

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELADO NUMÉRICO DEL FENÓMENO DE TORQUE Y ARRASTRE EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Ing. Pineda H., Geralf

Para optar al Título de
Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica

Caracas, 2012

© GeraIf Pineda, 2012

Hecho el Depósito de Ley.

Depósito Legal: lft4872012620359

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELADO NUMÉRICO DEL FENÓMENO DE TORQUE Y ARRASTRE EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Manuel Martínez, Ph.D.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Ing. Pineda H., GeraIf

Para optar al Título de
Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica

Caracas, 2012

APROBACIÓN DEL TUTOR

En carácter de Tutor del Trabajo de Grado de Maestría, presentado por el Ing. GeraIf Pineda H. para optar al título de Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica, considero que dicho trabajo, cuenta con los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y a la evaluación por parte del jurado examinador designado.

Caracas, a los 15 días del mes de enero de 2012

Prof. Manuel Martínez, Ph.D.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por su infinito amor y misericordia.

Agradezco también al Profesor Manuel Martínez por su apoyo y orientación durante el desarrollo de este trabajo, y a mi compañero Vicente Ciccola por su amistad y apoyo.

Por último, y no por eso de menor importancia, agradezco a mis padres por su orientación y motivación y a Marybell De Abreu por estar conmigo en todo momento apoyándome incondicionalmente.

Sin su ayuda no hubiera sido posible este logro.

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
POSTGRADO

**MODELADO NUMÉRICO DEL FENÓMENO DE TORQUE Y ARRASTRE EN
TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS**

Autor:

Ing. Geralf Pineda
Hernández

Tutor:

Prof. Manuel Martínez,
Ph.D.

RESUMEN

Torque y arrastre son parámetros críticos en perforación direccional, especialmente en pozos horizontales y de alcance extendido. Las limitaciones generadas por el fenómeno de torque y arrastre en dichos pozos son encontradas usualmente durante las fases de perforación y completación. Los trabajos de completación son incluidos en el diseño base del pozo como consecuencia de que han existido numerosos casos en donde el pozo ha sido satisfactoriamente perforado pero no ha podido ser completado debido a fallas en el diseño o limitaciones en el taladro.

Para calcular las fuerzas aplicadas sobre la tubería de completación se requiere el uso de un modelo matemático que permita predecir las cargas o esfuerzos que pueden ser aplicados de forma segura sobre la tubería de completación durante su instalación. Experiencia previa ha mostrado que el uso de estos modelos en todas las fases de perforación y completación del pozo es una ventaja.

El modelo más usado para estimaciones de torque y arrastre está basado en el propuesto por Johansick et al. (1983), debido a su simplicidad y disponibilidad general. Experiencia de campo indica que en algunos casos estos modelos analíticos generan resultados inexactos.

Por esta razón, se desarrolló un estudio numérico basado en el modelo de Johansick. Dicho estudio permitió desarrollar un modelo 3D en elementos finitos (MEF) para la estimación del torque y arrastre que, debido a su versatilidad y flexibilidad, puede ser usado como base iniciar estudios numéricos en diferentes áreas como lo son pandeo, vibraciones, análisis de esfuerzos, diseño del ensamble de fondo de pozo, etc.

A partir del modelo propuesto en combinación con algunos modelos de cálculos de trayectorias de pozo se desarrolló un programa computacional para la estimación del torque y el arrastre generado durante la fase de completación del pozo. En este trabajo se muestran las bases teóricas que soportan el modelo y su validación a través de su aplicación en algunos casos de campo, obteniendo un buen ajuste con datos reales.

Palabras claves: Torque y arrastre, perforación, completación, método de elemento finito, tuberías de completación, sarta de perforación.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xii
Capítulo 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO	3
1.1.1 Objetivos Específicos	3
Capítulo 2	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES	6
2.2 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS	7
2.2.1 Componentes del taladro de perforación	8
2.2.2 La planta de fuerza motriz	8
2.2.3 El sistema de izaje	11
2.2.4 El sistema rotatorio	15
2.2.5 La sarta de perforación	20
2.2.6 El sistema de circulación del fluido de perforación	24
2.2.7 Perforación	30
2.2.8 Perforación del hoyo superficial	30
2.2.9 La primera carrera o sacada de la sarta	33
2.2.10 Primera tubería de revestimiento	34
2.2.11 Cementación	36
2.2.12 Devolviendo la sarta al hoyo	40
2.2.13 Instalación y cementación del revestidor intermedio	41
2.2.14 Perforación final	41
2.2.15 Instalación de la tubería de producción	42
2.2.16 Cañoneo	42
2.3 DISEÑO DE TRAYECTORIA DE POZOS	43
2.3.1 Perfiles de pozo y terminología	44
2.3.2 Modelado de la trayectoria de un pozo	48

2.4 TORQUE Y ARRASTRE – FORMULACIÓN TEÓRICA	52
2.4.1 Torque	53
2.4.2 Arrastre	54
2.4.3 Factores de fricción	55
2.4.4 Definiciones generales en torque y arrastre	62
2.4.5 Modelos analíticos para el cálculo del torque y arrastre	63
2.5 FORMULACIÓN DEL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO	72
2.5.1 Método de solución por elementos finitos	74
2.5.1 Modelado por el método directo de la rigidez	77
Capítulo 3	83
DESARROLLO TEÓRICO - SOLUCIÓN NUMÉRICA	83
3.1 INTRODUCCIÓN	83
3.2 MODELO TEÓRICO	84
3.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA	94
Capítulo 4	97
CASOS DE ESTUDIO – RESULTADOS Y ANÁLISIS	97
4.1 INTRODUCCION	97
4.2 CASOS DE ESTUDIO	97
4.2.1 Pozo 1	98
4.2.2 Pozo 2	99
4.2.3 Pozo 3	102
4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS	105
4.3.1 Resultados y análisis - Pozo 1	106
4.3.2 Resultados y análisis - Pozo 2	111
4.3.3 Resultados y análisis - Pozo 3	116
Capítulo 5	121
CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS	121
5.1 CONCLUSIONES	121
5.2 INVESTIGACIONES FUTURAS	126
REFERENCIAS	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Dimensiones de los pozos de alcance extendido en los últimos años	2
Figura 2. Taladro de perforación con los componentes más importantes.....	10
Figura 3. Sistema de elevación de una torre de perforación giratoria	12
Figura 4. Equipo de perforación con unión giratoria motorizada - <i>top drive</i>	15
Figura 5. Acoplando el elevador al tubo de perforación que cuelga de la mesa rotaria para luego izar la sarta de perforación y proseguir una o más veces con las maniobras de extracción hasta sacar toda la sarta del hoyo	17
Figura 6. Esquema del sistema de rotación donde se muestra como el Kelly encaja dentro de la mesa rotaria.	19
Figura 7. Mecha de perforación	21
Figura 8. Componentes de un sistema de circulación de lodo.....	25
Figura 9. Corte transversal de un hoyo para mostrar el descenso y ascenso del fluido de perforación	27
Figura 10. Ubicación del hoyo de rata y del hueco de ratón.....	31
Figura 11. Procedimiento para hacer una conexión.....	32
Figura 12. Operaciones de subida o bajada de tubería al hoyo.....	34
Figura 13. Tipos de centralizadores, a) Flexibles, b) Rígidos y c) Sólidos	35
Figura 14. Configuración general de raspadores, a) Reciprocante tipo alambre, b) Reciprocante tipo cable y c) Rotativo tipo alambre.....	35
Figura 15. Esquema general el proceso de procura, transporte, almacenaje, distribución mezclado y bombeo de lechadas de cemento.	37
Figura 16. Esquema básico de presentación de tapones para cementación., a) Tapón duro o de tope, b) Tapón blando o de fondo.	38
Figura 17. Diseño de tapones de cementación comerciales.....	38
Figura 18. Válvula impide reventones (<i>BOP – blowout preventer</i>)	39
Figura 19. Proceso de cañoneo: a) ubicación de los explosivos, b) Cañoneo y c) producción el pozo.....	43
Figura 20. Terminología de un perfil de pozo	44
Figura 21. Clasificación de los pozos en función a la tasa de construcción de ángulo	46
Figura 22. Cálculo de trayectoria a través del método de la mínima curvatura.....	49

Figura 23. Método tangencial: a) sección vertical; b) vista de planta.	51
Figura 24. Fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado	52
Figura 25. Diagrama de ojos de llave – <i>key seats</i>	56
Figura 26. Efecto del socavamiento - <i>ploughing</i>	57
Figura 27. Tablero de control del perforador en el taladro.	60
Figura 28. Ejemplo de análisis de riesgo en arrastre - DRA.....	61
Figura 29. Bloque viajero	62
Figura 30. Elemento de sarta para el modelo de torque y arrastre con tubería flexible (<i>soft string</i>).....	64
Figura 31. Simetría cuando se construye o se tumba ángulo en operaciones de subida y bajada de tuberías (<i>el ángulo α es complementario al ángulo usado convencionalmente para medir la inclinación desde la vertical</i>).....	66
Figura 32. Efecto de la rotación de la tubería sobre la fricción axial de la sarta de perforación	69
Figura 33. Gráficas de un análisis de torque y arrastre.....	71
Figura 34. Registro del torque actual vs el predicho	72
Figura 35.- Discretizaciones para una aleta de una turbina. (a) Modelo de diferencias finitas. (b) Modelo para elementos finitos.	73
Figura 36 - Elementos isoparamétricos comunes. (a) Triángulo. (b) Cuadrilátero. (c) Tetraedro. (d) Hexaedro.....	76
Figura 37. Sistema de referencia general y global por nodo.....	84
Figura 38. Procedimiento usado para el cálculo del modelo geométrico - Trayectoria	85
Figura 39. Sistema de referencia local por elemento y global por nodo.....	86
Figura 40. Elemento viga espacial con doce grados de libertad.....	87
Figura 41. Arquitectura multicapa	95
Figura 42. Diagrama de actividades.....	96
Figura 43. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 1.....	98
Figura 44. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 1.	99
Figura 45. Esquema mecánico – Pozo 2.....	100
Figura 46. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 2.....	101

Figura 47. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 2.	102
Figura 48. Esquema mecánico – Pozo 3.	103
Figura 49. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 3.	104
Figura 50. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 3.	105
Figura 51. Resultados de las corridas para la estimación de los coeficientes de roce – Pozo 1.	106
Figura 52. Resultados de las simulaciones bajo diferentes discretizaciones – Pozo 1.	107
Figura 53. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (247 elementos) – Pozo 1.	108
Figura 54. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 1.	109
Figura 55. Definición de standoff y eficiencia de desplazamiento.	110
Figura 56. Distribución de standoff estimada– Pozo 1.	111
Figura 57. Resultados de las simulaciones utilizando 114 elementos – Pozo 2.	112
Figura 58. Resultados de las simulaciones utilizando 171 elementos – Pozo 2.	113
Figura 59. Resultados de las simulaciones utilizando 342 elementos – Pozo 2.	114
Figura 60. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 2.	115
Figura 61. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (171 elementos) – Pozo 2.	115
Figura 62. Distribución de standoff estimada – Pozo 2.	116
Figura 63. Estimaciones de carga en el gancho para las diferentes corridas – Pozo 3.	117
Figura 64. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (349 elementos) – Pozo 3.	118
Figura 65. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 3.	119
Figura 66. Distribución de standoff estimada – Pozo 3.	119
Figura 67. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 1.	122
Figura 68. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 2.	123
Figura 69. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 3.	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Dimensiones del sistema en estudio	68
Tabla 2: Dimensiones del sistema en estudio	70
Tabla 3: Conjunto de variables por cada elemento de la estructura	79

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

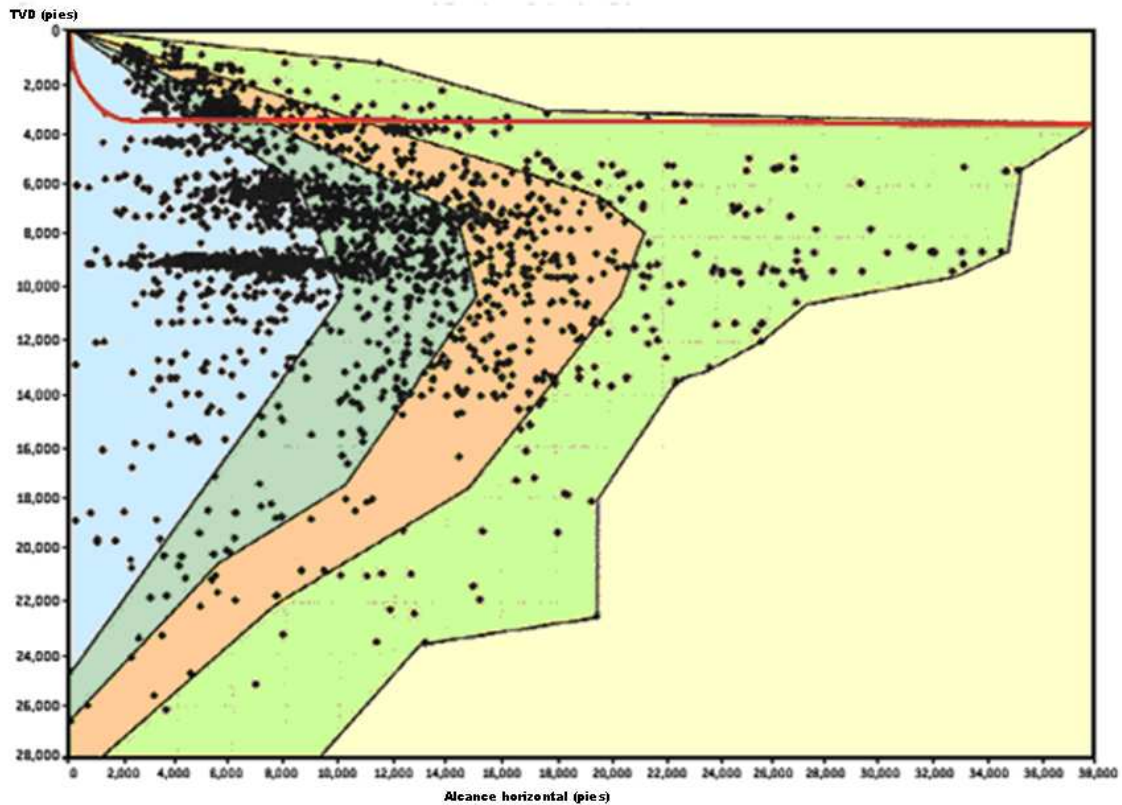
La creciente demanda de hidrocarburos a nivel mundial ha llevado a la industria petrolera al desarrollo e implantación de avances tecnológicos en los diferentes eslabones que la integran, así como a la adaptación e innovación de las metodologías y herramientas existentes, con el objetivo de incrementar su rendimiento, productividad y, al mismo tiempo, obtener productos petrolíferos de calidad que satisfagan su demanda de manera sustentable, eficiente, confiable y oportuna.

Dentro de los eslabones que integran la industria petrolera se encuentran la exploración y producción de petróleo y gas natural, siendo la fase de construcción y producción de pozos una parte esencial de este campo. Esta fase tiene como finalidad comunicar el petróleo y/o gas que se encuentran en el subsuelo con los equipos de superficie para su procesamiento y comercialización. Desafortunadamente, el proceso de construcción y producción de un pozo no es una tarea sencilla.

La tecnología en perforación ha avanzado rápidamente en los últimos 10 años. Tal y como se muestra en la Figura 1, la barrera de los 30.000 pies de alcance ha sido superada varias veces y diferentes operadoras están activamente planificando pozos entre 36.000 y 49.000 pies (Ghiselin, 2009).

Desde que secciones de hoyos horizontales están siendo perforadas en longitudes que exceden los 20.000 pies de alcance, la ubicación de las herramientas de perforación y tuberías de completación a las profundidades planificadas podría no ser posible bajo un plan de perforación propuesto.

El arrastre friccional puede imposibilitar la instalación de la tubería de completación a la profundidad planificada del pozo. Esta situación puede ser especialmente crítica en hoyos horizontales.



Fuente: (Ghiselin, 2009)

Figura 1. Dimensiones de los pozos de alcance extendido en los últimos años

Durante los primeros años de construcción de pozos horizontales, el peso en el gancho usualmente era suficiente para empujar la tubería de completación hasta la profundidad total planificada. Con el inicio de la perforación de longitudes extremas adquiere importancia el modelado anticipado del plan de completación del pozo con la finalidad de determinar 1) si la tubería de completación puede soportar las deformaciones (tensión, compresión y torque) de instalación, y 2) si se tiene suficiente peso sobre el gancho para poder posicionar la tubería de completación a la profundidad total planificada.

Cuando se consideran desarrollos costa afuera, de acuerdo a ODS-Petrodata Consulting & Research (<http://www.ods-petrodata.com>), en los últimos 3 años los costos de perforación han superado ocasionalmente la barrera de 1.000.000 US\$ diarios (unidad semisumergible). Debido al aumento de los costos y los riesgos en estos escenarios, la capacidad de evaluar con precisión los diversos esfuerzos a los cuales va a estar sometida la tubería de completación durante su instalación pasa a ser una tarea fundamental para el éxito del pozo.

Para calcular las fuerzas aplicadas sobre la tubería de completación se requiere el uso de un amplio rango de parámetros del pozo y herramientas computacionales especializadas que permitan la predicción de cargas y esfuerzos que puede soportar la tubería de completación de forma segura durante su instalación. Si el proceso de modelado indica que la tubería de completación no soporta los esfuerzos de instalación sin 1) fallar por cargas de tensión, 2) pandear por cargas de compresión, o 3) fallar por torque rotacional, se debe diseñar otro plan de perforación o emplear otro tipo de recursos.

En la actualidad existen herramientas computacionales desarrolladas por empresas foráneas que realizan esta tarea utilizando métodos analíticos. Actualmente en PDVSA se realizan este tipo de estudios usando WellPlan, patrocinada por Halliburton, cuya licencia representa el pago de miles de dólares anuales.

Todo esto ha motivado a que en PDVSA Intevep se dirijan esfuerzos hacia el desarrollo de una metodología de cálculo computacional que permita la estimación, a través del modelado numérico por elemento finito, de las fuerzas presentes durante el proceso de perforación e instalación de tuberías de completación de pozos.

1.1 OBJETIVO

Desarrollar una herramienta de cálculo computacional que permita la estimación, a través del modelado numérico por el método del elemento finito, de las fuerzas presentes sobre la tubería durante el proceso de perforación e instalación de tuberías de completación de pozos, conocido como el fenómeno de torque y arrastre.

1.1.1 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- a. Realizar un resumen bibliográfico acerca de: 1) fundamentos teóricos y consideraciones operacionales sobre el fenómeno de torque y arrastre, 2) metodologías y modelos matemáticos usados para la estimación del torque y arrastre y 3) modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en pozos petroleros.

- b. Construir un modelo numérico, basado en elemento finito, que permita simular el comportamiento de la tubería durante el proceso de perforación y completación de pozos petroleros.
- c. Identificar los casos de carga y las actividades operacionales a ser modeladas.
- d. Establecer una metodología de cálculo, basada en elemento finito, que permita modelar el fenómeno de torque y arrastre y estimar las fuerzas presentes en la tubería durante el proceso de perforación e instalación de tuberías de completación de pozos.
- e. Implementar la metodología de cálculo desarrollada, a través de la programación en lenguaje C Sharp, siguiendo los estándares corporativos en desarrollo de software adoptados por PDVSA.
- f. Evaluar y validar la herramienta desarrollada.

Para alcanzar los objetivos planteados en esta investigación, el presente documento se dividió en cinco (5) capítulos. El presente capítulo es una breve introducción al tema, mencionando la motivación y los objetivos de la investigación. En el capítulo 2 se presenta el marco teórico. Al inicio de este segundo capítulo se describen los antecedentes del trabajo y los fundamentos básicos de perforación de pozos de petróleo y gas y diseño de trayectoria de pozos. Una vez inmerso en el contexto del problema, se presenta la teoría asociada al fenómeno de torque y arrastre, al método del elemento finito y algunas consideraciones matemáticas adicionales necesarias.

En el capítulo 3, se muestra el desarrollo teórico de la solución numérica del problema planteado, y a partir de esto se reseña cómo se realizó la implementación de la metodología en una herramienta computacional.

En el capítulo 4, correspondiente a los casos de estudio y sus resultados y análisis, se presenta, en primera instancia, una introducción de cómo se debe proceder a utilizar una herramienta de este tipo, luego se realiza una descripción de los diferentes casos a estudiar así como los datos disponibles, tanto para alimentar el modelo numérico como para realizar su validación. Finalmente, se presentan los resultados obtenidos así como el respectivo análisis, comparando los resultados estimados con los obtenidos en campo.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones que se derivan de la presente investigación, con propuestas de líneas de investigación futuras que conduzcan a mejorar los procedimientos de diseño y evaluación de operaciones de completación de pozos de petróleo y gas en Venezuela.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

En este capítulo, luego de presentar unos cortos antecedentes, se describen los diversos aspectos teóricos relativos a la presente investigación: fundamentos de perforación de pozos de petróleo y gas y diseño de trayectoria, formulación teórica del fenómeno de torque y arrastre, formulación del método del elemento finito y algunas consideraciones matemáticas necesarias para la elaboración de un modelo numérico estático que permita estimar las cargas presentes durante el procedimiento de colocación de tuberías dentro de un pozo de petróleo o gas.

2.1 ANTECEDENTES

El análisis de las fuerzas presentes durante el proceso de perforación e instalación de tuberías de completación de pozos es una tarea imprescindible durante el diseño de la perforación de un pozo de alcance extendido, y el mismo se ha venido realizando durante los últimos 30 años haciendo uso de diferentes modelos analíticos presentados en la literatura. El método más comúnmente usado para este tipo de tareas es el modelo de torque y arrastre desarrollado originalmente por Dawson y Lane (Johancsik, 1973) y planteado en ecuaciones diferenciales por Sheppard (1987). Debido a la simplicidad y a la disponibilidad general de este modelo, ha sido usado extensivamente para la planificación y durante las operaciones en el campo.

En términos más básicos, un modelo de sarta debe determinar la trayectoria de un tubo elástico confinado dentro de un hoyo. El tubo elástico puede establecer contacto con el hoyo en numerosos lugares en forma de un punto de contacto o contacto continuo, y el punto de contacto debe ser determinado por el proceso de cálculo. Además, las no-linealidades geométricas asociadas con la trayectoria del hoyo usualmente violan las consideraciones básicas usadas en el desarrollo de las ecuaciones propuestas en la bibliografía especializada, por lo cual se deben usar relaciones elásticas más generales (e.g. Love (1944) y Nordgren (1974)). Una de las formulaciones más conocidas es la

desarrollada por Walter y Friedman (1977). Una publicación que a menudo se pasa por alto, es el trabajo de Ho (1986). Ho siguió este trabajo con una simplificación para modelos de tubería flexible (Ho, 1988). Ho también usó un sistema de coordenadas curvilíneas basadas en las ecuaciones de Serret-Frenet para una curva en el espacio.

El modelo de torque y arrastre resuelve el problema de contacto con el hoyo pero suponiendo que la trayectoria de la sarta es la misma que la trayectoria del pozo. Además el contacto se supone continuo. Esta trayectoria está ciertamente dentro de una tolerancia de centímetros de la trayectoria de la sarta actual. Desafortunadamente, el modelo de cálculo de trayectoria más comúnmente usado (mínima curvatura) implica que los momentos flectores no son continuos en las estaciones de medición. La solución a este problema es suponer que la sarta es una viga con una simple fuerza, y la misma se asume tangente a la trayectoria del pozo. Debido a que la rigidez a la flexión es despreciada, el modelo de torque y arrastre es usualmente denominado como cable, cadena o tubería flexible. Note que esta consideración no es necesaria si se usa un modelo para determinar la trayectoria del pozo suficientemente lisa.

Desde el punto de vista numérico se conoce de algunas aplicaciones computacionales, patrocinadas por compañías extranjeras, que resuelven el problema y estiman las cargas asociadas al proceso de perforación e instalación de tuberías de completación de pozos, pero dichas compañías no publican sus trabajos de investigaciones en el área por considerarlos propensos a la copia y que dichas aplicaciones son productos licenciados.

2.2 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos (Barberii, 1998).

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus

componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

2.2.1 Componentes del taladro de perforación

Los componentes del taladro son:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje.
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.

En la Figura 2 se podrá apreciar la disposición e interrelación de los componentes mencionados. La función principal del taladro es hacer hoyo, lo más económicamente posible. Hoyo cuya terminación representa un punto de drenaje eficaz del yacimiento. Lo ideal sería que el taladro hiciese hoyo todo el tiempo pero la utilización y el funcionamiento del taladro mismo y las operaciones conexas para hacer y terminar el hoyo requieren hacer altos durante el curso de los trabajos. Entonces, el tiempo es primordial e influye en la economía y eficiencia de la perforación.

2.2.2 La planta de fuerza motriz

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido de perforación.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad.

Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atasque de la tubería de

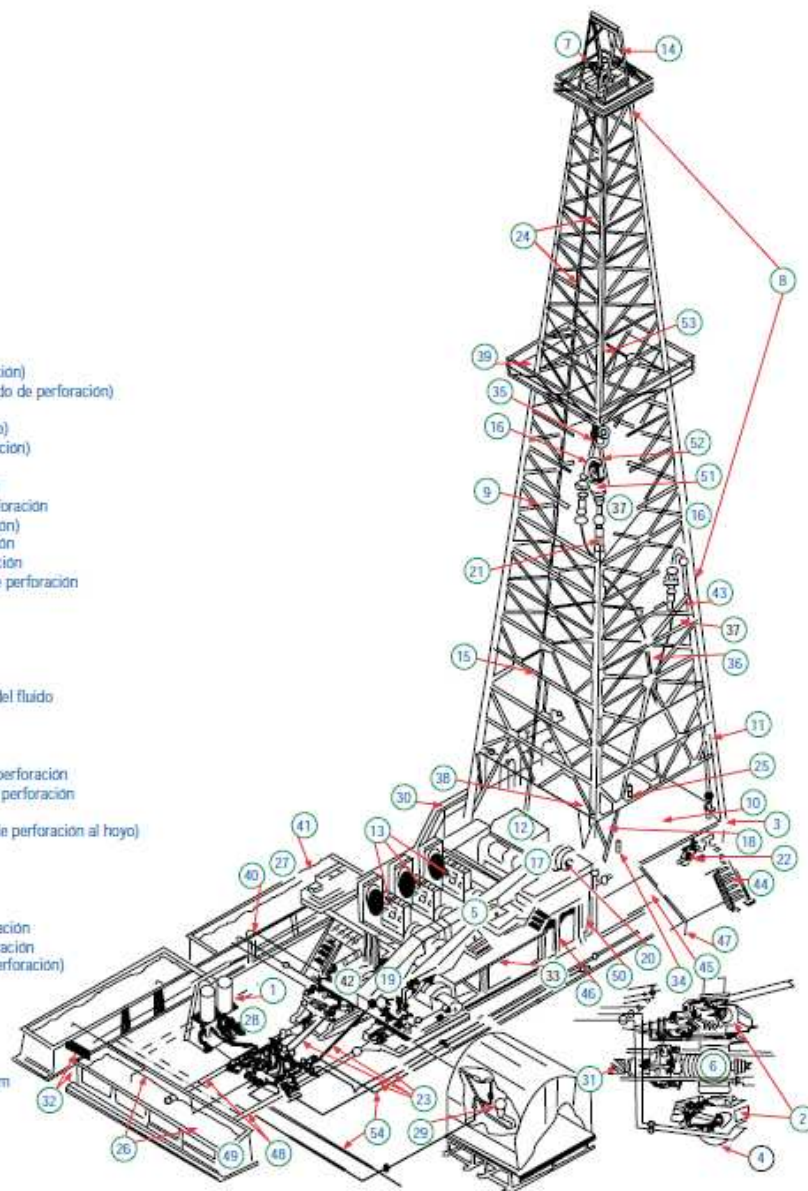
perforación o de la de revestimiento, durante su inserción en el hoyo y sea necesario templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, ésta puede utilizarse plenamente. De igual manera, durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

1. Cilindros para aire
2. Impidierreventones
3. Base para la pata
4. Brida del cabezal
5. Engranajes de transmisión
6. Cruceta de acoplamiento
7. Corriente (poleas fijas)
8. Cabria o torre
9. Refuerzo diagonal (travesano)
10. Piso de la torre
11. Pata de la cabria
12. Malacate
13. Motores (diesel, gas, eléctricos)
14. Caballete
15. Travesano (horizontal)
16. Conexión acodada
17. Guardacadena
18. Guardatransmisión (de la colisa)
19. Guardatransmisión (de las bombas)
20. Freno hidráulico
21. Junta kelly
22. Tubería de colmado (fluido de perforación)
23. Tuberías de descarga (bombas del fluido de perforación)
24. Cable de perforación (enlaza malacate-corriente-bloque viajero)
25. Hoyo de encaje (para tubos de perforación)
26. Batidores fijos, fluido de perforación
27. Batidor giratorio, fluido de perforación
28. Múltiple de la tubería del fluido de perforación
29. Trolva (para mezclar fluido de perforación)
30. Canal del descarga, fluido de perforación
31. Tubería de descarga, fluido de perforación
32. Conexiones entre tanques del fluido de perforación
33. Piso de la subestructura de motores
34. Hoyo de descanso (kelly)
35. Gancho polea viajera
36. Manguera del fluido de perforación (empalme junta rotatoria-subiente)
37. Cadena de seguridad de la manguera del fluido de perforación
38. Colisa
39. Encuelladero
40. Tanque de asentamiento del fluido de perforación
41. Cerridor vibratorio de ripio y fluido de perforación
42. Bombas del fluido de perforación
43. Subiente (tubería para mandar fluido de perforación al hoyo)
44. Escalera
45. Subestructura de la cabria
46. Subestructura del malacate
47. Subestructura de la rampa
48. Tubería de succión de fluido de perforación
49. Tanque para succionar fluido de perforación
50. Cámara de amortiguación (fluido de perforación)
51. Junta giratoria
52. Asa de la junta giratoria
53. Bloque viajero
54. Tubería para suministro de agua.

Fuente: Galveston - Houston Co., Petroleum Engineer International, march, 1981.



Fuente: (Barberii, 1998)

Figura 2. Taladro de perforación con los componentes más importantes

2.2.3 El sistema de izaje

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias de esas etapas para introducir en el hoyo la sarta de tubos que reviste la pared del hoyo, la función del sistema izaje es esencial.

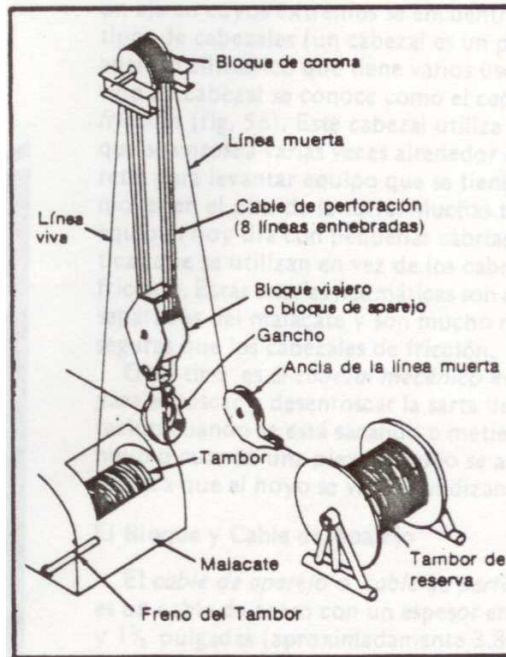
Meter en el hoyo, sostener en el hoyo o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros que garanticen la realización de las operaciones sin riesgos para el personal y el equipo.

Los componentes principales del sistema de izaje son:

El malacate

Ubicado entre las dos patas traseras de la cabria, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio. Su funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación. Ver Figura 3.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales. El carrete sirve para devanar y mantener arrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.



Fuente: (Baker, 1979)

Figura 3. Sistema de elevación de una torre de perforación giratoria

El cable de perforación

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de izaje como son el cuadernal de poleas fijas ubicado en la cornisa de la cabria y el cuadernal del bloque viajero.

El cable de perforación consta generalmente de seis ramales torcidos. Cada ramal está formado a su vez por seis o nueve hebras exteriores torcidas también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal. Finalmente, los ramales cubren el centro o alma del cable que puede ser formado por fibras de acero u otro material como cáñamo.

La cabria de perforación

Se fabrican varios tipos de cabrias: portátil y autopropulsada, montadas en un vehículo adecuado; telescópicas o trípodes que sirven para la perforación, para el reacondicionamiento o limpieza de pozos.

La silueta de la cabria es de tipo piramidal y la más común y más usada es la rígida, cuyas cuatro patas se asientan y aseguran sobre las esquinas de una subestructura metálica muy fuerte.

La parte superior de esta subestructura, que forma el piso de la cabria, puede tener una altura de 4 a 8,5 m. Esta altura permite el espacio libre deseado para trabajar con holgura en la instalación de las tuberías, válvulas y otros aditamentos de control que se ponen en la boca del hoyo o del pozo.

Entre pata y pata, la distancia puede ser de 6,4 a 9,1 m, según el tipo de cabria, y el área del piso estaría entre 40 y 83 m cuadrados.

La altura de la cabria puede ser de 26 a 46 m. A unos 13, 24 ó 27 m del piso, según la altura total de la cabria, va colocada una plataforma, donde trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación. Esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (pareja) o de tres en tres (triple) se paran sobre el piso de la cabria y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

La longitud total de tubería de perforación o de tubería de producción que pueda arrumarse depende del diámetro de la tubería. Como la carga y el área que representan los tubos arrumados verticalmente son grandes, la cabria tiene que ser fuerte para resistir además las cargas de vientos que pueden tener velocidad máxima de 120 a 160 kilómetros por hora (km/h). Por tanto, los tirantes horizontales y diagonales que abrazan las patas de la cabria deben conformar una estructura firme. Por otra parte, durante la perforación la tubería puede atascarse en el hoyo, como también puede atascarse la tubería revestidora durante su colocación en el hoyo. En estos casos hay que desencajarlas templando fuertemente y por ende se imponen a la cabria y al sistema de izaje, específicamente al cable de perforación, fuertes sobrecargas que deben resistir dentro de ciertos límites.

En su tope o cornisa, la cabria tiene una base donde se instala el conjunto de poleas fijas (cuadernal fijo). Sobre la cornisa se dispone de un caballete que sirve de auxiliar para los trabajos de mantenimiento que deben hacerse allí.

El aparejo o polipasto

Para obtener mayor ventaja mecánica en subir o bajar los enormes pesos que representan las tuberías, se utiliza el aparejo o polipasto.

Del carrete de abastecimiento se pasa el cable de perforación por la roldana de la polea del cuadernal de la cornisa y una roldana del bloque viajero, y así sucesivamente hasta haber dispuesto entre los dos cuadernales el número de cables deseados. La punta del cable se ata al carrete del malacate, donde luego se devanará y arrollará la longitud de cable deseado. Este cable -del malacate a la cornisa- es el cable vivo o móvil, que se enrolla o desenrolla del malacate al subir o bajar el bloque viajero. Como podrá apreciarse el cable vivo está sujeto a un severo funcionamiento, fatiga y desgaste.

El resto del cable que permanece en el carrete de abastecimiento no se corta sino que se fija apropiadamente en la pata de la cabria. Este cable -de la pata de la cabria a la cornisa- no se mueve y se le llama cable muerto; sin embargo, está en tensión y esto es aprovechado para colocarle un dispositivo que sirve para indicar al perforador el peso de la tubería.

Cuando por razones de uso y desgaste es necesario reemplazar el cable móvil, se procede entonces a desencajarlo del malacate, cortarlo y correrse el cable entre la polea fija y el bloque viajero, supliendo cable nuevo del carrete de almacenamiento.

Generalmente, el número de cables entre el bloque fijo y el bloque viajero puede ser 4, 6, 8, 10, 12 o más, de acuerdo al peso máximo que deba manejarse. También debe tomarse en consideración el número de poleas en la cornisa y el bloque, y además el diámetro del cable y la ranura por donde corre el cable en las poleas.

El bloque viajero es una pieza muy robusta que puede pesar entre 1,7 y 11,8 toneladas y tener capacidad de carga entre 58 y 682 toneladas, según sus dimensiones y especificaciones. Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte que lleva en su extremo inferior, del cual cuelga el gancho que sirve para sostener la junta giratoria del sistema de rotación durante la perforación. Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

2.2.4 El sistema rotatorio

El sistema rotatorio es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hoyo hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento petrolífero.

En sí, el sistema se compone de la mesa rotatoria o rotaria; de la junta o unión giratoria; de la junta kelly o el kelly; de la sarta o tubería de perforación, que lleva la sarta lastrabarrena o porta mecha (drill collar), y finalmente la barrena o mecha.

En los últimos años se ha difundido el uso de un equipo de perforación con unión giratoria motorizada (topdrive), que elimina la necesidad de la mesa rotaria y del vástago cuadrado. Esto consiste en uno o más motores (eléctricos o hidráulicos) conectado a una sección corta de tubería denominada eslabón giratorio (swivel), que a su vez puede ser atornillado al sustituto de protección (saver sub) o a la misma sarta de perforación. El topdrive está suspendido del gancho (Ver Figura 4), de modo que el mecanismo giratorio es libre de viajar arriba y abajo de la torre de perforación.



