



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO DE TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE 54 EN
ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES

TUTOR:

ING. VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO DE TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE 54 EN
ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES

TUTOR:

ING. VARGAS GUTIÉRREZ XAVIER ERNESTO

LA LIBERTAD – ECUADOR

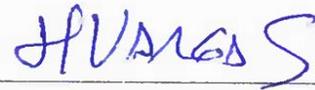
2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD

DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

DOCENTE TUTOR



Ing. Edison Brito Ávila, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González.

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres Víctor y María, especialmente a mi madre quien ya no está junto a mí, quien con su esfuerzo, amor y dedicación me impulso a cumplir unos de los objetivos más grandes que me he planteado.

También a mis hermanos Stalyn, Paola y Lourdes por su motivación para continuar en este trayecto a pesar de las adversidades que se interpusieron en el camino.

A mis cuñados Angela, Hamilton y Andrés por su apoyo durante todo este proceso.

A mis sobrinos Julissa, Junior, Ashley, Andreina, Ezequiel, Hamilton, Aitana, Miguel, Emir y Isaac quienes son mi mayor inspiración.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR”** elaborado por la estudiante **TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES**, 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 **4 %** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

Martha Tenempaguay1

4% Similitudes

< 1% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
< 1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Martha Tenempaguay1.docx	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ	Número de palabras: 10.244
ID del documento: fb24209008e9205d108c62eb69c04f38fae04910	Fecha de depósito: 6/8/2023	Número de caracteres: 63.223
Tamaño del documento original: 76.35 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 6/8/2023	



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

DOCENTE TUTOR

C.I. 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR”**, 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 de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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,



TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES

Autora de Tesis

C.I. 0928708064

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR**” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por la Srta. **TENEMPAGUAY LARA MARTHA MERCEDES**, 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.



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

DOCENTE TUTOR

C.I. 0906392493

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 4 de agosto de 2023

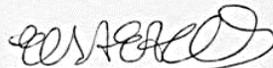
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **“Perforación con tubería de revestimiento como una alternativa para la perforación de pozos petroleros en el bloque 54 en Ecuador.”**, elaborado por **Tenempagüay Lara Martha Mercedes**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los cuatro días del mes de agosto de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”
Número de cédula: 0910001007
Número de celular: 0963137128
Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTO

A Dios, por la fortaleza y sabiduría durante toda mi vida.

Mis más sinceros y eternos agradecimientos a mis padres quienes serán los mayores promotores de mi vida, y por el apoyo brindado tanto emocional y económico para culminar mi carrera.

A la Dra. Marllelis Gutiérrez, por ser la directora de la carrera y docente a lo largo de mi formación académica.

Al Ing. Xavier Vargas, por sus conocimientos prestados y su apoyo como tutor durante este trabajo.

Al Ing. Carlos Malavé, por ser docente de la asignatura UIC y por su comprensión en el desarrollo de mi trabajo.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por brindarme la oportunidad de estudiar en ella y formarme profesionalmente. Y a todos los docentes, por impartir sus conocimientos formando profesionales del mañana.

A mi mejor amigo Ronald, una de las personas más especiales que he conocido y me ha brindado su compañía y amistad.

A mis amigos con quienes compartí todas las horas académicas, por su compañía en esta travesía.

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>vii</i>
<i>AGRADECIMIENTO</i>	<i>ix</i>
<i>CONTENIDO</i>	<i>x</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>xiv</i>
<i>LISTA DE TABLAS</i>	<i>xv</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>xvii</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>xviii</i>
<i>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>

1.1	PROBLEMA	1
1.2	ANTECEDENTES	2
1.3	JUSTIFICACIÓN	3
1.4	OBJETIVO	4
1.4.1.	General.....	4
1.4.2.	Específicos.....	4
1.5	HIPÓTESIS	5
<i>CAPÍTULO II</i>.....		6
2.1	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	6
2.2	ESTRATIGRAFÍA CAMPO SACHA.....	7
2.3	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	7
2.3.1.	Funciones de la Tubería de Revestimiento en los pozos	8
2.3.2.	Selección de la Tubería de Revestimiento	8
2.4	CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA.....	10
2.4.1.	Diámetro exterior y grosor de la pared	10
2.4.2.	Grado de acero	11
2.4.3.	Tubería resistente a la corrosión.....	14
2.4.4.	Tubería para alto colapso (TAC).....	14
2.5	TIPO DE CONEXIÓN DE TUBERÍA	15
2.5.1.	Recalcadas.....	15
2.5.2.	Semilisas o formadas.....	15

2.5.3.	Lisas o Integrales.....	15
2.5.4.	Acopladas	16
2.6	MECÁNICA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	16
2.6.1.	Análisis bending.....	16
2.6.2.	Análisis Torsión – Tensión	16
2.6.3.	Acumulación de Fatiga	17
2.6.4.	Torque, arrastre y pandeo.....	18
2.6.5.	Límites Operacionales.....	18
2.6.6.	Cargas en tuberías.....	19
2.6.7.	Requerimientos especiales para conexiones.....	20
2.7	PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	21
2.8	PRINCIPIO DE PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	21
2.9	EFFECTO DE FRISADO O PLASTERING	22
2.10	SISTEMA NO RECUPERABLE CASING DRILLING	23
2.11	HERRAMIENTAS DE FONDO	23
2.11.1.	Zapata Perforadora.....	23
2.11.2.	Equipo de flotación.....	24
2.12	HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE	24
2.12.1.	Top Drive.....	24
<i>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA</i>		<i>26</i>
3.1	TIPO DE ESTUDIO.....	26

3.2	UNIVERSO Y MUESTRA	27
3.3	CRITERIOS DE INCLUSIÓN DE LA MUESTRA.....	27
3.4	DATOS.....	27
3.5	CRITERIOS DE PERFORACIÓN	28
3.5.1.	Configuración del BHA	28
3.5.2.	Brocas empleadas en la perforación.....	30
3.5.3.	Fluidos de perforación usados	30
3.5.4.	TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	31
3.6	CONDICIONES DE LOS POZOS Y APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	31
3.7	CARACTERÍSTICAS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	32
3.8	COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL	32
3.9	DISEÑO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	32
<i>CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</i>		34
4.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS	34
4.1.1.	Análisis de reporte de perforación convencional	34
4.1.2.	Análisis de reporte de perforación con tecnología “Perforación con tubería de revestimiento”	40
4.1.3.	Gráfica de Tiempo y Profundidad.....	45
4.1.4.	Diseño mecánico	47
<i>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>		50

5.1 CONCLUSIONES	50
5.2 RECOMENDACIONES	51
<i>Bibliografía</i>	52

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Análisis de Tiempo y Profundidad en los primeros 1000 pies	45
Figura 2: Análisis de Tiempo y Profundidad durante la perforación	46
Figura 3: Diagrama mecánico correspondiente a la perforación convencional.....	47
Figura 4: Diseño mecánico de la perforación con tecnología “Perforación con tubería de revestimiento”	48

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Tabla de tolerancias con respeto al diámetro exterior, (Adaptado de Aguayo et al.,2016).....	10
Tabla 2: Configuración del BHA empleada en la primera sección de 16’’.....	28
Tabla 3: Configuración empleada en la sección intermedia de 12 ¼’’.....	29
Tabla 4: Especificaciones técnicas empleadas en la sección 9 ½’’.....	30
Tabla 5: Descripción detalla del tipo de broca y su respectiva clasificación.....	30
Tabla 6: Tipo de fluido empleado en la perforación de las secciones del pozo.....	31
Tabla 7: Pozo perforado convencionalmente en tres secciones.....	31
Tabla 8: Tiempos de perforación entré Perforación con tubería de revestimiento y Perforación convencional.....	45

**“PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO COMO UNA
ALTERNATIVA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL
BLOQUE 54 EN ECUADOR”**

RESUMEN

El presente trabajo de titulación muestra un estudio con el objetivo de presentar la tecnología que se tiene como opción en el mercado para reducir costos y tiempos dentro de la industria petrolera durante la perforación de pozos y esta es la perforación de pozos con tubería de revestimiento (TR) elimina la perforación convencional, es decir, bajar tubería de perforación y posteriormente extraer para instalar la TR permanente. También disminuye significativamente los problemas de pérdida de circulación y reduce los tiempos de equipo de perforación no productivos, además permite tener un mayor control para evitar desviaciones no programadas o pega de tuberías. Esta tecnología también permite tener menos viajes durante la perforación, más seguridad y su eficiencia es mayor.

La perforación con tubería de revestimiento proporciona los beneficios económicos en función del tiempo ahorrado en el proceso de acondicionar el pozo e instalar la tubería de revestimiento, con la tecnología utilizada se puede configurar de diferente manera ya que es compatible con componentes utilizados en la perforación como son las brocas, motores de fondo, entre otros.

PALABRAS CLAVES: Perforación / Tubería de Revestimiento / Eficiencia

“CASING DRILLING AS AN ALTERNATIVE FOR OIL WELL DRILLING IN BLOCK 54 IN ECUADOR”

ABSTRACT

The present titling work shows a study with the objective of presenting the technology that is available as an option in the market to reduce costs and times within the oil industry during the drilling of wells and this is the drilling of wells with casing (TR) eliminates conventional drilling, that is, running drill pipe and then extracting to install the permanent TR. It also significantly decreases lost circulation problems and reduces non-productive rig times, also allows for greater control to avoid unscheduled deviations or sticking of pipes. This technology also allows for fewer trips during drilling, more safety, and higher efficiency.

Drilling with casing provides the economic benefits based on the time saved in the process of conditioning the well and installing the casing, with the technology used it can be configured differently since it is compatible with components used in drilling such as They are drill bits, bottom motors, among others.

KEYWORDS: Drilling / Casing / Efficiency

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El objetivo de la propuesta es mostrar una de las tecnologías que se tiene como opción en el mercado para reducir costos y tiempos dentro de la industria petrolera durante la perforación de pozos.

