

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Análisis de reducción de torque mediante aplicación de NRPs  
(Non Rotating Protectors) en pozos direccionales del campo

ESPOL

**Proyecto Integrador**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

**Presentado por:**

Ehiner Alexander Legarda Calderon

GUAYAQUIL-ECUADOR

Febrero 2023

## **DEDICATORIA**

Dedicado a quien corresponda ....

## **AGRADECIMIENTOS**

**Le agradezco a quien corresponda....**

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Ehiner Alexander Legarda Calderon y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Firmado electrónicamente por:  
EHINER ALEXANDER  
LEGARDA CALDERON

---

Ehiner Alexander Legarda Calderon

## EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:  
XAVIER ERNESTO  
VARGAS GUTIERREZ

---

**MSc. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**MSc. Xavier Vargas**

PROFESOR TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
DANILO ANDRES  
ARCENTALES BASTIDAS

---

**MSc. Danilo Arcentales**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El presente proyecto busca analizar el aumento de torque en los trabajos de perforación de un pozo petrolero, en este caso, se enfoca en el Oriente Ecuatoriano, específicamente en la formación “Tiyuyacu”, donde está constituida por conglomerados (Cuarzo) en su formación a una profundidad de 6000 ft. Por esta razón, se busca de nuevas tecnologías y técnicas para su perforación.

La solución propuesta para este problema es la utilización del sistema “Non Rotating Protector” o también denominados “NRPs”, mediante un exhaustivo planeamiento donde se considera el diseño de los pozos, cantidad de tuberías a proteger, detalles técnicos de la herramienta, eficiente funcionamiento del sistema propuesto, levantamiento del fluido entre tubería-protector y diámetros operativos se evidenció el debido acoplamiento de las partes.

Con esta implementación de este sistema permitió reducir los tiempos de perforación de 25 días a 18 días, con énfasis en ángulos de inclinación elevados. Se estimó un margen de error entre el 2% al 5% dependiendo de las formaciones, también se obtuvo que el ROP aumentó hasta 230 ft/h en pozos que no se podría superar los 150 ft/h y finalmente, se obtuvo un beneficio puntual de hasta 31% en drilling y 33% en backreaming. En conclusión, para pozos tipo J, se alcanzó un beneficio promedio de 25% y en pozos tipo S hasta un 28%, acortando así los tiempos de actividad de los taladros de perforación para cada pozo. Por ejemplo, si tenemos el plan para un pozo tipo S en el cual nos llevara 25 días sin hacer uso de NRPs, al instalarlos, se puede garantizar que la perforación se llevara a cabo en un máximo de 19 días, ahorrando de esta manera una cantidad muy significativa de dinero a la empresa operadora.

**Palabras Claves:** Torque, pozo direccional, perforación, “NRPs”, conglomerado.

## ABSTRACT

The present project seeks to analyze the torque increase in the drilling of an oil well, in this case, it is focused on the Ecuadorian East, specifically in the "Tiyuyacu" formation, where it is constituted by conglomerates (Quartz) in its formation at a depth of 6000 ft. For this reason, we are looking for new technologies and techniques for drilling.

The proposed solution to this problem is the use of the "Non-Rotating Protector" system or also called "NRPs", by means of an exhaustive planning where the design of the wells, number of pipes to protect, technical details of the tool, efficient operation of the proposed system, lifting of the fluid between pipe-protector and operative diameters, the proper coupling of the parts was evidenced.

With the implementation of this system, drilling times were reduced from 25 days to 18 days, with emphasis on high inclination angles. It was estimated a margin of error between 2% to 5% depending on the formations, it was also obtained that the ROP increased from 230 ft/h in wells that could not reach 150 ft/h and finally, a benefit of 31% in drilling and 33% in backreaming was obtained in directional wells, in J type wells, an average of 25% was reached and in S type an average of 28%.

**Key words:** Torque, directional well, drilling, NRPs, conglomerate.

# INDICE GENERAL

RESUMEN .....	6
ABSTRACT .....	7
Capítulo 1 .....	12
Introducción .....	12
Descripción del problema .....	13
Justificación del problema .....	14
Objetivos.....	15
<i>Objetivo General</i> .....	15
<i>Objetivos Específicos</i> .....	15
Marco teórico .....	16
<i>Factores de incidencia en la energía entregada a la broca</i> .....	16
<i>Principales causas del aumento de torque en operaciones de perforación</i> .....	16
<i>Métodos utilizados para reducción de torque</i> .....	19
<i>Diferentes tipos de protectores existentes y disponibles en el país</i> .....	21
Capítulo 2 .....	24
Metodología.....	24
<i>Planeamiento</i> .....	24
<i>Detalle técnico de la herramienta</i> .....	25
<i>Funcionamiento de los NRPs</i> .....	26
<i>Instalación</i> .....	28

<i>Formaciones</i> .....	29
<i>Diámetros operativos</i> .....	30
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>31</b>
<b>Resultados y análisis</b> .....	<b>31</b>
<i>Comparativa de parámetros obtenidos utilizando “NRPs” contra los parámetros que se obtendrían sin usarlos</i> .....	31
<i>Stick and Slip</i> .....	35
<i>Mechanical Specific Energy</i> .....	35
<i>Comparativa de beneficio en perforación de diferentes tipos de pozo</i> .....	35
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>37</b>
<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	<b>37</b>
<i>Conclusiones</i> .....	37
<i>Recomendaciones</i> .....	38