Fuente: <http://www.oilfield.slb.com>

Figura 4. Equipo de perforación con unión giratoria motorizada - *top drive*

La mesa rotatoria o rotaria

La mesa rotaria va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el almacén del piso, reforzado con puntales adicionales.

La mesa rotaria tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo. Además, la colisa tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la metida de la sarta de revestimiento en el hoyo.

Por tanto, y según la capacidad del taladro, la colisa tiene que resistir cargas estáticas o en rotación que varían según la profundidad del pozo. Estas cargas pueden acusar desde 70 hasta 1.000 toneladas. De allí que la mesa rotaria sea de construcción recia, de 1,20 a 1,5 m de diámetro, con pistas y rolineras de aceros de alta calidad, ya que la velocidad de rotación requerida puede ser de muy pocas a 500 revoluciones por minuto. Las dimensiones generales de ancho, largo y altura de la mesa rotatoria varían según especificaciones y su robustez puede apreciarse al considerar que su peso aproximado es de 2 a 12 toneladas.

La dimensión principal de la colisa y la que representa su clasificación es la apertura circular que tiene en el centro para permitir el paso de barrenas y tuberías de revestimiento. Esta apertura única y máxima que tiene cada colisa permite que se les designe como de 305, 445, 521, 698, 952 ó 1.257 mm, que corresponden respectivamente a 12, 17 ½, 20 ½, 27 ½, 37 ½, y 49 ½ pulgadas de diámetro.



Fuente (Barberii, 1998)

Figura 5. Acoplando el elevador al tubo de perforación que cuelga de la mesa rotaria para luego izar la sarta de perforación y proseguir una o más veces con las maniobras de extracción hasta sacar toda la sarta del hoyo

La junta giratoria

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sistemas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta kelly.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta 352 kg/cm^2 , la junta tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer rolineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su robustez depende de la capacidad máxima de perforación del taladro. La junta por sí sola puede pesar entre 0,5 y 3,3 toneladas.

Los adelantos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro no se detienen. Hay innovaciones que son muy especiales. Tal es el invento de la junta giratoria automotriz para eliminar la mesa rotatoria y la junta kelly que se desliza a través de ella.

Además, esta nueva junta permite que, eliminado el tramo común de perforación de 10 m con la junta kelly, ahora el tramo pueda ser de 30 m, lo cual representa mejorar la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta. La junta automotriz tiene integrada un motor o impulsor eléctrico con suficiente potencia para imprimirle la deseada velocidad de rotación a la sarta de perforación, a la cual está conectada directamente. La potencia puede ser de 1.000 o más caballos de fuerza según el peso de la sarta, profundidad final y trayectoria del pozo, vertical o direccional de alto alcance o penetración horizontal. La junta rotatoria automotriz sube y baja deslizándose sobre un par de rieles paralelos asidos a la torre, los cuales forman la carrilera que comienza a tres metros del piso del taladro y culmina en la cornisa.

La junta kelly

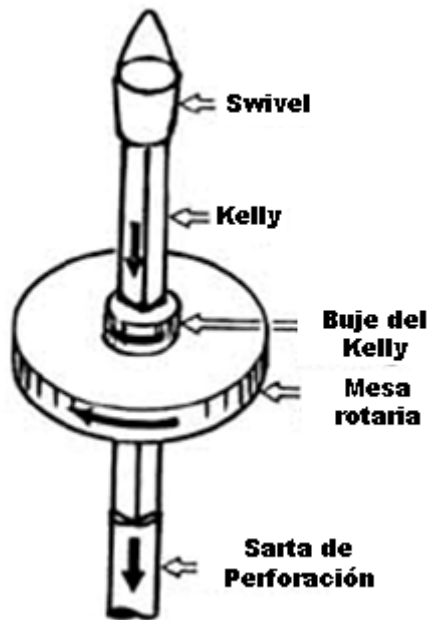
Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12, 14 o 16,5 m. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 cm hasta 15 cm, y diámetro interno de 4 cm a 9 cm. El peso de esta junta varía de 395 kg a 1,6 toneladas. Esta pieza se conoce por el nombre propio de su inventor, Kelly. La mayoría de las veces tiene forma cuadrada; en castellano le llaman “el cuadrante”.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La kelly, como podrá deducirse por su función, es en sí un eje que lleva un buje especial que encastra en la colisa y por medio de este buje la colisa le imparte rotación. Como la kelly está enroscada a la junta giratoria y ésta a su vez cuelga del bloque viajero, el perforador hace bajar lenta y controladamente el bloque viajero y la kelly se desliza a través del buje y de la colisa. Una vez que toda la longitud de la kelly ha pasado por el buje, el hoyo se ha ahondado esa longitud, ya que la sarta de perforación va enroscada a la kelly.

Para seguir profundizando el hoyo, el perforador iza la kelly, desencaja el buje de la colisa, el cual queda a cierta altura de la mesa, para permitir que sus ayudantes, los cuñeros, coloquen cuñas apropiadas entre el tubo superior de la sarta de perforación y la colisa para que cuando el perforador baje la sarta lentamente ésta quede colgando segura y firmemente de la colisa. Entonces se puede desenroscar la kelly para agregar otro tubo de perforación a

la sarta. Agregado el nuevo tubo, se iza la sarta, se sacan las cuñas y se baja la parte superior del nuevo tubo hasta la colisa para volver a acuñar y colgar la sarta otra vez y luego enroscarle una vez más la kelly, izar, sacar las cuñas, encastrar el buje en la colisa, rotar y continuar así ahondando el hoyo la longitud de la kelly otra vez.



Fuente: www.geo.wvu.edu

Figura 6. Esquema del sistema de rotación donde se muestra como el Kelly encaja dentro de la mesa rotaria.

Por su función, por las cargas estáticas y dinámicas a que está sometida, por los esfuerzos de torsión que se le imponen, porque su rigidez y rectitud son esenciales para que baje libremente por el buje y la colisa, la kelly es una pieza que tiene que ser fabricada con aleaciones de los aceros más resistentes, muy bien forjados y adecuadamente tratados al calor.

Durante las tareas de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo, es necesario utilizar la polea viajera, su gancho y elevadores por mucho tiempo. Por esto, la junta kelly y la junta giratoria son entonces apartadas y la kelly se introduce en el hoyo de descanso, dispuesto especialmente para este fin a distancia de la colisa en el piso del taladro.

Además, para ganar tiempo en el manejo y disposición del tubo de perforación, que desde el arrumadero y por la planchada se trae al piso del taladro para añadirlo a la sarta, en el piso de algunos taladros se dispone de otro hoyo adicional, hoyo de conexión, para este fin.

2.2.5 La sarta de perforación

La sarta de perforación es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va roscada la sarta de lastrarbarrena o porta mecha y en el extremo de ésta está enroscada la barrena o mecha, pieza también de fabricación y especificaciones especiales, que corta los estratos geológicos para hacer el hoyo que llegará al yacimiento petrolífero.

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la colisa por medio de la junta kelly, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta. El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deje descansar sobre la barrena, para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y ahondar el hoyo. En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, el cual se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la barrena en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del hoyo.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la barrena, los lastrarbarrena, la tubería o sarta de perforación y la junta kelly, antes descrita. Además, debe tenerse presente que los componentes de las sartas siempre se seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desee llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal. Estos parámetros indicarán si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la barrena u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del hoyo. En un momento dado, la sarta puede ser sometida a formidables fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, flexión o pandeo que más allá de la tolerancia mecánica normal

de funcionamiento puede comprometer seriamente la sarta y el hoyo mismo. En casos extremos se hace hasta imposible la extracción de la sarta. Situaciones como ésta pueden ocasionar el abandono de la sarta y la pérdida del hoyo hecho, más la pérdida también de una cuantiosa inversión.

La barrena o mecha de perforación

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1.068 mm, 24 a 42 pulgadas, y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del hoyo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro. El peso de esta clase de barrenas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza.

El otro grupo de mechas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 mm de diámetro, 3 a 26 pulgadas, cuyos pesos acusan 1,8 a 552 kg.



Figura 7. Mecha de perforación

La selección del grupo de mechas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sarta de revestimiento requeridas. Por otra parte, las

características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de mechas más adecuado que debe elegirse. Generalmente, la elección de mechas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas.

La variedad de tipos de mechas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de mechas de perforación representen la más acendrada tecnología.

Al final de cuentas, lo más importante es seleccionar la mecha que permanezca más tiempo efectivo ahondando el hoyo. En la práctica, el costo de perforación por metro de formación horadada se obtiene utilizando los siguientes factores, que representan datos del Informe Diario de Perforación. Así que:

$$\text{Costo de Perforación} = \frac{A}{B} \quad (1)$$

donde A = (número de horas perforando + horas metiendo y sacando sarta) x costo por hora de operación del taladro + costo neto de la mecha + costo del fluido de perforación durante el manejo de la sarta.

B = metros de formación cortada por la mecha.

Ejemplo numérico hipotético, en orden de enunciado de los factores:

$$\text{Costo Bs/m} = \frac{(52 + 9) \times 7.173 + 430.000 + 2.000.000}{396} = 7.241,29 \quad (2)$$

El costo depende también del tipo de pozo: exploratorio, semiexploratorio de avanzada, de desarrollo o de largo alcance, inclinado o de la clase horizontal y si la operación es en tierra o costafuera y otros aspectos de topografía y ambiente.

En el caso de pozos costa afuera en Venezuela el alquiler de taladros, usando datos del 2009, está por el orden de 500.000 US\$ por día de operación y alrededor de 470.000 US\$ por día parado (*standby*). Cuando este tipo de pozo no tiene acumulaciones petrolíferas comerciales, lo que queda es el conocimiento adquirido de la columna geológica y mejor interpretación del subsuelo y también la valiosísima experiencia de haber hecho un pozo en ese ambiente y a esa profundidad.

La tubería de perforación

La tubería de perforación va conectada al lastrabarrena o portamecha superior y su último tubo se enrosca a la junta kelly, la cual le imparte a la barrena o mecha y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la colisa.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va ahondando el hoyo, como se mencionó al describir la función de la junta kelly.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la barrena, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva el fluido de perforación desde las bombas al fondo del hoyo, a través de la barrena.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a fuertes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del hoyo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haga utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el hoyo tanto cada tubo como las conexiones que los unen.

La tubería de perforación se fabrica en una variada selección de diámetros externos nominales desde 25,4 hasta 317,5 mm.

Los diámetros por debajo de 76 mm y los mayores de 139,7 mm se emplean para casos especiales. Generalmente, los diámetros de uso corriente son de 88,9, 101,6, 114,3, 127 y 139,7 mm que, respectivamente, corresponden a 3 ½, 4, 4 ½, 5, 5 ½ pulgadas. La longitud

de cada tubo varía según el rango API. El rango 1 abarca una longitud de 5,5 a 6,7 m; el rango 2, de 8,2 a 9,1 m y el rango 3, de 11,6 a 13,7 m.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del hoyo como también de las características y comportamiento de los estratos que ha de desmenuzar la barrena.

La selección se hace aún muchísimo más importante para áreas donde se dificulta mantener el hoyo recto, debido al buzamiento y al grado de dureza e intercalación de estratos diferentes.

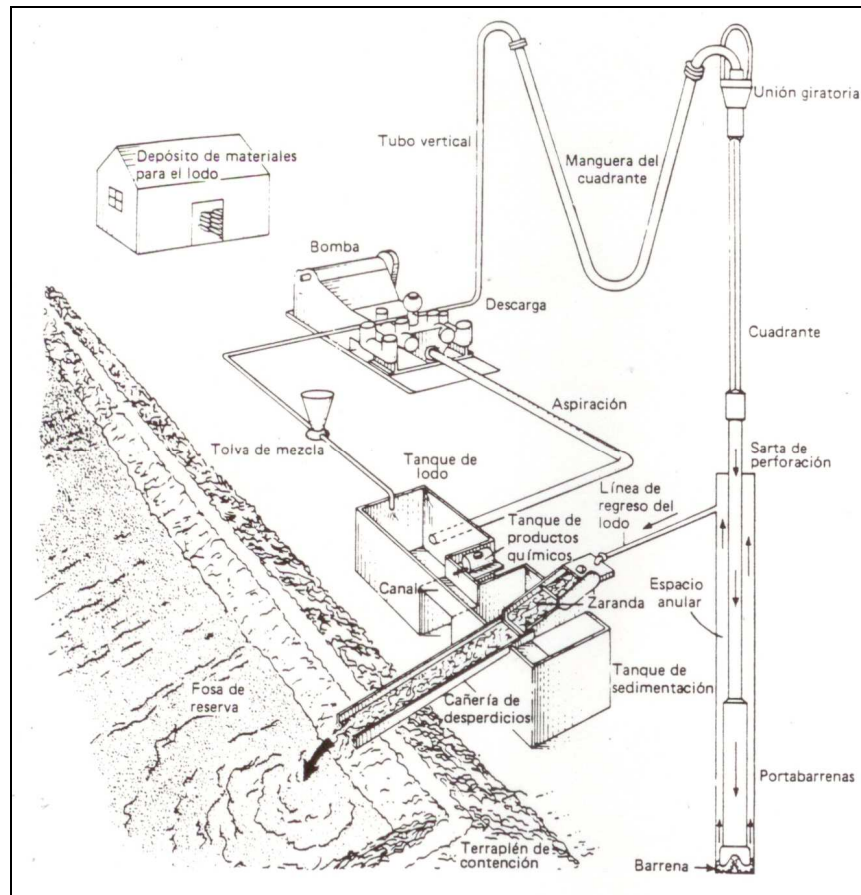
De igual manera, merece atención si en el área de la perforación existe la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S), que por su acción corrosiva puede someter a la sarta a severo debilitamiento de sus características metalúrgicas.

La inspección, la protección de las roscas, el adecuado transporte, arrume y manejo de la sarta, y lubricación apropiada de las conexiones cada vez que cada tubo se mete en el hoyo son tareas importantes para conservar la sarta en buen estado.

Por sí, la sarta con todos sus componentes representa una inversión que se hace más cuantiosa en relación a su longitud, ya que la capacidad del taladro puede ser para hacer hoyos muy profundos hasta 9.145 m o más.

2.2.6 El sistema de circulación del fluido de perforación

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente. Ver Figura 8.



Fuente: (Baker, 1979)

Figura 8. Componentes de un sistema de circulación de lodo

Las bombas de circulación

La función principal de la(s) bomba(s) de circulación es mandar determinado volumen del fluido a determinada presión, hasta el fondo del hoyo, vía el circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta kelly, la sarta de perforación (compuesta por la tubería de perforación y la sarta lastrabarrena) y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el cernidor, que separa del fluido la roca desmenuzada (ripio) por la barrena y de allí sigue por un canal adecuado al foso o tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el foso o tanque de toma para ser otra vez succionado por la(s) bomba(s)

y mantener la continuidad de la circulación durante la perforación, o parada ésta se continuará la circulación por el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

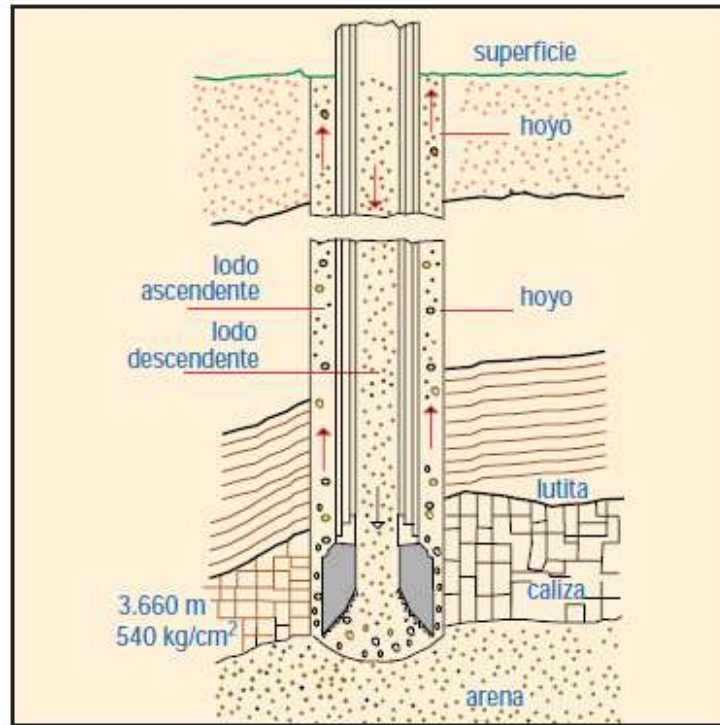
La selección de las bombas depende de la profundidad máxima de perforación del taladro, que a la vez se traduce en presión y volumen del fluido en circulación. Las bombas son generalmente de dos (gemela) o tres (triple) cilindros. Cada cilindro de la gemela (dúplex) descarga y succiona durante una embolada, facilitando así una circulación continua. La succión y descarga de la triple es sencilla pero por su número de cilindros la circulación es continua. Para evitar el golpeteo del fluido durante la succión y descarga, la bomba está provista de una cámara de amortiguación.

Como en la práctica el volumen y la presión requeridas del fluido son diferentes en las etapas de la perforación, los ajustes necesarios se efectúan cambiando la camisa o tubo revestidor del cilindro por el de diámetro adecuado, y tomando en cuenta la longitud de la embolada se le puede regular a la bomba el número de emboladas para obtener el volumen y presión deseadas.

La potencia o c.d.f. (h.p.) requerida por la bomba se la imparte la planta de fuerza motriz del taladro, por medio de la transmisión y mandos apropiados. La potencia máxima de funcionamiento requerida por la bomba especifica su capacidad máxima.

El fluido de perforación

Al correr de los años, la experiencia y la investigación básica y aplicada han contribuido a que las funciones y la calidad del fluido de perforación puedan ser ajustadas a las características de las rocas que desmenuza la barrena.



Fuente (Barberii, 1998)

Figura 9. Corte transversal de un hoyo para mostrar el descenso y ascenso del fluido de perforación

Originalmente, cuando se usaba el método de perforación a percusión, la barra de perforación ahondaba el hoyo percutiendo sobre la roca. Sin embargo, la acumulación de mucha roca desmenuzada en el fondo del hoyo entorpecía el avance de la perforación. La mejor manera disponible entonces para limpiar el fondo del hoyo de tanto ripio era extraer la barra y se le echaba agua al hoyo para hacer una mezcla aguada fácil de extraer utilizando el achicador. El achicador, de forma tubular, con una válvula en el extremo inferior y su asa en el extremo superior, también servía de batidor y su inserción y extracción del hoyo se hacía utilizando el cable auxiliar para achicar. De allí, para el perforador de la época y su cuadrilla, se originó que a lo extraído se le llamase barro, término hoy inaplicable al fluido de perforación por razones obvias.

Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo.

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena. A medida que se profundiza el hoyo, la temperatura aumenta. Generalmente, el gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1,3 °C por cada 55 m de profundidad. Además, la rotación de la barrena en el fondo del hoyo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla. El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su más eficaz funcionamiento.
- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripió) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del hoyo se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente. La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del hoyo. Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo del hoyo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la barrena, los lastrabarrena o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del hoyo. De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.
- Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del revoque, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido. Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e hidrofílica causa que la formación se

hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hoyo. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hoyo y hasta desprendimientos.

- Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena. Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hoyo se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse. La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso de que fuese agua fresca, es de $0,1 \text{ kg/cm}^2/\text{metro}$ de altura o de profundidad. Pero como generalmente el gradiente de presión ($\text{kg/cm}^2/\text{m}$ de profundidad) que se da en las formaciones es mayor que el gradiente normal de presión de agua, entonces el fluido debe tener más peso que el agua, o sea mayor gravedad específica, de acuerdo con la presión que en favor de la columna se desee para tener la presión de la formación siempre bajo control durante la perforación o cuando la sarta esté fuera del hoyo.

Tipos de fluidos de perforación

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación rotatoria en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones. Pues las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripio tomadas del cernidor, núcleos de

pared o núcleos convencionales o a presión; registros de litología, de presión o de temperatura; pruebas preliminares de producción en hoyo desnudo; tareas de pesca, etc.

2.2.7 Perforación

Los taladros de perforación y las cuadrillas (grupo de trabajadores especialistas en perforación que trabajan en la locación) se contratan principalmente para operaciones normales de perforación. Una perforación normal consiste en: (1) mantener una mecha afilada en el fondo para perforar eficientemente, (2) añadir tubos a medida que se va profundizando el agujero, (3) sacar la sarta de perforación del hoyo para instalar una mecha nueva y devolverla al hoyo y (4) revestir y cementar el hoyo, con la tubería ancha de revestimiento que se coloca en el hoyo a espacios predeterminados. Sin embargo, muchas veces es necesario traer cuadrillas especiales para revestir el hoyo y se contrata una compañía de cementación para cementar el hoyo. Aun así, la cuadrilla del taladro casi siempre asiste en las operaciones de revestimiento y cementación.

2.2.8 Perforación del hoyo superficial

Para comenzar las operaciones, se supone que la cuadrilla ya ha comenzado a perforar la primera parte del hoyo. El diámetro del revestidor superficial varía, pero supongamos que en este caso mide 20 pulgadas. Por lo tanto la primera mecha que se utilice tendrá un diámetro menor que el revestidor superficial. En esta descripción utilizaremos una mecha de 17 ½ pulgadas. Esta mecha se conecta al extremo del primer portamecha y el portamecha y la mecha se devuelven al hoyo. Se añaden portamechas y sartas de perforación hasta que la mecha casi llegue al fondo.

Es ahora que el cuadrante se saca del hoyo de rata (ver Figura 10) donde lo guardaron antes de comenzar la faena y se conecta a la parte superior de la sarta de perforación que sale de la mesa rotaria. La sarta de perforación se sostiene con la parte superior fuera del hoyo por cuñas. Cuando se hace la conexión del cuadrante, las bombas de lodo comienzan a funcionar y el buje de rotación se inserta en el buje maestro de la mesa rotaria. La mesa rotaria comienza a funcionar y la sarta de perforación y el cuadrante comienzan a girar.



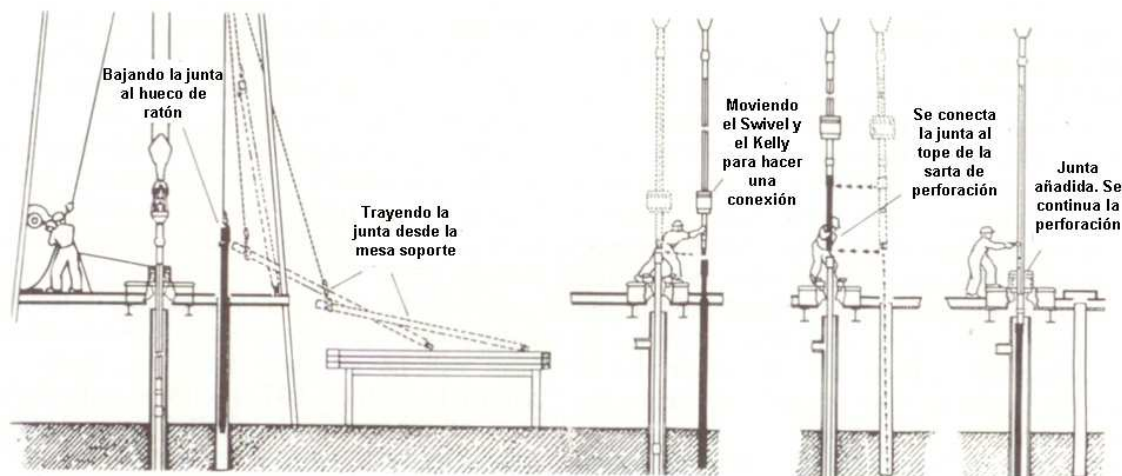
Fuente: www.argyleenergyinc.com

Figura 10. Ubicación del hoyo de rata y del hueco de ratón

El perforador gradualmente suelta el freno del malacate. La mecha toca fondo y comienza la perforación. Con el uso de un instrumento llamado indicador de peso, el perforador sabe el peso ejercido por los portamechas sobre la mecha. Ya que el cuadrante mide más o menos 30 pies (9 m), cada vez que se perfora 30 pies (9 m) hay que parar la perforación y hacer una conexión. El perforador para la mesa rotaria, sube el cuadrante un poco y para las bombas de lodo.

La cuadrilla se prepara para hacer la conexión. Colocan las cuñas a la parte superior de la sarta de perforación y conectan las tenazas a la base del cuadrante. La sog de llave (usualmente un pedazo de cable de acero) pasa del extremo de las tenazas hasta el carretel para enroscar del malacate. El perforador hace funcionar el carretel y éste comienza a enroscar el cable con una fuerza enorme. La fuerza ejercida sobre las tenazas suelta la conexión entre el cuadrante y la sarta de perforación. Una vez esté suelta la conexión, la cuadrilla remueve las tenazas y, en una torre moderna, el perforador hace funcionar el rotador neumático del cuadrante, (montado permanentemente sobre el cuadrante). El rotador da vueltas al cuadrante rápidamente para desenroscarlo de la sarta de perforación.

La cuadrilla mueve el cuadrante hacia el hueco para depositar tubos, un hueco en el piso de la torre revestido de tubo en el cual una pieza de tubo se mete anterior a conectarse a la sarta (ver Figura 10 y 11). El cuadrante se entierra en la conexión de la sarta y el perforador le da rotación al cuadrante con el rotador neumático. La cuadrilla toma las tenazas y las conecta al cuadrante y a la sarta para hacer el ajuste final a la conexión.



Fuente: (Baker, 1979)

Figura 11. Procedimiento para hacer una conexión

Ahora, el perforador usa el malacate para levantar el cuadrante y la pieza de tubo que se le conectó fuera de hueco de ratón. La cuadrilla toma el extremo inferior del tubo que está colgado del cuadrante y lo mete dentro de la conexión del tubo que está en el hoyo. Se hace la conexión y se utilizan las tenazas para darle torsión final a la conexión. Finalmente el perforador saca el cuadrante y la sarta de perforación un poco del hoyo; la cuadrilla saca las cuñas, y la pieza nueva de tubo y el cuadrante se bajan hasta que el buje de rotación asienta en la mesa rotaria.

La operación que terminamos de describir se llama hacer una conexión y se puede llevar a cabo en casi menos tiempo del que toma explicarla. Las bombas de lodo comienzan a funcionar, la mecha vuelve hasta el fondo y otros 30 pies se pueden perforar. Hay que hacer una nueva conexión cada vez que se llega cerca del extremo superior del cuadrante, o sea,

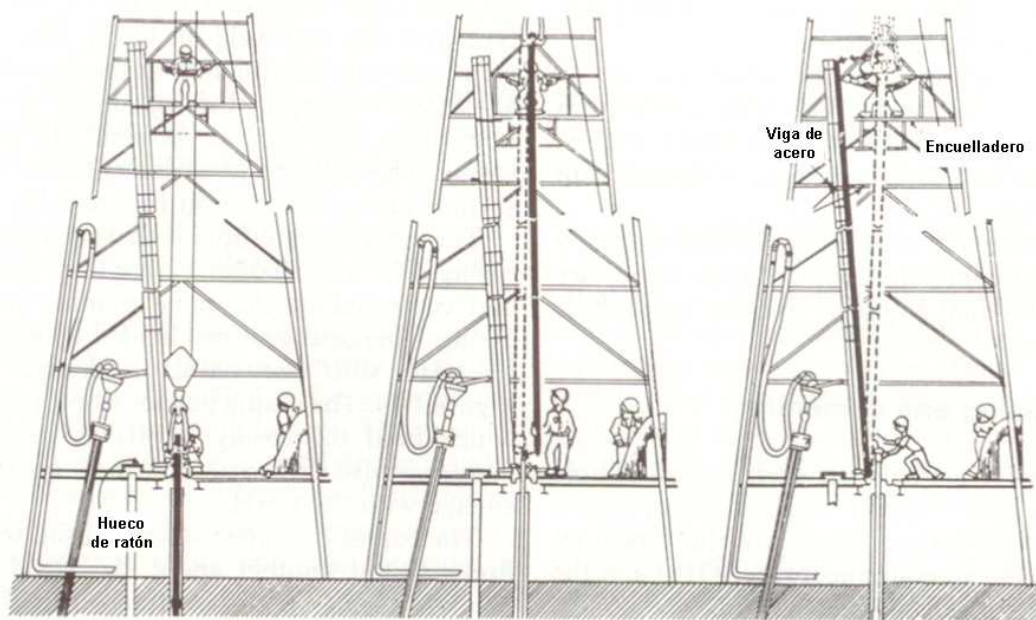
cada 30 pies. Cerca de la superficie, donde la perforación es casi siempre más fácil, la cuadrilla usualmente hace varias conexiones durante cada turno.

Cuando se llega a una profundidad determinada, desde unos cientos hasta miles de metros, se para la perforación. Este alto en la operación se debe a que se ha terminado de perforar el hoyo superficial. El hoyo superficial se perfora para atravesar formaciones blandas, pegajosas, cascajos, formaciones de agua dulce y otras que se encuentran relativamente cerca de la superficie. Cuando se llega a este punto se tiene que hacer una carrera o corrida completa.

2.2.9 La primera carrera o sacada de la sarta

Para hacer la carrera, las cuñas se insertan y el cuadrante se desconecta y se mete en la ratonera (ver Figura 12). La cabeza de inyección se remueve del gancho que cuelga debajo del bloque de aparejo. Dentro de la ratonera en este momento se encuentran el cuadrante, el buje de rotación, la cabeza de inyección y la manguera de inyección. Todavía conectados al gancho del bloque de aparejo se encuentran un par de elevadores. Estos han estado conectados todo el tiempo al gancho, pero no han estado en uso durante la perforación. Los elevadores son unas pinzas que los ayudantes conectan a la sarta de perforación para que el perforador pueda sacarla del hoyo (o meterla) cuando se está llevando a cabo una carrera. El perforador baja el bloque de aparejo, así levantando los elevadores y la sarta de perforación mientras la cuadrilla quita las cuñas.

Mientras tanto, el encuellador (utilizando un aparato de seguridad) ha subido hasta lo alto de la torre o el mástil hasta llegar a su posición final en el piso de enganche o encuelladero. Cuando la punta superior del tubo llega al encuellador, él suelta los elevadores, agarra el tubo y lo lleva hasta la plataforma astillero. La plataforma de astillero o peine es una rastrillera con varios dedos de metal que sobresalen para aguantar el tubo en su sitio.



Fuente: (Baker, 1979)

Figura 12. Operaciones de subida o bajada de tubería al hoyo

Al mismo tiempo que el encuellador está llevando a cabo su función, los ayudantes en el piso de la torre sacan la parte inferior del tubo y cuidadosamente lo empujan hacia un lado. No toda la tubería de perforación o portamechas se saca una pieza a la vez. Muchas veces, la sarta se saca en secciones de tres tubos y no un tubo a la vez como se instaló.

De cualquier forma, el perforador, el encuellador y la cuadrilla tienen que trabajar como un equipo bien coordinado para realizar una carrera. Ya que el hoyo superficial es relativamente poco profundo, no toma mucho tiempo hacer la carrera.

2.2.10 Primera tubería de revestimiento

Una vez se haya sacado toda la sarta de perforación del hoyo, la cuadrilla de revestimiento entra a trabajar. Ya que este es el hoyo superficial la primera tubería de revestimiento se llama revestidor superficial. Esta tubería es de gran diámetro y, como toda tubería de revestimiento, no es más que tubería de metal. Meter tubería de revestimiento al hoyo no varía mucho de la operación para meter tubería de perforación, con excepción de que el mayor diámetro requiere tenazas, elevadores y cuñas especiales.

También se instalan aparatos conocidos como centralizadores y raspadores en la parte exterior de la tubería antes de meterla al hoyo (Figura 13 y 14). Los centralizadores son dispositivos que mantienen la tubería centralizada en el hoyo después que entra. Están compuestos de muelles y arcos. Los raspadores son unos aparatos que raspan las paredes del hoyo cuando la tubería de revestimiento se mueve dentro, sacando el revoque del lodo y así propicia una superficie donde el cemento se puede adherir mejor.



Fuente: (Quercia et al.,2009)

Figura 13. Tipos de centralizadores, a) Flexibles, b) Rígidos y c) Sólidos



Fuente: www.top-co.ca

Figura 14. Configuración general de raspadores, a) Reciprocante tipo alambre, b) Reciprocante tipo cable y c) Rotativo tipo alambre

Otros accesorios de revestimiento incluyen una zapata, que es una pieza pesada de acero y concreto que se monta en la parte inferior de la tubería de revestimiento para guiarla cuando llegue a salientes o despojos en el hoyo, y cuello flotador, un aparato con una válvula que se instala como a dos o tres piezas del tubo de fondo. El cuello flotador sirve

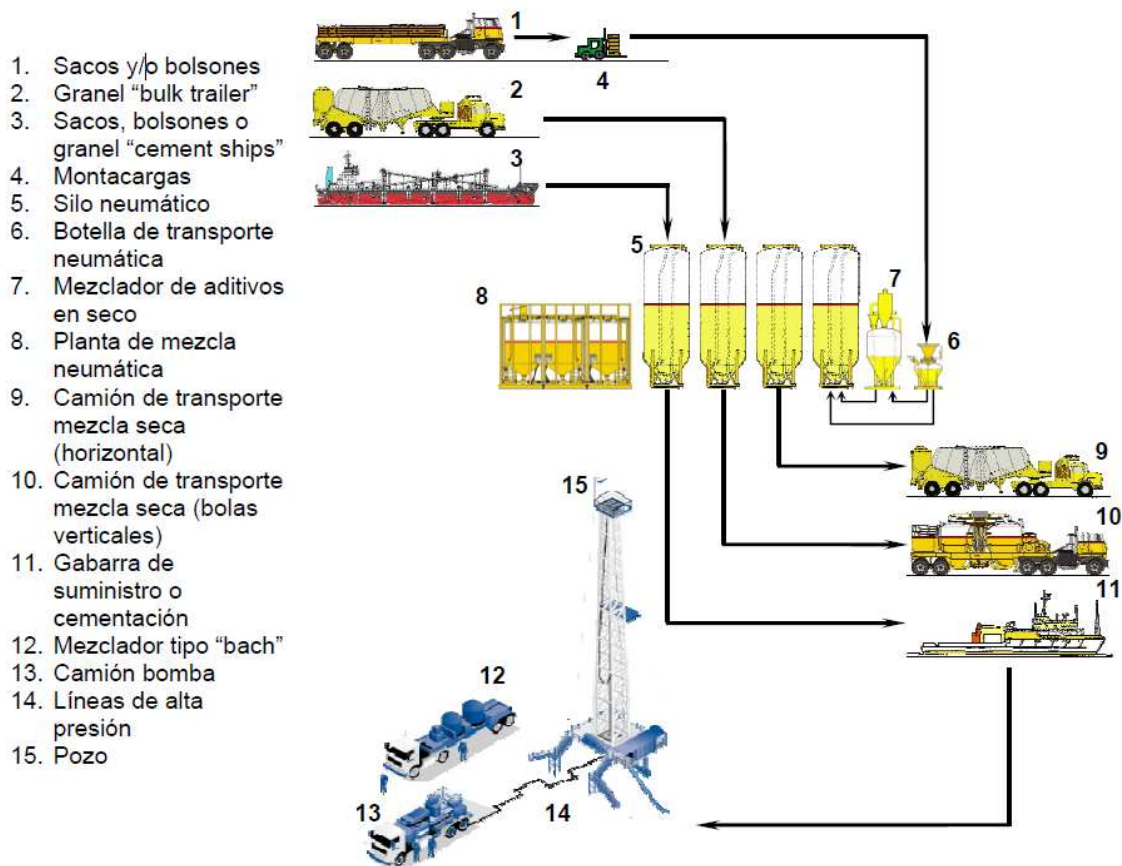
como un receptáculo para el tapón de desplazamiento y para mantener el lodo en el hoyo fuera de la tubería de revestimiento. Al igual que un barco flota en agua, la tubería de revestimiento flota dentro del hoyo lleno de lodo si el lodo se mantiene fuera de la tubería. Este efecto boyante ayuda a relevar parte de la carga que tiene que soportarse en el mástil o la cabria mientras se sostiene la tubería dentro del hoyo.

2.2.11 Cementación

Después que se mete la tubería de revestimiento al hoyo, la próxima tarea es la cementación. Usualmente esta fase de la operación la realiza una compañía especialista en cementación de pozos de petróleo. Aún así la cuadrilla está disponible para ayudar si es necesario.

Compañías de cementación tienen disponible varios tipos de cemento y equipo especializado para operaciones de este tamaño (ver Figura 15). Este equipo se lleva hasta donde está ubicada la torre y aquí se mezcla el cemento. La cuadrilla de cementación mezcla el cemento seco con agua utilizando tolvas mezcladoras-inyectoras. El cemento seco se añade gradualmente a la tolva y un chorro de agua se mezcla completamente con el cemento para formar una mezcla aguada o una lechada de cemento.

