



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

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

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DE LA CALIDAD DEL HOYO DE LA SECCIÓN
PRODUCTORA DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO
“S” DEL ORIENTE ECUATORIANO**

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

EDUARDO DANIEL MAYORGA CARVAJAL

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, junio 2016

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2016
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO
PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1803934973
APELLIDO Y NOMBRES:	Mayorga Carvajal Eduardo Daniel
DIRECCIÓN:	Av. 10 de agosto Y Av. El Inca N64-259
EMAIL:	mayorga791@gmail.com
TELÉFONO FIJO:	022449767
TELÉFONO MOVIL:	0995705025

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis de la calidad del hoyo de la sección productora de pozos direccionales en el campo S del oriente ecuatoriano
AUTOR O AUTORES:	Eduardo Mayorga
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Junio, 2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Benjamín Hincapié G
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO DE PETRÓLEOS
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	<p style="text-align: center;">El presente trabajo expone un detallado análisis de información relevante en la perforación de la sección de producción de pozos direccionales en un campo de la amazonia ecuatoriana, desde la planificación hasta los resultados de las operaciones de diferentes líneas de producto más importantes que intervienen en la perforación.</p> <p style="text-align: center;">El análisis es llevado a cabo con la finalidad de encontrar problemas en las</p>

operaciones de perforación que influyen en la calidad del hoyo.

La litología presente en esta sección conformada por formaciones débiles e inestables como intercalaciones de lutitas entre las calizas y arenas, facilitan la posibilidad de obtener un hoyo de mala calidad.

Claros indicativos de que se ha generado un hoyo irregular por problemas no mitigados a tiempo son la presencia de diversas dificultades durante viajes de la tubería y corrida de liner como: washouts, exceso de cortes por mala limpieza, puntos de pega, atascamiento de la tubería, pescados, rimado excesivo, entre otros.

El uso adecuado de parámetros y buenas prácticas de perforación pueden ayudar a mantener una buena calidad de hoyo asegurando un buen sello mecánico entre las zonas productoras garantizado por una buena cementación y finalmente asegurando una buena producción.

Un lodo de 9.6 lpg a 10.5 lpg y con alta lubricidad ha dado buenos resultados para mantener firmes las paredes del hoyo así como el control de torque hasta 24 lbs/ft y un galonaje máximo de 450 gpm, el peso en la broca debe mantenerse también controlado en un rango de 5 klb a 25 klb, y aunque la capacidad de la barrena permita altas tasas de perforación se recomienda mantener 80 rpm en la rotación para prevenir la desestabilización del hoyo.

<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>PERFORACIÓN DIRECCIONAL, CALIBRE DEL HOYO, CÁLIPER, PARÁMETROS, BROCAS, BHA, FLUIDOS.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>This work presents a detailed analysis of important information about the drilling of the production area of directional wells in an Ecuadorian rainforest field, from planification to operational results of the most important product lines that participate in drilling.</p> <p>The analysis is used to find problems in drilling operations that may interfere in hole quality.</p> <p>Lithology from this section is made by weak and unstable formations such as intercalations shales in between limestone and sandstone, which facilitates having a low quality hole.</p> <p>Clearly indicatives that shown a low quality hole generated by non-solved problems are the presence of many difficulties during pipe traveling and liner run such as: washouts, excessive cuts due to inefficient cleaning, stick points, pipe bindings, fish, excessive reaming, etc.</p> <p>Using adecuated parameters and good perforation practices can help to keep a good quality hole; ensuring an excellent mecanic seal between production areas guaranteed by good cementation, and finally ensuring good production.</p> <p>A mud from nine point six pounds per gallon to ten point five pounds per gallon and with high lubricity shows good results to keep solids wall in the hole. Also keeping torque control until 24 pounds per ft and a maximum gallonaje of</p>

	450 gallons per minute can help to have a high quality hole. Furthermore, weight on bit should be controlled in a range of 5 - 25 kilo pounds, and even bit capacity allows high drilling rates it is recommendable keep it at 80 revolutions per minute in rotation to prevent hole destabilization.
KEYWORDS	Directional drilling, CALIPER HOLE, caliper, PARAMETERS, BITS, BHA, FLUIDS

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

f:



MAYORGA CARVAJAL EDUARDO DANIEL

1803934973

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **MAYORGA CARVAJAL EDUARDO DANIEL**, CI 1803934973 autor del proyecto titulado: **Análisis de la calidad del hoyo de la sección productora de pozos direccionales en el campo S del oriente ecuatoriano** previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

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 Tecnológica Equinoccial 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, Junio 2016

f: _____


MAYORGA CARVAJAL EDUARDO DANIEL

1803934973

DECLARACIÓN

Yo **EDUARDO DANIEL MAYORGA CARVAJAL**, 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 Tecnológica Equinoccial 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.



EDUARDO DANIEL MAYORGA CARVAJAL

C.I. 1803934973

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “ANÁLISIS DE LA CALIDAD DEL HOYO DE LA SECCIÓN PRODUCTORA DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO S DEL ORIENTE ECUATORIANO”, que, para aspirar al título de Ingeniero/a de Petróleos fue desarrollado por Eduardo Mayorga, 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.



ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

0800852758

DIRECTOR DEL TRABAJO

DEDICATORIA

*Primero a Dios, por ser quien me ha puesto en éste camino, por acompañarme en cada
paso que doy.*

*A mis maestros por su paciencia enseñándome los conocimientos sin los cuales no podría
haber terminado esta tesis.*

*A mi madre Silvia que me ha apoyado incondicionalmente tanto anímica como
económicamente, por ser mi ejemplo de esfuerzo y dedicación, por enseñarme el valor de
la familia, y la gratitud.*

*A mi familia, por inculcarme buenos valores, por ser un apoyo en los momentos que
más necesitaba, por ser motivo de las alegrías más importantes de mi vida.*

*A mis amigos, por acompañarme en mis alegrías, tristezas, y brindarme su aprecio y
confianza.*

Eduardo Mayorga Carvajal

AGRADECIMIENTO

A mi director de Tesis Ing. Benjamín Hincapié, por guiarme en la realización de éste trabajo de titulación al igual que mis maestros Ing. Silvio Iván Andrade, Ing. Edwin Plúas N., gracias por sus valiosos consejos y por compartir sus conocimientos en las aulas de clases. Al Ing. Fausto Ramos quien también fue un gran apoyo a lo largo de mi vida universitaria, así como lo fue el Ing. Raúl Baldeón, Ing. Raúl Valencia, Ing. Irving Salazar, Ing. Patricio Jaramillo, Ing. Vinicio Melo, Ing. Jaime Guerra; a quienes recuerdo con mucho respeto y aprecio.

A la empresa BHI, a la línea de Drilling Services, Drilling Optimization, Well Solutions, a la Ing. Ana M Rueda por darme la oportunidad de aprender más sobre la industria del Petróleo, al Ing. Alexis González, Ing. Carlos Peña. Ing. Xavier Guerrero, Ing. Luis Velastegui, quienes no solo compartieron conmigo sus experiencias profesionales y valiosos conocimientos técnicos si no también me brindaron su amistad.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial por recibirme en sus aulas y enseñarme no solo a ser un buen profesional si no también una buena persona.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	3
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS	5
2.1 ASPECTOS GENERALES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL, CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN ..	5
2.2 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	6
2.3 SARTA DE PERFORACIÓN	7
2.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN	9
2.4.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE LOS FLUIDOS	9
2.4.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA UN PROGRAMA DE FLUIDOS	10
2.4.3 CONTROL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	10
2.5 BROCAS DE PERFORACIÓN	11
2.5.1 TIPOS DE BROCAS	12
2.5.1.1 Brocas Tricónicas.....	12
2.5.1.2 Brocas PDC	13
3. GENERALIDADES DEL CAMPO “S”	15
3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO S.....	15

3.2 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO S	16
3.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES PRESENTES EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO S.....	18
3.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN	18
3.3.2 FORMACIÓN NAPO.....	18
3.3.3 FORMACIÓN TENA	21
3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL CAMPO S	23
3.4.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS.....	23
3.4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	24
3.5 RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO S	25
4. ANÁLISIS DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO S.....	26
4.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO S263D	26
4.1.1 RESÚMEN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL POZO S263D.....	27
4.1.2 CURVA DE DENSIDAD ESTIMADA EN LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D	27
4.1.3 SUMARIO DE BROCAS DEL POZO S263D	28
4.1.4 REGISTROS ELÉCTRICOS REQUERIDOS EN EL POZO S263D	28
4.1.5 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO S263D.....	29
4.1.6 DIAGRAMA MECÁNICO DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D.....	29
4.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO S277D	30
4.2.1 RESÚMEN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DELO POZO S277D.....	31

4.2.2 CURVA DE DENSIDAD ESTIMADA EN LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D	31
4.2.3 SUMARIO DE BROCAS DEL POZO S277D	32
4.2.4 REGISTROS ELÉCTRICOS REQUERIDOS EN EL POZO S277D	32
4.2.5 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO S277D.....	33
4.2.6 DIAGRAMA MECÁNICO SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D.....	33
4.3 REPORTE FINAL DEL POZO S263D	34
4.3.1 COMPANY MAN INFORME DEL POZO S263D	34
4.3.2 LÍNEA DIRECCIONAL PARA EL POZO S263D	34
4.3.3 LÍNEA DE FLUIDOS PARA EL POZO S263D	35
4.3.4 LÍNEA DE BROCAS PARA EL POZO S263D	36
4.3.5 LÍNEA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PARA EL POZO S263D	36
4.3.6 LÍNEA DE BAJADA DE LINER 7 PULGADAS PARA EL POZO S263D.....	37
4.3.7 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN USADOS PARA PERFORAR LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D.....	37
4.3.7.1 PESO DE LODO S263D	39
4.3.7.2 GALONAJE S263D	40
4.3.7.3 TORQUE S263D	41
4.3.7.4 WOB S263D.....	42
4.3.7.5 RPM S263D	43
4.4 REPORTE FINAL DEL POZO S277D.....	44
4.4.1 COMPANY MAN INFORME DEL POZO S277D	44

4.4.2 LÍNEA DIRECCIONAL PARA EL POZO S277D	44
4.4.3 LÍNEA DE FLUIDOS PARA EL POZO S277D	44
4.4.4 LÍNEA DE BROCAS PARA EL POZO S277D	45
4.4.5 LÍNEA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PARA EL POZO S277D	45
4.4.6 LÍNEA DE BAJADA DE LINER 7 PULGADAS PARA EL POZO S277D	45
4.4.7 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN USADOS PARA PERFORAR LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D	46
4.4.7.1 PESO DE LODO S277D	47
4.4.7.2 GALONAJE S277D	48
4.4.7.3 TORQUE S277D	49
4.4.7.4 WOB S277D	50
4.4.7.5 RPM S277D	51
4.5 CONSECUENCIAS DEL MANEJO INAPROPIADO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO S263D	52
4.5.1 PARÁMETROS QUE AFECTARON LA CALIDAD DEL HOYO PERFORADO DEL POZO S263D	52
4.5.2 CÁLIPER S263D	53
4.6 CONSECUENCIAS DEL MANEJO INAPROPIADO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO S277D	55
4.6.1 PARÁMETROS QUE AFECTARON LA CALIDAD DEL HOYO PERFORADO	55
4.6.2 CÁLIPER S277D	56
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
5.1 CONCLUSIONES	57
5.2 RECOMENDACIONES	59

GLOSARIO.....	61
BIBLIOGRAFÍA.....	65
ANEXOS.....	68
ANEXO I. REGISTROS CÁLIPER DE POZOS CAMPO S	69

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Características de la roca reservorio del Campo S	23
Tabla 2. Características de los fluidos del Campo “S”	24
Tabla 3. Reservas de Petróleo del Capo S	25
Tabla 4. Propiedades estimadas para el Hoyo de 8 ½ pulgadas pozo S263D	27
Tabla 5. Plan de Registros Eléctricos S263D	28
Tabla 6. Programa de Revestidores para el pozo S263D	29
Tabla 7. Propiedades estimadas para el Hoyo de 8 ½ pulgadas pozo S277D	31
Tabla 8. Plan de Registros Eléctricos S277D	32
Tabla 9. Programa de Revestidores para el pozo S277D	33
Tabla 10. Profundidad Plan vs Profundidad Real S263D	38
Tabla 11. ROP Promedio Plan vs Real S263D.....	38
Tabla 12. Peso del Lodo Plan vs Real S263D.....	39
Tabla 13. Galonaje Plan vs Real S263D	40
Tabla 14. Torque Plan vs Real S263D	41
Tabla 15. WOB Plan vs Real S263D	42
Tabla 16. RPM Plan vs Real S263D.....	43
Tabla 17. Profundidad Plan vs Profundidad Real S277D	46
Tabla 18. ROP Promedio Plan vs Real S277D.....	46
Tabla 19. Peso del Lodo Plan vs Real S277D.....	47
Tabla 20. Galonaje Plan vs Real S277D	48
Tabla 21. Torque Plan vs Real S277D	49
Tabla 22. WOB Plan vs Real S277D	50
Tabla 23. RPM pie-pie S277D	51
Tabla 24. Resumen de problemas operacionales del pozo S263D	52
Tabla 25. Resumen de problemas operacionales del pozo S277D	55

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Perfil direccional de un pozo en función de la TVD y la VS	6
Figura 2. BHA para perforar la sección de producción.....	8
Figura 3. Ejemplo reporte diario de fluidos.....	11
Figura 4. Brocas tricónicas.....	12
Figura 5. Sección transversal broca PDC	13
Figura 6. Vista frontal broca PDC.....	13
Figura 7. Ubicación del Campo S.....	16
Figura 8. Mapa Estructural Hollín. Campo S.....	17
Figura 9. Columna Estratigráfica General del Campo S	17
Figura 10. Columna Litoestratigráfica del Campo S.....	22
Figura 11. Densidad Estimada S263D	27
Figura 12. Bit program S263D.....	28
Figura 13. Programa del Diagrama Mecánico de la sección de producción del pozo S263D	29
Figura 14. Densidad Estimada S277D	31
Figura 15. Bit program S277D.....	32
Figura 16. Programa del Diagrama Mecánico de la sección de producción del pozo S277D	33
Figura 17. Peso del Lodo pie-pie S263D	39
Figura 18. Galonaje pie-pie S263D	40
Figura 19. Torque pie-pie S263D	41
Figura 20. WOB pie-pie S263D.....	42
Figura 21. RPM pie-pie S263D	43
Figura 22. Peso del lodo pie-pie S277D.....	47
Figura 23. Galonaje pie-pie S277D	48
Figura 24. Torque pie-pie S277D.....	49
Figura 25. WOB pie-pie S277D.....	50
Figura 26. RPM pie-pie S277D	51
Figura 27. Registro Cáliper pozo S263D.....	54
Figura 28. Registro Cáliper del pozo S277D.....	56

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO I. REGISTROS CÁLIPER DE POZOS CAMPO S.....	69

RESUMEN

El presente trabajo expone un detallado análisis de información relevante en la perforación de la sección de producción de pozos direccionales en un campo de la amazonia ecuatoriana, desde la planificación hasta los resultados de las operaciones de diferentes líneas de producto más importantes que intervienen en la perforación.

El análisis es llevado a cabo con la finalidad de encontrar problemas en las operaciones de perforación que infieren en la calidad del hoyo.

La litología presente en ésta sección conformada por formaciones débiles e inestables como intercalaciones de lutitas entre las calizas y arenas, facilitan la posibilidad de obtener un hoyo de mala calidad.

Claros indicativos de que se ha generado un hoyo irregular por problemas no mitigados a tiempo son la presencia de diversas dificultades durante viajes de la tubería y corrida de liner como: washouts, exceso de cortes por mala limpieza, puntos de pega, atascamiento de la tubería, pescados, rimado excesivo, entre otros.

El uso adecuado de parámetros y buenas prácticas de perforación pueden ayudar a mantener una buena calidad de hoyo asegurando un buen sello mecánico entre las zonas productoras garantizado por una buena cementación y finalmente asegurando una buena producción.

Un lodo de 9.6 lpg a 10.5 lpg y con alta lubricidad ha dado buenos resultados para mantener firmes las paredes del hoyo así como el control de torque hasta 24 lbs/pie y un galonaje máximo de 450 gpm, el peso en la broca debe mantenerse también controlado en un rango de 5 klb a 25 klb, y aunque la capacidad de la barrena permita altas ratas de perforación se recomienda mantener 80 rpm en la rotación para prevenir la desestabilización del hoyo.

ABSTRACT

This work presents a detailed analysis of important information about the drilling of the production area of directional wells in an Ecuadorian rainforest field, from planification to operational results of the most important product lines that participate in drilling.

The analysis is used to find problems in drilling operations that may interfere in hole quality.