## ÍNDICE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> HT-NRP .....	21
<b>Figura 2:</b> SS3-NRP .....	22
<b>Figura 3:</b> S4-NRP .....	22
<b>Figura 4:</b> HD SS3-NRP .....	23
<b>Figura 5:</b> Alta fricción entre la tubería y el casing .....	26
<b>Figura 6:</b> Baja fricción entre la tubería y el casing .....	26
<b>Figura 7:</b> Torque vs Carga Lateral .....	28
<b>Figura 8:</b> Proyección vertical vs profundidad vertical .....	33
<b>Figura 9:</b> Torque con NRPs y Torque sin NRPs .....	34

## ÍNDICE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Segmentación de NRPs para cada sección y % de reducción de torque .....	32
<b>Tabla 2:</b> Beneficio de reducción de torque esperado con NRPs .....	32
<b>Tabla 3:</b> Segmentación de la sarta de perforación .....	33

# Capítulo 1

## Introducción

Desde los inicios de la industria hidrocarburífera en el mundo, se han presentado un sin número de problemas en las distintas etapas de la extracción de crudo, desde el subsuelo hasta la superficie, los cuales poco a poco se han solucionado de diversas formas implementando nuevas técnicas y tecnologías. En esta ocasión haremos énfasis en el aumento del torque durante la perforación de pozos direccionales. El aumento de torque usualmente conlleva consecuencias como, por ejemplo, una reducción significativa en la tasa de penetración ROP (rate of penetration) de la broca, mismo que significa mayor tiempo de perforación e inversión en la construcción del pozo, sin contar los numerosos problemas que podrían derivarse de un aumento abrupto de torque durante la perforación, tales como pega diferencial, daños en la formación, pérdida total o parcial del pozo, entre otros.

En la cuenca oriente contamos con dos conglomerados en la formación “Tiyuyacu”, superior e inferior, aproximadamente a 6000ft de profundidad. Cabe recalcar que esto depende del campo en donde se esté perforando, puesto que cuando la broca atraviesa conglomerados, es necesario controlar los parámetros con los que se está perforando, debido a que se trata de zonas muy abrasivas para el ensamblaje de fondo, razón principal por la cual estas herramientas sufren desgastes significativos, además de ser causante de un aumento considerable en el torque, presión y peso ejercido sobre la sarta. Todo esto se debe a que el conglomerado se encuentra formado por “Cuarzo”, mismo que cuenta con una dureza de 7 en la escala de “Mohs”. Si combinamos el aumento de torque debido a la desviación del pozo, y el ocasionado por la

litología en dichas zonas de conflicto, es común alcanzar el límite máximo de torque permitido por el “Top Drive”, comúnmente este suele ser de 35 000 lbf-ft.

La intención será siempre perforar con la menor cantidad de torque posible, lo cual se tiene en cuenta desde el diseño del pozo hasta su ejecución y posibles trabajos de “workover”. Para obtener un bajo torque existen diversas técnicas y herramientas, tales como, diseño con ángulos de inclinación bajo, pozos de cuatro secciones, aumento de lubricidad en el fluido de perforación, entre otros.

Como solución, en este documento se hará énfasis en la utilización de “Non Rotating Protectors”, también llamados “NRPs”, que se tratan de dispositivos aplicables en secciones estratégicas a lo largo de la tubería de perforación, que permiten que la tubería gire libremente en zonas de alto riesgo, reduciendo el contacto con las paredes del pozo y por ende la fricción aplicada sobre la tubería, dando como resultado una disminución significativa del torque sobre la sarta de perforación, esto permite mantener un mejor “ROP” durante la perforación de las secciones de interés. A partir de esta disminución en el torque podemos obtener una disminución en el riesgo de los posibles conflictos antes mencionados, obteniendo así, menos horas de perforación y una mayor eficiencia en el uso del taladro, como también una menor inversión en la construcción del pozo.

## **Descripción del problema**

Para cada operación de perforación se debe tomar en cuenta una gran cantidad de variables, entre ellas, una de las más importantes será siempre el factor económico, ya que del mismo se derivan la mayoría de las variables consiguientes. El aumento de torque causa usualmente retrasos en el programa previamente establecido, esto puede generar una demanda de

mayor inversión por parte de la empresa operadora para perforar y completar el pozo. El aumento de torque en una operación de perforación se debe principalmente a dos factores: ángulo de inclinación elevado, dado por la complejidad de diseño del pozo y zonas litológicas abrasivas, como los conglomerados inferior y superior, presentes en la formación “Tiyuyacu”, formados por “Cuarzo”. Estos motivos causan un aumento en el torque ejercido sobre la sarta, lo cual puede incrementar el número de días de alquiler del taladro (en el mejor de los casos), también puede resultar en pega de tubería, causando así perforaciones más lentas y menos eficientes, incluso puede resultar en pérdida total del ensamblaje de fondo (en el más extremo de los casos).

## **Justificación del problema**

Las soluciones a diversos problemas a lo largo de la historia usualmente se deben al uso e innovación de tecnologías, esta no es la excepción, como bien sabemos se ha implementado diferentes herramientas para diversos tipos de operaciones en la industria petrolera. Conocemos que, para reducir el torque significativamente en una operación de perforación, se puede recurrir a un diseño poco convencional de cuatro secciones en lugar de tres; por otro lado, tenemos la aplicación de protectores sobre la tubería de perforación, mismos que reducen la fricción existente cuando la tubería se recuesta sobre las paredes del pozo, permitiéndonos así, perforar con torque considerablemente bajo. Aplicando estas tecnologías podemos con facilidad obtener pozos en tiempo récord y con menos riesgos.

