ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

¨Análisis y Selección entre Ensamblajes de Fondo Convencional y Rotatorio para la Perforación de Pozos Direccionales en los Campos del Bloque 15¨

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

JAIME JIMMY MORENO PIÑA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2008

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios quien guía mis pasos cada día. A mis padres Luis y Rosa por todo su amor y su apoyo incondicional en todo momento. A mi hermana Mayra por todo su apoyo y comprensión. A mis familiares y amigos que con su apoyo y oraciones aportaron durante mis estudios.

Una enorme gratitud al personal de Petroamazonas S.A., en especial a los ingenieros Carlos Carrión y José Barahona. Agradezco, de igual manera, a los ingenieros Salvador Rodríguez y Santiago Ospina de las compañías Schlumberger y Halliburton respectivamente por su invaluable ayuda.

Un especial agradecimiento al Ingeniero Héctor Román por su valiosa colaboración en la realización de esta tesis, y a todos los profesores que contribuyeron en mi desarrollo profesional.

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado vida, salud y su guía durante todo mi desarrollo profesional.

A mis padres Luis y Rosa, y a toda mi familia, por su confianza y apoyo incondicional, y que sin su ayuda no hubiera sido posible llegar hasta el final.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. RICARDO GALLEGOS
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

ING. HÉCTOR ROMÁN
DIRECTOR DE TESIS

ING. DANIEL TAPIA
VOCAL

ING. XAVIER VARGAS
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

¨La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL¨

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

JAIME JIMMY MORENO PIÑA

RESUMEN

Durante la perforación de pozos direccionales de petróleo uno de los componentes más importantes, cuyo desempeño ayudará al cumplimiento de los objetivos propuestos en el tiempo señalado, es el ensamblaje de fondo.

El tiempo de perforación es un elemento clave en el desarrollo de un campo, su optimización es el objetivo al momento de seleccionar el ensamblaje de fondo. Una optimización del tiempo de perforación representa menos gasto por cada día del uso del taladro y ayuda a perforar futuros pozos de forma más segura. El desempeño del ensamblaje de fondo varía con respecto a las características de las formaciones que se encuentra atravesando, así como de la geometría del pozo y provee importante información para la selección del mismo en futuros pozos a perforar.

En la actualidad existen dos tipos de ensamblajes que son mayormente utilizados en la perforación de pozos direccionales de petróleo, estos son: Ensamblaje con motor de fondo y ensamblaje direccionable rotatorio. Si bien el primero tiene un bajo costo relativo al segundo, tiene limitantes en la tasa de perforación y en parámetros de calibración del hoyo que pueden añadir un costo adicional al proceso de perforación. En cambio, el ensamblaje direccionable rotatorio presenta mayores ventajas en la calibración del hoyo a medida que se perfora, pero esto representa un valor agregado al costo de la perforación. Es por ello la importancia de hacer una comparación técnica

entre los pozos perforados con ambos sistemas en el Bloque 15, y hacer un análisis costo-beneficio para determinar el ensamblaje más adecuado que represente menor tiempo de perforación a un menor costo para la Compañía.

Este trabajo se enfocará en el análisis del comportamiento de los Ensamblajes de fondo convencional y rotatorio de los pozos perforados en la campaña de perforación 2007-2008 en el Bloque 15. Se seleccionará pozos tipo “S”, “J de corto alcance” y “J de alcance extendido” perforados con Ensamblaje convencional y rotacional; se hará un análisis técnico-económico del mismo por cada Compañía direccional que opera en el bloque (Halliburton y Schlumberger). Posteriormente se hará un análisis de la eficiencia entre las herramientas de estas dos empresas, tanto en convencional como en rotatoria. El análisis se basará en el Tiempo de perforación, calibración del hoyo, y el desempeño de la herramienta a través de las diferentes formaciones. Los pozos a analizar son los de los Campos Eden-Yuturi e ILYP, que han sido perforados durante esta campaña y que tienen proyectos de perforación hacia el futuro.

Finalmente se hará una recomendación de diseño de ensamblaje de fondo para cada tipo de perfil de pozo en cada campo. Y se realizará una comparación en la eficiencia entre las herramientas direccionales de las dos Compañías que brindan este servicio dentro del Bloque.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

ABREVIATURAS

BHA: Ensamblaje de Fondo (Bottom Hole Assembly)

BHAp: Ensamblajes de fondo programados.

BHAu: Ensamblajes de fondo utilizados.

CPF: Facilidades de Producción Central (Central Production Facilities)

CTD, CNTD: Cantidad

DC: Botella (Drill Collar)

DDI: Índice de Dificultad Direccional (Directional Difficulty Index)

DESLIZ: Deslizamiento

DESP: Desplazamiento

DLS: Severidad de Pata de Perro (DogLeg Severity)

EOC: Fin de la Curva (End Of Curve)

EPF: Facilidades de Producción Este (East Production Facilities)

GP: Geo Pilot

GPM: Galones por minuto (Gallons per minute)

GR: Radiaciones Gamma (Gamma Ray)

HLB: Halliburton

HWDP: Tubería de Perforación de Pared Gruesa (Heavy Weight Drill Pipe)

ILYP: Indillana – Limoncocha – Yanaquincha – Paka

IN: Entrada

KOP: Punto de Desvío (Kick Of Point)

LWD: Registrando mientras se perfora (Logging While Drilling)

MAX: Máximo

MD: Profundidad Medida (Measured Depth)

MWD: Mediciones mientras se perfora (Measurement While Drilling)

N/S, E/W: Norte / Sur, Este / Oeste (North / South, East / West)

NMDC: Botella Antimagnética (Non Magnetic Drill Collar)

OD: Diámetro externo (Out Diameter)

OUT: Salida

PD: Power Drive

PDC: Compacto de Diamante Policristalino (Polycrystalline Diamond Compact)

PDM: Motor de Desplazamiento Positivo (Positive Displacement Motor)

PPH: Pies por hora

PROF: Profundidad

PROM: Promedio

PSB: Peso sobre la broca

PSI: Libra por pulgada cuadrada (Pound per square inch)

ROP: Tasa de Perforación (Rate of Penetration)

ROT: Rotando

RPM: Radianes por minuto (Radians per minute)

SLB: Schlumberger

TD: Profundidad Total (Total Depth)

TM, TMP: Tiempo

TVD: Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth)

UBHO: Orientación Universal de Fondo (Universal Bottom Hole Orientation)

VS: Sección Vertical (Vertical Section)

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo está enfocado al Análisis y Selección entre Ensamblajes de Fondo Convencional y Rotatorio para la perforación de pozos direccionales en los Campos del Bloque 15 (Petroamazonas S.A.).

El desarrollo de la tesis comienza con una descripción general del bloque y los principales campos que lo conforman, detalle breve de las características litológicas de las formaciones que son atravesadas durante la perforación de pozos.

En el Capítulo 1, se describe los conceptos de perforación direccional, se hace una descripción de los componentes principales de los Ensamblaje Convencional y Rotatorio. Se considera el principio de funcionamiento de cada ensamblaje, así como las ventajas de un sistema con respecto a otro.

En la descripción del ensamblaje rotatorio se estudia las herramientas de las dos Compañías direccionales que prestan sus servicios en el Bloque y que son objeto de este estudio.

En el Capítulo 2, se detallan las características de los pozos, haciendo un análisis general de los tiempos de perforación de cada uno, clasificándolos por tipo de perfil de pozo.

El Capítulo 3 se realiza las comparaciones entre los ensamblajes convencional y rotatorio de cada Compañía, y se realiza la comparación entre ellas. Las comparaciones comprenden tanto la parte técnica como el análisis costo – beneficio de las mismas.

Las conclusiones, recomendaciones y observaciones con respecto a la selección entre los ensamblajes de fondo se los realizan en el Capítulo 4.

Definición del Problema.

Durante la perforación de pozos direccionales, uno de los componentes más importantes cuyo desempeño ayudará al cumplimiento de los objetivos propuestos, en el tiempo señalado, es el ensamblaje de fondo.

El tiempo de perforación es un elemento clave en el desarrollo de un campo, su optimización es el objetivo al momento de seleccionar el ensamblaje de fondo. Una optimización del tiempo de perforación representa menos gasto por cada día del uso del taladro y ayuda a perforar futuros pozos de forma más segura.

El desempeño del ensamblaje de fondo varía con respecto a las características de las formaciones que se encuentra atravesando, así como de la geometría del pozo y provee importante información para la selección del mismo en futuros pozos a perforar.

La tasa de penetración es uno de los principales parámetros que ayuda a optimizar el tiempo de perforación. Este tiempo es optimizado también reduciendo los errores y problemas ocurridos en los pozos ("patas de perro", hoyos apretados que dificultan los viajes y bajada del revestidor, pega de tubería, etc.). El ensamblaje de fondo apropiado ayuda a reducir dichos problemas.

En la actualidad existen dos tipos de ensamblajes que son mayormente utilizados en la perforación de pozos direccionales, estos son: Ensamblaje con motor de fondo y ensamblaje direccionable rotatorio. Si bien el primero tiene un bajo costo relativo al segundo, tiene limitantes en la tasa de perforación y en parámetros de calibración del hoyo que pueden añadir un costo adicional al proceso de perforación. En cambio, el ensamblaje direccionable rotatorio presenta mayores ventajas en la calibración del hoyo a medida que se perfora, representando un valor agregado al costo de la perforación.

Objetivos.

Objetivo General:

Proponer o recomendar la selección del ensamblaje de fondo a ser utilizado en la perforación de pozos del Bloque 15 para Optimizar el Tiempo de Perforación, basado en el análisis técnico y costo–beneficio de la eficiencia de los ensamblajes convencional y rotatorio para perfiles de pozos tipo S, J de corto y largo alcance.

Objetivos Específicos.

- Comparar el desempeño de los ensamblajes de fondo convencional y rotatorio de los pozos seleccionados en referencia al tiempo de perforación, calibración del hoyo y desempeño de la herramienta en las diferentes formaciones; basado en criterios técnicos y económicos.

- Comparar la eficiencia de los ensamblajes de fondo de las Compañías direccionales que trabajan en el Bloque 15.

- Proponer el diseño del ensamblaje de fondo para ser utilizado en la perforación de futuros pozos en el desarrollo del Bloque 15 considerando aspectos técnicos y económicos.

- Proporcionar un documento bibliográfico de consulta para estudiantes de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra.

Justificación.

Dos factores que predominan en una perforación son tiempo y costo. Menos complicaciones durante la perforación y alcanzar un buen desempeño en la tasa de perforación ayudan a cumplir estos propósitos.

El ensamblaje de fondo no es el principal responsable por la tasa de perforación ni por la buena limpieza del hoyo. Estos dependerán principalmente de la broca y del fluido de perforación respectivamente. Sin embargo, el ensamblaje de fondo puede ayudar significativamente a mejorar estos parámetros.

De acuerdo al tipo de perfil de pozo perforado, dependerá también los problemas y la complejidad de la perforación. El ángulo de inclinación y el desplazamiento del pozo son factores que determinan la dificultad del pozo. La dificultad se incrementa desde el perfil “S” hacia el pozo tipo “J largo alcance”.

Tanto el ensamblaje convencional como el rotatorio pueden perforar cualquier tipo de perfil en cualquier sección del hoyo; sin embargo, la selección del mismo depende también del costo.

De ahí la importancia de realizar una comparación técnica entre los pozos perforados con ambos sistemas, partiendo de un análisis costo-beneficio, que nos permita determinar el ensamblaje más adecuado que represente menor tiempo de perforación a un menor costo para la Compañía.

Antecedentes.

La perforación de pozos direccionales ha venido mejorando en su tecnología. Los ensamblajes convencionales con motor de fondo representan una de las mejores alternativas para la perforación de pozos direccionales frente a otras herramientas que han quedado con poca demanda. Pero a medida que los alcances de las zonas productoras crecen en distancia, también se acrecientan los problemas. La perforación con direccionamiento rotatorio ha generado mucha demanda debido a las ventajas técnicas y operativas que presenta frente al motor de fondo.

Estas ventajas generan al mismo tiempo un mayor valor en el costo de la perforación, debido al valor agregado de las herramientas con direccionamiento rotatorio.

En el Bloque 15 hay pozos perforados tanto con motor de fondo como con ensamblaje rotatorio de las dos Compañías que prestan el servicio de perforación direccional a Petroamazonas S.A.

Este trabajo está enfocado en analizar y seleccionar los ensamblajes que han mostrado un buen desempeño durante la perforación, reduciendo tanto el tiempo de trabajo como los problemas ocurridos durante la misma.

GENERALIDADES

El Bloque 15 perteneciente a Petroamazonas S. A., la cual realiza sus operaciones en la provincia de Orellana y Sucumbíos, ubicadas en la Amazonia Ecuatoriana. Localizado al este de la población la Joya de los Sachas y al sur de la población de Shushufindi, cuenta con una extensión de 200 000 hectáreas.

En Enero del 2007 se reiniciaron los trabajos de perforación a cargo de la Unidad de Administración y Operación Temporal Bloque 15 con el fin de alcanzar nuevos objetivos de producción y beneficios económicos para el Estado.

El Bloque 15, por cuestiones logísticas y de trabajo, se subdivide en dos extensas áreas operativas que son EPF (Campo Edén – Yuturi) y CPF (Campos ILYP).

El área EPF está compuesta por un único campo, Edén – Yuturi. Los objetivos primarios en la perforación de pozos en este campo son las areniscas: ¨M1¨ principal, ¨U¨ inferior, y ¨T¨ principal; mientras que las areniscas ¨M2¨, y ¨U¨ superior, son objetivos secundarios.

El área CPF conocida también como ILYP, comprende: el Complejo Indillana (Zona-I), Campo Limoncocha (Zona-L), Complejo Yanaquincha (Zona-Y), y Campo Paka (Zona P). Estos Campos se subdividen en:

Complejo Indillana: Lo conforman los campos: Indillana, Itaya, Laguna, Concordia, Napo, Jivino.

Campo Limoncocha: Conformado por un solo campo.

Complejo Yanaquincha: Yanaquincha Oeste donde está el área de Pakay; y Yanaquincha Este donde se encuentra el área de Aguajal y Chorrera.

En este campo los objetivos primarios durante la perforación de pozos son las areniscas ¨U¨ inferior, y ¨T¨ principal.

Adicional a estos campos, el proyecto de la explotación del Campo Pañacocha fue designado a esta Compañía operadora (Ver figura A).

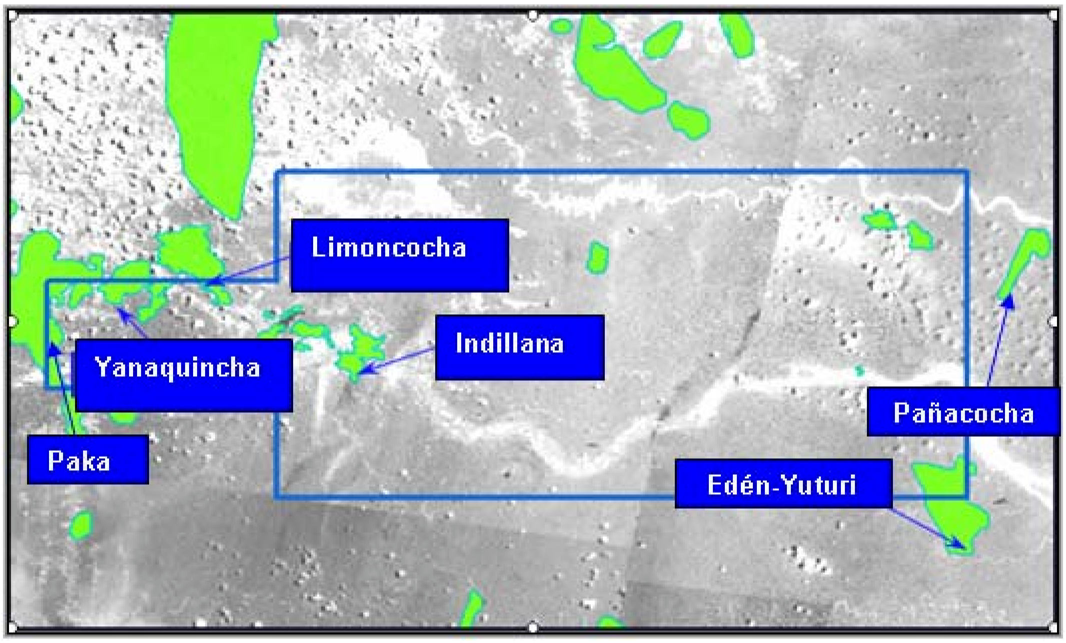
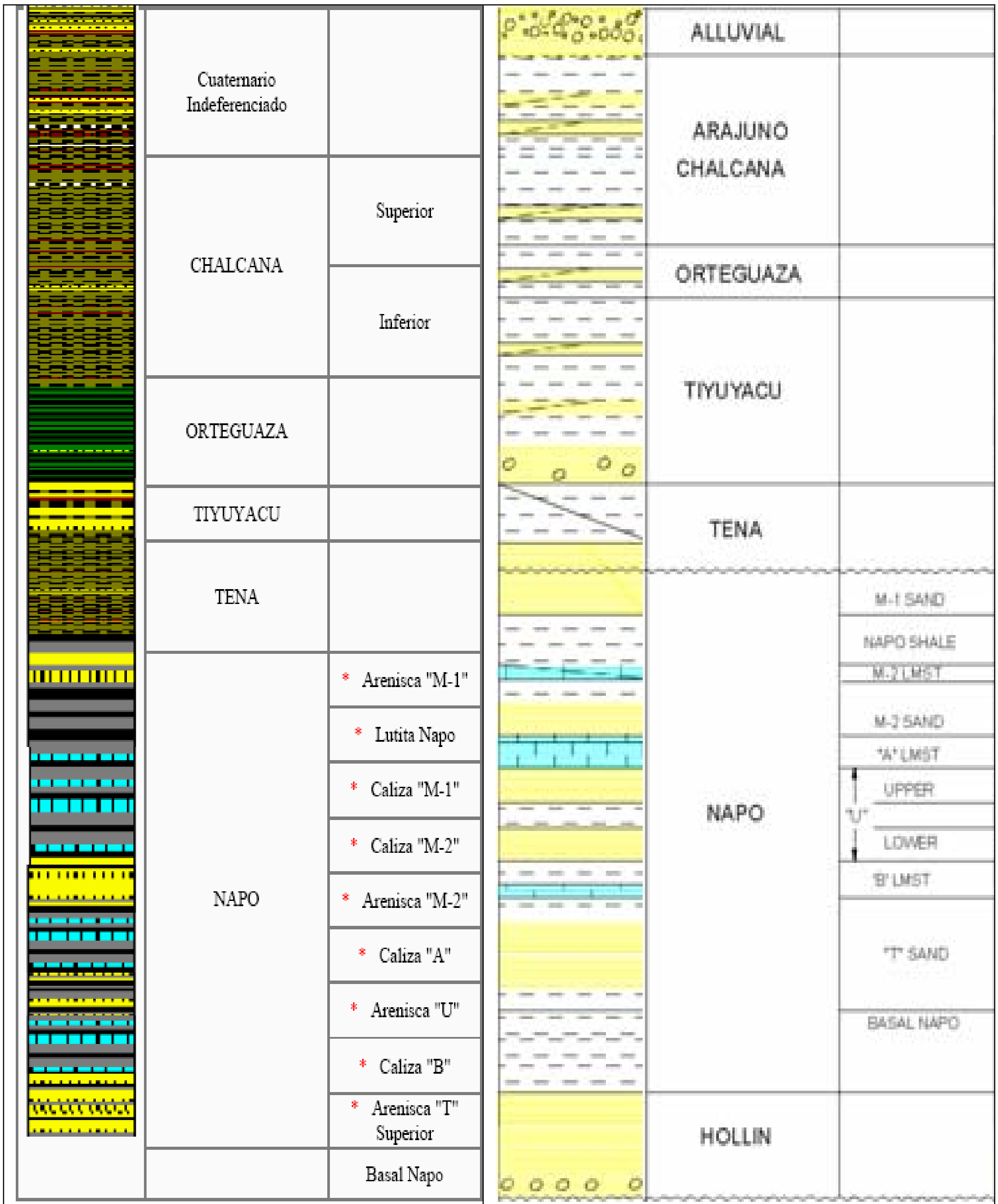


Figura A. Bloque 15 y sus principales campos.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan las diferentes formaciones Terciarias: Chalcana Superior, Chalcana Inferior, Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Tiyuyacu y Formación Tena.

A continuación de las Formaciones Terciarias, secuencialmente están las formaciones correspondientes al Cretácico como: Tena, Lutita Napo, Arenisca M–1, Caliza M–2, Arenisca M–2, Caliza A, Arenisca U Superior, Arenisca U Media, Arenisca U Inferior, Caliza B, Arenisca T, Basal Napo, Caliza C y Hollín.

El Campo Edén – Yuturi y los Campos ILYP difieren en los espesores de sus formaciones y en la presencia o ausencia de ciertas formaciones en su columna litológica, tal como se muestra en la figura B.



Columna Estratigráfica General, E-Y | **Columna Estratigráfica General, ILYP**

Figura B. Columna Estratigráfica Generalizada de las áreas del Bloque 15.

Las diferencias en los espesores medidos en profundidad vertical verdadera (TVD) y formaciones se describen en la Tabla 1.

Tabla 1 TOPES FORMACIONALES GENERALIZADA					
Formación		**Edén Yuturi**		**ILYP**	
		TVD	**Espesor**	**TVD**	**Espesor**
Chalcana Superior		1903	820		
Chalcana Inferior		2723	1230	3814	1574
Orteguaza		3953	900	5388	851
Tiyuyacu		4853	1216	6239	1259
CGL Tiyuyacu		---	---	7498	501
Tena		6069	411	7999	688
Napo	Tope Napo	6480	25	8687	4
	Arenisca "M1" Superior	6505	38	---	---
	Arenisca "M1" Principal	6543	29	---	---
	Base Arenisca "M1"	6572	35	---	---
	Lutita Napo	6607	196	8691	25
	Caliza "M1"	6803	168	8716	243
	Caliza "M2"	6971	33	8959	189
	Arenisca "M2"	7004	130	9148	112
	Caliza "A"	7134	23	9260	36
	Arenisca "U" Superior	7157	68	9296	55
	Arenisca "U" Media	7225	16	9351	56
	Arenisca "U" Inferior	7241	184	9407	43
	Base Arenisca "U"	---	---	9450	56
	Caliza "B"	7425	26	9506	9
	Arenisca "T" Superior	7451	50	9515	97
	Arenisca "T" Principal	7501	153	9612	73
	Napo Basal	7654	---	9685	78
	Caliza "C"	---	---	9763	112
	Hollín	---	---	9875	---

Las características litológicas de las formaciones en el Campo Edén – Yuturi, se describen a continuación:

Cuaternario Indiferenciado: Se caracteriza por ser una secuencia alterna de arcillolitas, limolitas y areniscas que tienen, en algunos tramos, intercalaciones de pequeños lentes de carbón.

Chalcana Superior: Esta secuencia está formada principalmente de arcillolita, con niveles de arenisca y limolita.

Chalcana Inferior: Esta secuencia está formada principalmente de arcillolita, con niveles de limolita, arenisca, trazas de anhidrita y carbón.

Orteguaza: Principalmente está compuesta de lutita intercalada con niveles de arenisca y niveles de carbón.

Tiyuyacu: Esta sección está compuesta predominantemente de arcillolita intercalada con limolita, arenisca y conglomerado.

Tena: Esta formación está compuesta principalmente por arcillolita intercalada con niveles de limolita y arenisca.

Tope Napo: Está compuesta por una secuencia de lutitas intercaladas por areniscas y calizas.

Arenisca ¨M-1¨Superior: Esta sección se encuentra formada por arenisca intercalada con niveles de lutita.

Arenisca ¨M-1¨ Principal: Este miembro está formado por intercalaciones de areniscas y lutitas.

Base Arenisca ¨M-1¨: Esta sección está compuesta por lutita y pequeñas intercalaciones de areniscas.

Lutita Napo: Este miembro está constituido únicamente de lutitas.

Caliza ¨M-1¨: Esta sección está compuesta principalmente de caliza intercalada con niveles de lutita.

Caliza ¨M-2¨: Este miembro está compuesto principalmente de caliza intercalada con niveles de lutita.

Arenisca ¨M-2¨: Esta sección está compuesta principalmente por arenisca intercalada con niveles de lutita y caliza.

Caliza ¨A¨: Este miembro está formado principalmente de caliza intercalada con lutitas.

Arenisca ¨U¨: Este miembro está compuesto principalmente por arenisca intercalada con delgados niveles de lutita; se presentan tres niveles que son: superior, media e inferior.

Caliza ¨B¨: Este miembro predominantemente está formado de caliza intercalada con niveles de lutita.

Arenisca ¨T¨ Superior: Esta sección está compuesta predominantemente de areniscas intercaladas con niveles de lutita.

Arenisca ¨T¨ Principal: La secuencia predominante en esta sección es arenisca intercalada con pequeños niveles de lutita.

Basal Napo: Se encuentra formado por lutitas, con intercalación de caliza.

En los Campos ILYP, las formaciones en su mayoría son semejantes a los del Campo Edén – Yuturi, las diferencias se dan en las siguientes formaciones:

Orteguaza: Principalmente está compuesta de lutitas intercaladas con algunos niveles de areniscas y carbón. En la base de esta formación se observa niveles de limolitas.

Tiyuyacu: Está constituida por una serie de intercalaciones de arcillolitas, limolitas, areniscas; y hacia la base de esta formación, está conformada básicamente de conglomerado de chert y cuarzo, que a diferencia que en el Campo Edén – Yuturi, donde solo hay intercalaciones, este conglomerado es masivo con un espesor de 500 pies aproximadamente.

Arenisca ¨M-1¨: Este miembro consta principalmente de arenisca con pequeñas intercalaciones de lutitas y caliza.

Lutita Napo: Este miembro está compuesto principalmente de lutitas intercaladas con finos niveles de caliza.

Caliza ¨C¨: Esta pequeña capa de caliza se encuentra encima de las areniscas de la Formación Hollín.

Hollín: Esta formación esta compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y caolinita.

CAPÍTULO 1

1. PRINCIPIOS TÉCNICOS DE UN ENSAMBLAJE DE FONDO.

La perforación direccional consiste en perforar un pozo con un rumbo y perfil que consigan el objetivo planificado. Los pozos direccionales nos permiten recuperar mayores reservas, tener un retorno sobre la inversión más rápidamente, nos permite alcanzar objetivos (target) inaccesibles desde la superficie, y realizar desviaciones en el pozo, en caso de alguna obstrucción, por tanto ha tomado auge en el desarrollo de programas de perforación desde una misma locación.

Este capítulo explicará los tipos de pozos direccionales, así como las definiciones y usos de las herramientas o ensamblaje con motor de fondo (convencional) y direccionable rotatorio de la perforación direccional.

1.1 Tipos de Perfil de Pozos Direccionales.

El perfil del pozo comprende el plan direccional propuesto del pozo, o la hoja guía donde quedan definidos los puntos de desvío (KOP), inclinación y rumbo del pozo, profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera (TVD), sección vertical (VS), coordenadas rectangulares (N/S, E/W), patas de perro severas (DLS), entre otros. Normalmente, esta información es presentada cada 100 pies.

Esta información genera el perfil de Profundidad Vertical Verdadera (TVD) vs. Sección Vertical (VS) en el cual se ratifican los puntos de asentamiento de las diversas secciones de tubería de revestimiento a ser corridas. También se resaltan puntos de desvío (KOP), punto de fin de la construcción (EOC), intervalo de mantenimiento de ángulo, punto de inicio de caída de ángulo; y finalmente, el punto de profundidad total (TD). Los topes y bases de las zonas objetivos, tomados de la prognosis del pozo, deben ser también resaltados, Figura 1.1.

La vista en planta del pozo propuesto también puede ser generada a partir de la información anterior. La vista permite apreciar el origen del pozo y el rumbo en función de las coordenadas geográficas conforme el pozo avanza. Al extremo del punto de arranque se encuentra el objetivo del pozo dentro de un radio de tolerancia establecido, Figura 1.2.

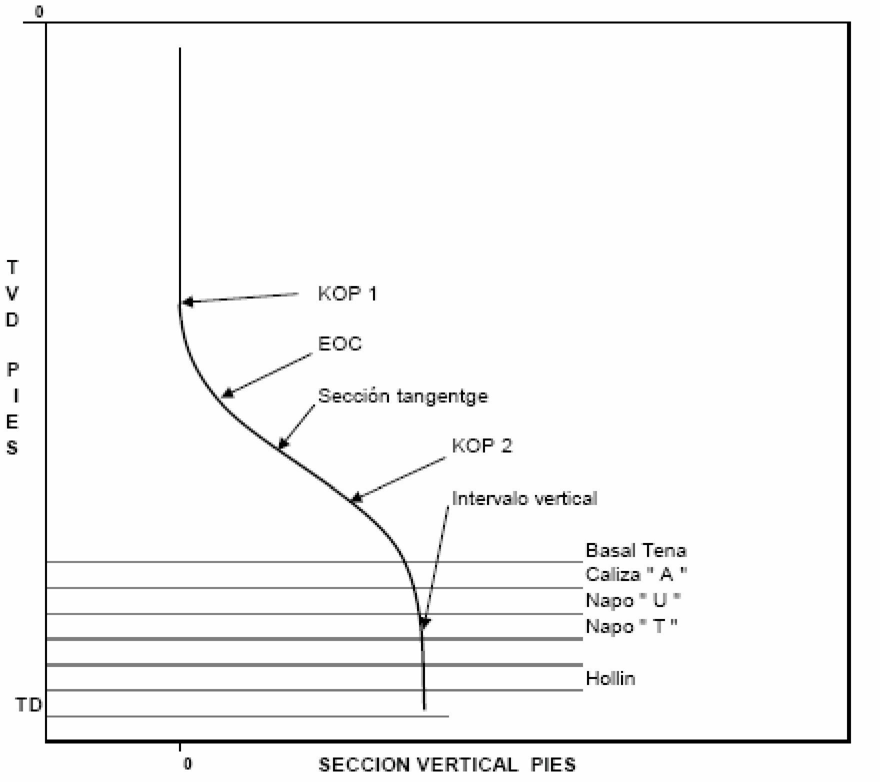


Fig. 1.1 Perfil TVD vs. Sección Vertical.

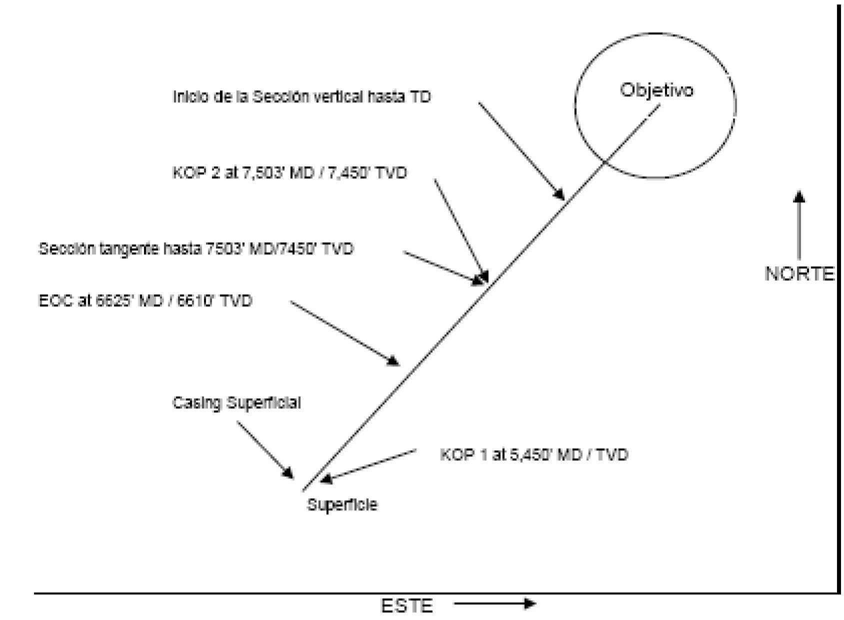


Figura 1.2 Rumbo del pozo.

En general, el perfil de los pozos direccionales podría ser cualquiera de los siguientes:

- Tipo S.
- Tipo J (Slant o pendiente).
- Horizontal.

1.1.1 Perfil tipo S.

Los pozos con perfil tipo “S” constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo.

Desde el punto de vista del aporte del pozo, la producción de un pozo desviado tipo “S”, será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento; este tipo de pozo es útil cuando se quiere obtener núcleos. Este perfil de pozo tiene desplazamientos cortos en Sección Vertical, entre 800 y 2000 pies.

