



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS
DIRECCIONALES TIPO “S”, APLICARSE EN EL POZO “451D”
DEL CAMPO “SACHA” DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

MONTESDEOCA MANTILLA CHRISTIAN FABIAN

DIRECTOR: ING. FAUSTO RENÉ RAMOS AGUIRRE

Quito, octubre 2018

© Universidad UTE. 2018
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1003062856
APELLIDO Y NOMBRES:	Montesdeoca Mantilla Christian Fabián
DIRECCIÓN:	La Isla y Las Casas
EMAIL:	chrismontes2015@gmail.com
TELÉFONO FIJO:	062607057
TELÉFONO MÓVIL:	+593 984089162

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	Evaluación del método de construcción de pozos direccionales tipo "S", aplicarse en el pozo "451D" del Campo "Sacha" del oriente ecuatoriano
AUTOR O AUTORES:	Montesdeoca Mantilla Christian Fabián
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	3 de Octubre del 2018
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Ramos Aguirre Fausto René
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> Pregrado <input type="checkbox"/> Posgrado
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de Petróleos
RESUMEN:	La tecnología de perforación direccional controlada permite modificar su trayectoria con diversos ensambles de fondo y así alcanzar varios objetivos desde una misma plataforma logrando un ahorro económico, tiempo y la disminución del impacto ambiental. El presente trabajo fue basado en la evaluación el método de construcción del pozo direccional tipo "S", aplicarse en el pozo 451D del campo Sacha del oriente ecuatoriano con respecto al pozo direccional tipo "S", 155D del mismo campo, mediante la comparación del comportamiento de los ensamblajes de fondo, análisis

	<p>estadístico y económico en relación al análisis del plan de perforación, interpretación de los BHA corridos en cada sección atravesada, comparación del ROP neto y ROP promedio, la profundidad total, inclinación y los (rpm) de rotación mediante el desarrollo de los BHA corridos, cálculo de la velocidad de penetración y elaboración de tablas en cada sección, cálculo de la inclinación y profundidad por medio del desarrollo del método de distribución de frecuencias tipo polígono y el cálculo de (rpm) de rotación de la broca. Se finalizó con un análisis económico y comparativo del costo-beneficio frente a la producción de los pozos en estudio mediante el cálculo de la rentabilidad, costos de inversión e ingresos totales. Como resultados la geografía y geología del campo Sacha, ubicación y producción de los pozos 451D y 155D del campo Sacha; a partir del análisis de los BHA corridos se determinó que el ROP neto (tiempo de contacto de la broca con la formación) del pozo 451D tiene mejor desempeño que el del pozo 155D porque el tiempo de toma de surveys, conexiones y repaso fueron menores, el análisis de la profundidad (TVD) con respecto a la inclinación determinó que el KOP del pozo 155D empieza antes respecto al pozo 451D pero su desplazamiento e inclinación es menor, el porcentaje de rotación en cada sección es variable en los dos pozos, siendo la estratigrafía y el método de perforación similar por ser el mismo campo; el tiempo de trabajo en el pozo 451D fue de 21.35 días y en el pozo 155D fue 27 días que representó un ahorro en tiempo respecto al pozo 155D, pero en lo económico fue mayor. El costo total de perforar el pozo 451D fue 3 173 161.61 USD y su producción fue de 685.8 barriles y del pozo 155D fue 2 069 723.76 USD y su producción fue 379.3 barriles que permitió concluir que el primer pozo fue rentable en un 37.5 % más que el segundo por la razón que el primero se recupera la inversión en 1.78 meses, relación costo-beneficio 1.92 y el segundo en 3.25 meses, relación costo-beneficio 1.20.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Perforación direccional tipo “S”, recuperación de hidrocarburos.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>Controlled directional drilling technology allows you to modify your trajectory with various background assemblies and thus achieve several objectives from the same platform, achieving economic savings, time and reducing the</p>

	<p>environmental impact. The present work was based on the evaluation of the construction method of the "S" type directional well, applied in the well 451D of the Sacha field of the Ecuadorian east with respect to the directional well type "S", 155D of the same field, by comparing the behavior of bottom assemblies, statistical and economic analysis in relation to drilling plan analysis, interpretation of BHA run in each cross section, comparison of net ROP and average ROP, total depth, inclination and rotation (rpm) through the development of the BHA runs, calculation of the speed of penetration and elaboration of tables in each section, calculation of the inclination and depth by means of the development of the method of distribution of frequencies type polygon and the calculation of (rpm) of rotation of the drill It was finalized with an economic and comparative analysis of the cost-benefit versus the production of the wells under study by calculating the profitability, investment costs and total income. As results the geography and geology of the Sacha field, location and production of wells 451D and 155D of the Sacha field; from the analysis of the BHA runs it was determined that the net ROP (contact time of the bit with the formation) of the well 451D has better performance than the well 155D because the time of taking of surveys, connections and review were lower, the depth analysis (TVD) with respect to the inclination determined that the KOP of the well 155D starts earlier than the well 451D but its displacement and inclination is smaller, the percentage of rotation in each section is variable in the two wells, being the stratigraphy and the similar drilling method for being the same field; the working time in well 451D was of 21.35 days and in well 155D it was 27 days that represented a saving in time with respect to well 155D, but economically it was higher. The total cost of drilling the 451D well was 3 173 161.61 USD and its production was 685.8 barrels and of the 155D well was 2 069 723.76 USD and its production was 379.3 barrels that allowed concluding that the first well was profitable in 37.5% more than the second for the reason that the first one recovers the investment in 1.78 months, cost-benefit ratio 1.92 and the second in 3.25 months, cost-benefit ratio 1.20.</p>
KEYWORDS	Directional drilling type "S", recovery of hydrocarbons.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Montesdeoca Mantilla Christian Fabián', written in a cursive style.

f: _____

Montesdeoca Mantilla Christian Fabián
C.I. 1003062856

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **MONTESDEOCA MANTILLA CHRISTIAN FABIAN, C.I: 1003062856** autor del proyecto titulado: **“Evaluación del método de construcción de pozos direccionales tipo “S”, aplicarse en el pozo “451D” del Campo “Sacha” del Oriente Ecuatoriano”** previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 3 de octubre de 2018



f: _____

Montesdeoca Mantilla Christian Fabián
C.I. 1003062856

DECLARACIÓN

Yo **MONTESDEOCA MANTILLA CHRISTIAN FABIÁN**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: _____

Montesdeoca Mantilla Christian Fabián
C.I. 1003062856



AGENCIA DE
REGULACIÓN Y CONTROL
HIDROCARBURÍFERO

LA QUE SUSCRIBE, COORDINADORA DE ADMINISTRACIÓN

DE TALENTO HUMANO

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

CERTIFICA:

Que, el señor MONTESDEOCA MANTILLA CHRISTIAN FABIÁN con C.I. 1003062856 egresado de la Facultad Ingeniería de Petróleos de la Universidad Tecnológica Equinoccial, se le proporcionó información acerca de la PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL TIPO S EN EL CAMPO SACHA 451D Y 155D para la elaboración de su Trabajo de Investigación titulado: "EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES TIPO S, APLICARSE EN EL POZO 451D DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO" la misma que fue entregada a través de la Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos de ésta Cartera de Estado.

Quito, 13 de junio de 2018

Dra. Jenny Armijos Valdez

COORDINADORA

GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO

Lina Arellano



**GOBIERNO
DE LA REPÚBLICA
DEL ECUADOR**

Calle Estadio s/n, entre Manuela Cañizares y Lola Quintana, Sector La Armenia, Conocoto
Teléfono: (02) 3996500
Quito - Ecuador

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título **“Evaluación del método de construcción de pozos direccionales tipo “S” , aplicarse en el pozo “451D” del campo “Sacha” del Oriente Ecuatoriano”**, que, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por **CHRISTIAN FABIAN MONTEDECA MANTILLA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

f:



Ing. Fausto René Ramos Aguirre
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 1705134102

DEDICATORIA

A Dios, por haberme ayudado y darme la inteligencia necesaria durante estos años para poder culminar mis estudios, el sacrificio fue grande, pero tú siempre estuviste ahí conmigo guiándome y me diste la fuerza necesaria para continuar y lograrlo, este triunfo también es tuyo mi Dios.

A mis padres **Fabián Montesdeoca y Noemí Mantilla** por ser ese apoyo incondicional por darme su amor y sacrificio, les agradezco a diario por enseñarme a luchar la vida y por ayudarme a tomar decisiones importantes, gracias a su ayuda he podido culminar mi carrera y siempre les agradeceré de corazón.

A mi hermano **Santiago Montesdeoca** por ser un ejemplo de vida y enseñarme a ser un gran ser humano y por su apoyo de verdad muchas gracias.

A mis familiares por siempre creer en mí, brindarme su apoyo y sus sabios consejos gracias por siempre estar presentes para mí.

Montesdeoca Christian

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme permitido realizar este sueño de vida, a mis padres **Fabián Montesdeoca** y **Noemi Mantilla** que fueron el motor fundamental para alcanzar esta meta y a todos mis familiares, quienes confiaron en mí y me apoyaron.

Un agradecimiento muy especial a mi querida Universidad UTE, que me enseñó los valores y conocimientos necesarios para desarrollarme como persona y profesional que de la mano de sus docentes supo hacerme conocer la importancia de esta profesión y ser la mejor decisión de mi vida

A mi tutor de tesis Ingeniero **Fausto Ramos** por compartir parte de su tiempo de trabajo para orientarme, asesorarme y guiarme en la realización de este proyecto.

Agradezco a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) por proporcionarme los datos para desarrollar mi tesis.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. OBJETIVOS	8
1.1.1.OBJETIVO GENERAL	8
1.1.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
2. METODOLOGÍA	9
2.1. ANÁLISIS PLAN DE PERFORACIÓN	9
2.2. COMPARACIÓN ROP NETO Y ROP PROMEDIO	9
2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS GRÁFICAS PROFUNDIDAD (TVD) VS INCLINACIÓN	10
2.4. COMPARACIÓN DE LOS RPM DE ROTACIÓN (ROT)	10
2.5. ANÁLISIS ECONÓMICO- COMPARATIVO	10
2.6. COMPARACIÓN COSTO-BENEFICIO	10
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	12
3.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA Y GEOGRÁFICA GENERAL DEL CAMPO SACHA	12
3.1.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO 451D Y 155D DEL CAMPO SACHA	13
3.2. LITOLOGÍA DE LOS POZOS 451D Y 155D DEL CAMPO SACHA: TOPES Y BASES	14
3.3. TIPO DE POZOS PERFORADOS Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PERFIL DIRECCIONAL DE PERFORACIÓN	16
3.3.1. IDENTIFICACIÓN DE ASPECTOS OCURRIDOS DURANTE LA CORRIDA DE LOS BHA DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SACHA	17
3.3.2. ANÁLISIS PARA LA SELECCIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)	18
3.4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO COMPARATIVO ENTRE LOS POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS	21
3.4.1. COMPARACIÓN DEL ROP NETO Y ROP PROMEDIO	21

	PÁGINA
3.5. ANÁLISIS DE LA INCLINACIÓN CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD (TVD)	26
3.6. COMPARACIÓN DE LOS RPM DE ROTACIÓN (ROT) DE PERFORACIÓN DE LOS BHA	28
3.7. COMPARACIÓN DE RESULTADOS FINALES ENTRE LOS POZOS DIRECCIONALES 451D Y 155D	30
3.8. ANÁLISIS ECONÓMICO - COMPARATIVO ENTRE LOS POZOS 451D TIPO "S" Y EL POZO 155D TIPO "S"	31
3.8.1. COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS ANALIZADOS	31
3.8.2. COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	32
3.8.3. COMPARACIÓN COSTO-BENEFICIO ENTRE LOS POZOS 451D Y 155D	33
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	33
4.1. CONCLUSIONES	35
4.2. RECOMENDACIONES	36
5. BIBLIOGRAFÍA	37
6. ANEXOS	39

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Información del pozo Sacha 451D	13
Tabla 2. Información del pozo Sacha 155D	14
Tabla 3. Litología del pozo Sacha 451D	15
Tabla 4. Litología del pozo Sacha 155D	16
Tabla 5. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio	21
Tabla 6. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 26 pulgadas	22
Tabla 7. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 16 pulgadas	23
Tabla 8. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 12-1/4 pulgadas	24
Tabla 9. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 8-1/2 pulgadas	25
Tabla 10. Resultados Finales de la Perforación de los Pozo Sacha 451D y 155D	31
Tabla 11. Costos de Perforación	32
Tabla 12. Comparación de datos y precios de operación.	32
Tabla 13. Comparación Costo-Beneficio	33

