



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES
DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE

TUTOR:

ING. VARGAS GUTIERREZ XAVIER ERNESTO MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES
DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE

TUTOR:

ING. VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO MSc.

1998
LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD
DIRECTORA DE CARRERA

ING. XAVIER VARGAS, MSc.
DOCENTE TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

ING. ISRAEL YAGUAL PITA.
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE DE LA UIC

ING. DAVID VEGA
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este logro a la niña que ha perseverado, estudiado y crecido a lo largo de este viaje académico. A la que, ha enfrentado desafíos con esfuerzo, celebrado éxitos y ha encontrado fortaleza en las adversidades.

A la chica de 19 años que se desafió a sí misma, que se esforzó más allá de sus límites percibidos y se motivó cuando todo parecía abrumador.

A esa versión mía que se levantó después de cada caída, que persistió cuando las dudas intentaron oscurecer su camino y no desistió a la exploración de conocimientos y superación personal.

Dedico esto a mí misma con gratitud y admiración.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56”** elaborado por la estudiante **ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, previo a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio Compilatio, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **1%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS recortada ESCANDON

< 1%
Textos sospechosos



44% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
< 1% Idioma no reconocido
0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS recortada ESCANDON.docx ID del documento: f9d67a463c5801a6c565c9dad8d2df72731cdf43 Tamaño del documento original: 79,98 kB	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ Fecha de depósito: 10/12/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 10/12/2023	Número de palabras: 9967 Número de caracteres: 63.421
--	---	--



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

ING. VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO MSc.

C.I.:

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

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

Atentamente:



ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE

Autora

C.I. 2450160797

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56**” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por la Srta. **ESCANDÓN TORRES CARLA MICHELLE**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

ING VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA



Ministerio de Educación

La Libertad, 16 de Diciembre del 2023.

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de Titulación, con el tema **“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN PERFORACIONES DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 56.”** elaborado por **CARLA MICHELLE ESCANDÓN TORRES**, egresada de la Carrera de Ingeniería, previo a obtener el Título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

Lda. Lila Nancy Flores Echeverría, MSc.
DIRECTORA
EEB DOCE DE JULIO
C.I. 0702554569



AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por brindarme sabiduría y fortaleza en los momentos más difíciles de mi vida universitaria.

Quiero agradecer a mis padres por todo su apoyo y su amor incondicional, estoy más que segura que sin ustedes nunca lo habría logrado. Gracias papitos y hermanos por cada palabra de aliento y por impulsarme a seguir adelante, siempre serán mi motivación.

A mis tíos Ely, Raúl, Grace y Cesar gracias por el cariño, consejos y apoyo que siempre mantuvieron conmigo.

También quiero expresar mi gratitud a mis amigos Alex y Karen por el apoyo moral y por la amistad tan leal que me brindan. A todo mi grupo de amigos, gracias por hacer de estos últimos semestres los mejores.

Agradezco también a mis profesores que a lo largo de la carrera me han proporcionado conocimientos valiosos y han impulsado mi interés en la industria oil and gas.

Por último, pero no menos importante gracias a todas las personas que siempre me ofrecieron apoyo a lo largo de esta travesía académica.

¡Gracias a todos!

CONTENIDO

pág.

<i>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN</i>	<i>iii</i>
<i>DEDICATORIA</i>	<i>iv</i>
<i>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</i>	<i>v</i>
<i>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</i>	<i>vi</i>
<i>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</i>	<i>vii</i>
<i>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA</i>	<i>viii</i>
<i>AGRADECIMIENTO</i>	<i>ix</i>
<i>CONTENIDO</i>	<i>x</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>xiv</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>xvii</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>xviii</i>
<i>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
1.1 JUSTIFICACIÓN	1
1.2 PROBLEMA	1

1.3	ANTECEDENTES	1
1.4	OBJETIVOS.....	3
1.4.1.	General	3
1.4.2	Específicos	3
1.5	HIPÓTESIS.....	4
<i>CAPÍTULO II</i>		5
2.1.	BLOQUE 56.....	5
2.1.1	Marco Estructural	8
2.1.2	Ciclos tectono – segmentarios pre - aptense.....	9
2.2.	CONCEPTOS BÁSICOS	10
2.2.1.	Fricción.....	10
2.2.2.	Coefficiente de fricción	11
2.2.3.	Angulo de fricción.....	11
2.2.4.	Torque	12
2.2.5.	Arrastre	13
2.3.	TORQUE Y ARRASTE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	13
2.4.	POZOS DE PERFORACIÓN PETROLERA	20
2.4.1.	Pozo tipo S.....	22
2.4.2.	Pozo tipo J	20
2.4.3.	Pozo Horizontal.....	23
2.5.	SISTEMAS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL	27
2.5.1.	Sistema Whipstock.....	27

2.5.2.	Técnica Rotary + Sliding.....	28
2.5.3.	Técnica Rotary Steereable System	29
2.5.4.	Técnica Sidetracking	30

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Mapa de Bloques petroleros del Ecuador continental	6
Figura 2: Estratigrafía Cuenca Oriente	7
Figura 3: Gráfica referencial de la Fuerza de Fricción	10
Figura 4: Ángulos de fricción	11
Figura 5: Representación de Torque y la Fuerza en un plano.....	12
Figura 6:Fuerzas sobre la tubería en un pozo direccional	14
Figura 7: Ojo de llave.....	16
Figura 8: Tortuosidad.....	17
Figura 9: Pozo Inclinado por efecto de la gravedad.....	21
Figura 10: Pozo direccional tipo tangencial.....	21
Figura 11: Pozo tipo J.....	22
Figura 12: Pozo tipo S.....	23
Figura 13: Pozo Horizontal	23
Figura 14: Pozo ERD y Tradicional.....	25
Figura 15: Partes de un perfil direccional	26
Figura 16: Whipstock con molino triple	27
Figura 17: Whipstock.....	28
Figura 18: Sistema Rotary + Sliding.....	29
Figura 19: Análisis de calidad de un pozo.	30
Figura 20: Sistema Sidetracking	31

RESUMEN

El presente trabajo de titulación muestra un estudio de lo que sucede durante la perforación de pozos direccionales, las operaciones presentan problemas con atascamiento de las herramientas que conforman el BHA dentro del hoyo y esto hace que se incremente los tiempos y cause pérdidas económicas en el proyecto. Al tener problemas con el toque y arrastre se tiene limitaciones al momento del proceso de perforación se puede perder la sarta de perforación debido a los atascamientos. El realizar un análisis cuidadoso y un control preciso de las fuerzas de empuje y tracción son esenciales para garantizar una perforación direccional exitosa, manteniendo la dirección y la profundidad del pozo según lo planificado. Tecnologías avanzadas, como sistemas de control automatizado y monitoreo en tiempo real, son fundamentales para optimizar estos aspectos durante la operación de perforación.

PALABRAS CLAVES: TORQUE, ARRASTRE, POZOS DIRECCIONALES

“TORQUE AND DRAG REDUCTION IN DIRECTIONAL DRILLING IN BLOCK 56 ”

ABSTRACT

This title work shows a study of what happens during the execution of directional wells, the operations present problems with the filling of the tools that form the BHA today and are having to increase times and cause economic losses in the project. If you have problems with feel and drag, there are limitations to the drilling process, you can lose the bit due to jams. Performing careful analysis and precise control of thrust and pull forces is essential to ensure successful directional performance, maintaining direction and depth as planned. Advanced technologies, such as automated control and real-time monitoring systems, are essential to optimize these aspects during performance operation.

KEYWORDS: TORQUE, DRAG, DIRECTIONAL WELLS

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

En la actualidad se están perforando pozos petroleros direccionales que van desde los 20° y 90° de inclinación en el Amazonía ecuatoriana, esto se realiza para abarcar mayor área de drenaje del reservorio. Durante la construcción de ángulo se dan problemas como el atascamiento de las herramientas de la sarta de perforación dentro del hoyo, esto conlleva que el tiempo se extienda y cause pérdidas económicas.

La evaluación del diseño del conjunto de accesorios que se considerará para perforar y reducir los problemas con secciones atrapadas de este proyecto servirá para modelos o información que se tendrá para realizar las perforaciones en función del torque y arrastre dentro del hoyo.

1.1 JUSTIFICACIÓN

La demanda colectiva a nivel mundial de los derivados de petróleo conlleva a que sigamos explotando más reservorios, pero con una limitante que son las normativas ambientales, para ello se han creado tecnologías u optimizado los procesos de perforación como es la perforación direccional lo que permite llegar a más caras de la formación productora con la perforación de un solo pozo o ramificaciones desde el mismo.

La perforación direccional viene de la mano con problemas cuando se superan los 10° de inclinación del pozo, el más grande es el asentamiento de la tubería en la formación dado por el torque y arrastre que sufre la sarta. Este problema ocasiona tener tiempos no productivos durante el proceso de perforación así mismo pérdidas económicas por la fricción producida por contacto de la tubería con las paredes del pozo.

Con la reducción de torque y arrastre que se generan durante las operaciones se reduce el desgaste de la tubería por las constantes maniobras que se realizan permitiendo terminar con éxito la perforación, también se evita tener pérdidas de potencia que se genera en superficie para manipular todas las herramientas a grandes profundidades y ángulos mayores a 10°

1.2 PROBLEMA

Durante la perforación de pozos direccionales las operaciones presentan problemas con atascamiento de las herramientas que conforman el BHA dentro del hoyo y esto hace que se incremente los tiempos y cause pérdidas económicas en el proyecto. Al tener problemas con el toque y arrastre se tiene limitaciones al momento del proceso de perforación se puede perder la sarta de perforación debido a los atascamientos.

Estos atascamientos es un problema común en la perforación de pozos direccionales, esto se debe a que la tubería se pega a las paredes del hoyo por efecto de la presión hidrostática, presión de formación y gravedad.

1.3 ANTECEDENTES

- En los actuales momentos se están realizando pozos direccionales entre ellos los de tipo S y Horizontales en el oriente ecuatoriano para incrementar el potencial productivo de los yacimientos. Para la perforación de dichos pozos la utilización de herramientas que permitan facilitar el trabajo y disminuir el tiempo de operaciones es vital importancia para la rentabilidad de los pozos donde se tiene como resultado que la perforación de un Pozo direccional con la ayuda de LoTAD disminuye los valores del torque y arrastre que se generan durante las operaciones y por consiguiente los riesgos de atascamiento de la sarta de perforación dentro del pozo, reduce el desgaste de la tubería por las constantes maniobras que se realizan permitiendo terminar con éxito la perforación (Quispe & Remache, 2009)

- En el trabajo explica que, en un pozo vertical, el cálculo del torque y arrastre no es significativo debido a que la tubería se ubica teóricamente en el centro del hoyo sin contacto con las paredes, y no se generan fuerzas además de las de tensión/compresión en la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, se producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hoyo, dichas fuerzas generalmente actúan en la dirección opuesta al movimiento de la tubería. Estas fuerzas adicionales también son acumulativas, y, mientras mayor sea la longitud del pozo, se pueden generar fuerzas mayores. El proyecto concluye que a partir de las estimaciones de fuerza lateral se puede concluir que la misma se puede ver disminuida con el simple hecho de aumentar los puntos de contacto entre el tubo y las paredes del hoyo, uso de mayor número de centralizadores. Esto se debe a que el peso sumergido del conjunto de tuberías o revestidores se ve distribuido en un mayor número de puntos (Pineda, Martínez , Ciccola, & Chacón, 2012)
- Durante muchas décadas, el arreglo de motor de lodo y cubierta acodada desempeñó un rol crucial en las operaciones de perforación direccional; sin embargo, la técnica utilizada para perforar tramos laterales generaba velocidades de perforación lentas. Un sistema de control de torque instalado en la superficie está ayudando a los perforadores a llegar más lejos y al mismo tiempo mejorar las velocidades de penetración y el control de la orientación de la herramienta (Duplantis, 2016)
- Las operaciones de desarrollo y extracción de pozos petroleros deben innovarse con el paso del tiempo, en busca de una producción más rápida, por lo que se plantea perforar y completar los pozos en tiempos menores. Estas necesidades precisan la aplicación de nueva tecnología para optimizar procesos, garantizando la reducción de riesgos y problemas operacionales. Cada formación tiene diferentes características y respuestas para cada pozo, de esta manera se observó la presencia de carbón, limolita, o arcilla reactiva como ejemplo, que dificultan la perforación reduciendo o incrementando el

ángulo de inclinación; o a su vez comprometiendo la limpieza del hoyo, por lo que se debe tener medidas de contingencia para solventar dichas situaciones (Mediavilla, 2018)

- Con el fin de analizar una perforación direccional de largo alcance con alto grado de inclinación y las nuevas tecnologías empleadas en la misma, se realizó un estudio de las operaciones de perforación realizadas en un pozo del campo Lago Agrio, por razones de confidencialidad de datos a este pozo se lo ha nombrado como LA 001, para lograr entender todos los términos y conceptos involucrados, se hizo un estudio preliminar de la teoría de perforación direccional, profundizando en la perforación direccional de largo alcance (Jávita, 2015).

1.4 OBJETIVOS

1.4.1. General.

- Evaluar la reducción de torque y arrastre para disminuir tiempo no productivo (ENPT) en perforaciones direccionales en el bloque 56

1.4.2 Específicos.

- Analizar los esfuerzos presentes en la perforación de un pozo direccional
- Determinar ventajas y desventajas operativas.
- Diseñar nuevo BHA considerando la aplicación de nuevas tecnologías

1.5 HIPÓTESIS

La reducción de torque y arrastre en pozos direccionales a perforar en el Bloque 56 ayudará a optimizar los tiempos de perforación y evitar los tiempos no productivos, lo que ayudará a evitar gastos innecesarios.

CAPÍTULO II

2.1. BLOQUE 56

El Bloque 56 se encuentra ubicado en el noroeste de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos. Geográficamente, el Bloque 56 se encuentra en la región Amazónica, ubicado al Norte - Oeste de la Cuenca Oriente. El mecanismo de producción se lo puede definir como de gas en solución para las arenas de formación Napo, U y T, y empuje de agua de fondo para Hollín. La estructura crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del bloque dando inicio a la formación de la estructura (Maastrichtiano), contemporánea a la depositación de TENA Inferior que parece en el Mío-Plioceno, la última reactivación tectónica provocó un flexuramiento de las capas que alcanzaron horizontes cercanos a la superficie (OMAR & ARACELI, n.d.).