La tecnología de la perforación de pozos con tubería de revestimiento (TR) elimina la perforación convencional, es decir, bajar tubería de perforación y posteriormente extraer para instalar la TR permanente. También disminuye significativamente los problemas de pérdida de circulación y reduce los tiempos de equipo de perforación no productivos, además permite tener un mayor control para evitar desviaciones no programadas o pega de tuberías. Esta tecnología también permite tener menos viajes durante la perforación, más seguridad y su eficiencia es mayor.

1.1 PROBLEMA

La extracción de la tubería de perforación inesperadamente a superficie tiene causas comunes como la pérdida del fluido de perforación por daños en la formación, presencia de acuíferos en las formaciones, derrumbes por inestabilidad de las paredes del pozo; estos problemas anteriormente mencionados retrasan el proceso de perforación e incrementan el costo de las operaciones ya que se debe establecer una etapa para la búsqueda de alternativas que permitan solucionarlos.

1.2 ANTECEDENTES

- Se lleva a cabo un estudio de evaluación y análisis enfocado en la optimización de la perforación de pozos, revelando que la perforación no convencional utilizando tubería de revestimiento podría ser la opción más favorable para el desarrollo de campos petroleros, tanto en escenarios marítimos como en tierra, en comparación con los métodos de perforación convencionales. Esta alternativa permite abordar y resolver problemas inherentes a la perforación rotatoria, como las pérdidas de circulación y la estabilidad del pozo, junto con otros parámetros operativos. La adopción de esta técnica resulta en la reducción de tiempos de perforación y, por consiguiente, en ahorro de costos operativos significativos (Fajardo, 2013).
- Se propone el uso de la tecnología de perforación de revestimiento donde se analizan y describen las principales características de estas técnicas de perforación con Tubería de Revestimiento, dando como resultado que la tecnología implementada genere beneficios económicos al reducir el tiempo requerido para preparar un agujero y colocar la tubería de revestimiento (Borja & Carrillo, 2013).
- En el año 2019 en Venezuela, Yunelvis Perez y Kelly Rodríguez, presentaron un estudio dirigido a analizar la perforación con tubería de revestimiento en la construcción de hoyos superficiales en campos petroleros. Este estudio se basó en las teorías propuestas por Benítez (2014), Weatherford (2011) y otros expertos que han abordado el concepto de perforación con casing drilling o tubería de revestimiento..
- En México, la empresa PEMEX ha planteado un diseño de perforación de pozos que involucra la necesidad de establecer uno o varios puntos de referencia para determinar la trayectoria que el pozo debe seguir. Cada coordenada proporciona información sobre la ubicación desde la cual comienza la perforación y el punto en el que se

encuentra el objetivo deseado, lo que define si el pozo será perforado de manera vertical o direccional.

- Se lleva a cabo un análisis exhaustivo acerca de la dinámica hidráulica en la perforación utilizando tuberías de revestimiento, mediante la utilización de diversos modelos destinados a calcular las pérdidas de presión debido a la fricción en los espacios anulares de estas perforaciones con revestimiento. Estos modelos engloban tanto el enfoque convencional como aquellos desarrollados por Díaz y Wei. El propósito de este estudio radica en demostrar cómo factores como la configuración geométrica del pozo, la velocidad de rotación y la desviación respecto al centro influyen en la dinámica hidráulica de esta modalidad de perforación. (Rengifo, Arroyave, & Sierra, 2006)
- El estudio de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos de Piedemonte llanero operados por BP revela que el desgaste de la tubería de revestimiento es un fenómeno presente en estos pozos debido a su profundidad y complejidad. Este aspecto debe ser evaluado, considerando que sus efectos adversos pueden resultar en una disminución de las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento, lo que impacta negativamente en la integridad del pozo (Ochoa , 2008).

1.3 JUSTIFICACIÓN

Con el pasar de los años, la industria petrolera sigue en la búsqueda de alternativas para elevar sus ganancias minimizando tiempos improductivos, mejorar el rendimiento operacional, disminuyendo costos operativos y riesgos del personal, lo que permite mejorar la economía del proyecto. Por lo que se han desarrollado nuevas tecnologías para el proceso de perforación, lo que nos permite reducir los costos y tiempos implementados.

La perforación con tubería de revestimiento en la tecnología más prometedora que se empata completamente con las necesidades de la industria del petróleo, ya que nos permitirá reducir los tiempos improductivos y costos en el proceso de perforación.

Este estudio se centrará en proporcionar una descripción de la técnica de perforación con tubería de revestimiento, la cual implica ir bajando el revestimiento a medida que se va perforando y se utiliza al revestidor como proveedor de energía hidráulica y mecánica.

1.4 OBJETIVO

1.4.1. General.

- Analizar la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento como una alternativa para la perforación de pozos petroleros en el bloque 54 en Ecuador.

1.4.2. Específicos.

- Describir las condiciones que deben reunir los pozos para la aplicación de la alternativa.
- Explicar las características y herramientas que se utilizan para la perforación con tubería de revestimiento.
- Comparar la técnica de perforación convencional frente a la alternativa de perforación con tubería de revestimiento.
- Estructurar el diseño de perforación con tubería de revestimiento para que cumplan las condiciones de aplicación de la alternativa.

1.5 HIPÓTESIS

Con la perforación con tubería de revestimiento en el Bloque 54 en Ecuador se podrá optimizar las actividades de perforación lo que reduce tiempos en el proceso que permiten ahorrar costos en futuros proyectos de la industria petrolera, además minimiza los problemas que se dan en un proceso convencional.

CAPÍTULO II

2.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La sección cretácica de las formaciones Napo, Hollín y Basal Tena en la Cuenca Oriente ecuatoriana presenta características claramente definidas en un contexto de estratigrafía secuencial. Los componentes clásticos de estos miembros documentan las variaciones eustáticas que ocurrieron a nivel global durante el período que abarca desde el Aptiense hasta el Maastrichtiense. Estos cambios reflejan alteraciones significativas en la paleogeografía, variaciones laterales en las facies y oscilaciones en la línea de costa que llegan a alcanzar hasta 200 km en la plataforma marina somera del este (Barragan *et al.*, 2004).

La sucesión sedimentaria de las formaciones Hollín-Napo-Basal Tena exhibe atributos claramente definidos en el contexto de un patrón de estratigrafía secuencial. Estas formaciones dan testimonio de cambios abruptos en la línea de costa en la plataforma marina somera de la Cuenca Oriente durante el período Cretácico. Además, presentan modificaciones tanto verticales como laterales en las facies a lo largo de la cuenca, lo cual interrumpe la sedimentación marina de baja energía que predominaba. En el marco de un enfoque de estratigrafía secuencial, las fluctuaciones relativas en el nivel del mar ejercen un control sobre el espacio disponible para la acumulación de sedimentos, lo que a su vez influye de manera regional en la distribución de las facies sedimentarias en la cuenca (Zailtin *et al.*, 1994).

Después de un período de erosión que afectó a las secuencias jurásicas y paleozoicas en la Cuenca Oriente, se desarrolla la deposición de un sistema fluvial asociado con la formación principal Hollín. En este contexto, se pueden identificar diversos ambientes de depósito. La sección basal se interpreta como depósitos fluviales que rellenan los valles sobre la superficie erosionada que precede a la formación Hollín. Posteriormente, se da lugar a la deposición de

la porción principal de la formación Hollín, que se caracteriza por la presencia de una secuencia de depósitos de ríos entrelazados que progradan de manera diacrónica en planicies aluviales (White *et al.*, 1999).

2.2 ESTRATIGRAFÍA CAMPO SACHA

El patrón estratigráfico observado en el campo Sacha es representativo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, donde se han llevado a cabo numerosos análisis de capas y sus características desde la superficie hasta las zonas de interés. Esto se logra mediante la creación de una columna de referencia que proporciona detalles como la era y la edad geológica, la formación correspondiente, el entorno de deposición, el espesor promedio, la composición litológica, entre otros aspectos relevantes (Romero & Gómez, 2010).

Las areniscas presentan un contenido relativamente elevado de glauconita de grano medio, lo cual contribuye a su marcada coloración verde. El cuarzo detrítico suele ser de grano fino a muy fino. Las capas de arena delgadas también muestran presencia de glauconita, mientras que las lutitas contienen inclusiones y láminas de arena en su composición (White & Barragán, 1997).

2.3 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento representan el elemento esencial para revestir el agujero en proceso de perforación. Esta acción garantiza el éxito de las actividades realizadas durante las fases de perforación y culminación del pozo. El propósito fundamental de las tuberías de revestimiento es salvaguardar las áreas perforadas y aislar aquellas zonas problemáticas que puedan surgir durante la perforación. Un ejemplo claro es la revestición del orificio para mantener su estabilidad, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, gestionar las presiones tanto durante la perforación como durante la vida productiva del pozo. Además de esto, las tuberías de revestimiento permiten la instalación de

las conexiones de control en la superficie (cabezales, BOP's), los empacadores y la tubería de producción (Morán et al., 2009).

2.3.1. Funciones de la Tubería de Revestimiento en los pozos

Sergio Gandara, en 1990, establece las siguientes funciones de la tubería de revestimiento en los pozos petroleros:

- Soportar las paredes del pozo y detiene las tendencias de derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Evitar contaminación de agua superficial.
- Evitar el escape de los fluidos de la formación a través del pozo de un estrato a otro.
- Sirve de punto de apoyo del equipo de trabajo.
- En la superficie, el revestimiento constituye un medio para afianzar una válvula de control con la cual se puede regular el flujo de petróleo y gas y controlar la presión dentro del pozo (permite la facilidad de producción)

2.3.2. Selección de la Tubería de Revestimiento

Elegir adecuadamente las tuberías de revestimiento constituye uno de los elementos de mayor relevancia en la elaboración de programas, la planificación y la ejecución de las operaciones de perforación de pozos. Es esencial que la tubería de revestimiento sea capaz de resistir las presiones y cargas correspondientes a una gama específica de condiciones operativas. Este aspecto engloba una importancia fundamental en términos de seguridad y eficiencia durante el proceso de perforación, así como en la vida útil productiva del pozo. (Schlumberger, 2013).

