

Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano

María Victoria Rodríguez Cuesta, Wendy Dayana Angélica Suárez Jiménez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieras de Petróleos

Director

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Codirector

Diego Fernando Suárez Arias

Master of Business Administration

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A Dios, por ser la fuerza y la luz de mi vida, por bendecirme con su presencia en mi corazón cada día, gracias a él he logrado vencer todos los obstáculos en el camino a cumplir este sueño.

A mis padres, Javier y Rosalbina, por educarme desde el amor y enseñarme la importancia de ser un ser humano integro, por ser mi ejemplo de rectitud, humildad y perseverancia, sin su apoyo y amor incondicional nada de esto habría sido posible, es un logro nuestro.

A mis hermanos, Francisco y Laura, por siempre cuidarme y animarme en cada paso del camino, por creer en mí y eternamente recordarme la bendición que es ser parte de la familia que somos.

A Julián, mi amor, por tu apoyo y comprensión, por ser la calma en los momentos difíciles y la felicidad en mi corazón. Siempre daré gracias a Dios por ponerte en mi camino y permitirnos compartir tantos momentos llenos de amor y aprendizaje.

A Wen, mi amiga y compañera de tesis, por tu lealtad, entrega y compromiso en el desarrollo de este proyecto, ha sido un largo camino lleno de retos que hoy logramos culminar con éxito. Gracias por todo lo que me enseñaste y me ayudaste a comprender.

Finalmente, a mis amigas y amigos, especialmente a las chicas de siempre, me llevo un recuerdo muy bonito de todas ustedes, gracias por todos los momentos que compartimos, siempre recordare lo que cada una me enseñó en este camino de crecimiento juntas.

María Victoria

Dedicatoria

A Dios Todopoderoso por su infinito amor, por proveerme un corazón lleno de sueños y dotarme de salud, sabiduría, perseverancia y fortaleza para culminar con éxito y felicidad cada uno de éstos. Los logros de mi vida entera por y para Él.

A Mamá por su valentía, por ser quien ha afrontado los momentos de angustia y de felicidad conmigo, sus consejos y sus oraciones me han levantado incluso en las situaciones más adversas.

A Papá por su apoyo incondicional y su sentido del humor, por siempre estar pendiente de mí y llamarme insistentemente ¡Nunca dejes de hacerlo!

A ustedes mil gracias por su esfuerzo, motivación y dedicación, por inculcarme el sentido de la responsabilidad, por creer tanto en mí y hacer hasta lo imposible para que pueda cumplir todas mis metas. Lucharé todos los días para que se sientan cada vez más orgullosos y junto a Juanfe sigamos llenando de felicidad nuestro hogar.

A mi hermanito Juan Fe, por ser el milagro más lindo que me ha ocurrido en la vida, por enseñarme que todo es posible y ser mi constante fuente de inspiración para crecer tanto personal como profesionalmente.

A mi Marrina y a mi Parrino por unirme a su familia como una hija, por su gran amor, comprensión y acompañamiento para alcanzar todos mis objetivos.

A Pao y a mis tres Marías, hermanitas para mí.

A mi tía Blanca y Sandra por siempre estar en contacto brindándome una palabra alentadora y amorosa.

A mi prima Karen por ser incondicional.

A mis tíos Publio, Gilma, Lucila, Zulay y William. A mis primos Nanae, Santi, Sebas y Mariana.

A Sebastián, por este lindo amor que compartimos lleno de apoyo mutuo, paciencia, sueños, perseverancia y ternura; por ser mi socio favorito, compartir mis logros como si fueran los suyos y llenarme de valentía para vencer mis miedos.

A Vicky por su compromiso, dedicación y puntualidad para la realización de este proyecto, hiciste de este proceso una experiencia muy amena y divertida, a pesar de los días difíciles hoy podemos palpar el fruto de nuestro esfuerzo. ¡Conformamos un gran equipo!

A mis cinco chicas, a los amigos que conocí durante mi estancia en la universidad especialmente a Aleja, Paula y Dayana, finalmente a todas las personas que me brindaron una palabra de aliento, un abrazo o una sonrisa sincera.

Wendy Dayana Angélica

Agradecimientos

A Dios por concedernos la salud, la sabiduría y la perseverancia para afrontar los retos que surgieron durante nuestra formación académica y en el desarrollo de este proyecto de investigación.

Al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra por su apoyo incondicional y compromiso con el desarrollo de este proyecto. Un ejemplo de pasión por la industria de los hidrocarburos y servicio por la formación de profesionales íntegros.

Al Ingeniero Diego Suárez por su apoyo y comprensión durante la elaboración de esta investigación.

A la Doctora Zuly Calderón por inculcarnos la pasión por la investigación y motivarnos a crecer como profesionales líderes de la industria.

Al Ingeniero Diego Vargas por apoyarnos en el camino de crecimiento profesional y aportar sus conocimientos durante la elaboración de este proyecto.

A la Dra Zuly y al Ingeniero Diego por darnos la oportunidad de pertenecer al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo, una familia científica en donde pudimos crecer personal y profesionalmente.

A William Romero por su disposición y colaboración compartiéndonos sus conocimientos de manera incondicional.

A nuestros compañeros del Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo por animarnos y apoyarnos en los momentos buenos y malos, especialmente Alejandra, Sebastián y Tadeo por su compañía y los cafés compartidos.

A Ecopetrol S.A, especialmente a los ingenieros del ICP por brindarnos la oportunidad de desarrollar esta investigación bajo el marco de un convenio de cooperación UIS-ECP.

A la Universidad Industrial de Santander Sede Bucaramanga y Sede Barbosa por abrirnos las puertas en el camino a lograr este sueño de formarnos como Ingenieras de Petróleos.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción.....	20
1. Objetivos.....	22
1.1 Objetivo general.....	22
1.2 Objetivos específicos.....	22
2. Marco teórico.....	23
2.1 Torque.....	23
2.2 Arrastre.....	24
2.1 Modelos de torque y arrastre.....	26
3. Selección de los modelos torque y arrastre.....	36
3.1 Fundamentos de perforación direccional.....	36
3.1.1 Perfil direccional.....	36
3.1.2 Factor de Boyanza.....	39
3.2 Selección de modelos.....	40
3.2.1 Aadnoy, Fazaelizadeh & Hareland (2010).....	41
3.2.2 Mitchell y Miska (2011).....	45
3.2.3 Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016).....	52
4. Diseño de la herramienta TORA.....	55

4.1 Módulo 1: Ingreso de datos	56
4.2 Módulo 2: Carga de datos.....	57
4.3 Módulo 3: Tabulación	60
4.4 Módulo 4: Gráficos	64
5. Validación de la herramienta TORA	65
5.1 Modelo Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).....	65
5.1.1 Ejemplo 1.....	65
5.1.2 Ejemplo 2.....	69
5.2 Modelo S.A.Mirhaj, E.Kaarstad y B.S. Aadnoy	76
5.2.1 Ejemplo 3.....	76
5.2 Mitchell & Miska (2011)	79
5.3.1 Ejemplo 4.....	79
5.3 Análisis de sensibilidad	84
5.3.1 Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).....	85
5.3.2 Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016).....	86
5.3.3 Mitchell & Miska (2011)	86
6. Aplicación de la herramienta a dos campos colombianos	87
6.1 Campo A.....	88
6.1.1 Pozo 1 A	88
6.1.2 Pozo 2 A.....	92

6.1.3 Pozo 3 A.....	95
6.2 CAMPO B	98
6.2.1 Pozo 1 B.....	98
6.2.2 Pozo 2 B.....	102
6.2.3 Pozo 3 B.....	105
7. Conclusiones	109
8. Recomendaciones.....	111
Bibliografía.....	112
Apéndices	117

Lista de tablas

Tabla 1. Criterios para la clasificación de secciones.....	59
Tabla 2. Operaciones estudiadas por los modelos seleccionados.....	61
Tabla 3. Descripción sarta de perforación ejemplo 1.....	66
Tabla 4. Comparación de resultados ejemplo 1.....	69
Tabla 5. Porcentajes de error ejemplo 1.....	69
Tabla 6. Descripción de la trayectoria del ejemplo 2.....	70
Tabla 7. Descripción de la sarta de perforación ejemplo 2.....	71
Tabla 8. Comparación de resultados ejemplo 2.....	75
Tabla 9. Porcentajes de error ejemplo 2.....	75
Tabla 10. Condiciones operacionales ejemplo 3.....	76
Tabla 11. Comparación de resultados ejemplo 3.....	79
Tabla 12. Porcentaje de error ejemplo 3.....	79
Tabla 13. Descripción de la sarta de perforación ejemplo 4.....	80
Tabla 14. Comparación de resultados ejemplo 4.....	84
Tabla 15. Porcentajes de error ejemplo 4.....	84
Tabla 16. Datos de entrada pozo 1 A.....	88
Tabla 17. Resultados Pozo 1 A.....	89
Tabla 18. Datos de entrada pozo 2A.....	92
Tabla 19. Resultados en TORA Pozo 2 A.....	92
Tabla 20. Datos de entrada pozo 3A.....	95
Tabla 21. Resultados en TORA Pozo 3 A.....	95

Tabla 22. Datos de entrada Pozo 1B.....	98
Tabla 23. Resultados en TORA Pozo 1B.....	99
Tabla 24. Datos de entrada Pozo 2B.....	102
Tabla 25. Resultados en TORA Pozo 2 B.....	102
Tabla 26. Datos de entrada Pozo 3B.....	105
Tabla 27. Resultados en TORA Pozo 3B.....	105

Lista de Figuras

Figura 1. Diagramas de las fuerzas generadas por el torque aplicado en la sarta de perforación.	23
Figura 2. Comportamiento de la fuerza de arrastre según el movimiento.	25
Figura 3. Posición de la sarta en relación con el pozo.	27
Figura 4. Análisis de la trayectoria del pozo con el método de curvatura mínima y el modelo planteado por Mitchell.	34
Figura 5. Perfil direccional de un pozo.	37
Figura 6. Fuerzas de fricción que actúan en una tubería que se desliza en un plano inclinado. ...	42
Figura 7. Esquema de Dog leg en un espacio 3D.	43
Figura 8. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería en una sección recta inclinada.	47
Figura 9. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Drop off.	48
Figura 10. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Build Up de alta tensión.	49
Figura 11. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Build Up de baja tensión.	50
Figura 12. Momento de flexión constante a lo largo de la curvatura de curvatura constante.	53
Figura 13. Identificación del pozo.	57
Figura 14. Caracterización de las fases.	57
Figura 15. Formato estándar para subir los datos de la sarta de perforación.	58
Figura 16. Formato estándar para subir los datos de survey.	58
Figura 17. Ubicación de las posiciones de referencia en cada sección.	58

Figura 18. Tabulación de resultados.	60
Figura 22. Tabulación de resultados Modelo 1: Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland (2010).	61
Figura 19. Algoritmo matemático: Modelo Aadnoy, Fazaeli and Hareland (2010).	62
Figura 20. Algoritmo matemático: Modelo Aadnoy, Kaarstad & Mirhaj (2016).	62
Figura 21. Algoritmo matemático: Modelo Mitchell R. & Miska S. (2011).	63
Figura 23. Resultados gráficos TORA.	64
Figura 24. Trayectoria pozo 2D para el ejemplo 1 del modelo de Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland (2010).	66
Figura 25. Valores de torque y arrastre presentados en la literatura ejemplo 1.	67
Figura 26. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 1.	67
Figura 27. Resultados en TORA ejemplo 1.	68
Figura 28. Trayectoria pozo para ejemplo 3D del modelo de Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland (2010).	70
Figura 29. Resultados de torque y arrastre en la literatura ejemplo 2.	72
Figura 30. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 2.	73
Figura 31. Resultados en TORA de tripping in movimiento combinado y peso estático ejemplo 2.	73
Figura 32. Resultados en TORA ejemplo 2.	74
Figura 33. Trayectoria de pozo para el ejemplo 3.	76
Figura 34. Valores de torque y arrastre presentados en la literatura ejemplo 3.	77
Figura 35. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 3.	77
Figura 36. Resultados en TORA ejemplo 3.	78
Figura 37. Trayectoria de pozo ejemplo 4.	80

Figura 38. Resultados de arrastre y peso estático en la literatura ejemplo 4.	81
Figura 39. Valores de arrastre y peso estático de Microsoft Excel para el ejemplo 4.	81
Figura 40. Resultados en TORA ejemplo 4.	82
Figura 41. Valores de torque presentados en la literatura ejemplo 4.	83
Figura 42. Valores de torque de Microsoft Excel para el ejemplo 4.	83
Figura 43. Sensibilidad de los valores de tripping out en el modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).	85
Figura 44. Variación presentada por los valores de torque en el modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).	85
Figura 45. Variación presentada por los valores de tripping out en el modelo Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016).	86
Figura 46. Variación presentada por los valores de torque en el modelo de Mitchell & Miska (2011).	86
Figura 47. Variación presentada por los valores de tripping out y tripping in en el modelo de Mitchell & Miska (2011).	87
Figura 48. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 1A.	89
Figura 49. Resultados de Torque Off Bottom en el plan de perforación ECP Pozo 1A.	90
Figura 50. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 1A.	91
Figura 51. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 2A.	93
Figura 52. Resultados de torque Off Bottom en planeación Pozo 2 A.	93
Figura 53. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 2A.	94
Figura 54. Resultados de arrastre tripping in y tripping out en el plan de perforación ECP Pozo 3A	96

Figura 55. Resultados de torque Off Bottom en plan de perforación ECP Pozo 3A.....	96
Figura 56. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo3A.	97
Figura 57. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 1B.	99
Figura 58. Resultados de torque off bottom en el plan de perforación ECP Pozo 1B.....	100
Figura 59. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 1B.....	101
Figura 60. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 2B.	103
Figura 61. Resultados de torque Off Bottom en plan de perforación ECP Pozo 2B.	103
Figura 62. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 2B.....	104
Figura 63. Resultados de arrastre en plan de perforación ECP Pozo 3B.	106
Figura 64. Resultados de torque off bottom en el plan de perforación ECP Pozo 3B.....	106
Figura 65. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 3B.....	107

Lista de Apéndices

Apéndice A. Manual del usuario.117

Resumen

Título: Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos*.

Autores: María Victoria Rodríguez Cuesta**

Wendy Dayana Angélica Suárez Jiménez**

Palabras clave: Torque y arrastre, sarta de perforación, sarta suave, sarta rígida, perforación direccional, modelos matemáticos, herramienta software.

Descripción:

Con el propósito de minimizar los riesgos y contribuir en las etapas de planeación, ejecución y evaluación en la perforación de pozos principalmente direccionales, el presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una herramienta software capaz de analizar de forma detallada los parámetros de torque y arrastre por medio de la aplicación de tres modelos matemáticos que reflejan el comportamiento de estos durante las operaciones de perforación.

TORA, es un software que permite estimar los valores de torque y arrastre en la sarta de perforación en unidades de campo durante operaciones ideales de tripping in, tripping out o movimiento combinado, que se llevan a cabo en la perforación de pozos. Basado en tres metodologías de análisis diferentes, éste integra los datos de survey del pozo y los componentes de las sargas de perforación utilizadas con el propósito de representar el comportamiento de los parámetros en cuestión en cada una de las fases de la perforación, presentando resultados tanto numéricos como gráficos.

Con el fin de validar su comportamiento operacional se utilizaron cuatro ejemplos de la literatura que permitieron constatar su precisión matemática por medio de la comparación de los resultados obtenidos, finalmente fueron procesados los datos reales de seis pozos de dos campos colombianos con el propósito de confrontar los resultados y poder así determinar el potencial y las limitaciones de esta herramienta para posteriormente proponer su implementación en campo.

*Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Magister en Ingeniería de Petróleos Néstor Fernando Saavedra Trujillo. Codirector: Master of Business Administration Diego Fernando Suárez Arias.

Abstract

Title: Torque and drag evaluation in the drillstring using mathematical models and its application in a Colombian field,

Authors: María Victoria Rodríguez Cuesta**

Wendy Dayana Angélica Suárez Jiménez**

Keywords: Torque and drag, drill string, soft string model, stiff string model, directional drilling, mathematical models, software tool.

Description:

In order to minimize risks and contribute to the planning, implementation and evaluation stages in the drilling of mainly directional wells, this research work aims to develop a software tool capable of analyzing torque and drag parameters in detail by applying three mathematical models showing their behavior during drilling operations.

TORA, is a software that allows to estimate torque and drag values in the drillstring in field units during ideal operations of: tripping in, tripping out, or combined motion, which are part of drilling wells. Based on three different analysis methodologies, it integrates the survey data of the well and the components of the drillstrings used for the purpose of representing the behavior of parametes in each phase of the drilling, showing results both numeric as graphics.

With the aim of validate its operational behavior, four examples of the literature were used to show its mathematical accuracy by comparing the results obtained, finally the actual data from six wells from two colombian fields were processed, to confront the results and thus be able to determine the potential and limitations of this tool for later propose its implementation in field.

* Undergraduate Project Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School Director: Magister en Ingeniería de Petróleos Néstor Fernando Saavedra Trujillo. Codirector: Master of Business Administration Diego Fernando Suárez Arias.

Introducción

En la creciente necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos a nivel mundial el desarrollo de pozos direccionales y de alcance extendido se ha incrementado significativamente, acrecentando el costo, la complejidad y por lo tanto el riesgo en las operaciones de perforación. Por tal motivo, el monitoreo y la evaluación de parámetros como el torque y el arrastre durante la perforación se ha vuelto aún más fundamental, debido a que un análisis correcto y detallado de esta información durante las etapas de planeación, ejecución y evaluación al proceso de construcción de pozos permite mitigar problemas operacionales.

Actualmente existen múltiples modelos matemáticos para predecir el torque y el arrastre; sin embargo, el modelo de sarta suave y el modelo de sarta rígida agrupan los campos de estudio más avanzados en cuanto al análisis de estos. El modelo de sarta suave establece que la sarta de perforación se comporta como un cable que toma la trayectoria del pozo y está en contacto siempre con las paredes del mismo; por otro lado, el modelo de sarta rígida integra en el análisis la rigidez de la tubería y el tamaño del espacio anular.

En esta investigación se busca integrar tres de los modelos matemáticos generales de sarta suave comúnmente utilizados en el análisis del torque y el arrastre, por medio de una herramienta software que permite predecir cuál será el comportamiento de estos parámetros durante la perforación del pozo a partir de datos como azimut, inclinación, dog leg, componentes de la sarta, tipos de lodos utilizados, entre otros, facilitando así reconocer los desaciertos en las operaciones

desarrolladas y optimizar la planeación, lo cual a su vez permite mejorar la estructuración y puesta en marcha de operaciones futuras.

Este documento consta de cinco capítulos; en el primero se presenta la recopilación de estudios realizados en torno al modelado del comportamiento de torque y arrastre en la sarta de perforación durante los últimos años. En el capítulo dos se relacionan los modelos seleccionados para ser implementados en la herramienta con sus respectivas consideraciones y formulaciones matemáticas. En el capítulo tres y cuatro se evidencia el diseño y validación de la herramienta, describiendo los módulos que la integran y sus atributos de funcionamiento; adicionalmente se presentan los algoritmos matemáticos específicos para cada modelo. Finalmente, en el capítulo cinco se muestra la aplicación de la herramienta a dos campos colombianos con el fin de comparar los resultados obtenidos con los valores simulados que fueron hallados durante la planeación del pozo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar el torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos.

1.2 Objetivos específicos

- Realizar la revisión bibliográfica de los modelos matemáticos implementados en el análisis de sarta rígida y sarta suave.
- Seleccionar los modelos matemáticos a implementar de acuerdo a las aplicaciones reportadas en la literatura y a la disponibilidad de la información.
- Diseñar una herramienta para la evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación.
- Validar la herramienta diseñada a partir de la información encontrada en la literatura.
- Aplicar la herramienta a un campo colombiano.

2. Marco teórico

2.1 Torque

Se define como la fuerza necesaria para hacer que la sarta de perforación rote alrededor de su eje, superando las fuerzas de fricción dentro del pozo. Generalmente este es producido por el top drive o la Kelly. Matemáticamente el torque es directamente proporcional al radio de la tubería que gira, el coeficiente de fricción y la fuerza normal debida al contacto de la sarta con la pared del pozo, como se observa en la Figura 1.

La fuerza normal depende del peso de la sarta de perforación, incluida la flotabilidad, la longitud del pozo y la inclinación. En perforación el torque se mide multiplicando la componente perpendicular de la fuerza aplicada por el radio de la tubería de perforación, y está dado por unidades de [N*m] o [lb*ft].

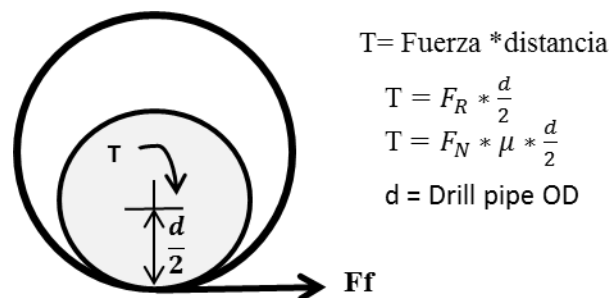


Figura 1. Diagramas de las fuerzas generadas por el torque aplicado en la sarta de perforación. Adaptado de Agbaji, 2010.

Este parámetro se subdivide en tres categorías, torque friccional debido a las superficies que están en contacto dentro del pozo; torque mecánico, generado por la interacción entre la sarta de perforación y el hueco abierto frente a posibles escenarios problemas como lo son un derrumbe, una pega diferencial, etc.; y el torque en la broca que se da debido a la interacción entre las formaciones que están siendo perforadas y la broca de perforación. (Cardona, Quinteros & Storti, 2012).

Algunos de los factores que afectan la magnitud del torque son la severidad del dog-leg (DLS), tamaño de la sarta y del hueco, peso en la sarta, entre otros. También, dependiendo del diseño del pozo y la operación de perforación, el torque se desarrollará de diferentes maneras a lo largo del pozo. El análisis de torque expone que el torque superficial total consta de muchos componentes, los cuales al evaluarse por separado definen con más precisión la fricción a lo largo del pozo. (Agbaji, 2009).

2.2 Arrastre

Se define como una fuerza que actúa en dirección opuesta a la dirección en la cual se está moviendo la tubería como se observa en la Figura 2.

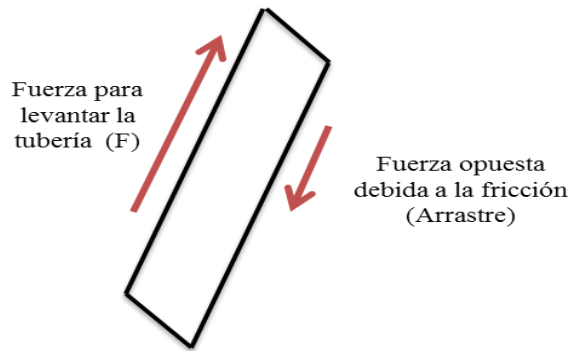


Figura 2. Comportamiento de la fuerza de arrastre según el movimiento. Adaptado de Basheir.A., Mohammed. A., Ahmednour. Omer. &Yosuf. M (2015).

En otras palabras, el arrastre actúa como una fuerza incremental que se hace necesaria para mover la sarta de perforación a través del pozo. Se genera debido al contacto entre la sarta de perforación con la pared del pozo y con el casing a medida que se avanza en el movimiento.

La magnitud de esta fuerza depende de la fricción del pozo, la cual a la vez se expresa como la fuerza de contacto normal y el coeficiente de fricción entre las superficies de contacto Ecuación 1, basado en la fricción de Coulomb (McCormick, Frilot & Chiu, 2011). Las fuerzas de arrastre se acumulan durante las operaciones de subida, bajada o rotación de la tubería. En el sistema internacional de unidades el arrastre se representa con newton (N), mientras en el sistema inglés mediante la libra fuerza (lbf).

$$F_f = F_N * \mu \quad \text{Ecuación 1}$$

F_f = Fuerza de fricción

F_N = Fuerza normal

μ = Coeficiente de fricción

El factor total de fricción de un pozo lo integran varios elementos, como lo son:

- Lubricidad de lodo.
- Rigidez de la tubería.
- Acumulación de recortes.
- Key seats.
- Pega diferencial
- Severidad de la dog leg.
- Efecto de la hidráulica

Sin embargo, la idea es generar un único factor de fricción que agrupe la mayoría de estos; para eliminar la incertidumbre y facilitar los cálculos en perforación se usan los valores de 0.20 para agujero entubado y 0.25 para agujero descubierto (Aadnoy, Fazaelizadeh & Hareland, 2010).

Otra consideración esencial es la existencia de tramos desviados u horizontales en la trayectoria del pozo que afectan directamente los valores de arrastre, debido a que, en estos dos escenarios la sarta de perforación se apoya sobre la parte baja del pozo o de la tubería.

2.1 Modelos de torque y arrastre

2.3.1. Sarta suave. El modelo de sarta suave ha sido el más estudiado y aplicado dentro de la industria de los hidrocarburos. Este modelo asume que la sarta de perforación se tiende sobre la pared del pozo a lo largo de su trayectoria figura 3 y considera despreciable la rigidez de la tubería, es decir, no se consideran los momentos de flexión de la sarta.

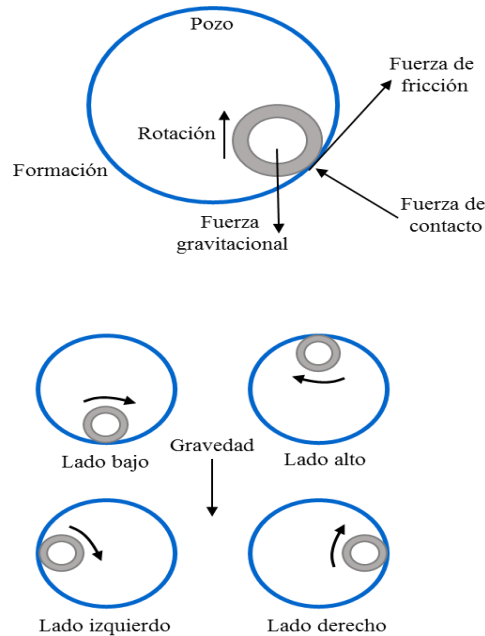


Figura 3. Posición de la sarta en relación con el pozo. Adaptado de Menand et al, 2006.

El análisis se realiza modelando la sarta de perforación como un cable o cuerda dividida en elementos pequeños, donde solamente se consideran las cargas axiales y el torque y por tanto las fuerzas de contacto son soportadas por las paredes del pozo. Las fuerzas que actúan sobre cada elemento son: tensión, compresión y torsión y se acumulan desde el fondo del pozo hasta la superficie.

A continuación, se enuncian algunos de los autores que han desarrollado aportes al desarrollo del modelo de sarta suave:

Johancsik, Friesen & Dawson (1984) desarrolló el modelo de sarta suave para pozos direccionales, el cual ignora la rigidez de la tubería. Asume que la sarta se comporta como un cable pesado a lo largo del pozo, lo que significa que las fuerzas de contacto están soportadas por el pozo y las fuerzas de torque y la tensión axial son soportadas por la sarta. Para las aplicaciones prácticas de este modelo, la determinación del coeficiente de fricción es crítica.

Sheppard, Wick & Burgess (1987) modificó el modelo de Johancsik e integró la presión del lodo que actúa hacia arriba cuando la sarta está corriendo dentro del pozo. En otras palabras, integró una tensión efectiva en lugar tensión verdadera, definiendo la efectiva como la suma de la tensión verdadera y la presión del lodo. Adicionalmente sugirió clasificar el torque y el arrastre en dos categorías: Una causada por las condiciones del pozo y el peso del lodo y la otra asociada con la trayectoria del pozo.

Maidla & Wojtanowicz (1987) presentaron un método para evaluar en general el coeficiente de fricción entre el wellbore y el casing. La programación se basa en coincidir información de campo con la modelada asumiendo un coeficiente de fricción. La ecuación para predecir las cargas del gancho en superficie se deriva de la respectiva ecuación diferencial además presentaron un nuevo procedimiento para la predicción del arrastre en el wellbore. El modelo considera algunos nuevos efectos como el arrastre hidrodinámico viscoso, superficies de contacto y ángulo del dogleg.

Lesage, Falconer & Wick (1988) separaron el factor de fricción convencional en los viajes de limpieza y de perforación, y el factor de fricción por deslizamiento por turbine/downhole motor drilling o por los viajes de tripping in o tripping out sin rotación; y desarrolló un modelo computacional que calcula el promedio axial y rotacional del factor de fricción para todo el wellbore.

Aarrestad (1990) presentó el efecto de un BHA dirigible en el torque y el arrastre. Él concluye que el perfil torcido que esta herramienta da a la trayectoria del pozo puede incrementar los problemas asociados con un alto torque y arrastre en el pozo. Por eso, se hace necesario un análisis combinado del peso en la broca en superficie y el torque en la broca, y estos mismos valores medidos en fondo.

Mason & Chen (2007) señaló diferentes efectos menores que deben considerarse en los modelos de sarta suave para tener un modelo más realista. Los factores a considerar son: la fuerza viscosa hidrodinámica y la tortuosidad.

Aadnoy Aadnoy & Andersen (2002) desarrollaron soluciones analíticas para calcular la fricción del pozo para diferentes geometrías. En el (2006) desarrolló las ecuaciones matemáticas para un pozo con el perfil de una catenaria, y aplicó dichas ecuaciones para un caso de campo para un pozo de alcance extendido con una longitud de 10 Km. En el (2008) acompañado por Djurhuus (*Aadnoy, Fabiri & Djurhuus 2006*) realizaron una revisión bibliográfica de las ecuaciones de fricción existentes en la literatura y las redujeron a dos, una para torque y una para arrastre, sin embargo, estas ecuaciones estaban limitadas para pozos verticales y horizontales. En el (2009) junto con Kaarstad realizaron una investigación de la dependencia del factor de fricción con la temperatura. Y finalmente en el año (2010) junto a Fazaelizadeh y Hareland (*Aadnoy, 2010*) hicieron una publicación en la cual presentan un modelo para la trayectoria de un pozo usando solamente dos pares de ecuaciones, unas para secciones rectas y otras para secciones curvas.

Mitchell & Miska (2011) desarrollaron un modelo 3D de sarta suave en el cual se presentan ecuaciones derivadas de una aproximación vectorial para estudiar la trayectoria del pozo y se aplican conceptos de equilibrio estático. En este se tiene en cuenta el efecto de la fricción dentro del arrastre y el efecto de la aceleración es ignorado. A partir de este se han desarrollado diferentes modificaciones en las que se busca incluir la aceleración de la sarta en movimiento, *Miska, Merlo & Porche (2015)*, estudiaron el comportamiento dinámico de la sarta, para pozos 2D y 3D, estimando las fuerzas de contacto y prediciendo el efecto de los perfiles de velocidad en las fuerzas axiales y de fricción.