## Objetivos

### *Objetivo General*

- Analizar los beneficios obtenidos de la utilización de “NRPs” en la perforación de pozos direccionales en la cuenca Oriente, para lograr una mayor eficiencia en las operaciones de perforación.

### *Objetivos Específicos*

- Cuantificar las causas del aumento de torque durante las operaciones de perforación de pozos direccionales.
- Determinar los diferentes tipos de protectores existentes y disponibles en el país.
- Comparar los parámetros que se obtienen utilizando “NRPs” con los parámetros que se obtendrían sin usarlos.
- Analizar en qué tipo de pozos es o no es recomendable implementar la utilización de “NRPs”.

## Marco teórico

### *Factores de incidencia en la energía entregada a la broca.*

La cantidad de energía que es entregada a la broca no necesariamente es la misma cantidad que envía el power drive desde el inicio de la sarta, existen factores que inciden en la proporción de energía entregada, los más importantes son:

➤ *Mechanical Specific Energy.*

También conocida como MSE, se trata de la energía mecánica total que es transmitida por la sarta de perforación hacia la punta de la broca, este valor depende del peso aplicado sobre la broca, el área de contacto, las revoluciones por minuto, el torque aplicado y la tasa de perforación o ROP, para calcularlo contamos con la siguiente formula:

$$MSE = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120\pi * RPM * T}{A_b * ROP}$$

➤ *Stick and Slip.*

Este fenómeno es causado por los Dog Leg existentes cada 100ft en toda operación de perforación direccional mientras se construye el ángulo de inclinación. Cuando se presentan altos valores de stick and slip, tenemos que existe de la misma manera altos niveles de vibración en la sarta de perforación, resultando en interferencias o fallas en la toma de datos de las herramientas direccionales (MWD, LWD).

### *Principales causas del aumento de torque en operaciones de perforación*

Existen diversas variables que determinan que tan alto puede llegar a ser el torque durante una operación de perforación, entre las más significativas tenemos:

➤ ***Diseño del pozo***

El diseño de un pozo viene dado dependiendo de la ubicación del contrapozo en superficie, la ubicación exacta del objetivo litológico y la presencia de otros pozos en una misma plataforma de pozos (pad), es por eso por lo que en ocasiones nos vemos forzados a perforar con ángulos de inclinación fuertes, con tal de alcanzar el objetivo.

➤ ***Cambio de formación***

Usualmente cuando estamos perforando pozos en zonas donde conocemos la litología, es fácil empezar a controlar parámetros antes de entrar en una formación dura o cuarzosa (conglomerado), sin embargo, existen casos en los cuales nos encontraremos con estas formaciones en profundidades no esperadas, en especial cuando se trata de pozos exploratorios. Al atravesar una formación de estas con los parámetros normales que llevamos, será evidente el aumento de torque ejercido sobre la sarta debido al cambio de formación, además de que aumentará el peso sobre la broca y la presión del fluido.

➤ ***Baja lubricidad en el fluido***

Todo fluido de perforación debe presentar un determinado grado de lubricidad, esto se necesita para asegurar que la fricción entre la broca y la formación se mantenga lo más baja posible. Existe un límite en el cual un aumento de lubricidad no significa reducción en la fricción, por ende, es necesario establecer el límite óptimo de lubricidad para cada operación, ya que de no

establecerse podemos terminar gastando más dinero del planeado en químicos o aditivos.

➤ ***Exceso de peso sobre la broca***

En el punto anterior mencionamos el aumento de peso en la broca, esto se puede dar debido a ROP excesivo, daños en la broca y alta fricción en la tubería. Al tener un peso excesivo sobre la broca, como consecuencia tendremos un aumento significativo de torque.

➤ ***Falta de limpieza de cortes***

Durante cada perforación existen diversas formaciones que se atraviesan y dependiendo de los parámetros con los que se esté perforando, se obtendrá un determinado ROP. Cuando la formación es muy blanda y tenemos un mayor ROP es necesario aumentar el caudal de fluido que ingresa al pozo, pues de no hacerlo correctamente, el espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del pozo se llena de recortes, resultando en aumentos de torque, para este caso se deben bombear píldoras específicas de fluido con el fin de obtener una correcta limpieza.