PEMEX establece que comúnmente un pozo petrolero se compone de las siguientes tuberías de revestimiento:

- ***Tubería de Revestimiento Conductora***

Esta tubería de revestimiento inaugural tiene la capacidad de ser encajada en el pozo o cementada en su posición. La función principal del revestimiento superficial es proporcionar la base para el primer cabezal, que incluye conexiones superficiales y para la circulación de lodo de perforación. Siendo de mayor diámetro, permite el paso de todas las tuberías de revestimiento en el pozo.

- ***Tubería de Revestimiento Superficial***

Es la tubería que sirve de protección contra explosiones, aísla los acuíferos someros, arenas inconsistentes, manifestaciones de gas somero y permite seguir perforando con un lodo de mayor densidad.

- ***Tubería de Revestimiento Intermedia***

Esta tubería desempeña un papel crucial al aislar áreas inestables en el agujero de perforación, zonas afectadas por pérdidas de circulación de baja presión y áreas destinadas a la producción. Su aplicación es particularmente destacada en regiones donde se produce una transición entre presiones normales y anormales.

- ***Tubería de Revestimiento de Explotación***

Esta tubería cumple la función de aislar la región de producción y está diseñada para soportar la presión máxima proveniente del lecho productor de la formación, al mismo tiempo que debe resistir las presiones que se manejarían en el escenario de fracturación del pozo, con el fin de aumentar su capacidad productiva.

- ***Tubería de Revestimiento Liners***

Este es un segmento de tubería que se fija a otra tubería. Su implementación tiene lugar cuando la longitud de la tubería estándar excede el intervalo necesario, lo que implica perforar más allá de lo requerido. Esto resulta en una disminución de costos y una mejora en la eficiencia hidráulica en perforaciones de gran profundidad. La tubería más corta puede integrarse tanto en la sección intermedia como en la de explotación de la sarta de perforación.

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA

2.4.1. Diámetro exterior y grosor de la pared

El diámetro exterior hace referencia a la medida del cuerpo principal de la tubería y no incluye a los acoples. El diámetro de los acoples adquiere relevancia debido a que establece la dimensión mínima del orificio por el cual la tubería de revestimiento puede ser introducida. Por otro lado, el espesor de la pared es determinante para el diámetro interno de la tubería, lo cual a su vez establece el tamaño máximo de la barrena que puede ser conducida a través de dicha tubería. La tolerancia aceptada en términos de diámetro exterior y grosor de pared está especificada por las normativas API 5CT/ISO 11960 (Aguayo et al., 2016). Como regla general:

Tabla 1: Tabla de tolerancias con respecto al diámetro exterior, (Adaptado de Aguayo et al.,2016)

Diámetro exterior	Tolerancia hacia arriba	Tolerancia hacia abajo
Diámetro $\geq 4 \frac{1}{2}$ " (casing)	1 % del diámetro	0.5% del diámetro
Diámetro $< 4 \frac{1}{2}$ " (tubing)	0.031 pg	0.031 pg

2.4.2. Grado de acero

Las características mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento están influenciadas tanto por la composición química del acero utilizado como por el tratamiento térmico al que se somete durante su proceso de manufactura. La American Petroleum Institute (API) ha establecido una designación de grado para el acero que consta de una letra, seleccionada de manera arbitraria, seguida de un número que representa el mínimo esfuerzo de cedencia del acero en lb/pg² ó psi (Hardisty, 2019).

El esfuerzo de cedencia según la definición de API es la cantidad mínima de tensión necesaria para causar una elongación por unidad de longitud. API define once grados de acero para tubería de revestimiento:

- ***H-40***

Se trata de una variedad de acero de carbono. H-40 es el grado de resistencia más bajo en tuberías de revestimiento, caracterizado por un límite elástico mínimo de 40 kpsi y una resistencia a la ruptura de 60 kpsi.

- ***J-55***

Similar al H-40, J-55 también pertenece a la categoría de aceros de carbono. El grado J-55 de tubería de revestimiento presenta un límite elástico mínimo de 55 kpsi y una resistencia a la ruptura de 75 kpsi.

- ***K-55***

K-55 también pertenece a la categoría de aceros de carbono. Fue desarrollado después del grado J-55 y ofrece una mayor resistencia a la tensión. Tiene un límite elástico mínimo de 55 kpsi y una resistencia a la ruptura de 95 kpsi. Ambos grados, J-55 y K-55, tienen un límite elástico mínimo de 55 kpsi, y sus capacidades de colapso y

resistencia interna son idénticas. Sin embargo, el grado K-55 tiene una resistencia a la tensión que es aproximadamente un 10% más alta que la de J-55.

- ***M-65***

Este grado está diseñado para ofrecer un rendimiento específico en entornos corrosivos o amargos. Específicamente el grado M-65 cumple con los requisitos de la norma NACE MRO175-97 para su uso en servicios amargos. Las propiedades mecánicas de M-65 se basan en el uso del grado L-80 y presenta un límite elástico mínimo de 65 kpsi y una resistencia a la ruptura de 80 kpsi.

- ***N-80***

Este grado se categoriza como una aleación de acero. El grado N-80 posee un límite elástico mínimo de 80 kpsi y una resistencia a la ruptura de 100 kpsi. Es importante destacar que N-80 no se considera apropiada para entornos con presencia de sulfuro de hidrógeno debido a su límite elástico máximo de 110 kpsi, que podría limitar su desempeño en tales condiciones corrosivas.

- ***L-80***

El grado L-80 es ampliamente preferido para aplicaciones con altos niveles de resistencia a H₂S. Este grado exhibe un rendimiento mínimo de 80 kpsi, una resistencia a la ruptura de 95 kpsi y un límite máximo de elasticidad de 95 kpsi. Cabe destacar que L-80 fue el primer grado en presentar un requisito de dureza máxima.

- ***C-90***

La fabricación de C-90 es una aleación de acero, con agregados de cromo y molibdeno, para lograr una mayor resistencia. En 1983, API introdujo el grado C-90 y su uso ha experimentado un aumento en los últimos años, especialmente en pozos

de alta presión que contienen sulfuro de hidrógeno. Este grado presenta un rendimiento mínimo de 90 kpsi y una resistencia a la ruptura de 100 kpsi. Sin embargo, se establece un límite máximo de rendimiento de fuerza de 105 kpsi.

- ***C-95***

El grado C-95 presenta un límite elástico mínimo de 95 kpsi y un límite superior de 110 kpsi. Su resistencia a la tracción mínima es de 105 kpsi. Sin embargo, debido a la restricción en su límite elástico, este grado no se considera adecuado para su uso en presencia de sulfuro de hidrógeno a temperaturas más bajas, debido a la mayor resistencia requerida en esos niveles.

- ***T-95***

El grado T-95 es una versión mejorada del modelo C-90 y aborda los problemas encontrados con el C-95 en presencia de H₂S. La fabricación de T-95 es una aleación de acero, con agregados de cromo y molibdeno, para lograr una mayor resistencia. Presenta un rendimiento mínimo de 95 kpsi y una resistencia a la ruptura de 105 kpsi. El límite superior de rendimiento está restringido a 110 kpsi.

- ***P-110***

El grado P-110 se caracteriza por tener un límite elástico mínimo de 110 kpsi, una resistencia a la ruptura de 125 kpsi y un rendimiento máximo de 140 kpsi. Se esperaba que P-110 cubriera las futuras necesidades pero de acuerdo a la profundidad, grados más fuertes son ahora comunes debido al aumento en profundidad y presiones.

- ***Q-125***

Aprobado por API en 1985, es empleado en pozos de alta presión. Con un límite elástico de 125-150 kpsi y una resistencia a la ruptura de 135 kpsi, es el primer grado API que requiere pruebas de impacto para verificar la dureza del acero.

2.4.3. Tubería resistente a la corrosión

Durante el proceso de fabricación de la Tubería de Revestimiento de Corrosión (TRC), se aplica un tratamiento que contiene calcio y silicio. Estos elementos capturan las inclusiones no metálicas, en especial el sulfuro de manganeso, y les otorgan una forma esférica tipo globular. Esto previene la acumulación de hidrógeno. Esta tubería está confeccionada con un tipo específico de acero y se somete a un minucioso proceso de limpieza, lo cual asegura una estructura microscópica uniforme. Además, contiene un 1% de peso de cromo (Cr), lo que mejora tanto las características mecánicas como la longevidad del producto, especialmente en entornos corrosivos (SigmaOil, 2015).

2.4.4. Tubería para alto colapso (TAC)

Además de las presiones externas uniformes, el reservorio puede generar elevadas presiones debido a los desplazamientos en el terreno o a la presencia de estratos salinos, lo que somete a los tubos a una presión externa adicional. La alta resistencia al colapso se logra mediante un proceso de fabricación personalizado que pone un enfoque especial en los parámetros geométricos y las propiedades mecánicas, como la tensión de fluencia y la resistencia a la rotura (Tenaris, 2003).

2.5 TIPO DE CONEXIÓN DE TUBERÍA

Dado que las tuberías empleadas en los pozos cuentan con una longitud máxima limitada, resulta imperativo unir estas secciones de tubería para permitir su inserción en el pozo. Esta unión debe garantizar la hermeticidad y la capacidad de soportar todas las fuerzas a las que será sometida. A esta unión se le denomina junta o conexión. (Flores & Luna, 2009)

Eduardo Aules, en Quiro el 2013, realiza un estudio de factibilidad en el cambio de conexión de tubería de revestimiento en el cual detalla las conexiones de acuerdo con el maquilado de los extremos como:

2.5.1. Recalcadas

Se aumenta tanto el grosor como el diámetro externo de la tubería en uno o ambos extremos mediante un proceso de forja en caliente, seguido por la aplicación de un proceso de alivio de tensiones.

2.5.2. Semilisas o formadas

El extremo piñón es suajado cerrado-9 y la caja extrema es expandida en frío, la cual se lleva a cabo sin exceder el 5% del diámetro exterior de la tubería de revestimiento y el 2% de su espesor. Luego se realiza un proceso de alivio de tensiones.

2.5.3. Lisas o Integrales

Estas conexiones se unen en un extremo de la tubería con una rosca exterior, conocida como “piñón”, y se conectan en el otro extremo con una rosca interior, denominada “caja”.