Shahri et al. (2018) a partir del modelo de Mitchell y Miska (2011), implementaron un sistema automatizado para la evaluación en tiempo real de los parámetros de perforación con los datos de planeación del pozo, integrando el diseño de la sarta y la información de del ambiente en el que se desarrolla la operación. La calibración se realizó ajustando el peso del drillpipe, los factores de fricción y el peso del bloque. Este modelo se caracteriza por ser aplicable únicamente a operaciones de tripping in/out, siempre que la tubería no esté deformada.

A partir de la revisión bibliográfica se encontró que el modelo de sarta suave es aún el más utilizado dentro de la industria, debido a que presenta un mejor ajuste con los datos de campo.

2.3.2 Sarta rígida. El modelo de sarta rígida considera la rigidez de la sarta de perforación y el espacio anular para el cálculo de torque y arrastre, haciendo el análisis a partir de la subdivisión de la gran estructura compleja de la sarta en finitas partes más simples. Aunque este modelo sea más complejo en cuanto a su aplicación, puede entregar resultados más precisos cuando la tortuosidad del pozo es alta.

A lo largo de los años se han desarrollado numerosos estudios relacionados a este modelo, en los cuales de manera general se ha buscado:

- Investigar la deformación de la tubería causada por las fuerzas axiales, que se producen principalmente cuando la tubería está sometida a compresión debido a la oposición entre la pared del pozo y la sarta de perforación.
- Analizar la deformación de la tubería debida a la trayectoria del pozo, que ocurre principalmente cuando la tubería está en tensión, a partir de la búsqueda de los puntos reales de

contacto entre la sarta y el pozo. Aunque para trayectorias de tipo curvatura no mínima podría seguirse aplicando la suposición de contacto completo (Mitchell,2008).

A continuación, se mencionan algunos de los estudios realizados en torno al modelo de sarta rígida.

Chandra (1986) estudió los conceptos relacionados al análisis estático del BHA en 2D y 3D, basándose en el análisis del efecto de emplear uno o múltiples estabilizadores, la curvatura de la trayectoria del pozo, el torque y las fuerzas de contacto dentro del pozo. Introdujo los criterios para definir los tramos de construcción, mantenimiento y reducción del ángulo en la trayectoria del pozo. Finalmente propuso dos métodos para calcular las cargas de pandeo del BHA.

Ho (1988) desarrolló un modelo en el que incluía el efecto de la rigidez de la sarta de perforación, estableciendo dónde tal impacto es mayor, y agregó el análisis de BHA permitiendo así considerar los efectos de la ubicación de los estabilizadores y el espacio radial entre el pozo y la sarta.

Además, reiteró que el modelo de sarta suave estima razonablemente el torque y el arrastre si la trayectoria del pozo es suave, menor de 1.5 grados / 100 'de curvatura en cualquier sección, en situaciones diferentes a esta los resultados serán valores sobre estimados.

A partir de los estudios de Lubinski (1961) relacionados con las cargas axiales de tensión en la sarta de perforación, cuando esta está sometida a un alto dog leg y teniendo en cuenta que las cargas axiales aplicadas son tanto de tensión como de compresión, más aun en las perforaciones de alcance extendido y perforación horizontal, Paslay & Cernocky (1991) desarrollaron un análisis de cargas axiales de compresión, análogo al análisis de Lubinski, para evaluar con

precisión estas cargas en el rango práctico, por medio de una solución analítica para la curvatura máxima de la tubería de perforación.

Bueno & Morooka (1994) establecieron una metodología para estimar las fuerzas de contacto generadas entre la sarta y el pozo, modelando la sarta como una viga elástica indeformable, y asumiendo que los puntos de contacto solo se dan en las conexiones de las juntas. El pozo es dividido en elementos de contacto con un nivel de rigidez específica para cada parte de la sarta de perforación.

Mitchell (1997) desarrolló una solución numérica de las ecuaciones de pandeo no lineales para la desviación del pozo, estableciendo criterios de estabilidad para el pandeo lateral y helicoidal, y desarrolló correlaciones simples para el cambio de longitud del pandeo, el esfuerzo máximo de flexión y la fuerza de contacto.

Schmalhorst & Neubert (2003) introdujeron un programa de modelamiento dinámico para análisis de la configuración del BHA, el diseño del MWD y el reconocimiento de las fallas de herramientas con mayor detalle, basándose en el método de elementos finitos. Modelaron la sarta como elementos geoméricamente no lineales y calcularon las deformaciones de la sarta a partir de tres nodos de desplazamiento y tres nodos de rotación.

Newman (2004) presentó un modelo 3D, en el cual considera la deformación de la tubería dentro del pozo, y permite medirla durante la perforación, realizando un análisis de elementos finitos de la sarta en cada punto específico en el tiempo. Este análisis es ejecutado repetidamente en cortos pasos de tiempo a medida que avanza la perforación usando el algoritmo de diferencias finitas.

Mason & Chen (2007) evaluaron las limitaciones de varios modelos de torque y arrastre, y su viabilidad. Indicaron que todo modelo de sarta rígida debe considerar la rigidez a la flexión de la tubería y el espacio radial entre la sarta de perforación y el pozo teniendo en cuenta que ciertas

partes de la sarta de perforación no están en contacto con el pozo. Adicionalmente, establecieron que los momentos de flexión están concentrados en las conexiones de la tubería de perforación, los estabilizadores y los centralizadores.

En general, lograron obtener un modelo de sarta rígida con un enfoque más realista, teniendo en cuenta las tensiones y cargas que actúan sobre la sarta y la pared del pozo. Reiteraron que el modelo de sarta rígida debe ser utilizado principalmente cuando los diseños de los pozos tienen poco espacio radial, trayectorias altamente tortuosas y altos valores de dog-leg.

Yang, Rahman, M. K. & Chen (2008) estableció un método diferencial de tres dimensiones con diferencias finitas para el análisis de las cargas estáticas en el BHA, usado para optimizar la configuración del BHA en la perforación de pozos direccionales, logrando así asegurar la navegación controlada de la broca en la trayectoria planeada. El modelo incluye el efecto del contacto de respuesta entre la sarta y la pared del pozo, la parte superior tangente al punto problema, la configuración de estabilizadores y otras consideraciones para las soluciones numéricas.

Mitchell (2009) estableció consideraciones importantes para los cálculos de torque y arrastre en la sarta de perforación, y expuso la debilidad de los modelos de torque y arrastre que utilizan el método de curvatura mínima para hallar la forma de pozo. Este método presenta una nulidad que corresponde a la representación de un momento de flexión discontinuo en los puntos de medición, por tanto, descuida el momento de flexión. Para establecer una solución, asumió que la posición de la sarta de perforación corresponde con el pozo de curvatura mínima solo en puntos discretos, siendo estos las posiciones de las juntas de la herramienta de la sarta de perforación, de esta forma agregó grados de libertad adicionales y dio continuidad al momento de flexión en cada unión de la herramienta.

Planteó varias consideraciones para calcular el torque y las fuerzas de arrastre en una sarta de perforación con conectores, estableciendo que el contacto de la sarta de perforación con el pozo se da solo en los conectores o en un punto medio entre los conectores, el desplazamiento de la sarta de perforación es conocido a partir de la trayectoria del pozo, las fuerzas de contacto y fricción se concentran en los puntos de contacto, en lugar de distribuirse, y el momento de flexión en los conectores puede hacerse continuo mediante la elección correcta de la orientación del conector.

El planteamiento respecto a los puntos de contacto puede verse representado en la Figura 4 donde la trayectoria del pozo de "curvatura mínima" está indicada por la línea azul y la solución de desplazamiento se muestra por la línea roja. Los desplazamientos de la columna de perforación están limitados a corresponderse con la trayectoria del pozo de "curvatura mínima" en las posiciones del conector; sin embargo, la sarta de perforación puede rotar en estos puntos. Si la solución de desplazamiento se extiende a través de la pared del pozo, la solución se vuelve a calcular al restringir el desplazamiento axial en ese punto para que sea tangente a la pared del pozo.

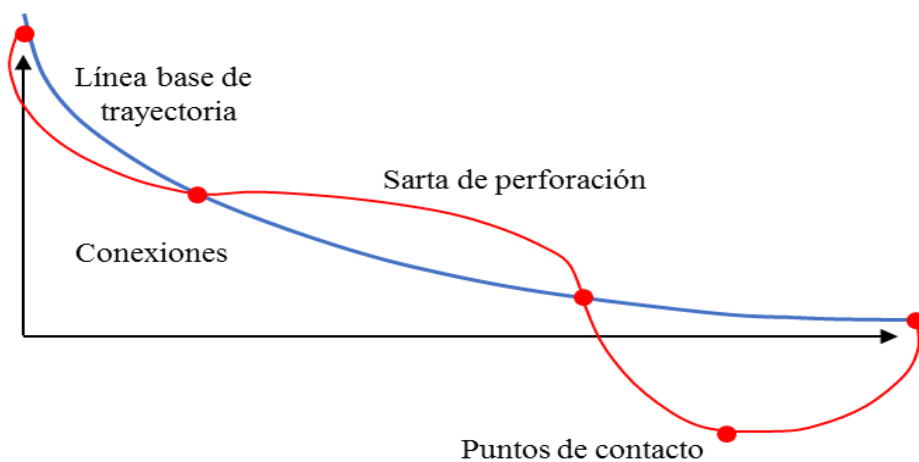


Figura 4. Análisis de la trayectoria del pozo con el método de curvatura mínima y el modelo planteado por Mitchell. Adaptado de How Good Is the Torque/Drag Model SPE (2009).

Tikhonov et al (2014) establecieron un modelo dinámico de modelamiento de torque y arrastre, el cual tiene como característica un estado estable en el movimiento de la sarta, es decir, una aceleración diferente de cero; este modelo se desarrolla teniendo en cuenta la rigidez de flexión y torsional de la sarta, adicionalmente considera el espacio anular que existe entre la sarta de perforación y la pared del pozo y por ende los puntos de contacto entre estas dos superficies son calculados, o en dado casos asumidos.

Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016) desarrollaron un modelo de sarta rígida que incluye la rigidez de flexión de la sarta de perforación a partir de la implementación de la variable (Q_{stiff}), en el modelo desarrollado anteriormente por Aadnoy et al (2010); este modelo además se desarrolla teniendo en cuenta características propias del modelo de sarta suave como lo es que la sarta de perforación adopta la trayectoria del pozo, permitiendo así eliminar el problema de determinar los puntos de contacto entre las superficies de la sarta y las paredes del pozo.

Abughaban, Eustes, De Wardt & Willerth (2017) este modelo describe una nueva metodología para una trayectoria de curvatura no constante ASC (Advanced Spline Curves), considerando adicionalmente la torsión geométrica, la curvatura del pozo, el cambio en la tasa de curvatura y la rigidez de flexión.

Actualmente los últimos estudios que han sido realizados, aunque buscan integrar aspectos como rigidez, aceleración, puntos de contacto, trayectoria del pozo, entre otros, no se han establecido de manera general para ser aplicados a todo tipo de operación o actividad en perforación, sin embargo, en sus configuraciones específicas han aportado grandes avances en cuanto a exactitud, rapidez y aproximación.

3. Selección de los modelos torque y arrastre

3.1 Fundamentos de perforación direccional

El término perforación direccional hace referencia a la práctica de diseñar y perforar un pozo a lo largo de una trayectoria planeada, que integra parámetros específicos de inclinación, azimut y dog leg, con el fin de alcanzar una zona objetivo que se encuentra localizada en una posición predeterminada, a cierta distancia lateral de la ubicación en superficie del equipo de perforación.

3.1.1 Perfil direccional. El perfil de un pozo direccional es una trayectoria que va desde la superficie hasta la profundidad donde se encuentra la zona objetivo. Este permite analizar el recorrido del pozo mediante su proyección en los planos vertical y horizontal.

Para precisar un perfil geométrico se deben considerar primordialmente tres aspectos: la posición en superficie de la torre de perforación, la posición del objetivo y la profundidad vertical verdadera. En la siguiente figura es posible observar un perfil direccional donde se pueden identificar los elementos que generalmente lo integran y las diferentes secciones que pudiera llegar a tener un pozo.

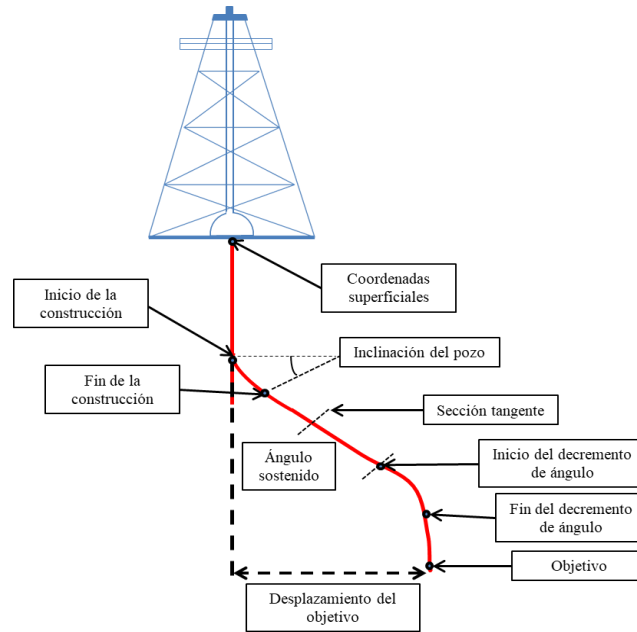


Figura 5. Perfil direccional de un pozo. Adaptado de Garibay R. 2015.

- **Coordenadas de superficie:** El primer punto donde hace contacto la broca con el suelo.
- **Inicio de la construcción o Kick off point (KOP):** Es el punto de referencia donde el pozo comienza a desviarse en una dirección dada.
- **Tasa de cambio cuando se construye ángulo o Build up rate (BUR):** es el aumento de cambio en la inclinación medida que se construye el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en $^{\circ}/100ft$ ó $^{\circ}/30m$.
- **Inclinación del pozo:** Es el ángulo por el cual el pozo se desvía desde la vertical.
- **Fin de la construcción o End of build (EOB):** Es el punto de referencia donde el ángulo del pozo termina de incrementar.
- **Ángulo sostenido:** Ocurre cuando la inclinación del pozo se mantiene constante.

- Tangente del ángulo: Ocurre después de la construcción, cuando inclinación del pozo se mantiene constante por una cierta distancia.
- Inicio del decremento del ángulo o Start of drop (SOD): Es el punto de referencia donde el pozo empieza a tumbar ángulo, en otras palabras, vuelve a construir ángulo, pero esta vez hacia la vertical.
- Tasa de cambio cuando se tumba el ángulo: Es la disminución del cambio en la inclinación a medida que se tumba el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en $^{\circ}/100ft$ ó $^{\circ}/30m$.
- Finaliza de decremento del ángulo o End of drop (EOD): Es el punto donde el pozo termina de tumbar ángulo.
- Desplazamiento del objetivo: Es la distancia horizontal que existe entre las coordenadas de superficie y el objetivo.
- Objetivo: Es el punto definido en el espacio mediante coordenadas geográficas, en una profundidad vertical verdadera.
- Profundidad vertical verdadera: Es la distancia vertical medida desde la superficie del pozo hasta el punto de referencia o la estación de interés.
- Profundidad medida: Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo, desde la superficie del pozo hasta el punto de referencia o la estación de interés.
- Desplazamiento horizontal: Es la distancia medida entre dos puntos de interés del pozo, proyectada desde un plano horizontal o una vista en planta.

- Sección vertical: Es la distancia medida entre dos puntos de interés del pozo, proyectada desde un plano vertical o una vista lateral.

- Azimut: Es el ángulo en el plano horizontal, medido desde un punto de referencia fijo

- Dog leg (θ): es el ángulo entre las tangentes de dos posiciones en el pozo.

3.1.2 Factor de Boyanza. El peso de una sarta de perforación en un pozo, es igual al peso en el aire menos el peso de lodo que esta desplaza, este principio es conocido como el principio de Arquímedes y se le conoce como factor de boyanza, puede expresarse matemáticamente de la siguiente forma:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{tubería}} \quad \text{Ecuación 2}$$

β = Factor de boyanza

ρ_{lodo} = Densidad del lodo [ppg]

$\rho_{tubería}$ = Densidad de la tubería [ppg]

3.1.3 Factor de fricción. El factor de fricción es un número adimensional, que relaciona la razón entre la fuerza de fricción y la fuerza normal. El factor total de fricción de un pozo lo integran varios elementos, como lo son:

- Lubricidad de lodo.
- Rigidez de la tubería.
- Acumulación de recortes.
- Asientos llave.

- Pegadura por diferencial
- Severidad del dog leg.
- Efecto de la hidráulica

Sin embargo, el objetivo es generar un único factor de fricción que agrupe la mayoría de estos; para eliminar la incertidumbre y facilitar los cálculos en perforación se usan los valores de 0.20 para agujero entubado y 0.25 para agujero descubierto (Aadnoy et al. 2010).

3.2 Selección de modelos

A partir de la investigación acerca de los modelos desarrollados para la evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación evidenciada en el Capítulo 1, se concluye que los modelos más utilizados dentro de la industria para el estudio de estos parámetros están relacionados al modelo de sarta suave, adicionalmente se considera que este modelo se comporta mejor al trabajar con datos reales de campo (Zhang & Samuel, 2019). Con base en lo anterior se seleccionaron los dos modelos más actualizados y citados en la literatura, y una modificación que incluye la rigidez de la tubería de perforación. Es importante mencionar que los análisis que desarrollan estos modelos presentan la segmentación de la sarta de perforación en secciones rectas y curvas, lo cual permite realizar un mejor estudio de las trayectorias direccionales. Los modelos seleccionados se muestran a continuación:

1. Aadnoy, Fazaeli & Hareland (2010)

- Mirhajmohammadabadi, S. A. A., Fazelizadeh, M., Kaarstad, E., & Aadnoy, B. S. (2010, January 1).
- Garibay, Roberto. (2015).

2. Mitchell & Miska (2011)

- Shahri, M., Wilson, T., Thetford, T., Nelson, B., Behounek, M., Ambrus, A., Ashok, P. (2018, September 24)
- Abughaban, M. F., Eustes, A. W., de Wardt, J. P., & Willerth, M. (2017, March 14).
- Miska, S. Z., Zamanipour, Z., Merlo, A., & Porche, M. N. (2015, March 17)

3. Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)

3.2.1 Aadnoy, Fazelizadeh & Hareland (2010). Desarrollaron una solución analítica para calcular el torque y el arrastre en las diferentes geometrías que puede tener un pozo. El modelo se aplica en secciones verticales, de construcción de curvas, tumbando ángulo y rectas; tomando en cuenta los ángulos de inclinación, azimut y dog leg. Asimismo, es aplicable a operaciones de perforación, como lo son tripping in, tripping out y rotar la tubería, o en la combinación de movimientos axiales y rotacionales de la sarta de perforación.

Se considera a la sarta como una sarta suave, es decir, que la tubería es capaz de adaptarse a la forma que posea la trayectoria, y no se considera la rigidez de la sarta de perforación. Asumiendo así que la tubería se comporta como un cable pesado o cadena que corre a lo largo de la trayectoria del pozo, lo que implica que la tensión axial y el torque estén directamente relacionados con la tubería y las fuerzas de contacto con las paredes del pozo (Ismayilov 2012).

Una de las ventajas de este modelo es que incluye el efecto Capstan, que aplicado al contexto se centra en que existe una disminución en las fuerzas de arrastre al bajar la tubería de perforación y un aumento en el arrastre al levantarla.

Las fuerzas de torque y arrastre de un pozo con perfil direccional, se calculan dividiendo el pozo en elementos rectos y curvos, y estas a su vez se van sumando desde el fondo del pozo hasta la superficie.

3.2.1.1 Secciones rectas. Las secciones rectas se caracterizan por la tensión de la sarta de perforación, ya que esta no está relacionada con la fuerza normal entre la tubería y el pozo, es por esto, que la fuerza de tensión no afecta a la fuerza de fricción.

Debido a que la gravedad actúa empujando a la tubería hacia abajo, solo se utiliza el ángulo de inclinación de pozo (α) y los cambios de azimut no tienen ninguna contribución para el cálculo de arrastre en secciones rectas (Tveitdal 2011).

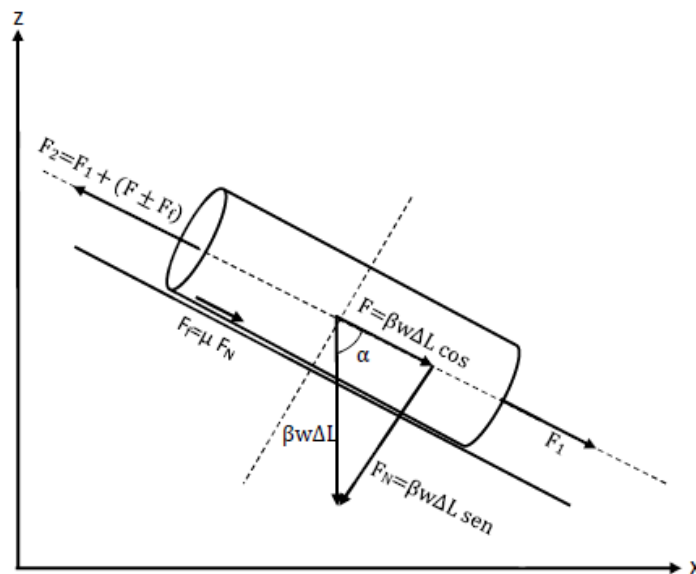


Figura 6. Fuerzas de fricción que actúan en una tubería que se desliza en un plano inclinado. Adaptado de Aadnøy et al. 2010.

A continuación, se presentan las ecuaciones generales para calcular el arrastre y el torque en secciones rectas:

$$F_2 = F_1 + \beta w \Delta L (\cos \alpha \pm \mu \sin \alpha) \quad \text{Ecuación 3}$$

$$T = \mu \beta r w \Delta L \sin \alpha \quad \text{Ecuación 4}$$

3.2.1.2 Secciones curvas. En el caso de las secciones curvas, la fuerza de contacto entre la sarta y el pozo depende de la carga axial de la tubería, debido a que este proceso es dominado por la tensión en la sarta.

Dentro de las secciones curvas es común encontrar cierta desviación, conocida como ángulo de dog leg (θ), esta depende de la inclinación y el azimut. Debido a que la tubería está en contacto con la parte alta o la parte baja del pozo, su superficie de contacto está dada por el plano del dog leg.

A continuación, se presentan las ecuaciones para calcular torque y arrastre en secciones curvas:

$$F_2 = F_1 e^{\pm \mu |\theta_2 - \theta_1|} + \beta w \Delta L \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$T = \mu r N = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \quad \text{Ecuación 6}$$

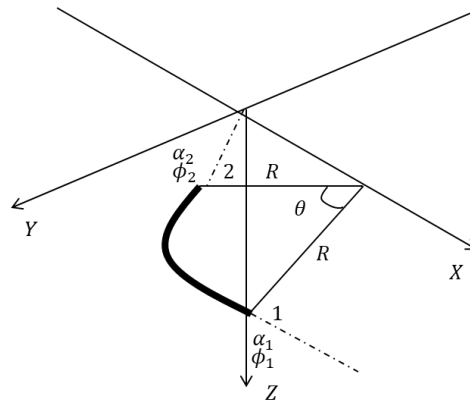


Figura 7. Esquema de Dog leg en un espacio 3D. Adaptado de Aadnoy et al. 2010.

3.2.1.3 Combinación de movimiento axial y rotacional. Cuando se considera movimiento combinado, las ecuaciones descritas anteriormente deben ser modificadas, debido a que los valores

de torque y arrastre se modifican conforme la velocidad rotacional. Es por eso, que en el modelo matemático se integra el término ψ que hace referencia al ángulo que da lugar a la relación que existe entre la velocidad axial y la velocidad rotacional y se define como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\psi = \tan^{-1} \frac{V_h}{V_r} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$V_r = \frac{2\pi r}{60} N_r \quad \text{Ecuación 8}$$

Las siguientes las ecuaciones permiten calcular torque y arrastre en secciones rectas y curvas cuando se presenta movimiento combinado:

- Secciones rectas

$$F_2 = F_1 + \beta w \Delta L \cos \alpha \pm \mu \beta w \Delta L \sin \alpha \sin \psi \quad \text{Ecuación 9}$$

$$T = \mu r \beta w \Delta L \cos \psi \sin \alpha \quad \text{Ecuación 10}$$

- Secciones curvas

$$F_2 = F_1 + F_1 (e^{\pm \mu |\theta_2 - \theta_1|} - 1) \sin \psi + \beta w \Delta L \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad \text{Ecuación 11}$$

$$T = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \cos \psi \quad \text{Ecuación 12}$$

A continuación, se presentan las siglas para el modelo anteriormente descrito:

β = Factor de boyanza

F_2 = Fuerza en el lado superior del segmento de tubería

F_1 = Fuerza en el lado inferior del segmento de tubería

w = Peso del segmento de tubería

ΔL = Longitud incremental de tubería

α = Inclinación del pozo

T = Torque en la sarta de perforación

r = Radio de la sarta de perforación

α_2 = Inclinación en el lado superior del segmento de tubería

α_1 = Inclinación en el lado inferior del segmento de tubería

θ_2 = Dog leg en el lado superior del segmento de tubería

θ_1 = Dog leg en el lado inferior del segmento de tubería

ψ = Ángulo entre la velocidad axial y tangencial en la tubería

V_h = Velocidad de subida o bajada de la sarta de perforación

V_r = Velocidad tangencial debida a la rotación

N_r = Velocidad rotacional

3.2.2 Mitchell y Miska (2011). El estudio desarrollado presenta ecuaciones para pozos 2D en un modelo de sarta suave que permiten el cálculo de torque y arrastre desde un análisis vectorial de la trayectoria del pozo.

En este modelo se establecen ecuaciones para calcular el torque y arrastre para pozos 2D en operaciones tripping in, tripping out y en estático. El pozo se subdivide en secciones rectas y

curvas, y se considera que la sarta de perforación es modelada como una cuerda continua flexible que se mueve lentamente, lo cual permite que se ignoren los efectos de aceleración.

El desarrollo matemático se realiza a partir de una sumatoria de las fuerzas que actúan en los ejes normal y tangencial del elemento de la sarta de perforación en estudio, las cuales son las fuerzas axiales en la parte superior e inferior del elemento, la normal, la fricción debida al movimiento y el peso del elemento.

El factor de fricción al igual que en el modelo anterior integra los diferentes aspectos de las condiciones del pozo en un solo valor numérico, es decir, incluye los efectos de la calidad en la limpieza del pozo, pegadas diferenciales, condiciones de hueco apretado o keysets, entre otras irregularidades. Para los aspectos de diseño de la trayectoria, este valor puede asumirse en un rango de 0,2 y 0,4, teniendo en cuenta que principalmente depende del tipo de roca que se esté perforando y de los fluidos de perforación.

Es importante resaltar que las ecuaciones que serán presentadas a continuación han sido establecidas para operaciones de tripping out, es decir, el signo para el valor del factor de fricción μ , deberá ser cambiado para todas las secciones cuando se deseen hallar los valores de torque y arrastre para operaciones de tripping in.

3.2.2.1 Secciones rectas. El análisis para un elemento pequeño de la sarta de perforación en una sección recta inclinada se realiza a partir de la consideración de un equilibrio estático en un sistema coordinado tangencial y normal, figura 8. Se realiza la sumatoria de las fuerzas en cada uno de los ejes con el fin de establecer las ecuaciones para hallar el valor de la fuerza de contacto por unidad de longitud de la tubería w_c Ecuación 14, y la fuerza en la parte superior del elemento F_2 Ecuación 13.

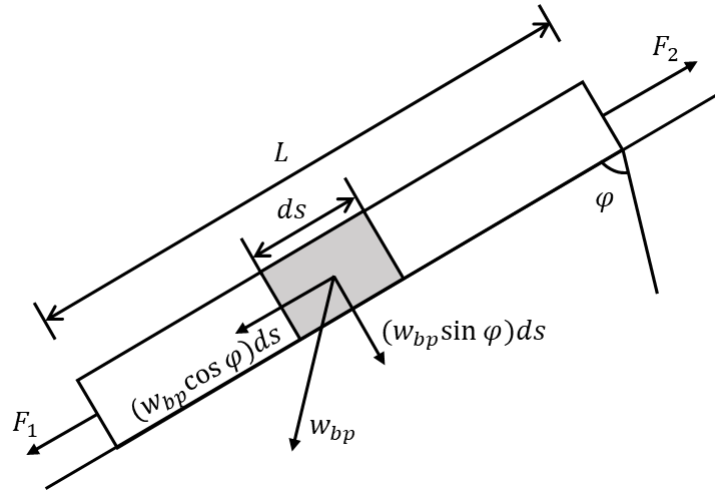


Figura 8. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería en una sección recta inclinada. Adaptado de Mitchell R. & Miska S. 2011.

$$F_2 = F_1 \pm \mu (w_{bp} \sin \varphi)L + (w_{bp} \cos \varphi)L \quad \text{Ecuación 13}$$

$$w_c = (w_{bp}) * \sin \varphi \quad \text{Ecuación 14}$$

3.2.2.1 Secciones curvas. Para el análisis de secciones curvas se toma en consideración una trayectoria de curvatura constante; la fuerza de gravedad actúa hacia abajo, es decir el perfil del pozo se tiende sobre un plano vertical. Al igual que para secciones rectas, se establece un sistema coordenado, normal (radial) y tangencial para analizar las fuerzas que actúan sobre el elemento. De igual manera se toma en cuenta que la sarta se mueve lentamente.

En las ecuaciones establecidas para secciones curvas que serán mostradas a continuación, se observa una constante “C” resultante la integración dentro del desarrollo matemático, esta debe ser hallada despejando su valor a partir del punto anterior calculado.