La Cuenca Oriente incluye reservorios de hidrocarburo de edad cretácica. Los principales reservorios pertenecen a las formaciones Hollín y Napo, sin embargo, la Arenisca Basal Tena perteneciente a la Formación Tena representa un reservorio secundario en varios campos de la Cuenca Oriente. La Formación Tena de edad Maastrichtiano – Paleoceno (Jaillard, 1997), comprende sedimentos finogranulares rojizos de origen continental. Basados en análisis bioestratigráficos, el miembro Arenisca Basal Tena se habría depositado durante el Maastrichtiano (Jimenez et al., 2015). La Arenisca Basal Tena se encuentra sobre la discordancia erosiva entre las formaciones Napo y Tena. Hacia el Este de la cuenca puede ser fácilmente confundida con los depósitos deltaicos de la Arenisca M1 de la Formación Napo (Vallejo et al., 2017).

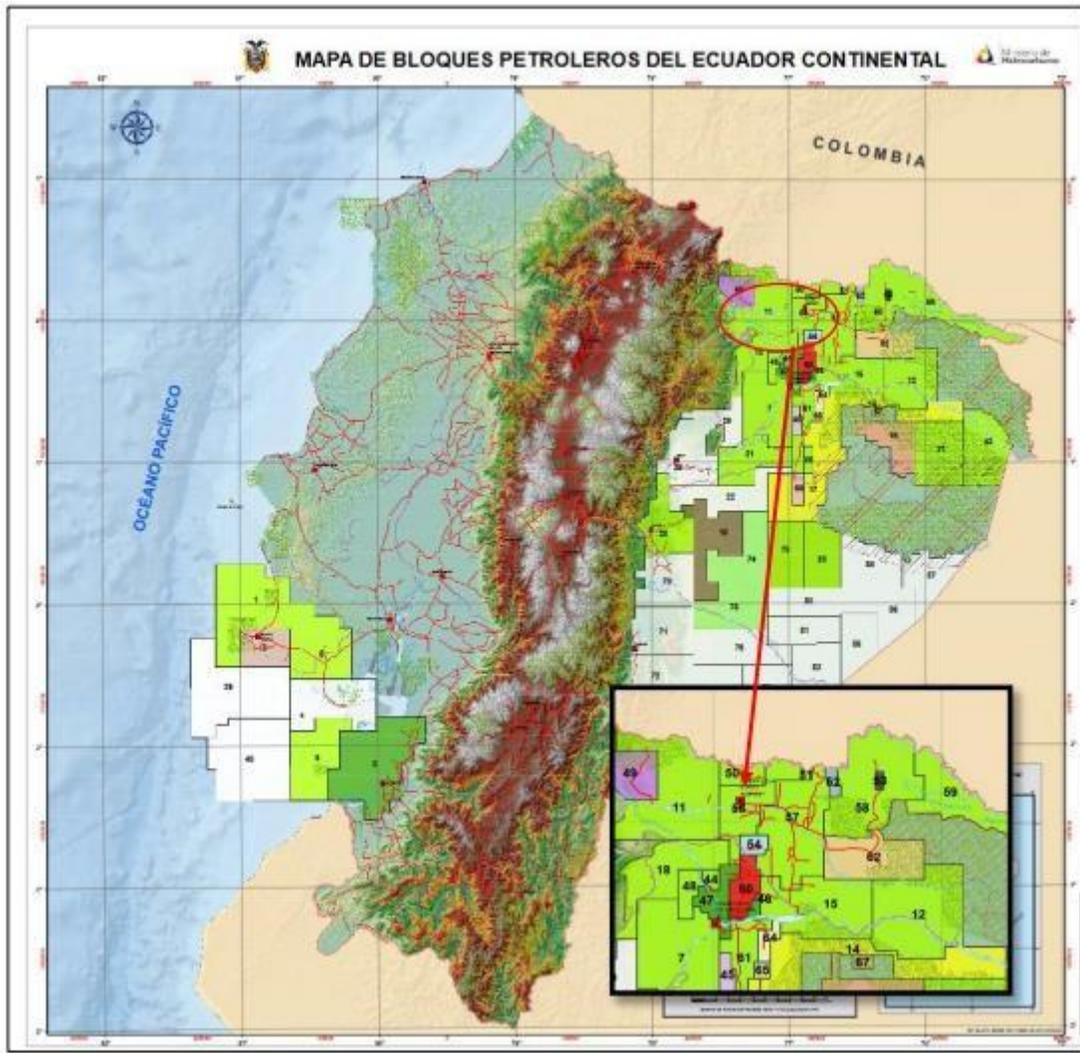


Figura 1: Mapa de Bloques petroleros del Ecuador continental

(Vallejo et al., 2017)

El Dominio Occidental o Sistema Sub-andino se presenta de Norte a Sur en 3 zonas mod-estructurales: el Levantamiento Napo que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE-SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas; la depresión Pastaza donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina-Cordillera Oriental; la Cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de NS a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuiza y Macuma). Según Baby et al. (1999) esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del Corredor Central Sacha-Shushufindi (Baby et al., 1999).

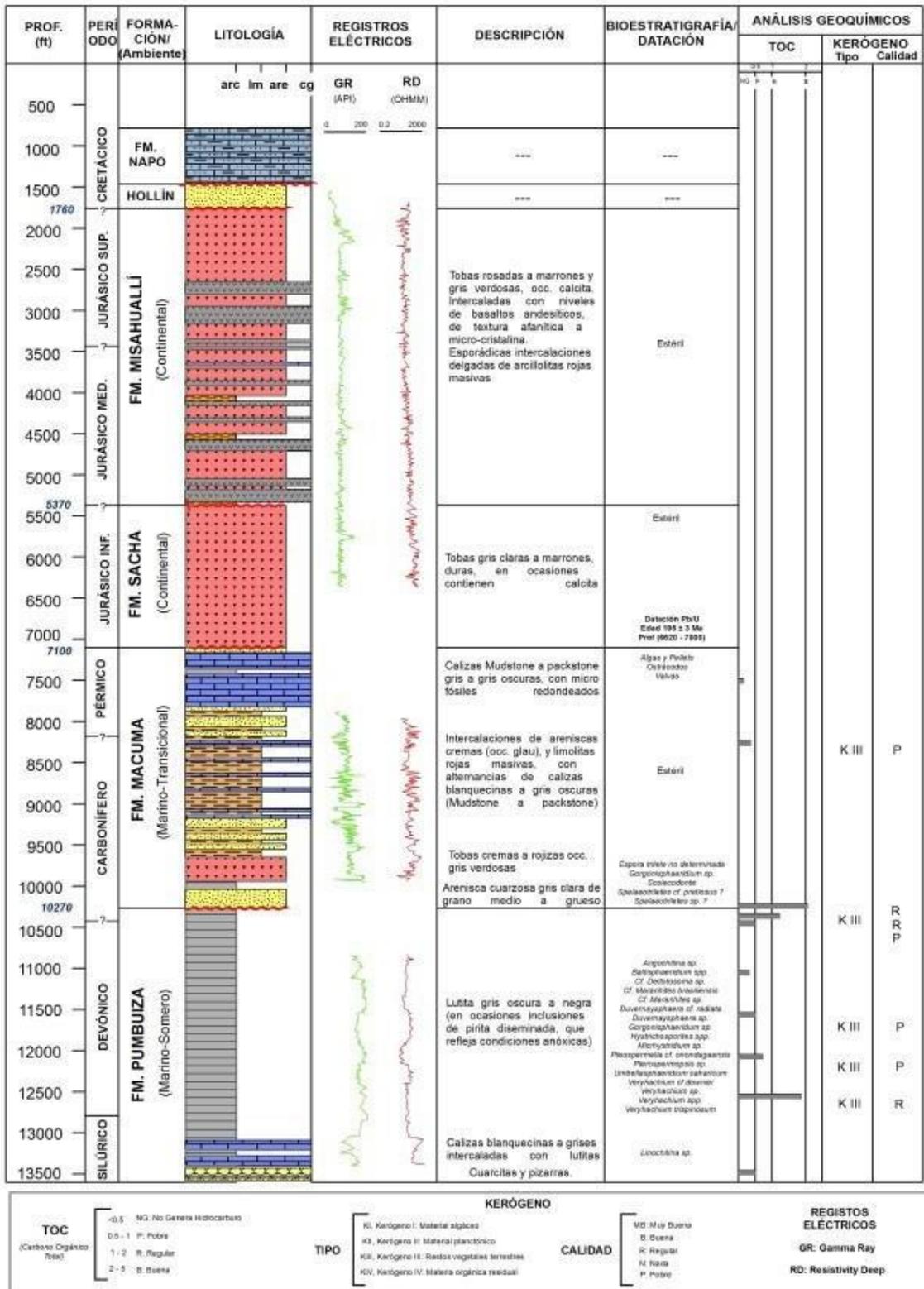


Figura 2: Estratigrafía Cuenca Oriente

2.1.1 Marco Estructural

Por Convenio Petroproducción – IRD se realizaron estudios que ponen en evidencia tres dominios tectónicos en la Cuenca Oriente:

- ***Dominio Occidental o Sistema Subandino.***

Según (Baby et al., 1999) el Dominio se presenta de norte a sur con tres zonas morfo – estructurales:

- *Levantamiento Napo*

Corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE – SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas.

- *Depresión Pastaza*

Donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina – Cordillera Oriental.

- *Cordillera de Cutucú*

La cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de N-S a NNO – SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuíza y Macuma). Esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del Corredor Central Sacha – Shushufindi (Baby et al., 1999).

- ***Dominio Central Corredor Sacha - Shushufindi.***

Según (Baby et al., 1999), el Dominio abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Sacha, Shushufindi, Libertador). Está deformado por mega –

fallas en transpresión, orientadas NNE – SSO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie.

- ***Dominio Oriental o Sistema Capirón - Tiputini.***

Según (Balkwill et al., 1995) el Dominio corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lístricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal.

2.1.2 Ciclos tectono – segmentarios pre - aptense.

El Pre – Aptense de la Cuenca Oriente cuenta con 3 ciclos Tectono – segmentarios, estos descansan sobre un substrato pre-Cámbrico, constituido por rocas ígneas (granito) y metamórficas relacionadas con el escudo Guayano – brasileño.

- ***Ciclo Pumbuiza (Silúrico – devónico).***

El ciclo está representado por la Formación Pumbuiza, compuesta de pizarras grises a negras y areniscas cuarcíticas de ambiente marino de plataforma. Estas rocas han sufrido fuertes plegamientos y fallamientos, y un cierto grado de metamorfismo (Goldschmid, 1941).

- ***Ciclo Macuma (Carbonífero - Pérmico).***

Representado por la Formación Macuma, descansa en discordancia angular sobre la Formación Pumbuiza, comprende potentes estratos de calizas bioclásticas y dolomitas, con intercalaciones de lutitas y areniscas finas a veces glauconíticas. En las secciones sísmicas analizadas, no se observan deformaciones sin-sedimentarias, lo cual indica condiciones tectónicas relativamente estables (Dozy & Baggelaar, 1941).

- **Ciclo** *Santiago/Sacha (Triásico Superior – Jurásico Inferior).*

La formación Santiago aflora únicamente en la Cordillera de Cutucú, está constituida por sedimentos marinos ricos en materia orgánica y volcánico – sedimentos hacia la parte superior (Goldschmid, 1941).

En el Norte, está presente solamente en el Corredor Sacha-Shushufindi donde se correlaciona con la Formación Sacha de ambiente continental (Rivadeneira & Sanchez, 1989).

2.2. CONCEPTOS BÁSICOS

2.2.1. Fricción

Es una fuerza entre dos superficies en contacto que actúa para oponerse al movimiento relativo entre dichas superficies. Actúa paralela o tangente a las superficies. La fuerza de fricción también se le conoce como fuerza de rozamiento y es originada por las irregularidades o asperezas de las superficies, el peso de los cuerpos (Parra & Castro, 2021).

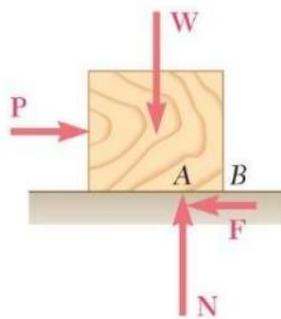


Figura 3: Gráfica referencial de la Fuerza de Fricción

(Parra & Castro, 2021)

Al aplicar la fuerza P, en la superficie en contacto aparece una fuerza de fricción estática. Conforme la fuerza P se incrementa la fricción estática también aumenta hasta

alcanzar un valor máximo. Al seguir aumentando la fuerza P, llega un instante en que comienza a moverse el cuerpo disminuyendo la fuerza de fricción hasta convertirse en fricción cinética (Parra & Castro, 2021).

2.2.2. Coeficiente de fricción

Por lo general, el coeficiente de fricción dinámico para el bloque depende solo del tipo de materiales que están en contacto. En el laboratorio se hará la práctica con un carro que sube por una plataforma inclinada grados. De tal forma que, con ayuda del diagrama de cuerpo libre para cada una de las masas (Parra & Castro, 2021), el coeficiente de fricción se encuentra mediante la ecuación:

$$\mu_k = \frac{m_2 g - m_1 g \sin \theta - (m_1 + m_2) a}{m_1 g \cos \theta}$$

2.2.3. Ángulo de fricción

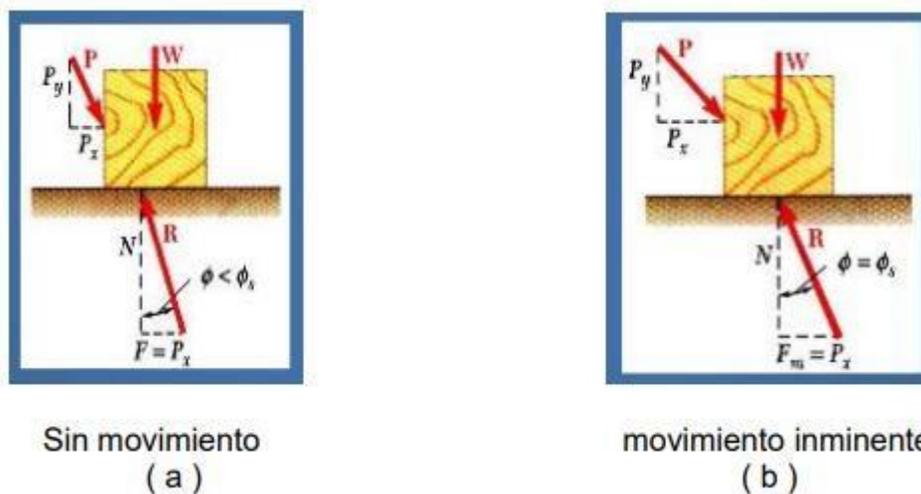


Figura 4: Ángulos de fricción

(Escalante, 2017)

La fuerza aplicada P tiene una componente horizontal P_x que tiende a mover el bloque, la fuerza R tiene una componente horizontal F que forma un ángulo φ con la

normal a la superficie. Si se incrementa la componente P_x hasta que el movimiento sea inminente, el ángulo entre R y la vertical aumenta y alcanza un valor máximo. Teniendo así el ángulo de fricción estática ϕ_s (Escalante, 2017).