2.5.4. Acopladas

Estas conexiones incluyen un tercer componente llamado “acople”, que es una breve sección de tubería con un diámetro ligeramente mayor y una rosca interna. Este acople sirve para unir dos secciones de tubería con roscas externas en sus extremos.

2.6 MECÁNICA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

En la mayoría de los casos estudiados para la perforación con tuberías, los aspectos técnicos y las consideraciones que se toman en cuenta no presentan diferencias significativas en comparación con el diseño de un revestimiento convencional. Datos como los gradientes de porosidad y fractura, gradientes de temperatura y la composición litológica del subsuelo son fundamentales tanto para el diseño convencional de una sarta de perforación como para el diseño de la tubería de revestimiento. La única diferencia que se presenta radica en la incorporación de tensiones adicionales originadas por los efectos dinámicos (Mazzafarro, 2006).

2.6.1. Análisis bending

La flexibilidad de la sarta se refiere a su capacidad para doblarse, lo cual es resultado de la combinación de tensiones y compresiones que ocurren debido a la desviación del pozo. Este fenómeno involucra la deformación del material de la sarta. Es crucial comprender esta propiedad, ya que permite identificar los esfuerzos combinados de tensión y compresión presentes en la sección desviada del pozo.

2.6.2. Análisis Torsión – Tensión

La torsión ocurre cuando el revestimiento se curva debido a la carga compresiva acumulada en la sección inferior de la sarta. Esta situación no es necesariamente destructiva. Del estudio de las deformaciones en el contexto de la torsión, se puede

inferir que la deformación angular experimentada por las fibras de una barra sometida a torsión aumenta de manera lineal conforme se alejan del eje central de la barra. En consecuencia, las tensiones cortantes también seguirán esta misma tendencia, dado que ambas magnitudes están estrechamente interconectadas a través del módulo de elasticidad transversal (García, 2022). No obstante, esta torsión puede generar dos efectos que sí podrían ser problemáticos:

- Las fuerzas laterales de contacto entre el revestimiento y las paredes del pozo pueden resultar en desgaste y aumentar el torque requerido para girar la tubería de revestimiento.
- La torsión puede ocasionar que el revestimiento adquiera una forma curva en el pozo, lo que aumenta el esfuerzo en la tubería y puede generar vibraciones laterales.

La perforación no convencional también se ve limitada por la disminución de la resistencia a la torsión de la tubería empleada, dependiendo de la carga de tensión a la que esté sometida. Esta consideración se torna más significativa en perforaciones más profundas o en operaciones de cementación que involucran rotación (Mazzaferro, 2006).

2.6.3. Acumulación de Fatiga

Las cargas que varían en amplitud a lo largo del tiempo pueden ocasionar la fractura de estructuras a niveles de tensión más bajos en comparación con situaciones en las que las cargas tienen una amplitud constante. A este fenómeno es al que denominamos fatiga. De manera más amplia, las normativas ASTM lo definen como “el proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado que ocurre en un punto del material sujeto a tensiones y deformaciones de amplitudes variables y

que produce grietas que conducen a una fractura total tras un número de ciclos” (Marco, 2010).

Las fracturas por fatiga son particularmente peligrosas debido a que generalmente no muestran señales previas de inminente fallo, sino que ocurren súbitamente sin evidencia aparente de deformación plástica. Estas fracturas se caracterizan por ser frágiles y se manifiestan en dos zonas claramente distintas: una zona lisa que corresponde a la sección que ha experimentado una ruptura gradual desde un punto y otra zona de aspecto grueso y brillante que se rompe de manera instantánea cuando la sección debilitada ya no puede soportar una carga excesiva final. Además, es importante tener en cuenta que en la resistencia a la fatiga pueden influir otros factores además de la geometría, las propiedades del material y las cargas, como la corrosión, el proceso de fabricación, entre otros, cuyos efectos son difíciles de cuantificar de manera precisa (Suero & Oller, 1998).

2.6.4. Torque, arrastre y pandeo

El torque durante la perforación se refiere a la fuerza mecánica generada por el Top Drive o la Mesa Rotatoria, que se aplica para hacer girar la sarta de perforación y superar las resistencias presentes a lo largo de la trayectoria del pozo. En el contexto de la perforación, el arrastre se genera debido a la interacción entre las superficies de contacto de las conexiones de la tubería y las paredes del pozo que está siendo perforado. Esto ocurre debido al deslizamiento y/o rotación de la sarta de perforación. El arrastre puede tener efectos como el pandeo de la tubería, que al superar los límites de tensión puede llevar a una deformación plástica (Quispe & Remache, 2009).

2.6.5. Límites Operacionales

Los límites operativos de las sargas de trabajo utilizadas en las operaciones de perforación no convencional con tubería de revestimiento están determinados

principalmente por tres factores clave (Moreno & Ballesteros , 2011), descritos a continuación:

- El proceso de acumulación de fatiga.
- El número de veces que se aprietan y aflojan las conexiones.
- Las condiciones de operación utilizadas durante el proceso de perforación.

2.6.6. Cargas en tuberías

Las propiedades primordiales de las tuberías de revestimiento radican en los valores promedio de colapso, tensión y estallido. Los fabricantes suministran tablas en función de las especificaciones que detallan estas propiedades de acuerdo con los diversos tipos y grados de tuberías (API).

- ***Estallido***

La resistencia a la presión interna o estallido representa la habilidad de la estructura metálica para enfrentar la fuerza originada por una disparidad de presión interna. En el caso de los revestimientos, su resistencia a la presión interna se basa en los siguientes principios: debe ser igual o superior a la resistencia de la tubería misma, y en el caso de las conexiones API, especialmente el tipo Buttress, es posible que la resistencia al estallido de la conexión sea menor que la de la tubería en sí (Ochoa , 2008)

- ***Colapso***

La resistencia al colapso se refiere al estado mecánico de una tubería cuando se deforma debido a la aplicación de una carga que excede su capacidad para resistir la deformación. El colapso se presenta cuando una fuerza mecánica logra deformar un

tubo debido a las presiones externas ejercidas sobre él. A través de la teoría clásica de la elasticidad, es posible determinar los esfuerzos radiales y tangenciales predominantes que actúan sobre la tubería (Bravo et al., 2013).

- ***Carga Axial de Tensión – Compresión***

Los esfuerzos axiales son aquellas fuerzas que actúan a lo largo del eje de un elemento, y generalmente se presentan en elementos como tuberías que son sometidas a fuerzas axiales, ya sean de tensión o compresión. Además de tener resistencia, los materiales deben poseer rigidez, lo que significa que deben ser capaces de resistir deformaciones. Una estructura excesivamente deformable puede comprometer su funcionalidad y su apariencia estética. En el caso de fuerzas axiales, ya sea de tensión o compresión, se producirán alargamientos o acortamientos en el elemento, respectivamente (Martinez, 2019).

- ***Carga Dinámica***

Son aquellas que varían con rapidez desde valor nulo hasta su valor definitivo, produciendo aceleraciones importantes sobre los componentes estructurales. En la mayoría de los casos, las fallas en las tuberías son consecuencia de cargas que experimentan cambios a lo largo del tiempo en lugar de ser cargas estáticas constantes. Estas fallas suelen acontecer a niveles de esfuerzo notablemente inferiores al límite elástico de los materiales. Motivo por el cual, basarse únicamente en la teoría de fallas estáticas podría resultar en diseños poco seguros cuando las cargas sean dinámicas (jimcontent, 2016).

2.6.7. Requerimientos especiales para conexiones

La técnica de perforación utilizando tubería de revestimiento implica la evaluación de las siguientes características de la conexión:

- Alto Torque
- Alta Compresión
- Alta Resistencia a la Fatiga

2.7 PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La técnica de perforación empleando tubería de revestimiento se destaca como uno de los recursos más fundamentales en la industria petrolera, especialmente en el ámbito de la perforación. Como su nombre sugiere, esta tecnología permite al operador revestir el pozo simultáneamente mientras se lleva a cabo la perforación. La tecnología conocida como CwD mejora las condiciones operativas y reduce los tiempos en comparación con los métodos de perforación convencionales. Desde un enfoque operativo, esta metodología posibilita a las empresas eliminar la necesidad de funciones que antes eran fundamentales, como los asistentes en las mesas rotativas y los asistentes técnicos de perforación (Chango).

Otra ventaja de la CwD es la utilización de una tubería de revestimiento menos en comparación con la perforación convencional, lo que resulta en una mayor eficiencia y economía (Velázquez & De los Santos, 2014).

2.8 PRINCIPIO DE PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El propósito principal de la técnica de perforación utilizando tubería de revestimiento era realizar una perforación vertical y la colocación de un tubo protector mediante la tecnología de perforación con Casing "DwC" desde la superficie hasta una profundidad de 460' pies. Se empleó una zapata perforadora de 24"OD, junto con un revestidor de 20", con un peso de 94 lb/pie, grado de acero k55 y conexión BTC. Este enfoque buscaba mejorar la eficiencia en la

construcción de la sección al eliminar la necesidad de viajes adicionales de tubería (Condoy, 2018)

La utilización de la tubería de revestimiento ofrece varias ventajas, entre ellas la reducción de los costos de construcción de pozos, la mejora en la eficiencia operativa, el incremento de la seguridad y la disminución del impacto ambiental. En esencia, esta técnica de perforación emplea tubos de mayor diámetro que se colocan permanentemente en el pozo en lugar de la tradicional sarta de perforación. Una característica clave de la perforación con tubería de revestimiento es la reducción de los viajes de tubería necesarios durante la perforación, lo que disminuye la probabilidad de colapsos en el pozo debido a las operaciones de extracción de fluidos y a los flujos naturales (Fontenot, *et al.*, 2009). Esta técnica ofrece un enfoque más eficiente y seguro para la perforación al optimizar el proceso y reducir los riesgos asociados con las operaciones convencionales.

Adicionalmente, esta técnica reduce la probabilidad de desviaciones no previstas y limita el desgaste interno de las sartas de revestimiento de superficie o intermedias que se han instalado previamente. La disminución de la manipulación de las tuberías también mejora la seguridad en la ubicación del pozo y habilita a los perforadores a emplear equipos de perforación de tamaño estándar o incluso más pequeños, diseñados específicamente para operar con tubería de revestimiento (Piasco, 2006).