3.2.1.1.1 Curvas Drop Off. El análisis de este tipo de secciones establece que la tubería siempre estará en contacto con el lado inferior del pozo. Por medio de la sumatoria de fuerzas que actúan en el elemento Figura 9 en cada uno de los ejes coordenados establecidos, se obtienen las

ecuaciones para hallar el valor de fuerza de contacto por unidad de longitud de la tubería w_c

Ecuación 15, y la fuerza en la parte superior del elemento Ecuación 16.

$$w_c = \frac{F}{R} + w_{bp} \sin \varphi \quad \text{Ecuación 15}$$

$$F(\varphi) = (w_{bp}R) \left[\frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi - \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + C e^{\mu\varphi} \quad \text{Ecuación 16}$$

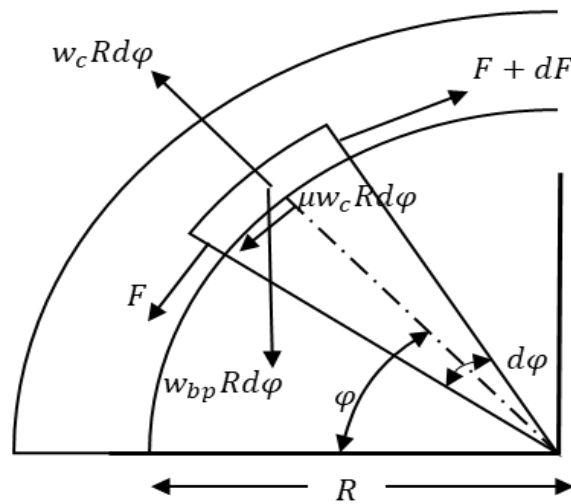


Figura 9. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Drop off. Adaptado de Mitchell R. & Miska S. 2011.

3.2.1.1.2 Curvas Build Up. Para el estudio de este tipo de curvas se presentan dos escenarios, alta y baja tensión en la tubería. Estableciendo un criterio de comparación entre la fuerza en la parte superior de la tubería y el producto entre el peso boyado del elemento, el radio de curvatura y el seno de la inclinación de la sección, se logra determinar en qué escenario se encuentra cada sección.

- Alta tensión

Se considera que es un escenario de alta tensión en la sarta dentro de la curva si:

$$F \geq w_{bp}R \sin \varphi$$

Ecuación 17

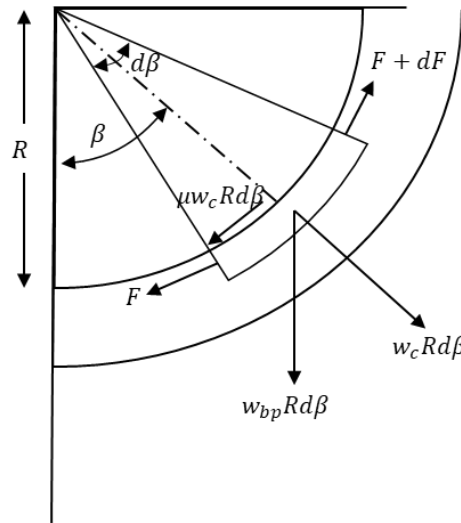


Figura 10. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Build Up de alta tensión. Adaptado de Mitchell R. & Miska S. 2011.

Este escenario establece que la fuerza de tensión (compresión) será lo suficientemente alta para que la tubería de perforación este en contacto con el lado superior del pozo, Figura 10. Realizando la sumatoria de fuerzas en los ejes coordenados normal (radial) y tangencial, y precisando que $\beta = \frac{\pi}{2} - \varphi$, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$w_c R = F - (w_{bp})R \cos \beta \tag{Ecuación 18}$$

$$F(\varphi) = -(w_{bp}R) \left[\frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi - \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + C e^{\mu \left(\frac{\pi}{2} - \varphi \right)} \tag{Ecuación 19}$$

- Baja tensión

Se considera que es un escenario de baja tensión en la sarta dentro de la curva si:

$$F \leq w_{bp}R \sin \varphi$$

Ecuación 20

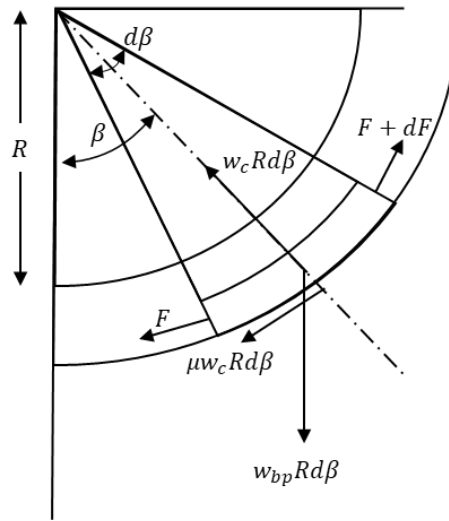


Figura 11. Diagrama de cuerpo libre del elemento de tubería dentro de una sección curva Build Up de baja tensión. Adaptado de Mitchell R. & Miska S. 2011.

Este escenario afirma que la tubería de perforación se desliza sobre el lado inferior del pozo, Figura 11. Siguiendo el mismo desarrollo matemático, se realiza la sumatoria de fuerzas en los ejes coordenados establecidos y se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$w_c R = (w_{bp}) R \cos \beta - F \quad \text{Ecuación 21}$$

$$F(\varphi) = (w_{bp} R) \left[\frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi + \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + C \exp \left[-\mu \left(\frac{\pi}{2} - \varphi \right) \right] \quad \text{Ecuación 22}$$

3.2.1.2 Torque para tubería en rotación pozos 2D. A partir de la segmentación de la sarta de perforación en secciones curvas y rectas, se establece una ecuación para secciones curvas drop off, y una ecuación general para las demás secciones.

El análisis se realiza partiendo de la consideración de un segmento de tubería de perforación MDs con puntos de referencia S_1 y S_2 , siendo $S_2 > S_1$, con ángulos de inclinación correspondientes φ_1 y φ_2 . A partir de lo anterior se establece que el momento requerido para vencer la fuerza de

arrastre y rotar la tubería será calculado por la Ecuación 23 para secciones rectas y curvas build up, y la Ecuación 24 será para secciones curvas drop off.

$$M_{1-2} = \int_{s_1}^{s_2} r_p \mu w_c ds = \int_{\varphi_2}^{\varphi_1} r_p \mu w_c R d\varphi \quad \text{Ecuación 23}$$

$$M_{1-2} = \mu r_p \{F_2(\varphi_1 - \varphi_2) + w_{bp} R [2(\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) - (\varphi_1 - \varphi_2) \sin \varphi_2]\} \quad \text{Ecuación 24}$$

Es importante mencionar que para el caso de secciones curvas build up, se establece un nuevo criterio de alta y baja tensión para facilitar el cálculo de la fuerza de contacto por unidad de longitud de la tubería w_c , Ecuación 25 y Ecuación 26.

- *Baja tensión*

$$90^\circ < \varphi < 30^\circ$$

$$w_c = w_{bp} (2 \sin \varphi - 1) \quad \text{Ecuación 25}$$

- *Alta tensión*

$$30^\circ < \varphi < 0^\circ$$

$$w_c = w_{bp} (1 - 2 \sin \varphi) \quad \text{Ecuación 26}$$

A continuación, se presentan las siglas para el modelo anteriormente descrito:

w_{bp} = Peso boyado por pie de tubería

w_c = Fuerza de contacto

φ = Inclinación

β = Ángulo entre puntos de survey

L =Longitud de la sección

R = Radio de la curvatura del pozo

C = Constante de integración, ecuaciones de arrastre.

r_p = Radio de la sarta de perforación

M_{1-2} = Torque en la sarta

s_1 = Profundidad medida lado inferior del segmento de tubería

s_2 = Profundidad medida lado superior del segmento de tubería

φ_2 = Inclinación en el lado superior del segmento de tubería

φ_1 = Inclinación en el lado inferior del segmento de tubería

3.2.3 Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016). En este estudio a partir del modelo de Aadnoy et al. (2010) se realizaron modificaciones con el fin incluir el efecto de la rigidez a la flexión de la tubería en los cálculos de arrastre en secciones curvas, estableciendo para el análisis una trayectoria de curvatura constante y contacto continuo de la tubería y las paredes del pozo. Las consideraciones específicas establecidas para el desarrollo del modelo son (Mirhaj, Aadnoy & Kaarstad, 2016):

- Es independiente la curvatura
- La fuerza requerida para dar forma a la tubería a lo largo del pozo será sumada como una fuerza normal, debida al momento de flexión causado por la curva. De igual forma debido a esta fuerza normal adicional, se calculará una fuerza de fricción adicional basándose en el modelo de fricción de Coulomb.

- Al tomar una trayectoria como una curvatura constante, el momento de flexión será constante y a partir de este se calculará la fuerza normal equivalente.
- Todas las fuerzas normales equivalentes serán aplicadas al fondo de la sección curva donde está el límite entre la sección recta y la sección curva. Esta es la condición conservativa que sobreestimara el momento de flexión y la fuerza normal equivalente en la curva.
- La fricción creada por la fuerza normal equivalente será sumada al modelo 3D de sarta suave en el límite donde la sección curva y la sección recta se interceptan.
- Este modelo simple tomará en cuenta la rigidez de la tubería para una trayectoria curva constante del pozo, así como para contacto continuo de la tubería y la pared del pozo.

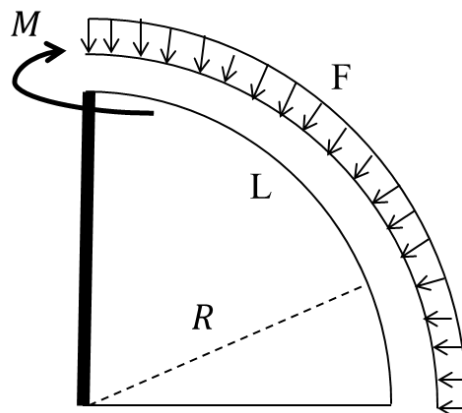


Figura 12. Momento de flexión constante a lo largo de la curvatura de curvatura constante. Adaptado de Mirhaj S., Kaarstad E. & Aadnoy B. 2016.

Inicialmente se debe realizar el ajuste a partir del cálculo del componente Q dependiente de la fuerza normal adicional debida a la rigidez de la tubería y al coeficiente de fricción del pozo, Ecuación 27. La fuerza normal adicional debida a la rigidez de la tubería, será a su vez una función de del módulo de Young del material, el momento de inercia, el radio y la longitud de la curva en estudio, Ecuación 28. Al hallar el valor Q , este se adiciona la fuerza de la sección anterior hallada

sin tener en cuenta la rigidez, Ecuación 31; y finalmente se calcula el valor de la fuerza para la sección curva, Ecuación 32.

$$Q = \mu * F_{stiff} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$F_{stiff} = \frac{E * I}{R * L} \quad \text{Ecuación 28}$$

$$I = \frac{64}{\pi} * (OD^4 - ID^4) \quad \text{Ecuación 29}$$

$$R = \frac{\Delta L}{\theta} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$F_1^* = F_1 + Q \quad \text{Ecuación 31}$$

$$F_2^* = F_1^* e^{\pm \mu |\theta_2 - \theta_1|} + \beta w \Delta L \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad \text{Ecuación 32}$$

Es importante aclarar que el modelo consiste en hacer un análisis dentro de los cálculos de arrastre para secciones curvas, por tanto, los cálculos de arrastre para secciones rectas y torque se realizan con el mismo procedimiento descrito anteriormente para el modelo de Aadnoy et al. (2010).

A continuación, se presentan las siglas para el modelo anterior mente descrito, al ser este una modificación del primer modelo mostrado, solo se nombran las variables faltantes.

Q = Fuerza de fricción adicional debida a la rigidez de la tubería

F_{stiff} = Fuerza normal adicional debida a la rigidez de la tubería

E =Módulo de Young

I = Momento de inercia

OD = Diámetro externo de la tubería

ID = Diámetro interno de la tubería

θ = Dog leg

F_1 = Fuerza en el lado inferior del segmento de tubería

F_1^* = Fuerza axial de arrastre con rigidez en el lado inferior del segmento de tubería

F_2^* = Fuerza axial de arrastre con rigidez en el lado superior del segmento de tubería

β = Factor de boyanza

w = Peso del segmento de tubería

ΔL = Longitud incremental de tubería

α_2 = Inclinación en el lado superior del segmento de tubería

α_1 = Inclinación en el lado inferior del segmento de tubería

4. Diseño de la herramienta TORA

TORA es una herramienta software desarrollada en C#, que permite calcular los parámetros de torque y arrastre en la sarta de perforación en unidades de campo durante operaciones ideales de tripping in, tripping out o movimiento combinado, que se llevan a cabo dentro de la perforación

de pozos. El análisis se realiza a partir de la integración de los datos de survey y de los componentes de las sargas de perforación utilizadas, para ser aplicados en tres modelos matemáticos que representan el comportamiento de estos parámetros desde diferentes metodologías de análisis.

La herramienta está constituida principalmente por cuatro módulos que permiten integrar la información y visualizar los resultados a través de una interfaz intuitiva y amigable para el análisis de los parámetros en estudio. A continuación, se describen a detalle cada uno de estos:

4.1 Módulo 1: Ingreso de datos

Este segmento consta de dos ventanas que permiten identificar y caracterizar el pozo y la fase que se va a estudiar. En la primera ventana figura 13, se deben ingresar los datos de identificación del pozo, como lo son nombre del campo y nombre del pozo.

En la segunda ventana se deben ingresar los datos característicos de la fase los cuales son: la gravedad específica del lodo (SG_{Lodo}), los coeficientes de fricción de hueco abierto (μ_{OH}) y hueco revestido (μ_{CH}) (si no se tienen se recomienda 0,25 para hueco abierto y 0,2 para hueco revestido), la gravedad específica de la tubería ($SG_{Acero} = 7,8$), la profundidad medida (MD), la velocidad de levantamiento o bajada (V_h), la velocidad rotacional de la sarta (N_r), el módulo de Young del acero ($4,3 \cdot 10^9$ lbf/ft²) (E), la ubicación de la zapato del casing anterior y la carga en el gancho.

Figura 13. Identificación del pozo.

	SG lodo	Coef. Fricción OH	Coef. Fricción CH	SG tubería	MD [R]	Vh [ft/s]	Nr [rpm]	E [lbf/ft²]	Carga del gancho [lbf]	Prof. del zapato [ft]
▶▶										

Figura 14. Caracterización de las fases.

4.2 Módulo 2: Carga de datos

En este módulo se presenta la ventana para carga de archivos tipo .xlsx de survey y sarta de perforación, utilizados en cada una de las fases a partir de los modelos estándar, figura 15 y figura 16, con el fin de unificar la información y realizar los cálculos previos a la aplicación de los modelos matemáticos.

BHA #1					
Componente	Longitud [ft]	MD [ft]	OD [in]	ID [in]	Peso nominal [lb/ft]

Figura 15. Formato estándar para subir los datos de la sarta de perforación.

MD [ft]	Incl [°]	Incl [Rad]	Azim Grid [°]	Azim Grid [Rad]	TVD [ft]	DLS [°/100ft]	DL [Rad]	Longitud [ft]
---------	----------	------------	---------------	-----------------	----------	---------------	----------	---------------

Figura 16. Formato estándar para subir los datos de survey.

El procedimiento consiste inicialmente en realizar una segmentación de 100 ft en la sarta de perforación a lo largo de la profundidad medida del pozo, luego se realiza una clasificación de cada segmento en secciones rectas o curvas a partir de la comparación de los ángulos de inclinación en la parte baja y alta del segmento, figura 17, teniendo en cuenta las condiciones que se muestran en la tabla 1. Es importante recalcar que la clasificación de las secciones de la sarta de perforación es el criterio principal dentro de los modelos matemáticos para el estudio de los parámetros de torque y arrastre que aquí se aplican.

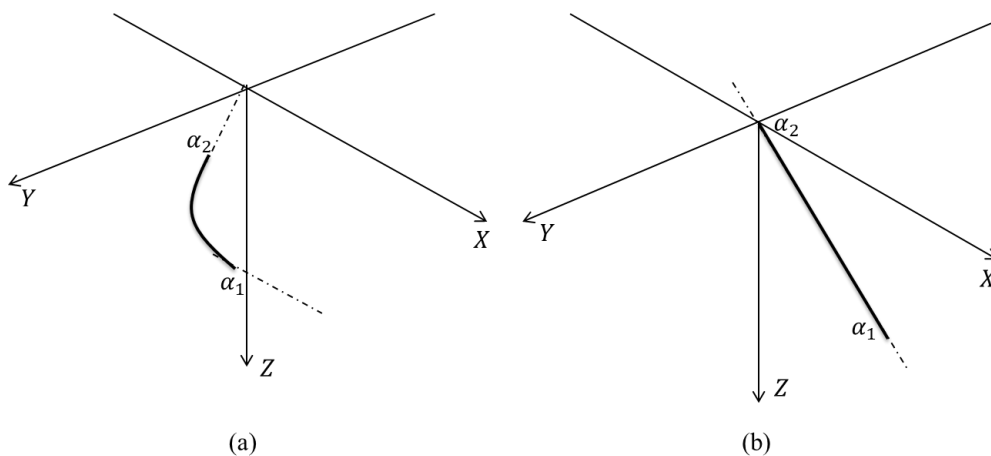


Figura 17. Ubicación de las posiciones de referencia en cada sección.

Tabla 1.

Criterios para la clasificación de secciones.

Tipo de sección	Condiciones		
Recta	α_1 y $\alpha_2 < 30^\circ$	y	$\alpha_1 = \alpha_2$
Curva	α_1 y $\alpha_2 > 30^\circ$	y	$\alpha_1 \neq \alpha_2$

Al tener establecidas cada una de las secciones se procede a estimar los aspectos característicos de cada una. La longitud de la sección será 100 ft en todas las secciones a excepción de la última, ya que su valor varía, si la profundidad medida total no es múltiplo de 100. Los valores de inclinación (α), azimut (Φ) y dog leg (θ) son hallados por medio de una extrapolación de los datos existentes en el survey para cada sección. Para el cálculo de diámetro externo (OD), diámetro interno (ID), radio de la sarta de perforación (r_p) y peso unitario (w_i) se realiza un promedio ponderado teniendo en cuenta cada una de las herramientas que componen dicha sección. Finalmente, el radio de curvatura (R) y profundidad vertical verdadera (TVD) son hallados a partir de las ecuaciones 30 y 33, respectivamente.

$$TVD = w_i * \Delta MD_i * \cos \alpha_i \quad \text{Ecuación 33}$$

En el siguiente módulo se observa la tabulación de los datos enunciados anteriormente como se muestra en la figura 18.

	Indice	Tipo	MD	Peso Estático	Peso Unitario	Peso Acumulado	TVD	Long Section	Inclinac	Azimuth	DL	R. pozo	R. curva
▶	0	Recta	100	167923.5212404...	2616	2616	99.9999...	100	-0.04...	1.36	0.12	0.229...	0
	1	Recta	200	165726.75260465	2616	5232	199.996...	100	0.5	1.36	0.24	0.229...	0
	2	Recta	300	163530.0670201...	2616	7848	299.992...	100	0.475...	6.165	0.255	0.229...	0
	3	Recta	400	161333.3735423...	2616	10464	399.984...	100	0.753...	176.48	0.32	0.229...	0
	4	Recta	500	159136.7943482...	2616	13080	499.978...	100	0.581...	337.48	0.265	0.229...	0
	5	Recta	600	156940.1383746...	2616	15696	599.976...	100	0.374...	331.3...	0.16	0.229...	0
	6	Recta	700	154743.41611663	2616	18312	699.970...	100	0.632...	336.47	0.19	0.229...	0
	7	Recta	800	152546.7807492...	2616	20928	799.968...	100	0.402...	350.09	0.16	0.229...	0
	8	Recta	900	150350.0656232...	2616	23544	899.965...	100	0.395...	341.0...	0.146...	0.229...	0
	9	Recta	1000	148153.3486740...	2616	26160	999.964...	100	0.342...	162.34	0.4	0.229...	0
	10	Recta	1100	145956.6186482...	2616	28776	1099.96...	100	0.320...	16.70...	0.403...	0.229...	0
	11	Recta	1200	143759.8838051...	2616	31392	1199.95...	100	0.470...	43.24	0.485	0.229...	0
	12	Recta	1300	141563.1885519...	2616	34008	1299.95...	100	0.567...	91.63	0.49	0.229...	0
	13	Recta	1400	139366.5269062...	2616	36624	1399.94...	100	0.756...	102.44	0.585	0.229...	0
	14	Recta	1500	137169.9491332...	2616	39240	1499.92...	100	1.238	148.5	1.24	0.229...	0
	15	Recta	1600	134973.6926854...	2616	41856	1599.91...	100	0.707...	178.8...	1.06	0.229...	0

Figura 18. Tabulación de resultados.

4.3 Módulo 3: Tabulación

A partir de los datos obtenidos en el módulo anterior la herramienta calcula el peso estático, el torque y los valores de carga en el gancho para las operaciones de tripping in, tripping out y movimiento combinado en cada fase. En las figuras 18, 19 y 20 se presentan los algoritmos de los tres modelos matemáticos aplicados en la herramienta.

Dentro de este segmento todos los valores numéricos calculados están en unidades de [lbf] para peso estático y arrastre, [lbf-ft] para torque y [°] para inclinación, y pueden observarse por medio de tablas individuales como se muestra en la figura 22. Es importante destacar que el análisis de la sarta de perforación se realiza desde fondo a superficie, sin embargo, con excepción al torque, la visualización se presenta de manera contraria con el fin de simplificar el análisis.

Los valores hallados en cada modelo corresponden a la metodología establecida para el análisis de torque y arrastre en la sarta de perforación encontrada en la literatura, como se muestra en la tabla 2.

indice	tipo	Tripping out	Tripping in	Combines TP out	Combined TP in	Torque Off Bottom	Torque Combinado Off Bottom
0	Recta	172122,5981906...	164483,0783783...	171032,5378233...	165569,6186417...	885,2655332850...	735,8428448626
1	Recta	169925,4253591...	162286,7139382...	168835,54113303	163373,07806051	885,1729050959	735,7663686421
2	Recta	167723,94722842	160094,8208998...	166636,1515071...	161179,0965173...	884,0746132656...	734,8595905988
3	Recta	165522,6929265	157902,6882462...	164436,8847297...	158984,9763391...	883,0294244038...	733,9966557350
4	Recta	163318,8900841...	155713,3327004...	162236,2298225...	156792,4728582...	881,3740050057...	732,6298988119
5	Recta	161116,6574472...	153522,25339006	160036,4273944...	154598,9633390...	880,0960196799...	731,5747611871
6	Recta	158916,3437550...	151329,1225663...	157837,6787841...	152404,26743333	879,2729826595...	730,8952406095
7	Recta	156713,6456107...	149138,5499759...	155637,6226882...	150211,0527945...	877,8835962766	729,7481274006
8	Recta	154513,0760366...	146945,68929792	153438,7328128...	148016,5124179...	877,0002852705...	729,0188430669
9	Recta	152312,5701387...	144752,7612973...	151239,87807012	145821,9332621...	876,1319845381...	728,3019516019
10	Recta	150112,5590400...	142559,3123444...	149041,2968035...	143627,0544771...	875,3800719838...	727,6811532167
11	Recta	147912,7513061...	140365,65039223	146842,8281798...	141432,0534147...	874,6758678408...	727,0997441256
12	Recta	145711,5489915...	138173,4622003...	144643,5899609...	139237,9011271...	873,6429996214...	726,2469815017
13	Recta	143509,4521138...	135982,2357867...	142443,8616589...	137044,3061379...	872,3974256008...	725,2186034858
14	Recta	141305,6237364...	133792,9086180...	140243,1929635...	134851,8192871...	870,7358287691...	723,8467463143
15	Recta	139097,5017170...	131608,5177418...	138040,2417453...	132662,2576097...	868,0166352782...	721,6017100817
16	Recta	136984,1148010...	129419,7815460...	135928,8117669...	130469,4844768...	866,4616568777...	720,3178780719

Figura 19. Tabulación de resultados Modelo 1: Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).

Tabla 2. Operaciones estudiadas por los modelos seleccionados.

Modelo	Tripping In/Out	Movimiento Combinado	Peso Estático	Torque Off Bottom
Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)	X	X	X	X
Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016)	X		X	X
Mitchell & Miska (2011)	X		X	X

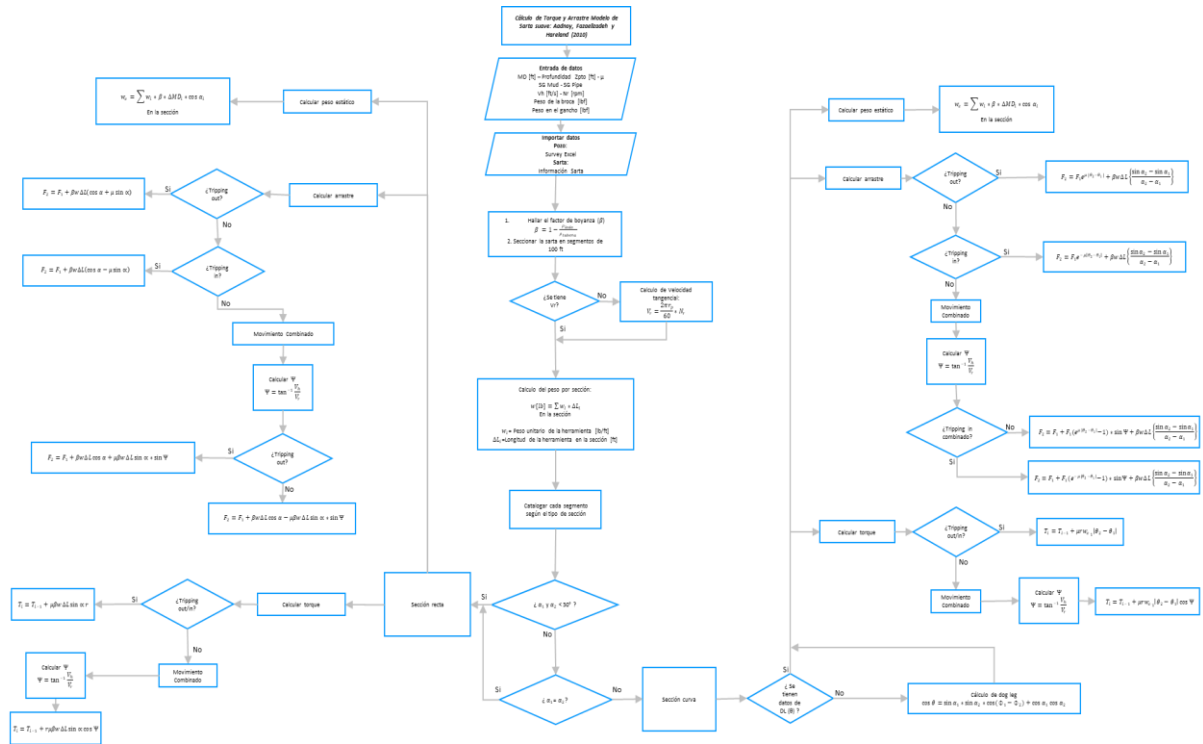


Figura 20. Algoritmo matemático: Modelo Aadnoy, Fazaeli and Hareland (2010).

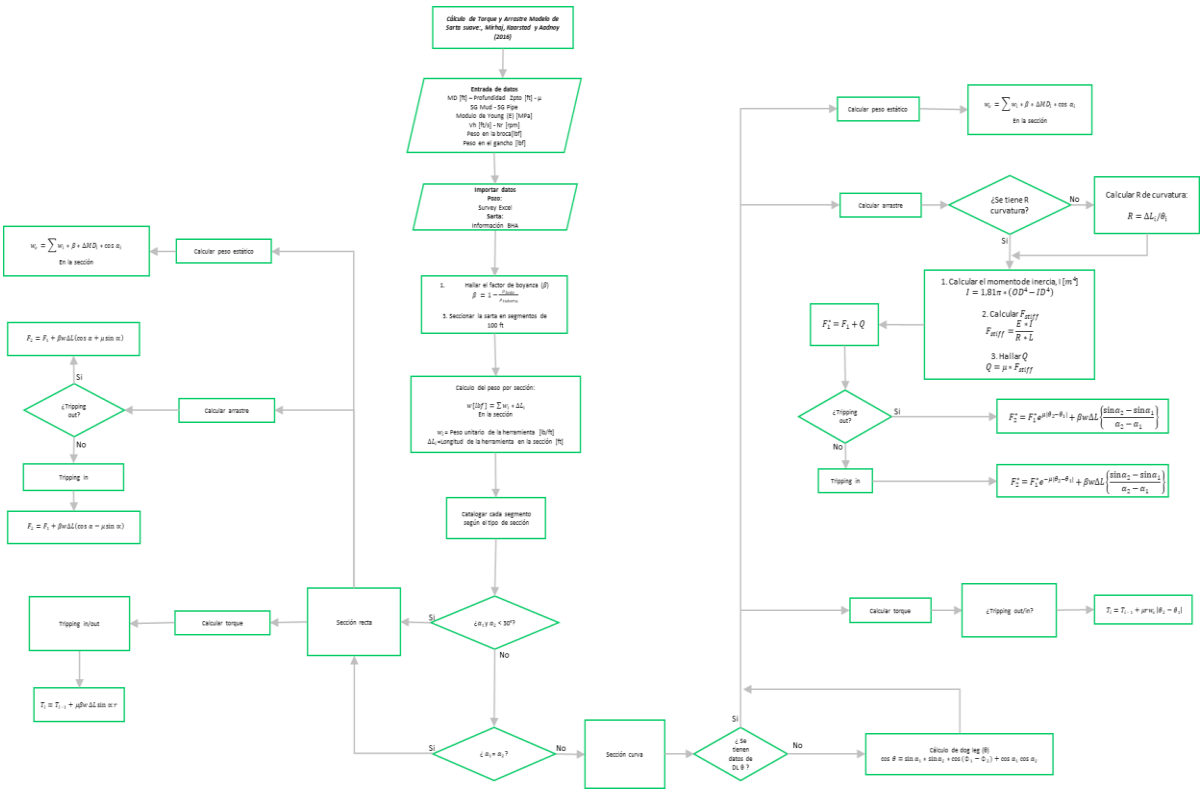


Figura 21. Algoritmo matemático: Modelo Aadnoy, Kaarstad & Mirhaj (2016).