2.2.4. Torque

Cuando se aplica una fuerza en algún punto de un cuerpo rígido, el cuerpo tiende a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos torque o momento de la fuerza. Se define el torque τ de una fuerza F que actúa sobre algún punto del cuerpo rígido, en una posición r respecto de cualquier origen O , por el que puede pasar un eje sobre el cual se produce la rotación del cuerpo rígido, al producto vectorial entre la posición r y la fuerza aplicada F .

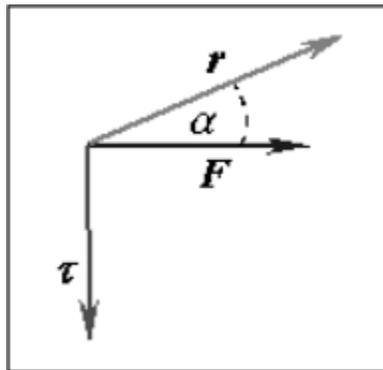


Figura 5: Representación de Torque y la Fuerza en un plano

Su dirección es siempre perpendicular al plano de los vectores r y F , su sentido está dado por la regla del producto vectorial, la regla del sentido de avance del tornillo o la regla de la mano derecha. En la regla de la mano derecha los cuatro dedos de la mano derecha apuntan a lo largo de r y luego se giran hacia F a través del ángulo α , la dirección del pulgar derecho estirado da la dirección del torque y en general de cualquier producto vectorial.

2.2.5. Arrastre

Al igual que la fricción, la **fuerza de arrastre** siempre se opone al movimiento de un objeto. A diferencia de la fricción simple, la fuerza de arrastre es proporcional a alguna función de la velocidad del objeto en ese fluido. Esta funcionalidad es complicada y depende de la forma del objeto, su tamaño, su velocidad y el fluido en el que se encuentra. Para la mayoría de los objetos grandes, como ciclistas, autos y pelotas de béisbol que no se mueven demasiado despacio, la magnitud de la fuerza de arrastre es proporcional al cuadrado de la rapidez del objeto.

2.3. TORQUE Y ARRASTE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

El torque y arrastre son parámetros críticos en perforación direccional, especialmente en pozos horizontales y de alcance extendido. Las limitaciones generadas por el fenómeno de torque y arrastre en dichos pozos son encontradas usualmente durante las fases de perforación y completación. Los trabajos de completación son incluidos en el diseño base del pozo como consecuencia de que han existido numerosos casos en donde el pozo ha sido satisfactoriamente perforado, pero no ha podido ser completado debido a fallas en el diseño o limitaciones en el taladro. Para calcular las fuerzas aplicadas sobre la tubería de completación se requiere el uso de un modelo matemático que permita predecir las cargas o esfuerzos que pueden ser aplicados de forma segura sobre la tubería de completación durante su instalación. Experiencia previa ha mostrado que el uso de estos modelos en todas las fases de perforación y completación del pozo es una ventaja (Cardona et al., 2012).

2.3.1. Parámetros que afectan el torque y arrastre

Las mediciones de torque y arrastre que se hacen en el campo siempre se ven afectadas por varios factores, algunos de estos pueden ser modelados y otros están agrupados en un solo factor de fricción. Gracias al efecto combinado de todos estos parámetros se obtienen resultados más precisos (Tviedal, 2011)

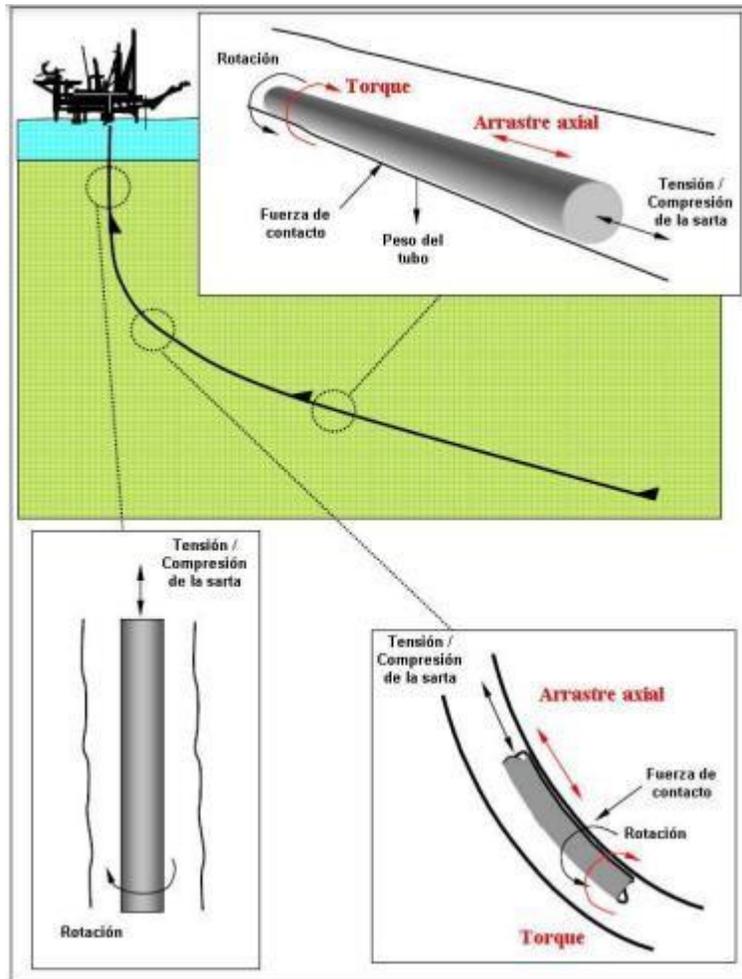


Figura 6: Fuerzas sobre la tubería en un pozo direccional

(Mims & Krepp, 2003)

En general se pueden separar los parámetros que afectan el torque y el arrastre en dos grupos, el primero se debe a la limpieza del agujero o uso de un lodo inapropiado y el segundo a la trayectoria del pozo, dichos parámetros son explicados a continuación (Tviedal, 2011):

- **Limpieza del agujero:**

- El tipo de fluido de perforación: un lodo base agua tiene un menor efecto lubricante que un lodo base aceite; se le pueden añadir lubricantes para reducir el torque y el arrastre, pero ello podría causarle daños a la formación.

- Propiedades de la formación, cada litología tiene diferentes propiedades que afectan al torque y el arrastre como lo es el tamaño de grano; para visualizar mejor lo anteriormente mencionado, imaginemos a un tubo de metal que es arrastrado sobre una lija.
 - Fuerzas de viscosidad hidrodinámica.
 - Tener dos tipos de fluidos de perforación con distintas densidades en el pozo o la tubería.
 - Una mala limpieza del pozo: las acumulaciones de recortes representan obstrucción mecánica en el pozo, esto se reduce con un buen diseño de la hidráulica y un fluido de perforación apropiado.
 - Inestabilidad en el agujero: hinchazón de las lutitas, agujero estrecho, desprendimientos del agujero.
 - Adherencia diferencial: cuando la presión en el pozo es más grande que la presión de formación, provocando que la tubería sea empujada hacia una pared del agujero, aumentando las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el pozo.
- ***Trayectoria del pozo:***
 - La rigidez del ensamble de fondo y de la tubería siempre interactúan con la formación, lo cual resulta en tener un aumento en el torque y arrastre, especialmente cuando el ensamble de fondo se encuentra en una sección con alta severidad de pata de perro (Sheppard et al., 1987).
 - El peso de la sarta: si se usa una tubería menos pesada es benéfico para la perforación de pozos de alcance extendido.

- Patas de perro.
- Inclinación.
- Relación entre el tamaño del agujero y de la sarta.
- Asientos de llave (Key Seat): Son agujeros que se producen en las paredes del pozo, se deben a las fuerzas laterales que hay entre el pozo y la sarta de perforación; cuando la tensión es alta el contacto de la tubería con el agujero hace que las paredes del pozo se derrumben, produciendo asientos de llave, el problema ocurre cuando las conexiones de la herramienta entran en esos espacios, provocando un aumento en el arrastre y en ocasiones la sarta se atora (Sheppard et al., 1987).

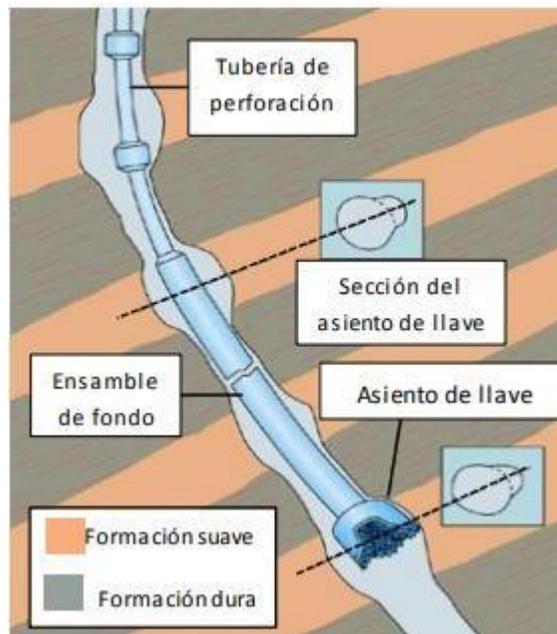


Figura 7: Ojo de llave

(Tviedal, 2011)

- Tortuosidad: la tortuosidad son las irregularidades que se presentan a lo largo de la trayectoria del pozo, estas se deben al deslizamiento del motor de fondo a través de los diferentes tipos de litología. Al detener la perforación rotacional y antes de iniciar la perforación por deslizamiento, se orienta la sección curva del motor hacia la dirección que se desea perforar, muchas veces queda en la orientación incorrecta, provocando que la sarta de perforación se deslice hacia una dirección indeseada. Se dice que se tiene una trayectoria tortuosa cuando el fenómeno anteriormente mencionado ocurre con frecuencia durante la perforación, generando aumento en el torque y el arrastre (Gaynor et al., 2002).

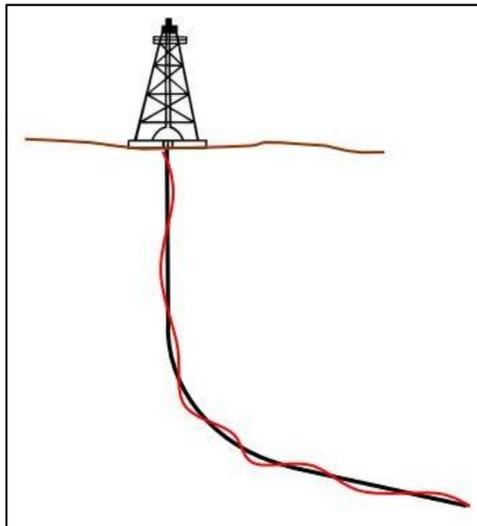


Figura 8: Tortuosidad

(Gaynor et al., 2002)

En un pozo vertical, el cálculo del torque y arrastre no es significativo debido a que la tubería se ubica teóricamente en el centro del hoyo sin contacto con las paredes, y no se generan fuerzas además de las de tensión/compresión en la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, se producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hoyo. Dichas fuerzas generalmente actúan en la dirección opuesta al movimiento de la tubería. Estas fuerzas adicionales también son acumulativas, y, mientras mayor sea la longitud del pozo, se pueden generar fuerzas mayores (Cardona et al., 2012).

2.3.2. Reducción de torque y arrastre

Si durante la perforación de un pozo el torque y el arrastre son mucho más altos de lo predicho analíticamente y además exceden las capacidades del top drive, existen una variedad de métodos con los cuales se pueden reducir estas fuerzas. La aplicación de estos métodos es esencial para conseguir el objetivo antes de alcanzar los límites de torque y arrastre del equipo o de la sarta de perforación (Tviedal, 2011).

- ***Selección de la barrena.***

La selección de la barrena esta normalmente basado en el ritmo de penetración y durabilidad de acuerdo a las características de la formación, pero también es importante considerar la longitud de la pata de la barrena, ya que afecta significativamente el torque y el arrastre, debido a que una pata corta crea un caliper muy irregular y por lo tanto se crean micro tortuosidades, en cambio una pata larga crea un agujero más suave (Gaynor et al., 2002).

- ***Trayectoria del pozo.***

La reducción de la tortuosidad también reduce significativamente las fuerzas de torque y arrastre durante la perforación, para ello es recomendable usar un sistema de rotación dirigitivo (RSS). También reducir las severidades de la pata de perro cuando se levanta o se tumba ángulo, disminuirá las fuerzas de torque y arrastre especialmente en la superficie del pozo, donde tales fuerzas son más altas (Tviedal, 2011).

- ***Fluido de perforación.***

La manera, más sencilla de reducir el torque y el arrastre es usar un fluido de perforación base aceite (OBM) o agregar lubricantes al fluido base agua (WBM).

- ***Reducción de la fricción mecánica con herramientas.***

Se ha demostrado en el golfo de México que usar herramientas y otras técnicas para reducir la fricción mecánica, ha funcionado de manera efectiva (Maehs et al., 2010). Existen varios tipos de estas herramientas como lo son patines mecánicos o cojinetes con baleros, estos se colocan en la tubería de perforación, en secciones donde se aprecian mayores fuerzas laterales, convirtiendo a la superficie de contacto en una superficie efectiva (Maehs et al., 2010).

Estas herramientas han sido usadas en circunstancias donde al momento de ir perforando las fuerzas de torque y arrastre aumentan de manera inesperada, impidiendo completar la trayectoria deseada. Los usos de estos reductores de fricción mecánica han aminorado el torque y arrastre lo suficiente como para continuar perforando y conseguir el objetivo (Long et al. 2009).

- ***Sistema de rotación dirigible (RSS).***

Un pozo perforado con motor de fondo generalmente es más tortuoso que uno perforado con sistema de rotación dirigible (RSS), esto se debe al principio que tiene cada herramienta para direccionar. La perforación direccional con un motor direccional se logra en dos modos: rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, toda la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia adelante. Para iniciar un cambio en la dirección del pozo, la rotación de la sarta de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor de fondo se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. Este modo, denominado modo por deslizamiento, se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo, se desliza por detrás del conjunto direccional. Si bien esta tecnología ha funcionado en forma extraordinaria, se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor. Debido a la elasticidad torsional, la sarta de perforación se comporta casi como un resorte en espiral y se retuerce hasta tal punto que resulta

difícil orientarlo. Las variaciones litológicas y otros parámetros también influyen en la posibilidad de lograr la trayectoria de perforación planeada (Maehs et al., 2010).