1.1.2 Perfil tipo J (Slant o pendiente).

Los pozos con perfil tipo “J” constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo. La producción de un pozo desviado tipo “J” dependerá del ángulo de buzamiento con la que se atraviese la formación productora.

Existen tres tipos de perfiles del pozo tipo “J”, estos son: Tipo “J” modificado, tipo “J” de corto alcance, y tipo “J” de largo alcance o alcance extendido.

Tipo “J” modificado.- Este tipo de perfil tiene una caída natural del ángulo en la parte final del pozo provocado por el buzamiento de la formación, en donde es muy costoso tratar de mantener el ángulo y se prefiere dejarlo caer.

Tipo “J” de corto alcance.- Se da cuando la sección vertical en el fondo total del pozo está entre 2000 y 5000 pies. Se puede dar el caso de un perfil combinado entre este tipo de pozo y el de “J” modificado.

Tipo “J” de alcance extendido.- Se da cuando la sección vertical en el fondo del pozo es mayor a 5000 pies. Al igual que en el anterior perfil, se puede dar el perfil combinado entre este tipo de pozo y el “J” modificado.

1.1.3 Perfil Horizontal.

Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del yacimiento principal u objetivo.

La sección horizontal es perforada con un ángulo de alrededor de 90 grados dentro de una ventana de navegación previamente definida en el plan direccional. La producción de un pozo horizontal debería ser por lo menos tres veces la producción de un pozo vertical para justificar su inversión. Este tipo de perfil no consta dentro del análisis de este trabajo, solamente los perfiles anteriores.

1.2 Componentes y Funcionamiento de un Ensamblaje Convencional.

Aunque existen algunos ensamblajes que ayudan a perforar pozos direccionales, en esta ocasión se hará mención a los motores de lodos (mud motor) y a los principales componentes que lo acompañan, puesto que han sido los más usados hasta el momento.

1.2.1 Principales componentes de un Ensamblaje Convencional.

Un Ensamblaje de Fondo compuesto por un motor de lodo para direccionar pozos de petróleo puede contener una gran cantidad de componentes que cumplen una función específica o muchas funciones al mismo tiempo.

Los componentes que han sido utilizados en la perforación de pozos en el Bloque 15 se describen a continuación:

***Broca*.-** Es el primer componente de cualquier ensamblaje y su función es cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación. Existen dos tipos fundamentales de broca, de acuerdo al funcionamiento de sus cortadores: Las broca tricónica que aplasta, comprime y deforma la roca; y la broca PDC que remueve la cara de la roca por medio de cortes.

***Drill Collar (Botellas)*.-** Los dril collar son tubos de acero pesado y rígido, usados al fondo del ensamblaje de fondo para dar peso sobre la broca, además de rigidez. Hay drill collars lisos y espirales. En perforación direccional comúnmente se usa el espiral ya que, reduce el área de contacto en un 40% con una reducción de peso en un 4%, reduciendo la pegadura diferencial. Algunas veces se usan dril collars cortos (5’, 10’, 15’) en el diseño de ensamblajes de fondo.

Non-Magnetic Drill collar (Botellas Antimagnéticas).- Son generalmente lisos y fabricados de acero inoxidable, de alta calidad y resistentes a la corrosión. Los instrumentos de medición magnéticos corridos en el hoyo son ubicados en esta herramienta para medir el campo magnético de la tierra sin interferencia magnética. Existe, así mismo, drill collar no magnéticos cortos que pueden ser ubicados entre el motor y la herramienta de medición magnética para contrarrestar la interferencia magnética proveniente de abajo; también son usados en pozos horizontales.

Float sub (Intercambiador de diámetro de rosca).- Es un intercambiador de diámetro de rosca de una caja y pin, frecuentemente se ubica sobre el motor. En un BHA rotatorio convencional, la válvula flotadora es insertada sobre el bit sub (en el caso de un BHA de péndulo) o cerca de los estabilizadores y la broca.

Bit sub (Porta Broca).- Es un tubo caja-caja que va arriba de la broca cuando no se usa un estabilizador cerca de la broca, y sirve como conexión entre la broca y el drill collar. Algunas veces es usado para colocar la válvula flotadora.

Float Valve (Válvula Flotadora).- Es una válvula check colocado ya sea en el float sub o en el bit sub, y sirve para detener el regreso del fluido evitando daño en el instrumento de medición, MWD. Puede ir ubicado ya sea arriba (cuando el pulser es negativo) o debajo (cuando el pulser es positivo) del instrumento de medición.

Heavyweight Drill Pipe (Tubería de Perforación de pared gruesa).- Es una sarta de perforación de peso intermedio con dimensiones similares a la tubería de perforación. El OD del tubo es protegido del desgaste por abrasión por un protector de desgaste en el centro. Los HWDP son menos rígidos que los DC y tienen menos contacto en las paredes, lo que permite alcanzar altas tasas de perforación con un torque reducido. Esta característica ha hecho que el diseño actual de BHA minimice el uso de DC y aumente el uso de HWDP para compensar el peso sobre la broca.

Stabilizer (Estabilizador).- Son una parte indispensable de casi todos los diseños de BHA. Los estabilizadores que van arriba de la broca tienen conexión caja-caja, y permite la aceptación de la válvula flotadora. Los estabilizadores de la sarta tienen conexión pin-caja. La mayoría de los estabilizadores tienen un espiral en sentido de la mano derecha; para un mejor control direccional es recomendado estabilizadores que cubran los 360º de la pared. Los estabilizadores son usados para control de desviación del pozo, reducir el riesgo de pegadura diferencial y permite rimar cuando ocurre doglegs (pata de perro) y keyseats (ojo de llave). Existen muchos diseños de estabilizadores para muchas aplicaciones, pero el más utilizado es el Estabilizador con aletas integrales (Integral Blade Estabilizer), que son hechos de una sola pieza de material entre el cuerpo y las aletas; los bordes son hechos de manera que ayudan a reducir el daño en las paredes y provee una mayor área de contacto en formaciones suaves; estos estabilizadores tienen normalmente insertos de carburo de tungsteno en las aletas (recomendado en formaciones abrasivas), y pueden tener tres o cuatro aletas.

Orienting Sub (Herramienta de Orientación).- Es comúnmente llamada herramienta UBHO (Universal Bottom Hole Orientation – Orientación Universal del fondo del pozo). Es una herramienta recta y tiene una configuración pin-caja compatible con el bent housing, y/o los NMDCs. En esta herramienta se coloca el Gyro, que sirve para medir inclinación y dirección cuando existe interferencia magnética alrededor del pozo.

Bent Housing.- Parte del ensamblaje de fondo, cuya finalidad es la de forzar a la broca a seguir un cierto arco de curvatura. El bent housing es parte del motor. La caja del motor no es recta y tiene un cierto ángulo, que generalmente es de 1.5° (aunque actualmente los ángulos son ajustables); a mayores ángulos, dificulta la rotación acortando la vida del motor. En teoría, este tipo de herramienta de desviación, junto a una buena selección de BHA y de broca permite perforar una sección completa de punto de casing a punto de casing, reduciendo costos de taladro debido a menos viajes y/o altos ROP.

Hydraulic Jar (Martillo Hidráulico).- Son diseñados para desarrollar un impacto ya sea hacia arriba o hacia abajo. Los martillos son usados en pozos desviados y así la sarta puede ser martillada libremente en caso de pozo obstruido o pega de tubería. Los martillos pueden ser mecánicos, hidráulicos o ambos.

Positive Displacement Motor, PDM (Motor de Desplazamiento Positivo).- Estos motores están disponibles en diámetros que van desde 2” a más de 9”, y tienen un rango de velocidad que va desde unos 100rpm a más de 800rpm; la velocidad requerida en una operación está entre 150 y 300rpm. La versatilidad de estos motores se ajusta de manera excelente en operaciones de pozos verticales y direccionales, incrementando las ratas de penetración (ROP), reduce posibles daños al casing (vibración de la broca) y esfuerzos de rotación.

Measurement While Drilling, MWD (Medición durante la perforación).- Es una herramienta de control direccional por medio de un complejo sistema de telemetría pozo abajo, que permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo en cuanto a su inclinación y dirección. Existen básicamente dos clases de herramientas MWD, la que únicamente es direccional con la cual se mide la inclinación, la dirección, y la orientación de la cara de la herramienta; y otra que al acondicionarle algunos sensores se convierte en ***LWD*** (Logging While Drilling – Registro durante la perforación). Los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por cable como en los registros convencionales.

1.2.2 Funcionamiento de un Ensamblaje Convencional.

Para direccionar el pozo, el ensamblaje se clasifica en dos movimientos: Rotando, donde el direccionamiento del pozo depende de los elementos componentes del ensamblaje y su posición; y Deslizando, donde el direccionamiento del pozo depende del motor de lodo.

Deslizando.- Las partes principales del PDM son: válvula dump, rotor, estator, junta universal, sub rotatorio y cojinetes de empuje radial. La *válvula dump* es usada para bypasear el fluido mientras este fluye dentro y fuera del pozo. Cuando la circulación empieza, el fluido fuerza al pistón hacia abajo, por ello cierra el puerto y direcciona el fluido al *estator*. Debido a la excentricidad del *rotor* en el estator, el fluido circulado imparte torque al rotor causando que el rotor gire y pase el fluido de cámara a cámara. La rotación desde el estator es transmitida a la broca por una *junta universal* a un *sub rotatorio* al cual la broca está conectada. *Cojinetes de empuje radial* son usados para soportar las cargas axiales y normales sobre la broca y el sub rotatorio. Un cojinete de empuje superior protege contra las cargas hidráulicas cuando la broca está fuera del fondo y cuando hay circulación. El caucho del estator debe tener suficiente resistencia para proporcionar un efectivo sello hidráulico alrededor del rotor mientras permite al rotor girar libremente. Excesivas caídas de presión a través de cada etapa del motor acelera el desgaste del estator. Este problema es reducido con motores multilóbulos debido a que la velocidad rotacional y caída de presión por etapas es menor. Sin embargo, los torques operativos más altos de estos motores tienden a hacer que los componentes del tren de transmisión sea un enlace débil en el sistema. El PDM más común es el rotor con un lóbulo o diente (n_r=1) y el estator tiene dos lóbulos o dientes (n_{st}=2). Un aspecto clave del diseño de los PDM es que el estator siempre tiene un lóbulo más que el rotor, además forma una serie de cavidades de fluido progresivo conforme el rotor gira. Este funcionamiento del motor de lodo se realiza sin rotar la sarta, la broca perfora siendo rotada únicamente por el motor direccionando el pozo a una tasa de inclinación y dirección que depende del ángulo ya programado del bent housing. Cuando se desliza, el diámetro del hoyo está en calibre con el diámetro de la broca.

Rotando.- Existen tres tipos de ensamblajes para direccionar pozos mientras se rota, estos son:

- Ensamblaje para caída de ángulo (péndulo): Este ensamblaje actúa como un péndulo para crear y controlar la fuerza lateral negativa. Esto se logra retirando el estabilizador ubicado arriba de la broca y añadiendo un drill collar más, haciéndolo más flexible al BHA. El estabilizador superior, correctamente ubicado, mantiene al drill collar de fondo alejado del lado inferior del hoyo. Fuerzas gravitacionales actúan en el drill collar de fondo y la broca, causando la pérdida de ángulo del hoyo.

- Ensamblaje para construir ángulo (fulcrum o pivote): Este ensamblaje usa un pivote para crear y controlar la fuerza lateral positiva. Mientras más cercano esté el punto de pivote hacia la broca, más alta es la fuerza lateral para un tamaño de drill collar dado. El pivote usa un estabilizador insertado en la sarta justo arriba de la broca; con la broca rotando en el fondo, suficiente peso es aplicado para causar que el fondo de los drill collar se incline. En hoyos con más de cinco grados de inclinación, la inclinación es hacia el lado inferior del hoyo; causando que la broca empuje con fuerza hacia el tope del hoyo resultando en una construcción de ángulo a medida que se perfora.
- Ensamblaje para mantener ángulo (ajustado): Son diseñados para minimizar la fuerza lateral y disminuir la carga axial. La tasa de cambio de ángulo es pequeña comparada con los dos anteriores. Esto significa que este ensamblaje ha limitado la influencia en el desempeño de la broca excepto para condiciones secundarias como torque y arrastre, y la habilidad para obtener el peso sobre la broca en el fondo del pozo.

A medida que se rota, el diámetro del hoyo es mayor que el de la broca, existe una distancia entre el eje central de la broca y el eje de la sarta, dicha distancia se denomina ¨desplazamiento de la broca (bit displacement)¨. Este diámetro mayor del hoyo, ayuda a tener menos obstrucciones del hoyo reduciendo el rimado del mismo y minimizando el tiempo empleado en los viajes.

1.2.3 Tipos de Ensamblaje Convencional para direccionar pozos.

La perforación de un pozo se lo desarrolla en varias etapas; para cada una de estas etapas se usa un ensamblaje de fondo correspondiente. El diseño de estos ensamblajes depende del tipo de pozo, de la tasa de construcción de ángulo a generarse, tipos de formaciones a perforar, etc.

El BHA es la porción de la sarta de perforación que afecta la trayectoria de la broca. Pueden ser simples o compuestos y causan una fuerza lateral que construye, pierde o mantiene ángulo y gira a la izquierda o a la derecha. Los estabilizadores juegan un papel muy importante en la selección del ensamblaje de fondo. La cantidad de los mismos y su ubicación permitirán una tendencia a crear, mantener o hacer caer el ángulo de un pozo mientras se rota.

Conjunto Liso.- Es el más simple tipo de BHA (broca, drill collars y drill pipe). Mientras mayor sea el ángulo, mayor será la fuerza de péndulo. Si se aplica una carga sobre la broca, se introduce una fuerza positiva, el punto de tangencia se mueve cerca de la broca reduciendo la fuerza de péndulo, y en algunos casos llegando a una condición de fuerza lateral neta de cero; es por ello que para conseguir una condición balanceada se debe aumentar el peso sobre la broca, aunque esto no podría ser posible. Debido a la falta de control de desviación del pozo, llevando a resultados impredecibles, este tipo de BHA no es usado en pozos desviados.

BHA con un estabilizador.- La presencia de un estabilizador en el BHA ayuda fácilmente a controlar el punto de tangencia. Si el estabilizador esta muy alejado de la broca, no tendrá ningún efecto en ella; pero si es movido cerca de la broca, el punto de tangencia cambia. El drill collar o drill collars entre la broca y el estabilizador se dobla cuando se aplica un cierto peso a la broca. Hay un punto de ubicación del estabilizador donde se alcanza la máxima fuerza negativa o pendular; si se mueve el estabilizador más cerca de la broca se reduce la fuerza pendular hasta llegar a un punto donde dicha fuerza es cero. Si se mueve el estabilizador aún más cerca de la broca comienza a aparecer una fuerza positiva; si se aplica peso a la broca, el drill collar arriba del estabilizador comienza a doblarse y el estabilizador fuerza la broca hacia el lado superior del hoyo, provocando un efecto pivote; incrementos de peso en la broca incrementa la tasa de construcción de ángulo. Este tipo de ensamblaje es muy poco usado debido al poco control sobre la desviación del pozo que se llega a tener.

BHA con dos estabilizadores.- Consta de un estabilizador cerca de la broca (3'-6' desde la broca al estabilizador) y un segundo estabilizador a una cierta distancia arriba del primero; la distancia de la broca al primer y segundo estabilizador, más un cierto peso sobre la broca, determina el punto de tangencia. Si la tangencia ocurre entre la broca y el primer estabilizador, se produce una fuerza negativa; este valor de fuerza negativa es mayor en un BHA con dos estabilizadores que aquel con un estabilizador. Si el punto de tangencia ocurre entre el primer y segundo estabilizador, se produce una fuerza positiva; esta fuerza positiva incrementa con el incremento del peso en la broca, produciéndose más altas tasas de construcción de ángulo.

En ocasiones, un tercer estabilizador es incluido en el ensamblaje, también se puede dar el caso de ensamblajes con uno o dos estabilizadores de bajo calibre. Pero, dentro de los pozos a comparar y analizar no se los usaron.

1.3 Componentes y Funcionamiento de un Ensamblaje Rotatorio.

La introducción de la tecnología rotativa direccional eliminó varias de las desventajas de los métodos de perforación direccional previos. Debido a que un sistema rotativo direccional perfora direccionalmente con rotación continua desde la superficie, ***no existe la necesidad de deslizar la herramienta***, a diferencia de las perforaciones realizadas con motor de fondo.

Las principales ventajas de este sistema respecto al convencional son las siguientes:

- Se tiene mejor transferencia de peso a la broca, lo que aumenta la velocidad de penetración.
- Mejora la limpieza del pozo porque mantiene en mayor movimiento el fluido y los recortes de perforación, permitiendo que fluyan fuera del pozo en vez de acumularse formando un colchón de recortes, lo cual puede llevar a un aprisionamiento mecánico.
- Reduce el riesgo por pegadura diferencial ya que la columna de perforación se mantiene en continuo movimiento.
- Mejora el control direccional en tres dimensiones.
- Mejora la colección de datos con los registros eléctricos debido a una mejor calidad del pozo, reduce el riesgo en las bajadas de

revestimiento al no tener microquiebres (microdoglegs) asociados.

Esta amplia variedad de ventajas ha convertido a los sistemas rotativos direccionales en una parte esencial de muchos programas de perforación.

1.3.1 Principales componentes de un Ensamblaje Rotatorio.

Geo-Pilot Rotary Steerable System de Halliburton y Power Drive Rotary Steerable System de Schlumberger son las herramientas direccionales más utilizadas en la actualidad. Sus ventajas son similares aunque su tecnología de perforación rotativa es distinta. Ambas herramientas cuentan con dos componentes principales que son la Unidad de desviación (Bias Unit) y la Unidad de control (Control Unit).

1.3.1.1 Componentes principales del Geo Pilot.

La Unidad de desviación se encuentra en la parte inferior y está compuesto de dos anillos excéntricos que dobla al eje que atraviesa la herramienta. Un cojinete superior y un cojinete focal inferior soportan la sección del eje que atraviesa la unidad de desviación. Cuando el eje es desviado, el cojinete superior actúa como punto fijo no permitiendo al eje doblarse arriba de el. El cojinete focal permite a la caja de la broca al final del eje ser inclinada en la dirección opuesta a los anillos excéntricos. Esto da al operador 360° de control de posición.

La Unidad de control permite controlar en tres dimensiones la trayectoria del pozo en la dirección deseada y corregir ante cualquier tendencia de desvío o cambios abruptos en la formación; estos datos son corregidos en superficie. La herramienta, además, es controlada desde superficie por pulsos negativos mediante el servicio de downlink. Los comandos son enviados y confirmados en un promedio de 90 segundos, mientras se perfora. La transmisión de los datos ha sido probada en simultáneo con el LWD a una profundidad de 30000 pies.

1.3.1.2 Componentes principales del Power Drive.

La Unidad de desviación está compuesta por 3 pads conducidos por un actuador hidráulico; los pads aplican una fuerza lateral a la formación y empujan el ensamblaje en la dirección deseada. Los pads están compuestos principalmente por un sistema cilindro-pistón que actúan de acuerdo a una válvula cuya ranura superior se extiende aproximadamente 120 grados; las caras de la válvula son de PDC para evitar desgaste. La dirección en la que se produce el empuje está a 180 grados de la apertura de la válvula.

La Unidad de control es el paquete electrónico localizado en cojinetes dentro de una botella antimagnética arriba de la unidad de desviación; la unidad no rota mientras que la botella y toda la sarta si lo hace. Esta unidad tiene una vía de comunicación mecánica con la unidad de desviación en la parte inferior. La función de esta unidad es el control de desviación del pozo y la provisión de datos direccionales. El control de desviación se lo hace a través de downlinks con la herramienta a través de un mapa de comandos de hasta 81 posiciones configurables en el campo, en la que cada posición está definida por el ángulo de desvío y el porcentaje. La comunicación depende del flujo y se puede transmitir mientras se perfora y ha sido probada junto con el LWD hasta una profanidad aproximada de 33000 pies.

Estos componentes están dentro de la herramienta rotatoria. Pero, en general, la cantidad de botellas, tubería de perforación pesada, la ubicación del martillo, etc., no deben ser muy diferentes a los corridos en los ensamblajes convencionales; aunque si se recomienda que un rimador o un estabilizador de calibre completo sea ubicado arriba del MWD para ayudar a rimar cuando haya algún hoyo apretado.

1.3.2 Funcionamiento de un Ensamblaje Rotatorio.

Geo Pilot y Power Drive utilizan dos tecnologías de perforación rotativa distintas con funcionamientos distintos.

1.3.2.1 Funcionamiento del Geo Pilot..

El Geo Pilot es diseñado con el concepto **Point the bit.** Este sistema desvía un eje de transmisión entre dos cojinetes. El cojinete inferior actúa como articulación esférica, permitiendo que el extremo del eje apunte en la dirección opuesta. La broca es apuntada en la dirección deseada, y únicamente la cara de la broca corta la formación. Ya que la herramienta no trata de empujar la broca de manera lateral para desviarlo, se puede utilizar brocas de calibre extendido, los cuales son auto centralizables y permanece en el centro del hoyo, resultando en pozos de alta calidad. Un estabilizador de referencia con reductores de fricción previene a la unidad de control de rotar libremente con la sarta y provee una referencia estable con la cual la herramienta puede trabajar.

1.3.2.2 Funcionamiento del Power Drive.

El Power Drive trabaja bajo el concepto de **Push the bit.** Este sistema alcanza dirección con la aplicación de una fuerza lateral a la estructura de corte de la broca, el cual empuja la broca en la dirección deseada. En términos de diseño de broca, este tipo de tecnología requiere un área de calibre más corto que las brocas PDC usadas en aplicaciones de motores. El área lateral reducida proporciona mayor respuesta direccional cuando una fuerza lateral es aplicada por la unidad direccional. Ya que este sistema requiere diferentes grados de agresividad lateral para alcanzar el pozo deseado, el diseño de la broca debe ser hecho con la agresividad específica de acuerdo a los objetivos del pozo. La curvatura del pozo es definida por tres puntos de contacto, uno en el estabilizador de la sarta, otro en las aletas y el tercero en la broca. Las aletas se extienden dinámicamente aproximadamente 1 centímetro desde una recámara rotatoria accionada a través de un actuador que es accionado por la válvula en una dirección opuesta a la dirección de desviación del pozo deseada.

Tanto las herramientas con tecnología ¨Point the bit¨, como la tecnología ¨Push the bit¨, proveen un hoyo con un diámetro igual al diámetro de la broca; es decir, un hoyo en calibre. Esta característica, a diferencia de las herramientas con motor de fondo, provee un hoyo de mejor calidad, pero también provee un riesgo en zonas de arcillas, donde debido al hinchamiento de estas, hay una reducción del diámetro del hoyo que durante los viajes produce puntos apretados e incrementa la cantidad de pies rimados.

CAPÍTULO 2

2. CARACTERÍSTICAS Y ANÁLISIS DE DIFERENTES TIPOS DE PERFIL DE POZOS A COMPARAR.

Los pozos a comparar y analizar son los perforados durante la campaña 2007 y 2008. Esto se debe a la constante innovación tecnológica con que las herramientas direccionales se desarrollan; ensamblajes de fondo de pozos perforados antes del 2007 no serían comparables con las usadas hoy por las Compañías direccionales.

La Unidad de Administración del Bloque 15 ha perforado 33 pozos en este lapso de tiempo, en el Campo Eden Yuturi y los Campos ILYP (Indillana, Limoncocha, Yanaquincha y Paka), 23 pozos en el año 2007 y 10 pozos en lo que corresponde a este año desde enero hasta abril. Del total de pozos, dieciséis corresponde al Campo Eden Yuturi y los diecisiete restantes al complejo ILYP.

Dentro de los perfiles de pozos direccionales perforados por la Compañía operadora tenemos: Perfil Tipo “S”, “J corto alcance” y “J largo alcance”; los pozos tipo J corto y largo alcance tiene la característica de pozo tipo “J modificado”, pero esta característica se debe estrictamente a cuestiones de buzamiento de la formación y no de la geometría del pozo.

Para tener un análisis representativo del desempeño de los ensamblajes se analizará todos los pozos perforados desde el 2007. Entre todos los pozos a analizar se tiene veinte en total, repartidos en cinco pozos con perfil tipo “S”, ocho pozos con perfil “J corto alcance”, y siete pozos con perfil tipo “J largo alcance”. Debido a que en el complejo ILYP únicamente se ha perforado con ensamblaje convencional y rotatorio en pozos con perfil tipo “J largo alcance”, solamente se seleccionarán estos pozos para su análisis, que son un total de cuatro.

El orden en la nomenclatura de los pozos está dado en forma ascendente con respecto a la fecha de perforación de los mismos en cada tipo de perfil de pozo. Además se añade el sufijo “m” para pozos en donde se perforó la sección intermedia con motor de fondo o convencional, y “r” en pozos donde se perforó con ensamblaje direccionable rotatorio en la sección intermedia.

El análisis en el ensamblaje de fondo, ya sea convencional o rotativo, se basa en la eficiencia de la tasa de penetración que tenga cada uno para optimizar en tiempo y en dinero las operaciones de perforación de pozos.

2.1 Características y Análisis General de Tiempos en pozos con perfil tipo “S”.

De los cinco pozos con perfil tipo “S” perforados, cuatro de ellos fueron perforados con ensamblaje convencional y uno con ensamblaje rotatorio, tabla 2.1; además dos fueron perforados únicamente en dos secciones.

Tabla 2.1 Tipos de Ensamblajes de los pozos tipo ¨S¨

Pozo	Ensamblaje	Fecha	Inclinación Max. (°)	Desplazamiento (pies)	DDI
A-m	Convencional	03-07	19.35°	1225.51	4,800
B-m	Convencional	05-07	26.95°	1358.51	5,003
C-m	Convencional	07-07	31.38°	1931.34	5,173
D-r	Rotatorio	08-07	20.76°	1929.34	4,989
E-m	Convencional	01-08	46.63°	2169.80	5,427

Tanto la inclinación, así como el desplazamiento, son parámetros importantes que determinan la complejidad del pozo e influyen en el comportamiento del ensamblaje de fondo.

Las características a considerar en la geometría de los pozos son la profundidad final (Prof.), la inclinación y dirección a la entrada (In) y salida (Out), el desplazamiento (Desp), el punto de inicio de la curva (KOP), el punto de final de la curva (EOC), la severidad de pata de perro (DLS) promedia, los ensamblajes programados (BHAp) y los ensamblajes utilizados (BHAu), en cada sección del pozo.

Los valores más importantes a considerar son el KOP y el EOC, ya que estos me permiten determinar que función deben cumplir el o los ensamblajes utilizados en cada sección; ya sean estos crear, mantener o tumbar ángulo, e inclusive si el ensamblaje solo debe mantener vertical al pozo.

2.1.1 Características de la geometría de los pozos.

Las principales características de la geometría de los pozos con este tipo de perfil se muestran en la siguiente tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características de los pozos tipo ¨S¨

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS TIPO ¨S¨													
POZO	SECCION	CARACTERÍSTICAS											
		Prof.	Inclinación		Azimuth		Desp	KOP	EOC	DLS	BHAp #	BHAu #
			In	Out	In	Out						
		Pies	°	°	°	°	Pies	Pies	Pies	°/100'		
A-m	16¨	3990	0.0	17.5	0.0	247.4	157.2	2842.6	3885.4	1.57	2	2
	12 1/4¨	6475	17.5	17.8	247.4	246.1	977.5	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	7880	17.8	4.6	246.1	240.0	1225.5	6385.9	--	1.05	1	1
B-m	16¨	4118	0.0	26.6	0.0	342.4	906.1	755.0	2703.5	1.50	1	1
	12 1/4¨	6570	26.6	1.8	342.4	316.0	1339.8	4032.4	6011.8	1.33	1	2
	8 1/2¨	7930	1.8	0.5	316.0	11.4	1358.5	--	--	--	1	1
C-m	16¨	4312	0.0	28.0	0.0	217.0	1208.5	500.0	2658.5	1.35	1	1
	12 1/4¨	6640	28.0	6.3	217.0	225.8	1900.1	4241.8	6347.8	1.04	1	5
	8 1/2¨	8040	6.3	1.2	225.8	285.0	1931.3	--	--	--	2	2
D-r	16¨	5085	0.0	19.3	0.0	35.2	1051.5	700.0	2760.6	1.00	1	1
	12 1/4¨	7990	19.3	14.3	35.2	41.3	1929.3	6539.1	--	0.50	1	4
E-m	16¨	5510	0.0	3.2	0.0	20.8	2160.9	300.0	2651.6	2.02	2	2
	12 1/4¨	8370	3.2	0.2	20.8	44.8	2169.8	3220.1	5443.5	2.09	1	3

- El pozo A es el de menor inclinación máxima y desplazamiento, aunque durante su sección intermedia el ensamblaje tuvo que mantener la tangente.
- El pozo B, en la primera sección creó ángulo y mantuvo inclinación y dirección, y antes de llegar al punto de revestimiento comenzó a tumbar ángulo; en la segunda etapa continuó cayendo el ángulo hasta tener el pozo vertical; gran parte de la segunda sección y toda la tercera sección se perforó únicamente manteniendo la vertical.
- El pozo C tiene un alto ángulo y un gran desplazamiento; al igual que el pozo anterior, la primera y segunda sección es donde se crea, mantiene y tumba ángulo; y la parte final de la segunda sección, así como la tercera sección, el ensamblaje

debe mantener verticalmente el pozo. La segunda sección de este pozo tuvo complejidad para mantenerse dentro del programa propuesto, es por ello que se ocuparon más ensamblajes de lo programado.

- El pozo D tiene un gran desplazamiento a pesar de no tener un alto ángulo. Este pozo tuvo que mantener tangente la inclinación y dirección en un alto intervalo de pies. Este pozo a pesar de ser catalogado como tipo “S”, su parte final no es vertical, sino que a partir de la mitad de la segunda sección aproximadamente se comienza a tumbar lentamente el ángulo hasta llegar a la profundidad total. Este pozo fue perforado únicamente en dos secciones.
- El pozo E, al igual que el anterior, es también perforado en dos secciones, y en la primera sección crea, mantiene y tumba el ángulo; y en la segunda sección solamente mantiene vertical al pozo. Este pozo es el de mayor ángulo e inclinación de todos.

2.1.2. Análisis General de Tiempos en pozos con perfil tipo “S”.

Una consideración importante en el análisis de este tipo de perfil es que hay solo un pozo perforado con sistema rotatorio, lo cual podría representar una desventaja en la comparación del desempeño con respecto a los ensamblajes convencionales.

Una observación general del comportamiento de los pozos con perfil tipo “S”, se muestra en la figura 2.1 en la que se ha considerado el tiempo promedio de perforación y el tiempo adicional. El tiempo adicional comprende: viajes, circular y acondicionar el lodo, lavar y rimar, armar herramientas y registrar, sacar ensamblaje, y levantar y correr revestidor.

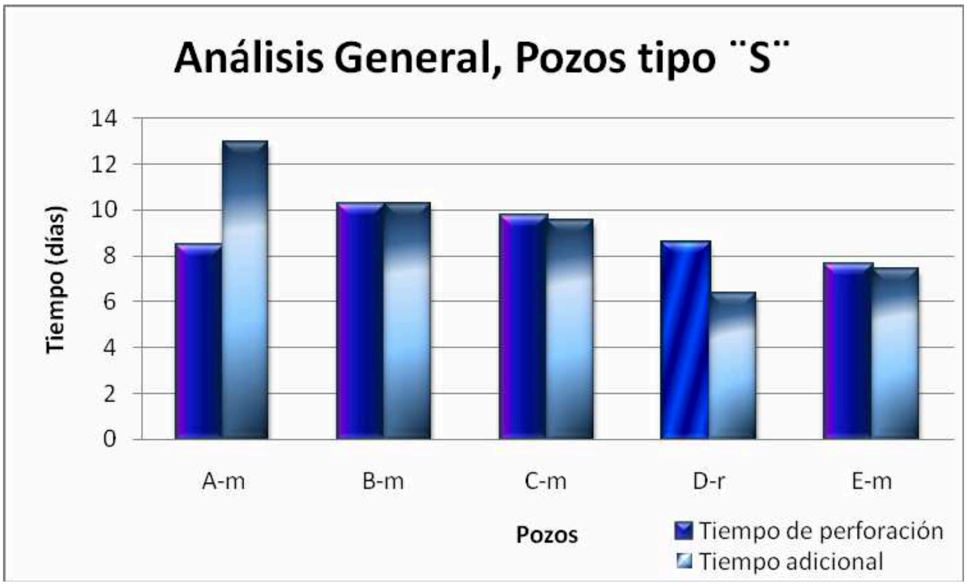


Figura 2.1 Análisis General de Tiempos, Pozo tipo ¨S¨

Si bien, debido a las diferentes características de ángulo máximo y desplazamiento, la complejidad en la perforación de pozos no es la misma entre ellos, puede decirse que el gráfico representa la curva de aprendizaje en este tipo de perfil de pozo, mostrando una tendencia decreciente a medida que se perforaba más pozos. Además hay una disminución en los tiempos adicionales, mayormente en el pozo D que fue perforado con herramienta rotatoria. El pozo E que fue el último pozo perforado, a pesar de ser el más profundo, con mayor ángulo y desplazamiento, tiene el menor tiempo de perforación y un bajo tiempo adicional.