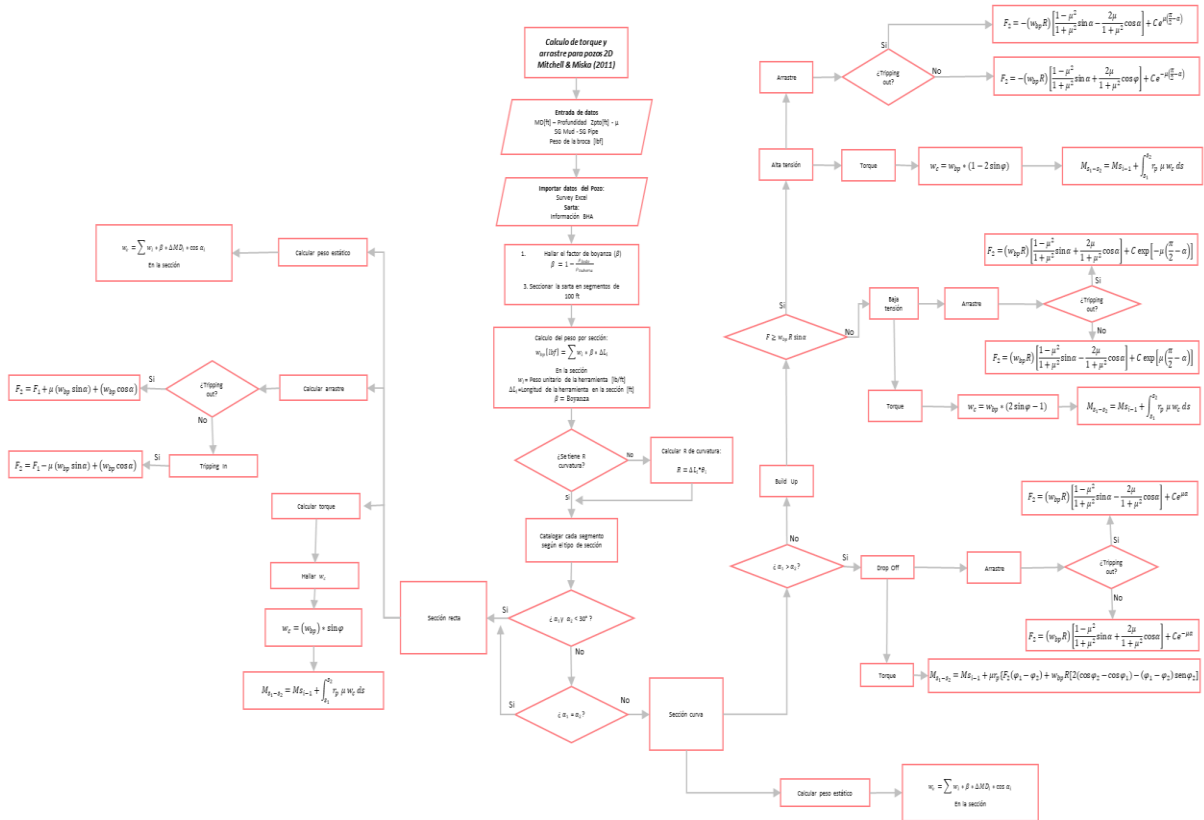


Figura 22. Algoritmo matemático: Modelo Mitchell R. & Miska S. (2011).

4.4 Módulo 4: Gráficos

En este módulo se muestra la representación gráfica de los valores numéricos hallados para torque y arrastre. La ventana consta de tres espacios gráficos los cuales permiten reunir todos los parámetros que se desean visualizar en graficas propias para cada modelo y adicionalmente permite observar para un modelo cada parámetro en graficas individuales.

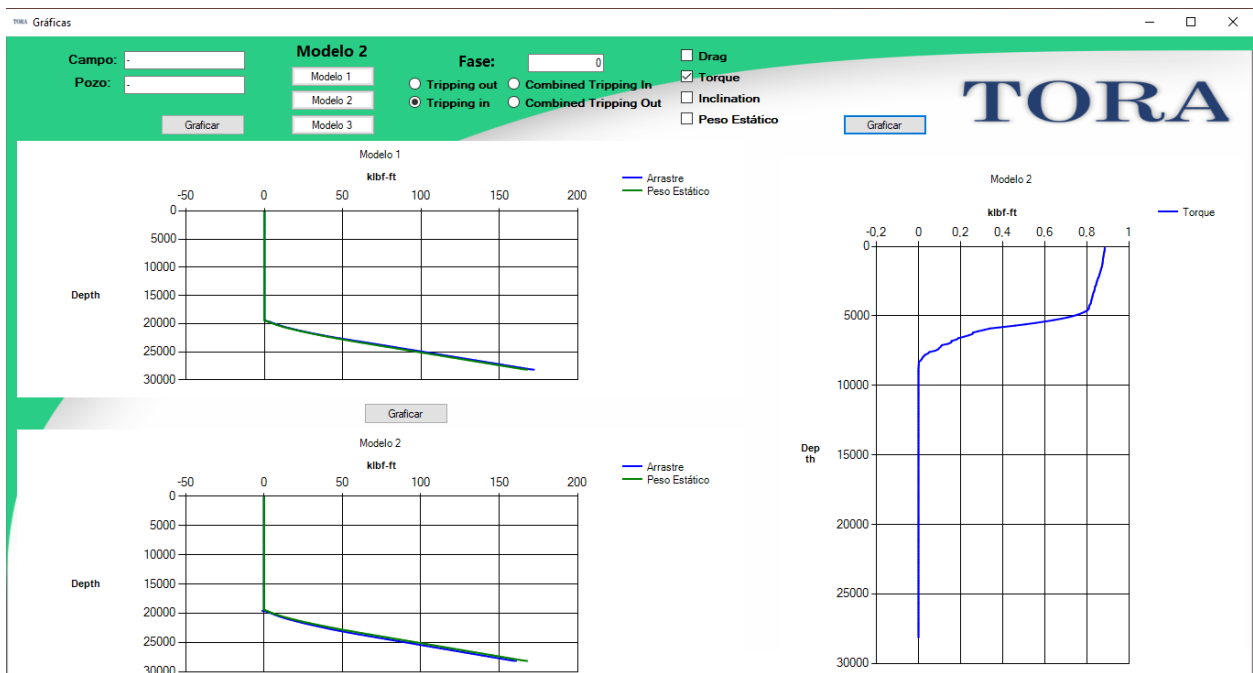


Figura 23. Resultados gráficos TORA.

5. Validación de la herramienta TORA

La validación de la herramienta (TORA) se realizó por medio de la reproducción de los ejemplos encontrados en la literatura para cada uno de los modelos utilizados. A continuación, se presentan los ejemplos junto con los resultados reportados, y adicionalmente se muestran los resultados gráficos y numéricos en fondo de pozo, obtenidos por la herramienta con sus respectivas conversiones.

Es importante destacar que dentro de la mayoría de los ejemplos el análisis se realiza por secciones de gran longitud y dentro de la herramienta para efectos de exactitud en los cálculos el pozo está discretizado en secciones de 100 ft que seguidamente son clasificadas en secciones rectas o curvas, dicha condición genera que existan algunas variaciones en los resultados. A partir de la anterior consideración se hizo necesario el desarrollo de cada uno de los ejemplos bajo este escenario, conservando la clasificación propuesta en la literatura y obteniendo así por medio de la herramienta Microsoft Excel una base comparativa ajustada que integra los resultados de la literatura y el contexto establecido en TORA.

5.1 Modelo Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)

5.1.1 Ejemplo 1. Se tiene un pozo tipo “S” perforado en el plano vertical, con una longitud total de 6924,08 ft, con una sarta de perforación compuesta por 528,08 ft de drill collars 8x3 in, con un

peso de 145,95lb/ft y radio de 0,328 ft, y 6396 ft de drill pipe 5 in con un peso de 19,52lb/ft y un radio de 0,2952 ft. El pozo se llena con un lodo de gravedad especifica 1,3 y tiene un coeficiente de fricción estimado en 0,2. El BHA está ubicado justo debajo de la sección drop off, en posición vertical. En este caso no se presentan cambios en el azimut, y el dog leg será igual al cambio en la inclinación. En la figura 24 y en la tabla #3 se puede observar la trayectoria del pozo y las características de los componentes de la sarta de perforación, respectivamente.

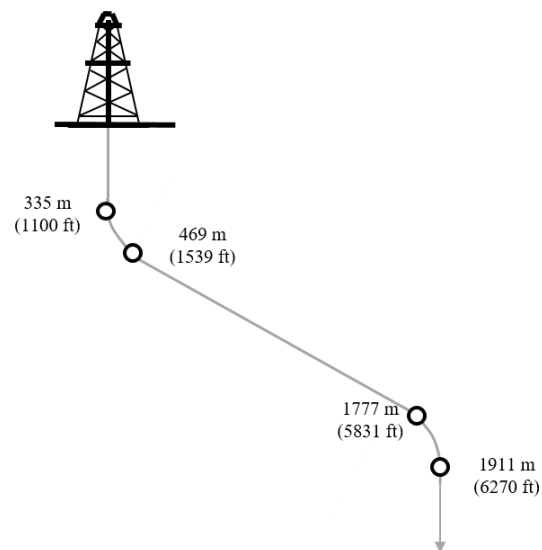


Figura 24. Trayectoria pozo 2D para el ejemplo 1 del modelo de Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland (2010).

Tabla 3.

Descripción sarta de perforación ejemplo 1.

Herramienta	Longitud [ft]	MD [ft]	OD [in]	Peso unitario [lb/ft]
Drill pipe 5"	6397,6	6397,6	1,8	19,5
BHA	528,2	6925,9	1,9	145,9

Los resultados presentados en el paper y en Excel se evidencian en las figuras 25 y 26, y los obtenidos mediante TORA se pueden evidenciar en la figura 27, adicionalmente en la tabla 4 se realiza una comparación de los valores en fondo.

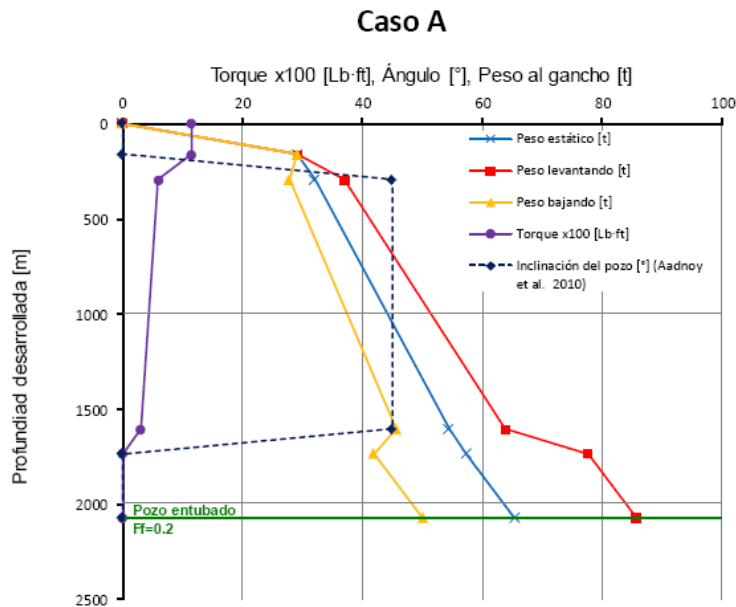


Figura 25. Valores de torque y arrastre presentados en la literatura ejemplo 1. Adaptado de: Garibay, (2015).

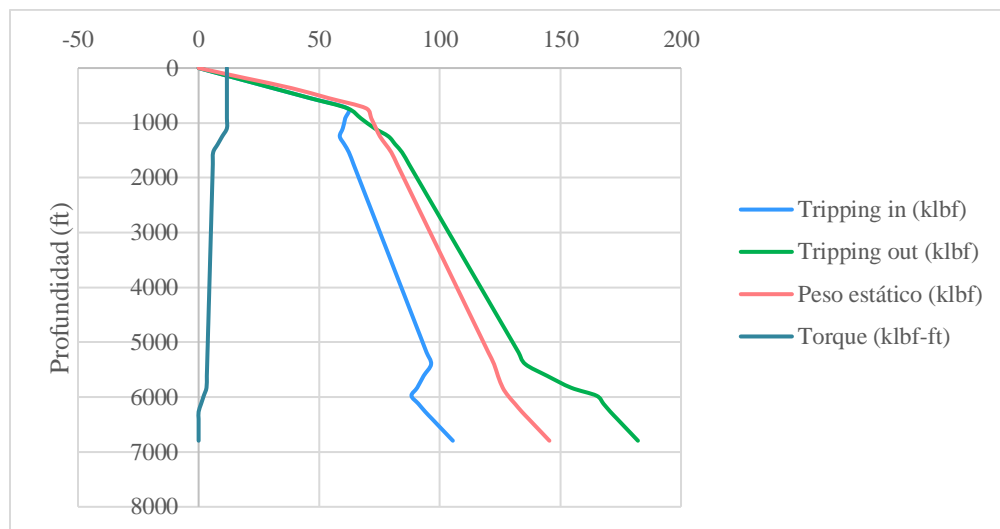


Figura 26. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 1.

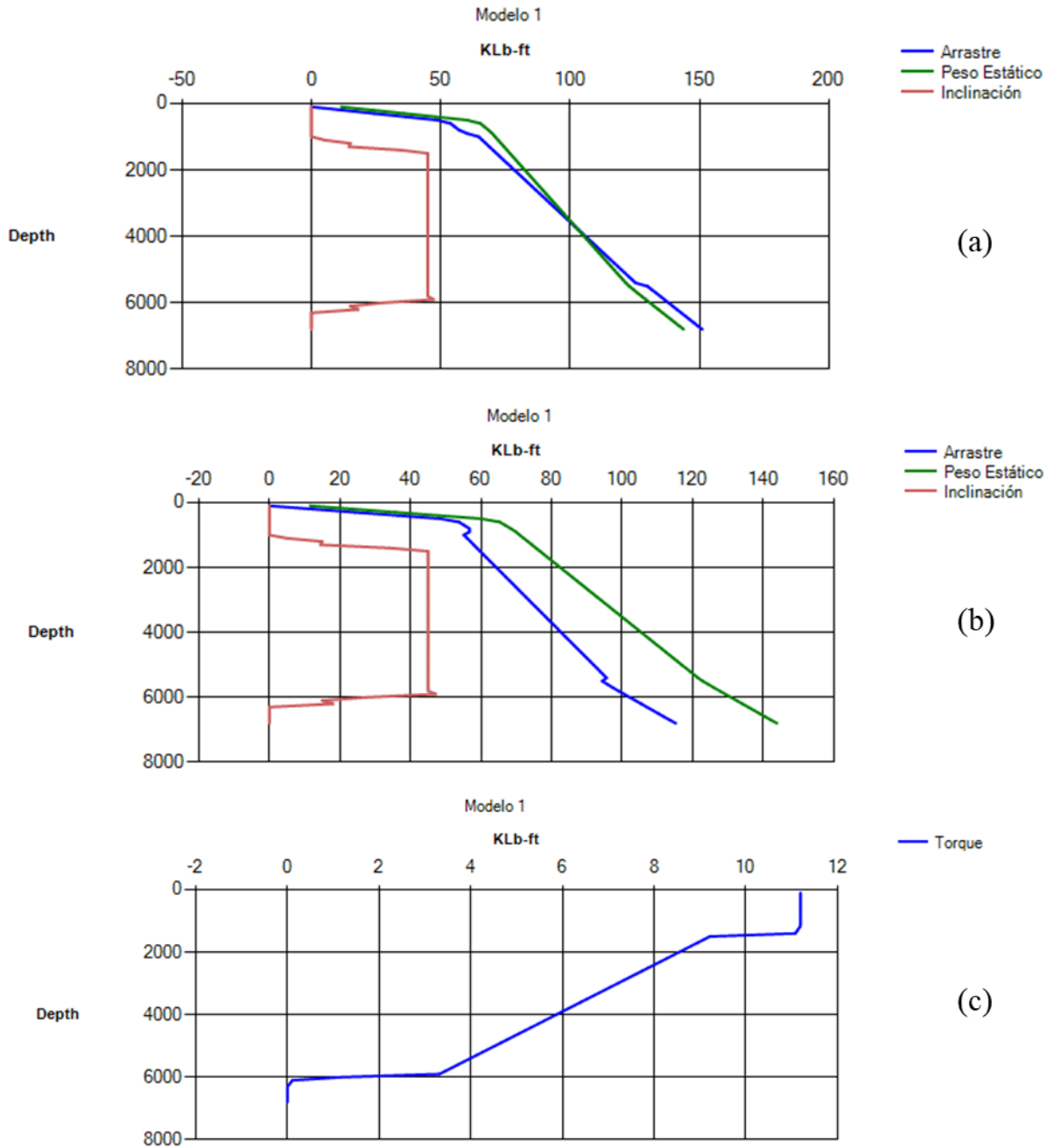


Figura 27. Resultados en TORA ejemplo 1.

(a) Tripping out, (b) Tripping in y (c) Torque Off Bottom.

Tabla 4.
Comparación de resultados ejemplo 1.

Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland					
Resultados	MD ft	Peso estático lbf	Tripping out lbf	Tripping in lbf	Torque lbf-ft
Literatura	6794,7	144192,5	188907,0	110403,8	11358,0
TORA	6794,7	143899,4	165096,1	115211,2	11194,3
Microsoft Excel	6794,7	145434,5	182137,7	105399,5	11729,4

Tabla 5.
Porcentajes de error ejemplo 1.

% Error	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
Paper - Excel	0,9	3,6	4,5	3,3
Excel - Herramienta	1,1	9,4	9,3	4,6
Herramienta - Paper	0,2	12,6	4,4	1,4

5.1.2 Ejemplo 2. El pozo F-9 AYT4 se encuentra en el campo Oseberg localizado en la parte norte del Mar del Norte. Tiene una profundidad desarrollada de 28159,45 ft y una profundidad vertical de 10190,29 ft, el fluido de perforación utilizado para perforar la última etapa tiene un peso de 78,03 lb/ ft³ y la zapata de 9 5/8" es colocada a 22992,13 ft de profundidad desarrollada. A continuación, se muestra la trayectoria del pozo en la figura 28 y más especificaciones de ésta en la tabla 6.

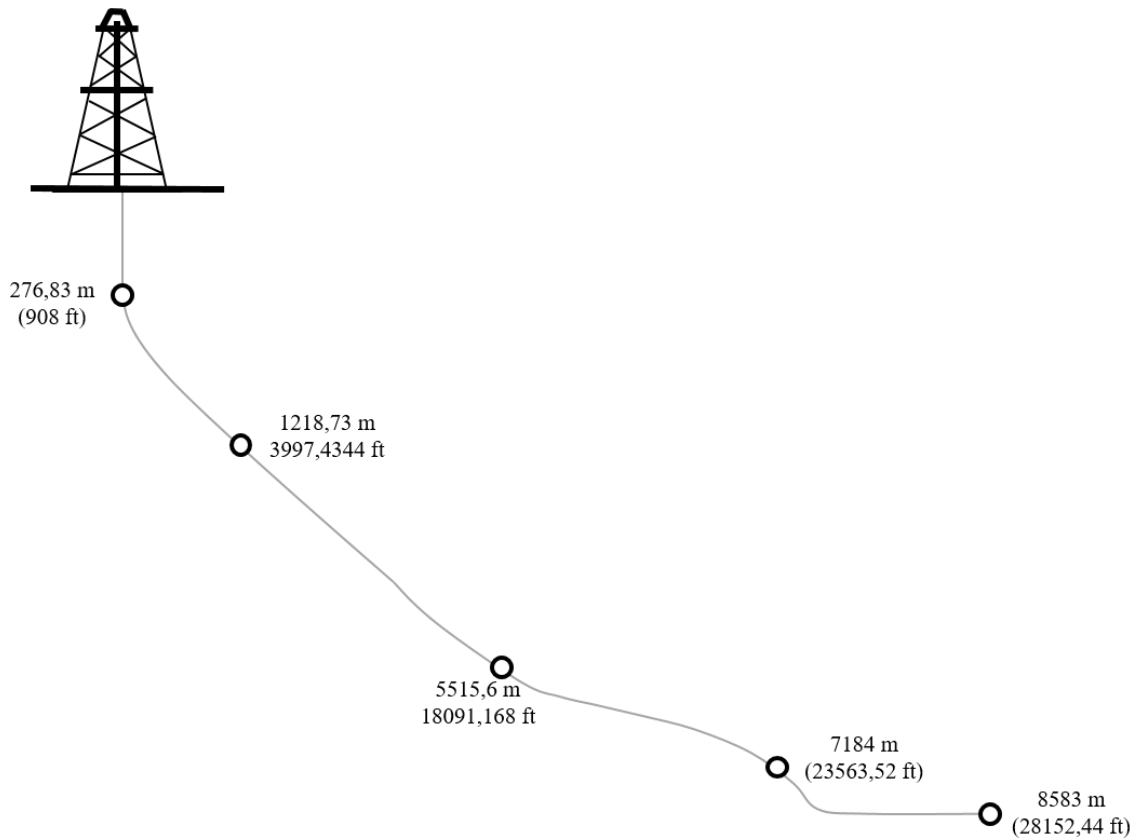


Figura 28. Trayectoria pozo para ejemplo 3D del modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)

Tabla 6.

Descripción de la trayectoria del ejemplo 2.

Sección	Profundidad desarrollada [ft]	Longitud de la sección [ft]	Inclinación α [°]	Azimuth ϕ [°]
Vertical	0	908,0	0	264
Construcción de ángulo	908,0	436,5	0	264
Construcción de ángulo	1344,5	816,0	8	231
Construcción de ángulo	2160,5	1836,9	23,4	266
Tangencial	3997,4	7001,8	60	266
Construcción de ángulo	10999,2	715,8	60	266
Tangencial	11715,0	1578,4	68	258

Construcción de ángulo	13293,4	588,6	68	258
Tangencial	13881,9	4209,2	80	258
Tumbar ángulo	18091,7	2870,0	80	258
Tangencial	20961,7	1179,8	70	214
Construcción de ángulo	22140,9	1422,5	70	214
Horizontal	23563,5	4588,7	90	191
Profundidad total	28152,4		90,3	190,8

Adicionalmente los datos de entrada son: Densidad del fluido de perforación 78,03 lb/ ft³, factor de fricción 0,2 para agujero entubado y 0,25 para agujero descubierto, a continuación, en la tabla 7 se muestran las especificaciones de la tubería de perforación y la sarta de perforación:

Tabla 7.

Descripción de la sarta de perforación ejemplo 2.

Herramienta	Longitud [ft]	Profundidad [ft]	OD [in]	Peso unitario [lb/ft]
DP	14349,1	14349,1	6,6	29,1
Combinación	3,5	14352,6	7,3	95,8
DP	7678,4	22031,1	5,9	26,7
Combinación	3,6	22034,6	6,6	71,6
DP	5414,7	27449,4	5,0	22,9
HWDP	89,5	27538,9	5,0	49,7
Acelerador	36,9	27575,9	6,6	90,9
HWDP	268,3	27844,2	5,0	49,7
Martillo mecánico	30,3	27874,5	6,8	69,4
HWDP	89,7	27964,2	5,0	49,7
Estabilizador ajustable	9,7	27973,9	6,8	89,3
LWD	30,8	28004,8	6,8	100,8
Válvula de pie	3,1	28007,8	6,8	71,6
Rimador	13,6	28021,4	8,5	51,91
Combinación	7,6	28028,9	6,8	105,1
Estabilizador ajustable	9,74816	28038,7	6,8	92,3
Hta MWD	18,5648	28057,3	6,9	96,0

LWD	11,808	28069,1	6,7	100,8
LWD	18,4992	28087,6	8,3	96,0
LWD	30,996	28118,6	8,4	93,1
LWD	9,184	28127,8	6,8	96,0
Combinación	23,2224	28150,9	8,4	96,0
Broca triconica	1,2464	28152,2	8,5	90,0

Los resultados presentados en la tesis y en Excel se muestran en las figuras 26 y 27. Los obtenidos mediante TORA se pueden evidenciar a través de las figuras 28 y 29, y en la tabla 8.

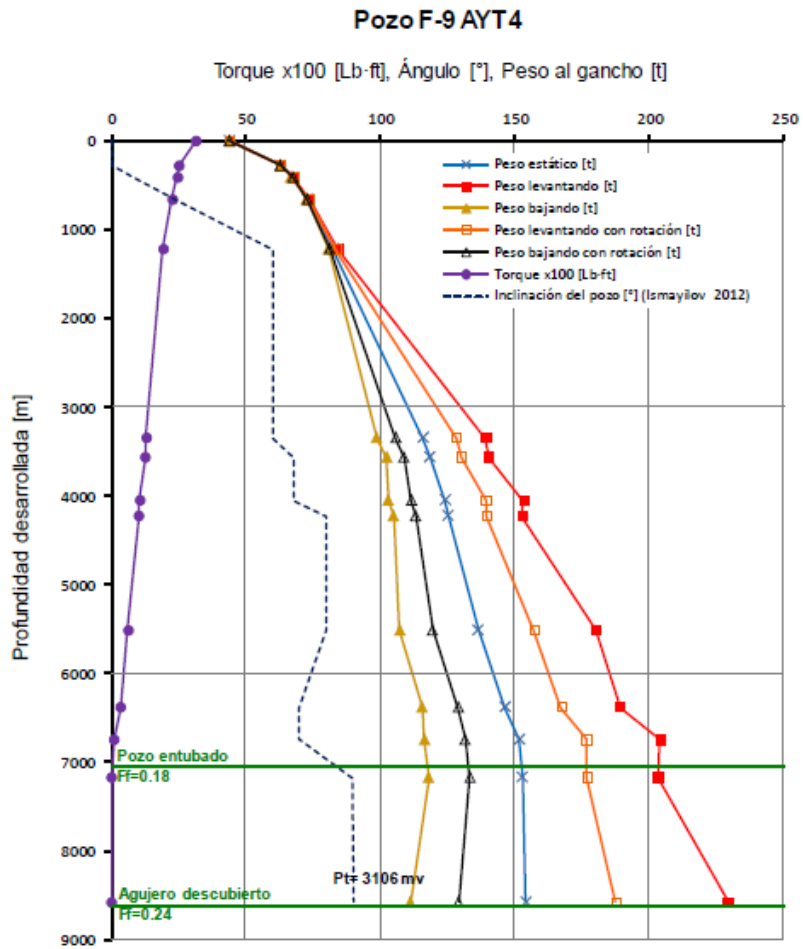


Figura 29. Resultados de torque y arrastre en la literatura ejemplo 2. Adaptado de: Garibay, (2015).

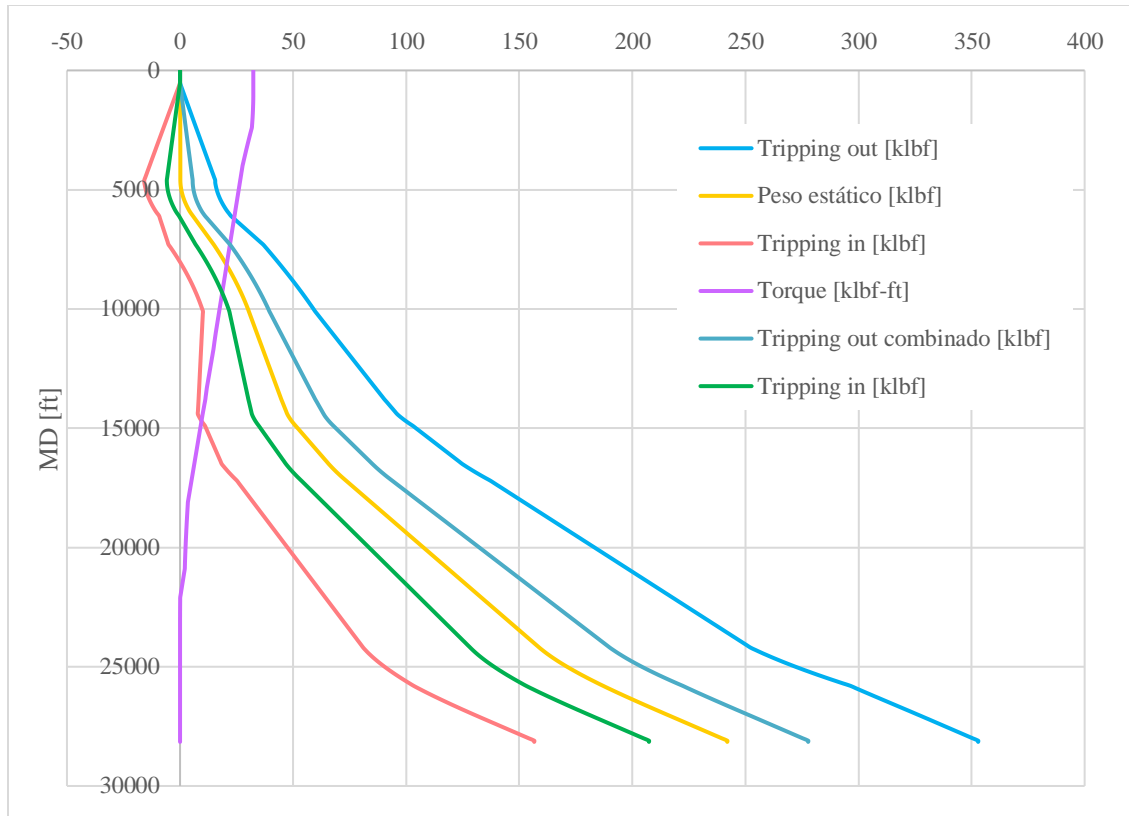


Figura 30. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 2.

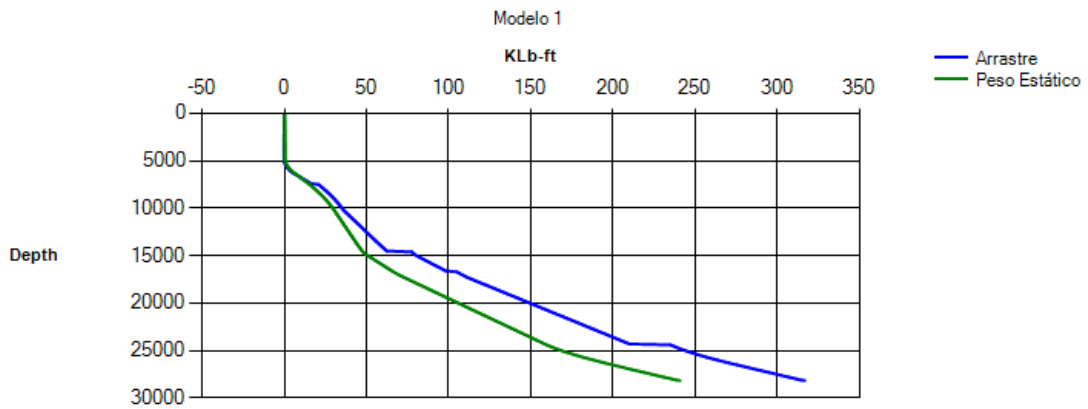


Figura 31. Resultados en TORA de tripping in movimiento combinado y peso estático ejemplo 2.