2.4. POZOS DE PERFORACIÓN PETROLERA

En los inicios de la perforación los pozos se construían con trayectorias verticales o al menos eso se pensaba, puesto que no se tomaba en cuenta la tendencia natural del hoyo a desviarse, sin embargo, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de la perforación direccional controlada, la cual permite la construcción de pozos de alivio, atravesar varias arenas, llegar a zonas inaccesibles, evitar complicaciones geológicas, etc. La experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos direccionales se encuentran dentro de uno de los siguientes seis patrones básicos: inclinados, tangenciales, tipo J, tipo S, tipo S especial, horizontales y multilaterales (Sánchez, 2016). En la actualidad existe una nueva tecnología para perforar pozos direccionales: Pozos ERD extender reach drilling.

Los pozos direccionales son aquellos cuya trayectoria ha sido desviada para alcanzar un objetivo determinado, generalmente la ubicación en el fondo del pozo, suele encontrarse en un área inaccesible desde superficie. En este tipo de pozos, la desviación vertical y horizontal se controlan con mucho cuidado dentro de los límites pre-establecidos (Sánchez, 2016).

Los pozos direccionales se clasifican en:

2.4.1. Pozo Inclinado

En un pozo inclinado donde el efecto de la fuerza de la gravedad es más notorio, el punto donde la sarta se apoya va a ser más definido para el efecto de las fuerzas resultantes durante la perforación. Cualquier pozo perforado sale rápidamente de las condiciones ideales, creando una tortuosidad que va a cambiar completamente la fuerza resultante, esta ya no estará centrada completamente y se crearán las llamadas fuerzas laterales las cuales tienden a llevar el pozo fuera de la verticalidad (Tompson, 2012).

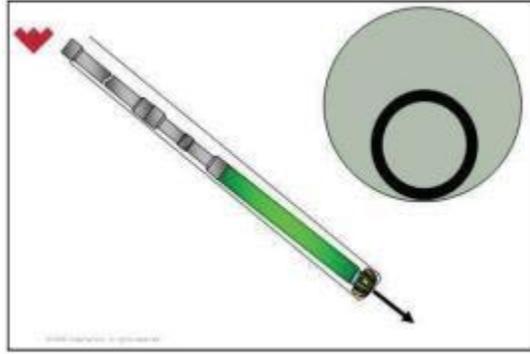


Figura 9: Pozo Inclinado por efecto de la gravedad

(Tompson, 2012)

2.4.2. Pozo Tangencial

La trayectoria tipo tangencial consta de una sección vertical, seguida de una sección curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, el cual es mantenido hasta alcanzar el objetivo. Se aplica especialmente en aquellos pozos que permiten explotar arenas de poca profundidad donde el ángulo de desviación es pequeño y no se necesita un revestidor intermedio (Halliburton, 2010).

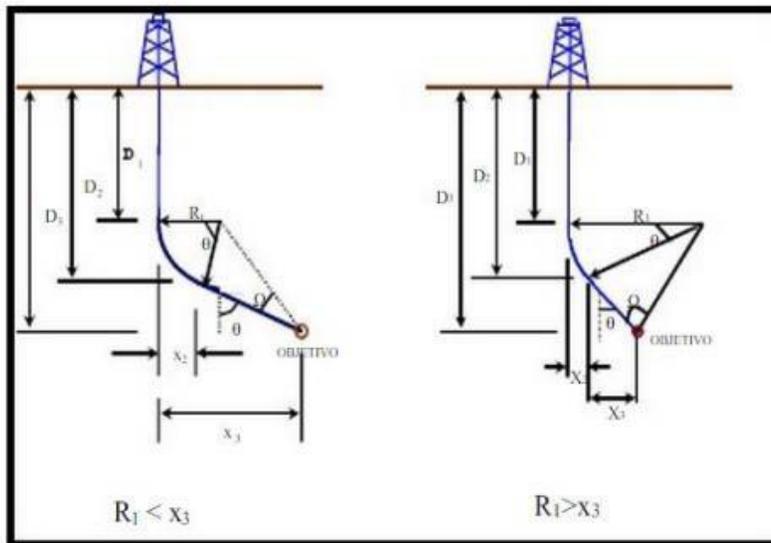


Figura 10: Pozo direccional tipo tangencial

(Halliburton, 2010)

Hay dos tipos de esta trayectoria: cuando el radio del ángulo es menor al desplazamiento y cuando el radio es mayor al desplazamiento

2.4.3. Pozo tipo J

Los pozos inclinados, a veces llamados pozos de tipo J, tienen un trazado con una sección recta, una sección de desvío y una sección de tangente recta al objetivo. Los pozos oblicuos o de tipo J se perforan cuando no es deseable o no es posible ubicar la plataforma de perforación en superficie directamente sobre el objetivo o bien se pretende usar una plataforma de múltiples pozos (Herrera, 2020).

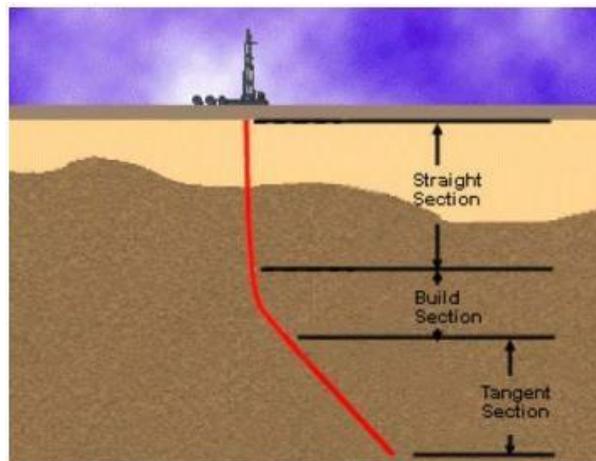


Figura 11: Pozo tipo J

(Herrera, 2020)

2.4.4. Pozo tipo S

Este tipo de pozo se perfora para mejorar la eficiencia del pozo y ayudar en la ubicación de un pozo explotado. En la perforación offshore, los pozos de tipo S pueden asegurar una mayor precisión en la posición del fondo del pozo cuando se perforan pozos múltiples desde la misma plataforma (Herrera, 2020).

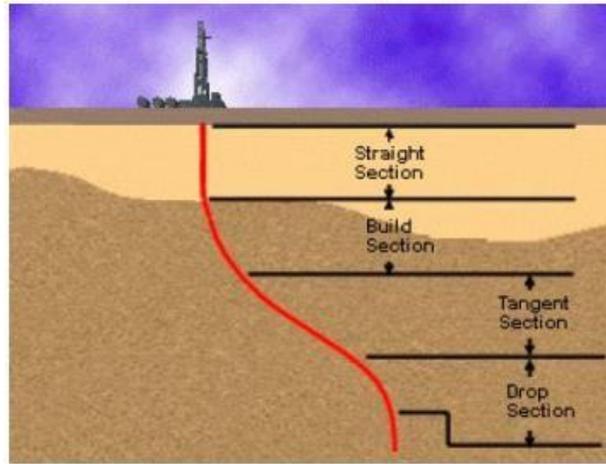


Figura 12: Pozo tipo S
(Herrera, 2020)

2.4.5. Pozo Horizontal

Los pozos horizontales tienen un trazado con una sección recta, una sección de desvío, una sección de tangente, una segunda sección de desvío (la mayoría de las veces) y una sección horizontal. El pozo se perfora hasta un punto sobre el reservorio; luego se desvía y el ángulo aumenta hasta que alcanza los 90 grados o más. Cuando se aplica correctamente, un pozo horizontal puede producir un depósito mejor que varios pozos perforados verticalmente (Herrera, 2020).

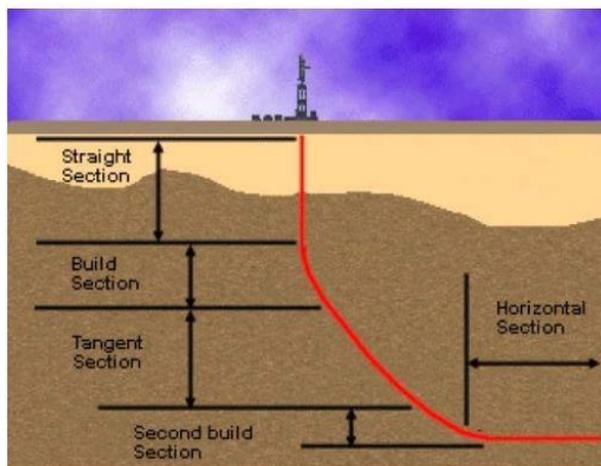


Figura 13: Pozo Horizontal
(Herrera, 2020)

La producción de un pozo horizontal correctamente planificado, diseñado y perforado puede producir un reservorio mucho mejor que varios pozos verticales. Por ejemplo, un pozo vertical puede estar expuesto la zona de producción entre 25 a 35 pies, sin embargo, para los pozos horizontal la exposición es de 2000 a 3000 pies (Herbert, 2020).

Los pozos horizontales pueden contener las siguientes secciones:

- Sección recta
- Sección de desvío
- Sección de tangente
- Sección horizontal

2.4.6. Pozo ERD

Mobil Oil Company utilizó por primera vez este término a comienzos de la década de 1980 para la perforación de pozos direccionales en los que el alcance horizontal (HR) perforado, logrado en la profundidad total (TD), excedía la profundidad vertical verdadera (TVD) en un factor mayor o igual que dos. La perforación de alcance extendido (ERD) resulta especialmente desafiante para la perforación direccional y requiere un proceso de planeación especial para construir el pozo (Schlumberger, 2020).

Desde el acuñamiento del término, el ámbito de la perforación de alcance extendido se amplió y la definición, que ahora es más flexible, incluye a los pozos profundos con relaciones distancia horizontal-profundidad, o H: V, inferiores a dos. La base de datos de pozos ERD de la industria de perforación clasifica los pozos, con creciente complejidad de construcción, en pozos de alcance corto, intermedio, extendido y ultra-extendido. La complejidad de la construcción depende de muchos factores, entre

los que se encuentra la profundidad del agua (para los pozos marinos), la capacidad del equipo de perforación, las restricciones geológicas y la TVD. Por ejemplo, un pozo vertical con una TVD de más de 7 620 m [25 000 pies] es considerado un pozo de alcance extendido. Además, dependiendo de las condiciones, la perforación de un pozo en aguas profundas o a través de estructuras salinas puede clasificarse como ERD aunque la extensión horizontal del pozo no sea más que el doble de su TVD (Schlumberger, 2020).

Los pozos ERD pueden describirse convenientemente como:

- Poco profundos,
- Intermedios,
- Profundos y
- Ultraprofundos.

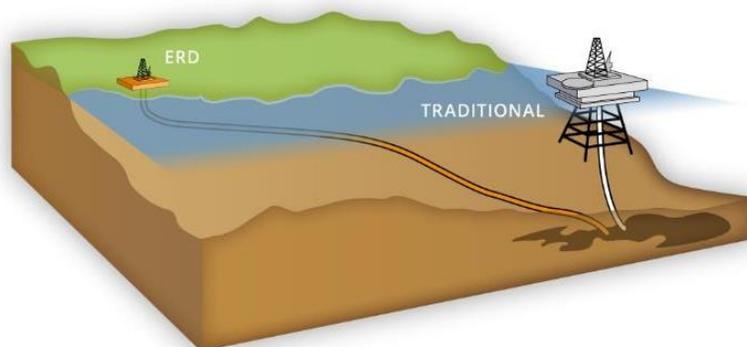


Figura 14: Pozo ERD y Tradicional

(Schlumberger, 2020)

2.5. CARACTERÍSTICAS DE UN PERFIL DIRECCIONAL

El perfil de un pozo direccional es una trayectoria bien planificada que va desde la superficie hasta la profundidad donde termina la perforación, mediante la proyección del pozo en dos planos (Verteuil & McCourt, 2001).

En el siguiente diagrama se muestran las partes de un perfil direccional:

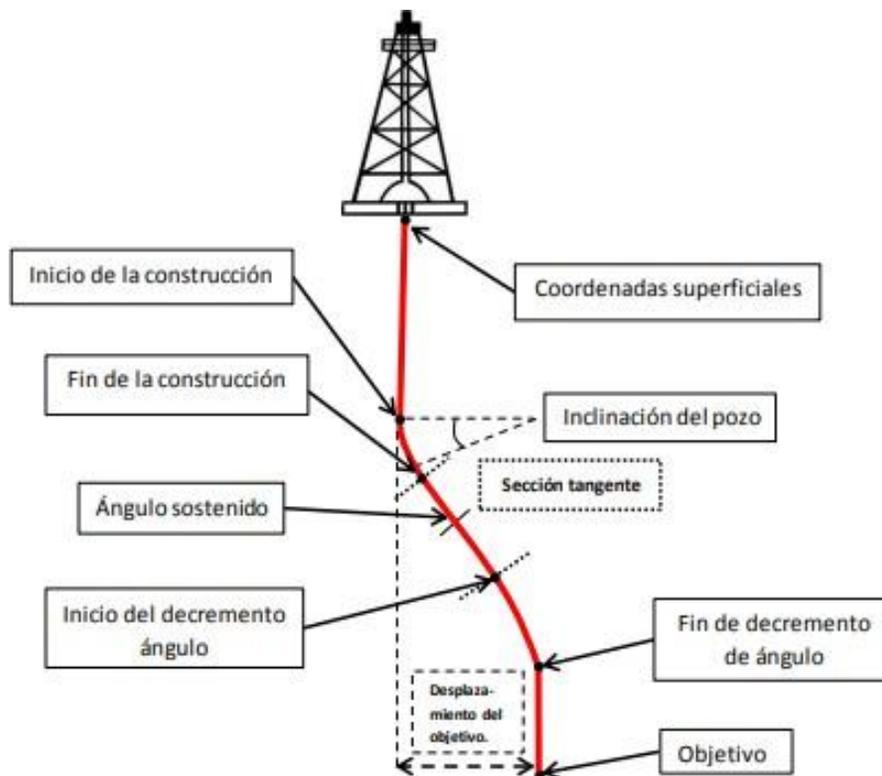


Figura 15: Partes de un perfil direccional

(Verteuil & McCourt, 2001)

Para determinar un perfil geométrico es importante considerar la siguiente información:

- La posición de la superficie.