2.9 EFECTO DE FRISADO O PLASTERING

Este efecto se origina debido a que el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación es notablemente más estrecho, lo que conlleva a que los recortes de perforación recubran y fortalezcan las paredes del pozo. Este fenómeno resulta en la formación de un nuevo revestimiento de alta resistencia e impermeabilidad. Las principales ventajas abarcan la optimización de la geometría del pozo y la minimización de las pérdidas de circulación al mejorar las operaciones de cementación. Además, proporciona un orificio más simétrico que

sella fracturas o microfracturas, intensifica los esfuerzos circunferenciales y contribuye a la estabilidad del pozo (Zaida, 2020).

2.10 SISTEMA NO RECUPERABLE CASING DRILLING

Esta técnica puede emplearse en la perforación de pozos utilizando tanto tuberías de revestimiento cortas (liner) como sargas de revestimiento completas. En este método, una broca se conecta directamente al revestimiento, lo que permite la opción de utilizar un zapato perforador (DrillShoe) o una broca convencional. La broca puede ser asegurada en la tubería de revestimiento y fijada mediante cemento, o bien puede ser liberada y soltada en el fondo del pozo para permitir la toma de registros. Las brocas o zapatos perforables, como las brocas Weatherford Tipo II o DrillShoe Tipo III o Case de Baker Hughes, estas herramientas cuentan con estructuras de corte en su exterior para llevar a cabo la perforación, pero a su vez pueden ser eliminadas mediante el proceso de fresado. (Moreno & Ballesteros , 2011).

2.11 HERRAMIENTAS DE FONDO

2.11.1. Zapata Perforadora

La zapata perforadora opera tanto como una broca PDC convencional como una zapata flotadora, y su longitud oscila entre 2 y 2.5 pies. Se coloca directamente en la última unión de la tubería de revestimiento a cementar una vez que se ha perforado hasta la profundidad total (TD) (Condoy, 2018). A continuación, se enlista las partes de la Zapata Perforadora:

- La cara
- Los chorros
- Las aletas

- Estructuras de corte
- El cuerpo
- Caja

2.11.2. Equipo de flotación

Elegir los equipos flotadores adecuados para un trabajo con revestidor es considerablemente más crucial que en el caso de una sarta completa de tubería de revestimiento. Si los equipos flotadores llegaran a fallar, esto podría desencadenar costosos trabajos de remedio que implicarían múltiples inyecciones de cemento para llevar a cabo las reparaciones necesarias (Bolaños, 2010).

El collar de flotación constituye una válvula suplementaria especialmente diseñada para contrarrestar el flujo inverso o la presión inversa, con el propósito de asegurar que el cemento no retroceda hacia el liner una vez que se ha completado el desplazamiento. Por lo general, se instala una o dos juntas por encima de la zapata flotadora. Estos collares son opcionales y su función radica en proporcionar una capa adicional de seguridad en forma de una válvula de contrapresión, lo que contribuye a reducir la contaminación en torno a la zapata. Cabe destacar que todas las partes internas de este componente están fabricadas con materiales que presentan un alto índice de perforabilidad (Bolaños, 2010).

2.12 HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE

2.12.1. Top Drive

Esta herramienta permite enroscar y desenroscar las conexiones de los tubos de manera directa, sin la necesidad de utilizar llaves de fuerza ni cadenas de maniobra. La elevadora puede ser manejada hidráulicamente, lo que permite su desplazamiento

hacia el engrampador. Esto facilita al operador maniobrar la barra de perforación y los Drill Collars de manera segura, disminuyendo los riesgos asociados con la manipulación de la tubería. En las actividades de control de pozo, la utilización del top drive mejora la seguridad al disminuir el desgaste del preventor de reventones (BOP). Esto ocurre al permitir que el sellado se efectúe alrededor de un tubo con una sección redonda, en contraste con un Kelly que posee una forma cuadrada o hexagonal. Además, es posible conectarse a la tubería de perforación en cualquier nivel de la torre para realizar la circulación de los fluidos de perforación. El top drive está equipado con una válvula de control remoto para el cuadrante, lo que ayuda a reducir las pérdidas y derrames de lodo de perforación durante las maniobras de ascenso o al desconectar después de la circulación por encima del piso de perforación (Arias, 2015).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

El presente trabajo se estructura bajo los siguientes parámetros:

Una investigación descriptiva que se encarga de enumerar las características de la tubería de revestimiento así mismo el lugar de cada sección y en qué consiste. El objetivo es describir la naturaleza del Casing ya que ninguna de las variables que forman parte del trabajo de investigación está influenciada. 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, pero la información obtenida se puede utilizar de varias maneras y en múltiples análisis.

El trabajo investigativo será bibliográfico, es decir, que se ha recopilado y buscado información de todo tipo sobre el tema de estudio. Esta etapa es en la que el investigador relaciona y busca la fuente de manera exhaustiva de la producción existente sobre el área en la que se trabaja.

El estudio también resulta de una manera transversal debido a que se realiza en un tiempo determinado de 3 meses y dicho estudio tendrá una prospección para que los resultados obtenidos se utilicen con el fin de aplicarse esta tecnología en la perforación de nuevos pozos en el bloque 54.

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 serio y fidedignos, como también indagar quién es el autor y su formación académica.

3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

El universo a seleccionarse está en el marco dentro del Bloque 54 de la Amazonía del Ecuador, donde se realizaron análisis de pozos perforados con el sistema convencional y la relación que tiene con un pozo perforado con la tecnología de perforación con tubería de revestimiento.

Para lograr esto, se seleccionará una muestra de pozos perforados con el sistema convencional en el Bloque 54. Esta muestra de referencia será utilizada para obtener información detallada sobre las características, rendimiento y comportamiento de los pozos perforados mediante el sistema convencional.

3.3 CRITERIOS DE INCLUSIÓN DE LA MUESTRA

Se toman en cuenta las características litológicas pertenecientes exclusivamente de la zona de estudio, en referencia a las formaciones someras ubicadas en el Bloque 54.

3.4 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 54
- Historial de perforaciones donde utilicen la tecnología de perforación con revestimiento

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

- Manuales de perforación
- Páginas de las empresas que aplican la tecnología
- Literatura de empresas dentro de la industria petrolera
- Investigación web – bibliográfica
- Documentales

Los datos a utilizarse en la investigación fueron adquiridos en el campo, posterior se enviaron a las empresas donde se hicieron los respectivos análisis para la realización de los informes públicos de donde se obtuvieron los datos a utilizarse en el proyecto para la aplicación de la tecnología.

3.5 CRITERIOS DE PERFORACIÓN

3.5.1. Configuración del BHA

Tabla 2: Configuración del BHA empleada en la primera sección de 16''

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
	1	Direccional	Broca tricónica de 16'' + 4 Jets de 14'' + Motor A962M5640XP + UBHO + 14 5/8'' Estabilizador + 2 Drill Collar de 8'' + Crossover + 5'' HWDP
16''	2	Direccional	Broca PDC de 16'' + Jets: 6x13+1x12+1x14+ A962M5640XP / 1.5 BH w/Stab. 15 3/4" + 3 Pony Monel + 14 5/8" Stabilizer + MWD Telescope 825 HF + Down Hole Filter Sub + UBHO + 2x8'' Drill Collars + 2 Cross over + 21x5" HWDP + Martillo Hidro-mecánico + 9x5" HWDP.

En la *Tabla 2*, se muestra la configuración del BHA empleada en la primera sección de 16'' del pozo, se utilizaron 2 BHA con arreglos direccionales, 1 broca tricónica para el primer ensamblaje y para el segundo 1 broca PDC, además se detallan las especificaciones técnicas del ensamblaje.

La *Tabla 3*, detalla la configuración empleada en la sección intermedia de 12 ¼'', donde se utilizaron 2 BHA con arreglo direccional, 2 brocas PDC, también consta la implementación de 2 modelos de motores deferentes correspondiente al A962M5640XP y A800M7840XP.

Tabla 3: Configuración empleada en la sección intermedia de 12 ¼''

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
12 ¼''	3	Direccional	Broca PDC de 12 ¼'' + Jets: 6x13+ A962M5640XP / 1.5 BH + Float Sub + 11 ¾'' Estabilizador + Pony Monel + MWD Telescope 825 + Down hole filter + 2 x 8" Drill Collars + Crossover + 24 x 5" HWDP + Martillo Hidro-mecánico + 9 x 5" HWDP + Crossover + 62 x 5 ½'' DPG + 32 x 5 ½'' DPS
	4	Direccional	Broca PDC de 12 ¼'' (Jets: 7x 15/32'', TFA 1.208 in ²) + A800M7840XP / 1.5 BH + Float Sub + 11 ¾'' Estabilizador + Pony Monel + MWD Telescope 825 + Monel + Down hole filter + 2 x 8" Drill Collars + Crossover + 14 x 5" HWDP + Martillo Hidro-mecánico + 9 x 5" HWDP + Crossover

Por consiguiente, las especificaciones técnicas empleadas en la sección 9 ½'' se detallan en la *Tabla 4*, trabajaron con 1 BHA con arreglo de tipo convencional, 1 broca PDC, para finalizar se incluyen las especificaciones detalladas del equipo empleado en esta sección.

Tabla 4: Especificaciones técnicas empleadas en la sección 9 ½’’

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
9 ½’’	5	Convencional	Broca PDC de 8 ½’’ Z516 (Jets: 4x13 + 1x12/32’’, TFA: 0.628 in ²) + Downhole Motor A675M7850XP + Float Sub + Pony Monel + 8 1/8’’ Estabilizador + Pony Monel + MWD Telescope 675 + Monel + 24x5’’ HWDP+ Martillo Hidráulico + 12x5’’ HWDP + Crossover.

3.5.2. Brocas empleadas en la perforación

En al siguiente *Tabla 5*, presenta la descripción detallada del tipo de broca y su respectiva clasificación, en la sección de 16’’ se empleó broca tricónica y broca PDC, sección intermedia de 12 ¼’’ se utilizaron brocas PDC, en la sección 8 ½’’ se implementó una broca PDC.