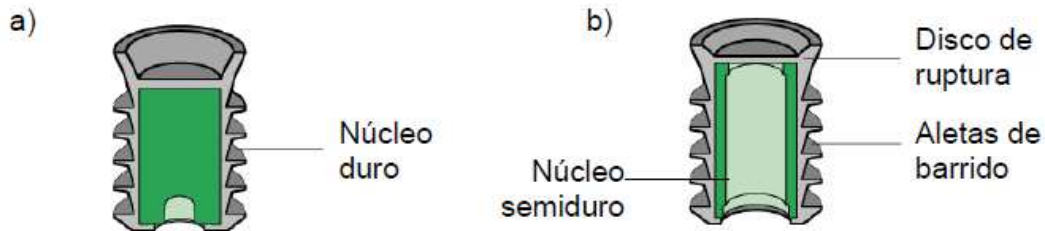
Bombas especiales llevan la lechada de cemento hacia arriba, hasta el cabezal de cementación montado en la parte superior de la tubería de revestimiento que está suspendida en el hoyo. Poco antes de que llegue el cemento, un tapón de goma conocido como el tapón de fondo se suelta del cabezal de cementación y va corriendo en frente del cemento por dentro del revestidor. Este tapón de fondo llega y se ajusta donde la presión del cemento rompe un diafragma interno y deja pasar el cemento a través de él. Así que el cemento rompe el tapón y sigue hasta el fondo de la tubería de revestimiento. El cemento sale por la apertura en la zapata o guía y comienza a subir por el espacio anular entre la parte exterior del revestidor y las paredes del hoyo. Se sigue bombeando hasta que el cemento llene el espacio anular.



Fuente: (Quercia et al.,2009)

Figura 15. Esquema general el proceso de procura, transporte, almacenaje, distribución mezclado y bombeo de lechadas de cemento.

El tapón de tope, parecido al tapón de fondo excepto que es sólido (ver Figuras 16 y 17), se suelta cuando lo último de cemento va entrando a la tubería. Este tapón sigue al cemento y lo aísla del fluido de desplazamiento que es bombeado detrás del tapón. Este fluido de desplazamiento puede ser agua salada o lodo. Mientras tanto la mayor parte del cemento pasa de la tubería de revestimiento al espacio anular. Cuando el tapón de tope por fin se asienta sobre el tapón de fondo en el cuello flotador se produce un aumento de presión dentro del revestidor, indicándole al operador de las bombas de cemento que ya puede apagarlas, el cemento está solamente en la tubería de revestimiento más abajo del cuello flotador y dentro del espacio anular. La mayor parte de la tubería de revestimiento esta llena de fluido de desplazamiento.



Fuente: H. Rogers y J. Heathman (2005)

Figura 16. Esquema básico de presentación de tapones para cementación., a) Tapón duro o de tope, b) Tapón blando o de fondo.



Fuente: www.md-totco.ca

Figura 17. Diseño de tapones de cementación comerciales

Después que se bombea el cemento, hay que esperar un tiempo para que fragüe. Este tiempo se conoce como el tiempo de fraguado.

Cuando el cemento se endurece, se hacen varias pruebas para asegurarse que se ha hecho una buena cementación, ya que el cemento es de suma importancia. El cemento sostiene el revestidor, así que debe rodearlo completamente; es aquí donde los centralizadores ayudan. Si el revestidor está bien centralizado en el hoyo, una capa de concreto forra la tubería completamente.

Otra función del cemento es que sella las formaciones en el hoyo y no permiten que los fluidos de una formación no circulen por el espacio anular y contaminen los fluidos de otras

formaciones. Por ejemplo, el cemento puede proteger una formación de agua dulce (que quizás se esté usando por un pueblo como agua potable) de contaminación por una formación de agua salada. El cemento también protege la tubería de revestimiento de los efectos de la corrosión por los fluidos de las formaciones tales como agua salada. Cuando el cemento se endurece y las pruebas demuestran que el trabajo está bien hecho, la cuadrilla de perforación conecta la válvula impide reventones (*BOP – Blowout preventer*) encima de la tubería (ver Figura 18). La válvula se prueba para ver si soporta las presiones y se sigue la perforación.



Fuente: www.mesawellservicing.com

Figura 18. Válvula impide reventones (*BOP – blowout preventer*)

2.2.12 Devolviendo la sarta al hoyo

Para proseguir con la perforación, se selecciona una mecha más pequeña ya que debe caber dentro de la tubería de revestimiento. Para perforar el hoyo superficial en este ejemplo se utilizó una mecha de 17 ½ pulgadas y ahora se utilizará una mecha de 12 ¼ pulgadas. En este caso el diámetro interior de la tubería de revestimiento superficial es de 13 ⅜ pulgadas. Para mantener un espacio adecuado entre las paredes de la tubería de revestimiento y la mecha. La mecha nueva se conecta a los portamechas y conectada a estos está la sarta de perforación.

Introducir la sarta de perforación al hoyo requiere de conocimientos especiales de parte de la cuadrilla, especialmente del individuo que llevará a cabo la tarea de tirar la cadena para enroscar la tubería. La cadena para enroscar tiene la forma de una “Y” y se usa para ajustar una pieza de tubo dentro de la otra. Cuando está en uso, una punta de la cadena se conecta a las tenazas, otra punta se conecta al carretel de enroscar del malacate y la tercera punta queda libre. Esta punta libre se enrosca en el tubo que está suspendido en el hoyo. Cuando se termina de enroscar la cadena, la cuadrilla centra la pieza nueva de tubo dentro de la sarta que está suspendida en el hoyo. Un miembro de la cuadrilla causa que la cadena se desenrosque del tubo suspendido y que se mueva hacia arriba y se enrolle nítidamente alrededor de la conexión de la pieza que se acabó de centrar.

El perforador pone a funcionar el carretel de enroscar del malacate para que hale a cadena de enroscar y la cadena causa que el tubo gire, muy parecido al movimiento de un trompo tirado por una cuerda. Cuando la conexión está casi completamente hecha, se quita la punta de la cadena de enroscar que estaba girando el tubo. Luego se conectan las tenazas al tubo enroscado y se sigue halando la cadena de enroscar (una de cuyas puntas aun está conectada a las tenazas) para darle el ajuste final a la conexión. Cada vez que se hace una conexión, se utilizan la cadena de enroscar y las tenazas. Esta operación se repite hasta que la sarta está completamente dentro del hoyo.

Actualmente muchas contratistas usan tenazas neumáticas para enroscar los tubos. Estas tenazas automáticamente giran el tubo cuando se conectan, eliminando el uso de la cadena de enroscar.

Una vez que la sarta está nuevamente en el hoyo, el cemento que quedó dentro de la tubería de revestimiento y entro del hoyo se quita por medio de perforación y se continúa con la próxima sección el hoyo. En esta próxima sección del hoyo, es probable que no haya que hacer conexiones tan seguidamente ya que muchas de las formaciones son duras y la perforación es más lenta. Otra consideración que hay que tomar en cuenta es que la mecha se desgasta y tiene que ser reemplazada. Cuando esto pasa, hay que hacer una carrera nueva. Se utilizan las mismas herramientas y técnicas descritas anteriormente para sacar la sarta de perforación y la mecha; se monta una mecha nueva, apropiada para la formación que se va a perforar y la sarta completa, incluyendo la mecha, los porta mecha y la sarta de perforación, se introduce al hoyo. Varias conexiones serán necesarias antes de parar la perforación nuevamente.

2.2.13 Instalación y cementación del revestidor intermedio

Cuando se llega a una profundidad determinada, se forra el hoyo con una nueva sección de tubería de revestimiento de menor diámetro que el revestidor superficial. Esta tubería se conoce como revestidor intermedio o tubería de revestimiento intermedia. Esta sección de tubería de revestimiento se corre desde la superficie a través del revestidor superficial hasta el fondo del hoyo intermedio. La tubería intermedia es necesaria para controlar formaciones problemáticas. Las formaciones problemáticas son estratos del suelo que contienen ciertos fluidos a altas presiones. La tubería de revestimiento intermedia forra el hoyo y cuando se cementa, aguanta bajo presión estos fluidos que pueden causar erupciones o hacer difícil la producción de petróleo o gas del pozo. Esta tubería también sirve para proteger el pozo de formaciones de esquistos que se deshacen al contacto con el lodo de perforación. Muchas de estas formaciones se pueden atravesar durante la perforación, pero es más fácil y seguro sellarlas i aislarlas del hoyo mientras se termina el pozo.

2.2.14 Perforación final

La compañía operadora espera que la última parte de la perforación sea el hoyo productor. Para perforarlo, la cuadrilla conecta una mecha más pequeña aun, por ejemplo, una de $8 \frac{3}{4}$ pulgadas. Esta mecha se introduce en el hoyo, se perfora la zapata intermedia y se sigue hasta donde se espera que exista una formación productora, una formación que produzca

petróleo y gas en cantidades comerciales suficientes para que sea económicamente rentable terminar el pozo. Una vez más se dañarán mechas y se harán varias carreras pero llegará el momento cuando se encuentra la formación productora. Ahora es cuando hay que tomar la decisión más grande. ¿Habrá suficiente petróleo y gas para ser económicamente rentable colocar la sarta de producción final y completar el pozo?

Para ayudar al operador a tomar la decisión correcta se utilizan diferentes técnicas, entre las cuales encontramos: a) revisión de ripios, b) registro de lodos y c) pruebas de formación entre los más destacados. Adicional a las pruebas anteriormente mencionadas, a veces se sacan núcleos o muestras de la formación.

Después de considerar cuidadosamente la información obtenida a través de las varias pruebas, la compañía operadora decide si se debe sellar y abandonar el pozo o si se debe instalar la tubería de producción y completarlo. Si se decide abandonarlo, el pozo se considera seco, o sea, no es capaz de producir petróleo o gas en cantidades significativas. Puede que exista petróleo o gas, pero no en cantidades que justifiquen los gastos de la completación del pozo. Si es así, se sellará el pozo con varios tapones de cemento, más o menos permanentemente. Sin embargo, a veces pozos que fueron sellados anteriormente pueden ser abiertos nuevamente si el precio del petróleo o gas ha subido lo suficiente.

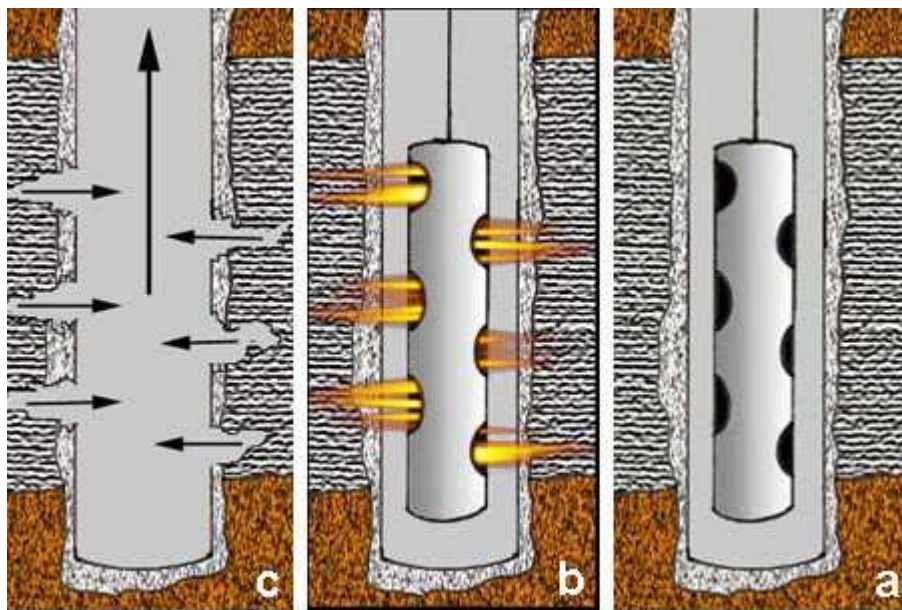
2.2.15 Instalación de la tubería de producción

Si la compañía operadora decide instalar tubería de producción, esta tubería y la tubería de revestimiento final se llevan al taladro. Las cuadrillas de cementación y de tubería de revestimiento instalan y cementan la última sección de tubería de revestimiento. La tubería usualmente pasa la formación que contiene los hidrocarburos y sigue hasta un poco más debajo de dicha formación. Se cementa hasta el fondo del hoyo y el contratista de perforación casi ha terminado su trabajo. La formación que contiene petróleo y gas queda forrada por la tubería de revestimiento final.

2.2.16 Cañoneo

Ya que la formación petrolífera está forrada por la tubería de revestimiento final, hay que hacerle perforaciones para que el petróleo o gas pueda brotar. Estas perforaciones son

hoyos que atraviesan la tubería, el cemento y arte de la formación. El método más común de cañoneo utiliza cargas explosivas en forma de proyectiles que penetran creando un chorro de gas de alta velocidad y alta temperatura. Las cargas van dentro de una herramienta llamada cañón a balas o cañón a proyectil. Usualmente el cañón llega al fondo del hoyo amarrado por una cuerda de acero. Cuando el cañón llega al fondo, los proyectiles se disparan desde la superficie por medios eléctricos. Luego de hacer las perforaciones, la herramienta se saca del hoyo.



Fuente: semaittek.wordpress.com

Figura 19. Proceso de cañoneo: a) ubicación de los explosivos, b) Cañoneo y c) producción el pozo

2.3 DISEÑO DE TRAYECTORIA DE POZOS

Incluso la planificación de un simple pozo vertical es una tarea que involucra múltiples disciplinas. Un observador casual pudiera pensar que la planificación de un pozo direccional únicamente requiere unos pocos cálculos de geometría y adicionalmente otras tareas rutinarias. Por el contrario, la planificación de un pozo direccional es una tarea que involucra la participación de múltiples disciplinas, realizando tareas que pueden llegar a ser sumamente complejas.

2.3.1 Perfiles de pozo y terminología

Un simple perfil de pozo del tipo construir ángulo/mantener/tumbar ángulo (*build/hold/drop*), denominado pozo tipo “S”, se muestra en la Figura 20. Se le denomina KOP (*Kickoff point*) al punto de arranque del desvío. Una sección de construcción de ángulo frecuentemente se diseña usando una constante denominada *BUR* (*buildup rate*) hasta alcanzar el ángulo del hoyo deseado o el *EOB* (*end-off-build*). El *BUR* es expresado normalmente en términos de grados por cada 100 pies ($^{\circ}/100$ pies), el cual es simplemente la medición de cambio de ángulo dividido entre la profundidad medida *MD* (*measured deep*) perforada.

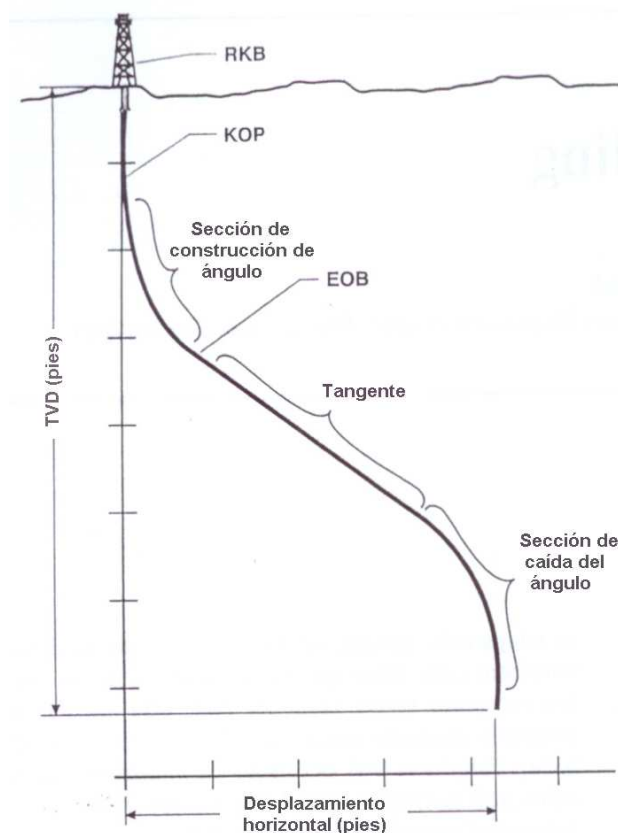


Figura 20. Terminología de un perfil de pozo

El ángulo del hoyo, o inclinación, es siempre medido a partir de la vertical. La dirección, o azimut, del pozo es expresado con respecto a algún plano de referencia, usualmente se usa el norte verdadero. La ubicación de un punto en el pozo es expresada generalmente en coordenadas cartesianas con el cabezal del pozo o la mesa rotaria *BKB* (*rotary kelly bushing*) como el punto de referencia. El desplazamiento horizontal (*departure*) es la distancia de dos puntos en el plano del pozo proyectados en un plano horizontal. La especificación del *EOB* también contiene otro requerimiento importante, el cual es el ángulo y dirección del pozo a ese punto. El ángulo y dirección correcto es un factor crítico para poder alcanzar los próximos objetivos; también, esto se hace necesario para poder penetrar el yacimiento en un ángulo óptimo para propósitos de producción.

En la Figura 20 se puede notar una sección tangente (*tangent*) después de la construcción de ángulo. El propósito de la tangente es mantener el ángulo y dirección hasta que el próximo objetivo es alcanzado. También podemos ver una sección donde se tumba el ángulo (*drop section*) al final de la tangente. El propósito más común de esta sección es ubicar el pozo en el reservorio en una orientación óptima con respecto a la permeabilidad de la formación o los esfuerzos in-situ; Alternativamente, se prefiere una orientación horizontal en el caso de que el yacimiento contenga múltiples fracturas verticales o que su potencial para gas o agua coincida.

En la Figura 21 se muestra una clasificación general en función a las tasas de construcción de ángulo.

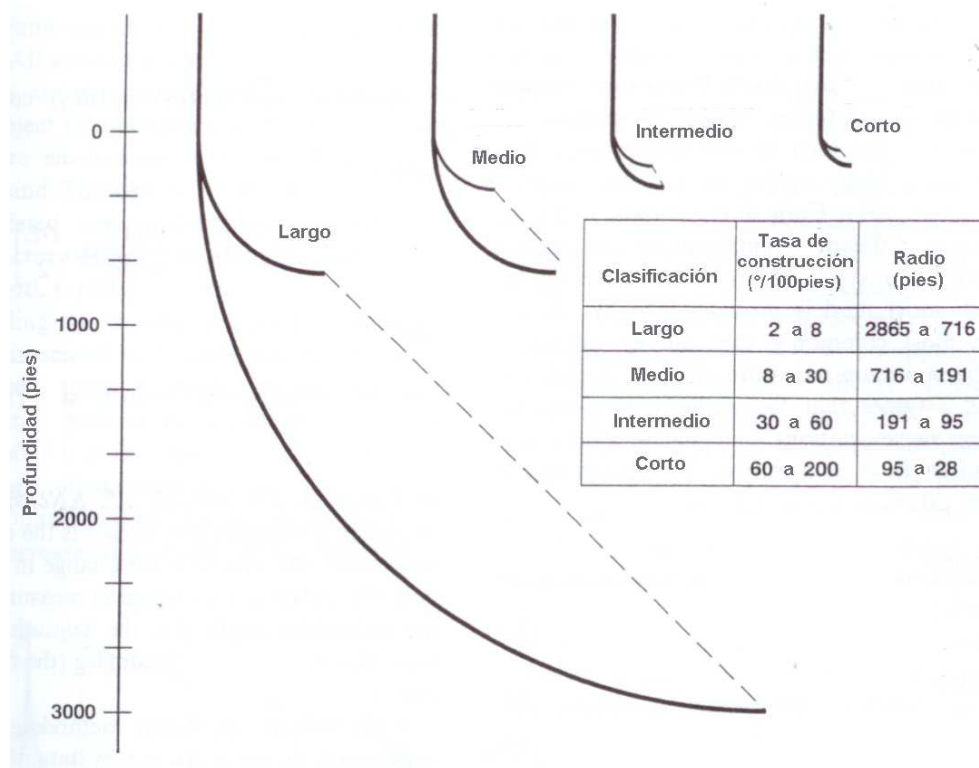


Figura 21. Clasificación de los pozos en función a la tasa de construcción de ángulo

Existen varias opciones en el diseño de trayectoria para un proyecto de perforación de alcance extendido (*ERD*). Cada opción presenta diferentes ventajas y desventajas que deben ser consideradas.

La trayectoria del pozo tiene un fuerte efecto sobre el desempeño del torque y el arrastre en un pozo. Desarrollar un extensivo y detallado estudio de optimización del torque y el arrastre sin optimizar la trayectoria es análogo a construir una casa con malas fundaciones. Existen muchas restricciones que una trayectoria de pozo debe cumplir, pero si hay alguna flexibilidad en el diseño disponible, entonces se debe optimizar para reducir los problemas de torque y arrastre.

Perfil de pozo tipo catenaria

El beneficio de un diseño tipo catenaria está en que el torque de perforación se puede reducir en comparación a un diseño tipo “J” (*build/hold design*) generando tasas iniciales de construcción más rápidas. Asimismo, se ve reducido el desgaste de los revestidores. Sin

embargo, un diseño tipo catenaria puede aumentar la longitud e incrementar el ángulo del pozo comparado con un diseño tipo “J”.

Es un error decir que el diseño tipo catenaria reducen el arrastre. Los problemas de arrastre son generalmente incrementados dependiendo de las dimensiones del pozo. Secciones de construcción de ángulo mayores generan mayor (carga en el gancho) peso en superficie, pero esto se compensa con un mayor ángulo en la sección tangente. Como tal, siempre va a llegar un punto en el cual el perfil tipo catenaria presenta mayores problemas de arrastre comparados con el perfil tipo “J” (*build/hold*). Dado que la mayoría de los pozos de alcance extendido poseen grandes proyecciones laterales, se puede asumir que un diseño tipo catenaria incrementa el arrastre.

Perfil de pozo tipo “S”

Un perfil tipo “S” presenta algunos problemas relacionados con el torque y arrastre que deben ser estudiados durante el proceso de planificación. La sección e construcción de ángulo es usualmente mas agresiva y el ángulo de la sección tangente es mayor que en un perfil tipo “J”. La sección más crítica en este tipo de diseños, desde la perspectiva del arrastre, es el punto de inicio de la caída del ángulo (*drop point*) al final de la sección tangente. Una vez que el pozo comienza a caer dentro del yacimiento objetivo, se debe aumentar un poco el peso sobre para ayudar a que la sarta entre en el hoyo y/o aplicar peso sobre la mecha. También, el torque y el *PUW* son generalmente adversamente afectados por las secciones de caída del ángulo en estos pozos. El torque puede ser controlado a través de medios mecánicos y químicos (aditivos en el lodo de perforación). El incremento del *PUW* es una función del perfil en si mismo, y debe ser modelado cuidadosamente en el proceso de planificación.

Diseños de pozos en 3D de geometría compleja

Pozos en 3D de geometría compleja se están haciendo cada día más comunes en la industria. Estos pozos suelen tener una sección horizontal que es orientada a una dirección específica para un desarrollo óptimo de la producción.

La experiencia operacional ha mostrado que cambios profundos de dirección lateral en el hoyo tienden a incrementar el torque y arrastre más drásticamente de lo que ocurriría en

una sección de un pozo tipo “J” en el mismo punto. En particular, el arrastre en los revestidores tiende a incrementarse sustancialmente cuando estamos pasando a través de una pata de perro con un cambio de dirección lateral. Esto se debe a la forma que el revestidor se entierra o socava (*plough*) las paredes del hoyo al pasar a través del cambio. Sin embargo, algunos socavamientos (*ploughing*) suelen ocurrir a través de secciones de construcción de ángulo únicamente, la gravedad actúa para ayudar a la flexión del revestidor en la misma dirección que se está construyendo el hoyo (asumiendo que el revestidor ha sido correctamente centralizado para esta situación). Sin embargo, en un giro lateral el revestidor puede efectivamente tornarse más rígido por causa tanto a la flexión vertical (debido a la gravedad y los centralizadores) y la flexión lateral. Si ocurre una combinación de construcción de ángulo y giro lateral, el revestidor puede tornarse rígido otra vez. Esta rigidez se ve manifestada como un incremento en los factores de fricción, o en el arrastre.

Efectivamente, esto significa que el proceso de planificación debe permitir más contingencias, y que la centralización de la tubería debe planificarse cuidadosamente.

Pozos 3D inherentemente requieren significativamente de deslizarse en fondo de pozo para añadir secciones profundas de construcción de ángulo y de giros laterales (sin que sean usadas herramientas de rotación dirigida – *Rotary Steerable Tools*).

2.3.2 Modelado de la trayectoria de un pozo

Adicionalmente a refinar el plan de trayectoria de acuerdo a las nuevas tendencias en perforación, se debe también tomar en cuenta en el desarrollo del proyecto la ubicación de pozos existentes y el requerimiento de que el pozo planificado esquivé todos los hoyos existentes. Este aspecto de la planificación, conocido como “análisis anticolidión,” debe tomar en cuenta la incertidumbre asociada con la capacidad de realizar un plano (*survey*) del pozo.

Los métodos para el cálculo de trayectoria de pozos utilizan un conjunto de datos denominados estaciones de medición (*survey stations*), cada uno de los cuales consiste en mediciones de inclinación, azimut y profundidad. Mediciones direccionales son normalmente dadas por sensores que miden mientras se perfora (*MWD – measurement*

while drilling), y las mediciones de profundidad son calculadas a través de sensores en el bloque viajero o a través de los datos de las tuberías que se han bajado al pozo (*pipe tally*). En la literatura se presentan muchos modelos matemáticos para el cálculo de trayectoria (Bourgoyne et al., 1991; Craig y Randall, 1976), y cada uno está basado en premisas sobre la forma de la trayectoria entre estaciones de medición. Entre los diferentes métodos tenemos el método tangencial, el método del ángulo promedio, el método de la mínima curvatura, el método tangencial balanceado, el método del radio de curvatura, el método del mercurio, entre otros. Debido a su precisión, en este trabajo se utilizará el método de mínima curvatura, y en aquellas secciones de pozo en las cuales dicho método no sea aplicable se utilizará el método tangencial.

Método de la mínima curvatura

El método más comúnmente usado para el cálculo de trayectoria es el de la mínima curvatura (ver Figura 22), ya que según los estudios de Craig y Randall (1976) presenta mayor precisión que los demás.

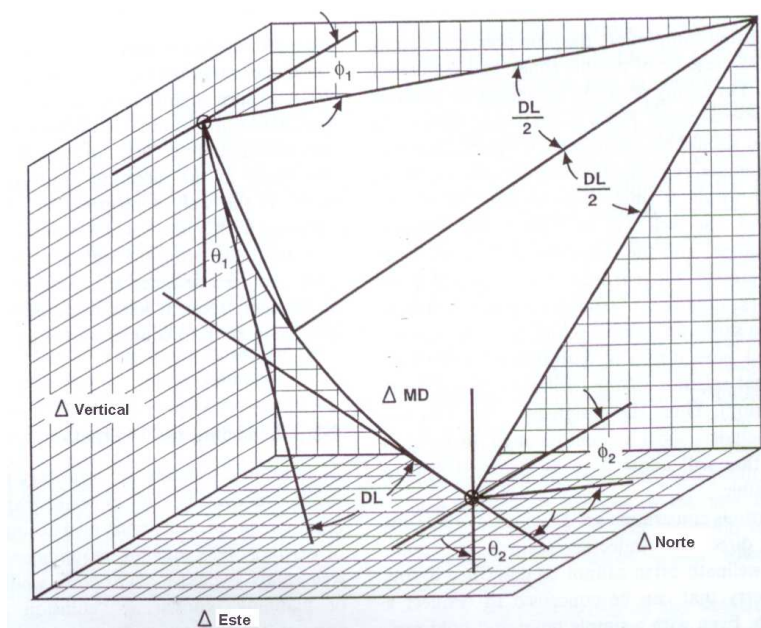


Figura 22. Cálculo de trayectoria a través del método de la mínima curvatura

Este método asume que el pozo es una curva constante entre estaciones de medición, y que es constante al ángulo medido en cada estación. El cálculo de trayectoria a través del método de la mínima curvatura es como sigue:

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD}{2} [\text{sen}(\phi_1) \cos(\theta_1) + \text{sen}(\theta_2) \cos(\phi_2)] RF \quad (3)$$

$$\Delta Este = \frac{\Delta MD}{2} [\text{sen}(\theta_1) \cos(\phi_1) + \text{sen}(\theta_2) \cos(\phi_2)] RF \quad (4)$$

$$\Delta Vert = \frac{\Delta MD}{2} [\text{sen}(\phi_1) + \cos(\theta_2) \cos(\phi_2)] RF \quad (5)$$

donde

$$RF = \frac{360}{\pi DL} \left[\tan \frac{DL}{2} \right] \quad (6)$$

y

$$\cos DL = \cos(\theta_2 - \theta_1) - \text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2 [1 - \cos(\phi_2 - \phi_1)] \quad (7)$$

De las ecuaciones de la 1 a la 5, $\Delta Norte$ es el cambio en las coordenadas en el eje norte (pies), $\Delta Este$ es el cambio en las coordenadas en el eje este (pies), $\Delta Vert$ es el cambio en las coordenadas de *TVD* (distancia vertical verdadera – *True Vertical Distance*) en pies, ΔMD es el cambio en la medición de profundidad (*Measured depth*) en pies, θ es el ángulo de inclinación, ϕ es el ángulo del azimut, RF es el factor de relación y DL es el cambio de ángulo total entre un intervalo (*Dog Leg*).

Método tangencial

El principio del método tangencial consiste en usar los ángulos de inclinación y azimut (direcciones) del extremo inferior del curso únicamente para determinar VD , D , dirección

del este y del norte. De la Figura 23 se asume que la inclinación y el azimut medido en la estación 2 son I_2 y A_2 respectivamente, entonces:

$$\Delta VD = \Delta MD \cos I_2 \quad (8)$$

$$\Delta D = \Delta MD \sin I_2 \quad (9)$$

$$\Delta E = \Delta D \sin A_2 = \Delta MD \sin I_2 \sin A_2 \quad (10)$$

$$\Delta N = \Delta D \cos A_2 = \Delta MD \sin I_2 \cos A_2 \quad (11)$$

Donde ΔMD = incremento de la longitud del curso; ΔVD = incremento de la profundidad vertical verdadera; ΔD = incremento del desplazamiento horizontal; ΔE = incremento de la coordenada este; y ΔN = incremento de la coordenada norte.

Este método tiene la ventaja de ser la más fácil de usar; sin embargo, los cálculos basados en este método generan mayores desplazamientos laterales y menores desplazamientos verticales. Los errores son proporcionales a las magnitudes de los ángulos medidos y a la longitud del curso o trayecto. Este método se considera como obsoleto.

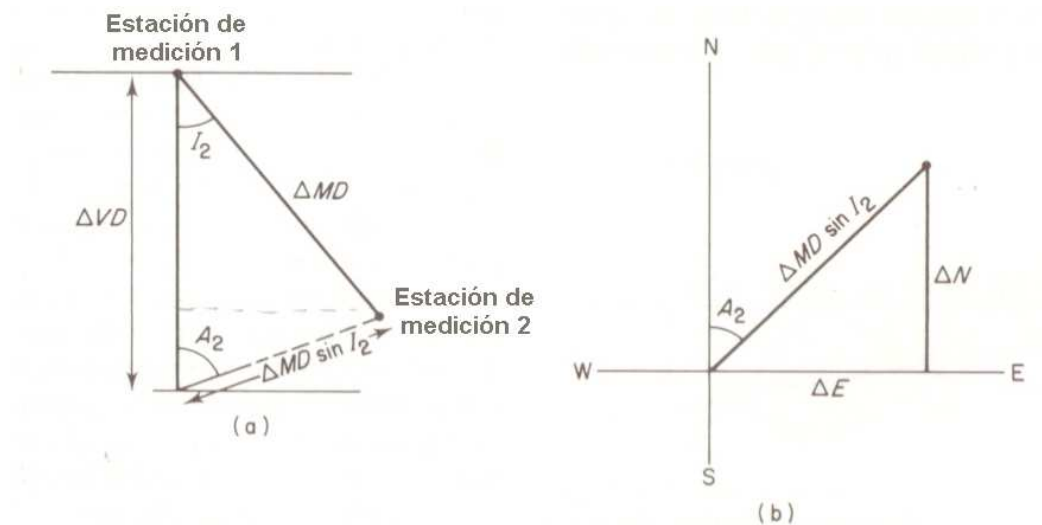
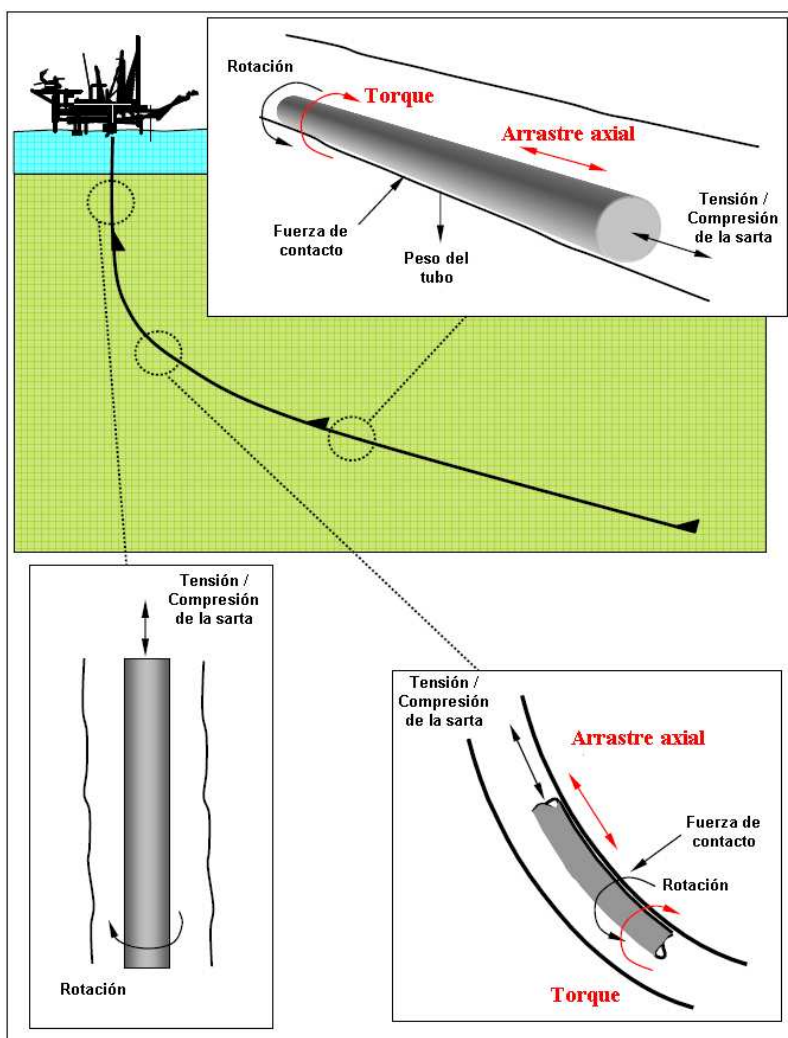


Figura 23. Método tangencial: a) sección vertical; b) vista de planta.

2.4 TORQUE Y ARRASTRE – FORMULACIÓN TEÓRICA

En un pozo vertical, el cálculo del torque y arrastre no es significativo debido a que la tubería se ubica teóricamente en el centro del hoyo sin contacto con las paredes, y no se generan fuerzas además de las de tensión/compresión en la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, se producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hoyo. Dichas fuerzas generalmente actúan en la dirección opuesta al movimiento de la tubería. Estas fuerzas adicionales también son acumulativas, y, mientras mayor sea la longitud del pozo, se pueden generar fuerzas mayores. Estas fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado se muestran en la Figura 24.



Fuente: (Mims, 2003)

Figura 24. Fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado

2.4.1 Torque

El torque es una carga rotacional generada por diferentes fuentes dentro del hoyo: torque friccional, torque mecánico y torque en la mecha. En algunos casos se puede producir un torque fluctuante debido a vibraciones en la sarta de perforación. El torque únicamente se genera cuando la tubería está siendo rotada.

Torque friccional

Es una carga friccional que es generada debido a las cargas de contacto entre la sarta de perforación o revestidor y el revestidor de la sección anterior o el hoyo abierto. Éste debiera ser el único torque generado en un hoyo perfectamente limpio cuando se rota por encima del fondo. La magnitud de esta componente del torque es determinada por lo siguiente:

- **Tensión o compresión en la sarta de perforación** – mientras mayor sea la tensión en la sarta, mayor es la fuerza de contacto. Note que, como se muestra en la Figura 24, en la sección desviada, la tensión puede ser suficientemente grande para superar la fuerza de gravedad, entonces la fuerza de contacto debe estar en el lado alto del hoyo. El peso sobre la mecha puede también afectar la tensión en la sarta y por lo tanto el torque friccional.
- **Severidad de la pata de perro (*Dogleg Severity*)** – patas de perro severas (Desvíos acentuados severos en el pozo) pueden incrementar las fuerzas de contacto. Esto es un aspecto importante en el pozo donde la tensión es también alta. El efecto de altas patas de perro no es tan crítico en pozos donde las tensiones son mucho menores.
- **Tamaño de hoyo y tubería** – el tamaño del espacio anular entre la tubería de perforación y el hoyo puede afectar las fuerzas de contacto. Un espacio anular pequeño puede incrementar la rigidez efectiva de la tubería y por lo tanto incrementar las fuerzas de contacto.
- **Peso de la sarta** – Sartas muy pesadas puede resultar en una mayor fuerza de contacto.
- **Inclinación** – la inclinación del pozo puede afectar las fuerzas de contacto,

mayores inclinaciones resultan en una componente mayor del peso de la tubería perpendicular al hoyo. Sin embargo, a inclinaciones muy altas el torque puede decrecer, la mayoría del peso de la tubería es tomado por la pared del hoyo, y por lo tanto la tensión en la sarta y la fuerza de contacto asociada puede descender.