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Ensamblaje rotatorio de construcción	4
Figura 2. Ensamblaje rotatorio para tumbar (tipo Péndulo)	5
Figura 3. Ensamblaje de Fondo para Mantener Angulo	6
Figura 4. Componentes del motor de fondo	6
Figura 5. Mapa geológico Campo Sacha	12
Figura 6. ROP neto VS ROP promedio	22
Figura 7. Seccion 26 pulgadas ROP neto VS ROP promedio	23
Figura 8. Sección 16 pulgadas ROP neto VS ROP promedio	24
Figura 9. Sección 12-1/4 pulgadas ROP neto VS ROP promedio	25
Figura 10. Sección 8-1/2 pulgadas ROP neto VS ROP promedio	26
Figura 11. Inclinación (grados) vs TVD (pies) pozo 451D	27
Figura 12. Inclinación (grados) vs TVD (pies) pozo 155D	27
Figura 13. Sección 26 pulgadas ROT (rpm)	28
Figura 14. Sección 16 pulgadas ROT (rpm)	29
Figura 15. Sección 12-1/4 pulgadas ROT (rpm)	29
Figura 16. Sección 8-1/2 pulgadas ROT (rpm)	30

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. Columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriano	39
ANEXO 2. Broca 26 pulgadas XR+CPS (PW9196)	40
ANEXO 3. Broca 16 pulgadas SDi519MHPXJH3151	41
ANEXO 4. Broca MSI519HSBPXXJG2069	42

RESUMEN

La tecnología de perforación direccional controlada permite modificar su trayectoria con diversos ensambles de fondo y así alcanzar varios objetivos desde una misma plataforma logrando un ahorro económico, tiempo y la disminución del impacto ambiental. El presente trabajo fue basado en la evaluación el método de construcción del pozo direccional tipo "S", aplicarse en el pozo 451D del campo Sacha del oriente ecuatoriano con respecto al pozo direccional tipo "S", 155D del mismo campo, mediante la comparación del comportamiento de los ensamblajes de fondo, análisis estadístico y económico en relación al análisis del plan de perforación, interpretación de los BHA corridos en cada sección atravesada, comparación del ROP neto y ROP promedio, la profundidad total, inclinación y los (rpm) de rotación mediante el desarrollo de los BHA corridos, cálculo de la velocidad de penetración y elaboración de tablas en cada sección, cálculo de la inclinación y profundidad por medio del desarrollo del método de distribución de frecuencias tipo polígono y el cálculo de (rpm) de rotación de la broca. Se finalizó con un análisis económico y comparativo del costo-beneficio frente a la producción de los pozos en estudio mediante el cálculo de la rentabilidad, costos de inversión e ingresos totales. Como resultados la geografía y geología del campo Sacha, ubicación y producción de los pozos 451D y 155D del campo Sacha; a partir del análisis de los BHA corridos se determinó que el ROP neto (tiempo de contacto de la broca con la formación) del pozo 451D tiene mejor desempeño que el del pozo 155D porque el tiempo de toma de surveys, conexiones y repaso fueron menores, el análisis de la profundidad (TVD) con respecto a la inclinación determinó que el KOP del pozo 155D empieza antes respecto al pozo 451D pero su desplazamiento e inclinación es menor, el porcentaje de rotación en cada sección es variable en los dos pozos, siendo la estratigrafía y el método de perforación similar por ser el mismo campo; el tiempo de trabajo en el pozo 451D fue de 21.35 días y en el pozo 155D fue 27 días que representó un ahorro en tiempo respecto al pozo 155D, pero en lo económico fue mayor. El costo total de perforar el pozo 451D fue 3 173 161.61 USD y su producción fue de 685.8 barriles y del pozo 155D fue 2 069 723.76 USD y su producción fue 379.3 barriles que permitió concluir que el primer pozo fue rentable en un 37.5 % más que el segundo por la razón que el primero se recupera la inversión en 1.78 meses, relación costo-beneficio 1.92 y el segundo en 3.25 meses, relación costo-beneficio 1.20.

Palabras claves: Perforación direccional tipo "S", recuperación de hidrocarburos.

ABSTRACT

Controlled directional drilling technology allows you to modify your trajectory with various background assemblies and thus achieve several objectives from the same platform, achieving economic savings, time and reducing the environmental impact. The present work was based on the evaluation of the construction method of the "S" type directional well, applied in the well 451D of the Sacha field of the Ecuadorian east with respect to the directional well type "S", 155D of the same field, by comparing the behavior of bottom assemblies, statistical and economic analysis in relation to drilling plan analysis, interpretation of BHA run in each cross section, comparison of net ROP and average ROP, total depth, inclination and rotation (rpm) through the development of the BHA runs, calculation of the speed of penetration and elaboration of tables in each section, calculation of the inclination and depth by means of the development of the method of distribution of frequencies type polygon and the calculation of (rpm) of rotation of the drill It was finalized with an economic and comparative analysis of the cost-benefit versus the production of the wells under study by calculating the profitability, investment costs and total income. As results the geography and geology of the Sacha field, location and production of wells 451D and 155D of the Sacha field; from the analysis of the BHA runs it was determined that the net ROP (contact time of the bit with the formation) of the well 451D has better performance than the well 155D because the time of taking of surveys, connections and review were lower, the depth analysis (TVD) with respect to the inclination determined that the KOP of the well 155D starts earlier than the well 451D but its displacement and inclination is smaller, the percentage of rotation in each section is variable in the two wells, being the stratigraphy and the similar drilling method for being the same field; the working time in well 451D was of 21.35 days and in well 155D it was 27 days that represented a saving in time with respect to well 155D, but economically it was higher. The total cost of drilling the 451D well was 3 173 161.61 USD and its production was 685.8 barrels and of the 155D well was 2 069 723.76 USD and its production was 379.3 barrels that allowed concluding that the first well was profitable in 37.5% more than the second for the reason that the first one recovers the investment in 1.78 months, cost-benefit ratio 1.92 and the second in 3.25 months, cost-benefit ratio 1.20.

Keywords: Directional drilling type "S", recovery of hydrocarbons.

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Con el descubrimiento de yacimientos en zonas y profundidades cada vez más difíciles de alcanzar el objetivo con la perforación convencional, es necesario utilizar la tecnología de perforación direccional controlada ya que permite modificar su trayectoria con diversos ensambles de fondo y así poder llegar al objetivo deseado, también ayuda obtener varios objetivos desde una misma plataforma logrando un ahorro económico y la disminución del impacto ambiental. Esta desviación se logra a través del uso de cuñas, configuraciones de arreglos de fondo de pozo (BHA), instrumentos para medir el trayecto del pozo a la superficie, motores de fondo, y componentes BHA y barrenas de perforación especiales, incluidos los sistemas rotativos direccionales, y las barrenas de perforación (Coloma, 2008).

Un componente principal es el diseño del BHA, usado para determinar la trayectoria y la inclinación del pozo con un adecuado control de los parámetros de perforación (Coloma, 2008).

Una inadecuada tasa de perforación permite que la eficiencia de la operación de perforación afecte directamente a los costos teniendo una pérdida económica (Coloma, 2008).

Existen muchos factores que permiten que una perforación en pozos petroleros alcance el éxito esperado, uno de los más importantes es el análisis estadístico, económico y comparativo del comportamiento de los ensamblajes de fondo, la finalidad de dicho análisis es hacer más eficiente la producción del pozo y un ahorro económico.

La perforación direccional es la técnica que consiste en la desviación a lo largo de la trayectoria hasta llegar a su propósito final, la perforación direccional tipo "S" consiste en tres secciones, tales como de aumento de ángulo, tangencial y disminución de ángulo (Ordoñez, 2014).

El ensamblaje de fondo es la sección de la sarta de perforación que une el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación, el BHA puede dañar la trayectoria del pozo y todo depende del tipo de herramientas que se utilicen, las cuales varían en función del tipo de ensamblaje que se requiera con el propósito de perforar y mantener el control del hoyo (Coloma, 2008).

Las herramientas más comunes que componen un BHA son:

- Lastrabarrenas
- Collares
- Estabilizadores de camisa
- Tubería de perforación pesada
- Tubería de perforación- específica
- Martillos de perforación
- Uniones flexibles
- Ensanchador de subsuelo
- Turbinas de perforación
- Reductores de diámetro
- Herramienta MWD y LWD
- Motor de Fondo
- Broca

Los ensamblajes de perforación rotatoria pueden controlar la trayectoria del pozo por medio de la ubicación adecuada del estabilizador. Con este conjunto de perforación, sólo se puede controlar la inclinación y un pozo no puede orientarse direccionalmente a la dirección requerida. En la figura 1 se muestra un ensamblaje rotatorio de construcción (Coloma, 2008).

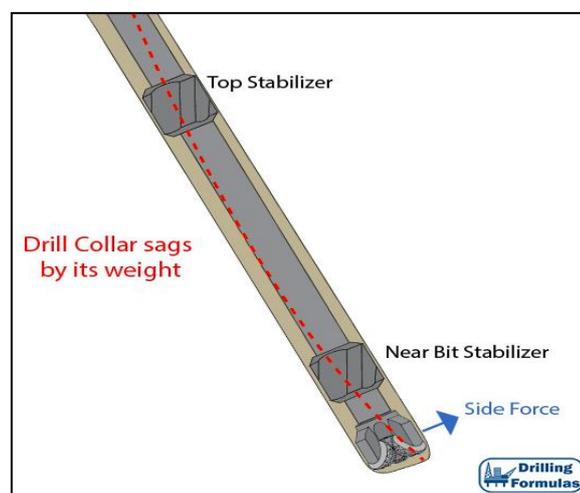


Figura 1. Ensamblaje rotatorio de construcción
(PerfoBlogger, 2017)

Un ensamblaje pendular se utiliza para tumbar ángulo. En este caso, un estabilizador está localizado a 30, 45 o 60 (pies) de la broca, provocando un efecto péndulo. El objetivo del estabilizador es limitar que el collar toque las paredes del pozo produciendo un punto de tangencia entre la broca y el estabilizador. Los ensamblajes pendulares tienen una alta tasa de caída a

medida que aumenta la inclinación (Coloma, 2008). En la figura 2 se muestra un ensamblaje rotatorio para tumbar (tipo Péndulo).

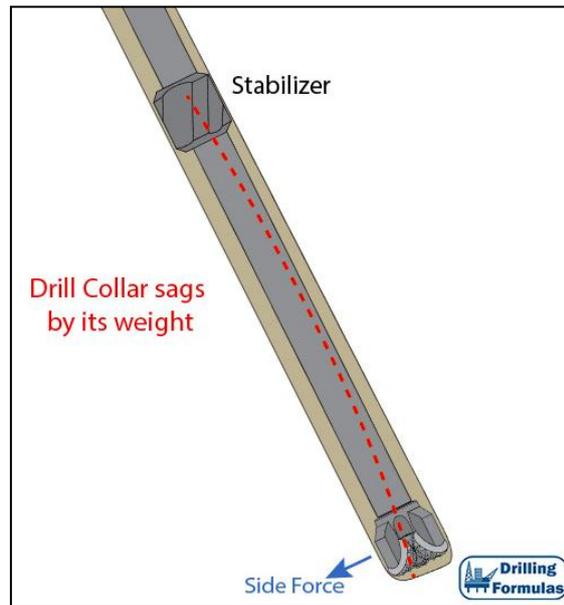


Figura 2. Ensamblaje rotatorio para tumbar (tipo Péndulo)
(PerfoBlogger, 2017)

El Ensamblaje Palancado es utilizado para generar un ángulo y usa un estabilizador adyacente a la broca que actúa como una palanca para aplicar fuerzas laterales a la misma. La magnitud de esa fuerza es una función de la distancia desde la broca al punto de tangencia. Un incremento en el peso de la broca y disminución de los lastra barrenas aumenta la fuerza lateral a la broca logrando una alta tasa de construcción (Coloma, 2008).

El Ensamblaje Empacado es usado para mantener la inclinación en el hueco, lo cual es mucho más complicado que construir o tumbar ángulo. Bajo condiciones ideales, la mayor parte de ensamblajes tienen una tendencia a construir o tumbar ángulo. En la figura 3 se muestra un ensamblaje de fondo para mantener ángulo (Coloma, 2008).