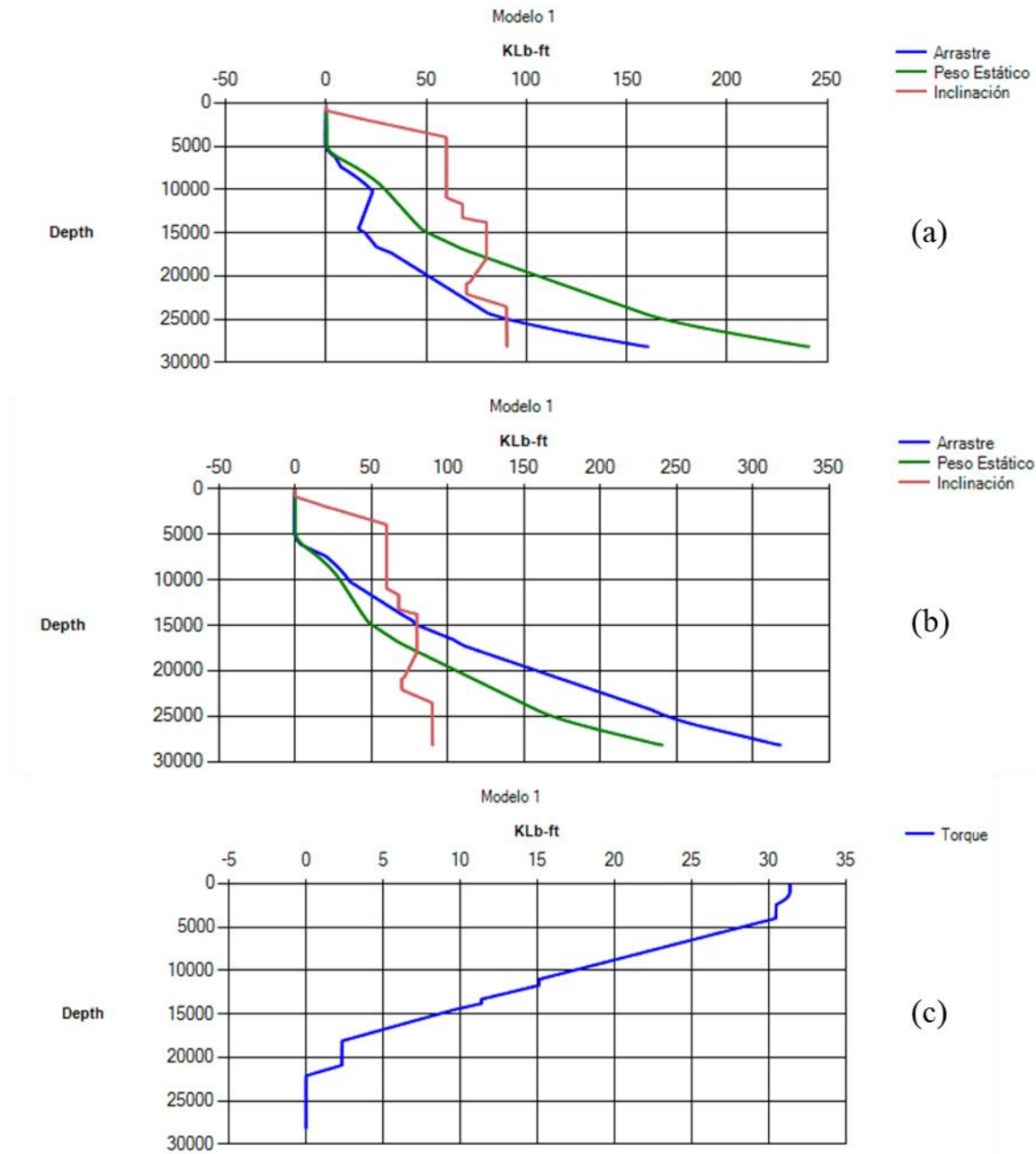


Figura 32. Resultados en TORA ejemplo 2.
(a) Tripping in, (b) Tripping Out y (c) Torque Off Bottom.

A partir de los resultados que se muestran en la tabla 8, se hallan los porcentajes de error, tabla 9, para cada parámetro en las operaciones de perforación obteniendo valores entre 0,2% y 21,2 % los cuales a pesar de ser un poco altos se consideran aceptables debido a la metodología para el desarrollo matemático del modelo que se emplea en la literatura, ya que en esta se consideran

catorce secciones, mientras que en la herramienta son analizadas 240 secciones debido a la condición para la segmentación del pozo, motivo por el cual se da una diferencia notable en los resultados al ser un pozo de gran longitud.

Tabla 8.
Comparación de resultados ejemplo 2.

Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland							
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque	Tripping out Comb.	Tripping in Comb.
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft	lbf	lbf
Literatura	28152	252208,8	416216,9	157410,1	31450,0	325622,8	197093,3
TORA	28152	240799,8	328170,9	160601,7	31381,9	316786,1	181981,9
Microsoft Excel	28152	241972,8	352909,9	156610,9	32395,5	277753,1	207345,1

Tabla 9.
Porcentajes de error ejemplo 2.

% Error	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque	Tripping out Combinado	Tripping in Combinado
Paper Excel	4,1	15,2	0,5	3,0	14,7	5,2
Excel Herramienta	0,5	9,8	2,5	3,1	14,1	12,2
Herramienta Paper	4,5	21,2	2,0	0,2	2,7	7,7

5.2 Modelo S.A.Mirhaj, E.Kaarstad y B.S. Aadnoy

5.2.1 Ejemplo 3. Este modelo es implementado en la fase de planeación de dos pozos, en la operación de tripping out se evalúa la carga en el gancho. El pozo es de tipo build and hold. La trayectoria del pozo se presenta en la figura 33 y se describe en la tabla 10.

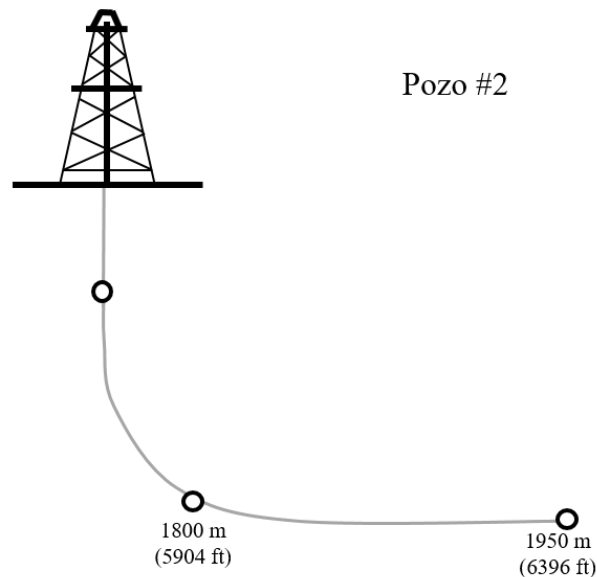


Figura 33. Trayectoria de pozo para el ejemplo 3.

Tabla 10.
Condiciones operacionales ejemplo 3.

Especificaciones	Pozo # 2
KOP [ft]	2952,8
DLS [°/100ft]	30
Long. horizontal [ft]	492,1
Drill Pipe (OD, ID) [in]	(5",4")
BHA (OD, ID) [in]	(8",3")

Long. BHA [ft]	196,85
SG lodo	1,28
μ	0,25-0,4

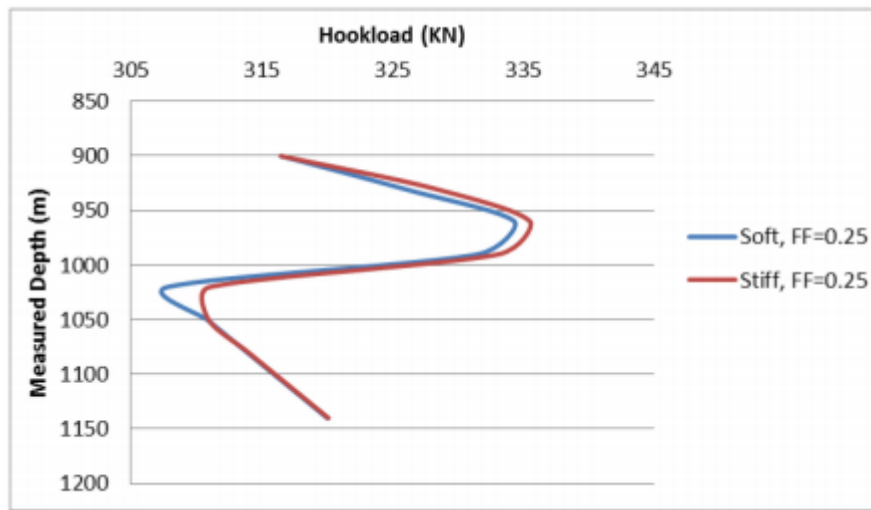


Figura 34. Valores de torque y arrastre presentados en la literatura ejemplo 3.

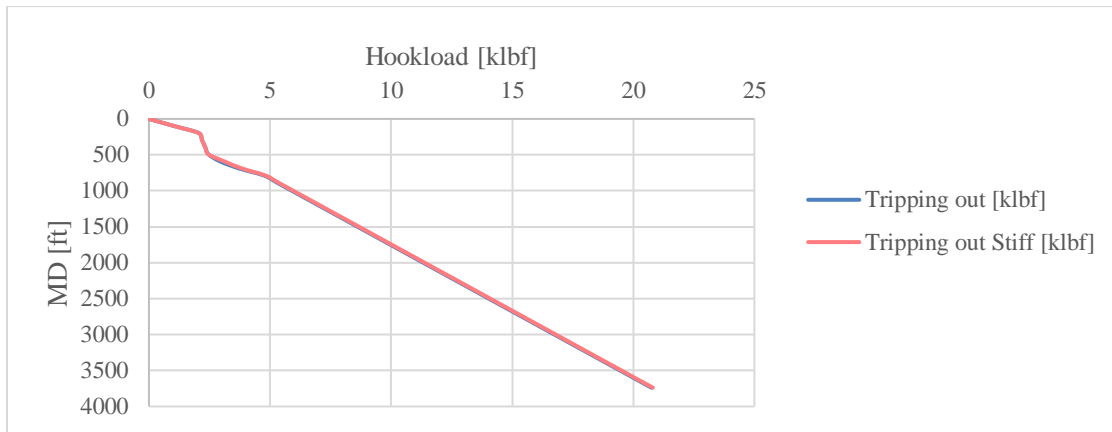


Figura 35. Valores de torque y arrastre de Microsoft Excel para el ejemplo 3.

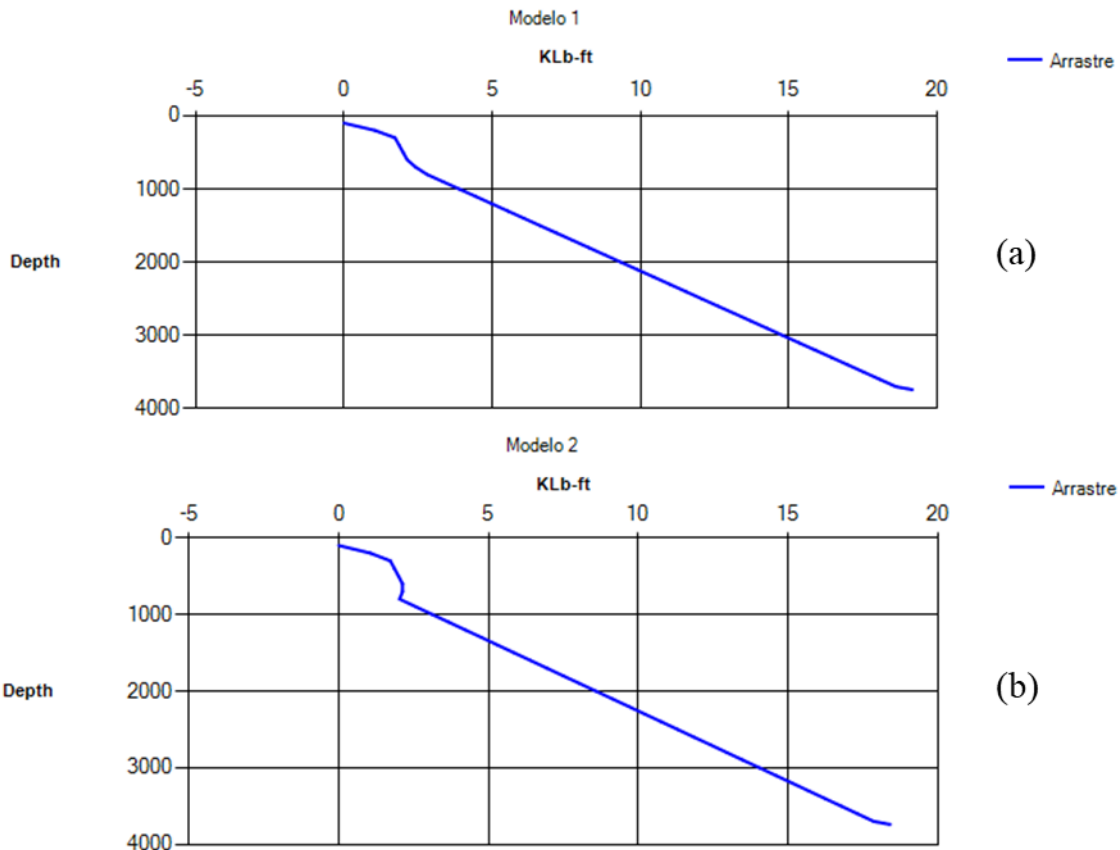


Figura 36. Resultados en TORA ejemplo 3.
 (a) Tripping out sin rigidez y (b) Tripping out con rigidez.

A continuación, se presenta la comparación de los valores numéricos obtenidos que se muestran en la tabla 11 y los respectivos porcentajes de error, tabla 12. Es importante recalcar que a pesar de que este modelo integra la rigidez de la tubería en su formulación matemática la diferencia que existe entre el modelo convencional de Aadnøy et al.(2010) y esta modificación es poco notable para este ejemplo.

Tabla 11.
Comparación de resultados ejemplo 3.

Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy			
Resultados	MD [ft]	Tripping out [lbf]	Tripping out (Stiff) [lbf]
Literatura	3739,2	-	-
TORA	3739,2	19171,83	18406
Microsoft Excel	3739,2	20752,1	20309,98

Tabla 12.
Porcentaje de error ejemplo 3.

% Error	Tripping out	Tripping out (Stiff)
Excel - Herramienta	8,2	10,3

5.2 Mitchell & Miska (2011)

5.3.1 Ejemplo 4. Considerando un pozo tipo “S” con una trayectoria comprendida por una sección recta con KOP en 1100 ft, seguido de una sección build up de 439 ft, una sección tangente de 4292 ft y finalmente con una sección drop off de 439 ft. La sarta de perforación está compuesta por un drill pipe 5 in con un peso boyado de 20,15 lbf/ft, y un BHA con un peso de 20.000 lbf que se encuentra suspendido debajo de la sección drop off. El coeficiente de fricción del pozo es 0,2. A continuación se presentan la tabla 13 y figura 37 con las respectivas características del pozo en estudio.

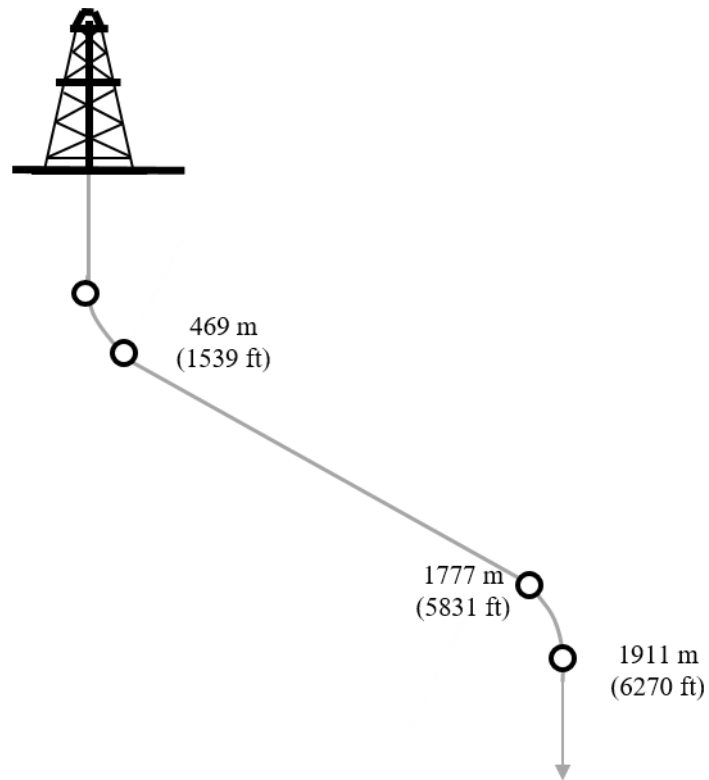


Figura 37. Trayectoria de pozo ejemplo 4.

Tabla 13.

Descripción de la sarta de perforación ejemplo 4.

Herramienta	Longitud [ft]	MD [ft]	OD [in]	Peso unitario [lbf/ft]
Drill Pipe 5"	6270	6270	5	20,15
BHA	1	6271	5	20.000

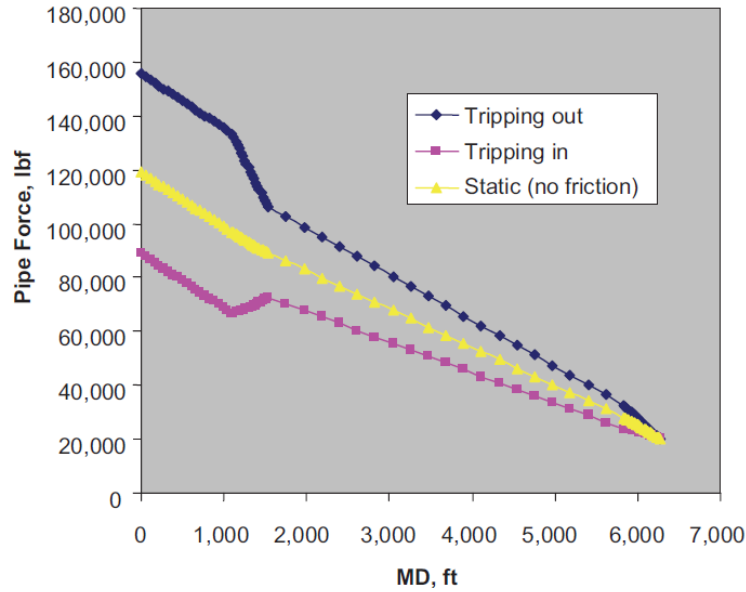


Figura 38. Resultados de arrastre y peso estático en la literatura ejemplo 4. Adaptado de: Mitchell & Miska, (2011).

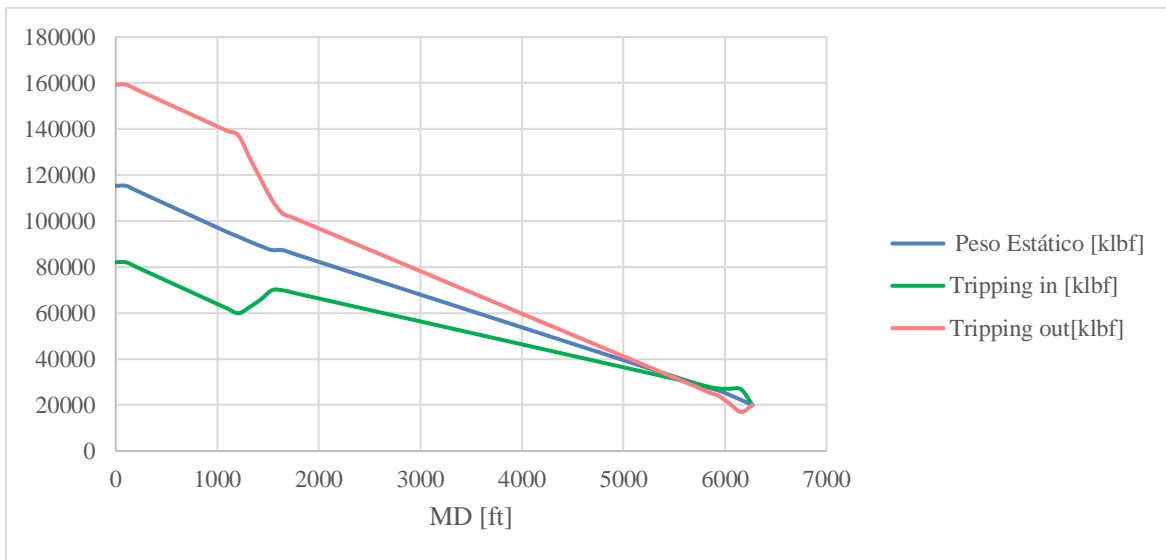


Figura 39. Valores de arrastre y peso estático de Microsoft Excel para el ejemplo 4.

A partir de los resultados hallados se realiza una comparación entre los datos de la literatura, Excel y la herramienta, y se presenta el porcentaje de error en cada caso, obteniendo valores entre 0,7 % y 14,6 %, posiblemente debido a la constante de integración que presenta el planteamiento matemático del modelo, ya que la metodología para su cálculo aparentemente no representa de

manera concreta las características de los segmentos de gran longitud que se presentan en el desarrollo del ejemplo.

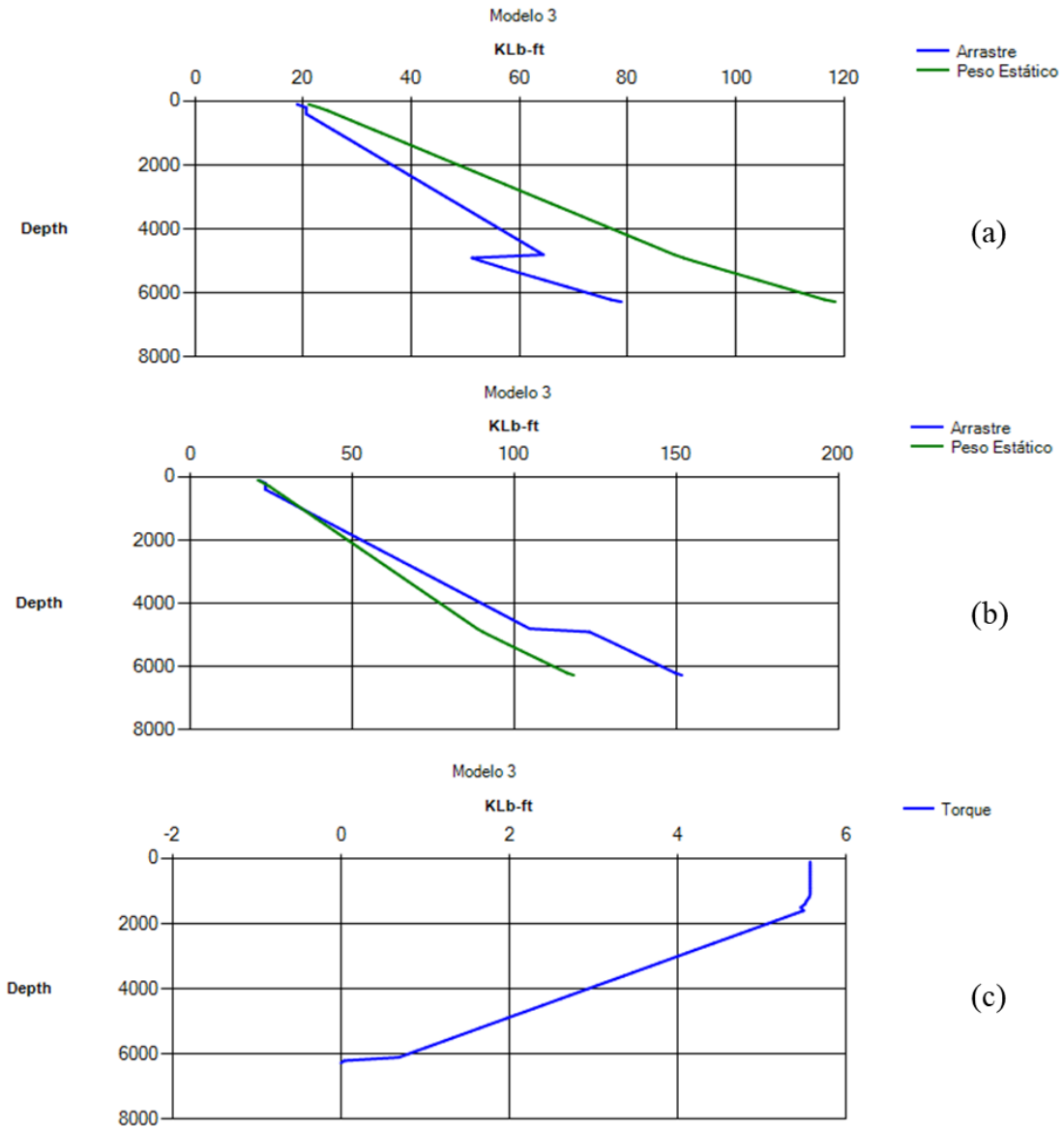


Figura 40. Resultados en TORA ejemplo 4.
 (a) Tripping in, (b) Tripping out y Torque (c).

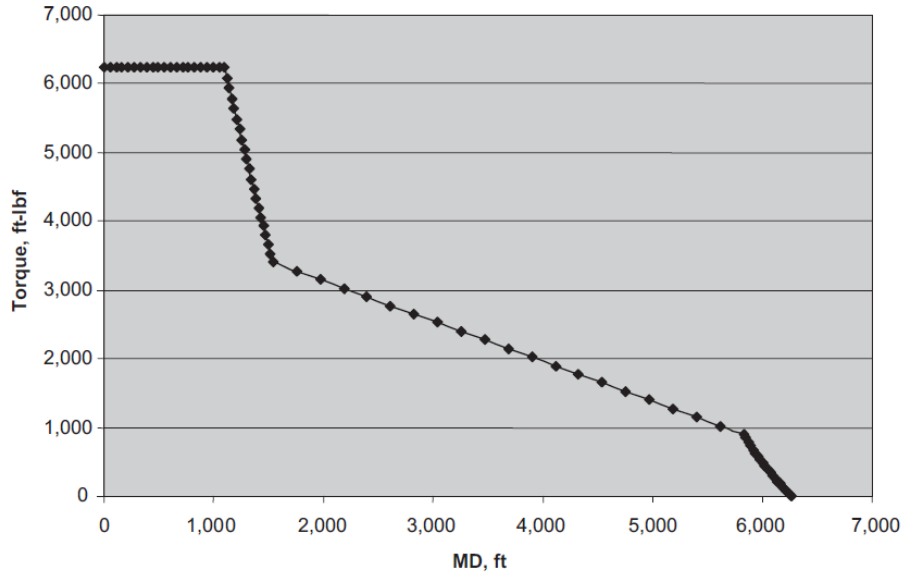


Figura 41. Valores de torque presentados en la literatura ejemplo 4. Adaptado de: Mitchell & Miska, (2011).

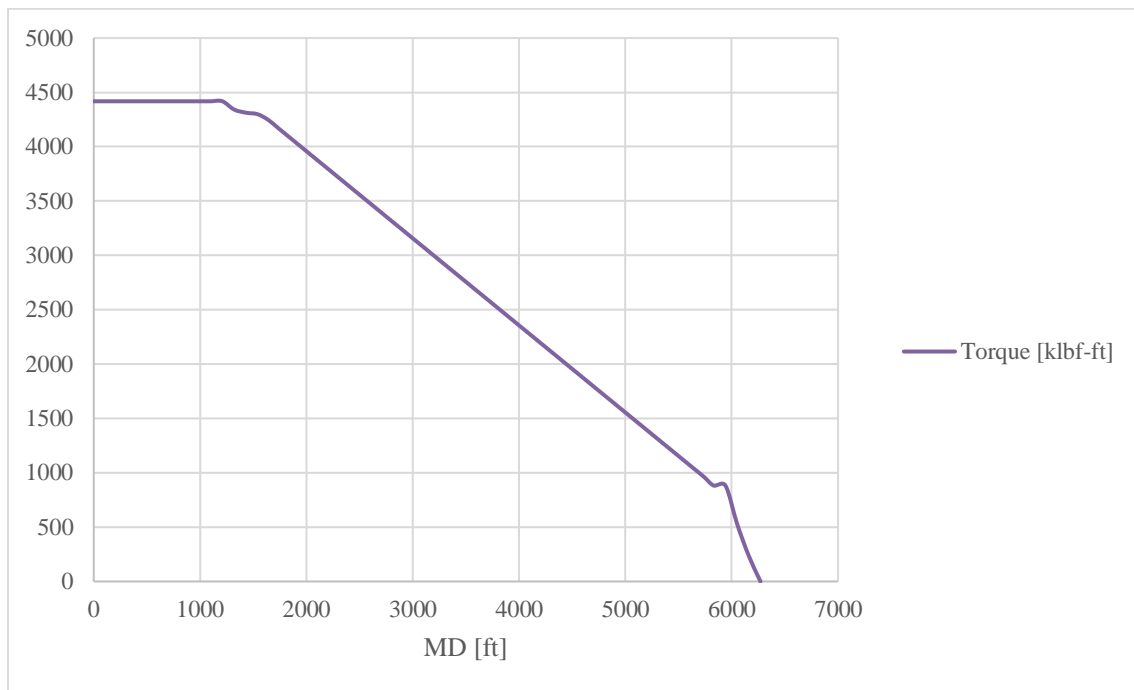


Figura 42. Valores de torque de Microsoft Excel para el ejemplo 4.

Tabla 14.
Comparación de resultados ejemplo 4.

Mitchell & Miska					
Resultados	MD ft	Peso estático lbf	Tripping out lbf	Tripping in lbf	Torque lbf-ft
Literatura	6270	119220	154165,0	92249,0	6457,0
TORA	6270	118369,1	151730,1	78807,8	5573,5
Microsoft Excel	6270	115309,2	159303,5	82084,5	5890,9

Tabla 15.
Porcentajes de error ejemplo 4.

% Error	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
Paper - Excel	0,7	1,6	14,6	13,7
Excel - Herramienta	2,7	4,8	4,0	5,4
Herramienta - Paper	3,3	3,3	11,0	8,8

5.3 Análisis de sensibilidad

Con el fin de conocer y explicar el cambio que ocurre en los valores de torque y arrastre bajo dos escenarios diferentes con parámetros sensibles en este contexto como lo son el radio de las herramientas que componen una sección y el coeficiente de fricción del pozo, se estudió la variación que estos presentan cuando se alteran en 0,1 (ft para el caso del radio).