- **Lubricación o factor de fricción** – la lubricación es ampliamente controlada por el lodo de perforación y el tipo de formación.

Torque mecánico

El torque mecánico es generado por la interacción de la sarta de perforación (*drillstring*) y el ensamble de fondo de pozo (*BHA – Bottom Hole Assembly*) con los ripios de la formación (derrumbes del hoyo o hinchamientos), formaciones inestables o pega diferencial (*differential sticking*). Esto también es visto regularmente cuando componentes del *BHA* tienen excesiva interacción con la formación (i.e. estabilizadores de mechas, hoyos en espiral, etc.).

Torque en la mecha de perforación

El torque en la mecha es un resultado directo de la interacción entre la mecha y las formaciones que están siendo perforadas. El torque resultante puede depender fuertemente del diseño de las mechas con *PDC (Polycrystalline Diamond Compact)* generalmente generando mas torque que las mechas tricónicas.

2.4.2 Arrastre

El arrastre es una fuerza axial generada de forma similar al torque (i.e. mayores fuerzas de contacto, mayor torque), y básicamente toma el lugar del torque cuando la rotación de la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. Al igual que con el torque, hay una componente friccional, así como una componente mecánica. El arrastre siempre va a operar en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida.

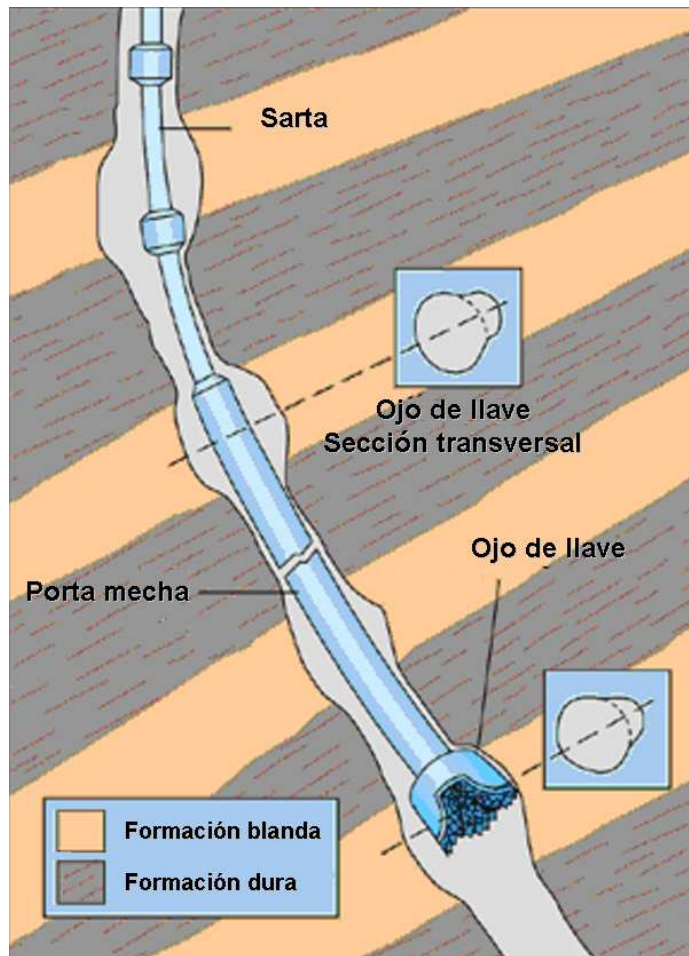
2.4.3 Factores de fricción

En las perforaciones de pozos de alcance extendido, el factor de fricción realmente no es un factor de fricción puro. Es mas bien una “fusión de factores”, debido a que es usado para tomar en cuenta un número de cosas adicionales a la fricción, incluyendo:

- La lubricidad del sistema de lodo de perforación.
- La rigidez de la tubería.
- Los ripios de la formación.
- Ojos de llave (*key seats*), ver Figura 25.
- Interacción de los estabilizadores y centralizadores.
- Pega diferencial
- Severidad de la pata de perro. (conocida y oculta)
- Efecto de pistón hidráulico.

Es importante notar que los factores de fricción sólo deslizando (*slack-off*), subiendo o bajando (*pick-up*) y al rotar la tubería no son los mismos, sin embargo puede ser que aparezcan como tal en la naturaleza. A menudo, la industria utiliza un factor de fricción simple para una sección de hoyo dada. De hecho, muchos modelos de torque y arrastre únicamente permiten la entrada de un sólo valor. Un modelo de cálculo de torque y arrastre más preciso debiera considerar factores de fricción diferentes para cuando la tubería esta apoyada, bajando o subiendo y en rotación.

La mayoría de los programas para la predicción de torque y arrastre modelan la sarta como un miembro flexible donde la rigidez de la tubería no es tomada en cuenta (i.e. *soft string model*). La sarta es modelada como un cable capaz de transmitir cargas axiales, pero no momentos flectores. En este caso la rigidez de la tubería es sustituida por el incremento de los factores de fricción. Por lo tanto, los revestidores trabajarán con factores de fricción más altos que las tuberías más flexibles (i.e. tubería de perforación – *drillpipe*). Además, sarts de perforación de mayor diámetro poseen factores de fricción más altos que las de diámetros más pequeños. Es importante recordar que los factores de fricción no son necesariamente intercambiables entre diferentes programas de cálculo. El factor de fricción adimensional calculado por un programa puede ser diferente para otras herramientas computacionales.



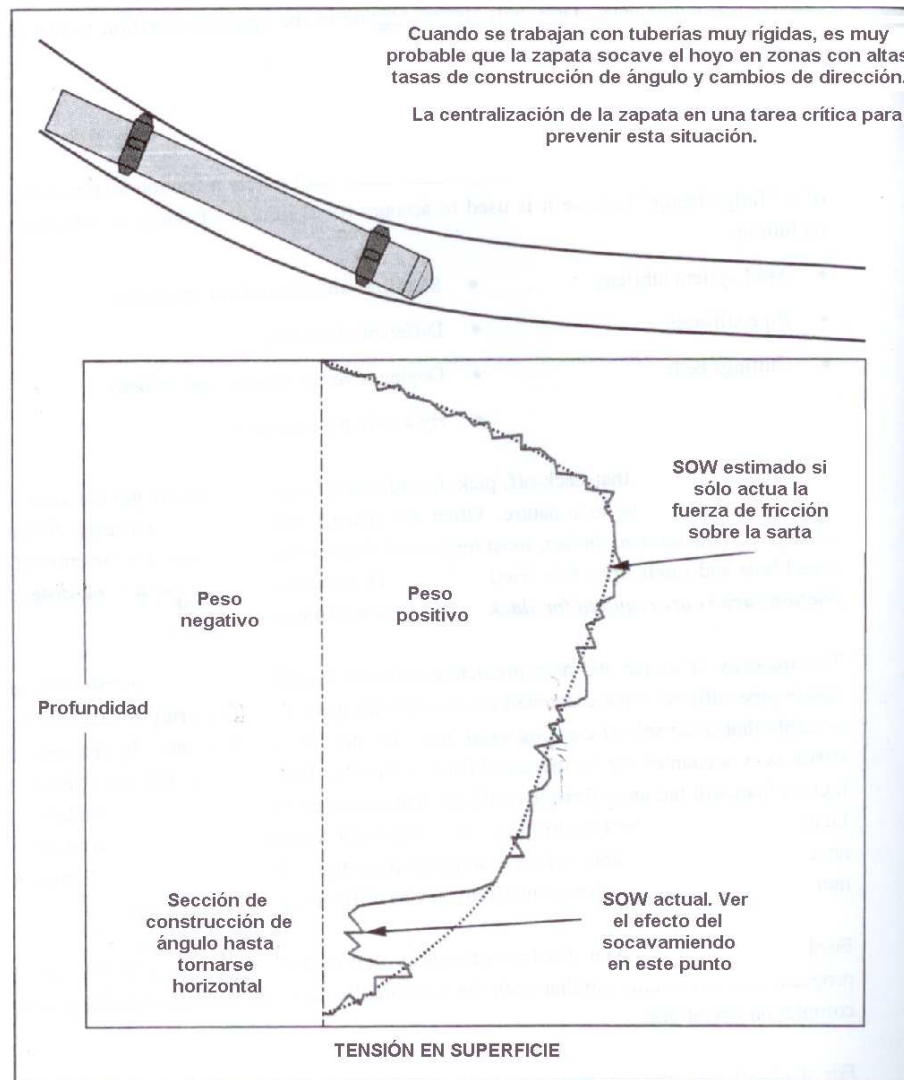
Fuente: <http://www.oilfield.slb.com>

Figura 25. Diagrama de ojos de llave – *key seats*

La mayoría de los programas para la predicción de torque y arrastre modelan la sarta como un miembro flexible donde la rigidez de la tubería no es tomada en cuenta (*soft string model*). La sarta es modelada como un cable capaz de transmitir cargas axiales, pero no momentos flectores. En este caso la rigidez de la tubería es sustituida por el incremento de los factores de fricción. Por lo tanto, los revestidores trabajarán con factores de fricción más altos que las tuberías más flexibles (i.e. tubería de perforación – *drillpipe*). Además, sarts de perforación de mayor diámetro poseen factores de fricción más altos que las de diámetros más pequeños. Es importante recordar que los factores de fricción no son necesariamente intercambiables entre diferentes programas de cálculo. El factor de fricción

adimensional calculado por un programa puede ser diferente para otras herramientas computacionales.

Adicionalmente, es importante que el programa esté bien calibrado con resultados de campo, y que el usuario, además de estar familiarizado con el programa, conozca las realidades de las operaciones de perforación y completación de pozos.



Fuente: (Mims, 2003)

Figura 26. Efecto del socavamiento - *ploughing*

Cuando la tubería está deslizando (*slack-off*), en particular, existen otros fenómenos que deben ser tomados en cuenta cuando analizamos que es lo que realmente está sucediendo abajo en el hoyo. La tubería de revestimiento tiende a socavar (*plough*) las paredes del hoyo cuando estamos atravesando secciones de mucho ángulo (ver Figura 26). Esto no debe ser confundido con algo relacionado al arrastre por fricción. El socavamiento o arado (*ploughing*) es más probable que ocurra cuando la zapata está atravesando zonas de construcción de ángulo o cambios de sección (giros), especialmente en zonas profundas de altos ángulos. El socavamiento puede variar, dependiendo de la centralización de la zapata, el tamaño del hoyo y la severidad de la pata de perro. Una vez que la zapata ha atravesado la zona de alto ángulo o cambio de sección, entonces el peso de la tubería en la superficie retornará a los valores esperados de acuerdo a los factores de fricción.

Planificación de los factores de fricción

Al igual que cualquier dato de campo, es importante asegurar que los mismos son relevantes. No es recomendable usar un factor de fricción para planificar supuestos sin entender a profundidad la información.

Como mínimo, debemos realizarnos las siguientes preguntas cuando se planifique un proyecto de perforación de alcance extendido (*ERD – Extended Reach Drilling*).

1. ¿Son los factores de fricción citados relevantes para el modelo del programa que estoy usando? Diferentes modelos usan diferentes algoritmos, y sin embargo los factores de fricción resultantes pueden no ser los mismos en cada modelo.
2. ¿Se usó el mismo lodo de perforación?
3. ¿Es la misma litología? Diferentes rocas tienen factores de fricción muy diferentes. Por ejemplo, las arcillas pueden tener factores de fricción excepcionalmente bajos, mientras que las calizas pueden tener factores de fricción muy diferentes.
4. Si se perfora en una sección del yacimiento (por ejemplo en un pozo horizontal), ¿Ha sido considerada la presión de sobrebalance y las subsecuentes fuerzas de

pega diferencial? La pega diferencial puede mostrarse como incrementos en el factor de fricción.

5. Cuando se bajan los revestidores, ¿Es la centralización similar a las anteriores? Los factores de fricción son bastante sensibles al tipo e centralizadores de revestidores, a la frecuencia de ubicación y a la cantidad usados.
6. ¿Cuán valiosos son los datos de campo utilizados? Pozos someros y de bajo ángulo (o secciones del mismo) suelen producir datos falsos y no confiables. Esto se debe a que la precisión del perforador para leer los indicadores de peso en el gancho y torque es mucho menor que la requerida para proveer resultados significativos (ver Figura 27). Además, ¿son los factores de fricción en hoyo abierto calculados usando un intervalo de pozo significativo, o simplemente en una corta sección de hoyo abierto por debajo de un largo intervalo de hoyo entubado? Otra vez los datos podrían inducir errores.
7. ¿Se usaron lubricantes?
8. ¿Cuán buena fue la limpieza del hoyo? Un hoyo limpio puede generar factores de fricción menores que un hoyo sucio.
9. ¿Los diámetros de la sarta de perforación y del revestidor son similares?
10. Los factores de fricción para un modelo de planificación deben ser estimados a partir de datos actuales (modelo con una trayectoria de curvatura suave).

Una vez que todos estos puntos son tomados en consideración, es recomendable obtener los datos necesarios de pozos vecinos y proceder con el procedimiento para estimar los factores de fricción con la misma herramienta de cálculo que se va a usar para la planificación.



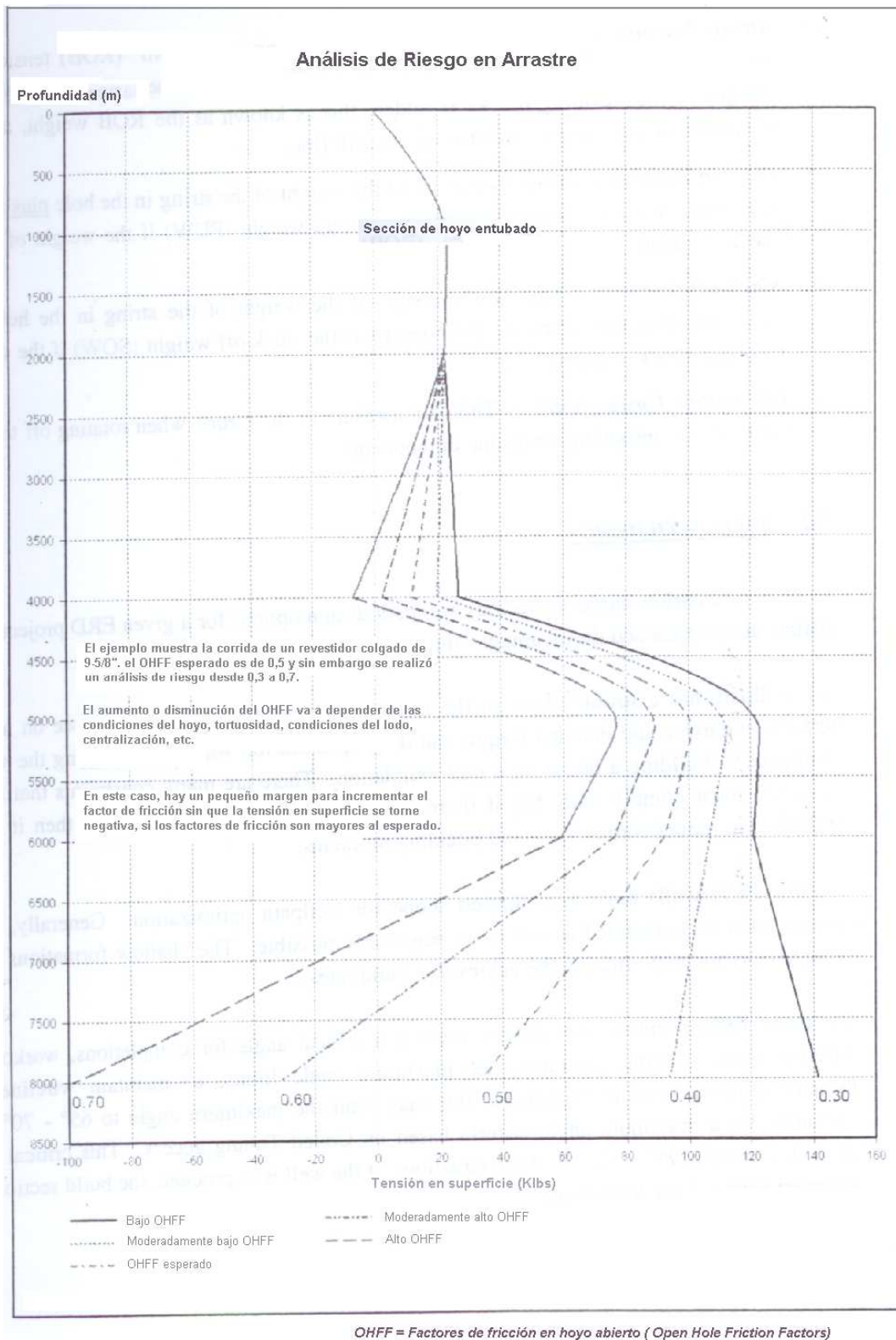
Fuente: <http://www.oilfield.slb.com>

Figura 27. Tablero de control del perforador en el taladro.

Análisis de sensibilidad

Variaciones pequeñas en los factores de fricción de un pozo de alcance extendido pueden generar grandes impactos sobre los resultados del análisis de torque y arrastre. Durante la planificación, es imprescindible realizar un análisis de sensibilidad que nos permita evaluar diferentes casos para así asegurarnos un plan de contingencia realista y aceptable.

Algunas compañías usan técnicas de análisis de riesgo en arrastre (*DRA – Drag Risk Analysis*) para tomar en cuenta, de la mejor forma posible, las variaciones en el factor de fricción. Similarmente, también se realiza un análisis de riesgo en torque cuando es necesario. Un ejemplo de *DRA* se muestra en la Figura 28.



Fuente: (Mims, 2003)

Figura 28. Ejemplo de análisis de riesgo en arrastre - DRA

2.4.4 Definiciones generales en torque y arrastre

- **Tensión en la sarta (*String Tension*)** – se refiere a menudo a la rotación de la sarta cuando esta rotando fuera del fondo del hoyo (*ROB tensión- rotating off-bottom tension*), esto es el peso de la sarta en el hoyo sin tomar en cuenta el arrastre medido cuando está rotando. Si tomamos en cuenta el peso del bloque viajero (ver Figura 29) se le conoce como el peso cuando se rota fuera del fondo del hoyo (*ROB weight – rotating off-bottom weight*) y este valor se mide directamente en el tablero de control del perforador en el taladro.



Fuente: <http://www.oilfield.slb.com>

Figura 29. Bloque viajero

- **Tensión levantando (*Pick-up Tension*)** – se refiere a la medición del peso de la sarta en el hoyo más el arrastre (sin rotación). Se le llama peso levantando (*PUW - pick-up weight*) si se toma en cuenta el peso del bloque viajero.
- **Tensión deslizando (*Slack-off Tension*)** – se refiere al peso de la sarta en el hoyo sin tomar en cuenta el arrastre (sin rotación). También se le llama peso deslizando

(*SOW – Slack-off weight*) cuando adicionamos el peso del bloque viajero.

- **Torque arriba del fondo (*OBT – Off-bottom Torque*)** – esta es una medición del torque cuando rotamos arriba del fondo del hoyo menos la componente del torque en la mecha.

2.4.5 Modelos analíticos para el cálculo del torque y arrastre

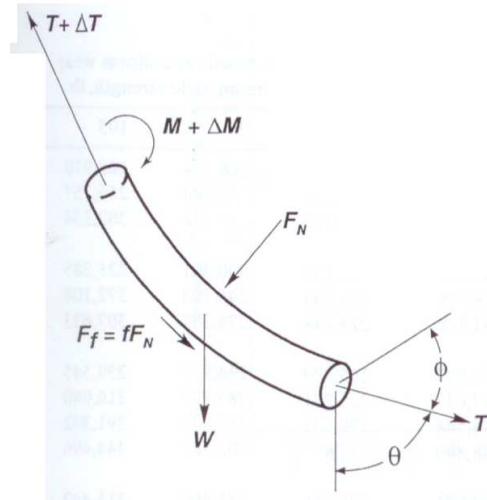
El cálculo del torque y arrastre puede llegar a ser un factor crítico cuando se quiere determinar que la trayectoria deseada del pozo puede actualmente ser perforada y completada. Modelos de torque y arrastre consideran la trayectoria del pozo, la configuración de sarta de perforación, patas de perro, factores de fricción y profundidad de los revestidores para predecir las fuerzas de arrastre y el torque en un pozo. El modelado del torque y arrastre es usado para varios propósitos, incluyendo:

- Evaluación y optimización de trayectoria para minimizar el torque y arrastre.
- Ajuste de la trayectoria para minimizar efectos locales, como lo pueden llegar a ser las excesivas fuerzas normales.
- Estimar las fuerzas normales generadas para ser utilizadas como datos de entrada para programas de cálculo de desgaste en revestidores.
- Identificar las limitaciones o dificultades para alcanzar ciertas profundidades, tanto para la perforación como para la bajada de los revestidores.
- Comparar las cargas estimadas a través del modelo con la resistencia de los componentes de la sarta de perforación (axial, torsional o lateral)
- Determinar los requerimientos de torque y por ende la capacidad del taladro de perforación.

Modelo simplificado de Johancsik (1983)

El modelo de torque y arrastre más comúnmente usado está basado sobre un modelo de tubería flexible (*soft-string*) desarrollado por Johancsik et al. (1983). La sarta de perforación es modelada como una tubería o cable capaz de transmitir cargas axiales pero no momentos flexionantes. La fricción es el producto de las fuerzas normales y los

coeficientes de fricción. La fuerza normal en cada nodo de cálculo tiene dos componentes: 1) el peso de la tubería sumergida en el lodo de perforación, y 2) la fuerza de reacción lateral resultante de la tensión de la sarta a través de secciones curvas del hoyo. En la Figura 30 se muestra un elemento simplificado de la sarta con las fuerzas axiales y normales actuando sobre el.



Fuente: (Economides *et al.*, 1998)

Figura 30. Elemento de sarta para el modelo de torque y arrastre con tubería flexible (*soft string*)

Las ecuaciones de esas fuerzas son:

$$F_N = \frac{\Delta M D}{2} \left[(T \Delta \phi \sin \theta_{avg})^2 + (T \Delta \phi + W \sin \theta_{avg})^2 \right]^{1/2} \quad (12)$$

$$\Delta T = W \cos \theta_{avg} \pm f F_N \quad (13)$$

$$\Delta M = f F_N R \quad (14)$$

$$F_F = f F_N \quad (15)$$

Donde F_N es la fuerza normal neta, T es la tensión axial en la parte baja del elemento mas cercano a la mecha, W es el peso de la sarta cuando está sumergida en el lodo de

perforación, F_F es la fuerza de fricción producida por el deslizamiento que actúa sobre el elemento, R es el radio característico del elemento, M es la torsión en la parte baja del elemento mas cercano a la mecha, θ es el ángulo de inclinación en la parte baja del elemento, ϕ es el ángulo de azimut en la parte baja del elemento, f es el coeficiente de fricción, y $\Delta(T, M, \phi, \theta)$ es el cambio de esos valores a través de la longitud del elemento.

En la Ecuación 15, el producto fF_N puede ser positivo o negativo, dependiendo de si la sarta está avanzando dentro del hoyo o esta subiendo hacia fuera del hoyo.

Modelo generalizado de torque y arrastre (Aadnoy, 2008)

El siguiente modelo puede ser usado para calcular el torque y arrastre en secciones curvas cuando la sarta de perforación está siendo subida o bajada dentro del hoyo. En la Figura 31 se muestran algunos tipos de geometrías que pueden ser analizadas por este método. En el primer y segundo cuadrante se muestra la sarta de perforación en operaciones de subida y bajada respectivamente en un sección cóncava hacia abajo (tumbando ángulo), el tercer y cuarto cuadrante muestra la sarta de perforación en operaciones de subida y bajada respectivamente en un sección cóncava hacia arriba (construyendo ángulo).

Para las ecuaciones usadas en este modelo definimos lo siguientes:

- F_1 = Fuerza al final de la sección curva (en sentido horario)
- F_2 = Fuerza al principio de la sección curva (en sentido horario)
- α_1 = Ángulo formado desde la horizontal (eje x) hasta la parte final de la sección curva (en sentido horario)
- α_2 = Ángulo formado desde la horizontal (eje x) hasta la parte inicial de la sección curva (en sentido horario)
- μ = coeficiente de fricción entre la tubería y el hoyo
- w = peso de la tubería por unidad de longitud, incluyendo la flotación

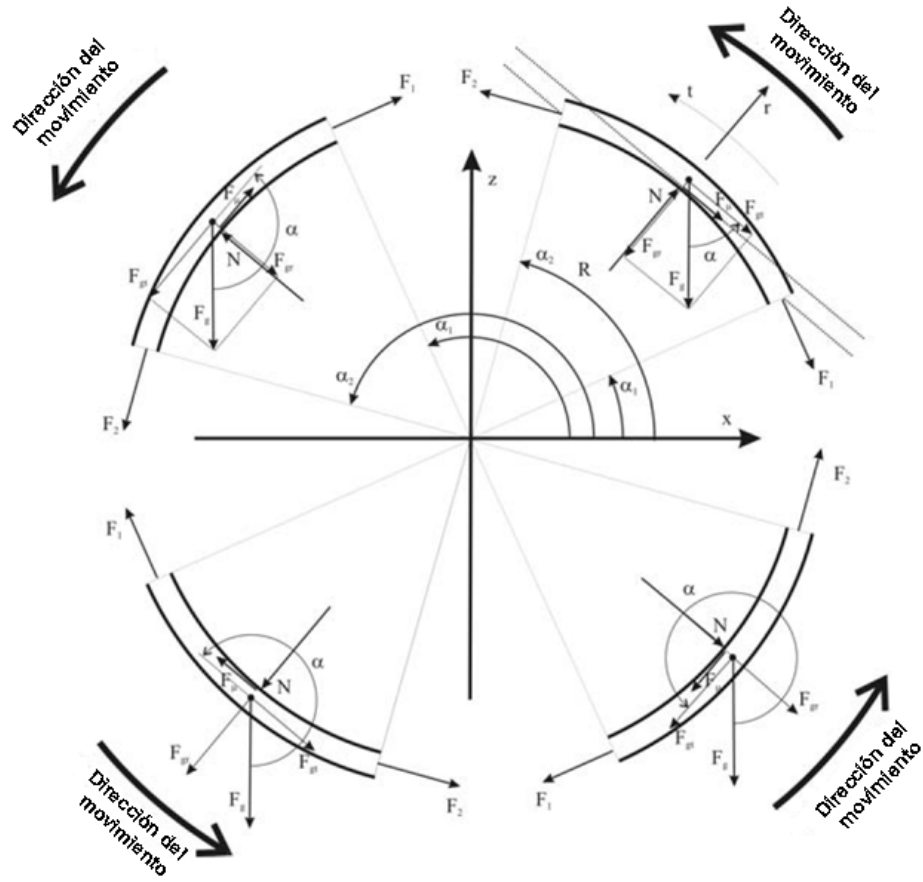


Figura 31. Simetría cuando se construye o se tumba ángulo en operaciones de subida y bajada de tuberías (el ángulo α es complementario al ángulo usado convencionalmente para medir la inclinación desde la vertical)

El arrastre en secciones curvas está dado por:

$$F_2 = f(\alpha_2) + (F_1 - f(\alpha_1))e^{k\mu(\alpha_2 - \alpha_1)} \quad (16)$$

Donde,

$$f(\alpha) = \frac{wR}{1 + \mu^2} \{ (1 - \mu^2) \sin \alpha - 2k\mu \cos \alpha \} \quad (17)$$

Siendo, $k = \begin{cases} 1, \text{ si la tubería hace contacto con el lado interior del hoyo} \\ -1, \text{ si la tubería hace contacto con el lado exterior del hoyo} \end{cases}$

Si $F + wR \sin \alpha > 0$ la fuerza normal está incrementando (positiva) y la sarta se verá obligada a establecer contacto con el lado convexo (interno) del hoyo, si $F + wR \sin \alpha < 0$ la fuerza normal está decreciendo (negativa) y la sarta se verá obligada a establecer contacto con el lado cóncavo (externo) del hoyo.

Cuando la sarta está estática el torque está definido por:

$$T = r\mu[(F_1 - wR \sin \alpha_1)(\alpha_2 - \alpha_1) - 2wR(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)] \quad (18)$$

El torque en una sección curva cuando se está subiendo o bajado y rotando simultáneamente está dado por:

$$T = r\mu \left[(F_1 - f(\alpha_1)) \frac{1}{k\mu} (e^{k\mu(\alpha_2 - \alpha_1)} - 1) + f_{Lin}(\alpha_2) - f_{Lin}(\alpha_1) \right] \quad (19)$$

Donde,

$$f_{Lin}(\alpha) = \frac{-2wR}{1 + \mu^2} (\cos \alpha + k\mu \sin \alpha) \quad (20)$$

Para secciones rectas las ecuaciones se reducen a:

$$F_2 = F_1 + w\Delta s(\pm\mu\text{sen}\alpha + \cos\alpha) \quad (21)$$

$$T = r\mu(w\Delta s\text{sen}\alpha) \quad (22)$$

Consideraciones generales

Si los factores de fricción derivan de datos del campo existentes, los modelos basados en tubería flexible (*soft string*) generan resultados con una precisión razonable para muchos tamaños de sartas y curvaturas de hoyo. Sin embargo, debido a que los modelos basados en tubería flexible no consideran la rigidez de la tubería, esta precisión puede degradar en incremento en el diámetro de la sarta y en incremento en la curvatura del hoyo. Ambos incrementos producen mayores fuerzas normales e incrementos en el torque y el arrastre.

Las propiedades del fluido de perforación usado en el pozo deben ser similares a las usadas durante la fase de planificación. Sin embargo, en casos donde no existe experiencia previa se pueden usar como puntos de partida los valores mostrados en la Tabla 1 (Johancsik et al., 1982; Rasmussen et al., 1991).

Fluido de perforación	f en el revestidor	f en la formación
Base aceite	0,16 – 0,20	0,17 – 0,25
Base Agua	0,25 – 0,35	0,25 – 0,40
Salmuera	0,30 – 0,40	0,30 – 0,40

Fuente: Johancsik *et al.*, 1983 y Rasmussen *et al.*, 1991

Tabla 1: Dimensiones del sistema en estudio

Experiencia de campo ha mostrado que el arrastre axial de la sarta se ve reducido cuando la misma esta siendo rotada. Modelos de torque y arrastre toman en cuenta esto utilizando vectores de velocidad (Dellinger et al., 1980), ver Figura 32.

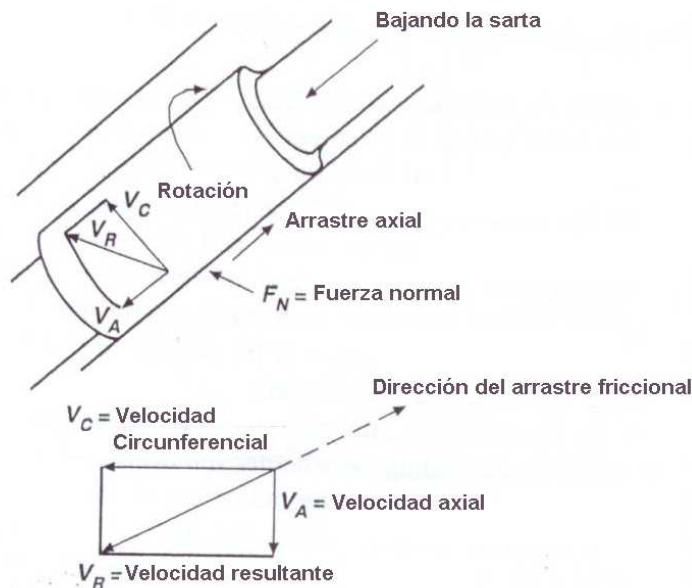


Figura 32. Efecto de la rotación de la tubería sobre la fricción axial de la sarta de perforación

El vector velocidad resultante V_R de un punto en contacto sobre la sarta de perforación es el vector suma de dos componentes, la velocidad circunferencial V_C (causada por la rotación) y la velocidad axial V_A (afectada por la tasa de perforación o la rapidez de subida de tubería). La dirección de la fuerza friccional resultante se asume opuesta al vector velocidad resultante V_R ; por lo tanto, las componentes de este vector serán en proporción a las resultantes del vector velocidad. La magnitud de la fuerza friccional resultante es simplemente el producto de la fuerza normal F y el coeficiente de fricción f , y este no varía con la velocidad. Debido a que la magnitud del vector suma de estos componentes es una cantidad fija, si la componente circunferencial aumenta la componente axial debe decrecer. Lógicamente, si la velocidad de rotación de la sarta aumenta, esto incrementa la componente circunferencial, lo que hace que disminuya la fricción axial.

La planificación de un pozo debe incluir un análisis de torque y arrastre utilizando el caso más desfavorable (factores de fricción más altos) para asegurar que la sarta de perforación pueda avanzar, rotar, deslizar si se necesita perforación direccional, y ser sacada fuera del hoyo. Se debe realizar un modelado similar para asegurar la bajada de revestidores a las profundidades planificadas y que los mismos puedan sacarse del hoyo de ser necesario. El

torque y la tensión/compresión calculados de cualquier punto de la sarta deben ser comparados con la resistencia torsional, a la tensión y al pandeo de la sarta de las herramientas de juntas. En la Tabla 2 se presentan dichas propiedades para una sarta de perforación de Rango 2.

Tamaño OD	Peso de la tubería por unidad de longitud	Resistencia a la fluencia torsional basada en desgaste uniforme, pies-lb				Datos de tensión basados en carga de desgaste uniforme en el límite elástico mínimo, lb			
		E	95	105	135	E	95	105	135
3½	9.50	9612	12,176	13,457	17,302	132,793	168,204	185,910	239,027
	13.30	12,365	15,663	17,312	22,258	183,398	232,304	256,757	330,116
	15.50	13,828	17,515	19,359	24,890	215,967	273,558	302,354	388,741
4	11.85	13,281	16,823	18,594	23,907	158,132	200,301	221,385	284,638
	14.00	15,738	19,935	22,034	28,329	194,363	246,193	272,108	349,852
	15.70	17,315	21,932	24,241	31,166	219,738	278,335	307,633	395,528
4½	13.75	17,715	22,439	24,801	31,887	185,389	234,827	259,545	333,701
	16.60	20,908	26,483	29,271	37,637	225,771	285,977	316,080	406,388
	20.00	24,747	31,346	34,645	44,544	279,502	354,035	391,302	503,103
	22.82	27,161	34,404	38,026	48,890	317,497	402,163	444,496	571,495
5	16.25	23,974	30,368	33,564	43,154	225,316	285,400	315,442	405,568
	19.50	27,976	35,436	39,166	50,356	270,432	342,548	378,605	486,778
	25.60	34,947	44,267	48,926	62,905	358,731	454,392	502,223	645,715

Tabla 2: Dimensiones del sistema en estudio

Los resultados de un análisis de torque y arrastre son usualmente expresados gráficamente con el torque y/o la tensión en la sarta en un eje y la profundidad medida (*MD – measured depth*) en el otro eje, ver Figura 33. El pozo en cuestión es uno de perfil “S” similar al de la Figura 17, con 5000 pies de sección tangente y 60° de inclinación. Se usó un factor de fricción de 0,2 para hoyo entubado y un factor de 0,3 para hoyo abierto. El análisis de torque y arrastre permite calificar a este pozo como perforable con los parámetros de operación usados, y permite la selección de los componentes de la sarta con un margen de seguridad razonable en comparación con la carga. Los valores de carga axial nunca caen por debajo de la región de pandeo, incluso durante el deslizamiento.