2.2 Características y Análisis General de Tiempo en pozos con perfil tipo "J corto alcance".

En este tipo de perfil hay ocho pozos perforados, de ellos tres fueron perforados con ensamblaje convencional y cinco con ensamblaje rotatorio. Además, dos pozos fueron perforados en dos secciones, ambos utilizando sistema rotatorio.

Una descripción de aquellos pozos se muestra en la tabla 2.3:

Tabla 2.3 Tipos de Ensamblajes de los pozos tipo ¨J corto alcance¨

Pozo	Ensamblaje	Fecha	Inclinación Max. (°)	Desplazamiento (pies)	DDI
F-r	Rotatorio	01-07	26.52°	2123.44	5,163
G-m	Convencional	04-07	40.79°	4188.97	5,637
H-r	Rotatorio	08-07	28.65°	2576.39	5,128
I-r	Rotatorio	09-07	38.50°	4171.00	5,583
J-m	Convencional	09-07	27.20°	2754.13	5,350
K-r	Rotatorio	10-07	39.21°	3955.00	5,596
L-m	Convencional	11-07	33.39°	3370.38	5,416
M-r	Rotatorio	02-08	43.00°	3915.20	5,635

A pesar de ser pozos clasificados dentro del perfil ¨J de corto alcance¨, algunos pozos cuentan con un desplazamiento mayor con respecto a los otros. Además hay pozos con una inclinación baja, mientras otros tienen un ángulo crítico.

En el análisis de este tipo de perfil se tiene una cantidad representativa de pozos perforados con ambos tipos de ensamblajes de fondo, lo cual ayudará a tener una mejor comparación entre las mismas.

2.2.1 Características de la geometría de los pozos.

Las características más importantes en este tipo de perfil de pozo son las mismas consideradas en el tipo de perfil anterior, y se muestra en la tabla 2.4:

Tabla 2.4 Características de los pozos tipo ¨J corto alcance¨

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS TIPO ¨J CORTO ALCANCE¨												
		CARACTERÍSTICAS										
POZO	SECCION	Prof.	Inclinación		Azimuth		Desp	KOP	EOC	DLS	BHAp #	BHAu #
			In	Out	In	Out						
		Pies	°	°	°	°	Pies	Pies	Pies	°/100'		
F-r	16¨	5013	0,0	24,3	0,0	8,3	964,9	1996,4	3315,1	1,67	2	3
	12 1/4¨	8115	24,3	18,3	8,3	3,8	2123,4	6703,8	7462,0	1,91	1	3
G-m	16¨	4275	0,0	36,3	0,0	230,2	1514,4	378,0	2949,0	1,54	2	2
	12 1/4¨	7375	36,3	37,6	230,2	233,6	3423,1	--	--	--	1	2
	8 1/2¨	8999	37,6	20,9	230,2	229,2	4188,9	7667,0	8233,0	1,75	1	1
H-r	16¨	5129	0,0	27,9	0,0	45,9	1374,2	700,0	3316,8	0,90	2	2
	12 1/4¨	8235	27,9	16,3	45,9	47,6	2576,4	6926,7	--	0,51	1	3
I-r	16¨	4346	0,0	37,9	0,0	58,1	1580,6	330,0	2843,7	1,54	2	2
	12 1/4¨	7420	37,9	36,7	58,1	56,8	3443,2	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	8937	36,7	25,1	56,8	56,8	2223,9	7541,6	8015,7	1,56	1	1
J-m	16¨	4200	0,0	27,0	0,0	16,6	1183,7	400,0	2295,5	1,64	1	3
	12 1/4¨	6871	27,0	26,3	16,6	13,8	2360,1	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	8250	26,3	11,4	13,8	12,2	2754,1	6874,4	8113,5	1,25	2	2
K-r	16¨	4358	0,0	34,4	0,0	76,8	1492,5	500,0	3438,8	1,37	2	5
	12 1/4¨	7280	34,4	36,4	76,8	73,2	3244,4	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	8855	36,4	19,5	73,2	74,6	3955,2	7459,5	8307,1	1,71	1	1
L-m	16¨	4235	0,0	32,4	0,0	292,2	1334,5	400,0	2674,3	1,34	2	3
	12 1/4¨	7113	32,4	33,2	292,2	294,1	2853,7	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	8520	33,2	17,6	294,1	297,6	3370,4	7161,0	7822,9	2,24	1	2
M-r	16¨	4710	0,0	37,7	0,0	81,3	1274,7	800,0	4634,5	1,50	2	2
	12 1/4¨	7310	37,7	41,8	81,3	84,0	2951,7	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	8970	41,8	31,4	84,0	81,0	3915,2	7684,6	8816,4	0,95	1	1

- Una característica general en este tipo de perfil es que todos los pozos crean ángulo en la primera sección del pozo, mantienen la tangente durante la segunda sección y en la tercera sección comienzan a tumbar inclinación hasta llegar a un determinado ángulo desde donde comienzan a mantenerlo hasta llegar a la profundidad total.
- Los pozos F y H fueron perforados en dos secciones, ambos pozos tienen baja inclinación y corto desplazamiento. El pozo F, sin embargo, tiene un DLS promedio mayor. En el caso de estos dos pozos, se crea ángulo en la primera sección del pozo, se mantiene tangente la parte final de esta sección y el comienzo de la siguiente, y en la parte final se comienza a tumbar ángulo.
- El pozo J posee un mayor desplazamiento que los pozos anteriores, pero su inclinación máxima es similar. En cambio, el pozo L cuenta con un mayor ángulo y un mayor desplazamiento que los anteriores, además de una mayor profundidad.
- Los demás pozos: G, I, K y M, son los de mayor inclinación máxima y desplazamiento; siendo el pozo M el que tiene mayor inclinación, y el pozo G quien tiene mayor desplazamiento.
- El pozo L, tiene un alto DLS para tumbar inclinación. Todos los demás pozos tienen DLS menores tanto para crear como para

tumbar inclinación. El pozo H, en cambio, tiene valores bajos de DLS promedio tanto para crear como para tumbar ángulo.

2.2.2 Análisis General de Tiempos en pozos con perfil tipo “J corto alcance”.

En este tipo de perfil de pozo se considera los mismos parámetros que se consideraron en el tipo de perfil “S” para cuantificar el tiempo adicional.

El análisis general del tiempo, tanto en tiempo de perforación como en tiempo adicional, se muestra en la figura 2.2:

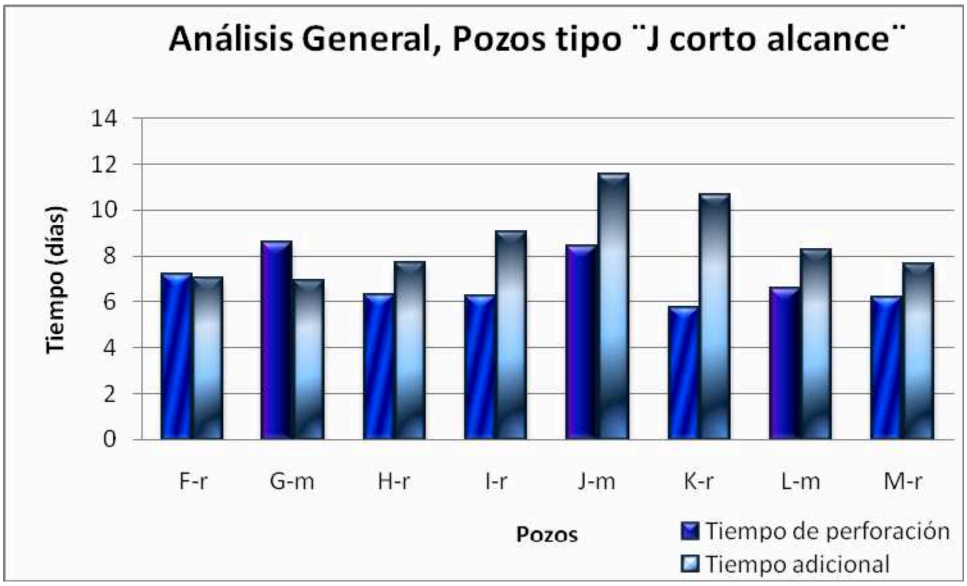


Figura 2.2 Análisis General de Tiempos, Pozo tipo ¨J corto alcance¨

- Los pozos G, J y L fueron perforados con sistema convencional, mientras que los restantes cinco pozos fueron perforados con ensamblaje rotatorio.

- Hay una tendencia lineal a mantenerse en el tiempo de perforación utilizando sistema rotatorio, mientras que en el sistema convencional hay una declinación en dicho tiempo.
- El tiempo adicional, en cambio, muestra una tendencia creciente. Los pozos F y H muestran valores bajos de tiempo, esto se debe a que se exonera el tiempo de bajada del liner de producción al perforarse los pozos en solo dos secciones.
- Los pozos perforados con sistema rotatorio, a excepción del pozo K, tienen valores bajos de tiempo adicional. Inclusive los pozos G, que tiene el mayor desplazamiento, y el pozo M que tiene mayor inclinación, tienen valores bajos de tiempo adicional.
- El pozo J, a pesar de tener un bajo ángulo y desplazamiento, muestra un mayor tiempo adicional debido a que se corrieron dos registros eléctricos y dos registros sísmicos en las dos últimas secciones.

2.3 Características y Análisis General de Tiempo en pozos con perfil tipo “J largo alcance”.

En este tipo de perfil se perforaron siete pozos, tres de ellos con sistema convencional, y los cuatro restantes con ensamblaje rotatorio.

En la tabla 2.5 se muestra una descripción general de los pozos perforados con este tipo de perfil.

Tabla 2.5 Tipos de Ensamblajes de los pozos tipo ¨J largo alcance¨

Pozo	Ensamblaje	Fecha	Inclinación Max. (°)	Desplazamiento (pies)	DDI
N-m	Convencional	07-07	44.19°	4895.57	5,708
O-r	Rotatorio	11-07	51.98°	5487.60	5,812
P-r	Rotatorio	01-08	48.69°	5447.60	5,868
Q-m	Convencional	04-07	52.20°	7558.20	5,737
R-m	Convencional	09-07	40.37°	5477.20	5,640
S-r	Rotatorio	11-07	57.60°	7430.86	6,196
T-r	Rotatorio	04-08	33.92°	5014.90	5,405

En este tipo de perfil hay una marcada diferencia en la inclinación máxima y desplazamiento con respecto a los perfiles anteriores. Estos pozos muestran una mayor complejidad durante la perforación debido a dichos parámetros.

Debido a aquella complejidad, se ha optado por perforar en su gran mayoría con ensamblaje rotatorio; es por ello que existe una mayor cantidad de pozos perforados con ensamblaje rotatorio que con convencional.

2.3.1 Características de la geometría de los pozos.

Las principales características de este tipo de perfil son las mismas que las descritas en los perfiles de pozos anteriores. Debido a la mayor cantidad de pies medidos perforados, todos estos pozos cuentan con tres secciones.

Las principales características de estos pozos se muestran en la tabla 2.6:

Tabla 2.6 Características de los pozos tipo ¨J largo alcance¨

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS TIPO ¨J LARGO ALCANCE¨												
POZO	**SECCION**	**CARACTERÍSTICAS**										
		Prof.	**Inclinación**		**Azimuth**		**Desp**	**KOP**	**EOC**	**DLS**	**BHAp #**	**BHAu #**
			In	**Out**	**In**	**Out**						
		Pies	**°**	**°**	**°**	**°**	**Pies**	**Pies**	**Pies**	**°/100'**		
N-m	16¨	4600	0,0	40,1	0,0	106,1	1878,0	200,0	2938,5	1,52	2	3
	12 1/4¨	7720	40,1	43,1	106,1	103,9	3945,9	--	--	--	1	2
	8 1/2¨	9380	43,1	30,3	103,9	106,5	4894,2	7967,9	8535,1	1,66	1	1
O-r	16¨	4426	0,0	50,3	0,0	81,5	1545,7	800,0	3877,3	1,64	2	3
	12 1/4¨	8181	50,3	50,0	81,5	80,2	4438,3	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	9915	50,0	28,6	80,2	83,8	5487,6	8367,4	9216,5	1,90	1	1
P-r	16¨	4755	0,0	43,6	0,0	107,4	2210,9	300,0	3336,6	1,60	2	2
	12 1/4¨	8110	43,6	46,3	107,4	109,7	4612,4	--	--	--	1	1
	8 1/2¨	9801	46,3	19,2	109,7	108,6	5447,6	8138,6	9361,9	2,01	1	1
Q-m	16¨	6461	0,0	46,4	0,0	277,2	2850,9	470,0	6298,0	0,97	2	3
	12 1/4¨	10498	46,4	44,3	277,2	277,7	5773,2	--	--	--	3	6
	8 1/2¨	12960	44,3	46,2	277,7	275,0	7626,1	--	--	--	1	2
R-m	16¨	6426	0,0	34,5	0,0	358,3	2975,8	300,0	2790,0	1,63	2	3
	12 1/4¨	10408	34,5	30,9	358,3	359,9	5124,8	--	--	--	3	5
	8 1/2¨	11450	30,9	12,3	359,9	357,2	5492,6	10410,0	11365,0	1,56	1	1
S-r	16¨	6308	0,0	52,1	0,0	338,7	2513,8	314,0	5899,8	1,03	2	3
	12 1/4¨	10930	52,1	52,5	338,7	339,2	6154,6	--	--	--	3	5
	8 1/2¨	13150	52,5	32,0	339,2	345,3	7430,9	10697,3	12197,5	2,95	1	3
T-r	16¨	6205	0,0	30,5	0,0	186,8	2586,6	300,0	2119,0	1,71	2	2
	12 1/4¨	10619	30,5	21,9	186,8	187,9	4838,6	10128,0	--	2,10	3	3
	8 1/2¨	11360	21,9	7,0	187,9	186,0	5014,9	--	11360,0		1	1

- La mayoría de estos pozos crean inclinación y dirección durante la primera sección del pozo, la mantienen durante la segunda sección y en la tercera sección, debido a la caída natural de la formación, tumba el ángulo hasta un determinado valor y a partir de allí se mantienen tangente hasta la profundidad total del pozo. El pozo Q, en cambio, crea ángulo durante la primera sección del pozo, y luego se mantiene tangente hasta llegar a la profundidad total del pozo. El pozo T, por su lado, crea ángulo durante la primera sección, en la segunda sección se mantiene tangente hasta antes del punto del revestidor, desde donde comienza a tumbar ángulo hasta la profundidad total del pozo.

- El pozo T es el pozo con menor inclinación máxima y el pozo N tiene el menor desplazamiento. En contraste, el pozo S tiene la mayor inclinación máxima y el pozo Q tiene el mayor desplazamiento.
- El pozo Q, a más de tener un ángulo crítico y un alto desplazamiento, debe mantener la tangente en un intervalo de pies muy alto.
- A excepción del pozo S, el DLS en los otros pozos es normal considerando los ángulos con los que se trabaja. El pozo S, en cambio, tiene un alto DLS tumbando inclinación.

2.3.2 Análisis General de Tiempos en pozos con perfil tipo "J largo alcance".

Este tipo de perfil tiene una consideración especial tanto en el tipo de ensamblaje usado como en las características de la formación en las que se atraviesa.

Los pozos N, O y P fueron perforados en el Campo Eden Yuturi utilizando ensamblaje convencional y rotatorio de la Compañía Schlumberger. En cambio, los pozos Q, R, y T fueron perforados en el Complejo ILYP con ensamblajes convencional y rotatorio de la

Compañía Halliburton; el pozo S también fue perforado en dicho complejo pero con ensamblaje rotatorio de la Compañía Schlumberger.

Los parámetros considerados para el tiempo adicional, a pesar de haber dos tipos de herramientas diferentes, son los mismos a los considerados en los perfiles de pozos anteriores. El análisis general del tiempo de perforación y tiempo adicional se muestra en la figura 2.3:

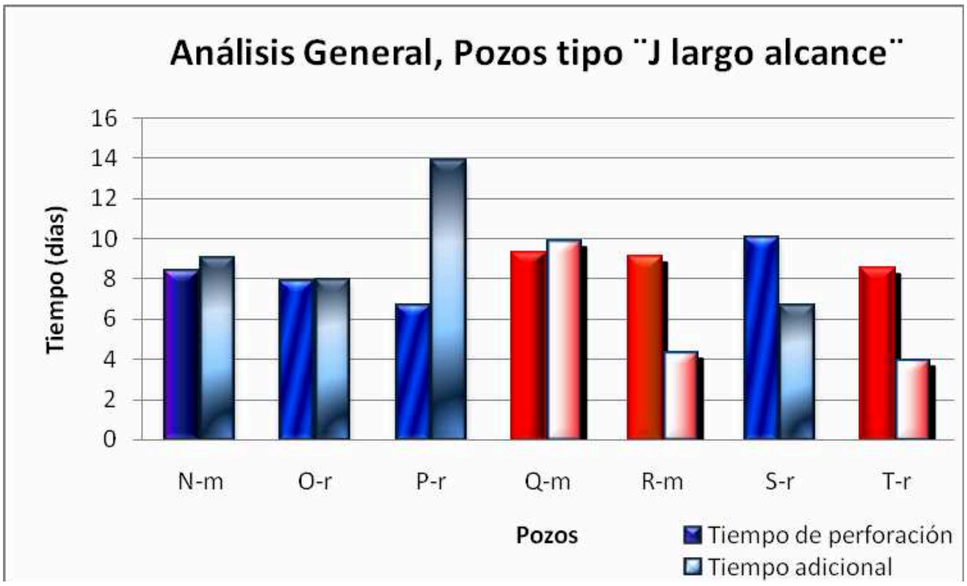


Figura 2.3 Análisis General de Tiempos, Pozo tipo ¨J largo alcance¨

- Los pozos N, O y P, perforados en Eden Yuturi tienen una tendencia decreciente en el tiempo de perforación, un menor tiempo se observa en los pozos perforados con sistema rotatorio. En cambio en el tiempo adicional, el pozo P muestra un alto valor de tiempo debido a una mayor cantidad de viajes de acondicionamiento y a la cantidad de registros eléctricos corridos.

- Los pozos perforados en el complejo ILYP, no difieren grandemente en tiempo de perforación y tiempo adicional con respecto a los pozos perforados en Eden Yuturi, a pesar de ser más profundos y tener mayores viajes a superficie para cambio de herramienta. El pozo Q tiene un alto tiempo adicional debido a viajes a superficie para cambio de herramientas, y además de una bajada fallida del liner de producción. El pozo S, que fue perforado con herramientas diferentes a las usadas en los pozos de este complejo, tiene una mayor profundidad con respecto a los otros y tiene la mayor inclinación máxima de desviación, por ello tiene un mayor tiempo de perforación; este pozo, además, sufrió un sidetrack debido a problemas de pescado, este problema no consta dentro del tiempo adicional.

CAPÍTULO 3

3. COMPARACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DEL FUNCIONAMIENTO ENTRE LOS ENSAMBLAJES CONVENCIONAL Y ROTATORIO.

La comparación técnica y el análisis costo – beneficio entre las herramientas convencionales y rotatorias, se lo realizará clasificando a los pozos de acuerdo al tipo de perfil, ya sea “S”, “J corto alcance”, y “J largo alcance”.

Los parámetros a comparar en cada tipo de perfil son:

- ✓ Pies perforados vs. Tiempo.
- ✓ Tasa de perforación vs. Litología.
- ✓ Tiempo de calibración del hoyo vs. Sección del hoyo.

Se realizará también un análisis costo – beneficio entre los ensamblajes convencional y rotatorio en cada perfil de pozo.

Una vez realizada dichas comparaciones, se comparará tanto técnica, como económicamente, los ensamblajes de las Compañías que realizan el trabajo direccional en los pozos perforados en el Bloque 15.

Debido a que las secciones del hoyo de 16¨ y 8 ½¨ de los pozos no representan mucho inconveniente durante su perforación, y debido a que en estas secciones se utilizaron herramientas direccionales con motor de fondo, no se realiza la comparación técnica y el análisis costo – beneficio; únicamente se lo realizará en la sección de 12 ¼¨. Sin embargo, se mostrará las tasas de perforación durante la primera sección del pozo, donde a pesar de tener diferentes geometrías y grados de dificultad de perforación, las ROP´s son similares entre sí.

Para la comparación técnica se consideran parámetros de tiempo que están directamente relacionados con el ensamblaje de fondo. Dichos parámetros y consideraciones son los siguientes:

- Para el análisis de Pies perforados vs. Tiempo, se considera tanto el tiempo promedio como el tiempo neto de perforación. El tiempo neto muestra el tiempo únicamente perforando, ya sea rotando o deslizando. En cambio, el tiempo promedio, a más del tiempo promedio neto, se incluye, tiempo de circulación y bombeo, tiempo de lavado y rimado, y tiempo de surveys.

- Los valores de profundidades en MD de los topes de las formaciones fueron escogidos de los datos de Cortes & MWD-GR, y en base a ello se considera el espesor de cada formación.

- Para el análisis de la tasa de perforación de acuerdo a la litología que atraviesa, los valores de la tasa de perforación se la obtuvieron del reporte de brocas en la que describe el ROP promedio y neto en cada litología y el espesor de la litología de acuerdo a la sección del hoyo.

- Dentro de la calibración del hoyo, en cada sección del pozo, se considera el tiempo de circulación y bombeo de píldora, viajes (viaje corto y viaje a superficie), lavado y rimado, bajada de sarta de revestimiento y circulación para cementar, y el tiempo de registros eléctricos y sísmicos en caso de haberlo, ya que algunos pozos se perforaron en dos secciones y usaron herramienta LWD. También se muestra el tiempo de viaje de acondicionamiento del hoyo, y el tiempo no productivo debido a bajada fallida de liner o corrida fallida de registros, pega de tubería, pescado, y side track. Sin embargo, el tiempo de viajes y el tiempo de bajada del revestidor son los únicos parámetros a considerar para la comparación. También se considerará el porcentaje en pies del rimado durante la sacada de la herramienta al terminar de perforar la segunda sección de los pozos.

- El valor del tiempo de circulación y bombeo de píldoras visco-pesadas no se limita únicamente al valor que aparece en los tiempos de calibración en cada sección del hoyo, ya que muchos tiempos de circulación y bombeo de píldoras están presentes en el tiempo promedio de perforación.

- No se considera el tiempo de seteo del Power Drive ni el tiempo de downlink del mismo.

- Tampoco se considera el tiempo usado liberando tubería pegada y en trabajos de pesca de herramienta, así como el tiempo usado en el proceso de cementación, cambio de lodo, perforación del cemento, pruebas de integridad, ensamble de sección A y B del cabezal, y en procesos que no tengan incidencia directa en el tiempo de perforación con referencia especial al ensamblaje de fondo.

- A menos que se indique lo contrario, todos los valores de tiempo empleados están expresados en días, y los valores de tasa de perforación (ROP) en pies por hora (pph).

3.1 Comparación en Pozos perfil tipo "S".

De los cinco pozos con perfil tipo "S" perforados, los pozos A, B, C y E fueron perforados con ensamblaje convencional y el pozo D con ensamblaje rotatorio; además los pozos D y E fueron perforados únicamente en dos secciones.

Una curva general del tiempo de perforación promedio se muestra en la figura 3.1.

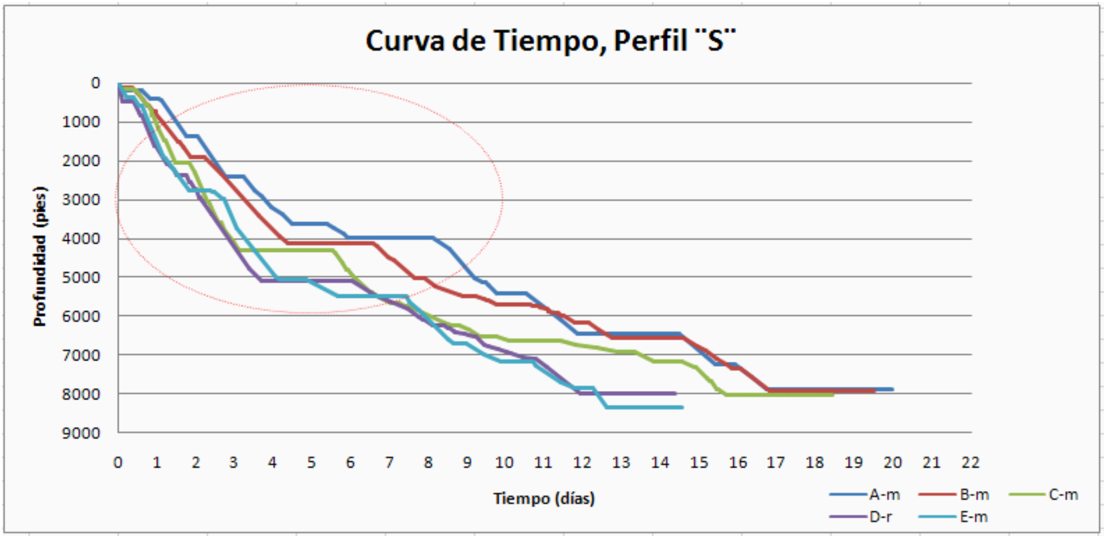


Figura 3.1 Curva de Tiempo en perfil tipo ¨S¨

Aunque la gráfica muestra puntos de revestidor alcanzados en diferentes tiempos, hay que considerar las distintas profundidades perforadas y los ángulos alcanzados en los mismos, así como la forma geométrica del pozo en dicha sección.

Los parámetros de perforación con los que se trabajó por cada sección en cada pozo con este perfil se muestran en la tabla 3.1:

Tabla 3.1 Parámetros de perforación en pozos tipo ¨S¨

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS TIPO ¨S¨											
POZO	SECCION		PARÁMETROS								
			Penetración		Desliz.		PSB	Revoluciones		Presión bomba	Caudal
		Prof.	Prom	Neta	Tm	Pies		Rot	Total		
		Pies	pph	Pph	%	%	klbs	rpm	Rpm	Psi	gpm
A-m	16¨	3990	37,95	89,25	14,0	18,0	7-16	50-100	100-200	1200-2650	840-950
	12 1/4¨	6475	35,00	54,40	22,0	9,0	8-22	45-95	127-223	1050-2600	630-900
	8 1/2¨	7880	32,30	48,80	25,0	7,4	10-16	40-90	138-228	1650-2400	470-550
B-m	16¨	4118	47,20	111,80	9,0	14,3	4-18	60-100	60-184	710-3050	650-950
	12 1/4¨	6570	22,30	32,50	31,0	16,0	6-20	35-100	112-213	900-3250	650-950
	8 1/2¨	7930	27,50	47,10	0,0	0,0	10-15	40-100	174-268	1550-2800	400-640
C-m	16¨	4312	80,20	141,80	20,0	15,7	4-18	50-80	77-185	350-2550	400-950
	12 1/4¨	6640	22,80	26,60	38,4	18,0	5-30	30-120	100-250	900-3200	420-930
	8 1/2¨	8040	22,15	25,45	43,0	19,0	4-15	50-80	110-185	1200-2400	500-550
D-r	16¨	5085	64,90	101,40	20,4	11,5	5-18	60-80	137-184	1350-3100	700-950
	12 1/4¨	7990	21,60	24,70	0,0	0,0	8-25	70-130	80-324	1950-3000	750-900
E-m	16¨	5510	64,60	77,95	31,0	34,0	2-20	60-90	60-290	200-3400	400-900
	12 1/4¨	8370	33,60	38,90	1,1	1,0	4-30	40-100	152-290	2100-3400	746-900

Separando la sección de 16¨ del gráfico anterior, y comparando las tasas de penetración promedia y neta, se tiene la siguiente relación en la figura 3.2:

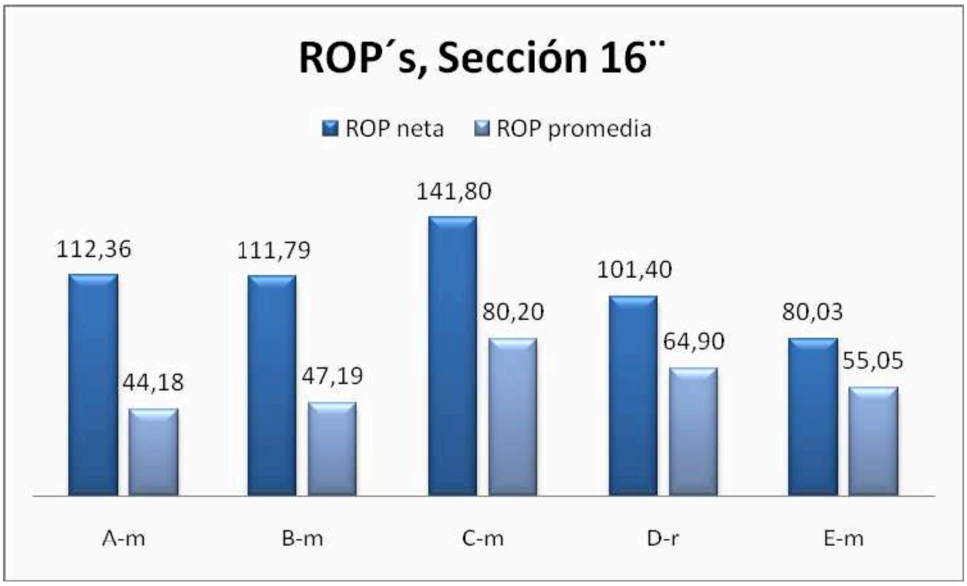


Figura 3.2 Tasas de perforación neta y promedia, sección 16¨

Considerando el valor de ROP neta, hay una similitud entre los pozos A, B y D. En cambio el pozo C, a pesar de tener un alto ángulo máximo y más alto intervalo de creación de ángulo que las anteriores, muestra una ROP neta muy alta. El pozo E, por otro lado, tiene el mayor ángulo entre todos los pozos; y además durante esta sección del pozo, se creó, se mantuvo, y se tumbó ángulo hasta tener el pozo casi vertical, por lo que su intervalo de direccionamiento fue el más alto de todos, esto provocó que su ROP neto sea bajo.

