

Análisis de torque y arrastre de pozos ERD

Laura Natalia Sierra Montañez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ingeniero de Petróleos

Ph.D Ingeniería química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A mi nona Nubia, quien cuidó de mi por muchos años y con quien me encantaría compartir este nuevo logro. Especialmente, quiero agradecer a mi padre, Jose Martin Sierra Uribe, quien ha sido un apoyo incondicional durante todo este proceso académico y a quien admiro; a mi madre, Edith Montañez, quien a lo largo de su vida ha hecho muchos sacrificios, gracias a ellos, soy la persona que soy en este momento, espero estén orgullosos.

A mi nono Luis y mi tío Sergio, con quienes comparto diariamente y se ha convertido en mi familia cercana. A mi hermano Kenneth por acompañarme toda mi vida y escucharme siempre que lo necesito y por brindarme apoyo en todo momento.

A los ingenieros Piedad, Mathilde, Eduardo y Alexis, quienes me acompañaron durante mi practica en Ecopetrol y de quienes aprendí muchísimo y a quienes admiro por su calidad profesional y humana.

A mis amigas del colegio Ángela, Juanita y Natalia, quienes han estado conmigo apoyándome por muchos años, agradezco tenerlas en mi vida.

A mis amigos Santiago Ramírez y Oscar Blanco, con quienes he compartido desde el inicio de nuestra carrera, sin ustedes todo esto no habría sido igual y agradezco poder compartir un logro más juntos.

A Farid, quien se ha convertido en un amigo muy cercano y a quien admiro muchísimo.

Finalmente, quiero agradecer a mis amigos de la universidad, Mafe, Brigitte, Nayarith, Danna, Simón, Ian Carlos y Luis Fernando con quienes compartí muchos momentos buenos, de estudio, de frustración y de felicidad.

Muchas gracias a todos.

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander, por darme la valiosa oportunidad de recibir mi educación profesional en el mejor programa de ingeniería del país y a la vez, agradezco a mi escuela, por haberme brindado el apoyo necesario todo este tiempo y a todos los profesores que pertenecen a ella, por su trabajo dedicado.

A mi director de tesis, Emiliano Ariza León, quien sin duda ha sido un gran apoyo a lo largo de este proceso y por compartir todo su conocimiento, tiempo y paciencia para poder desarrollar este proyecto.

Al capítulo estudiantil ACIPET UIS, donde pude desarrollar diferentes tipos de habilidades que me han servido durante mi trayectoria académica y donde conocí personas que me permitieron crecer profesional y personalmente y donde pude entablar amistades duraderas.

A Ecopetrol, empresa en la cual pude realizar mis prácticas universitarias y aprender y profundizar mis conocimientos en el área de las operaciones offshore.

	Tabla de Contenido	Pág.
Introducción		12
1. Objetivos		15
1.1 Objetivo general.....		15
1.2 Objetivos Específicos.....		15
2. Generalidades perforación de pozos ERD		16
2.1 Características de pozos ERD.....		16
2.1.1 Trayectoria tipo S.....		18
2.1.2 Trayectoria tipo J		19
2.1.3 Trayectoria catenaria.....		20
2.2 Torque y arrastre		22
2.3 Fuerzas que actúan en una tubería		25
2.3.1 Fuerza de fricción		26
2.3.2 Boyanza.....		27
2.3.3 Fuerza Normal		27
2.3.4 Coeficiente de fricción.....		28
2.3.5 Tensión y compresión.....		29
3. Problemas derivados del torque y arrastre		35
3.1 Desgaste de la tubería de revestimiento (Casing Wear)		35
3.2 Pandeo y ruptura en la sarta de perforación.....		40
3.3 Daño a las conexiones.....		44
4. Métodos de reducción de torque y arrastre		47

4.1	Diseño de la trayectoria del pozo (wellpath)	47
4.2	Lubricantes.....	49
4.2.1	Lubricantes líquidos.....	49
4.2.2	Lubricantes sólidos	51
4.3	Reductores mecánicos.....	52
4.3.1	Protectores No-Rotarios para Drill Pipe (Non-rotating drill pipe protectors, NRDPP)	
	52	
4.3.2	Subs, Bearing based	55
4.3.3	Sistemas rotativos direccionales (Rotary Steerable Systems/RSS)	58
4.4	Componentes de bajo peso en la sarta de perforación	60
5.	Análisis caso de estudio	64
5.1	Generalidades del campo Huizhou	64
5.2	Problemas de Torque y Arrastre en los Primeros Pozos.....	67
5.3	Soluciones propuestas para la reducción del torque y arrastre	70
6.	Conclusiones	76
7.	Recomendaciones.....	78
	Bibliografía	80

Lista de Tablas

Tabla 1 Comparación entre los modelos soft string y stiff string	25
Tabla 2 Factor de fricción hueco entubado y hueco abierto	29
Tabla 3 Ventajas y desventajas de los métodos de reducción de torque y arrastre	61
Tabla 4 Tiempo, MD y costos pozos campo Huizhou.....	74

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Envoltente pozos ERD.....	17
Figura 2 Evolución de la perforación ERD desde la década de los 90.....	18
Figura 3 Trayectoria direccional tipo S	19
Figura 4 Trayectoria direccional tipo J.....	20
Figura 5 Trayectoria direccional catenaria	21
Figura 6 Tubería bajo torque.....	23
Figura 7 Fuerza de fricción y fuerza normal.....	26
Figura 8 Tubería bajo tensión	29
Figura 9 Tubería bajo fuerza de compresión	30
Figura 10 Sarta de perforación rozando el revestimiento en la sección de dogleg.....	37
Figura 11 Distribución de fuerzas en una sección horizontal y zona de construcción de ángulo.	38
Figura 12 Distribución de fuerzas laterales en un pozo direccional	39
Figura 13 Ruptura del casing debido al casing wear	40
Figura 14 Punto medio en una tubería vertical	41
Figura 15 Pandeo sinusoidal.....	42
Figura 16 Pandeo helicoidal.....	43
Figura 17 Conexión de drill pipe desgastada.....	45
Figura 18 Conexión dañada debido al sobretorque.....	46
Figura 19 Estructura del grafito	51
Figura 20 Configuración de un NRDPP	53
Figura 21 Reducción de la columna efectiva del drill pipe	54

Figura 22 Configuración de un sub bearing based.....	56
Figura 23 Subs instalados en tubería	57
Figura 24 RSS push the bit	59
Figura 25 RSS point the bit.....	59
Figura 26 Ubicación geográfica de la cuenca PRMB.....	66
Figura 27 Esquemático de una trayectoria típica en pozos ERW en el campo Huizhou HZ 25-4	67
Figura 28 Diseño típico de un pozo en el campo Huizhou HZ 25-4	68
Figura 29 Plan de construcción trayectoria catenaria	71
Figura 30 Cargas laterales pozo HZ25-4-6.....	72

Glosario

ADP: aluminium drill pipe, tubería de perforación de aluminio.

BHA: bottom hole assembly, parte de la sarta de perforación que consiste en la broca, motores de fondo, estabilizadores y todo el ensamblaje diseñado para transferir peso sobre la broca.

BUR: build up rate, tasa de cambio de inclinación por unidad de longitud.

DLS: dogleg severity, mide la brusquedad con la que un pozo cambia de dirección, generalmente expresado en grados por unidad de longitud.

ECD: equivalent circulation density, densidad efectiva ejercida por un fluido contra la formación.

ERW: extended reach drilling, pozo de alcance extendido.

HD: horizontal departure, desplazamiento horizontal.

KOP: kick off point, punto en el cual se inicia la desviación intencional desde la vertical del pozo.

POOH: pull out of hole, viaje de salida del pozo.

PUW: pick up weight, peso registrado en superficie viajando por fuera del pozo.

ROP: rate of penetration, velocidad a la cual la broca puede romper la roca.

SOW: slack off weight, peso registrado en superficie viajando dentro del pozo.

TD: total depth, profundidad total medida desde superficie hasta el final de la trayectoria del pozo.

TVD: true vertical depth, profundidad vertical la cual es independiente de la trayectoria del pozo.

WOB: weight on bit, cantidad de fuerza hacia abajo aplicada a la broca.

Resumen

Título: Análisis de torque y arrastre de pozos ERD*

Autor: Laura Natalia Sierra Montañez**

Palabras Clave: Fricción, drill pipe, revestimiento, torque, arrastre, tensión, compresión

Descripción: La perforación de pozos de alcance extendido se ha fortalecido durante las últimas décadas debido, a pesar de los retos técnicos que este tipo de pozos presenta. Entre estos se destacan los desafíos técnicos relacionados con el torque y el arrastre, los cuales pueden afectar tanto la integridad de la sarta de perforación como la eficiencia y seguridad de las operaciones.

Este trabajo tiene como enfoque analizar cuáles son los problemas que se pueden presentar debido al torque y el arrastre dentro de los pozos de alcance extendido y sus consecuencias operativas, como se puede ver afectada la integridad del revestimiento, tubería de perforación e incluso las conexiones de las tuberías.

De la misma manera, el enfoque del análisis de cuáles son las estrategias de reducción de torque y arrastre que se han utilizado en la industria y especialmente en este tipo de pozos, donde garantizar que las operaciones se realicen de manera segura y a un costo razonable son condiciones imprescindibles.

Finalmente, el análisis de un caso de estudio en una campaña de perforación de pozos ERW en un campo en China donde evidenció problemas operativos debidos al torque y el arrastre, muestra como el conocimiento adecuado, capacitación del personal y la aplicación de diferentes puede traducirse en una mejora significativa en la eficiencia operativa y una reducción de costos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Programa académico. Director: Ph.D. Emiliano Ariza.

Abstract

Title: ERD wells torque and drag analysis*

Author(s): Laura Natalia Sierra Montañez**

Key Words: Friction, drill pipe, casing, torque, drag, tension, compression.

Description: Extended reach well drilling has gained strength over the past few decades, despite the technical challenges this type of well presents. Among these, technical challenges related to torque and drag stand out, which can affect both the integrity of the drill string and the efficiency and safety of operations.

This work focuses on analyzing the problems that can arise due to torque and drag within extended reach wells and their operational consequences, such as how the integrity of the casing, drill pipe, and even pipe connections can be affected.

Similarly, the analysis focuses on the torque and drag reduction strategies that have been used in the industry, especially in these types of wells, where ensuring safe operations at a reasonable cost are essential conditions.

Finally, the analysis of a case study in an ERW well drilling campaign in a field in China, where operational problems due to torque and drag were evident, shows how adequate knowledge, personnel training, and the application of different strategies can translate into a significant improvement in operational efficiency and a reduction in costs.

*Graduate Project thesis.

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.
Director: Ph.D Emiliano Ariza León

Introducción

La perforación de pozos de alcance extendido (ERD) representa un desafío significativo en la industria de los hidrocarburos, impulsado por la necesidad de acceder a yacimientos complejos y ubicados a distancias remotas de las plataformas de perforación. Estos pozos, caracterizados por una alta relación entre el desplazamiento horizontal y la profundidad vertical verdadera (HD/TVD), presentan problemas operativos particulares, donde el torque y el arrastre son fuerzas que se deben controlar para garantizar el éxito y la seguridad de las operaciones. El torque, definido como la resistencia a la rotación de la tubería, y el arrastre, la resistencia al movimiento axial de la misma, pueden comprometer la integridad de la sarta de perforación, generar desgaste en el revestimiento e incluso impedir el acceso al yacimiento. La importancia de los pozos ERD en la industria para acceder a reservas de hidrocarburos en localizaciones complejas está en aumento, lo que hace crucial la optimización de las operaciones de perforación y minimizar los riesgos asociados al torque y arrastre

Históricamente, el análisis del torque y arrastre ha evolucionado desde modelos simplificados que no consideraban la complejidad de la geometría de los pozos hasta modelos más sofisticados que incorporan la rigidez de la sarta de perforación y el uso de datos en tiempo real, lo que ha permitido el aumento del alcance de estos pozos con diferentes tipos de trayectorias direccionales, en donde las fuerzas actúan de manera diferente en los puntos críticos de las mismas y es precisamente, el estudio de las fuerzas que actúan sobre la tubería dependiendo de la trayectoria, lo que permite definir otros aspectos esenciales para la operación, entre ellos, los sistemas del taladro, ya que en este tipo de pozos, el modelamiento es clave para operaciones seguras y el dimensionamiento correcto de los equipos.

Los problemas de torque y arrastre en los pozos ERD se derivan en su mayoría debido al contacto entre los componentes de la sarta de perforación y las paredes del pozo o el revestimiento, causando daño en las paredes del revestimiento y en las conexiones de la tubería de perforación y, debido a la naturaleza de las trayectorias, la posibilidad de pandeo en la sarta de perforación incrementa a medida que las fuerzas de compresión aumentan sobre la tubería.

La industria se ha sobrepuesto a estos problemas a medida que la tecnología y el tiempo han avanzado y se han identificado estrategias las cuales han permitido completar proyectos de pozo de alcance extendido y la clave se encuentra en la disminución de fuerzas de fricción, las cuales son las que se oponen al movimiento; la planeación adecuada de la trayectoria del pozo con una tortuosidad baja, el uso de herramientas en la sarta de perforación, lubricantes y tubería de perforación de bajo peso son de los métodos que han probado disminuir las fuerzas de fricción, contribuyendo al éxito de las operaciones.

La implementación de métodos para reducción de torque y arrastre en pozos de alcance extendido es necesaria y la aplicación de acciones correctivas debido a las lecciones aprendidas puede significar el éxito operacional en campañas de perforación, justo como se puede analizar en el caso estudio en el campo Huizhou en China, donde la planeación estratégica después de una campaña con altos costos debido a NPT operacionales permitió alcanzar los objetivos propuestos.

Se debe resaltar la importancia del análisis del torque y el arrastre en este tipo de pozos, donde se debe realizar un arduo trabajo de ingeniería que permita determinar trayectorias optimas y con baja tortuosidad y analizar que otro tipo de métodos de reducción pueden ser aplicados para mejorar la eficacia de las operaciones, ya que se demuestra que una planeación estratégica y la

evaluación de los posibles errores cometidos abren la oportunidad al desarrollo de mejores operaciones.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Analizar el torque y arrastre en pozos ERD

1.2 Objetivos Específicos

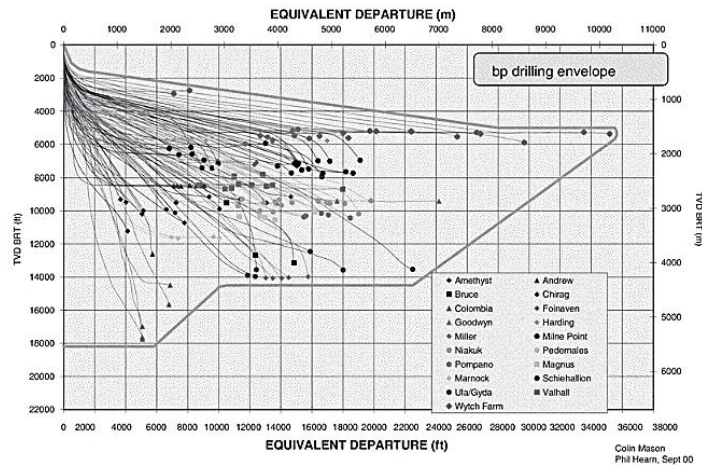
1. Identificar los diversos problemas operacionales que causan el torque y arrastre durante la perforación de pozos ERD.
2. Comparar las técnicas de reducción de torque y arrastre en pozos ERD.
3. Analizar un caso donde se hayan presentado problemas de torque y arrastre en un pozo ERD.