Lithology from this section is made by weak and unstable formations such as intercalations shales in between limestone and sandstone, which facilitates having a low quality hole.

Clearly indicatives that shown a low quality hole generated by non-solved problems are the presence of many difficulties during pipe traveling and liner run such as: washouts, excessive cuts due to inefficient cleaning, stick points, pipe bindings, fish, excessive reaming, etc.

Using adecuated parameters and good perforation practices can help to keep a good quality hole; ensuring an excellent mecanic seal between production areas guaranteed by good cementation, and finally ensuring good production.

A mud from nine point six pounds per gallon to ten point five pounds per gallon and with high lubricity shows good results to keep solids wall in the hole. Also keeping torque control until 24 pounds per ft and a maximum gallonaje of 450 gallons per minute can help to have a high quality hole. Furthermore, weight on bit should be controlled in a range of 5 - 25 kilo pounds, and even bit capacity allows high drilling rates it is recommendable keep it at 80 revolutions per minute in rotation to prevent hole destabilization.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El tener conocimiento de la conformación litológica de la cuenca oriental ha permitido detectar la presencia de fallas en esta área; además de buzamientos con secuencias de arena / lutita, estas pueden ser muy inestables y pegajosas, lo que hace que sea necesario saber cuáles serán los mejores parámetros para perforar pozos evitando que se produzcan problemas en el pozo.

Los problemas relacionados con la operación de perforación de pozos petroleros infieren en la calidad del hoyo perforado.

Se ha determinado que asegurar la estabilidad del hoyo es una parte muy importante en la producción de pozos; por la presencia de intercalaciones de lutitas en zonas productoras del pozo un mal control de parámetros de perforación pueden originar cavernas lo cual no asegura el sello hidráulico entre las formaciones de producción, generándose así canalización de fluidos detrás del tubo de revestimiento, lo cual no garantiza una buena cementación y sobre todo una buena producción, mediante el uso apropiado de los parámetros de perforación se espera asegurar un adecuado sello mecánico entre las zonas productoras.

En la sección de producción de pozos petroleros se han observado, identificado y documentado diversos problemas relacionados con los parámetros de perforación como tubería atascada, alto toque, arrastre, mala cementación, derrumbes de formación entre otros, en muchos casos provocados por un mal control de estos parámetros.

Optimizar el uso de los parámetros de perforación sería una gran ayuda al momento de perforar nuevos pozos direccionales en este campo, debido a que se evitarían los problemas que tuvieron otros pozos al atravesar las diferentes formaciones, pudiendo así mostrar cuales fueron los mejores resultados sugiriendo unos parámetros en específico que nos permitirán mejorar la calidad del hoyo al perforarlo, facilitando operaciones como viajes

de tubería tanto de perforación como de revestimiento, y mejorar así los tiempos en trabajos de perforación cementación, completación y producción.

1.1 PROBLEMA

Durante la perforación de pozos direccionales en este campo del oriente ecuatoriano se han presentado diversos problemas que producen una mala calidad del hoyo perforado, debido en parte a que existe una variada litología en el subsuelo que produce inestabilidad por la presencia de rocas como lutitas intercaladas entre las arenas, el uso inadecuado de parámetros de perforación produce el derrumbe de estas formaciones lo que a su vez provoca el atascamiento de la tubería en puntos de pega o puntos apretados durante los viajes además de una deficiente limpieza del hoyo por la generación de mayor cantidad de retorta, que conduce a mayores costos de perforación y posterior baja producción.

En las formaciones existentes en la sección de producción (8 ½ pulgadas) debido a su litología presentan una alta resistencia a la compresión lo que provoca baja ROP, las fracturas sucedidas en estas formaciones pueden ser responsables de derrumbes produciendo cortes de gran tamaño que son muy difíciles de limpiar.

Un uso inapropiado de los parámetros de perforación en esta sección puede producir un mala calidad del hoyo, que puede ser evidenciado mediante la corrida de herramientas de registros, como el registro calíper que muestra el diámetro real que tiene el hoyo perforado y se lo puede relacionar con el diámetro de la mecha que debería tener, de esta manera poder determinar la calidad del hoyo. La irregularidad del hoyo por derrumbes y los cortes de roca suelta en el hoyo como la mayor cantidad de retorta afectan la calidad del hoyo. Por estas razones es necesario determinar mediante un análisis una posible solución para estos problemas considerando también la experiencia obtenida en la perforación de otros pozos en este mismo campo.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Gracias a las experiencias obtenidas en el campo en la perforación de pozos petroleros se han podido identificar varios mecanismos para mejorar las operaciones para perforar la sección de producción en pozos direccionales.

Los parámetros del taladro han sido evaluados en diversos campos tanto en nuestra cuenca oriental como en formaciones parecidas presentes en otros países como Venezuela, Colombia y Perú, estos estudios han sido publicados y de acuerdo a sus resultados positivos es necesario evaluar su aplicación en nuestro campo de estudio, en el desarrollo de la teoría se van a revisar algunos de los métodos que van a ser aplicados para obtener una optimización de esta operación de campo.

Para poder identificar los problemas de nuestro campo debemos tomar en cuenta una muestra considerable del total de pozos perforados los cuales aportaran con toda la información necesaria para poder proyectarnos a prever posibles inconvenientes y de esta manera realizar un programa de perforación que incluya recomendaciones en el uso correcto de los parámetros de perforación para este campo, para de esta manera obtener una buena calidad de hoyo, y posteriormente una óptima producción.

Este estudio a más de la información con la que se cuenta necesitará de un estudio minucioso, análisis y evaluación de una diversidad de datos que deberán ser procesados para poder mostrar resultados coherentes con la realidad.

Al finalizar este estudio se va a proponer una metodología del uso de los parámetros mencionados al momento de perforar la sección de producción de cualquier pozo nuevo en este campo lo que evitará problemas y disminuirá el tiempo de perforación y por ende reducirá los costos de la operación y mejor calidad del hoyo.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Obtener valores de parámetros de perforación RPM, peso, caudal y el control de torque y presión óptimos para perforar la sección de producción (8 ½ pulgadas) en pozos direccionales para asegurar la calidad del hoyo en el campo S de la cuenca oriente del Ecuador.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Analizar los parámetros de pozos perforados en el campo S que han sido problemáticos y de pozos no problemáticos.

Comparar los resultados en pozos perforados determinando los parámetros que afectaron la estabilidad del hoyo.

Desarrollar un listado mostrando las consecuencias de un mal uso de los parámetros de perforación en relación a la calidad del hoyo perforado en la sección de producción (8 ½ pulgadas).

Indicar posibles problemas producidos por una mala calidad de hoyo perforado.

CAPÍTULO 2

2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS

Se establecerán las consideraciones más importantes para el diseño de un pozo direccional, tales como las herramientas y técnicas que se utilizan para perforar, información de la formación y fluido entre otros, las cuales se mencionarán en el presente capítulo.

2.1 ASPECTOS GENERALES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL, CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Para poder seleccionar y dimensionar correctamente un equipo de perforación hay que tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Perfil direccional del pozo.
- Flujo requerido y pérdida de presión en la sarta de perforación.
- Máximo torque esperado, limitado de acuerdo a la tubería de perforación.
- Máximas revoluciones por minuto.
- Considerar las cargas estáticas que soportará el taladro.
- Considerar las presiones de fondo y gradientes de gas.

De los criterios mencionados arriba, obtenemos:

- Potencia hidráulica, mecánica y eléctrica en la descarga de las bombas.
- Potencia en la mesa rotaria o Top Drive.
- Potencia en el malacate.
- Diseño de BOP.

2.2 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El programa direccional es una guía que será ejecutado por el Ingeniero direccional. Entre los datos que deben constar en este programa se tiene: Presentación de una corrida propuesta en la cual constarán los siguientes datos: Profundidad medida, ángulo de inclinación, rumbo del pozo (azimut), profundidad vertical verdadera, sección vertical, coordenadas rectangulares, ratas de construcción de ángulo, pata de perro severa.

Para el seguimiento diario es importante contar con el Perfil del pozo en función de la profundidad vertical verdadera Vs sección vertical. Además, un perfil de planta que muestre el rumbo; así como, el punto de arranque y el objetivo final del pozo en función de las coordenadas geográficas.

En el siguiente gráfico se muestra un ejemplo de esto.

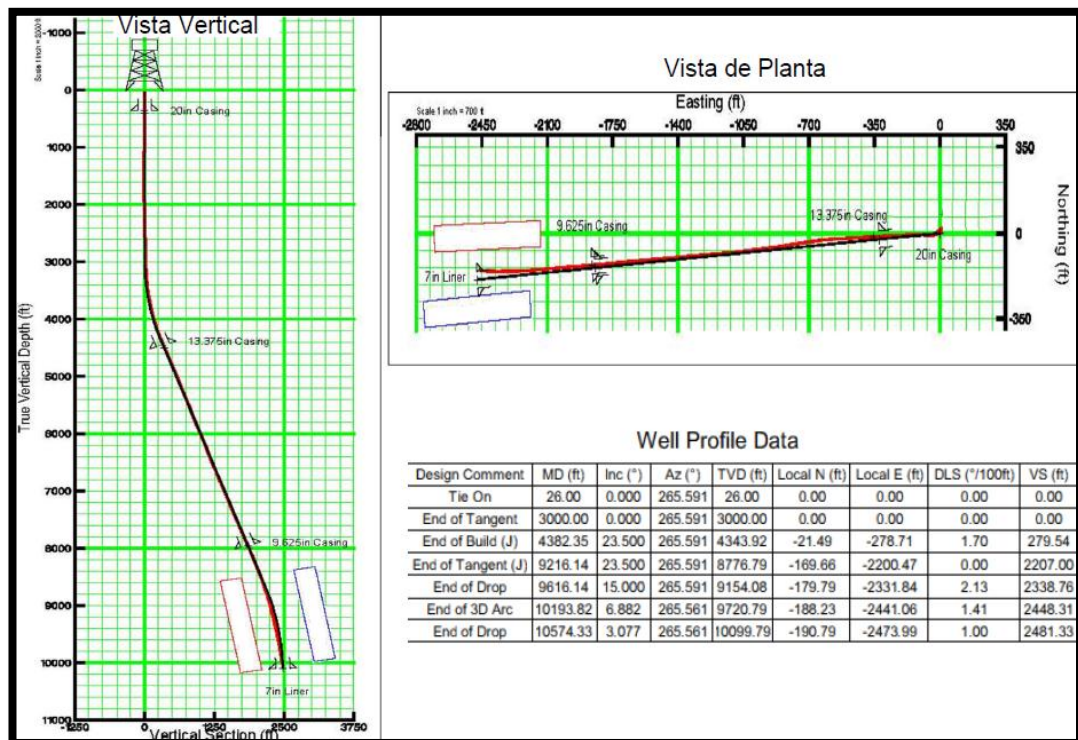


Figura 1. Perfil direccional de un pozo en función de la TVD y la VS

(INTEQ BH International, 2015.)

El programa direccional además deberá contar con las siguientes partes:

- Objetivo
- Datos de planeamiento del pozo
- Programa de survey
- Personal direccional y directivo
- Plan de perforación general
- Perfil del pozo
- Reporte anticolidión
- Ensamblajes de fondo de pozo
- Especificaciones de herramientas
- Torque y arrastre

Para calcular el torque se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$T = F_l x f x R_e \quad [2.2]$$

Donde:

T : torque debe estar expresado en lbs.ft (libras por pies).

F_l : fuerza lateral, igual al peso (lbs) x seno del ángulo de inclinación.

f : factor de fricción.

R_e : radio del elemento expresado en ft (pies).

Esta información es preparada en las oficinas de Compañía de servicio direccional en coordinación directa y continúa con ingenieros de la Compañía operadora.

2.3 SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la broca de perforación que está en el fondo con el sistema de impulsión rotatorio que se encuentra en superficie. Cumple con las siguientes funciones:











- Transmite rotación a la broca.
- Ejerce peso sobre la broca; la fuerza compresiva necesaria para romper la roca.

- Guía y controla la trayectoria del pozo.
- Permite la circulación del fluido requerido para refrescar la broca y limpiar el pozo.

La sarta de perforación se compone de tubería de Perforación (Drill Pipe) y el ensamblaje de fondo (BHA). A continuación mencionaremos los componentes que tiene un BHA:

- Drill Pipe o tubería de perforación
- Tubería de perforación extra pesada (DPHW)
- Lastra Barrenas (DC)
- Herramientas de fondo como estabilizadores, Precursores, MWD, Barrenas de ampliación, crossovers, martillos, etc.
- Barrenas

A continuación en la gráfica se muestra la configuración de un BHA para la sección de producción:

String Components							
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Length ft	Total Len ft
	10	Drill pipe		5	4.276	1.00	999.33
	9	HWDP x 4		5	3	124.00	998.33
	8	Jar		6 1/2	2 3/4	32.42	874.33
	7	HWDP x 22		5	3	682.00	841.91
	6	Drill collar x 3		6 1/4	2 7/8	90.00	159.91
	5	NM Sub - filter		6 3/4	3 1/2	5.00	69.91
	4	MWD - NaviTrak		6 3/4	3 5/16	35.94	64.91
	3	Stab - string	8 3/8	6.800	2 7/8	5.03	28.97
	2	Motor	8 1/8	6 3/4	4.772	22.97	23.94
	1	Bit - PDC - fixed cutter	8 1/2	8 1/2		0.97	0.97

10 String components with a total length of 999.33 ft.

Figura 2. BHA para perforar la sección de producción.

(INTEQ BH International, 2015.)

2.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Remover los recortes perforados desde el fondo del pozo hacia la superficie. La remoción de los recortes depende de una propiedad llamada punto cedente, la cual ayuda a mantener los cortes en suspensión mientras son acarreados por la circulación del lodo.
- Controlar las presiones de la formación (proveer una presión hidrostática mayor que la presión de formación).
- Enfriar y lubricar la broca y la tubería de perforación.
- Mantener la estabilidad del hoyo.
- Prevenir o minimizar el daño de la formación.
- Suspender los recortes y material pesante cuando se interrumpe la circulación.
- Transmitir potencia hidráulica a la broca.
- Facilitar a obtener la máxima información de las formaciones perforadas.

2.4.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE LOS FLUIDOS

El diseño de los fluidos de perforación va en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo, perfil del agujero, programa del diámetro del agujero y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

Los fluidos deben ser desarrollados con las propiedades y características apropiadas para todas las operaciones que se realizarán considerando los costos de las mismas.

2.4.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA UN PROGRAMA DE FLUIDOS

Un programa de fluidos debe especificar:

- Los tipos de fluidos de perforación y terminación que se utilizarán.
- Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección del agujero descubierto
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos de los fluidos sugeridos para cada sección.
- Problemas esperados y los procedimientos de control.

2.4.3 CONTROL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante la intervención del pozo se deberá llevar un registro de fluidos de perforación con la finalidad de ir monitoreando su comportamiento. Los reportes de fluidos describen las características físicas y químicas del sistema de lodos los cuales se hacen diariamente, lo que se registra en cada reporte diario generalmente consta de la siguiente información:

Nombre del pozo, fecha del registro, profundidad, datos de las bombas de lodos, equipo para el control de sólidos, densidad, viscosidad Marsh, PH del lodo, viscosidad plástica, punto de cedencia, gelatinosidades, contenido de cloruros, contenido de ion Calcio, contenido de sólidos, filtrado, por ciento de aceite, por ciento de agua, cantidad de sólidos, temperatura, filtrado, enjarre.

Densidad del fluido (lodo de perforación):

$$\rho_f = \frac{m}{v} \quad [3.4]$$

Donde:

ρ_f : densidad del fluido de perforación lpg (libra por galón).

m : masa del fluido debe estar expresada en libras.

v : volumen del fluido debe estar expresado en galones.