3.1.1 Comparación Pies Perforados vs. Tiempo.

La comparación entre los ensamblajes basados en los pies perforados en un determinado tiempo se analiza en la siguiente figura 3.3:

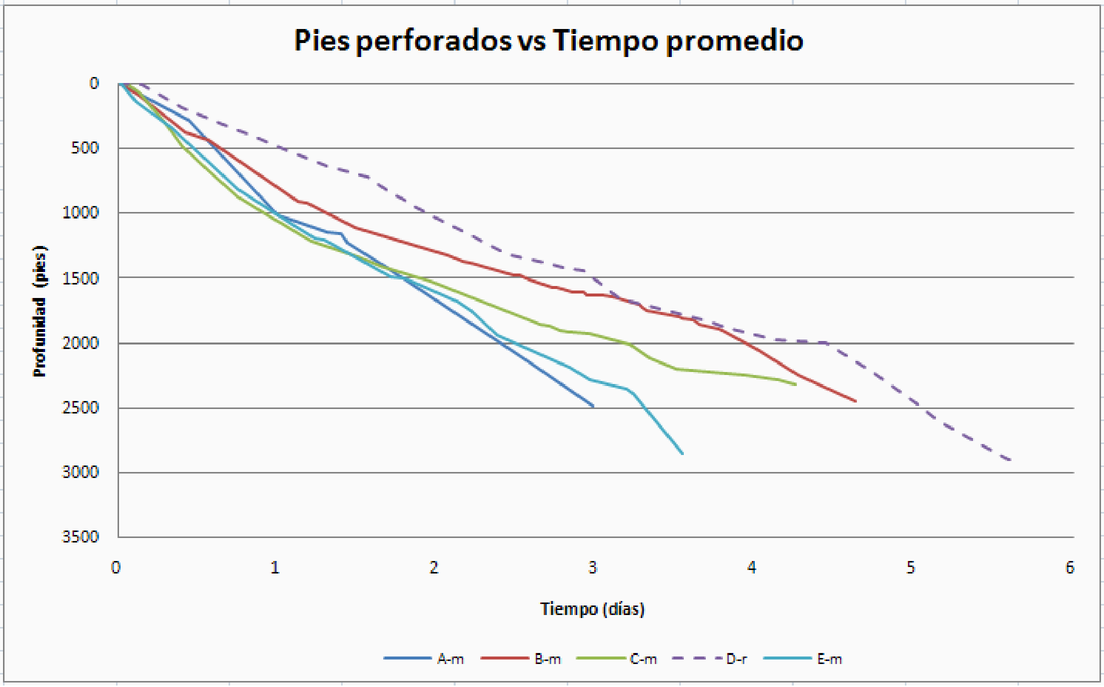
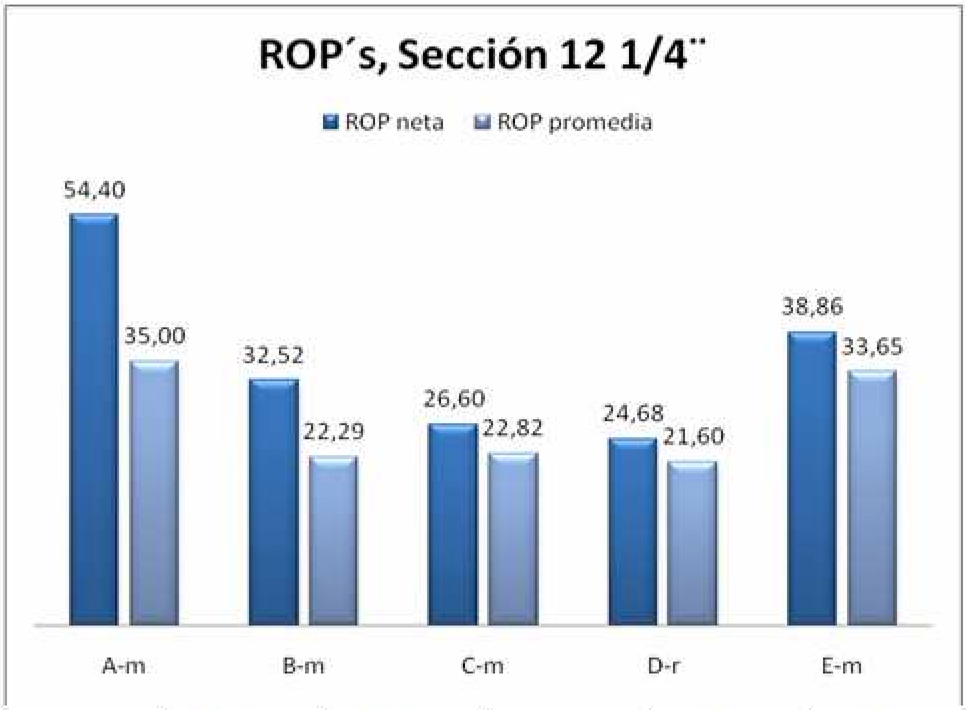


Figura 3.3 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio

La gráfica relaciona el tiempo promedio de perforación durante la segunda sección del pozo, aunque los pozos D y E solo cuentan con dos secciones y su tiempo promedio corresponde hasta la profundidad total del pozo.

Aunque la secuencia de nomenclatura de los pozos es de acuerdo a la fecha ascendente de su perforación, se observa un mejor desempeño en el pozo A; mientras que el pozo D perforado con ensamblaje rotatorio no muestra una tasa de penetración de acuerdo a lo esperado.

El tiempo promedio considera algunos parámetros adicionales. Si consideramos el tiempo neto en un intervalo perforado, tendremos la siguiente relación en la figura 3.4:



Pozo	A-m	B-m	C-m	D-r	E-m
DDI	5,031	5,499	5,572	5,130	3,917

Figura 3.4 Tasas de perforación neta y promedia, sección 12 ¼¨

El pozo E tiene el menor valor de DDI debido a que en esta sección se perforó manteniendo la vertical entre 0º y 3.2º; esto representa una desventaja con respecto a los otros pozos donde en esta sección se perforó manteniendo la tangente durante un cierto intervalo y luego tumbando ángulo hasta obtener la vertical. Por ello, la tasa de perforación es mayor con respecto a los pozos B, C y D; pero con respecto al pozo A, la ROP del pozo E no es mayor a pesar de su facilidad durante la perforación y menor porcentaje de deslizamiento, sin embargo, las brocas utilizadas en la misma no son iguales.

De igual manera como en la curva de pies perforados versus tiempo promedio, el pozo A cuenta con una mayor tasa de penetración. Hay que considerar, sin embargo, que el pozo A es el de menor inclinación máxima y menor desplazamiento, teniendo un menor valor de DDI, lo cual facilita su perforación incrementando la ROP.

El pozo D, sin embargo, no trabajó de acuerdo a lo esperado debido a que su ROP fue bajo, debiéndose cambiar la broca para incrementarla; al inicio se tuvo buena respuesta, pero luego decayó.

El pozo D comenzó perforando la segunda sección utilizando sistema rotatorio y debido a la baja ROP se cambió a sistema convencional hasta llegar a la profundidad total. Considerando solamente la sección perforada con sistema rotatorio se tiene una ROP neto de 21.35 pph y una ROP promedia de 18.84 pph, los cuales son menores del valor mostrado en la figura3.4, por lo que el ensamblaje convencional corrido luego del rotatorio aportó para elevar la tasa de penetración.

Considerando el tiempo de perforación, el único pozo perforado con sistema rotatorio, no demostró un buen desempeño durante la perforación.

3.1.2 Comparación Tasa de Perforación vs. Litología.

Las formaciones que se atraviesan durante la perforación a partir de la segunda sección del pozo hasta su profundidad total son: Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo. Las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y parte de la formación Tena corresponden generalmente a la segunda sección en la mayoría de los pozos. La tabla 3.2 muestra las tasas de perforación por formación:

Tabla 3.2 Tasas de penetración por formación, ¨S¨

A-m		**ROP's (pph)**		**Tiempo (horas)**	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	931	41.3	72.1	22.54	12.91
Tiyuyacu (12 1/4")	1249	31.6	47.1	39.53	26.52
Tena (12 ¼")	305	32.4	46.9	9.41	6.50
Tena (8 1/2")	141	37.1	70.9	3.80	1.99
Napo (8 1/2")	1264	31.8	45.5	39.75	27.78
Total	**3890**			**115.0**	**75.7**

B-m		**ROP's (pph)**		**Tiempo (horas)**	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Chalcana Inf (12 1/4")	20	33.3	60.7	0.60	0.33
Orteguaza (12 1/4")	957	22	32	43.50	29.91
Tiyuyacu (12 1/4")	1260	17.6	23.5	71.59	53.62
Tena (12 ¼")	215	24	38.2	8.96	5.63
Tena (8 1/2")	140	20.3	39.7	6.90	3.53
Napo (8 1/2")	1220	28.6	48	42.66	25.42
Total	**3812**			**174.2**	**118.4**

C-m		**ROP's (pph)**		**Tiempo (horas)**	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	903	69.4	71.9	13.01	12.56
Tiyuyacu (12 1/4")	1260	18.3	22.9	68.85	55.02
Tena (12 ¼")	165	8.3	8.8	19.88	18.75
Tena (8 1/2")	210	8.3	8.8	25.30	23.86
Napo (8 1/2")	314	21	23.3	14.95	13.48
Napo (8 1/2")	876	21	23.3	41.71	37.60
Total	**3728**			**183.7**	**161.3**

D-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Tiyuyacu (12 1/4")	1270	25.2	27.6	50.40	46.01
Tena (12 ¼")	375	20.3	23.0	18.47	16.30
Napo (12 ¼")	1260	32.1	37.9	39.25	33.25
Total	**2905**			**108.1**	**95.6**

E-m		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	11	22	55	0.50	0.20
Tiyuyacu (12 1/4")	1219	40.6	48	30.02	25.40
Tena (12 1/4")	400	22.2	24.7	18.02	16.19
Napo (12 1/4")	1225	33.1	38.5	37.01	31.82
Total	**2855**			**85.6**	**73.6**

La parte inferior de la formación Tena y superior de la formación Napo corresponde generalmente a la sección de 8 ½¨ por lo que no se realiza comparación en dichos intervalos. Los pozos D (rotatorio) y E (convencional) fueron perforados en dos secciones por lo que si atraviesan las formaciones Tena (inferior) y Napo, pero ambos pozos lo hicieron con herramienta de motor de fondo; además ambos pozos no perforan la formación Orteguaza en la segunda sección; aunque el pozo E perfora 11 pies de dicha formación, su tasa de penetración no es representativa del comportamiento de la herramienta al atravesarla.

La comparación entre los ensamblajes de los cinco pozos en relación de la tasa de penetración neta se muestra en la figura 3.5:

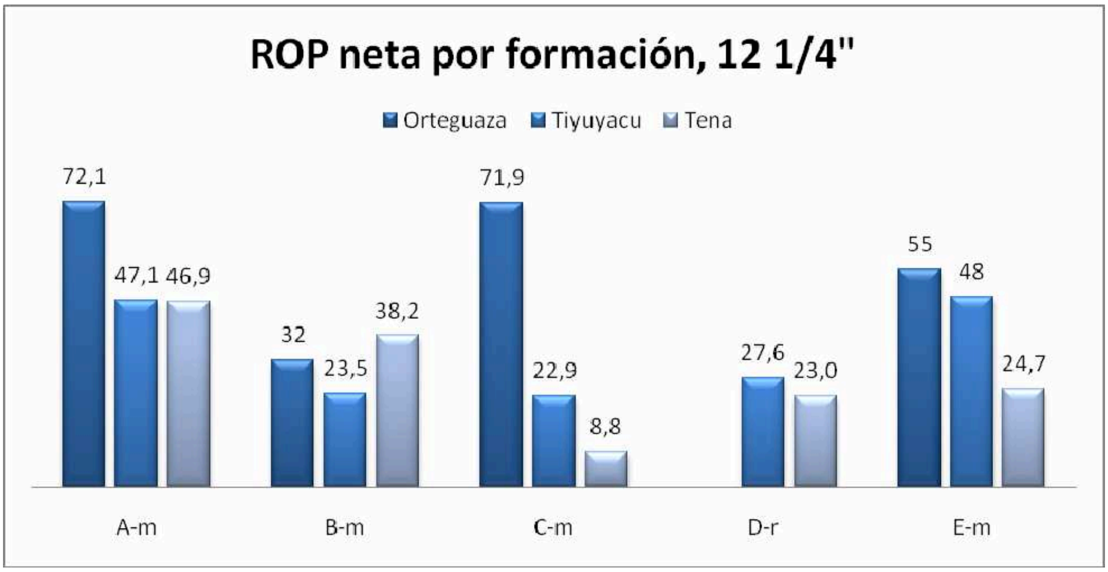


Figura 3.5 Tasas netas de perforación por formación, ¨S¨

Considerando solamente la tasa de penetración neta, se observa que la formación Orteguaza es la que mayor aporta a la tasa de perforación. Los pozos A y C tienen un buen comportamiento durante este intervalo, mientras que en el pozo B debido al alto porcentaje de deslizamiento, para evitar caída drástica del ángulo, su ROP es mucho menor. En el pozo D no se perforó en esta zona por lo que no hay un aporte alto a la ROP global; mientras que el pozo E perforó solo 11 pies de formación, lo cual no representa el desempeño de la herramienta.

Considerando la formación Tiyuyacu, en la cual todos los pozos han atravesado, se observa un buen ROP, aunque no supera a los pozos A y E que son los extremos en cuanto a inclinación y desplazamiento. En el pozo C se perforó con buen ROP hasta atravesar los intervalos de conglomerado, luego de ello la herramienta no tumbaba ángulo y no respondía a los deslizamientos.

En la formación Tena, el pozo D con ensamblaje rotatorio tiene un buen ROP pero no es mayor que los otros pozos perforados. En el pozo C, debido a los problemas de la formación Tena, se utilizó herramienta rotatoria para tumbar ángulo e incrementar la ROP. Esta herramienta funcionó bien por un intervalo de 200 pies, luego de ello mantenía ángulo por lo que se bajó nueva herramienta con motor de fondo, sin obtener los resultados esperados. Estos problemas ocasionaron el bajo ROP mostrado en la gráfica.

Los pozos D y E perforaron la sección de 12 ¼¨ atravesando la formación Napo, con motor de fondo, teniendo tasas de perforación similares de 37,9 pph y 38,5 pph respectivamente.

Considerando el tiempo de perforación de acuerdo a la formación atravesada, el pozo A muestra una mayor tasa de penetración, considerando que tiene ventaja con respecto a la inclinación máxima y al desplazamiento. El pozo D, perforado con ensamblaje rotatorio, tiene un buen ROP en las formaciones atravesadas, aunque no es mayor que los otros pozos perforados con sistema convencional.

3.1.3 Comparación Tiempo de calibración del hoyo vs. Sección del hoyo.

Los parámetros que se han considerado para la comparación en el tiempo de calibración del hoyo se muestran en la tabla 3.3, en las que inclusive se muestra la cantidad de veces realizada. El valor de tiempo utilizado está expresado en horas.

Tabla 3.3 Calibración del hoyo, sección 12 ¼¨

a) Cantidad y tiempo de calibración del hoyo

DESCRIPCIÓN	A-m		B-m		C-m		D-r		E-m	
	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp
Bombeando píldoras y circulando	5	7,5	12	25,0	16	21,0	13	14,0	9	12,5
Viaje corto	2	45,0	6	26,5	2	9,0	1	4,5	2	5,0
Viaje a superficie	1	8,5	2	27,0	5	75,5	3	42,0	3	36,5
Corriendo registros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	5,5
Bajando revestidor y circulando	1	16,5	1	16,5	1	12,5	1	11,0	1	13,0
Viaje de acondicionamiento del hoyo	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	25,0	1	13,5
Tiempo No Productivo	0	0,0	0	0,0	1	3,0	1	116,5	0	0,0

b) Porcentaje de rimado en el hoyo

	A-m	B-m	C-m	D-r	E-m
Pies perforados	2485	2452	2328	2905	2860
Pies rimados	434	105	64	23	0
% rimado	*17,46*	*4,28*	*2,75*	*0,79*	*0,00*

El tiempo empleado en los viajes, la corrida de registros, y bajada del revestidor tienen incidencia directa con el tiempo de perforación; en cambio el tiempo empleado en los viajes de acondicionamiento del hoyo, y el tiempo de bombeo de píldoras y circulación tienen incidencia indirecta con el comportamiento del ensamblaje de fondo.

Debido a que no se corrieron registros en todos los pozos, durante la sección intermedia de 12 ¼¨, el tiempo empleado en viajes y en la bajada del revestidor representan los parámetros directos en la comparación de los ensamblajes de fondo, la cual se muestra en la figura 3.6:

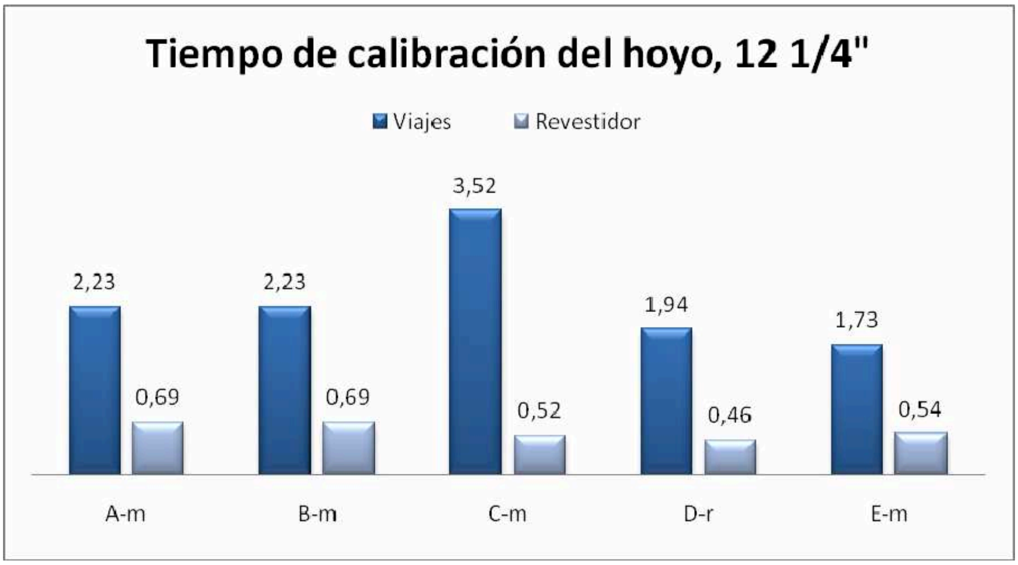


Figura 3.6 Tiempo de calibración del hoyo, ¨S¨

Debido a las ventajas en la calidad del hoyo que presenta el ensamblaje rotatorio, el tiempo empleado en estos parámetros debe ser menor en el pozo D.

Considerando el tiempo de viajes, y el tiempo de bajada del revestidor existe una buena limpieza del hoyo en el pozo D, perforado con sistema rotatorio. Tenemos que considerar que tanto el pozo D como el pozo E fueron perforados en dos secciones, por lo que el tiempo empleado en los viajes y en la bajada de casing debería ser mayor con respecto a los pozos perforados en tres secciones.

El pozo C debido a su bajo ROP utilizó más ensamblajes de los propuestos para perforar esta sección, por lo que su tiempo de viaje es mayor que los otros pozos.

Otro de los parámetros importantes con relación directa al desempeño del ensamblaje de fondo es el porcentaje de rimado durante la retirada de la herramienta del fondo del pozo al llegar a su profundidad total. Este porcentaje, teóricamente, debe ser menor en los pozos perforados con ensamblaje convencional que en los pozos perforados con ensamblaje rotatorio. La figura 3.7 muestra dicha comparación.

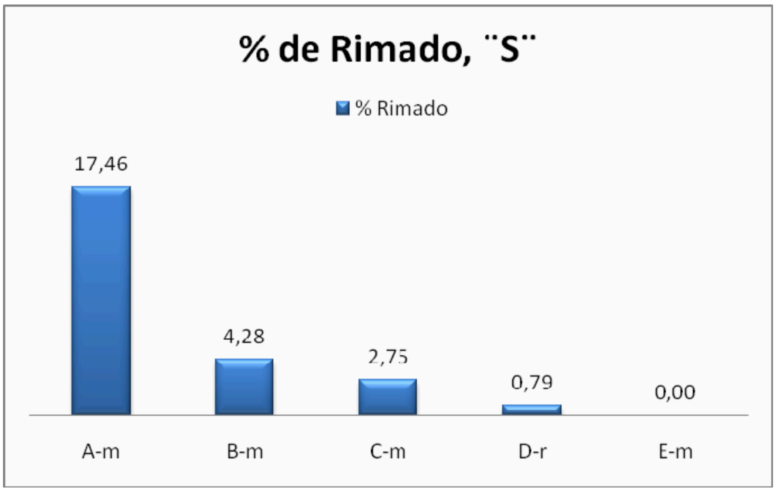


Figura 3.7 Porcentaje de Rimado en el hoyo

Contrariamente a lo esperado, el pozo D perforado con ensamblaje rotatorio tiene el menor porcentaje de rimado, mientras que el pozo A, que tuvo un buen comportamiento con respecto a la tasa de perforación, es el de mayor porcentaje. Esto se debe a que, debido a los cambios de ensamblaje en los demas pozos, los viajes realizados ayudaron a la limpieza del hoyo por lo que al llegar a la profundidad total, el porcentaje de rimado es menor; el pozo A en cambio, fue perforado con un solo BHA durante toda la sección.

El pozo E, debido a que perforó toda la segunda sección en vertical, no hubo intervalos rimados, aunque si hubo algunos puntos apretados.

Comparando el tiempo de calibración del hoyo entre los ensamblajes convencional y rotatorio, hay un buen comportamiento entre ambos sistemas.

3.1.4 Análisis Costo – Beneficio entre Ensamblajes.

En el análisis costo – beneficio se analiza la tasa promedia de perforación en la segunda sección. Se prefiere la ROP promedia a la ROP neta, debido a que cada pie que se perfora siempre viene acompañada por la circulación, el rimado y la toma de surveys, reflejando un mejor comportamiento de la herramienta en términos de costos.

El tiempo de circulación es un parámetro que depende más de las circunstancias propias de cada operación de perforación; aunque indirectamente se podría señalar que el menor tiempo de circulación puede ser el resultado de una perforación de mayor calidad. En muchos casos, todo el tiempo empleado en la circulación no siempre viene expresado en la ROP promedia, por lo que en este trabajo se añade aquellos tiempos adicionales.

El tiempo empleado en el rimado durante el viaje a superficie una vez que la herramienta ha llegado al final de la sección intermedia, no es cuantificable en los reportes de perforación y es dependiente de cada pozo perforado, por ello se considera el porcentaje en pies del rimado como un parámetro de la calidad del hoyo producto del ensamblaje utilizado, el cual no podría ahorrar dinero a la Compañía operadora, pero si continuos problemas de tubería atrapada, evitando problemas de pescado y tiempos no productivos.

En este tipo de perfil, debido a que se cuenta con un solo pozo perforado con sistema rotatorio, el pozo perforado con herramienta convencional debe tener el mismo DDI, por ello, los pozos escogidos son A-m y D-r, cuyos costos de perforación están en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Comparación de costos totales entre Ensamblajes, ¨S¨

	Convencional	**Rotatorio**
Costo de herramienta por día	$17.000,00	$46.000,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	2485	2905
Tasa promedio de perforación (pph)	35,00	21,60
Tiempo promedio de perforación (días)	*2,958*	*5,604*
Tiempo de circulación (días)	*0,313*	*0,583*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*0,688*	*0,458*
Tiempo total (días)	3.959	6,645
Costo total de herramienta direccional	$67.303,00	$305.670,00
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$384.023,00	$837.270,00

Los resultados en la tabla muestran un ahorro de $453.247,00 utilizando ensamblaje convencional, considerando que este perfil de pozos generalmente no representa problemas severos durante su perforación. Si bien el pozo D-r tiene aproximadamente 400 pies más perforados con respecto al pozo A-m, esto no cambia en gran manera aquel ahorro, ya que si consideramos una misma profundidad (2485 pies), se tendría un tiempo total de 5.835 días que da un costo total de la herramienta direccional de $268.410,00 y un costo total de perforación de $735.210,00, que aún el poco porcentaje de rimado no compensa aquel gasto.

3.2 Comparación en Pozos perfil tipo "J corto alcance".

De los ocho pozos con perfil tipo ¨J corto alcance¨ perforados, los pozos G, J y L fueron perforados con sistema convencional, y los pozos F, H, I, K y M fueron perforados con ensamblaje rotatorio.

El tiempo promedio de perforación, así como los tiempos planos ocurridos durante la perforación de este perfil de pozos se muestra en la figura 3.8.

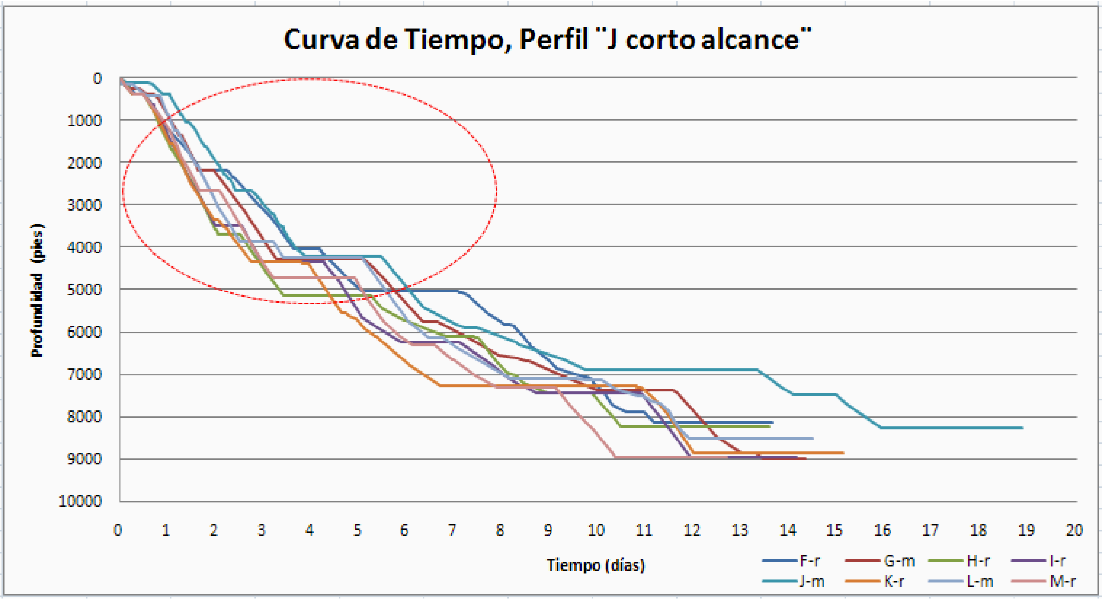


Figura 3.8 Curva de Tiempo en perfil tipo ¨J corto alcance¨

Los pozos F y H, perforados en dos secciones, tienen un tiempo de perforación mayor en la primera sección de 16¨ con respecto a los demás pozos. Al igual que el tipo de perfil analizado anteriormente, no se considera la sección de 16¨ para realizar la comparación entre ensamblajes debido a que esta sección es perforada con ensamblaje convencional en todos los pozos.

En la perforación de estos pozos, los parámetros que intervienen en el desempeño de los ensamblajes de fondo se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Parámetros de perforación en pozos tipo ¨J corto alcance¨

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS TIPO ¨J CORTO ALCANCE¨											
POZO	SECCION		PARÁMETROS								
			Penetración		Desliz.		PSB	Revoluciones		Presión bomba	Caudal
		Prof.	Prom	Neta	Tiem	Pies		Rot	Total		
		pies	pph	pph	%	%	klbs	rpm	rpm	psi	Gpm
F-r	16¨	5013	51,80	82,75	10,8	12,0	1-25	40-80	40-180	470-3300	329-1050
	12 1/4¨	8115	34,30	41,40	0,0	0,0	6-32	50-130	50-130	266-3550	320-910
G-m	16¨	4275	58,55	121,20	22,5	12,5	2-20	50-80	98-190	200-3100	620-1100
	12 1/4¨	7375	28,60	36,10	19,5	7,0	5-25	50-80	123-216	1500-3400	650-900
	8 1/2¨	8999	41,10	50,90	5,0	1,0	10-16	40-80	134-240	800-2700	480-570
H-r	16¨	5129	73,80	120,30	6,7	4,1	2-16	50-75	99-174	300-3400	400-950
	12 1/4¨	8235	34,10	43,30	0,0	0,0	7-30	40-160	80-260	2700-3350	800-1000
I-r	16¨	4346	75,00	127,80	5,7	13,4	2.-15	50-60	60-160	300-3100	500-1000
	12 1/4¨	7420	42,40	51,10	0,0	0,0	10-35	80-130	80-130	2700-3400	810-900
	8 1/2¨	8937	61,90	85,20	0,0	0,0	2-15	40-60	140-200	1800-2900	400-550
J-m	16¨	4200	57,70	86,20	14,3	17,3	2-20	50-85	50-185	250-2800	480-950
	12 1/4¨	6871	27,50	33,60	27,1	8,0	14-20	40-90	144-243	1600-3150	500-850
	8 1/2¨	8250	34,35	42,70	18,1	6,0	2-16	30-70	142-244	1700-2200	400-550
K-r	16¨	4358	66,80	95,20	21,7	16,8	2-18	50-80	50-180	600-3300	500-1000
	12 1/4¨	7280	50,80	61,10	0,0	0,0	10-30	90-130	90-130	2500-3400	810-900
	8 1/2¨	8855	68,50	89,00	11,9	3,1	8-20	40-100	152-254	1800-3100	400-500
L-m	16¨	4235	69,00	116,00	14,0	13,0	2-11	50-70	192-290	160-3200	400-1000
	12 1/4¨	7113	42,60	57,70	12,2	4,8	8-20	50-90	144-234	2400-3500	700-900
	8 1/2¨	8520	33,50	45,80	35,0	10,5	8-18	50-70	146-216	1500-2000	500-530
M-r	16¨	4710	63,90	101,25	18,7	25,0	2-24	50-65	50-170	200-3600	400-1000
	12 1/4¨	7310	43,30	57,30	0,0	0,0	5-30	50-120	50-120	1000-3500	500-920
	8 1/2¨	8970	54,40	71,60	4,7	2,5	6-20	40-50	138-188	1750-3000	550

Separando la sección de 16¨ de la curva de tiempo y considerando su tasa de penetración neta y promedia se tiene la comparación mostrada en la figura 3.9.

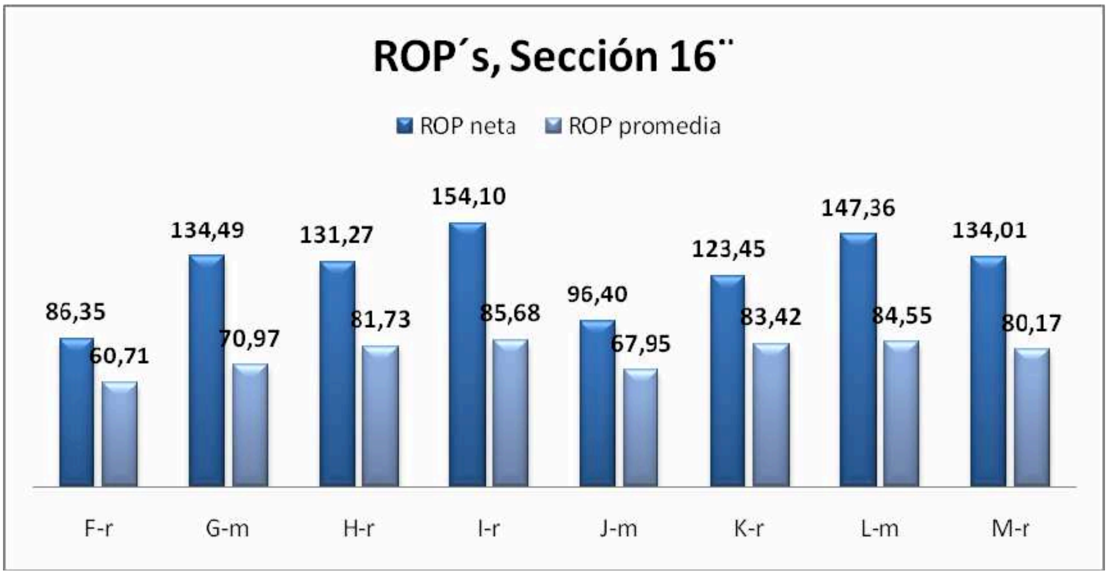


Figura 3.9 Tasas de perforación neta y promedia, sección 16¨

La barras comparativas muestran un incremento en la curva de aprendizaje hasta llegar a un equilibrio en los últimos tres pozos perforados. Este equilibrio se da tanto en la ROP neta como en la promedia.

Debido a la tendencia a mantener la tasa de perforación durante la perforación de la primera sección de este tipo de perfil de pozo, el análisis comparativo se realizará a partir de la segunda sección.

3.2.1 Comparación Pies Perforados vs. Tiempo.

El comportamiento entre los dos tipos de ensamblajes utilizados en este tipo de perfil con respecto a la profundidad versus tiempo en la sección intermedia de 12 ¼" se muestra en la figura 3.10.