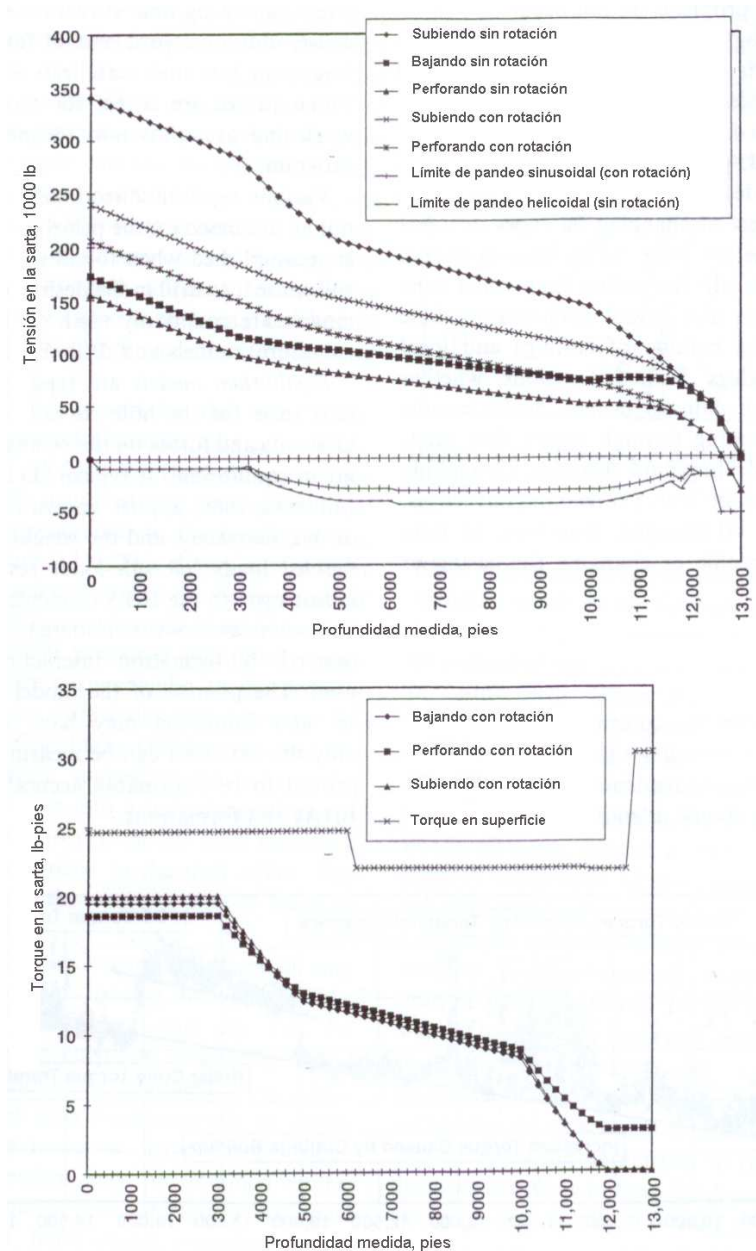


Figura 33. Gráficas de un análisis de torque y arrastre

Durante la perforación, se debe graficar un registro que contenga el torque y arrastre predicho y el actual en función a la profundidad medida (ver Figura 34). Debido a que este tipo de registros permite la verificación y actualización de los factores de fricción en tiempo real, si dichos factores son significativamente diferentes a los usados durante la planificación se pueden predecir problemas durante la perforación y tomar las medidas

necesarias mucho antes de que el evento ocurra. El registro también permite ver el efecto del cambio del tipo de mecha o alteraciones de los parámetros operacionales. En la Figura 34 podemos notar el incremento del torque cuando perforamos con una mecha *PDC* en vez de una mecha tricónicas de rodillos (*roller-cone bit*). El registro también puede revelar deterioros en las condiciones del hoyo, tales como el aumento considerable de los ripios de perforación y características locales del hoyo similares a las patas de perro. Operaciones remediales, ya sean preventivas o después que ocurra el daño, pueden incluir (1) mejorar la limpieza del hoyo a través altas tasas de flujo, rotación, o cambios en la reología del fluido de perforación, (2) realizar viajes cortos para acondicionar el hoyo, (3) borde ensanchador, ojo de llave o patas de perro, (4) cambiar el tipo de lodo, o incluso (5) alterar el perfil del hoyo o cambiar el revestidor o el programa del hoyo.

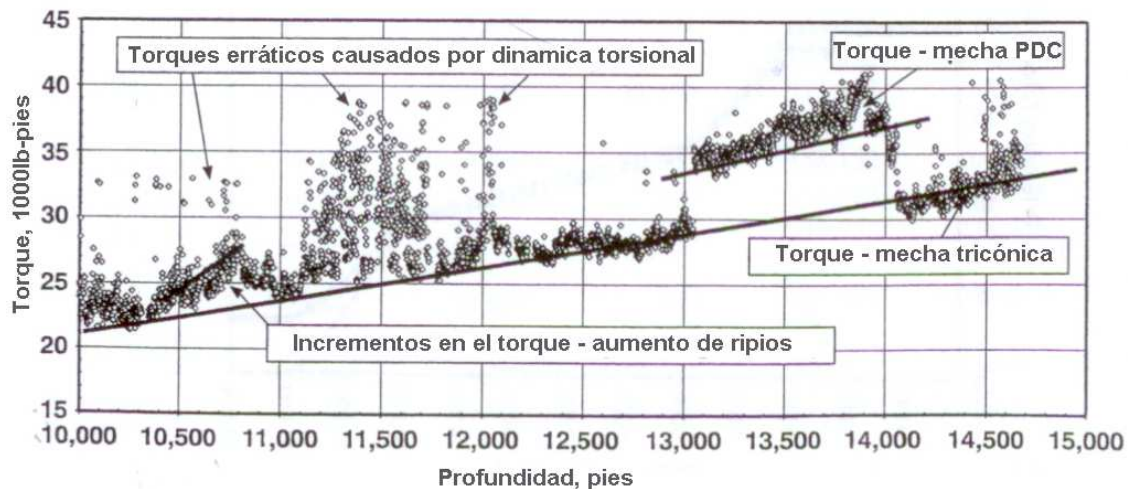


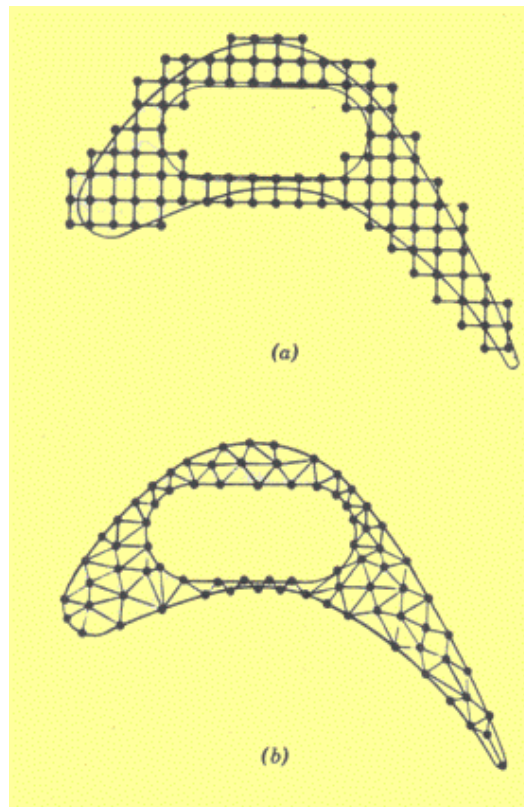
Figura 34. Registro del torque actual vs el predicho

2.5 FORMULACIÓN DEL MÉTODO DEL ELEMENTO FINITO

El método de elementos finitos es una técnica de análisis numérico para obtener soluciones aproximadas a una amplia variedad de problemas ingenieriles. A pesar de que originalmente fue desarrollado para estudiar los esfuerzos en estructuras aeronáuticas complicadas, su uso se ha extendido y aplicado en el amplio mundo de la mecánica del

continuo. Es por ello la diversidad y flexibilidad del método como herramienta de análisis, habiendo recibido mucha atención en la industria y en las escuelas de ingeniería (Huebner et al., 1995).

El modelo de elementos finitos brinda una aproximación por segmentos al problema y las ecuaciones que gobiernan el sistema. La premisa básica para el método de los elementos finitos es que la solución para una región puede ser modelada o aproximada reemplazándola con una serie de elementos más pequeños que la componen. Ya que estos elementos pueden juntarse de una variedad de maneras, pueden ser utilizados para representar formas excesivamente complejas.



Fuente: (Huebner, 1995)

Figura 35.- Discretizaciones para una aleta de una turbina. (a) Modelo de diferencias finitas. (b) Modelo para elementos finitos.

2.5.1 Método de solución por elementos finitos

En un problema del continuo de cualquier dimensión, la variable de campo (presión, temperatura, desplazamiento, esfuerzo, o cualquier otra cantidad) posee infinitos valores ya que es una función de cada punto genérico en el cuerpo o en la región solución. Consecuentemente, el problema es uno con infinito número de incógnitas. El procedimiento de discretización por elementos finitos, reduce el problema a uno de un número finito de incógnitas dividiendo la región solución en elementos y expresando las variables de campo incógnitas expresándolas en términos de funciones aproximadas en el elemento. Las funciones de aproximación (a veces llamadas funciones de interpolación) se definen en términos de los valores de las variables de campo en puntos específicos llamados nodos. La naturaleza de las soluciones y el grado de aproximación depende no solo del tamaño y número de elementos utilizados, sino también de la función de interpolación seleccionada.

Existen básicamente cuatro diferentes formas de aproximarse a la solución y resolver esta técnica. Ellas son (Bathe, K., 1982):

- Aproximación Directa.
- Aproximación Variacional.
- Aproximación por Residuos Ponderados.
- Aproximación por Balance de Energía.

La aproximación directa debe su nombre debido a que su origen está relacionado con el método de la rigidez del análisis estructural y sugiere la necesidad del álgebra matricial en conjunto con las ecuaciones de elementos finitos. Esta aproximación puede ser utilizada cuando sea posible seleccionar elementos de manera que representen de forma exacta al tipo de problema.

La aproximación variacional recae en el cálculo de las variaciones e involucra. El conocimiento de este método es necesario para así extender el método de los elementos

finitos a una amplia variedad de problemas. Este método puede ser utilizado para casos tanto simples como otros que impliquen formas de elementos sofisticadas.

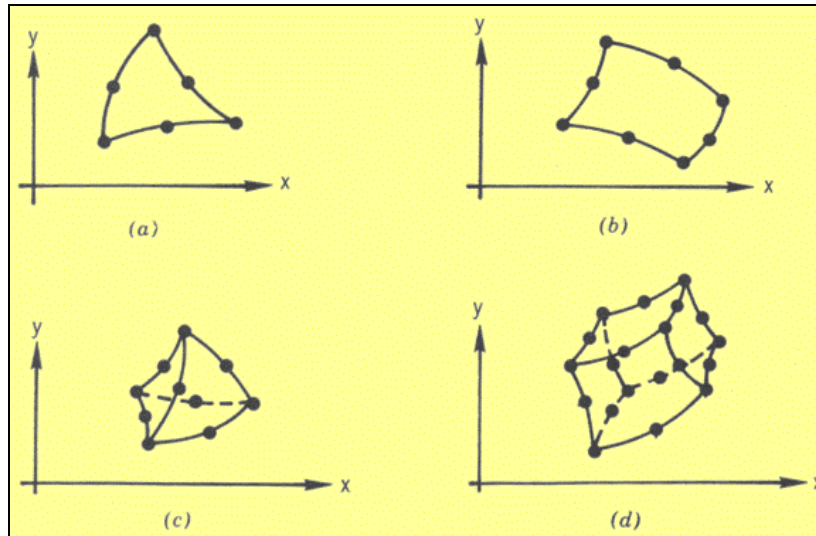
El método de los residuos ponderados es un método más versátil para derivar las propiedades de los elementos y tiene bases puramente matemáticas. Comienza con las ecuaciones que gobiernan el sistema y procede sin el uso de funciones o variacionales.

El método del balance de energía se basa en el balance de la energía térmica y/o mecánica del sistema. No requiere de un formato variacional y por ende amplía considerablemente el rango de posibles aplicaciones del método de elementos finitos.

El método propuesto para modelar el caso presente en este trabajo es el método directo, y su aplicación será discutida a continuación en este informe. Sin importar cual sea el caso aplicado, la solución de un problema del continuo por el método de elementos finitos siempre seguirá un proceso paso a paso ordenadamente que son mencionados a continuación:

Discretizar el continuo: divide el continuo o región solución en elementos. Una variedad de formas pueden ser utilizadas e inclusive, con un poco de cuidado, las formas de los elementos pueden ser empleadas en la región solución.

Seleccionar las funciones de forma de interpolación: el siguiente paso es la asignación de los nodos a cada elemento y luego escoger el tipo de interpolación o función de forma para representar la variación de la variable de campo en el elemento. La variable de campo puede ser un escalar, un vector u otro tensor de orden mayor. Generalmente los polinomios son seleccionados como funciones de forma para las variables de campo porque son fáciles de integrar y diferenciar. El grado del polinomio seleccionado depende del número de nodos asignados al elemento, la naturaleza, el número de incógnitas en cada nodo y ciertos requerimientos de continuidad en los nodos y a lo largo de la frontera.



Fuente: The Finite Element Method for Engineer (Huebner, 1995)

Figura 36 - Elementos isoparamétricos comunes. (a) Triángulo. (b) Cuadrilátero. (c) Tetraedro. (d) Hexaedro.

Encontrar las propiedades del elemento: Una vez que el modelo de elementos finitos ha sido establecido, el siguiente paso es determinar las ecuaciones matriciales expresando las propiedades de los elementos individuales. Para esto se utiliza cualquiera de los cuatro métodos listados previamente.

Acoplar las propiedades de los elementos y encontrar el sistema de ecuaciones. Para conseguir las propiedades de todo el sistema modelado por la malla de elementos, todas las propiedades de los elementos deben ser ensambladas. En otras palabras, deben ser combinadas las ecuaciones matriciales que expresan el comportamiento de los elementos y formar las ecuaciones matriciales que expresan el comportamiento de toda la región solución o sistema. Las ecuaciones matriciales del sistema tienen la misma forma que las ecuaciones para elementos individuales excepto aquellas que contienen más términos porque incluyen más nodos.

Resolver el sistema de ecuaciones. El proceso de ensamblaje de los pasos previos genera un conjunto de ecuaciones simultáneas que pueden ser resueltas para obtener las incógnitas nodales de las variables de campo.

Hacer cálculos adicionales si se desea. En ocasiones, la solución del sistema de ecuaciones puede ser utilizada para calcular otros parámetros de importancia. Por ejemplo, de los

resultados de presión en los nodos, en un problema de mecánica de fluidos, se puede calcular la distribución de velocidad y el flujo e incluso los esfuerzos de corte.

En general, la aplicación del método de elementos finitos se divide en tres partes: preprocesamiento; procesamiento o corrida; y postprocesamiento.

2.5.1 Modelado por el método directo de la rigidez

El objetivo de esta sección es dar una visión general del método propuesto a ser aplicado para desarrollar el modelo.

Sistemas de Referencia

La sistematización del método requiere del paso de unas características elementales a unas características globales. El paso de unas a otras se basa en la distinta orientación que tienen las características elementales de las que tiene ese mismo elemento dentro de la estructura global. Esto nos obliga a la definición de un sistema de coordenadas global y un sistema de coordenadas local o del elemento. El paso de uno a otro se realizará mediante la correspondiente rotación de ejes. Llamaremos sistema de referencia a un sistema de coordenadas cartesiano que permite la definición geométrica de la estructura. Sobre el elemento definimos dos tipos de sistemas (Chandrupatla et al., 1999).

Sistema global. Dado que la estructura está formada por un conjunto de elementos unidos, se hace necesario un sistema que permita definir de forma única las fuerzas y movimientos en los nodos del sistema. En nuestro caso coincide con el más general que incluye seis vectores (3 desplazamientos y 3 giros) y suele ser paralelo al sistema de referencia.

Sistema Local. El comportamiento global de la estructura se genera a partir de los elementos. Es útil definir un sistema de coordenadas que permita definir las relaciones fuerza-desplazamiento de forma única, independiente de la orientación del elemento en la estructura.

Transformación de coordenadas

La matriz de transformación J de 12×12 esta definida con la base de una matriz de (3×3) λ como (Chandrupatla et al., 1999):

$$J = \begin{bmatrix} \lambda & & 0 \\ & \lambda & \\ 0 & & \lambda \end{bmatrix} \quad (23)$$

λ es una matriz de cosenos directores:

$$\lambda = \begin{bmatrix} l_1 & m_1 & n_1 \\ l_2 & m_2 & n_2 \\ l_3 & m_3 & n_3 \end{bmatrix} \quad (24)$$

Se tiene que la relación entre los vectores de fuerzas y desplazamiento en coordenadas globales y locales es:

$$\bar{u} = J\bar{U} \quad (25)$$

$$\bar{f} = J\bar{F} \quad (26)$$

La relación entre esfuerzos y deformaciones en coordenadas elementales es:

$$\bar{f} = k\bar{u} \quad (27)$$

Sustituyendo (25) y (26) en (27) se tiene que:

$$\bar{F} = J^t k J \bar{U} \quad (28)$$

De donde se deduce:

$$K = J^t k J \quad (29)$$

Permitiendo obtener la matriz de rigidez en coordenadas globales a partir de la matriz de rigidez en coordenadas locales.

Ensamblaje del sistema de ecuaciones

Para cada elemento ‘e’ de la estructura se tiene el conjunto de variables mostrado en la tabla siguiente:

<i>Elemento e</i>	<i>Sistema Local</i>	<i>Sistema Global</i>
Vector de carga	f^e	F^e
Vector de desplazamiento	u^e	U^e
Matriz de rigidez	k^e	K^e

Tabla 3: Conjunto de variables por cada elemento de la estructura

Este elemento queda definido por nodos i (nodo inicial) y j (nodo final). Así se tiene que:

$$\bar{F}_i = J^t f_i \quad \bar{F}_j = J^t f_j \quad (30)$$

Por lo tanto el vector de cargas del elemento será:

$$F^e = \begin{Bmatrix} F_i \\ F_j \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} J^t & 0 \\ 0 & J^t \end{bmatrix} f^e = R^t f^e \quad (31)$$

De la misma forma se tiene que:

$$U^e = R^t u^e \quad (32)$$

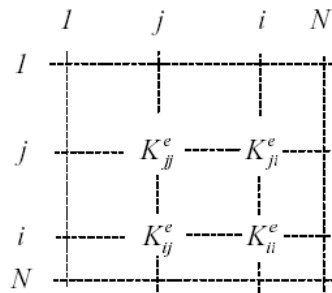
Y

$$K^e = R^t k^e R \quad (33)$$

Para el elemento ‘ e ’, definido por los nodos ‘ i ’, ‘ j ’ la matriz de rigidez es:

$$K^e = \begin{bmatrix} K_{ii}^e & K_{ij}^e \\ K_{ji}^e & K_{jj}^e \end{bmatrix} \quad (34)$$

Donde $K_{ji}^e = K_{ij}^e$, que se montará en la matriz de rigidez de la estructura de N nodos como sigue:



de forma que independientemente de la numeración de los nodos y de la orientación del sistema global se llega al sistema:

$$\bar{F} = K\bar{U} \quad (35)$$

al que es necesario imponerle las condiciones de contorno.

Imposición de las condiciones de contorno

La matriz de rigidez obtenida por el procedimiento anterior es singular mientras no se consideren las condiciones de sustentación de la estructura. El sistema definido en (35) se puede escribir como:

$$\begin{Bmatrix} F_a \\ F_b \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{a,a} & K_{a,b} \\ K_{b,a} & K_{b,b} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} U_a \\ U_b \end{Bmatrix} \quad (36)$$

Donde ‘a’ son los grados de libertad con movimiento restringido, y por lo tanto fuerzas desconocidas, y ‘b’ los grados de libertad con movimientos desconocidos, y por lo tanto cargas como dato. El sistema se puede reescribir como:

$$\begin{cases} F_b = K_{b,a}U_a + K_{b,b}U_b \\ U_b = K_{b,b}^{-1}(F_b - K_{b,a}U_a) \end{cases} \quad (37)$$

Permitiéndonos calcular los desplazamientos desconocidos.

Cálculo de esfuerzos y reacciones

En nuestro caso particular se hace de particular importancia el cálculo de las reacciones ya que serán estas cargas las que generen la fuerza de arrastre en la tubería, que es la fuerza más influyente en la predicción de su corrida y la que actuará como parámetro de convergencia en el procedimiento iterativo. Entonces, conocidos los desplazamientos en los nodos no restringidos, es posible calcular los esfuerzos desconocidos, Ecuación (38). El cálculo de los esfuerzos en los extremos de las vigas es preferible hacerlo en las coordenadas locales de elemento, ya que de esta forma es más sencillo aplicar los principios de la resistencia de materiales para el dimensionamiento de las vigas.

$$\bar{f}^e = R\bar{F}^e = RK^eU^e \quad (38)$$

O bien:

$$\bar{f}^e = k^e\bar{u}^e = k^eRU^e \quad (39)$$

Luego el problema está resuelto si no existen cargas sobre el elemento. En caso contrario, el vector de cargas incluye los esfuerzos de empotramiento perfecto cambiados de signo y para el cálculo de los esfuerzos a lo largo de la viga cargada hay pues que añadir los de empotramiento perfecto. Así:

$$\bar{f}_{Total}^e = \bar{f}^e + \bar{f}_{Empotramiento}^e \quad (40)$$

Capítulo 3

DESARROLLO TEÓRICO - SOLUCIÓN NUMÉRICA

En este capítulo se presenta el desarrollo teórico del modelo numérico al problema planteado, el procedimiento iterativo a seguir para estimar las fuerzas presentes durante la colocación de tuberías en el hoyo y, a partir de esto, se reseña cómo se realiza la implementación de la metodología en una herramienta computacional.

3.1 INTRODUCCIÓN

Se define el problema en su forma más general, sea p_i el punto inicial donde comienza la perforación o el hoyo y p_f el punto final, objetivo de la perforación. En principio para lograr ese objetivo de la perforación o la correcta completación se dispone de un ensamble recto, compuesto por una sucesión de tubos y aditamentos que pueden ser de sección variable. Apartando los cambios de dirección inducidos, la trayectoria ideal sería una línea recta; sin embargo, la litología del terreno y la dinámica del proceso de perforación inducen una distorsión a esta trayectoria.

En síntesis, el problema consiste en analizar una viga que toma la forma de la trayectoria del pozo y sobre la cual actúan adicionalmente su propio peso y las solicitaciones de fuerza, torque y momento generados.

Es obvio que, independientemente de las solicitaciones externas tipo fuerza (peso de la sarta), deben existir puntos de contacto entre la pared y la sarta; estos puntos son de importancia para la determinación de los esfuerzos y deformaciones, así como también para calcular el torque y el peso sobre el gancho (en p_i).

En este trabajo se establece como punto de partida la configuración deformada para la determinación de las cargas a las que va a estar sometida la tubería en fondo de pozo. La sarta en estas condiciones es sometida a la acción externa de su peso, e inicialmente esta configuración deformada está libre de esfuerzos y deformaciones, y los puntos de contacto serán considerados en nodos definidos.

3.2 MODELO TEÓRICO

El revestidor será modelado como una viga espacial. En términos del método de los elementos finitos (MEF), el sistema de revestimiento será discretizado como un conjunto de elementos de vigas con dos nodos. A cada nodo se le asocian las variables discretas que constituyen las incógnitas de nuestro problema.

Sistema de referencia general

Se define el siguiente sistema de ejes cartesianos fijos, respecto al cual se refiere toda la geometría del problema, ver Figura 37.

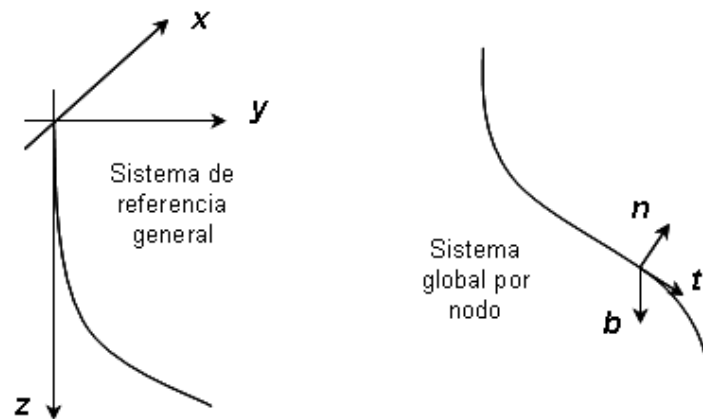


Figura 37. Sistema de referencia general y global por nodo.

El origen se ubica en la superficie de la tierra, punto donde se inicia la perforación y donde comienza el pozo. Adicionalmente cumple con las siguientes condiciones:

- El eje z apunta hacia el centro de la tierra.
- El eje x se dirige en la dirección sur-norte.
- El eje y se asocia a la dirección oeste-este.

Modelado de la trayectoria

Como se mencionó anteriormente, para el cálculo de la trayectoria de un pozo se utilizan un conjunto de datos, cada uno de los cuales consiste en mediciones de inclinación, azimuth y profundidad. Para efectos de la construcción del modelo geométrico es necesario representar la trayectoria del pozo en coordenadas cartesianas (x, y, z) . Esta tarea se lleva a

cabo a través del uso de cualquiera de los métodos geométricos presentados (método tangencial, el método del ángulo promedio, el método de la mínima curvatura, el método tangencial balanceado, el método del radio de curvatura, el método del mercurio). En este trabajo, los cálculos de trayectoria se realizarán aplicando el método de mínima curvatura debido a su precisión y el método tangencial en aquellas secciones de pozos en las cuales el método de mínima curvatura no sea aplicable.

Una vez definida una suficiente cantidad de puntos (x, y, z) a través del pozo, se debe proceder a representar dicha trayectoria como una curva continua y derivable en el dominio considerado. Dicha curva se construye por secciones a través del cálculo de un “spline” cúbico utilizando las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior (polinomio de Lagrange). Es importante mencionar que las ecuaciones presentadas fueron desarrolladas para el caso plano y el problema está definido en el espacio, es por ello que el cálculo de la trayectoria continua se debe definir en forma paramétrica, utilizando a una longitud de arco inicial (l_o) como parámetro común, definiéndose éste como la suma acumulativa de las distancias entre nodos consecutivos. El cálculo del “spline” se realiza tres veces, una por cada dirección, resultando de esto las funciones definidas a trozos $x(l_o)$, $y(l_o)$ y $z(l_o)$, y a partir de estas funciones definimos nuestra curva parametrizada de la forma $r(l_o) = \langle x(l_o), y(l_o), z(l_o) \rangle = x(l_o)\hat{i} + y(l_o)\hat{j} + z(l_o)\hat{k}$, donde r representa nuestra trayectoria.

El objetivo del “spline” cúbico es obtener una fórmula de interpolación que suavice la primera derivada y haya continuidad en la segunda derivada, ambas dentro del intervalo y en sus bordes. En la Figura 38 se muestra el procedimiento descrito.

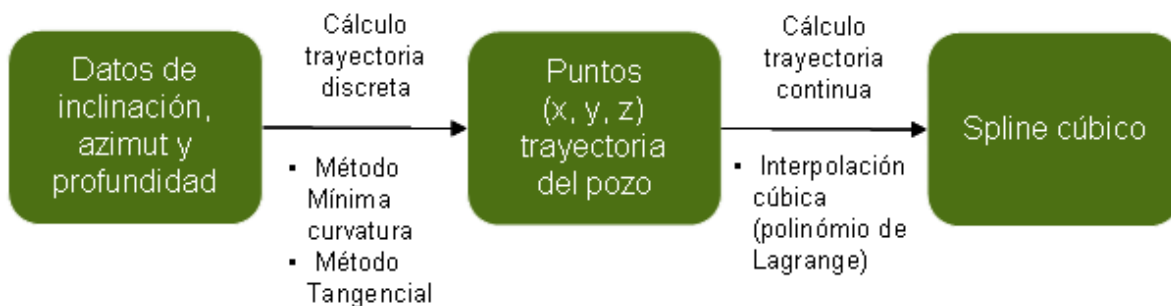


Figura 38. Procedimiento usado para el cálculo del modelo geométrico - Trayectoria

Sistema de ejes locales y globales

Cada componente del sistema de revestimiento se discretiza en un conjunto de elementos finitos, cada elemento ocupa una longitud de arco dentro de la curva spline que define la trayectoria. El sistema de ejes globales de elementos finitos consiste en una terna definida en cada nodo de la malla: “ t ” será el vector tangente que sigue el sentido de la perforación, “ n ” será el vector normal que apunta al centro de la curvatura y “ b ” el vector binormal. Este sistema varía a lo largo de la trayectoria, y se le denomina comúnmente como sistema de coordenadas curvilíneas ortogonales. Los ejes globales serán denominados indistintamente según los vectores unitarios (t, n, b).

El sistema local está constituido por el eje ζ que une al punto inicial y final de cada elemento y dos ejes ortogonales ζ y η , ver Figura 39.

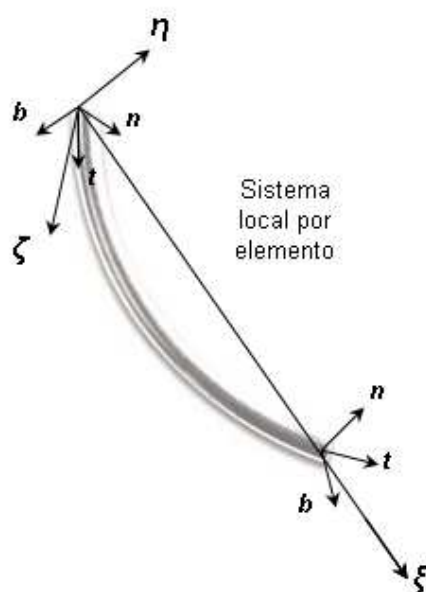


Figura 39. Sistema de referencia local por elemento y global por nodo

Modelo en elemento finito

Como se ha venido mencionando el sistema de revestidores va a ser modelado a través de un conjunto de elementos de vigas espaciales. Un elemento de viga espacial es utilizado para modelar vigas rectas de sección transversal arbitraria, la cual puede deformarse no

únicamente en la dirección axial sino también en la dirección perpendicular a su eje. La viga es capaz de soportar tanto fuerzas axiales y transversales, como momentos. De hecho, los elementos de viga pueden ser encontrados en muchos de los problemas de estructuras en el mundo real.

El elemento general de viga a usar está compuesto por 2 nodos y seis grados de libertad por nodo: tres desplazamientos traslacionales en las direcciones ξ , ζ y η , y tres componentes rotacionales con respecto a los ejes mencionados. Por lo tanto, para un elemento con dos nodos se suman doce grados de libertad, como se muestra en la Figura 40. Es importante destacar que las direcciones X , Y y Z coinciden con las direcciones ξ , ζ y η , respectivamente.

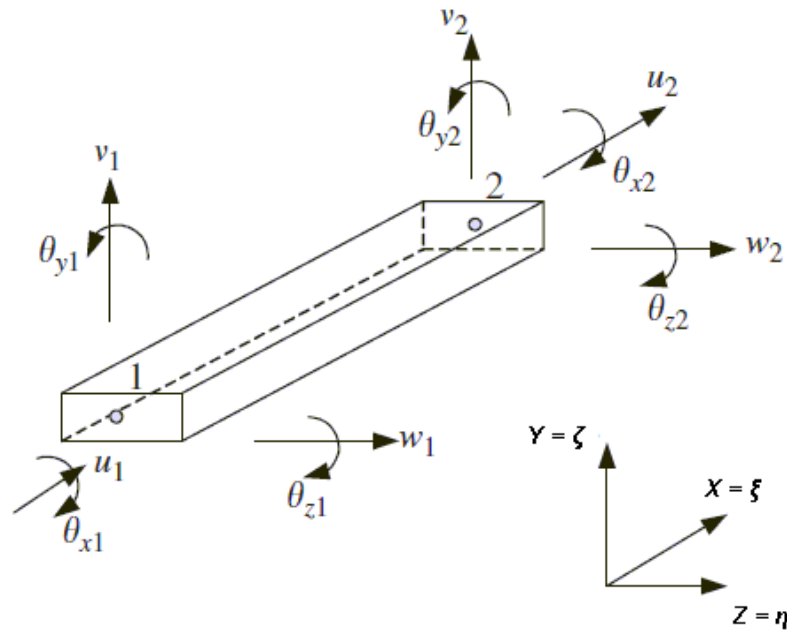


Figura 40. Elemento viga espacial con doce grados de libertad.

El vector desplazamiento del elemento para una viga en el espacio puede ser escrito como:

$$d_e = \left\{ \begin{matrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \\ d_4 \\ d_5 \\ d_6 \\ d_7 \\ d_8 \\ d_9 \\ d_{10} \\ d_{11} \\ d_{12} \end{matrix} \right\} = \left\{ \begin{matrix} u_1 \\ v_1 \\ w_1 \\ \theta_{X1} \\ \theta_{Y1} \\ \theta_{Z1} \\ u_2 \\ v_2 \\ w_2 \\ \theta_{X2} \\ \theta_{Y2} \\ \theta_{Z2} \end{matrix} \right\} \left. \begin{matrix} \text{componentes desplazamiento nodo 1} \\ \\ \text{componentes desplazamiento nodo 2} \end{matrix} \right\} \quad (41)$$

La matriz de rigidez elemental K_e es de la forma:

$$K_e = \begin{bmatrix} \frac{AE}{2a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{AE}{2a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{3EI_z}{2a^3} & 0 & 0 & 0 & \frac{3EI_z}{2a^2} & 0 & -\frac{3EI_z}{2a^3} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3EI_z}{2a^2} \\ \frac{3EI_y}{2a^3} & 0 & -\frac{3EI_y}{2a^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{3EI_y}{2a^3} & 0 & -\frac{3EI_y}{2a^2} & 0 & 0 \\ \frac{GJ}{2a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{GJ}{2a} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2EI_y}{a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3EI_y}{2a^2} & 0 & \frac{EI_y}{a} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2EI_z}{a} & 0 & -\frac{3EI_z}{2a^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{EI_z}{a} & 0 & 0 \\ \frac{AE}{2a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{3EI_z}{2a^3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{3EI_z}{2a^2} & 0 \\ \frac{-3EI_y}{2a^3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3EI_y}{2a^2} & 0 & 0 \\ \frac{GJ}{2a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2EI_y}{a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2EI_z}{a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (42)$$

Donde I_y y I_z representan el segundo momento de área (o momento de inercia) de la sección transversal de la viga con respecto a los ejes Y y Z , respectivamente, y la longitud del elemento $l_e = 2a$.

Ecuaciones en sistema de coordenadas globales

Conocidas las matrices elementales en el sistema de coordenadas local, el siguiente paso a realizar es transformar dichas matrices a los sistemas de coordenadas globales para tomar en cuenta todas las diferencias en la orientación entre sistemas de coordenadas. En este caso no existe un solo sistema global debido a que se usarán coordenadas curvilíneas ortogonales, en consecuencia tenemos tantos sistemas globales como nodos tengamos en nuestra discretización.

Definida la discretización del problema (número de elementos), a partir del cálculo del “spline” se determinan la primera y segunda derivada de la función trayectoria en cada nodo, dichos valores sirven como base para direccionar los ejes globales por nodo: vector tangencial “ t ”, vector normal “ n ” y vector binormal “ b ”.

Se asume que los nodos locales 1 y 2 del elemento corresponden a los nodos globales i y j , respectivamente. El desplazamiento en un nodo local debe tener tres componentes traslacionales en las direcciones X , Y y Z , y tres componentes rotacionales con respecto a los ejes X , Y y Z . Estos están numerados secuencialmente por $d_1 - d_{12}$ correspondientes a las deformaciones físicas como se define en la ecuación (41). El desplazamiento en un nodo global debe también tener tres componentes traslacionales en las direcciones t , n y b , y tres componentes rotacionales con respecto a los ejes t , n y b de ese nodo. Estos se enumeran secuencialmente de la forma D_{6i-5} , D_{6i-4} , . . . , y D_{6i} . La transformación de coordenadas toma la relación entre el vector desplazamiento d_e basado en el sistema de coordenadas local y el vector desplazamiento D_e para el mismo elemento pero basado en el sistema de coordenadas global.

$$d_e = TD_e \quad (43)$$

Donde T es la matriz de transformación para un elemento viga, calculada a partir de las direcciones del sistema (t, n, b) , y dada por:

$$T = \begin{bmatrix} T_3^i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & T_3^i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & T_3^j & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T_3^j \end{bmatrix} \quad (44)$$

En la cual

$$T_3 = \begin{bmatrix} l_x & m_x & n_x \\ l_y & m_y & n_y \\ l_z & m_z & n_z \end{bmatrix} \quad (45)$$

Donde l_k, m_k y n_k ($k = x, y, z$) son los cosenos directores definidos por:

$$\begin{aligned} l_x &= \cos(x, t), & m_x &= \cos(x, n), & n_x &= \cos(x, b) \\ l_y &= \cos(y, t), & m_y &= \cos(y, n), & n_y &= \cos(y, b) \\ l_z &= \cos(z, t), & m_z &= \cos(z, n), & n_z &= \cos(z, b) \end{aligned} \quad (46)$$

Usando la matriz de transformación T , las matrices para un elemento viga espacial en el sistema de coordenadas globales pueden ser obtenidas de la forma:

$$K_e = T^T k_e T \quad (47)$$

$$F_e = T^T f_e \quad (48)$$

Donde f_e es el vector fuerza del elemento en coordenadas locales, determinado de la forma:

$$f_e = \int_{V_e} N^T f_b dV + \int_{S_e} N^T f_s dS \quad (49)$$

En terminología de un elemento finito orientado espacialmente, considerándolo recto, la dirección de la fuerza originada por el peso propio queda definida por el ángulo que forma el eje ξ de la viga con el eje z del sistema de coordenadas generales. Adicionalmente, debido a que el pozo siempre va a contener lodo de perforación en su interior, para el cálculo del peso de la tubería se debe tomar en cuenta el factor de flotación (f_b) dado por:

$$f_b = 1 - \frac{\rho_l}{\rho_a} \quad (50)$$

Donde ρ_l es la densidad del fluido de perforación y ρ_a es la densidad del material del revestidor.