2. Generalidades perforación de pozos ERD

2.1 Características de pozos ERD

Los pozos de alcance extendido se caracterizan por su largo alcance horizontal, que puede extenderse varios kilómetros (Sca). La relación entre el desplazamiento horizontal y la profundidad vertical real (HD/TVD) en un pozo ERD suele ser mayor que dos. Esto permite acceder a yacimientos que se encuentran lejos de la ubicación del equipo de perforación (Rudi Rubiandini, 2008)

A principios de la década de 1980, Mobil Oil introdujo el término "perforación de alcance extendido" (ERD, por sus siglas en inglés) para describir la perforación de pozos direccionales donde el alcance horizontal en la profundidad total (TD) era al menos el doble de la profundidad vertical verdadera (TVD). En esencia, la ERD permite acceder a yacimientos de petróleo y gas que se encuentran a gran distancia horizontal de la ubicación de la plataforma de perforación. Este tipo de perforación presenta desafíos particulares en términos de la planificación y ejecución de la construcción del pozo, requiriendo una especialización en técnicas de perforación direccional. (slb, Energy Glossary, 2025). En la figura 1 se presenta la envolvente de los pozos de alcance extendido de la empresa BP.

Figura 1*Envolvente pozos ERD*

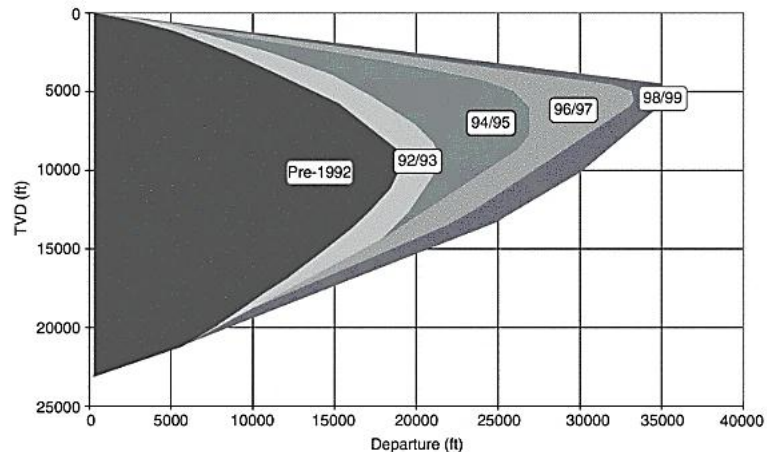
Nota. Tomado de Dogleg Severity (Darling, 2005)

Actualmente se están perforando pozos con alcances horizontales sin precedentes, utilizando técnicas de geodirección, flotación de revestimiento y reducción de torque. Se están perforando, revistiendo, cementando con éxito y perforando selectivamente secciones de yacimientos horizontales de más de 2.5 km para aumentar las reservas accesibles. Los límites convencionales de la perforación direccional y el completamiento de pozos se están superando cada vez más (Cocking, Bezant, & Tooms, 1997).

Debido a los retos que se presentan en la industria y con la intención de avanzar en la capacidad de las operaciones, cada vez más se han hecho avances en el desplazamiento horizontal de los pozos para alcanzar el objetivo definido, en la figura 2 se muestra la evolución de la envolvente del TVD y el desplazamiento horizontal.

Figura 2

Evolución de la perforación ERD desde la década de los 90



Nota. Tomado de Dogleg Severity (Darling, 2005)

Los pozos con alta desviación son aquellos que se perforan intencionalmente para que se desvíen significativamente de la vertical, con el objetivo de alcanzar yacimientos de petróleo o gas que no se encuentran directamente debajo de la ubicación de la superficie. Estos pozos pueden ser direccionales, horizontales o multilaterales, y se utilizan en una variedad de aplicaciones, como la exploración y producción offshore, en áreas con limitaciones ambientales o en yacimientos de geometría compleja (Beckett, Brett, Holt, & Smith, 1987, pág. 1).

Cualquier pozo con una trayectoria direccional se puede considerar como un pozo ERD desde que el parámetro de la relación HD/TVD sea de mínimo 2:1, entre este tipo de trayectorias direccionales se pueden encontrar:

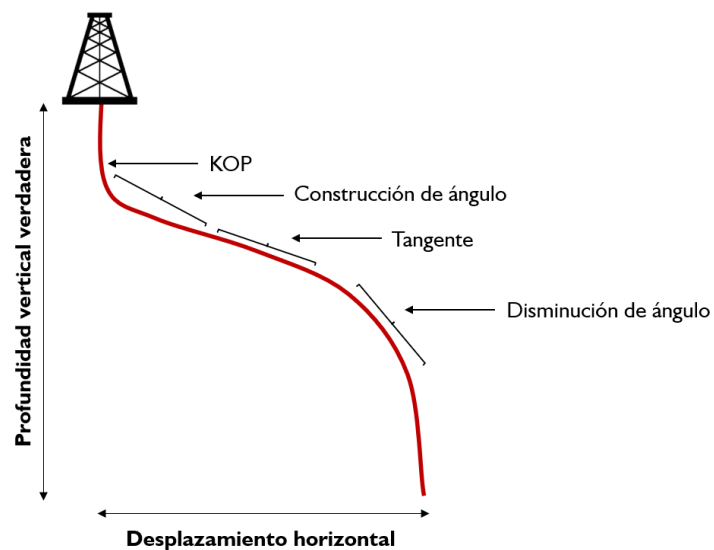
2.1.1 Trayectoria tipo S

Este tipo de trayectoria inicia con una sección vertical, generalmente corta en profundidad, hasta que alcanza el punto en el que se inicia la desviación KOP seguido de una zona de construcción de ángulo BUR, donde la trayectoria del pozo se desviará hasta alcanzar la

inclinación deseada (End of build up, EOB) y se mantendrá en una sección tangencial, hasta que se inicia una zona de disminución de ángulo (Drop section), en la cual, se ha alcanzado el objetivo, al cual se llega, generalmente de manera vertical, la figura 3 muestra como se ve el esquemático de una trayectoria direccional tipo S.

Figura 3

Trayectoria direccional tipo S



Nota. Adaptado de International Association of Drilling Contractors, 2015

El control de esta trayectoria puede ser complicada especialmente en la sección donde se disminuye el ángulo, en este punto se pueden esperar altos niveles de torque y arrastre.

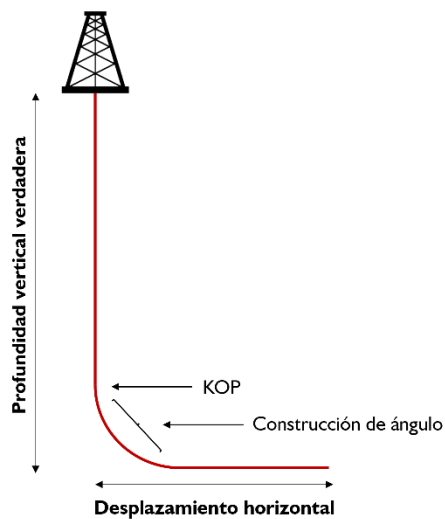
2.1.2 Trayectoria tipo J

La trayectoria tipo J se caracteriza por tener un punto de desviación bastante alto en profundidad, seguido de una zona de construcción del ángulo pronunciada y a partir de la cual, se

continuará la construcción del pozo con una sección lateral, en este tipo de trayectoria no existe como tal una zona tangencial, ya que una vez se llega al punto final de la construcción del ángulo, el desplazamiento es completamente horizontal, tal como se muestra en la figura 4.

Figura 4

Trayectoria direccional tipo J



Nota. Adaptado de International Association of Drilling Contractors, 2015

Esta trayectoria puede presentar problemas para la construcción del ángulo, ya que el control de la trayectoria es algo que se dificulta teniendo en cuenta la profundidad del KOP.

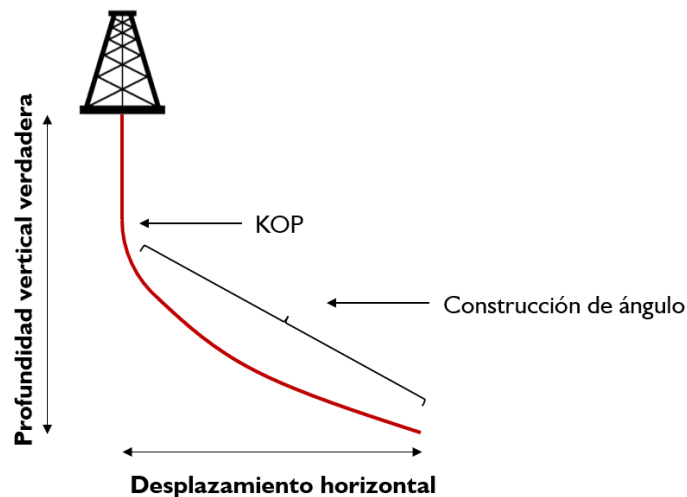
2.1.3 *Trayectoria catenaria*

Esta trayectoria fue planteada por primera vez en la década de los 80, una curva catenaria se forma en cualquier cuerpo o línea que tiene un peso uniforme, la cual cambia su forma entre los extremos, formando una curva creada por la fuerza de la gravedad, lo cual también aplicaría al comportamiento de una sarta de tubería dentro del pozo; esta trayectoria no necesita un alto ángulo de construcción, ya que esto se hará a medida que se realiza la perforación hasta llegar a la distancia

total perforada (TD), es decir, habrá una mayor zona de construcción de ángulo que zona tangencial. El objetivo de esta trayectoria es utilizar la tensión aplicada sobre la tubería a favor, para eliminar el contacto en la parte superior de la pared del casing o del hueco cuando se inicia con la construcción del ángulo de desviación, lo que resulta en la reducción del torque y el arrastre al provocar que la tubería se suspenda dentro del pozo. En la figura 5 se muestra cuáles son las diferencias clave de una trayectoria catenaria, donde los ángulos desde el punto en el que se inicia la construcción del ángulo hasta donde termina, este varía, sin una zona tangencial a lo largo de la trayectoria.

Figura 5

Trayectoria direccional catenaria



Nota. Adaptado de Construction of Ultralong Wells Using a Catenary Well Profile (Aadnoy, Fabiri, & Djurhuus, 2006)

Durante las operaciones de perforación y completamiento en pozos desviados, los ensamblajes de fondo de pozo experimentan fuerzas que aumentan la tensión y el torque que se

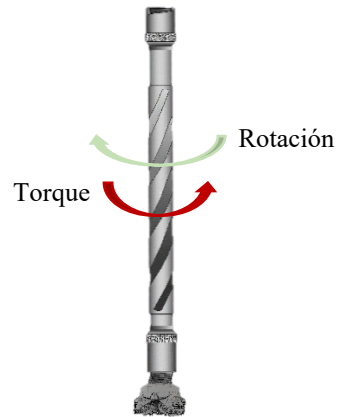
experimentan en la superficie. En pozos muy profundos o de alcance extendido, estas fuerzas pueden exceder las capacidades de la tubería o impedir que la sarta llegue al fondo. Por esta razón, es deseable analizar estas fuerzas antes y durante las operaciones. Normalmente, este análisis se realiza mediante un software de torque y arrastre (SRV VERITAS, 2023).

2.2 Torque y arrastre

Debido a que ningún pozo es completamente vertical y a que la columna de perforación es flexible, la tubería de perforación rotativa se apoya contra el lado del revestimiento y de la pared del pozo en numerosos puntos. La resistencia por fricción generada puede requerir un torque considerablemente mayor al necesario para girar la broca. Del mismo modo, puede ocurrir una resistencia por fricción significativa al levantar y bajar la tubería, un problema conocido como arrastre. Bajo ciertas condiciones—pozos altamente desviados, pozos con frecuentes cambios de dirección, pozos con diámetro reducido o una dinámica deficiente de la columna de perforación—el torque y el arrastre pueden ser lo suficientemente grandes como para causar una pérdida de potencia inaceptable (Cenn, Darley, & Gray, 2017). En la figura 6 se ilustra como el torque es la fuerza que se opone a la rotación de la tubería.

Figura 6

Tubería bajo torque



Nota. Elaborado por el autor

El arrastre se mide como la diferencia entre el peso estático de la columna de perforación y el peso durante el viaje. De manera similar, debido a la fricción, se produce una diferencia entre el torque aplicado en la plataforma y el torque disponible en la broca. Los problemas de torque y arrastre suelen estar relacionados entre sí y pueden ser significativos en pozos de alcance extendido y pozos horizontales (Aarrestad & Blikra, 1994).

La industria petrolera ha evolucionado desde sus inicios, debido a este desarrollo, cada vez más se ve la necesidad de perforar pozos más desafiantes como pozos direccionales y pozos de alcance extendido, junto con esta evolución, se ha estudiado más a profundidad el torque y el arrastre, dos parámetros cruciales para la perforación de este tipo de pozos.

En las primeras operaciones de perforación direccional, el torque y el arrastre no se consideraban como problemas para tener en cuenta, los cálculos se basaban en métodos simplificados, los cuales no tenían en cuenta aspectos como la complejidad de la geometría de los pozos. A medida que la perforación de pozos más profundos y con mayor complejidad, se evidenció la necesidad de tener un mejor entendimiento de lo que es el torque y el arrastre.

El primer modelo de predicción de torque y arrastre fue creado por (Johansik, et al. 1984). Este modelo sentó las bases para que empresas de todo el mundo crearan sus propios modelos y software para torque y arrastre. Como con cualquier modelo inicial, tenía imperfecciones que fueron abordadas por cada empresa según sus procesos operativos. Una de las principales imperfecciones con el modelo utilizado actualmente para calcular el torque y el arrastre es el "Factor de Fricción" (FF). Dado que el FF en el modelo de Johansik debe estimarse y calcularse retrospectivamente utilizando métodos de prueba y error, se ha calibrado para incluir más que la cantidad física que representa (Mansouri, 2017). Este modelo se conoce como el modelo de "soft string" y sentó las bases para el análisis de la fricción en la sarta de perforación.

A partir de este modelo, se desarrollaron modelos sofisticados que incorporaban factores clave como la rigidez de la sarta de perforación, de esta manera surgió el modelo "stiff string" el cual se desarrolló como una alternativa de mayor precisión para pozos de alta inclinación y con geometrías más complejas, añadido a esto, se empezó a utilizar la adquisición de datos en tiempo real durante la perforación, permitiendo monitorear el torque y el arrastre durante estas operaciones. La tabla 1 muestra de una mejor manera las diferencias clave entre estos dos modelos.

Tabla 1*Comparación entre los modelos soft string y stiff string*

Modelo	Descripción	Ventajas	Desventajas	Aplicabilidad
Soft String	Asume que la sarta de perforación se comporta como una cuerda flexible	Simplicidad, fácil de usar	Menos preciso en pozos de alta inclinación o con geometrías complejas	Pozos verticales o de baja inclinación con geometrías simples
Stiff String	Considera la rigidez de la sarta de perforación	Mayor precisión en pozos de alta inclinación o con geometrías complejas	Más complejo, requiere más datos de entrada	Pozos de alta inclinación o con geometrías complejas

Nota. Elaborado por el autor

2.3 Fuerzas que actúan en una tubería

Cuando se corre la tubería dentro del hueco mientras gira simultáneamente, las fuerzas de fricción se hacen sentir en ambas direcciones, axial y rotacional. La fuerza de rozamiento global sigue siendo la misma, pero la fracción de la fuerza experimentada en cada dirección es proporcional a las velocidades relativas en cada dirección (SRV VERITAS, 2023).