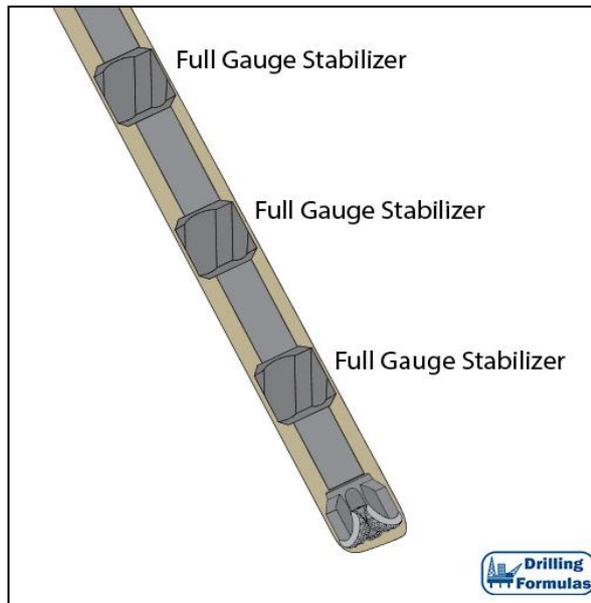


Figura 3. Ensamblaje de Fondo para Mantener Angulo
(PerfoBlogger, 2017)

Los motores dirigibles son ensamblaje de fondo cuyo comportamiento direccional puede ser modificado por ajuste de los parámetros de perforación controlables desde superficie, incluyendo velocidad rotaria y peso sobre la broca. La capacidad para modificar el comportamiento de esta manera permite al ensamblaje ser orientado hacia un objetivo requerido sin ser retirado del pozo (Cortez, 2014). En la figura 4 se muestra los componentes del motor de fondo.

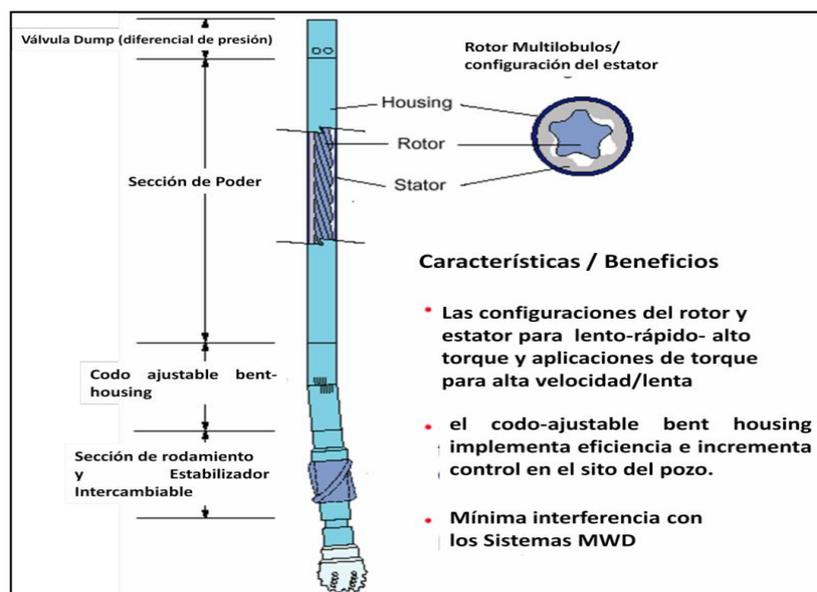


Figura 4. Componentes del motor de fondo
(Salazar, 2011)

Los rotacionales dirigibles permiten manejar activamente la broca mientras rota continuamente la sarta de perforación. Permiten guiar la trayectoria del pozo, dando como resultado que, el pozo pueda ser ubicado dentro de la posición y orientación óptima del reservorio (Coloma, 2008).

Con la perforación convencional en proyectos geotérmicos con mayores temperaturas es difícil intentar perforar. El poseer este tipo de condiciones geotérmicas, normalmente se encuentra con altas temperaturas, presiones extremas y formaciones de rocas cristalinas. Es aquí donde las tecnologías y técnicas de perforación avanzada constituyen un papel importante en el desarrollo, respecto a lo que se puede generar con una operación de perforación convencional (Geothermal Energy Industry, 2017).

Para superar estos desafíos, Baker Hughes, desarrollo y demostró de forma exitosa un sistema avanzado de perforación para estas condiciones críticas. Esta tecnología puede perforar direccional y en altas temperaturas extremas (~300°C). Este sistema utiliza un lubricante de alta temperatura como fluido de perforación, un trépano completo de metal para quebrar la formación, y un motor de perforación de metal, conocido en la industria de perforaciones como el “motor metal-metal”. Baker Hughes perforó exitosamente un pozo direccional con este sistema innovativo en un pozo geotérmico profundo. En efecto, el motor metal-metal operó continuamente por 270 horas, el mayor tiempo que un sistema como este haya sido operado (Geothermal Energy Industry, 2017).

Debido a su fiabilidad en condiciones extremas de subsuperficie, el desarrollo exitoso de este sistema de perforación podría tener un gran alcance. Esta tecnología no sólo desarrolla esta nueva técnica geotérmica sino abre más áreas geotérmicas para desarrollo (incluyendo los tremendos recursos asociados a los Sistemas Geotérmicos EGS), otros sectores como de combustibles fósiles y energía nuclear, están preparados para aprovechar este desarrollo reciente (Geothermal Energy Industry, 2017).

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

- Evaluar el método de construcción del pozo direccional tipo " S", aplicarse en el pozo 451D del campo Sacha del oriente ecuatoriano con respecto al pozo direccional tipo " S", 155D del mismo campo, mediante la comparación del comportamiento de los ensamblajes de fondo, análisis estadístico y económico.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el plan de perforación de los pozos 451D y 155D del campo Sacha.
- Comparar los resultados obtenidos del pozo 451D con respecto al pozo 155D mediante el análisis de los BHA corridos, cálculo de ROP neto ROP promedio, la profundidad (TVD) vs Inclinación y los (rpm) de rotación.
- Evaluar los resultados económicos mediante el análisis costo-beneficio para cada perforación.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

La evaluación del método de construcción del pozo direccional tipo “S” del pozo “451D” del campo Sacha del oriente ecuatoriano, se basó mediante un análisis de los diversos ensamblajes de fondo (BHA) utilizados, una comparación estadística de la velocidad de penetración neta (ROP neto), velocidad de penetración promedio (ROP promedio), la verdadera profundidad verdadera (TVD) vs Inclinación, rotación de la broca (ROT) y un análisis costo-beneficio de los resultados económicos entre el pozo evaluado con respecto a un pozo direccional tipo “S” 155 D del mismo campo Sacha, a través del desarrollo de los cálculos de ROP neto, ROP promedio, diferencia de velocidad de penetración (DVP), rpm de rotación de la broca (ROT), elaboración de gráficas TVD vs Inclinación, costos de inversión, costos totales, rentabilidad y tiempo empleado de cada uno de los pozos. La información de datos fue proporcionada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

2.1. ANÁLISIS PLAN DE PERFORACIÓN

El plan de perforación consistió en cómo fue el desarrollo técnicamente de la perforación de los pozos “451D” y “155D” del campo Sacha, lo que permitió determinar una comparación de datos específicos y el uso de una tabulación de los mismos, tales como la ubicación geológica y geográfica, la litología de los pozos, la identificación de aspectos ocurridos durante la corrida de los BHA, la selección de ensamblajes de fondo (BHA) y el funcionamiento de cada pozo, por medio del reconocimiento de elementos favorables y no favorables en cada construcción de los ensamblajes de fondo (BHA) de cada etapa.

2.2. COMPARACIÓN ROP NETO Y ROP PROMEDIO

La comparación de la velocidad de penetración (ROP) y la diferencia de la velocidad de penetración (DVP) los cuales se extrajeron por medio del cálculo del ROP neto (ecuación 1), ROP promedio (ecuación 2), la diferencia de la velocidad de penetración (DVP) (ecuación 3), el uso del método de tabulación de datos y la representación gráfica de distribuciones de frecuencias de los pozos Sacha “451D” y “155D” tipo “S”, lo cual determinó los tiempo de toma de surveys, conexiones, repasos y la eficiencia de cada pozo (Calderon, 2015).

$$\text{ROP NETO} = (\text{PIES PERFORADOS}) / (\text{TIEMPO DRILLING}) \quad [1]$$

$$\text{ROP PROMEDIO} = (\text{PIES PERFORADOS}) / (\text{TIEMPO TOTAL})$$

PERFORACIÓN) [2]

$DVP = ROP \text{ NETO} - ROP \text{ PROMEDIO}$ [3]

2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS GRÁFICAS PROFUNDIDAD (TVD) VS INCLINACIÓN

Para la comparación del análisis de la profundidad (TVD) con respecto a la inclinación se usó el método de representación gráfica de distribución de frecuencias de tipo polígono con datos de los pozos evaluados; este procedimiento ayudó a determinar el cambio de inclinación con respecto a la profundidad mientras se perfora cada pozo, la localización en subsuelo (litología), la profundidad en cada sección perforada y la comparación del desarrollo de los BHA en zonas donde se requiere construir, tumbar y mantener ángulo (Calderon, 2015).

2.4. COMPARACIÓN DE LOS RPM DE ROTACIÓN (ROT)

Para la identificación de los BHA de cada pozo se realizó el análisis de los pozos "451D" y "155D" del campo Sacha los cuales permitieron saber las revoluciones por minuto (rpm) de rotación de la broca (ROT) en cada sección perforada, mediante el uso del método de tabulación de datos y la representación gráfica de distribuciones de frecuencia, lo cual determinó el desempeño de cada pozo perforado (Calderon, 2015).

2.5. ANÁLISIS ECONÓMICO- COMPARATIVO

Para la evaluación de los costos de perforación de cada uno de los pozos analizados se usó valores reales de los costos totales de la operación y de ingeniería de perforación, con el propósito de determinar los costos diarios de los equipos de perforación, el tiempo empleado en la perforación de cada pozo y los costos diarios de otros elementos tales como combustibles, tubería de revestimiento; lo cual generó una comparación de beneficios económicos de cada pozo durante su producción.

2.6. COMPARACIÓN COSTO-BENEFICIO

La comparación de rentabilidad entre los pozos "451D" y "155D" del campo Sacha, se usó la relación costo-beneficio (B/C) o índice de rentabilidad el cual es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión

o costos totales (VAC) de un proyecto (ver ecuación 4), con el fin de determinar la rentabilidad de cada pozo (Arturo, 2014).

$$\mathbf{BC= VAI / VAC} \quad [4]$$

Según el análisis costo-beneficio será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

- $B/C > 1 \rightarrow$ el proyecto es rentable
- $B/C < 1 \rightarrow$ el proyecto no es rentable

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA Y GEOGRÁFICA GENERAL DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha se encuentra ubicado en la provincia de Francisco de Orellana, al Nororiente de la región Amazónica ecuatoriana; delimitado, al Norte por los campos Palo Rojo, Eno, Ron y Vista al Sur por los campos Culebra-Yulebra; al Este por el campo Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi –Aguarico; mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito. Tiene una extensión areal de aproximadamente 124 km². (Zapata & Cevallos, 2012). En la siguiente figura 5 se muestra el Campo Sacha geológicamente.

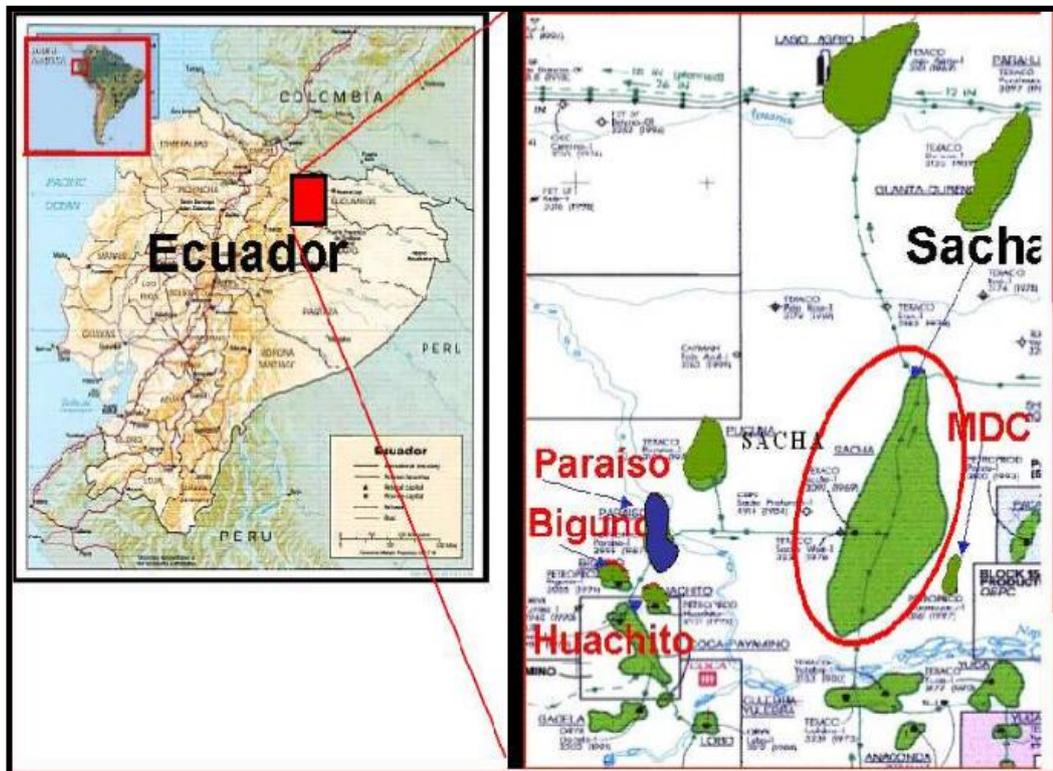


Figura 5. Mapa geológico Campo Sacha (Mena, 2012)

Geográficamente se sitúa entre los 00°11'00" y los 00°24'30" de Latitud Sur y desde los 76°49'40" hasta los 76°54'16" de Longitud Oeste, está conformado por cuatro estaciones: Sacha Central, Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.