### ***Métodos utilizados para reducción de torque***

La reducción de torque puede ser obtenida aplicando diversos métodos. En el Golfo de México (GDM), por ejemplo, se perforaron pozos que tenían un alto torque, para este caso se realizó los siguientes métodos de prueba con la finalidad de reducir el torque:

➤ **Control del peso de la sarta y limitaciones de la tubería de perforación:**

El peso de la sarta de perforación juega un papel importante en el torque aplicado sobre el “Top Drive”, es por este motivo que, al reducir el diámetro de la tubería de perforación hasta el mínimo requerido para su funcionamiento, así como el uso limitado de tubería “Heavy Weight Drill Pipe” (HWDP), se reduce también el peso aplicado, consecuentemente el Top Drive experimenta una reducción de torque. (Juergen Maehs, 2010)

➤ **Diseños optimizados de pozos:**

Cuando se realiza el plan de construcción de un pozo, el objetivo principal es alcanzar el objetivo geológico para producir el hidrocarburo que yace en él, sin embargo, usualmente no se tiene en cuenta que la mínima variación en el ángulo de inclinación del pozo direccional podría beneficiar a tener un torque más bajo. En uno de los pozos del GDM hicieron una variación en el objetivo, se movió el objetivo superior 15ft arriba y el inferior 409 al Este, como resultado se obtuvo un declive del 10% en el torque. (Juergen Maehs, 2010)

➤ **Lubricidad en el lodo de perforación/aditivos:**

Para toda actividad de perforación es indispensable el uso de fluido de perforación, este fluido nos permite arrastrar hasta superficie los ripios de roca

molidos por la broca, además de lubricarla y refrigerarla para reducir la temperatura causada por la fricción. El fluido de perforación puede ser de tres tipos; base aceite, base agua y base sintética. De estos tipos de fluidos, los que permiten menores torques son base aceite y base sintética, a pesar de esto, el más usado es base agua, por razones económicas. Por este motivo se busca agregarle aditivos extra para aumentar su lubricidad, reducir la fricción y obtener un mejor torque sin necesidad de cambiar el fluido por completo. (Juergen Maehs, 2010)

Ahora que se conoce algunos de los métodos ya usados en otros campos para reducir torque, empezaremos a centrarnos en el método de estudio en este documento.

Podemos empezar por definir el origen de la herramienta NRP (Non Rotating Protectors), creada en los Estados Unidos de América en el año 1989 por la empresa WWT INTERNATIONAL, actualmente cuentan con base de operaciones en Huston, Texas, USA, operando en un total de 255 países, incluyendo Ecuador, Colombia, Brasil y otros países sudamericanos.

Esta herramienta fue diseñada con el objetivo de reducir la fricción entre la tubería de perforación y las paredes del pozo en determinadas profundidades donde esta fricción puede causar aumento en el torque ejercido sobre la sarta, para de esta manera minimizar la pérdida de energía por fricción y poder optimizar la entrega de energía hacia la broca y obtener una mayor eficiencia de perforación. (WWT, 2022)

***Diferentes tipos de protectores existentes y disponibles en el país.***

WWT International cuenta con varios tipos de protectores para cada especificación solicitada por el cliente, como ya conocemos, las condiciones de perforación varían dependiendo del campo en el que nos encontremos, a pesar de que se trata de la misma cuenca estratigráfica. Por lo tanto, cada tipo de reductor cuenta con especificaciones basadas en capacidades de temperatura y carga (continua, intermitente y estática). (WWT, 2022)

Los protectores disponibles son:

- High-Temperature (HT) Non-Rotating Protectors (NRP)<sup>TM</sup>

Temperatura máxima: 330° F (166° C)

Capacidad de carga: 1500lbs – 2500lbs (WWT, 2022)

***Figura 1: HT-NRP***



- Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP)<sup>TM</sup>

Temperatura máxima: 220° F (105° C)

Capacidad de carga: 2200lbs – 3500lbs (WWT, 2022)

*Figura 2: SS3-NRP*



- Super 4 (S4) Non-Rotating Protectors (NRP)<sup>TM</sup>

Temperatura máxima: 275 °F (135 °C)

Capacidad de carga: 2200lbs – 3500lbs (WWT, 2022)

*Figura 3: S4-NRP*



- HD Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP)<sup>TM</sup>

Temperatura máxima: 220° F (105° C)

Capacidad de carga: 6600lbs – 15000lbs (WWT, 2022)

**Figura 4:** HD SS3-NRP



La decisión del tipo de protectores y cantidad a utilizarse en cada operación siempre la tomara el cliente que desea contratar el servicio, a pesar de que se hace una recomendación desde el punto de vista de ingeniería por parte de la empresa prestadora de servicios, misma que se hace en base a la información proporcionada por el cliente previamente acerca del pozo en cuestión. (WWT, 2022)

# Capítulo 2

## **Metodología**

Ahora que tenemos una mejor comprensión acerca de las causas y efectos de un aumento de torque en una operación de perforación, podemos exponer la solución aplicada en este documento.

En esta metodología de tipo descriptiva detallamos la razón por la cual se aplican los NRPs. Buscamos reducir o eliminar el aumento de torque aplicado sobre la sarta de perforación, usando los protectores para obtener una disminución en la fricción sobre la sarta, esto es posible gracias a la disminución drástica de la superficie de contacto entre la tubería y las paredes del pozo o tubería de revestimiento, por ende, menor torque. Entraremos en mayor detalle a continuación, para esto contamos con los siguientes puntos:

### ***Planeamiento***

Para la aplicación de NRPs en un pozo direccional se debe considerar que cada pozo cuenta con un plan de ejecución, mismo en el cual se estima un torque generado por el diseño del pozo. La empresa operadora (cliente) es quien solicita una simulación a la empresa encargada de la instalación de los respectivos NRPs, en esta simulación se especifica cuanto puede ser el torque con un total de NRPs instalados, dado a lo recomendado para ese caso en específico, la cantidad siempre va a variar dependiendo de cada pozo y de los “survey” proporcionados. Entonces para nuestros casos se tomó la decisión de realizar la instalación, en donde pudimos evidenciar una eficiencia de más del 20% en todos los pozos en los cuales se aplicó esta herramienta. (N.B. Moore, 1996)