- La posición del objetivo.
- Profundidad vertical verdadera.

2.6. SISTEMAS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL

2.5.1. Sistema Whipstock

El Anclaje hidráulico sin cementación es la tecnología más avanzada de whipstock en el rendimiento de perforación lateral. Equipado con un sistema de anclaje hidráulico, puede desviarse sin cementación, soporta la fijación del anclaje y se puede aplicar en un orificio entubado y abierto. Hecho con acero de carburo de tungsteno de alto rendimiento, el whipstock con sistema de molino triple (Triple Mill) de SPT está fabricado con carburo de tungsteno de alto rendimiento para un corte rápido de todos los grados de la carcasa de acero. Ofrece la capacidad de drenar simultáneamente múltiples depósitos y se puede utilizar para pozos nuevos o de reingreso (SPT, 2020).

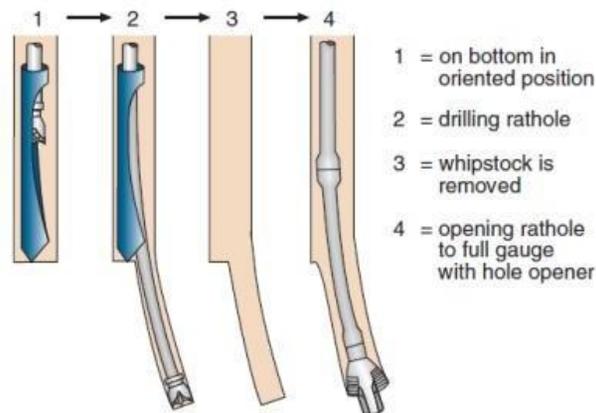


Figura 16: Whipstock con molino triple

(SPT, 2020)

El whipstock de SPT se puede colocar en pozos verticales, direccionales u horizontales con la posibilidad de circulación directa mientras whipstock está funcionando. Su tubo de perfil expandible proporciona una configuración confiable

para el maestro PathBreaker™ Whipstock y se puede configurar a cualquier profundidad (SPT, 2020)

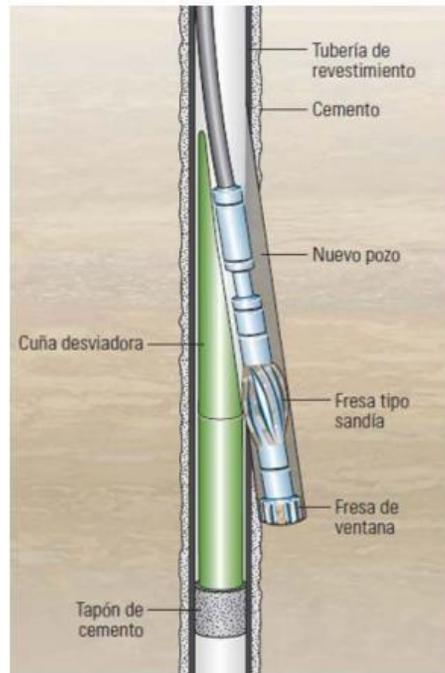


Figura 17: Whipstock

(SPT, 2020)

2.5.2. Técnica Rotary + Sliding

Como lo habíamos mencionado antes, la perforación direccional se realiza de dos maneras rotación y deslizamiento. Durante la rotación la totalidad de la sarta rota y se perfora hacia adelante, mientras que el deslizamiento se usa para dar dirección y rectificar la trayectoria (Library, 2014).

La unidad de control posee una válvula rotativa para mantener la posición angular correcta y dirigirse con el ángulo de rotación proporcionado. Finalmente, los sensores magnéticos y de aceleración nos dan la información correspondiente a la inclinación y al acimut del taladro, además de la posición angular (Library, 2014).

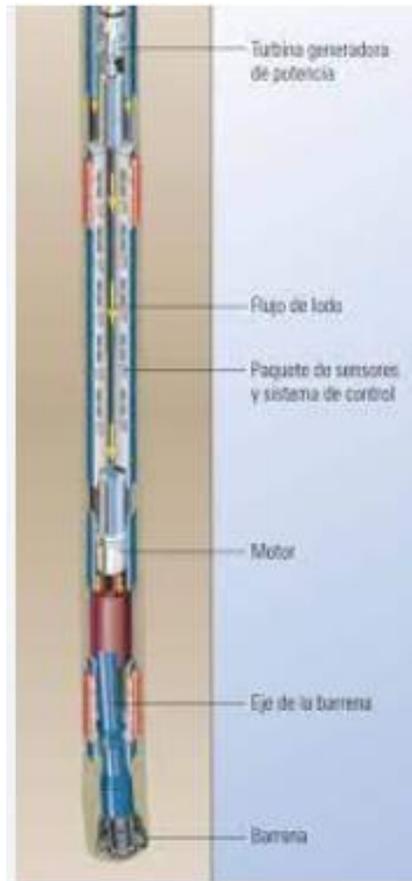


Figura 18: Sistema Rotary + Sliding

(Library, 2014)

2.5.3. Técnica Rotary Steerable System

Considerando los factores anteriormente detallados los especialistas en perforación direccional evolucionaron el diseño de la sarta de perforación, desarrollando así herramientas direccionales rotatorias las cuales son capaces de realizar cambios ya sea en la inclinación o el rumbo mientras toda la sarta de perforación rota continuamente. Estas herramientas producen un hoyo con mayor índice de limpieza, menor rugosidad en las paredes, todo esto mientras reduce el arrastre, mejorando así la transferencia de peso a la broca e incrementando la tasa de penetración (Sierra et al., 2015).

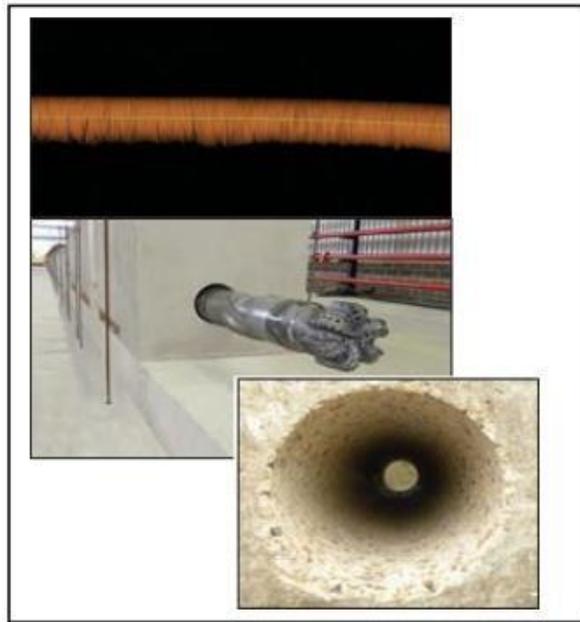


Figura 19: Análisis de calidad de un pozo.

(Sierra et al., 2015)

Utilizando sensores para monitorear la limpieza del hoyo midiendo la carga anular en tiempo real, y eliminando micro severidades, minimizando arrastres durante los viajes cortos, evitando así el viaje de calibración ya que la geometría del pozo mejoró considerablemente, en relación a los pozos perforados con sistemas convencionales. Y, al no aplicar las modalidades de deslizar y rotar, la perforación con el sistema RSS logró minimizar efectos de tortuosidad del pozo, y elevados índices de torque y arrastre causados por una mala calidad o geometría del pozo, permitiendo perforar secciones laterales mucho más extendidas aumentando el factor de recobro del yacimiento (Sierra et al., 2015).

2.5.4. Técnica Sidetracking

La apertura de ventana (sidetrack) es una técnica de perforación que consiste en la desviación del hueco sobre una obstrucción que podría ser un pescado o una corrección de la trayectoria debido a pérdidas del control direccional severo del pozo de acuerdo a la trayectoria planeada originalmente. Para llevar a efecto este tipo de trabajos se requiere de herramientas especiales y personal experimentado en el uso de tales herramientas. Esta sección presenta de manera general las herramientas y

procedimientos usados en la apertura de ventanas en hueco revestido. El BHA usado normalmente está formado básicamente por el conjunto de una cuchara deflectora y un moedor de acero conocido de manera integral como Whipstock (Ponce, 2010).

Una vez que este ensamblaje es direccionado en base a la lectura emitida por el Gyro, se activan las cuñas de anclaje y se procede a romper el pin de fijación del moedor y comienza la apertura de la ventana para continuar luego con la perforación de los primeros pies de formación en la dirección y el ángulo de inclinación generado por la cuchilla deflectora. Finalmente, se baja un ensamblaje para reacondicionar la ventana en el casing. Después, de todo este proceso se retoma la operación normal de perforación para conseguir el objetivo planteado en el programa original (Ponce, 2010).

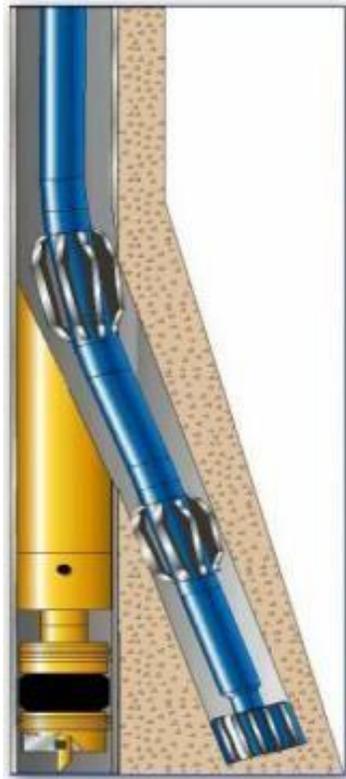


Figura 20: Sistema Sidetracking

(Ponce, 2010)

En general una apertura de ventana se realiza para:

- Rehabilitar pozos que han sido abandonados debido a obstrucciones ó “pescado”.
- Perforar alrededor de la tubería de revestimiento colapsada ó dañada.
- Corregir la dirección del pozo.
- Recompletación de un pozo donde las perforaciones están taponadas y las técnicas convencionales son insuficientes para restaurar la producción.

La aplicación más importante en la actualidad es para perforar re-entrada en los pozos, es decir, perforar pozos multilaterales para incluir otras zonas productoras

CAPÍTULO III

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En el presente trabajo se desarrolla una investigación bibliográfica o documental que consiste en la revisión de material bibliográfico existente con respecto al tema a estudiar. Se trata de uno de los principales pasos para cualquier investigación e incluye la selección de fuentes de información. Se le considera un paso esencial porque incluye un conjunto de fases que abarcan la observación, la indagación, la interpretación, la reflexión y el análisis para obtener bases necesarias para el desarrollo de cualquier estudio.

También se pone en práctica la investigación descriptiva que se encarga de enumerar las características del procedimiento a utilizar para reducir el torque y arrastre dentro de una perforación direccional, y en qué consiste. El objetivo es describir la naturaleza del efecto de estos esfuerzos a la que es sometida la tubería de perforación, ya que ninguna de las variables que forman parte del trabajo de investigación está influenciada. Esto se debe a que utiliza métodos donde la observación es la principal herramienta para que el proyecto tenga éxito. Por lo tanto, la naturaleza de las variables o su comportamiento no está en manos del investigador.

Dicho trabajo investigativo es de tipo descriptivo ya que se puede utilizar de varias maneras y en múltiples análisis, sin embargo, el diseño es muy importante pero no hay manera de saber si se logrará el resultado deseado.

El estudio también resulta influenciado por el tiempo de realización debido a que se intenta culminar en un tiempo determinado de 4 meses y dicho trabajo tendrá una prospección para

que los resultados obtenidos se utilicen con el fin de aplicarse procedimientos en la perforación de nuevos pozos direccionales en el bloque 56 y evitar efecto de torque y arrastre.

Así mismo se debe corroborar la validez y confianza de las fuentes, para llevarlo a cabo se recomienda que se recurra a portales de información serios y fidedignos, como también indagar quién es el autor y su formación académica.

3.1 UNIVERSO Y MUESTRA

El Universo a seleccionarse está englobado dentro del Bloque 56 del Oriente ecuatoriano, donde se realizaron análisis de pozos perforados con el sistema convencional y la relación que tiene con un pozo perforado con tecnología de reducción de Torque y Arrastre.

Para la muestra se toma de referencia pozos perforados con el sistema convencional para determinar sus características, que serán tomadas para hacer inferencias a la población de estudio del bloque 56 y así proponer procedimientos para evitar el efecto de torque y arraste.

3.2 CRITERIOS DE MUESTRA

Se toman en cuenta las características litológicas y configuración de BHA pertenecientes exclusivamente de nuestra zona de estudio, en referencia a las formaciones ubicadas en el Bloque 56.

3.3 DATOS

En el proceso de recolección de datos dentro del trabajo de investigación se utilizaron fuentes primarias y secundarias, las cuales se enlistan de la siguiente manera:

Información primaria utilizada en el programa de estudio:

- Historial estratigráfico del Bloque 56

- Historial de perforaciones donde utilicen procedimientos para evitar torque y arrastre

Información secundaria, donde se referencia criterios apropiados sobre la tecnología que se implementará en el estudio, esto mejorará la calidad de la investigación:

- Manuales y reportes de perforación
- Páginas de las empresas que aplican los procedimientos
- Literatura de empresas dentro de la industria petrolera
- Investigación web – bibliográfica
- Documentales

3.4 CRITERIOS DE PERFORACIÓN

Es importante mantener en todo momento el ángulo correcto para evitar que la tubería tenga contacto directo con la formación aunque en las secciones de tumbado, incremento de ROB y en la zona horizontal por efecto de la gravedad se tendrá contacto con la litología, en ese caso se debe realizar procedimientos controlados y utilización de herramientas para evitar la mayor cantidad de área en contacto con la formación; esto permite evitar el efecto de torque y arrastre dentro del pozo, permitiendo viajes a una rata adecuada de perforación, además muy importante utilizar densidades de lodos adecuadas para que el efecto de flotabilidad ayude a evitar el contacto.

El efecto de atascamiento sucede debido a que la sarta de perforación no puede ser torada cuando se encuentra en el trayecto del pozo. Al tener fuerzas de contacto altas se da el atacamiento diferencial, esto se da por causas de bajas o altas presiones del yacimiento sobre un área de la sarta de perforación. Si bien es cierto las diferencias de presiones suceden en todos los pozos perforados, este fenómeno es más susceptible que se den en pozos direccionales de largo alcance.

Es importante destacar que, en un pozo convencional, la tubería puede considerarse atascada en forma permanente si no puede moverse con 150 000 lbf de sobre tracción. La incapacidad para transmitir peso o tensión en un pozo de largo alcance puede elevar ese valor a 20 000 lbf.

