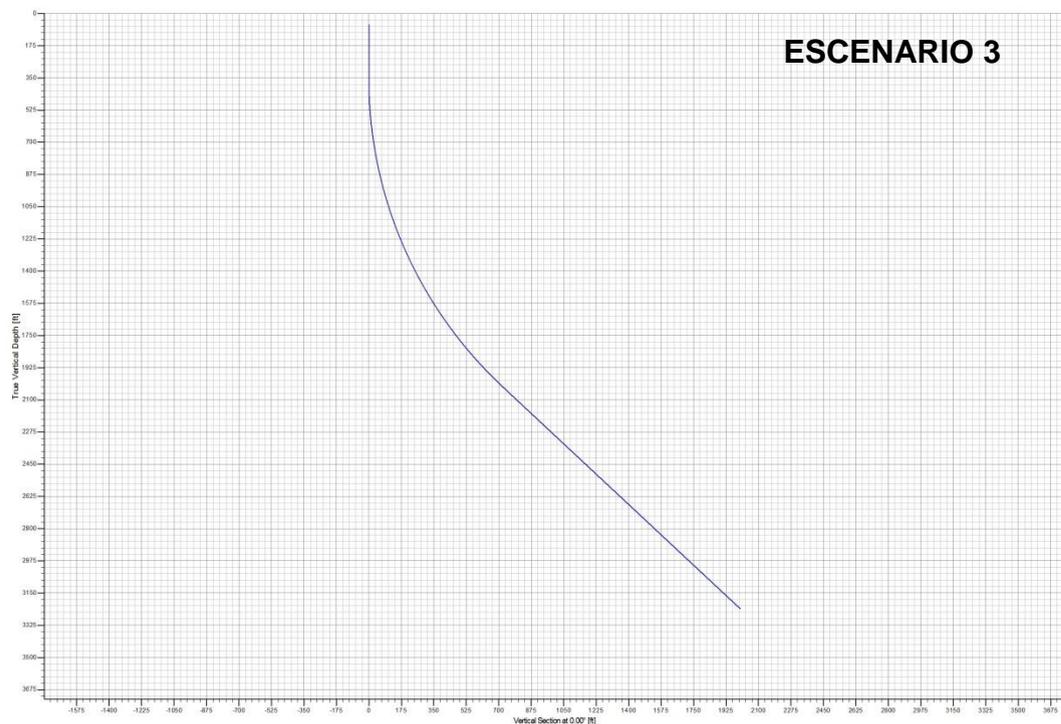


Figura 4.8 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=1.8°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
KOP	630	630	300
BUR °/100ft	2	3.5	1.8
$L_{\Delta C}$, ft	2264.9	960.5	1867.7
L_{CB} , ft	723.3	1968.3	1202.7
MD, ft	3617.9	3548	3370.4

Tabla 3 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 1

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

- **POZO 2**

ESCENARIO 1

$N_{sursafe} = 516999$

$N_{obj} = 517349$

$E_{surface} = 9742933$

$E_{obj} = 9742533$

$H = 2954$

$\Delta N = 350$

$\Delta E = -400$

$$H_T = \sqrt{\Delta N^2 + \Delta E^2} = \sqrt{350^2 + 986^2}$$

$$H_T = 531.5m = 1743.34ft$$

$KOP = 300$

$BUR = 2^\circ/100ft$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2)} = 2864.78$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_2)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_2} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{2864.78}{\sqrt{(2864.78 - 1743.34)^2 + (2954 - 300)^2}} \right]$$

$$- \arctan \left(\frac{2864.78 - 1743.34}{2954 - 300} \right)$$

$$\theta = 83.87 - 22.90 = 60.96^\circ$$

$$\pi = 83.87$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2864.78)(60.96) = 3047.9 \text{ ft}$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{2864.78}{\tan 83.87} = 307.67 \text{ ft}$$

$$\text{Measured depth} = KOP + L_{\Delta C} + L_{CB}$$

$$= 300 + 3047.9 + 307.67$$

$$= 3655.5 \text{ ft}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 60.96)$$

$$x_2 = 1474.2 \text{ ft}$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1743.34 - 1474.2 = 269.13 \text{ ft}$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 300$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 2864.78 \text{ sen } 60.96$$