Reporte Diario De Fluidos - 30														
Fecha Reporte 12/6/2012			Pozo/No.			Nombre/No. Seccion Completación #4			Lodo Potassium Chloride					
Trabajo # 1		Fecha Inicial 11/6/2012		MD 10966.00 ft		Progreso 0.00 ft		Actividad Presente Tripping						
Operador			Rep. Compañía			Contratista Taladro			Rep. del Taladro					
Campo S			Bloque S		Area S		Pais/Estado Ecuador			Taladro				
Sarta				Rev			Volúmenes		Info de las Bombas					
Díam Mecha in	Marca	Modelo de Mecha		OD in	ID in	Prof ft	bbl	Modelo	Diam in	Long in	Efic %	Vol/Stk bbl	Caudal SPM	Caudal USgal/min
8 1/2				20	19	10.00	Total Hoyo	F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
Drill Collars		Tubería		13 3/8	12.415	5340.00	0	F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
OD in	ID in	Longitud ft		OD in	ID in	Longitud ft	Tanques	F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
				9 5/8	8.681	9502.00	0							
				7	6.276	10966.00	0							
							Total Activos							
							0	Tiempos de Circ						
							En Reserva	Sup a Fondo	min/stks	Total Sistema	min/stks			
							0	Fondos Arriba	min/stks					
Propiedades del Fluido						Vel Anular Max		Inf Del Hoyo						
Propiedad	Fluid Spec	1	2	3	Conductor	ft/min	Presión de Circ	psi	Prof de Agua	0.00 ft				
Muestra de		Active Pit	Active Pit		Revto.	ft/min	Circ Hoyo	USgal/min	Tasa Riser Booster	USgal/min				
Hora de Chequeo		15:00	01:30		Hoyo	ft/min	Análisis de Sólidos							
MD ft		10966.00	10966.00		Vc Hoyo	ft/min	Propiedad	1	2	3	4			
TVD ft		10106.80	10106.80		Vc Tubería	ft/min	LGS %	0.00	0.00					
Profundidad de Broca ft		0.00	0.00		Vel Anular Min	LGS sg	0.0000	0.0000						
Inc deg		1.07	1.07		Conductor	ft/min	HGS %	0.00	0.00					
Densidad ppg	>8.4	8.4	8.4		Revto.	ft/min	HGS sg	0.0000	0.0000					
Visc. de Embudo sec/quart		27.0	28.0		Hoyo	ft/min	Bentonita %	0.00	0.00					
NaCl mg/l		0.0	0.0		Inf Mecha	Bentonita sg	0.0000	0.0000						
Sólidos Corregidos %		0.00	0.00		Díam	Sólidos de Perforación %	0.00	0.00						
					Horas	Sólidos de Perforación sg	0.0000	0.0000						
					No Mecha	Dens Prom Sólidos sg	0.0000	0.0000						
					No BHA	Reología								

Figura 3. Ejemplo reporte diario de fluidos

(DF BH International, 2012.)

2.5 BROCAS DE PERFORACIÓN

Para perforar un pozo, una broca debe transmitir la suficiente energía a la formación para quebrar la roca y remover los recortes. La función principal de una broca de perforación es cortar la roca tan eficientemente como sea posible y al menor costo por pie.

2.5.1 TIPOS DE BROCAS

En la actualidad existen diversos tipos de broca para la perforación de pozos que se diferencian entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, para este estudio vamos a considerar dos tipos de brocas, las brocas tricónicas y las brocas de diamante policristalino (PDC).

2.5.1.1 Brocas Tricónicas

Las brocas tricónicas son una herramienta de perforación importante para pozos petroleros.

Este producto adopta una estructura de cojinetes flotantes. Los componentes flotantes están hechos de materiales de alta intensidad, elásticos, resistentes al calor, la superficie está tratada con lubricante sólido. La calidad de la broca de tres conos puede influenciar directamente en la calidad, eficiencia y costos de la perforación



Figura 4. Brocas tricónicas

(Tecnología de brocas tricónicas, SMITH, 2004.)

2.5.1.2 Brocas PDC

Las brocas PDC pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores, actualmente este tipo de broca es la más usada para la perforación de pozos petroleros. También presenta ventajas económicas por ser reutilizables. (HUGHESCHRISTENSEN, 2004)

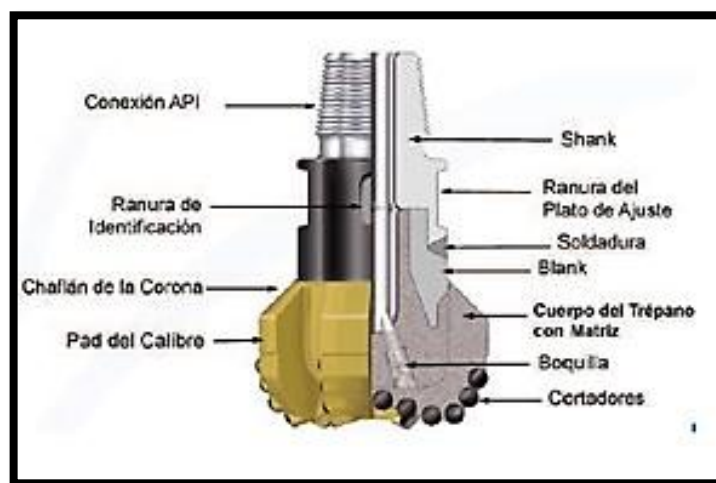


Figura 5. Sección transversal broca PDC

(Diamond Tech Pre-Reading Guide BHI, 2008.)



Figura 6. Vista frontal broca PDC

(HUGHES CHRISTENSEN, 2004.)

Una buena elección de brocas puede resultar en una mejora de la rata de penetración, a continuación se muestra la relación de la ROP:

$$ROP = \Delta D / t_p \quad [2.5]$$

Donde:

ROP : rata de penetración expresada en fi/hr (pies por hora).

ΔD : intervalo de distancia perfora en ft (pies).

t_p : tiempo en el que perfora el intervalo, en hr (horas).

CAPÍTULO 3

3. GENERALIDADES DEL CAMPO “S”

El área de del Campo S tiene un ancho aproximado de: 4 km al norte, +/- 10 km al centro - sur y una longitud aproximada de 33 km.

La estructura del Campo S fue probada con el pozo exploratorio S1 en el año de 1969, el pozo produjo 1628 bpd de 30 API y un bsw de 0.1 % del reservorio Hollín. La tasa promedio de producción del campo S es de 29 269 bpd. (Rivadeneira et al, 2009)

3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO S

El Campo S se encuentra localizado en el flanco occidental del “play” central (Corredor Sacha – Shushufindi), la estructura es un anticlinal de dirección NNE-SSO de bajo relieve cortado en su flanco oeste por fallas inversas y fallas de cizalla que atraviesan la estructura en sentido ENE-OSO.

Territorialmente se encuentra en la Provincia de Francisco de Orellana, situado al nororiente de la Región Oriental (Latitud Sur: 00° 11’ 00” a 00°24’ 30 “, Longitud Oeste: 76°49’ 40” a 76° 54’ 16”).

Sus linderos son: al Norte por las estructuras Ron, Eno, Palo Rojo y Vista; al Sur por el campo Culebra-Yulebra-Anaconda; al Oeste por los campos, Pucuna, Paraíso, Biguno, Huachito, e intercampos (Bloque PBHI), y al Este por los campos Limoncocha, (MDC) Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico, Pacay. (Baby et al, 1998).

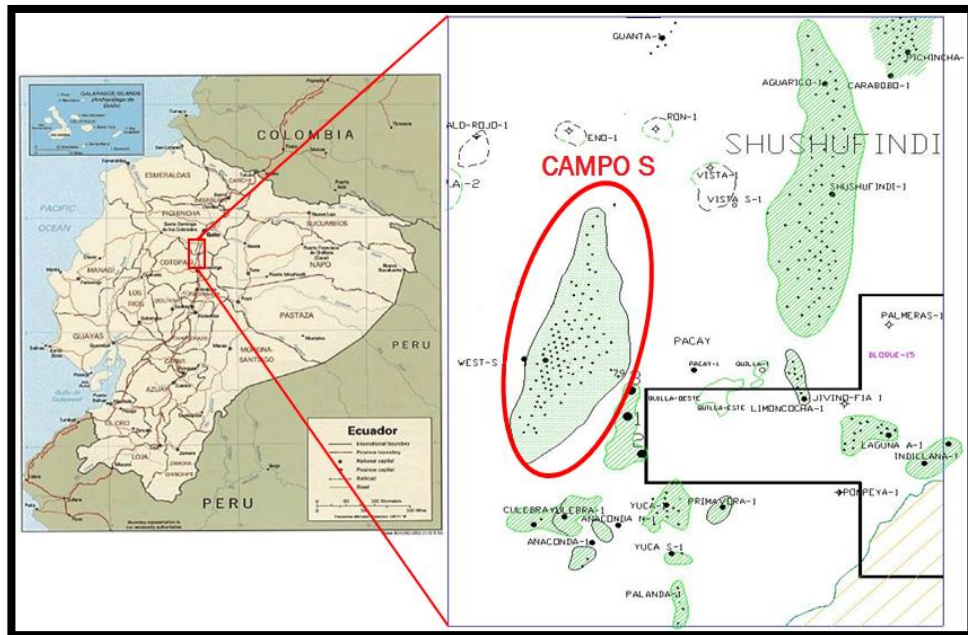


Figura 7. Ubicación del Campo S

(PETROPRODUCCIÓN, 2013.)

3.2 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO S

El Campo S estructuralmente es un anticlinal asimétrico, como consecuencia de la compresión andina del Cretácico, que afecta al área en forma diagonal de SO a NE, el anticlinal del área S, se encuentra al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, en el corredor Sacha-Shushufindi. (Rivadeneira et al, 2009).

Los reservorios principales de este campo son:

Basal Tena (a 7 800 pies de profundidad)

Napo T (a 8 530 pies de profundidad)

Napo U (a 8 765 pies de profundidad)

Hollín (a 8 975 pies de profundidad)

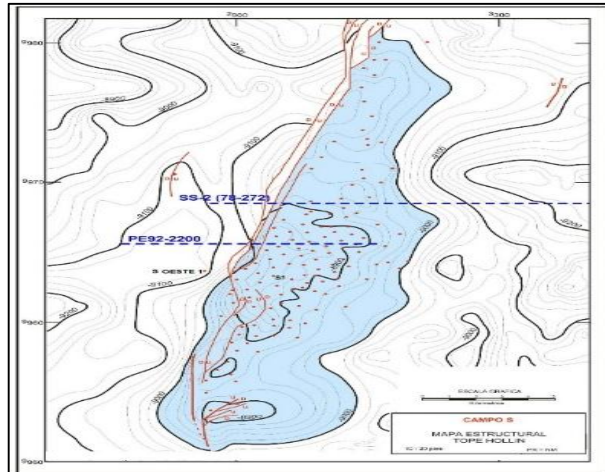


Figura 8. Mapa Estructural Hollín. Campo S
(Baby et al, 2004.)

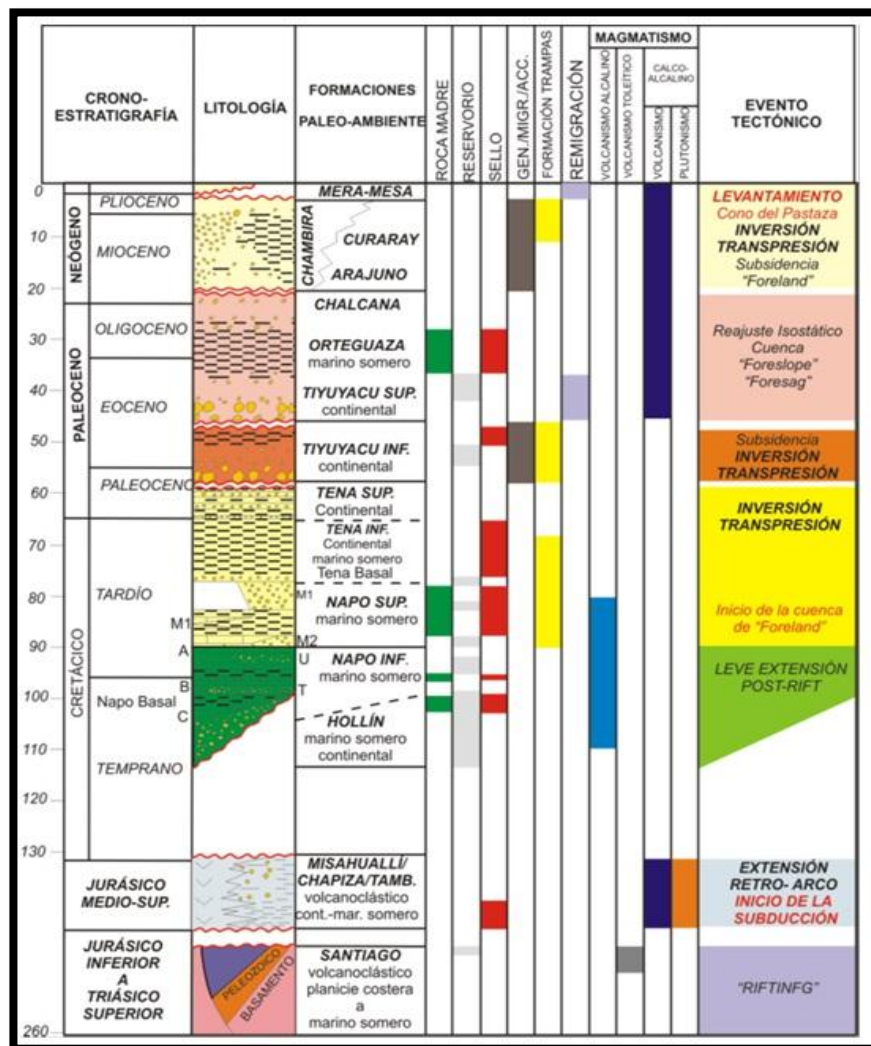


Figura 9. Columna Estratigráfica General del Campo S
(Baby et al, 2004.)

3.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES PRESENTES EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO S

3.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN

(Watson y Sinclair, 1927)

Ha sido dividida en dos miembros según Villagómez (1995):

Miembro Arenisca Inferior: Corresponde a una arenisca conglomerática, que rellenan paleovalles, y en el afloramiento de la carretera Loreto–Coca su parte basal presenta un ambiente estuario y fluvial distal, se lo reconoce por presentar registros eléctricos por presentar un yacimiento de agua salada.

Miembro Arenisca Principal: Es una serie de areniscas cuarzosas agradantes, generalmente gruesas, blancas, en bancos grandes o masiva, con estratificación cruzada. Posee finas intercalaciones de lutitas limosas color oscuro, especialmente al tope de la formación.

3.3.2 FORMACIÓN NAPO

(Watson y Sinclair, 1927)

Se trata de una sucesión cíclica marino somera de calizas, lutitas y areniscas. A la formación Napo se la divide en Miembros, cuyos nombres toman en cuenta la nomenclatura usada por (Jaillard, 1997) para definir las diferentes litologías en la Cuenca Oriente.

Miembro Arenisca Basal: Es comúnmente conocida como "Hollín Superior", pero por sus características marinas se la incorpora a la Formación Napo según Tschopp (1953). Comprende una alternancia de areniscas con estratificación cruzada, planar, ripples. En la parte superior se

encuentran areniscas cuarzosas gluconíticas, calizas, margas y lutitas. Presentan un ambiente de deposición de playa y de plataforma marino abierta (White et al. 1995).

Miembro Caliza "C": Consisten en calizas masivas y lutitas negras, con presencia de gluconita y fosfatos. La caliza es fosilífera intraclástica. (Vera, 1999 en Gaibor, 2001). Pertenece a un ambiente marino confinado (Jaillard, 1997).

Miembro Lutitas "T" (Lutitas Napo Inferior): Lutitas laminadas negras y ricas en amonites, la ausencia de fauna bentónica y de bioturbación sugiere un ambiente marino anóxico relativamente profundo, hacia el tope bancos calcáreos y fauna bentónica indican un medio más somero y abierto.

Arenisca "T" Inferior (Principal): Arenisca de grano fino a medio y localmente se encuentran también areniscas de grano grueso a conglomeráticas (White et al., 1997). Su ambiente pertenece a canales de marea, deltas y bancos de marea, valles incisos, canales fluviales. (White & Barragán, 1997)

Miembro Arenisca "T" Superior: Bancos de areniscas glauconíticas intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente de plataforma marina abierta, estuario, canales de marea y bancos marinos glauconíticos.

Miembro Caliza "B": Lutitas y Limolitas negras a la base, calizas densas fosilíferas y glauconíticas en la parte media y al tope lutitas negras laminadas intercaladas con calizas margosas (Jaillard, 1997; Rivadeneira et al., 1999). Se observa nódulos de pirita y caliza en las calizas margosas (Vera 1999 en Gaibor, 2001), se propone un cambio facial hacia la parte este de la cuenca al Miembro Arenisca "B". Estas facies típicas de un ambiente marino anóxico de baja energía.

Miembro Lutita "U" (Lutitas Napo Medio): Son lutitas negras, ligeramente calcáreas o no calcáreas (Jaillard, 1997), Estas lutitas pertenecerían a un medio marino anóxico de baja energía.

Miembro Caliza "U": Calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas de grano fino (Jaillard, 1997). Esta caliza pertenecería a un ambiente de plataforma carbonatada somera.

Miembro Arenisca "U" Inferior (Principal): Formada con areniscas cuarzosas Formada con areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino. Su ambiente pertenece a canales de manera hacia el Oeste y relleno de valles incisos hacia el centro y ambiente fluvial hacia el Este de la cuenca (White et al., 1995).

Miembro Arenisca "U" Superior: Areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas con cemento calcáreo intercaladas con lutitas y calizas. Este depósito define un ambiente de plataforma marina, estuariop, planicie costera (White et al, 1995).