En primer lugar, se determina desde ingeniería la cantidad de sencillos de tubería que van a ir protegidos y en que profundidades, es decir, se determina cual será la primera y última parada con NRPs respectivamente. El técnico de campo encargado de la instalación llega al taladro y confirma con las autoridades encargadas de las operaciones que la información sea correcta, para luego proceder a revisar el estado de la herramienta y preparar todo para la instalación cuando sea necesario. (ANDRADE, 2022)

### ***Detalle técnico de la herramienta***

Cada protector consta de dos collares de aluminio los cuales están sujetos con pernos debidamente ajustados con un torque especificado por ingeniería, en medio de estos dos collares fijos va la camisa de un polímero avanzado para las especificaciones requeridas, este va sujeto por un pasador que entra a presión. Esta camisa puede rotar libremente sobre la tubería, las herramientas varían en tamaño y consistencia dependiendo de las condiciones en las que se realiza la operación, para nuestro caso se usó protectores de tipo SS3 (Super Slider 3), estos soportan hasta 220°F y 3500lbs de fuerza axial. (WWT, 2022)

### ***Funcionamiento de los NRPs***

La sección de la tubería que se encuentra cubierta por nuestros NRPs experimenta una reducción drástica de fricción, ya que cuando se asienta en las paredes del pozo o dentro del casing, la tubería de perforación puede rotar libremente dentro de la camisa protectora. (WWT, 2022)

Ejemplo de tubería sin NRPs:

***Figura 5: Alta fricción entre la tubería y el casing***



Ejemplo de tubería con NRPs:

***Figura 6: Baja fricción entre la tubería y el casing***



De esta manera no solo reducimos el torque sobre la sarta de forma significativa, sino que también protegemos la integridad de la parte interna del casing, reduciendo su desgaste.

Los protectores con los que trabajamos en este documento cuentan con dos mecanismos de reducción:

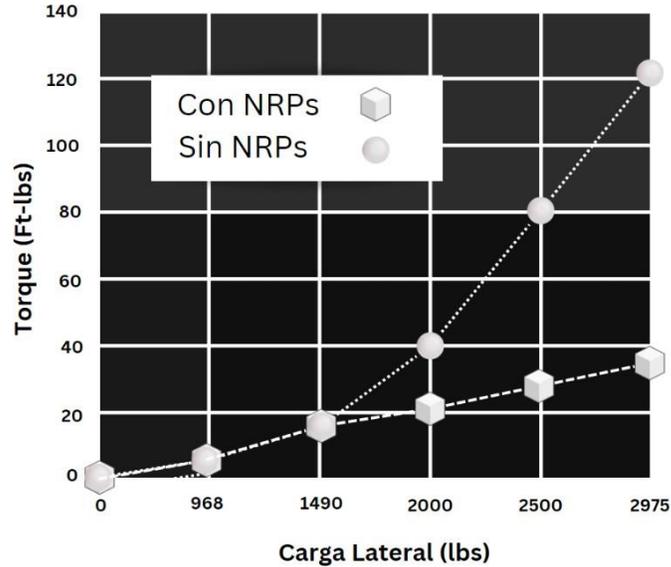
- **Levantamiento del fluido entre la tubería y el protector**

Los protectores están diseñados para crear una capa de separación entre la tubería de perforación y las paredes del pozo o el casing, por ende, se crea un levantamiento hidráulico apoyándose del fluido de perforación, mismo que actúa como medio de lubricación. (N.B. Moore, 1996)

- **Reducción del diámetro efectivo de la tubería de perforación**

La reducción del radio efectivo también reduce el torque, esto se debe a que el torque que experimenta la sarta es proporcional al radio efectivo de la tubería. Por ejemplo, si consideramos una tubería de perforación de 5” con un diámetro efectivo en las juntas de 6.625”, contra un casing de 10.75”, la reducción en el torque resultante será de aproximadamente 20%. (N.B. Moore, 1996)

*Figura 7: Torque vs Carga Lateral*



### *Instalación*

En la mayoría de los casos la instalación de NRPs en la tubería de perforación se realiza para perforar las secciones de 12.25” y luego 8.5”, por lo tanto, cuando se ejecuta el viaje a superficie, es imperativo revisar el estado de cada protector para cumplir los respectivos reemplazos si es necesario.

Cuando se termina de perforar la primera sección se emplea una nueva simulación con el “survey” más reciente para verificar si se requiere algún cambio en la ubicación de los protectores para la sección siguiente, de ser necesario se desinstala para luego volver a instalar los protectores en la zona de interés.

El proceso de instalación toma aproximadamente 1.5 minutos por cada junta, ya que como establecimos en uno de los puntos anteriores, se requiere de ajustar los collares de seguridad a mano y cada uno de estos consta de 4 pernos, mismos que se ajustan con una pistola

neumática y luego a mano con un torquímetro. Para llevar a cabo la instalación de cada protector se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se debe colocar una cubierta en la boca del pozo para evitar caída accidental de herramientas dentro del mismo.
- Asegurarse que las herramientas de instalación estén debidamente calibradas y hayan tenido su respectivo mantenimiento.
- Controlar que el tiempo de instalación en cada junta no exceda el límite previamente establecido.