Una vez determinadas las matrices elementales en coordenadas globales se procede a ensamblar la matriz de rigidez global K y el vector de carga global F . La solución al problema (vector de desplazamientos global D) se calcula resolviendo el sistema de ecuaciones matricial definido por:

$$KD = F \quad (51)$$

Condiciones de borde

Las condiciones de borde consideradas son las siguientes:

1. Se restringen los 6 grados de libertad del primer nodo del modelo simulando el acople de la tubería con la cabria de perforación – condición de empotramiento.

2. En algunos nodos subsiguientes, definidos por el usuario (ubicación de centralizadores), se le impondrán restricciones de desplazamiento en las direcciones normal y binormal (restricción de movimiento sobre el plano perpendicular a la trayectoria).

Cálculo del torque y el arrastre – procedimiento iterativo

Como se mencionó en capítulos anteriores el torque y arrastre es un momento y fuerza friccional respectivamente, que se generan debido a las cargas de contacto entre la sarta de perforación o revestidor y el revestidor de la sección anterior o el hoyo abierto. El mismo se determina a través de la ecuación (15), multiplicando la fuerza normal o fuerza de contacto con el coeficiente de fricción.

Debido a que existe una relación de dependencia entre las fuerzas de contacto y las fuerzas de fricción generadas, se hace necesario definir un procedimiento iterativo, el cual se muestra a continuación:

1. Se define el tipo de operación.
 - a. Bajando.
 - b. Subiendo.
 - c. Bajando y rotando.
 - d. Subiendo y rotando.
2. Si se esta bajando y rotando o subiendo y rotando de definen las velocidades axiales (de subida o bajada) y de giro (rpm).
3. Se definen los coeficientes de fricción “ f ” tanto para el contacto tubo-tubo como para el contacto tubo-roca.
4. Se define el error porcentual máximo ($\%Error$).
5. Si la corrida es bajando el estudio se inicia con sólo dos elementos que se ubican a partir del inicio del pozo y si la corrida es subiendo el estudio se inicia con todos los elementos ensamblados. A esta etapa se le denomina Fase 1.
6. Se construye el sistema mostrado en la ecuación (51), considerándose sólo los pesos equivalentes de dichos elementos (peso sumergido).
7. Se resuelve el sistema de ecuaciones matriciales y se obtiene el vector desplazamiento D del modelo.

8. Se determinan las reacciones.
9. Se determinan las fuerzas de contacto (F_{C_i}) en cada nodo apoyado, a partir de las reacciones en dirección normal y binormal, y se calcula su magnitud usando Pitágoras.

$$F_C = \sqrt{F_N^2 + F_B^2} \quad (52)$$

10. A partir de las magnitudes de las fuerzas de contacto calculadas se determinan las magnitudes de las fuerzas de fricción asociadas en cada nodo apoyado.

$$F_F = fF_C \quad (53)$$

11. La dirección de la fuerza friccional resultante se asume opuesta al vector velocidad resultante V_R ; por lo tanto, las componentes de este vector serán en proporción a las resultantes del vector velocidad (ver Figura .32).
12. Se calcula el vector momento generado por el vector fuerza friccional a través de un producto vectorial, tomando en cuenta como brazo de palanca el radio externo del tubo.

$$\overline{M}_F = \overline{F}_F \times \overline{R}_e \quad (54)$$

13. Se construye el vector de cargas generadas por fricción (F_{Fi})
14. Este vector de cargas por fricción se suma al vector de carga global (sólo peso) del modelo.
15. Se repiten los pasos 7 y 8.
16. Se determinan las fuerzas de contacto ($F_{C_{i+1}}$) y su magnitud.
17. Se repiten los pasos 10, 11 y 12.
18. Se construye el vector de cargas generadas por fricción (F_{Fi+1})
19. Se comparan los valores de las fuerzas calculadas en el punto 13 (F_{Fi}) con las

determinadas en el punto 18 (F_{Fi+1}).

20. Se repiten los pasos del 14 al 19 hasta que se cumpla:

$$\frac{|F_{Fi} - F_{Fi+1}|}{F_{Fi}} 100 \leq \%Error \quad (55)$$

21. Si se satisface la desigualdad se almacenan los resultados de la última iteración y se da inicio a la siguiente Fase. Si estamos bajando se añade otro elemento y se repiten los pasos el 6 en adelante hasta completar todas las Fases y si se esta subiendo se quita un elemento de la parte final de la tubería de completación y se repiten los pasos del 6 en adelante hasta completar todas las Fases.

Es importante mencionar que $N_{Fases} = N_{Elementos} - 1$

3.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA

La implementación de la metodología de cálculo desarrollada se realizó utilizando lenguaje C Sharp, siguiendo los estándares corporativos en desarrollo de software adoptados por PDVSA.

De manera general, las herramientas que actualmente se desarrollan en PDVSA siguen un enfoque de arquitectura multicapa. Para este caso se utilizó una arquitectura de tres capas independientes entre sí, como se observa en la Figura 41.

Se puede distinguir una capa para los componentes de Presentación, donde residen todos los componentes de interfaz de usuario, visualización y control de interacción hombre/máquina. Una capa para los componentes de Lógica de Negocio, para aquellos donde se realizan los cálculos, simulaciones y demás procesos relacionados con el modelo de procesos en estudio. Finalmente, una capa para el manejo de Persistencia, donde se encuentran los componentes necesarios para la interacción de la aplicación con las bases de datos.

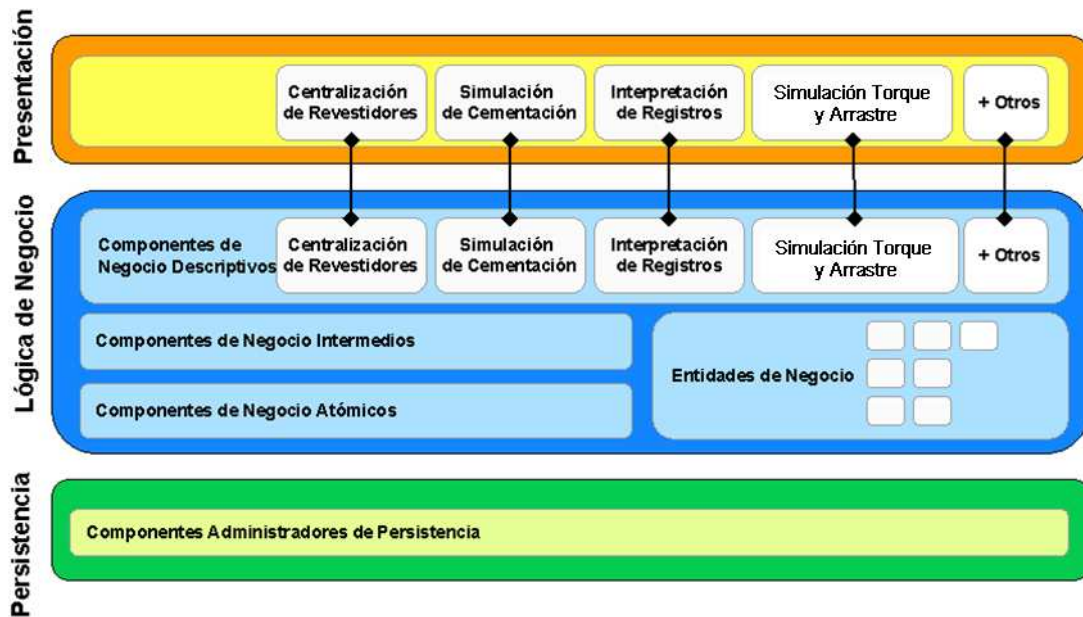


Figura 41. Arquitectura multicapa

Para responder a las necesidades particulares de los procesos asociados a la construcción y mantenimiento de pozos, la capa de lógica de negocio se debe estructurar de manera que se asegure la reutilización de componentes comunes a los distintos procesos de la cadena de valor.

La capa de componentes de lógica de negocio se estructurará como sigue:

- **Componentes Atómicos (Bases Matemáticas):** Éstos son los componentes donde se basa el resto de la arquitectura del desarrollo. Incluye tanto los componentes de cálculo pesado, como las librerías de funciones matemáticas comunes que pueden ser consumidas por distintos módulos. En esta capa se presenta el mayor índice de reutilización.
- **Componentes Intermedios (Simulación / Cálculo):** Representan los componentes donde se realizan simulaciones de distintos aspectos de interés para cada proceso. La idea es tener una gama de cálculos de las variables de interés en el sistema de estudio, de manera que puedan ser consumidos por cada modelo que se desarrolle. En esta capa la reutilización es menor, pero la funcionalidad expuesta por los componentes es mayor.
- **Componentes Descriptivos (Módulo / Proceso):** Representan los procesos que exponen funcionalidades específicas que son de interés para el negocio. Allí el

grado de reutilización es muy poco, pero el valor de estos componentes es mayor, ya que basándose en las capas inferiores, presentan información que genera valor a los usuario.

En la Figura 42 se muestra el diagrama de actividades del programa desarrollado, donde se realiza una descripción de las diferentes actividades u operaciones que se manejan y los datos que entran como insumo o salen como resultado de cada actividad. Es importante mencionar que en este tipo de diagramas el círculo rojo denota el inicio de las actividades, los óvalos representan a las actividades y los rectángulos simbolizan los datos.

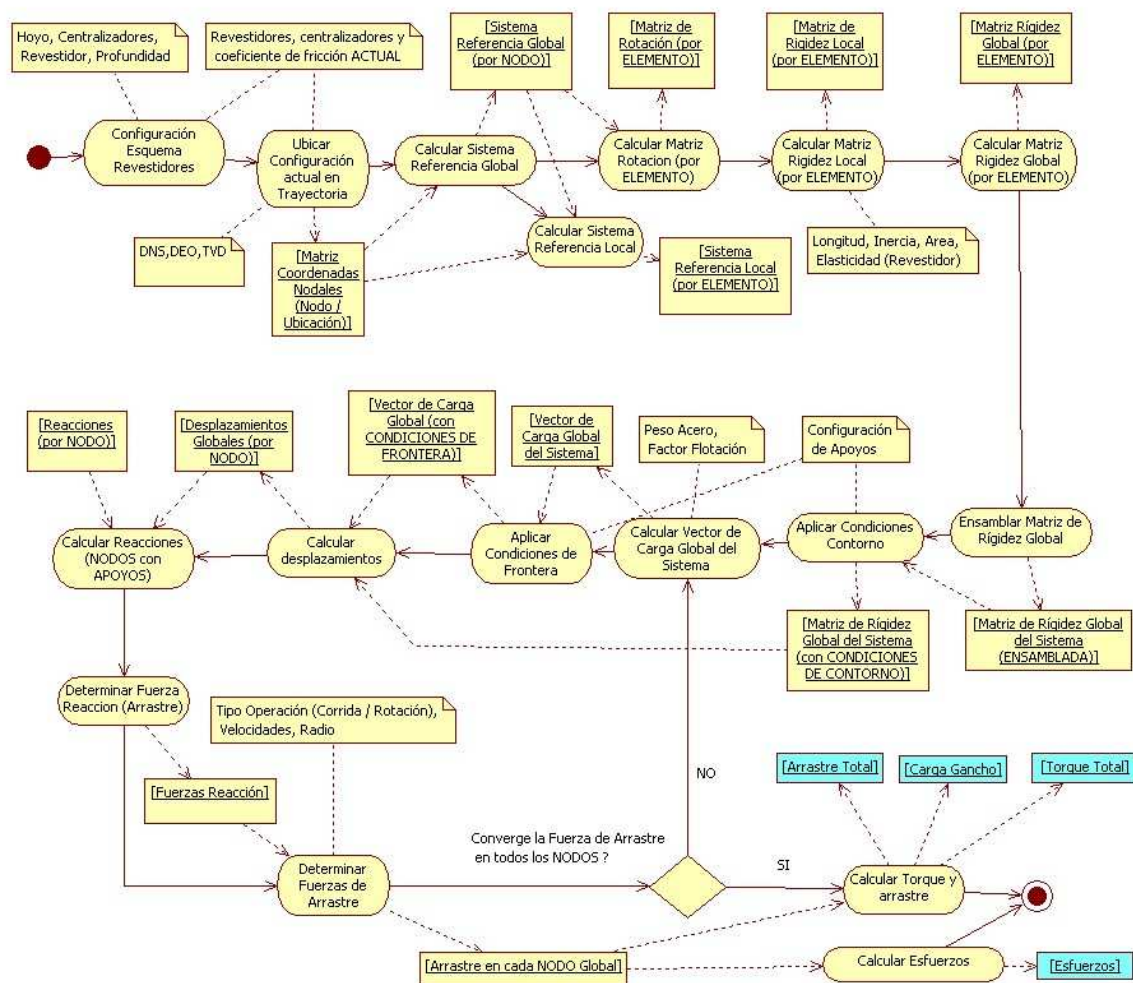


Figura 42. Diagrama de actividades.

Capítulo 4

CASOS DE ESTUDIO – RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presenta en primera instancia el procedimiento a seguir al momento de realizar un estudio de torque y arrastre en áreas donde no se tienen datos de campo referentes a los valores de coeficientes de fricción en los estratos de suelo involucrados, luego se realiza una descripción de los diferentes casos de estudio. Finalmente, se presentan los resultados obtenidos con su respectivo análisis, comparando dichos valores estimados con los medidos en campo.

4.1 INTRODUCCION

La evaluación y validación de la metodología de cálculo y herramienta desarrollada se realizará a través de su aplicación en tres casos de campo, específicamente en el análisis post-operacional de tres pozos tipo J del campo Santa Rosa, distrito Anaco – estado Anzoátegui, en los cuales dos de ellos presentaron problemas de pega de tubería o atascamientos. En dichos pozos se tomaron registros de carga en el gancho mientras se estaba realizando el proceso de colocación del revestidor en el hoyo (bajada de tubería).

El valor de carga en el gancho medido en el taladro viene a ser representado en el modelo numérico desarrollado por la reacción en dirección tangencial del primer nodo, o nodo ubicado en el inicio del pozo. Los valores de carga en el gancho medidos en operación serán comparados con aquellos estimados a través del modelo y se podrá verificar si estos últimos representan o no una buena predicción a los valores reales.

4.2 CASOS DE ESTUDIO

Los datos de campo y características operacionales de los pozos a estudiar se presentan a continuación:

4.2.1 Pozo 1

El primer caso a estudiar es un pozo tipo J que finaliza con una sección tangente a 42° a los 9620 pies. Dicho pozo presentó eventos de pega de tubería durante la bajada del revestidor de $9 \frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro externo y 53 lb/pies de peso a aproximadamente 9000 pies de profundidad medida. El revestidor anterior tiene un diámetro interno de 12,4 pulgadas y fue colocado hasta una profundidad de 5676 pies (profundidad medida de la zapata).

En la siguiente Figura se muestra una representación de la trayectoria del pozo en una vista en tres dimensiones, una vista de planta, y una proyección en un plano azimutal a 59° .

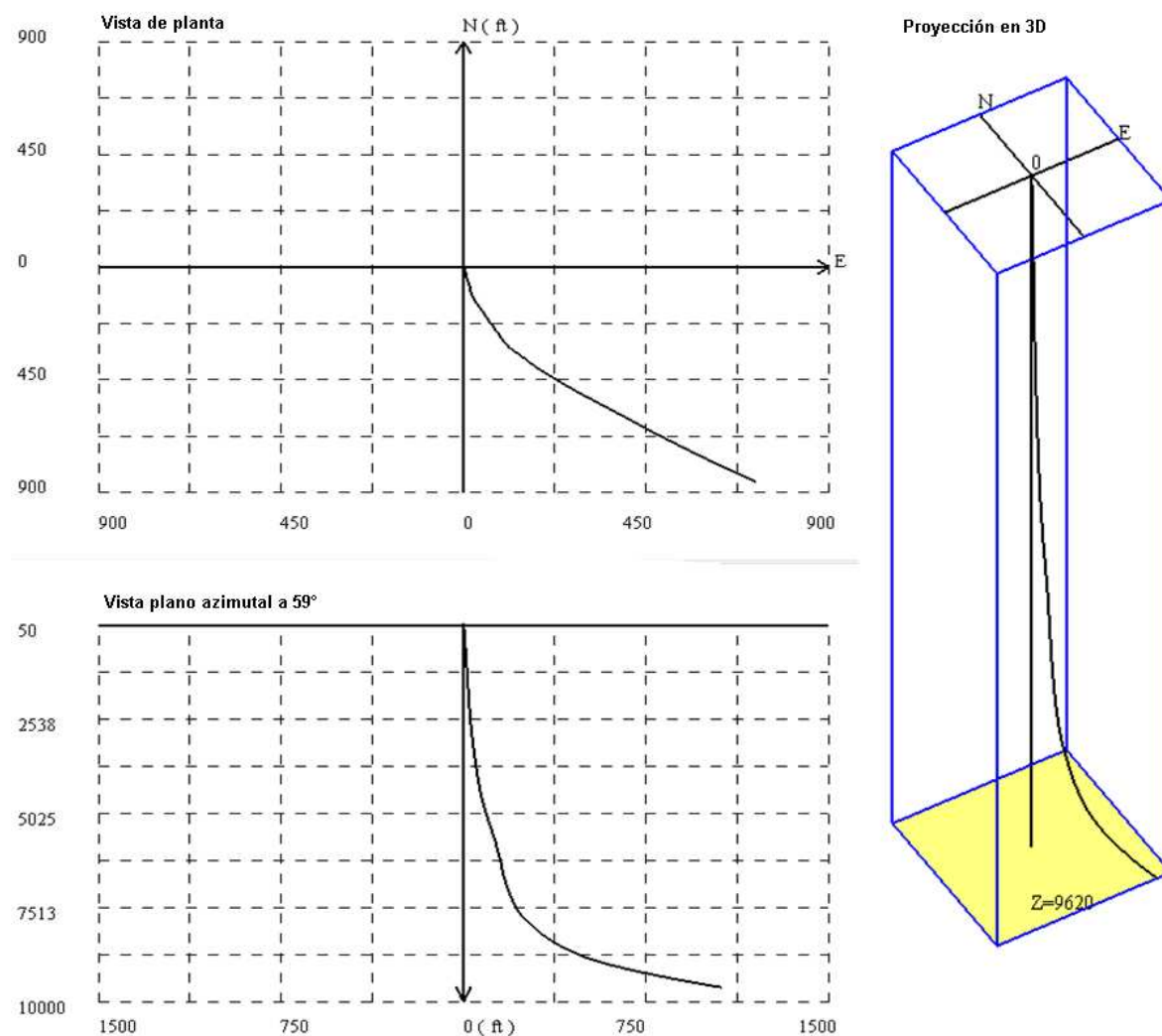


Figura 43. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 1.

En la Figura 44 se muestran las mediciones de carga en el gancho mínima y máxima tomadas durante la operación de bajada de revestidor y en la que se puede notar la ocurrencia del evento de pega de tubería a los 9000 pies de profundidad aproximadamente. Dicha operación se realizó utilizando un lodo de 10,5 lb/gal de densidad.

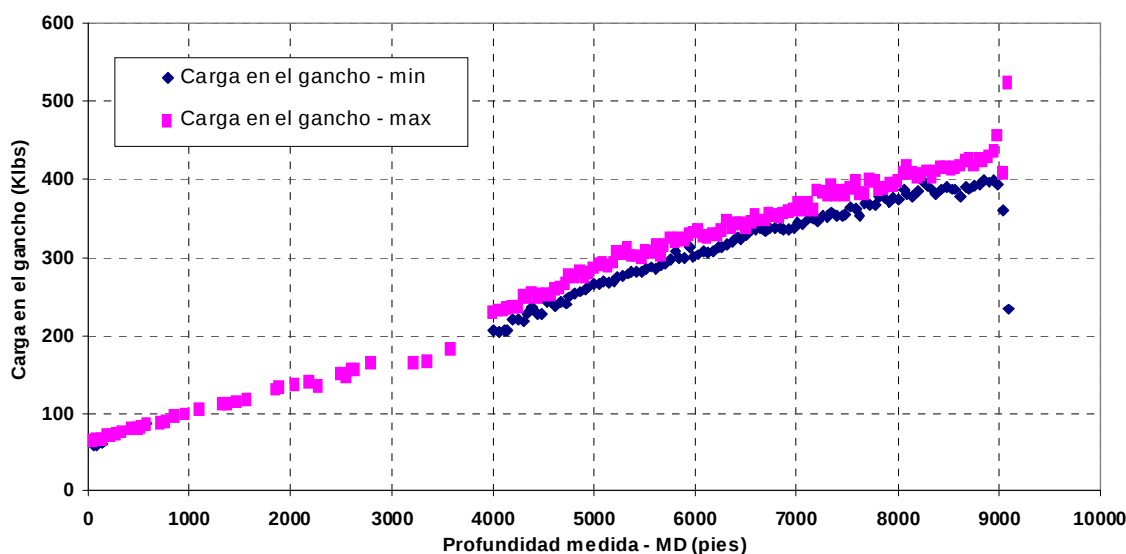


Figura 44. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 1.

El material del revestidor es acero con un módulo de elasticidad de $29,3 \times 10^6$ psi y un peso específico de 490 lb/pie³.

El peso del bloque viajero fue de 62000 lb.

4.2.2 Pozo 2

El segundo caso de estudio es un pozo tipo J con una sección horizontal de aproximadamente 1000 pies de longitud a una profundidad de 9200 pies. Dicho pozo presentó problemas de pega de tubería a una profundidad medida aproximada de 9400 pies (9030 pies de TVD) durante la operación de bajada de la tubería colgada de 7 pulgadas de diámetro externo y 35 lb/pie de peso. Dicha operación se realizó utilizando una sarta de perforación de 5 pulgadas de diámetro externo y 19,5 lb/pie de peso. En la Figura 45 se muestra el esquema mecánico del pozo así como las profundidades de asentamiento de cada revestidor.

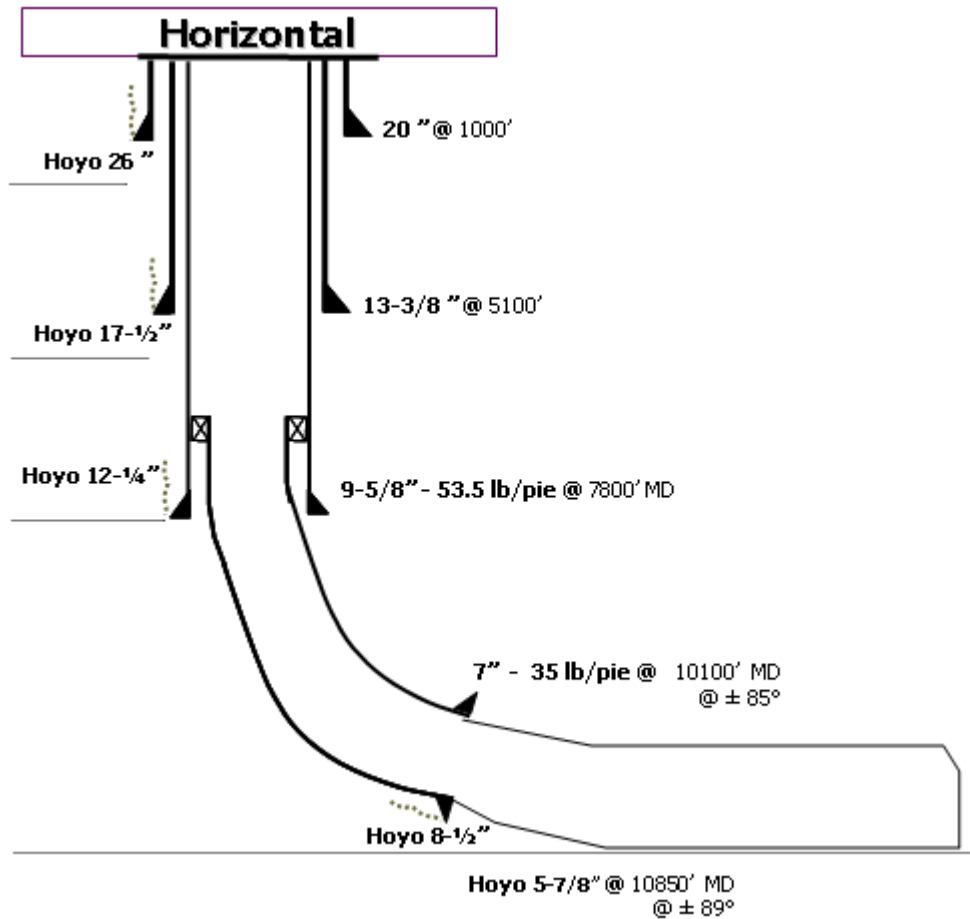


Figura 45. Esquema mecánico – Pozo 2.

El revestidor anterior tiene un diámetro interno de 8,535 pulgadas y fue colocado hasta una profundidad medida de 7800 pies (profundidad de la zapata).

En la Figura 46 se muestra una representación de la trayectoria del pozo en una vista en tres dimensiones, una vista de planta, y una proyección en un plano azimutal a 67°.

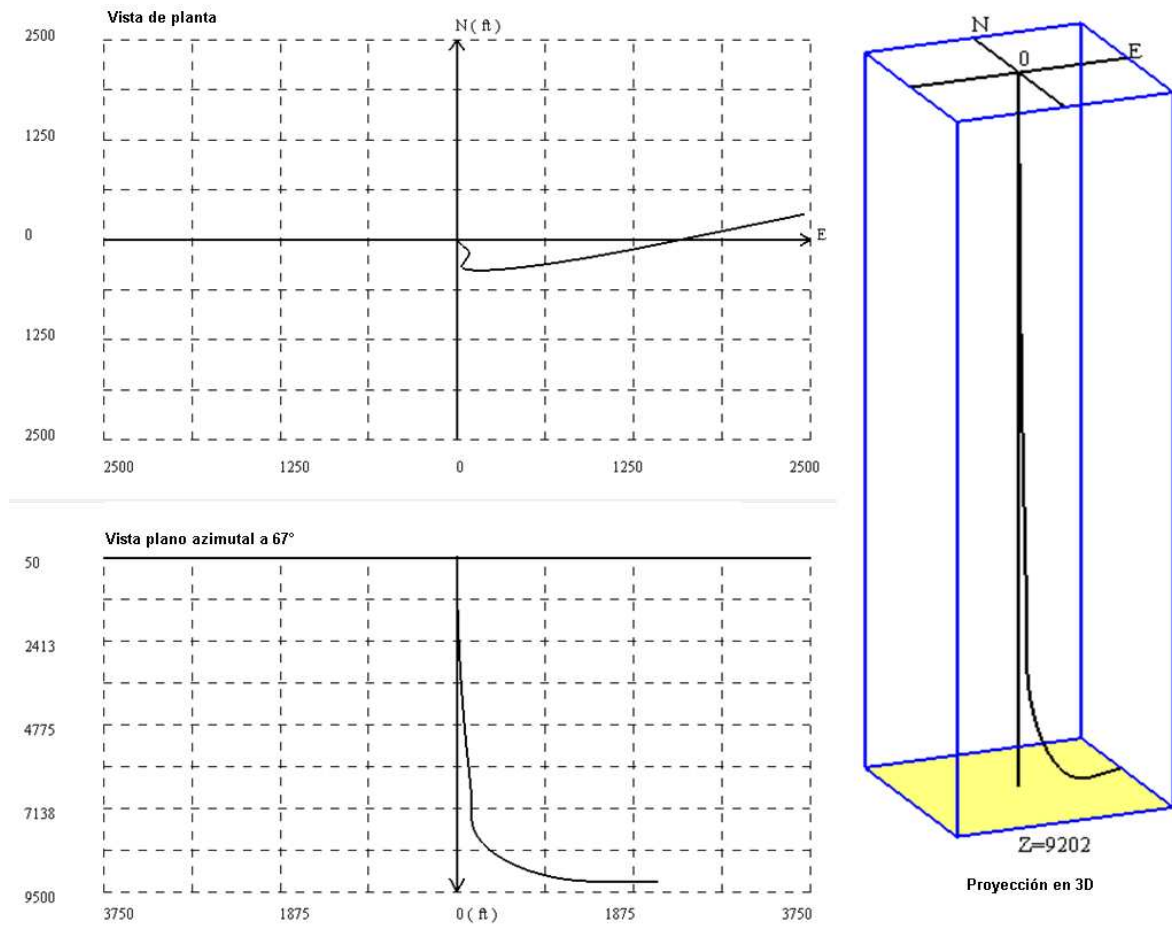


Figura 46. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 2.

En la Figura 47 se muestran las mediciones de carga en el gancho tomadas durante la operación de bajada de revestidor y en la que se puede notar la ocurrencia del evento de pega de tubería a 9700 pies de profundidad medida aproximadamente. Dicha operación se realizó utilizando un lodo de 9,5 lb/gal de densidad.

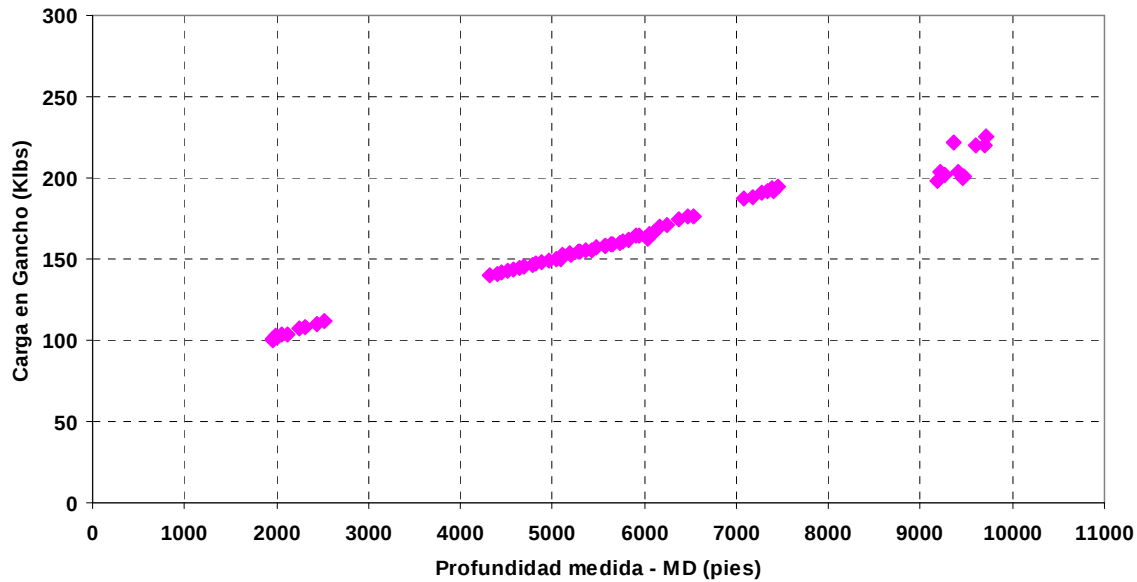


Figura 47. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 2.

El material del revestidor es acero con un módulo de elasticidad de $29,3 \times 10^6$ psi y un peso específico de 490 lb/pie^3 .

El peso del bloque viajero fue de 40000 lb.

4.2.3 Pozo 3

El tercer caso a estudiar es un pozo tipo J con una sección tangente a 46° de inclinación y que alcanza una profundidad vertical de 10460 pies. En dicho pozo no se presentaron problemas durante la operación de bajada del revestidor de 7 pulgadas de diámetro externo y 35 lb/pie de peso. La operación se realizó utilizando una sarta de perforación de 5 pulgadas de diámetro externo y 19,5 lb/pie de peso. En la Figura 48 se muestra el esquema mecánico del pozo así como las profundidades de asentamiento de cada revestidor.

El revestidor anterior tiene un diámetro interno de 8,535 pulgadas y fue colocado hasta una profundidad medida de 9395 pies (profundidad de la zapata).

En la Figura 49 se muestra una representación de la trayectoria del pozo en una vista en tres dimensiones, una vista de planta, y una proyección en un plano azimutal a 67° .

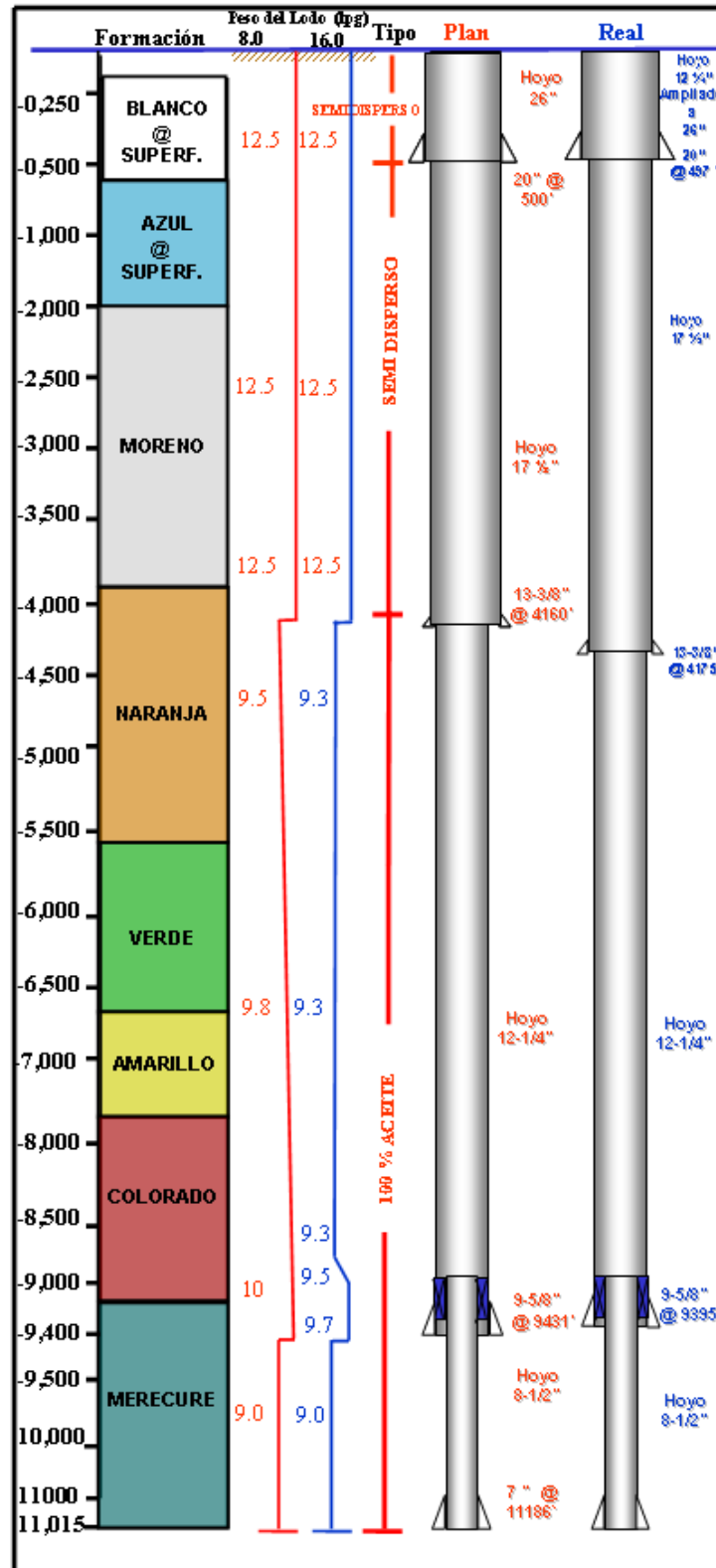


Figura 48. Esquema mecánico – Pozo 3.

En la Figura 50 se muestran las mediciones de carga en el gancho tomadas durante la operación de bajada de revestidor. Dicha operación se realizó utilizando un lodo de 9 lb/gal de densidad.

El material del revestidor es acero con un módulo de elasticidad de $29,3 \times 10^6$ psi y un peso específico de 490 lb/pie³.

El peso del bloque viajero fue de 45000 lb.