Miembro Caliza "A" Inferior: Consiste de calizas micríticas alternativamente claras y oscuras, masivas y laminadas, no o poco bioturbadas, con abundantes cherts negros y restos de peces, escasos bivalvos y amonites enanos localmente abundantes. Presenta silicificación. Contiene abundante pirita y poco o nada de glauconita, se depositaría en un ambiente sub-tidal de baja energía (Jaillard, 1997).

Miembro Caliza "A" Superior: Son calizas masivas con bancos delgados de margas a la base, se distingue de la anterior por la abundancia de biodisturbaciones y alto contenido de amonites grandes y bivalvos. Está parcialmente dolomitizada. Al tope abundan los cantos fosfáticos y niveles levemente arenosos y glauconíticos, pertenece a un depósito de mar abierto y de baja energía (Jaillard et al., 1997).

Miembro Arenisca "M-2": Consiste en una sucesión de areniscas muy finas separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este de la cuenca (White et al., 1995) y pasa hacia el oeste a magras arenosas y

glauconíticas que verticalmente pasan a calizas hacia el tope (Jaillard et al., 1997).

Miembro caliza "M-2": Son calizas fosilíferas inter estratificadas con lutitas (White et al., 1995), la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el tope está marcado por una superficie de emersión (Jaillard, 1997), se propone un cambio lateral de facies al borde este de la cuenca pasando al Miembro "Arenisca M-2". La "Caliza M-2" pertenecería a un ambiente marino profundo y confinado de baja energía en la base y pasa a un medio más abierto y somero al tope. (Jaillard, 1997).

Miembro Caliza "M-1": Sucesión de calizas, lutitas y margas (Jaillard, 1997). Son de un ambiente de plataforma anóxica carbonatada en la base y al tope es una plataforma anóxica restringida.

Miembro Lutita "M-1": Son lutitas negras y grises oscuras ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo - arenosos. (Rivadeneira et al., 1995 en Jaillard 1997).

Miembro Arenisca Basal Tena: En este trabajo se propone incluir éste miembro a la formación Napo. Es un cuerpo Lenticular de areniscas mal seleccionadas (Jaillard, 1995). Su ambiente es considerado a relleno de paleo valles en la base de una importante transgresión eustática (Raynaud et al., 1993).

3.3.3 FORMACIÓN TENA

Esta formación consta de dos miembros:

Miembro Tena Inferior: Limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino. (Jaillard et al., 1995).

Miembro Tena Superior: Consiste en limolitas y areniscas rojas continentales (Jaillard, 1997).

LITOSTRATIGRAFIA		ALIAS
	BASAL TERNI	TOPE NAPO (TN)
	LUTITAS NAPO SUP.	TOPE CALIZA M1 (TCM1)
	CALIZA M1	BASE CALIZA M1 (BCM1)
	LUTITAS M1	TOPE CALIZA M2 (TCM2)
	CALIZA M2	BASE CALIZA M2 (BCM2)
	LUTITAS M2	TOPE CALIZA A (TCA)
	CALIZA A	TOPE ARENISCA U (TU)
	U SUPERIOR	TOPE ARENISCA U INFERIOR (TUI)
	U INFERIOR	BASE ARENISCA U (BU)
	LUTITAS NAPO MED.	TOPE CALIZA B (TCB)
	CALIZA B	TOPE ARENISCA T (TT)
	T SUPERIOR	TOPE ARENISCA T INFERIOR (TTI)
	T INFERIOR	BASE ARENISCA T INFERIOR (BTI)
	T BASAL	BASE ARENISCA T (BT)
	LUTITAS NAPO INF.	TOPE CALIZA C (TCC)
	CALIZA C	TOPE HOLLIM SUPERIOR (THS)
	HOLLIM SUPERIOR	TOPE HOLLIM INFERIOR (THI)
	HOLLIM INFERIOR	BASE HOLLIM (BH)

Figura 10. Columna Litoestratigráfica del Campo S

(Jaillard, 1997.)

3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL CAMPO S

3.4.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS

Tabla 1. Características de la roca reservorio del Campo S

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Superior	Hollín Inferior	T	U	Basal Tena
Porosidad, ϕ (%)	14.2	17.1	14.5	16.7	18.2
Temperatura de formación; (°F)	225	225	216	211	181
Profundidad promedio, (pies)	-8975	-8975	-8765	-8530	-7800
Espesor neto promedio, (pies)	10-40	30-130	23-65	22-86	9-12
Saturación de agua, Sw (%)	30-40	30-40	15-20	20-25	23.2
Factor de Recobro. Fr (%)	32.33	32.33	38.26	39.92	20.84
Permeabilidad, K (md)	130	350	240	425	433

(Archivo Campo S. Petroproducción, 2013)

3.4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Tabla 2. Características de los fluidos del Campo “S”

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Superior	Hollín Inferior	T	U	Basal Tena
Presión Inicial, Pi (psi)	4450	4450	4146	4054	3587
Presión de Burbuja, Pb (psi)	550	78	1310	1170	807
Gravedad específica del petróleo, (°API)	27.3	29	30.3	26.7	24.1
Factor volumétrico inicial del petróleo, Boi (bbls/BF)	1.1334	1.1625	1.3726	1.2302	1.096
Gravedad específica del gas, yg	1.3511	1.5767	1.2518	1.1324	1.099
Salinidad Cl, (ppm)	1 000-4 000	<1000	10 000 – 20 000	20 000 – 25 000	18 000 – 30 000
Viscosidad del Agua, μ_w (cp)	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3
Viscosidad del Petróleo, μ_p (cp)	1.4	3.7	1.6	1.8	2.5
Contenido de Azufre, (%)	1.1	0.4	0.9	1.2	-
Relación Gas-Petróleo, GOR (PCS/BF)	124	24	436	270	150
Saturación de Agua inicial, Swi (%)	30-40	30-40	15-20	20-25	25.1
Compresibilidad del petróleo, Co (X10-6psi-1)	9.2	5.7	9.02	8.02	7

(Archivo Campo S. Petroproducción, 2013.)

3.5 RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO S

Las reservas probadas de petróleo del Campo S se encuentran localizadas en cuatro yacimientos principales: Basal Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín.

El volumen total de petróleo originalmente en sitio (POES) de todo el campo es de 3.501 MMBN de petróleo, siendo las reservas probadas de 1.204 MMBN, lo que representa un factor de recobro del 34,4% del POES. El 54,9 % de estas reservas se encuentra localizado en la formación Hollín, el 24,3 % en la arena U inferior, el 19,5 % en la arena T inferior y el 1,3 % en la formación Basal Tena. (Rio Napo, 2003).

Tabla 3. Reservas de Petróleo del Capo S

YACIMIENTO	PETROLEO IN SITU	FACTOR DE RECOBRO	RESERVAS ORIGINALES TOTALES	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
	BLS	%	BLS N.	BLS N.	BLS N.
BASAL TENA	94,9	20-30	48,8	10,107445	9,79255
NAPO U	810	38,9	460,5	188,467299	126,532701
NAPO T	374	33,2	136	89,187687	34,812313
HOLLIN	2406	32,9	791,4	444,012095	347,387905
TOTAL	3684,9		1436,8	738,774523	518,525747

(Archivo Campo S. Petroproducción, 2013.)

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO S

4.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO S263D

El pozo S263D es un pozo de desarrollo que incorporará nuevas reservas a la producción del campo S. Se planea perforar un pozo direccional tipo “S”, cuyo objetivo primario es alcanzar la Formación Hollín Inferior a 9 958.83 pies TVD (Objetivo Primario), con un hoyo de 8 ½ pulgadas.

En la fase de 26 pulgadas se perforará verticalmente hasta 300 pies MD. El revestidor de 20 pulgadas será asentado @ 300 pies MD.

En la fase de 16 pulgadas, se continuará perforando desde 300 pies hasta 500 pies (KOP), aquí iniciamos a perforar direccionalmente, construyendo ángulo con un DLS de 1.5°/100 pies, hasta alcanzar 24.6° de inclinación con un azimuth de 77.86° a 2 142 pies MD, se continuará perforando tangencialmente hasta 4 029 pies MD, donde se tumbará ángulo con un DLS de 1.5°/100 pies, hasta alcanzar 0° de inclinación a 5 672 pies MD, continuaremos perforando verticalmente hasta 5 825 pies, 100 pies por debajo del tope de la formación Orteguaza. El revestidor de 13 3/8 pulgadas será asentado @ 5 825 pies MD.

En 12 ¼ pulgadas se continuará perforando verticalmente atravesando las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Tiyuyacu y Tena, hasta 80 pies antes del tope de Basal Tena. El revestidor de 9 5/8 pulgadas será asentado @ 8 969 pies MD.

En la fase de 8 ½ pulgadas a través de las formaciones Tena, Basal Tena, Napo y Hollín, se continuará perforando verticalmente hasta encontrar la formación Hollín Inferior (objetivo principal) y alcanzando la profundidad total del pozo a 10 372 pies MD – 10 100 pies TVD. El liner de 7 pulgadas será asentado a 10 372 pies MD.

4.1.1 RESÚMEN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL POZO S263D

Tabla 4. Propiedades estimadas para el Hoyo de 8 ½ pulgadas pozo S263D

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del Lodo	lpg	9.8 – 10.4
PV @ 120°F	cP	10 – 25
YP @ 120°F	lb/100ft ²	18 – 26
Geles	lb/100ft ²	8 – 12 / 14 – 19
Filtrado API	cc/30 min.	<6
pH	Adimensional	10.0 – 10.5
MBT	Lpb equivalente	<15
LGS	%	<8

4.1.2 CURVA DE DENSIDAD ESTIMADA EN LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D

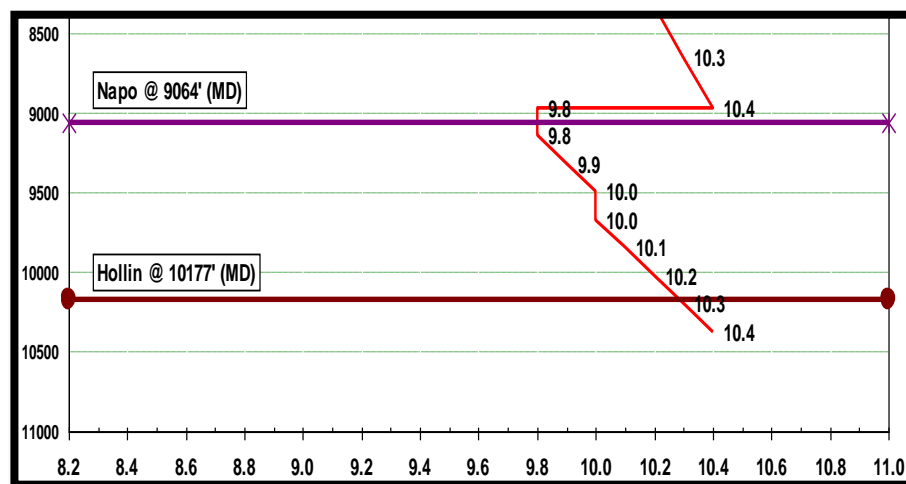


Figura 11. Densidad Estimada S263D

4.1.3 SUMARIO DE BROCAS DEL POZO S263D

No.	SIZE (in)	BIT TYPE	DEPTH OUT (ft)	DIST DRLD (ft)	DRLG TIME (hrs)	ROP (ft/hr)	ACC TIME (hrs)	WOB (lb)	RPM	MUD WT (ppg)	DAYS	REMARKS
1	26	GTX-CG1	300	300	11.0	27.3	11.0	2 18	50 80	8.8	.7	Conductor
											2.2	Set 20 in. Casing. 1.5 Days.
2	16	HCM605	5825	5525	60.0	92.1	71.0	10 25	60 80	10.2	5.7	Se recomienda máximo galonaje y RPM en superficie y un motor de alta velocidad.
											9.2	Set 13.375 in. Casing. 3.5 Days.
3	12-1/4	HCD605X	7500	1675	40.0	41.9	111	5 25	40 70	10.1	11.8	Control de parámetros en Conglomerado Superior y en los 120'-150' del Conglomerado Inferior (ROP y RPM totales). Se recomienda motor de baja velocidad.
4	12-1/4	MXL-20	8025	525	24.0	21.9	135	15 30	50 60		13.3	Conglomerado Inferior
5	12-1/4	HC604	8969	944	20.0	47.2	155	10 20	60 80	10.3	14.6	Fomación Tena. Se recomienda máximo galonaje y RPM en superficie.
											18.1	Set 9.625 in. Casing. 3.5 Days.
6	8-1/2	HCD506Z	10372	1403	41.0	34.2	196	10 25	50 60		25.0	Zona de Producción.

Figura 12. Bit program S263D

(BHI INTEQ Ecuador, 2015.)

4.1.4 REGISTROS ELÉCTRICOS REQUERIDOS EN EL POZO S263D

Tabla 5. Plan de Registros Eléctricos S263D

Corrida	Servicios	De (pie) MD	Hasta (pie) MD	Velocidad Registro (pie/min)	Longitud Sarta (pie)
1ra.	DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PE/ RTEXPLORER/MINILOG	10 372	8 969	50	117
2da	MREX/GR	10 372	8 969	N/A	70

4.1.5 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO S263D

Tabla 6. Programa de Revestidores para el pozo S263D

Tamaño del Hoyo (in)	26"	16 "	12 ¼"	8 1/2"
Profundidad (ft MD)	300	5 825	8 969	10 372
Diámetro del revestidor (in)	20"	13 ¾"	9 ⅝"	7"
Intervalo (ft)	0 – 300	0 – 5 825	0 – 8 969	8 769 – 10 372
Libraje (lbs/ft)	94	68	47	26
Grado	K-55	N-80	N-80	N-80
Conexión	BTC	BTC	BTC	BTC
ID (in)	19.124	12.415	8.681	6.276
Estallido (psi)	2 110	5 020	6 870	7 240
Colapso (psi)	520	2 260	4 750	5 410

4.1.6 DIAGRAMA MECÁNICO DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D

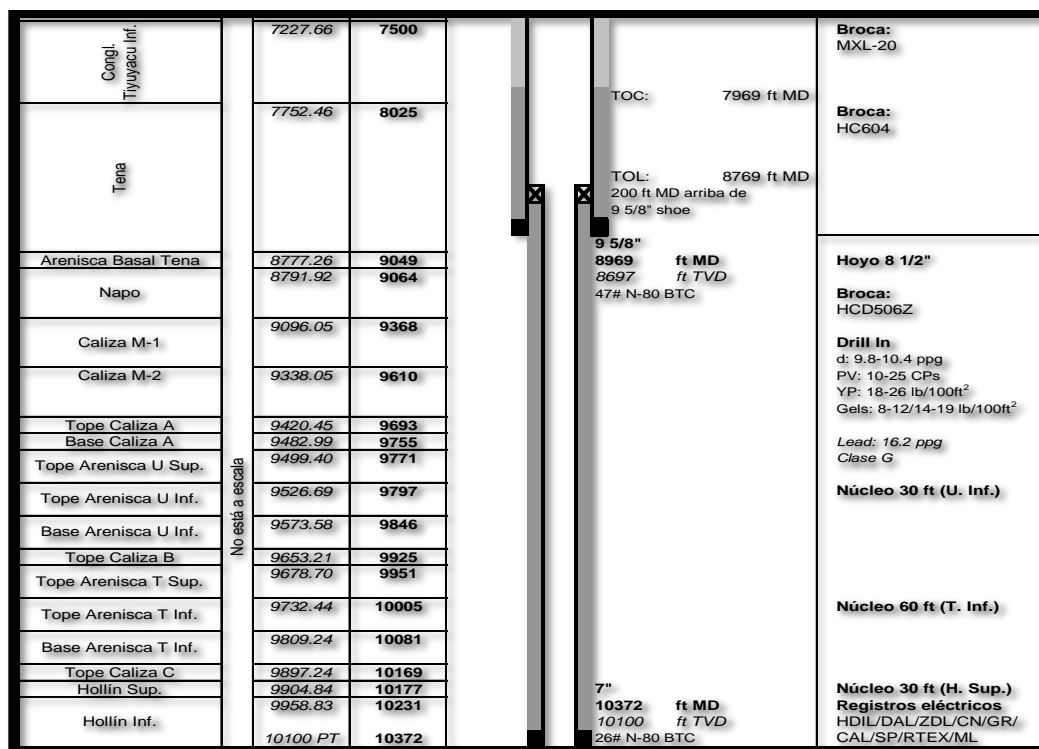


Figura 13. Programa del Diagrama Mecánico de la sección de producción del pozo S263D (BHI INTEQ Ecuador, 2015.)