Tabla 5: Descripción detalla del tipo de broca y su respectiva clasificación

Sección	Número de BHA	Tipo de broca
	1	Tricónica
16’’	2	PDC
12 ¼’’	3	PDC
	4	PDC
8 ½’’	5	PDC

3.5.3. Fluidos de perforación usados

Tabla 6, presenta el tipo de fluido empleado en la perforación de las secciones del pozo, en la sección de 16’’ se utilizó fluido nativo disperso, en la sección intermedia

de 12 ¼” se empleó KlaShield y en la sección 8 ½” fluido KlaShield. Además, muestra la especificación de la densidad de los fluidos empleados.

Tabla 6: Tipo de fluido empleado en la perforación de las secciones del pozo

Sección	Tipo de fluido	Densidad
16”	Nativo disperso	8.5 ppg - 10.1 ppg
12 ¼”	KlaShield	10.2 ppg - 10.6 ppg
8 ½”	KlaShield	10.1 ppg - 10.6 ppg

3.5.4. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Pozo perforado convencionalmente en tres secciones, en la primera sección se utilizó una tubería de revestimiento de 13 3/8”, en la segunda sección una tubería de revestimiento de 9 5/8” y para concluir un Liner de 7” en la tercera sección, como se especifica en la *Tabla 7*.

Tabla 7: Pozo perforado convencionalmente en tres secciones

Sección	Diámetro de revestimiento	Profundidad de zapata (MD)
16”	13 3/8”	6410 ft
12 ¼”	9 5/8”	9992 ft
8 ½”	7”	10495 ft

3.6 CONDICIONES DE LOS POZOS Y APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Se llevaron a cabo análisis detallados de las condiciones que deben reunir los pozos para la aplicación de la alternativa de perforación con tubería de revestimiento. Estas condiciones

incluyeron aspectos geológicos, geográficos y operativos. Se consideraron factores como la profundidad del pozo, la presión y temperatura del yacimiento, la composición del suelo, entre otros.

3.7 CARACTERÍSTICAS Y HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El estudio detallado sobre las características y herramientas utilizadas en la perforación con tubería de revestimiento arrojó información valiosa sobre las ventajas técnicas de esta técnica en comparación con la perforación convencional. Se pudo constatar que la tubería de revestimiento utilizada en esta técnica posee propiedades superiores de resistencia a la corrosión y alta capacidad de carga, lo que la convierte en una opción adecuada para las condiciones específicas encontradas en el bloque 54.

3.8 COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Se realizó una comparación exhaustiva entre la técnica de perforación convencional y la alternativa de perforación con tubería de revestimiento. Los resultados demostraron que, si bien ambas técnicas son viables, la perforación con tubería de revestimiento ofrece ventajas significativas en términos de eficiencia, reducción de tiempo de operación, menores costos operativos y una mayor vida útil del pozo. Esto refuerza la viabilidad de la propuesta de aplicar la perforación utilizando tubería de revestimiento en el bloque 54.

3.9 DISEÑO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Finalmente, se estableció la configuración del diseño de perforación utilizando tubería de revestimiento para que cumpla con las condiciones específicas del bloque 54. Se presentó un diseño detallado que incluye la selección de herramientas, diámetros de tubería, técnicas de

cementación y otros aspectos clave. El diseño propuesto se ajusta a los criterios requeridos para la aplicación exitosa de la alternativa y se considera una hoja de ruta sólida para implementar esta técnica en el bloque 54.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el análisis de la información obtenida se detallan las comparaciones entre el pozo MATE – 23 que es el pozo perforado con tecnología “*Perforación con tubería de revestimiento*” frente a un pozo perforado con técnica convencional en el mismo sector.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

Se consideraron dos aspectos fundamentales en el proceso de la perforación con el fin de comprobar que existe la optimización de tiempo al perforar con tecnología “*Perforación con tubería de revestimiento*”:

- Tiempo requerido para perforar las secciones
- Grados de inclinación del pozo

4.1.1. Análisis de reporte de perforación convencional

Sección 16”

- Se armó BHA #1 con una broca tricónica de 16”, con estabilizadores de 14 5/8”, 2 drill collar de 8” y heavy weight de 5”. Se Baja BHA#1 y se perfora sección de 16” hasta 321 pies.

- Se bombea píldora viscosa, circulando hasta retornos limpios. Se realiza primera corrida con gyro a 274 pies (Incl. 0.49°, Azi 173.57°), se continúa perforando sección de 16” desde 321 a 412 pies y se bombea 30 barriles de píldora viscosa y se circula hasta retornos limpios.
- Se realiza segunda corrida con gyro a 368 pies (Incl. 0.47°, Azi 123.390°) y se saca BHA#1 hasta 250 pies libres con bomba 250 gpm y de 170 pies hasta 135 pies sube rimando con 250 gpm, 200 psi, 30 rpm, Torque de 2 a 7 klbs-ft. y se continúa sacando BHA hasta superficie.
- Se ensambla BHA # 2 con la siguiente configuración
 - Broca PDC de 16” con jets (6x13” +1x12” +1x14”)
 - W/Stab. 15 3/4"
 - Estabilizador de 14 5/8"
 - Telescopio MWD 825 HF
 - 2 Drill Collars de 8”
 - 21 Heavy Weight 5"
 - Martillo Hidro-mecánico
 - 9 Heavy Weight 5"
- Se baja sarta hasta 412 pies donde se realiza tercera corrida con gyro a 402 pies y se continúa perforando la sección de 16” rotando y deslizando desde 412 pies hasta 587 pies, donde se bombéa 50 barriles de píldora viscosa, se

circula hasta tener retornos limpios, se realiza cuarta corrida de gyro a 587 pies.

- Se continúa perforando sección de 16” rotando y deslizando desde 587 pies hasta 860 pies donde se bombéa 40 barriles de píldora viscosa de 9.1 ppg y se circula hasta tener retornos limpios.
- Se realiza quinta corrida de gyro a 859 pies (Incl. 0.72° , Azi. 344.54°). continúa perforando sección de 16” hasta 975 pies, donde se bombea 60 barriles de píldora viscosa pesada y circuló. Se continúa perforando sección de 16” rotando y deslizando desde 860 hasta 1172 pies.
- Se bombéa 40 barriles de píldora viscosa y circuló hasta retornos limpios. Se realiza sexta corrida de gyro a 1170 pies continuando perforando sección de 16” rotando y deslizando desde 1172 hasta 2092 pies, donde se realiza séptima corrida de gyro a 2092 pies.
- Con perforación de sección de 16” desde 2092 hasta 6410 pies (Punto de Casing), donde se bombea 40 barriles de píldora viscosa cada 2 paradas (1 parada = 3 tubos de 30 pies), y 40 bbls de píldora pesada cada 4 paradas.
- Se bombea 80 barriles de píldora pesada y se circula hasta observar retornos limpios, se continúa sacando BHA#2 desde los 6410 pies hasta 832 pies libres donde se bombéa 60 barriles de píldora dispersa y 60 barriles de píldora viscosa pesada para circular hasta tener retornos limpios.
- Se continúa sacando sarta hasta 177 pies y posteriormente se extráe la sarta por completo hasta 0 pies. Datos adicionales (Pto apretados 6240, 6165, 6070, 4632, 4450, 4123, 4450, 4123, 4094, 4048, 2721, 2670, 1128, 1078, 874, 738, 685 pies).

Sección 12 ¼"

- Armó BHA # 3 con la siguiente configuración
 - Broca PDC de 12 ¼" (Jets: 6x13" + 1x12" + 1x14")
 - Estabilizador de 11 ¾"
 - Telescopio MWD 825 HF+ Monel
 - 2 Drill Collars de 8"
 - 24 Heavy Weight de 5"
 - Martillo Hidro-mecánico
 - 9 Heavy Weight de 5"

- Se continúa bajando BHA#3 hasta 6170 pies, llenando tubería y rompiendo circulación cada 2000 pies, se circuló a 6170 con 150 gpm y se observó un pico de presión (3500 psi) y se circula hasta estabilizar presiones con 270 gpm 2800/3400 psi.

- Armó BHA #4 con la siguiente configuración
 - Broca PDC de 12 ¼" (Jets: 7x 15/32")
 - 11 ¾" Estabilizador
 - Telescopio MWD 825 HF
 - 2 Drill Collars de 8"

- 14 Heavy Weight de 5"
- Martillo Hidro-mecánico
- 9 Heavy Weight de 5"
- Se perfora sección de 12 ¼" hasta 7135 pies a una tasa de bombeo de 650 gpm, presiones entre 1680-1800 psi, con 40 rpm, con torques entre los 14 y 18 klbs-ft, bombeando 40 barriles de píldora dispersa en la base del conglomerado.
- A continuación, se perfora el conglomerado superior de Tiyuyacu con un espesor de 295 pies, controlando parámetros con torque de 18 klbs, una tasa de bombeo de 900 gpm, presiones entre 3000-3050 psi, con 40 a 60 rpm, se finaliza con un rango de torque entre 17 y 24 klbs-ft, en el cual se bombea 30 barriles de píldora dispersa en la base del conglomerado.
- Continúa perforando la sección de 12 ¼" rotando y deslizando de 7135 a 7420 pies en el conglomerado Medio de Tiyuyacu, controlando parámetros desde 7420 hasta 7563 pies con un toque inicial en rangos de 14 y 20 klbs, con una tasa de 650 gpm, una presión de 1940 psi, y rotaciones de 40 rpm y finalizando con un torque de 18 klbs-ft.
- En el rango de profundidad en 7563 y 8580 se perfora sección de 12 ¼" rotando y deslizando en un torque inicial de 27 y 29 klbs, con tasas entre 855 y 830 gpm, presiones de 3950 y 3800 psi, con una rotación de 70 rpm y torque final de entre 25 y 26 klb-ft. donde se bombea en un rango de 40 barriles y 60 barriles de píldora viscosa en cada parada.
- Se perfora sección de 12 1/4" rotando y deslizando hasta los 9087 pies y se bombea 40 barriles de píldora viscosa y 60 barriles de píldora viscosa pesada.