Una sección de una barra de sondeo se desliza hacia abajo en un pozo inclinado con un ángulo ϕ . Las fuerzas que actúan están claramente representadas. Ha omitido la aceleración debido a su pequeñez. Se llega a la conclusión de que, si la fuerza axial es negativa, se debe empujarla hacia abajo.

3.5 INFORMACIÓN DEL POZO CAR – 23

Objetivo

El pozo CAR - 23 será el primer pozo Horizontal a perforarse en esta plataforma con el equipo CAR - 402. El mismo será un pozo de desarrollo, productor, con perfil tipo "Horizontal". El pozo está planeado para un total de 26 días (Ver Curva de Tiempo vs Profundidad en Anexo) y será un pozo con un desplazamiento de 5,680 pies. Este pozo será construido en 4 secciones (hoyos de 16", 12 ¼", 8 ½" y 6 1/8") hasta alcanzar una profundidad total de 12160.00 ft MD / 9070.86 ft TVD, cumpliendo con los objetivos primarios de las zonas productoras: Areniscas "U" Inferior.

La sección de 16" será perforado con broca tricónica en el inicio. Se perforará verticalmente con un BHA Direccional con Motor hasta +/- 900 pies, se continuará manteniendo la verticalidad del pozo hasta los 400 pies (KOP), donde se realizará un Nudge con DLS de 1.0°/100 pies hasta alcanzar los 900 pies con 5° de inclinación y 190° de azimut, se atravesar los conglomerados superficiales, los cuales se han reportado hasta 150 pies en los pozos vecinos.

Luego se armará un BHA direccional con Motor y broca PDC; se continuará construyendo con DLS de 1.7°/100 pies hasta alcanzar los 2,894 pies con 15° de inclinación y 190° de azimut. A partir de esta profundidad (2,894 pies) se empezará

a girar y construir inclinación de forma catenaria con un DLS de $0.8^{\circ} - 2.0^{\circ}/100$ pies hasta alcanzar los 3,418 pies con 22.0° de inclinación y 109.78° de azimut. Luego se mantendrá tangente hasta alcanzar la profundidad final de la sección a 6,050 pies MD / 5,788 pies TVD.

En la sección de 12 1/4" se continuará perforando un BHA direccional con PD Orbit G2 / Orbit y broca PDC. Se continuará manteniendo la inclinación y dirección de la anterior sección hasta 6,569 ft donde empezará a construir a razón de $2.5^{\circ}/100$ hasta 7,389 pies MD alcanzando una inclinación de $42.5^{\circ} / 109.78^{\circ}$ azimuth. Se mantendrá la tangente hasta atravesar el Conglomerado Inferior (7,504 pies) hasta 8,257 pies. Se empezará a construir a razón de $2.0 - 1.0^{\circ}/100$ hasta 9,008 pies MD alcanzando una inclinación de $57.26^{\circ} / 109.78^{\circ}$ azimuth. Se mantendrá la tangente con esta inclinación y dirección para dejar la tangente requerida por producción hasta el punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8" a 10,200 ft MD / 8,725 ft TVD con una inclinación de $57.26^{\circ} / 109.78^{\circ}$ un azimut.

En la sección de 8 1/2" se continuará perforando con un BHA direccional con PD Archer + Periscope y broca PDC, manteniendo tangente hasta 10,300 pies MD, para luego empezar a construir el ángulo a razón de $3.5^{\circ}/100$ pie de forma concatenaría hasta alcanzar 87.00° de inclinación / 109.78° azimut hasta la TD de la sección 11,190 ft MD/ 9,042 ft TVD, En la sección de 6 1/8" se usará un BHA herramientas de geonavegación (PD Archer & Periscope HD 475), se incrementará el ángulo a razón de $1.0 - 0.6^{\circ}/100$ pies hasta 88.73° de inclinación y 109.78° azimut hasta alcanzar la profundidad de 12,156 pies y posterior se continuará navegando hasta alcanzar la profundidad final del pozo 12160.00 ft MD / 9070.86 ft TVD.

Se tiene programada la toma de registros eléctricos, para la fase de 8 1/2" y 6 1/8" se contará con PeriScope + GR (Archer) y la navegación de esta sección está sujeta a los requerimientos de G/G y Well Placement, y la TD final del pozo podría ser ajustada durante la ejecución de la misma.

Diagrama mecánico

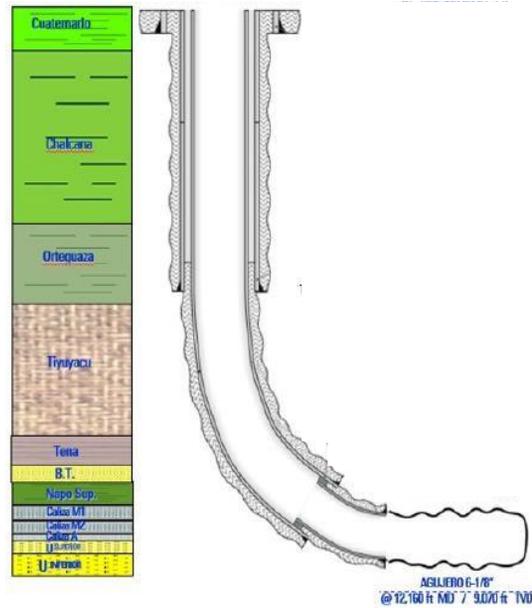
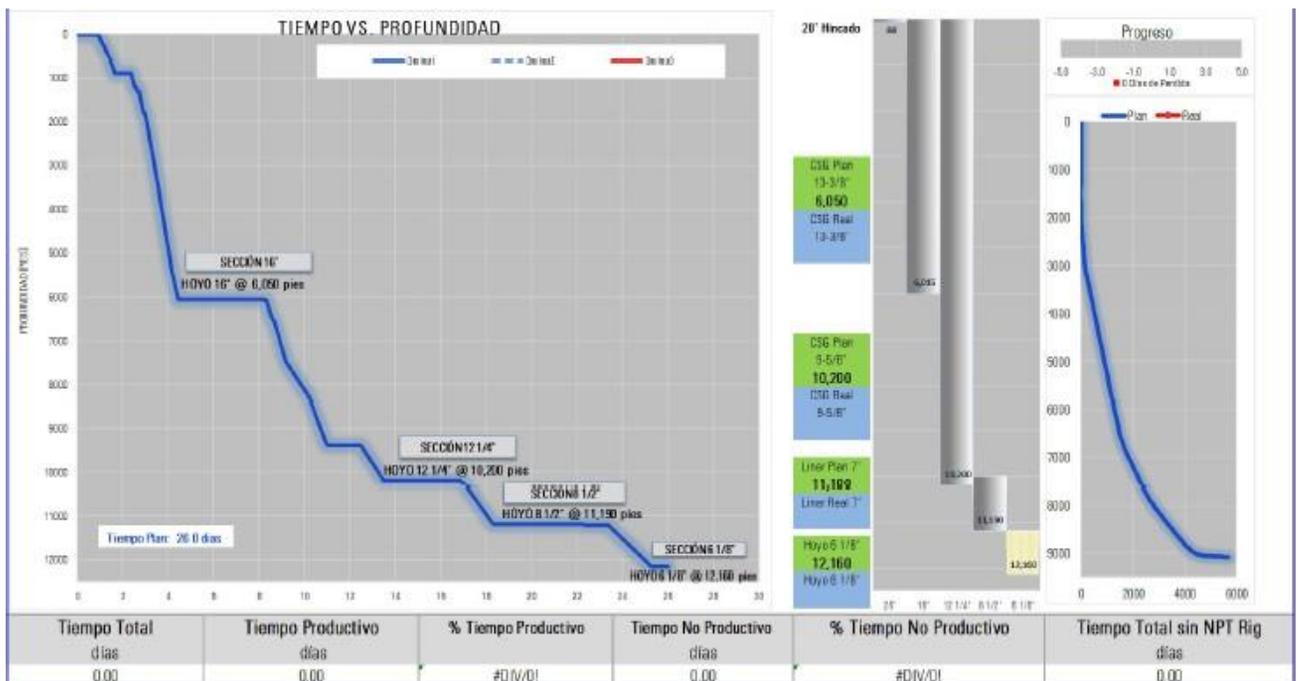


Diagrama de Tiempo vs Profundidad



3.6 SECUENCIAS OPERATIVAS POR SECCIÓN

Sección 16 “

Objetivos

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la Sección
16 in	6050	5788	13.375 in	Formación competente para instalar BOPs, aislar arcillas reactivas de Chalcana y lutitas de Orteguaza y asentar en el tope de Tiyuyacu.

Riesgos potenciales para la sección de 16”

Risk Name	Formación	Profundidad	Descripción	Prevención
Colisión del Pozo	Orteguaza ,Tiyuyacu	6050	Colisión del Pozo debido a la cercanía de los pozos vecinos.	Diseño de BHA adecuado. Colocar UBHO tan cerca a la broca como sea posible. Monitoreo del posicionamiento del pozo con Giros.
Presencia de Gas después de la cementación	Orteguaza Tiyuyacu	6050	Los pozos que han sido perforados en la locación se ha observado presencia de gas.	Diseñar las lechadas con Gas Block. Monitorear los retornos en caso de tener retornos con baja densidad. Chequear en superficie las válvulas flotadoras del casing. Mantener dos sensores de Gas en la cabeza de pozo con su respectiva alarma.
Presencia de Gas durante la perforación.	Orteguaza Tiyuyacu	6050	Los pozos de la Plataforma se ha observado presencia de gas durante la perforación proveniente de pozos antiguos que	MW (9.8 - 10.0 ppg) para sobre balancear migración de gas considerando el análisis de pozo vecinos. Monitoreo de las lecturas de Gas a través de la unidad de Geoservices. Tener dos sensores de gas en la boca de pozo con su respectiva alarma.

			han producido de Gas Lift.	Perforar con alta densidad para controlar el gas superficial. Controlar la ROP hasta 2000 ft (120 pph) para monitorear algún drilling break. Tiempos de conexión tan bajos como sea posible. Toma de giro cada 100 ft hasta salir de la zona de riesgo.
--	--	--	----------------------------	--

Sección 12 1/4 “

Objetivos

Diam. Broca	Profundiad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la Sección
12.25 in	10200	8726	9 5/9 in	Aislar las formaciones Tiyuyacu, Tena, Basal Tena y parte de Napo hasta entrar en la Caliza “M2”..

Riesgos potenciales para la sección de 12 1/4”

Risk Name	Formación	Profundidad	Prevención	Mitigación
Alto torque y arrastre debido a sección larga en hueco abierto	Tiyuyacu Tena Basal Tena Napo Superior Base Caliza M1	6050 - 10200	Planificar una trayectoria direccional suave. Evitar altos DLS durante la ejecución del plan direccional.	Uso de lubricante (mecánico y químico).
Casing no llega a fondo	Tiyuyacu Tena Basal Tena	6050 - 10200	Plan direccional con bajo DLS Optimizar cantidad de centralizadores Incrementar densidad de fluido de	Evaluar cementar casing a la profundidad actual. Evaluar casing de contingencia.

	Napo Superior Base Caliza M1		acuerdo con la curva programada. Trabajar apoyos con circulación. Uso de zapata de nariz rotatoria.	
Problemas direccionales, falla de herramientas direccionales (LWD, MWD, RSS) o daño en la broca debido a altas S&V, S&S	Tiyuyacu Tena Basal Tena Napo Superior Base Caliza M1	6050 - 10200	Optimizar parámetros direccionales basados en la experiencia de campo y en las simulaciones iDrill. WSL debe revisar el certificado de mantenimiento de todas las herramientas.	Realizar drill-off test para evaluar diferentes parámetros. Herramientas de back-up en locación o disponibles rápidamente. Uso de lubricante (mecánico y químico)

Sección 8 1/2 “

Objetivos

Diam. Broca	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Diam. Casing	Objetivos de la Sección
8.5 in	11190	9043	7 in	Alcanzar el objetivo geológico y atravesar las zonas de producción.

Riesgos potenciales para la sección de 16”

Risk Name	Formación	Profundidad	Prevención	Mitigación
-----------	-----------	-------------	------------	------------

<p>Alto torque y arrastre debido a sección larga en hueco abierto</p>	<p>Base Caliza M1, Caliza M2, Caliza A</p> <p>Arenisca U Superior, Arenisca U Inferior</p>	<p>10200 - 11190</p>	<p>Planificar una trayectoria direccional suave.</p> <p>Evitar altos DLS durante la ejecución del plan direccional.</p>	<p>Uso de lubricante (mecánico y químico).</p>
<p>Empaquetamiento / Arrastre</p>	<p>Base Caliza M1, Caliza M2, Caliza A</p> <p>Arenisca U Superior, Arenisca U Inferior</p>	<p>10200 - 11190</p>	<p>Limpieza de agujero.</p> <p>Identificar camas de recortes.</p> <p>Mantener el filtrado de acuerdo al programa de lodos.</p> <p>Uso de PRESSPRO. Lubricante en el sistema del 2%.</p> <p>Monitoreo continuo a través del MIA.</p>	<p>Reaming & backreaming. Circulaciones intermedias según simulaciones. Max OP 50 Klbs. Evaluar incremento de lubricante al 4%.</p>
<p>Pega diferencial por alto sobre balance (Perforación y Corrida de Casing)</p>	<p>Base Caliza M1, Caliza M2, Caliza A</p> <p>Arenisca U Superior, Arenisca U Inferior</p>	<p>10200 - 11190</p>	<p>Buena calidad de revoque. Delgado, compresible, y de baja permeabilidad.</p> <p>Reducir presión diferencial.</p> <p>Reducir tiempos de conexión.</p>	<p>En caso de que ocurra pega diferencial: aplicar torque y peso (slack off).</p> <p>Preparar y bombear fluido con Black</p> <p>Magic, Pipe Lax, etc.</p>

			Mantener la sarta en movimiento. Monitorear fricción estática / torque.	
--	--	--	--	--

CAPÍTULO IV

4.1. ESFUERZOS EN PERFORACIONES DIRECCIONALES

En la industria petrolera, se utiliza la perforación direccional para perforar pozos de manera no vertical. Para lograr esto, se utilizan múltiples esfuerzos para controlar la dirección y la trayectoria del pozo. La perforación direccional produce esfuerzos como:

4.1.1. Fuerza de Gravedad

La dirección de la perforación puede verse afectada por la gravedad, que ejerce una fuerza constante hacia abajo. Se deben tomar medidas para contrarrestar este efecto y mantener el curso previsto.