$$D_2 = 2503.16 \text{ ft}$$

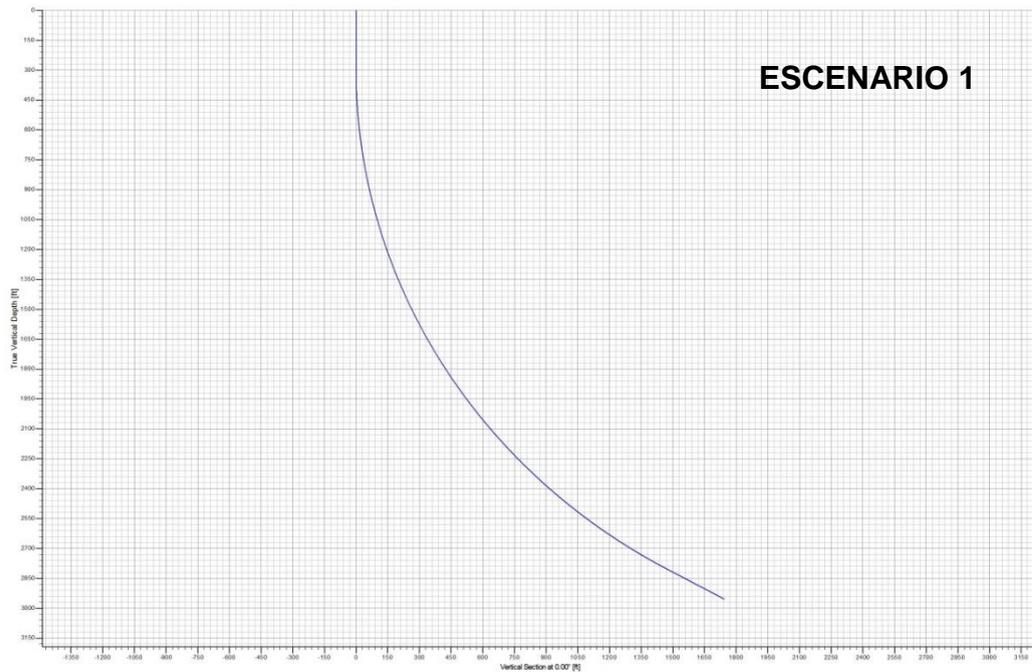


Figura 4.9 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

ESCENARIO 2

$$KOP = 630$$

$$BUR = 2.5$$

$$H_T = 1743.34 \text{ ft}$$

$$H = 2954$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(BUR)}$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2.5)} = 2291.83$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{2291.83}{\sqrt{(2291.83 - 1743.34)^2 + (2954 - 630)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{2291.83 - 1743.34}{2954 - 630} \right)$$

$$\theta = 73.69 - 13.27 = 60.41$$

$$\pi = 73.69$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2291.83)(60.41) = 2416.3ft$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{2291.83}{\tan 73.69} = 670.61ft$$

$$\begin{aligned} \text{Measured depth} &= KOP + L_{\Delta C} + L_{CB} \\ &= 630 + 2416.3 + 670.61 \\ &= 3716.91ft \end{aligned}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 60.96)$$

$$x_2 = 1474.15ft$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1743.34 - 1474.15 = 269.18ft$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 300$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 2864.78 \text{ sen } 60.96$$