Se observa caída en la inclinación del pozo y se bombea 60 barriles de píldora viscosa y 60 barriles de píldora viscosa pesada y se circula hasta tener retornos limpios reciprocando la sarta.

Sección 8 ½”

- Se arma BHA #5 convencional con la siguiente configuración:
 - Broca PDC de 8 ½” con (Jets: 4x13 + 1x12/32”)
 - Estabilizadores 8 1/8”
 - Telescopio MWD 675
 - 24 Heavy Weight de 5”
 - Martillo Hidráulico
 - 12 Heavy Weight de 5”

- Se baja hasta 9089 pies donde encontró tope de cemento. Se perfora cemento, taponés y collar flotador hasta 9942 pies con los siguientes parámetros:
 - Torques inicial entre 10 y 15 klbs
 - Una tasa de 350 gpm
 - Presiones entre 1380 y 1500 psi
 - Rotación de 40 rpm
 - Torques finales entre 23 y 28 klbs/ft.

- Se bombea 40 barriles de píldora viscosa pesada circulando hasta retornos limpios, se prueba revestidor con 1500 psi por 15 minutos y se continúa rotando cemento, zapata y 15 pies de formación nueva hasta 11500 pies. Para finalizar se bombea 40 barriles de píldora viscosa y desplazó lodo nativo disperso de 10.6 por lodo KlaShield de 10.1 ppg.

4.1.2. Análisis de reporte de perforación con tecnología “Perforación con tubería de revestimiento”

Sección 16 ”

- Se armó BHA #1 con tecnología PtR el cual se configura de la siguiente manera:
 - Broca tricónica
 - Zapata perforable Defyer DPA4419X
 - Jets: 4x14”
 - 1 junta de Casing de 13 3/8”
 - Collar flotador
- Se realiza primera corrida con tubería de revestimiento (Casing) asentando en las cuñas, donde se procede a acoplar la herramienta de conducción de fluidos, se bombea con una tasa de 240 galones por minutos y 40 psi para comprobar que las boquillas de la zapata estén libres.

- Se procede a iniciar la perforación controlando los parámetros de presión debido a que se tiene posibilidades de fractura en la sección superficial, y los parámetros son los siguientes:
 - 150 galones por minuto
 - Torque 2-4 Klbs – pie
 - Peso de lodo 8.7 ppg
 - 200 psi
 - 25 rpm

- Los parámetros de perforación van aumentando hasta llegar los 587 pies y se llega trabajando con los siguientes datos:
 - 450 galones por minuto
 - Torque 7 Klbs – pie
 - Peso de lodo 9.3 ppg
 - 900 psi
 - 35 rpm

- Se perfora con tubería de revestimiento de 13 3/8” desde los 587 pies hasta los 1000 pies con los siguientes parámetros de perforación:
 - 750 galones por minuto

- Torque 10 Klbs – pie
- Peso de lodo 9.8 ppg
- 1200 psi
- 40 rpm
- Se perfora con tubería de revestimiento de 13 3/8” desde los 1000 pies hasta los 6400 pies con los siguientes parámetros de perforación:
 - 850 galones por minuto
 - Torque 13 Klbs – pie
 - Peso de lodo 10.2 ppg
 - 1700 psi
 - 45 rpm
- Se baja y corre gyro, el cual toma registros de giroscopio en intervalos de 200 pies y así tenemos datos a los 200, 400, 600, 800, 1000 ... pies. Al culminar el proceso de perforación con tubería de revestimiento de la sección de 16” se procede a tomar registro de giroscopio a una profundidad de 6400 pies y se procede a perforara la sección de 12 1/4”.

Sección 12 1/4”

- Se armó BHA #2 con tecnología PtR el cual se configura de la siguiente manera:

- Broca PDC de 12 1/4”
 - Zapata perforable Defyer DPA4419X
 - Jets: 7x 15/32”
 - Casing de 12 1/4”
 - Collar flotador
- Se realiza segunda corrida con tubería de revestimiento (Casing) asentando en 6400 pies, se bombea con una tasa de 500 galones por minutos y 250 psi para comprobar las boquillas de la zapata estén libres.
 - Se perfora con tubería de revestimiento de 12 1/4” desde los 6400 pies hasta los 10000 pies con los siguientes parámetros de perforación:
 - 950 galones por minuto
 - Torque 16 Klbs – pie
 - Peso de lodo 11.4 ppg
 - 1800 psi
 - 45 -50 rpm

Sección 8 1/2”

- Se armó BHA #3 con tecnología PtR el cual se configura de la siguiente manera:

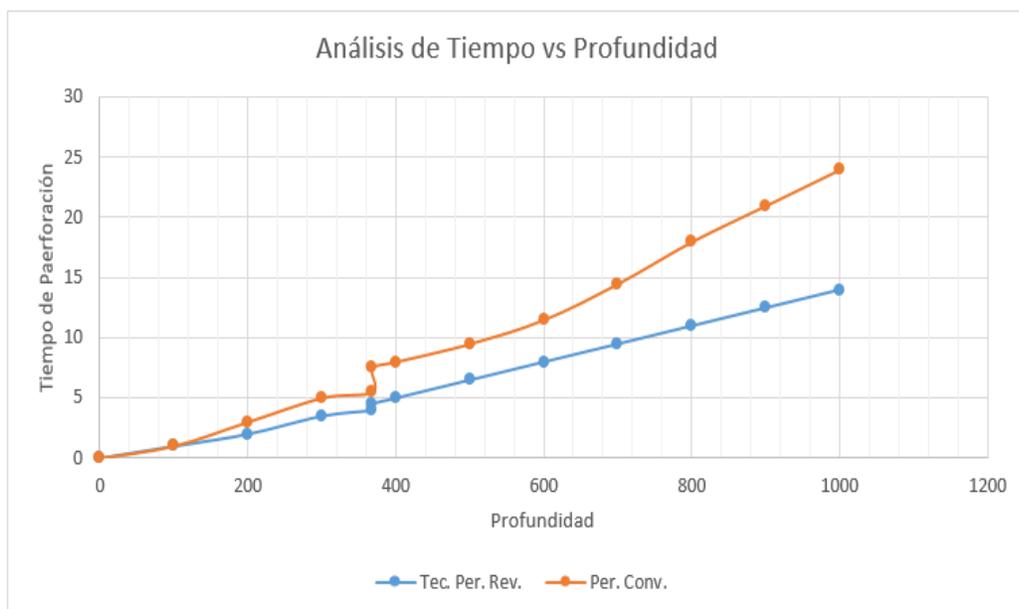
- Broca PDC de 8 1/2”
 - Zapata perforable Defyer DPA4419X
 - Jets: 4x13 + 1 12/32”
 - Casing de 8 1/2”
 - Collar flotador
- Se realiza tercera corrida con tubería de revestimiento (Casing) asentando en 10000 pies, se bombea con una tasa de 200 galones por minutos y 300 psi para comprobar las boquillas de la zapata estén libres.
 - Se perfora con tubería de revestimiento de 8 1/2” desde los 10000 pies hasta los 11500 pies con los siguientes parámetros de perforación:
 - 350 galones por minuto
 - Torque 15 Klbs – pie
 - Peso de lodo 12.3 ppg
 - 2000 psi
 - Se baja y corre gyro, el cual toma registros de giroscopio en intervalos de 100 pies y así tenemos datos a los 100, 200, 300,400, 500 ... pies. Al culminar el proceso de perforación con tubería de revestimiento de la sección de 8 1/2” se procede a tomar registro de giroscopio hasta una profundidad de 11500 pies

4.1.3. Gráfica de Tiempo y Profundidad

En la siguiente gráfica se observa que en la perforación convencional obtenemos 24 horas para llegar a los 1000 pies con un cambio de BHA a las 5 horas donde se tiene un tiempo no productivo de 3 horas, retomando la perforación en la hora 8 desde la iniciación de la perforación.

También se observa la tendencia aplicando la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, teniendo una gráfica con la tendencia constante, obteniendo un tiempo de 14 horas de perforación hasta llegar al objetivo de los 1000 pies.

Figura 1: Análisis de Tiempo y Profundidad en los primeros 1000 pies



Así obtenemos un resultado de 10 horas de optimización aplicando la tecnología.

En la Figura # 2 podemos observar que en la perforación convencional obtenemos 450 horas para llegar al objetivo de los 11500 pies con 3 cambios de BHA a una profundidad de 6170, 9087 y 10000 pies con 96, 48 y 24 horas de tiempo no productivo respectivamente en cada parada.

Figura 2: Análisis de Tiempo y Profundidad durante la perforación



Tabla 8: Tiempos de perforación entre Perforación con tubería de revestimiento y Perforación convencional

Sección	Tiempo Per. Tub . Rev (H)	Tiempo Per. Conv. (H)
16"	60	70
Cambio de 16" a 12 ¼"	64	90
12 ¼"	65	100
Cambio de 12 ¼" a 8 ½"	50	70
8 ½"	90	120
Total	329	450

También se observa la tendencia aplicando la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, teniendo una gráfica con la tendencia semi constante, obteniendo un tiempo de 329 horas de perforación hasta llegar al objetivo de los 11500 pies, con 2 cambios de BHA a los 6400 y 10000 pies y con 56 y 25 horas de tiempo no productivo respectivamente en cada sección.

4.1.4. Diseño mecánico

De acuerdo al sumario del pozo, el diagrama mecánico correspondiente a la perforación convencional queda establecido con los topes de las formaciones, 3 secciones perforadas y las tuberías de revestimiento empleadas en la perforación. Se presenta en la *Figura # 3*.

