

MODELADO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL FENÓMENO DE TORQUE Y
ARRASTRE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO DE TIPO
HORIZONTAL IMPLEMENTANDO LA TEORÍA DE VIGAS SIMPLEMENTE
APOYADAS DE STEPHEN TIMOSHENKO

SAMUEL FABIÁN PÉREZ LOZANO

JHOVANY ANDRÉS TOCORA DÍAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2019

MODELADO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL FENÓMENO DE TORQUE Y
ARRASTRE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO DE TIPO
HORIZONTAL IMPLEMENTANDO LA TEORÍA DE VIGAS SIMPLEMENTE
APOYADAS DE STEPHEN TIMOSHENKO

SAMUEL FABIÁN PÉREZ LOZANO
JHOVANY ANDRÉS TOCORA DÍAZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO.

DIRECTOR
MANUEL DEL JESÚS MARTÍNEZ
INGENIERO MECÁNICO, PH. D

TUTOR
DIEGO FERNANDO SUAREZ ARIAS
INGENIERO DE PETRÓLEOS, MGTR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A mi madre Adelaida Lozano Ortiz que en paz descansa la cual siempre fue mi mayor alegría y motivación para seguir adelante, a todos aquellos momentos amenos y no tan amenos que compartimos los cuales me encaminaron hacia la culminación de mi sueño, a todo el amor que me brindo y la fe que siempre me hizo saber que tenía en mí.

A mi padre Eduardo Pérez Ruiz por toda la confianza, apoyo y cariño brindado sin importar la distancia fue muy determinante a la hora de fortalecer mi carácter y mis ganas de salir adelante.

A mi amorosa abuela Rosalba Ortiz la cual es como mi segunda madre y es un pilar en mi vida adulta, la cual me crio para ser una gran persona.

A mi novia Zami Torres por creer en mí y siempre brindarme fuerza, paciencia y amor a lo largo de este camino que fue el proyecto de grado.

A mis mejores amigos Andrew Jiménez y Nelson Giraldo los cuales siempre esperaron lo mejor de mí.

A mi compañero Jhovany Andrés Tocora por todo el compromiso brindado a lo largo del proyecto y de toda la carrera, jamás pensé llevarme un amigo tan grande de la universidad, pero al final así fue, sin importar lo duro o difícil del camino una de las mejores personas que conocí.

Samuel Fabián Pérez lozano

DEDICATORIAS

A Dios, por iluminar día a día cada espacio de mi vida. A mi hermosa madre, por su inmenso amor e imparable dedicación por la familia. A mi padre, por sus consejos sabios que me han forjado un camino lleno de triunfos A mi hermano, por encontrar siempre un buen motivo para sonreírle a la vida, ser apoyo y confidente.

A mis amigos (Mapu, Cielo, Cami) por permitirme compartir momentos de alegría y tristeza durante mi formación. Gracias por estar en todo momento.

A Doña Nancy y Nubia Yolanda por abrirme la puerta de su casa y hacerme sentir como si nunca me hubiese ido de la mía. Gracias por todo el cariño.

A mi compañero Samuel Fabián por la amistad brindada durante estos años. No hay palabras de agradecimiento para expresar su compromiso e incondicionalidad durante estos años. Me alegra saber que iniciamos este sueño juntos y ahora lo vemos cumplido. De las mejores personas que la vida me ha permitido conocer.

Al programa FPC por brindarme el espacio para crecer como estudiante y persona, por ser apoyo durante los momentos más difíciles durante mi paso por la universidad. A la Doctora Elcida Ramírez y la profesora Sonia Juliana Latorre por haberme brindado sus consejos y amistad incondicional. Gracias por todo el aprendizaje.

Jhovany Andrés Tocora Díaz

AGRADECIMIENTOS

Al profesor, colega, amigo y director, ingeniero mecánico y PhD Manuel del Jesús Martínez, por su acompañamiento, su guía, su motivación y todo su apoyo siempre amable y constante para la elaboración de este proyecto y destacando su excelente trabajo como profesor en diferentes áreas y como director de proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por acobijarnos en su interior, vernos crecer y brindarnos las herramientas necesarias para ser mejores profesionales y personas, por darnos tanto y hacernos sentir orgullo al decir que somos UIS.

A la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander por dejarnos hacer parte de la misma, por dejarnos formar en tan hermosa profesión y precioso campo de estudio como lo es la Ingeniería Mecánica.

A la sede Barrancabermeja de la Universidad Industrial de Santander, ya que sin ese primer acercamiento desde la etapa de nivel introductorio ninguno de nosotros hubiese descubierto lo maravillosa que es esta carrera, por brindarnos tanto apoyo y guía en nuestros primeros semestres siendo estos los recordamos con cariño.

A los otros muchos compañeros, profesores, tutores y auxiliares que tuvimos a lo largo de nuestra vida estudiantil hasta el momento, al final somos la suma de todos los conocimientos adquiridos de alguno de ustedes.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1 OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE	19
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE	19
3 MARCO TEORICO	21
3.1 GENERALIDADES: POZOS PETROLEROS	21
3.1.1 Tipos de pozo petroleros.	21
3.1.1.1 Por su objetivo	22
3.1.1.2 Por su función	22
3.1.1.3 Por su ubicación	23
3.1.1.4 Por su trayectoria. Se clasifican en:	24
3.1.2 Parámetros de perforación	28
3.1.2.1 Sistemas de levantamiento	28
3.1.2.2 Sistema de rotación	31
3.1.2.3 Sistemas de circulación	34
3.1.2.4 Sistema de potencia	37
3.1.2.5 Sistemas de seguridad	38
3.1.2.6 Tuberías de revestimiento	38

3.1.2.7	Proceso de cementación.	40
3.1.3	Pozos horizontales en Colombia	41
3.2	TEORÍA DE TORQUE Y ARRASTRE	43
3.2.1	Torque	45
3.2.1.1	Torque friccional	45
3.2.1.2	Torque en la mecha de perforación	46
3.2.2	Arrastre	46
3.2.2.1	Factor de fricción	47
3.3	TEORÍA DE VIGAS-COLUMNAS.	48
3.3.1	Simplificación del modelo	50
3.3.2	Ecuaciones “viga-columna”	51
3.4	ELEMENTOS FINITOS (MEF).....	52
3.4.1	Solución a un problema del continuo usando el MEF	54
3.4.2	Tipos de cálculos.....	55
3.4.2.1	Aproximación variacional.....	55
3.4.2.2	Aproximación por residuos ponderados	56
3.4.2.3	Aproximación por balance de energía	56
3.4.2.4	Aproximación directa	56
3.4.3	Funciones de forma.....	56
3.4.3.1	Tipos de funciones de forma	57
4	METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN.....	58
4.1	DATOS DE ENTRADA	58
4.2	INTERFAZ.	60
4.3	ASIGNACIÓN DE VARIABLES.	62

4.3.1	Trayectoria del pozo.....	62
4.3.2	Geometría del hoyo.....	62
4.3.3	Geometría de la tubería.....	62
4.4	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	63
4.4.1	Interpolación cubica.....	63
4.4.2	Primera iteración	64
4.4.3	Calculo de TVD	64
4.4.4	Estimaciones iniciales de cargas y dirección.....	65
4.4.5	Iteración repetitiva	65
4.4.6	Cálculo de profundidad, inclinación y TVD.....	66
4.4.7	Cálculo β y U.....	66
4.4.8	Cálculo para cargas y dirección.....	67
4.4.9	Cálculo de momentos flectores.....	67
4.4.10	Cálculo de fuerzas de corte.....	68
4.4.11	Cálculo de fuerzas de fricción (Arrastre).....	68
4.4.12	Cálculo de fuerzas de contacto.....	69
4.4.13	Cálculo de fuerzas de contacto.....	69
5	VALIDACIÓN DEL PROGRAMA.....	70
5.1	COMPARACIÓN MODELO DE SOL SILVA VS MODELO PROPIO	70
5.1.1	Trayectoria del pozo	70
5.1.2	Carga axial	71
5.1.3	Torque	71
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	73
6.1	PERFIL DE TRAYECTORIA DEL POZO	73

6.2	SIMULACIÓN POSICIÓN “BAJADA” VS POSICIÓN “SUBIDA”	74
6.2.1	Análisis de carga en el gancho	74
6.2.2	Análisis del fenómeno de torque	75
6.2.3	Análisis del fenómeno de arrastre	76
6.3	SIMULACIÓN “BAJADA ROTANDO” VS “SUBIDA ROTANDO”	77
6.3.1	Análisis de carga en el gancho	77
6.3.2	Análisis del fenómeno de torque	78
6.3.3	Análisis del fenómeno de arrastre	80
6.4	CÁLCULO PORCENTAJE DE ERROR	81
7	CONCLUSIONES	83
8	RECOMENDACIONES	85
	BIBLIOGRAFÍA	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Características del Software	19
Tabla 2 Porcentaje de error	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Perforación de pozo horizontal	16
Figura 2 Clasificación de pozos petroleros.	21
Figura 3 Perfil de pozo vertical.....	24
Figura 4 Perfil de pozo horizontal.	25
Figura 5 Perfil de pozo direccional.....	26
Figura 6 Perfil de pozo multidireccional.	27
Figura 7 Componentes en una torre de perforación.	28
Figura 8 Componentes básicos del sistema de levantamiento.	30
Figura 9 Barrena.....	32
Figura 10 Perfil de tipos de revestimiento.....	39
Figura 11 Proceso de cementación con taladro.....	40
Figura 12 Diferencia entre yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales.	42
Figura 13 Reacciones presentes en los diferentes tipos de secciones en la tubería.	44
Figura 14 Reacciones para sección cóncava y convexa.	46
Figura 15 Superficie de contacto donde se produce el arrastre para una sección inclinada.....	47
Figura 16 Superficie de contacto donde se produce el arrastre para una sección inclinada.....	48
Figura 17 Teoría de flexión de vigas de Timoshenko	49
Figura 18 Gráfico de ejemplos de discretización.	53
Figura 19 Gráfico de ejemplos de discretización.	53
Figura 20 Gráfico de tipos de solución para MEF.....	55
Figura 21 Gráfico de tipos de nodos en el MEF.....	57
Figura 22. Datos de trayectoria de perforación.....	59
<i>Figura 23. Datos de agujero perforado.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 24. Datos de tubería</i>	<i>60</i>

<i>Figura 25</i> Interfaz del programa.....	61
Figura 26 Código fuente sobre trayectoria	62
Figura 27 Código fuente sobre hoyo.....	62
Figura 28 Código fuente sobre tubería.	62
Figura 29 Código fuente sobre interpolación cubica.	63
Figura 30 Esquema explicativo para incremento y nodos.....	64
Figura 31 Código fuente sobre TVD.	64
Figura 32 Código fuente sobre estimación inicial para bajada.....	65
Figura 33 Código fuente sobre posicionamiento de centralizadores para profundidad, inclinación y TVD.	66
Figura 34 Código fuente sobre cálculo de β y U.	66
Figura 35 Código fuente sobre cálculo de cargas.....	67
Figura 36 Código fuente sobre momentos flectores.	67
Figura 37 Código fuente sobre fuerzas de corte.....	68
Figura 38 Código fuente sobre fuerzas de corte.....	68
Figura 39 Código fuente sobre fuerzas de contacto.	69
Figura 40 Código fuente sobre fuerzas de contacto.	69
Figura 41 Trayectoria del pozo	70
Figura 42 Carga axial.....	71
Figura 43 Torque	72
Figura 44 Trayectoria de perforación del hoyo.....	73
Figura 45 Carga en el gancho para operación de bajada vs subida.....	74
Figura 46 Fenómeno de arrastre para operación de bajada vs subida.....	77
Figura 47 Carga en el gancho para operación de bajada rotando vs subida rotando.....	78
Figura 48 Fenómeno de torque para operación de bajada rotando vs subida rotando.....	79
Figura 49 Fenómeno de arrastre para operación de bajada rotando vs subida rotando.....	80

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la base de datos de la Biblioteca UIS)

Anexo A. Diagrama de flujo del programa.	Archivo PDF
Anexo B. Código fuente del programa.	Archivo Python
Anexo C. Ecuaciones usadas en la programación.	Archivo PDF
Anexo D. Datos de entrada para el desarrollo del programa.	Archivo Excel
Anexo E. Resultados numéricos del caso de estudio.	Archivo Excel
Anexo F. Manual de instalación del programa.	Archivo Word
Anexo G. Manual de ejecución del programa.	Archivo Word
Anexo H. Softwares de instalación necesarios.	Archivo Zip

RESUMEN

TÍTULO:

MODELADO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL FENÓMENO DE TORQUE Y ARRASTRE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO DE TIPO HORIZONTAL IMPLEMENTANDO LA TEORÍA DE VIGAS SIMPLEMENTE APOYADAS DE STEPHEN TIMOSHENKO*

AUTORES: SAMUEL FABIAN PEREZ LOZANO

JHOVANY ANDRES TOCORA DIAZ**

PALABRAS CLAVE: TORQUE, ARRASTRE, POZO HORIZONTAL, PYTHON, TIMOSHENKO.

DESCRIPCIÓN:

Durante la última década, se han implementado nuevas técnicas de perforación de pozos que permitan la extracción de crudo a grandes profundidades y lugares de difícil acceso. La nueva alternativa más utilizada es la perforación de pozo horizontal la cual posee como ventaja el retorno a la inversión, así como el aumento en la productividad hasta de 5 veces. En esta investigación se desarrolló un programa computacional basado en la ecuación de vigas de Stephen Timoshenko en el cual se permite evaluar el fenómeno de torque y el arrastre que se genera través de toda la línea de perforación con el fin de conocer las zonas de esfuerzos críticos así como una aproximación numérica de la trayectoria en la extracción del crudo.

Utilizando lenguaje de programación se logró crear una interfaz que permite simular la respuesta mecánica de la tubería a través del yacimiento, en adicción, la misma permite visualizar la trayectoria y los esfuerzos por carga y momentos generados en el pozo. Los datos utilizados que permitieron realizar los estudios de casos fueron otorgados gracias al convenio adscrito entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Teniendo en cuenta los datos analizados, el modelo logra una aproximación acertada del proceso.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Programa Ingeniería Mecánica. Director: PhD. Manuel del Jesus Martinez

ABSTRACT

TITLE:

MODELING AND NUMERICAL SIMULATION OF THE TORQUE AND DRAG PHENOMENA IN HORIZONTAL OIL WELL DRILLING IMPLEMENTING THE TIMOSHENKO SIMPLY SUPPORTED BEAMS THEORY*

AUTHORS: SAMUEL FABIAN PEREZ LOZANO

JHOVANY ANDRES TOCORA DIAZ**

KEYWORDS: TORQUE, DRAG, HORIZONTAL OIL WELL, PYTHON, TIMOSHENKO.

DESCRIPTION:

During the last decade, new well drilling techniques have been implemented that allow the extraction of crude oil at great depths and places of difficult access. The new alternative most used is the drilling of a horizontal well which has as an advantage the return to investment, as well as the increase in productivity up to 5 times. In this investigation, a computational program based on the beams equation of Stephen Timoshenko was developed in which it is possible to evaluate the phenomenon of torque and drag that is generated throughout the entire drilling line in order to know the critical stress zones as well as a numerical approximation of the trajectory in the extraction of crude oil.

Using programming language, it was possible to create an interface that allows simulating the mechanical response of the pipeline through the reservoir, in addition, it allows to visualize the trajectory and the efforts by load and moments generated in the well. The data used that allowed to carry out the case studies were granted thanks to the agreement ascribed between the Industrial University of Santander (UIS) and the Colombian Petroleum Institute (ICP). Taking into account the analyzed data, the model achieves a correct approach to the process.

* Bachelor Thesis

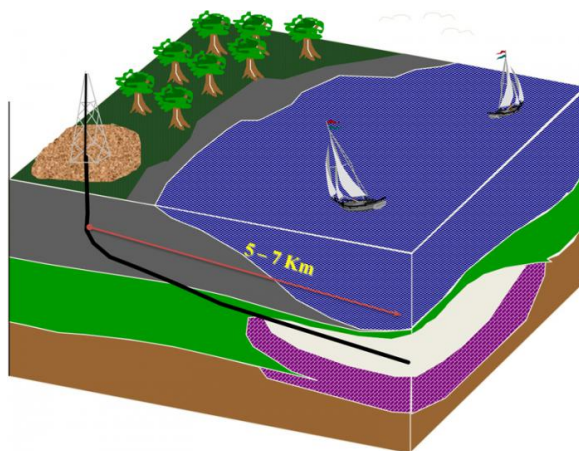
** Faculty of Physical-Mechanical Engineering, Mechanical Engineering School. Advisor: PhD. Manuel del Jesús Martínez

INTRODUCCIÓN

Sé conoce de antemano que en pleno siglo XXI la humanidad enfrenta una problemática energética global debido a la escasez de las reservas de petróleo en yacimientos de fácil acceso y al escaso análisis del desarrollo que se le ha proporcionado al estudio de energías alternativas. Muchos países han empezado a implementar nuevas técnicas de perforación de pozos que permitan la extracción de crudo a grandes profundidades o lugares de difícil acceso. Dentro de dichas técnicas encontramos una en particular, denominada, pozo horizontal.

Los pozos horizontales permiten aumentar el volumen de las reservas recuperables al mismo tiempo que aumentan la rentabilidad y ayudan al medio socio ambiental evitando que la tubería interfiera con acuíferos, carreteras, pistas de vuelo, viviendas, entre otros. Así como también aceleran e incrementan el recobro final del proceso permitiendo alcanzar yacimientos que en un estudio pasado fueron considerados no explotables.

Figura 1 Perforación de pozo horizontal



Fuente: La pauta de los pozos horizontales. Granma. Consultado: 16 de noviembre de 2018. Disponible en internet: <http://www.gramma.cu/cuba/2017-02-09/la-pauta-de-los-pozos-horizontales-09-02-2017-19-02-12>

Colombia comenzó a implementar este tipo de técnica de explotación de pozos debido a que la geografía del terreno no permite un fácil acceso además el país posee amplias fuentes acuíferas que alimentan ríos, lagunas, cascadas, quebradas, entre otras fuentes hídricas. Como medida cautelar, en pro del cuidado y protección del ambiente se han evitado realizar explotaciones de pozos verticales las cuales han sido reemplazadas por pozos horizontales.

Modelos matemáticos y analíticos han ayudado a simular la trayectoria de la sarta durante la operación, lo cual ha permitido realizar una evaluación completa de lo que sucede en el interior de la exploración logrando así una correcta simulación. Gracias a esto se ha impulsado la excavación horizontal como una única vía de exploración de hidrocarburos, lo cual ha ayudado a preservar zonas con grandes reservas acuíferas; todo esto con la finalidad de evitar que se produzca contacto alguno entre el agua y el crudo, logrando así proteger cualquier forma de vida dependiente del recurso hídrico.

Finalmente, se optó por el desarrollo de un programa computacional que permita el cálculo de torque, arrastre, esfuerzos y momentos generados por diferentes operaciones a lo largo de la línea de extracción. El cálculo estará basado en teoría de vigas simplemente apoyadas (Ingeniero mecánico ucraniano Stephen Timoshenko). El análisis será complementado con un estudio estructural mediante el uso de la teoría de elementos finitos, que permita facilitar la explotación de nuevos pozos en el país.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar un programa computacional que modele la perforación de un pozo horizontal y evalúe sus condiciones críticas teniendo en cuenta los fenómenos de torque y arrastre.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar un modelo computacional para analizar y evaluar el comportamiento de torque, arrastre, esfuerzos por carga y momentos flectores aplicados sobre la sarta de perforación.
- Analizar y determinar las condiciones críticas que se pueden presentar en la perforación de pozos horizontales.
- Comprobar y validar el modelo mediante el cotejo de los datos arrojados por el programa con información previamente conocida de estudios anteriores.