4.1.2. Fuerza de Rotación

El esfuerzo de torsión se produce en el fondo del pozo cuando la broca gira. Para perforar la formación geológica, este esfuerzo es esencial, pero también debe controlarse para evitar desviaciones no deseadas.

4.1.3. Fuerzas Hidráulicas

Los fluidos de perforación enfrían la broca, llevan los recortes de roca a la superficie y estabilizan las paredes del pozo. La dirección del pozo puede verse afectada por las presiones ejercidas por el flujo de estos fluidos.

4.1.4. Fuerzas de Arrastre

Las fuerzas de arrastre son causadas por la fricción entre la broca y las paredes del pozo. La dirección y la inclinación del pozo pueden verse afectadas por estas fuerzas, especialmente en formaciones con alta fricción.

4.1.5. Fuerzas de la Formación

La dirección de la perforación puede verse afectada por las características mecánicas de la formación geológica. La resistencia de las formaciones puede variar, lo que puede afectar la trayectoria del pozo.

4.1.6. Fuerzas Magnéticas

En algunos casos, las fuerzas magnéticas de la Tierra pueden cambiar la orientación de las herramientas magnéticas utilizadas en la perforación direccional.

4.1.7. Esquemas de Control

Para mantener la dirección del pozo durante la perforación, se utilizan métodos particulares, como el uso de herramientas direccionales y sistemas de medición de inclinación y dirección.

La gestión adecuada de estos esfuerzos y la aplicación de tecnologías avanzadas permite a los operadores controlar con precisión la dirección y la trayectoria de los pozos durante la perforación direccional, lo que es esencial para acceder a reservas de petróleo y gas en lugares específicos.

El análisis de las fuerzas de empuje y tracción en la perforación direccional es crucial para garantizar un control preciso de la dirección y la profundidad del pozo. Aquí se presenta un análisis más detallado de estas fuerzas:

4.1.8. Fuerzas de Empuje:

- *Descripción*

Las fuerzas de empuje se aplican desde la superficie para impulsar la sarta de perforación hacia abajo en el pozo.

- *Importancia*

Contribuyen a avanzar la broca a través de las formaciones geológicas, permitiendo la penetración y el progreso del pozo en la dirección deseada.

4.1.9. Fuerzas de Tracción:

- *Descripción*

Las fuerzas de tracción actúan en sentido contrario, tirando de la sarta de perforación hacia la superficie.

- *Importancia*

Controlan la velocidad de penetración y la estabilidad de la sarta de perforación, evitando problemas como atascos y asegurando un avance constante y seguro.

4.1.10. Equilibrio de Fuerzas:

- *Descripción*

Mantener un equilibrio adecuado entre las fuerzas de empuje y tracción es esencial para controlar la posición y la dirección del pozo.

- ***Importancia***

Un desequilibrio puede resultar en desviaciones no deseadas, afectando la trayectoria del pozo. El control preciso asegura que la broca avance según lo planeado.

4.1.11. Sistemas de Tensión en la Sarta de Perforación:

- ***Descripción***

La sarta de perforación experimenta tensiones debido a las fuerzas de empuje y tracción.

- ***Importancia***

Es fundamental monitorear y gestionar estas tensiones para prevenir daños en la sarta de perforación, como deformaciones o rupturas, que podrían comprometer la operación.

4.1.12. Ajuste Dinámico de Fuerzas:

- ***Descripción***

Durante la perforación, las condiciones geológicas cambian, lo que puede requerir ajustes dinámicos en las fuerzas aplicadas.

- ***Importancia***

La capacidad de ajustar las fuerzas en tiempo real, mediante sistemas de control automatizado, garantiza una respuesta eficiente a las variaciones en la formación geológica.

4.1.13. Prevención de Atascos y Atoramientos:

- *Descripción*

Las fuerzas de tracción se controlan para evitar atascos y atoramientos de la broca en la formación.

- *Importancia*

Prevenir estos problemas mejora la eficiencia de perforación y reduce el riesgo de daño a la sarta de perforación.

4.1.14. Control de la Profundidad del Pozo:

- *Descripción*

Las fuerzas de empuje y tracción se gestionan para controlar la profundidad a la que se perfora el pozo.

- *Importancia*

Mantener un control preciso de la profundidad es esencial para cumplir con los objetivos de perforación y evitar perforaciones excesivas o insuficientes.

4.2. VENTAJAS OPERATIVAS

Minimizar el torque y el arrastre en operaciones de perforación ofrece varias ventajas operativas significativas. Estos beneficios pueden mejorar la eficiencia del proceso y reducir los costos asociados. Aquí hay algunas ventajas clave:

4.2.1. Mayor Velocidad de Perforación:

La reducción del torque y el arrastre puede facilitar una mayor velocidad de perforación. Menos resistencia permite que la broca avance más rápidamente a través de las formaciones geológicas, acelerando el proceso de perforación.

4.2.2. Menor Desgaste de la Broca:

Un torque excesivo puede aumentar el desgaste de la broca. Al minimizar el torque, se reduce la carga mecánica sobre la broca, prolongando su vida útil y disminuyendo la necesidad de reemplazos frecuentes.

4.2.3. Menos Desviación del Pozo:

El torque y el arrastre excesivos pueden contribuir a la desviación no deseada del pozo. Al minimizar estos efectos, se mejora el control direccional del pozo, ayudando a mantener la trayectoria planificada.

4.2.4. Reducción de la Pérdida de Circulación:

Menos torque y arrastre reducen la presión contra las paredes del pozo, lo que puede disminuir la posibilidad de pérdida de circulación. Esto es beneficioso para mantener la estabilidad del pozo y prevenir problemas como la obstrucción de la sarta de perforación.

4.2.5. Menos Energía Requerida:

La minimización del torque disminuye la cantidad de energía necesaria para rotar la sarta de perforación. Esto puede resultar en un consumo de energía más eficiente y, por ende, en menores costos operativos.

4.2.6. Menor Riesgo de Atascos y Atoramientos:

La reducción de las fuerzas de torsión y de arrastre disminuye el riesgo de atascos y atoramientos de la broca en la formación geológica. Esto contribuye a una operación más fluida y segura.

4.2.7. Mejora de la Recuperación de Muestras:

Menos torque facilita la recuperación de muestras de formación más representativas. La reducción de las fuerzas que actúan sobre la broca puede preservar mejor la integridad de las muestras de roca, lo que es crucial para la evaluación geológica.

4.2.8. Menor Desgaste en el Equipo de Perforación:

Al minimizar el torque y el arrastre, se reduce el desgaste en el equipo de perforación en general, incluidos los motores y otros componentes mecánicos. Esto contribuye a la reducción de costos de mantenimiento y reparación.

4.2.9. Mejora en la Eficiencia de Fluidos de Perforación:

La reducción de la resistencia mejora la eficiencia del uso de fluidos de perforación. Menos torque significa menos presión sobre los fluidos, lo que puede traducirse en una mejor capacidad de transporte de los recortes de roca y una refrigeración más efectiva de la broca.

4.3. DESVENTAJAS OPERATIVAS

Si bien reducir el torque y el arrastre en operaciones de perforación ofrece diversas ventajas, es crucial reconocer que este enfoque conlleva desventajas operativas potenciales. La clave radica en encontrar un equilibrio adecuado que permita maximizar la eficiencia sin comprometer la integridad del proceso. A continuación, se detallan algunas desventajas que podrían surgir al minimizar el torque y el arrastre:

4.3.1. Pérdida de Control Direccional:

Reducir en exceso el torque y el arrastre puede resultar en una pérdida de control direccional. Es necesario mantener suficiente fuerza para guiar la sarta de perforación y mantener la trayectoria deseada.

4.3.2. Menor Velocidad de Penetración en Formaciones Duras:

En formaciones geológicas más duras, la disminución del torque podría llevar a una menor velocidad de penetración. Se necesita un equilibrio para garantizar un progreso eficiente a través de diversas formaciones.

4.3.3. Mayor Riesgo de Atascos en Formaciones Blandas:

En formaciones blandas, la reducción del torque podría aumentar el riesgo de atascos, ya que la broca podría tener dificultades para avanzar sin suficiente fuerza de penetración.

4.3.4. Dificultades en la Recuperación de Muestras Representativas:

La minimización excesiva del torque puede dificultar la recuperación de muestras representativas de formaciones geológicas. La falta de fuerza podría resultar en la obtención de muestras menos precisas o en la incapacidad de recuperar muestras en absoluto.

4.3.5. Mayores Tiempos de Perforación:

En ciertos casos, la reducción del torque y el arrastre podría llevar a mayores tiempos de perforación, especialmente en formaciones más duras. Esto podría aumentar los costos operativos y afectar la programación de la perforación.

4.3.6. Mayor Consumo de Energía en Algunos Contextos:

Aunque reducir el torque generalmente implica menos consumo de energía, en ciertos escenarios, como al atravesar formaciones duras, podría requerirse más energía para mantener una velocidad de perforación aceptable.

4.3.7. Menor Estabilidad de Pozo:

La disminución del torque y el arrastre podría afectar la estabilidad del pozo, especialmente en formaciones geológicas inestables. Se necesita equilibrio para evitar problemas como colapsos de la pared del pozo.

4.3.8. Mayor Dificultad en Operaciones de Perforación Horizontal:

En perforaciones horizontales, minimizar el torque podría aumentar la dificultad para mantener la dirección deseada debido a la falta de fuerza de rotación.

4.4. DISEÑO DE BHA CON NUEVAS TECNOLOGÍAS

El diseño de un BHA (Bottom Hole Assembly o Conjunto de Fondo de Pozo) con la implementación de tecnologías innovadoras para reducir torque y arrastre requiere una meticulosa elección de herramientas y tecnologías avanzadas. A continuación, se presenta un enfoque general para el diseño de un BHA con este objetivo:

4.4.1. Selección de Broca:

Seleccionar una broca de diseño avanzado que reduzca al mínimo la fricción y proporcione una eficiencia de corte superior. Las brocas polycrystalline diamond compact (PDC) o aquellas con tecnologías especializadas de reducción de fricción se presentan como opciones a tener en cuenta.

Las brocas PDC son herramientas de perforación avanzadas que incorporan insertos de diamante policristalino en su estructura. Estos insertos proporcionan una mayor dureza y resistencia al desgaste, lo que resulta en una mayor eficiencia de corte, especialmente en formaciones rocosas duras. La disposición de diamantes en la broca PDC permite una perforación más rápida y eficiente.

Las brocas con tecnologías de reducción de fricción están diseñadas para disminuir la resistencia al movimiento durante la perforación. Estas tecnologías pueden incluir recubrimientos especiales en la superficie de la broca, geometrías específicas para reducir la fricción con las paredes del pozo, o sistemas de lubricación integrados. Al minimizar la fricción, se logra una perforación más suave y se reducen el torque y el arrastre, lo que contribuye a una mayor eficiencia.

4.4.2. Sistema de Medición y Registro (MWD/LWD):

Implementar sistemas de MWD (Measurement While Drilling) y LWD (Logging While Drilling) para obtener datos en tiempo real sobre la dirección, inclinación, torque y arrastre del pozo. Esto permitirá ajustes dinámicos durante la perforación.

MWD se refiere a la obtención de datos de medida mientras se realiza la perforación. Estos sistemas suelen incluir sensores colocados en la sarta de perforación, cerca de la broca, que recopilan información crucial sobre las condiciones del pozo y la formación geológica. Los datos típicos recopilados por sistemas MWD incluyen la dirección del pozo, la inclinación, la temperatura, la presión y la velocidad de rotación.

LWD implica la realización de registros mientras se está perforando. A diferencia de los sistemas MWD que se centran más en medidas en tiempo real, los sistemas LWD se enfocan en la adquisición de datos más detallados sobre las propiedades de la formación geológica. Esto se logra mediante sensores avanzados que proporcionan información sobre la resistividad, la densidad, la porosidad y otros parámetros de la formación.

4.4.3. Herramientas de Perforación Direccional:

Emplear herramientas direccionales avanzadas, como motores de fondo, que permitan una dirección más precisa del pozo con menor necesidad de aplicar torque excesivo. Al utilizar motores de fondo, se reduce la cantidad de torque que debe aplicarse manualmente desde la superficie para cambiar la dirección del pozo. Esto permite un control más preciso y una perforación direccional más eficiente.

4.4.4. Sistema de Control Activo:

Integrar sistemas de control activo que ajusten automáticamente la velocidad de rotación y la presión de la sarta de perforación en función de las condiciones cambiantes del subsuelo. Esto ayuda a mantener un equilibrio óptimo entre la eficiencia de perforación y la minimización de la fricción.

4.4.5. Sensores de Fricción:

Instalar sensores de fricción en la sarta de perforación para monitorear de cerca las fuerzas de torsión y arrastre. Estos sensores proporcionarán datos en tiempo real y permitirán ajustes precisos.

4.4.6. Herramientas de Reducción de Torque:

Considerar el uso de herramientas diseñadas específicamente para reducir el torque, como acopladores de torsión o dispositivos de reducción de arrastre.

Los acopladores de torsión son dispositivos diseñados para absorber y redistribuir la torsión generada durante la perforación. Estos componentes ayudan a suavizar las fluctuaciones de torque en la sarta de perforación, reduciendo la carga y el desgaste en la broca y otros componentes del sistema.

Los dispositivos de Reducción de Arrastre están diseñados para minimizar el arrastre o la resistencia que experimenta la sarta de perforación al avanzar a través del pozo. Pueden incorporar tecnologías como rodamientos de baja fricción, recubrimientos especiales o geometrías específicas para reducir la fricción con las paredes del pozo y las formaciones geológicas.

4.4.7. Fluidos de Perforación Avanzados:

Seleccionar fluidos de perforación avanzados que minimicen la fricción y proporcionen una buena capacidad de transporte de recortes de roca, ayudando así a reducir el arrastre. Los fluidos de perforación avanzados son formulaciones especializadas que van más allá de los fluidos convencionales. Pueden incluir tanto fluidos base agua como base aceite, y se diseñan para satisfacer las demandas específicas de cada operación de perforación.

Los fluidos de perforación avanzados están formulados para minimizar la fricción entre la broca y las paredes del pozo. Esto se logra mediante la adición de aditivos que reducen la viscosidad y mejoran la lubricación, contribuyendo así a disminuir el arrastre y mejorar la eficiencia de perforación.

Al minimizar la fricción y mejorar la capacidad de transporte de recortes de roca, los fluidos avanzados contribuyen a reducir el arrastre. Esto es fundamental para mantener un progreso constante durante la perforación y evitar problemas operativos como atascos y obstrucciones.