De ello se deduce que el aumento de la velocidad de rotación reducirá la fuerza de rozamiento en la dirección axial. Dado que las velocidades de rotación suelen ser mucho mayores

que las velocidades axiales, la rotación reduce efectivamente la resistencia axial a valores insignificantes (SRV VERITAS, 2023).

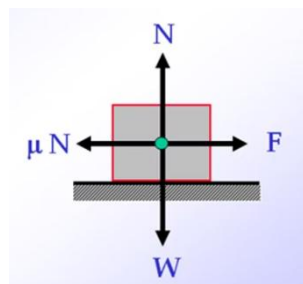
La fuerza principal que actúa sobre una sarta de tubería en un pozo es la fuerza debida a la gravedad que actúa hacia abajo.

2.3.1 Fuerza de fricción

La fricción es la fuerza que se opone al movimiento entre dos superficies que se deslizan una sobre la otra. La fricción experimentada es proporcional a la fuerza de contacto o normal entre las dos superficies. En el modelo de Torque y Arrastre, la fuerza de fricción se calcula como la fuerza normal o lateral multiplicada por el Factor de Fricción μ , en la figura 7 se muestra como se ve la distribución de fuerzas en un plano horizontal estático. (SRV VERITAS, 2023)

Figura 7

Fuerza de fricción y fuerza normal



Nota. La figura representa las fuerzas de fricción y fuerza normal en un cuerpo. Tomado de Understanding Torque and Drag. (SRV VERITAS, 2023)

Existen dos tipos principales de fricción:

- **Fricción estática:** Es la fuerza que se opone al inicio del movimiento entre dos superficies en contacto.

- **Fricción dinámica:** Es la fuerza que se opone al movimiento continuo entre dos superficies en contacto.

2.3.2 Boyanza

Una sarta de tubería suspendida en un pozo que contenga lodo de perforación u otro fluido experimentará una fuerza de flotación del fluido que actúa en contra de la gravedad. Esto hará que la tubería parezca pesar menos. En un pozo perfectamente vertical no existiría ninguna fuerza lateral y el peso de la boyanza actuaría en dirección axial.

Si el pozo estuviera inclinado y la tubería descansara en el fondo del pozo, el peso de flotación puede dividirse en componentes de fuerza axial y lateral. La componente de fuerza lateral se denomina Fuerza Normal. A 90 grados de inclinación, el peso flotante actúa únicamente en dirección vertical y no hay fuerza en dirección axial.

2.3.3 Fuerza Normal

La fuerza normal (N) es la fuerza que una superficie ejerce sobre un objeto que está en contacto con ella, perpendicular a la superficie. En el caso de una tubería de perforación, la fuerza normal es la fuerza que las paredes del pozo ejercen sobre la tubería. Esta fuerza se ve afectada por la inclinación del pozo y el peso de la tubería.

En un pozo vertical, la fuerza normal es igual al peso de la tubería. Sin embargo, en un pozo inclinado, la fuerza normal se reduce a medida que aumenta la inclinación. Esto se debe a que el peso de la tubería se descompone en dos componentes: una componente perpendicular a la pared del pozo (la fuerza normal) y una componente paralela a la pared del pozo.

Esta fuerza normal también se puede ver como las fuerzas laterales que existen dentro del pozo, es la fuerza que ejerce la pared del pozo en contra de la tubería y el peso se distribuye en

ambos ejes direccionales cuando el pozo inicia a desviarse de la vertical y el peso se distribuirá dependiendo del ángulo que tenga la trayectoria.

2.3.4 Coeficiente de fricción

“El factor de fricción utilizado en torque y arrastre es el número por el que se multiplica la fuerza lateral para calcular la fuerza de fricción” (Britannica, s.f.). Se define como la relación entre la fuerza de fricción (FF) y la fuerza normal (N):

$$\mu = \frac{FF}{N}$$

La fricción en el pozo está causada por múltiples procesos físicos y depende de las propiedades de los materiales en contacto, los fluidos presentes, las desviaciones en el pozo, el área de contacto, las obstrucciones como los recortes perforados, etc. En la mayoría de los casos, el efecto lubricante del fluido es el factor más importante para determinar el factor de fricción a utilizar. Normalmente, se utilizan factores de fricción distintos para pozos entubados y abiertos (SRV VERITAS, 2023).

Tabla 2*Factor de fricción hueco entubado y hueco abierto*

Tipo de fluido de perforación	FF en hueco entubado	FF en hueco abierto
Base aceite	0.16 – 0.2	0.17 – 0.25
Base agua	0.25 – 0.35	0.25 – 0.4
Base polímero	0.15 – 0.22	0.2 – 0.3
Base sintético	0.12 – 0.18	0.15 – 0.25
Salmuera	0.3 – 0.4	0.3 - 0.4
Agua	0.35 – 0.5	0.45 – 0.7
Espuma	0.3 – 0.4	0.35 – 0.55
Aire	0.35 – 0.55	0.4 – 0.6

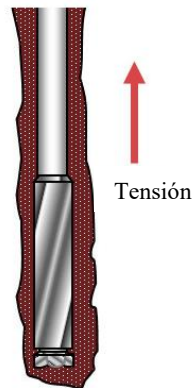
Nota. Tomado de Understanding Torque and Drag. (SRV VERITAS, 2023)

2.3.5 Tensión y compresión

Las fuerzas de tensión y compresión son fuerzas axiales que actúan sobre la tubería, esa experimenta tensión cuando se está sacando la sarta del hueco (POOH por sus siglas en inglés). La tensión es una fuerza que estira la tubería y la figura 8 representa la dirección de la fuerza de tensión

Figura 8

Tubería bajo tensión (Drilling formulas, s.f.)

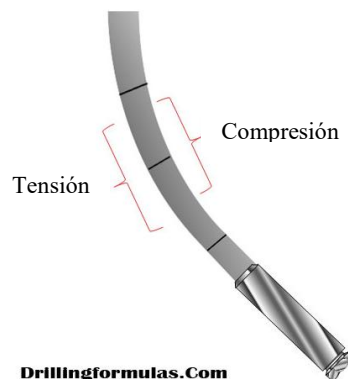


Nota. Tomado de Why Does Drillstring Fail? Basic Understanding of Drill String Failure. (Drilling formulas, s.f.)

La compresión es una fuerza que la comprime, al introducir la sarta de perforación en el pozo, la tubería se somete a compresión debido a su propio peso y a la fuerza necesaria para vencer la fricción con las paredes del pozo, en la figura 9 se muestra como la compresión se presenta en la tubería. (MSI, s.f.)

Figura 9

Tubería bajo fuerza de compresión



Nota. Tomado de Why Does Drillstring Fail? Basic Understanding of Drill String Failure. (Drilling formulas, s.f.)

La perforación de pozos verticales y de pozos de alcance extendido tienen una diferencia en la complejidad de la operación, ya que cuanto más alta es la relación entre la desviación horizontal y la profundidad vertical verdadera, más complejo es el pozo, característica que no poseen los pozos verticales. Los parámetros de perforación como el peso sobre la broca (WOB), rpm, densidad del lodo, entre otros se determinan y ajustan dependiendo de la trayectoria planificada y los cambios de dirección que sea realicen para llegar al objetivo.

Los pozos de alcance extendido pueden tener limitaciones dependiendo de la TVD y de que tan somera o profunda es. Aquellas trayectorias con una TVD somera pueden experimentar problemas con la densidad equivalente de circulación (ECD), la ventana de lodo se vuelve un factor crucial, a medida que la trayectoria incrementa en la sección desviada, el ECD también aumenta pero el gradiente de fractura sigue siendo el mismo, a tan poca profundidad, los gradientes de fractura son relativamente bajos, lo que no permite utilizar lodos de perforación de alta densidad por el riesgo de fracturar la formación; además, debido a que la inclinación es un factor que impacta el desplazamiento horizontal, una TVD somera puede implicar una construcción de ángulo muy aguda, lo que puede crear problemas en la tubería de perforación debido a las fuerzas que son ejercidas sobre la tubería y en el revestimiento debido a que en las secciones de construcción de ángulo, siempre habrá contacto directo entre estas dos tuberías.

Por otro lado, las trayectorias con una TVD más profunda pueden experimentar problemas con la tubería de perforación, ya que esta siempre tendrá un limitante en cuando a la tensión y compresión que puede resistir antes de causar fatiga en el material de esta y que esta falle.

En ambos casos, cuando la TVD es profunda o somera, siempre existirá una sección lateral, cuya longitud horizontal es mayor a la longitud vertical, esto implica una mayor área de contacto entre la sarta de perforación y el diámetro interno del revestimiento o directamente con el hueco si

se está perforando una nueva sección, debido a esto, la resistencia a la rotación (torque) aumenta debido a la fricción, de la misma manera que lo hace la resistencia al movimiento ascendente y descendente (arrastre). El aumento de esta resistencia puede implicar el aumento en el requerimiento de energía y dificultar la operación debido a que, cada herramienta tiene un límite operacional.

Para unir los tubos del drill pipe se necesitan conexiones a las cuales se le debe aplicar torque que generará la unión de una tubería con la otra, este es un valor en específico que depende del tipo de tubería que se esté utilizando, en caso tal de que el torque que se aplique a la tubería exceda el torque aplicado en las conexiones, la rosca se puede dañar, generando fugas o incluso la desconexión de los tubos. Debido a que el torque y el arrastre pueden generar problemas durante las operaciones, optimizar desde la planeación factores clave como lo son la trayectoria y los parámetros de perforación anteriormente mencionados, aumentarán la probabilidad de éxito para llegar a los objetivos de producción propuestos. No solo las roscas de la tubería de perforación pueden sufrir daños en cuanto su integridad, sino la misma tubería, al viajar con la tubería, deslizarla, esta se encuentra bajo esfuerzos de compresión, lo que puede llevar a la sarta a deformarse, sufriendo de pandeo debido a la compresión ejercida. El pandeo es inevitable en pozos de alcance extendido, por lo tanto, todas las estimaciones realizadas deben realizarse bajo estas consideraciones para determinar hasta qué punto estos problemas pueden escalar a una situación de riesgo (Payne & Fereidoun, 1997, págs. 1,2)

Es de hecho, la fase de planeación de la perforación de un pozo en donde se pueden disminuir los posibles riesgos, ya que es en esta etapa donde se realizan las simulaciones necesarias para determinar los valores de torque y arrastre, cargas laterales, presiones necesarias, entre muchos otros parámetros. Es aquí donde se determina la trayectoria del pozo, un factor clave para

la determinación de la distribución de fuerzas a lo largo del pozo; para pozos de alcance extendido, lo ideal es disminuir la tortuosidad con trayectorias que no sean tan agresivas (bajos DLS, cambios acimutales conservadores), ya que aparte de la dificultad que pueden generar las condiciones geológicas de los estratos que se perforan, lo ideal no es dificultar este proceso con una trayectoria muy complicada, sino hacerlo de la manera más efectiva, con una trayectoria optimizada.

Aquí, los valores de torque y arrastre son un componente muy importante para la selección de los sistemas del taladro; existen dos medidas cruciales en la perforación de cualquier pozo, el pick up weight (PUW) hace referencia a la lectura del peso en el malacate cuando se está sacando la tubería del pozo y representa la sumatoria del peso total de la sarta y la fuerza de fricción que se opone al movimiento (arrastre) y el slack off weight (SOW) es la lectura del peso en el malacate cuando se está metiendo la tubería dentro del pozo, el monitoreo de estas mediciones es de suma importancia ya que su interpretación permite identificar problemas que se estén presentando.

Los sistemas del taladro que se encargan del levantamiento y rotación de la tubería deben estar diseñados para soportar estas fuerzas y para aplicar fuerza de tracción adicional (overpull) en caso de que se presente un pega de tubería, por esta razón, la estimación del torque y el arrastre es de suma importancia, ya que se desea que los sistemas puedan cumplir con su función sin incurrir en un sobre diseño, ya que lo que causará es crear gastos que no son necesarios; de cualquier manera, una estimación errónea del torque y el arrastre puede generar problemas operativos.

Un taladro de perforación está compuesto de diferentes sistemas que permiten suministrar todo lo necesario para perforar un pozo, entres estos sistemas se encuentran los de potencia y levantamiento. El sistema de potencia se encarga de suministrar la energía necesaria al top drive

para que la sarta pueda girar, al igual que activar el malacate y los sistemas de bombeo, sin la energía suficiente no sería posible realizar la construcción de un pozo.

El sistema de levantamiento se compone del malacate, torre de perforación, cable de perforación, bloque corona y el bloque viajero. Este sistema es el que se encarga de soportar el peso de toda la sarta de perforación cuando se están haciendo las conexiones, cuando se está viajando dentro y fuera del hueco y rotando.

El sistema de rotación se compone de diferentes partes que hacen girar la sarta de perforación y su función principal es girar la sarta para que se realice la penetración en fondo de la broca.

3. Problemas derivados del torque y arrastre

Ya se ha establecido que los pozos Extended Reach Wells (ERW) tiene una complejidad alta debido a muchos factores. Una de las partes críticas de la trayectoria de estos pozos son las zonas de curvatura, donde se construye el ángulo de inclinación, ya esta sección del pozo, e drill pipe es sometido a diferentes esfuerzos.

De la misma manera, el revestimiento puede sufrir daños en su integridad en las secciones de curvatura, ya que, debido a la distribución de las fuerzas en esta sección y en la sección lateral, la gravedad hará que el drill pipe toque la pared inferior del revestimiento, causando desgaste en la pared interna del revestimiento, lo que afecta de manera directa la integridad de este.

Identificar estos problemas permite establecer soluciones durante la planeación que serán aplicadas en la etapa de ejecución, no considerar las posibles problemáticas puede llevar a que la perforación de un pozo no sea exitosa, ya que no se tomaron en cuenta los riesgos que podrían materializarse en las operaciones.

3.1 Desgaste de la tubería de revestimiento (Casing Wear)

La operación de perforación consiste en utilizar tubería de perforación o drill pipe (DP), tubería delgada normalmente hecha de acero o de aleaciones, la cual es utilizada para conectar el taladro y sus sistemas con la broca para que, junto con el lodo, se realice la perforación y el avance de la construcción del pozo; cada vez que se termina de perforar una sección, se asienta el revestimiento correspondiente, el cual ha sido escogido de manera cuidadosa.