5.3.1 Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)

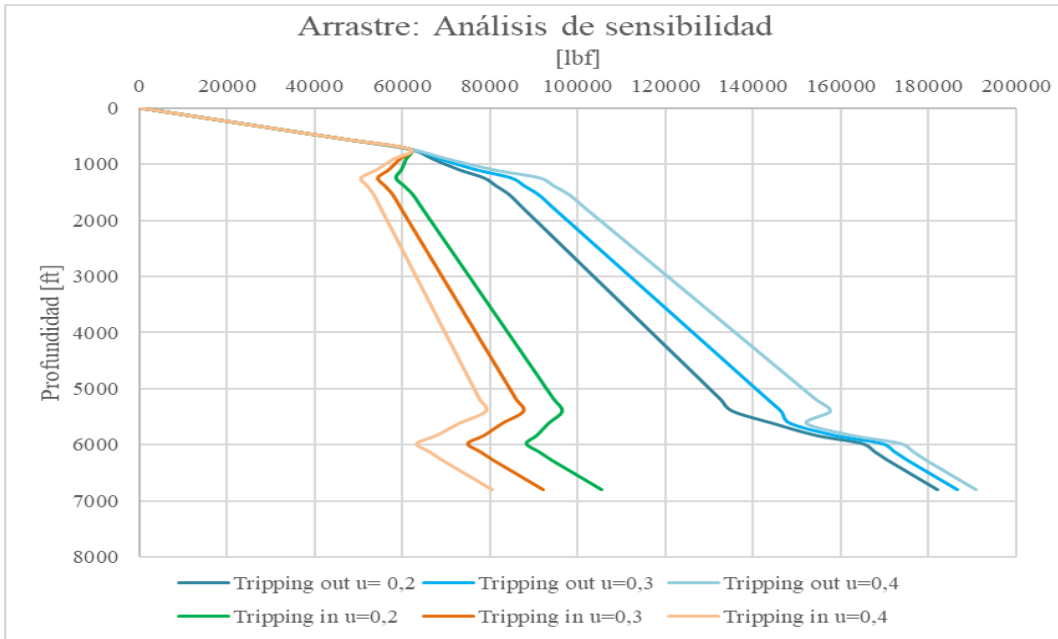


Figura 43. Sensibilidad de los valores de tripping out en el modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).

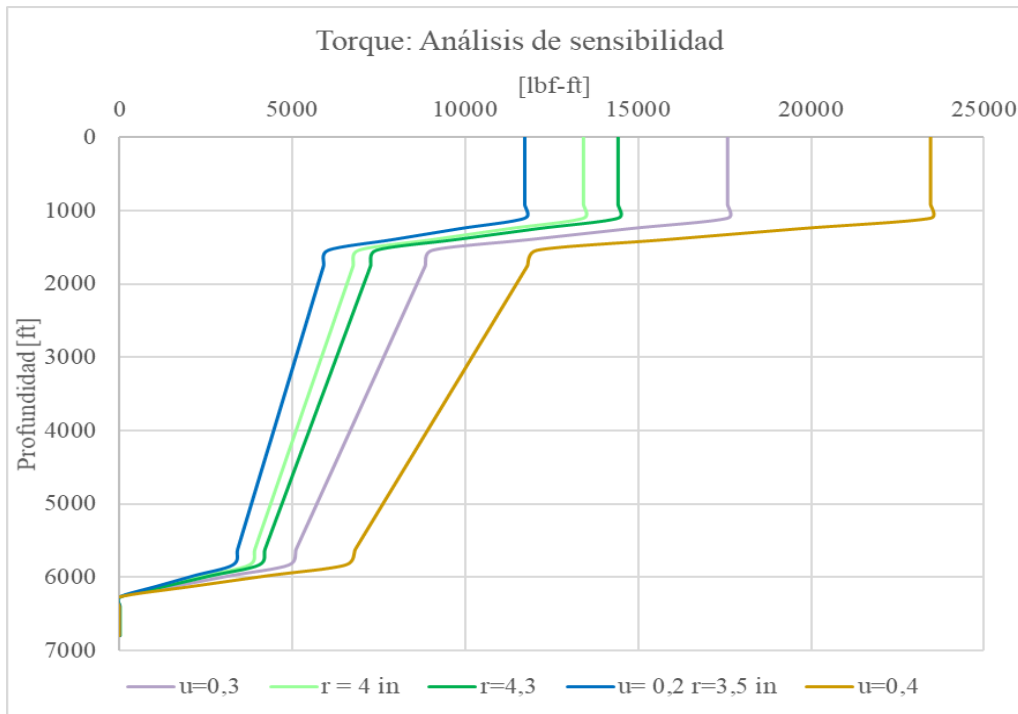


Figura 44. Variación presentada por los valores de torque en el modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010).

5.3.2 Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016)

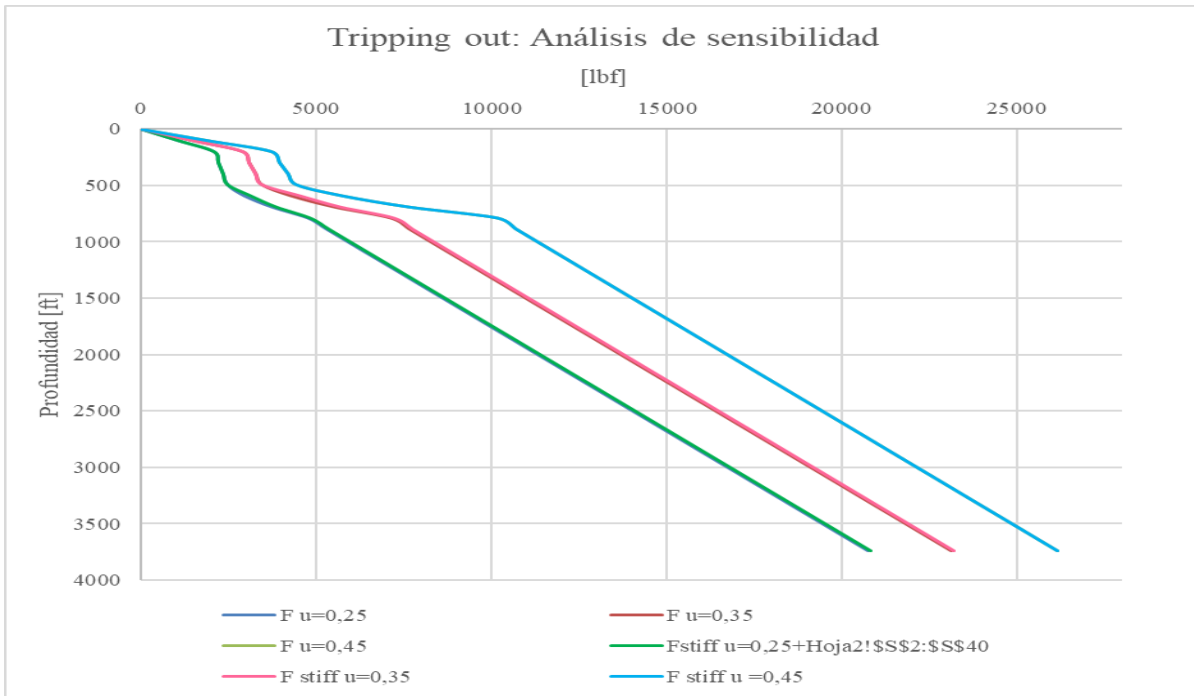


Figura 45. Variación presentada por los valores de tripping out en el modelo Mirhaj, Kaarstad & Aadnoy (2016).

5.3.3 Mitchell & Miska (2011)

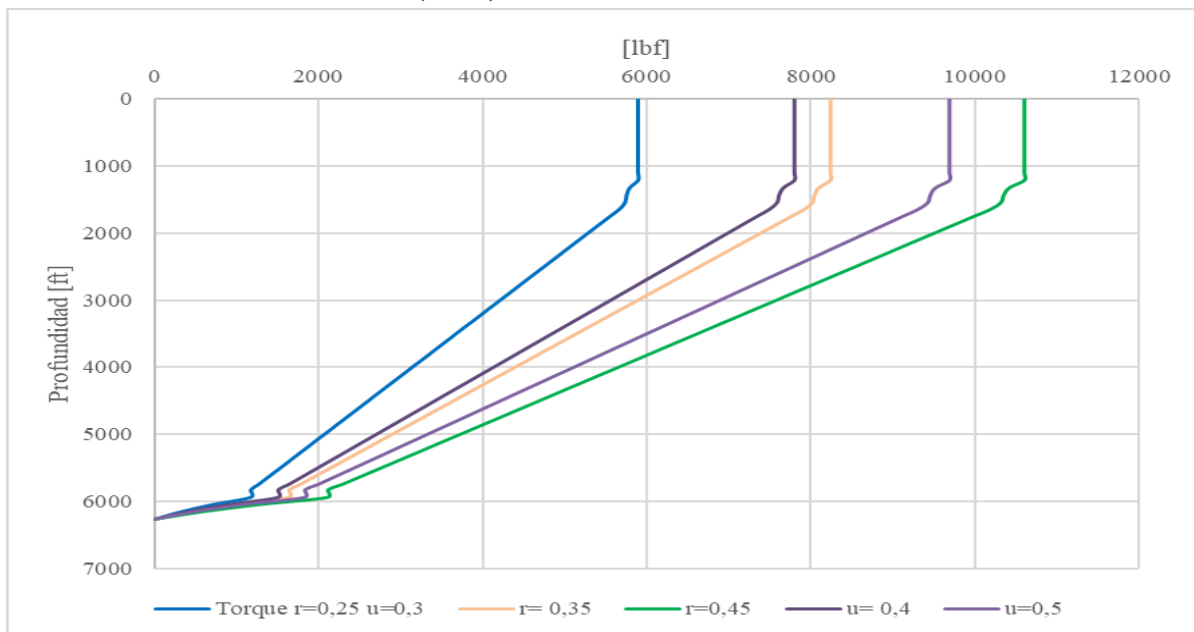


Figura 46. Variación presentada por los valores de torque en el modelo de Mitchell & Miska (2011).

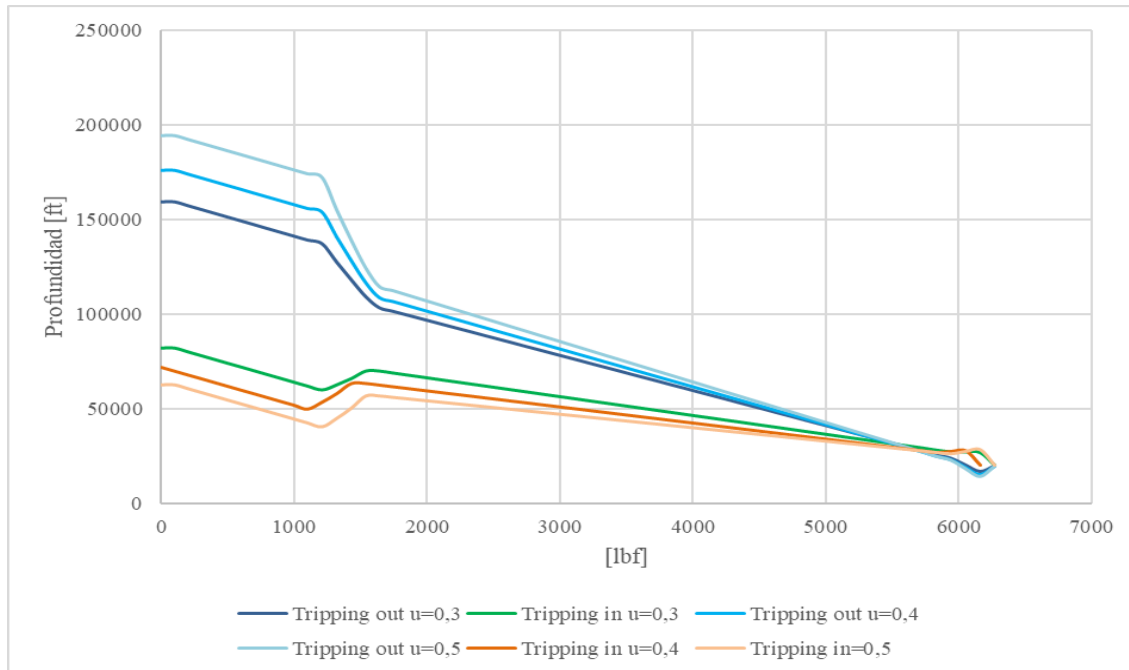


Figura 47. Variación presentada por los valores de tripping out y tripping in en el modelo de Mitchell & Miska (2011).

De las gráficas anteriormente mostradas es posible inferir que pequeños cambios en los parámetros de radio promedio de las herramientas que componen una sección y en el coeficiente de fricción pueden sobreestimar los valores de torque y arrastre cuando estos son evaluados por alguno de los tres modelos que fueron seleccionados en este proyecto.

6. Aplicación de la herramienta a dos campos colombianos

Con el fin de aplicar la herramienta software a datos de campo y a partir de esto considerar su futura implementación en el módulo de torque y arrastre del software EcoDrill de la empresa Ecopetrol, se analizaron seis pozos de dos campos (A y B) pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales, como atributo común, estos pozos tienen una longitud promedio de 8700 ft,

adicionalmente presentan una inclinación máxima que oscila entre los 5° y 64° aproximadamente. En cuanto al perfil direccional, cuatro pozos son tipo S, es decir, su desviación se inicia cerca de la superficie manteniendo la inclinación hasta lograr la mayor parte del desplazamiento lateral, para luego reducir el ángulo de desviación hasta la posición vertical; los otros dos pozos poseen un perfil tipo J, el cual se caracteriza por tener una desviación somera, y seguidamente al alcanzar el ángulo de inclinación requerido, este se mantiene constante hasta llegar a la zona objetivo.

Es importante aclarar que la información base utilizada de los pozos proviene de los documentos de planeación de perforación. El análisis está constituido por los resultados numéricos tanto de TORA como de los archivos disponibles, dentro de este capítulo se presentan los gráficos del modelo que mejor se ajusta a los datos de planeación de cada pozo.

A continuación, se presentan los datos de entrada de cada uno de los pozos analizados con sus respectivos resultados gráficos y numéricos en fondo.

6.1 Campo A

6.1.1 Pozo 1A

Tabla 16.
Datos de entrada pozo 1 A.

Pozo 1A	
SG Lodo	1,056
μ CH/OH	0,3/0,35
SG Tubería	7,8
MD [ft]	9213,06
Vh [ft/s]	1
Nr [rpm]	60
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	45000
Profundidad Zpto [ft]	8682

Tabla 17.
Resultados Pozo 1 A.

Pozo 1A					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazelizadeh y Hareland (2010)	9213		208600,9	204587,3	432,5
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	9213	207781,4	208600,9	204587,3	432,5
Mitchell y Miska (2011)	9213		208600,9	204587,3	749,1
Simulación	9213	-	265900,0	244800,0	2775,0

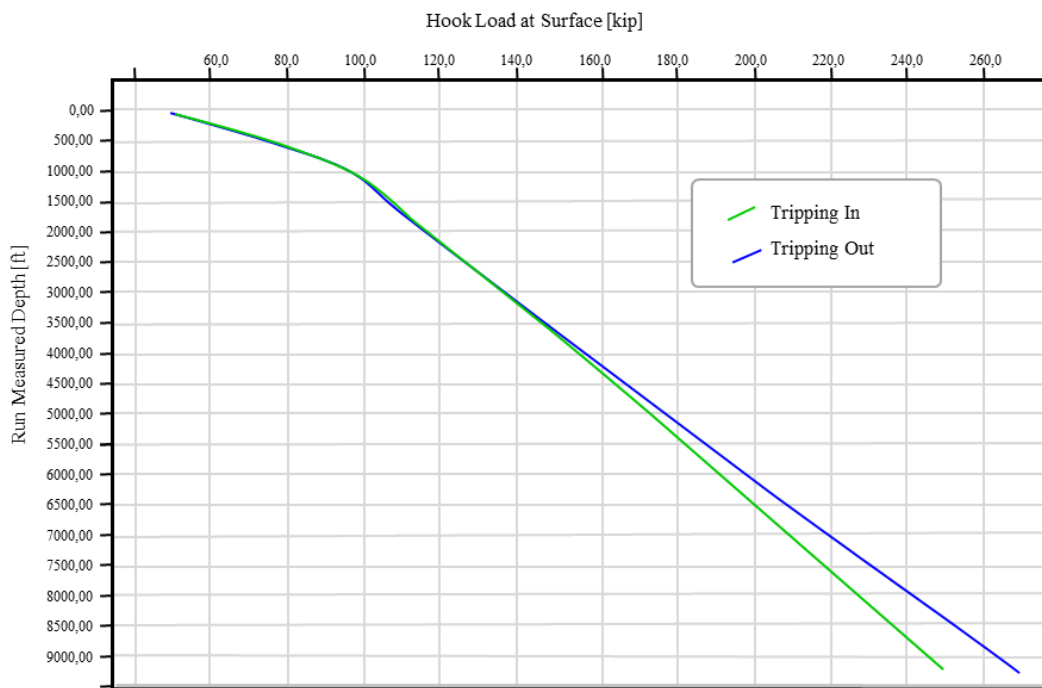


Figura 48. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 1A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 1.

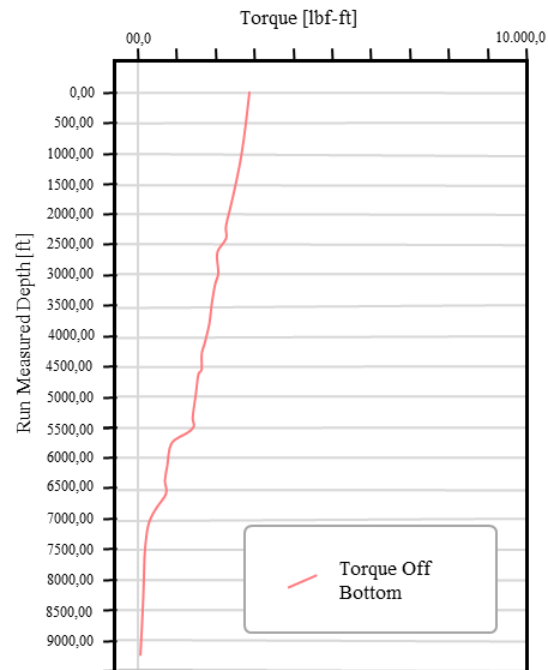


Figura 49. Resultados de Torque Off Bottom en el plan de perforación ECP Pozo 1A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 1.

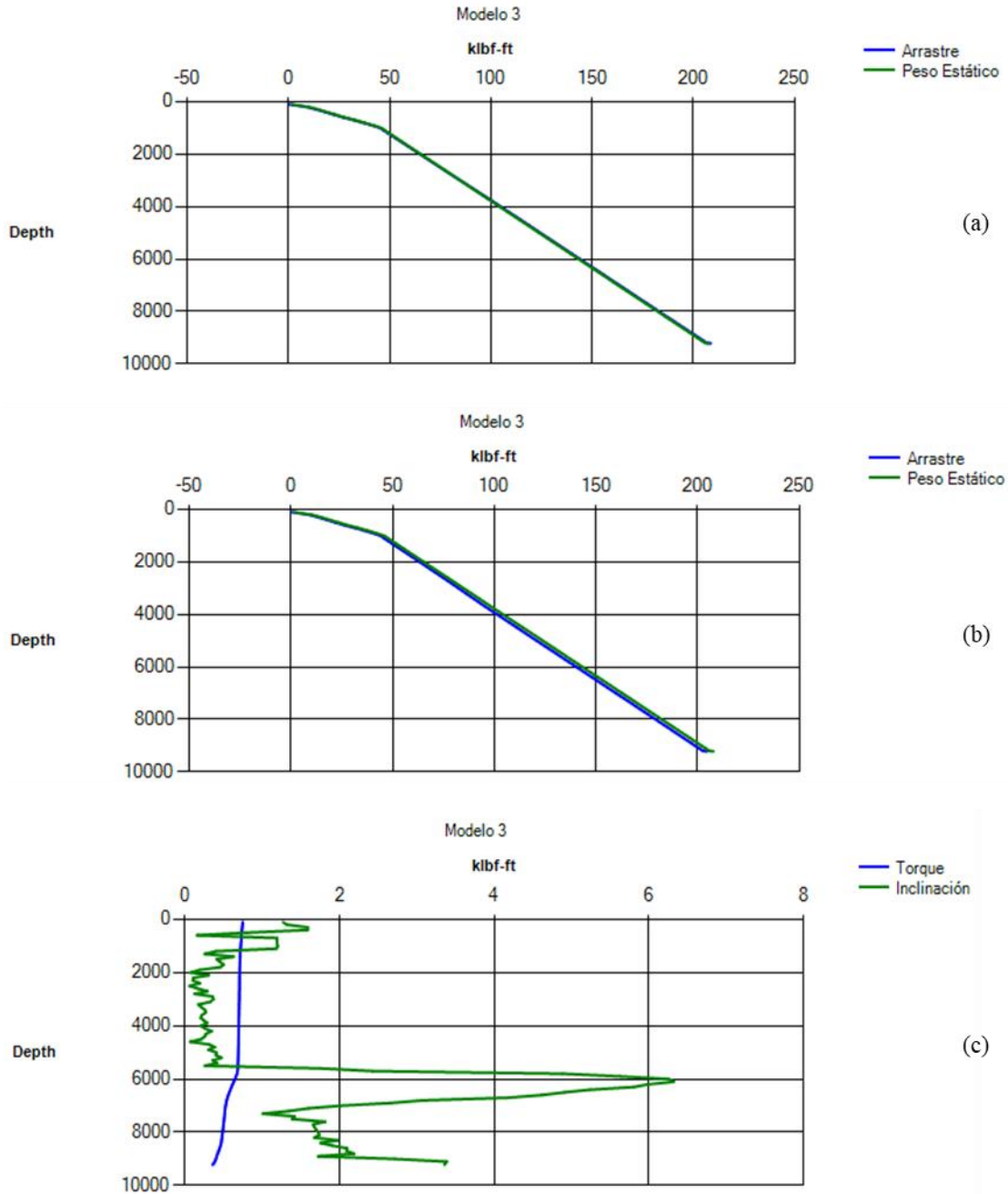


Figura 50. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 1A. Tripping out (a), Tripping in y torque off bottom (c).

6.1.2 Pozo 2 A

Tabla 18.

Datos de entrada pozo 2A.

Pozo 2A	
SG Lodo	1,42
μ CH/OH	0,25/0,45
SG Tubería	7,8
MD [ft]	8876
Vh [ft/s]	1
Nr [rpm]	60
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	45000
Profundidad Zpto [ft]	1111

Tabla 19.

Resultados en TORA Pozo 2 A.

Pozo 2A					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)	8876		200831,4	163205,4	3988,5
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	8876	190172,7	200831,4	163205,4	3988,5
Mitchell y Miska (2011)	8876		200831,4	163205,4	3927,9
Simulación	8876	-	289100,0	201100,0	11515,3

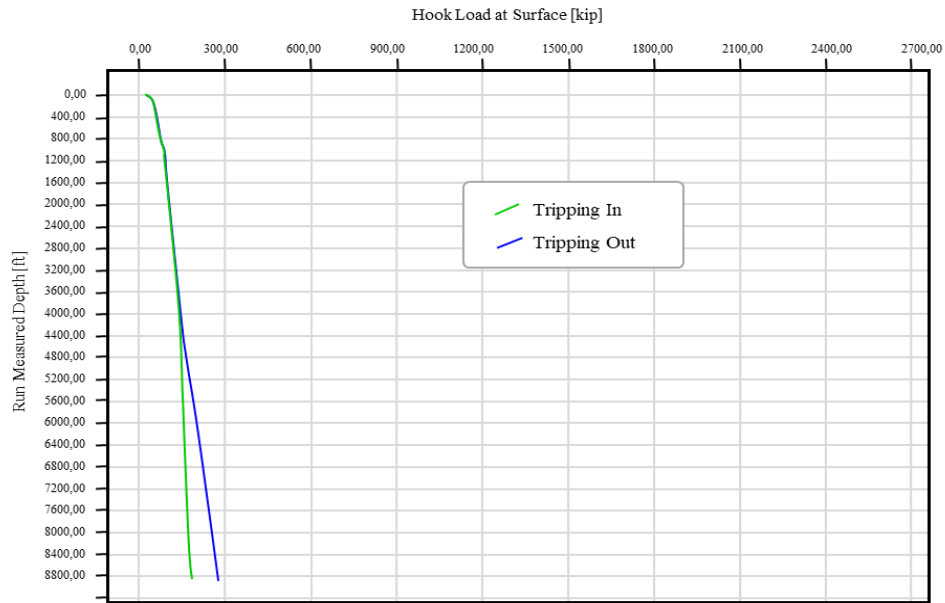


Figura 51. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 2A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 2.

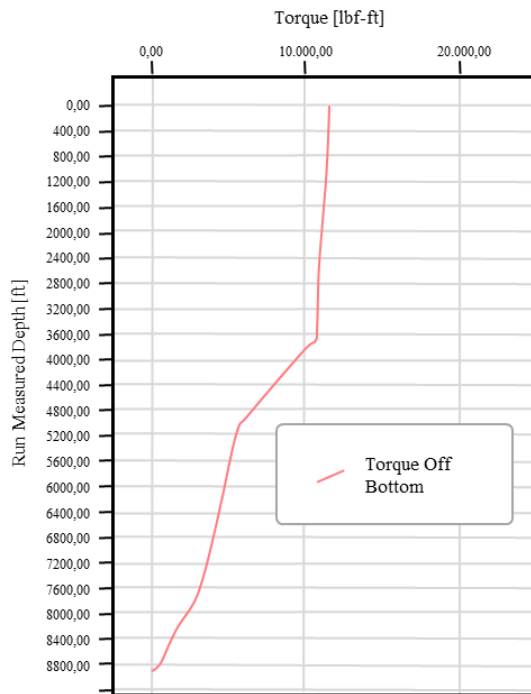


Figura 52. Resultados de torque Off Bottom en planeación Pozo 2 A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 2.

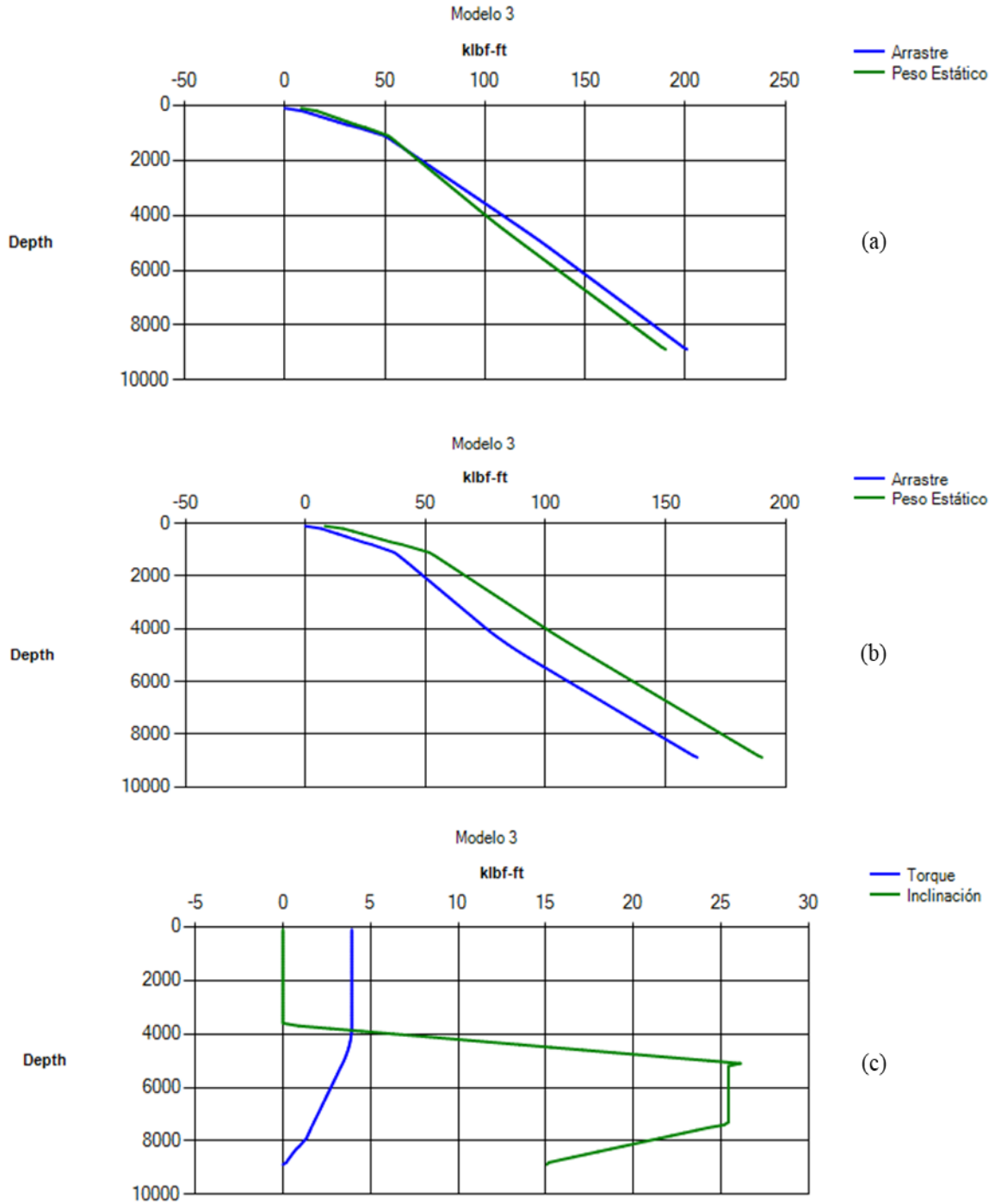


Figura 53. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 2A. Tripping out (a), Tripping in y Torque off bottom (c).

6.1.3 Pozo 3 A

Tabla 20.

Datos de entrada pozo 3A.

Pozo 3A	
SG Lodo	1,42
μ CH/OH	0,25/0,45
SG Tubería	7,8
MD [ft]	9324
Vh [ft/s]	1
Nr [rpm]	60
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	45000
Profundidad Zpto [ft]	1000

Tabla 21.

Resultados en TORA Pozo 3 A.