$$D_2 = 2504.62 ft$$

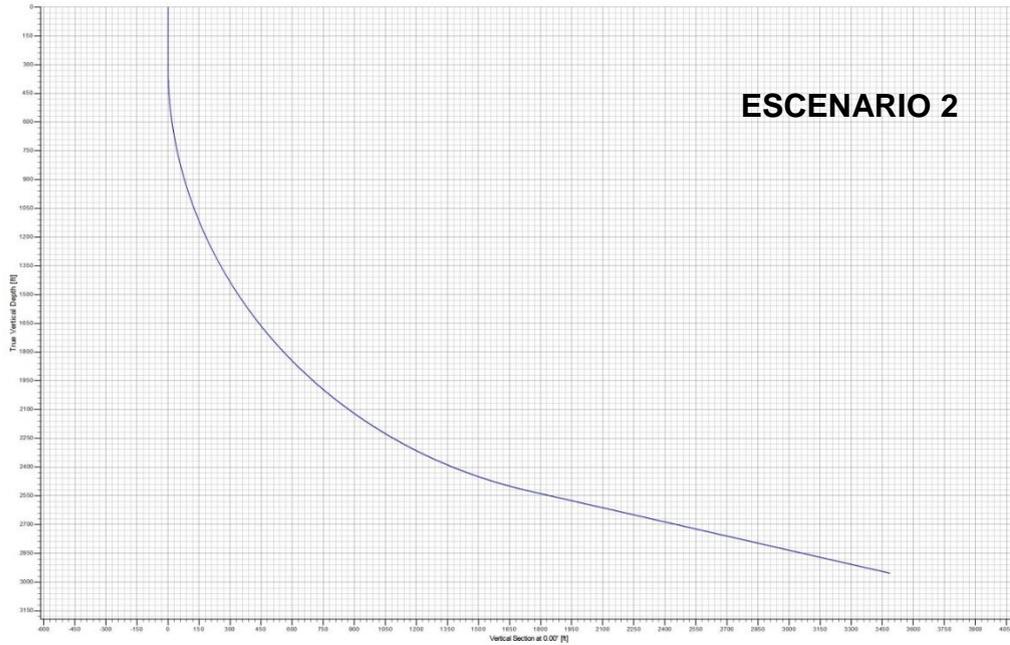


Figura 4.10 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2.5°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
KOP	300	630
BUR °/100ft	2	2.5
$L_{\Delta C}$, ft	3047.9	2416.3
L_{CB} ,ft	307.67	670.61
MD , ft	3655.5	3716.91

Tabla 4 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 2

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

- **POZO 3**

ESCENARIO 1

$KOP = 630$

$BUR = 2$

$H=3660$

$$N_{surface} = 516099 \text{ m}$$

$$N_{obj} = 51869 \text{ m}$$

$$E_{surface} = 9743932 \text{ m}$$

$$E_{obj} = 9744252$$

$$\Delta N = -230$$

$$\Delta E = 320$$

$$H_T = \sqrt[2]{\Delta N^2 + \Delta E^2} = \sqrt{(-390)^2 + (768)^2}$$

$$H_T = 394.08 \text{ m} = 1292.58 \text{ ft}$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2)} = 2864.78 \text{ ft}$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{2864.78}{\sqrt{(2864.78 - 1292.58)^2 + (3660 - 630)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{2864.78 - 1292.52}{3660 - 630} \right)$$

$$\theta = 57.05 - 27.42 = 29.63^\circ$$

$$\pi = 27.42$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2864.78)(29.63) = 1481.49 \text{ ft}$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{2864.78}{\tan 57.42} = 1830.69 \text{ ft}$$

$$\text{Measured depth} = KOP + L_{\Delta C} + L_{CB}$$

$$= 630 + 1481.49 + 1830.69$$

$$= 3942.18 \text{ ft}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 29.63^\circ)$$

$$x_2 = 374.6 \text{ ft}$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1292.58 - 374.6 = 917.97 \text{ ft}$$