Figura 3: Diagrama mecánico correspondiente a la perforación convencional

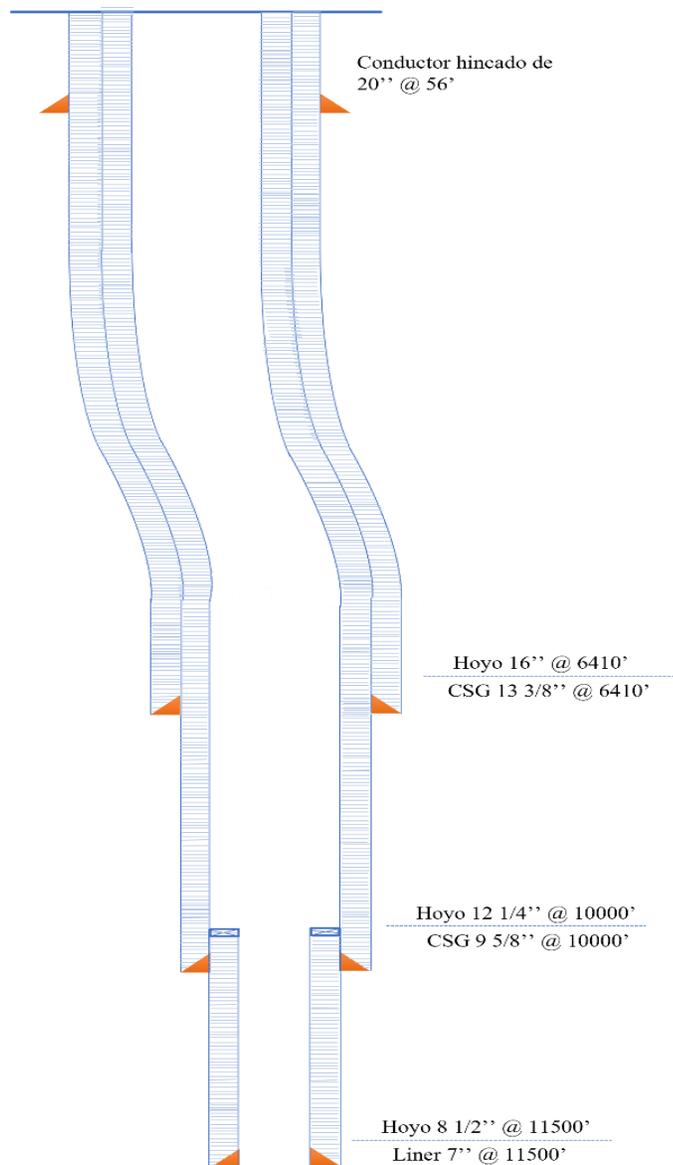
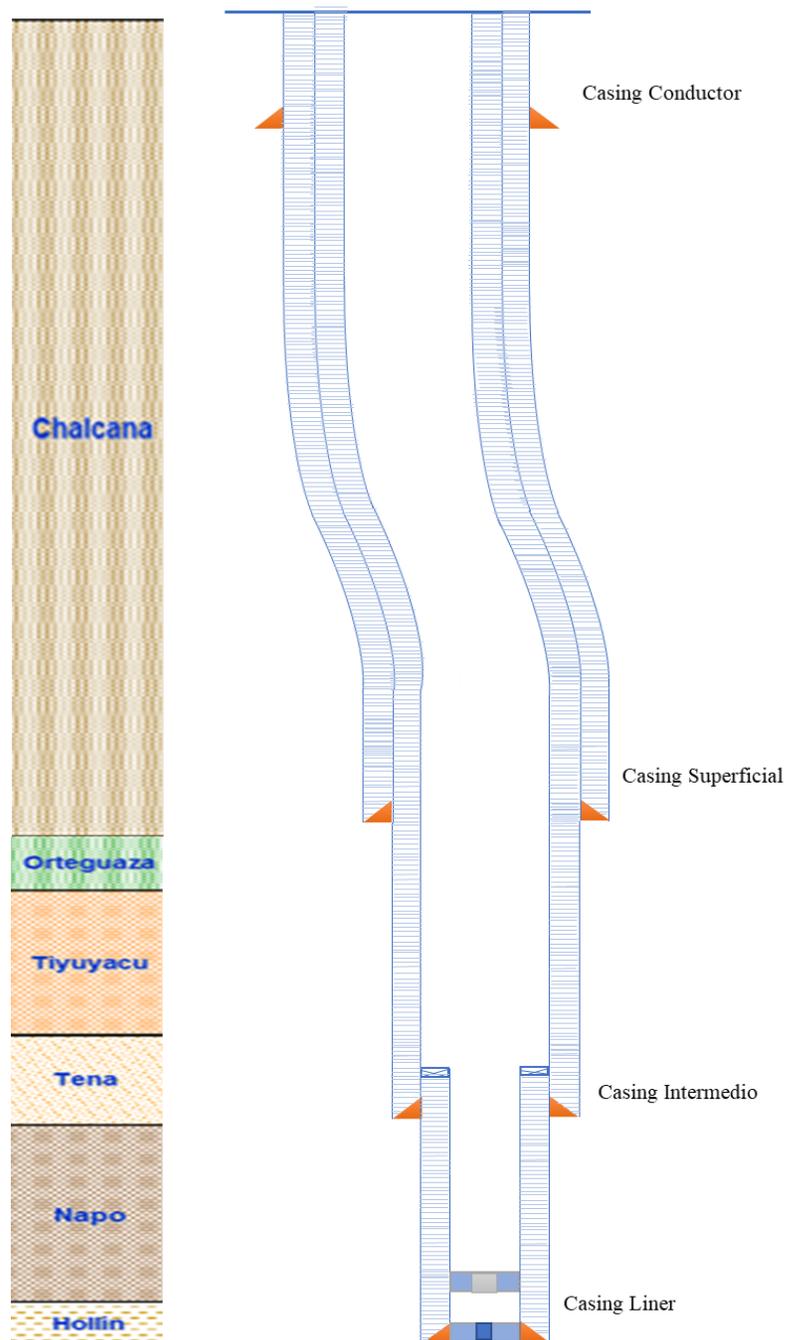


Figura # 4, se presenta el diseño mecánico de la perforación con tecnología “Perforación con tubería de revestimiento”

Figura 4: Diseño mecánico de la perforación con tecnología “Perforación con tubería de revestimiento”



La selección adecuada de la tubería de revestimiento desempeña un papel crítico en el éxito general de las operaciones de perforación. Además de ser el soporte estructural principal del pozo, la tubería de revestimiento también ayuda a proteger la formación y a prevenir problemas potenciales durante la producción y la vida útil del pozo.

El diseño mecánico de las secciones de casing se basa en una planificación cuidadosa y una comprensión profunda de las condiciones geológicas y mecánicas presentes en el subsuelo. Al armar el BHA (ensamblaje de fondo de pozo) con una broca del mismo diámetro que el casing a utilizar, se logra una perforación más directa y se minimiza el riesgo de problemas de cementación, lo que resulta en una mejor integridad estructural del pozo.

Para mantener la eficiencia y seguridad de la perforación, es esencial mantener la dispersión del fluido en el hoyo. La erosión controlada de la formación facilita el proceso de perforación y permite realizar viajes de calibración sin contratiempos. Asimismo, el bombeo adecuado de píldoras viscosas ayuda a transportar los recortes de perforación, minimizando la formación de camas y reduciendo el riesgo de problemas de atascamiento del BHA.

En cuanto a la tecnología Casing Drilling, esta debe emplearse en pozos y campos que cumplan con ciertos requisitos específicos. Esto incluye campos con historial de explotación intermedia o avanzada, donde el objetivo principal sea optimizar y aumentar la rentabilidad de los planes de inversión en la zona. La identificación previa de las formaciones a perforar es esencial para evaluar la viabilidad y efectividad de la tecnología Casing Drilling en el pozo.

Los pozos verticales someros con profundidades promedio de 4900 a 11000 pies pueden ser óptimos para la aplicación de la tecnología Casing Drilling, especialmente cuando se trata de pozos con solo 2 o 3 secciones de casing. En tales casos, las conexiones utilizadas en el proceso de perforación deben cumplir con intervalos de torsión y arrastre equivalentes o superiores a los de las tuberías de perforación empleadas en pozos similares.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La perforación con tubería de revestimiento proporciona beneficios económicos en función del tiempo ahorrado en el proceso de acondicionar el pozo e instalar la tubería de revestimiento.
- La verticalidad del pozo se mantiene constante debido a el enfoque de perforación que emplea tubería de revestimiento para realizar la operación.
- Al perforar los primeros 1000 ft se obtuvo un ahorro de tiempo de perforación de 10 horas utilizando la tecnología de perforación con tubería de revestimiento.
- Para que la tecnología funcione de manera correcta se tiene que tener un buen control en la parámetros de perforación que se van a utilizar, como también una adecuada atención de todos los equivos y herramientas que se utlizaran en la perforación.
- La perforación utilizando tubería de revestimiento (TR) es claramente la siguiente fase en la evolución tecnológica de la perforación de pozos petroleros. La velocidad de su desarrollo y adopción a gran escala dependerá del compromiso de investigación e innovación por parte de las compañías operadoras y de perforación.

5.2 RECOMENDACIONES

- Aplicar esta tecnología en el Ecuador para minimizar problemas con la estratigrafía donde se encuentre formaciones arcillosas y poco consolidadas, estas formaciones son muy comunes en el sub suelo de nuestro país.
- Mantener bajas velocidades para evitar problemas de pérdida de circulación mientras se perfora con tubería de revestimiento.
- Realizar una evaluación extensa de la información de perforación antes de aplicar esta tecnología.
- Realizar un estudio de factibilidad técnica y económica antes de implementar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en cada proyecto. Aunque esta tecnología ha demostrado beneficios en términos de tiempo y optimización operativa, es importante evaluar su viabilidad en cada caso particular.
- Establecer un plan de capacitación y entrenamiento para el personal encargado de operar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento. Esta tecnología implica cambios en los procedimientos de perforación y en el manejo de las herramientas y equipos.

Bibliografía

- 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 .
- 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
- Hardisty, J. (2019). *Service and Limit State Performance of RC Beams with Higt-Strength Reinforcement*. California : University California .
- 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.

Martínez, 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>

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 .

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*.

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.

Rengifo, C., Arroyave, J., & Sierra, C. (2006). *Análisis de la hidráulica de la perforación con revestimiento* (Vol. 73). Medellín, 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.

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)

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. .