2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

El software tiene como finalidad calcular la distribución de momentos, cargas axiales y torque generados por el arrastre del crudo a través del pozo. En una instancia inicial se le pide al usuario que ingrese algunas características distintivas del pozo dentro de las que se encuentra la geometría, trayectoria general, posición de centralizadores, tipo de tubería, características del lodo, tipo de operación. Los datos estarán previamente cargados en una base de datos que se adapta a las características específicas de cada pozo, por lo cual se pueden anexar o cambiar los valores las veces que sea requerido.

La interfaz procesa los datos con ayuda del algoritmo y permite visualizar la distribución de momentos, cargas axiales y torque, así como también la trayectoria efectiva de la tubería. El lenguaje de programación utilizado es PYTHON

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE

Tabla 1 Características del Software

PRIORIDAD	CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
1	Interfaz amigable	El usuario podrá acceder al software de manera rápida y sencilla
2	Funcionamiento correcto	Los cálculos generados por el software tendrán el mínimo margen de error
3	Información Dinámica	El usuario puede cambiar la información de entrada de variables según lo crea necesario

Tabla 1 Continuación

4	Base de datos	Se podrá cambiar la información en la base de datos según las características del pozo a analizar
5	Económico	Se implementará software libre y licenciado
6	Instructivo	El software tendrá una guía que le permita al usuario conocer las funciones y comandos del mismo

3 MARCO TEORICO

3.1 GENERALIDADES: POZOS PETROLEROS

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Es una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos²

3.1.1 Tipos de pozo petroleros.

Figura 2 Clasificación de pozos petroleros.



² Depósitos: Definición y tipos de pozos petroleros. En la comunidad petrolera [en línea]. Consultado el 12 de diciembre de 2018. Disponible en Internet : <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2014/10/depositos-definicion-y-tipos-de-pozos-petroleros.html>

3.1.1.1 Por su objetivo El tipo de pozo depende principalmente del propósito de la perforación.

- *Pozos Exploratorios.* Este tipo de pozo determina la presencia de hidrocarburos en una zona específica. Los objetivos de estos pozos es obtener la mayor cantidad de información sobre el terreno de exploración.³
- *Pozos de Evaluación.* Un pozo de evaluación es utilizado para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento, así como la forma de producción de los futuros pozos. Esto permite un mejor diseño de la perforación y terminación de los mismos además ayuda a reducir los daños en el yacimiento. Los pozos de evaluación ayudan a los ingenieros a predecir la producción a lo largo de la vida del campo.⁴
- *Pozos de Desarrollo.* Tiene como finalidad explotar, extraer y drenar toda la reserva. Además este tipo de pozo se centra en aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo, algunos pueden resultar secos⁵
- *Pozo de Avanzada.* A partir de estudios geológicos, geofísicos, integrales y de información adicional de yacimientos dentro de la zona delimitada se realiza la perforación un pozo en los límites del campo el cual tiene como objetivo conocer la extensión y continuidad del Yacimiento.⁶

3.1.1.2 Por su función. Dependiendo de su objetivo se puede clasificar en:

- *Pozo productor.* Son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo extrayendo la mayor cantidad de hidrocarburo del yacimiento.⁷
- *Pozo inyector.* Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de

³ Ibid., p. 2

⁴ Ibid., p. 2

⁵ Ibid., p. 2

⁶La producción de hidrocarburos. En monografías [en línea]. Consultado el 18 de Diciembre de 2018. Disponible en Internet <https://www.monografias.com/trabajos92/produccion-hidrocarburos/produccion-hidrocarburos.shtml>

⁷ Ibíd.

producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua. Los pozos de inyección de agua son comunes en las áreas marinas, donde el agua de mar filtrada y tratada es inyectada en una sección acuífera inferior del yacimiento⁸

- *Pozo Letrina*. Pozo cuyo objetivo principal es permitir la inyección de recortes de la formación o fluidos residuales que sean producto de la Perforación, para su almacenamiento o desecho.⁹
- *Pozo de Alivio*. Pozo que se perfora con la finalidad de controlar el flujo de fluidos o aliviar presión del Yacimiento en un Pozo descontrolado.¹⁰

3.1.1.3 Por su ubicación. Dependiendo el lugar donde se realice:

- *Terrestre*. Como su nombre lo indica este tipo de pozo se caracteriza por la extracción de petróleo y gas mediante la perforación en la superficie de la tierra.
- *Marino aguas someras*. Este tipo de pozo se caracteriza por tener un tirante de agua menor a los 500 metros¹¹
- *Marino aguas profundas*. Este tipo de pozo se caracteriza por tener un tirante de agua mayor o igual a 500 metros y menor de 1500 metros¹²
- *Lacustre*. Este tipo de pozo se desarrolla en un ambiente de deposición en lagos, o a un área delimitada por ellos.¹³

⁸ Pozo de inyección. Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 17 de Diciembre de 2018. Disponible en Internet : https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms//injection_well.aspx

⁹ Lineamientos de perforación de pozos. Diario Oficial de la Federación DOF [en línea]. Consultado el 26 de Diciembre de 2018. Disponible en Internet : http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5456836&fecha=14/10/2016

¹⁰ *Ibíd.*, p. 25

¹¹ *Ibíd.*, p. 25

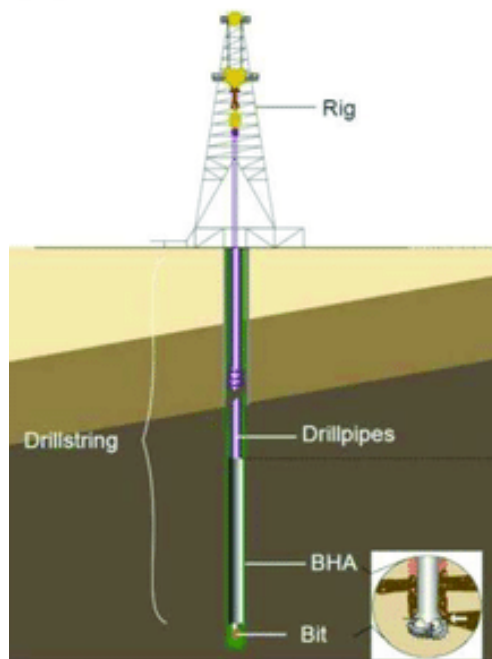
¹² *Ibíd.*, p. 25

¹³ *Ibíd.*, p. 25

3.1.1.4 Por su trayectoria. Se clasifican en:

- *Pozos Verticales*. Son considerados pozos rectos, aunque se debe tener en cuenta que tienen una tendencia natural a desviarse de la vertical. Cabe resaltar que son el tipo de pozo más común dentro de la industria petrolera. Se caracterizan por:¹⁴
 - ✓ Ser de fácil perforación
 - ✓ Tener los costos más bajos
 - ✓ Tipo de operación sencilla
 - ✓ Óptimo diseño para un eficaz fracturamiento hidráulico

Figura 3 Perfil de pozo vertical.



Fuente: Kanzari M, Shahim I M, Alqaradawi and Balachandran. Schematic of vertical drilling system [imagen]. Drill string nonlinear vibrations: experimental studies and finite-element analysis. Qatar: Journal of Physics Conference Series 1075. 2017. p. 2. [Consultado: 30 de Octubre de 2018]. Disponible en Internet: https://www.researchgate.net/publication/328426611_Drill_string_nonlinear_vibrations_experimental_studies_and_finite-element_analysis

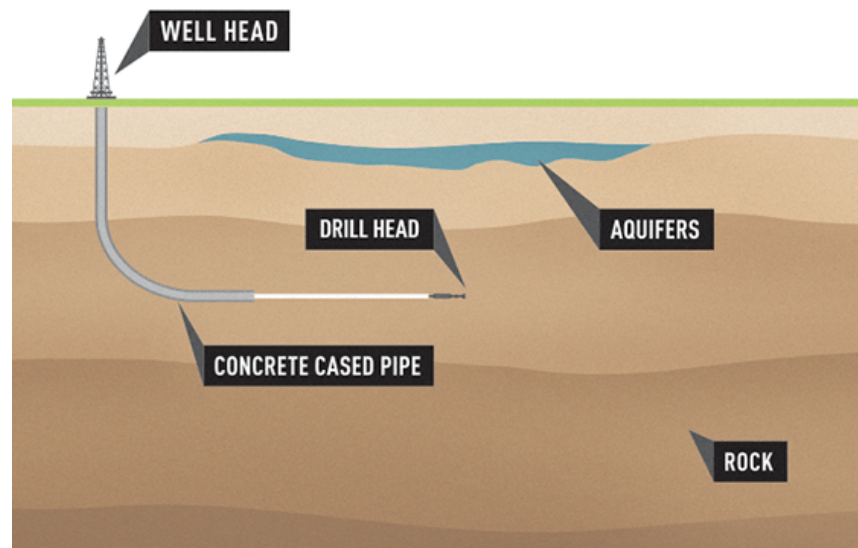
¹⁴ Perforación horizontal. Información sobre la perforación horizontal, qué es y para qué sirve. En perforación horizontal [en línea]. Consultado el 21 de Noviembre de 2018. Disponible en Internet <https://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/vertical-drilling/default.html>

- *Pozos Horizontales.*

La perforación de estos pozos es debida principalmente a las siguientes razones:

- ✓ Son de menor costo cuando el campo está en la etapa de producción.
- ✓ Es ideal en yacimientos fracturados ya que permite una mejor oportunidad de interceptar las fracturas.
- ✓ No es necesaria la perforación de una gran cantidad de pozos para el desarrollo de un campo.
- ✓ Son perfectos si el yacimiento es propenso a la conificación de agua y gas, así como también a la producción de arena.
- ✓ Su desarrollo es perfecto para yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie están muy restringido.¹⁵

Figura 4 Perfil de pozo horizontal.

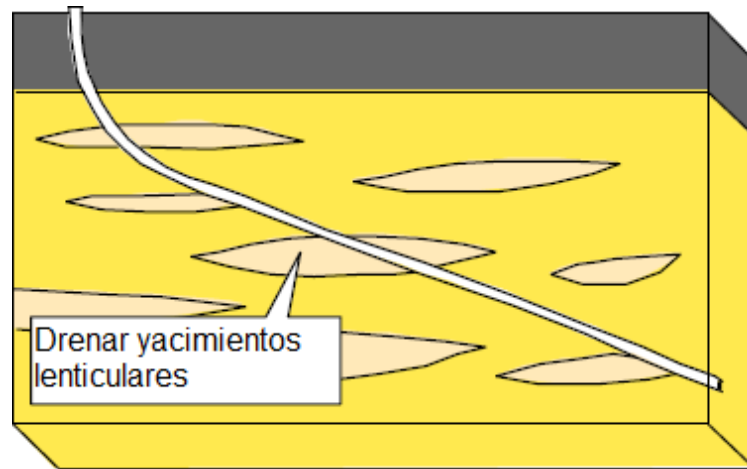


Fuente: Horizontal drilling. Apea the voice of Australia's oil and gas industry. Consultado: 05 de noviembre de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.appea.com.au/oil-gas-explained/operation/horizontal-drilling/>

¹⁵ Perforación horizontal. Información sobre la perforación horizontal, qué es y para qué sirve. En perforación horizontal [en línea]. Consultado el 21 de Noviembre de 2018. Disponible en Internet <https://perforacionhorizontal.com/s/petr%C3%B3leo>

- *Pozos Direccionales.* La perforación de estos pozos puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:
 - ✓ Yacimientos de espesor grande donde la relación baja, y/o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
 - ✓ Yacimientos lenticulares.
 - ✓ Yacimientos en capases

Figura 5 Perfil de pozo direccional.



Fuente: Diseño de pozos de perforación (pozo direccional). Eadic formación y consultoría. Consultado: 07 de noviembre de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.eadic.com/diseño-de-pozos-de-perforación/>

- *Pozos Multilaterales.* Los pozos multilaterales permiten aumentar la productividad del pozo incrementando la longitud de sección del yacimiento expuesta hacia el pozo. Otros beneficios incluyen la posibilidad de drenaje de más de un yacimiento, o más de un bloque de un yacimiento en un solo pozo. Un pozo multilateral, es aquel con uno o más laterales (uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal).

Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados.¹⁶ Las principales aplicaciones para estos pozos son:

- ✓ Mejora el drenaje en un yacimiento
- ✓ Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento
- ✓ El drenaje de más de un yacimiento en un pozo
- ✓ Mejora la eficiencia de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada
- ✓ En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

Figura 6 Perfil de pozo multidireccional.



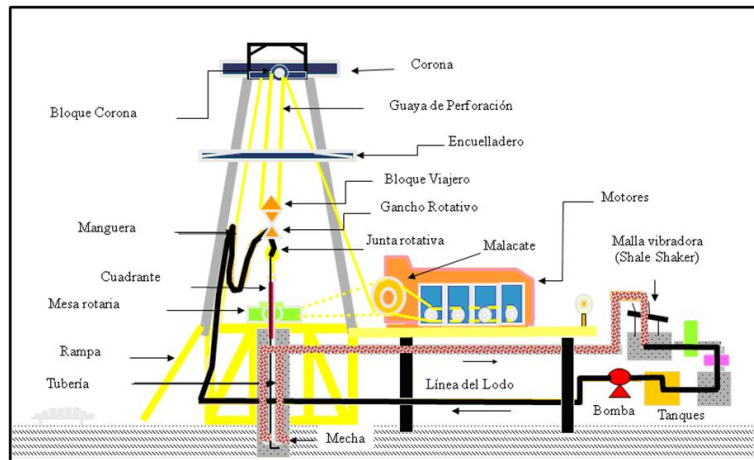
Fuente: Cánepa J., Calvache, Malavé. Estudio de la perforación multilateral aplicado al campo Cononaco, operado por petroproducción. Ecuador. 2004. P. 2. [Consultado: 26 de octubre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/108/1/99.pdf>

¹⁶ Diseño de pozos de perforación. En EADIC escuela técnica [en línea]. Recuperado el 21 de noviembre de 2018. Disponible en Internet: <https://www.eadic.com/disenio-de-pozos-de-perforacion/>

3.1.2 Parámetros de perforación. Alrededor de los años que se ha dado la explotación de crudo en el planeta se implementaron diferentes técnicas de perforación; en la actualidad se utiliza la perforación rotativa con diferentes mejoras en la misma a lo largo de los años, aunque la base técnica sea la misma. Existen muchos tipos y diseños de perforación dependiendo de los atributos del equipo o las necesidades de excavación, aunque es muy común que se combinen entre ellos los diferentes equipos para su mejor rendimiento, a continuación, se mencionan los componentes en los equipos de perforación rotativa.¹⁷

3.1.2.1 Sistemas de levantamiento. Son los diferentes mecanismos que se usan a la hora de levantar, cargar, introducir o darle movimiento a la sarta de perforación o de revestimiento en el pozo, este sistema es el más importante estructuralmente ya que es el que soporta los diferentes tipos de cargas durante la operación. Sus componentes son:

Figura 7 Componentes en una torre de perforación.



Fuente: Sistemas del equipo de perforación. Blogspot. Consultado: 07 de noviembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://chapopotli.blogspot.com/>

¹⁷ Parámetros de diseño para perforar y revestir un pozo horizontal. En ESPO (Escuela Superior Politécnica del Litoral) [en línea]. Consultado el 25 de Noviembre de 2018. Disponible en Internet : <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16074/1/Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20para%20Perforar%20y%20Revestir%20un%20Pozo%20Horizontal.pdf>

- *Malacate.*

La función principal del malacate es desenrollar y enrollar el cable de perforación, un cable de gran diámetro, de manera controlada. El cable de perforación se enrolla sobre el bloque de corona y el bloque viajero (aparejo móvil) para crear ventaja mecánica en un modo de tipo "aparejo de roldana" o "polea". Esta acción de desenrollado y enrollado del cable de perforación hace que se baje o se suba en el pozo el bloque viajero (aparejo móvil) y cualquier elemento que se encuentre suspendido debajo de éste.¹⁸

- *Cable de perforación.*

Está compuesto de un número de hebras de alambre enrolladas helicoidalmente alrededor de un núcleo de cáñamo o alambre en una longitud uniforme de tendido. Es el elemento que sirve para manipular las cargas suspendidas por el gancho durante las operaciones de perforación o terminación de pozos. Estas cargas son: La sarta de perforación, la tubería de revestimiento, la sarta de producción o terminación, la sarta de pesca.¹⁹

- *Torre de perforación.*

La estructura utilizada para soportar los bloques de corona y la sarta de perforación de un equipo de perforación. Las torres de perforación tienen generalmente forma piramidal y ofrecen una buena relación resistencia-peso.²⁰

- *Bloque corona.*

El conjunto fijo de poleas (denominadas roldanas) situado en el extremo superior de la torre de perforación o el mástil, sobre el cual se ensarta el cable de perforación.

¹⁸ Drawworks. En Oilfield Glossary [en línea]. Recuperado el 15 de Enero de 2019 Disponible en Internet :<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/drawworks.aspx>

¹⁹ Cables de acero de perforación. En ESP OIL Engineering Consultants [en línea]. Recuperado el 15 de Enero de 2019. Disponible en Internet: <https://s9a966448594304ab.jimcontent.com/download/version/1302717200/module/4724312665/name/10.%20Cables%20de%20Perforacion%201.pdf>

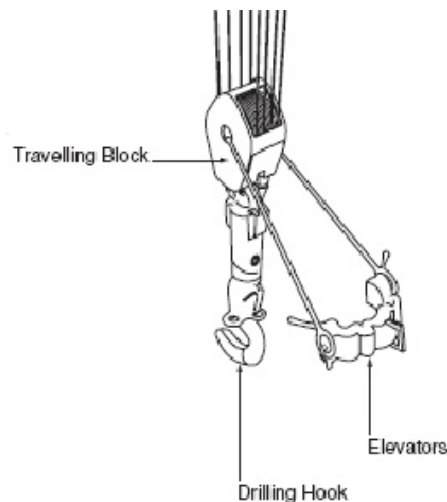
²⁰ Derrick. En Oilfield Glossary [en línea]. Recuperado el 15 de Enero de 2019 Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/derrick.aspx>

Los bloques (aparejos) complementarios de estas poleas son los bloques viajeros (aparejos móviles). Utilizando dos conjuntos de bloques de esta forma, se crea una gran ventaja mecánica y se hace posible el uso de un cable de perforación relativamente pequeño para izar cargas mucho más pesadas que las que podría soportar el cable como un solo cordón.²¹

- *Bloque viajero.*

Sube y baja entre dos posiciones de la torre. Está compuesto por un sistema de poleas múltiples y movibles en las que va ensamblado en su extremo inferior el gancho, el cual soporta la sarta y los eslabones que sostienen los elevadores. Provee ventajas mecánicas para alinear el manejo de cargas pesadas. La sección de cable entre la corona y el malacate se llama línea viva porque es la parte del cable que se mueve cuando el bloque viajero sube o baja en la torre.²²

Figura 8 Componentes básicos del sistema de levantamiento.