El revestimiento se cementa en la sección y se utiliza para proteger las paredes del pozo y dependiendo de la profundidad a la cual es asentado, también servirá como protección para las aguas superficiales, control de zonas problemáticas y producción del pozo y es, además, tubería

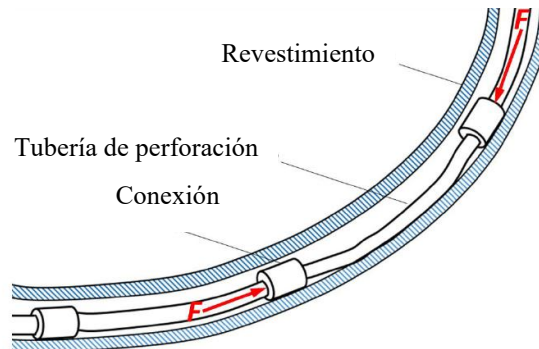
por la cual para se realizan las intervenciones necesarias con el objetivo de mantener el pozo en funcionamiento. Esta es la tubería más costosa que se debe adquirir, al ser una tubería de gran longitud, la cual está fabricada para cumplir con diferentes requerimientos:

- Resistencia: A medida que se avanza con la perforación, existe contacto entre la sarta de perforación y las paredes internas del revestimiento y estará sometido a la presión ejercida por la columna hidrostática del lodo y la presión anular que genera el retorno de este a la superficie. Debido a la naturaleza de las operaciones, el revestimiento debe tener la capacidad de soportar fuerzas de estallido y compresión. Además, también debe soportar las altas temperaturas y el contacto con ambientes corrosivos.
- Durabilidad: Debido al contacto con ambientes agresivos y corrosivos y a la fricción generada por el contacto con la sarta de perforación, el revestimiento debe estar diseñado para que pueda resistir sin que su integridad se vea afectada.

El desgaste en la tubería de revestimiento o casing wear es un problema con la integridad del revestimiento, “esto hace referencia a la disminución de la pared de acero del revestimiento, debido a la fricción, abrasión y corrosión durante las operaciones de perforación y completamiento” (Simply Explained, s.f.) y la figura 10 representa como la tubería de perforación y las juntas entra en contacto con el diámetro interno del revestimiento.

Figura 10

Sarta de perforación rozando el revestimiento en la sección de dogleg



Nota. Adaptado de Modelling casing wear at doglegs by incorporating alternate accumulative wear (Hao & Zhanghua, 2018)

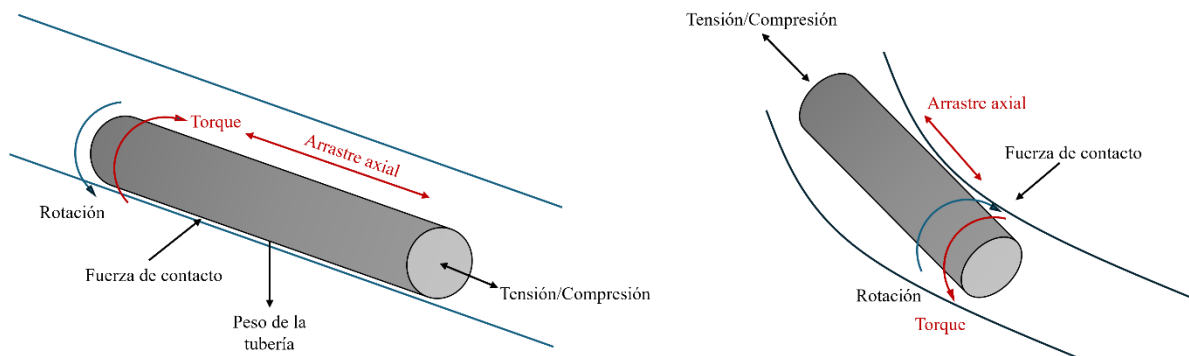
A pesar de los estudios fundamentales sobre el desgaste de la tubería de revestimiento realizados en los últimos 40 años, la perforación de pozos multilaterales, ultraprofundos y de gran alcance, que complica considerablemente el desgaste de la tubería de revestimiento, requiere un modelo de desgaste más sofisticado. En la gran sección de dog leg severity (DLS), la sarta de perforación recta y rígida debe deformarse para adaptarse a la trayectoria de la perforación, lo que da lugar a su complicada geometría de contacto con la tubería de revestimiento. En este caso, no sólo la junta de la herramienta, sino también la tubería de perforación puede rozar la superficie de la tubería de revestimiento debido a la flexión y/o pandeo de la sarta de perforación por las cargas de compresión axial (Hao & Zhanghua, 2018, pág. 5).

En los pozos de alcance extendido, donde pueden existir severos dog legs y donde la sección lateral o desviada de un pozo es mayor a la distancia vertical, las fuerzas que actúan sobre la sarta de perforación obligarán a que la tubería y en especial las juntas, donde se une una tubería con la otra, desgasten la pared interna del casing, este contacto es prácticamente inevitable.

Esto se debe a que la fuerza de gravedad hace que la tubería entre en contacto con la pared inferior del hueco debido a su peso, mientras que la tensión, empuja la tubería hacia la parte superior del revestimiento

Figura 11

Distribución de fuerzas en una sección horizontal y zona de construcción de ángulo



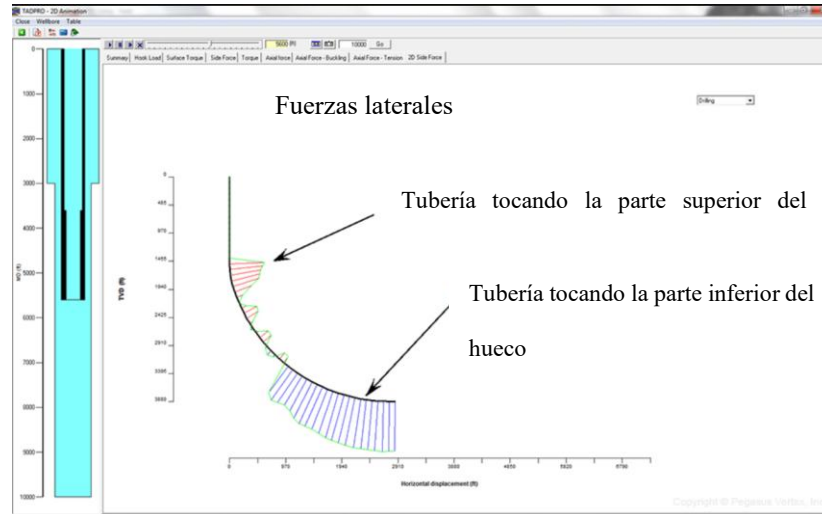
Nota. Adaptado de A Model Approach to Analytically Identify Stuck Pipe and Its Mechanism in Wellbore (Orij, A; Silas Aire, I, 2020).

Teniendo en cuenta esto, las secciones donde se inicia la desviación y tangente es donde las fuerzas que actúan en la sarta hacen que este y el diámetro interno del revestimiento tengan una mayor área de contacto, y por lo tanto la fricción aumenta y de la misma manera el torque, ya que la fricción genera mayor resistencia para rotar la sarta de perforación.

Por lo tanto, en pozos de rango extendido, donde la zona de contacto entre la sarta y el revestimiento es mayor por las zonas laterales, la tubería entrará en contacto con una mayor longitud del revestimiento, lo que implica que el desgaste del revestimiento es un problema de sumo cuidado el cual debe atenderse y asegurarse durante la planeación, en especial en las zonas en las que las fuerzas laterales son mayores y esto se ve ilustrado en la figura 12

Figura 12

Distribución de fuerzas laterales en un pozo direccional



Nota. Adaptado de Casing Wear Series – 1: Causes. (Liu, 2015)

El desgaste del revestimiento es una problemática que puede afectar la seguridad del pozo, cuando ocurre un desgaste lo suficientemente considerable, los ratings del revestimiento disminuyen, lo que puede llevar a un colapso de la tubería, impidiendo que esta cumpla con su función. Esto puede generar fugas o caminos que permitan que los hidrocarburos que pueden estar en el pozo se escapen durante las operaciones y generen situaciones de blowout (patada de pozo), el desgaste puede llegar a ser tan considerable, que puede llevar a la ruptura del revestimiento, como se ve en la figura 13.

Figura 13 Ruptura del casing debido al casing wear



Nota. Tomado de Casing Wear Series – 1: Causes. (Liu, 2015)

3.2 Pandeo y ruptura en la sarta de perforación

La sarta de perforación es un conjunto de herramientas que se escogen para poder transmitir peso en la broca y construir ángulo en caso de los pozos direccionales y de esta manera poder perforar las formaciones hasta llegar al objetivo; cada componente de la sarta tiene sus respectivas especificaciones, donde se podrán encontrar aspectos clave como lo son el límite elástico, resistencia a la tensión, colapso y torsión, estos límites se deben tener en cuenta para la construcción de la trayectoria y para la perforación, ya que siempre el limitante para la aplicación de fuerza sobre la sarta será el componente más débil y alrededor de este es que se debe analizar la viabilidad del wellpath propuesto.

La sarta de perforación experimenta fuerzas de compresión y de tensión a lo largo de sus componentes, el punto medio, es un punto dentro de la sarta en el que no existen fuerzas de tensión ni compresión y todo lo que esté sobre este punto es el intervalo que se encuentra en tensión y todo lo que esté por debajo de este punto es el intervalo que se encuentra en compresión, este punto se calcula en las simulaciones de torque y arrastre. La ubicación del punto medio es muy importante,

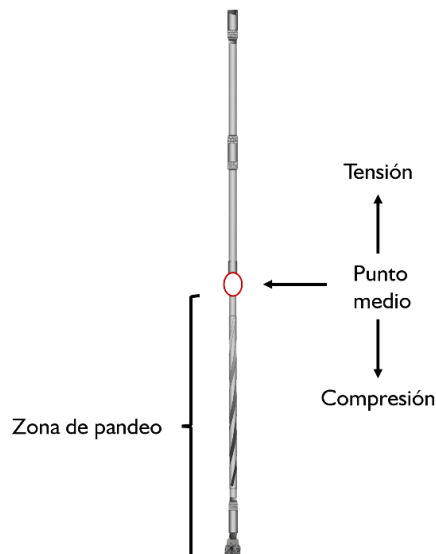
ya que sirve para identificar en que parte de la configuración de la sarta se puede generar pandeo, que es generalmente la zona en la que la sarta está bajo compresión.

El punto neutro no es igual en todos los casos, este punto dependerá de diversos factores como el peso del lodo, el ángulo de desviación, el peso de la configuración del BHA, entre otros. Sin embargo, siempre se busca que haya una ubicación estratégica para equilibrar las fuerzas de tensión y de compresión.

Se puede decir que, en un pozo vertical, el punto neutro está en la mitad de la sarta como se muestra en la figura 14, a medida que aumenta el ángulo de inclinación y la zona desviada, el punto neutro va a tratar de desplazarse hacia la zona que está en tensión, es decir, hacia arriba, esto se debe a que las fuerzas que actúan en la zona desviada del pozo hacen que la sarta se recueste contra las paredes del hueco o del revestimiento y por lo tanto causa un aumento en la fricción, lo que genera un aumento en la fuerza necesaria para rotar y mover la sarta y en la tensión.

Figura 14

Punto medio en una tubería vertical



Nota. Elaborado por el autor

En pozos de alcance extendido, donde la sección de la sarta que está en tensión es generalmente más corta a la que se encuentra en compresión, el punto neutro se puede ubicar más arriba de la sarta en comparación con un pozo vertical. Tener en cuenta la ubicación del punto medio es muy importante, ya que el riesgo de pandeo y fatiga puede aumentar especialmente en la tubería de perforación. El pandeo puede ser sinusoidal o helicoidal.

Cuando una tubería se somete a cargas de compresión cada vez mayores, atravesará varias etapas o cambios en su configuración. El pandeo sinusoidal ocurre cuando las fuerzas de compresión sobre la sarta se vuelven demasiado altas, lo que da como resultado una flexión en forma de serpiente en la sarta y la tubería está deformada en un plano 2D, como se muestra en la figura 15 (Pegasus Vertex, s.f.).

Figura 15

Pandeo sinusoidal



Nota. Tomado de Glosario de la industria petrolera (Pegasus Vertex, s.f.).

El pandeo helicoidal es una forma más extrema de pandeo que ocurre cuando las fuerzas de compresión pasan a través del pandeo sinusoidal y exceden el límite de pandeo helicoidal y se muestra en la figura 16. El pandeo helicoidal provoca el contacto entre la tubería y el pozo, ejerciendo fuerza sobre la pared del pozo. Se produce tanto fatiga de la sarta de perforación como interferencia con la transferencia de peso a la broca (Pegasus Vertex, s.f.).

Figura 16*Pandeo helicoidal*

Nota. Tomado de Glosario de la industria petrolera (Pegasus Vertex, s.f.).

Durante la perforación no hay manera de saber si en realidad la sarta se ha deformado, la única manera de conocer el estado de esta es sacándola del hueco, pero las simulaciones y el análisis de los ingenieros de planeación determina qué parte de la trayectoria es más crítica y por lo tanto, más susceptible a este tipo de fallas.

Es por esto por lo que las tuberías deben ser inspeccionadas cada cierta cantidad de tiempo, para asegurar su integridad.

La ruptura del drill pipe se puede generar por diversos motivos, en los pozos de alcance extendido donde dependiendo de la trayectoria establecida, puede haber secciones con altos DLS, zonas tangenciales y más de un KOP, la tubería se somete a esfuerzos de tensión y compresión al mismo tiempo y al rotar la tubería, esta absorbe un ciclo de fuerzas de compresión y tensión, lo que con el tiempo causa estrés cíclico, al acumular estrés cíclico, se empieza a generar fatiga en la tubería, la cual se puede manifestar en microgrietas o fracturas en la tubería que paulatinamente causarían la ruptura de la tubería.

En los casos en los cuales se presenta una pega de tubería se debe ejercer un overpull, esto se refiere a la fuerza de tracción adicional que es aplicada en la sarta para liberarla. Un overpull muy agresivo puede causar ruptura, ya que esta fuerza genera tensión en la tubería y aumenta la posibilidad de que esta falle en su punto más débil y este riesgo incrementa si ya se han presentado signos de fatiga.

El monitoreo de las lecturas del peso del malacate es sumamente importante, ya que esto permitirá identificar si se está cerca de un valor de tracción muy elevado que pueda comprometer la integridad de la tubería

3.3 Daño a las conexiones

Así como el cuerpo del drill pipe puede sufrir daños debido a los esfuerzos de tensión y compresión, la junta de la conexión también se puede afectar de diferentes formas; debido al contacto que existe entre el diámetro interno y esta parte de la tubería, esta también se puede ver afectada y desgastarse.

En el estudio realizado por (Petit & Gokhale, 2011) se establece que es imprescindible realizar una inspección a las herramientas que se utilizan para la perforación de pozos ERD, debido a que cierto grado de daño sea esperado en ciertas secciones de la trayectoria y por este motivo, es necesario establecer una serie de inspecciones durante las operaciones previas a las zonas críticas ya que el daño en la conexión puede causar problemas graves en la perforación, tal como el que se muestra en la figura 17.

Figura 17

Conexión de drill pipe desgastada



Nota. Tomado de Rebuilding a Tool Joint: Best Practices to Avoid Failure (Petit & Gokhale, 2011)

El otro tipo de daño que puede sufrir la conexión de la tubería es el sobretorque, y como lo explican (Du, et al., 2021) todas las conexiones tienen un rango de torque necesario que se debe aplicar para realizar la conexión, así como el torque aplicado puede no ser el suficiente para que la conexión sea efectiva, se puede aplicar más del torque necesario y dañar los hilos de la conexión o romperla debido al exceso de fuerza aplicada, aunque el sobretorque puede causar en superficie, es más probable que esto suceda en el fondo del pozo durante la perforación, especialmente durante sucede el fenómeno conocido como stick/slip, un problema común que sucede cuando la energía que se genera en superficie desde el sistema rotario no alcanza a la broca de manera adecuada, lo que finalmente resulta en una acumulación de energía en la sarta de perforación y en casos extremos, puede causar que esta pare o rote en reversa en casos extremos. En la figura 18 se puede

ver como la conexión de una tubería fue afectada de manera interna y además se rompió en la parte exterior debido al sobretorque.