4.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO S277D

El pozo S277D es un pozo de desarrollo que incorporará nuevas reservas a la producción del campo S. Se planea perforar un pozo direccional tipo “S”, cuyo objetivo es alcanzar la formación hollín inferior a 10 100.44 pies TVD (Objetivo Primario), con un hoyo de 8 ½ pulgadas.

En la fase de 16 pulgadas, se perfora verticalmente hasta 1000 pies MD (KOP), aquí iniciamos a perforar direccionalmente, construyendo ángulo con un DLS de 2°/100 pies, hasta alcanzar 10° de inclinación con un azimut de 70° a 1 500 pies MD. A partir de este punto, se continuará, construyendo ángulo con un DLS de 1.5°/100 pies, hasta alcanzar 32° de inclinación con un azimut de 117.5° a 3 246 pies MD, para continuar perforando tangencialmente hasta 3 476 pies MD, donde se tumbará ángulo con un DLS de 1.09°/100 pies hasta alcanzar 6.35° de inclinación a 5 824 pies MD, 100 pies por debajo del tope de la formación Orteguaza.

El revestidor de 13 3/8 pulgadas será asentado @ 5 824 pies MD.

En la fase de 12 ¼ pulgadas, se continuará perforando tumbando ángulo con un DLS de 1.09°/100 pies hasta alcanzar los 0° de inclinación a 6 404 pies, atravesando las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerado Tiyuyacu y Tena, hasta 80 pies antes del tope de Basal Tena.

El revestidor de 9 5/8 pulgadas será asentado @ 8 977 pies MD.

En la fase de 8 ½ pulgadas a través de las formaciones Tena, Basal Tena, Napo y Hollín, se continuará perforando verticalmente hasta encontrar la formación Hollín Inferior (objetivo principal) y alcanzando la profundidad total del pozo a 10 405 pies MD – 10 100 pies TVD.

El liner de 7 pulgadas será asentado a 10 405 pies MD.

4.2.1 RESÚMEN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DELO POZO S277D

Tabla 7. Propiedades estimadas para el Hoyo de 8 ½ pulgadas pozo S277D

Propiedad	Unidades	Valor	
Densidad del Lodo	lpg	9.6 – 9.8	Se incrementará a 10 lpg para realizar viaje de calibración
PV @ 120°F	cP	10 – 25	
YP @ 120°F	lb/100ft ²	15 – 35	
Geles	lb/100ft ²	8 – 12 / 14 – 19	
Filtrado API	cc/30 min.	Napo <5	
pH	Adimensional	10.0 – 10.5	
MBT	Lpb equivalente	<15	
LGS	%	<8	

4.2.2 CURVA DE DENSIDAD ESTIMADA EN LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D

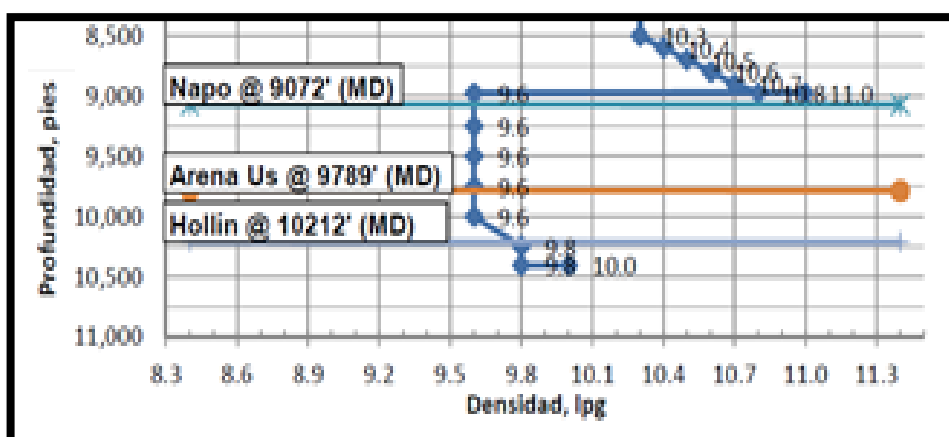


Figura 14. Densidad Estimada S277D

4.2.3 SUMARIO DE BROCAS DEL POZO S277D

No.	SIZE (in)	BIT TYPE	DEPTH OUT (ft)	DIST DRLD (ft)	DRLG TIME (hrs)	ROP (ft/hr)	ACC TIME (hrs)	WOB (klb)	RPM	MUD WT (ppg)	DAYS	REMARKS
1	16	GTX-CG1	500	460	15.0	30.7	15.0	5 22	70 120		1.0	TFA 0.99 (4 x 18)
PARA PERFORAR LA SECCION SUPERFICIAL HASTA SUPERAR AL 100% CANTOS RODADOS. CONTROL DE CAUDAL DE ACUERDO A ESTRATEGIA DE GALONAJE DE ORN PARA EVITAR LA FRACTURA DE FORMACION.												
2	16	HCD604	5824	5324	45.0	118.3	60.0	15 30	75 75		4.2	TFA 0.96 (4x12, 4x13)
SE RECOMIENDA MAXIMO GPM Y RPM EN SUPERFICIE MISMO TFA HASTA TD (450-600 PSI DE PRESION DIFERENCIAL Y 75 RPM CONSTANTES)												
											7.7	Set 13.375 in. Casing. 3.5 Days.
3	12-1/4	TD605X	7831	2007	40.0	50.2	100	10 30	40 80		10.8	TFA 0.94 (5x13, 2x14)
PARA PERFORAR HASTA EL TOPE DEL CHERT EN LA FORMACION TIYUYACU. CONTROL DE PARAMETROS EN EL CONGLOMERADO SUPERIOR Y LOS PRIMEROS 200' APROXIMADAMENTE DEL CONGLOMERADO INFERIOR. ROP MAX INSTANTANEO 30-35 FT/HR.												
4	12-1/4	VM-20DX	8212	381	14.0	27.2	114	15 45	50 70		11.9	TFA 0.92 (3 x 20)
PARA ATRAVESAR EL CHERT EN LA FORMACION TIYUYACU PARAMETROS RECOMENDADOS 800 GPM Y 50 RPM												
5	12-1/4	HC604	8977	765	15.0	51.0	129	15 30	75 80		13.1	TFA 1.12 (4x13, 4x14)
PARA PERFORAR FORMACION TENA												
											17.1	Set 9.625 in. Casing. 4 Days.
6	8-1/2	QD506X	10405	1428	26.0	54.9	155	15 25	50 70		18.9	TFA 0.55 (6 x 11)
PARA PERFORAR LA SECCION DE 8 1/2" HASTA TD. HSI < 1.5 NAPO												

Figura 15. Bit program S277D

(BHI INTEQ Ecuador, 2015.)

4.2.4 REGISTROS ELÉCTRICOS REQUERIDOS EN EL POZO S277D

Tabla 8. Plan de Registros Eléctricos S277D

Corrida	Servicios	De (pie) MD	Hasta (pie) MD	Velocidad Registro (pie/min)	Longitud Sarta (pie)
1ra.	HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG	10 392	8 966	50	116.5

4.2.5 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO S277D

Tabla 9. Programa de Revestidores para el pozo S277D

Tamaño del Hoyo (pulgada)	16 "	12 ¼"	8 1/2"
Profundidad (pie MD)	5 824	8 977	10 405
Diámetro del revestidor (pulgada)	13 ¾"	9 5/8"	7"
Intervalo (pie)	0 – 5 824	0 – 8 977	8 777 – 10 405
Libraje (lbs/pie)	68	47	26
Grado	N-80	N-80	N-80
Conexión	BTC	BTC	BTC
ID (pulgada)	12.415	8.681	6.276
Estallido (psi)	5020	6870	7240
Colapso (psi)	2260	4750	5410

4.2.6 DIAGRAMA MECÁNICO SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D

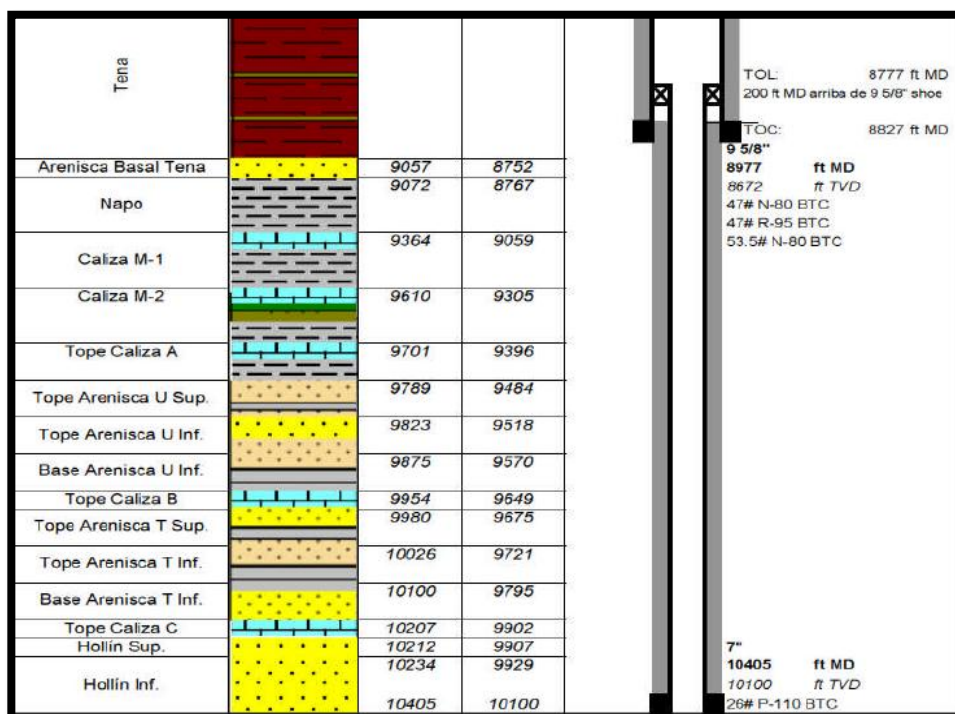


Figura 16. Programa del Diagrama Mecánico de la sección de producción del pozo S277D

(BHI INTEQ Ecuador, 2015.)

4.3 REPORTE FINAL DEL POZO S263D

Los datos más relevantes de la perforación del pozo se presentan a continuación, por cada línea de producto mostrando la existencia o no de problemas durante las operaciones de perforación de la sección de producción.

4.3.1 COMPANY MAN INFORME DEL POZO S263D

Inicia a perforar desde los 8 964 pies hasta 9 795 pies la sección de 8 ½ pulgadas (profundidad del primer núcleo), saca BHA sin problemas.

Baja siguiente BHA hasta el fondo 9 795 pies ahí inicia perforación y corte de núcleo del reservorio U inferior hasta 9 825 pies (30 pies de núcleo) con Q= 223 gpm, P= 511 psi, WOB= 8 – 10 klbs, 45 RPM, TQ= 14 – 16 klbs/pie, saca BHA a superficie y recupera solo 18 pies de núcleo de U Inferior.

Baja siguiente BHA hasta 9 825 pies perfora hasta 10 194 pies (Punto de núcleo de la formación Hollín) toma núcleos y saca sin problemas a superficie.

Baja siguiente BHA libre hasta 10 194 pies perfora y corta núcleo hasta 10 254 pies (60 pies de núcleo) con ROP=14, 180 GPM, P=400 psi, 40 RPM, 12 – 14 TQ, saca hasta superficie y recupero 42 pies de núcleo de la formación Hollín.

Con el siguiente BHA perfora sin problemas hasta 10 420 pies TD.

4.3.2 LÍNEA DIRECCIONAL PARA EL POZO S263D

Buen desempeño del motor, no se tuvo ningún problema en la corrida; estabilizadores en calibre.

Buena corrida del MWD, sin problemas decodificación 100%.

4.3.3 LÍNEA DE FLUIDOS PARA EL POZO S263D

Perfora sin problemas la sección desde 8 964 pies hasta 9 032 pies rotando y desde esa profundidad perfora controlando parámetros hasta 9795 pies, a esta profundidad adiciona al fluido inhibidor de lutitas, químicos para el control de filtrado y ajusta la alcalinidad de la soda caustica para el viaje a superficie, además, por decisión de la operadora se ajusta la concentración de lubricante en el sistema hasta 1.5 % v/v. Sale hasta superficie sin problemas.

El siguiente BHA de toma de núcleos. Después del BHA de toma de núcleos baja un nuevo BHA que perfora desde 9 825 pies hasta 10 100 pies donde adiciona al fluido estabilizador de lutitas, ajusta alcalinidad con soda caustica. Lava bolsillo por acumulación de cortes en el mismo.

Continua perforando desde 10 100 pies hasta 10 194 pies donde se tomara la segunda toma de núcleos, saca el BHA hasta superficie sin problemas. El siguiente BHA es de toma de núcleos, éste toma la muestra desde 10 194 pies – 10 254 pies. Saca BHA de toma de núcleos, y a 10 076 pies encuentra punto de overpull, saca BHA rimando desde 10 076 pies – 9 290 pies. Y POOH desde 9 290 pies hasta el zapato de casing de 9 5/8 pulgadas (8 954 pies) solo con circulación. Finalmente saca BHA hasta superficie sin problemas.

El siguiente BHA perfora desde 10 254 pies – 10 420 pies TD. Realiza viaje de calibración desde TD hasta el zapato del casing de 9 5/8 pulgadas libre, después regresa al fondo sin problemas. Finalmente POOH hasta superficie libre. Previo a la corrida de registros adiciona al fluido inhibidor y estabilizador de lutitas, ajusta la densidad hasta 10.4 ppg.

La primera corrida de registros sin problemas. En la segunda corrida de registros al bajar el BHA encuentra apoyo a 9 060 pies donde después de trabajar sin éxito pierde herramientas (pescado). Al RIH BHA de pesca encuentra punto de apoyo a 9 500 pies, 9 860 pies, 9 900 pies, 10 000 pies, 10 050 pies, 10 100 pies. Al sacar BHA de pesca POOH a 9 800 pies se

observa empaquetamiento, saca rimando 9 800 pies – 9 600 pies, luego libre hasta superficie.

El siguiente BHA de limpieza baja hasta 10 013 pies donde apoya y baja rimando desde 10 013 pies – 10 420 pies. Realiza viaje corto hasta el zapato, de 10 420 pies – 9 920 pies saca con bomba, y desde ahí POOH libre hasta el zapato. Regresa a fondo donde encuentra apoyo a 10 392 pies después baja a fondo sin problemas. Saca BHA hasta superficie rimando el intervalo de 10 020 pies – 9 920 pies lo demás POOH libre.

4.3.4 LÍNEA DE BROCAS PARA EL POZO S263D

La primera broca utilizada para esta sección perfora 841 pies a una ROP neto de 58.14 pies/hora, se llega a la profundidad de 9 795 pies para proceder a la toma del primer core. La broca salió con desgaste normal, sale en calibre.

La segunda corrida de la broca utilizada para esta sección perforó 369 pies con ROP neto de 46.13 pie/hora llegando a la profundidad total 10 194 pies MD para proceder a la segunda toma de cores. La broca mostró un buen rendimiento dentro de las formaciones Napo y Hollin, en superficie se muestran 2 cortadores rotos en la broca pero sale en calibre.

La tercera corrida de la broca perforó 166 pies con una ROP efectiva de 39.68 pies/hora logrando llegar a la profundidad total de 10 420 pies TD (MD), en superficie la broca mostró desgaste normal en toda la estructura de corte con cortadores rotos pero la broca salió en calibre.

4.3.5 LÍNEA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PARA EL POZO S263D

Al bajar la sarta para la segunda corrida de registros eléctricos baja hasta 9 060 pies donde no pasa, trabaja varias veces sin éxito, pierde en peso quedando en el fondo como pescado saca cable a superficie.

Arma BHA de pesca, baja hasta 9 034 pies donde apoya y circula por 20 minutos con 600 GPM y 2100 PSI. Continúa bajando y apoya a 9 135 pies, continua bajando y encuentra pescado a 10 296 pies, además apoyó a 9 500 pies, 9 860 pies, 9 900 pies, 10 000 pies, 10 500 pies, 10 100 pies; se trabaja la sarta obteniendo antes de pescar 483 gpm y 1 712 psi, se saca pescado desde 10 296 pies hasta 9 800 pies donde se observa empaquetamiento.

Se saca con bomba desde 9 800 pies – 9 700 pies donde se vuelve a empaquetar la sarta, aplica rotación y saca sarta hasta superficie.

Arma BHA de limpieza y al sacar la sarta desde el fondo rima desde 10 420 pies – 10 008 pies y con bomba y rotaria hasta 9 920 pies.

Se registran 34 horas de NPT para registros eléctricos.

4.3.6 LÍNEA DE BAJADA DE LINER 7 PULGADAS PARA EL POZO S263D

Se tiene además problemas al momento de bajar liner de 7 pulgadas, a 10 410 pies no se desengancha el setting tool por lo que se realiza maniobras de rotación peso logrando liberar finalmente el setting tool; realiza la cementación del liner a 10 505 pies. Se registran 8.5 horas de NPT por esta causa.