### ***Formaciones***

Para perforar las secciones de 12.25” y 8.5” se atraviesa diversas formaciones que van desde los 7000’ hasta los 11500’ de profundidad aproximadamente, durante estas profundidades se atraviesa las siguientes formaciones:

- Tiyuyacu superior
- Tiyuyacu inferior
- Tena
- Arenisca M-1
- Napo
- Caliza M-1
- Caliza M-2
- Caliza A
- Arenisca U superior
- Arenisca U inferior
- Caliza B

- Arenisca T superior
- Arenisca T inferior
- Caliza C
- Hollín superior SST
- Hollín principal SST

### ***Diámetros operativos***

Toda herramienta que se baja al pozo cuenta con diferentes diámetros operativos, dicho diámetro operativo hace referencia al espacio que queda entre la parte externa de la herramienta y la parte interna del pozo o de la tubería de revestimiento.

Debido a que los NRPs son herramientas que van instaladas sobre la tubería de perforación, su diámetro externo será siempre superior a 5” o 5.5”, ya que estos son los diámetros de las tuberías de perforación que se usa comúnmente.

Teniendo en cuenta toda esta información, es más fácil de visualizar o imaginar cual será el diámetro externo para los NRP. En Ecuador contamos con herramienta que tiene un diámetro externo máximo de 7.75” y un diámetro efectivo de 7.26” para tubería de 5.5”, mientras que para tubería de 5” tienen un diámetro externo máximo de 7.3” y un diámetro efectivo de 6.79”.

# Capítulo 3

## Resultados y análisis

Después de haber tomado en cuenta todas las consideraciones y haber aplicado lo requerido para la correcta instalación y utilización de los reductores de torque, se pudo evidenciar que efectivamente, los parámetros con los que se perfora ambas secciones se ven favorecidos una vez que todos los NRPs entran en el pozo y se asientan en la zona de interés. Este proceso permite una perforación más rápida y eficiente, en comparación a lo que hubiese sido de no haber instalado esta herramienta, la cual podría fácilmente haber resultado en horas extensas de perforación adicional a lo obtenido.

### *Comparativa de parámetros obtenidos utilizando “NRPs” contra los parámetros que se obtendrían sin usarlos.*

Para realizar el análisis respectivo en cada pozo, es necesario contar con toda la información disponible acerca del mismo, en especial los “survey” tomados en secciones anteriores a la que se está perforando. En base a esta información se obtiene una simulación del diseño del pozo, así como también la zona crítica donde la tubería podría sufrir un aumento drástico de torque, debido a aquello se realiza una simulación antes de cada “BIT RUN”, para saber el posicionamiento de la herramienta antes de empezar a perforar la sección y al final de la corrida. Es importante destacar que para los pozos que serán analizados, la herramienta se instalara únicamente durante la perforación de las secciones 12.25” y 8.5” respectivamente. La información necesaria para la simulación de posicionamiento será:

- Longitud del BHA (incluido HWDP)

- Profundidad del zapato
- Longitud promedio de cada DP
- Profundidad del TD

Para nuestro objeto de estudio se han realizado simulaciones a varios pozos perforados en las plataformas “TAPIR NORTE” y “MARIANN”. (ANDRADE, 2022)

*Tabla 1: Segmentación de NRPs para cada sección y % de reducción de torque*

Sección	Modelo	Total en la sarta	Total con repuestos	Max Side Force Protected (lbf/joint)	% de reducción de torque
<b>12-1/4" Section</b>	SS3-550	130	150	2190	31
	<b>Total</b>	<b>130</b>	<b>150</b>		
	<hr/>				
<b>8-1/2" Section</b>	SS3-550	130	150	2363	39
	<b>Total</b>	<b>130</b>	<b>150</b>		
	<hr/>				

Para el pozo tapir 37 se recomendó utilizar protectores SS3-550, con un total de 130 NRPs para las dos secciones.

*Tabla 2: Beneficio de reduccion de torque esperado con NRPs*

CONDITION	TORQUE NO NRP (ft-lb)	TORQUE WITH NPR (ft-lb)	% Benefit
<b>Drilling</b>	33534	23174	31
<b>Backreaming</b>	34386	21070	39

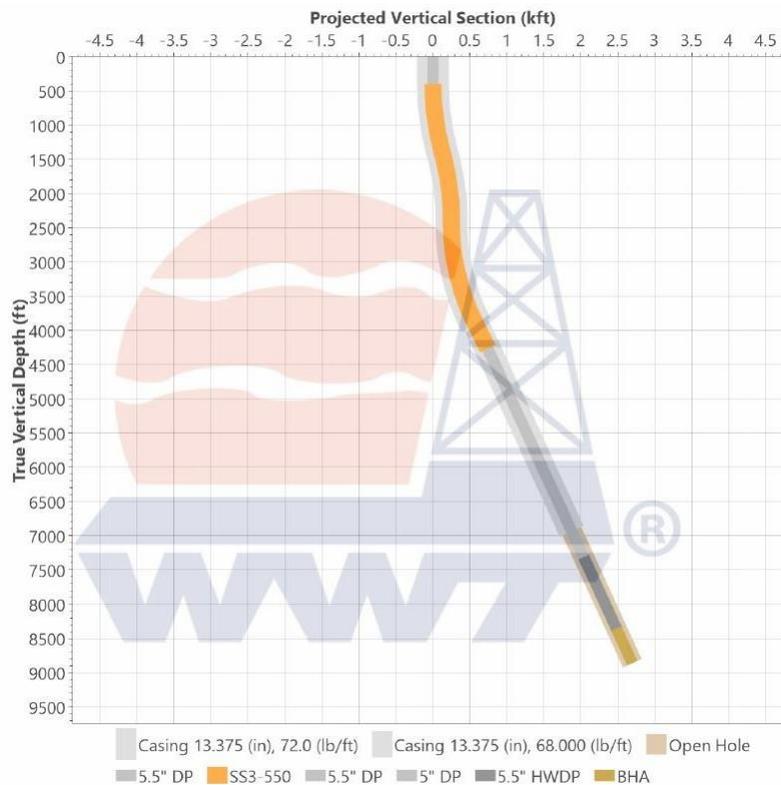
Con los 130 NRPs SS3-550 instalados en la zona crítica se obtiene un beneficio en la reducción de torque del 31% en “Drilling” y un 39% en “Backreaming”.