Fuente: Campos J, Linares F. Sistema de elevación del equipo de perforación. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivarianos (YPFB)-Servicios de perforación. Bolivia. Primera edición. 2010. Consultado: 08 de noviembre de 2018. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/34777719/Cable-de-Perforacion-y-Ton-Milla>

²¹ Crown block. Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 15 de Enero de 2019. Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/crown_block.aspx

²² Cable de perforación y ton milla. En Scribd [en línea]. Consultado el 21 de Enero de 2019. Disponible en Internet <https://es.scribd.com/doc/34777719/Cable-de-Perforacion-y-Ton-Milla>

- *Gancho.*

Es una pieza de conexión suspendida en el bloque viajero que sirve para agarrar las diferentes piezas del equipo. Puede ir enganchado al bloque viajero o ser una parte integral de este. Un fuerte resorte dentro del gancho amortigua el peso de la tubería para que las roscas de las uniones no se dañen al enroscarlas o desenroscarlas. Tiene un cerrojo de seguridad para la unión giratoria y orejas a ambos lados para agarrar los eslabones del elevador. Algunos tienen accesorios especiales como amortiguadores para absorber los choques y evitar que la tubería rebote, conexión de pasador flexible para eliminar la carga desigual sobre las orejas del elevador, posicionador opcional que hace girar al elevador hasta la posición requerida y también impide que el gancho y el elevador giren cuando se enrosca tubería.²³

3.1.2.2 Sistema de rotación. Como su nombre lo indica es el encargado de brindar la rotación a la sarta permitiendo así que la mechar perfora la superficie terrestre hasta la profundidad necesaria o profundidad de pozo. Sus componentes son:

- *Barrena.*

La herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena para la trituración o el corte de la roca. La barrena se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar. La mayoría de las barrenas funcionan raspando o triturando la roca, o ambas acciones a la vez, generalmente como parte de un movimiento de rotación. Algunas barrenas, denominadas barrenas de tipo martillo, martillan la roca

²³ Hook. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 18 de Enero de 2019. Disponible en Internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/hook.aspx>

verticalmente en forma similar a un martillo neumático utilizado en operaciones de construcción.²⁴

Figura 9 Barrena.



Fuente: Fotografía de una barrena. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 18 de enero de 2019. Disponible en Internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bit.aspx>

- *Arreglo de fondo de pozo.*

Una porción inferior de la sarta de perforación, que consiste (desde el fondo hacia la superficie de un pozo vertical) en la barrena, la reducción para la barrena, un motor de lodo (en ciertos casos), los estabilizadores, el portamecha, la columna de perforación pesada, los dispositivos que operan por golpes ("tijeras o percutores") y los cruces para las diversas formas de roscas. El arreglo de fondo de pozo debe proporcionar la fuerza para que la barrena fracture la roca (peso sobre la barrena), sobreviva en un ambiente mecánico hostil y proporcione al perforador el control direccional del pozo. A menudo, el arreglo incluye un motor de lodo, el equipo de medición y de perforación direccional, las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación, las herramientas de adquisición de registros durante la perforación y otros dispositivos especiales.²⁵

²⁴ Bit. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 21 de Enero de 2019 Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bit.aspx>

²⁵ Bottomhole assembly. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 21 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bottomhole_assembly.aspx

- *Portamecha.*

Un componente de una sarta de perforación que provee peso sobre la barrena para la operación de perforación. Los portamechas son piezas tubulares de grueso espesor trabajadas a partir de barras sólidas de acero, generalmente acero al carbono común, aunque a veces se utilizan aleaciones de níquel-cobre no magnético u otras aleaciones no magnéticas de calidad superior. El diámetro externo de las barras de acero puede ser mecanizado levemente para garantizar la redondez, y en ciertos casos, puede estar mecanizado con ranuras helicoidales ("portamechas en espiral").²⁶

- *Estabilizadores.*

Herramienta que se utilizan para estabilizar el ensamblaje de fondo, reduciendo el contacto con las paredes del hoyo para controlar la desviación.²⁷

- *Unión giratoria.*

Un dispositivo mecánico que cuelga el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta de perforación que se encuentra debajo, acarreando grandes volúmenes de lodo de perforación de alta presión entre el sistema de circulación del equipo de perforación y la sarta de perforación.²⁸

- *Mesa.*

La sección giratoria o rotativa del piso de perforación que proporciona la potencia para hacer girar la sarta de perforación en el sentido. El movimiento rotativo y la potencia son transmitidos a la sarta de perforación través del buje del vástago de perforación y del vástago. Cuando la sarta de perforación está rotando, la brigada

²⁶ Drill collar. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 21 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/drill_collar.aspx

²⁷ Sarta de perforación. En Prezi [en línea]. Consultado el 22 de Enero de 2019 Disponible en Internet: <https://prezi.com/qbibl5jdbg7q/sarta-de-perforacion/>

²⁸ Rotary table. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 22 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rotary_table.aspx

de perforación generalmente describe la operación simplemente como "rotación a la derecha", "giro a la derecha" o "rotación en el fondo". Casi todos los equipos de perforación de nuestros días están provistos de una mesa rotativa, como sistema principal o sistema de apoyo para rotar la sarta de perforación.²⁹

- *Motor de lodo*

Un motor de perforación de desplazamiento positivo que utiliza la potencia hidráulica del fluido de perforación para accionar la barrena. Los motores de lodo se utilizan extensivamente en operaciones de perforación direccional.³⁰

3.1.2.3 Sistemas de circulación. A través de este se mueven los fluidos de perforación a muy alta presión. El objetivo de este es lubricar, refrigerar y transportar los desechos o escombros de excavación, este sistema es de vital importancia ya que sin él la vida útil del taladro se ve menguada debido a la fricción por contacto ya que esta generaría elevadas temperaturas en la mecha deformándola para finalmente fundirla. Sus componentes son:

- *Fluido de perforación.*

Cualquiera de una serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) utilizados en operaciones de perforación de pozos de sondeo en la tierra. Es sinónimo de "lodo de perforación" en el uso general, aunque algunos prefieren reservar el término "fluido de perforación" a los "lodos" más sofisticados y bien definidos. Un esquema de clasificación, tenido en cuenta aquí, se basa únicamente en la composición del lodo distinguiendo el componente que define con

²⁹ Circulation System. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 23 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/circulation_system.aspx

³⁰ Mud motor. En Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 23 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mud_motor.aspx

claridad la función y el rendimiento del fluido: (1) a base de agua, (2) no a base de agua y (3) gaseoso (neumático).³¹

- *Tanques activos.*

Es un contenedor de techo abierto, generalmente hecho de acero, utilizado para almacenar fluidos de perforación en una torre de perforación. También son llamados fosos de lodo o tanques de lodo. Los tanques son generalmente de techo abierto y poseen pasarelas en la parte superior que permiten a los trabajadores inspeccionar los niveles de fluido en los tanques. Otros equipos son montados a menudo en la parte superior, y el acceso a esos equipos es posible gracias a las pasarelas. En el tiempo reciente, las plataformas de perforación de alta mar poseen tanques de proximidad por asuntos de seguridad. Una torre de perforación posee normalmente dos tanques.

Uno de ellos es seccionado en compartimientos que pueden incluir un tanque de sedimentación o trampas de arena para permitir que la arena u otros sólidos en los fluidos de perforación se precipiten antes de desembocar en el siguiente compartimiento.³²

- *Bombas de lodo.*

Una bomba de Lodo es un tipo especial de bomba capaz de manejar Lodo. A diferencia de las bombas de agua, las bombas para lodo están sujetas a desgaste y son más robustas y resistentes. Existen varios tipos de bombas para lodo, las más comunes son las bombas centrífugas y las bombas de desplazamiento positivo. Las bombas centrífugas para lodo pueden suministrar alta capacidad con cabeza limitada y se usan principalmente en el bombeo del lodo o suspensiones a través de tuberías con concentraciones inferiores 70% de sólidos por peso. Las bombas

³¹ Drilling fluid. En Oilfield Glossary [en línea]. Disponible el 25 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/drilling_fluid.aspx

³² Tanques de fluidos de perforación. En TF Warren Group [en línea]. Recuperado el 28 de Enero de 2019 Disponible en Internet: <http://www.tfwarren.com/sp/empresas/81-tarsco/bolted-aplicaciones/654-tanques-fluidos-perforacion>

centrífugas pueden ser verticales, horizontales o sumergibles. Las bombas de suspensión de desplazamiento positivo que pueden suministrar altas cabeza con capacidad limitada se usan en bombeo de lodos a través de tuberías con una concentración muy alta de sólidos.³³

- *Tubería de subida.*

Un conducto metálico rígido que constituye el trayecto de alta presión para que el lodo de perforación recorra aproximadamente un tercio del camino de la torre, donde se conecta a una manguera flexible de alta presión (la manga de inyección). Muchos equipos de perforación grandes están provistos de tuberías de subida dobles de manera que el tiempo inactivo es mínimo si se requiere la reparación de una tubería de subida.³⁴

- *Manguera de inyección.*

Un cable flexible de alta presión y gran diámetro (3 a 5 pulgadas de diámetro interno) utilizado para conectar la tubería de subida a la unión giratoria. Esta disposición de tuberías flexibles permite subir o bajar el vástago de perforación (y, a su vez, la sarta de perforación y la barrena) mientras se bombea el fluido de perforación a través de la sarta de perforación. La simultaneidad de la bajada de la sarta de perforación y el bombeo del fluido es crucial para la operación de perforación.³⁵

- *Sarta de perforación.*

Son componentes metálicos armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo y la tubería de perforación. La sarta de perforación o también conocida como columna de perforación es la encargada de transmitir las fuerzas de empuje y rotación al tricono, además de determinar la profundidad del pozo.

³³ Fundamentos de bombas para lodo. En Dragflow Latin America [en línea]. Recuperado el 05 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://www.dragflowpumps.com/fundamentos-bombas-de-lodo>

³⁴ Stand pipe. Oilfield Glossary [en línea]. Recuperado el 28 de Enero de 2019. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stand_pipe.aspx

³⁵ Kelly hose. En Oilfield Glossary [en línea]. Disponible el 21 de Enero de 2019 Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/k/kelly_hose.aspx

Por dentro de la sarta circula aire para evacua el detritus y además enfriar la broca y agua que sirve para estabilizar las paredes del pozo.³⁶

- *Espacios anulares.*

Son los espacios concéntricos entre el pozo y la tubería de revestimiento o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, donde puede fluir el fluido. La tubería puede incluir los portamechas o lastrabarrenas, la columna de perforación, la tubería de revestimiento o la tubería de producción.³⁷

3.1.2.4 Sistema de potencia. Este sistema es el que se encarga de generar y transmitir la potencia necesaria para que todos los equipos necesarios en la perforación rotatoria. Comúnmente la potencia se genera mediante el uso de motores de combustión interna, estos motores normalmente se alimentan con diésel, el número de motores depende del tamaño del equipo pueden variar entre uno u ocho suelen ser más. Estos se pueden clasificar según su tipo de energía principal pueden ser: mecánico, eléctrico, hidráulico, neumático o a vapor(obsoletos en el siglo XX) aunque lo más común en la actualidad es ver que en las perforaciones se usan equipos con múltiples tipos de energías en conjunto siendo primordiales la mecánica y la eléctrica, si el taladro es mecánico esta potencia se transmite del motor primario al mismo pero si es eléctrico la potencia mecánica del motor se transforma en energía mecánica mediante generadores y luego esta se transmite al taladro eléctrico.³⁸

³⁶ Sarta de perforación. En Prezi [en línea]. Recuperado el 05 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <https://prezi.com/qbibl5jdbg7q/sarta-de-perforacion/>

³⁷ Annulus. En Oilfield Glossary [en línea]. Recuperado el 05 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/annulus.aspx>

³⁸ Equipos de perforación rotatoria. En Wikipedia [en línea]. Consultado el 15 de febrero de 2019. Disponible en Internet: https://es.wikipedia.org/wiki/Equipo_de_perforaci%C3%B3n_rotatoria

3.1.2.5 Sistemas de seguridad. Es un sistema diseñado como medida de seguridad para cerrar el pozo en caso de emergencia, suele estar compuesto por válvulas de seguridad, carrete de perforación, múltiple de estrangulación, unidad acumuladora de presión, tanques de viajes separadores de gas y línea de venteo, este sistema debe funcionar de la siguiente manera³⁹:

- ✓ Cerrar el pozo desde la superficie.
- ✓ Controlar la extracción de fluidos de formación.
- ✓ Bombear un lodo de mayor densidad al pozo.
- ✓ Insertar o sacar del pozo la sarta de perforación.

3.1.2.6 Tuberías de revestimiento. La tubería de revestimiento es fundamental en el proceso de perforación de un pozo. Esta funciona como tramos de tuberías de acero unidas ya sea en forma de rosca o soldadura, se hace continuamente hasta alcanzar la profundidad necesaria. La tubería en su longitud total recibe el nombre de columna de revestimiento.⁴⁰

- *Tubería de revestimiento conductora.*

Esta es la de mayor diámetro usado en el proceso, se utiliza en lugares donde el terreno es tan inestable que las acciones de lavado y erosión de lodo de perforación suelen generar una cavidad en la superficie.⁴¹

- *Tubería de revestimiento superficial.*

La función principal es prevenir la contaminación de las arenas con agua dulce y proporcionar un ancla para prevenir de reventones.⁴²

- *Tubería de revestimiento intermedio.*

³⁹ Ibid

⁴⁰ McCRAY, Arthur y COLE, Frank. Tecnología de la perforación de pozos petroleros. 1 ed. México D. F.: Compañía editorial continental, S.A. 1963. 574 p.

⁴¹ Ibid.

⁴² Ibid.

Esta se sitúa lo más profundo posible, para tener suficiente resistencia en la zapata y así poder continuar la perforación.⁴³

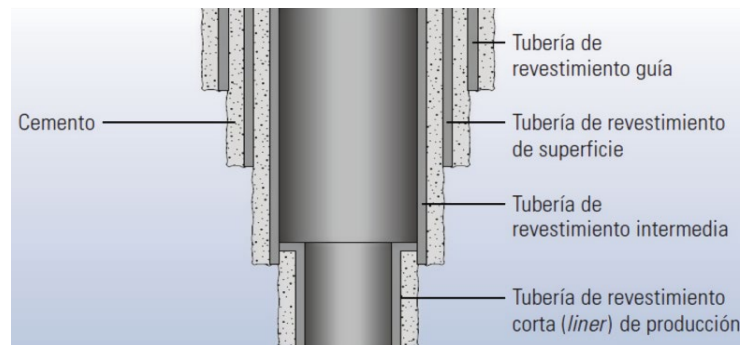
- *Tubería de revestimiento de producción.*

Es la tubería mediante la cual se produce y controla el pozo durante su vida productiva y en la cual se suelen llevar muchas reparaciones, esta se sitúa en la profundidad de asentamiento es decir la profundidad del pozo.⁴⁴

- *Columna de petróleo.*

Después de colocar las columnas de revestimiento necesarias al final se coloca una columna desde el inicio hasta el fin. Si la columna se coloca en la parte superior se denomina columna de aceite y si se coloca en la parte baja de la producción es necesario perforar la tubería y a esta se le denomina tubería de revestimiento perforada.⁴⁵

Figura 10 Perfil de tipos de revestimiento.



Fuente: SYCSA [en línea]. Consultado el 19 de febrero de 2019. Disponible en Internet: <https://www.sycsa.com/recent/notisycsa-cosl>

- *Propiedades de la tubería de revestimiento.* Debido a las diferentes propiedades del terreno y el pozo se necesitan diferentes tuberías de revestimiento las cuales

⁴³ Ibid.

⁴⁴ Ibid.

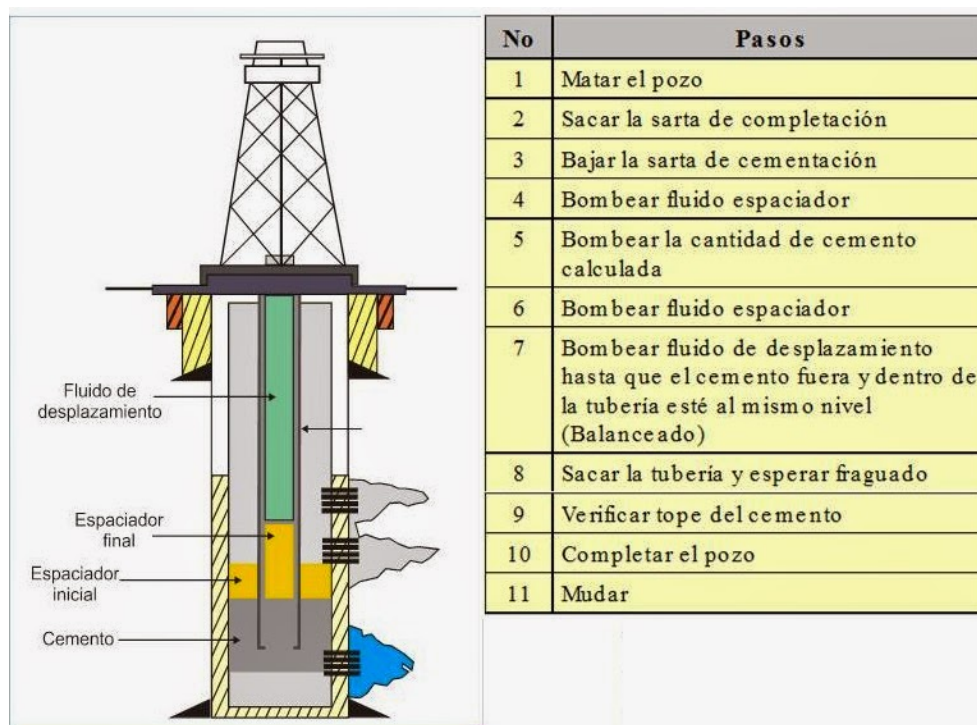
⁴⁵ Ibid.

varían en tamaños, grados, tipo entre otras. Con el propósito de ajustar parámetros de estandarización la A.P.I. se obtiene la siguiente clasificación:

- ✓ Grupo 1: De 4.85 a 7.55 m inclusive 95% o más de cualquier embarque no debe variar los 2 m de longitud con un largo mínimo de no menos a 5.45 m.
- ✓ Grupo 2: De 7.55 a 10.40 m inclusive 95% o más de cualquier embarque no debe variar los 1.50 m de longitud con un largo mínimo de no menos a 8.45 m.
- ✓ Grupo 3: Mínimo 10.40 m inclusive 95% o más de cualquier embarque no debe variar los 2 m de longitud con un largo mínimo de no menos a 11 m.⁴⁶

3.1.2.7 Proceso de cementación.

Figura 11 Proceso de cementación con taladro.



Fuente: Procedimiento con taladro. En Blogspot [en línea]. Consultado el 20 de febrero de 2019. Disponible en Internet: <http://perfob.blogspot.com/2015/02/tapones-de-cemento-en-servicios-pozos.html>

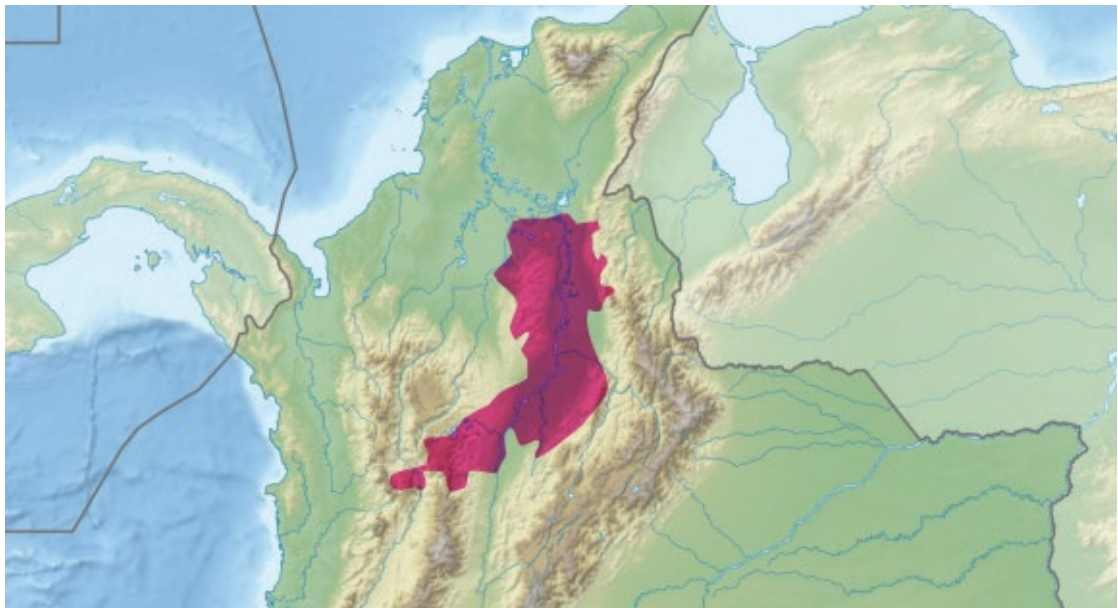
⁴⁶ Ibid.