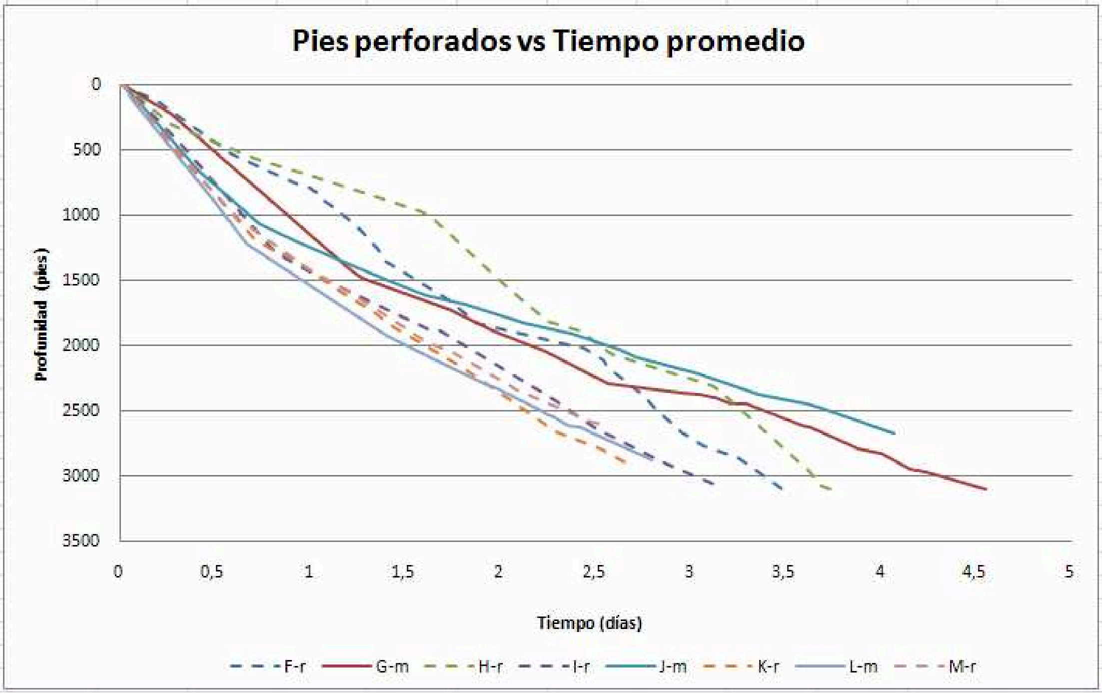
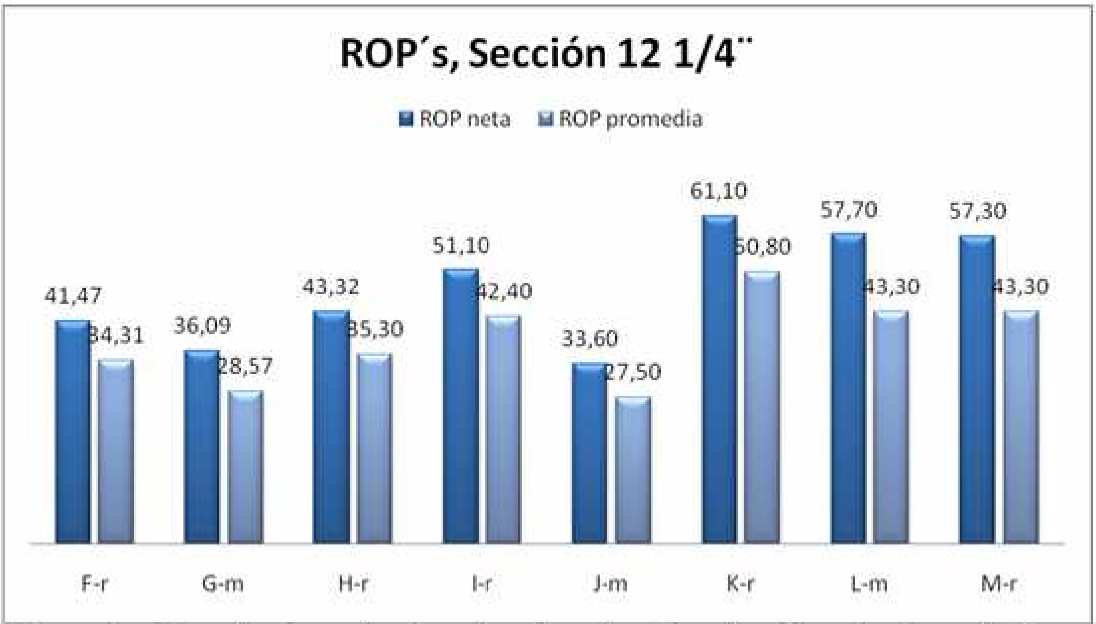


Figura 3.10 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio

Las líneas continuas representan a los pozos perforados con sistema convencional, y las líneas punteadas a los perforados con ensamblaje rotatorio. Puede observarse un mejor comportamiento en los últimos pozos perforados, I, K, L y M, en donde existe un alto valor en la pendiente.

Dicha curva se ve también afectada por los tiempos de calibración del hoyo, es decir, muestra el tiempo promedio de perforación.

Analizando el tiempo neto de perforación para tener una mejor comprensión del comportamiento únicamente de las herramientas, se tiene la siguiente figura 3.11.



Pozo	F-r	G-m	H-r	I-r	J-m	K-r	L-m	M-r
DDI	5,585	5,586	5,573	5,520	4,970	5,410	5,434	5,661

Figura 3.11 Tasas de perforación neta y promedia, sección 12 ¼¨

Considerando la dificultad durante la perforación de esta sección, casi todos los pozos tienen una similar complejidad a excepción del pozo J, el cual es mucho menor que el promedio de los anteriores.

Tal como lo mostraba la curva de tiempo, los pozos I, K, L y M tienen un alto ROP neto, así como ROP promedio. Sin embargo considerando únicamente el ROP neto, los pozos F y H también poseen una alta tasa de penetración, considerando que fueron perforados únicamente en dos secciones.

En cambio, los pozos G y J no poseen un alto ROP promedio ni neto. El pozo G es el primer pozo perforado en un pad nuevo por lo que no se conocía con exactitud el comportamiento de la herramienta en dichas formación, por lo que su ROP fue baja. El pozo J, en cambio, tiene la menor tasa de penetración aún perforando con más del 90% en rotación, y es el pozo con menor inclinación máxima. Ambos pozos fueron perforados con ensamblaje convencional.

De los pozos con mayor tasa de penetración, I, K, L y M, únicamente el pozo L fue perforado con sistema convencional, en tanto que los otros pozos fueron perforados con ensamblaje rotatorio. De estos cuatro pozos, el pozo L es el de menor inclinación máxima, a pesar de tener un valor alto; los demás pozos están en el rango de ángulo crítico, siendo el pozo M el de mayor ángulo.

Los pozos J y L, perforados con motor de fondo, fueron perforados en el mismo pad, sin embargo, en el pozo L se varió el tamaño de los cortadores de la broca y también se varió la hidráulica de perforación mejorando notablemente la tasa de perforación.

Puede observarse un incremento en la curva de aprendizaje con respecto a la ROP de los pozos, siendo los pozos K, L y M, representativos del comportamiento de los ensamblajes en este tipo de perfil. Existe una leve ventaja del ensamblaje rotatorio sobre el convencional en relación al tiempo de perforación con respecto a la profundidad, y más aún en altos ángulos y desplazamientos.

3.2.2 Comparación Tasa de Perforación vs. Litología.

Las formaciones que atraviesa el ensamblaje de fondo son las mismas que las alcanzadas en el perfil tipo “S”, estas son: Orteguaza, Tiyuyacu y parte de Tena, en la segunda sección; y la sección inferior de Tena y la formación Napo, en la última sección. Los valores promedio y neto de tasa de perforación y tiempo alcanzados en las formaciones se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Tasas de penetración por formación, ¨J corto alcance¨

F-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	27	2.6	5.0	10.4	5.4
Tiyuyacu (12 1/4")	1345	42.6	56.2	31.6	23.9
Tena (12 1/4")	450	63.2	66.2	7.1	6.8
Napo (12 1/4")	1280	43.2	36.7	29.6	34.9
Total	**3102**			**78.7**	**71.0**

G-m		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Terciario Ind. (12 1/4")	103	22.9	32.7	4.5	3.1
Orteguaza (12 1/4")	1161	56.6	83.1	20.5	14.0
Tiyuyacu (12 1/4")	1598	21.7	27.5	73.6	58.1
Tena (12 1/4")	232	17.2	20.9	13.5	11.1
Tena (8 1/2")	279	19.8	35.3	14.1	7.9
Napo (8 1/2")	1345	46.7	55.3	28.8	24.3
Total	**4718**			**155.0**	**118.6**

H-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Tiyuyacu (12 1/4")	1367	31.1	41.6	44.0	32.9
Tena (12 1/4")	423	35.3	41.9	12.0	10.1
Napo (12 1/4")	1316	41.1	45.9	32.0	28.7
Total	**3106**			**88.0**	**71.6**

I-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Chalcana Inf. (12 1/4")	75	75	98.7	1.0	0.8
Orteguaza (12 1/4")	1140	71.3	100.9	16.0	11.3
Tiyuyacu (12 1/4")	1540	37.6	40.3	41.0	38.2
Tena (12 1/4")	319	22.0	32.2	14.5	9.9
Tena (8 1/2")	171	85.5	114.0	2.0	1.5
Napo (8 1/2")	1346	59.8	82.6	22.5	16.3
Total	**4591**			**97.0**	**78.0**

J-m		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	979	27.5	33.6	35.6	29.1
Tiyuyacu (12 1/4")	1422	27.5	33.6	51.7	42.3
Tena (12 1/4")	270	27.5	33.6	9.8	8.0
Tena (8 1/2")	149	33.3	44.4	4.5	3.4
Napo (8 1/2")	451	33.3	44.4	13.5	10.2
Napo (8 1/2"x9 1/2¨)	779	35.4	41.0	22.0	19.0
Total	**4050**			**137.2**	**112.0**

K-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	1123	89.8	137.0	12.5	8.2
Tiyuyacu (12 1/4")	1525	44.2	50.0	34.5	30.5
Tena (12 1/4")	274	26.1	30.1	10.5	9.1
Tena (8 1/2")	210	46.7	91.3	4.5	2.3
Napo (8 1/2")	1365	73.8	88.6	18.5	15.4
Total	**4497**			**80.5**	**65.5**

L-m		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Terciario Ind. (12 1/4")	50	100.0	125.0	0.5	0.4
Orteguaza (12 1/4")	1070	82.3	135.4	13.0	7.9
Tiyuyacu (12 1/4")	1441	35.1	44.6	41.1	32.3
Tena (12 1/4")	317	24.4	34.1	13.0	9.3
Tena (8 1/2"x9 1/2")	137	34.3	45.7	4.0	3.0
Napo (8 1/2"x9 1/2")	247	17.6	20.2	14.0	12.2
Napo (8 1/2")	1013	43.1	57.6	23.5	17.6
Total	**4275**			**109.1**	**82.7**

M-r		ROP's (pph)		Tiempo (horas)	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	631	74.2	114.1	8.5	5.5
Tiyuyacu (12 1/4")	1652	41.7	54.4	39.6	30.4
Tena (12 1/4")	317	36.1	45.6	8.8	7.0
Tena (8 1/2")	221	73.7	96.1	3.0	2.3
Napo (8 1/2")	1439	52.3	68.9	27.5	20.9
Total	**4260**			**87.4**	**66.0**

Los pozos F y H fueron perforados en dos secciones, por lo que en la formación Tena se considera la tasa de perforación del espesor total de la misma.

No se considera la tasa de perforación alcanzada en la formación Terciario Indiferenciado en los pozos G, I y L, debido a que no todos los pozos atraviesan dicha formación en esta sección, y los que si lo hacen son en un intervalo muy pequeño y no es representativo del comportamiento de la herramienta en ella.

Representando gráficamente el comportamiento de los ensamblajes en las distintas formaciones que atraviesa durante la segunda sección del pozo, se tiene la siguiente figura 3.12.

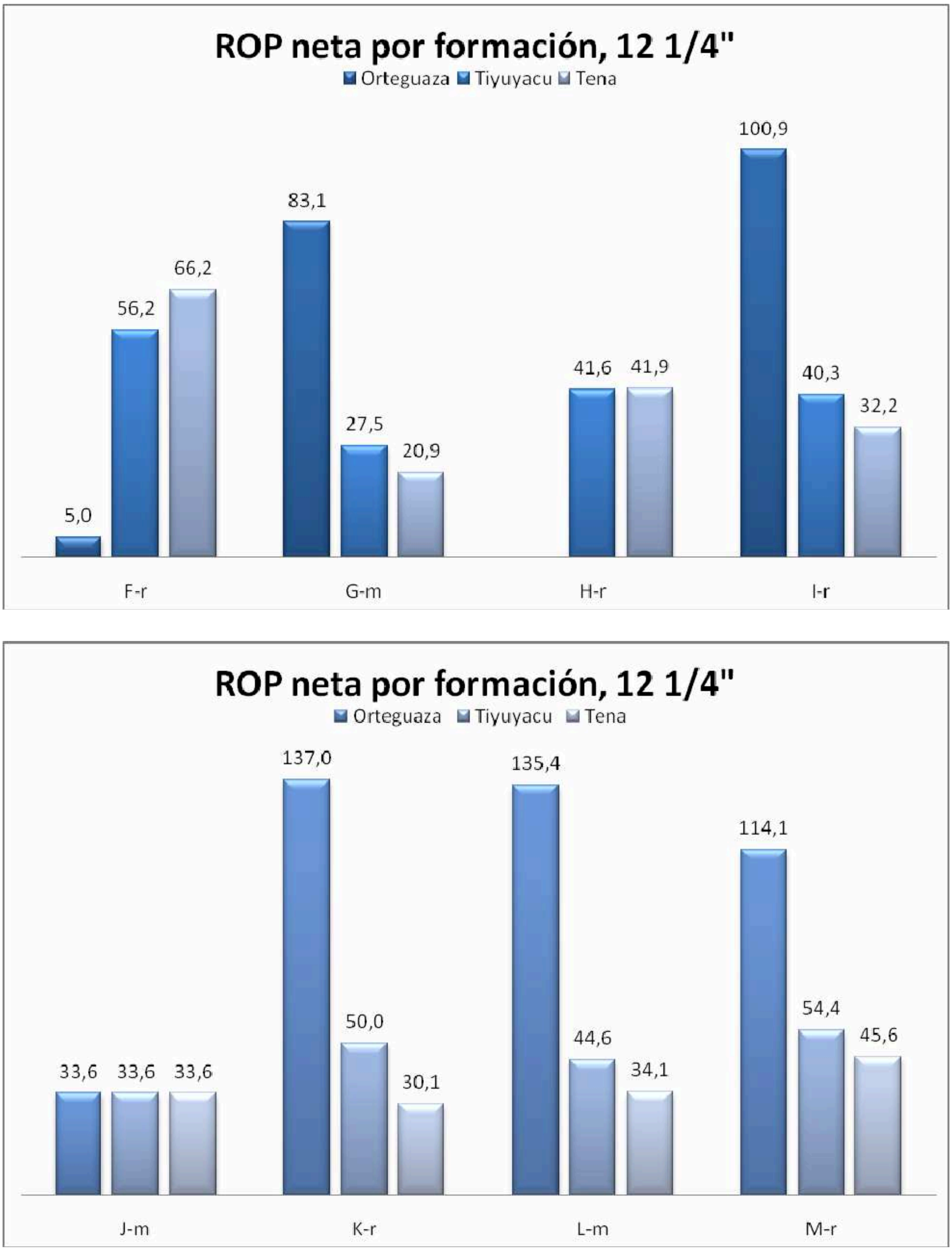


Figura 3.12 Tasas netas de perforación por formación ¨J corto alcance¨

En la formación Orteguaza es donde se tiene un mejor comportamiento de las herramientas direccionales. El pozo F perforó apenas 27 pies MD de esta formación, y en ella lo hizo para perforar un pescado y limpiar el hoyo, por ello su tasa de penetración es baja. El pozo J, a pesar de perforar dicha formación con 100% en rotación, su tasa de perforación es baja. El pozo G, también tiene un alto porcentaje de rotación, pero su ROP es baja en comparación con los tres últimos pozos. Los tres últimos pozos muestran una alta tasa de penetración a pesar de tener altos ángulos y desplazamientos.

En la formación Tiyuyacu se incrementa la tasa de perforación con respecto a los pozos perforados, aunque el pozo F tiene el mayor valor de todos. Los tres últimos pozos, mantienen también una alta ROP en esta formación.

En la formación Napo, al igual que en Tiyuyacu, incrementa la tasa de perforación a través del aprendizaje del pozo. El pozo F es el de mayor valor, y los tres últimos pozos mantienen un valor en promedio alto de ROP.

El pozo F, que en la comparación de pies perforados versus tiempo no muestra una alta tasa de penetración, se ve afectada por el bajo valor de ROP en la formación Orteguaza, cuyo valor no es representativo del comportamiento de la herramienta en dicha formación. En las otras formaciones se ve un alto valor de ROP, lo que demuestra, que este pozo perforado con ensamblaje rotatorio tiene un buen desempeño en este perfil de pozo, a pesar de no trabajar con los parámetros de perforación adecuados. Hay que considerar también que el pozo tiene una baja inclinación y desplazamiento comparado con los otros.

Los pozos F y H que fueron perforados en dos secciones atravesaron la formación Napo con ROP´s de 36.7 pph y 45,9 pph respectivamente. Sin embargo, el pozo F perforó esta formación con herramienta rotatoria teniendo problemas con las bombas, mientras que en el pozo H debido a su baja ROP se cambió a motor de fondo.

Considerando la tasa de perforación alcanzada en cada formación, durante la perforación de la sección intermedia de 12 ¼”, se tiene una ventaja utilizando ensamblaje rotatorio, siendo la formación Orteguaza la de mayor tasa de perforación para el valor global de la sección.

3.2.3 Comparación Tiempo de calibración del hoyo vs. Sección del hoyo.

En este tipo de perfil, debido a su complejidad con respecto a la anterior (geometría del pozo), se debe mantener la tangente durante la segunda sección.

Los valores de tiempo, expresados en horas, alcanzados en la calibración del hoyo, se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Calibración del hoyo, sección 12 ¼¨

a) Cantidad y tiempo de calibración del hoyo

DESCRIPCIÓN	F-r		G-m		H-r		I-r		J-m		K-r		L-m		M-r	
	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp	Ctd	Tmp
Bombeando píldoras y circulando	5	9,5	7	13,0	8	14,0	6	10,0	6	9,5	4	5,5	3	9,0	4	8,0
Viaje corto	1	7,5	2	11,0	1	8,0	2	41,0	2	7,5	1	13,5	2	11,0	2	13,5
Viaje a superficie	3	37,0	2	33,0	3	40,5	1	9,5	1	8,5	1	30,5	1	7,5	1	10,0
Corriendo registros	0	0,0	0	0,0	1	30,0	0	0,0	2	19,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Bajando revestidor y circulando	1	14,5	1	14,5	1	12,0	1	19,5	1	14,0	1	24,5	1	13,0	1	15,5
Viaje de acondicionamiento del hoyo	1	21,0	0	0,0	1	16,0	0	0,0	1	25,0	1	36,5	0	0,0	0	0,0
Tiempo No Productivo	2	67,5	0	0,0	1	25,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0

b) Porcentaje de rimado en el hoyo

	F-r	G-m	H-r	I-r	J-m	K-r	L-m	M-r
Pies perforados	3102	3100	3106	3074	2671	2922	2878	2600
Pies rimados	92	20	85	93	0	812	203	92
% rimado	*2,97*	*0,65*	*2,74*	*3,03*	*0,00*	*27,79*	*7,05*	*3,54*

Considerando el tiempo empleado en viajes, y en bajada del revestidor se tiene la siguiente comparación en la figura 3.13.

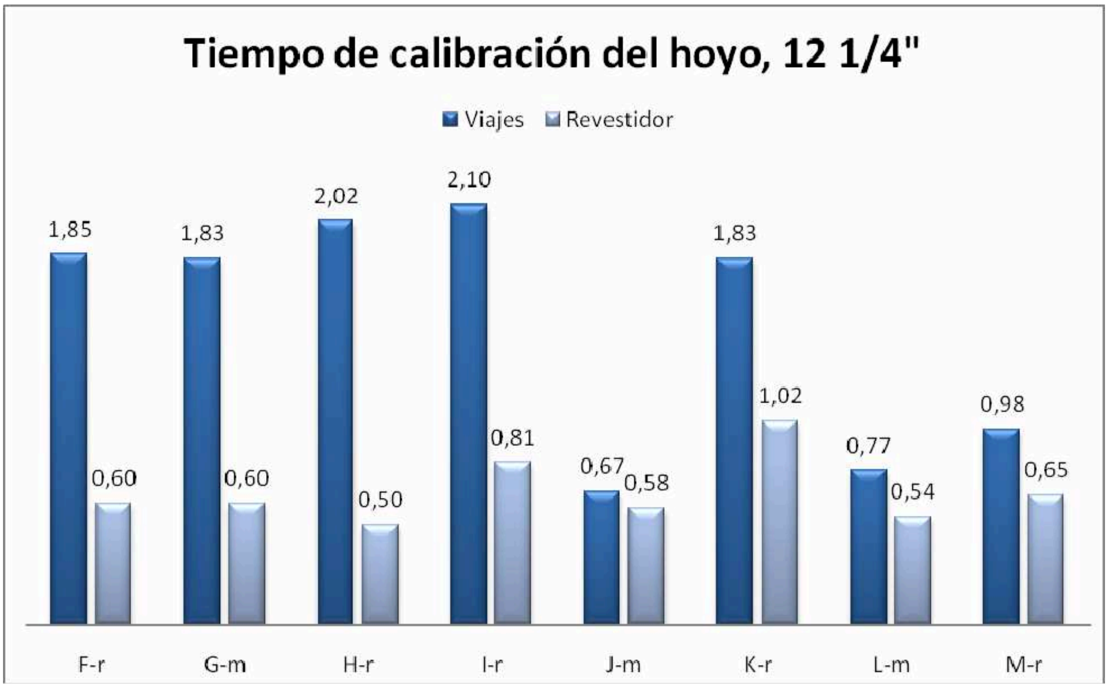


Figura 3.13 Tiempo de Calibración del hoyo, ¨J corto alcance¨

Los valores de tiempo en los viajes están dentro del rango normal en casi todos los pozos, aunque en algunos pozos se cambiaron herramientas más de lo programado, el tiempo empleado en las mismas estuvo dentro de lo normal. El pozo K tuvo problemas en la sacada de la herramienta a superficie, tomando bastante tiempo hacerlo debido a problemas en el hoyo; lo mismo ocurre en el pozo I. Los pozos J, L y M tienen tiempos cortos debido a que no hubo cambios de ensamblajes fuera de lo programado, y el viaje se realizó sin problemas; el pozo J tiene un bajo ángulo, mientras que los pozos L y M tienen ángulos críticos.

El pozo K fue el que tomó mayor tiempo en la bajada del revestidor debido a algunos puntos apretados encontrados durante la bajada.

El porcentaje de rimado durante la salida de la herramienta a superficie luego de llegar a la profundidad final de la sección se muestra en la figura 3. 14.

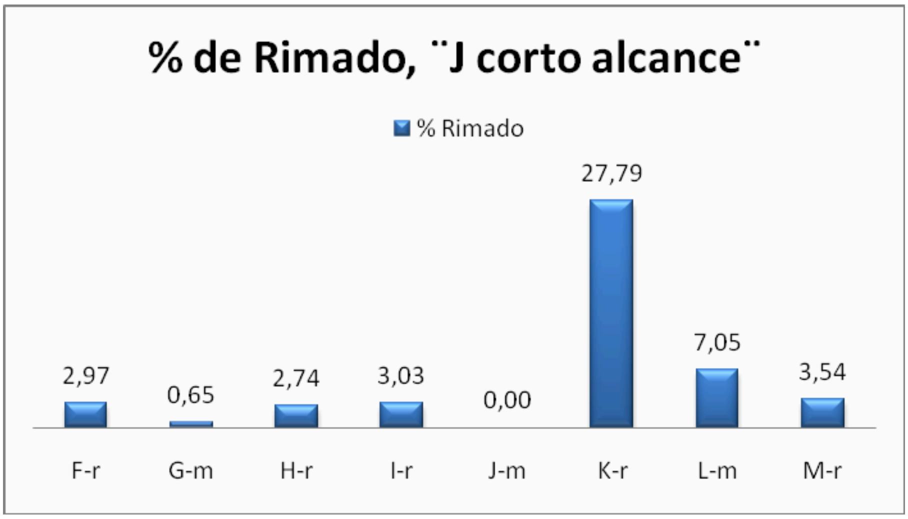


Figura 3.14 Porcentaje de Rimado en el hoyo

El pozo K cuenta con el mayor valor de rimado, lo que incrementa también el tiempo de viaje. Los pozos F y H, también perforados con sistema rotatorio tuvieron un pequeño tiempo de rimado a pesar de ser perforados en dos secciones. Estos dos pozos, junto con el pozo G tuvieron previos viajes a superficie para cambio de herramienta, lo que ayuda a disminuir el intervalo de rimado. El resto de pozos perforaron toda la sección con un solo ensamblaje.

El pozo J, que tiene menor índice de dificultad direccional, tiene un comportamiento perfecto durante el viaje a superficie sin intervalos de rimado y sin puntos apretados.

Promediando en el porcentaje de rimado entre los ensamblajes con motor de fondo y rotatorio, se tiene un menor porcentaje en los ensamblajes con motor de fondo.

Considerando la complejidad de los pozos con respecto al desplazamiento y al ángulo de inclinación, en pozos con bajos valores hubo una buena calibración del hoyo usando sistema convencional, mientras que en pozos con valores altos o críticos, el sistema rotatorio tuvo un buen desempeño en la calibración del hoyo.

3.2.4 Análisis Costo – Beneficio entre Ensamblajes.

Con los mismos argumentos presentados en el análisis del perfil tipo ¨S¨, los pozos escogidos son K-r y L-m que tiene similares DDI y son pozos perforados recientemente, lo que reduce errores por aprendizaje incrementando la ROP. El DDI de los pozos están en un rango promedio entre todos los pozos.

La tabla 3.8 presenta los costos implicados con el desempeño de las herramientas direccionales en la perforación de pozos.

Tabla 3.8 Comparación de costos totales entre Ensamblajes, ¨J corto alcance¨

	Convencional	Rotatorio
Costo de herramienta por día	$17.000,00	$46.000,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	2878	2922
Tasa promedio de perforación (pph)	43,30	50,80
Tiempo promedio de perforación (días)	*2,769*	*2,397*
Tiempo de circulación (días)	*0,375*	*0,229*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*0,542*	*1,021*
Tiempo total	3,686	3,647
Costo total de herramienta direccional	$62.662,00	$167.762,00
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$357.542,00	$459.522,00

La comparación de los costos, considerando factores directos con la perforación, muestra un ahorro de $101.980,00 utilizando ensamblaje convencional. Este ahorro no representa un fuerte gasto si se considera que la bajada de casing no siempre demora un día, y si se considera el tiempo empleado en los viajes debido a un bajo ROP por altos deslizamientos. Si se igualan los tiempos en la bajada del revestidor y se iguala el intervalo perforado, aquel ahorro se reduce a un valor aproximado de $30.000,00.

En cuanto al rimado del pozo, según se analizó en la sección de calibración del hoyo (figura 3.14), hay un equilibrio entre los pozos perforados con ensamblaje convencional y rotatorio.

3.3 Comparación en Pozos perfil tipo “J largo alcance”.

En este tipo de perfil, se perforaron pozos en los campos Eden – Yuturi e ILYP en ambos tipos de ensamblaje. En el primer campo, el pozo N fue perforado con sistema convencional, mientras que los pozos O y P con ensamblaje rotatorio. En el segundo campo, los pozos Q y R fueron perforados con ensamblaje convencional, y los pozos S y T con sistema rotatorio.

El tiempo promedio de perforación, así como los tiempos planos de viajes y punto de revestidor se muestra en la figura 3.15.

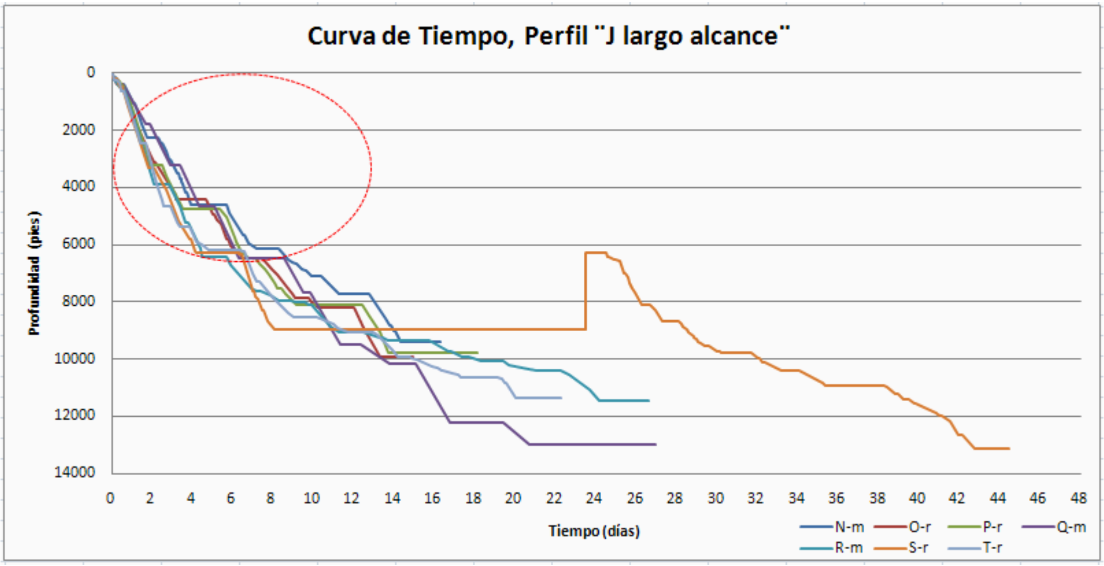


Figura 3.15 Curva de Tiempo en perfil tipo ¨J largo alcance¨

La curva muestra una diferencia en el tiempo de perforación entre los primeros tres pozos con respecto al resto debido a la diferencia de profundidad de las zonas de interés en los pozos de los dos campos. El pozo S muestra un gran tiempo plano debido a problema de pescado debiéndose realizar un sidetrack.

Los parámetros de perforación de estos pozos están clasificados en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 Parámetros de perforación en pozos tipo ¨J largo alcance¨

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS TIPO ¨J CORTO ALCANCE¨											
POZO	SECCION		PARÁMETROS								
			Penetración		Desliz.		PSB	Revoluciones		Presión bomba	Caudal
		Prof.	Prom	Neta	Tm	Pies		Rot	Total		
		Pies	pph	pph	%	%	klbs	rpm	rpm	psi	gpm
N-m	16¨	4600	63,85	134,40	27,8	17,0	2-18	50-80	99-170	1450-3200	900-1000
	12 1/4¨	7720	32,70	39,60	35,8	13,0	5-20	40-80	97-200	3200-3400	650-800
	8 1/2¨	9380	46,80	60,80	1,3	1,0	5-18	40-80	106-234	1600-2700	380-550
O-r	16¨	4426	60,00	85,00	36,0	22,5	4-20	60-80	70-185	275-3100	400-1050
	12 1/4¨	8181	40,80	50,90	0,0	0,0	15-45	50-130	50-130	2400-3500	810-900
	8 1/2¨	9915	55,00	75,40	5,2	1,2	8-20	50-60	154-214	2000-3000	550
P-r	16¨	4755	74,65	111,60	17,8	25,0	2-20	50-60	50-170	150-3200	475-1000
	12 1/4¨	8110	44,10	59,40	0,0	0,0	5-35	50-135	50-135	730-3300	650-1000
	8 1/2¨	9801	60,40	82,40	9,1	5,0	2-18	50-60	154-214	1700-2400	500-550
Q-m	16¨	6461	78,07	121,60	--	15,7	5-25	40-70	46-130	300-3500	350-1000
	12 1/4¨	10498	29,21	43,12	--	16,4	7-45	50-150	98-128	1900-3800	650-850
	8 1/2¨	12960	16,45	25,30	--	6,4	5-35	40-60	115-144	2300-3400	480-600
R-m	16¨	6426	69,30	108,53	--	23,9	5-25	40-85	52-124	1000-3600	350-950
	12 1/4¨	10408	15,38	22,42	--	16,3	5-45	40-85	110-231	2300-4100	650-890
	8 1/2¨	11450	23,16	28,70	--	14,0	4-18	50	132-146	2500-3300	550-610
S-r	16¨	6308	72,20	124,83	11,7	13,0	2-22	40-80	31-110	750-3500	280-1000
	12 1/4¨	10930	25,60	35,35	0,6	1,0	2-35	50-150	112-136	2950-4000	700-890
	8 1/2¨	13150	22,07	29,63	4,0	6,7	4-30	40-140	77-88	2400-3500	480-550
T-r	16¨	6205	71,40	104,80	21,8	17,5	4-30	65-90	245-300	1700-2900	820-1000
	12 1/4¨	10619	24,00	26,60	20,5	15,8	5-35	50-130	70-304	1400-3700	700-1000
	8 1/2¨	11360	36,10	44,20	26,4	5,5	10-24	50	182	2500-2800	520-550

Los parámetros de perforación mostrados en la sección intermedia en el pozo S son considerados a partir del sidetrack, no se consideran los parámetros durante la perforación desde el punto de revestidor superficial hasta la profundidad del pescado.