Figura 18

Conexión dañada debido al sobretorque



Nota. Adaptado de Failure Modes and Root-Cause Analyses of Advanced Drill-Collar Connections (Du, et al., 2021)

A pesar de que existen softwares donde se puede analizar e intentar predecir donde pueden estar las zonas críticas que pueden llevar a sobretorque en las conexiones, es necesario que se monitoreen los valores de torque cuando se está realizando la perforación, por lo cual las herramientas de medición de pozo también cumplen un papel importante para evitar el daño de las conexiones que como se pueden ver en la figura 18, pueden llevar al fallo de la conexión, impidiendo su uso nuevamente, ya que la integridad estaría comprometida.

4. Métodos de reducción de torque y arrastre

La reducción del torque y arrastre es fundamental para optimizar las operaciones y alcanzar profundidades deseadas. A lo largo de los años, se han desarrollado diversos métodos para disminuir los efectos, y la literatura técnica destaca principalmente tres enfoques:

- Cambio en la trayectoria de pozo (Wellpath): El cambio de la trayectoria del pozo puede ayudar a disminuir la tortuosidad debido a los cambios de dirección.
- Aplicación de lubricantes: Disminuyen el factor de fricción.
- Aplicación de instrumentos mecánicos diseñados para disminuir la fricción: Evitan el contacto directo entre la columna efectiva de la tubería y el revestimiento o las paredes del hueco.

Cada uno de estos procedimientos presenta beneficios y retos específicos, y su implementación se basa en las particularidades del pozo y las condiciones de perforación.

4.1 Diseño de la trayectoria del pozo (wellpath)

El éxito o fracaso de la perforación de un pozo se determina desde que se inicia con la planeación de aspectos clave como lo son la trayectoria, “llevar a cabo una operación de perforación de alcance extendido sin una trayectoria optimizada es como construir una casa sobre un mal cimiento” (Mims, 2003). La planeación de ingeniería es pieza clave para evitar problemas durante todo el proceso de perforación o al menos, reducir la probabilidad de que estos riesgos se materialicen.

El diseño de la trayectoria se realiza para cumplir diferentes requerimientos, en el caso de los pozos de alcance extendido, la trayectoria se debe planear cuidadosamente con el objetivo de llegar al target deseado del yacimiento con los menores problemas posibles y de manera eficiente.

Las trayectorias que usualmente son utilizadas en la perforación de pozos ERD mencionadas en la sección 1, generalidades.

El diseño adecuado del wellpath para un pozo de alcance extendido es de suma importancia, ya que dependiendo de la distancia a la cual se encuentre el objetivo, las formaciones geológicas que se atravesaran y posibles problemas que se establecen desde la planeación, la trayectoria del pozo se debe optimizar para poder cumplir con una operación exitosa y segura. Lo que se debe buscar con el diseño de la trayectoria es disminuir de la mejor manera posible, los aspectos que generan aumentos en el torque y el arrastre, por ejemplo, la optimización del ángulo de inclinación, para que la fuerza que ejerce la gravedad sobre la sarta se vea reducida y se minimice el arrastre, lo cual llevará a que, de la misma manera, se disminuya el torque.

Los cambios bruscos en dirección generarán más problemas en la perforación, aquí en este punto, el control de la trayectoria se puede dificultar, el BHA entra en contacto con las paredes del pozo y del revestimiento, una vez esta haya sido sentido.

A pesar de que trayectorias complicadas como tipo S y tipo J pueden traer algunos problemas debido a los altos ángulos de desviación, esto no significa que un pozo de alcance extendido no pueda ser perforado, son los avances tecnológicos y de ingeniería los que permiten que ejecutar estas trayectorias sean posibles y mientras más conocimiento se adquiriera sobre los retos de la perforación de pozo de alcance extendido, más se podrá optimizar cualquier tipo de trayectoria para alcanzar los objetivos propuestos.

4.2 Lubricantes

El lodo de perforación es uno de los componentes más importantes en lo que respecta a las operaciones de perforación, entre sus funciones se encuentran mantener suspendidos los recortes de roca, controlar la presión de las formaciones, mantener la estabilidad del pozo y enfriar y lubricar la broca. Existen lodos base agua, aceite y sintética; el lodo base agua es ampliamente utilizado en la industria debido a sus ventajas en costos, seguridad ambiental y en la logística que requiere el almacenamiento y disposición de este, pero tienen una desventaja en cuanto a lubricidad en comparación a los lodos base aceite, ya que estos tienen un coeficiente de fricción más alto, los lodos base aceite y sintético son más costosos y existen más dificultades logísticas en cuanto a su disposición y almacenamiento.

Teniendo en cuenta que uno de los limitantes del lodo base agua es que no es tan efectivo en la lubricación (reducción de la fricción), se pueden agregar aditivos lubricantes para mejorar el coeficiente de fricción lo que implica directamente, una reducción en el torque y el arrastre. Los lubricantes pueden ser líquidos o sólidos:

4.2.1 Lubricantes líquidos

Los lubricantes líquidos forman una especie de película entre dos superficies y pueden estar formulados con diferentes compuestos químicos como glicol, aceite mineral y ester; estos lubricantes han sido utilizados en la industria, por lo que ya se han explorado las implicaciones de su utilización.

Los primeros lubricantes que se utilizaron fueron los aceites minerales, los cuales después de haber sido utilizados en aplicaciones de campo demostraron ser tóxicos y causantes de acidez en el pozo, pérdida de viscosidad y acumulación de aceite insoluble y otros componentes como el

ester mostraron afectar las propiedades reológicas del lodo de perforación, en especial características clave como la viscosidad plástica y el punto de cizalla, volviendo esto una preocupación para los ingenieros de lodo. La eficiencia del lubricante depende de parámetros como los que se enlistan a continuación:

- Viscosidad: Una alta viscosidad no siempre podrá garantizar una buena lubricidad
- Temperatura
- Presión
- Química del lubricante

Para escoger el mejor lubricante se deben tener en cuenta los costos y, sobre todo, la compatibilidad que tiene con el lodo de perforación, ya que este parámetro muchas veces se pasa por alto y no todos los lubricantes podrán ser compatibles con algunas propiedades del lodo.

El estudio realizado por (Bukhawwah & Alramah, 2022) investiga el uso de lubricantes en operaciones de perforación para reducir el torque y la fricción, y aumentar la tasa de penetración (ROP). El estudio compara y contrasta el rendimiento de un lubricante sólido de ácido graso con lubricantes líquidos en tres soluciones de salmuera diferentes. El lubricante sólido de ácido graso es un lubricante seco encapsulado que libera aceite cuando se alcanza la presión, fricción o cizallamiento operativos suficientes. Los lubricantes líquidos, por otro lado, suelen estar en forma líquida y vienen en varias composiciones químicas, incluyendo aceite mineral tóxico y lubricantes vegetales no tóxicos. Bukhawwah & Alramah evaluaron el rendimiento de ambos tipos de lubricantes midiendo sus coeficientes de fricción y lecturas de torque en diferentes soluciones de salmuera. Los resultados muestran que tanto los lubricantes sólidos como los líquidos pueden reducir eficazmente el torque y la fricción, pero los lubricantes líquidos tienen un efecto más pronunciado ya que se encontró una reducción del coeficiente de fricción del 73%, caso contrario

al mezclar lubricante líquido con el lubricante sólido donde la reducción fue del 49%. Sin embargo, los lubricantes sólidos ofrecen ventajas como la estabilidad térmica y la capacidad de soportar condiciones extremas de presión y temperatura.

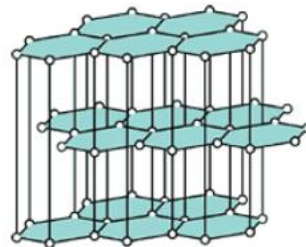
4.2.2 Lubricantes sólidos

Los lubricantes sólidos son materiales que reducen la fricción entre superficies en contacto, incluso bajo condiciones de presión extrema donde los lubricantes líquidos tradicionales podrían fallar. A diferencia de los lubricantes líquidos que dependen de una película fluida para separar las superficies, los lubricantes sólidos a menudo funcionan formando una capa delgada y sólida que se corta fácilmente entre las superficies en movimiento. Hay dos tipos principales de lubricantes sólidos:

1. **Polvo de grafito tratado:** El grafito tiene una estructura en capas con enlaces débiles entre las capas, la cual puede verse en la figura 19, lo que les permite deslizarse fácilmente una sobre la otra. Esto lo convierte en un excelente lubricante, especialmente a altas temperaturas donde algunos lubricantes líquidos podrían degradarse.

Figura 19

Estructura del grafito



Nota. Tomado de A Case Study on the Successful Application of Solids Lubricants in Directional and Horizontal Drilling Operations to Reduce Torque and Drag and Improve ROP in One of the

Carbonate Oil Reservoirs (Mohammadi, Mojtaba Kalhor, & Koroush Tahmasbi Nowtarki, 2015) p.4

2. **Perlas de vidrio:** Estas actúan como pequeños rodamientos de bolas dentro del fluido de perforación. Se incrustan en la torta de la pared del pozo, creando una superficie más lisa y lubricada para que la sarta de perforación se deslice contra ella. Los diferentes tamaños de perlas de vidrio tienen diferentes propósitos, las perlas más grandes evitan la formación de bolas en la broca y las perlas más pequeñas mejoran la lubricidad general.

En el estudio de (Mohammadi, Mojtaba Kalhor, & Koroush Tahmasbi Nowtarki, 2015) se destaca la aplicación exitosa de estos lubricantes sólidos junto con lubricantes líquidos tradicionales en operaciones de perforación direccional y horizontal en un yacimiento de carbonatos. La combinación condujo a la reducción del torque y la fricción, la mejora de la tasa de penetración (ROP) y operaciones de perforación más suaves, particularmente en modo deslizante

4.3 Reductores mecánicos

Los métodos de reducción mecánicos son elementos que se integran en la sarta para ayudar a la disminución del torque y el arrastre, se recomienda que el uso de estas herramientas solo se dé si no se han podido optimizar los parámetros de torque y arrastre con los métodos anteriores.

4.3.1 Protectores No-Rotarios para Drill Pipe (Non-rotating drill pipe protectors, NRDPP)

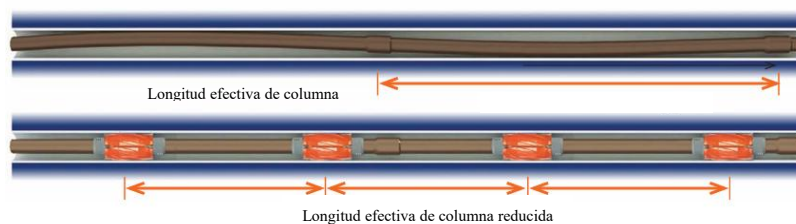
Los protectores no rotarios para drill pipe (NRDPP) son dispositivos mecánicos que, como su nombre lo indica, se ubican en el drill pipe, cerca de las uniones de la tubería, estos protectores tienen 3 partes clave, una camisa central central, fabricado en materiales de baja fricción que

arrastre sino también la resistencia de la tubería para girar debido a la reducción de la fricción y por supuesto, al desgaste del revestimiento ya que el contacto metal-metal ha sido eliminado.

El pandeo también es un riesgo que se disminuye, ya que permite eliminar la columna efectiva del drill pipe, ya que proporcionan puntos de apoyo adicional, en la figura 21 se muestra la reducción de la longitud de la columna efectiva al utilizar este tipo de protectores, lo que reduce la longitud que no tiene soporte y lo cual disminuye la tendencia de pandeo.

Figura 21

Reducción de la columna efectiva del drill pipe



Nota. Tomado de Non-Rotating Protectors (WWT International, s.f.)

La ubicación de estos protectores se debe determinar mediante un trabajo de ingeniería, en donde se determine cuáles son los puntos críticos dentro de la trayectoria, que generalmente se encuentran donde las fuerzas laterales actúan dentro del pozo, zonas donde hayan doglegs, construcción de ángulo, horizontales y en donde las fuerzas que actúan sobre la tubería generen que esta entre en contacto con las paredes de la sección por la cual se está travesando, generalmente se ubican antes de los tool joints.

En el estudio hecho (Moore, Mock, & Krueger, 1996) se aborda como los protectores de tubería de perforación no rotatorios (NRDPP) se han utilizado con éxito en varios lugares para abordar problemas de torque y arrastre en la perforación de alcance extendido (ERD). En la vertiente norte de Alaska, los NRDPP redujeron el torque en aproximadamente un 40% mientras

se perforaba un pozo con una tubería de revestimiento de superficie de 10-3/4 pulgadas y un pozo de producción de 9-7/8 pulgadas. En el Golfo de México, los NRDPP dieron como resultado una caída inmediata del 30% en el torque rotatorio, abordando un torque excesivamente alto que amenazaba la capacidad del sistema de accionamiento superior. En el Mar del Norte, contribuyeron a una reducción del torque del 14% como parte de una estrategia integral de reducción del torque en un pozo desafiante con un ángulo alto (50 grados) y una profundidad objetivo de más de 600 m más allá de la profundidad medida actual. En la costa de Nueva Zelanda, los NRDPP fueron fundamentales para minimizar el desgaste de la tubería de revestimiento y reducir el torque, lo que permitió la finalización exitosa de dos pozos ERD a pesar de los desafíos con el alto torque de superficie y el torque reactivo en la broca.

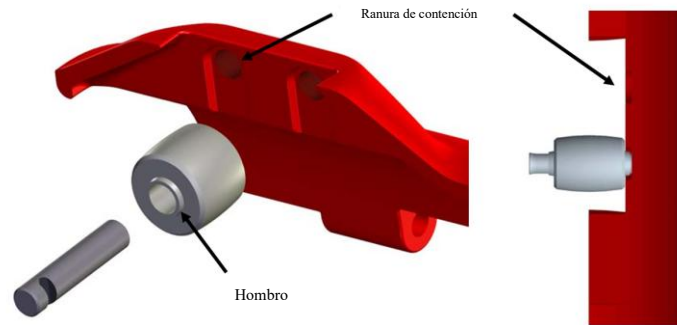
4.3.2 Subs, Bearing based

Los rodamientos son elementos mecánicos que permiten el movimiento relativo entre dos o más partes, reduciendo la fricción, esto se logra mediante el uso de elementos rodantes (bolas o rodillos) que ruedan entre las pistas de rodadura. Su principal función es soportar cargas y permitir la rotación.

El término bearing based hace referencia a un sistema (o herramienta) que utiliza rodamientos para su funcionamiento. Las características de contención de rodillos de estos subs están diseñadas para retener el rodillo y el eje en caso de que el eje falle bajo carga o fuerza de impacto por vibraciones durante la perforación. Los rodillos están mecanizados con hombros a cada lado que encajan en ranuras de contención dentro de la herramienta. Estas ranuras de contención solo permiten la inserción y extracción del rodillo a través del interior de la herramienta. En caso de una falla del eje, el rodillo queda contenido dentro del cuerpo de la fundición no giratoria

Figura 22

Configuración de un sub bearing based



Nota. Tomado de Sub-based Roller Tools Enable Effective Extended-Reach Completions Operations: Offshore West Africa (Long & McCormick, 2008)

El eje se inserta a través de una abertura en un lado de la fundición y se evita que se desplace por la abertura en el otro lado de la fundición, que es demasiado pequeña para que el eje la atraviese. Este segundo orificio más pequeño ayuda en la auto lubricación del rodillo y el eje mientras están en el fondo del pozo. Un pasador de bloqueo de espiral se introduce en el eje en un lado para evitar que se salga. En caso de una falla del eje, el eje y el rodillo quedarán contenidos dentro de la herramienta. En la figura 23 se ilustran los sub-based roller utilizados en una operación de un pozo de alcance extendido en el offshore africano.