**Tabla 3:** Segmentación de la sarta de perforación

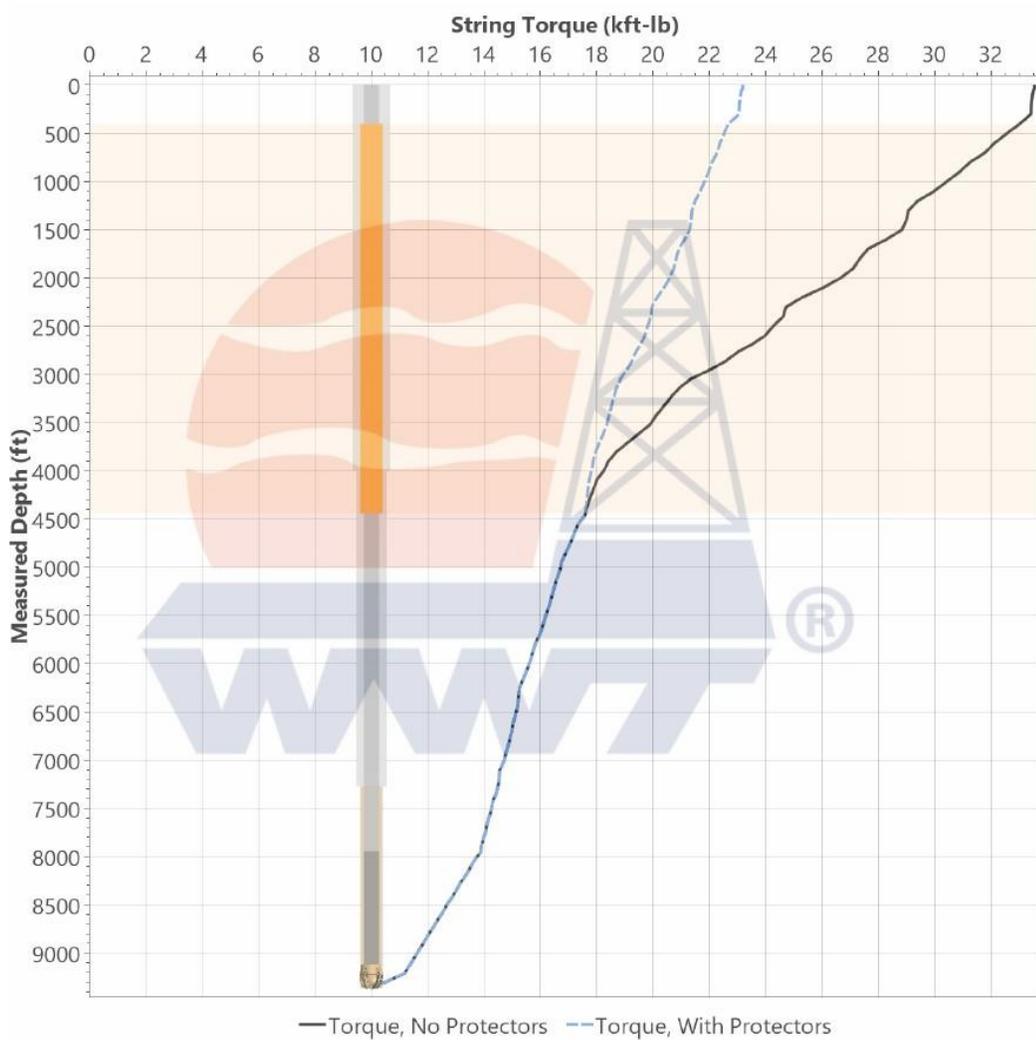
Description	Lenght (ft)	Joint Lenght (ft)	ADJ. Weight (lbs/ft)
5.5" DP	400	31	25.4
SS3-550	4040	31	25.4
5.5" DP	1612	31	25.4
5" DP	1890	31	22.6
5.5" HWDP	1271	31	55.2
BHA	152	31	160

Desde superficie se muestra 400' de tubería lisa, seguidos por 4040' de tubería protegida por NRPs, por debajo tenemos 3502' de tubería lisa, mas 1271' de HWDP y finalmente 152' de herramienta direccional más broca.