Separando la primera sección y comparando la tasa de penetración neta y promedia se tiene la siguiente relación en la figura 3.16.

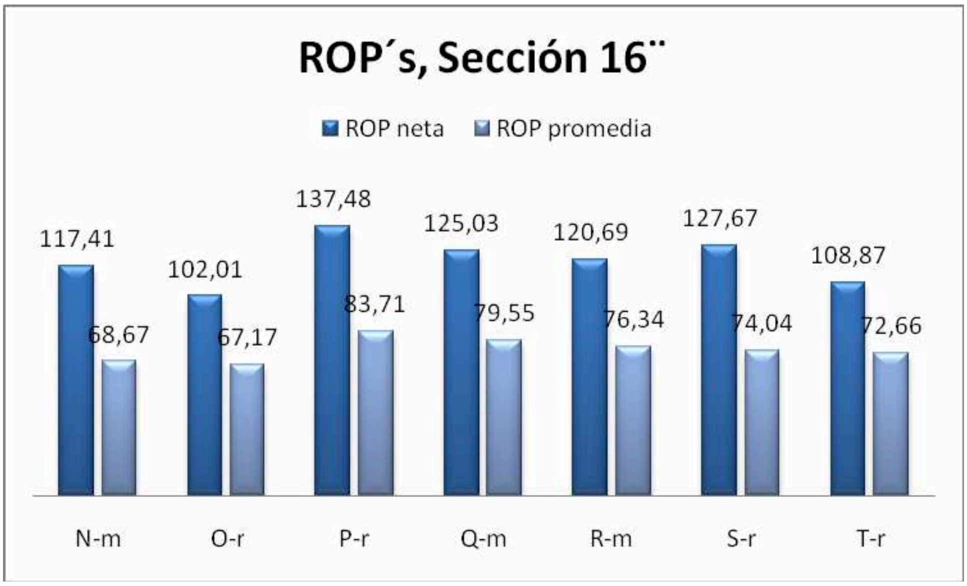


Figura 3.16 Tasas de perforación neta y promedia, sección 16¨

De todos los tipos de perfiles analizados en la primera sección, este perfil muestra una constante en la curva de aprendizaje, de acuerdo a las ROP promedia y neta, a pesar que se trata de dos campos diferentes.

Debido a que en este perfil se perforó en los dos campos descritos, y con ensamblaje de fondo distintas, los análisis se realizarán separadamente por campo.

3.3.1 Comparación Pies Perforados vs. Tiempo.

Desde el punto de vista experimental, en el perfil de pozo ¨J largo alcance¨ es donde mayor beneficio se obtiene del ensamblaje rotatorio, debido a los grandes intervalos donde se debe mantener la tangente del pozo, los altos ángulos y desplazamiento.

Debido a que los pozos de este perfil fueron perforados en dos campos diferentes, con dos herramientas direccionales diferentes, se analizará este tipo de perfil en dos partes: los pozos N, O y P pertenecientes al Campo Eden – Yuturi y los pozos Q, R, S y T pertenecientes al Campo ILYP.

Considerando los pozos perforados en el ***Campo Eden – Yuturi***, el pozo N fue perforado con ensamblaje convencional, mientras que los otros dos pozos con sistema rotatorio. La figura 3.17 muestra la relación del tiempo promedio de perforación con respecto a la profundidad perforada en la segunda sección del pozo.

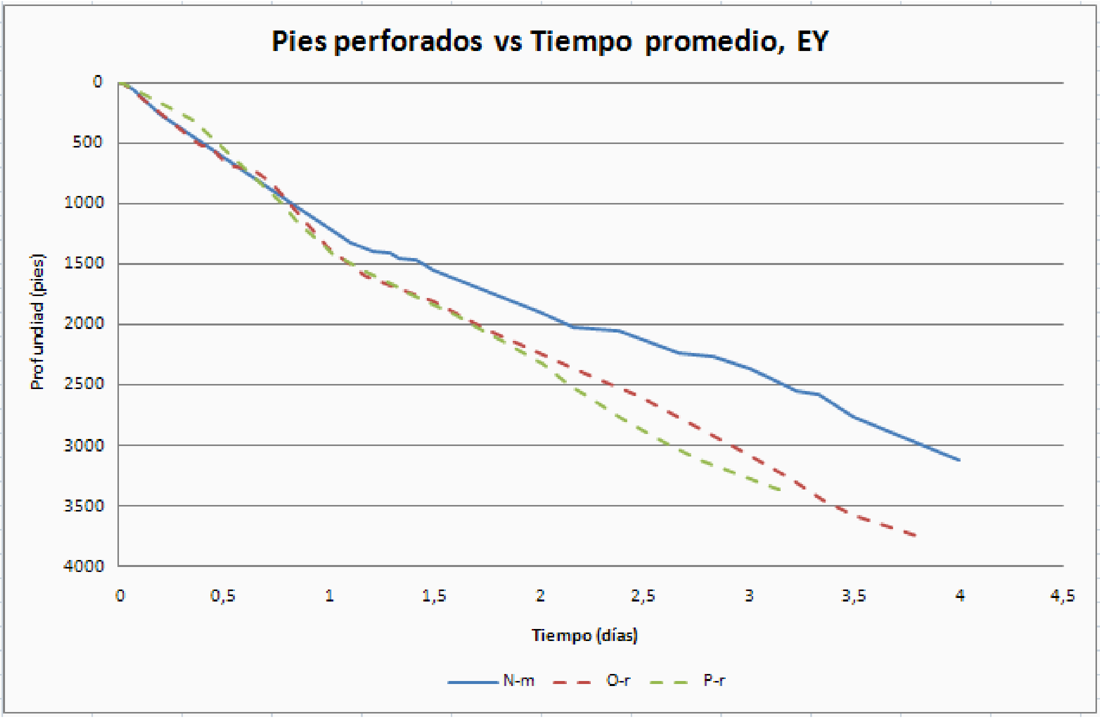
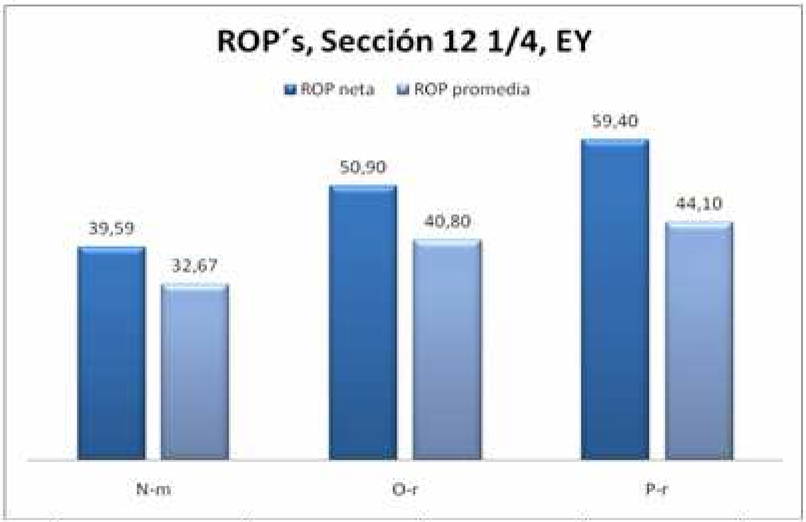


Figura 3.17 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio, EY

La gráfica muestra una evidente ventaja perforando con ensamblaje rotatorio, habiendo una gran pendiente en los dos pozos perforados con este sistema.

Debido a la ventaja que presenta el sistema rotatorio con respecto al ensamblaje con motor de fondo, hay más pozos perforados con el primer ensamblaje que con el segundo.

El análisis de la tasa de penetración neta y promedia entre estos pozos se muestra en la figura 3.18.



Pozo	N-m	O-r	P-r
DDI	5.530	5.646	5.651

Figura 3.18 Tasas de perforación neta y promedia, sección 12 ¼¨

Todos los pozos cuentan con ángulos críticos en la inclinación y además tienen grandes desplazamientos. Esto se ve reflejado en los altos valores de DDI, siendo los pozos O y P, perforados con sistema rotatorio, los de mayor complejidad en la perforación.

Debido a los deslizamientos realizados para mantener la tangente en esta sección, el pozo N muestra una baja ROP comparada con los otros dos pozos. Este pozo es el de menor complejidad.

Los pozos perforados con ensamblaje rotatorio tienen una alta ROP debido a que no deslizaron para mantener la tangente. El pozo O es un poco mayor en inclinación y desplazamiento con respecto al pozo P, aunque durante la segunda sección tiene menor complejidad, pero debido al progresivo conocimiento del comportamiento esperado del pozo, la curva de aprendizaje ha ido incrementando, mostrando la mayor tasa de perforación en el último pozo.

El pozo N, debido al alto deslizamiento para mantener la tangente, se cambió de herramienta por un nuevo diseño de ensamblaje. En cambio, los pozos O y P perforaron toda la sección con un solo ensamblaje.

Considerándose la tasa de penetración, en la segunda sección, existe una ventaja significativa en el tiempo de perforación utilizando ensamblaje rotatorio.

Considerando ahora los pozos perforados en el ***Campo ILYP***, se tiene dos pozos perforados con sistema convencional y dos sistemas rotatorios. Sin embargo, los pozos Q, R y T fueron perforados utilizando herramientas direccionales de la Compañía Halliburton, por lo que se analizará únicamente estos pozos. El pozo S, en cambio utilizó herramienta direccional de la Compañía Schlumberger, por lo que este pozo se utilizará en la comparación final entre los ensamblajes.

La figura 3.19 muestra la comparación de pies perforados versus el tiempo promedio de perforación durante la segunda sección de estos pozos.

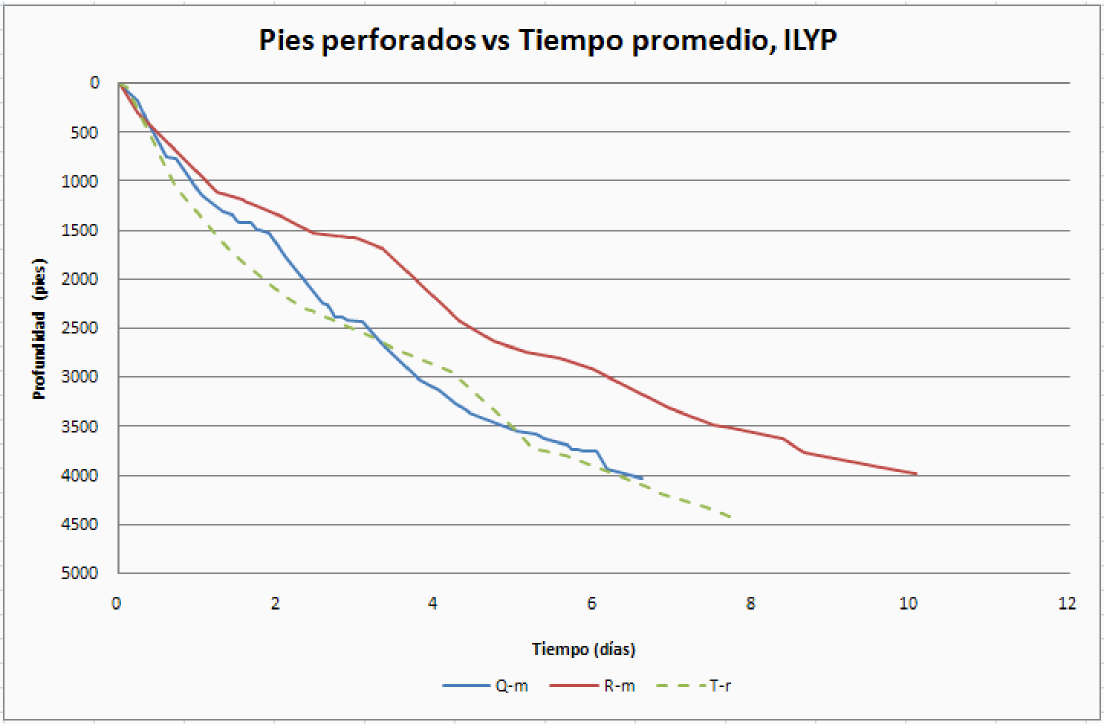
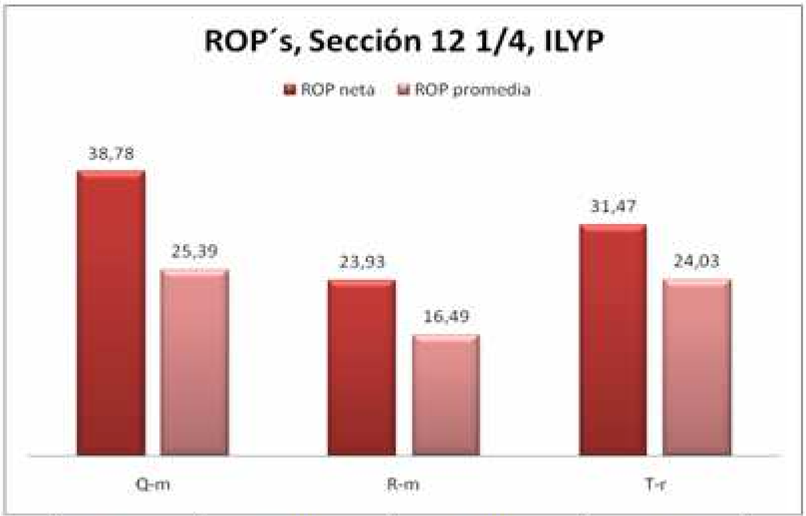


Figura 3.19 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio, ILYP

El pozo R perforado con sistema convencional no tiene buena tasa de penetración llevando dos días adicionales a pesar de tener menor profundidad que los otros pozos.

Los pozos Q y T perforados con sistema convencional y rotatorio respectivamente, tienen un comportamiento similar en su tiempo de perforación, prácticamente coincidiendo en su pendiente. El pozo Q fue diseñado para ser perforado con sistema rotatorio durante la segunda sección, perforó aproximadamente 300 pies, pero debido a continuos problemas de embolamiento y pérdida de señal con la herramienta se realiza viaje a superficie, y a su regreso al fondo hubo problemas de hoyo apretado, por lo que se optó por bajar herramienta con motor de fondo.

Analizando la tasa de perforación neta y la promedia, la figura 3.20 muestra el comportamiento entre los ensamblajes.



Pozo	Q-m	R-m	T-r
DDI	6,071	5,865	5,963

Figura 3.20 Tasas de perforación neta y promedia, sección 12 ¼¨

Los pozos perforados en este campo tienen ángulos críticos y grandes desplazamiento, mucho mayores aún que los pozos perforados en el Campo Eden – Yuturi.

En el pozo Q, los ensamblajes tuvieron una alta ROP pero luego decaía, debiéndose cambiarla; estas altas ROP contribuyeron a que la gráfica muestre un buen desempeño de la herramienta. Este pozo es el de mayor desplazamiento. Hay que considerar que este pozo fue el primero en ser perforado en aquella zona, por lo que no se conocía con exactitud el comportamiento de la herramienta, además debe mantener la tangente hasta la profundidad total, aún en contra del buzamiento en la formación Tena.

El pozo R, es el de valor intermedio tanto en ángulo como en desplazamiento, sin embargo debido a que los parámetros de perforación no eran los adecuados, y debido al alto deslizamiento para mantenerse dentro del plan, la ROP fue baja.

El pozo T es el de menor ángulo y desplazamiento, sin embargo, en la segunda sección su dificultad direccional es alta; a pesar de no tener complicaciones durante su perforación, su tasa de perforación no es la más alta, aunque no difiere en gran manera de la ROP del pozo Q.

Considerando la tasa de perforación, se observa un buen desempeño tanto en el ensamblaje convencional, como en el rotatorio; teniendo el ensamblaje convencional una pequeña ventaja.

3.3.2 Comparación Tasa de Perforación vs. Litología.

Las formaciones que atraviesa este perfil de pozos son similares a los anteriores perfiles durante la segunda sección, estos son: Orteguaza, Tiyuyacu, Tena. Sin embargo, hay una diferencia en el espesor de las formaciones entre los Campos Eden – Yuturi e ILYP; los espesores en ILYP son mayores que los de Eden – Yuturi, por lo que en este campo, la profundidad de la segunda sección algunas veces llega hasta la formación Napo. Otra de las diferencias es la presencia del conglomerado masivo de la formación Tiyuyacu en los Campos ILYP, debiéndose perforarlo con broca tricónica; este conglomerado en el Campo Eden – Yuturi no es masivo y es de muy poco espesor, donde se perfora con broca PDC simplemente controlando parámetros. La tabla 3.10 muestra las tasas de perforación neta y promedia por cada formación atravesada.

Tabla 3.10 Tasas de penetración por formación, ¨J largo alcance¨

N-m		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	1070	59.4	73.3	18.0	14.6
Tiyuyacu (12 1/4")	1694	25.7	31.2	65.9	54.3
Tena (12 1/4")	356	31.0	36.0	11.5	9.9
Tena (8 1/2")	375	59.5	67.0	6.3	5.6
Napo (8 1/2")	1285	44.0	59.2	29.2	21.7
Total	**4780**			**130.9**	**106.1**

O-r		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Chalcana Inf. (12 1/4")	79	39.5	80.6	2.0	1.0
Orteguaza (12 1/4")	1390	48.8	75.3	28.5	18.5
Tiyuyacu (12 1/4")	1928	34.7	43.4	55.6	44.4
Tena (12 1/4")	358	28.6	35.8	12.5	10.0
Tena (8 1/2")	272	77.7	104.6	3.5	2.6
Napo (8 1/2")	1462	51.3	71.7	28.5	20.4
Total	**5489**			**130.6**	**96.9**

P-r		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	1207	57.2	93.1	21.1	13.0
Tiyuyacu (12 1/4")	1894	42.1	52.9	45.0	35.8
Tena (12 1/4)	254	35.7	46.5	7.1	5.5
Tena (8 1/2")	246	35.7	46.5	6.9	5.3
Napo (8 1/2")	1445	60.5	82.3	23.9	17.6
Total	**5046**			**104.0**	**77.1**

Q-m		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	1084	38.9	66.4	27.9	16.3
Tiyuyacu (12 1/4")	1913	31.2	42.8	61.3	44.7
CGL. Tiyuyacu. (12 1/4¨)	630	16.6	23.8	38.0	26.5
Tena (12 1/4)	427	13.6	26.2	31.4	16.3
Tena (8 1/2")	568	23.9	24.1	23.8	23.6
Napo (8 1/2")	1894	24.9	39.6	76.1	47.8
Total	**6516**			**258.4**	**175.2**

R-m		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	752	26.3	90.0	28.6	8.4
Tiyuyacu (12 1/4")	1607	22.9	25.6	70.2	62.8
CGL. Tiyuyacu. (12 1/4¨)	545	14.5	20.3	37.6	26.8
Tena (12 1/4)	744	12.2	17.2	61.0	43.3
Napo (8 1/2")	1376	19.7	30.6	69.8	45.0
Total	**5024**			**267.2**	**186.2**

S-r		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	1016	41.0	58.6	24.8	17.3
Tiyuyacu (12 1/4")	3339	30.3	65.0	110.2	51.4
CGL. Tiyuyacu. (12 1/4¨)	965	19.1	20.7	50.5	46.6
Tena (12 1/4¨)	427	20.3	29.0	21.0	14.7
Tena (8 1/2¨)	704	18.7	19.3	37.6	36.5
Napo (8 1/2")	1350	27.8	41.6	48.6	32.5
Hollin (8 1/2¨)	166	21.4	30.6	7.8	5.4
Total	**7967**			**300.5**	**204.4**

T-r		ROP's pph		Tiempo	
Fm	**Espesor**	**Promedio**	**Neta**	**Promedio**	**Neto**
Orteguaza (12 1/4")	820	45.6	81.5	18.0	10.1
Tiyuyacu (12 1/4")	1491	36.8	41.6	40.5	35.8
CGL. Tiyuyacu. (12 1/4¨)	558	15.1	17.6	37.0	31.7
Tena (12 1/4¨)	813	29.3	32.7	27.7	24.9
Napo (12 1/4")	732	12.1	18.6	60.5	39.4
Napo (8 1/2")	570	31.6	46.3	18.0	12.3
Hollin (8 1/2¨)	171	57.0	68.7	3.0	2.5
Total	**5155**			**204.7**	**156.6**

En el ***Campo Eden – Yuturi***, el comportamiento del ensamblaje en las diferentes formaciones se muestra en la figura 3.21.

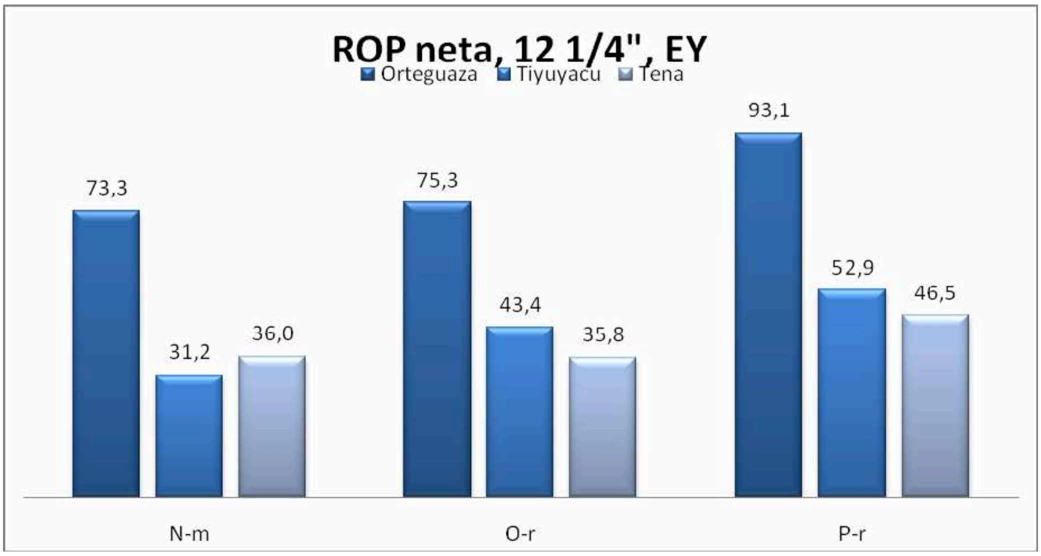


Figura 3.21 Tasas netas de perforacion por formación, EY

En todas las formaciones hay un incremento en la tasa de perforación, por lo que todas las formaciones aportan a la tasa de perforación final analizada en el tiempo de perforación.

En toda la sección, el propósito del ensamblaje es mantener la tangente del pozo, por lo que en los tres pozos el propósito es el mismo. No hay complicaciones ni diferencias en las formaciones por lo que la tasa de perforación dependen exclusivamente del ensamblaje utilizado.

Comparando los pozos N y P, en todas las formaciones hay una diferencia grande en la tasa de penetración a favor del ensamblaje rotatorio.

Considerando los ***Campos ILYP***, la relación de la tasa de perforación neta en las diferentes formaciones atravesadas se muestra en la figura 3.22.

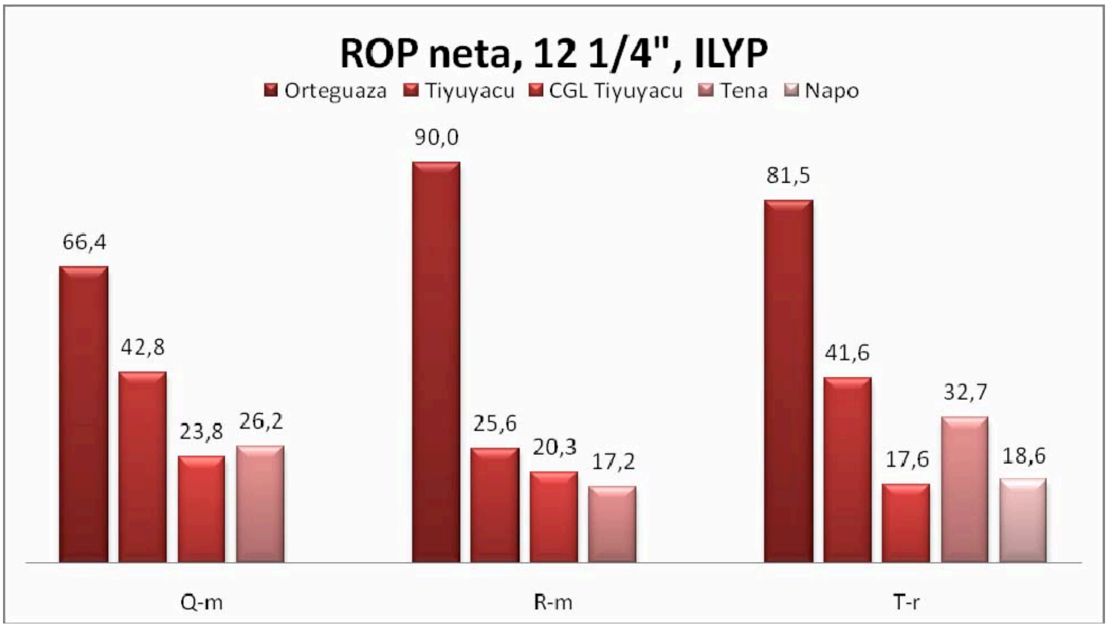


Figura 3.22 Tasas netas de perforación por formación, ILYP

La formación Orteguaza es la formación que más aporta con la tasa de perforación de la sección. El pozo R que tiene un bajo ROP global, tiene un buen desempeño en esta formación, inclusive en la gráfica de la curva de tiempo es apreciable dicha aportación. El pozo Q, que comenzó perforando esta sección con ensamblaje rotatorio, perforó 307 pies MD con este sistema teniendo una tasa de penetración promedia de 51.17 pph y neta de 71.4 pph.

En la formación Tiyuyacu, el pozo R decae en su tasa de perforación debido a parámetros no adecuados para la perforación.

Sin embargo los pozos Q y T tienen un similar comportamiento en dicha formación.

En el Conglomerado de la formación Tiyuyacu, los ensamblajes utilizados, inclusive en el pozo S, fueron convencionales con broca tricónica. En esta formación hay un comportamiento casi similar en la tasa de penetración, existiendo una leve declinación de la misma. La ROP neta, alcanzada en esta formación, sufre una distorción debida a la presencia de intercalaciones de arcilla, que al ser atravesadas con broca tricónica reduce drásticamente la ROP.

En la formación Tena, los pozos Q y R tuvieron que deslizar en un alto porcentaje por lo que su ROP es baja, mientras que el pozo T mantiene una ventaja significativa.

En el pozo T, se perforó parte de la formación Napo durante la segunda sección, teniendo un bajo ROP, pero no es comparativo debido a que los otros pozos no atravesaron dicha formación.

El ensamblaje rotatorio utilizado en el pozo T muestra un buen desempeño, teniendo una ventaja significativa sobre la ROP alcanzada en el pozo Q, que es el de mejor comportamiento utilizando sistema convencional. Sin embargo, en el Conglomerado de la formación Tiyuyacu hay un bajo rendimiento en la tasa de perforación en el pozo T, pero dicha formación no fue perforada con ensamblaje rotatorio.

3.3.3 Comparación Tiempo de calibración del hoyo vs. Sección del hoyo.

Los tiempos de calibración del hoyo en este tipo de perfil de pozo, tiene también una diferencia entre los valores alcanzados en los dos campos.

Debido al mayor intervalo de pies perforados, al mayor ángulo de inclinación, al desplazamiento, y a la presencia del conglomerado masivo, el tiempo empleado en cada parámetro de calibración del hoyo es mucho mayor en los Campos ILYP con respecto al Campo Eden – Yuturi.

Los tiempos, en horas, alcanzados en los parámetros de la calibración del hoyo se muestran en la tabla 3.11.

Tabla 3.11 Calibración del hoyo, sección 12 ¼¨

a) Cantidad y tiempo de calibración del hoyo

DESCRIPCIÓN	N-m		O-r		P-r		Q-m		R-m		S-r		T-r	
	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp	Cntd	Tmp
Bombeando píldoras y circulando	7	13,5	12	18,5	11	14,5	14	24,5	13	27,0	24	31,0	9	19,5
Viaje corto	2	10,0	3	35,0	3	9,5	2	6,5	2	3,5	3	27,0	4	22,5
Viaje a superficie	2	35,0	1	10,0	1	11,0	6	103,5	5	113,5	4	86,0	3	60,0
Bajando revestidor y circulando	1	18,0	1	18,0	1	16,5	1	22,0	1	14,0	1	27,0	1	16,0
Viaje de acondicionamiento del hoyo	0	0,0	0	0,0	1	19,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Tiempo No Productivo	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	56,0	0	0,0	1	339,0	0	0,0

b) Porcentaje de rimado en el hoyo

	N-m	O-r	P-r	Q-m	R-m	S-r	T-r
Pies perforados	3120	3755	3355	4037	3982	4510	4505
Pies rimados	0	656	1107	343	0	1473	19
% rimado	*0,00*	*17,47*	*33,00*	*8,50*	*0,00*	*32,66*	*0,42*

De estos parámetros se considera a los tiempos de viajes, y bajada del revestidor como parámetros relacionados de manera directa con la calidad del hoyo dejada por el ensamblaje.

Considerando los pozos perforados en el ***Campo Eden – Yuturi***, el tiempo en la calibración del hoyo se muestra en la figura 3.23.

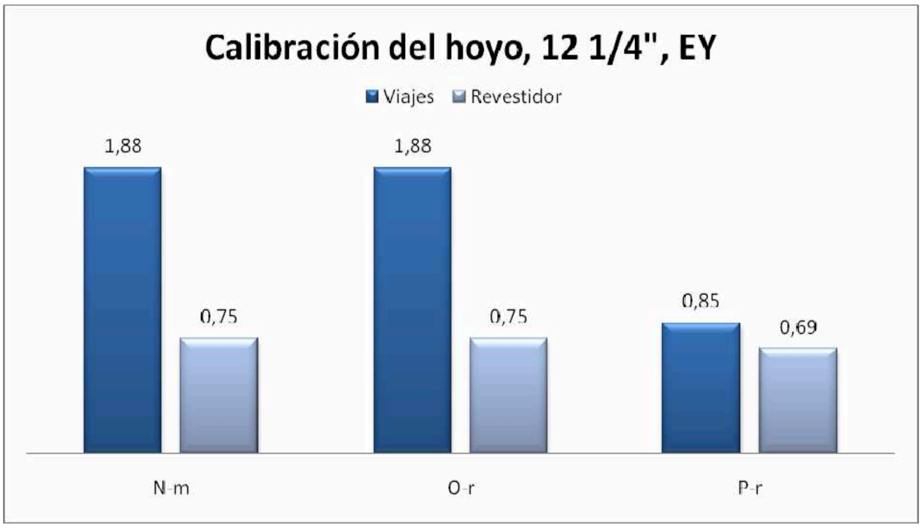


Figura 3.23 Tiempo de calibración del hoyo, EY

A pesar de tener casi una igual cantidad de viajes realizados, existe un mejor desempeño en el tiempo empleado en el mismo, utilizando ensamblaje rotatorio, como es el caso del pozo P, que a pesar de tener un alto ángulo, sus viajes no tomaron mucho tiempo. Hay que considerar además, que el lodo utilizado en los pozos N y O pertenecen a una Compañía de servicios diferente al del utilizado en el pozo P.

En la bajada de revestidor, el tiempo empleado es similar en todos los pozos, aunque el último pozo tiene un tiempo levemente menor.

Considerando el rimado del hoyo, la figura 3.24 muestra la relación gráfica del porcentaje en pies entre los pozos.

Figura 3.24 Porcentaje de Rimado en el hoyo, EY

Considerando el porcentaje de rimado, puede observarse un alto tiempo en el pozo P, quien debido a una pega de tubería y al hoyo apretado en algunos tramos de la sección intermedia incrementó el porcentaje empleado en el mismo. El pozo P ha mantenido un buen desempeño en su tasa de penetración global y por formaciones, pero, en el rimado del hoyo su tiempo es alto debido a problemas en el hoyo y a una pega de tubería, lo cual es causado por un hoyo en calibre debido al principio de funcionamiento de la herramienta con direccionamiento rotatorio. Sin embargo el pozo O, muestra un nulo tiempo de rimado a pesar de su alto ángulo y desplazamiento, que es una ventaja del ensamblaje con motor de fondo.

De acuerdo a la calibración del hoyo, hay un buen desempeño del sistema rotatorio, aunque el tiempo de rimado no muestra mucha ventaja.

Considerando los pozos perforados en los ***Campos ILYP***, la figura 3.25 muestra los tiempos de viajes y bajada del revestidor.