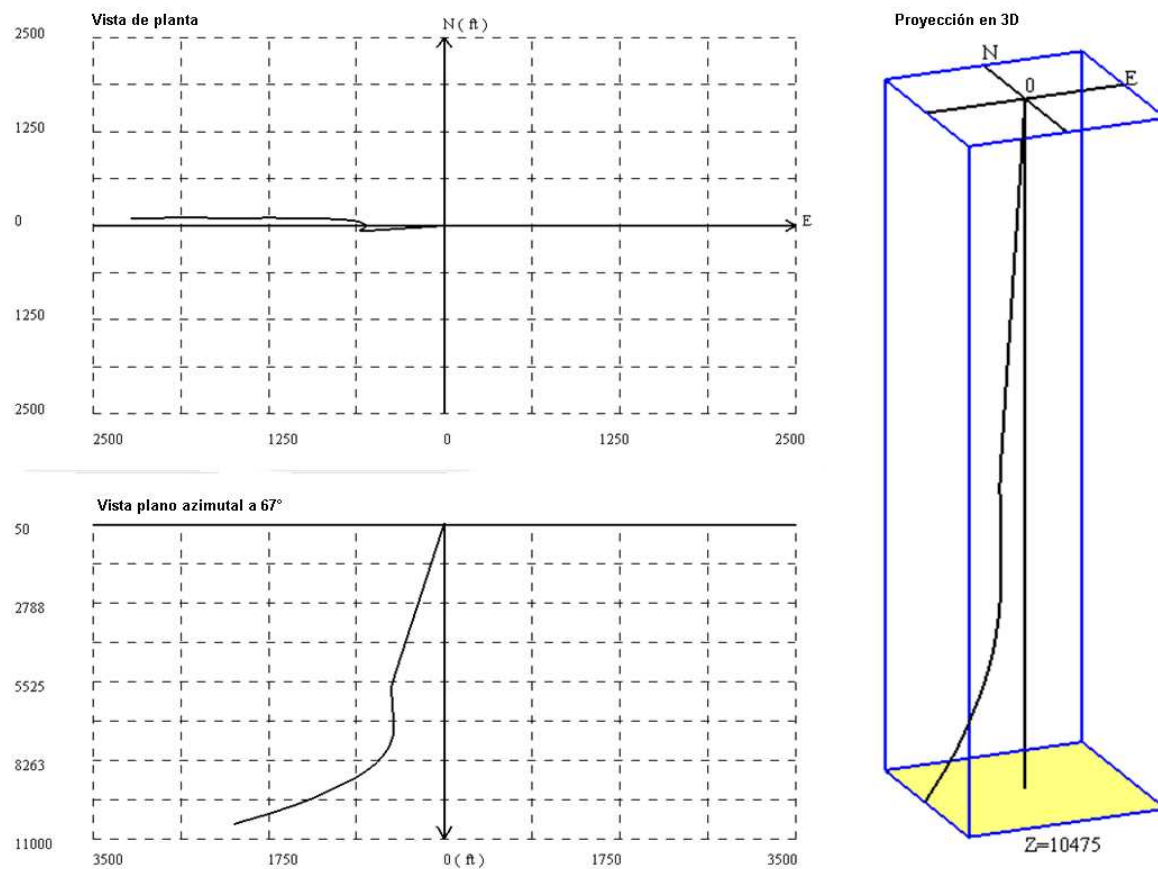


Figura 49. Diferentes vistas de la trayectoria del pozo 3.

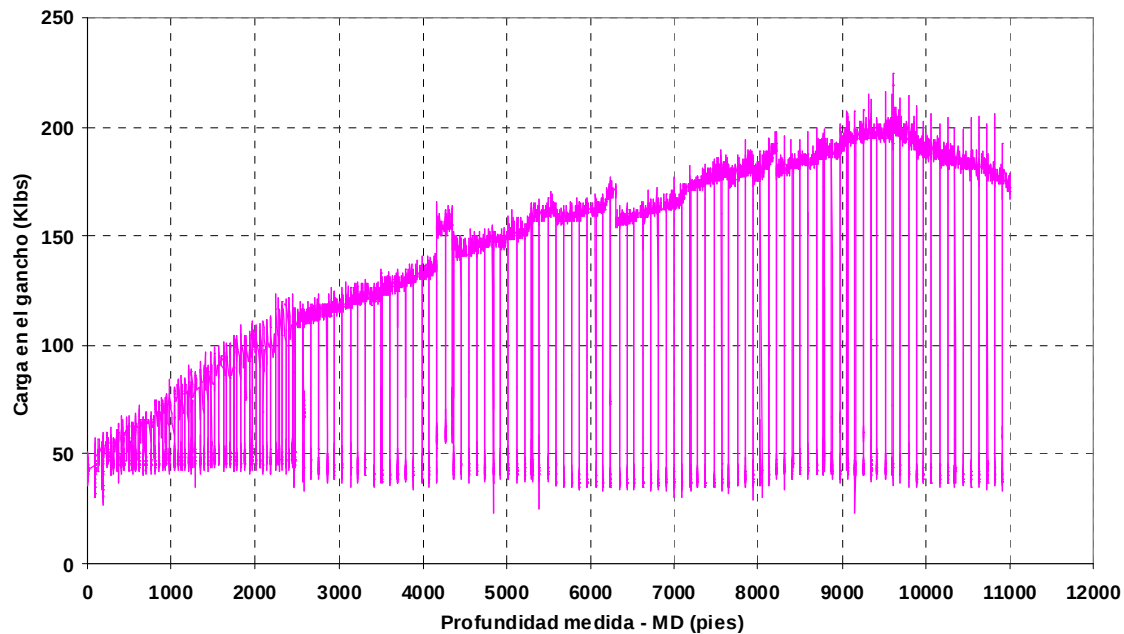


Figura 50. Mediciones de carga en el gancho durante la operación de bajada de tubería – Pozo 3.

4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

En un análisis por el método del elemento finito, luego que se tiene definido la geometría del problema, las interacciones entre diferentes partes del modelo (de existir), los materiales involucrados, el tipo de análisis, las condiciones de borde y las cargas a considerar se inicia la etapa en la que se debe considerar como debería ser la discretización para que los resultados obtenidos puedan ser considerados confiables para el estudio.

En este caso, se debe tomar en cuenta que se desconocen los factores de fricción cuando se tiene contacto tubería - roca y cuando se tiene contacto tubería – tubería, razón por la cual la primera tarea debe ser estimar dichos parámetros a través de diferentes corridas en las cuales sea posible comparar la curva de carga en el gancho estimada a través del método numérico y la curva de carga en el gancho real medida en operación. Para cada corrida realizada se utilizó un valor diferente de coeficiente de fricción roca-tubo (μ_{R-T}) y de coeficiente de fricción tubo-tubo (μ_{T-T}).

Luego de realizar diferentes corridas relacionadas con las condiciones operacionales de cada pozo en estudio se obtuvieron los siguientes resultados los cuales se presentan a continuación:

4.3.1 Resultados y análisis - Pozo 1

Para la primera discretización se tomaron elementos de 40 pies de longitud, lo que equivale a un elemento por cada tubo roscado (247 elementos por todo el modelo) y se colocaron apoyos o restricciones de movimiento transversal a la dirección del pozo cada dos nodos (cada 80 pies). Se realizaron 20 corridas variando los valores de los coeficientes de fricción y el error porcentual máximo aceptado. Se realizaron corridas bajando tubería con la finalidad de poder comparar los resultados estimados con las mediciones tomadas en campo (Figura 49), De las 20 corridas no todas lograron la convergencia. En la Figura 51 se muestran los resultados de las diferentes simulaciones comparadas con los datos reales.

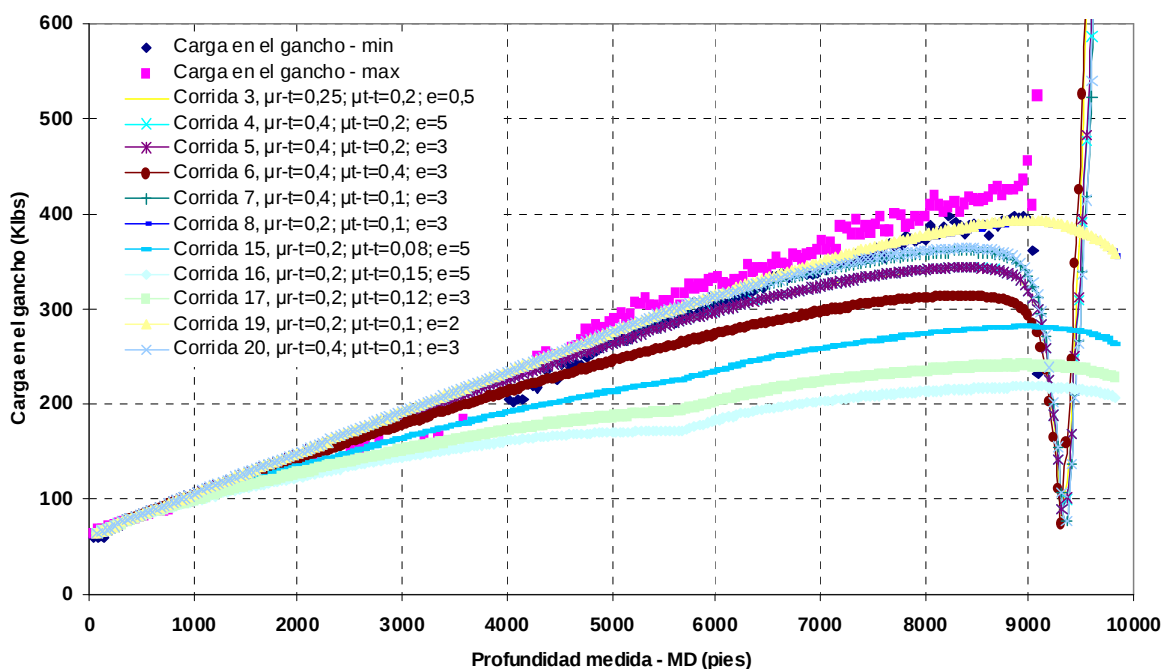


Figura 51. Resultados de las corridas para la estimación de los coeficientes de roce – Pozo 1.

De los resultados mostrados en la figura anterior se puede notar que la mejor aproximación se tiene en las corridas 8 y 19, tomando como error porcentual máximo de 3% y 2 %,

respectivamente y usando un $\mu_{R-T} = 0.2$ y un $\mu_{T-T} = 0.1$ en ambos casos, lo cual indica que estos valores deberían ser los característicos del área en estudio y de los materiales involucrados en el caso de los revestidores. Como se puede ver, las curvas correspondientes a las corridas 8 y 19 están superpuestas, indicando que la diferencia de 1% en el error máximo admitido no genera diferencias notables.

Para verificar que la discretización haya sido la correcta, se procedió a realizar una corrida adicional utilizando los valores de coeficientes de roce estimados, un error máximo admitido de 5% y una longitud de elemento de 20 pies, lo que equivale a dos elementos por tubo roscado (495 elementos por todo el modelo), manteniendo los apoyos cada dos nodos (cada 40 pies). En la Figura 52 se presentan los resultados obtenidos en esta corrida en comparación con los obtenidos en la corrida 19 y las mediciones reales.

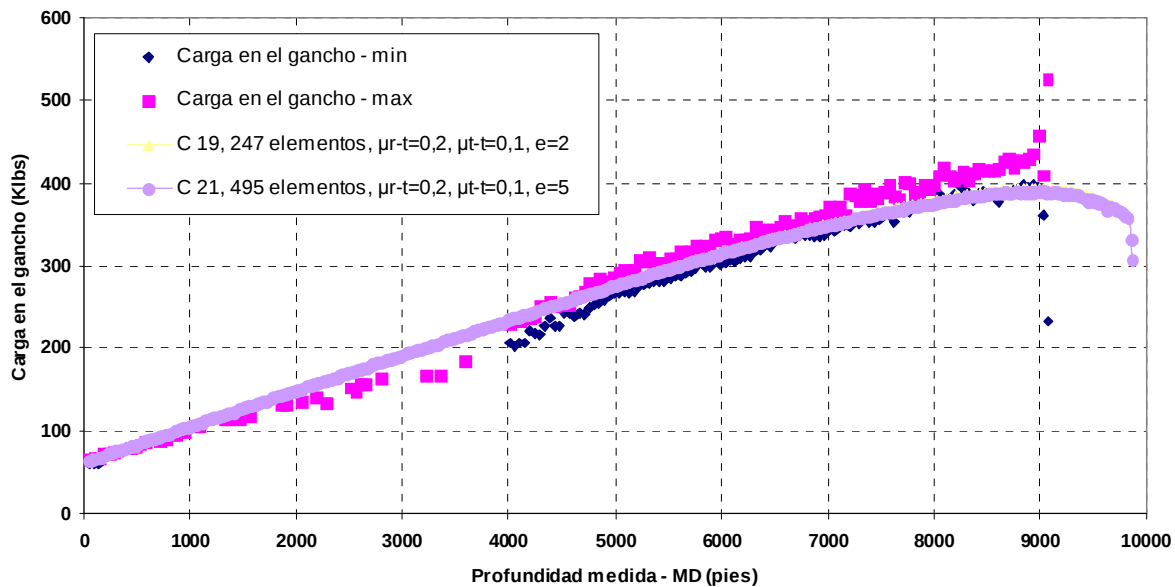


Figura 52. Resultados de las simulaciones bajo diferentes discretizaciones – Pozo 1.

En la figura anterior se puede notar que los resultados de la simulación utilizando 247 elementos se superpone a los resultados obtenidos en la simulación utilizando 495 elementos, lo que lleva a concluir que ambas discretizaciones generan resultados confiables, o dicho de otra forma que se está en la zona asintótica de la curva de

convergencia de malla usualmente utilizada razón por la cual los resultados siguen siendo muy similares aún al aumentar al doble el número de elementos utilizados.

En la figura 53 se muestran las gráficas de peso en el gancho bajando tubería (*SOW*), peso en el gancho subiendo tubería (*PUW*), peso en el gancho sin torque y arrastre (*ROB*) y la fuerza de arrastre acumulada a través de la simulación utilizando los datos estimados (247 elementos – corrida 19). Dichos resultados concuerdan con las estimaciones teóricas en la cuales se menciona que la fuerza en el gancho será mayor en operaciones de subida de tubería y será menor en operaciones de bajada de tubería, y por supuesto la fuerza de arrastre acumulada tiene un comportamiento creciente en función de la profundidad medida en el pozo.

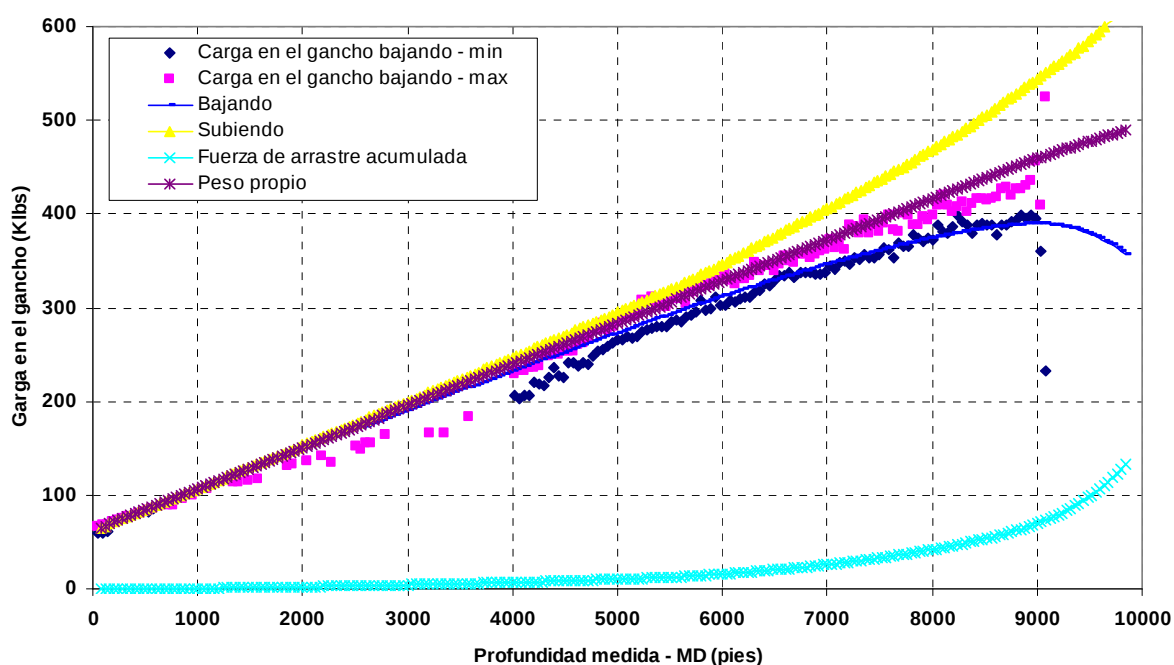


Figura 53. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (247 elementos) – Pozo 1.

Entre los parámetros a estimar en un estudio de torque y arrastre se tiene la fuerza lateral o fuerza de contacto entre el revestidor y las paredes del hoyo o del revestidor anterior, ya que se recomienda mantener la fuerza lateral en las juntas por debajo de 2000 lbs cuando se usa lodo base agua y por debajo de 3000 lbs al usar un lodo base aceite, con la finalidad de

reducir el desgaste en las juntas de tubería y en los revestidores, y prevenir el agrietamiento por calor (fisuras que se forman en el acero por fatiga térmica – *heat checking*). Con la finalidad de comparar el desarrollo de la fuerza lateral bajando tubería con la curva de severidad de la pata de perro, y adicionalmente, evaluar la influencia que tiene sobre dicha fuerza el espaciamiento entre centralizadores, en la Figura 54 se muestran las estimaciones de fuerza lateral para las corridas bajando tubería utilizando 247 elementos y colocando apoyos cada 2 elementos (un apoyo cada 80 pies), y utilizando 495 pies y colocando apoyos cada 2 elementos (un apoyo cada 40 pies) contrastándolas con la severidad de la pata de perro (*Dog Leg Severity*) calculado a través de la ecuación que se muestra a continuación.

$$DLS = \left(\frac{100}{\Delta MD} \right) \cos^{-1} \{ (\sin I_1 \times \sin I_2) [(\sin A_1 \times \sin A_2) + (\cos A_1 \times \cos A_2)] + (\cos I_1 \times \cos I_2) \} \quad (56)$$

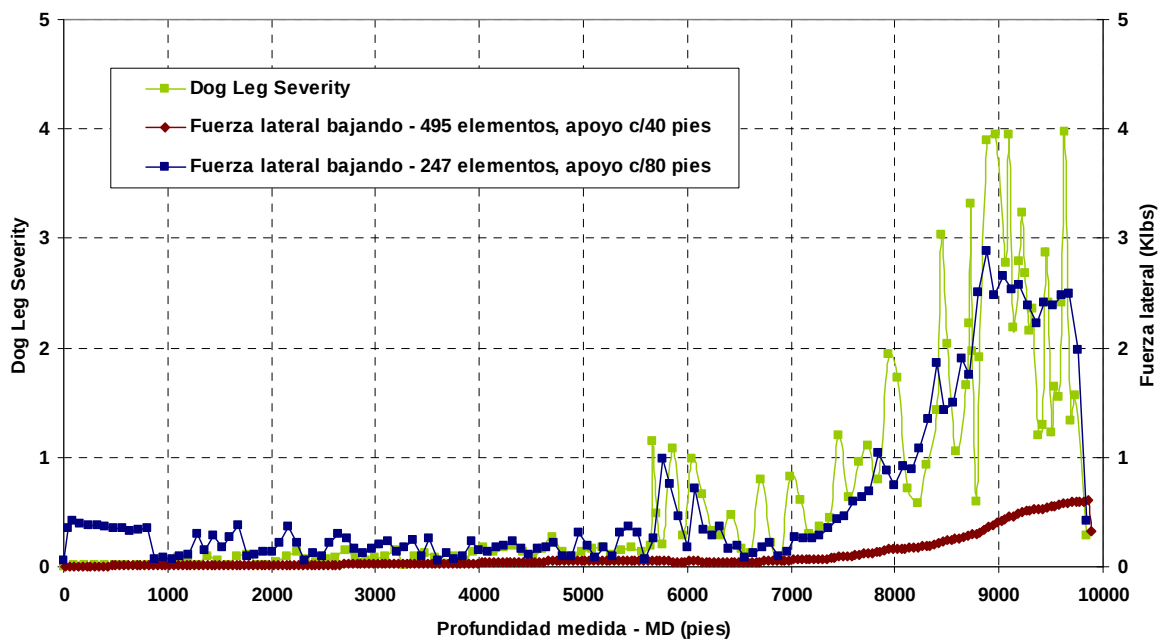


Figura 54. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 1.

De la figura anterior se puede notar que a medida que aumenta la severidad de la pata de perro, las estimaciones de fuerza lateral también van en incremento, esto se debe a que desvíos acentuados y severos en el pozo pueden incrementar las fuerzas de contacto entre la tubería y las paredes del hoyo o del revestidor anterior. También se nota que a medida que

aumenta el número de apoyos la fuerza lateral en cada uno de ellos disminuye, esto se debe a que el peso de las tuberías se distribuye en más puntos.

Un parámetro de gran importancia al momento de bajar los revestidores en un pozo es asegurarse que la tubería quede en el hoyo lo más centralizada posible. Para cumplir con este propósito se utilizan los centralizadores. A lo largo de las últimas dos décadas, motivado por el aumento de la demanda mundial de hidrocarburos, se ha incrementado la construcción de pozos altamente inclinados, de alcance extendido, incluyendo pozos horizontales, que incorporan la producción a través de revestidores cementados y camisas de producción. En estos casos, la colocación óptima de los centralizadores se logra mediante el equilibrio entre un alto “standoff” y un bajo arrastre. En la Figura 55 se muestra un diagrama que ejemplifica como es el cálculo del “standoff” y como afecta este parámetro en el proceso de cementación.

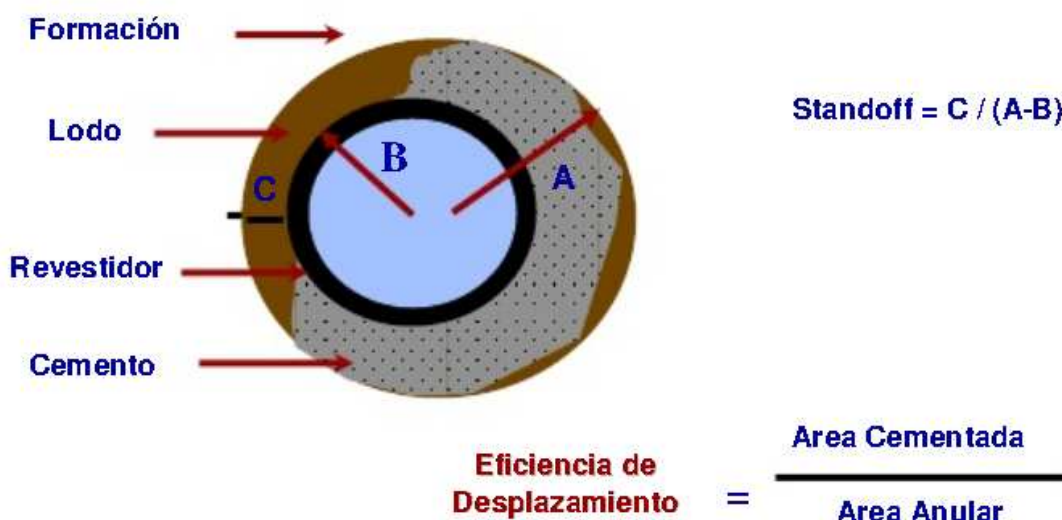


Figura 55. Definición de standoff y eficiencia de desplazamiento.

En la Figura 56 se muestra el “standoff” calculado a partir de los desplazamientos transversales calculados en los nodos no apoyados. En dicha figura podemos notar como el uso de centralizadores (rígidos en este caso), puede ayudar a alcanzar una correcta centralización, como el simple hecho de disminuir la distancia entre centralizadores mejora drásticamente el “standoff”.

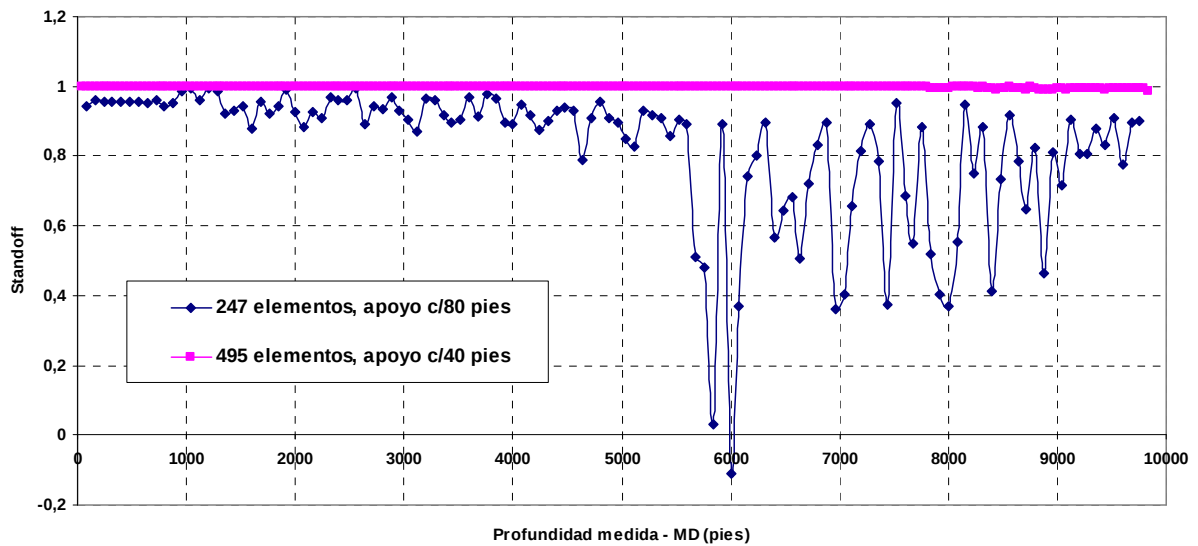


Figura 56. Distribución de standoff estimada– Pozo 1.

También se puede notar en la figura que la disminución importante en el standoff (por debajo de 0,8) ocurre justo en la zona donde tenemos un incremento importante en los valores de Dog Leg Severity, ver Figura 54. Vale la pena destacar que la distribución de apoyos (centralizadores rígidos) en el modelo a través de la herramienta desarrollada se realizó de forma uniforme, en otras palabras, los centralizadores están distribuidos uniformemente. En la realidad la distribución de centralizadores debe realizarse tomando en cuenta la distribución de la severidad de la pata de perro calculada para todo el pozo y colocar los centralizadores en las zonas críticas, por ejemplo en la sección vertical del pozo no se van a necesitar tantos centralizadores como en la zona de construcción de ángulo.

4.3.2 Resultados y análisis - Pozo 2

Para el pozo 2, se presenta el caso de la operación de bajada del *liner* o tubería colgada de producción. Dicha operación se realiza utilizando una sarta de perforación (menor peso) para disminuir el efecto del torque y el arrastre, hasta llevar a la tubería de producción a la profundidad estimada donde es colgada del revestidor intermedio y luego recuperada la sarta de perforación. En este pozo no se pudo completar el procedimiento de bajada de la tubería colgada por problemas geomecánicos (derrumbe de hoyo).

Para la primera discretización se tomaron elementos de 90 pies de longitud, lo que equivale en el modelo a un elemento por cada tres tubos roscados, 86 elementos representando la sarta de perforación y 28 elementos la tubería de producción. Luego se realizó otra discretización tomando elementos de 60 pies de longitud, 128 elementos representando la sarta de perforación y 43 la tubería de producción. Adicionalmente se realizó una tercera discretización tomando un elemento por cada tubo roscado, lo que equivale a 342 elementos, 260 elementos representando la sarta de perforación y 82 elementos representando la tubería de producción.

En la Figura 57 se muestra la distribución de carga en el gancho medida en el taladro y las estimaciones calculadas a través del modelo numérico utilizando la primera discretización de 114 elementos (elementos de 90 pies). En dicha figura se puede notar que a partir de 2500 pies existe una dispersión importante entre los valores medidos en campo y los estimados por la herramienta computacional, razón por la cual se puede considerar que la discretización utilizada no es la más indicada.

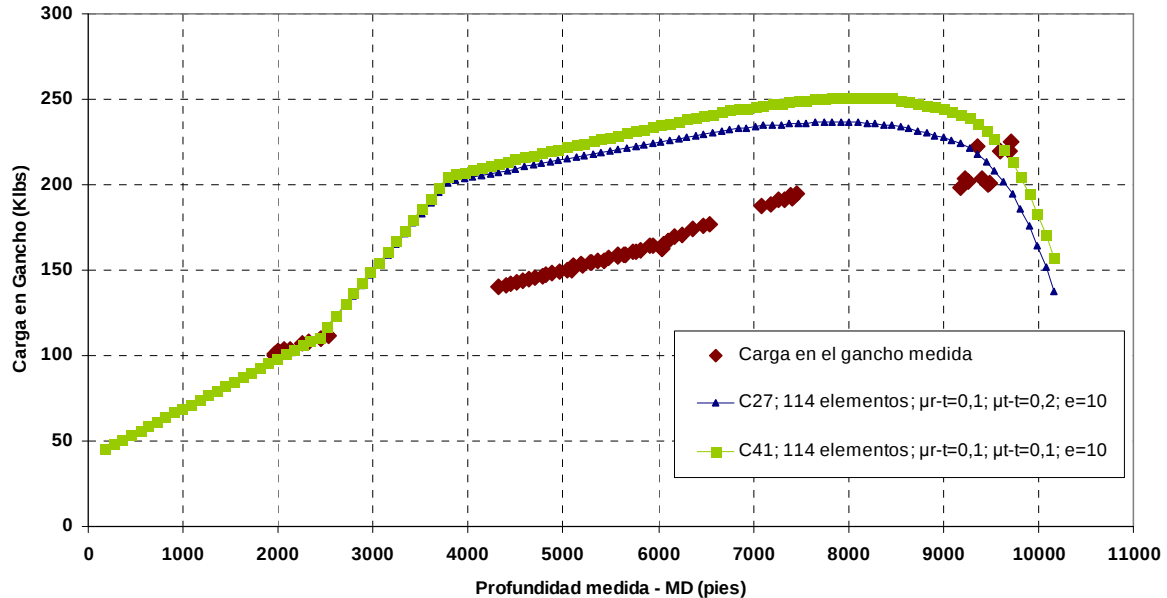


Figura 57. Resultados de las simulaciones utilizando 114 elementos – Pozo 2.

Es importante destacar que se realizaron corridas utilizando 114 elementos y los coeficientes de fricción estimados para el pozo 1, $\mu_{R-T} = 0.2$ y un $\mu_{T-T} = 0.1$, debido a que

son pozos cercanos y existe una alta probabilidad de que para ambos pozos dichos factores sean similares, pero en estas corridas no se consiguió la convergencia de los resultados.

En la Figura 58 se muestran las corridas realizadas utilizando una discretización de 171 elementos (elementos de 60 pies de longitud), allí se puede observar que la curva que presenta un mejor ajuste con los datos medidos en campo es aquella en la cual se utilizaron coeficientes de roce con valores $\mu_{R-T} = 0.1$ y $\mu_{T-T} = 0.1$. Siendo el coeficiente de roce entre tubería y roca menor que el estimado para el pozo 1 pero manteniéndose el coeficiente de roce tubo-tubo.

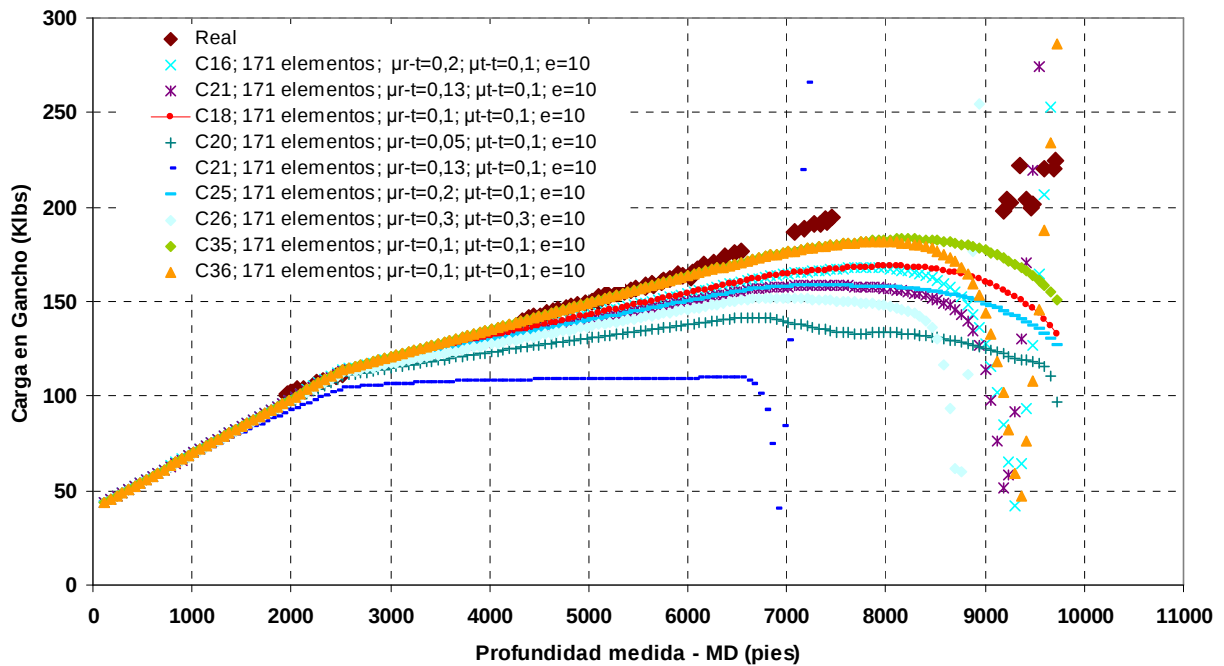


Figura 58. Resultados de las simulaciones utilizando 171 elementos – Pozo 2.

En la Figura 59 se presentan los resultados para las corridas utilizando elementos de 30 pies de longitud (342 elementos en el modelo) en la cual se puede notar que los resultados obtenidos presentan mucha dispersión con los resultados medidos en campo, en función a esto se deduce que los resultados que presentan una mayor confiabilidad son aquellos obtenidos en la corrida con 171 elementos $\mu_{R-T} = 0.1$ y $\mu_{T-T} = 0.1$ (C35).

En la Figura 60 se muestra la distribución de la severidad de la pata de perro (*Dog Leg Severity*) y la fuerza lateral estimada a partir de la corrida C35. Como era de esperarse la fuerza lateral se incrementa a medida que el valor de Dog Leg Severity se mantiene en valores altos, lo que significa que el ángulo del pozo va en incremento, y específicamente en este pozo aumenta hasta llegar a una sección horizontal.

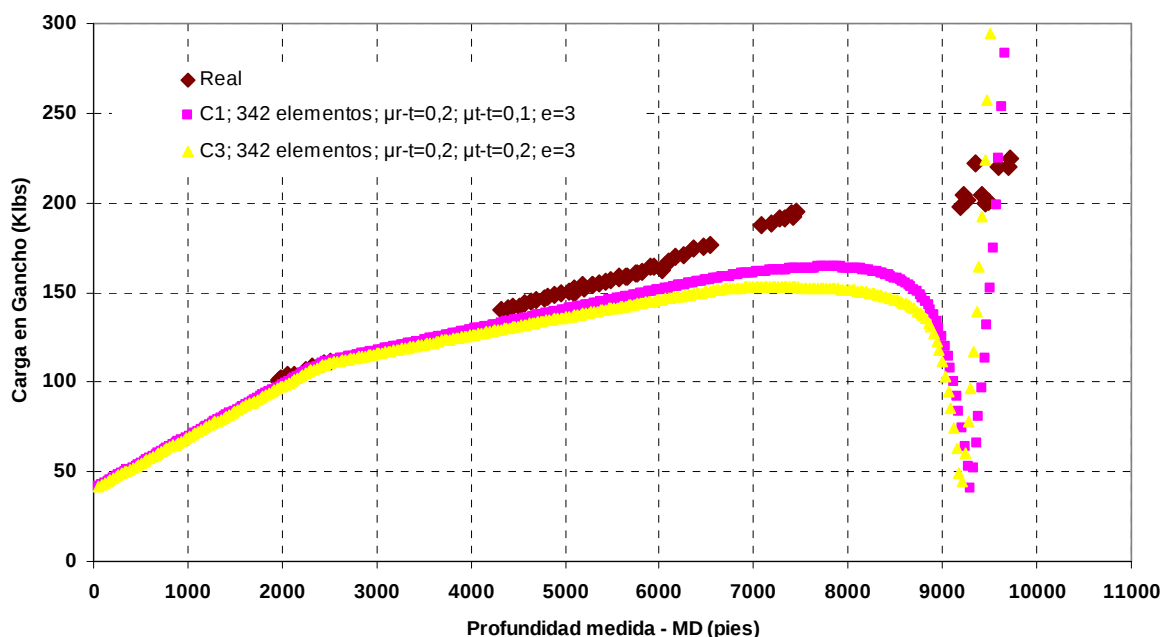


Figura 59. Resultados de las simulaciones utilizando 342 elementos – Pozo 2.

Es importante mencionar que la dispersión entre los valores estimados de carga en el gancho y los medidos durante la operación comienza a incrementarse aproximadamente alrededor de los 6000 pies de profundidad medida zona donde comienza la construcción de ángulo en el pozo y como consecuencia altos valores de Dog Leg Severity. Esto pudiera deberse, entre otras cosas, a que no se está tomando en cuenta la rigidez a la flexión de la tubería.

En la Figura 61 se presentan los valores de carga en el gancho bajando tubería medidos en operación en comparación con los valores de carga en el gancho bajando (*SOW*), subiendo (*PUW*) y sólo peso (*ROB*) y la distribución de fuerza de roce acumulada estimados a partir

del modelo numérico desarrollado, todos ellos calculados utilizando valores de coeficientes de roce $\mu_{R-T} = 0.1$ y $\mu_{T-T} = 0.1$ y una discretización de 171 elementos.