Figura 23

Subs instalados en tubería



Nota. Tomado de Sub-based Roller Tools Enable Effective Extended-Reach Completions: Offshore West Africa (Long & McCormick, 2008).

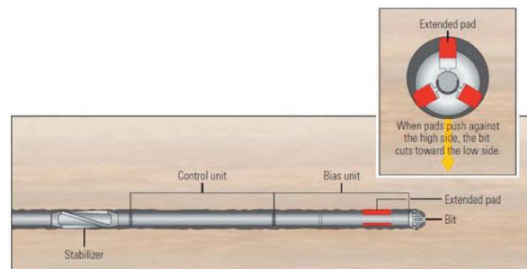
En el estudio de (Lyons, Plisga, & Lorenz, 2016) los autores relatan como los sub-based roller tools se han utilizado con éxito para reducir la fricción en pozos de alcance extendido (ERD) en diversas situaciones. En un caso, un pozo en alta mar en África Occidental con una profundidad medida (MD) de 15,536 ft y una profundidad vertical real (TVD) de 6,919 ft y 1,727 ft de tabla de agua, experimentó un arrastre elevado debido a un aumento no planificado en la inclinación de aproximadamente 76° a un máximo de 86.36° . El uso de los sub-based roller tools en este pozo permitieron una operación exitosa de empaquetamiento con grava, ya que se pudo aplicar suficiente peso en la broca para mantener la sarta asentada durante la fractura. Si bien no se adquirieron datos específicos sobre la reducción de la fricción en este caso, el modelado y los factores de fricción conocidos indicaron la necesidad de las herramientas para el completamiento. Estudios previos también han demostrado la efectividad de las herramientas de reducción de fricción mecánica como los sub-based roller tools para disminuir la fricción en pozos de alcance extendido.

4.3.3 Sistemas rotativos direccionales (Rotary Steerable Systems/RSS)

Tal como lo explican (Lyons, Plisga & Lorenz, 2016) en la perforación de pozos petroleros, a veces se necesita cambiar la dirección del pozo para alcanzar objetivos específicos. Tradicionalmente, esto se lograba con motores de fondo de pozo, que tienen una curvatura que permite desviar la trayectoria. Sin embargo, para usarlos, se debe detener la rotación de la tubería y orientar el motor en la dirección deseada. Este proceso se conoce como "modo de deslizamiento". El problema con el deslizamiento es que genera mucha fricción entre la tubería y las paredes del pozo, lo que dificulta la perforación e incluso puede causar que la tubería se atasque.

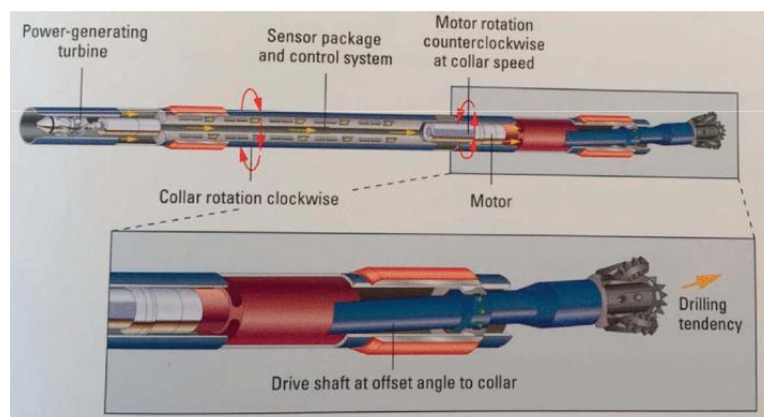
Para solucionar este problema, en la década de 1990 se desarrollaron los Sistemas Rotativos Direccionales (RSS). Los RSS permiten girar la tubería continuamente mientras se la dirige, lo que reduce la fricción y facilita la perforación. Existen dos tipos principales de RSS: los que "empujan la broca" y los que "apuntan la broca".

Los RSS de "empujar la broca" funcionan aplicando una fuerza lateral a la broca contra la formación rocosa. Esto se puede lograr con almohadillas que se expanden y contraen o con un sistema que ejerce una fuerza constante en una dirección específica, tal como se muestra en la figura 24.

Figura 24*RSS push the bit*

Nota. Tomado de Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Lyons, Plisga, & Lorenz, 2016, pág. 385)

Los RSS de "apuntar la broca" funcionan de forma similar a los motores de fondo de pozo, pero con la diferencia de que doblan el eje de la broca para cambiar su dirección, este funcionamiento se muestra en la figura 25. Para que esto funcione, necesitan una carcasa no giratoria que sirva como punto de referencia para la flexión.

Figura 25*RSS point the bit*

Nota. Tomado de Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Lyons, Plisga, & Lorenz, 2016, pág. 386)

Estas herramientas son de gran utilidad, ya que el poder girar la sarta de perforación mientras que al mismo tiempo se dirige la broca permite una mayor eficiencia, ya que anteriormente, para dirigir la broca se debía parar la rotación (motores de fondo).

4.4 Componentes de bajo peso en la sarta de perforación

El uso especialmente de drill pipe con un peso menor puede ser beneficioso en especial en las zonas laterales de un pozo, ya que disminuir el peso de la tubería facilitará el llegar a TD. Normalmente se utiliza tubería de aluminio (ADP), El aluminio tiene una densidad menor a la del acero y es aproximadamente la mitad del tamaño del tamaño de drill pipe de acero, lo que resulta en la reducción del arrastre. La mayoría de las aplicaciones de ADP se han visto en Rusia, donde desde el año 1983 se ha aplicado este método para alcanzar profundidades de hasta 40.230 pies (McCormick, Evans, Le, & Chiu, 2011).

El estudio realizado por (Jenkins, Castro Rodriguez, Linke, & Davies, 2010) concluyó, después de pruebas de laboratorio y aplicación en campo, sobre las mejoras que se pueden obtener al utilizar materiales más livianos en la sarta de perforación, pero, que su aplicación tiene ciertos inconvenientes como una mayor tendencia al pandeo (buckling), susceptibilidad a la corrosión, mayor precio, menor límite elástico y resistencia a la tracción.

Sin embargo, se demostró que las ventajas que presenta el uso de ADP puede superar los inconvenientes que el uso de esta tubería presenta. Debido a sus propiedades, la DP puede reducir las cargas en el Derrick, reducción en el torque y el arrastre, ya que debido a un aumento en el factor de boyanza esto se traduce en la disminución de las fuerzas, tubulares con mayor resistencia a la fatiga, mayor flexibilidad que permite el incremento de los ángulos de construcción.

Sin embargo y al igual que los demás métodos, su aplicación está sujeta a muchos factores y requiere de un exhaustivo análisis, ya que el hecho de que los resultados hayan sido exitosos no significa que ese resultado se replicará en todas las operaciones.

En la tabla 3 se presenta un consolidado de las ventajas y desventajas que presenta cada método de reducción del torque y el arrastre. Cada método debe ser correctamente estudiado para concluir si es viable para un proyecto no ya que la perforación depende de muchos parámetros que son cambiantes, no hay manera de estandarizar la aplicación de cierto método, es con el trabajo de ingeniería detallada durante la planeación del proyecto que se debe optar por la mejor necesidad de acuerdo con el pozo, aquí se resumen las ventajas y las desventajas de la aplicación de cada método de reducción de torque y arrastre.

Tabla 3

Ventajas y desventajas de los métodos de reducción de torque y arrastre

Método	Ventajas	Desventajas
Optimización de la trayectoria del pozo	<p>Reduce la longitud del pozo y la severidad de los "doglegs"</p> <p>Puede mejorar la estabilidad del pozo.</p> <p>Es un método preventivo que se aplica desde la fase de diseño.</p>	<p>Puede requerir una planificación más compleja</p> <p>La optimización puede estar limitada por la ubicación del objetivo.</p>
Lubricantes	<p>Reducen la fricción entre la tubería y las paredes del pozo</p>	<p>Algunos lubricantes pueden ser costosos.</p>

	<p>Son relativamente fáciles de instalar</p> <p>Pueden mejorar la eficiencia de la perforación y reducir el desgaste de la tubería.</p>	<p>La efectividad puede verse afectada por las condiciones del pozo.</p> <p>Algunos lubricantes pueden tener un impacto ambiental negativo.</p>
Herramientas mecánicas	<p>Reducen la fricción al minimizar el contacto entre la tubería y las paredes del pozo.</p> <p>Permiten que la tubería gire con menos fricción en las secciones curvas.</p> <p>Reducción en el desgaste del casing</p>	<p>Pueden requerir una mayor planificación y experiencia para su uso</p> <p>Deben ser usados como última opción</p> <p>Pueden generar aumento en la ECD</p>
RSS	<p>Permiten la rotación continua de la sarta de perforación mientras se dirige la broca, lo que reduce la fricción.</p> <p>Control más preciso de la trayectoria del pozo</p>	<p>Más costosos que los motores de fondo de pozo tradicionales</p> <p>Mayor planificación y experiencia para su uso efectivo.</p> <p>Pueden requerir un mantenimiento más especializado.</p>

	La rotación continua y la mejor limpieza del pozo reducen el riesgo de que la tubería se pegue	
Light weight string components (ADP)	<p>Disminuye el peso en el sistema de levantamiento del taladro</p> <p>Mayor resistencia a la fatiga</p> <p>Disminución del desgaste en el revestimiento</p>	<p>Mayor tendencia al pandeo</p> <p>Susceptibilidad a la corrosión</p> <p>Pueden tener un precio más alto en comparación aun drill pipe de acero convencional</p> <p>Menor resistencia a la tracción y menor límite elástico</p>

Nota. Elaborado por el autor

5. Análisis caso de estudio

Existen muchos campos a nivel mundial en los que se han realizado operaciones de perforación de alcance extendido, en este caso, el análisis de un campo offshore en China, donde se inició con una campaña de perforación de pozos de alcance extendido que se dividió en tres fases.

En la primera fase se perforaron 3 pozos, en los cuales se presentaron altos tiempos de NPT debido al atascamiento de la tubería debido a herramientas mecánicas utilizadas para reducir el torque y el arrastre, además de que la cuadrilla del taladro no estaba apropiadamente entrenada para interpretar de manera adecuada los resultados arrojados por las herramientas de fondo.

En la segunda fase, se revisaron todas las lecciones aprendidas de la primera campaña de perforación y se tomaron medidas para disminuir los tiempos operacionales donde el entrenamiento especializado para la perforación de estos pozos fue impartido a la cuadrilla con el objetivo de mejorar el entendimiento del comportamiento de los parámetros de perforación; además se planteó una nueva trayectoria de pozo para eliminar los cambios bruscos de dirección y disminuir los esfuerzos laterales debido a una desviación de 120° para alcanzar el objetivo dentro del yacimiento. En cuanto a la sarta de perforación, para perforar la sección del revestimiento de producción, se utilizó drill pipe compuesto de aluminio de primera generación y no de acero.

En la tercera fase y tras analizar los resultados obtenidos en la fase 2, se realizaron mejoras en la estructura del drill pipe de aluminio y se perforó un pozo para analizar criterios como el tiempo de perforación, profundidad perforada y costos.

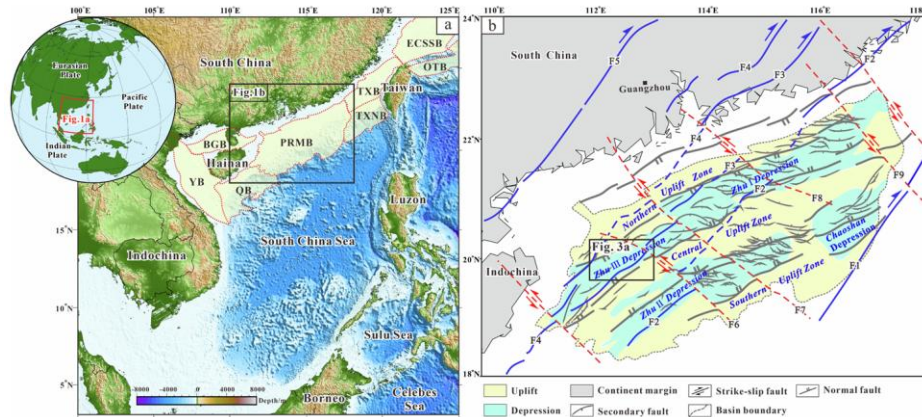
5.1 Generalidades del campo Huizhou

A nivel mundial, numerosos campos petroleros se benefician de la tecnología ERD para alcanzar objetivos de producción desafiantes, ya sea en entornos terrestres o marinos. Para realizar

el análisis del caso estudio, se tomarán como base los resultados obtenidos por (Hong, Scaruffi, Brewster, & Balka, 2010) y (Scaruffi, et al., 2013) en sus respectivos estudios lleva a la conclusión de como la aplicación de técnicas de reducción de torque y arrastre contribuyeron de manera positiva al desarrollo del proyecto.

El campo Huizhou HZ 25-4 se encuentra ubicado la cuenca Pearl River Mouth Basin (PRMB, por sus siglas en inglés). Esta es una cuenca Cenozoica ubicada en el norte del Mar de China Meridional, formada debido a movimientos tectónicos que involucran las placas India, Euroasiática y del Pacífico (Xiaojun, et al). La cuenca experimentó cinco movimientos tectónicos principales durante la era Cenozoica: los movimientos Shenhui, Zhuqiong, Mar de China Meridional, Baiyun y Dongsha. Estos movimientos dieron forma a la estructura y la historia deposicional de la cuenca. (Xie, y otros, 2024).

La cuenca de la desembocadura del río Pearl se encuentra en el norte del Mar de China Meridional. Cubre un área de aproximadamente 175.000 km², donde el río Pearl se encuentra con el Mar de China Meridional, cerca de Hong Kong. (Wikipedia, 2024). La figura 26 ilustra la ubicación de la cuenca y sus características tectónicas.

Figura 26*Ubicación geográfica de la cuenca PRMB*

Nota. Tomado de Structure and formation mechanism of the Pearl River Mouth Basin: Insights from multi-phase strike-slip motions in the Yangjiang Sag, SE China (Dunling et al., 2021, p226)

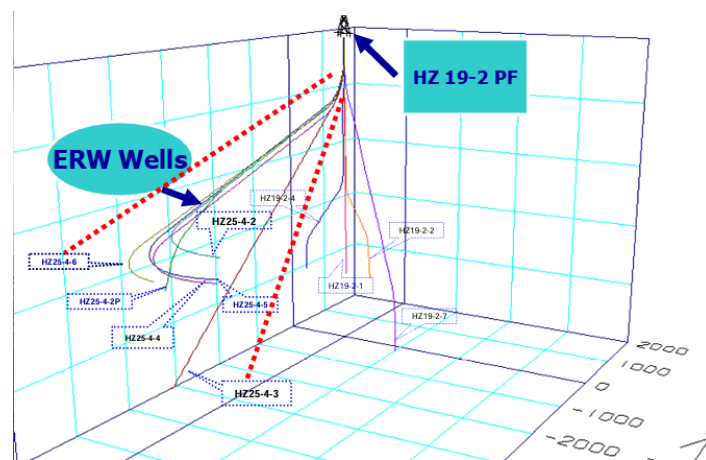
Este campo que fue descubierto en diciembre de 2005, como múltiples zonas petrolíferas encontradas en el pozo exploratorio vertical perforado por una plataforma semisumergible. El campo HZ 25-4 está ubicado en el bloque 16/19 en el área central de la cuenca de la desembocadura del río Pearl, ubicado a 6 km al suroeste de la plataforma HZ 19-2 a una profundidad de agua de 102 metros. Después del descubrimiento, se realizaron extensos estudios para el desarrollo de este campo. Se decidió actualizar la plataforma de perforación existente en la plataforma de campo HZ 19-2 cercana y perforar pozos de alcance extendido (ERD) desde la plataforma. Tres de los cinco pozos ERD fueron perforados y completados con laterales horizontales de 6" y mallas standalone para el control de arena. En las operaciones de perforación se presentaron desafíos significativos debido a su ubicación y las características del yacimiento. Los pozos de alcance extendido (ERD) perforados desde la plataforma HZ 19-2 experimentaron problemas de torque y arrastre, lo que resultó en un mayor tiempo de perforación y costos excesivos.