**Figura 8:** Proyección vertical vs profundidad vertical



**Figura 9:** Torque con NRPs y Torque sin NRPs



Simulación de torque resultante a la profundidad total con y sin protectores

instalados. Podemos apreciar como el torque diverge entre realizar la perforación utilizando NRPs SS3-550, con un torque máximo de 22.6kft-lb y realizar la operación con tubería lisa, alcanzando un torque máximo de 32.9kft-lb. (ANDRADE, 2022)

### ***Stick and Slip***

El fenómeno Stick and slip que se produce cuando tenemos desviación por dog leg cada 100', se ve drásticamente reducido cuando tenemos NRPs instalados sobre la sarta de perforación. Esta instalación reduce las vibraciones emitidas por el roce de la tubería contra las paredes del pozo y se transmiten hacia el ensamblaje de fondo. Esta reducción en las vibraciones también es beneficiosa para las mediciones y registros, ya que reduce la interferencia en el MWD y LWD.

### ***Mechanical Specific Energy***

Debido a que el torque es inversamente proporcional con la MSE, podemos observar que se entrega más energía y esto ocasiona un mayor ROP durante la perforación.

### ***Comparativa de beneficio en perforación de diferentes tipos de pozo.***

- En pozos tipo J con ángulos que varían entre 20° y 45° de inclinación se obtiene un promedio de 25% de beneficio en cuanto a reducción de torque.
- En pozos tipo S con ángulos que varían entre 15° y 25° de inclinación se obtiene un promedio de 28% de beneficio en cuanto a reducción de torque.

Con toda la información recopilada podemos realizar un análisis completo de los objetivos propuestos y los cumplidos, en primer lugar, se hizo una comparación de los parámetros obtenidos en operaciones de perforación direccional, con y sin utilización de NRPs. Se obtuvo que para cada "BIT RUN", posicionamos los protectores en las profundidades establecidas por la simulación correspondiente, de esta forma es evidente la reducción de torque aplicado sobre la sarta de perforación.

Entre las perforaciones de las diferentes secciones, nos pudimos dar cuenta que la sección de 12.25” presenta mayor arrastre y fricción que la sección de 8.5”, por ende, el mayor desgaste de la herramienta se da durante esta primera sección.

La energía mecánica específica entregada a la broca no se ve afectada en gran cantidad cuando los protectores están instalados cubriendo la zona crítica de contacto, así mismo como una reducción en los valores de stick and slip y las vibraciones, esto garantiza correctas lecturas de las herramientas direccionales.

Los beneficios más altos utilizando NRPs se dan en la sección de 8.5” y en los pozos direccionales tipo S, obteniendo hasta un 28% de eficiencia en promedio de todos los pozos estudiados.

# Capítulo 4

## Conclusiones y recomendaciones

En resumen, la instalación de NRPs sobre la sarta para perforación de pozos direccionales con un diseño complejo, ayuda a obtener un beneficio más alto y reducir los tiempos de perforación previamente establecidos para este tipo de operaciones, en especial cuando tienen ángulos de inclinación elevados.

### *Conclusiones*

A continuación, podemos apreciar de mejor manera las conclusiones obtenidas de este trabajo investigativo:

- La perforación de un pozo direccional se puede reducir de 25 días a 18 días con el uso de NRPs.
- La simulación que se hace previo la perforación de cada sección cuenta con su respectivo margen de error que va desde 2% al 5% en ocasiones, esto varía dependiendo de las formaciones atravesadas.
- El ROP aumenta significativamente, se obtuvo valores de hasta 230ft/h en pozos que usualmente no superarían los 150ft/h.
- Menores valores de Stick and Slip, nos entregan menores vibraciones sobre la sarta de perforación y mejores lecturas en medición y registros del pozo.
- Comparando los parámetros obtenidos en perforaciones direccionales, con y sin NRPs instalados, podemos observar un beneficio de hasta 31% en drilling y 33% en backreaming para casos puntuales, mientras que en promedio para

pozos tipo J se obtiene un promedio de 25%, y para pozos tipo S hasta de 28% de beneficio.

### ***Recomendaciones***

Previo a la toma de decisiones con respecto a si hacer uso o no de NRPs para una operación de perforación direccional y basándonos en el estudio realizado podemos asegurar que es recomendable tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Verificar que las herramientas direccionales se encuentren calibradas y trabajando correctamente, pues de esto depende la toma de surveys para la simulación de la siguiente sección haciendo uso de NRPs.
- Tomar en cuenta que tan alto puede llegar a ser el beneficio para el tipo de pozo en cuestión, en especial cuando se trabaja con altos ángulos de inclinación.
- Asegurarse de revisar el estado de los NRPs luego de cada corrida de la broca, en cada viaje a superficie, pues podrían presentar desgaste excesivo, en tal caso es necesario reemplazar por uno nuevo.
- Comprobar y registrar los parámetros de perforación cada 100' mientras se perfora.

## Referencias bibliográficas

ANDRADE, E. (13 de OCTUBRE de 2022). INGENIERO. (E. LEGARDA, Entrevistador)

Juergen Maehs, S. R. (2010). Proven Methods and Techniques to Reduce Torque and Drag in the Pre-Planning and Drilling Execution of Oil and Gas Wells. *IADC*, 1-10.

N.B. Moore, P. M. (1996). Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. *Western Regional Meeting*, 1-10.

WWT. (3 de NOVEMBER de 2022). *WWT INTERNATIONAL*. Obtenido de <https://www.wwtco.com/products/wwt-non-rotating-protectors>