Pozo 3A					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)	9324		205833,8	167590,8	4216,0
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	9324	188254,9	202691,6	164448,7	4216,0
Mitchell y Miska (2011)	9324		166529,7	154664,3	3978,9
Simulación	9324	-	314900,0	184400,0	16680,0

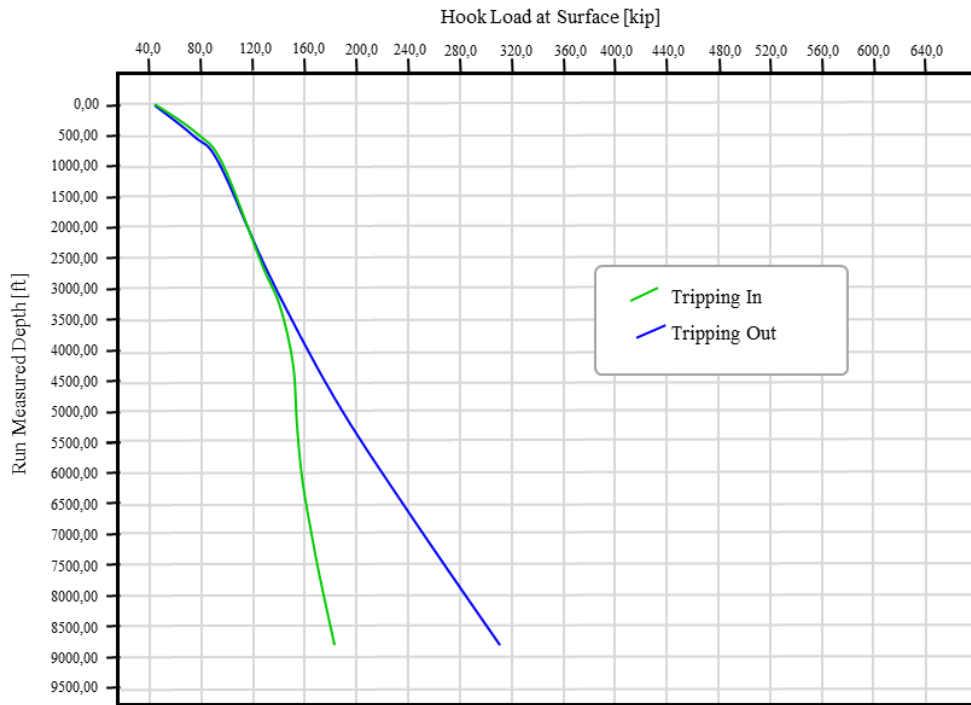


Figura 54. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 3 A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 3.

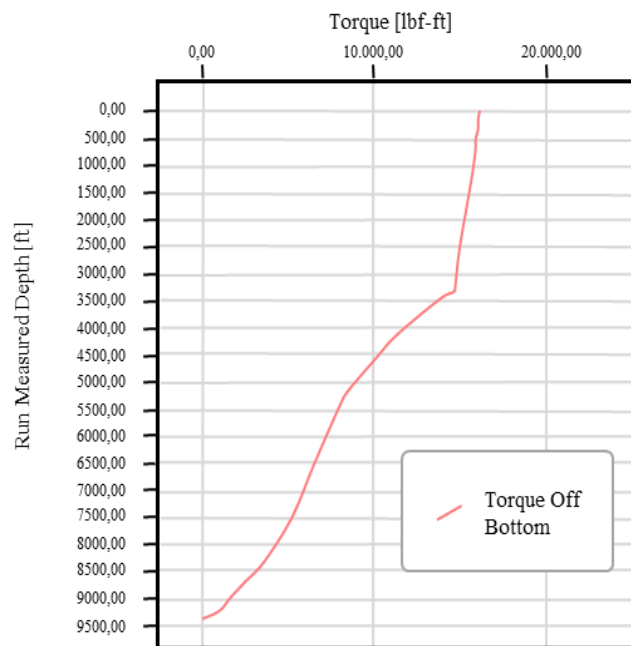


Figura 55. Resultados de torque Off Bottom en plan de perforación ECP Pozo 3A. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo A Pozo 3.

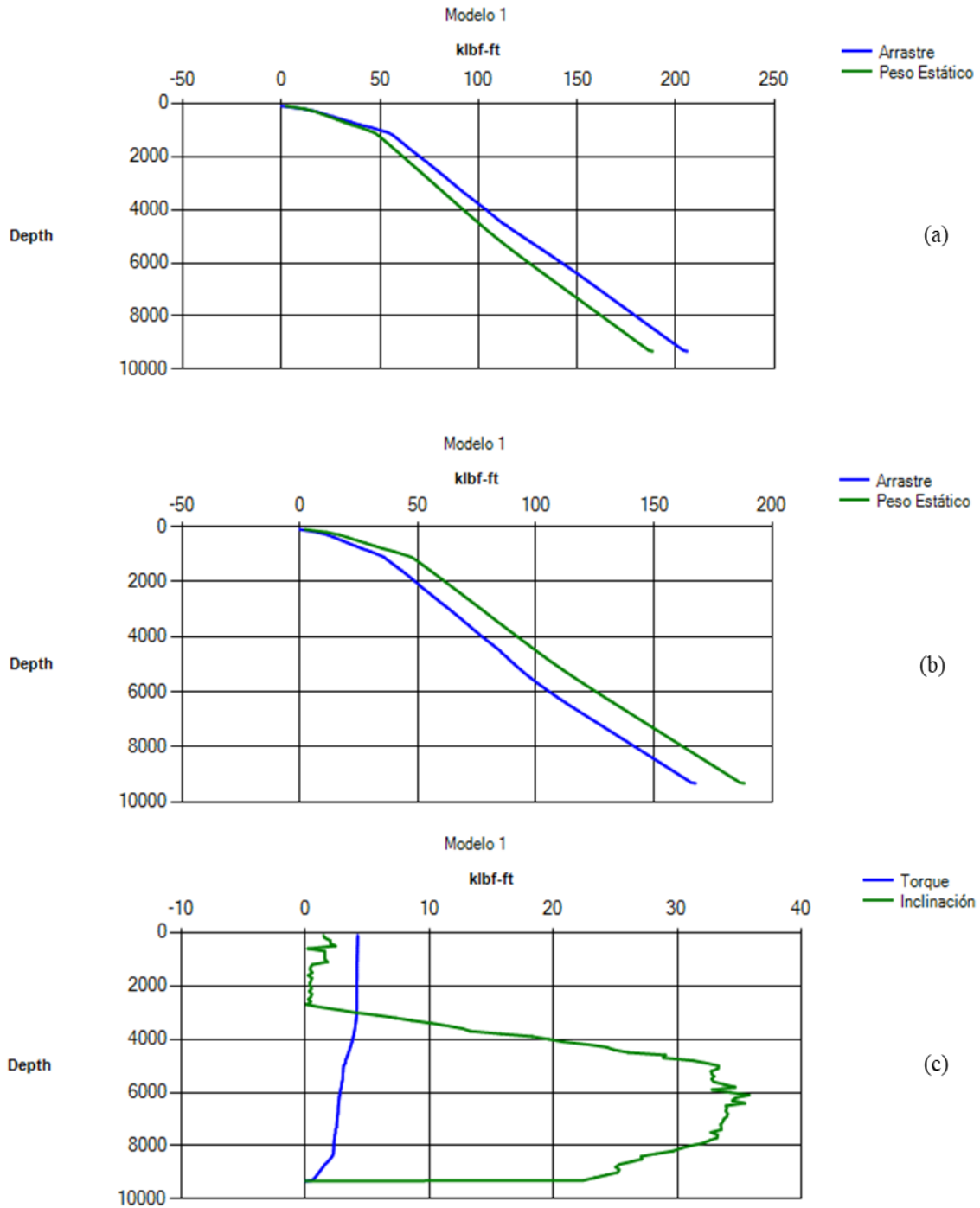


Figura 56. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo3A. Tripping out (a), Tripping in y torque off bottom (c).

Durante el análisis de los pozos 1 A y 2 A, se evidencio que los tres modelos arrojan resultados similares, debido a que su inclinación, parámetro fundamental para la clasificación de las

secciones, no supera los 30°, es decir, se considera solamente secciones rectas, por ende, cualquier de los modelos puede ser usado para representar el comportamiento de éstos.

En cuanto al pozo 3 A que presenta un perfil direccional tipo S y máxima inclinación de 33°, los modelos que más se asemejan al comportamiento evidenciado en los datos de planeación son en primer lugar el Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010) y seguidamente el Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016), debido a que a pesar de que el modelo de Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016) integra la rigidez en el análisis de secciones curvas, se considera que este no genera un cambio apreciable ya que el ángulo de inclinación es bajo.

6.2 CAMPO B

6.2.1 Pozo 1 B

Tabla 22.

Datos de entrada Pozo 1B.

Pozo 1B	
SG Lodo	1,06
μ CH/OH	0,3 /0,35
SG Tubería	7,8
MD [ft]	8730
Vh [ft/s]	0,5
Nr [rpm]	30
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	50.000
Profundidad Zpto [ft]	7530

Tabla 23.
Resultados en TORA Pozo 1B.

Pozo 1B					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)	8730		173980,04	163138,29	1093,13
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	8730	172795	177821,60	166979,85	1093,13
Modelo3	8730		132570,80	125982,97	1026,74
Simulación	8730	-	240.000	202.000	8240

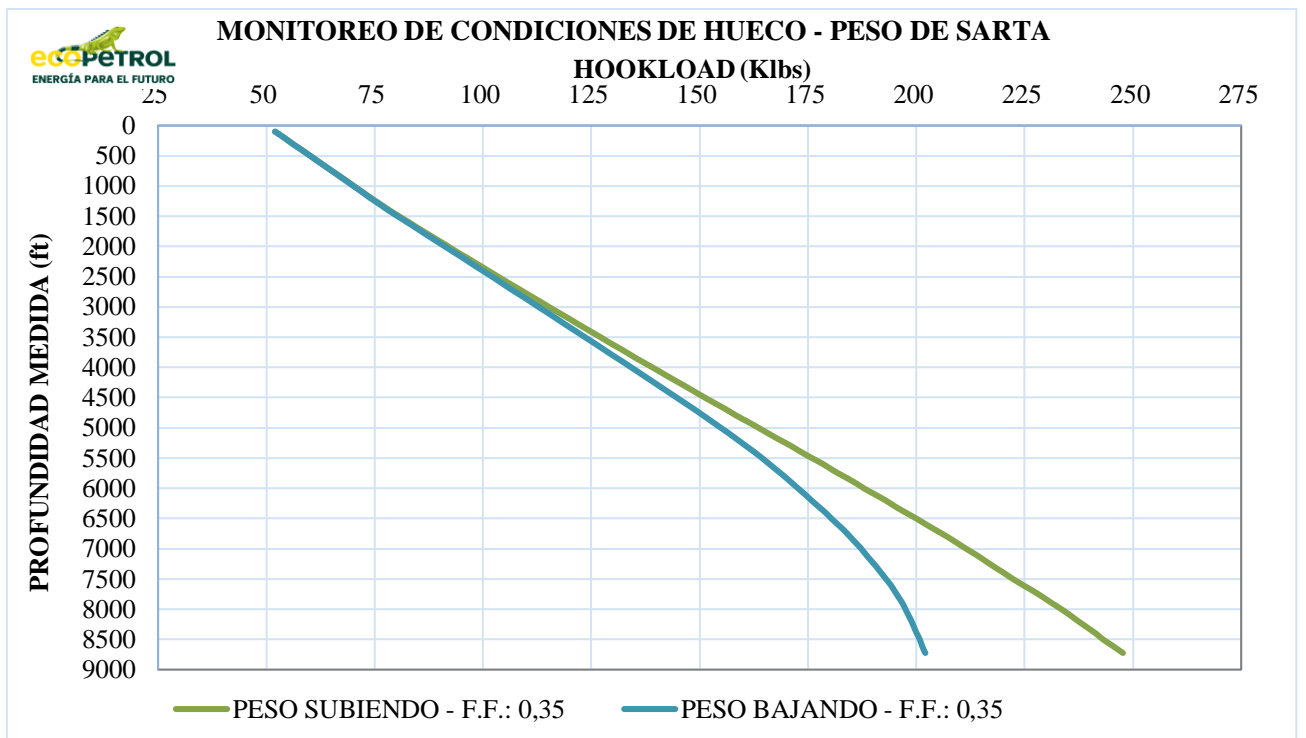


Figura 57. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 1B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 1.

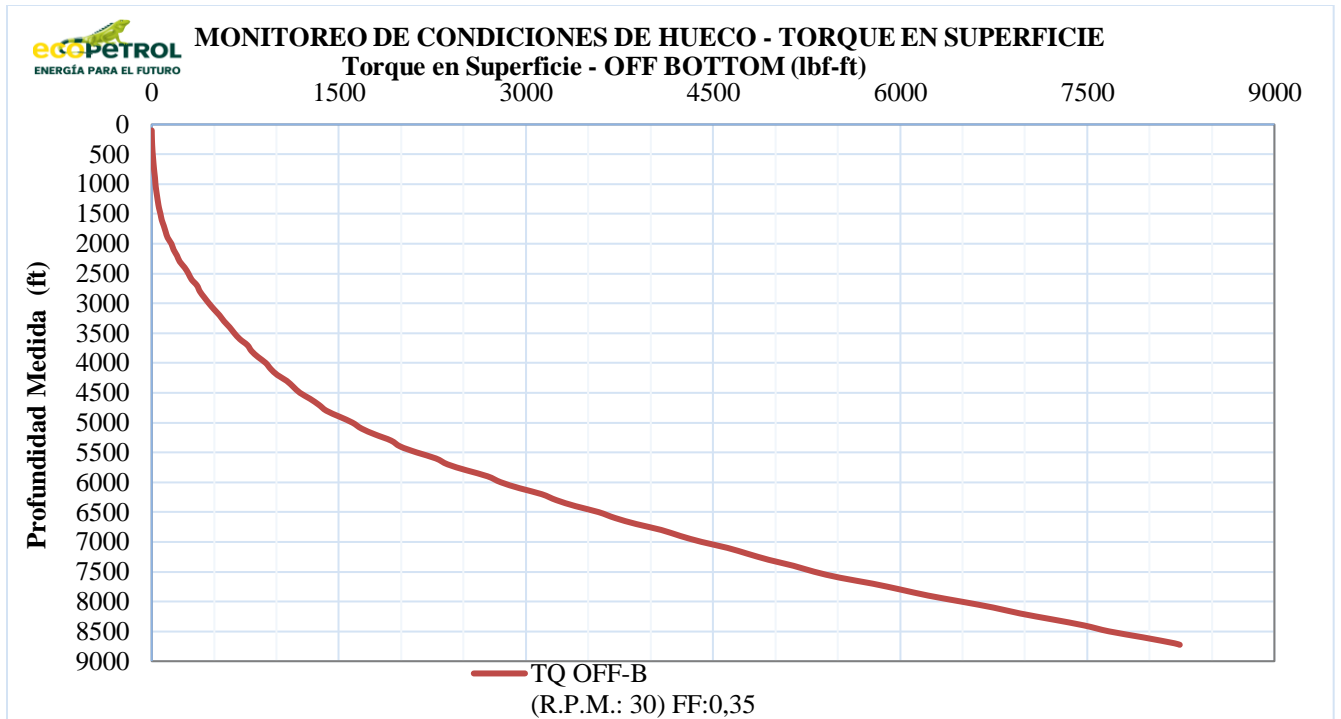


Figura 58. Resultados de torque off bottom en el plan de perforación ECP Pozo 1B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 1.

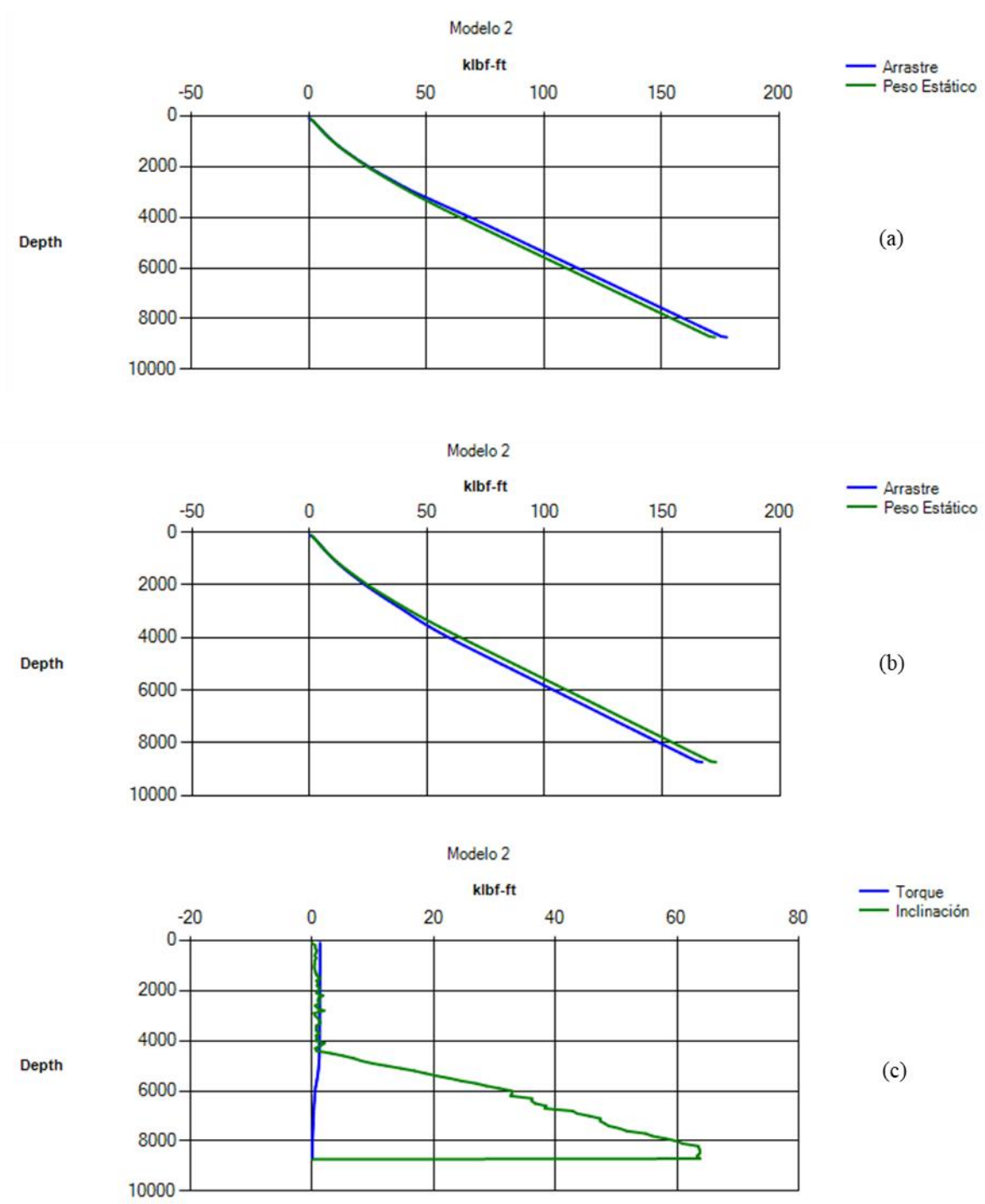


Figura 59. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 1B.

Tripping out (a), Tripping in y torque off bottom (c).

6.2.2 Pozo 2 B

Tabla 24.

Datos de entrada Pozo 2B.

Pozo 2B	
SG Lodo	1,32
μ CH/OH	0,3 /0,3
SG Tubería	7,8
MD [ft]	7509
Vh [ft/s]	0,5
Nr [rpm]	60
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	50.000
Profundidad Zpto [ft]	1045

Tabla 25.

Resultados en TORA Pozo 2 B.

Pozo 2B					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazaelizadeh y Hareland (2010)	7509		207434,2	194976,5	1434,8
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	7509	202220,8	203294,1	190836,4	1434,8
Mitchell & Miska (2011)	7509		134515,7	123908,5	1168,9
Simulación	7509	-	266000,0	241000,0	10774,0

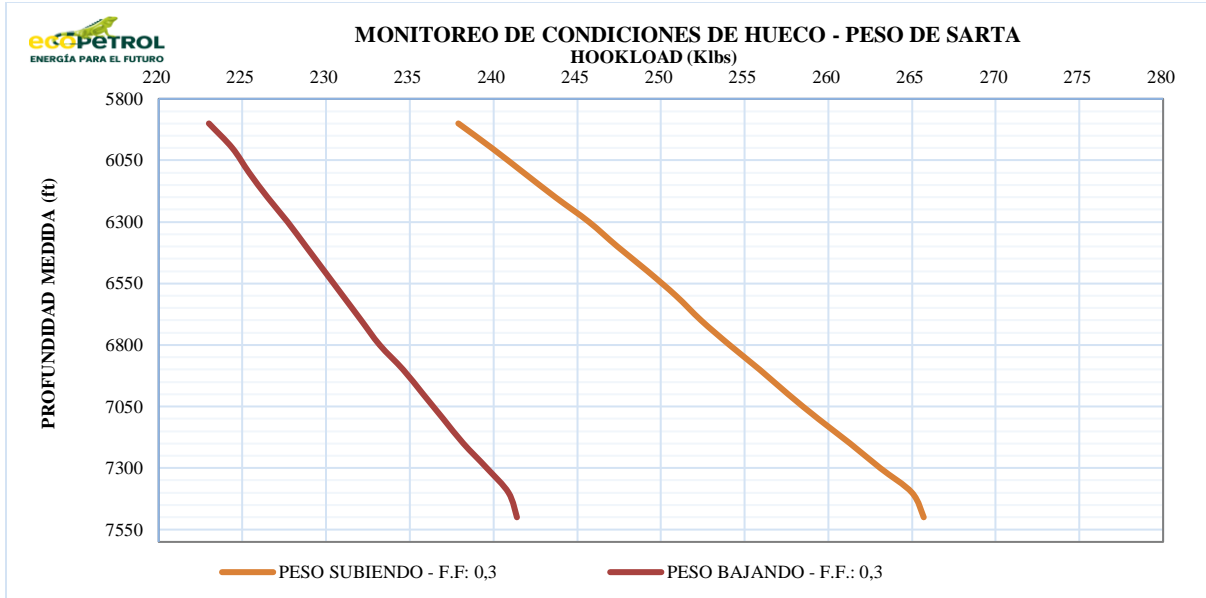


Figura 60. Resultados de arrastre en el plan de perforación ECP Pozo 2B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 2.

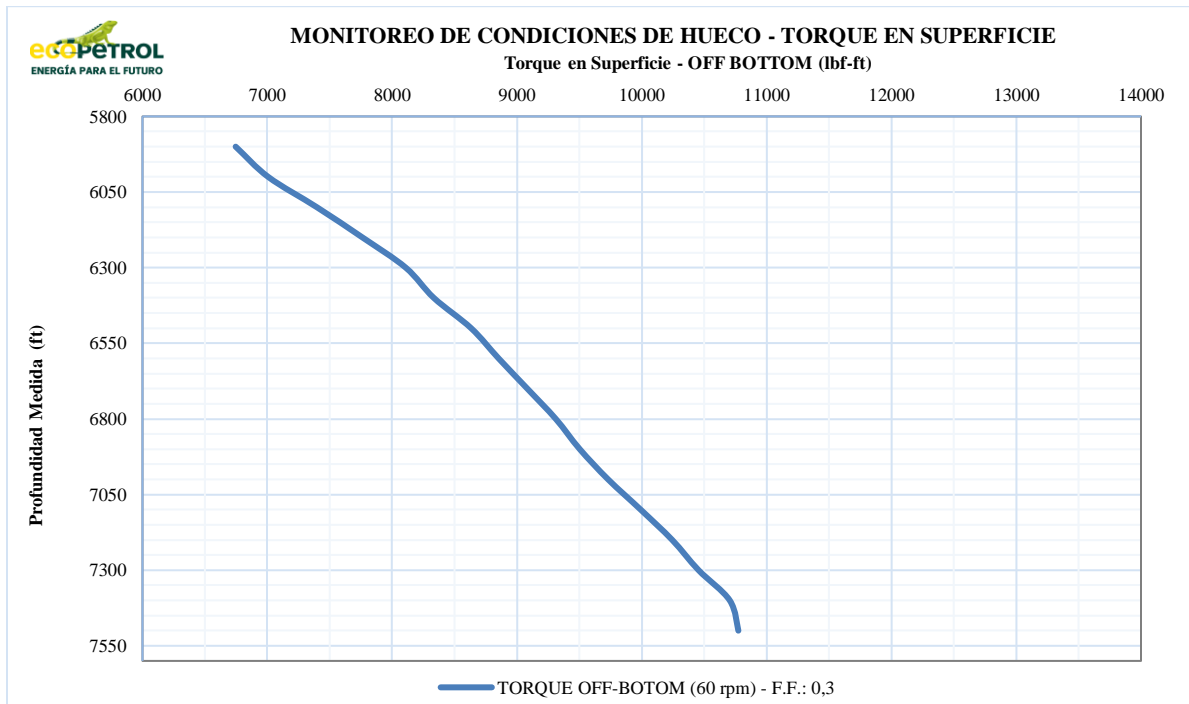


Figura 61. Resultados de torque Off Bottom en plan de perforación ECP Pozo 2B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 2.

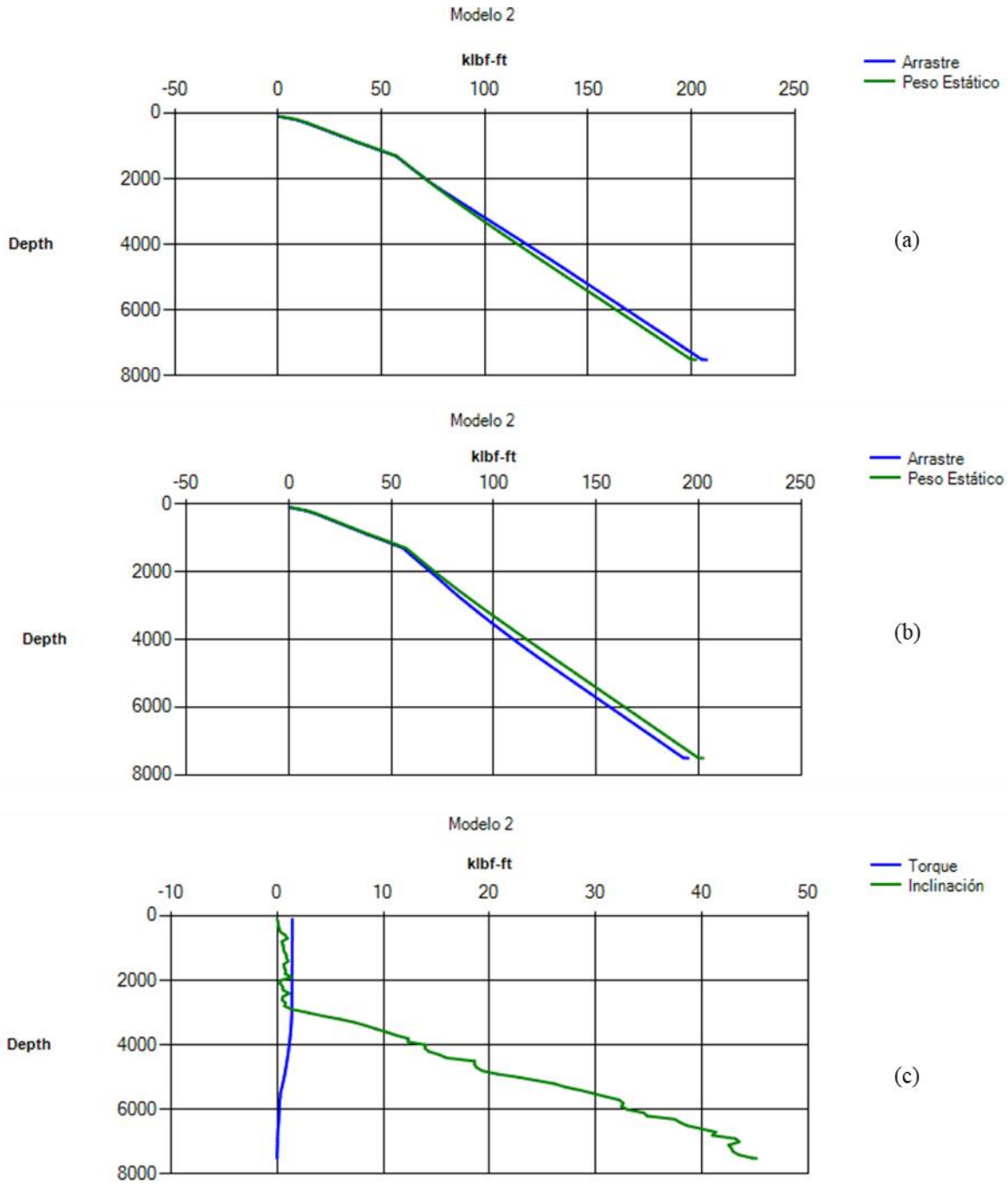


Figura 62. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 2B. Tripping out (a), Tripping in y torque off bottom (c).

6.2.3 Pozo 3 B

Tabla 26.

Datos de entrada Pozo 3B.

Pozo 3B	
SG Lodo	1,32
μ CH/OH	0,3 /0,3
SG Tubería	7,8
MD [ft]	8850
Vh [ft/s)	0,5
Nr [rpm]	60
E [lbf-ft ²]	4,3*10 ⁹
Hookload [lbf]	50000
Profundidad Zpto [ft]	-

Tabla 27.

Resultados en TORA Pozo 3B.

Pozo 3B					
Resultados	MD	Peso estático	Tripping out	Tripping in	Torque
	ft	lbf	lbf	lbf	lbf-ft
Aadnoy, Fazaelizadeh & Hareland (2010)	@8755		184488,2	173263,0	1181,5
Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)	@8755	185546,20	185031,2	176665,4	1181,5
Mitchell & Miska (2011)	@8755		144123,2	134413,1	1143,6
Simulación	@8755	-	297000,0	216000,0	10634,0

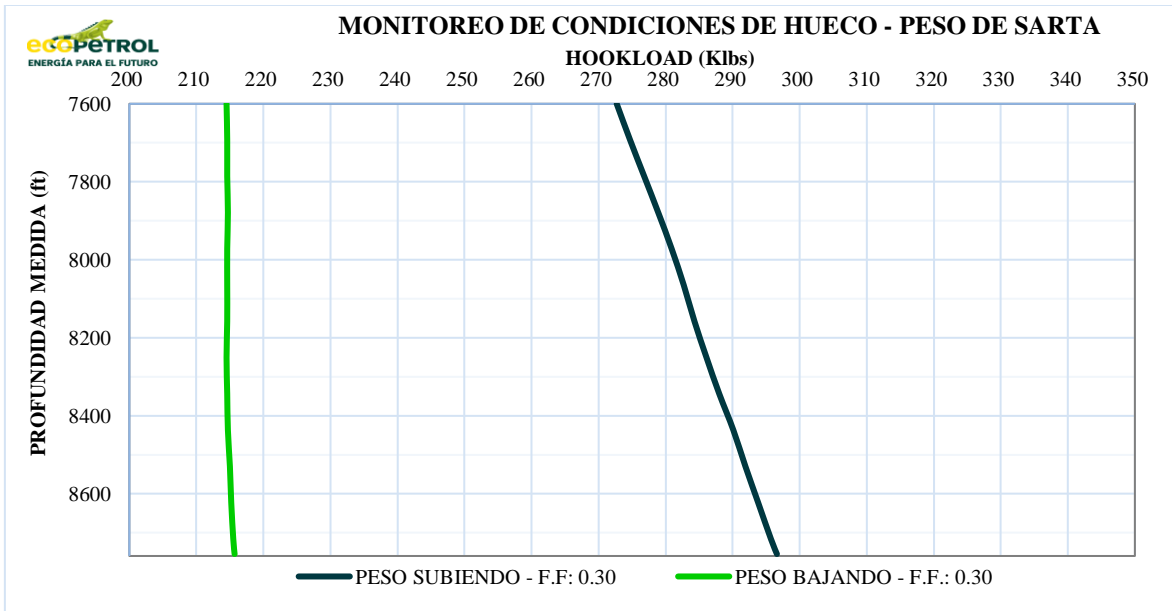


Figura 63. Resultados de arrastre en plan de perforación ECP Pozo 3B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 3.