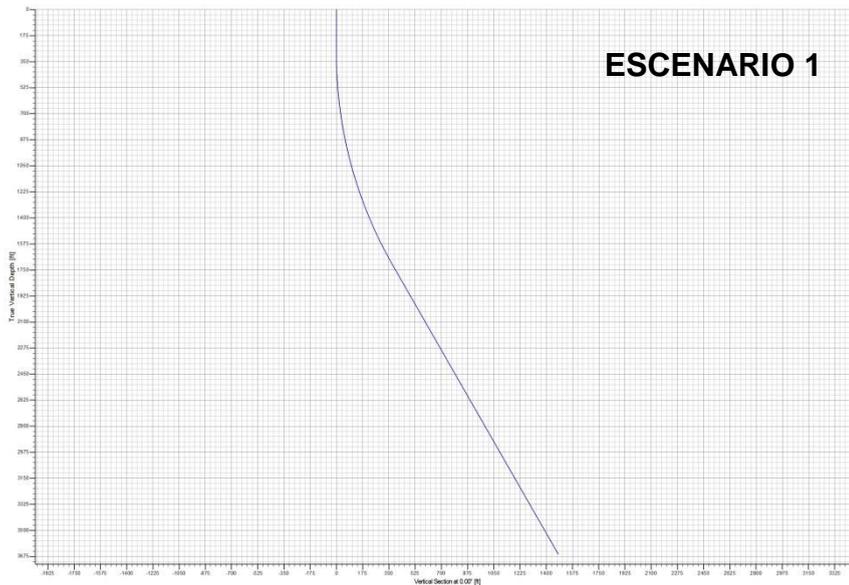


Figura 4.11 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=630, BUR=2°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

ESCENARIO 2

$$KOP = 300$$

$$BUR = 2$$

$$H_T = 1292.58 \text{ ft}$$

$$H = 3660$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2)} = 2864.78 \text{ ft}$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{2864.78}{\sqrt{(2864.78 - 1292.58)^2 + (3660 - 300)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{2864.78 - 1292.52}{3660 - 300} \right)$$

$$\theta = 50.55 - 25 = 25.47^\circ$$

$$\pi = 50.55$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2864.78)(25.47) = 1273.49ft$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{2864.78}{\tan 50.55} = 2357.34ft$$

$$\begin{aligned} \text{Measured depth} &= KOP + L_{\Delta C} + L_{CB} \\ &= 300 + 1273.49 + 2357.34 \\ &= 3930.8ft \end{aligned}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 25.47^\circ)$$

$$x_2 = 278.42ft$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1292.58 - 278.42 = 1014.15ft$$

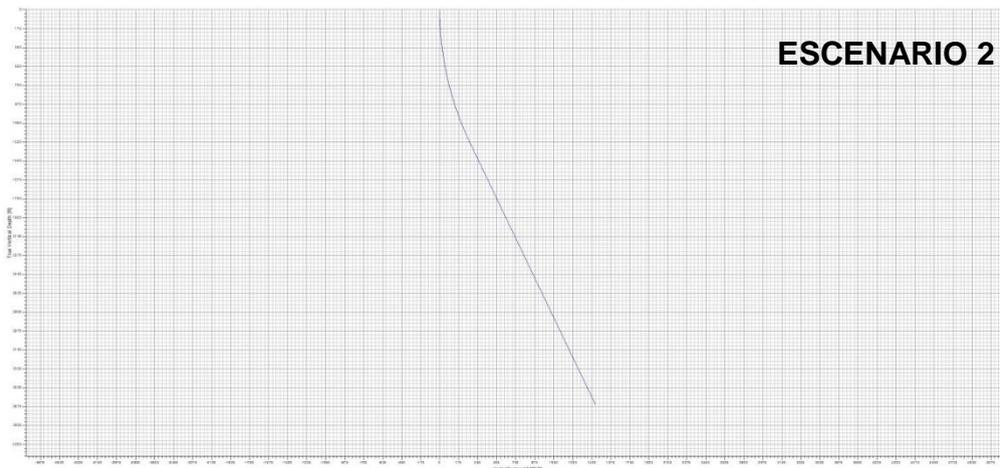


Figura 4.12 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

ESCENARIO 3

$$KOP = 300$$

$$BUR = 2.5/100ft$$

$$H_T = 1292.58 ft$$

$$H=3660$$

$$r_1 = \frac{180(100)}{\pi(2.5)} = 2291.83ft$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1} \right)$$

$$\theta = \arcsen \left[\frac{2291.83}{\sqrt{(2291.83 - 1292.58)^2 + (3660 - 300)^2}} \right] - \arctan \left(\frac{2291.83 - 1292.52}{3660 - 300} \right)$$

$$\theta = 40.82 - 16.56 = 24.25^\circ$$

$$\pi = 40.82$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} r_1 \theta$$

$$L_{\Delta C} = \frac{\pi}{180} (2291.83)(24.25) = 969.9ft$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \pi} = \frac{2291.83}{\tan 40.82} = 2653.23ft$$

$$\text{Measured depth} = KOP + L_{\Delta C} + L_{CB}$$

$$= 300 + 969.9 + 2653.23$$

$$= 3923.13ft$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

$$x_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2864.78(1 - \cos 24.25^\circ)$$