4.3.7 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN USADOS PARA PERFORAR LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S263D

A continuación se mostrarán los resultados de los parámetros obtenidos al perforar la sección de producción del pozo S263D, relacionando lo programado con los resultados obtenidos, utilizando los gráficos de los parámetros pie a pie.

Tabla 10. Profundidad Plan vs Profundidad Real S263D

POZO S263D	PROFUNDIDAD		
	(PIES)		
	DESDE	HASTA	INTERVALO
PROGRAMA	8 969	10 372	1 403
RESULTADO	8 954	10 420	1 466

Es importante indicar que se planificó perforar esta sección desde 8 969 pies hasta 10 495 pies pero finalmente perforó el intervalo desde 8 954 pies hasta llegar a 10 520 pies TD MD, perforando 60 pies más de lo planificado.

Tabla 11. ROP Promedio Plan vs Real S263D

POZO S262D	ROP
	(PIES/HORA)
	PROMEDIO
PROGRAMA	46,5
RESULTADO	47,72

Para este pozo se planificó perforar a una ROP promedio de 46.5 pie/hr, pero en la práctica se llegó a perforar con una ROP de 41.79 pie/hr promedio que es menor al plan.

En esta sección como se pudo apreciar en los reportes de las líneas antes mencionadas se tuvo varios problemas durante la perforación los cuales pudieron ser la razón por la que perforaron menos pies en más tiempo obteniendo un menor valor en la rata de penetración; además que se realizaron tomas de cores en diferentes intervalos del pozo, operación que se debe realizar con valores de parámetros menores a los de una perforación sin toma de cores.

4.3.7.1 PESO DE LODO S263D

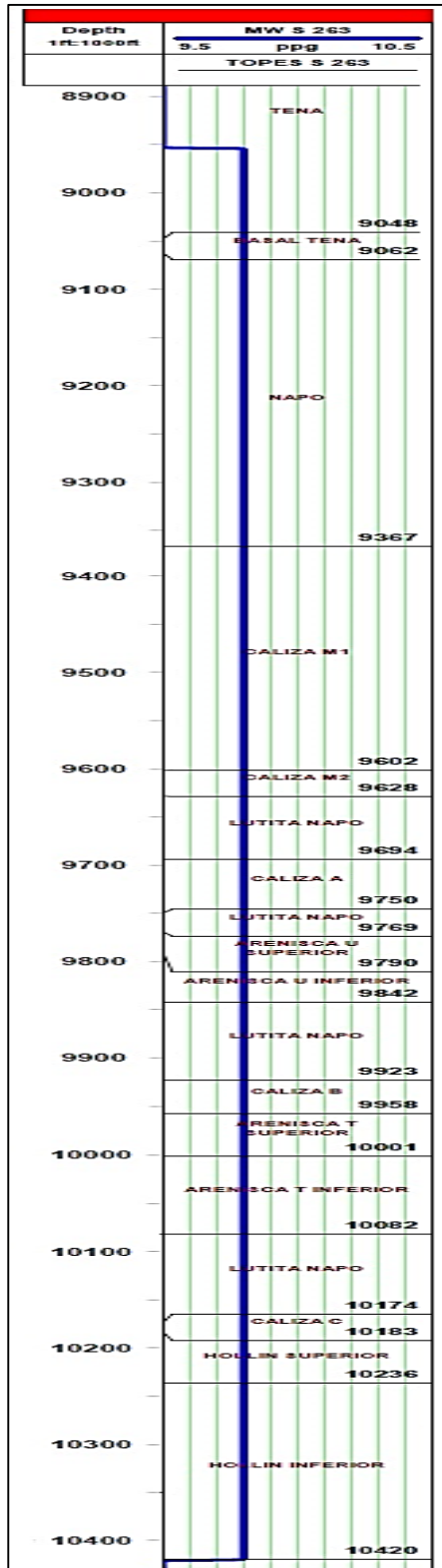


Figura 17. Peso del Lodo pie-pie S263D

Tabla 12. Peso del Lodo Plan vs Real S263D

POZO S263D	PESO DEL LODO (LPG)	
	MINIMA	MAXIMA
	PROGRAMA	9,8
RESULTADO	9,8	10,4

Como se aprecia durante toda la perforación de esta sección del pozo, se mantuvo constante la densidad del lodo al valor recomendado en el programa 9.8 lpg, cambiándola a 10.4 solamente después de terminado el proceso de perforación en el momento previo a la corrida de registros eléctricos.

Es importante mencionar que se tuvieron problemas durante la toma de núcleos, los cores salieron incompletos, esto pudo ser debido a una mala composición del lodo de perforación debido a que no tenía fluido inhibidor de lutitas, químicos para el control de filtrado suficientes para mantener el hoyo lo suficientemente limpio y con sus paredes en calibre, como veremos más adelante esto pudo haber causado problemas mayores en los viajes tanto de toma de registros eléctricos como en viajes de limpieza y en la corrida de liner.

4.3.7.2 GALONAJE S263D

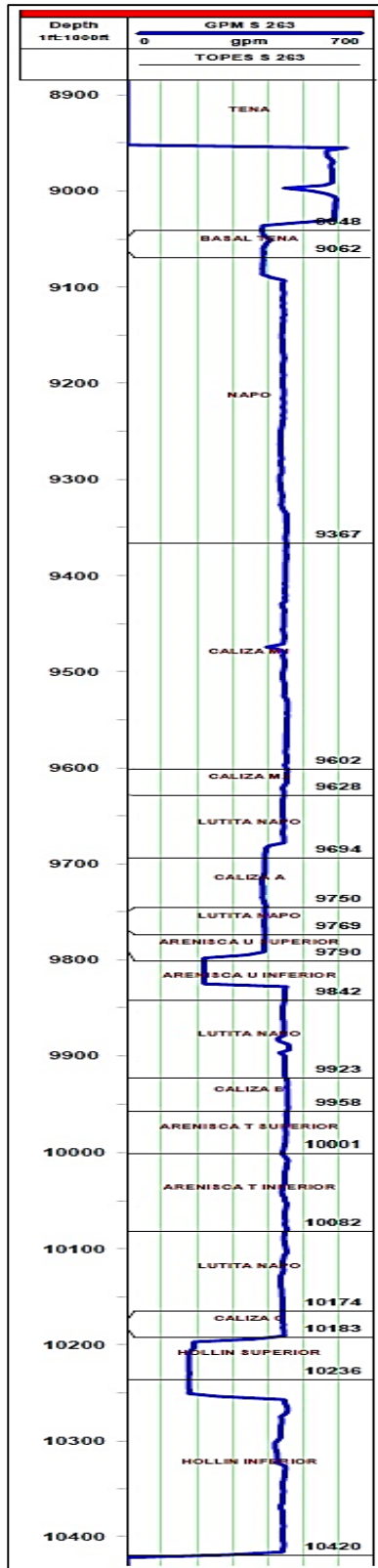


Figura 18. Galonaje pie-pie S263D

Tabla 13. Galonaje Plan vs Real S263D

POZO S263D	GALONAJE (GPM)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	300	450
RESULTADO	180	450

Como se observa a una profundidad aproximada de 8 960 pies en la formación Tena tenemos valores muy altos de galonaje muy cercanos a los 600 gpm, donde podríamos asegurar que la zona fue lavada en exceso, lo que pudo haber causado desgaste de las paredes de la formación por exceso de lavado o derrumbes debido al alto valor de gpm usados en este intervalo.

Al iniciar a perforar Basal tena obtenemos valores de 400 gpm normales recomendados según plan pero estos valores aumentan a 450 gpm al perforar Napo, Caliza M1, Caliza M2 y la lutita Napo, lo que pudo haber provocado también cavernas en las paredes del hoyo. Al perforar la Caliza A las gpm se vuelven a normalizar a 400 gpm manteniéndose así la tendencia hasta el fin de la perforación, a excepción del momento de perforar la Arenisca U inferior y Hollin Superior donde se observan valores de 200 gpm valores muy bajos y fuera del rango mínimo recomendado para perforar esta sección, pero estos bajos valores no afectarían la calidad del hoyo perforado.

4.3.7.3 TORQUE S263D

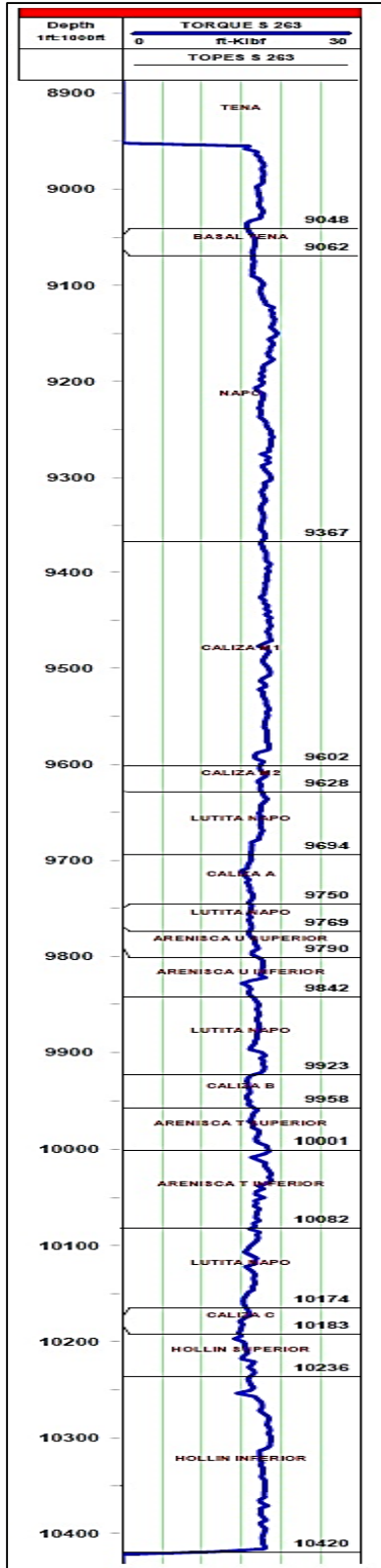


Figura 19. Torque pie-pie S263D

Tabla 14. Torque Plan vs Real S263D

POZO S262D	TORQUE (LBS/PIE)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	12	20
RESULTADO	15	20

Como se observa los valores de torque utilizados para perforar la sección de producción son de 16 lbs/pie en promedio al perfora Basal tena y en Napo (Caliza M1, Caliza M2, Lutita Napo) se presentan valores más altos cercanos a 20 lbs/pie; al empezar la Caliza A, Arenisca U Superior y U Inferior observan valores de torque menores que varían de 15 – 16 lbs/pie, a partir de ahí encontramos variaciones de torque muy ligeros que van de 15 – 19 lbs/pie en la Caliza B, la arenisca T superior, arenisca T inferior, la Caliza C, Hollín Superior y Hollín Inferior.

Podemos decir que los valores de torque utilizados en esta sección estuvieron dentro de los rangos programados recomendados, por lo que cualquier problema producido en esta sección no se vería influenciado por el mal manejo del torque durante la perforación de esta sección.

4.3.7.4 WOB S263D

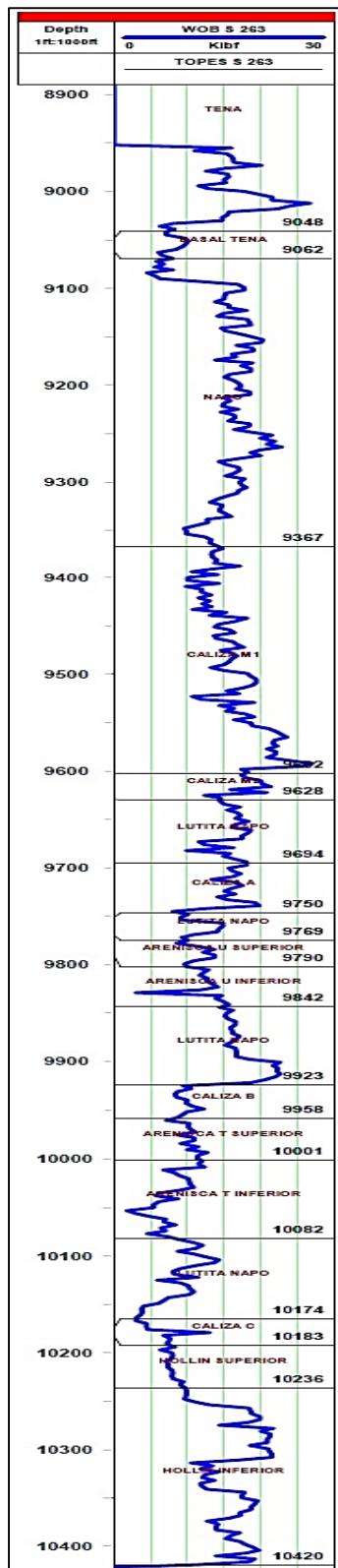


Figura 20. WOB pie-pie S263D

Tabla 15. WOB Plan vs Real S263D

POZO S263D	WOB (KLBS)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	10	27
RESULTADO	2	28

Observamos varios valores altos de WOB, en 9 020 pies (28 klbs) en la formación Tena, en Basal Tena valores bajos (6 – 10 klbs) dentro del rango recomendado, en Napo también encontramos valores de WOB de 20 - 24 klbs y desde 9 260 pies aproximadamente se presenta una tendencia a disminuir los valores de WOB dentro de la misma formación; en la Caliza M1 a 9 595 pies volvemos a ver valores de 27 klbs, después de este punto se obtiene una clara tendencia a obtener valores más bajos cada vez de WOB al perforar la Caliza M2 (22 klbs), Lutita Napo y Caliza A (10 – 20 klbs), Arenisca U superior (10 – 15 klbs), Arenisca U Inferior (3 – 5 klbs), Caliza B y Arenisca T superior (8 – 15 klbs), Arenisca T Inferior, Caliza C, Hollín Superior (2 – 10 klbs) y se percibe un incremento en Hollín Inferior (10 – 22 klbs).

La mayor parte de valores de WOB se encuentran dentro de los rangos recomendados en el plan, pero es importante mencionar que existen puntos que exceden los rangos recomendados, podríamos decir que en estos puntos existieron pegas o puntos de apoyo que necesitaron aplicar más peso para poder penetrar la formación.

4.3.7.5 RPM S263D

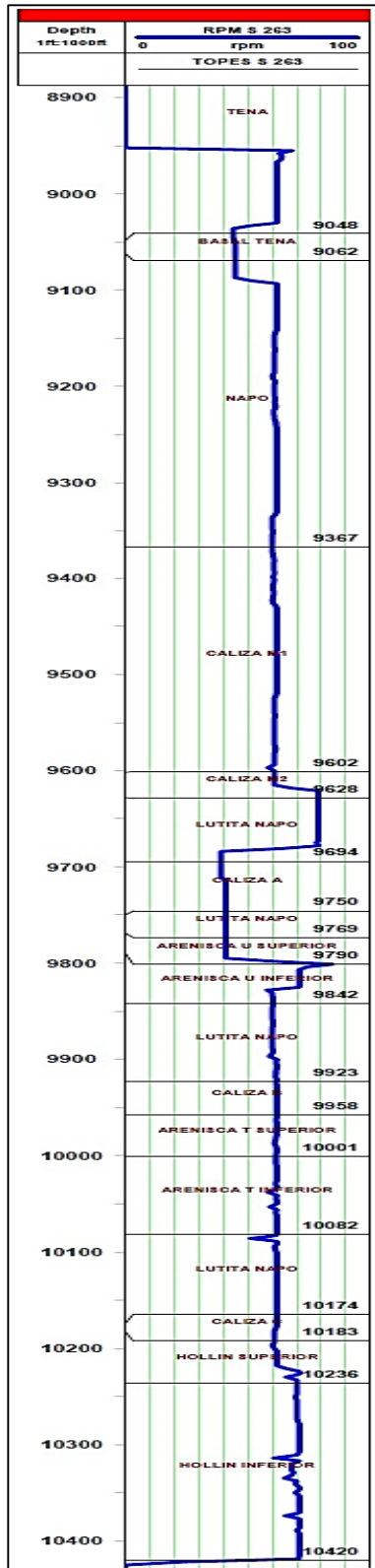


Figura 21. RPM pie-pie S263D

Tabla 16. RPM Plan vs Real S263D

POZO S262D	RPM (RPM)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	30	70
RESULTADO	40	80

Se empieza a perforar con 60 rpm en la formación Tena, al ingresar a Basal Tena las rpm bajan a 45 y en Napo suben a 60 rpm mismas que mantiene constantes al perforar la Caliza M1 y la Caliza M2, al entrar a las lutitas de Napo se aumentan las rpm a 80 hasta 9 690 pies aproximadamente, donde disminuyen a 40 rpm para perforar la Caliza A, las intercalaciones de lutitas y la arenisca U superior; en la arenisca U inferior se perfora con 70 rpm; al perforar hasta las lutitas de Napo, incluidas la Caliza B, Arenisca T superior, arenisca T inferior Caliza C, Hollín superior tenemos 60 rpm; en la Hollín inferior perforamos con 70 rpm.