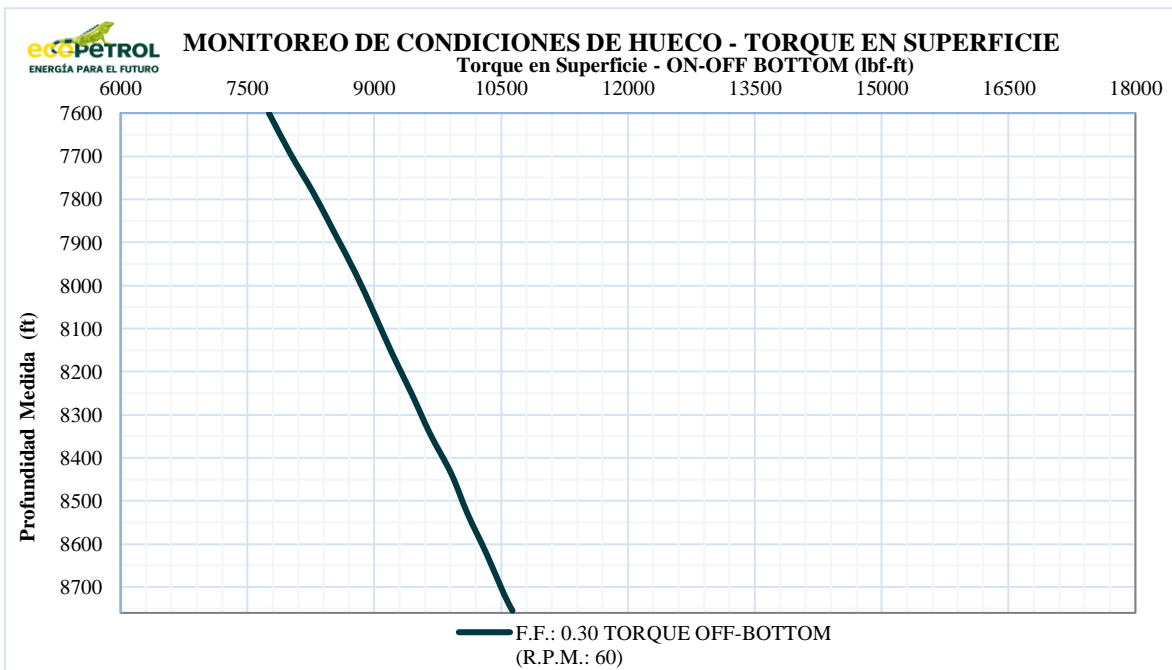


Figura 64. Resultados de torque off bottom en el plan de perforación ECP Pozo 3B. Adaptado de: Plan de perforación ECP Campo B Pozo 3.

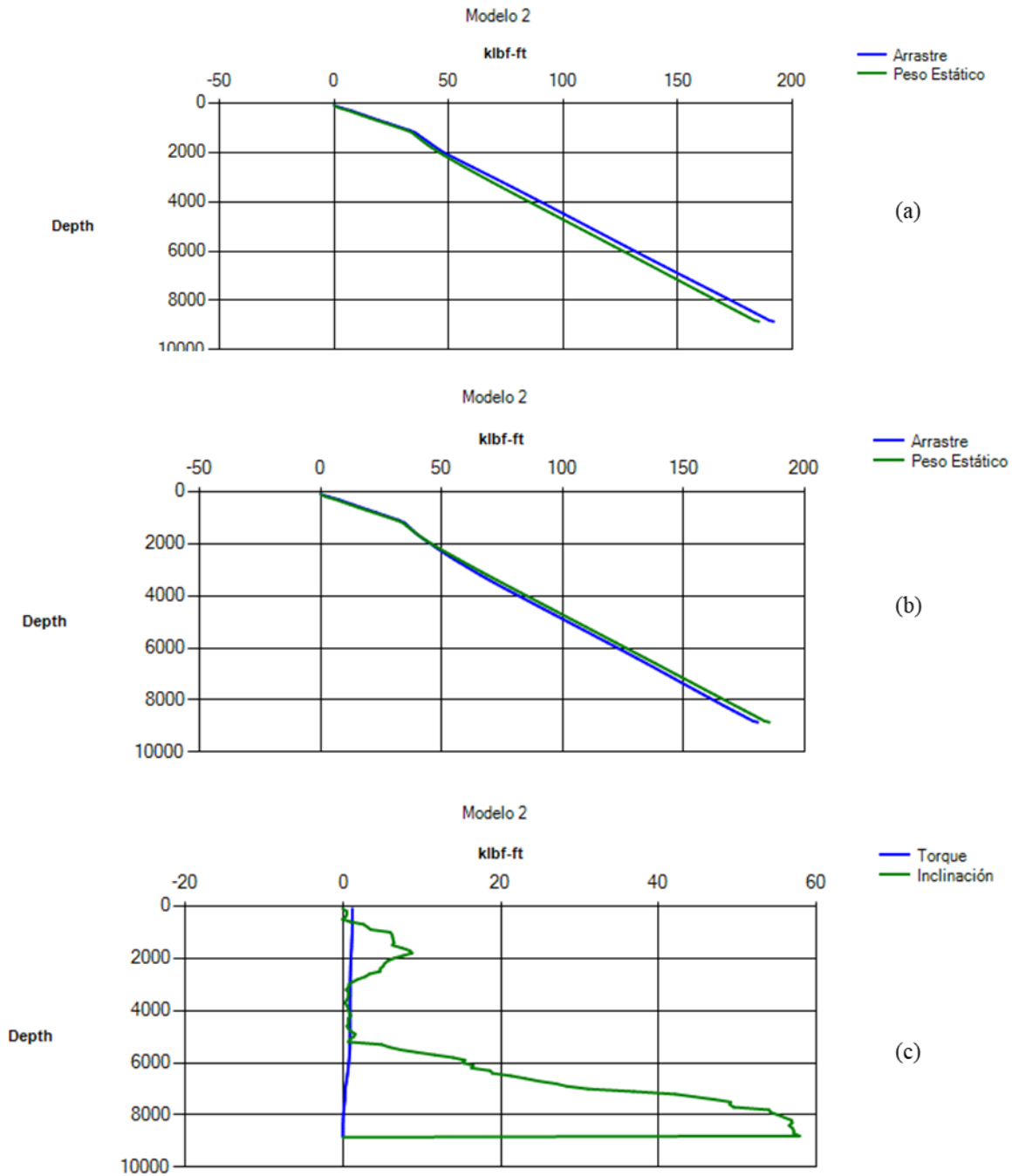


Figura 65. Resultados de la implementación de la herramienta TORA Pozo 3B. Tripping out (a), Tripping in y torque off bottom (c).

Respecto al análisis de los pozos 1 B y 3B se encontró que el Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016) es el que mejor se aproxima al comportamiento reportado en el informe de planeación, ya que este

incluye la rigidez de la tubería en el análisis de secciones curvas, y adicionalmente estos pozos son los que reportan mayor inclinación (60° y 64°), dentro de los 6 pozos en estudio.

En lo referente al pozo 2 B caracterizado por presentar un perfil direccional tipo J, y una sección de construcción de ángulo pequeña, es decir, la mayoría de secciones que lo constituyen son rectas, lo que permite obtener resultados más aproximados en los tres modelos.

De manera general se muestra que en lo referente a los cálculos de arrastre el Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016) es el que mejor se asemeja a los pozos que poseen un alto nivel de inclinación y/o tienen un perfil tipo S, adicionalmente dentro del análisis de las curvas es importante resaltar que los modelos 1 y 2 incluyen en su formulación matemática el parámetro de dog leg, por ende permiten realizar un análisis 3D de cada una de las secciones de este tipo que integran los pozos. Por otra parte, los tres modelos arrojan resultados similares cuando se estudian pozos de bajo ángulo de inclinación donde la mayoría de las secciones son rectas. En cuanto a la comparación de los valores de torque es importante destacar que los tres arrojados por la herramienta son análogos, respecto al cotejo de éstos con los resultados de planeación se observa una variación en su magnitud, sin embargo, conservan la misma tendencia, lo cual podría estar relacionado al uso de una formulación matemática diferente o la implementación de otras consideraciones.

7. Conclusiones

A partir de la revisión bibliográfica se encontró que el modelo de sarta suave presenta un buen ajuste con referencia a los datos de campo en el análisis de torque y arrastre, adicionalmente se evidenció que los modelos base más recientes a partir de los cuales se desarrollan las modificaciones son el modelo de Aadnoy, Fazaelizadeh & Hareland (2010) y el modelo de Mitchell & Miska (2011).

Se concluye que la discretización de la sarta en secciones de 100 ft que integra la herramienta permite atribuir a la sección datos específicos con base en los archivos importados, lo cual facilita la clasificación de las secciones y permite preservar la naturaleza de la sección en estudio, logrando así un análisis más detallado.

Dentro de la validación de la herramienta con la literatura, se observó, que los parámetros que pueden sobreestimar en mayor proporción los resultados de torque y arrastre utilizando los tres modelos seleccionados, son el radio de la sarta de perforación y el valor del coeficiente de fricción.

En el análisis de los pozos que cuentan con un alto porcentaje de secciones curvas a lo largo de su trayectoria, se evidenció que los modelos Aadnoy, Fazaeli & Hareland (2010) y Aadnor, Kaarstad & Mirhaj (2016) son los que describen un mejor comportamiento de los parámetros de torque y arrastre, debido a que integran un análisis 3D dentro de su formulación matemática. Por otro lado, los tres modelos muestran resultados similares cuando se estudian pozos de bajo ángulo de inclinación donde la mayoría de las secciones son rectas.

La herramienta software TORA permite evaluar el comportamiento de los parámetros de torque y arrastre por medio de tres modelos matemáticos que integran datos de fácil adquisición dentro

de las operaciones de perforación, llevando a cabo un análisis detallado según el tipo de secciones que constituyen la trayectoria del pozo. Por lo anterior, se considera conveniente su posible implementación en el módulo de torque y arrastre del software EcoDrill de la empresa Ecopetrol.

8. Recomendaciones

Realizar una comparación con datos de torque y arrastre reales de campo que involucren condiciones operacionales del pozo, información de la sarta de perforación utilizada y del survey adquirido, con el fin de comparar los valores para establecer la precisión de la herramienta en cuanto a la predicción de resultados de torque y arrastre en escenarios reales.

Complementar el software a partir de la implementación de nuevas correlaciones que permitan incluir variables que puedan ser influyentes dentro del análisis de los parámetros de torque y arrastre, en particular aquellas que permitan evaluar las consideraciones del modelo de sarta rígida, como lo son, la rigidez de la tubería y la estimación de los puntos de contacto, con el fin de obtener una estimación en condiciones semejantes a la realidad.

Bibliografía

- Aadnoy, B.S. & Andersen, K. (2001, September). *Design of Oil Wells Using Analytical Friction Models*. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Aadnoy, B.S. & Djurhuus, J. (2008, August). *Theory and Application of a New Generalized Model for Torque and Drag*. SPE/IADC.
- Aadnoy, B.S., Fabiri, V.T. & Djurhuus, J. (2006, February). *Construction of Ultralong Wells Using a Catenary Well Profile*. SPE/IADC Drilling.
- Aadnoy, B. S., Fazaelizadeh, M., & Hareland, G. (2010). *A 3D Analytical Model for Wellbore Friction*. Calgary. Society of Petroleum Engineers.
- Aarrestad, T.V.(1990, October). *Effect of Steerable BHA on Drag and Torque in Wells*. Society of Petroleum Engineers.
- Abughaban, M. F., Eustes, A. W., de Wardt, J. P., & Willerth, M. (2017). *Improving Torque and Drag Prediction Using the Advanced Spline Curves Borehole Trajectory*. Society of Petroleum Engineers.
- Agbaji, A. L. (2010, January). *Optimizing The Planning, Design And Drilling Of Extended Reach And Complex Wells*. Society of Petroleum Engineers.
- Basheir.A., Mohammed. A., Ahmednour. Omer. &Yosuf. M., (2015, October). *Modelling of Torque and Drag in Extended Reach Drilling Using Landmark Software*. Sudan University of Science and Technology.

- Bueno, R. C. S., & Morooka, C. K. (1994). *Analysis Method for Contact Forces Between Drillstring-Well-Riser*. Society of Petroleum Engineers.
- Cardona, A., Kohan P., Quinteros, R.& Storti, M. (2012). *Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas*, Salta, Argentina.
- Chandra, U. (1986). *Basic Concepts in Static BHA Analysis for Directional Drilling*. Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
- Garay, R. (2015). *Aplicación del modelo analítico 3D de torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, México DF, México.
- Ho, H.-S. (1988). *An Improved Modeling Program for Computing the Torque and Drag in Directional and Deep Wells*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Ismayilov O. (2012). *Applications of 3D Analytical model for wellbore friction calculation in Actual Wells* (Master Thesis). Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology.
- Johancsik, C.A., Friesen, D.B. & Dawson, R. (1984, June). *Torque and Drag in Directional Wells- Prediction and Measurement*. Society of Petroleum Engineers.
- Lesage, M., Falconer, I.G.& Wick, C.J.(1988, September). *Evaluating Drilling Practice in Deviated Wells with Torque and Weight Data*. SPE Drilling Engineering.
- Lubinski, A. (1961). *Maximum Permissible Dog-Legs in Rotary Boreholes*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.

Maidla, E.E.& Wojtanowicz, A.K.(1987, March). *Field Method of Assessing Borehole Friction for Directional Well Casing*. Society of Petroleum Engineers.

Mason, C., & Chen, D. C.-K. (2007). *Step Changes needed to Modernise T&D Software*. Society of Petroleum Engineers

McCormick, J.E., Frilot, M.& Chiu, T., Torque and Drag Model Comparison: Impact on application and Calibration of Field Data (2011, June). Society of Petroleum Engineers.

Menand, S., SPE, Sellami, H., SPE, Tijani, M., and Stab, O., École des Mines de Paris; D. Dupuis, SPE, Pride-Intl.; and C. Simon, DrillScan, 2006, “Advancements in 3D Drillstring Mechanics: From the Bit to the Topdrive”, IADC/SPE 98965, IADC/SPE Drilling Conference.

Mirhaj, S. A., Kaarstad, E., & Aadnoy, B. S. (2016). *Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models*. Society of Petroleum Engineers.

Mirhajmohammadabadi, S. A. A., Fazelizadeh, M., Kaarstad, E., & Aadnoy, B. S. (2010). *New Aspects of Torque-and-Drag Modeling in Extended-Reach Wells*. Society of Petroleum Engineers.

Miska, S. Z., Zamanipour, Z., Merlo, A., & Porche, M. N. (2015, March 17). *Dynamic Soft String Model and Its Practical Application*. London. Society of Petroleum Engineers.

Mitchell, R. F. (1997). *Effects of Well Deviation on Helical Buckling*. Society of Petroleum Engineers.

Mitchell, R. F. (2008). *Drillstring Solutions Improve the Torque-Drag Model*. Society of Petroleum Engineers. Florida. Society of Petroleum Engineers.

- Mitchell, R. & Miska S. (2011). Chapter 8 – Directional Drilling. *Fundamentals of Drilling Engineering (Vol 12)*. Society of Petroleum Engineers TextBook Series.
- Mitchell, R. F., & Samuel, R. (2009). *How Good Is the Torque/Drag Model*. Society of Petroleum Engineers.
- Newman, K. R. (2004). *Finite Element Analysis of Coiled Tubing Forces*. Texas: Society of Petroleum Engineers
- Paslay, P. R., & Cernocky, E. P. (1991). *Bending Stress Magnification in Constant Curvature Doglegs With Impact on Drillstring and Casing*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Schmalhorts, B. & Neubert, M. (2003). *Dynamic Modeling Software*. Texas: American Association of Drilling Engineers Conference.
- Shahri, M., Wilson, T., Thetford, T., Nelson, B., Behounek, M., Ambrus, A., Ashok, P. (2018). *Implementation of a Fully Automated Real-Time Torque and Drag Model for Improving Drilling Performance: Case Study*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Sheppard, M.C., Wick, C. & Burgess, T. (1987, December). *Designing Well Paths to Reduce Drag and Torque*”, SPE Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers.
- Tikhonov, V., Valiullin, K., Nurgaleev, A., Ring, L., Gandikota, R., Chaguine, P., & Cheatham, C. (2014). *Dynamic Model for Stiff-String Torque and Drag*. Society of Petroleum Engineers.
- Tviedal, T. (2011). *Torque and Drag analyses of North sea Wells using new 3D model* (Master Thesis). Faculty of Science and Technology, University of Stavanger.

Yang, D., Rahman, M. K. and Chen, Y. (2008). Bottom hole assembly Analysis by Finite Difference Differential Methods. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, Volume 74, Issue 9, 1495-1517. Recuperado de <https://doi.org/10.1002/nme.2221>

Zhang, Y., & Samuel, R. (2019). *Engineers' Dilemma: When to Use Soft String and Stiff String Torque and Drag Models*. Calgary. Society of Petroleum Engineers.

Apéndices

Apéndice A. Manual del usuario.

A.1 Descarga e instalación

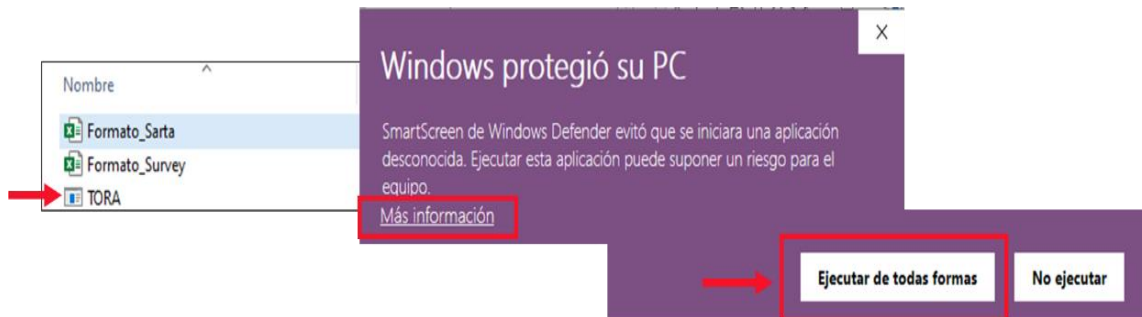


Figura A.66. Inicialización TORA.

A.2 Módulo 1

Para comenzar se encuentra la primera ventana, la cual permite identificar el pozo, en esta se deben ingresar el nombre del campo y nombre del pozo. Adicionalmente al dar click en el botón (Manual) ubicado en la parte inferior izquierda se desplegará este documento.



Figura A.67. Ventana 1 módulo 1 TORA.

En la segunda ventana se deben ingresar los datos característicos de la fase los cuales son: la gravedad específica del lodo (SG_{Lodo}), los coeficientes de fricción de hueco abierto (μ_{OH}) y hueco

revestido(μ_{CH}) (si no se tienen se recomienda 0,25 para hueco abierto y 0,2 para hueco revestido), la gravedad específica de la tubería ($SG_{Acero} = 7,8$), la profundidad medida (MD), la velocidad de levantamiento o bajada (V_h), la velocidad rotacional de la sarta (N_r), el módulo de Young del acero($4,3 \cdot 10^9$ lbf/ft²) (E), la ubicación de la zapato del casing anterior y la carga en el gancho.

The screenshot shows two instances of the 'Ingresar Fase' window. The top window is empty, with the 'Ejemplo' button highlighted by a red box. The bottom window is filled with data. A red arrow points to the 'Ejemplo' button in the top window. In the bottom window, a red arrow points to the first row of the table, and another red arrow points to the 'Guardar' button. A third red arrow points to the '+' and '-' buttons at the bottom right of the bottom window.

	SG lodo	Coef. Fricción OH	Coef. Fricción CH	SG tubería	MD [ft]	Vh [ft/s]	Nr [rpm]	E [lbf/ft ²]	Carga del gancho [lbf]	Prof. del zapato [ft]
▶▶										
▶	1.25	0.25	0.2	7.8	28152.24	0.984	60	20.6	0	22986
*										

Figura A.68. Ventana 2 módulo 1 TORA.

De acuerdo al número de fases que se deseen analizar, se debe llenar una fila por fase con la información requerida para cada una. Es importante tener en cuenta que el símbolo que habilita el diligenciamiento de los datos para cada fase es una flecha en la parte izquierda de cada fila, es decir, que cuando se terminen de ingresar todas las fases el símbolo en la fila siguiente deberá ser únicamente (*), de lo contrario no correrá de manera adecuada el programa debido a que quedara habilitada una fase sin datos. En caso tal de que se requiera aumentar o reducir el número de fases, se podrán usar los botones (+ y -) ubicados en la parte inferior derecha para ejecutar esta acción.

En la parte superior de la pestaña al dar click en el botón (Ejemplo) se podrá visualizar una demostración de cómo se deben ingresar los datos. Es importante aclarar que se debe usar únicamente (,) para decimales.

Al finalizar el ingreso de fases se debe dar click en el botón (Guardar) y seguidamente (Continuar).

A.3 Módulo 2

En este módulo se deben cargar los archivos de survey y sarta de perforación utilizados en cada una de las fases, teniendo en cuenta que el tipo de archivo debe ser .xlsx siguiendo los formatos estándar que se muestran en la figura A.69 y la figura A.70.

BHA #1					
Componente	Longitud [ft]	MD [ft]	OD [in]	ID [in]	Peso nominal [lb/ft]

Figura A.69. Formato estándar para cargar datos de sarta de perforación.

MD [ft]	Incl [°]	Incl [Rad]	Azim Grid [°]	Azim Grid [Rad]	TVD [ft]	DLS [°/100ft]	DL [Rad]	Longitud [ft]
---------	----------	------------	---------------	-----------------	----------	---------------	----------	---------------

Figura A.70. Formato estándar para cargar datos de survey.

Inicialmente es necesario indicar el número de la fase correspondiente, es importante tener presente que la numeración de las fases inicia en 0, a continuación, se procede a subir el archivo de survey, cuando este esté cargado aparecerá una ventana que indica el número de fases que se cargarán, luego de este se podrá subir el archivo de sarta de perforación. Al terminar de cargar los dos archivos de cada fase se debe dar click en guardar para cargar la próxima, y seguidamente dar click en continuar para pasar al siguiente módulo.

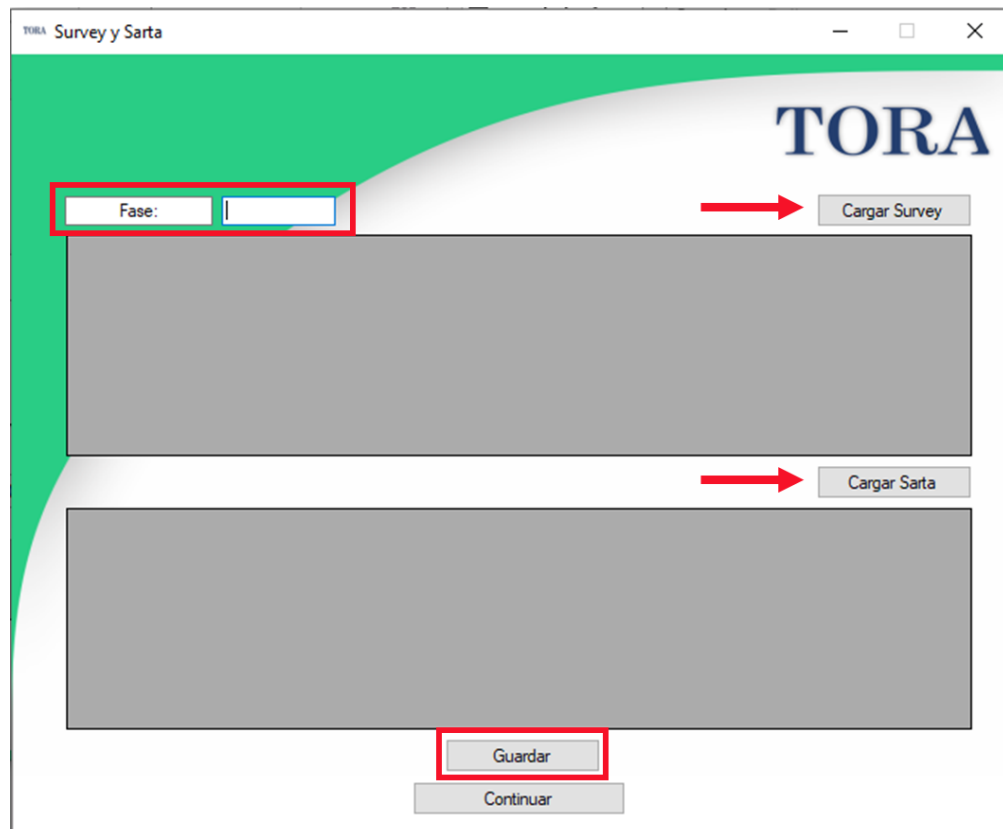


Figura A.71. Ventana 1 módulo 2 TORA.

Es importante verificar que los archivos se cargaron exitosamente, esto se confirma por medio de la revisión de la parte inferior de los espacios que muestran los archivos cargados, donde solo debe aparecer una fila en blanco.

The screenshot shows the TORA software interface. At the top, there is a header with the TORA logo and a window title 'TORA Survey y Sarta'. Below the header, there is a 'Fase:' field with the value '0' and a red arrow pointing to it. To the right of the 'Fase:' field is a 'Cargar Survey' button. Below this is a table with columns: MD, Inclinación [°], Inclinación [Rad], Azimut [°], Azimut [Rad], and TVD. The table contains three rows of data. Below the table is a red-bordered box containing a scroll bar and a '*' icon. Below the scroll bar is a 'Cargar Sarta' button. Below this is another table with columns: Componente, Longitud, MD, OD, ID, and Peso Non. The table contains four rows of data. Below the table is a red-bordered box containing a scroll bar and a '*' icon. At the bottom of the interface are two buttons: 'Guardar' and 'Continuar'.

MD	Inclinación [°]	Inclinación [Rad]	Azimut [°]	Azimut [Rad]	TVD
8567	63.83	1.114043661547...	141.05	2.461786909938	7553.04
8611	64.1	1.118756050528...	141.1	2.462659574564	7572.35
8678	64.75	1.120100690666	141.11	2.4628341074892	7601.27

Componente	Longitud	MD	OD	ID	Peso Non
Casing	42.77	8683.31	7	6.28	26
Float collar	1.22	8684.53	7	6.18	29
Casing	42.7	8727.23	7	6.28	26
Dr	2.77	8730	7.5	6	65

Figura A.72. Ventana 1 módulo 2 TORA.

A.4 Módulo 3

En este segmento todos los valores numéricos calculados se muestran por medio de tablas individuales, para poder observar los cálculos por fase se debe ingresar el número correspondiente. En la parte superior se encuentran cuatro botones que permiten visualizar la tabulación de resultados para los datos generales y para cada uno de los modelos, debajo de estos podrá identificarse el nombre del modelo que está siendo mostrado. Las unidades para los valores calculados son [lbf] para arrastre y [lbf-ft] para torque. Es importante recalcar que la aplicación de los modelos matemáticos utilizados fue desarrollada a partir de los algoritmos que se presentan al final de este documento.

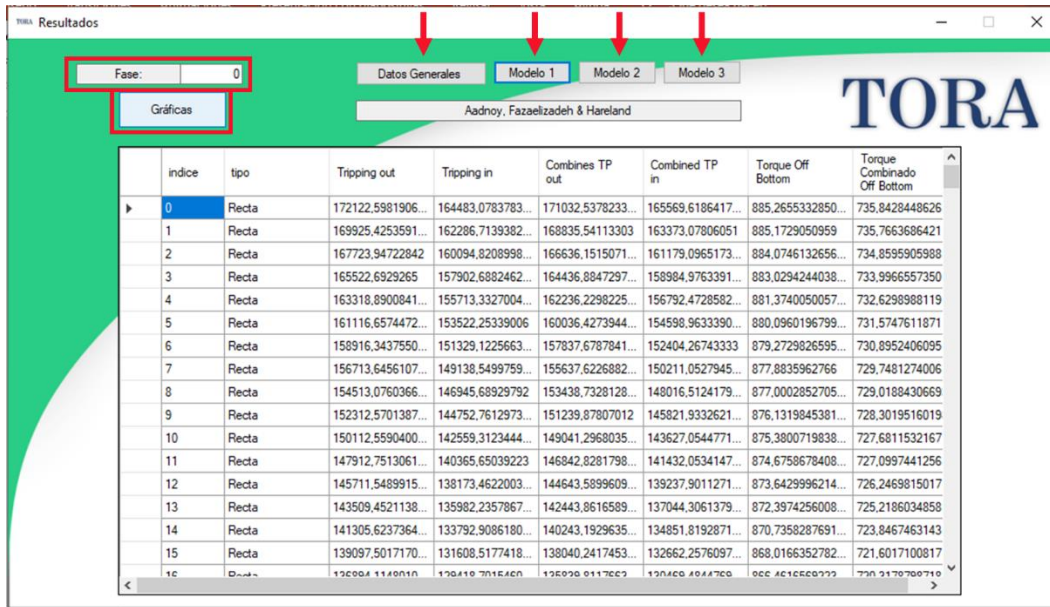


Figura A.73. Ventana 1 módulo 3 TORA

Para observar los resultados gráficos obtenidos en cada modelo para las diferentes fases se procede a dar click en el botón graficar.

A.5 Módulo 4

Esta sección consta de tres espacios gráficos los cuales permiten reunir todos los parámetros que se desea representar en graficas propias para cada modelo y adicionalmente permite observar para un modelo cada parámetro en graficas individuales.

El procedimiento para usar los espacios gráficos es inicialmente especificar la fase, seguidamente se selecciona el modelo, la operación y el parámetro o los parámetros que se desean ver. Los ejes coordenados están en unidades de [°] para inclinación, [klbf] para el peso estático y para el arrastre, y [klbf-ft] para torque, en el eje x; en cuanto al eje y este corresponde a la profundidad medida expresada[ft].



Figura A.74. Ventana 1 módulo 4 TORA