La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica, debido a la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena

entre el flanco occidental y el alto de la estructura. La producción actual del campo Sacha esta entre los 66000 y 72000 barriles diarios.

3.1.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO 451D Y 155D DEL CAMPO SACHA

La información del pozo 451D del Campo Sacha consta de datos como coordenadas de superficie, coordenadas de objetivos, tipo de pozo, taladro, altura de la mesa rotaria, nivel del suelo, profundidad final, desplazamiento horizontal, inclinación máxima, inicio de operaciones de perforación, fin de operaciones de perforación como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Información del pozo Sacha 451D

Nombre del Pozo:	SAC –451D
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9 974 661.910 m Este: 296 364.760 m Latitud: S 0° 13' 44.83726" Longitud: W 76° 49'47.31437"
Coordenadas de Objetivos:	Objetivo: (Arena Hollín Superior) Norte: 9 975 004.62 m Este: 295 572.92 m Latitud: S 0° 13' 33.68" Longitud: W 76° 50' 12.33"
Tipo de Pozo:	Direccional
Taladro:	CPV 23
Altura de la Mesa Rotaria:	26 Pulgadas
Nivel del Suelo (pies):	892.40
Profundidad Final (pies):	10564
Desplazamiento Horizontal (pies):	2788.70
Inclinación Máxima (grados):	18.3°
Inicio de Operaciones de Perforación:	07 de Julio de 2014 – 02h00
Fin de Operaciones de Perforación:	28 de Julio de 2014 – 10h30

La producción diaria inicial del pozo 451D es de 685.8 barriles.

La información del pozo 155D del Campo Sacha consta de datos como objetivo, tipo de pozo, profundidad final, desplazamiento horizontal, inclinación máxima, inicio de operaciones de perforación, como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Información del pozo Sacha 155D

Nombre del pozo:	SAC-155D
Objetivo:	(Arena Hollín Superior)
Tipo de pozo:	Direccional
Profundidad final (pies):	10450
Desplazamiento horizontal (pies):	2065.70
Inclinación máxima (grados):	15.36°
Inicio de operaciones:	Mayo 2005

La producción diaria inicial del pozo 155D es de 379.3 barriles.

3.2. LITOLÓGÍA DE LOS POZOS 451D Y 155D DEL CAMPO SACHA: TOPES Y BASES

El pozo Sacha 451D tiene una litología de subsuelo compuesta por distintas formaciones con sus respectivos topes y bases, que se detallan a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Litología del pozo Sacha 451D

Formación / Reservorio	Breve descripción	MD (pies)	TVD (pies)
ORTEGUAZA	Arenisca/Lutita/Arcillolita/Limolita	5675	5438
TIYUYACU	Arcillolita/Arenisca	6460	6181
CONGLOMERADO SUP. TIYUYACU	Conglomerado/Arcillolita/Limolita	6705	6412
CONGLOMERADO INF. TIYUYACU	Conglomerado/Arcillolita	7586	7242
TENA	Arcillolita/Limolita	8146	7772
BASAL TENA	Arenisca/Limolita/Arcillolita	9165	8743
NAPO	Arenisca/Lutita	9180	8757
CALIZA "M-1"	Caliza/Lutita	9480	9047
CALIZA "M-2"	Caliza/Lutita	9728	9290
BASE CALIZA "M-2"	Caliza/Lutita	9755	9317
CALIZA "A"	Caliza/Lutita	9815	9378
BASE CALIZA "A"	Caliza/Lutita	9881	9443
ARENISCA "U" SUPERIOR	Arenisca/Lutita	9905	9467
ARENISCA "U" INFERIOR	Arenisca/Lutita	9927	9489
BASE ARENISCA "U" INFERIOR	Caliza/Lutita	9965	9527
CALIZA "B"	Caliza/Lutita	10065	9626
ARENISCA "T" SUPERIOR	Arenisca/Lutita	10095	9656
ARENISCA "T" INFERIOR	Arenisca/Lutita	10165	9726
BASE ARENISCA "T" INFERIOR	Caliza/Lutita	10195	9755
CALIZA C	Caliza/Lutita	10295	9855
HOLLÍN SUPERIOR	Arenisca/Lutita	10302	9862
HOLLÍN INFERIOR	Arenisca/Lutita	10357	9917
PROFUNDIDAD TOTAL	-	10564	10124

El pozo Sacha 155D tiene la siguiente litología de subsuelo compuesta por distintas formaciones con sus respectivos topes y bases, que se detallan a continuación en la tabla 4.

Tabla 4. Litología del pozo Sacha 155D

Formación / Reservorio	TVD (pies)		MD (pies)	
	de	a	de	a
INDIFERENCIADO	515	5442.30	515	5842
ORTEGUAZA	5442.30	6084	5842	6495.57
TIYUYACU	6084	6894.90	6495.57	7308
TIYUYACU	6894.90	7448.90	7308	7862
TIYUYACU	7448.90	7887.70	7862	8301
TENA	7887.70	8590.40	8301	9004
NAPO	8590.40	9793	9004	10206.76
HOLLIN	9793	10036.20	10206.76	10450

3.3. TIPO DE POZOS PERFORADOS Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PERFIL DIRECCIONAL DE PERFORACIÓN

- Pozo SAC-451D

El pozo SAC-451D fue diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque Sacha, Campo Sacha, Plataforma Sacha 450. Este pozo fue planeado como un pozo direccional tipo “S”, diseñado con 4 secciones: 26 pulgadas, 16 pulgadas, 12 ¼ pulgadas y 8 ½ pulgadas. El objetivo principal fue la Arenisca Hollín Superior.

- Pozo SAC-155D

El pozo SAC-155D fue diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque Sacha, Campo Sacha. Este pozo fue planeado como un pozo direccional tipo “S”, diseñado con 3 secciones: 16 pulgadas, 12 ¼ pulgadas y 8 ½ pulgadas. El objetivo principal fue la Arenisca Hollín Superior.

Los dos pozos se encuentran en el mismo campo con la diferencia de su diseño en el número de secciones, compañía operadora, número de BHA corridos, tipo de herramienta y año en el cual fue perforado.

3.3.1. IDENTIFICACIÓN DE ASPECTOS OCURRIDOS DURANTE LA CORRIDA DE LOS BHA DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SACHA

Mediante el análisis de los BHA corridos en el pozo Sacha 451D hubo aspectos relevantes con respecto a los procesos ocurridos durante la corrida del pozo Sacha 155D.

En el pozo Sacha "451D" tipo "S" tuvo los siguientes aspectos:

BHA 1

- Saco BHA 1 desde 84 pies hasta superficie para limpieza de la broca.
- Bajó BHA 1 y continuó perforando desde 84 hasta 150 pies con los siguientes parámetros: WOB: 8 klbs, Q: 160 gpm, P: 200 psi, ROT: 55-75 rpm. Perforó desde 150 hasta 402 pies con WOB: 2-25 klbs, Q: 80-400 gpm (incrementó 100 gpm cada 100 pies)

BHA 2

- Sacó BHA 2 direccional en viaje de calibración desde 4530 hasta 400 pies (zapata de casing de 20 pulgadas)

BHA 3

- Realizó drill out de tapones, collar flotador, cemento y zapata desde 4485 hasta 4530 pies (Zapata).
- Sacó BHA 3 direccional en viaje corto hasta 4530 pies (zapata de casing de 13 3/8 pulgadas)

BHA 4

- Continuó perforando sección de 12 ¼ pulgadas con BHA 4 rotando y deslizando desde 7126 hasta 7570 pies y se continuó observando colgamiento de la sarta y estoleo del motor, bombeó 30 bbls de píldora dispersa seguida de 20 bbls de píldora viscosa con lubricante para ayudar a deslizar.

BHA 5

- Esta sarta mantiene muy bien la vertical en modo rotario alcanzando los objetivos propuestos sin dificultad.

En el pozo Sacha "155D" tipo "S" tuvo los siguientes aspectos:

BHA 3

- Con esta sarta se construyó curva con buen desempeño.

BHA 5

- Se deslizo para acercarse al perfil planificado, sin resultados, debido al "tool face" inestable y a falta de camisa de motor.

BHA 6

- Mantiene la vertical en el conglomerado y se desliza sin ninguna dificultad, obteniendo buena respuesta en el cambio de dirección.

BHA 7

- Mantuvo muy bien la vertical hasta el punto de revestimiento.

BHA 8

- Esta sarta mantiene muy bien la vertical en modo rotario alcanzando los objetivos propuestos sin dificultad.

3.3.2. ANÁLISIS PARA LA SELECCIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)

Según la sección perforada se determinó los ensamblajes de fondo (BHA) para los pozos 451D y 155D.

En el pozo Sacha 451D tipo "S" tuvo los siguientes BHA según su sección:

La sección de 26 pulgada tiene 1 BHA para perforar desde 26 hasta 402 pies.

BHA 1

- Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar de 26 a 402 pies en vertical.

La sección de 16 pulgadas tiene 1 BHA para perforar desde 402 hasta 4530 pies.

BHA 2

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo para perforar de 402 a 4530 pies y “bend” de 1.5 grados para construir ángulo a razón de 2.0 grados/100 pies.

La sección de 12-1/4 pulgadas tiene 2 BHA para perforar desde 4530 hasta 7125 pies.

BHA 3

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo para perforar de 4530 a 7125 pies y “bend” de 1.5 grados

BHA 4

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo para perforar de 7125 a 8215 pies y “bend” de 1.5 grados.
- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 1.5 grados para tumbar ángulo a razón de 1.25 grados/100 pies hasta alcanzar la vertical.

La sección de 8-1/2 pulgadas tiene 1 BHA para perforar desde 8215 hasta 10564 pies.

BHA 5

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo para perforar de 8215 a 10564 pies
- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 0.77 grados para mantener la vertical.

En el pozo Sacha 155D tipo “S” tuvo los siguientes BHA según su sección:

La sección de 16 pulgadas tiene 2 BHA para perforar desde 150 hasta 5842 pies.

BHA 2

- Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar 365 pies en vertical.

BHA 3

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 1.15 grados para construir ángulo a razón de 2.5 grados/100 pies.

La sección de 12-1/4 pulgadas tiene 4 BHA para perforar desde 5842 hasta 9004 pies.

BHA 4

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 1.15 grados para tumbar ángulo a razón de 1.25 grados/100 pies hasta alcanzar la vertical

BHA 5

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 1.15 grados para mantener la vertical.

BHA 6

- Sarta navegable con broca Tricónica, motor de fondo y “bend” de 1.15 grados para perforar el conglomerado manteniendo la vertical.

BHA 7

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 1.15 grados para mantener la vertical.

La sección de 8-1/2 pulgadas tiene 2 BHA; 1 para perforar y otro para acondicionar el hueco desde 9004 hasta 10450 pies.

BHA 8

- Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y “bend” de 0.78 grados para mantener la vertical.

BHA 9

- Sarta rotaria con broca PDC y mantener la verticalidad.

3.4. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS

El análisis comparativo basado en el cálculo de las variables y la comparación de las mismas de los diferentes tipos de BHA entre el pozo Sacha 451D tipo “S” y el pozo Sacha 155D tipo “S”. Tomando como referencia las variables establecidas en la metodología, que muestran el desempeño del pozo como se determina a continuación:

3.4.1. COMPARACIÓN DEL ROP NETO Y ROP PROMEDIO

Se realiza una comparación del ROP de los pozos perforados entre el pozo Sacha 451D tipo “S” y el pozo Sacha 155D tipo “S”. El ROP neto es la tasa de penetración de la broca y sus componentes en la formación y el ROP promedio son los pies perforados por la broca dividido para la suma del tiempo de perforación, toma de surveys, rimado y conexiones. En la figura 6 se muestra el análisis estadístico del ROP neto vs ROP promedio y en la tabla 5 los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio.