La cementación de la tubería de revestimiento en los pozos petroleros es casi una práctica universal y se hace por diferentes razones dependiendo de la tubería de revestimiento que se esté cementando.⁴⁷

- ✓ Para tubería de revestimiento conductora, se debe cementar para evitar que el fluido de perforación circule fuera de la tubería y origine la erosión en la superficie de la tubería de revestimiento de diseño.
- ✓ Para tubería de revestimiento superficial, se hace con el fin de proteger y sellar la formación de agua dulce, también ayuda suministrado un ancla para el equipo preventor de reventones y por ultimo funciona como apoyo para tuberías de revestimiento más profundas.

3.1.3 Pozos horizontales en Colombia

Figura 12 Ubicación de las potenciales zonas de Yacimientos no Convencionales (YNC) en Colombia.

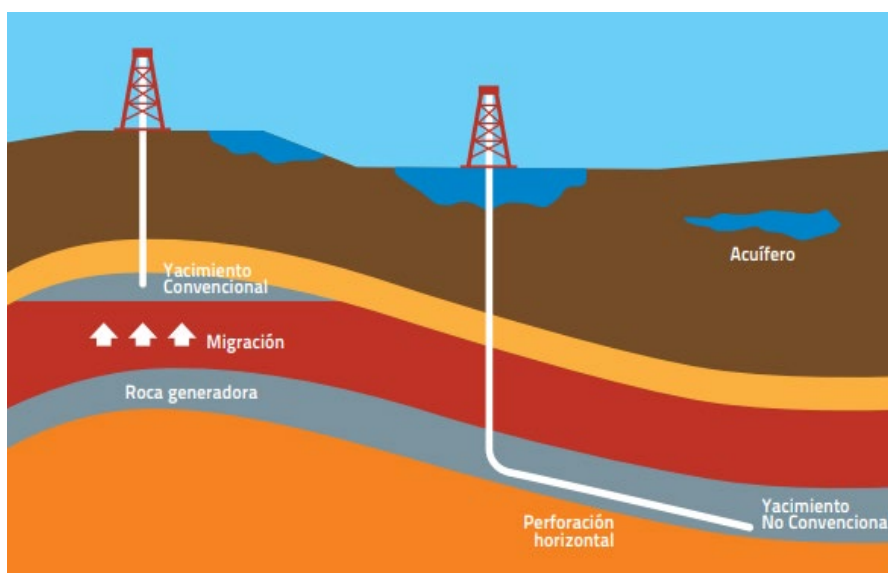


Fuente: Yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. En: Asociación Colombiana del Petróleo (Revista ACP). Mayo, 2014. Vol. 3, p 3

⁴⁷Casing. Oilfield Glossary [en línea]. Consultado el 05 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/casing.aspx>

En los yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción. Por su parte, los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables. Por lo tanto, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo.⁴⁸

Figura 12 Diferencia entre yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales.



Fuente: Yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. En: Asociación Colombiana del Petróleo (Revista ACP). Mayo, 2014. Vol. 3, p 5. Recuperado el 10 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YN Cv3.pdf>

⁴⁸Yacimientos no convencionales y su importancia en Colombia. En Asociación Colombiana del Petróleo ACP [en línea]. Recuperado el 10 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YN Cv3.pdf>

Los yacimientos no convencionales generan significativos aportes a la economía del país, entre los más importantes se destacan:

- ✓ Con la exploración de YNC el país se beneficiará con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones.
- ✓ Generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia del proyecto.
- ✓ Estimulación de la actividad comercial local en las regiones del Magdalena Medio y de la Cordillera Oriental.
- ✓ Incremento de la inversión extranjera directa.
- ✓ Desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.
- ✓ Incremento de las reservas y aumento en la producción de barriles por día, para la consolidación de una autosuficiencia energética.
- ✓ Mayor inversión social e inclusión de comunidades.⁴⁹

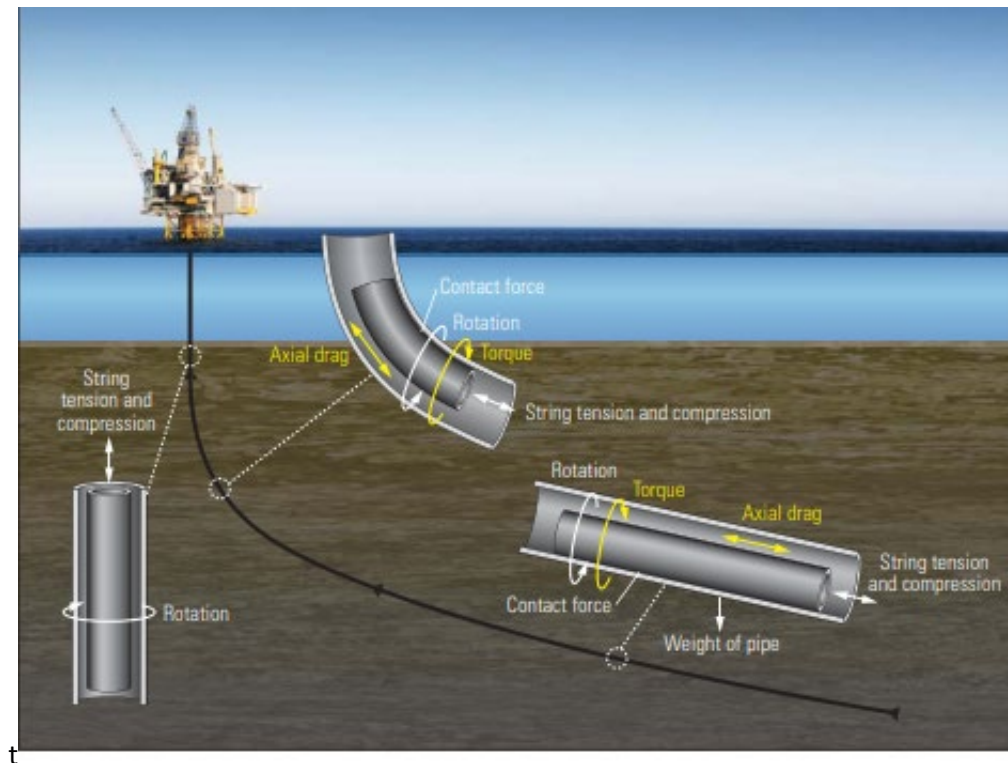
3.2 TEORÍA DE TORQUE Y ARRASTRE

El torque y el arrastre son fundamentales en la perforación direccional, principalmente en los pozos horizontales y de largo alcance. Los problemas con estos dos fenómenos son encontrados por lo general en la etapa de perforación y completación del pozo. Para el cálculo de estos fenómenos es necesario un modelo matemático por el cual se buscaría simular las reacciones de cargas y esfuerzos que se pueden aplicar seguramente en la tubería de perforación o completación durante su instalación.

⁴⁹ Ibid

El modelo matemático más usado para calcular el toque y arrastre se plantea por Johansick (1983) ya que gracias a su simplicidad y disponibilidad es accesible para su aplicación. El torque y arrastre son fenómenos que se dan debido al contacto de la tubería con las paredes generando fuerzas sobre la misma. Se ven a continuación.⁵⁰

Figura 13 Reacciones presentes en los diferentes tipos de secciones en la tubería.



Fuente: Bennetzenn, Bjarne, *et al.* Extended-Reach Wells. En: Oilfield Review (Schlumberger). Autumn, 2010:2, N°3, p. 12. Disponible en línea: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/01-wells-english>

⁵⁰ Congresso de Métodos Numéricos em Engenharia 2015. En: (1: 29 de Junho a 2 de Julho, 2015: Lisboa, Portugal). MODELADO NUMÉRICO DEL FENÓMENO DE TORQUE Y ARRASTRE EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS. [Consultado: Febrero 24 de 2019]. Disponible en Internet: http://www.dem.ist.utl.pt/cmn2015/html/CD-Proceedings/PDF/Papers/CMN_2015_submission_74.pdf

3.2.1 Torque. El torque es una carga rotacional que se genera en un cuerpo debido a una fuerza aplicada desde una distancia considerable. En la perforación de pozos existen diferentes tipos de torques los cuales se generan por diferentes movimientos en la tubería o cargas aplicadas, estos son:

3.2.1.1 Torque friccional. Es una carga rotacional que se da debido a la fricción generada por el contacto entre la sarta de perforación y el revestidor de la sección anterior o el hoyo abierto. La magnitud de esta componente del torque se calcula:

- *Tensión o compresión en la sarta de perforación.* Mientras mayor sea la magnitud de esta carga, mayor será la fuerza de contacto. En algunos casos esta fuerza deberá superar el peso mismo de la tubería entonces la carga aplicada debe ser mucho más grande.⁵¹
- *Desvíos severos en el pozo.* Desvíos acentuados pueden incrementar las fuerzas de contacto. En pozos donde las cargas por tensión o compresión son demasiado altas resulta crítico este factor.⁵²
- *Dimensiones de agujero y tubería.* El tamaño del espacio anular que hay entre la tubería de perforación y el hoyo perforado afectan las fuerzas de contacto. Un fuego pequeño puede incrementar las superficies de contacto y por consiguiente las cargas generadas por el mismo.⁵³
- *Peso en la sarta.* Entre mayor peso propio tenga la sarta más afectara está a la fuerza de contacto.⁵⁴
- *Inclinación.* La inclinación del pozo también afecta las fuerzas de contacto en el mismo y por lo tanto genera mayor o menor carga a tener en cuenta en el cálculo de este torque. A mayores inclinaciones puede disminuir la tensión en la sarta y la fuerza de contacto asociada.⁵⁵

⁵¹ Diseño de la perforación de Pozos. En OilProduction. Consultado el 28 de Febrero de 2019 [en línea]. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

⁵² Ibid

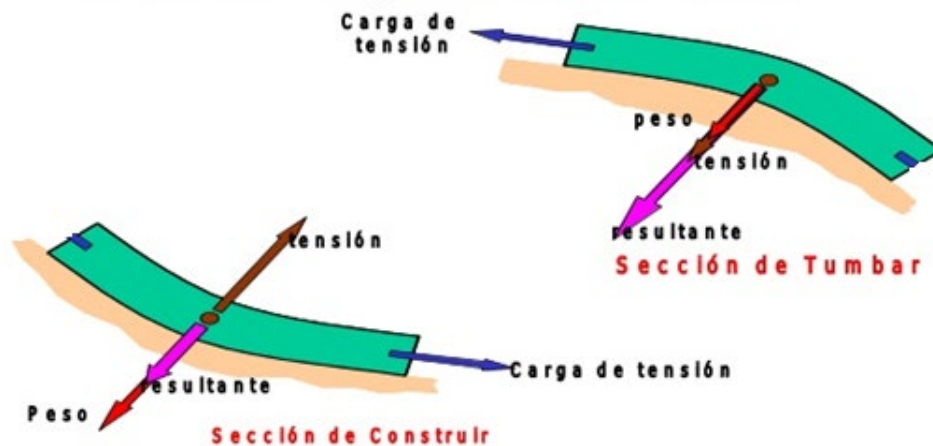
⁵³ Ibid

⁵⁴ Ibid

⁵⁵ Ibid

3.2.1.2 Torque en la mecha de perforación. Este se genera por la interacción entre la mecha y las formaciones rocosas que se perforan. El torque resultante depende mucho del diseño de las mechas las cuales según su forma generan más o menos torque resultante.⁵⁶

Figura 14 Reacciones para sección cóncava y convexa.



Fuente: Schlumberger. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de Pozo. [Diapositivas]. Slideshare. 8 de diciembre de 2015, 19 diapositivas. Consultado: 29 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/PerfoBloggerAch/42-prevencion-de-pegas-torque-y-arrastre>

3.2.2 Arrastre. El arrastre es una fuerza mecánica, que se genera cuando un fluido y un cuerpo rígido interactúan y existe un movimiento relativo entre ellos. En la perforación de pozos petroleros esta fuerza axial se produce entre las superficies de contacto de la tubería y las paredes del pozo que se perforan, lo causa el deslizamiento y rotación de la sarta de perforación.

Cuando la rotación de la sarta es interrumpida el torque desaparece y este es el único fenómeno presente. Al igual que el torque existe una componente generada

⁵⁶ Ibid

por fricción al igual que una generada de manera mecánica, estas siempre se darán en la dirección opuesta al movimiento del tubo.⁵⁷

Figura 15 Superficie de contacto donde se produce el arrastre para una sección inclinada.



Fuente: Leyva Silvano E. Optimización de la perforación direccional mediante herramientas reductoras de torque y arrastre, Sistema LoTAD en el noroeste peruano. Universidad Nacional de ingeniería. Facultad de petróleo, gas natural y petroquímica, 2010. 88 p. Consultado: 29 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://www.slideshare.net/lauraapacataboada/torque-y-arrastre-75360068>

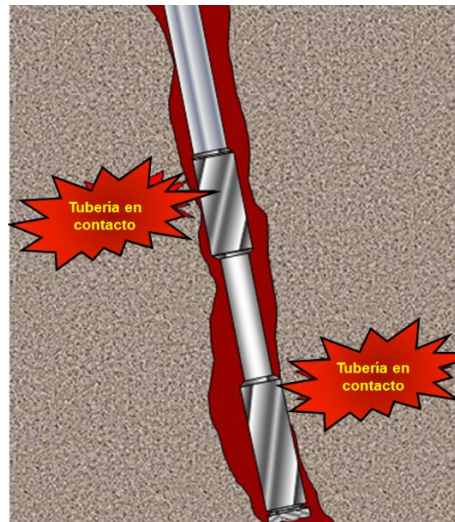
3.2.2.1 Factor de fricción. En la perforación de pozos direccionales normalmente no existe un solo factor de fricción, es una suma de diferentes factores relacionados con los siguientes factores:

- La composición del lodo de perforación.
- La lubricidad del sistema de lodo de perforación.
- La rigidez de la tubería.
- diámetros mayores.
- Interacción de los estabilizadores y centralizadores.
- severidad del ángulo de inclinación del pozo (conocida y oculta).
- Limpieza del hoyo post-perforación.
- El frotamiento ideal entre la tubería de revestimiento y el agujero perforado.

⁵⁷Torque y arrastre. SlideShare [en línea]. Recuperado el 12 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/lauraapacataboada/torque-y-arrastre-75360068>

Es de relevancia resaltar que los factores cambian dependiendo del movimiento de la sarta (rotando, solo deslizando, subiendo o bajando), aunque en la realidad la diferencia es tan mínima que aparentan ser iguales, por esto mismo en la industria se utiliza un factor de fricción simplificado para cada sección de hoyo. El factor de fricción propio de la sarta se incrementa linealmente con su diámetro. Existe un caso especial en la perforación direccional, cuando la tubería de revestimiento atraviesa una sección de mucho ángulo y entra en contacto por momentos con las paredes del hoyo, esto no es lo mismo que el arrastre por fricción.⁵⁸

Figura 16 Superficie de contacto donde se produce el arrastre para una sección inclinada.



Fuente: Pega de tubería causa por Micro Dog Leg. En Blogspot. Consultado: 01 de marzo de 2019. Disponible en internet: <http://perfob.blogspot.com/2011/10/pega-de-tuberia-causada-por-micro-dog.html>

3.3 TEORÍA DE VIGAS-COLUMNAS.

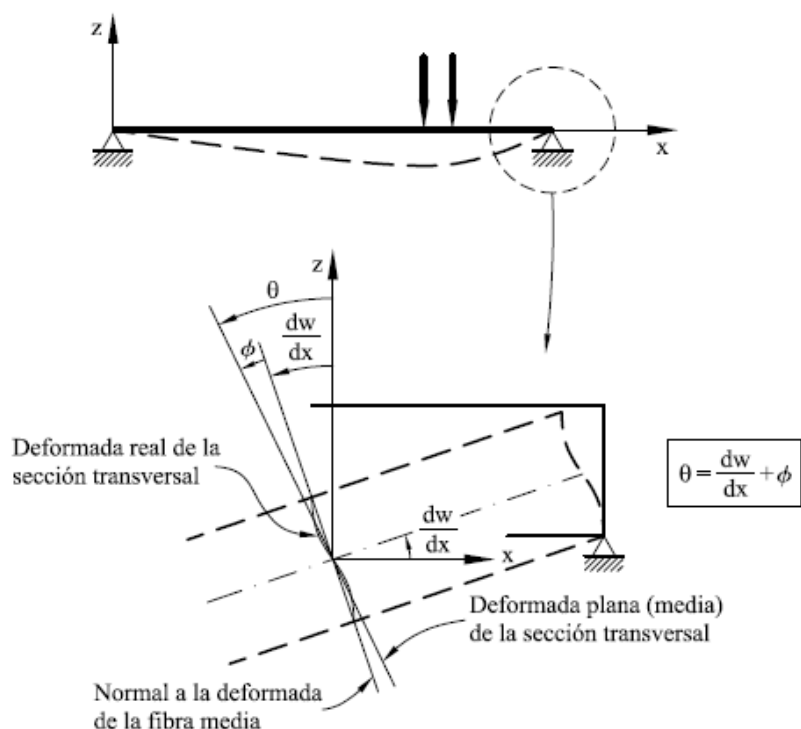
La teoría elemental de flexión afirma que los esfuerzos y deflexiones en las vigas son directamente proporcionales a las cargas aplicadas en éstas. Esta condición se

⁵⁸ Factor de fricción de fanning. En Scribd [en línea]. Consultado el 12 de febrero de 2019. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/203583688/Factor-de-friccion-de-Fanning>

cumple siempre y cuando los cambios en la geometría de la viga debido a la flexión no afecten la acción de las cargas aplicadas. Siendo así, se pueden hacer cálculos de deflexión, esfuerzos y momentos sobre la viga si el material de la misma cumple la ley de Hooke. Todo ello valida el principio de superposición. La deformación resultante se obtiene como la sumatoria de las deformaciones producidas por las fuerzas de manera individual.⁵⁹

Las ecuaciones básicas para el análisis de una “viga-columnas” pueden ser derivadas considerando la *figura 17*.⁶⁰