La mayor parte de valores de rpm se encuentran dentro de los parámetros planificados recomendados, por lo que podemos decir que el manejo de las RPM en la perforación de esta sección de este pozo fue acertado pudiéndose atribuir problemas a otros parámetros que si se evidenciaron como mal aplicados.

4.4 REPORTE FINAL DEL POZO S277D

Los datos más relevantes de la perforación del pozo se presentan a continuación, por cada línea de producto mostrando la existencia o no de problemas durante las operaciones de perforación de la sección de producción.

4.4.1 COMPANY MAN INFORME DEL POZO S277D

Perfora la sección de producción en modo rotario de 8 978 pies – 10 421 pies con los parámetros: rotando 75 - 85 RPM, 380 - 420 GPM, P: 1 800 – 2 600 PSI, WOB: 10 - 26 KLBS, TQ: 14 - 24 kft.lbs. Homogenizó el sistema a 9.9 lpg. Realiza viaje de acondicionamiento al zapato de 9 5/8 pulgadas sin problemas, regresó a fondo sin problemas, adicional homogenizó el sistema a 10 lpg. Finalmente saca BHA hasta superficie sin problemas.

4.4.2 LÍNEA DIRECCIONAL PARA EL POZO S277D

El BHA utilizado fue tipo pendular conformado para perforar toda la fase e 8 ½ pulgadas, manteniendo la verticalidad del pozo, al inicio de la corrida se observó alto torque durante el drill out, debido a que se realizó el cambio de fluido de perforación. El BHA tuvo buen rendimiento durante la perforación y al final salió a superficie mostrando un leve desgaste. Para esta corrida se aplicó parámetros de rotación con 75 RPM, para las formaciones duras y 80 RPM para perforar las formaciones blandas, permitiendo así mantener la integridad de la broca en todo momento en las fases de perforación en la sección de 8 ½ pulgadas. El MWD no tiene problemas decodificación 100%.

4.4.3 LÍNEA DE FLUIDOS PARA EL POZO S277D

Empieza la perforación de la sección de 8 ½ pulgadas y mientras perfora desde 8 933 pies – 8 978 pies realiza cambio de lodo de 11 lpg por lodo de

9.6 lpg. En punto de casing bombea píldora viscosa pesada homogenizando el sistema a 9.9 lpg. Realiza viaje corto hasta 8 971 pies (zapato de 9 5/8 pulgadas) y regresa a fondo sin problemas. Homogeniza sistema a 10 lpg. Saca BHA hasta superficie sin problemas.

4.4.4 LÍNEA DE BROCAS PARA EL POZO S277D

La broca utilizada en esta sección perfora un total de 1 443 pies atravesando las formaciones de Basal Tena, Napo y Hollín, logrando llegar hasta 10 421 pies con una ROP neta en fondo de 58.7 pies/hr. La broca en superficie, presentó cortadores astillados en su estructura de corte externa, con su diámetro nominal en calibre y adicionalmente se observa desgaste normal como característica secundaria.

4.4.5 LÍNEA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PARA EL POZO S277D

El BHA de corrida de registros al bajar hasta 10 392 pies encuentra punto de apoyo a 9 600 pies y 9 920 pies. Al sacar el BHA desde 9 234 pies – 9 135 pies se sobre tensionó hasta 10 klbs por repetidas ocasiones, libera con éxito y saca sarta hasta superficie. La segunda corrida de registros se da sin problemas.

4.4.6 LÍNEA DE BAJADA DE LINER 7 PULGADAS PARA EL POZO S277D

Intenta anclar colgador, sin éxito. Intenta sacar a superficie. Liner y colgador quedan pescados. Baja BHA de molienda #1 con 8 ½ pulgadas para DB. Baja BHA de molienda #2. Muele de 6 964 pies a 6 993 pies. Baja BHA de pesca y pesca liner con éxito. Baja sarta hasta zapata de 9 5/8 pulgadas y prueba la misma con éxito. Baja BHA simulado y calibra pozo previo a segunda corrida de Liner. Baja el ensamble con colgador hasta 10 403 pies

donde asienta. Se generan 170 horas de NPT para la empresa prestadora de servicios.

4.4.7 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN USADOS PARA PERFORAR LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO S277D

A continuación se mostrarán los resultados de los parámetros obtenidos al perforar la sección de producción del pozo S277D, relacionando lo programado con los resultados obtenidos, utilizando los gráficos de los parámetros pie a pie.

Tabla 17. Profundidad Plan vs Profundidad Real S277D

POZO S277D	PROFUNDIDAD (PIES)		
	DESDE	HASTA	INTERVALO
PROGRAMA	8 977	10 405	1 428
RESULTADO	8 978	10 421	1 443

Es importante indicar que se planificó perforar esta sección desde 8 977 pies hasta 10 405 pies pero finalmente perforó el intervalo desde 8 978 pies hasta llegar a 10 421 pies TD MD, perforando 15 pies más de lo planificado.

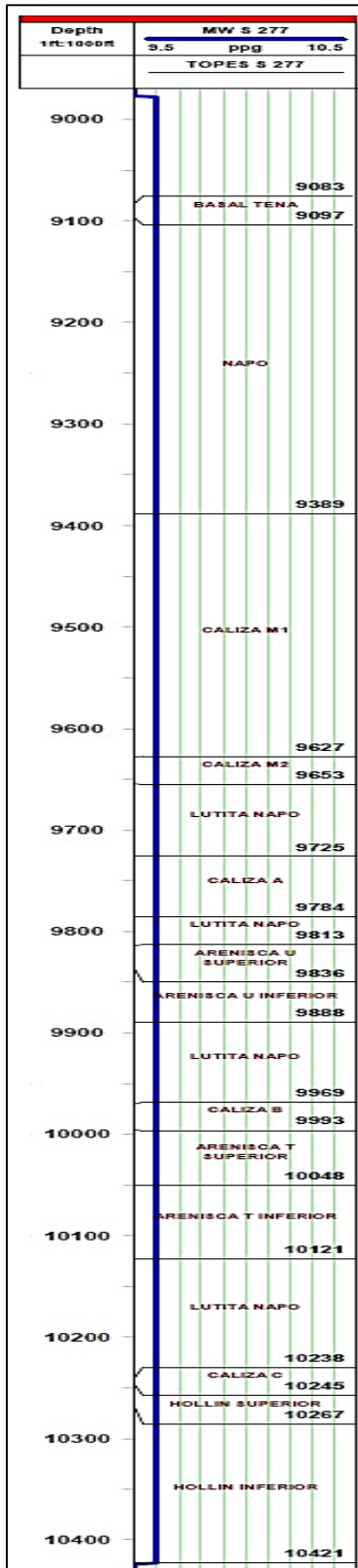
Tabla 18. ROP Promedio Plan vs Real S277D

POZO S277D	ROP (PIES/HORA)
	PROMEDIO
PROGRAMA	54,9
RESULTADO	58,73

En este pozo se tuvo una mayor ROP promedio que la planificada, por lo que este parámetro fue aplicado acertadamente, demostrándose una buena selección de la broca.

4.4.7.1 PESO DE LODO S277D

Tabla 19. Peso del Lodo Plan vs Real S277D



POZO S277D	PESO DEL LODO (LPG)	
	MINIMA	MAXIMA
PROGRAMA	9,6	10
RESULTADO	9.6	10

Como se observa el manejo de este parámetro durante la perforación de la sección se mantiene estable en el valor recomendado planificado de 9.6 lpg durante la perforación de Basal Tena, Napo, Hollín Superior y Hollín Superior incluyendo las intercalaciones de lutita y caliza en Napo.

Aunque la formación tuvo problemas de alto torque al perforar el zapato y el collar flotador, al adicionar lubricidad a fluido antes de empezar a perforar la nueva formación pudo mitigar el alto torque que se había presentado.

Se puede mencionar que se dio un adecuado uso de este parámetro de perforación en esta sección.

Figura 22. Peso del lodo pie-pie S277D

4.4.7.2 GALONAJE S277D

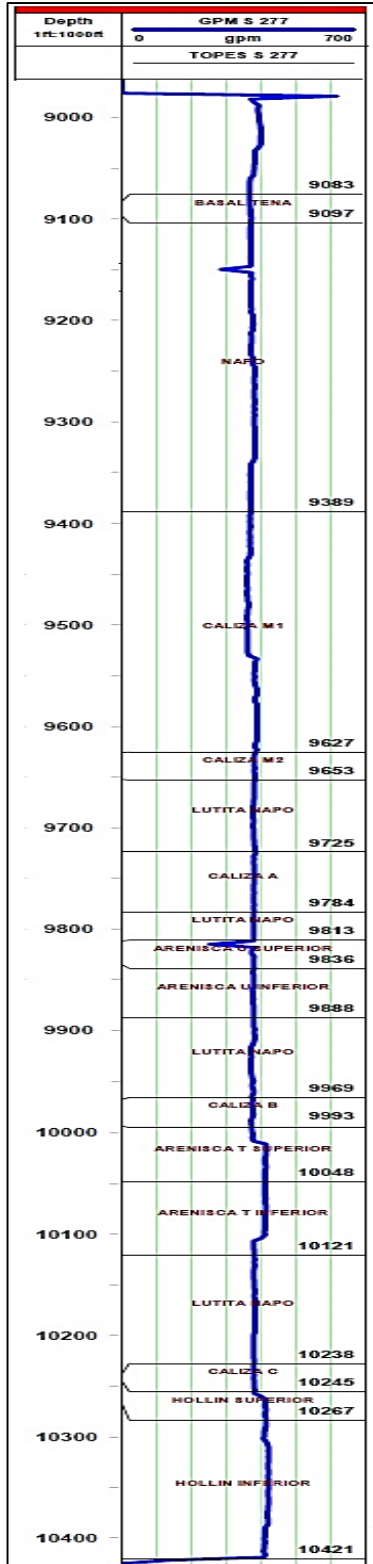


Figura 23. Galonaje piezométrico S277D

Tabla 20. Galonaje Plan vs Real S277D

POZO S277D	GALONAJE (GPM)	
	MINIMO	MAXIMO
	PROGRAMA	300
RESULTADO	300	420

Como se observa durante la perforación de Basal Tena, Napo, Hollín Superior y Hollín Inferior (incluidas las calizas y lutitas intercaladas de Napo) los valores de GPM se mantienen en una sola tendencia, no existen cambios bruscos de valores de galonaje, esto nos indica que se dio un uso apropiado de este parámetro de perforación en la sección de este pozo.

4.4.7.3 TORQUE S277D

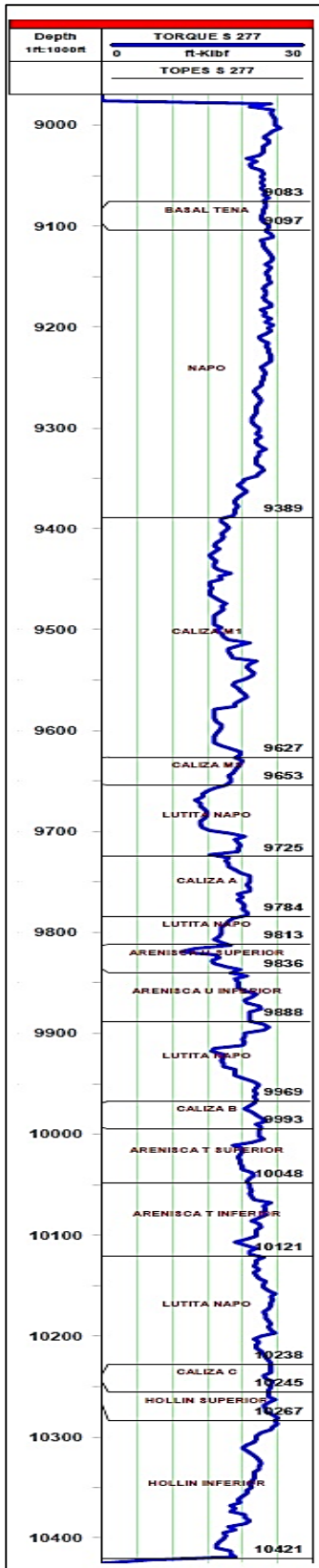


Figura 24. Torque pie-pie S277D

Tabla 21. Torque Plan vs Real S277D

POZO S277D	TORQUE (LBS/PIE)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	12	20
RESULTADO	5	27

Al perforar Tena encontramos valores altos de torque de 25 lbs/pie que se mantienen hasta perforar Basal Tena y Napo, como la tendencia se mantiene se disminuye el torque a valores recomendados en la Caliza M1 a 15 lbs/pie, al llegar a 9 540 pies se observa 22 lbs/pie por lo que vuelve a disminuir el torque a 15 lbs/pie hasta terminar de perforar la Caliza M1. En la Caliza M2 se observa que se incrementan a 20 lbs/pie hasta la Caliza A, en la lutita Napo se disminuye el torque por precaución llegando a un mínimo de 15 lbs/pie, en la arenisca U superior e Inferior se encuentra una tendencia a elevar el torque por lo que al llegar a las lutitas vuelve a controlar y disminuye el torque a 15 lbs/pie; en lo que sigue de la perforación se mantiene la tendencia a estabilizarse el torque en valores de 20 – 27 lbs/pie cuando perfora la Caliza B y las Areniscas T superior e inferior, la Caliza C y Hollín Superior, al momento de perforar Hollín inferior se baja controlando el torque por precaución llegando a TD con 18 lbs/pie un valor que se encuentra dentro de los rangos recomendados planificados. Como podemos darnos cuenta en este campo en esta sección se tienen comúnmente problemas de torque alto.

4.4.7.4 WOB S277D

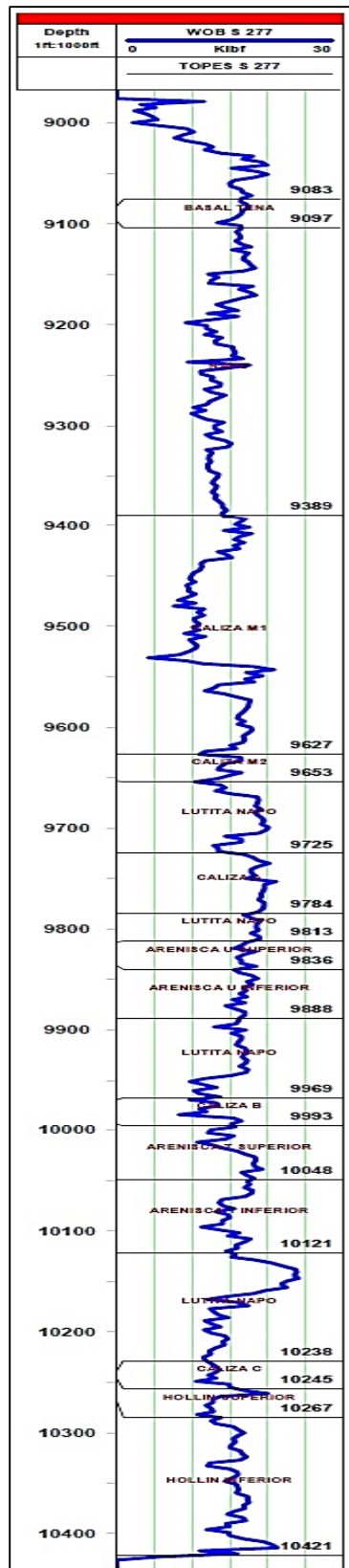


Figura 25. WOB pie-pie S277D

Tabla 22. WOB Plan vs Real S277D

POZO S277D	WOB (KLBS)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	15	25
RESULTADO	2	26

En Tena observamos que se aplican 20 klbs, en basal Tena disminuyen a 15 klbs, valor que se mantiene como máximo en Napo (10 – 15 klbs), en la Caliza M1 se nota decrecimiento del WOB llegando a valores muy bajos (4 klbs a 9 540 pies) a partir de este punto se incrementa hasta un máximo de 21 klbs, en la Caliza M2 se mantiene un promedio de 15 klbs, en la Caliza A se eleva a 20 klbs, a partir de esta formación se nota una tendencia a disminuir el valor de WOB a través de la lutita Napo, Arenisca U superior e inferior, llegando a un mínimo de 8 klbs en la Caliza B; para perforar las areniscas tanto T superior e inferior se eleva el WOB hasta un máximo de 20 klbs, en la lutita Napo llega hasta 25 klbs un valor alto casi el máximo recomendado, por lo que decide disminuir el peso a un rango menor (10 – 20 klbs) hasta llegar a la Caliza C. En Hollín Superior se aplica 15 klbs de promedio hasta Hollín Inferior.