Tabla 5. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio

	POZOS	
	451D	155D
Días Totales de perforación	21.35	650.17
Horas Totales	512.5	27.09
Pies perforados	10564	10450
Horas Drilling	217.45	315.7
ROP promedio (pies/h)	20.61	16.07
ROP neto (pies/h)	48.58	33.10
DVP (pies/h)	27.96	17.02

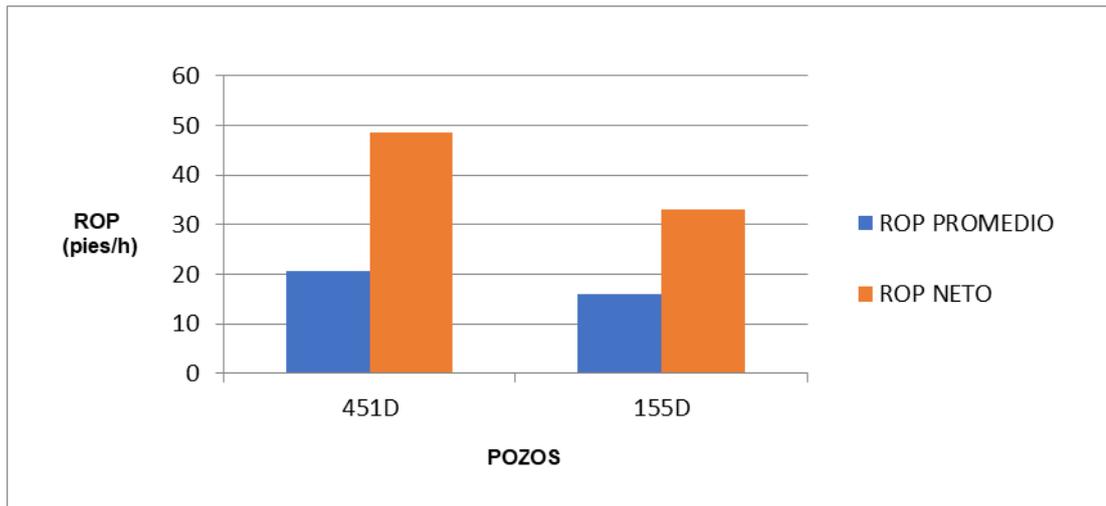


Figura 6. ROP neto VS ROP promedio

Como se aprecia el pozo Sacha 451D tipo “S” tuvo mejor desempeño ya que el ROP neto (tiempo de contacto de la broca con la formación) más alto pero su ROP promedio es bajo, lo cual su diferencia es del 27.96 (pies/h), por lo que el pozo 155D tipo “S” tuvo su ROP neto también es alto en un 17.02 (pies/h) a su ROP promedio, por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron menores en los dos casos.

En la tabla 6 se muestra los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 26 pulgadas y en la figura 7 la gráfica de los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 26 pulgadas.

Tabla 6. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 26 pulgadas

	POZOS	
	451D	155D
Sección (pulgadas)	26	-
Horas Totales	50.5	-
Pies perforados	402	-
Horas Drilling	20	-
ROP promedio (pies/h)	7.96	-
ROP neto (pies/h)	20.1	-
DVP (pies/h)	12.13	-

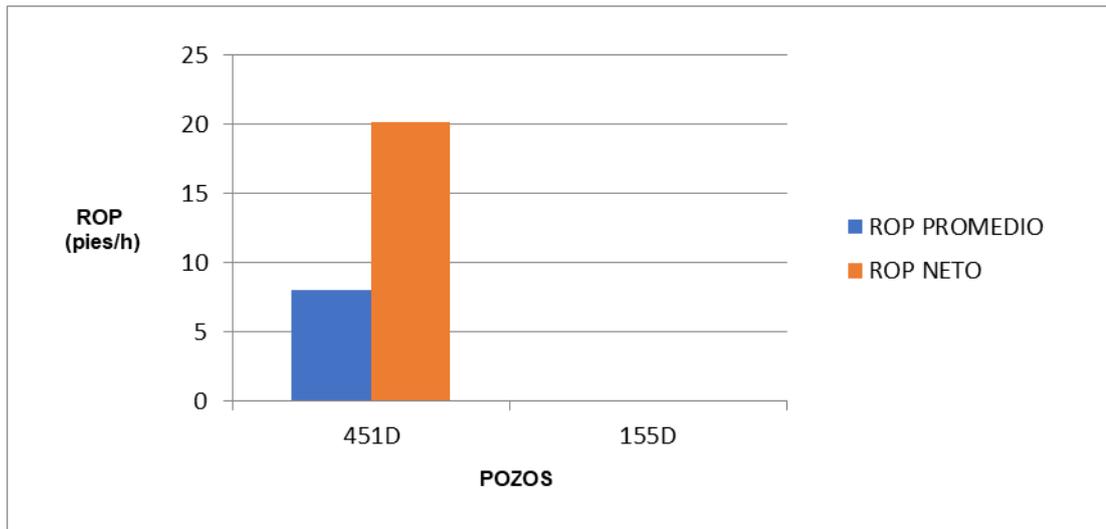


Figura 7. Sección 26 pulgadas ROP neto VS ROP promedio

El pozo 451D tipo “S” tuvo el ROP neto alta y la diferencia con su ROP promedio es de 12.13 (pies/h), por lo que se tomó menos tiempo en la toma de surveys, lo que el pozo 155D tipo “S” no obtuvo evaluación porque no tiene sección de 26 pulgadas.

En la tabla 7 se muestra los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 16 pulgadas y en la figura 8 la gráfica de los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 16 pulgadas.

Tabla 7. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 16 pulgadas

	POZOS	
	451D	155D
Sección (pulgadas)	16	16
Horas Totales	102	193.38
Pies perforados	4128	5692
Horas Drilling	29.5	113.18
ROP promedio (pies/h)	40.47	29.43
ROP neto (pies/h)	139.93	50.29
DVP (pies/h)	99.46	20.85

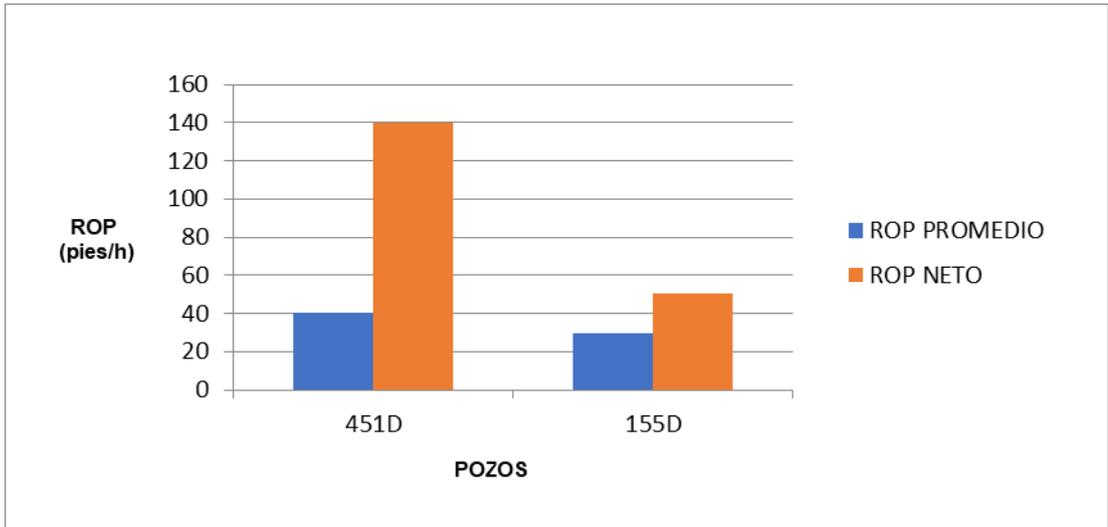


Figura 8. Sección 16 pulgadas ROP neto VS ROP promedio

En el pozo Sacha 451D tipo “S” tuvo el ROP neto más alto pero su ROP promedio es bajo lo cual su diferencia es del 99.46 (pies/h) en donde fue el mejor desempeño, por lo que el pozo 155D tipo “S” su ROP neto también es alto en un 20.85 (pies/h) a su ROP promedio, por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron menores en los dos casos.

En la tabla 8 se muestra los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 12-1/4 pulgadas y en la figura 9 la gráfica de los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 12-1/4 pulgadas.

Tabla 8. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 12-1/4 pulgadas

	POZOS	
	451D	155D
Sección (pulgadas)	12-1/4	12-1/4
Horas Totales	214	313.53
Pies perforados	3685	3162
Horas Drilling	103.5	148.58
ROP promedio (pies/h)	17.21	10.08
ROP neto (pies/h)	35.60	21.28
DVP (pies/h)	18.38	11.19

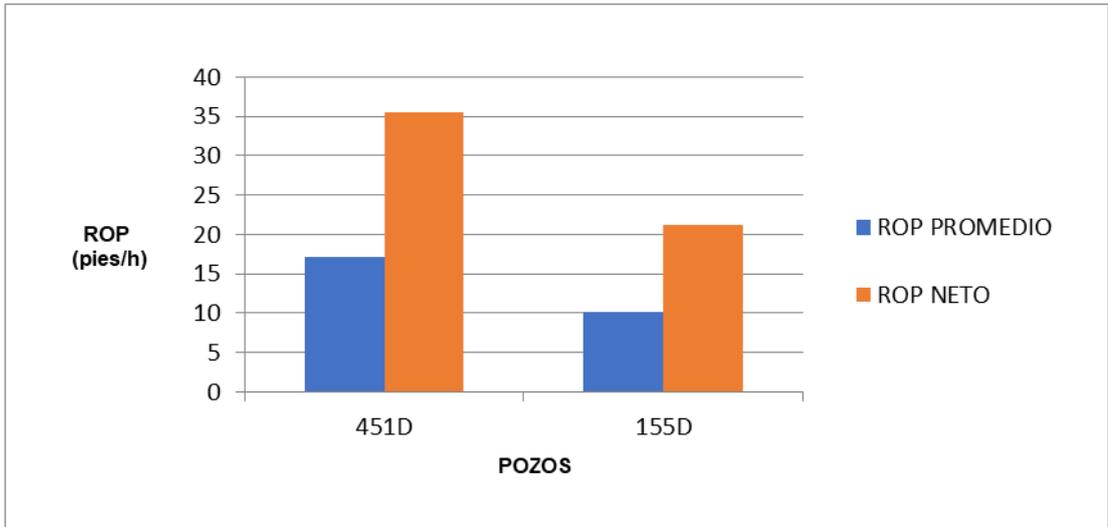


Figura 9. Sección 12-1/4 pulgadas ROP neto VS ROP promedio

En el pozo 451D tipo “S” su ROP neto también es alto en un 18.38 (pies/h) a su ROP promedio el cual es el mejor desempeño, lo que el pozo 155D tipo “S” su ROP neto también es alto en un 11.19 (pies/h) a su ROP promedio, por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron menores en los dos casos.

En la tabla 9 se muestra los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 8-1/2 pulgadas y en la figura 10 la gráfica de los resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio en la sección 8-1/2 pulgadas.