Figura 17 Teoría de flexión de vigas de Timoshenko

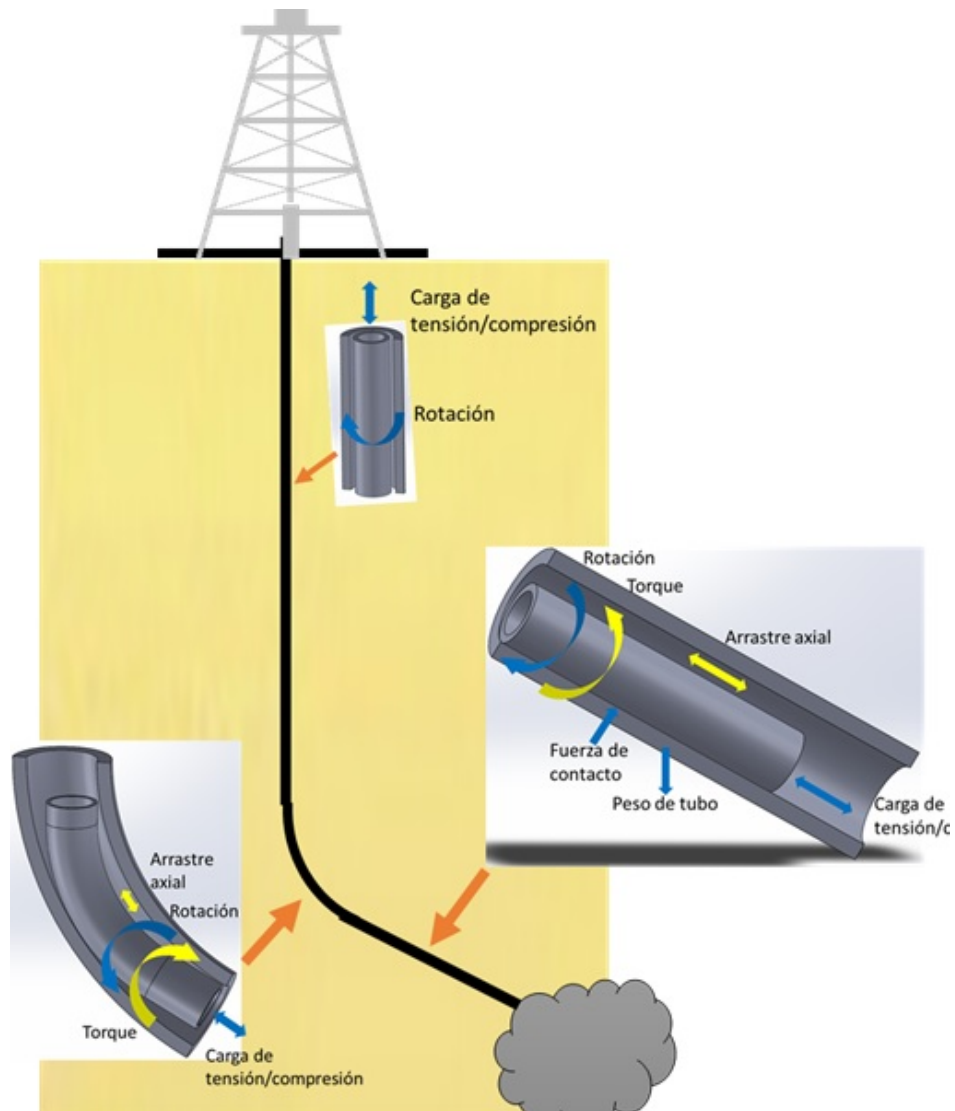


Fuente: Structuralia: Formación para la ingeniería. Capítulo 7 Flexión en Vigas. Consultado: 30 de febrero de 2019. Disponible en internet: http://cv.structuralia.com/moodle/cotenedos_NO_scom/Version4/pdf/Tema7/cap7.pdf

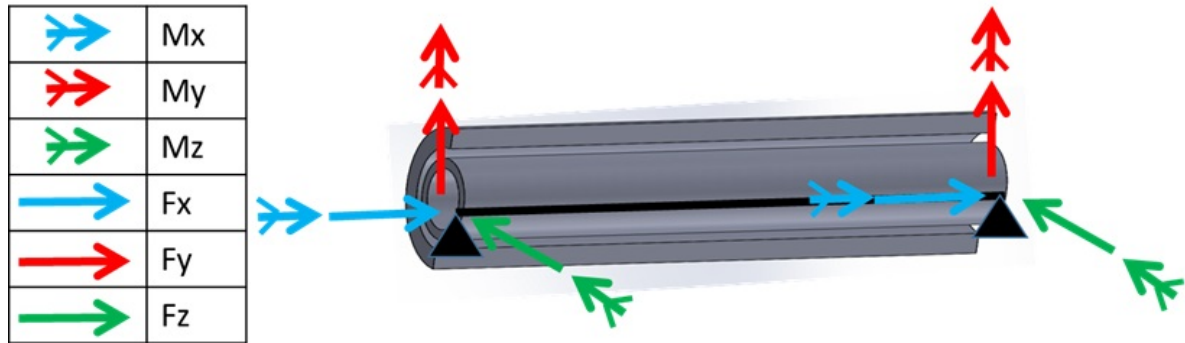
⁵⁹ Timoshenko, Stephen y Gere, James. Theory of Elastic Stability. 2 ed. New York: McGraw-Hill Book Company. 1985. 1 p.

⁶⁰ Ibid. 1 p.

3.3.1 Simplificación del modelo. A lo largo de la línea de perforación la sarta se ve sometida a distintas cargas y momentos generados por el movimiento de la misma que varían dependiendo del tipo de operación a realizar (Bajada, Subida, Bajada Rotando, Subida Rotando).



Teniendo en cuenta la longitud de tramo de cada tubería, se realiza la segmentación de los nodos lo que permite la realización de un análisis menos complejo y más exacto de los esfuerzos y demás cargas que afectan el desarrollo de toda la operación.



Una vez realizado el modelo de cargas y momentos para uno de los nodos se procede a utilizar la teoría de vigas simplemente apoyadas de Timoshenko debido a la similitud teniendo en cuenta que:

- Los desplazamientos verticales de todos los puntos de una sección transversal son pequeños e iguales a los del eje de la viga x .
- El desplazamiento lateral en la viga es nulo
- Las secciones planas normales al eje de la viga antes de la deformación, permanecen planas pero no necesariamente normales al eje después de la deformación

3.3.2 Ecuaciones “viga-columna”.⁶¹ Haciendo sumatoria de fuerzas en el eje y , tenemos que:

$$-V + qdx + (V + dV) = 0 \quad \text{Ecuación A}$$

$$q = -\frac{dV}{dx} \quad \text{Ecuación B}$$

Haciendo sumatoria de momentos en el punto n y asumiendo que el ángulo entre el eje de la viga y la horizontal es pequeño, tenemos que:

$$M + qdx\frac{dx}{2} + (V + dV)dx - (M + dM) + P\frac{dy}{dx}dx = 0 \quad \text{Ecuación C}$$

Despreciando los términos de segundo orden, se obtiene la ecuación:

$$V = \frac{dM}{dx} - P\frac{dy}{dx} \quad \text{Ecuación D}$$

⁶¹ Ibid. 2 p.

Si los efectos de deformación por corte y la reducción del eje de la viga son despreciados, la expresión de la curvatura del eje de la viga es:

$$EI \frac{d^2y}{dx^2} = -M \quad \text{Ecuación E}$$

Finalmente podemos expresar la ecuación diferencial de la siguiente forma:

$$EI \frac{d^2y}{dx^2} + P \frac{dy}{dx} = -V \quad \text{Ecuación F}$$

$$EI \frac{d^4y}{dx^4} + P \frac{d^2y}{dx^2} = q \quad \text{Ecuación G}$$

En el caso particular de tener una carga aplicada en el centro de la viga, se puede expresar que:⁶²

$$\delta = \frac{Ql^3}{48EI} \frac{3(\tan u - u)}{u^3} = \frac{Ql^3}{48EI} x(u) \quad \text{Ecuación H}$$

Cuando P es pequeño, el valor de u también lo es, en ese caso, el valor del factor $x(u)$ se aproxima a 1

$$u = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{P}{P_{cr}}} \quad \text{Ecuación I}$$

$$M_{m\acute{a}x} = -EI \left(\frac{d^2y}{dx^2} \right)_{x=\frac{l}{2}} = \frac{QkEI}{2P} \tan \left(\frac{kl}{2} \right) = \frac{Ql}{4} \left(\frac{\tan u}{u} \right) \quad \text{Ecuación J}$$

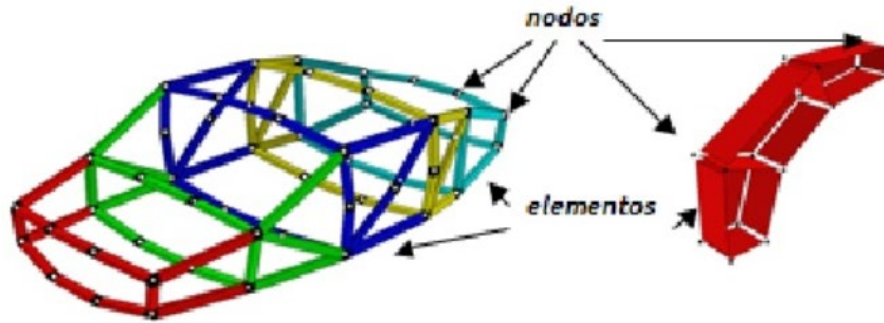
3.4 ELEMENTOS FINITOS (MEF)

Es una técnica que logra soluciones aproximadas a múltiples problemas que se desarrollan en el continuo (cuerpo, estructura o dominio) sobre el que se definen diferentes ecuaciones diferenciales en forma simple o en forma integral.⁶³

⁶² Ibid. 6 p.

⁶³ Conceptos básicos del método por elementos finitos. Repositorio digital de la facultad de ingeniería-UNAM. Consultado: 03 de Marzo de 2019. Disponible en internet:

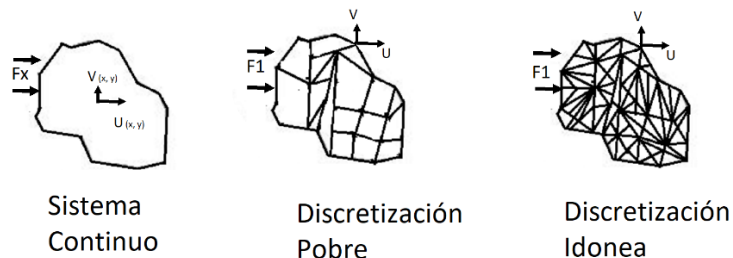
Figura 18 Gráfico de ejemplos de discretización.



Fuente: Ejemplos de discretización. Conceptos básicos del método por elementos finitos. Repositorio digital de la facultad de ingeniería-UNAM. Consultado: 03 de marzo de 2019. Disponible en internet: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/2548/11/011-MPM-Cap8-Final.pdf>

La idea principal es que un conjunto de la solución puede ser modelada analíticamente a su vez intercambiándola por un conjunto de elementos discretos también llamado proceso de discretización, este proceso nos permite disminuir el número de incógnitas que al comienzo se aproximaba a infinito a un grupo de soluciones finitas. Desde otro ángulo este método también puede variar las condiciones ideales (parámetros de elasticidad, viscosidad, densidad y temperatura entre otros) del elemento a estudiar. ⁶⁴

Figura 19 Gráfico de ejemplos de discretización.



Fuente: El método de los elementos finitos en la ingeniería práctica. Universidad Tecnológica Nacional UTN. Consultado el 7 de marzo. Disponible en internet: <https://www.frbb.utn.edu.ar/utec/utec/9/n03.html>

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/2548/11/011-MPM-Cap8-Final.pdf>

⁶⁴ Elishakoff I, Yongjian R. Finite element for structure with large stochastic variations. Oxford University. Editorial Oxford University Press, 2003. 206 P.

Siguiendo con estas conexiones se designa como incógnita definida en cada nodo y denominamos los grados de libertad, este conjunto de relaciones se puede escribir de manera lineal formando un sistema de ecuaciones que a su vez componen la matriz de rigidez del sistema. Se resalta la importancia de dividir la zona de estudio en un número importante de nodos para que la discretización sea lo más próximo a la realidad posible.⁶⁵

3.4.1 Solución a un problema del continuo usando el MEF. Se define teniendo en cuenta:

- Discretizar el continuo.
- Seleccionar funciones de interpolación apropiadas.
- Encontrar las propiedades de los elementos (ecuaciones que relacionan las condiciones de los elementos con la solución buscada. Ej. Ecuaciones fuerza-desplazamiento en caso de elasticidad), se emplea uno de los cuatro procedimientos.
- Ensamblar las propiedades de los elementos para formar las ecuaciones del sistema (trasladar las ecuaciones del esquema local, por elemento, al esquema global, del sistema).
- Modificar las ecuaciones del sistema para tomar en cuenta las condiciones de frontera.
- Resolver el sistema de ecuaciones.
- Desplegar los resultados en manera gráfica conveniente.⁶⁶

⁶⁵ Análisis matricial de estructuras. Curso con Matlab. En bdigital repositorio institucional UN [en línea]. Recuperado el 12 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <http://bdigital.unal.edu.co/9863/1/jorgeeduardohurtadogomez.2013.pdf>

⁶⁶ Ibid

3.4.2 Tipos de cálculos. Dentro de los elementos finitos existen 4 maneras de abordar las ecuaciones del sistema continuo las cuales son:

Figura 20 Gráfico de tipos de solución para MEF.



Fuente: Galeano C, Garzón D, Mantilla J M. Aplicaciones de Elementos Finitos: Guía de clase. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería mecánica y mecatrónica, 2011. 524 P.

3.4.2.1 Aproximación variacional. Para este caso es necesario el conocimiento de cálculos variacionales, es decir, encontrando los valores extremos en una función. Este método a diferencia del contrario puede ser aplicado para casos complejos como para casos simples.⁶⁷

⁶⁷ Ibid

3.4.2.2 Aproximación por residuos ponderados. Es un método puramente matemático, funciona derivando de las propiedades de los elementos, iniciando con las ecuaciones que gobiernan el sistema y procediendo sin el uso de funciones o variaciones, es de gran ventaja a problemas donde no se cuenta con una función adecuada.⁶⁸

3.4.2.3 Aproximación por balance de energía. Este se basa como su mismo nombre lo indica en el balance de energía térmica o mecánica del sistema. No requiere variaciones y por ende se puede considerar para solucionar una amplia gama de problemas.⁶⁹

3.4.2.4 Aproximación directa. Esta resulta cuando las ecuaciones del sistema se unen directamente con las ecuaciones que gobiernan el problema, este se relaciona con el método de la rigidez del análisis estructural y plantea la solución mediante el álgebra matricial en conjunto con las ecuaciones de elementos finitos.⁷⁰

3.4.3 Funciones de forma. La interpolación es una parte clave del MEF, ya que se da mediante las funciones de forma, la interpolación logra reducir el problema a la determinación de los corrimientos de unos nodos. Estas aproximaciones deben ser aproximadas a la realidad. Existen diferentes propiedades de la forma las cuales son:

- Derivabilidad. Si el operado **S** es de orden m la función de forma deberá soportar la m -ésima derivada.
- Integrabilidad. Una vez realizada la m -ésima derivada, la función resultante debe ser integrable.

⁶⁸ ibid

⁶⁹ Ibid

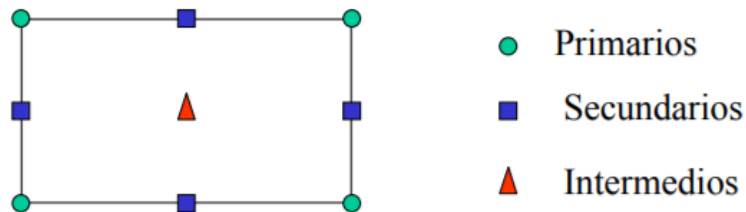
⁷⁰ Introducción al análisis estructural por elementos finitos. En bdigital repositorio institucional UN [en línea]. Consultado el 12 de Marzo de 2019. Disponible en internet: <http://bdigital.unal.edu.co/10002/6/958932276X.2002.pdf>

- Semejanza con las leyes de distribución de corrimientos. Estas leyes son continuas por lo que las funciones después de aplicarse el operador **S** también deben ser continuas.
- Condición de polinomio completo. Si la función es polinómica, el polinomio debe estar completo o debe ser completado para que la función pueda aproximarse el término m -ésimo hasta la solución real.⁷¹

3.4.3.1 Tipos de funciones de forma. En cada elemento se pueden distinguir 3 tipos de nodos, los cuales son primarios, secundarios e intermedios. Las funciones de forma se agrupan en dos familias principales clasificadas según los tipos de nodo que posee. Estas son:

- ✓ Serendípicas. En las que solo existen nodos frontera (primarios y secundarios).
- ✓ Lagrangianas. Incluyen además nodos intermedios.⁷²

Figura 21 Gráfico de tipos de nodos en el MEF.



Fuente: Tipos de nodos. El método de los elementos finitos (MEF o FEM). Consultado el 12 de marzo. Disponible en internet: <https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6294/06Efv06de23.pdf;sequence=6>

⁷¹ Aportaciones al estudio de las máquinas eléctricas de flujo axial mediante la aplicación de elementos finitos. En TDX Tesis Doctorals en Xarxa [en línea]. Consultado el 18 de Febrero de 2019. Disponible en internet: <https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6294/06Efv06de23.pdf;jsessionid=211DE65A865F548641E890259C3CB4F3?sequence=6>

⁷² Ibid

4 METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

4.1 DATOS DE ENTRADA

Para el desarrollo del código de programación fueron usados datos registrados en los antecedentes del proyecto ⁷³con el fin de dar validez al mismo. Utilizando el método de ingeniería inversa (A partir de los resultados se desarrolló el código de programación que satisficiera de manera acertada las características del modelo de pozo horizontal).

A continuación, se observan los datos de entrada necesarios para el estudio de un pozo. La metodología de solución se enfocará en la operación de bajada ya que para las demás solo cambia la configuración de signos dentro del código. Para mayor información acerca de las operaciones (Bajada, Subida, Rotación) y el sistema de ecuaciones empleado revisar anexo A, anexo B y anexo C.

⁷³ Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

Figura 22. Datos de trayectoria de perforación.

Profundidad (pies)	Inclinacion (grados)	Direccion (grados)	Curvatura (grados/100)	TVD (pies)
0	0	0	0	0
1580	0	0	0	1580
1680	2,5	0	2,5	1680
1780	5	0	2,5	1780
1880	7,5	0	2,5	1879
1980	10	0	2,5	1978
2080	12,5	0	2,5	2076
2180	15	0	2,5	2173
2280	17,5	0	2,5	2269
2380	20	0	2,5	2364
2480	22,5	0	2,5	2457
2580	25	0	2,5	2549
2680	27,5	0	2,5	2638
2780	32,5	0	5	2725
2980	35	0	5	2891
3080	37,5	0	5	2972
3179,8	40	0	5	3050
3279,8	47,5	0	5	3122
3379,8	55	0	5	3185
3479,8	62,5	0	5	3236
3579,8	70	0	5	3277
3679,8	77,5	0	5	3305
3780	85	0	5	3320

TVD: Distancia vertical verdadera

Fuente: Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

Figura 23. Datos de agujero perforado.