5.2 Problemas de Torque y Arrastre en los Primeros Pozos

Las trayectorias de los primeros tres pozos ERD perforados en el campo HZ 25-4 se pueden ver en la figura 27 (HZ 25-4-4, HZ 25-4-2 y HZ 25-4-5), los cuales experimentaron problemas considerables de torque y arrastre, especialmente en la sección de 8 ½ pulgadas del pozo. Estos problemas se debieron a varios factores, incluyendo la falta de experiencia en perforación ERD, la inestabilidad del pozo, la limpieza inadecuada del pozo, las altas fuerzas laterales y el desgaste del casing, y una alta presión hidrostática equivalente (ECD) debido a la profundidad vertical real (TVD) poco profunda.

Figura 27

Esquemático de una trayectoria típica en pozos ERW en el campo Huizhou HZ 25-4



Nota. Tomado de HZ 25-4 ERD Challenging Drilling Project – New Strategy and New Technology Implementation Are the Keys to Improved Drilling Performance (Hong et al., 2010)

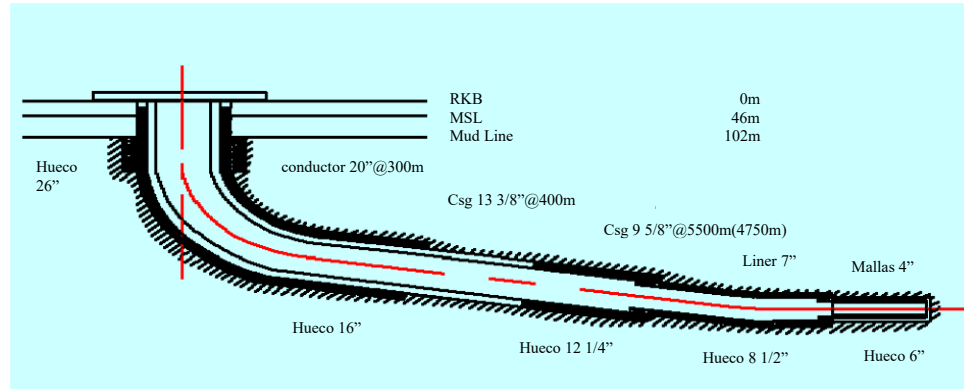
En los primeros pozos perforados en el campo Huizhou HZ 25-4, las trayectorias propuestas se caracterizaron por ser de tipo "construir y mantener" con ángulos de tangente de +/- 85 grados. Estas trayectorias se construían en la sección de 16 pulgadas del pozo antes de sentar la tubería de revestimiento de 13 ⅜ pulgadas. Luego, se realizaba un giro de 120 grados a la

izquierda en la sección de 8 ½ pulgadas del pozo para interceptar las secciones objetivo. El objetivo de este diseño era permitir la perforación horizontal lateral de hasta 550 metros del pozo de producción paralelo a la falla para drenar de manera óptima las reservas.

Debido a la complejidad de la trayectoria y el cambio tan abrupto de dirección, herramientas mecánicas de reducción de torque fueron ubicadas en la tubería de perforación, cerca de 200 de estas herramientas fueron usadas con para disminuir el desgaste en el revestimiento de 9 5/8” las cuales no cumplieron con su función, ya que dos de los tres pozos perforados, dos tuvieron que ser terminados con un sidetrack debajo del zapato del revestimiento previamente mencionado

Figura 28

Diseño típico de un pozo en el campo Huizhou HZ 25-4



Nota. Adaptado de HZ 25-4 ERD Challenging Drilling Project – New Strategy and New Technology Implementation Are the Keys to Improved Drilling Performance (Hong et al., 2010)

Estos pozos perforados en el campo experimentaron una serie de problemas derivados del torque y el arrastre excesivos. Estos problemas incluyeron:

- **Daños en los dispositivos de reducción de torque:** Los dispositivos de reducción de torque, inicialmente implementados para mitigar el torque y el arrastre, sufrieron daños y

fallas. Esto se debió en parte a la acumulación de recortes en el pozo, lo que aumentaba la fricción y el esfuerzo en los dispositivos.

- **Desgaste del revestimiento:** Las altas fuerzas laterales generadas por el torque y el arrastre provocaron un desgaste excesivo en la sarta de revestimiento de 9 5/8 pulgadas.
- **Pérdidas de fluido de perforación:** El arrastre excesivo dificultaba la limpieza del pozo, lo que contribuía a la acumulación de recortes y aumentaba la presión hidrostática equivalente (ECD). Esto, a su vez, elevaba el riesgo de pérdidas de fluido de perforación hacia las formaciones.
- **Atascamiento de la sarta de perforación:** La combinación de altas fuerzas de arrastre y la acumulación de recortes aumentaba el riesgo de que la sarta de perforación se atascara en el pozo.
- **Mayor tiempo no productivo (NPT):** Los problemas de torque y arrastre, junto con otro tipo de problemas relacionados, resultaron en un aumento significativo del NPT, las fallas en los dispositivos de reducción de torque, el atascamiento de la sarta de perforación y las pérdidas de fluido de perforación requirieron tiempo adicional para su reparación, lo que retrasó el progreso de la perforación.

Estos problemas llevaron a la necesidad de rediseñar la estrategia de perforación con técnicas que permitieran reducir el torque y el arrastre teniendo en cuenta la experiencia obtenida y las lecciones aprendidas de las operaciones anteriores.

La trayectoria del pozo se puede identificar como una de las mayores causas de los problemas operacionales, no solo por la sección tangencial sino también el cambio de ángulo tan abrupto en la sección previa a la que interceptaría el objetivo del yacimiento.

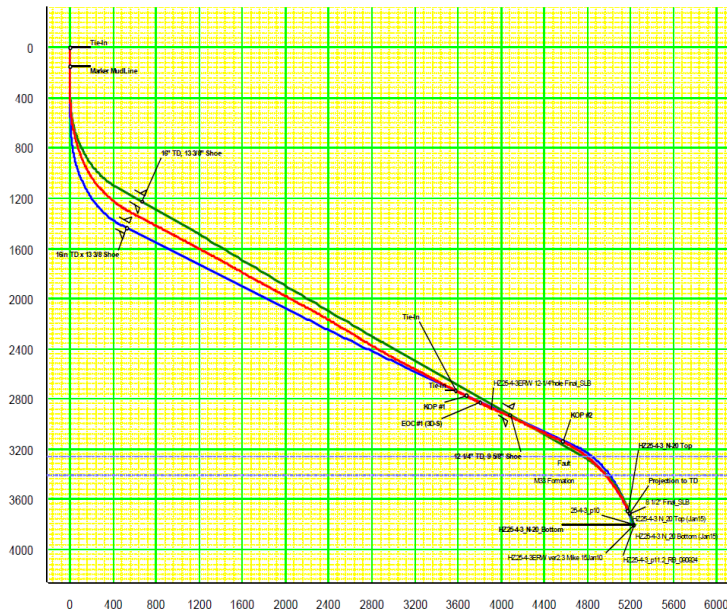
5.3 Soluciones propuestas para la reducción del torque y arrastre

Para la nueva campaña de perforación y antes de iniciar a analizar las opciones viables para la planeación de una nueva campaña, se identificó que uno de los problemas fue la falta de capacitación técnica para la elaboración de una ruta crítica para tomar decisiones adecuadas e informadas con respecto a los problemas que se presentaban en los pozos; fue por esto que se identificó que un entrenamiento especializado era necesario en cuanto al entendimiento de las operaciones de perforación de pozos de alcance extendido, mejora de los procedimientos operacionales (en especial una guía de ruta para la toma de decisiones) y análisis de datos en tiempo real.

Debido a los problemas con los reductores de torque y el excesivo desgaste en el revestimiento, lo primero que se decidió fue eliminar esta herramienta y optar por un rediseño de ingeniería. Los primeros 3 pozos fueron construidos con un 2.2°/ 30 metros DLS en la sección de 16", lo que causó cargas laterales de más de 2000 lb en la sección tangencial del hueco de 8 ½", justo después de la sección de la construcción del ángulo. Para reducir estas cargas laterales, la nueva campaña de pozos se construyó con una trayectoria catenaria con un aumento progresivo de 0.25° de tasa de inclinación inicial hasta llegar a la sección tangente, la figura 32 muestra el cambio de trayectoria para la perforación de los nuevos pozos.

Figura 29

Plan de construcción trayectoria catenaria



Nota. La figura muestra los rangos de desviación sobre lo planeado que aún permitirían el acceso al yacimiento. Tomado de HZ 25-4 ERD Challenging Drilling Project – New Strategy and New Technology Implementation Are the Keys to Improved Drilling Performance (Hong et al., 2010).

La construcción progresiva del DLS permitió disminuir las cargas laterales, torques y el desgaste del revestimiento sin necesidad de usar dispositivos de reducción de torque.

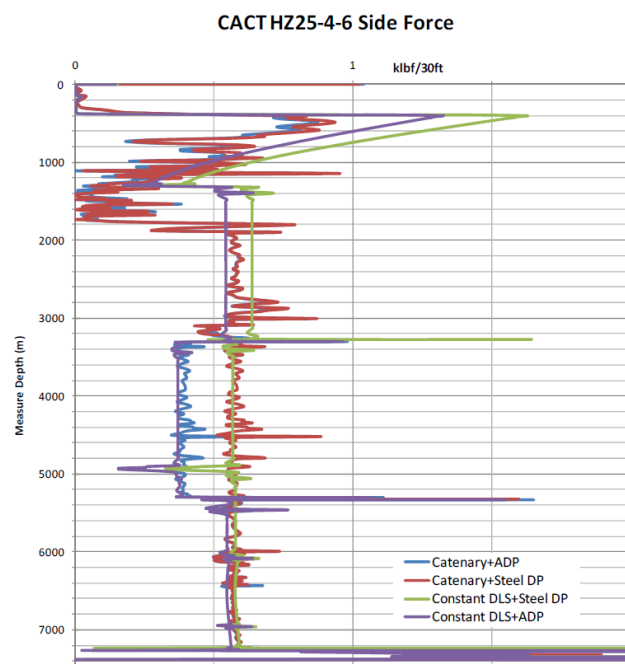
La segunda medida que se tomó fue el uso de drill pipe de aluminio (ADP por sus siglas en inglés) en la sección tangente del hueco de 8 1/2" para disminuir el desgaste del revestimiento y las fuerzas laterales, reduciendo el componente del peso debido a la gravedad, ya que el aluminio tiene aproximadamente 1/3 de la densidad que tiene el acero. Se determinó que aproximadamente 6561 pies de tubería de aluminio sería suficiente para no comprometer la integridad del revestimiento. Las limitaciones de este tipo de tubería se deben a su resistencia a la temperatura (cerca de 150°C)

y su falta de resistencia a los posibles daños causados por objetos metálicos y la posible falla debido a la tensión, fue por esto que se usó un equipo especializado de manejo al usar esta tubería.

Varios modelos fueron diseñados con combinaciones de tipo de tubería y trayectoria para poder observar las cargas laterales de cada modelo, la figura 33 muestra los resultados obtenidos, donde el uso de ADP y una trayectoria catenaria es el modelo que permite reducir en mayor medida las cargas laterales.

Figura 30

Cargas laterales pozo HZ25-4-6



Nota. En la figura se pueden ver los resultados de las fuerzas laterales del pozo HZ25-4-6 utilizando dos tipos de trayectoria y tubería. Tomado de New Generation of Aluminum Drill Pipes Enhanced the ERD Performances into the Huizhou Field – South China Sea (Scraruffi et al., 2013)

En cuanto al pozo HZ25-4-3, el uso de esta tubería en la sección de 8 ½” fue ventajoso ya que aquí se ubicaba el segundo KOP que permitiría el acceso al yacimiento fue lo que probablemente permitió que la extensión de la siguiente sección (hueco de 6”) de una longitud propuesta de 1312 pies aproximadamente a 1804 pies.

A pesar de la aplicación de estas nuevas estrategias para la disminución del torque y el arrastre, se identificó un posible problema de integridad en el cuerpo de las tuberías de aluminio, ya que presentaban un alto nivel de desgaste en la parte externa y fue por esto por lo que se inició con la planeación de una segunda fase de perforación utilizando ADP con una tubería de segunda generación con un coupling hilado de acero en el medio de la tubería como un centralizador/protector para disminuir el desgaste de la superficie externa de la tubería.

Esta tubería de segunda generación fue probada de manera exitosa en la perforación del pozo HZ25-4-7. En la tabla 4 se presenta un comparativo entre los 7 pozos perforados en el campo Huizhou, el tiempo que se tomó perforar hasta llegar a MD y el costo total.

Tabla 4*Tiempo, MD y costos pozos campo Huizhou*

Pozo	Tiempo de perforación (días)	MD (ft)	Costo total (USD)	Tubería
HZ25-4-4	111	28651.57	15'500,000	SDP
HZ25-4-2	166	25935.04	25'330,000	SDP
HZ25-4-5	176	26364.83	25'230,000	SDP
HZ25-4-3	80	23100.39	12'200,000	ADP#1
HZ25-4-6	78	26049.87	13'400,000	ADP#1
HZ25-4-8	92	25698.82	15'250,000	SDP
HZ25-4-7	68	23185.7	10'700,000	ADP#2

Nota. Adaptado de New Generation of Aluminum Drill Pipes Enhanced the ERD Performances into the Huizhou Field – South China Sea (Scaruffi et al., 2013, p4)

La perforación de los pozos en los que se utilizó ADP fue significativamente más corta y menos costosa, alcanzando profundidades muy similares. EL pozo HZ25-4-7 se perforó en 68 días, con NPT debido a condiciones climáticas, pero no por problemas operacionales, con un costo de 9.8MUSD haciendo de este el pozo ERD más rápido en haber sido perforado y el perforado en el menor tiempo en el sur del mar de China.