$$x_2 = 252.78ft$$

$$x_1 = x_3 - x_2 = 1292.58 - 252.78 = 1039.8ft$$

PROFUNDIDAD VERTICAL

$$D_1 = 300$$

$$D_2 = r_1 \text{ sen } \theta = 2864.78 \text{ sen } 24.25$$

$$D_2 = 1176.61ft$$

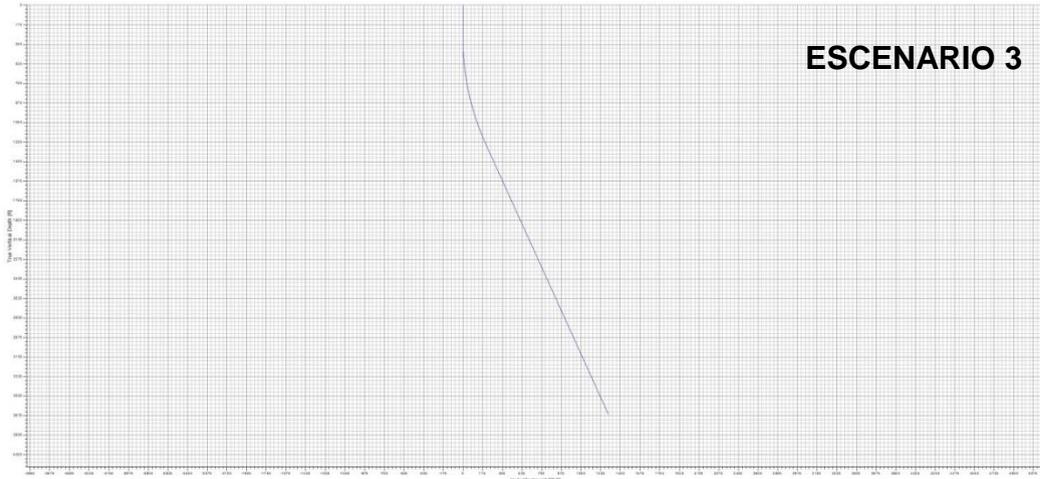


Figura 4.13 TRAYECTORIA TIPO J, KOP=300, BUR=2.5°/100ft

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
KOP	630	300	300
BUR °/100ft	2	2	2.5
$L_{\Delta C}$, ft	1481.49	1273.49	969
L_{CB} ,ft	1830.69	2357.34	2653.23
MD , ft	3942.18	3930.8	3923.13

Tabla 5 Resultados comparativos de la simulación de escenarios del pozo 3

Elaborado por: Asencio y Gómez (2018)

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones:

Las profundidades consideradas someras a las cuales se encuentran los reservorios seleccionados en este estudio las formaciones Atlanta y Santo Tomás, permitieron la aplicación de la tecnología de perforación de pozos con coiled tubing en condiciones seguras, además de minimizar los costos que implica ésta tecnología comparada con la convencional, por lo tanto se considera viable su aplicación en el campo Gustavo Galindo Velasco.

Debido a que el campo Gustavo Galindo Velasco actualmente es un campo maduro con una producción de hidrocarburo marginal, se dieron las condiciones para optimizar cada una de las trayectorias de los pozos mediante el software compass los parámetros de KOP y BUR.

De acuerdo a la columna geológica del campo Gustavo Galindo Velasco, las formaciones Socorro y Seca, poseen características físicas y mecánicas básicamente formadas por lutitas, las cuales por su alto grado de compactibilidad, son idóneas para realizar los cambios de direccionalidad de un pozo KOP.

De acuerdo a los datos obtenidos mediante la simulación del pozo 1 (uno), se estableció que la trayectoria optimizada corresponde al escenario 3 correspondiente al $KOP=300$ y $BUR=1.8$ grados/100pies, en este caso el pozo alcanza una profundidad medida de 3370.4pies. Este valor está por debajo de los obtenidos en los escenarios uno y dos.