Tipo seccion	Profundidad (pie)	Dia.Int. (pulg)	Factor de Friccion
Hoyo	1580	9,875	0,2
Hoyo	3780	9,875	0,2

Fuente: Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

Figura 24. Datos de tubería

Tipo Tubería	Profundidad (pie)	Dia.Int. (pulg)	Dia.Ext. (pulg)	Peso (lb/pie)
Revestidor	3780	6,76	7,62	33,7

Fuente: Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

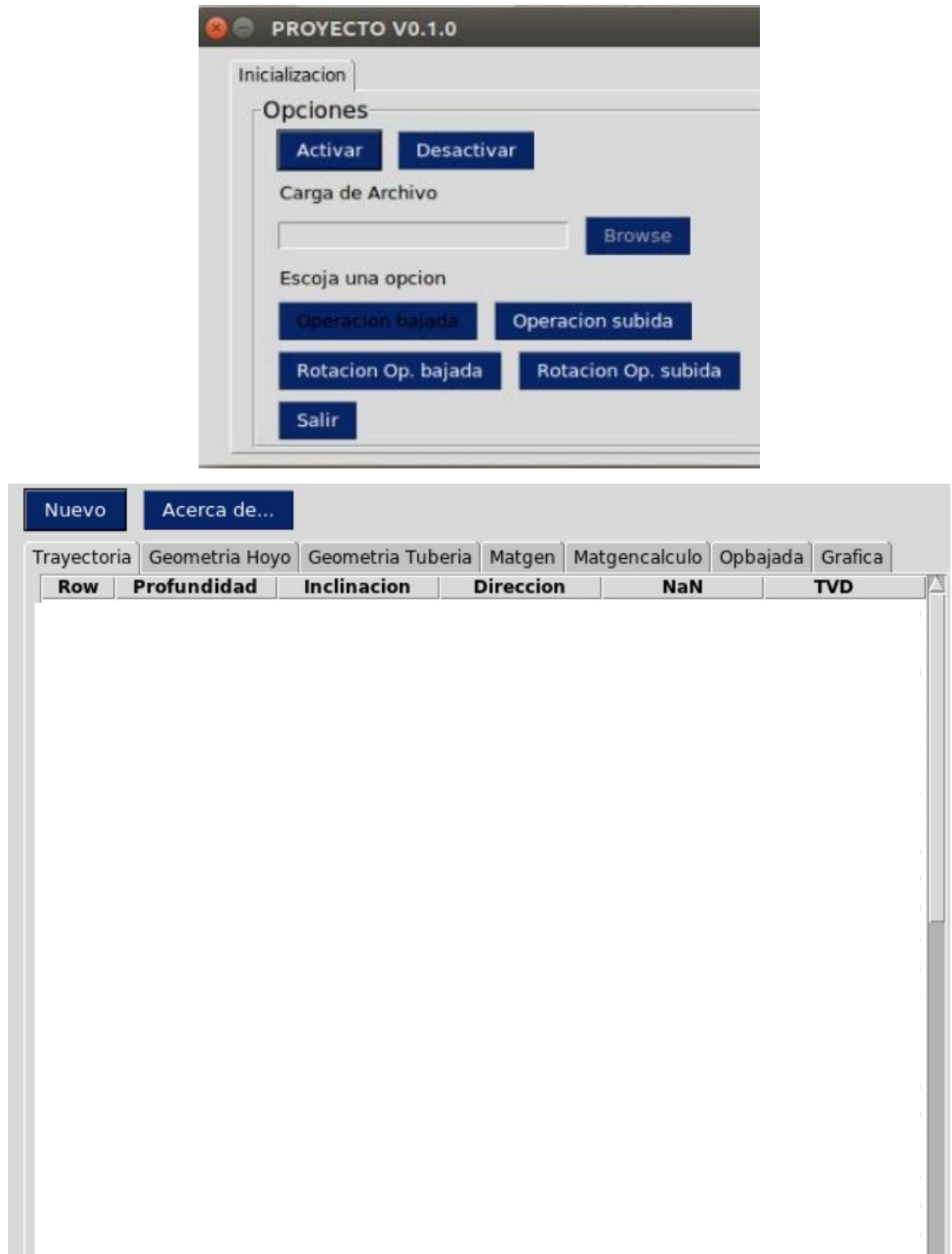
4.2 INTERFAZ.

Brinda la posibilidad al usuario de interactuar con el programa mediante el ingreso de los datos de interés y la posterior visualización de resultados tanto gráficos como numéricos. La forma de ejecución de la interfaz es la siguiente:

1. Datos de entrada (estos deben ser consignados en un archivo Excel 2016 de la forma mostrada en el inciso 5.1 Datos de entrada) correspondientes al pozo de interés.
2. Dar click al botón **Activar**
3. A continuación, se ingresan los datos de entrada los cuales son cargados a la interfaz. Se debe dar click al botón **browse** y posterior a esto se busca el archivo en la carpeta donde fue previamente guardado.
4. Selección del tipo de operación.
5. Visualización de resultados.
6. Si se desea cambiar el tipo de operación se presiona en el botón **Nuevo** y se repite el paso número 4.

Nota: Si el programa se satura debido a los cambios de operación se debe cerrar y volver a ejecutar la interfaz como se explica en el **anexo D (guía de instalación y ejecución de la interfaz)**

Figura 25 Interfaz del programa



4.3 ASIGNACIÓN DE VARIABLES.

Se denominan cada una de las variables requeridas y se les asigna un valor inicial correspondiente a los datos encontrados en el antecedente.

4.3.1 Trayectoria del pozo.

Figura 26 Código fuente sobre trayectoria

```
# DATOS DE ENTRADA -----
df = pd.DataFrame({'Profundidad\n (pies)': prof,
                   'Inclinacion\n (grados)': incl,
                   'Direccion\n (grados)': dir,
                   'Curvatura\n (grados/100 pie)': cur},
```

4.3.2 Geometría del hoyo.

Figura 27 Código fuente sobre hoyo.

```
df2 = pd.DataFrame({'Tipo\n seccion': ['Hoyo', 'Hoyo'],
                   'Profundidad\n (pie)': [1580, 3780],
                   'Dia. Int.\n (pulg)': [9.875, 9.875],
                   'Dia. Ext.\n (pulg)': [0, 0],
                   'Factor de\n Friccion': [0.2, 0.2],
```

4.3.3 Geometría de la tubería.

Figura 28 Código fuente sobre tubería.

```
df3 = pd.DataFrame({'Tipo\n Tuberia': ['Revestidor'],
                   'Profundidad\n (pie)': [3780],
                   'Dia. Int.\n (pulg)': [6.76],
                   'Dia. Ext.\n (pulg)': [7.62],
                   'Peso\n (lb/pie)': [33.7],
```

4.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

4.4.1 Interpolación cubica Es la operación previa a la primera iteración. Esta emplea los datos de profundidad e inclinación para su cálculo. Dicha operación se realiza con el fin de obtener un mayor número de datos los cuales generan una discretización de valores más exacta. De esta manera se logra suavizar la curva que permite un modelado aproximado a la realidad.

Figura 29 Código fuente sobre interpolación cubica.

```
xData = prof.copy()
yData = incl.copy()
x1 = []
count = 0
while count < 3780-7.56 :
    x1.append(count)
    count += 7.56

def LUdecomp3(c,d,e):
    n = len(d)
    for k in range(1,n):
        lam = c[k-1]/d[k-1]
        d[k] = d[k] - lam*e[k-1]
        c[k-1] = lam
    return c,d,e

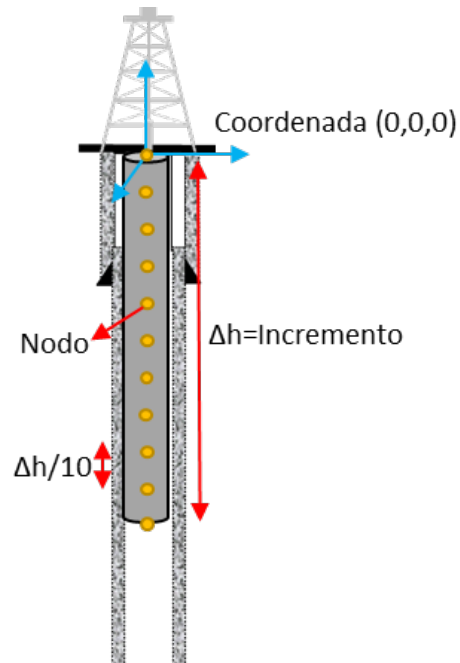
def LUsolve3(c,d,e,b):
    n = len(d)
    for k in range(1,n):
        b[k] = b[k] - c[k-1]*b[k-1]
    b[n-1] = b[n-1]/d[n-1]
    for k in range(n-2,-1,-1):
        b[k] = (b[k] - e[k]*b[k+1])/d[k]
    return b

def curvatures(xData,yData):
    n = len(xData) - 1
    c = np.zeros(n)
    d = np.ones(n+1)
    e = np.zeros(n)
    k = np.zeros(n+1)
    c[0:n-1] = xData[0:n-1] - xData[1:n]
    d[1:n] = 2.0*(xData[0:n-1] - xData[2:n+1])
    e[1:n] = xData[1:n] - xData[2:n+1]
    k[1:n] = 6.0*(yData[0:n-1] - yData[1:n])/(xData[0:n-1] - xData[1:n])-6.0*(
        yData[1:n] - yData[2:n+1])/(xData[1:n] - xData[2:n+1])
    LUdecomp3(c, d, e)
    LUsolve3(c, d, e, k)
    return k

def evalSpline(xData,yData,k,x):
    def findSegment(xData,x):
        iLeft = 0
        iRight = len(xData)- 1
        while 1:
            if (iRight-iLeft) <= 1: return iLeft
            i =(iLeft + iRight)/2
            if x < xData[int(i)]: iRight = i
            else: iLeft = i
        i = int(findSegment(xData,x))
        h = xData[i] - xData[i+1]
        y = ((x - xData[i+1])**3/h - (x - xData[i+1])*h)*k[i]/6.0-((x - xData[i])**
            3/h - (x - xData[i])*h)*k[i+1]/6.0+ (yData[i]*(x - xData[i+1]) - yData[
            i+1]*(x - xData[i]))/h
    return y
```

4.4.2 Primera iteración Se procede a realizar el cálculo de cargas direcciones y profundidad necesarias para la estimación del segundo nodo, siendo el primer nodo la coordenada inicial (0 en X, 0 en Y & 0 en Z), se recuerda que la distancia entre nodos es el incremento de la tubería dividido en 10, dando como resultado 10 tramos iguales de longitud de una décima parte del incremento en el tubo.

Figura 30 Esquema explicativo para incremento y nodos.



4.4.3 Calculo de TVD (Distancia vertical verdadera).

Figura 31 Código fuente sobre TVD.

```
#-----ITERACION DE TVD EN PROGRESO

h = []
h.append(0)

for i in range(1,len(prof)):
    h.append( np.float(h[i-1] + (prof[i]-prof[i-1])*cos((np.deg2rad(incl[i-1])+np.deg2rad(incl[i]))/2)))

df1 = pd.DataFrame({'TVD \n (pies)':h})
df1=df1.round(0)
```

4.4.4 Estimaciones iniciales de cargas y dirección.

Figura 32 Código fuente sobre estimación inicial para bajada.

```
#----- estimacion inicial bajada-----  
pb = []  
pb.append(1)  
Qb = []  
thetha = []  
dthetha = []  
dthetha.append(0)  
l = []  
l.append(0)  
  
for i in range(1,len(x1f)):  
    dthetha.append(y2f[i-1]-y2f[i])  
    l.append(x1f[i]-x1f[i-1])  
  
#print(dthetha)  
for i in range(len(x1f)):  
    thetha.append(90-y2f[i])  
  
    if centf[i] == 0:  
        Qb.append(((pesof[i]*l[i]*cos(np.deg2rad(thetha[i]+dthetha[i])))-(pb[i]  
            *sin(np.deg2rad(dthetha[i]))))/((cos(np.deg2rad(dthetha[i])))+(  
            friccf[i]*sin(np.deg2rad(dthetha[i])))))  
        pb.append(((pb[i]+friccf[i]*abs(Qb[i]))*cos(np.deg2rad(dthetha[i])))-(  
            Qb[i]*sin(np.deg2rad(dthetha[i])))+(pesof[i]*l[i]*sin(np.deg2rad(  
            thetha[i]+dthetha[i])))))  
    else :  
        Qb.append(((pesof[i]*l[i]*cos(np.deg2rad(thetha[i]+dthetha[i])))-(pb[i]  
            *sin(np.deg2rad(dthetha[i]))))/((cos(np.deg2rad(dthetha[i])))-(  
            friccf[i]*sin(np.deg2rad(dthetha[i])))))  
        pb.append(((pb[i]-friccf[i]*abs(Qb[i]))*cos(np.deg2rad(dthetha[i])))-(  
            Qb[i]*sin(np.deg2rad(dthetha[i])))+(pesof[i]*l[i]*sin(np.deg2rad(  
            thetha[i]+dthetha[i])))))
```

4.4.5 Iteración repetitiva Todos los cálculos se realizan para cada nodo en su respectiva sección. Cada sección se divide en el valor del incremento siendo en este pozo 75,6 ft y a su vez se divide en 10 secciones resultando en la ubicación de un nodo cada 7,56 ft de longitud de tubería sin centralizador y con centralizadores existirá un nodo cada 7,56 ft como en el caso anterior pero adicionalmente se tendrá en cuenta un nodo cada 120 ft siendo la ubicación de centralizador particular para este pozo.

Posteriormente a esta toma de datos en cada nodo el programa procede a adicionar datos innecesarios o eliminarlos, esto se hace con el fin de satisfacer la necesidad de la metodología de cálculo mediante matriz tridiagonal la cual dice que el número total de datos debe ser un múltiplo de 3, estos datos adicionales eliminados o agregados son agregados o eliminados respectivamente según hallan sido la

necesidad del caso particular. Los datos son consignados en la matriz tridiagonal y se procede a calcular cada carga y momento en cada uno de los nodos mediante los siguientes sistemas de ecuaciones. (Se recuerda que para cada tipo de operación la configuración de signos cambia).

4.4.6 Cálculo de profundidad, inclinación y TVD.

Figura 33 Código fuente sobre posicionamiento de centralizadores para profundidad, inclinación y TVD.

```

encent = []
for i in x1f:
    if i < 120:
        encent.append(0)
    elif i == 120:
        encent.append(1)
    else:
        encent.append(2)

h1 = []
h1.append(0)
d1 = []
d1.append(0)
for i in range(1,len(x1f)):
    h1.append(np.float(h1[i-1] + (x1f[i]-x1f[i-1])*cos(((y2f[i-1]+y2f[i])/2)*np.pi/180)))
    d1.append(np.float(d1[i-1] + (x1f[i]-x1f[i-1])*sin(((y2f[i-1]+y2f[i])/2)*np.pi/180)))

df5 = pd.DataFrame({'Profundidad\n (pies)': x1f,
                    'Inclinacio\n (grados)': y2f,
                    'Centralizadores\n': encent,
                    'profundidad\n vertical (pies)': h1,
                    'desplazamiento\n horizontal (pies)': d1,
                    'inerencia\n (in4)': inercia,
                    'Peso\n (lb/pie)': pesosf },
                    index=[0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,50,51,52,53,54,55,56,57,58,59,60,61,62,63,64,65,66,67,68,69,70,71,72,73,74,75,76,77,78,79,80,81,82,83,84,85,86,87,88,89,90,91,92,93,94,95,96,97,98,99])

```

4.4.7 Cálculo β y U.

Figura 34 Código fuente sobre cálculo de β y U.

```

#CALCULO DE BETHA INDEPENDIENTE DEL TIPO DE OPERACION
betha = []
betha.append(0)
betha.append(0)

for i in range(1,len(x1f)-1):
    betha.append(np.arcsin(np.deg2rad((h1[i]-h1[i-1])/l[i]))-np.arcsin(np.deg2rad((h1[i+1]-h1[i])/l[i+1])))

#CALCULO DE PARAMETROS "U" OPERACION BAJADA
ub = []

for i in range(len(x1f)):
    ub.append((l[i]/2)*np.sqrt(np.deg2rad(pb[i]/(ey*inercia[i]))))

```

4.4.8 Cálculo para cargas y dirección.

Figura 35 Código fuente sobre cálculo de cargas.

```
#PARA COMPRESION

phi = []
gam = []
q = []
the = []
phi.append(0)
gam.append(0)
q.append(0)
the.append(0)

for i in range(1,len(x1f)):
    phi.append((3/ub[i])*((1/sin(2*np.deg2rad(ub[i])))-(1/(2*ub[i]))))
    gam.append((3/(2*ub[i]))*((1/(2*ub[i]))-(1/tan(2*np.deg2rad(ub[i])))))
    q.append(pesof[i]*cos(np.deg2rad(theta[i])))
    the.append(((q[i]*((l[i])**3))/(24*ey*inercia[i]))*((3*(tan(np.deg2rad(ub[i]))-ub[i]))/((ub[i])**3)))
```

4.4.9 Cálculo de momentos flectores.

Figura 36 Código fuente sobre momentos flectores.

```
#CALCULO DE MOMENTOS FLECTORES

#OPERACION DE BAJADA

mb = []
j = 0
for i in range(1,len(phi)-1):
    ab = [[ 2*(gam[i,j]+(((l[i,j+1]*inercia[i,j])/(l[i,j]*inercia[i,j+1]))*(gam[i,j+1]))),
            (((l[i,j+1]*inercia[i,j])/(l[i,j]*inercia[i,j+1]))*(phi[i,j+1])),
            0 ],
            [ phi[i,j+1], 2*(gam[i,j+1]+(((l[i,j+2]*inercia[i,j+1])/(l[i,j+1]*inercia[i,j+2]))*(gam[i,j+2]))), 0 ],
            [ 0 , phi[i,j+2], 2*(gam[i,j+2]+(((l[i+1,j]*inercia[i,j+2])/(l[i,j+2]*inercia[i+1,j]))*(gam[i+1,j])))] ]
    bb = [[((6*ey*inercia[i,j])/l[i,j])*(betha[i,j]-2*the[i,j])),[((6*ey*inercia[i,j+1])/l[i,j+1])*(betha[i,j+1]-2*the[i,j+1])),
            [((6*ey*inercia[i,j+2])/l[i,j+2])*(betha[i,j+2]-2*the[i,j+2])]]
    mb.append(np.linalg.solve(ab,bb))
```

4.4.10 Cálculo de fuerzas de corte.

Figura 37 Código fuente sobre fuerzas de corte.

```
#ROUTINA DE FUERZAS DE CORTE

#OPERACION BAJADA

pbpr = []
pbpr.append(0)
vb = []
vb.append(0)
vbpr = []
vbpr.append(0)

for i in range(1,len(x1f)):
    pbpr.append(pb[i]-(pesof[i]*l[i]*sin(np.deg2rad(theta[i]+((1/2)*dtheta[i]
    ))))-(1/dexf[i])*(mb[i]-mb[i-1]))
    vb.append(((pb[i]*sin(np.deg2rad(((1/2)*dtheta[i])))))+(1/dexf[i])*(mb[i]-
    mb[i-1])-(pesof[i]*(l[i]/2)*cos(np.deg2rad(theta[i]+((1/2)*dtheta[i]
    ))))/cos(np.deg2rad(((1/2)*dtheta[i]))))
    vbpr.append(((1/dexf[i])*(mb[i]-mb[i-1])+(pesof[i]*(l[i]/2)*cos(np.deg2rad(
    theta[i]+((1/2)*dtheta[i]))))-(pbpr[i]*sin(np.deg2rad(((1/2)*dtheta[i]
    ))))/cos(np.deg2rad(((1/2)*dtheta[i]))))
```

4.4.11 Cálculo de fuerzas de fricción (Arrastre).

Figura 38 Código fuente sobre fuerzas de corte.

```
#CICLO PARA FUERZAS DE FRICCION

Qrs = []
Frsfr = []

for i in range(len(x1f)):
    Qrs.append(vrspr[i]-vrs[i])
    Frsfr.append(friccf[i]*abs(Qrs[i]))
```

4.4.12 Cálculo de fuerzas de contacto.

Figura 39 Código fuente sobre fuerzas de contacto.

```
#CICLO PARA NUEVAS FUERZAS DE CONTACTO bajada
pbb = []

for i in range(len(x1f)):
    pbb.append(pb[i]-Fbfr[i]+(pesof[i]*l[i]*sin(np.deg2rad(thetha[i]+((1/2)*
        dthetha[i]))))- (1/dexf[i])*(mb[i]-mb[i-1]))
```

4.4.13 Cálculo de fuerzas de contacto.

Figura 40 Código fuente sobre fuerzas de contacto.

```
#CALCULO DE ESTIMACION DE LA DISTRIBUCION DE TORQUE

#OPERACION DE BAJADA

tb = []
tb.append(0)

for i in range(1,len(x1f)):
    tb.append(tb[i-1]+(friccf[i]*Qbb[i]*dexf[i]))
```

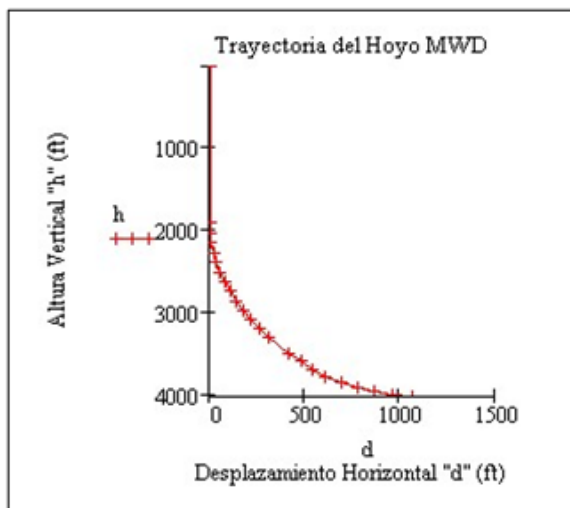
5 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA

Se procede a evaluar la efectividad del programa mediante el cotejo y la comparación de las gráficas obtenidas con los datos usados en el antecedente de Sol Silva Alexander⁷⁴. Se recuerda que el análisis de datos presente en el mismo corresponde a información real de campo.