Figura 3.25 Tiempo de calibración del hoyo, ILYP

Debido a las bajas tasas de perforación, se realizaron cambios de BHA fuera de lo programado, que incrementan significativamente el tiempo empleado en los viajes, en los pozos Q y R. El pozo T trabajó de acuerdo a lo esperado utilizando la cantidad de ensamblajes programados.

Lo mismo ocurre en la bajada del revestidor, donde el tiempo empleado en el mismo es similar en todos los pozos, teniendo el pozo R un tiempo levemente menor al pozo T. El pozo Q, debido a la complejidad del mismo y teniendo presente los constantes problemas de embolamiento, el tiempo de bajada del revestidor es un poco mayor con respecto a los otros pozos.

Analizando el porcentaje de rimado en el hoyo, la figura 3.26 muestra la relación entre los diferentes pozos.

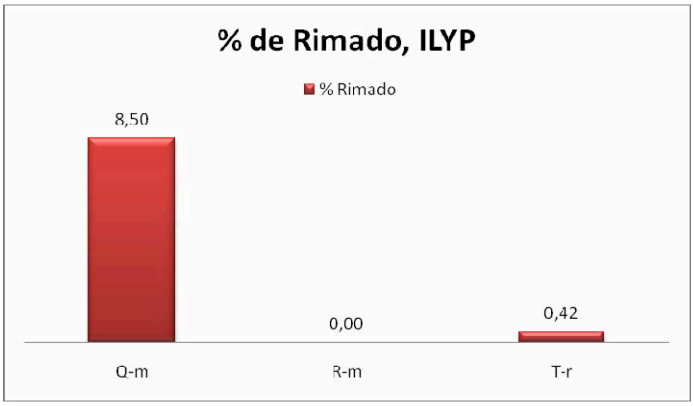


Figura 3.26 Porcentaje de Rimado en el hoyo, ILYP

En el porcentaje de rimado hay un buen comportamiento del pozo en ambos tipos de ensamblaje, existiendo una similitud en el tiempo empleado en los pozos R y T, con una leve ventaja en el pozo R. El pozo Q, debido al problema de hoyo apretado tiene un alto porcentaje de rimado, que comparado con el pozo R, este es mucho más complicado. En el pozo T, debido a que se perforó con ensamblaje rotatorio, debía esperarse un mayor porcentaje de rimado, pero debido a la baja dificultad del pozo, este valor es pequeño.

No hay una diferencia significativa en el tiempo de calibración del hoyo en ambos tipos de ensamblajes. En el caso del pozo Q, hay una diferencia notable, pero que debido a que es un pozo experimental en una zona poco conocida, el comportamiento del mismo no representa exclusivamente de manera general el comportamiento del sistema con motor de fondo.

3.3.4 Análisis Costo – Beneficio entre Ensamblajes.

Este análisis se lo hará separadamente entre las herramientas utilizadas en ambos campos.

En el ***Campo Eden – Yuturi*** los pozos seleccionados son N-m y P-r y la tabla 3.12 muestra la relación de costos entre los ensamblajes.

Tabla 3.12 Comparación de costos totales entre Ensamblajes, EY

	Convencional	**Rotatorio**
Costo de herramienta por día	$17.000,00	$46.000,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	3120	3355
Tasa promedio de perforación (pph)	32,67	44,10
Tiempo promedio de perforación (días)	*3,979*	*3,169*
Tiempo de circulación (días)	*0,562*	*0,604*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*0,750*	*0,688*
Tiempo total	5,291	4,461
Costo total de herramienta direccional	$89.947,00	$205.206,00
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$513.227,00	$562.086,00

Los costos de perforación son casi similares con un ligero ahorro usando sistema rotatorio. Sin embargo si se considera un mismo intervalo y el tiempo únicamente de perforación, siendo el costo utilizando ensamblaje convencional de $385.963,00 y usando ensamblaje rotatorio sería $371.448,00. A medida que la dificultad en la perforación de pozos incrementa con el tipo de perfil de pozo, el ahorro en costo generado por el sistema convencional se reduce y los problemas durante la perforación aumentan.

En cuanto al rimado, debido a la complejidad del tipo de perfil de pozo, los pozos perforados con ensamblaje convencional tienen un menor porcentaje de rimado que les ayuda a reducir el tiempo total de perforación con respecto al ensamblaje rotatorio.

En los ***Campos ILYP***, la relación de costos son evaluados en la tabla 3.13.

Tabla 3.13 Comparación de costos totales entre Ensamblajes, ILYP

	Convencional	**Rotatorio**
Costo de herramienta por día	$19.000,00	$50.375,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	4037	4505
Tasa promedio de perforación (pph)	25,39	24,03
Tiempo promedio de perforación (días)	*6,625*	*7,811*
Tiempo de circulación (días)	*1,021*	*0,813*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*0,917*	*0,667*
Tiempo total	8,563	9,291
Costo total de herramienta direccional	$162.697,00	$468.034,13
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$847.737,00	$1.211.314,13

Los pozos en estos campos son más profundos, el cual lleva más días perforarlo conllevando un mayor costo de perforación. Debido a la baja ROP utilizando herramienta rotatoria y al alto costo de la misma, hay un ahorro de $363.577,13 a favor de la herramienta convencional. Si se considera únicamente el tiempo de perforación promedio y un mismo intervalo entre estos pozos, se tiene un costo total de $655.875,00 utilizando herramienta convencional, y un costo total de $912.625,00 utilizando herramienta rotatoria, lo cual sigue representando un alto costo de este último sistema.

En cuanto al porcentaje de rimado del hoyo, el sistema convencional muchas veces si representa una ventaja, aunque debido a la complejidad de este tipo de perfil de pozo y la falta de circulación del lodo mientras se desliza para direccionarlo, incrementa el riesgo de causar intervalos apretados del hoyo.

3.4 Análisis de eficiencia entre los Ensamblajes de Fondo usados en el Bloque 15.

El análisis entre ensamblajes de fondo se lo realizará en los pozos con perfil tipo “J largo alcance”, debido a que es en este único perfil en el que se han perforado con ensamblaje rotatorio de ambas compañías que realizan el trabajo direccional en el Bloque 15.

Según la figura 3.16, hay una diferencia no muy relevante en las tasas de perforación en la primera sección de los pozos de ambos campos analizados, debido a que en los primeros pies las formaciones no son muy compactas. Sin embargo, debido a la mayor profundidad de los pozos en los Campos ILYP, su litología a partir de la segunda sección es un poco más compacta que en el Campo Eden – Yuturi. La presencia del conglomerado masivo en la formación Tiyuyacu es otra de las diferencias entre estos campos.

Los mismos parámetros analizados, en los tres perfiles de pozos, serán analizados entre los ensamblajes de fondo de las dos compañías direccionales, comparando los ensamblajes convencionales entre sí, y los ensamblajes rotatorios entre sí de igual manera.

3.4.1 Eficiencia Pies perforados vs. Tiempo.

De los siete pozos en total perforados en ambos campos, tres fueron perforados con ensamblaje de motor de fondo y cuatro con ensamblaje rotatorio.

Los pozos N, Q y R fueron perforados con ***ensamblaje convencional*** o de motor de fondo. El comportamiento del tiempo promedio de perforación con respecto a la profundidad, en la segunda sección de los pozos, se muestra en la figura 3.27.

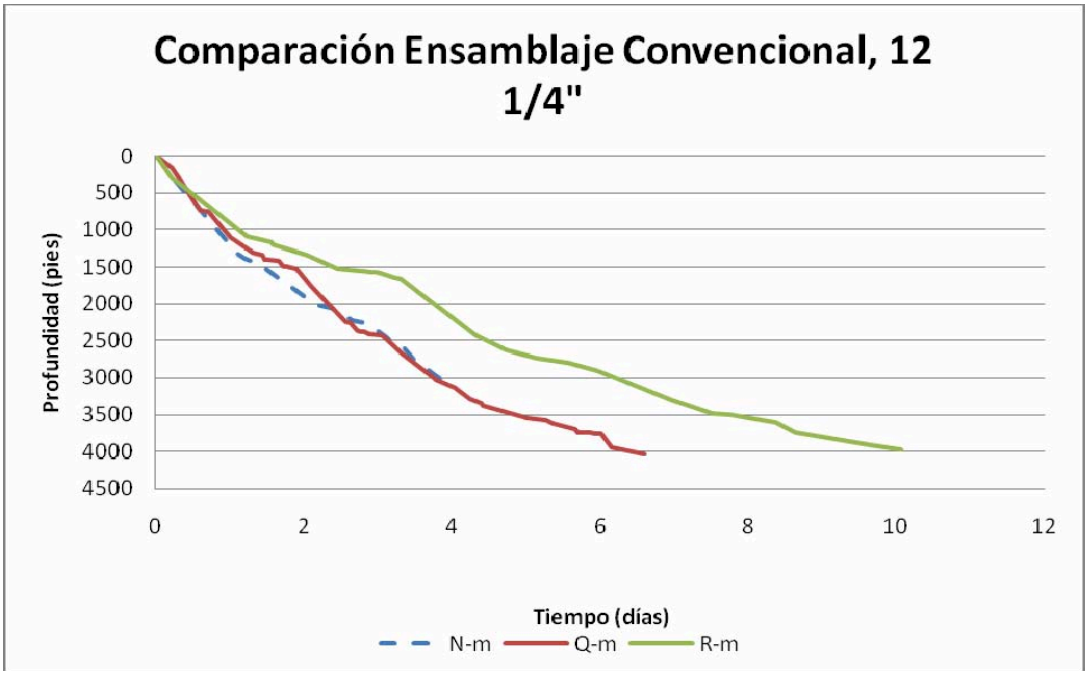
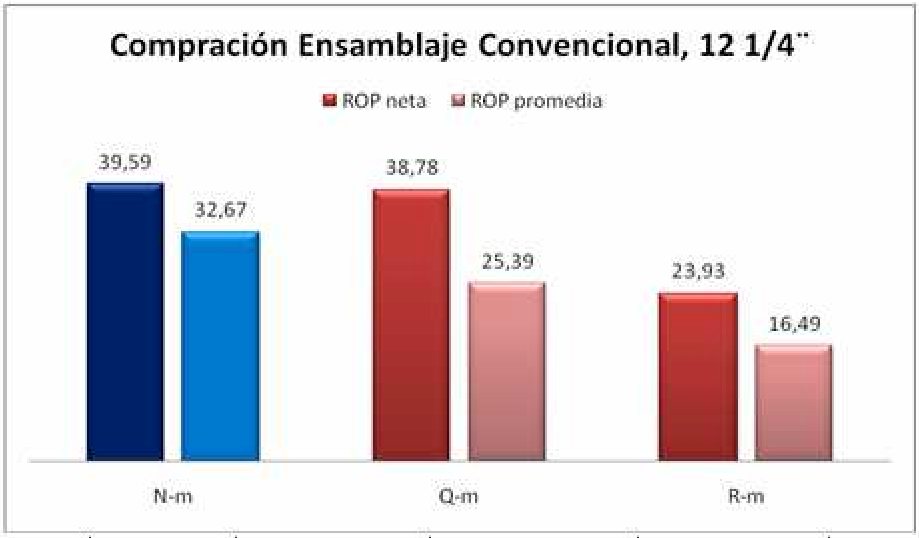


Figura 3.27 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio, Convencional

El pozo N corresponde al Campo Eden – Yuturi y los pozos Q y R pertenecen a los Campos ILYP. Los pozos N y Q fueron los primeros pozos perforados con este perfil en cada campo respectivo; ambos pozos tienen una pendiente similar hasta el mismo nivel de profundidad, luego de ello, el pozo Q comienza a disminuir su pendiente. El pozo R, sin embargo no muestra un buen comportamiento, y a pesar de tener un mismo intervalo perforado con el pozo Q, tiene un aproximado de tres días más de perforación.

Analizando la tasa de perforación neta en esta sección, se tiene la siguiente figura 3.28.



Pozo	N-m	Q-m	R-m
DDI	5,530	6,071	5,865

Figura 3.28 Tasas de perforación neta y promedia, Convencional

Los pozos N y Q tienen prácticamente la misma tasa neta de perforación, la tasa promedia en el pozo Q se ve afectada por los continuos cambios de ensamblaje debido a la baja ROP y a problemas en el hoyo durante esta sección.

El pozo R, en cambio no contó con los parámetros adecuados durante la perforación, lo que afectó en su tasa de perforación.

Las ROP's mostradas en la figura corresponden a toda la sección intermedia de los pozos, sin embargo, los pozos Q y R tienen el conglomerado masivo de Tiyuyacu que afecta la tasa de perforación de la sección.

Considerando los pozos N y Q, que tienen un mayor valor de ROP, hay una similitud en su desempeño con respecto a la tasa de perforación; sin embargo, debido a la complejidad litológica y a la dificultad direccional del pozo Q, dicho pozo tendría una mejor eficiencia en la perforación del pozo.

Considerando el ***ensamblaje rotatorio***, los pozos O, P, S y T tuvieron el siguiente comportamiento en la curva de profundidad versus tiempo promedio de perforación, según lo muestra la figura 3.29.

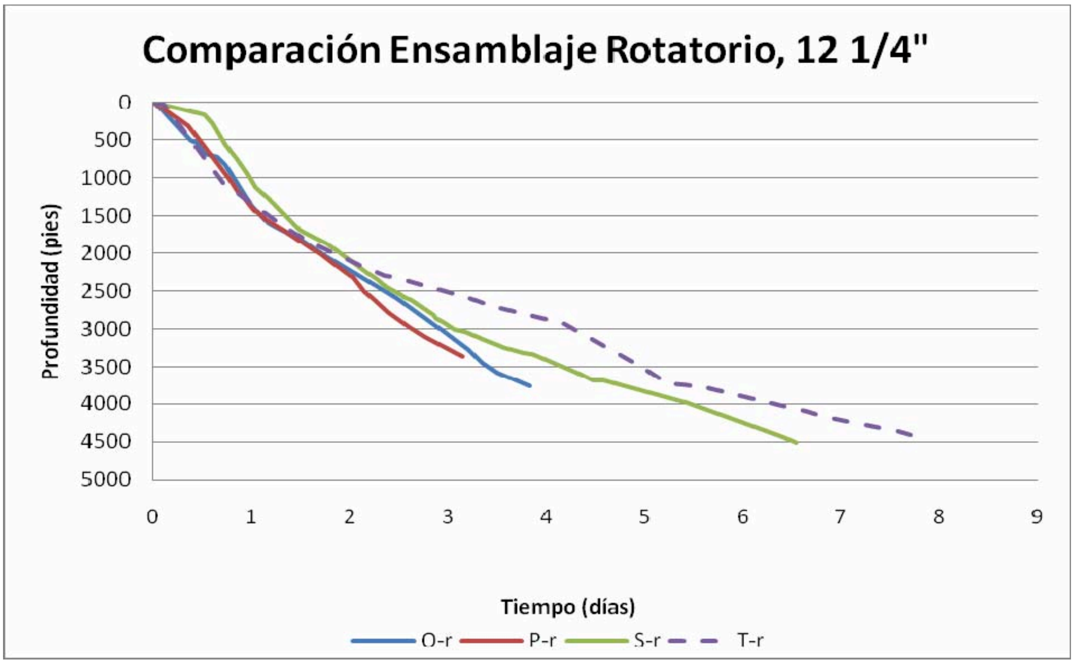
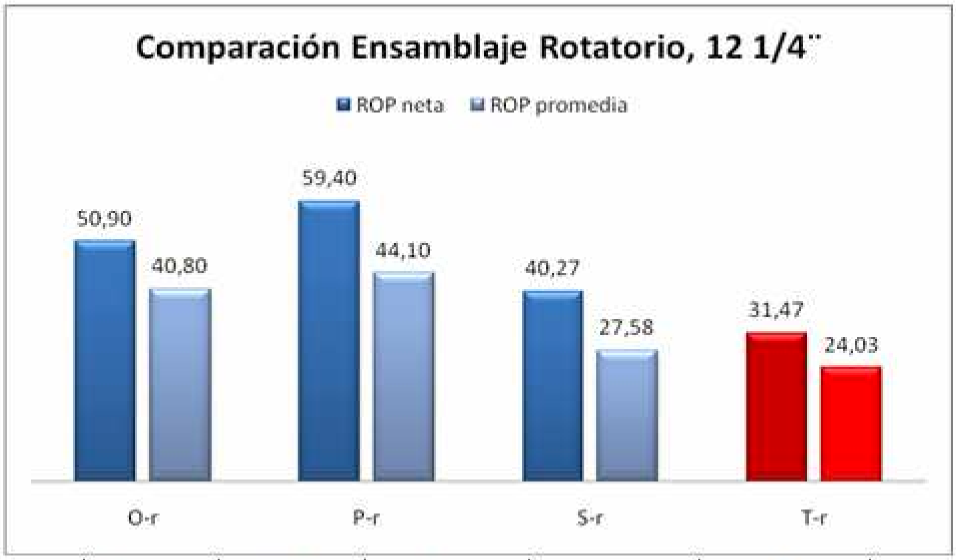


Figura 3.29 Relación Pies perforados vs. Tiempo promedio, Rotatorio

Los pozos tiene una pendiente similar durante los primeros 2000 pies MD, luego dentro de la formación Tiyuyacu los pozos perforados en los Campos ILYP comienzan a disminuir en su pendiente, especialmente al ingresar al conglomerado de dicha formación.

Analizando la tasa de perforación neta y promedia, la figura 3.30 muestra la comparación de los mismos.



Pozo	O-r	P-r	S-r	T-r
DDI	5,646	5,651	6,437	5,963

Figura 3.30 Tasas de perforación neta y promedia, Rotatorio

Se observa un mejor desempeño de las herramientas utilizadas en el Campo Eden – Yuturi, esto es debido a que la gráfica considera en manera general toda la sección intermedia del pozo y en este Campo no existe conglomerado, el cual disminuye la tasa de perforación.

Pero los pozos S y T, perforados en los Campos ILYP, utilizaron herramientas rotatorias diferentes y se observa un mejor desempeño en el pozo S a pesar de tener una mayor dificultad en la perforación (ángulo y desplazamiento) mucho mayor que el pozo T.

En el pozo S se realizó un sidetrack en la segunda sección, pero los valores de ROP se consideran luego del sidetrack y no antes del mismo.

Sin considerar los pozos del Campo Eden – Yuturi, debido a su diferente litología con respecto a ILYP, existe una mejor eficiencia con respecto a la tasa neta de perforación conseguida por la herramienta Power Drive en un 33% con respecto a la herramienta Geo Pilot.

3.4.2 Eficiencia Tasa de perforación vs. Litología.

Las diferencias entre las litologías de los Campos Eden – Yuturi e ILYP son los espesores de las formaciones y la presencia del conglomerado masivo en el último campo mencionado. Además algunos pozos de los Campos ILYP llegan en su profundidad total hasta la formación Hollín.

Considerando los pozos perforados con ***ensamblaje convencional***, la figura 3.31 muestra la relación de tasas de perforación.

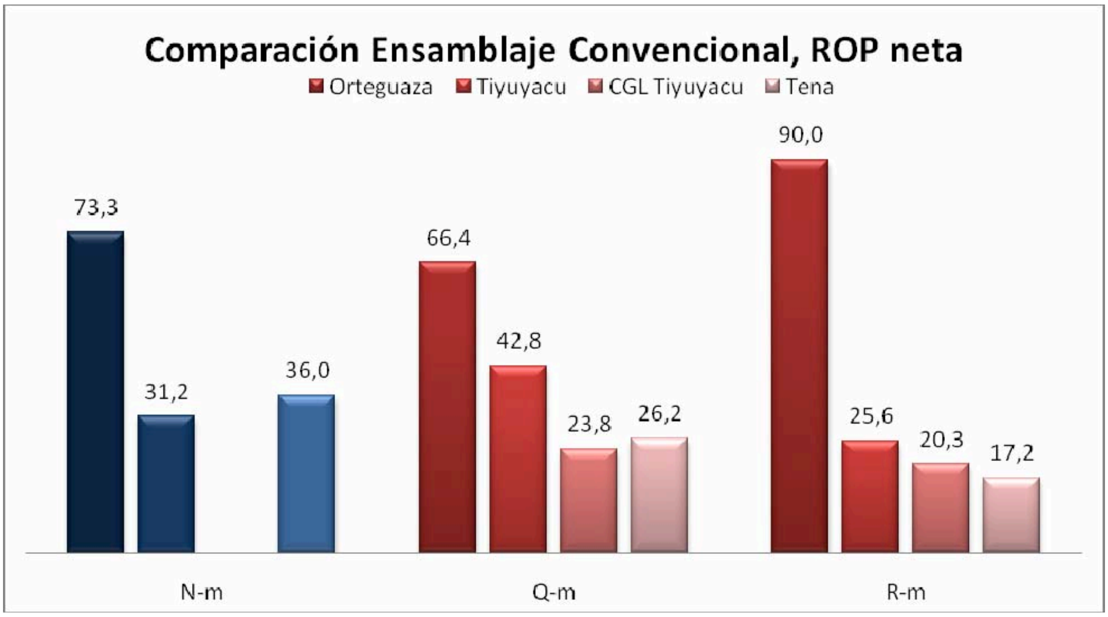


Figura 3.31 Tasas netas de perforación por formación, Convencional

El pozo N, es el de mejor tasa de penetración en toda la sección, esta tasa de penetración es la aportación de las tasas en cada formación, en donde hay un buen comportamiento de cada herramienta, siendo en la formación Tena donde la herramienta tiene una ventaja sobre los otros pozos.

El pozo Q, de igual manera, tiene una buena aportación de cada formación, siendo en la formación Tiyuyacu donde hay una ventaja sobre las otras herramientas. En el conglomerado de la formación Tiyuyacu hay una similitud entre este pozo y el pozo R. En la formación Tena, el pozo Q debe mantener la tangente aún en contra del buzamiento de la formación, lo cual aumenta el deslizamiento reduciendo la tasa de perforación.

El pozo R es el de menor tasa de penetración general en esta sección, y el mayor aporte a esta tasa es de la formación Orteguaza donde se tiene una ventaja significativa sobre los otros pozos, pero la aportación de las otras formaciones es baja. En este pozo no hubo dificultad durante la perforación durante las diferentes formaciones, su bajo ROP es debida al deslizamiento y al desempeño de la broca.

Considerando la dificultad del pozo Q, y el buen funcionamiento de la herramienta en las formaciones Tiyuyacu y en el conglomerado, este ensamblaje tiene una mejor eficiencia con respecto a los otros ensamblajes convencionales.

En el ***ensamblaje rotatorio***, los tres primeros pozos mostrados utilizaron herramienta Power Drive y un pozo utilizó Geopilot. La comparación entre sus tasas netas de perforación en cada formación se muestra en la figura 3.32.

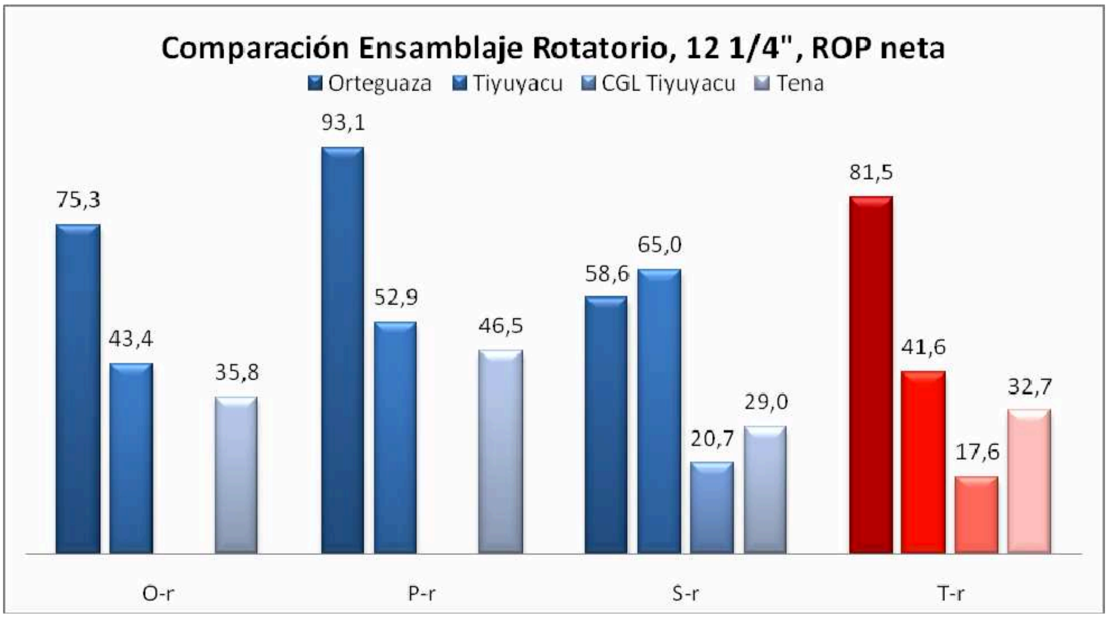


Figura 3.32 Tasas netas de perforación por formación, Rotatorio

En la formación Orteguaza, hay una ventaja en los pozos perforados con Power Drive. El pozo S tiene el menor valor de ROP, pero hay que considerar que es el pozo con mayor inclinación y desplazamiento, además en esta formación se realizó el sidetrack del pozo, siendo perforados los primeros pies con una tasa de perforación baja. El pozo T, muestra un buen comportamiento en esta formación, pero es el pozo de menor inclinacion y desplazamiento entre todos.

En la formación Tiyuyacu, así como en el conglomerado masivo, al igual que en la formación anterior, los pozos perforados con Power Drive tienen un mejor desempeño, en especial el pozo S. En el conglomerado masivo de la formación, la herramienta utilizada para perforar dicho intervalo es con motor de fondo y utilizando broca tricónica, no se utiliza en ningún caso herramienta rotatoria.

En la formación Tena, las tasas netas de perforación muestra un mejor desempeño del Power Drive en el Campo Eden – Yuturi, sin embargo en el pozo S (ILYP), la herramienta no respondió como se esperaba.

Considerando los ángulos y desplazamientos de los pozos O, P y S, que son mayores con respecto al pozo T, hay una mejor eficiencia al utilizar ensamblaje rotatorio con Power Drive.

3.4.3 Eficiencia Tiempo de calibración del hoyo vs. Sección del hoyo.

En el tiempo de calibración del hoyo hay una diferencia en los viajes entre los dos campos analizados. En el Campo Eden – Yuturi se programa un solo ensamblaje durante la segunda sección y se controla los parámetros cuando se atraviesa algunas intercalaciones de conglomerado en Tiyuyacu; en cambio en los Campos ILYP, se programa tres ensamblajes durante la sección intermedia, el primer ensamblaje con broca PDC perfora desde el punto de revestidor superficial hasta el tope del conglomerado en Tiyuyacu, para atravesar el conglomerado se cambia ensamblaje y la broca PDC es cambiada por una tricónica, luego del conglomerado se cambia ensamblaje y otra vez se regresa a broca PDC para perforar hasta llegar al punto del revestidor de la segunda sección. Estos cambios de ensamblajes aumentan el tiempo de los viajes; además, debido a la mayor profundidad de estos pozos, el tiempo de bajada de revestidor incrementa un poco.

Comparando el tiempo de calibración entre los ***ensamblajes convencionales*** durante la sección intermedia, la figura 3.33 muestra la relación entre ellos.

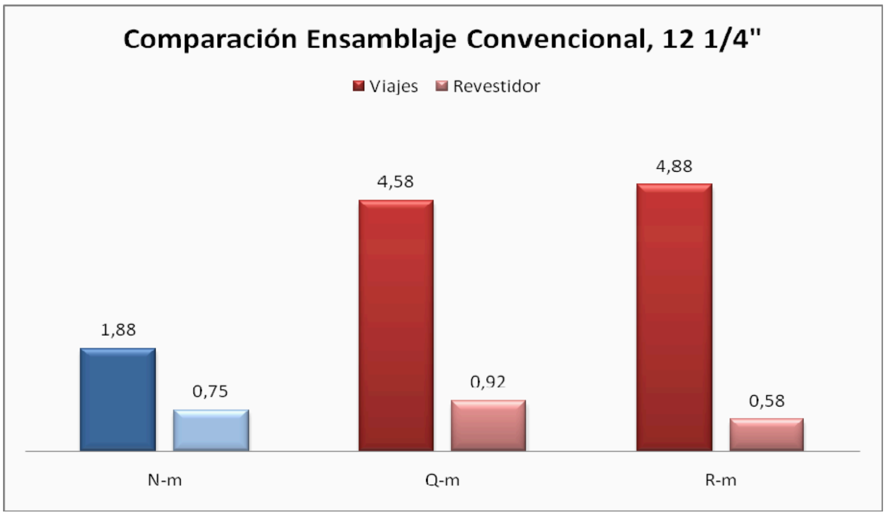


Figura 3.33 Tiempo de calibración del hoyo, Convencional

Aunque el tiempo de viaje no es comparativo entre el pozo N con respecto a los pozos Q y R, entre estos dos últimos pozos hay un tiempos grande de viajes debido a los cambios de ensamblajes fuera de lo programado debido a la baja tasa de penetración.

En la bajada del revestidor, el pozo N presenta un tiempo alto a pesar de tener un menor intervalo. El pozo Q, en cambio, debido a su alta inclinación máxima demoró más durante la bajada del revestidor. En el pozo R, el tiempo de bajada del revestidor está dentro de lo normal.

La figura 3.34 muestra la comparación del porcentaje de rimado entre los pozos perforados con ensamblaje convencional.

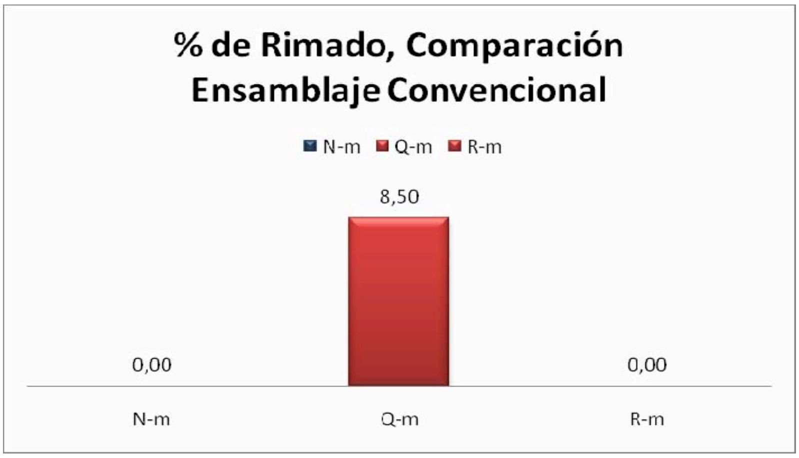


Figura 3.34 Porcentaje de Rimado en el hoyo, Convencional

Considerando el porcentaje de rimado, los pozos N y R no tienen intervalo de ello; aunque el pozo N si tiene ciertas obstrucciones puntuales. Como se dijo anteriormente, el pozo R se perforó sin problemas, por ello su porcentaje de rimado es nulo sumado también a la poca dificultad de perforación del pozo. En cambio el pozo Q presentó muchos problemas de obstrucción del hoyo, lo que incrementó su tiempo de rimado.

En el tiempo de calibración, utilizando ensamblaje convencional en la segunda sección, hay un desempeño equilibrado entre las herramientas de ambas Compañías, considerando la complejidad de las formaciones y de la geometría del hoyo.

En el ***ensamblaje rotatorio***, la figura 3.35 muestra la comparación entre los tiempos de calibración del hoyo durante la segunda sección.