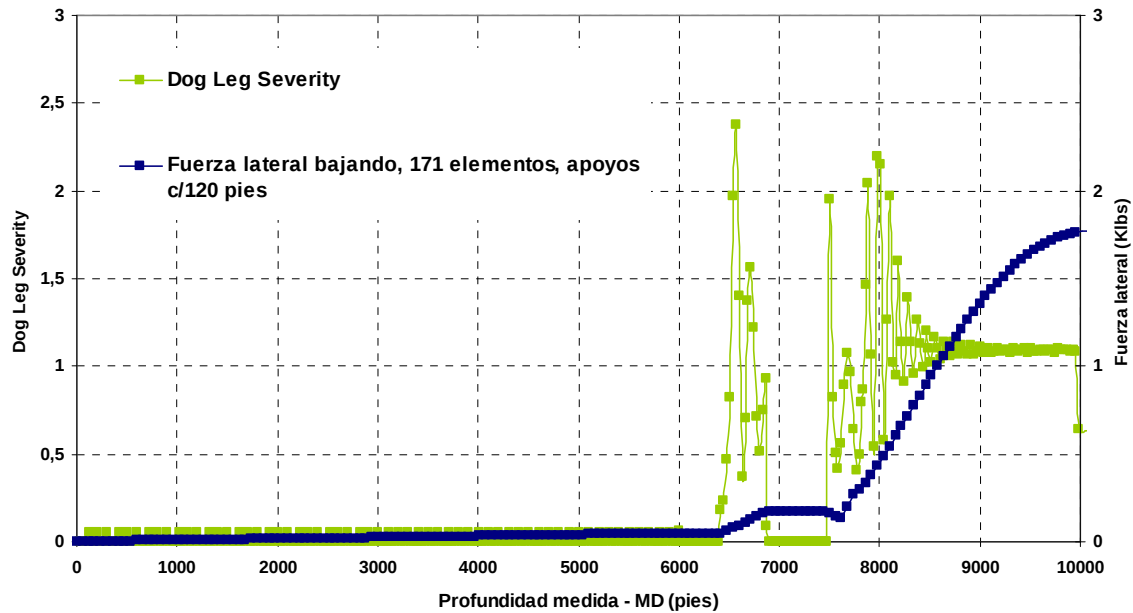


Figura 60. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 2.

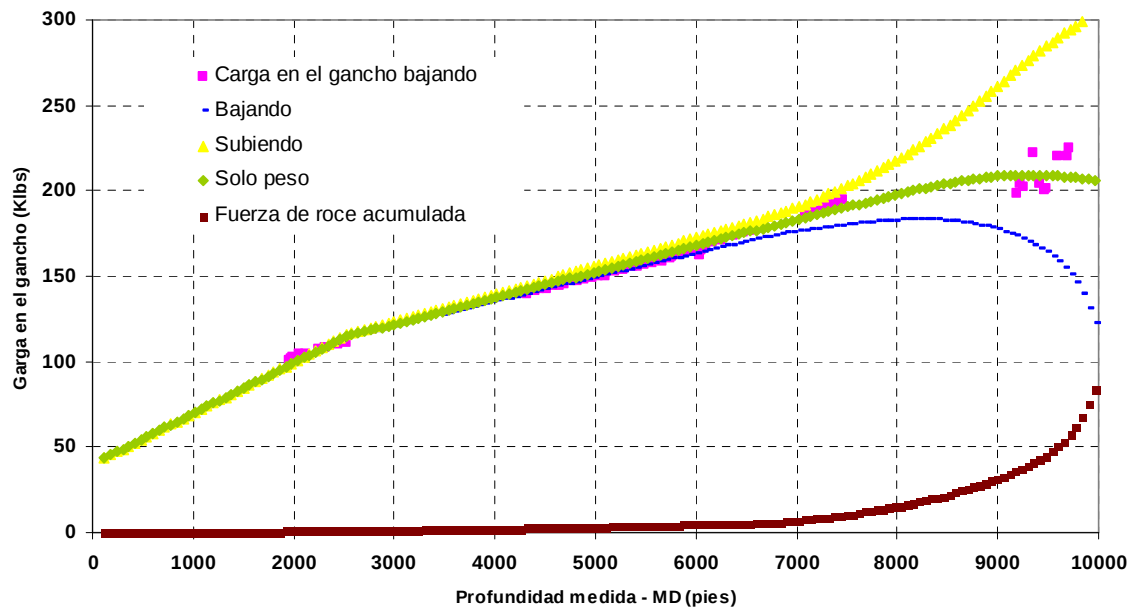


Figura 61. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (171 elementos) – Pozo 2.

En la Figura 62 se muestra la distribución de standoff estimada a partir del modelo numérico. En dicho gráfico podemos notar la influencia que tiene el uso del número correcto de centralizadores en la correcta colocación de la tubería en el hoyo. Vale la pena mencionar que las estimaciones reportan valores de standoff negativos lo que geométricamente significaría que el tubo se encuentra fuera del hoyo, evento que nunca podría suceder. Esto se debe a que en el modelo numérico no se está considerando desplazamientos máximos en los nodos no apoyados, lo que simularía el contacto del tubo con las paredes del hoyo.

Nuevamente se puede notar que los valores más bajos de standoff se obtienen en la zona donde los valores de Dog Leg Severity son significativos.

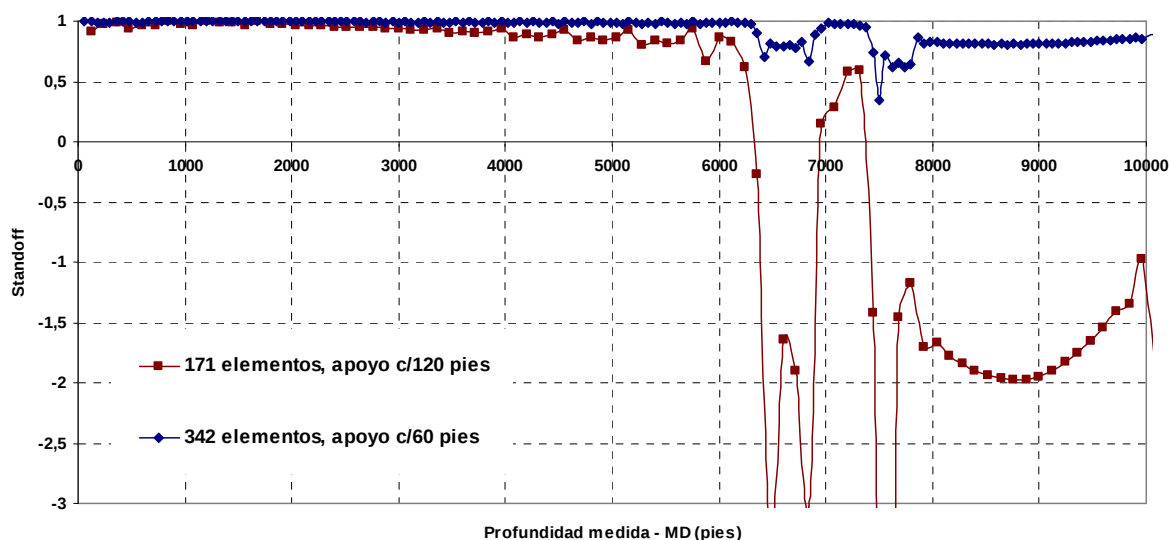


Figura 62. Distribución de standoff estimada – Pozo 2.

4.3.3 Resultados y análisis - Pozo 3

Para el pozo 3, se presenta también el caso de una operación de bajada de *liner* o tubería colgada de producción, Como se mencionó anteriormente dicha operación se realiza utilizando una sarta de perforación. En este pozo si se pudo completar con éxito la operación de bajada de *liner* a la profundidad programada.

Para la primera discretización se tomaron elementos de 40 pies de longitud para el *liner* y 30 pies de longitud para la sarta de perforación (un elemento por cada tubo roscado), 297 elementos representando la sarta de perforación y 52 elementos la tubería de producción, para un total de 349 elementos en el modelo. Luego se realizó otra discretización tomando elementos de 20 pies de longitud, 105 elementos representando la tubería de producción y elementos de 30 pies de longitud, 297 elementos representando la tubería de producción, para un total de 402 elementos en el modelo.

En la Figura 63 las estimaciones de carga en el gancho obtenidas en las diferentes corridas realizadas y con diferentes valores de coeficientes de roce utilizando como base aquellos estimados para los pozos anteriores, $\mu_{R-T} = 0.2$ ó $\mu_{R-T} = 0.1$ y $\mu_{T-T} = 0.1$.

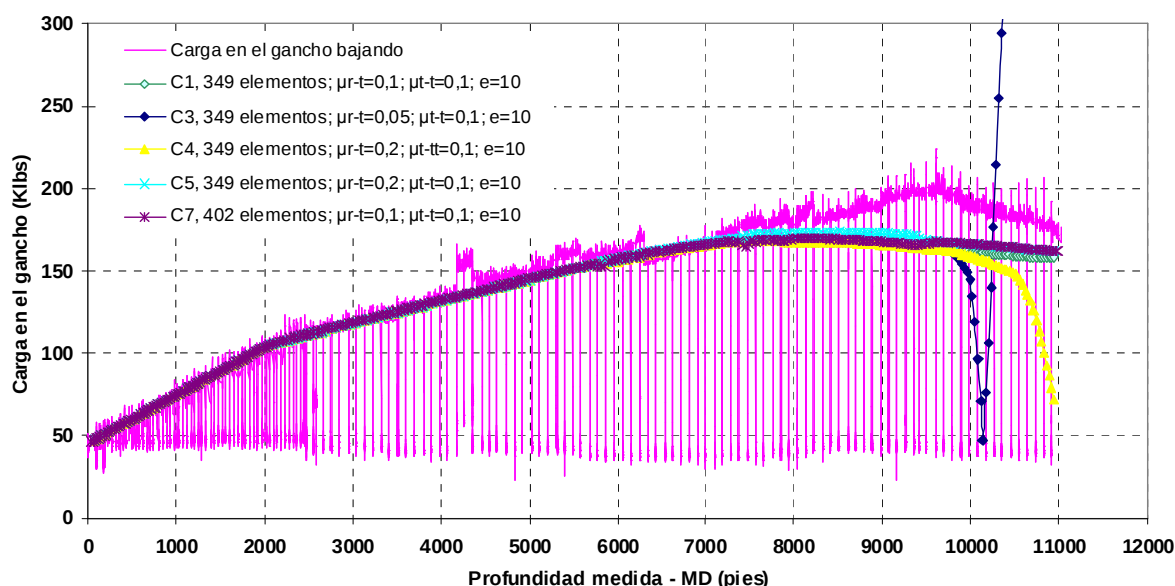


Figura 63. Estimaciones de carga en el gancho para las diferentes corridas – Pozo 3.

Las corridas C1, C3 y C4 se realizaron colocando apoyos en todos los nodos, a diferencia de las corridas C5 y C7 que se realizó colocando un apoyo cada 2 nodos, entiéndase por apoyo a la restricción de movimiento transversal a la dirección de la trayectoria.

Luego de analizar los resultados se pudo notar que las estimaciones mostradas en las curvas C1, C5 y C7 son las que presentan mejor ajuste con respecto a los resultados obtenidos en campo, razón por la cual podemos inferir que para el modelo numérico desarrollado y en la

zona estudiada los valores de coeficiente de fricción en la interfase tubo – roca (para los tubulares utilizados en el estudio) se encuentran entre $\mu_{R-T} = 0.2$ y $\mu_{R-T} = 0.1$ y para la interfase tubo – tubo se tiene el valor $\mu_{T-T} = 0.1$.

En la Figura 64 se muestran las distribuciones de carga en el gancho subiendo tubería (*PUW*), bajando tubería (*SOW*) y tomando en cuenta sólo el peso (*ROB*) en comparación con los valores medidos en operación y la fuerza de arrastre acumulada, utilizando $\mu_{R-T} = 0.1$ y $\mu_{T-T} = 0.1$. En dicha figura se puede notar que el comportamiento que presentan las gráficas va acorde a lo esperado, donde la carga en el gancho cuando se está subiendo tubería es mayor a la generada cuando se está bajando tubería. Esto se debe a que cuando se está subiendo tubería la fuerza de roce tiene la misma dirección que la componente tangencial del peso sumergido, y debido a esto los dos efectos se suman.

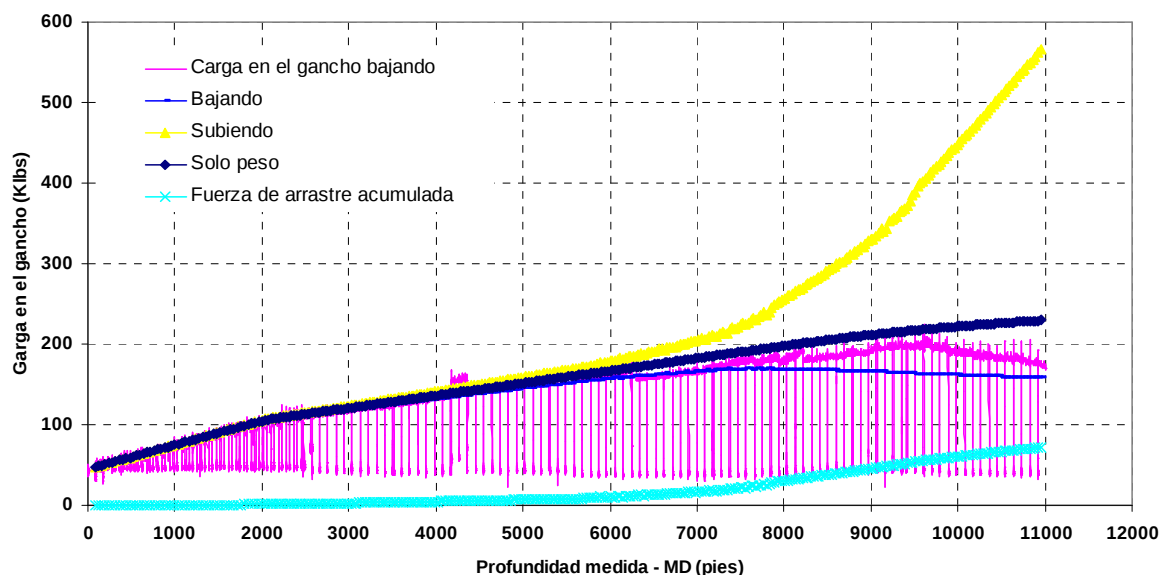


Figura 64. Cargas en el gancho estimadas para operaciones de bajada y subida de tubería, peso propio y fuerza de arrastre acumulada (349 elementos) – Pozo 3.

En la Figura 65 se muestra la distribución de la severidad de la pata de perro y las fuerzas laterales bajando para diferentes discretizaciones y configuraciones de apoyos (centralizadores rígidos). En dicha gráfica se puede notar que el aumento en la magnitud de la fuerza lateral viene influenciado entre otras cosas por altos valores de severidad de la pata de perro. Adicionalmente se muestra como el aumento en el número de centralizadores

puede disminuir drásticamente los valores de fuerza lateral o fuerza de contacto entre el tubo y la pared del hoyo.

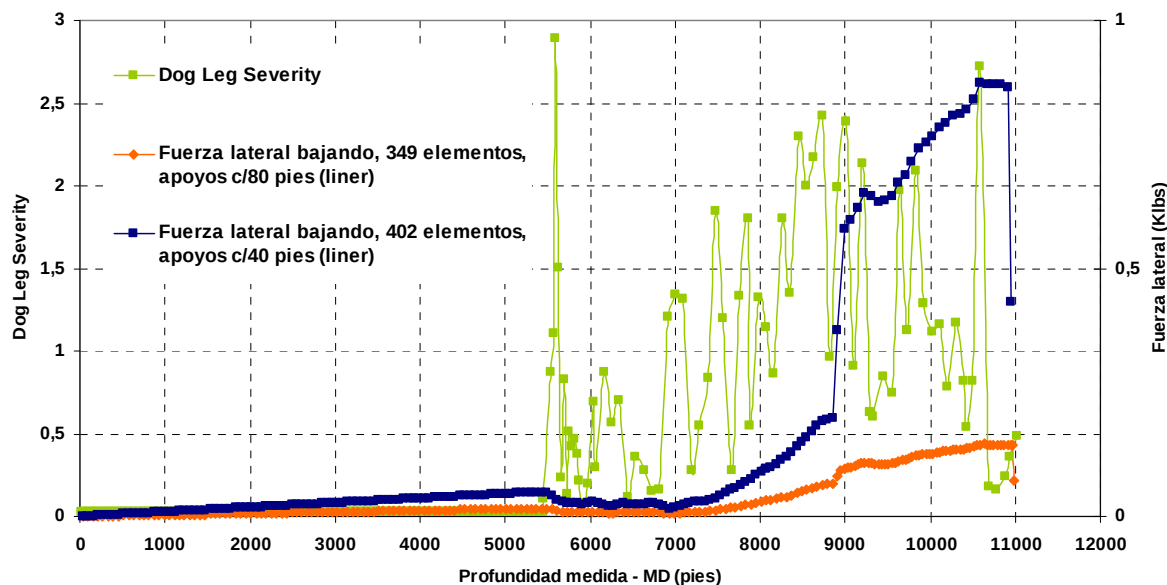


Figura 65. Estimaciones de fuerza lateral bajando y severidad de la pata de perro – Pozo 3.

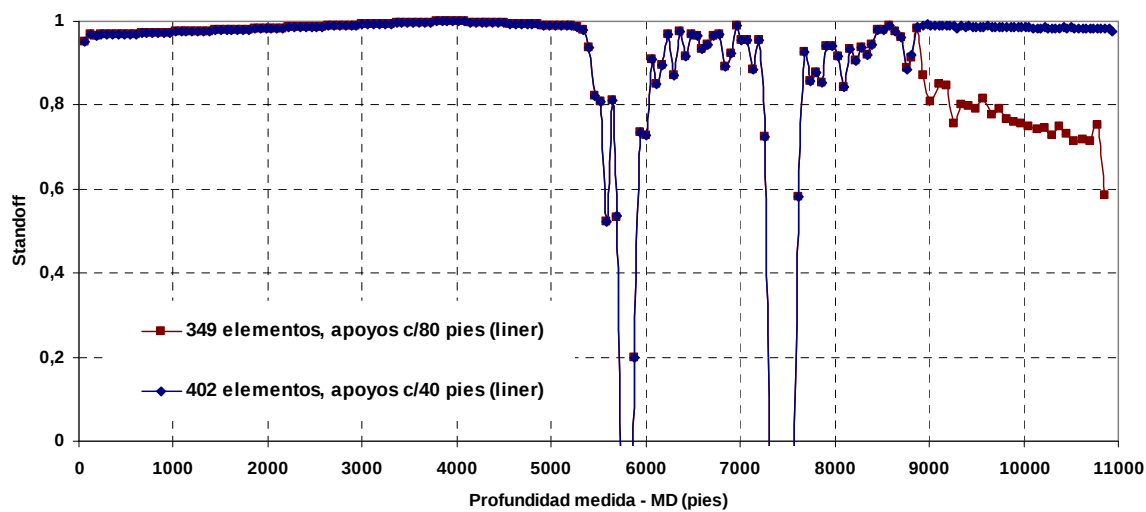


Figura 66. Distribución de standoff estimada – Pozo 3.

En la Figura 66 se muestra la distribución de standoff obtenida para las discretizaciones utilizadas y para diferentes configuraciones de apoyos, en ella se puede notar como mejora

la centralización en la zona de la tubería colgada de producción al aumentar el número de centralizadores (apoyos).

Capítulo 5

CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología alternativa a las tradicionalmente usadas en la industria petrolera para modelar la respuesta mecánica de las tuberías de completación de pozos, a las fuerzas de contacto tubo-roca y tubo-tubo generadas durante la colocación de dichos elementos en el hoyo a las profundidades programadas, fenómeno denominado como torque y arrastre. El método propuesto se basa en el método de elementos finitos y básicamente consiste en: 1. Cálculo de la trayectoria continua del pozo, a partir de mediciones de inclinación, azimut y profundidad, utilizando “spline” cúbico. 2. Discretizar el sistema de tuberías a través del método de los elementos finitos (MEF) utilizando sistemas de coordenadas curvilíneas. 3. Determinar, a través de un procedimiento iterativo, el torque y el arrastre generado en cada punto de contacto tubo-roca y tubo-tubo, y determinar su efecto acumulativo reflejado en el taladro de perforación.

Los principales aportes que se obtuvieron de esta investigación sobre el modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre por el método del elemento finito se resumen a continuación:

- A partir de los resultados obtenidos para el pozo 1 se puede concluir que el mejor ajuste entre los valores de carga en el gancho estimados numéricamente y los medidos en campo se obtiene utilizando valores de coeficientes de roce tubo-tubo de 0,1 y tubo-roca de 0,2, definiendo un error porcentual máximo en el proceso iterativo de 3%. El error medio absoluto (EMA) calculado al comparar ambas curvas (Figura 67) fue de 8,70 Klb, con una desviación estándar de 7,57 Klb, lo que representa un buen ajuste entre ambos grupos de datos, considerando que dichos valores de carga llegan a estar por encima de 400 Klb. En dicha corrida se utilizó una discretización equivalente a un

elemento por cada tubo roscado (247 elementos). Para realizar dichos cálculos se tomaron en cuenta sólo aquellos puntos que presentaban valores en ambos grupos correspondientes a la misma profundidad, dichos valores se muestran en la siguiente figura.

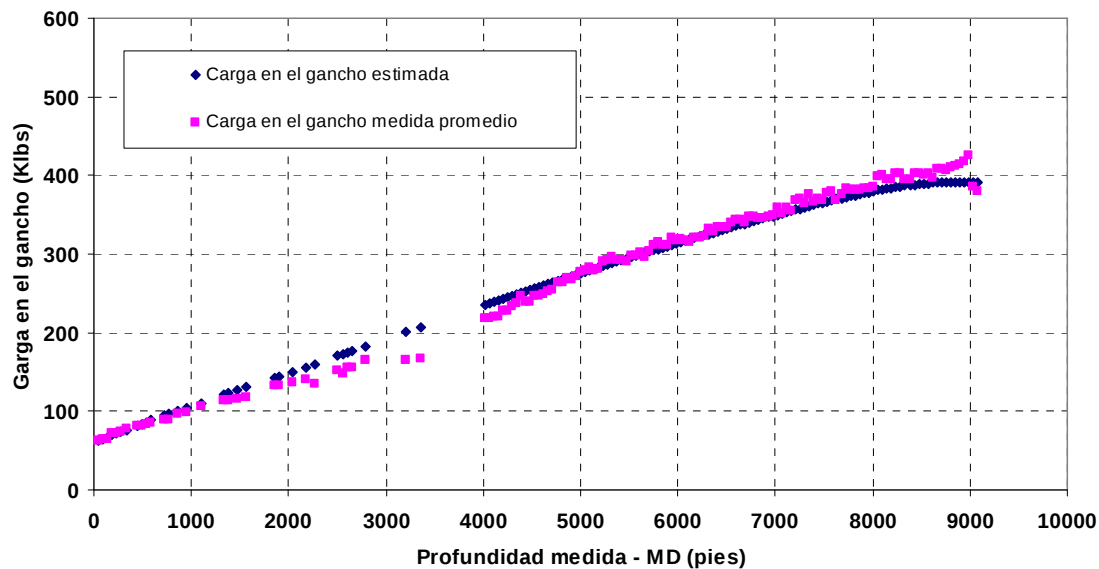


Figura 67. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 1.

- Igualmente, de los resultados obtenidos para el pozo 2 se puede concluir que el mejor ajuste entre los valores de carga en el gancho estimados numéricamente y los medidos en campo se obtuvo a partir de valores de coeficientes de roce tubo-tubo de 0,1 y tubo-roca de 0,1, tomando un error porcentual máximo en el proceso iterativo de 10%. Debido a la diferencia de comportamiento relativo de los datos a diferentes profundidades, para el cálculo del error se debieron establecer zonas o rangos de estudio. Para la primera zona, hasta 8000 pies de profundidad medida, el error medio absoluto (EMA_1) calculado al comparar ambas curvas (valores estimados vs. valores medidos – Figura 68) fue de 3,78 Klb, con una desviación estándar de 4,23 Klb, lo que representa un buen ajuste entre ambos grupos de datos, tomando en cuenta que dichos valores de carga llegan a estar por encima de 180 Klb. En la segunda zona, de 8000 pies de profundidad medida hasta el final del pozo, el error medio absoluto (EMA_2) calculado al comparar ambas curvas fue de 48,83 Klb, con una desviación estándar de 19,68 Klb, evidenciándose en esta zona mayor dispersión entre ambos grupos de datos.

En dicha corrida se utilizó una discretización equivalente a un elemento por cada dos tubos roscados (171 elementos). Para realizar dichos cálculos se tomaron en cuenta sólo aquellos puntos que presentaban valores en ambos grupos correspondientes a la misma profundidad, dichos valores se muestran en la Figura 68.

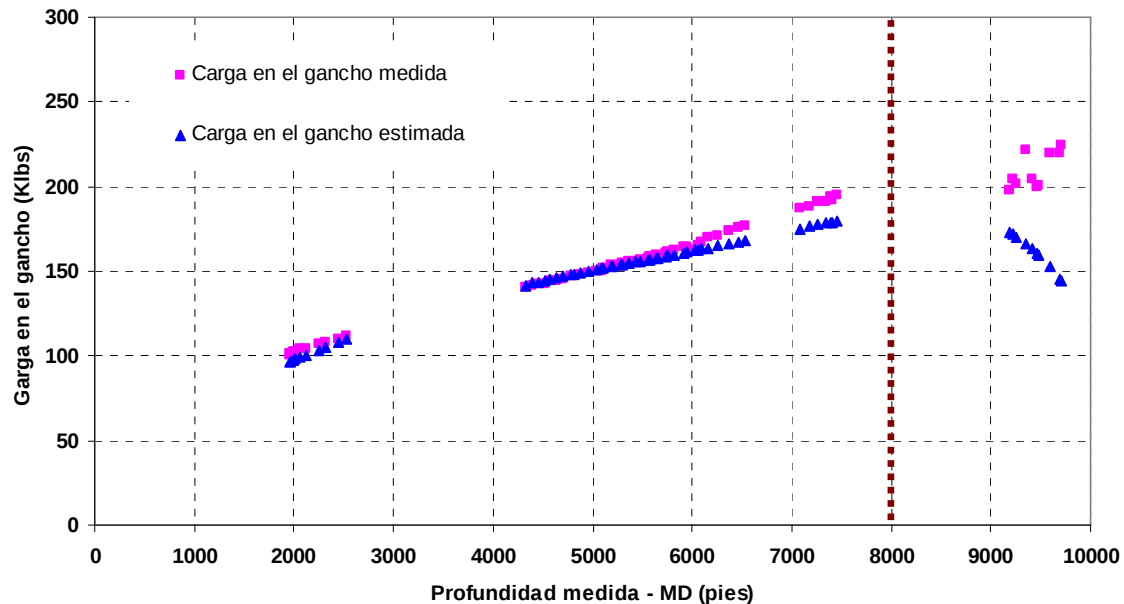


Figura 68. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 2.

- De igual forma, en función de los resultados obtenidos para el pozo 3 se puede concluir que el mejor ajuste entre los valores de carga en el gancho estimados numéricamente y los medidos en campo se obtuvo a partir de valores de coeficientes de roce tubo-tubo de 0,1 y tubo-roca de 0,1, definiendo un error porcentual máximo en el proceso iterativo de 10%. Debido a la diferencia de comportamiento relativo de los datos a diferentes profundidades, para el cálculo del error se debieron establecer zonas o rangos de estudio. Para la primera zona, hasta 7000 pies de profundidad medida, el error medio absoluto (EMA_1) calculado al comparar ambas curvas (valores estimados vs. valores medidos – Figura 69) fue de 3,96 Klb, con una desviación estándar de 3,92 Klb, lo que representa un buen ajuste entre ambos grupos de datos, tomando en cuenta que dichos valores de carga llegan a estar por encima de 160 Klb. En la segunda zona, de 7000 pies de profundidad medida hasta el final del pozo, el error medio absoluto (EMA_2) calculado al comparar ambas curvas fue de 20,07 Klb, con una desviación estándar de

10,09 Klb, evidenciándose en esta zona mayor dispersión entre ambos grupos de datos. En dicha corrida se utilizó una discretización equivalente a un elemento por cada tubo roscado (349 elementos). Para realizar dichos cálculos se tomaron en cuenta sólo aquellos puntos que presentaban valores en ambos grupos correspondientes a la misma profundidad, dichos valores se muestran en siguiente figura.

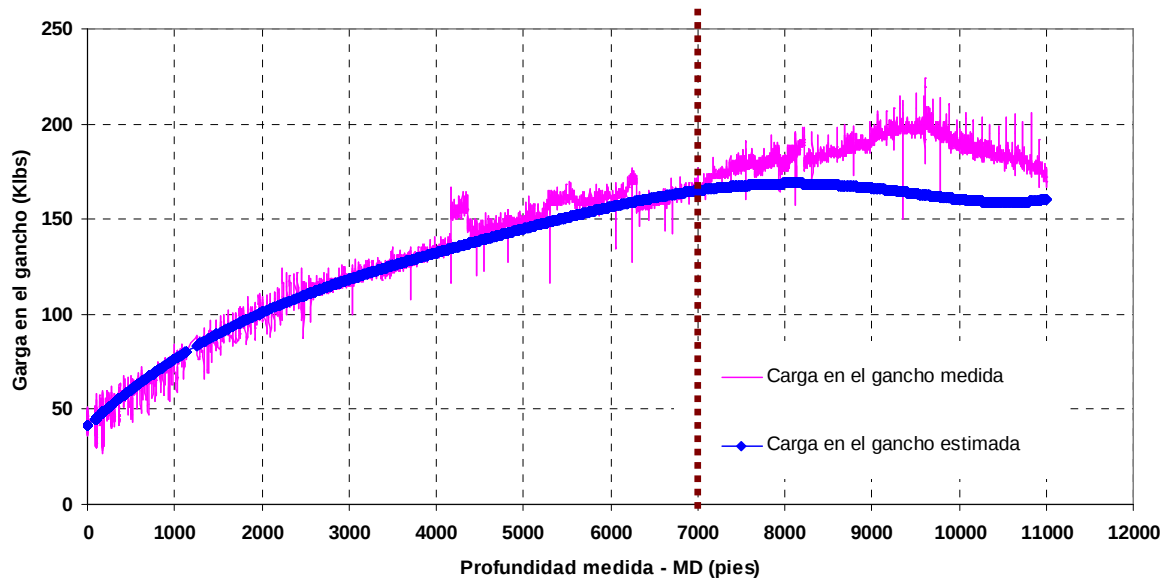


Figura 69. Comparación carga en el gancho estimados vs. medida – Pozo 3.

- En forma general se puede concluir que la dispersión entre los valores de carga en el gancho estimados y los medidos en campo se incrementa en la medida que tenemos altos valores de severidad de la pata de perro (Dog Leg Severity), entre otras posibles causas. En los pozos 2 y 3 se presentaron incrementos en el error medio absoluto a partir de 8000 y 7000 pies de profundidad medida respectivamente, profundidades en las cuales se puede notar que los valores de severidad de la pata de perro sufrieron incrementos importantes hasta llegar a estar por encima de 1.5 (ver Figuras 65 y 70).
- Por otro lado, las estimaciones de fuerza lateral bajando, para los tres pozos, presentaron un comportamiento acorde a lo esperado, a mayor severidad de la pata de perro mayor será la fuerza de contacto entre el tubo y las paredes del hoyo, esto se debe a la resistencia a la flexión ejercida por la tubería.

- Adicionalmente, a partir de las estimaciones de fuerza lateral se puede concluir que la misma se puede ver disminuida con el simple hecho de aumentar los puntos de contacto entre el tubo y las paredes del hoyo, uso de mayor número de centralizadores. Esto se debe a que el peso sumergido del conjunto de tuberías o revestidores se ve distribuido en un mayor número de puntos.

5.2 INVESTIGACIONES FUTURAS

El modelo numérico desarrollado en este trabajo demostró ser conveniente para el estudio del fenómeno de torque y arrastre presente en actividades de completación de pozos. Sin embargo, existen algunas consideraciones que aún no han sido tomadas en cuenta y que deberían ser temas de futuros desarrollos en el área, tomando como inicio lo realizado en este trabajo.

Con base a los análisis realizados y los resultados obtenidos en este trabajo, se ofrecen las siguientes recomendaciones:

- Tomando como base el modelo numérico generado en este trabajo y con intención de mejorarlo, se sugiere orientar esfuerzos en diversas líneas de investigación asociadas al fenómeno de torque y arrastre que no fueron consideradas, como lo son:
 - El estudio del fenómeno de contacto presente entre la tubería y las paredes del hoyo y el desarrollo de un procedimiento de cálculo que permita estimar los dichos puntos de contacto.
 - Considerar la condición geométrica inicial de los tubulares como totalmente recta.
 - Considerar centralizadores flexibles.
- Se recomienda realizar un estudio de convergencia que permita optimizar y detectar puntos críticos en el proceso iterativo a través del cual se estiman las fuerzas de roce en el modelo propuesto.
- Se sugiere continuar con el proceso de prueba y ajustes, en el cual se tome en cuenta una mayor cantidad de pozos de diferentes configuraciones que permita evaluar el desempeño de la herramienta de evaluación y detectar cualquier detalle que necesite de ajustes.

REFERENCIAS

Aadnoy, B. Modern well design. Gulf Publishing Company. USA, 1997.

Aadnoy, B. Theory and application of a new generalized Model for torque and drag. IADC/SPE Jakarta, Indonesia, 2008.

Baker, R. Conceptos Básicos de Perforación. Traducido por Vivian Carmona Agosto. Servicio de extensión petrolera. Texas – USA, 1979.

Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M. y Young, F. Applied drilling engineering. Society of petroleum engineers. USA, 1991.

Chandrupatla, T y Belegundu. Introducción al estudio del elemento finito en ingeniería. Prentice Hall Hispanoamericana. México, 1999.

Economides, M., Watters, L. y Dunn-Norman, S. Petroleum Well Construction. John Wiley & Sons. Inglaterra, 1998.

El Pozo Ilustrado. Producido por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED) - PDVSA, 1998.

Fjaer E., Holt R., Horsrud P., Raaen A., Risnes R. “Petroleum Related Rock Mechanics” Editorial ELSEVIER, Amsterdam, Netherlands. 1996.

Ghiselin, D. Best practices emerging for ERD wells. E&P, 2009.

Huebner K., Dewhirst D., Smith D., Byrom T. “The Finite Element Method for Engineers”, John Wiley & Sons. Canada 2001.

Jaeger, J. C., and Cook, N. G. W., 1979. Fundamentals of Rock Mechanics. Third Edition. Chapman and Hall, London.

Liu G.R., Quek S.S. “The Finite Element Method: A practical Course”. Ediciones Butterworth Heinemann, London, England. 2003.

López A. “Finite Element Modeling of the Stability of Single Wellbores and Multilateral Junctions”. Texas, U-S.A. May, 2003.

Mims, M. y Krepp, T. Drilling design and implementations for extended reach and complex wells. K&M Technology Group, LLC. USA, 2003.

Mitchell, R. y Samuel, R. How good is the torque-drag model? SPE/IADC Drilling Conference. Holanda, 2007.

Pres, W., Teukolsky, S., Vetterling, W. y Flannery, B. Numerical recipes in C. Cambridge University Press. USA, 2002.

Proubasta, M. Glossary of the petroleum industry. Pennwell. USA, 2006.

Quercia G., Carrujo J., Millán J., Gutiérrez R., Jimenez W., Ciccola V., Sequera C. Dispositivos y equipos de cementación de pozos de hidrocarburos. Estado del Arte – PDVSA Intevep (2009)

Rabia, H. Oilwell drilling engineering, principles and practice. Graham and Trotman. Oxford – UK, 1985.

Sadd M. “Elasticity: Theory, Applications, and Numerics”. Editorial ELSEVIER, U.S.A. 2005.

Salas J.G. “Drilling Optimization Using Drilling Simulator Software”. Texas, U.S.A. May, 2004.

Timoshenko S., Goddier J.N. “Theory of Elasticity”. Editorial McGraw Hill, New York, U.S.A. 1951.

Videla L., Baloa T., Griffiths D., Cerrolaza M. “Exact Integration of the Stiffness Matrix of an 8-Node Plane Elastic Finite Element by Symbolic Computation”. Inc. Numer Methods Partial Differential Eq 24: 249-261, 2008.

Weaver W., Johnston P. “Finite Elements for Structural Analysis”. Prentice-Hall, Inc. U.S.A. 1984.

Wu, J y Juvkam-Wold, H. Drag and torque calculations in horizontal and extended reach wells. Presented at the Energy-Sources Technology Conference and Exhibition. USA, 1991.

Zienkiewicz O.C., Taylor R.L. “The Finite Element Method: Volume 1: The Basis”. Editorial Butterworth- Heinemann. London, England. 2000.