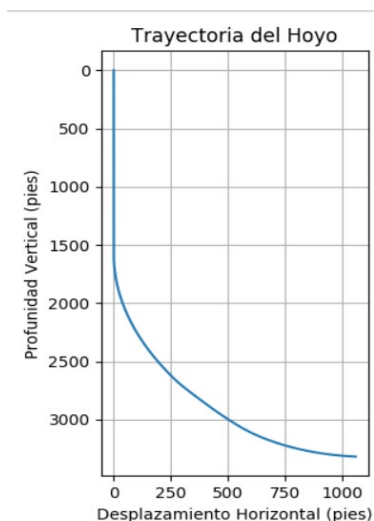
5.1 COMPARACIÓN MODELO DE SOL SILVA VS MODELO PROPIO

5.1.1 Trayectoria del pozo⁷⁵

Figura 41 Trayectoria del pozo



Modelo Sol Silva



Modelo Propio

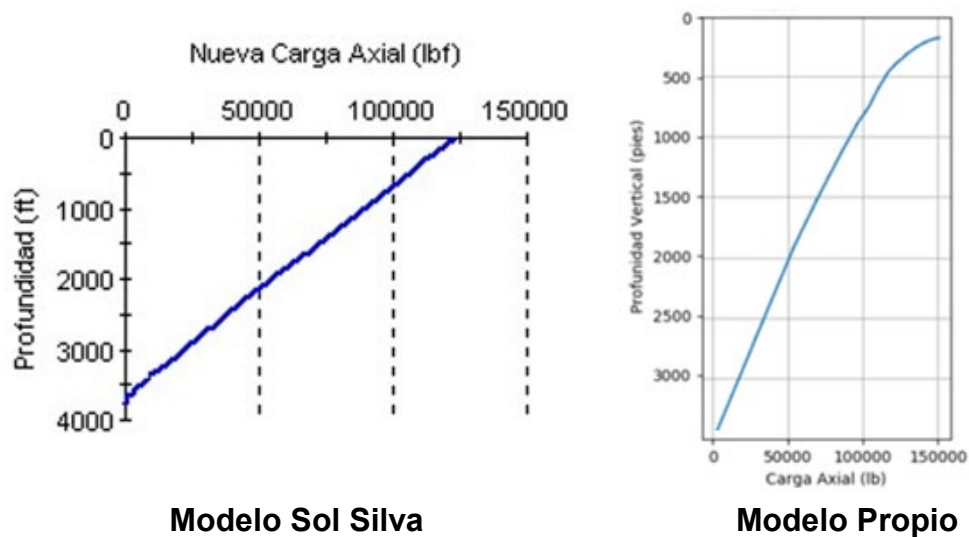
⁷⁴ Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

⁷⁵ Ibid

Cómo se puede observar, tanto en el modelo usado por Sol Silva como en el propio, ambas gráficas describen la trayectoria del pozo en estudio. A su vez se valida el modelo de cálculo empleado ya que en ambas se obtiene el mismo resultado.

5.1.2 Carga axial⁷⁶

Figura 42 Carga axial



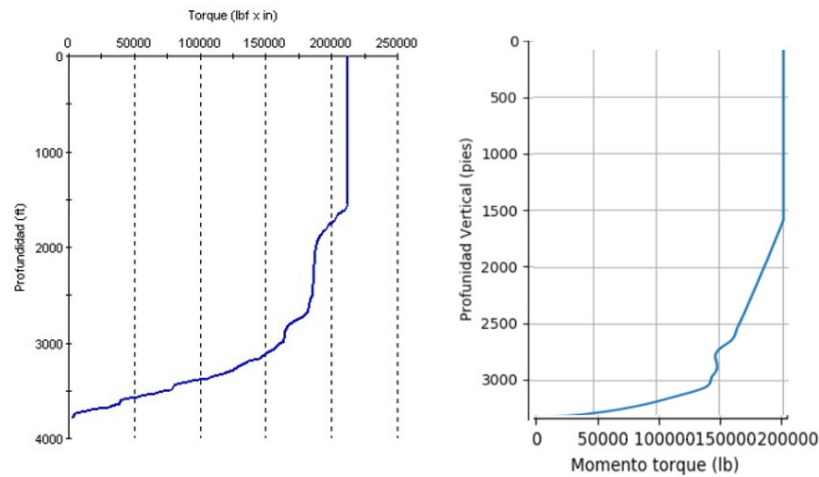
Para ambos modelos la carga axial es máxima al inicio de la perforación debido a la tensión generada sobre la sarta.

5.1.3 Torque⁷⁷ El torque aplicado en la sarta de perforación es mayor al inicio de esta debido a que es la carga aplicada en este momento es mayor. Esto demuestra la relación entre el torque y la carga axial generada sobre la sarta de perforación. A medida que se avanza en la perforación se hace cada vez más difícil el desplazamiento de la sarta debido a esto se genera una nueva carga de contacto la cual se denomina arrastre. Eventualmente el arrastre es mayor al final del recorrido.

⁷⁶ Ibid

⁷⁷ Ibid

Figura 43 Torque



Modelo Sol Silva

Modelo Propio

Se recuerda que no se realizó un cálculo del porcentaje de error de las gráficas debido a que no se conocían los datos matemáticos obtenidos en los resultados del proyecto realizado por Sol Silva debido a cuestiones de confidencialidad firmados en acuerdo con el Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (INTEVEP)

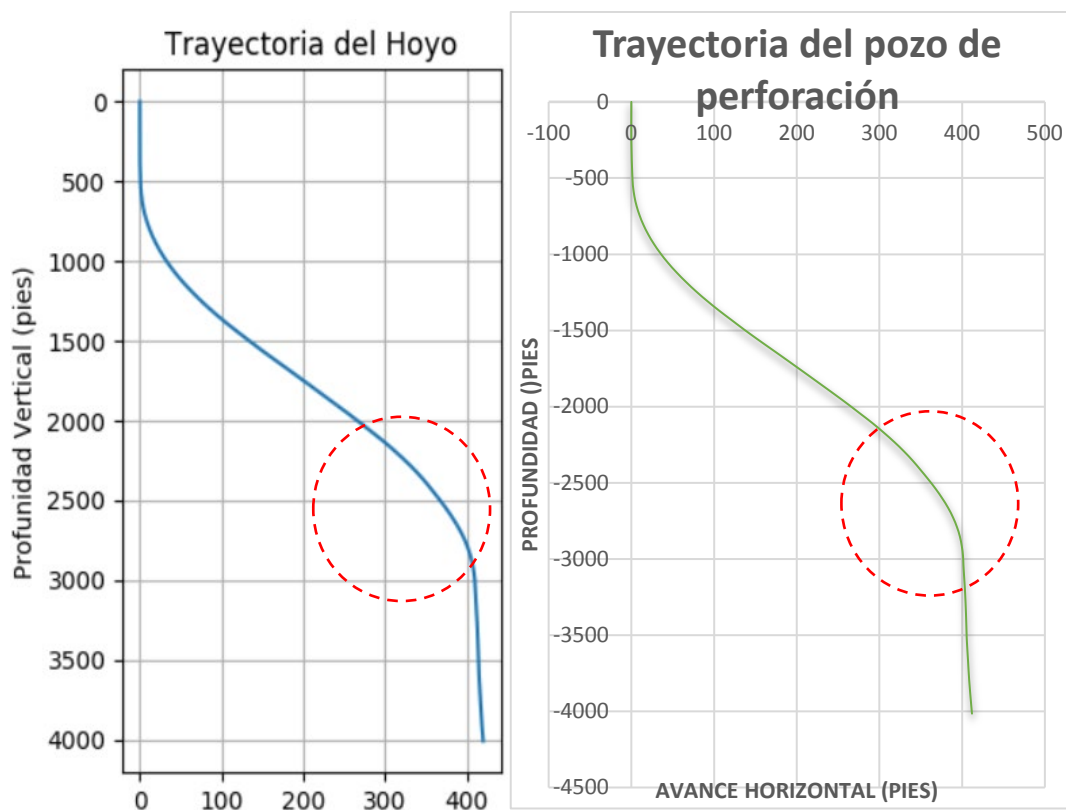
Finalmente se valida el modelo empleado por Sol Silva debido a la similitud encontrada en cada una de las gráficas y a su vez se evalúa y valida el modelo propio usado. A continuación, se procede a analizar nuevos datos empleando el modelo propio.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se aclara que gracias al acuerdo de cooperación y/o convenio no. 28 derivado del convenio marco de cooperación tecnológica y científica No. 5222395, suscrito entre ECOPETROL S.A. y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS se logró la aprobación de la solicitud de datos de un pozo con una curvatura de 15° los cuales se usaron para verificar y concluir el programa.

6.1 PERFIL DE TRAYECTORIA DEL POZO

Figura 44 Trayectoria de perforación del hoyo.



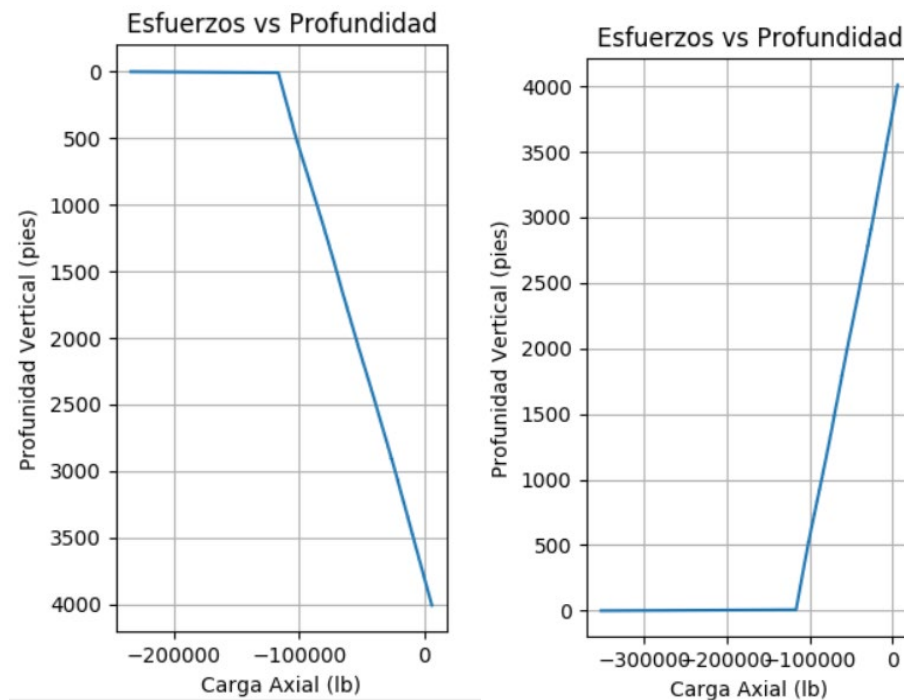
**A LA IZQUIERDA MODELO DE LA TRAYECTORIA OBTENIDO POR LA INTERFAZ.
A LA DERECHA MODELO DE LA TRAYECTORIA REAL (ICP)**

Como se muestra en la *figura 44* el pozo presenta dos sesiones de estudio, la primera parte comprende el rango entre los 0 y 2000 ft aproximadamente, la segunda se da entre los 2000 ft y los 4000 ft. El primer tramo analizado en el programa es concluyente ya que cumple la principal ley del mismo, la cual dicta que para un pozo horizontal su perfil sea de tipo “J”. Este pozo en particular posee una pequeña curva posterior a los 2000 ft de profundidad que lo convierte en un pozo direccional tipo “S” siendo característico de estos presentar zonas tanto cóncavas como convexas durante la trayectoria, esto afecta levemente los resultados debido a que el programa se desarrolló bajo el concepto de pozo horizontal y por lo tanto todos los pozos a analizar deberían cumplir la ley de concavidad del perfil tipo “J”.

6.2 SIMULACIÓN POSICIÓN “BAJADA” VS POSICIÓN “SUBIDA”

6.2.1 Análisis de carga en el gancho

Figura 45 Carga en el gancho para operación de bajada vs subida.

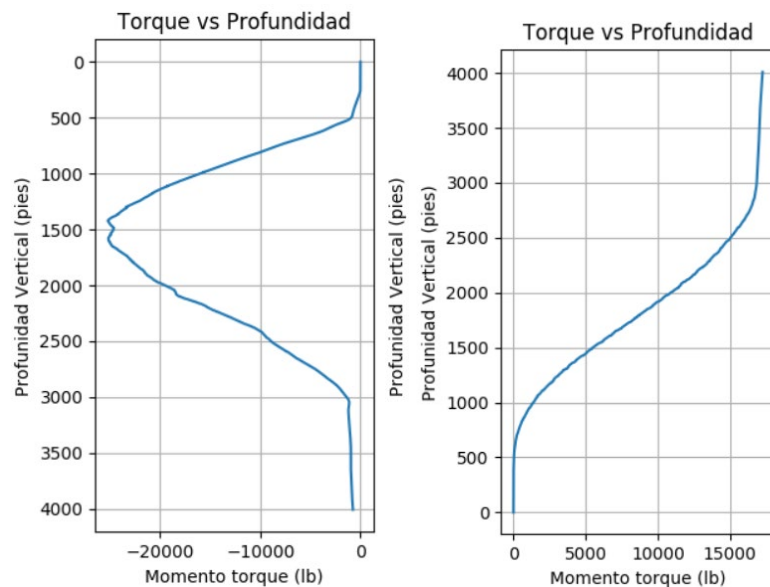


Como se puede observar en la *figura 45* la carga en el gancho es la misma tanto para la operación de bajada como la de subida, la diferencia radica en la dirección la cual se presenta la carga sobre el eje horizontal, ya que en la operación de bajada el gancho siente una carga de compresión y durante la subida se presenta tensión.

El hecho de que estas dos magnitudes sean iguales en todo el recorrido demuestra la efectividad del programa y la veracidad del modelo matematico planteado para el estudio de pozos horizontales. Tambien se puede notar que la carga maxima se presenta al inicio de la perforacion ya que en este momento es donde se empieza a penetrar la superficie rocosa y por ende es donde se necesita la mayor carga.

6.2.2 Análisis del fenómeno de torque

Figura 51 Gráficas sobre el fenómeno de torque para operación de bajada vs subida.



De este conjunto de graficas se puede concluir que a una profundidad de casi 1500 ft se presenta el torque máximo siendo un poco más de 25000 lb.in para la operación de bajada y 18000 lb.in para la operación de subida, el cambio de signos se debe a

que en la operación de bajada y subida los sentidos de giro se invierten y por lo tanto el sentido de giro del torque reactivo también.

Las magnitudes son diferentes ya que el arrastre en la posición de bajada es mucho mayor al tener la necesidad de perforar mientras se va avanzando la sarta de perforación dando como resultado un torque máximo es casi 25000 lb.in , caso contrario en la operación de subida ya que en este caso la sarta solo está regresando por el mismo camino y esto hace que la necesidad de perforar no exista por lo tanto el arrastre se disminuye al solo tener componentes normales a la sarta, la forma irregular en la gráfica del torque para la operación de bajada también se debe al perfil irregular del pozo de estudio, ya que al presentar esta pequeña curva convexa el torque no se mantiene como debería desde su punto máximo, este por el contrario empieza a disminuir.

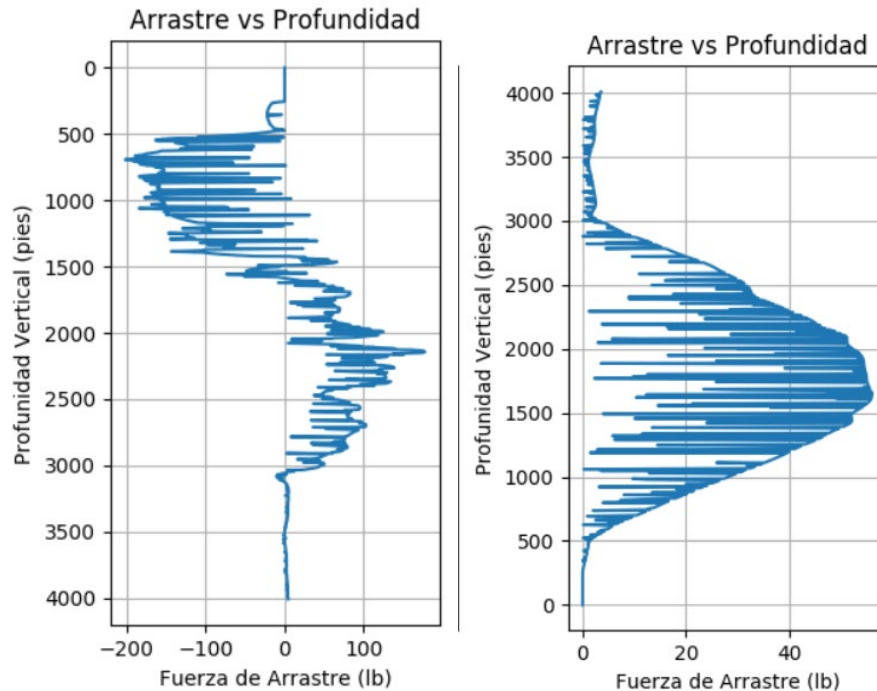
En la gráfica de subida como se mencionó antes la sarta no tiene la necesidad de perforar y por ende no presenta la necesidad de satisfacer el requerimiento de convexidad o concavidad ya que este requerimiento lo solicitan solo cuando la punta está perforando.

6.2.3 Análisis del fenómeno de arrastre. Para este caso tal cual como se mencionó en el punto 6.2.2, la fuerza de arrastre es mucho mayor en la operación de bajada debido a que se presenta la necesidad de perforación y esta incluye una fricción adicional.

Se presentan dos magnitudes de arrastre en la operación de bajada también debido a lo mencionado en el punto 6.2.2, ya que debido al perfil tipo S del pozo el programa en el punto resaltado en la *figura 44* cerca de los 1700 ft se produce una alteración en el ángulo del pozo disminuyendo hasta los 0 grados correspondiendo a los 2000 ft de profundidad, presentando después de los 2000 ft un nuevo incremento de 2

grados aproximadamente, de esta manera se explica el resultado de un arrastre negativo.

Figura 46 Fenómeno de arrastre para operación de bajada vs subida.