Tabla 9. Resultados comparativos del ROP neto y ROP promedio sección 8-1/2 pulgadas

	POZOS	
	451D	155D
Sección (pulgadas)	8-1/2	8-1/2
Horas Totales	146	141.13
Pies perforados	2349	1446
Horas Drilling	64.5	54
ROP promedio (pies/h)	16.08	10.24
ROP neto (pies/h)	36.41	26.77
DVP (pies/h)	20.32	16.53

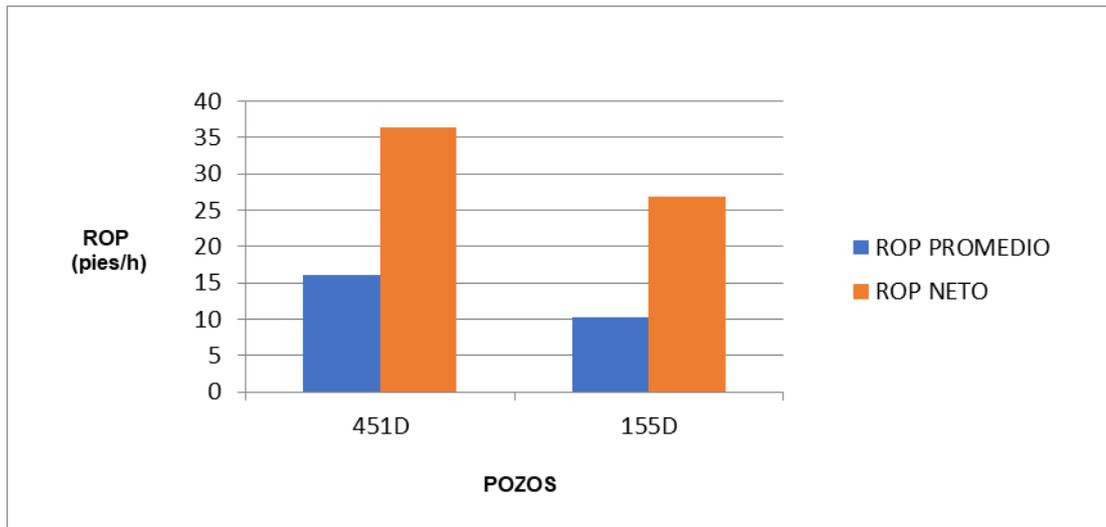


Figura 10. Sección 8-1/2 pulgadas ROP neto VS ROP promedio

En el pozo 451D tipo “S” su ROP neto es el más alto en un 20.32 (pies/h) a su ROP promedio en donde fue el mejor desempeño, lo que el pozo 155D tipo “S” su ROP neto también es alto en un 16.53 (pies/h) a su ROP promedio por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron menores en los dos casos.

El pozo 451D tipo “S” tuvo un mejor desempeño en cada sección el cual indica que los tiempos para tomas de surveys, conexiones y repasos fueron menores a los del pozo 155D tipo “S”.

3.5. ANÁLISIS DE LA INCLINACIÓN CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD (TVD)

El análisis se basa en la gráfica de datos, donde se aprecia el cambio de inclinación con respecto a la profundidad. Se puede verificar y comparar el desarrollo de los BHA en zonas donde se requiere construir, tumbar y mantener ángulo, con lo que podemos ayudarnos para el diseño de futuros pozos direccionales. A continuación, tenemos las gráficas de los pozos 451D (figura 11) y 155D (figura 12) para su respectivo análisis.

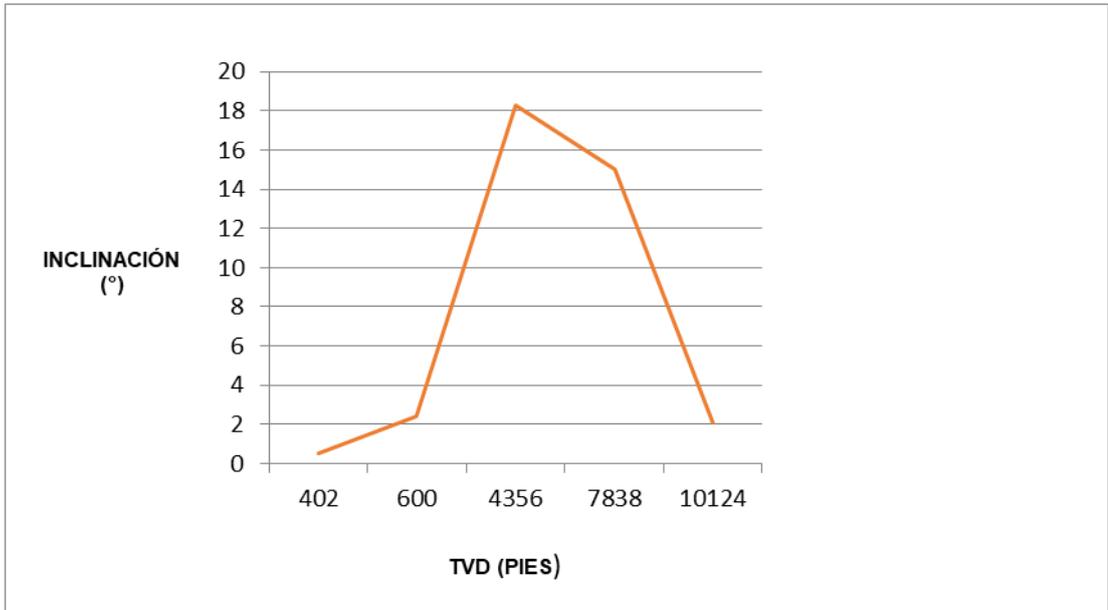


Figura 11. Inclinación (grados) vs TVD (pies) pozo 451D

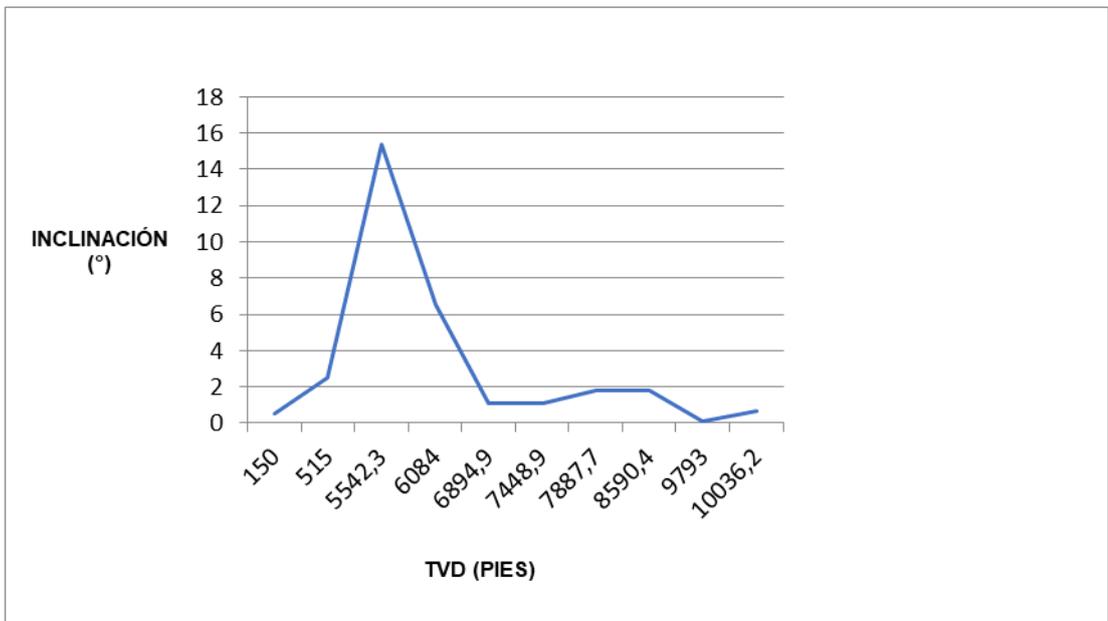


Figura 12. Inclinación (grados) vs TVD (pies) pozo 155D

En el pozo 451D se observa que su KOP comienza a los 600 pies lo que en el pozo 155D empieza a los 515 pies, se determina que el pozo 451D tiene un mayor desplazamiento debido a su mayor inclinación ya que tiene una inclinación máxima de 18.3 grados lo que el pozo 155D su inclinación máxima es de 15.36 grados, se deduce que el pozo 451D tumba su ángulo a los 7838 pies entre las formaciones Tena y Basal Tena lo que el pozo 155D a los 6894.90 pies entre las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu.

3.6. COMPARACIÓN DE LOS RPM DE ROTACIÓN (ROT) DE PERFORACIÓN DE LOS BHA

De acuerdo al análisis efectuado en los pozos 451D y 155D, se identifica los BHA con mayor (rpm) de rotación de acuerdo a la sección perforada.

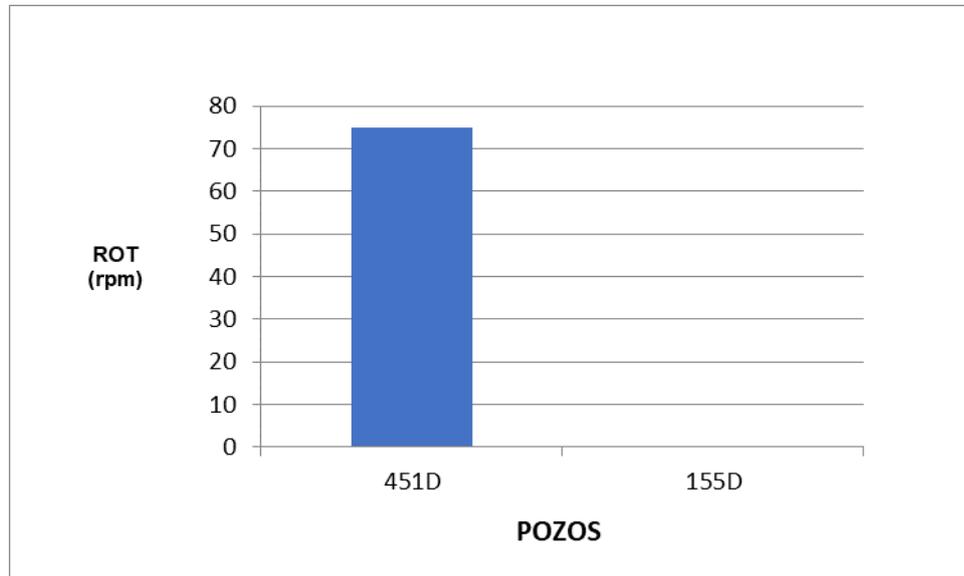


Figura 13. Sección 26 pulgadas ROT (rpm)

El BHA 1 del pozo 451D tiene el (rpm) más alto de rotación que es del 75 rpm lo que le permite un mejor desempeño en su perforación vertical, lo que el pozo 155D no tiene un (rpm) ya que no tiene esta sección debido a su diseño.

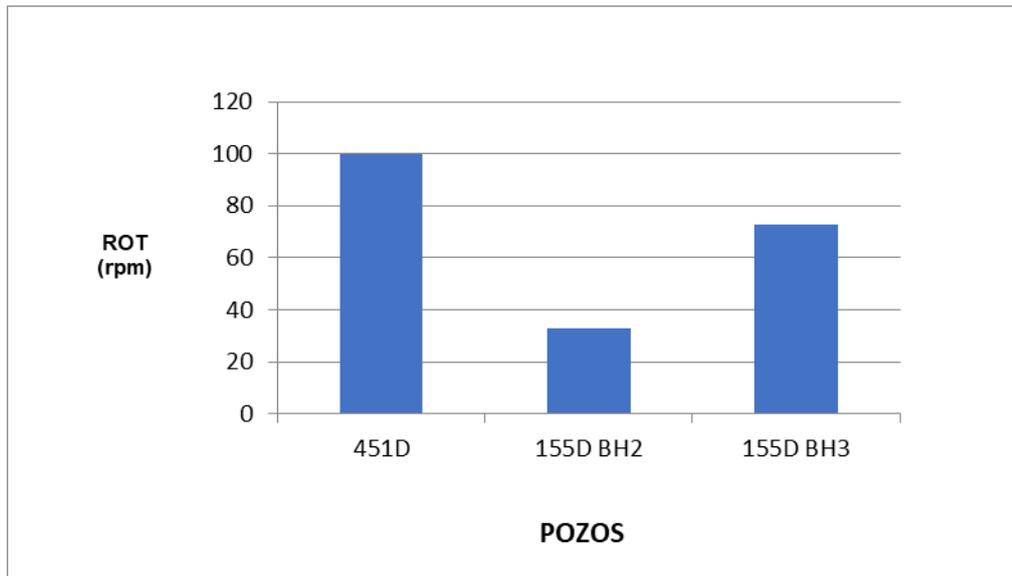


Figura 14. Sección 16 pulgadas ROT (rpm)

Para la construcción del KOP el mejor desempeño fue el BHA 2 del pozo 451D ya que tuvo el (rpm) más alto de rotación que es el 100 rpm, además de que también sirvió para mantener tangente, le sigue el BHA 3 del pozo 155D el cual tuvo un (rpm) de 72.93 rpm y el BH2 del pozo 155D tuvo un (rpm) de rotación bajo del 33.04 rpm.