Al observar la tabla 4 y al comparar la perforación de los pozos en cada campaña con MD similares, como lo son el pozo HZ24-4-2 (25935,0 ft) de la primera fase, utilizando drill pipe de

acero convencional tuvo un tiempo de operación de 166 días; el pozo HZ25-4-6 (26047,87 ft) de la segunda fase, utilizando drill pipe de aluminio de segunda generación tuvo un tiempo de operación de 78 días y finalmente, el pozo HZ25-4-7 (23186,7 ft) donde se utilizó drill pipe de aluminio de segunda generación, tuvo un tiempo de operación de 68 días, se puede ver que la disminución en el tiempo de las operaciones de la primera y segunda fase de perforación fue de un 46,98% y el ahorro en costos fue del 42,24%, esto muestra la importancia de analizar cada operación, revisar las lecciones aprendidas e implementar medidas en este caso, para disminuir el torque y el arrastre. Al comparar la segunda y tercera fase, donde en ambas se utilizó drill pipe de aluminio con la excepción de que, en la tercera fase, se optimizó el diseño de la tubería y se logró una reducción en tiempo del 12,8% y un ahorro del 20,14%, esto también se puede deber debido a la diferencia en MD, sin embargo, se demostró que es posible optimizar las operaciones con la ingeniería, entrenamiento y planeación.

6. Conclusiones

La perforación de pozos de alcance extendido (ERD) es inherentemente desafiante, no solo por su relación HD/TVD (desplazamiento horizontal sobre profundidad vertical verdadera), sino por las complejas fuerzas que actúan sobre la sarta de perforación. El torque y arrastre, derivados de la fricción entre la tubería y las paredes del pozo, son los principales impedimentos, aumentando drásticamente en estas trayectorias complejas. A estos se suman la fricción estática y dinámica, la boyanza y la fuerza normal, que, junto con la inevitable tensión y compresión en la tubería, pueden generar problemas operacionales de gran magnitud.

Las fuerzas que actúan a lo largo de la trayectoria pueden causar diversos problemas; la tensión y compresión que experimenta la tubería de perforación pueden llevar a la fatiga del material y la ruptura de la tubería, especialmente ante eventos como un stick/slip o la necesidad de un overpull; el contacto entre la pared interna del revestimiento y la tubería de perforación puede provocar desgaste (casing wear) el cual es otro riesgo crítico que puede comprometer la seguridad y la funcionalidad del pozo. De igual manera las conexiones de la tubería pueden sufrir daños debido al torque excesivo dentro del pozo, lo cual causa la ruptura de los hilos que componen el material o el desgaste debido al roce excesivo.

La reducción del torque y el arrastre es fundamental para la optimización de la perforación de pozos de alcance extendido (ERD) y para esto se tienen en cuenta diferentes enfoques. El diseño optimizado de la trayectoria del pozo (wellpath) busca minimizar la tortuosidad y los cambios bruscos de dirección para reducir el contacto entre la sarta de perforación y las paredes tanto del revestimiento como del pozo, lo cual es una medida

preventiva clave desde la fase de ingeniería. En segundo lugar, el uso de lubricantes en el fluido de perforación, tanto líquidos como sólidos, actúa directamente sobre el coeficiente de fricción, mejorando la lubricidad y, por ende, disminuyendo el torque y arrastre, aunque su selección requiere considerar la compatibilidad con el lodo y su impacto ambiental. La implementación de herramientas mecánicas como los protectores no rotatorios para drill pipe (NRDPP) y los subs bearing-based, e incluso los Sistemas Rotativos Direccionales (RSS), ofrecen soluciones directas al minimizar el contacto y permitir una rotación más fluida de la sarta y por último la incorporación estratégica de componentes de bajo peso en la sarta, como la tubería de aluminio (ADP), también contribuye a aliviar las cargas y reducir el arrastre. La selección de estos métodos debe realizarse bajo un riguroso análisis de ingeniería para que su aplicación asegure una perforación exitosa y segura.

Las campañas de perforación de pozos de alcance extendido (ERD) en el campo Huizhou en China demuestra cómo la aplicación de métodos de reducción de torque y arrastre fue decisiva para transformar las operaciones. El entrenamiento especializado, diseño estratégico de la trayectoria de los pozos con un perfil catenario permitió la reducción de las cargas laterales y el uso de tubería de perforación de aluminio (ADP) de primera generación fue clave para disminuir las fuerzas de arrastre. La tercera fase de perforación consolidó todos los avances previos; con ADP de segunda generación, donde el pozo HZ25-4-7, que no solo fue perforado en un tiempo récord de 68 días sin NPT por problemas operacionales, sino que también representó el costo más bajo de la campaña.

Al comparar las fases de perforación del campo Huizhou, se concluye que hubo una reducción de casi el 47% en el tiempo de perforación y más del 42% en los costos entre la

primera y la segunda fase, con mejoras adicionales en la tercera. Este caso de estudio resalta que la ingeniería detallada, capacitación del personal y la aplicación de distintas estrategias para disminuir el torque y arrastre son elementos importantes para transformar los desafíos inherentes a la perforación ERD en campañas exitosas y altamente eficientes.

7. Recomendaciones

El análisis de torque y arrastre en pozos de alcance extendido demostró que el estudio del impacto de estas fuerzas es clave para que las operaciones de perforación se realicen de manera exitosa y efectiva y es una buena práctica para el aseguramiento de operaciones exitosas y eficientes.

La aplicación del diseño adecuado de la trayectoria de un pozo ERD, donde se puede minimizar la tortuosidad de esta es un aspecto de suma importancia que puede facilitar la ejecución de las operaciones, demostrando que el éxito de una campaña se puede asegurar desde la etapa de planeación, así como se observó en las diferentes fases del campo Huizhou.

La evaluación de la aplicación de algún método de reducción de torque y arrastre es imperativa, ya que cada pozo ERD tiene sus características propias y la parametrización de condiciones resulta complicado, por lo cual, las lecciones aprendidas de los resultados de las operaciones son parte clave para el entendimiento de este tipo de pozos.

Analizar por medio de simulaciones y con diferentes tipos de trayectorias la afectación que se puede generar en la pared interna del revestimiento debido al contacto entre este diámetro y la tubería de perforación y a su vez, analizar como el uso de herramientas mecánicas pueden disminuir las cargas laterales, lo que permitirá establecer un estimado cuantitativo de la disminución de dichas cargas.

Analizar como la naturaleza propia de las trayectorias de los pozos de alcance extendido puede afectar el peso sobre la broca y que tipo de implicaciones tendría a nivel operativo, especialmente en las zonas críticas como las tangenciales, donde el contacto entre el diámetro interno y la tubería de perforación es crítico.

Analizar cuál sería la factibilidad del desarrollo de pozos exploratorios ERD, definiendo que tipo de trayectoria sería la más apropiada para garantizar la recolección de información necesaria y precisa y como los cambios de ángulo y azimuth pueden afectar la recolección de datos.

Analizar la dificultad de la limpieza del hueco en pozos de alcance extendido, teniendo en cuenta el diseño de las trayectorias para definir cuáles son los ángulos críticos en los que se puede presentar una pega de tubería en caso de una pobre limpieza de hueco.

Analizar cuál es el diseño del lodo de perforación óptimo y que aspectos de sus propiedades son críticos para poder evitar eventualidades dentro del pozo y controlar la presión de poro, especialmente en pozos ERD con un KOP somero, donde la ventana operativa de lodo se ve reducida.

Bibliografía

(s.f.).

Aadnoy, B., Fabiri, V., & Djurhuus, J. (February de 2006). Construction of Ultralong Wells Using a Catenary Well Profile. *IADC/SPE 98890*, 1-2. doi:<https://doi.org/10.2118/16664-PA>

Beckett, A., Brett, F., Holt, C., & Smith, D. (1987). Uses and Limitations of Drillstring. *SPE Drill Eng 4*, 223. doi:<https://doi.org/10.2118/16664-PA>

Britannica. (s.f.). *Britannica*. Obtenido de Coeficient of friction: <https://www.britannica.com/science/coefficient-of-friction>

Bukhawwah, M., & Alramah, S. (2022). Laboratory Evaluation Comparison Study Between the Performance of Fatty Acid Solid Lubricant and Liquid Lubricant. *IPTC*, 1-2. doi:<https://doi.org/10.2523/IPTC-22590-MS>

Cocking, D., Bezant, P., & Tooms, P. (1997). Pushing the ERD Envelope at Wytech Farms. *SPE/IADC*, 1-2. doi:<https://doi.org/10.2118/37618-MS>

Darling, T. (2005). Dogleg Severity. *ScienceDirect*, 15. Obtenido de <https://pdfcoffee.com/dogleg-severity-calculation-pdf-free.html>

Drilling formulas. (s.f.). Obtenido de Why does drillstring fail? Basic understanding of drill string failure: <https://www.drillingformulas.com/why-does-drillstring-fail-basic-understanding-of-drill-string-failure/>

Du, M., Li, K., Li, H., Smith, D. L., & Blackman, W. (2021). Failure Modes and Root-Cause Analyses of Advanced Drill-Collar Connections. *SPE Drill & Compl*, 767. doi:<https://doi.org/10.2118/204048-PA>

Dunling, M., G. P., Huawang, Z., Lintao, Z., Dingwei, Z., Sanzhong, L., & Yanhui, S. (2021). Structure and formation mechanism of the Pearl River Mouth Basin: Insights from multi-

- phase strike-slip motions in the Yangjiang Sag, SE China. En *Journal of Asian Earth Science* (pág. 226). Elsevier. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105081>
- Hao, Y., & Zhanghua, L. (2018). Modelling casing wear at doglegs by incorporating alternate accumulative. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 5. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.009>
- Hong, L. J., Scaruffi, W., Brewster, T. W., & Balka, S. M. (Septiembre de 2010). HZ 25-4 ERD Challenging Drilling Project – New Strategy and New Technology Implementation Are the Keys to Improved Drilling Performance. *SPE 134949*, 1. doi:<https://doi.org/10.2118/134949-MS>
- Inglis, T. (1987). Directional Drilling. En T. Inglis, *Directional Drilling* (págs. 45-47). doi:<https://doi.org/10.1007/978-94-017-1270-5>
- International Association of Drilling Contractors Drilling Manual, Volume 1 and 2 (12th Edition). (2015). International Association of Drilling Contractors (IADC). doi:<https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpIADCDMV2/iadc-drilling-manual/iadc-drilling-manua>
- Jenkins, M., Castro Rodriguez, A., Linke, C., & Davies, J. (2 de February de 2010). Can Aluminum Drill Pipe Extend the Operating Envelope for ERD Projects? *IADC/SPE 128910*, 1-8. doi:<https://doi.org/10.2118/128910-MS>
- Liu, G. (2015). *Pegasus Vertex, Inc.* Obtenido de Casing Wear Series - 1: Causes: <https://www.pvisoftware.com/blog/casing-wear-series-1-causes/>
- Long, T., & McCormick, J. (Septiembre de 2008). Sub-based Roller Tools Enable Effective Extended-Reach Completions Operations: Offshore West Africa. *SPE 116461*, 2-7. doi:<https://doi.org/10.2118/116461-MS>

- Lyons, W. C., Plisga, G. J., & Lorenz, M. D. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd Edition)*. Obtenido de Knovel: <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpSHPNGE09/standard-handbook-petroleum/standard-handbook-petroleum>
- Mansouri, H. (2017). STRESS-BASED TORQUE AND DRAG MODEL. 12. doi:<https://oaktrust.library.tamu.edu/server/api/core/bitstreams/3fab200c-435c-448a-a9de-51c902a02be3/content>
- McClendon, R., & Anders, E. (1985). Directional Drilling Using the Catenary Method. *SPE/IADC 13478*, 1,2.
- McCormick, J., Evans, C., Le, J., & Chiu, T. (2011). The Practice and Evolution of Torque and Drag Reduction: Theory and Field Results. *International Petroleum Technology Conference*, 6-7. doi:<https://doi.org/10.2118/147100-MS>
- Mohammadi, Mojtaba Kalhor, & Koroush Tahmasbi Nowtarki. (2015). A Case Study on the Successful Application of Solids Lubricants in Directional and Horizontal Drilling Operations to Reduce Torque and Drag and Improve ROP in One of the Carbonate Oil Reservoirs. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, (págs. 1-7). Nusa Dua, Bali, Indonesia. doi:<https://doi.org/10.2118/176473-MS>
- Moore, N., Mock, P., & Krueger, R. (May de 1996). Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protector. *SPE Western Regional Meeting*, 165-169. doi:<https://doi.org/10.2118/35666-MS>
- MSI. (s.f.). Obtenido de Drill Pipe Damage and Common Causes: <https://msipipeprotection.com/drill-pipe-damage-and-common-causes/>

- Oriji, A; Silas Aire, I. (2020). A Model Approach to Analytically Identify Stuck Pipe. pág. 4.
doi:<http://dx.doi.org/10.24018/ejers.2020.5.3.1845>
- Payne, M., & Fereidoun, A. (1997). Advanced Torque-and-Drag Considerations in Extended Reach Wells. *SPE Drill & Compl* 12, 55-56. doi:<https://doi.org/10.2118/35102-PA>
- Pegasus Vertex. (s.f.). *Pegasus vertex*. Obtenido de Glosario de la industria de perforación:
<https://www.pvisoftware.com/drilling-glossary/buckling.html>
- Petit, G., & Gokhale, S. (2011). Rebuilding a Tool Joint: Best Practices to Avoid Failure. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, (pág. 3). Amsterdam, The Netherlands.
doi:<https://doi.org/10.2118/139910-MS>
- Rudi Rubiandini, I. R. (2008). Extended Reach Drilling (ERD) Design in Deepwater Application. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, (págs. 1-2). Jakarta, Indonesia. doi:<https://doi.org/10.2118/115286-MS>
- Scaruffi, W., Cristofanelli, E., Yu, S., Trocchia, A., Molaschi, C., & Merlo, A. (2013). New Generation of Aluminum Drill Pipes Enhanced the ERD Performances in to the Huizhou Field – South China Sea. *International Petroleum Technology Conference*, (págs. 1-11). Beijing, China. doi:<https://doi.org/10.2523/IPTC-16798-MS>
- Schuh, F., A., C., DiCicco, C., R.A., N., Rea, T., Carlton, T., & Johnson, P. (2014). Characterization of Encapsulated Oil as an Additive to Water-Based Drilling Fluids: Operational Improvements in Lubricity, Drag, and ROP. *SPE-169547-MS*, 2-3.
- Simply Explained. (s.f.). Obtenido de Casing Wear: A Silen Threat to Well Integrity:
<https://www.tidjma.tn/en/glossary/o-g-casing-wear-6127/>
- slb. (2025). *Energy Glossary*. Obtenido de https://glossary.slb.com/Terms/e/extended-reach_drilling.aspx

- slb. (s.f.). *Lubricante*. Obtenido de Energy Glossary: <https://glossary.slb.com/es/terms/l/lubricant>
- SRV VERITAS. (2023). Obtenido de Understanding Torque and Drag: <https://www.srv-veritas.com/post/understanding-torque-drag>
- TFS Services. (2022). Obtenido de <https://www.tfs-services.no/product>
- Wikipedia. (4 de July de 2024). Obtenido de Pearl River Mouth basin: https://en.wikipedia.org/wiki/Pearl_River_Mouth_basin
- WWT International. (s.f.). Obtenido de Non-Rotating Protectors (NRP): <https://www.wwtco.com/solutions/product/non-rotating-protectors/>
- Xie, X., Tang, W., Zhang, S., Zhu, R., Dongxu Fan, R. L., Limited, a. C., & b School of Geosciences, Y. U. (2024). Sedimentary characteristics and geological significance of a mixed-process delta for petroleum exploration in the Zhuhai formation of the Maiyun Depression, Pearl River Mouth Basin, China. *Peteoleum Research*, 9(4), 599-600. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.004>