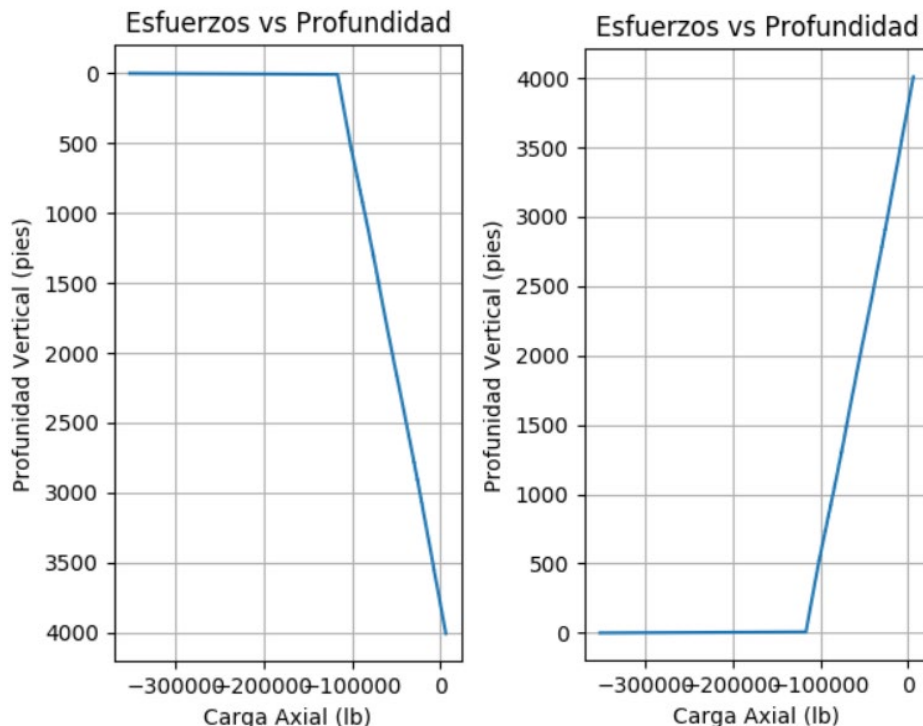


En la operación de subida el punto de arrastre máximo coincide con este punto de cambio en la operación de bajada, esto se debe que en este punto es donde se presenta el cambio de cóncavo a convexo se podría conocer como un punto crítico de operación

6.3 SIMULACIÓN POSICIÓN “BAJADA ROTANDO” VS “SUBIDA ROTANDO”

6.3.1 Análisis de carga en el gancho. Para el caso de carga en el gancho vemos que la rotación no afecta ninguno de los dos casos ya que la carga será la misma independientemente de la rotación.

Figura 47 Carga en el gancho para operación de bajada rotando vs subida rotando.



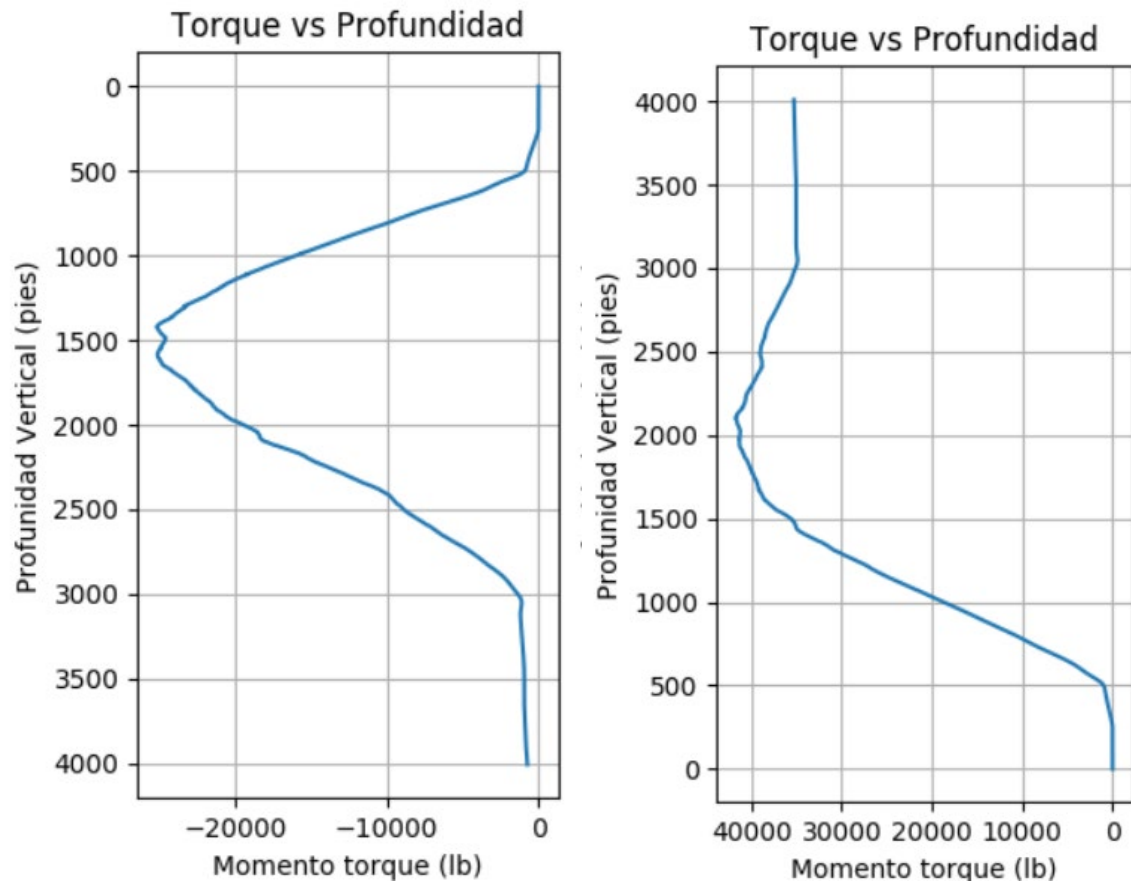
Durante la operación de bajada es necesario que la sarta de perforación este rotando, en cambio, durante la operación de subida la rotación solo será necesaria en casos extremos como atascamiento. Como ejercicio académico se evalúan todos los casos (incluyendo los más extremos) para poder conocer las condiciones críticas que se podrían presentar en el pozo.

6.3.2 Análisis del fenómeno de torque. Tal como se menciona en el punto 6.3.1, la perforación de pozo se da en la operación de “bajada rotando” por ende las gráficas de bajada y bajada rotando son las mismas ya que una exploración del hoyo no sería posible sin la perforación previa.

En el caso de “subida rotando” es muy diferente al de subida mostrado en la *figura 47*, esto se debe a que en la operación actual se analiza una condición crítica (atascamiento en cada punto) y por ende una carga torsional adicional a la existente

en la operación de subida simple lo cual genera un aumento considerable en las magnitudes del torque.

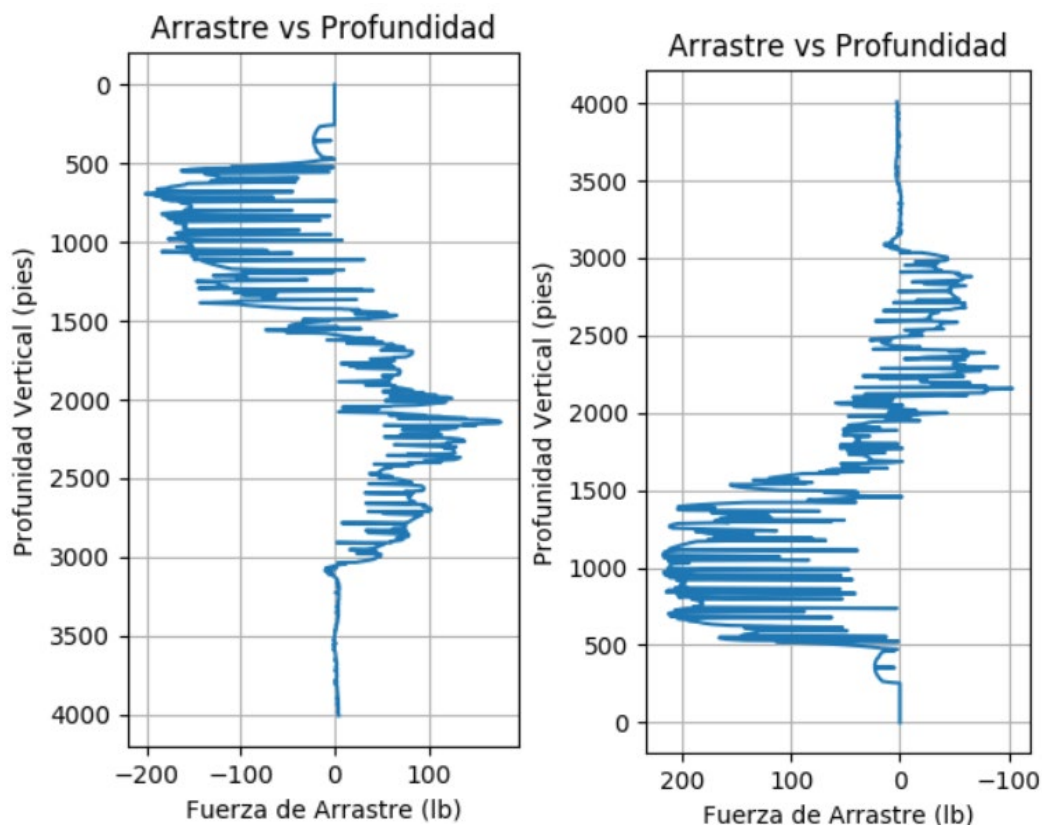
Figura 48 Fenómeno de torque para operación de bajada rotando vs subida rotando.



Si comparamos la operación de bajando rotando y bajando, tomado como ejemplo 1500 de profundidad se puede observar que el valor de la operación de “bajada rotando” es cercano a los 38000lb.in y para el caso de “bajada” es 5000 lb.in siendo 33000 lb.in la carga necesaria que debería aplicarse sobre la sarta para poder liberarse.

6.3.3 Análisis del fenómeno de arrastre. Para el caso del arrastre se puede observar que las gráficas durante la operación de “bajada rotando” vs “subida rotando” son espejo. Se debe recordar que el arrastre a la hora de perforar se da en “bajada rotando”, siendo la operación “bajada” un duplicado de esta misma al sentir la fricción de la tubería por la trayectoria del hoyo.

Figura 49 Fenómeno de arrastre para operación de bajada rotando vs subida rotando.



La operación de subida rotando es una operación que se da solo cuando surge atascamiento de la sarta y resultado en una fricción igual a la que tendría bajando ya que las condiciones del suelo son las mismas para ambas operaciones.

6.4 CÁLCULO PORCENTAJE DE ERROR DEL PROGRAMA EN ESTE POZO

El porcentaje de error para el programa se calculó mediante el uso de la longitud TVD o longitud vertical verdadera, ya que este es el dato existente tanto en la información brindada por el ICP como en los resultados arrojados por el programa.

Se procede a hacer un cálculo simple mediante la fórmula de porcentaje de error cotejando así datos teóricos vs datos prácticos, tomando como datos teóricos los obtenidos con el programa y como datos prácticos los suministrados por el ICP (directamente tomados del pozo estudiado en esta ocasión).

Se deciden tomar un total de 20 muestras al ser este un número múltiplo de 4000 siendo 4000 ft la profundidad del pozo. Posterior al cálculo del porcentaje de error para cada profundidad establecida, se procede a sacar una media del porcentaje de error siendo así este el porcentaje de error definitivo del proceso y por lo tanto el porcentaje de error para el programa.

$$(\%error) = \frac{|TVD_t(valor\ teorico) - TVD_e(valor\ experimental)|}{TVD_e(valor\ experimental)} \times 100$$

Calculo tipo para el cuarto dato

$$Prof = 869\ ft, TVD_e = 868,5\ ft\ y\ TVD_t = 861,13$$

$$(\%error) = \frac{|861,13 - 868,5|}{868,5} \times 100 = 0,849\%$$

Tabla 2 Porcentaje de error

N_o	$prof(ft)$	$TVD_e(ft)$	$TVD_t(ft)$	%error
1	0	0	0	0
2	262	262	254.62	2,821
3	684	683,9	676,57	1,071
4	869	868,5	861,13	0,849
5	1058	1056,1	1048,77	0,694
6	1250	1245,2	1237,86	0,598
7	1442	1432,5	1425,1	0,517
8	1632	1616,5	1609,07	0,461
9	1822	1800	1792,55	0,414
10	2013	1984,7	1977,27	0,374
11	2205	2171,2	2163,78	0,342
12	2393	2355,5	2348,05	0,317
13	2579	2539,2	2531,8	0,291
14	2770	2728,8	2721,39	0,272
15	2958	2916,4	2908,96	0,255
16	3146	3104,3	3096,93	0,237
17	3400	3358,3	3350,91	0,221
18	3714	3672,3	3664,9	0,202
19	3839	3797,3	3789,9	0,195
20	4057	4015,3	4007,87	0,185
				$\Sigma = 10,316$
				$\overline{\%error} = 0,52\%$

Como se puede ver el porcentaje de error resultando es un 0,52% para el cálculo de TVD siendo un porcentaje muy similar para los otros cálculos implícitos en la programación, debido a la falta de datos de entrada no se puede analizar el porcentaje de error para cálculos tales como el torque, el arrastre o la carga necesaria en el gancho.

7 CONCLUSIONES

- El programa desarrollado para la modelación de la perforación de un pozo horizontal es concluyente ya que se evaluó de manera satisfactoria las condiciones críticas teniendo en cuenta los fenómenos de torque y arrastre, así como las cargas asociadas a los mismos.
- El torque generado durante la operación de “bajada rotando” es mucho mayor en comparación a la operación de “Subida rotando”, esto se debe a que al inicio de la misma es necesario una carga mayor para poder realizar la perforación de manera apropiada, en adicción a esto la fuerza de fricción generada y el arrastre hace que se dificulte más.
- Se observa que se genera un torque y arrastre menor en los puntos donde la trayectoria es vertical en contraste con los puntos donde se presenta concavidad o se vuelve horizontal. Esto demuestra que el torque y el arrastre están intrínsecamente relacionados.
- Para el modelo utilizado de sarta rígida para la simulación del pozo horizontal siguiendo la teoría de vigas simplemente apoyadas (análisis en el punto inicial y final de la misma) fue necesaria la sobreestimación del factor de fricción el cual permitió la generación de un factor de seguridad necesario para el desarrollo y la validación del algoritmo utilizado en la ejecución del software.
- El ejercicio matemático de modelar el funcionamiento de pozos horizontales permite la prevención de posibles dificultades durante la operación, así como también el diseño de mejores factores de seguridad y análisis adecuado de condiciones críticas a tener en cuenta durante la misma.

- Gracias a la teoría de vigas simplemente apoyadas de Timoshenko se logró definir la geometría de la trayectoria, para esta se tomaron las reacciones como cargas y/o momentos puntuales. No fue necesario tener en cuenta una carga distributiva sobre la sección porque se realizó una discretización compleja teniendo múltiples nodos dentro de la misma permitiendo un análisis más aproximado el modelo matemático. Para una futura actualización del programa se recomienda aplicar una carga distribuida en conjunto con las cargas puntuales (dejar de tomar la tubería como rígida).
- El programa cumple las necesidades para las que fue diseñado ya que el proceso de cálculo posee un porcentaje de error no mayor al 1% lo cual es muy cercano a los datos entregados por el ICP durante el desarrollo del programa.
- Aunque se logró una aproximación cercana a los datos otorgados por el ICP se recuerda que las variables que se pueden afrontar en un problema de la vida real tienden a ser demasiadas y que desde el ejercicio académico se busca aproximarse lo más cercano posible y por lo mismo se emplea un factor de fricción mayor al necesario en el pozo para así ajustar estas variables demás no tenidas en cuenta.

8 RECOMENDACIONES

- En primera medida se recomienda para futuros proyectos similares o posteriores desarrollos del mismo implementar el concepto de convexidad en el algoritmo de trayectoria consiguiendo de esta manera que el programa sea más eficiente y a su vez pueda analizar también pozos direccionales tipo S.
- Se recomienda aumentar el número de nodos en un tramo de 10 a 100 logrando de esta manera suavizar la curva de análisis y llegando así a una mayor discretización del modelo matemático, de esta forma el análisis será mucho más exacto y aproximado al real.
- También se plantea la opción de optimizar el código actual mediante la implementación de un bucle condicional superior al actual con el cual se puedan analizar no solo pozos unidireccionales sino a su vez pozos multidireccionales.
- Para un posterior desarrollo de un software más completo y dinámico se recomienda utilizar un lenguaje de programación diferente a “software libre” ya que de esta manera se facilita el uso de funciones y librerías que permitan una ejecución más rápida y menos limitada del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

Aadnoy, Bernt Sigve. Modern well design. Rotterdam: A.A. Balkema, 1999. 240 p.

American Petroleum Institute, Division of production. Oil cementing practices in the United States. New York: API, 1959. 297p.

Arévalo, Diego; Bernal, Miguel y Posada, Jaime. Matemáticas para ingeniería: Métodos numéricos con Python. Bogotá. Editorial Politécnico GranColombiano, 2017. 158 p.

Book Editors Bernt S. Aadnoy, *et al.* Advanced drilling and well technology. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009

Chandrupatla, Tirupathi y Belegundu, Ashok. Introduction to finite elements in engineering. 4 ED. New Jersey: Pearson, 2012. 496 p.

Chapra, Steve y Canale, Raymond. Numerical methods for engineers. 7 ED. New York: McGraw Hill, 2015. 970 p.

Cirulis, Mikus y Wicks, Phil. Structural Analysis. London: Ice Publishing, 2015. 250 p.

Craft, Benjamin; Graves, Ernest y Holden, William. Well Design: Drilling and production. New Jersey: Prentice-Hall, 1962. 571 p.

Devereux, Steve. Practical well planning and drilling manual. Tulsa, OK: Pennwell Books, 1998. 522p.

Economides, Michael; Hill, Daniel y Ehlig-Economides Christine. Petroleum production Systems. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1994. 611p.

Fjaer, E. Petroleum related rock mechanics. 2ED. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.

Elishakoff, Isacc y Ren, Yongjian. Finite element methods for structure with large stochastic variations. Oxford: Oxford University Press, 2003. 260 p.

Galeano, Uruena, *et al.* Aplicaciones de elementos de elementos finitos: guía de clase. Bogota: Universidad Nacional de Colombia, Departamento de ingeniería mecánica y mecatrónica, 2011. 524p.

Guzdial Mark y Ericson Barbara. Introducción a la computación y programación con Python: Un enfoque multimedia. México: Pearson Education, 2013. 424 p.

Gere James y Timoshenko Stephen. Mecánica de materiales. 2 ED. México: Grupo Editorial Ibeoramerica, 1986. 825 p.

Jaeger, J C y Cook, N G. Fundamentals of Rocks Mechanics. 3rd ED. London: Chapman and Hall, 1979. 77 p.

Mccray, Arthur y Cole, Frank. Tecnología de la perforación de pozos petroleros. México: Compañía editorial continental, 1963. 574 p.

Mitchell, Robert; Miska, Stefan and Aadnoy, Bernt. Fundamentals of drilling engineering. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2011. 696 p.

Orduz Perez, Luis. Ensamblaje de fondo de pozo en sartas de perforación. Neiva: Universidad Surcolombiana, 1998. 87 p.

Pineda, Geraif. Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 128 p.

Smith, Dwight K. Cementing. Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1976. 184 p.

Sol Silva, Alexander José. Desarrollo de un simulador para estimar torque y arrastre sobre tuberías de revestimiento en pozos petroleros. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Caracas, 2012. 173 p.

Subcommittee of the API Southwestern District Study on Drilling Fluids. Principles of drilling mud control. 10 ED, 21 MPR. Dallas, TX: American Association of oilwell drilling, 1955. 131 p.

Timoshenko, Stephen y Gere, James. Theory of elasticity Stability. 2 ED. New York: McGraw-Hill Book Company, 1985. 560 p.

Timoshenko, Stephen y Goodier J. Theory of elasticity. 2 ED. Tokyo: McGraw-Hill Kogakusha, 1970. 576 p.