De acuerdo a los datos obtenidos mediante la simulación del pozo 2 (dos), se estableció que la trayectoria optimizada corresponde al escenario 1

correspondiente al KOP=300 y BUR=2 grados/100pies, en este caso el pozo alcanza una profundidad medida de 3655.5pies; este valor está por debajo de los obtenidos en los escenarios uno y dos.

De acuerdo a los datos obtenidos mediante la simulación del pozo 3 (tres), se estableció que la trayectoria optimizada corresponde al escenario 3 correspondiente al KOP=300 y BUR=2.5 grados/100pies, en este caso el pozo alcanza una profundidad medida de 3923.1 pies, este valor está por debajo de los obtenidos en los escenarios uno y dos.

El BHA (bottom hole assembly) que se planteó utilizar es el de tipo Fulcrum para construir la primera curva y luego se utilizara el BHA estabilizado para mantener la trayectoria y alcanzar el pozo de manera tangente.

5.2 Recomendaciones:

Para la perforación de pozos de largo alcance se debe realizar el análisis de las cargas a las cuales va a estar sometida la tubería flexible o coiled tubing, para evitar efectos de pandeo y buckling.

Para determinar la profundidad del KOP se deben considerar estructuras geológicas con alto grado de consolidación para evitar los derrumbes y contratiempos durante la perforación de los pozos.

En pozos con profundidades muy someras se debe tener en cuenta que durante la construcción de la trayectoria es de mucha complejidad establecer un KOP muy profundo ya que se estaría construyendo un pozo con alto grado de inclinación.

Se debe considerar el layout ideal para ubicar correctamente los equipos de correspondiente a la unidad de perforación coiled tubing, en especial el dimensionamiento del BOP (blow out preventor).

6. BIBLIOGRAFÍA

1. ADAMSON, S. J., RODRIGUEZ, A., & LEISING, L. J. (1994). Coiled Tubing Drilling on Lake Maracaibo. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28725-MS.
2. AGUIRRE DÍAZ, M. L., & HIDALGO PANCHANA, A. P. (2016). Estudio Técnico Económico de Inyección Alternada de Nitrógeno. Campo Gustavo Galindo Velasco. Obtenido de repositorio.upse.edu.ec:
<http://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/2481/1/UPSE-TIP-2015-014.pdf>
3. AVAKOV, J.C. FOSTER, AND E.J. SMITH. (1993). Coiled Tubing Life Prediction V.A. Otis Engineering Corp.
4. BENAVIDES E., CARRIÓN H., MOROCHO C. Modelo Geológico Estructural del área gasífera Navarra del Campo Ancón – Santa Elena desde análisis de pozos y registros eléctricos determinando potenciales reservas de gas.
5. BRINKHORST, JAN SPE, AND HEINZ VOLKER, BEB ERDGAS & ERDAL GMBH; PHIL BURGE, SPE, BAKER HUGHES INTEQ; AND ROBERT EWEN. (1995). Further advances in coiled-tubing drilling Egil Eide, SPE, Nowsco U.K. Ltd.
6. BYROM, T. G. (1999). Coiled-Tubing Drilling In Perspective. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/51792-JPT.
7. CONSULTORA SEEROIL LIMITED. (2006). Análisis e interpretación de registros de 21 pozos para la determinación de zonas potenciales de gas y/o aceite. Quito.

8. PACIFPETROL, (2015). Departamento de yacimientos
9. GARCÍA JARA, J. L. (2018). DSpace en ESPOL: Diseño de las facilidades de superficie por bombeo mecanico para la extracción de crudo de la sección 67 del campo Ancón. Obtenido de www.dspace.espol.edu.ec:
<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/4546>
10. LEISING, L. J., & NEWMAN, K. R. (1993). Coiled-Tubing Drilling. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/24594-PA.
11. MACDONALD, R. R. (1994). Balanced Drilling With Coiled Tubing. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/27435-MS.
12. MIX, K., BELL, G., & EVANS, S. J. (1996, January 1). Coiled Tubing Drilling Case History. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/36350-MS.
13. Newman, Dowell. (1992). Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits. Schlumberger SPE Member.
14. PASTO MARTÍNEZ M. M. (2015). Diseño preliminar de fracturamiento hidráulico para pozos infill del área certeza campo Gustavo Galindo Velasco.