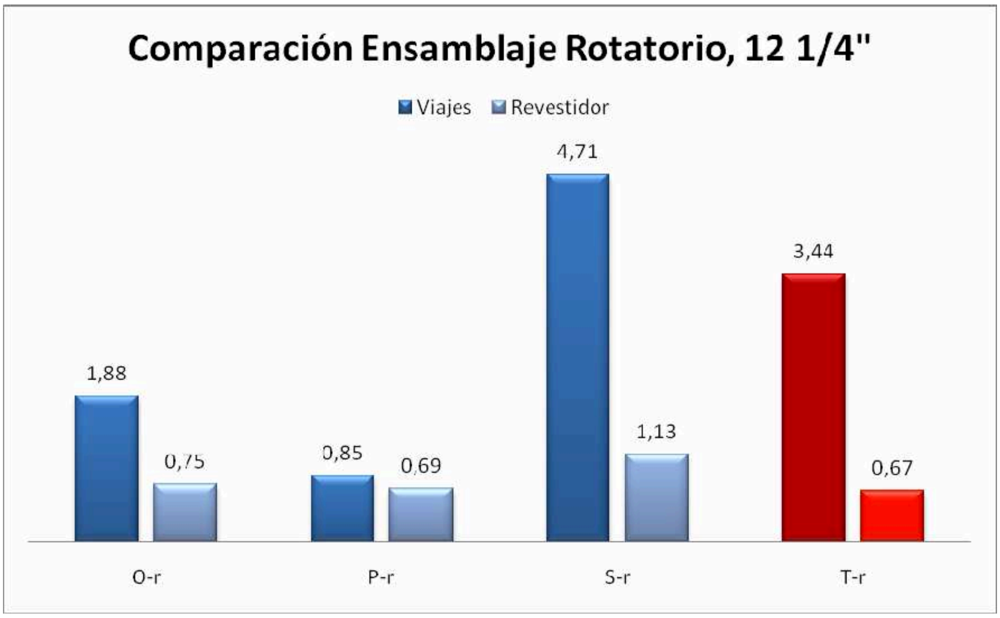


Figura 3.35 Tiempo de calibración del hoyo, Rotatorio

En el tiempo de viajes, los pozos de Eden – Yuturi muestran un menor tiempo, sin embargo entre el pozo O y P hay la misma cantidad de viajes realizados, pero en el pozo P el tiempo empleado es menor. En ILYP, el pozo S debido a falla en la comunicación con la herramienta realizó un viaje más de lo programado, sin embargo el tiempo empleado en cada uno de ellos es mayor comparado con el pozo T, más sin embargo el pozo S tiene mayor dificultad direccional (ángulo y desplazamiento).

En el tiempo de bajada de revestidor, el pozo O tiene un poco alto el tiempo empleado en la misma. El pozo S, en cambio tuvo el mayor tiempo debido a problemas en el hoyo mientras se bajaba el revestidor. Los otros dos pozos están dentro de un tiempo normal.

La figura 3.36 muestra la comparación de los porcentajes de rimado entre los pozos perforados con sistema dirigible rotatorio.

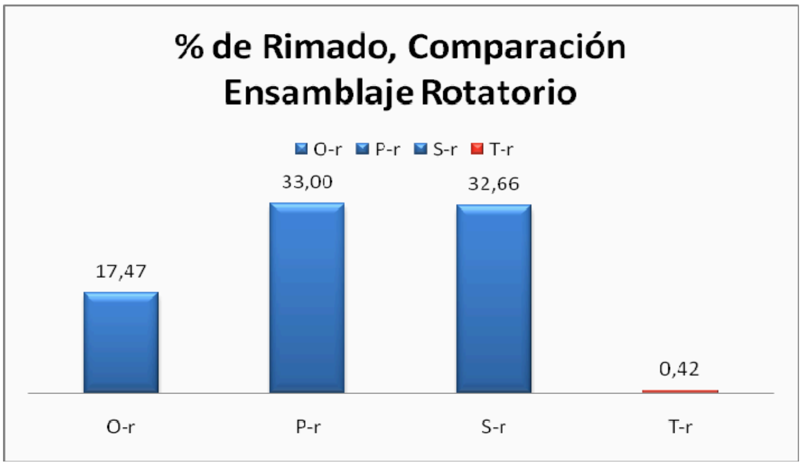


Figura 3.36 Porcentaje de Rimado en el hoyo, Rotatorio

En el rimado, sin embargo, hay un incremento en los pozos O, P y S perforados con Power Drive, debido a problemas de hoyos apretados. El pozo T perforado con Geo Pilot tiene un bajo tiempo de rimado, a pesar de no tener una alta inclinación y desplazamiento, siendo el único pozo perforado con esta herramienta.

Considerando el porcentaje de rimado, es de esperarse que se tenga un mayor intervalo usando herramientas rotatorias, sin embargo, comparando las herramientas de las dos Compañías direccionales, el hoyo perforado con Geo Pilot mostró una mejor calibración.

3.4.4 Análisis Costo – Beneficio entre Ensamblajes.

Para realizar el análisis costo – beneficio, se escogen los pozos con mejor desempeño con respecto a su tasa de perforación; los DDI son casi similares entre ellos, por lo que no habría interferencia de este parámetro en el costo final de perforación.

En la comparación entre ***Ensamblajes Convencionales*** se escogieron los pozos N-m y Q-m. Debido a que el pozo Q-m fue perforado en los Campos ILYP y su tasa de perforación es disminuida en la formación Tiyuyacu, se elimina la aportación de dicha formación al ROP global quedando este pozo con un espesor de 3424 pies con una ROP promedia de 31.43 pph. La tabla 3.14 muestra la relación de costos entre ambos ensamblajes convencionales.

Tabla 3.14 Comparación de costos entre Ensamblajes Convencionales

	Conven Slb	**Conven Hlb**
Costo de herramienta por día	$17.000,00	$19.000,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	3120	3424
Tasa promedio de perforación (pph)	32,67	31,43
Tiempo promedio de perforación (días)	*3,979*	*4,539*
Tiempo de circulación (días)	*0,563*	*1,021*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*0,750*	*0,917*
Tiempo total (días)	5,292	6,477
Costo total de herramienta direccional	$89.964,00	$123.063,00
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$513.324,00	$641.223,00

Los resultados muestran un ahorro de $127.899,00 a favor de la herramienta de Schlumberger; sin embargo, la diferencia entre las ROP no difiere mucho y considerando la complejidad litológica y un DDI mayor en el pozo Q-m, se puede considerar que la herramienta de motor de fondo entre ambas Compañías no difiere notablemente en el desempeño de las mismas. Con respecto al rimado, ambas herramientas tienen bajo porcentaje durante el último viaje a superficie.

En la comparación entre ***Ensamblajes Rotatorios***, se escogieron los pozos S-r y T-r debido a que ambos fueron perforados en los Campos ILYP, aunque el pozo T-r tiene la ventaja de ser perforado con un DDI menor que los otros pozos. La tabla 3.15 muestra los costos de perforación entre ambos ensamblajes rotatorios.

Tabla 3.15 Comparación de costos entre Ensamblajes Rotatorios

	Rotatorio PD	**Rotatorio GP**
Costo de herramienta por día	$46.000,00	$50.375,00
Costo de perforación por día	$80.000,00	$80.000,00
Intervalo promedio perforado (pies)	4510	4505
Tasa promedio de perforación (pph)	27,58	24,03
Tiempo promedio de perforación (días)	*6,814*	*7,811*
Tiempo de circulación (días)	*1,292*	*0,813*
Tiempo de bajada del revestidor (días)	*1,125*	*0,667*
Tiempo total (días)	9,231	9,291
Costo total de herramienta direccional	$424.626,00	$468.034,13
COSTO TOTAL DE PERFORACIÓN	$1.163.106,00	$1.211.314,13

Los resultados muestran un ahorro de $48.208,13 lo cual es muy poco comparando costos. Si se analizara únicamente el tiempo promedio de perforación se tiene un costo de perforación de $858.564,00 utilizando Power Drive, y un costo de $1.018359,13 utilizando Geo Pilot lo cual daría un ahorro un poco mayor. Sin embargo, hay que considerar que el pozo S-r es un record en inclinación y desplazamiento entre los pozos perforados en el Bloque 15, mientras que el pozo T-r no tiene mucha dificultad, lo que reduce el tiempo de circulación y de bajada de casing.

Considerando el porcentaje de rimado, el pozo perforado con Geo Pilot tiene mucho menor valor considerando los pocos problemas ocurridos durante la perforación debido a su bajo DDI.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE SELECCIÓN DEL ENSAMBLAJE DE FONDO A UTILIZAR EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL BLOQUE 15.

4.1 CONCLUSIONES.

- Generalmente el tiempo de perforación se reduce a medida que se perforan nuevos pozos, debiéndose incrementar la curva de aprendizaje. Sin embargo, al incrementarse el índice de dificultad direccional, al probarse nuevos modelos de brocas o nuevo tipo de fluido, o al cambiarse intencional o forzosamente los parámetros de perforación, la ROP esperada puede cambiar notablemente con respecto a lo esperado, sea esto de manera positiva o no.

- En el perfil tipo ¨S¨, técnicamente el ensamblaje rotatorio NO representa una reducción del tiempo de perforación con respecto al ensamblaje de motor de fondo. Las tasas de perforación alcanzadas con herramienta rotatoria en cada formación no superan a las alcanzadas por los otros pozos perforados con herramienta convencional. Esta baja ROP perjudica el costo final de perforación notablemente, por lo que desde el punto de vista económico, el ensamblaje rotatorio tampoco es conveniente.

- En pozos perfil tipo ¨S¨ hay una diferencia entre perforar la segunda sección manteniendo la tangente o perforar verticalmente. Esta diferencia implica directamente el ensamblaje de fondo a utilizar.

- En pozos perfil tipo ¨J corto alcance¨, técnicamente, el ensamblaje rotatorio SI representa una ventaja en el tiempo de perforación con respecto al ensamblaje convencional, teniéndose altas ROP, especialmente en los últimos pozos perforados. Considerándose solo costos directos relacionados con el desempeño del ensamblaje de fondo, hay un pequeño ahorro utilizando ensamblaje convencional.

- En pozos con perfil tipo ¨J corto alcance¨ hay también una clasificación con respecto al grado de dificultad relacionado con la inclinación y desplazamiento. En pozos con baja inclinación y poco desplazamiento, el ensamblaje convencional resulta muy apropiado desde el punto de vista de costos. En cambio, en pozos con inclinación crítica y grandes desplazamientos, el ensamblaje rotatorio es lo ideal tanto técnica como económicamente.

- En pozos con perfil tipo ¨J largo alcance¨ el uso de herramientas rotatorias es lo indicado, especialmente cuando se tiene ángulos críticos y grandes desplazamientos. En este tipo de perfil, teórica e historialmente, el ensamblaje rotatorio ha demostrado tener un buen desempeño.

- En el Campo Eden – Yuturi, utilizando herramienta rotatoria Power Drive, las tasas de perforación fueron altas reduciendo el tiempo de perforación y abaratando los costos finales de perforación. Si bien, el ensamblaje convencional funcionó también de manera correcta, el DDI de este pozo es mucho menor con respecto a la dificultad de los pozos perforados con herramienta rotatoria.

- En los Campos ILYP, el primer Geo Pilot utilizado perforó solo pocos pies, no pudiendo llegar al fondo, debiéndose utilizar ensamblaje convencional en casi toda la sección. El segundo Geo Pilot utilizado fue en un pozo con poca inclinación y bajo desplazamiento donde funcionó sin inconvenientes, aunque su ROP no fue lo esperado. Considerando la dificultad del pozo perforado con herramienta rotatoria frente al ensamblaje con motor de fondo, este último muestra un menor tiempo de perforación con menores costos.

- Comparando los ensamblajes convencionales de las dos Compañías de servicio, desde el punto de vista de costos, existe una similitud entre ambas herramientas, aunque, considerando la tasa de perforación y la dificultad de los pozos perforados con herramienta de la Compañía Halliburton, hay un mejor desempeño con esta herramienta teniendo altas tasas de perforación con respecto al pozo perforado con herramienta de la Compañía Schlumberger.

- Con respecto al ensamblaje rotatorio, se escogieron pozos perforados en el mismo Campo, y el pozo perforado utilizando Power Drive tuvo menor tiempo de perforación y menores costos frente al Geo Pilot. Además, la dificultad direccional del pozo utilizado perforado con Power Drive es mucho más severa que el pozo que fue perforado con Geo Pilot.

4.2 OBSERVACIONES.

- Para el análisis en el perfil de pozo tipo ¨S¨, solo se cuenta con un pozo perforado con herramienta rotaria dirigible frente a cuatro pozos perforados con motor de fondo, esto es una desventaja debido a que el primer pozo siempre resulta experimental y no es representativo del desempeño de la herramienta. Hasta la fecha de elaboración de este trabajo, no hubo un nuevo pozo perforado con este perfil y con herramienta rotatoria.

- Para el análisis de pozos con perfil tipo ¨J corto alcance¨ existieron tres pozos perforados con herramienta de motor de fondo y cinco pozos perforados con herramienta rotatoria dirigible. Dicha cantidad de pozos muestran de mejor manera el desempeño de la herramienta.

- Para el análisis de pozos con perfil tipo ¨J largo alcance¨ por teoría e historial se opta por perforar con herramienta rotatoria, por ello hay una mayor cantidad de pozos perforados con dicha herramienta frente a la herramienta direccional. En el Campo Eden – Yuturi hay dos pozos perforados con herramienta rotatoria y uno con herramienta convencional, ambos de la Compañía Schlumberger. En los Campos ILYP hay dos pozos perforados con herramienta convencional de Halliburton, un pozo perforado con Geo Pilot; además de un pozo perforado con herramienta rotatoria Power Drive.

- Si bien hay un solo pozo perforado con Geo Pilot analizado, lo cual podría no representar el desempeño de dicha herramienta, dos nuevos pozos con alto DDI perforados en dicho campo con esta herramienta (posterior a la fecha de adquisición de datos para este trabajo de tesis), mostraron que su desempeño no fue lo que esperaba; utilizándose Power Drive en los siguientes pozos.

- El análisis del desempeño de estas herramientas está enfocado solamente al desempeño de las mismas en los pozos del Bloque 15 y no representan el desempeño general de las herramientas en otros campos alrededor del mundo.

- Actualmente, la tendencia de las Compañías operadoras se dirige al uso de herramientas rotatorias para el desarrollo de sus campos, esto hace notar que a pesar de su alto costo comparado con la herramienta convencional, las herramientas rotatorias son la mejor opción para la perforación de pozos.

- El mayor costo utilizando herramienta rotatoria es muchas veces compensado por el tiempo ahorrado en la perforación lo cual representa mayor cantidad de pozos perforados y la recuperación de dichos costos por la apertura anticipada de los pozos a producción.

- Las recomendaciones hechas de la selección del ensamblaje de fondo se basan específicamente al tipo de ensamblaje y no a su diseño.

4.3 RECOMENDACIONES.

- Debido a que un solo pozo no es representativo del comportamiento de la herramienta direccional, se recomienda la perforación de otros pozos direccionales tipo ¨S¨, que posean una alta complejidad, utilizando ensamblaje rotatorio durante la segunda sección para confirmar la existencia o no de ventajas técnicas y de costos con respecto al ensamblaje con motor de fondo.

- En pozos con perfil tipo ¨S¨, que no tienen mucha dificultad o que perforan verticalmente la segunda sección, es mucho más recomendable desde el punto de vista de costos, utilizar ensamblaje convencional.

- En pozos con perfil tipo ¨J corto alcance¨ se recomienda utilizar herramienta convencional cuando las inclinaciones no sean críticas y los desplazamientos sean cortos, para reducir el costo de perforación. Cuando se tenga pozos con ángulos críticos y grandes desplazamientos, se recomienda utilizar herramienta rotatoria.

- En pozos con perfil tipo ¨J largo alcance¨, la herramienta convencional tiene un buen desempeño en pozos con bajo desplazamiento e inclinación, ya sean estos de cualquier Compañía, dependiendo únicamente del trabajo de logística y negociación de la Compañía operadora.

- Cuando los pozos son de perfil tipo ¨J largo alcance¨ con ángulos críticos y grandes desplazamientos, se recomienda utilizar Power Drive tanto en Eden – Yuturi como en ILYP.

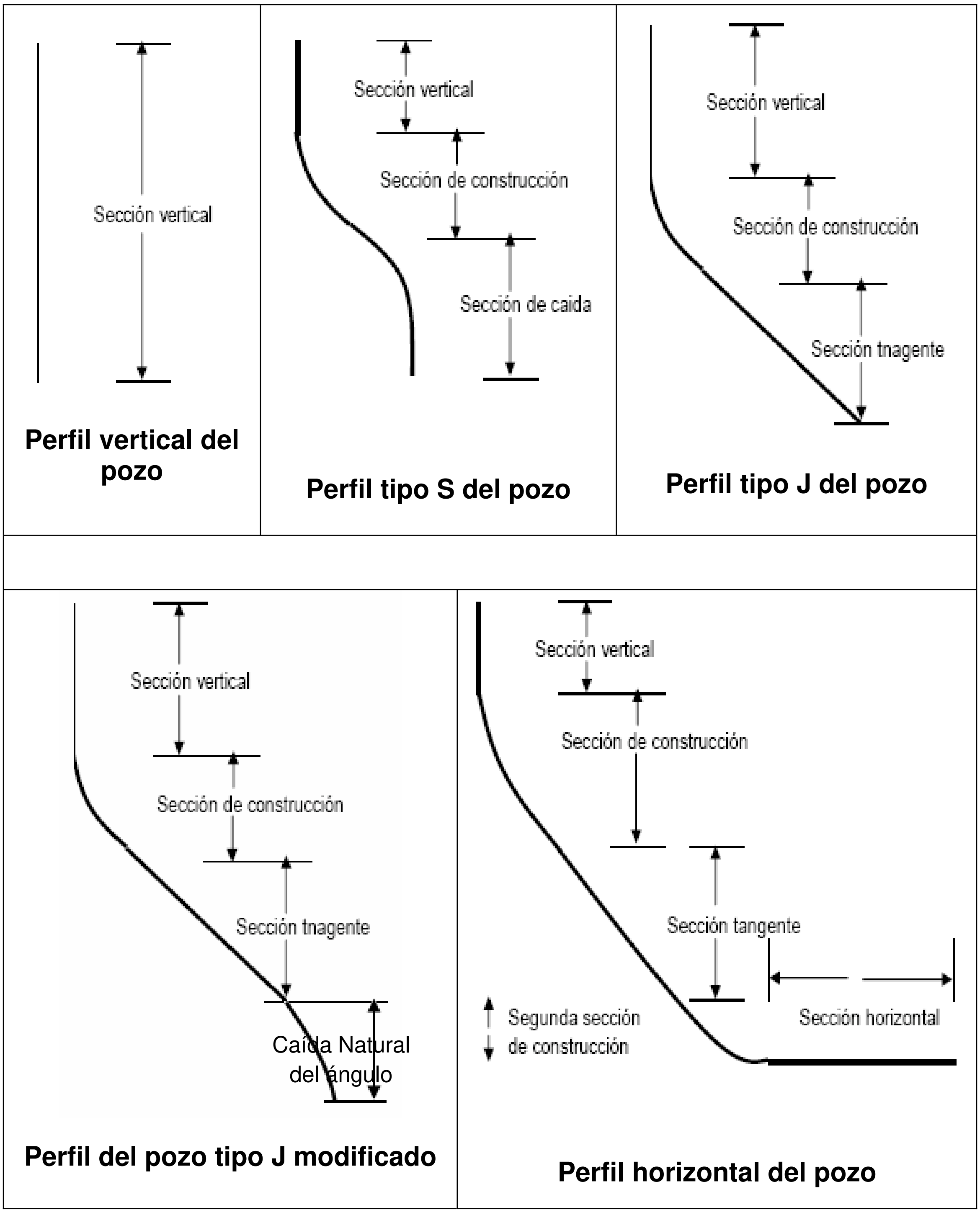
- Debido a que, la tasa de perforación depende directamente de la broca utilizada, la limpieza del hoyo del fluido de perforación y, que la herramienta direccional es una ayuda para cumplir el objetivo deseado, se recomienda realizar un estudio del record de brocas y de aditivos utilizados en la perforación de los pozos, de manera que se pueda optimizar mayormente el tiempo de perforación.

ANEXOS

ANEXO A

TIPOS DE PERFIL DE POZOS DIRECCIONALES

FIGURA A1



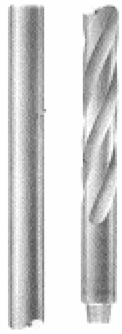
ANEXO B

PRINCIPALES COMPONENTES DE UN ENSAMBLAJE DE FONDO

FIGURA B1

Broca Tricónica

Broca PDC



Drill collar

Float Sub

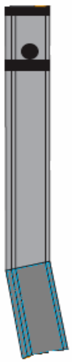
Bit Sub

Float Valve

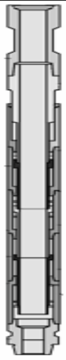
Heavy Weight Drill Pipe

Estabilizador de aletas integrales

Orienting Sub



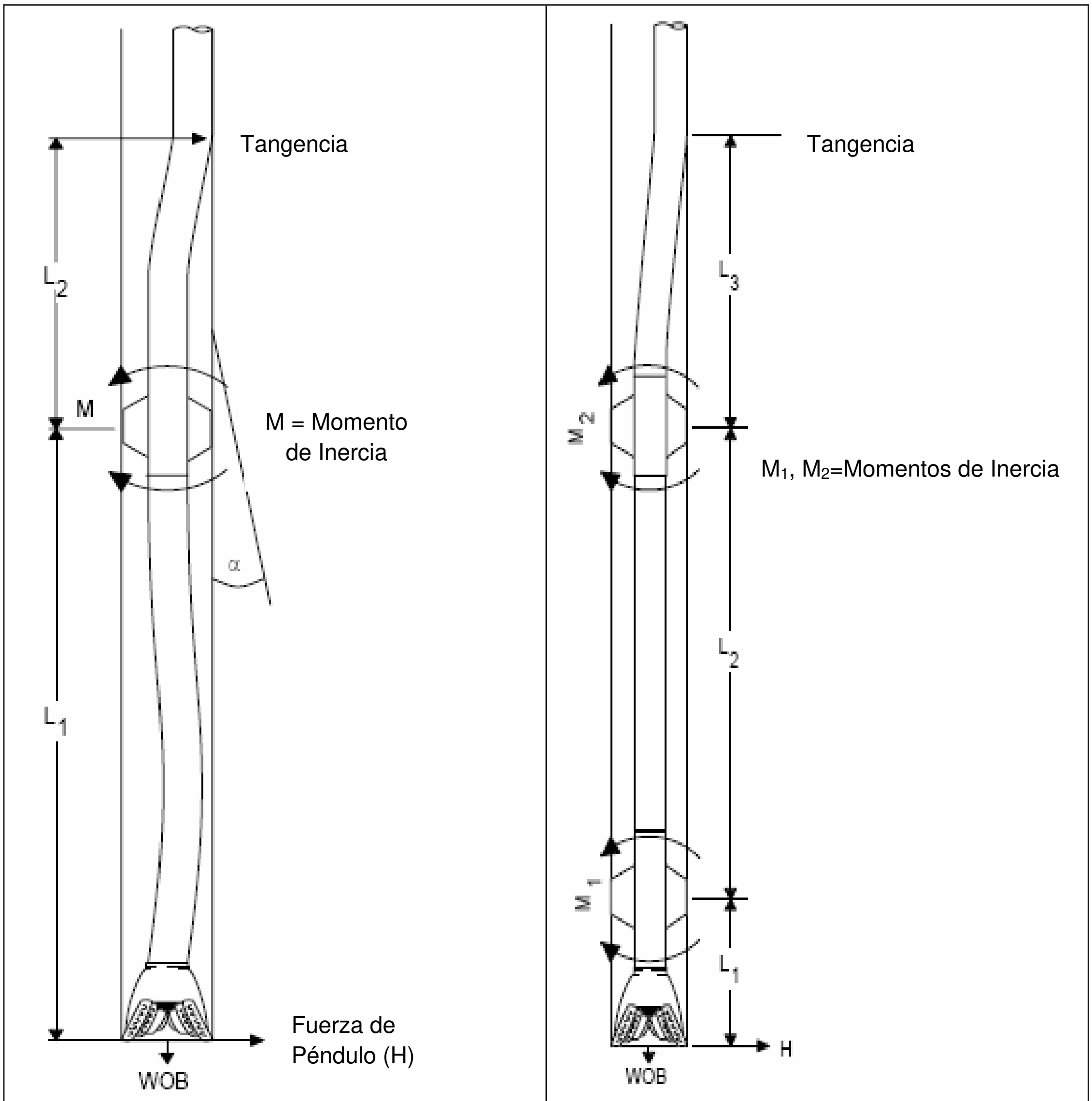
Bent housing



Martillo

BHA CON ESTABILIZADORES

FIGURA B2

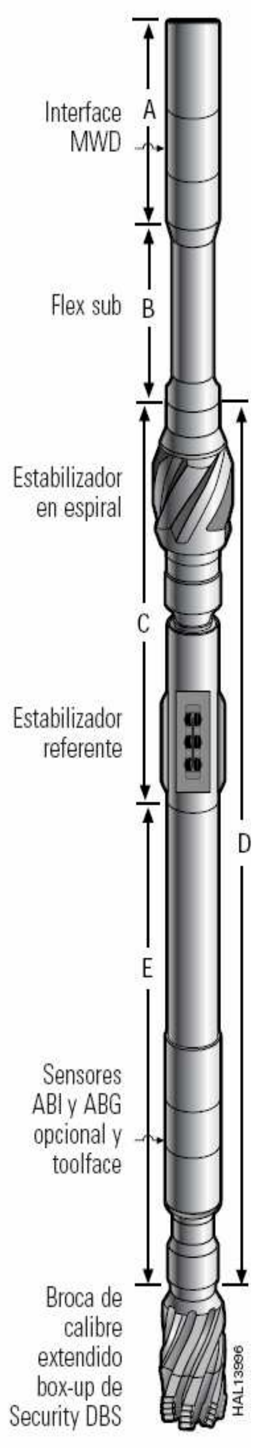


BHA con un estabilizador | **BHA con dos estabilizadores**

ANEXO C

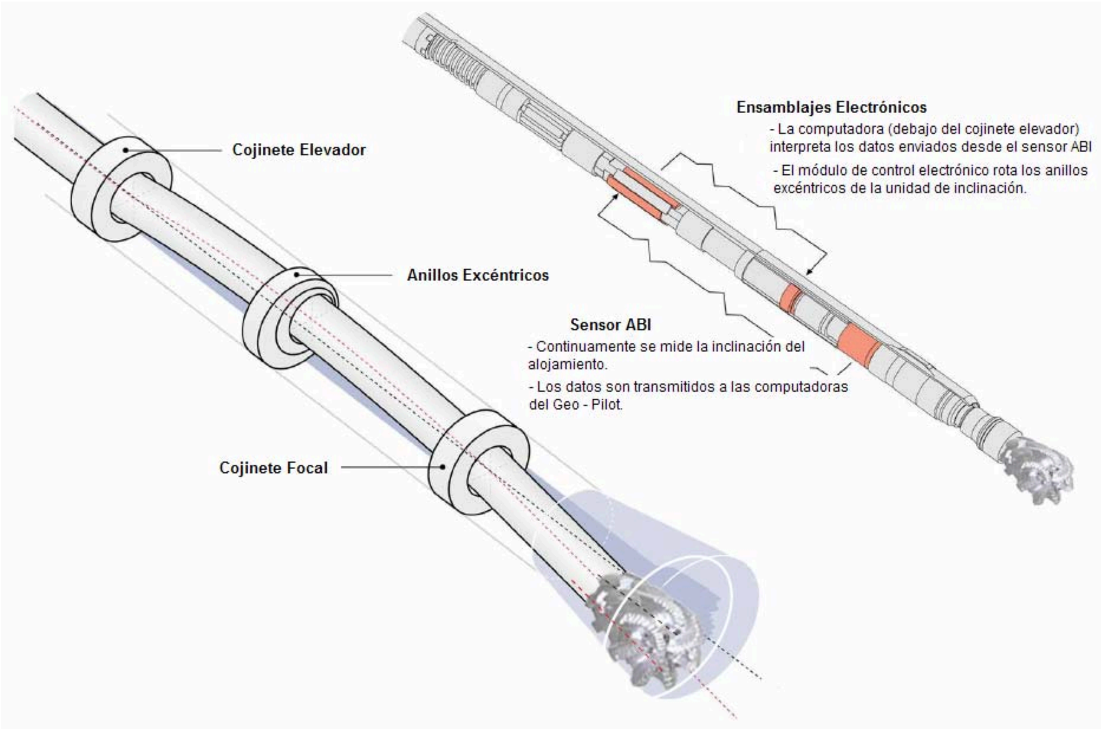
SISTEMA DIRIGIBLE ROTATORIO GEO – PILOT

FIGURA C1



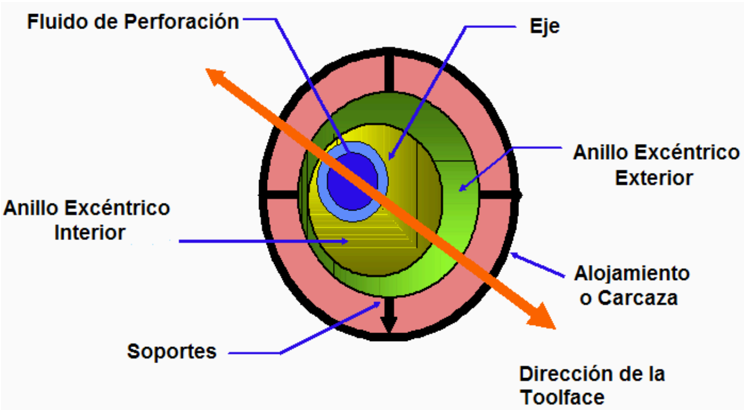
RANGO DE MOVIMIENTO Y PARTES DEL SISTEMA GEO - PILOT

FIGURA C2



CORTE TRANSVERSAL DEL EJE CONDUCTOR

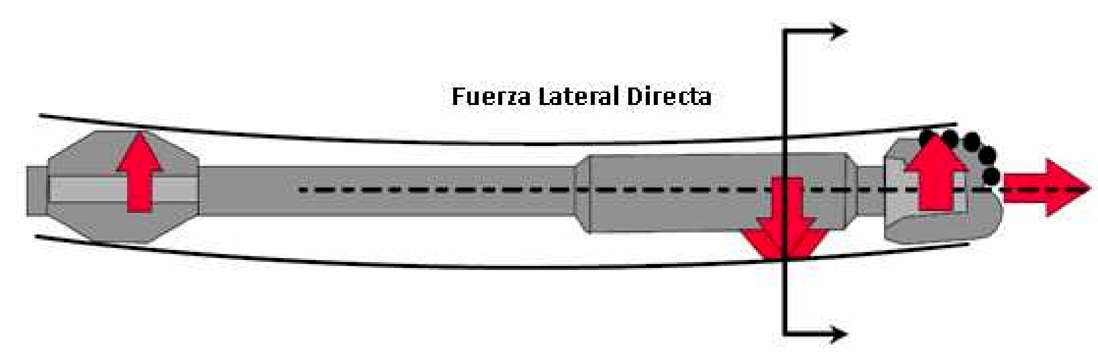
FIGURA C3



ANEXO D

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL POWER – DRIVE

FIGURA D1

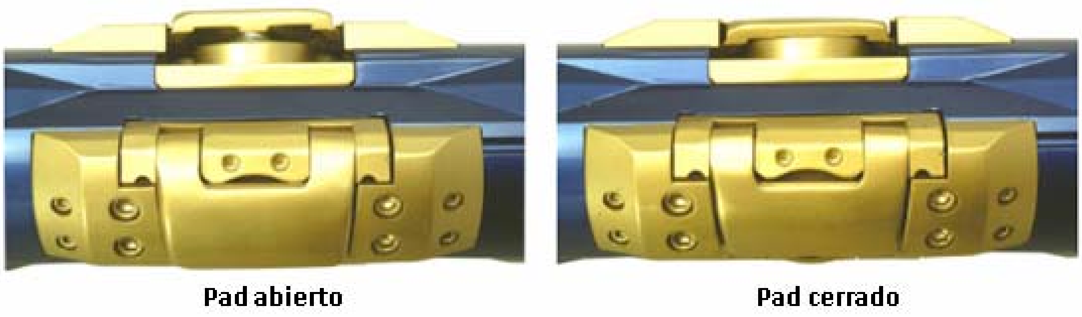


PRINCIPALES COMPONENTES DEL POWER – DRIVE

FIGURA D2

POSICIONAMIENTO DE LOS PADS

FIGURA D3



BIBLIOGRAFÍA

1. Anadrill Schlumberger, Directional Drilling Training Manual, Version 1.2 ATM-610100, caps 5, 7, 8, y 10, 1997.

2. Anadrill Schlumberger, Power Drive Rotary Steerable System, SugarLand Learning Center, caps 1-3, 1999.

3. Crespo C. Hugo, ¨Análisis del Sistema Geo – Pilot para la perforación dirigida en pozos petroleros¨. Tesis, Facultad de Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, 2008.

4. Meza A. Hilda, ¨Evaluación de los Diseños de BHA en perforaciones horizontales (Aplicado en el pozo AMO B-10 del Bloque 16 del Oriente Ecuatoriano)¨. Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2000.

5. Sperry-Sun Halliburton, GeoPilot Rotary Steerable System, Revision 1.3 Part D00125190, pp. 4- 5, y 9-10, 2003.

6. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/sum00/p20_31.pdf