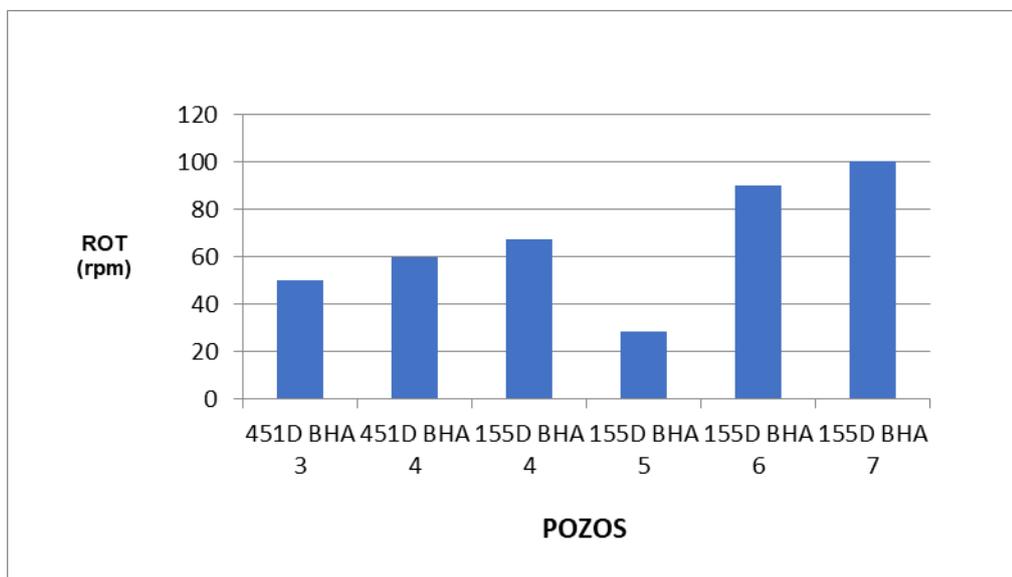


Figura 15. Sección 12-1/4 pulgadas ROT (rpm)

El BHA 4 del pozo 451D tiene un (rpm) de 60 rpm de rotación que es menor al BHA 4 del pozo 155D que es del 67.17 rpm lo que le permite un mejor desempeño que el otro pozo para tumbar el ángulo, se determina que el BHA 6 y BHA 7 del pozo 155D mejora en un 89.89 rpm y 100 rpm para mantener su verticalización.

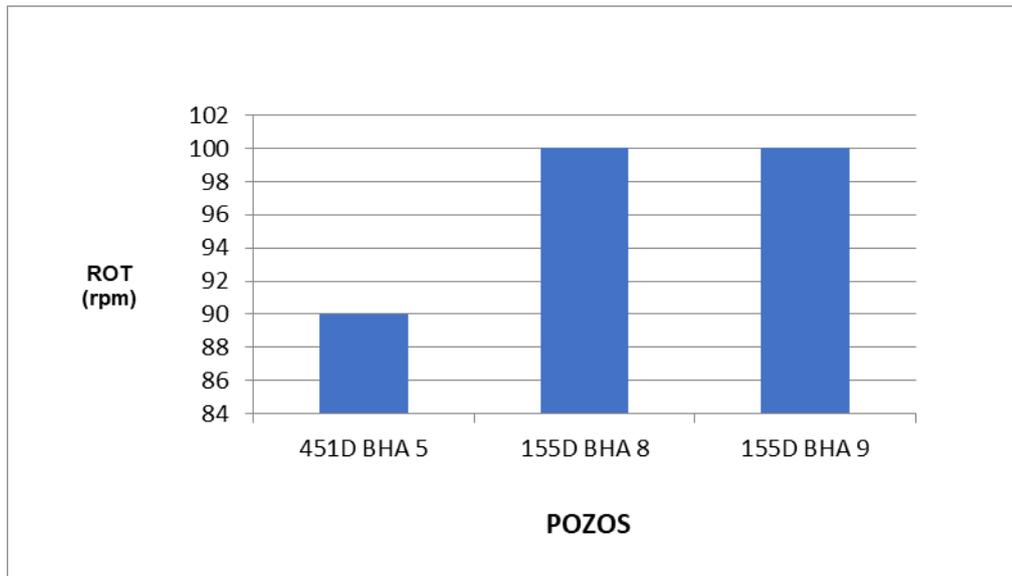


Figura 16. Sección 8-1/2 pulgadas ROT (rpm)

El BHA 8 del pozo 155D tiene el mejor (rpm) de rotación que es del 100 rpm lo que le hace tener un mejor desempeño en la perforación final a comparación del BHA 5 del pozo 451D que es del 90 rpm que es un (rpm) considerable, el BHA 9 del pozo 155D tiene un (rpm) de rotación alto que es del 100 rpm y permite terminar la perforación de una buena manera para así tener un buen acondicionamiento.

3.7. COMPARACIÓN DE RESULTADOS FINALES ENTRE LOS POZOS DIRECCIONALES 451D Y 155D

Resultados finales de la perforación desarrollada en el Pozo Sacha 451D y 155D del Oriente Ecuatoriano, mediante un análisis en cada sección perforada determinando punto de desvío (KOP), ángulo de construcción, ángulo máximo de desviación, desplazamiento horizontal, tumbar ángulo, ángulo de construcción (DROP) como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Resultados Finales de la Perforación de los Pozo Sacha 451D y 155D

POZOS	451D	155D
Punto Inicio de Desvío (KOP) (pies):	600	515
Angulo de Construcción (BUR grado/100 pies):	2.42	2.5
Angulo Máximo de Desviación (grados):	18.3°	15.36 °
Desplazamiento Horizontal (pies):	2788.69	2065.70
Tumbar ángulo (pies):	7838	6894.9
Angulo de Construcción DROP (BUR grado/ 100 pies):	2.09	1.98

En el pozo 451D el KOP empieza a una profundidad mayor que la del pozo 155D, el ángulo de construcción es en relación a 2.5 en los dos pozos, se determina que el ángulo máximo de desviación mayor entre los dos pozos es del 451D, el desplazamiento también es mayor en este pozo y el ángulo de formación del DROP es casi similar.

3.8. ANÁLISIS ECONÓMICO - COMPARATIVO ENTRE LOS POZOS 451D TIPO “S” Y EL POZO 155D TIPO “S”

Se realiza una evaluación comparativa del costo de perforación de cada uno de los pozos analizados. La comparación se efectúa con valores reales de los costos totales de la operación y de ingeniería de perforación.

3.8.1 COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS ANALIZADOS

Los costos de perforación dependen del mercado, tiempo empleado en la perforación y de otros factores, siempre que se da una alta demanda para perforaciones, los propietarios del equipo están en la capacidad de pedir precios elevados en vista a la escasez creada por dicha demanda o reducir el precio hasta niveles apenas suficientes para mantener el equipo en operación y recuperar al menos, parte de los costos de capital si la demanda es baja como se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. Costos de Perforación

POZOS	UNIDADES	451D	155D
Tipo	-	S	S
Días operación	Días	21.35	27
Costo perforación (CT)	USD	3 173 161.61	2 069 723.76
Costo por día	USD	148 625.8365	76 656.43556
Ganancia diaria (GD)	USD	59 253.12	21 214.249
CT/GD	USD	53.55	97.56
Recuperación inicial	Mes	1.78	3.25

La recuperación inicial de la inversión en el caso del pozo 451D es pronta a relación del caso del pozo 155D.

3.8.2 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El aspecto más importante en la perforación de pozos direccionales es el tiempo, ya que una disminución de este permite una reducción de costos.

A continuación se lleva a cabo una comparación de costos, tiempo de perforación y profundidad total perforada de los pozos como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Comparación de datos y precios de operación.

POZOS	451D	155D
Tipo	S	S
Días operación	21.35	27
Días perforados	14.30	13.16
Desplazamiento (pies)	2788.69	2065.70
Número de viajes	5	8
Profundidad md (pies)	10564	10450
Profundidad tvd (pies)	10124	10036.20
Año	AGOSTO 2014	MAYO 2005
Costo (USD)	3 173 161.61	2 069 723.76

Aparte de comparar costos hay que tomar en cuenta la profundidad total perforada y el número de días que duró la operación de perforación, ya que esta puede interrumpirse por diferentes problemas en los equipos del taladro, derrumbe de las paredes del pozo, cementación, pesca, además de problemas ajenos a la operación como paros de comunidades aledañas.

En la tabla 12 el pozo 451D es el más costoso ya que tiene una diferencia de valor de 1 103 437.85 dólares con respecto al valor del pozo 155D lo que

contribuyó que los costos sean mayores ya que cada año las empresas prestadoras de servicios y el taladro, incrementan sus costos de acuerdo al tipo de contrato, se observa que los días de operación del pozo 155D son mayores al pozo 451D pero menor en días perforados, se determina que la profundidad es mayor en el pozo 451D a diferencia del pozo 155D

3.8.3 COMPARACIÓN COSTO-BENEFICIO ENTRE LOS POZOS 451D Y 155D

Se realiza el análisis comparativo del costo-beneficio entre el pozo 451D y el pozo 155D, ya que es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad en un año de a ver sido perforado como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Comparación Costo-Beneficio

POZOS	UNIDAD	451D	155D
Costo inicial (VAC)	USD	3 173 161.61	2 069 723.76
Costo del barril inicial	USD	86.4	55.93
Duración de rentabilidad 1 año	Días	365	365
Producción diaria inicial	Barril	685.8	379.3
Costo por producción de un barril	USD	9.07	6.5
Beneficio positivo (BP)	USD	21 627 388.8	7 743 200.885
Beneficio negativo 1 (BN1)	USD	2 270 375.19	899 889.25
Beneficio negativo 2 (BN2)	USD	13 256 689.3	4 356 345.8
Beneficio negativo total BNT=(BN1+BN2)	USD	15 527 064.49	5 256 235.05
VAI (BP-BNT)	USD	6 100 324.31	2 486 965.835
B/C	-	1.92	1.20
Recuperación de la inversión inicial	Mes	1.78	3.25

En la tabla 13 el costo-beneficio del pozo 451D es de 1.92 y el costo-beneficio del pozo 155D es de 1.20, el cual demuestra que los dos pozos son rentables

ya que el coeficiente de rentabilidad en los dos casos es mayor a 1 durante el tiempo analizado, se determina que el pozo 451D es el más rentable de los dos pozos evaluados por la razón que cada año las empresas prestadoras de servicio y el taladro cambian sus costos en cada contrato, también por costos operativos y por incrementos y decrementos del precio del barril, la recuperación de la inversión inicial en el pozo 451D es 1.78 meses y el pozo 155D es 3.25 meses lo que demuestra que el pozo 451D recupera en menor tiempo su inversión inicial con respecto al pozo 155D.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El plan de perforación en los dos pozos tiene claramente el desarrollo en cada etapa de la perforación con un amplio estudio técnico.
- El porcentaje de la diferencia general de la tasa o velocidad de penetración (ROP neto- ROP promedio) del pozo 451D es mayor a la del pozo 155D, por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron menores.
- Al perforar con moderados rpm (ROT) y peso sobre la broca (WOB) se consigue un control direccional al construir el ángulo, pero la tasa o velocidad de penetración disminuye como en el BHA 3 del pozo 155D.
- El colgamiento de la sarta se genera debido al porcentaje alto de perforación orientada y a que algunas formaciones no son completamente homogéneas como en el inicio de la formación Tena, en el BHA 4 del pozo 451D.
- En algunos casos, no necesariamente un pozo con un tiempo operativo menor a otro va a costar menos, el costo varía de acuerdo a los servicios que se usen y a problemas en la operación, como en el caso del pozo 451D que su tiempo operativo fue de 21.36 días a comparación del 155D que fue 27 días, en donde el 451D fue el más costoso.
- El costo-beneficio del pozo 451D es de 1.92 y el costo-beneficio del pozo 155D es de 1.20, el cual demuestra que los dos pozos son rentables ya que el coeficiente de rentabilidad en los dos casos es mayor a 1 durante el tiempo analizado.
- La recuperación de la inversión inicial en el pozo 451D es 1.78 meses y el pozo 155D es 3.25 meses lo que demuestra que el pozo 451D recupera en menor tiempo su inversión inicial con respecto al pozo 155D.

4.2 RECOMENDACIONES

- Repasar dos veces en las arcillas intermedias a los conglomerados con el objetivo de disminuir el tiempo de viajes y tener mejor eficiencia en la sección de 12 ¼”
- Controlar parámetros por posible presencia de conglomerado cuarzoso en Orteguzza confirmando topes con geología del pozo en la Sección de 12 ¼” y así no tener problemas durante la perforación
- El uso de un buen equipo moderno de perforación y con un excelente mantenimiento evita la generación de problemas en superficie que aumentan el tiempo operativo y sus costos.
- Para incrementar la tasa o velocidad de penetración y evitar problemas de empaquetamiento, realizar una buena limpieza del hueco en el sistema de control de sólidos y reología del lodo.
- Incrementar la tasa o velocidad de penetración y evitar problemas de empaquetamiento.
- Realizar una limpieza del hueco en el sistema de control de sólidos y reología del lodo para reducir los problemas en la perforación.
- Estudiar detalladamente la formación y su litología, ya que la perforación direccional dependerá en su totalidad para el desarrollo del pozo.

5. BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

- Arturo. (2014). *El análisis costo-beneficio*. Obtenido de <https://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio/>
- Cabezas, J. (2003). *Perforación de pozos*. Obtenido de <https://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5656/1/T-UCE-0012-339.pdf>
- Calderon, T. (2015). *Tabulación de datos y analisis de datos*. Obtenido de <https://www.slideshare.net/TomsCaldern/anlisis-de-los-datos-y-tabulacion>
- Coloma, M. (2008). *Evaluación de ensamblajes de fondo (bha) para optimizar el tiempo de perforación en pozos direccionales en el campo Sacha*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/6168>
- Cortez, E. (2014). *Introducción de la herramienta zinc en la perforación direccional de la sección de construcción en el campo cerro negro de la fpo*. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/handle/123456789/13338>
- Geothermal Energy Industry. (2017). *New Drilling Technology Could Drive Advances in America's Geothermal Energy Industry*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/articles/new-drilling-technology-could-drive-advances-america-s-geothermal-energy-industry>
- Mena, D. (2012). *Incremento de la producción aplicando tecnología de perforación radial en pozos del campo Sacha*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/581/1/T-UCE-0012-136.pdf>
- Olvera, J. (2013). *Estados productores de México*. Obtenido de <https://www.unam.mx/document/147310995/Regiones-Petroleras-de-Mexico-final>
- Ordoñez, H. (2014). *Nuevas Tecnologías de la Perforación Direccional*. Obtenido de <https://www.prezi.com/mvtmkm7uv0yl/nuevas-tecnologias-de-la-perforacion-direccional/>
- PerfoBlogger. (2017). *Perforación Direccional con Ensamblajes Rotacionales*. Obtenido de <http://www.perfoblogger.com/2017/03/perforacion-direccional-con-ensamblajes.html>
- Salazar, O. (2011). *Perforación direccional*. Obtenido de tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15820/1/Perforación%20direccional.pdf
- Tmedicauss. (2009). *Tabulacion de datos y analisis de datos*. Obtenido de <https://www.tmedicauss.com/tabulacion-de-datos>
- Zapata, L., & Cevallos, E. (2012). *Estudio de factibilidad para el aprovechamiento del gas producido en el campo Sacha para la*

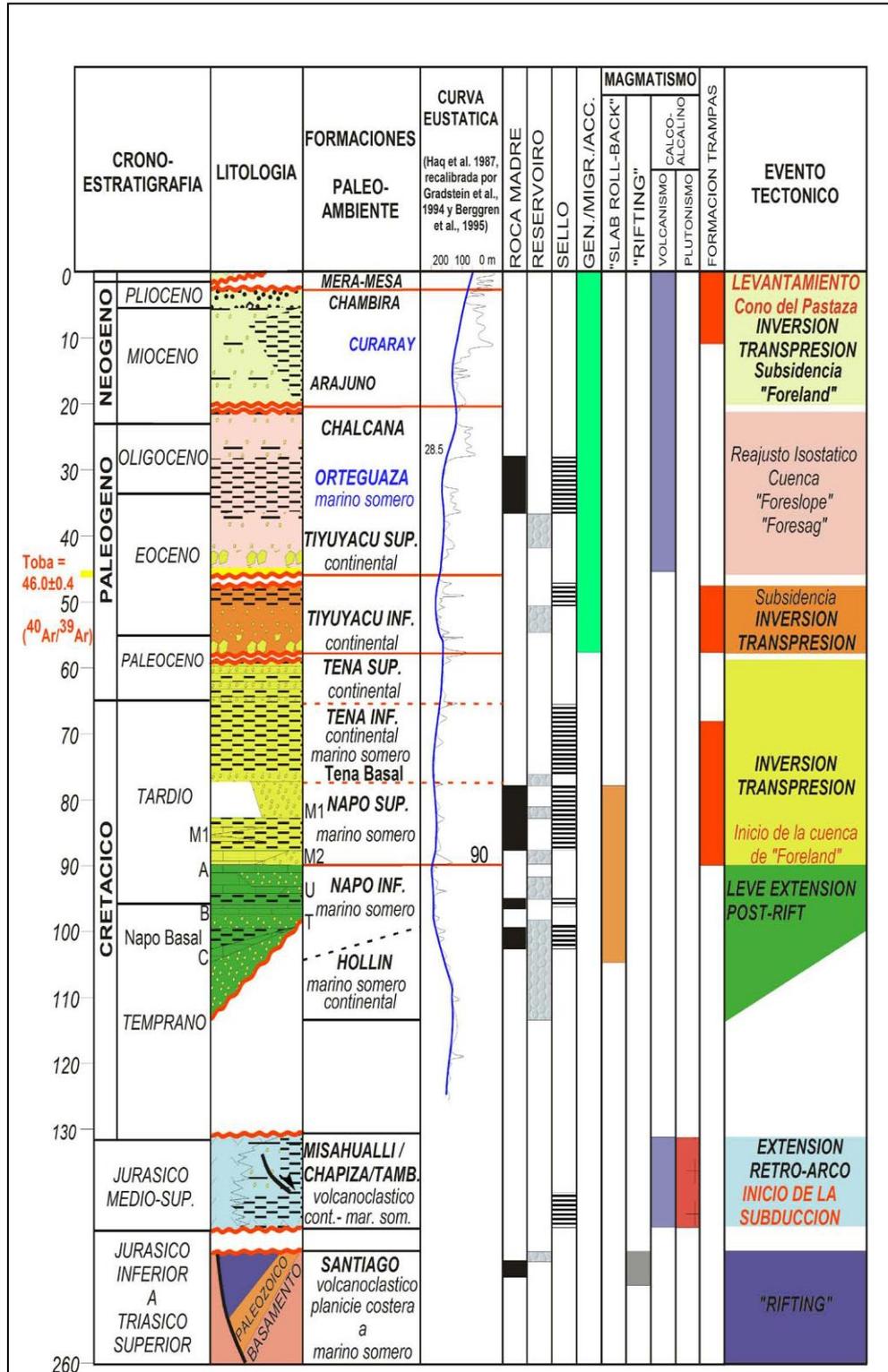
sustitución del diesel en la generación de energía eléctrica. obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/649/1/t-uce-0012-137.pdf>

6. ANEXOS

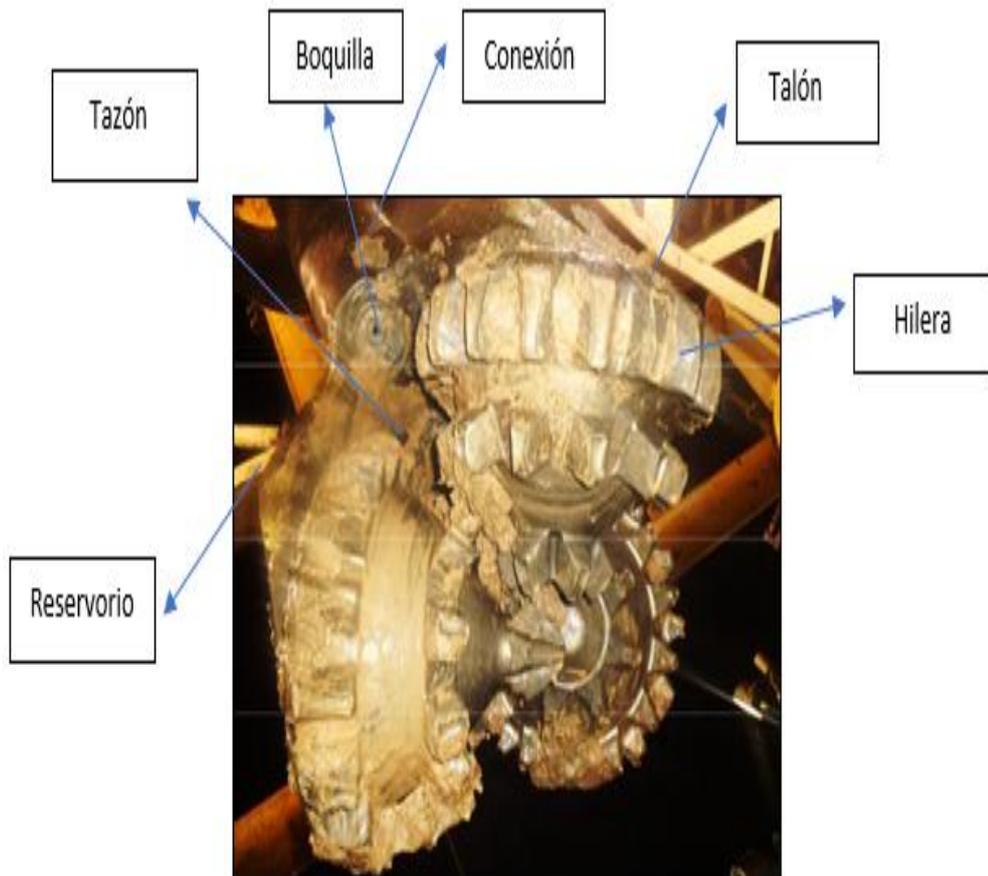
6. ANEXOS

ANEXO 1.

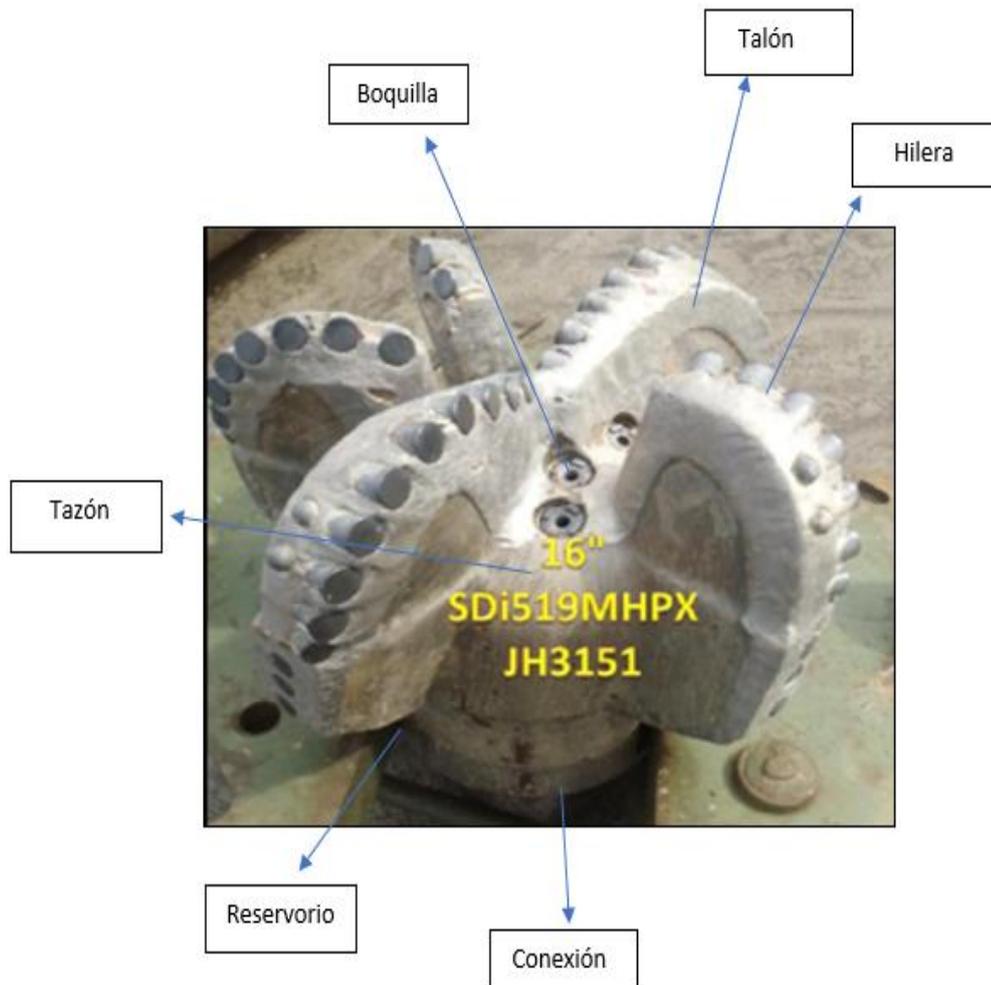
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANO



ANEXO 2.
BROCA 26 PULGADAS XR+CPS (PW9196)



ANEXO 3.
BROCA 16 PULGADAS SDI519MHPXJH3151



ANEXO 4.
BROCA MSI519HSBPXXJG2069