4.4.8. Modelado de Pozo y Simulación:

Utilizar software de modelado de pozo para simular las condiciones geológicas y evaluar el comportamiento del BHA bajo diferentes escenarios. Esto permite realizar ajustes proactivos en el diseño.

4.4.9. Entrenamiento y Supervisión:

Capacitar al personal de perforación en el uso de las nuevas tecnologías y establecer un sistema de supervisión para garantizar una implementación efectiva.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Un análisis cuidadoso y un control preciso de las fuerzas de empuje y tracción son esenciales para garantizar una perforación direccional exitosa, manteniendo la dirección y la profundidad del pozo según lo planificado. Tecnologías avanzadas, como sistemas de control automatizado y monitoreo en tiempo real, son fundamentales para optimizar estos aspectos durante la operación de perforación.
- Minimizar el torque y el arrastre en las perforaciones direccionales conlleva una mejora significativa en la eficiencia del proceso. La reducción de la resistencia facilita un avance más fluido a través de las formaciones geológicas, acelerando la velocidad de perforación.
- Reducir el torque y el arrastre en las operaciones de perforación conlleva una variedad de beneficios operativos que optimizan la eficiencia, la seguridad y la rentabilidad del proceso de perforación direccional.
- Aunque la minimización del torque y el arrastre ofrece diversas ventajas, es imperativo realizar una evaluación meticulosa de las condiciones geológicas particulares y adaptar la implementación de esta estrategia a las exigencias específicas de cada perforación. La armonización entre la reducción de la

- resistencia y la capacidad de avanzar eficientemente se presenta como un factor esencial para alcanzar el éxito en el proceso de perforación.
- Diseñar un BHA con tecnologías para reducir torque y arrastre implica una combinación de herramientas avanzadas, sistemas de control activo y monitoreo en tiempo real para garantizar un rendimiento óptimo y eficiente durante la perforación direccional.

5.2. RECOMENDACIONES

- Inversión continua en tecnologías innovadoras diseñadas para minimizar el torque y el arrastre en perforaciones direccionales. Esto puede incluir la adopción de nuevas herramientas, sistemas de control activo y tecnologías de monitoreo en tiempo real.
- Ofrecer programas de capacitación continuos para el personal de perforación. Asegurar que estén familiarizados con las técnicas y herramientas para minimizar el torque y el arrastre garantiza una implementación efectiva y un uso óptimo de la tecnología.
- Establecer un sistema de monitoreo continuo durante la perforación y fomentar la capacidad de realizar ajustes dinámicos en tiempo real. Esto asegura una respuesta rápida a cambios en las condiciones del pozo, optimizando constantemente la eficiencia y la seguridad.

BIBLIOGRAFÍA

- Baby, P., Rivadeneira, M., Christophoul, F., & Barragán, R. (1999). *Style and timing of deformation in the Oriente Basin of Ecuador* (University).
- Balkwill, H., Rodrigues, G., Paredes, F., & Almeida, J. (1995). *Noethem Part of Oriente Basin. Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures*.
- Cardona, A., Kohan, P., Quinteros, R., & Storti, M. (2012). Modelado numérico del fenómeno de Torque y Arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. *Asociación Argentina de Mecánica Computacional*, XXXI, 1085–1108.
- Escalante, R. (2017). *Fricción*. <https://dcb.ingenieria.unam.mx/wp-content/themes/temperachild/CoordinacionesAcademicas/CA/M/E/Monografias/Friccion.pdf>
- Gaynor, T., Hamer, D., & Chen, D. (2002). *Quantifying tortuosities by Friction Factors in Torque Drag Model* (S. 77617 (ed.)).
- Goldschmid, K. (1941). *Geological Compilation on the Cutucu - Macuma - Cangaima Region*. (S. G. Report (ed.)).
- Halliburton. (2010). *Pozo direccional tipo tangencial*.
- Herbert, J. (2020). *Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación: En ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. 42.
- Herrera, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas* (E. T. S. de I. de M. y Energía (ed.)). <https://doi.org/10.20868/UPM.book.62722>
- Jaillard, E. (1997). Síntesis estratigráfica y sedimentológica del cretáceo y paleógeno de la

Cuenca Oriental del Ecuador. *Orstom - Petroproducción*, 168.

Jimenez, N., Suárez, J., & Ramírez, M. (2015). *Bioestratigrafía y paleoecología de 9 muestras de núcleo del pozo Palo Azul-055 de la Cuenca Oriente*.

Library, S. (2014). *Integrated System Sidetracks and Drills High - Angle Well in Unstable Formation*.

Maehs, J., Renne, S., Logan, B., & Diez, N. (2010). *Proven Methods and Techniques to Reduce Torque and Drag in the Pre Planning and Drilling Execution of Oil and Gas Wells* (D. C. and Exhibition (ed.)).

Mims, M., & Krepp, T. (2003). Drilling design and implementation for extended reach complex wells. In *Technology Group: Vol. 3a edicion*.

OMAR, C. L. C., & ARACELI, R. F. M. (n.d.). *ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN*.

Parra, C., & Castro, L. (2021). *Fricción Estática y Dinámica*. https://fisica.ru/wp-content/uploads/2018/05/Lab_Mec_5_Fricion_cinetica_y_estatica.pdf

Ponce, G. (2010). *Estudio de la factibilidad de implementar un sidetrack o perforación con ventana en el pozo Culebra 10H de Petroecuador*. Universidad Tecnológica Equinoccial.

Sánchez, I. (2016). *Perforación en la industria petrolera* (I. N. Politécnico (ed.)).

Schlumberger. (2020). Perforación de pozos de alcance extendido. *Energy Glossary En Español*. https://glossary.slb.com/es/terms/e/extended-reach_drilling

Sheppard, M. C., Wick, C., & Burguess, T. (1987). Designing well Paths to Reduce Drag and Torque. *SPE Drilling Engineering*.

- Sierra, F., Teran, N., Bastidas, M., Soria, G., Rojas, E., Villalva, R., & Castro, B. (2015). Horizontal Well Landing Optimization Combining Rotary Steerable Technology and Deep Azimuthal Measurements in Block 7, Ecuador. *Society of Petroleum Engineers*.
- SPT. (2020). PathBreaker Whipstock. *Stockholm Precision Tools*.
- Tompson, V. (2012). *Paquete de autoaprendizaje sobre Torque y Arrastre* (D. Services (ed.)). <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17456/1/CD-7955.pdf>
- Tviedal, T. (2011). *Torque and Drag analyses of North sea Wells using new 3D model*. Faculty of Science and Technology. University of Stavanger.
- Vallejo, C., Tapia, D., Gaibor, J., Steel, R., Cardenas, M., Winkler, W., Valdez, A., Esteban, J., Leal, J., & Figuera, M. (2017). *Geology of the Late Cretaceous oil reservoirs of eastern Ecuador: a sedimentological, seismostratigraphic and provenance analysis study*.
- Verteuil, R., & McCourt, L. (2001). *Introduction to Directional Drilling*.

BIBLIOGRAFÍA 2

- Aguayo, M., Venicius, M., Belquiz, L., Segurondo, R., & Lima, C. (2016). *Perforación No Convencional Con Tubería de Revestimiento*. Santa Cruz, Bolivia: Universidad de Aquino Bolivia.
- API. (s.f.). *American Petroleum Institute*.
- Arias, E. (2015). *Enrosque y desenrosque de las conexiones de los tubos en forma directa*.
- Aules, E. (2013). *Estudio de la factibilidad del cambio de conexión BTC por TSH-ER en tubería de revestimiento de 20" y 13 3/8" para pozos a perforar en el CSSFD*. (E. p. Nacional, Ed.) Quito, Ecuador.
- Barragan, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramirez, F., & Rodas, J. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Institut Francais d'études andines.
- Bolaños, R. (2010). *Análisis comparativo entre corrida de liners convencionales y corrida de liners expandibles, instalados por la compañía TIW Venezuela, sucursal Ecuador en diferentes campos petroleros del Ecuador*. Quito, Ecuador: Univeridad Tecnológica Equinoccial.
- Borja, R., & Carrillo, E. (2013). *Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente en la perforación de pozos petroleros*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bravo, C., García, I., Leal, A., Mendoza, J., Santiago, E., & Uribe, J. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional .

- Condoy, M. (2018). *Análisis de factibilidad para la aplicación de liner drilling en la perforación de pozos en los campos Tapi-Tetete y Yuca*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- Duplantis, S. (2016). *Perforación en el modo de deslizamiento con torsión*. Houston: Schumberger.
- Fajardo, E. (2013). *Perforación con tubería de revestimiento: Un estudio de evaluación y análisis aplicado a la optimización de la perforación de pozos*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Flores, J., & Luna, H. (2009). *Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura*. Ciudad Universitaria, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Fontenot, K., Lesso, B., Strickler, R., & Warren, T. (2009). *Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento* . Texas.
- Gandara, S. (1990). *Diseño de Tubería de Revestimiento*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- García, J. (2022). *Tensiones en la torsión*. Obtenido de http://www.mecapedia.uji.es/pages/tensiones_en_la_torsion.html
- Guerra , M., & Mejía , L. (2013). *Análisis técnico-económico para la implementación de una bomba eléctrica con tecnología zeitecs* . Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Hardisty, J. (2019). *Service and Limit State Performance of RC Beams with Higt-Strength Reinforcement*. California : University California .

- Jávita, M. (2015). *Análisis técnico económico de las últimas tecnologías empleadas en la perforación direccional del pozos de alto grado de inclinación (Largo alcance), en el campo Lago Agrio*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Jimcontent. (2016). *Fallas por Cargas dinámicas*. Obtenido de <https://s1b0d3d77136c1679.jimcontent.com/download/version/1563150249/module/14147538930/name/cargas%20dinamicas.pdf>
- Marco, E. (2010). *Metodología para el análisis a fatiga mediante el código PRO ENGINEER*. Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid.
- Martinez, M. (2019). *Cargas Axiales* .
- Mazzaferro, G. (2006). *Drilling with Casing, Nuevos requerimientos para conexiones - Tenaris*. Obtenido de <https://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/Jornadas%20NqN/Nuevosrequerimientosparaconexiones-IAPGNov06.pdf>
- Mediavilla, T. (2018). *Estudio comparado del desempeño del sistema direccional de rotación continua (RSS) vs moto de fondo, en el campo tiputini para las secciones de 16" y 12 1/4"*. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Morán, W., Lituma , L., Vargas, X., & Tapia, D. (2009). *Diseño de Revestimiento y Cementación de Pozos en el Oriente Ecuatoriano*. Guayaquil: ESPOL.
- Moreno, G., & Ballesteros , J. (2011). *Perforacion de pozos de petróleo con la tecnica no convencional casing drilling*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander .
- Neira, A. (2019). *Evaluación técnico financiera de la eficiencia de una nueva tecnología en bombeo electrosumergible*. Bogotá.

- Ochoa , O. (2008). *Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos de Piedemonte llanero operados por BP*. Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Ochoa , O. (2008). *Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operador por BP*. Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Piasco, L. (2006). *Drilling with Casing, Nuevos requerimientos para conexiones-Tenaris*.
- Pineda, G., Martínez , M., Ciccola, V., & Chacón, Z. (2012). *Modelado numperico del fenómeno de torque y arraste en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas*. Salta , Argentina : Asociación Argentina de Mecánica Computacional .
- Quispe, C., & Remache, G. (2009). *Herramientas reductoras de Torque y Arraster de nueva generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su aplicación en el campo Sacha de Petroproducción*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Quispe, C., & Remache, G. (2009). *Herramientas reductoras de Torque y arrastre de nueva generación en Perforación Dirteccional, Sistema LoTAD, y su aplicación en el campo Sacha de Petroproducción*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral .
- Reinoso, B. (2020). *Evaluación técnica-económica para la implementación de la tecnología Zeitecs ESP-Shuttle en pozos con dos zonas productoras en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa*. CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E INDUSTRIAS FACULTAD:INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.
- Rengifo, C., Arroyave, J., & Sierra, C. (2006). *Análisis de la hidráulica de la perforación con revestimiento* (Vol. 73). Medellin, Colombia: Universidad Nacional de Colombia

- Romero, J., & Gómez, F. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo del Campo Sacha*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Salazar, J. (2014). *Estudio técnico - económico para las completaciones con bombeo electrosumergible mediante el sistema Zeitecs en pozos del oriente ecuatoriano*. Quito.
- Schlumberger. (2013). *Tecnología de Perforación - Escuela de perforación*.
- SigmaOil. (2015). *Tubería con UPSET 1% DE CROMO*. Obtenido de [https://www.sigmaoil.com.ec/index.php/productos/101-video/216-tuberiacon-upset-1-de-cromo#:~:text=TUBER%20RESISTENTE%20LA%20CORROSI%20N%20\(TRC\).&text=En%20el%20proceso%20de%20fabricaci%20n,impiden%20la%20acumulaci%20n%20de%20hidr%20](https://www.sigmaoil.com.ec/index.php/productos/101-video/216-tuberiacon-upset-1-de-cromo#:~:text=TUBER%20RESISTENTE%20LA%20CORROSI%20N%20(TRC).&text=En%20el%20proceso%20de%20fabricaci%20n,impiden%20la%20acumulaci%20n%20de%20hidr%20)
- SPE, I. (2018). Schlumberger – ZEITECS Shuttle Rigless ESP Replacement System. *SPE International*.
- Suero, A., & Oller, S. (1998). *Tratamiento del Fenómeno de Fatiga Mediante la Mecánica de Medios Continuos*. Barcelona , España: Centro Internacional de Métodos numéricos en Ingeniería.
- Tenaris. (2003). *Grados de acero*. Obtenido de <https://www.tenaris.com/es/productos-y-servicios/octg/grados-de-acero>
- Triviño, A., & Molina , J. (2010). *Manual de perforación con tubería de revestimiento*. Puerto López (META), Colombia : Corporación Internacional del Petróleo Limitada (COINSPETROL).

Velázquez, S., & De los Santos, F. (2014). *Análisis de la perforación no convencional con tubería de revestimiento (Casing Drilling) y control anticorrosivo en la T.R.* México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

White, H., & Barragán, R. (1997). *Reservoir Characterization of the Napo Formation, Oriente Basin, Ecuador.* Unpublished Report, Oryx Energy Company.

White, H., Barragán, R., Jordan, D., Robbs, E., & Ramírez, F. (1999). *Predictability of reservoir facies within a sequence stratigraphic framework.* (A. a. Convention, Ed.) San Antonio Texas.

Zaida. (2020). *Efecto de Frisado o plastering.*

Zaitin, B., Dalrymple, R., & Boyd. (1994). *The stratigraphic organization of incised valley systems associated with relative sea-level changes.* SEPM spec. .