Como se observa se maneja bien el uso de éste parámetro, controlando cuando se observa incremento y elevándolo donde la formación lo permite, sin exceder los límites recomendados.

4.4.7.5 RPM S277D

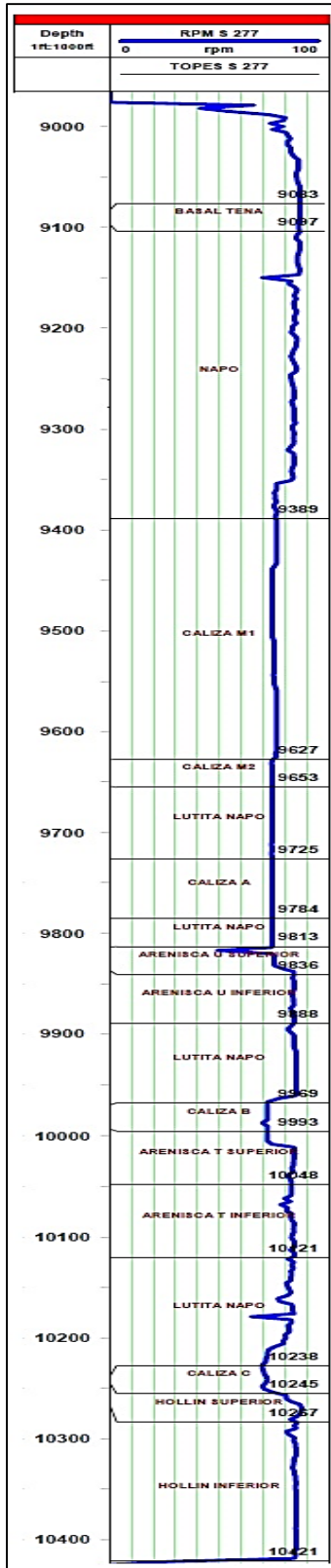


Figura 26. RPM pie-pie perforación. S277D

Tabla 23. RPM pie-pie S277D

POZO S277D	RPM (RPM)	
	MINIMO	MAXIMO
PROGRAMA	50	70
RESULTADO	50	85

En Tena perfora con valores altos de 85 rpm, de la misma manera en Napo; en la Caliza M1, M2, lutita Napo y Caliza A disminuye a 75 rpm; al empezar a perforar las areniscas por ser formaciones más suaves se incrementa a 85 rpm, perfora así la arenisca U superior, U inferior y la lutita de Napo hasta llegar a la Caliza B donde disminuye a 70 rpm concuerda por ser la caliza una formación más dura, al continuar perforando la arenisca T superior y T inferior se puede elevar a 85 rpm hasta las lutitas por ser formaciones más blandas y suaves, formaciones constituidas por arenas cuarzosas de matriz arcillosa, en la Caliza C se vuelve a disminuir a 70 rpm llegando finalmente a Hollín Inferior donde se perfora con 85 rpm hasta Hollín inferior. Como podemos observar en la perforación de esta sección podemos aplicar rpm altas en formaciones que permiten mejorar la velocidad de rotación y controlando en formaciones duras que disminuyen las rpm.

En general se ha dado un buen uso de este parámetro de perforación, considerando que aunque las rpm fueron mayores a lo planificado Esto no provocó ningún problema en la

4.5 CONSECUENCIAS DEL MANEJO INAPROPIADO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO S263D

El uso inapropiado de los parámetros de perforación puede provocar diversos problemas, en nuestro estudio evaluaremos los efectos que tuvieron en la calidad del hoyo perforado.

Para conseguir esto primero mostraremos los problemas y los parámetros de perforación que pudieron afectar la calidad del hoyo y finalmente indicaremos mediante el registro Cáliper el estado final del calibre del hoyo perforado.

4.5.1 PARÁMETROS QUE AFECTARON LA CALIDAD DEL HOYO PERFORADO DEL POZO S263D

Tabla 24. Resumen de problemas operacionales del pozo S263D

PROBLEMA	CAUSA	ACCIÓN	LECCIÓN APRENDIDA	RECOMENDACIÓN
Toma de cores con inconvenientes, cores salen incompletos a superficie	Inestabilidad de las paredes del hoyo durante la perforación de los cores	Bombear y dejar en fondo píldoras estabilizadoras antes de tomar núcleos.	Con las píldoras estabilizadoras, se logra un agujero estable facilitando los viajes para cambio de BHA para núcleos.	Se recomienda esta práctica de estabilizar hoyo en futuros pozos con toma de núcleos.

Continuación Tabla 24.				
Herramienta de registros eléctricos se rompe en punto débil. Se deja pescado en el pozo.	Rodamiento del malacate en mal estado no permite conocer la tensión real del cable.	Lleva a cabo operaciones de pesca con éxito.	Se requiere un análisis profundo del estado de los equipos de registros eléctricos en la base.	Revisión exhaustiva de todos los equipos de registros eléctricos. Llevar a cabo la simulación de todas las corridas previo al trabajo.
Settin tool no libera después de sentado el colgador.	Pines de liberación fuera de especificaciones	Fue necesario rotar por espacio de 7 horas hasta lograr la falla mecánica de los pines y lograr enganchar el sistema de liberación mecánico.	Asegurar que en la prueba de taller de setting tool, se utilicen pines del mismo lote que va a ser instalado en el liner. Llevar a cabo prueba de los pines en el taller y descartar los lotes defectuosos.	Asegurar que en la prueba de taller del setting tool, se utilicen pines del mismo lote que van a ser instalados en el liner. Llevar a cabo pruebas de los pines en el taller y descartar los lotes defectuosos.

4.5.2 CÁLIPER S263D

El hoyo se encuentra muy dañado, provocado por diversos problemas:

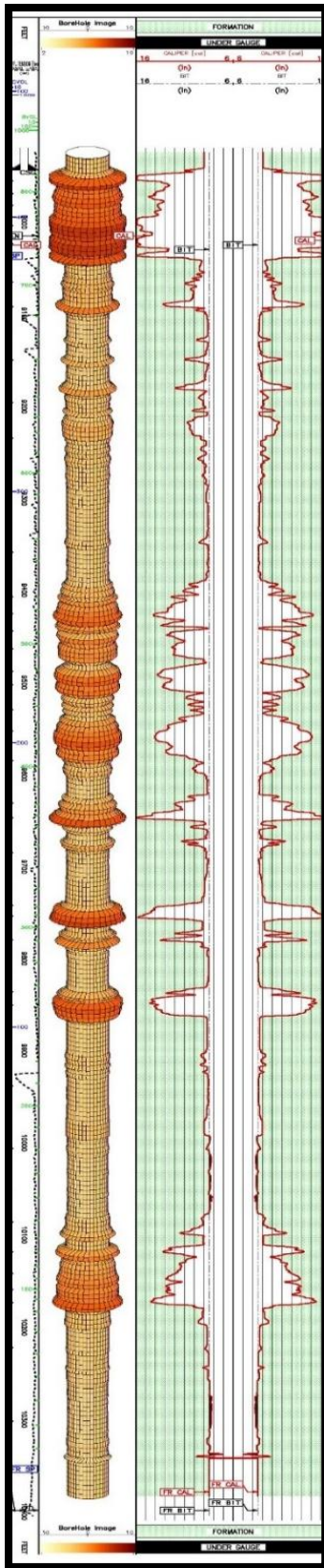


Figura 27. Registro Cáliper pozo S263D
(Baker Atlas, 2015.)

Toma de cores con problemas, los mismos salen incompletos a superficie. Se realizan en 3 intervalos distintos.

Modifica el fluido de perforación aumentando densidad y añadiendo lubricidad, inhibidor de lutitas, control de filtrado, ajusta el PH, estabilizador de lutitas.

Acumulación de exceso de cortes en el bolsillo.

Cuando baja la segunda sarta de toma de registros apoya a 9 060 pies, donde pierde herramientas en fondo del pozo (pescado)

Al bajar BHA de pesca apoya a 9 500 pies, 9 860 pies, 9 900 pies, 10 000 pies, 10 050 pies, 10 100 pies. También se empaqueta la sarta y libera rimando con bomba y rotaria. Para liberar puntos apretados trabaja varias veces la sarta. Para sacar el empaquetamiento de la sarta de pesca aplica 600 gpm. El BHA de limpieza apoya a 10 013 pies y baja rimando con bomba y rotación 400 pies. Vuelve a apoyar a 10 320 pies y saca rimando 10 020 pies – 9 920 pies con bomba y rotación.

Sale a superficie la broca con 2 cortadores rotos.

La mala calidad del hoyo produce problemas en la bajada de liner: Settingtool no libera después de sentado el colgador a 10 410 pies por lo que realiza maniobras de rotación y peso para liberar. Puede provocar problemas en la cementación y posteriormente en la producción debido a que puede no generar un sello mecánico adecuado.

4.6 CONSECUENCIAS DEL MANEJO INAPROPIADO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO S277D

El uso inapropiado de los parámetros de perforación puede provocar diversos problemas, en nuestro estudio evaluaremos los efectos que tuvieron en la calidad del hoyo perforado.

Para conseguir esto primero mostraremos los problemas y los parámetros de perforación que pudieron afectar la calidad del hoyo y finalmente indicaremos mediante el registro Cáliper el estado final del calibre del hoyo perforado.

4.6.1 PARÁMETROS QUE AFECTARON LA CALIDAD DEL HOYO PERFORADO

Tabla 25. Resumen de problemas operacionales del pozo S277D

PROBLEMA	CAUSA	ACCIÓN	LECCIÓN APRENDIDA	RECOMENDACIÓN
Colgador Rotacional no ancla y queda pescado con liner.	Falla en el sistema de sellos genera punto crítico derivando en un pequeño orificio en el cilindro, que impide liberación hidráulica en el setting tool por falta de hermeticidad	Bajó BHA de molienda #1 y posterior BHA #2 muele de 6964' a 6993'. Bajó BHA de pesca, pescó liner con éxito.	Verificar en todos los casos el estado de todos los componentes del ensamblaje a ser corrido, y hacer seguimiento de la procedencia de los equipos	Por disposición de la operadora, se utilizará únicamente en el proyecto colgador rotacional.

4.6.2 CÁLIPER S277D

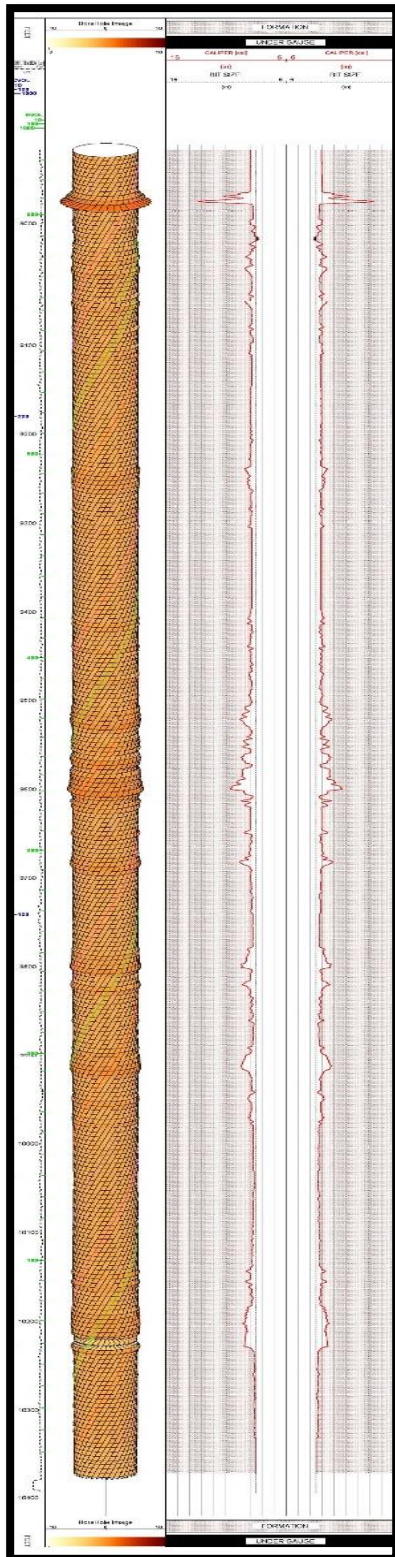


Figura 28. Registro Cáliper del pozo S277D

(Baker Atlas, 2015.)

El hoyo se encuentra en buen estado, no tuvo mayores problemas en las operaciones de perforación:

En superficie la broca presenta cortadores astillados en la estructura de corte externa.

El BHA de registros eléctricos apoya @ 9 600 pies y 9 920 pies; sobre tensionó sarta en 9 234 pies – 9 135 pies.

Pese a tener un buen manejo de parámetros, casi ningún problema en las operaciones de perforación y una buena calidad del hoyo en este pozo se tuvieron problemas al bajar el liner, pero este fue provocado por una falla en el sistema de sellos del colgador que genera punto crítico derivando en un pequeño orificio en el cilindro, que impide liberación hidráulica en el setting tool por falta de hermeticidad.

Una buena calidad de hoyo perforado no asegura el éxito de operaciones futuras como de completación y producción pero es un factor muy importante para el desarrollo favorable de los mismos.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Después del análisis realizado en los pozos perforados en éste campo se puede concluir que existe una gran facilidad de obtener un hoyo de mala calidad, debido a varios factores como la existencia de fallas en la conformación litológica de la cuenca en estudio y principalmente a que las formaciones que conforman la sección de producción están constituidas por lutitas inestables intercaladas entre calizas y arenas productoras.
- La experiencia obtenida en éste estudio ha indicado que evitar la inestabilidad del hoyo en la sección de producción no sería posible totalmente por la presencia de gran cantidad de formaciones inestables, que se pueden colapsar con facilidad como aquellas con alto contenido de lutitas de fácil fragmentación; pero sí se ha vuelto necesario encontrar métodos para poder controlarla por sus posibles efectos en la producción futura del pozo.
- La densidad del lodo ha sido considerada un parámetro importante debido a que por medio de éste se ha podido prevenir la invasión del fluido de perforación en las lutitas de Napo, que son las que al derrumbarse generan problemas en la limpieza del hoyo por la gran cantidad de recortes contaminantes.
- Los valores recomendados para el lodo que va a perforar la sección de producción en el Campo S son de 9.6 lpg hasta un máximo de 10.5 lpg en el momento de finalizar la perforación previo a operaciones de viajes de limpieza, corrida de registros eléctricos o bajada de tubería de revestimiento (liner 7 pulgadas).

- La sección de producción del Campo S evidencia problemas constantes de torque alto, para mitigar éste problema se tuvo buenos resultados al maximizar la concentración de lubricante en el fluido desde el momento de iniciar la perforación, utilización de reductores de torque en el conjunto de fondo y aumentando el galonaje cuidando erosionar y desestabilizar las lutitas.
- Los valores de torque máximos recomendados para perforar ésta sección en el Campo S son de hasta 24 lbs/pie, pueden existir excepciones, en caso de exceder éste valor se debe controlar, debido a posibles problemas como el desenroscamiento de parte de la tubería o del BHA (posible pescado) ya que puede haber acumulación de recortes, adherencia mecánica de la sarta de perforación, tortuosidad del agujero entre otros.
- Del análisis realizado del volumen se ha determinado que un máximo de 450 GPM deben ser utilizados al perforar la sección de producción del Campo S, en el caso de superar éste valor se ha observado que el hoyo es lavado en exceso provocando grietas en las paredes del hoyo evidenciados por el aumento de recortes que provocaron posteriores problemas como puntos apretados, overpull y hasta pegas de tubería. Es importante mencionar que el valor mínimo de galonaje depende del motor de fondo usado, que para poder funcionar normalmente requiere de al menos un flujo de 75 GPM (en el caso del motor de 3 1/8 pulgadas) y de un flujo mínimo de 200 gpm (en el caso del motor de 6 3/4 pulgadas).
- Debido a los problemas de alto torque en la sección de producción del Campo S se ha concluido con respecto al peso sobre la broca que se debe bajar controlando llegando a un máximo de 25 klbs, de observar que se supera éste valor y acompañado de bajos valores de ROP se debe disminuir el WOB por que se ha evidenciado que se producen

problemas como el paro de la rotaria evidencia de que el conjunto de fondo se encuentra atrapado o que la broca al encontrarse en una formación compacta dura puede embolarse y el hoyo derrumbarse.

- De observar valores muy bajos de WOB (menores a 5 klbs) se debe entender que la broca podría no estar en contacto con el fondo del hoyo por lo que genera vibraciones que también dañan las paredes del hoyo.
- Los mejores resultados con respecto a la calidad de hoyo perforado en la sección de producción del Campo S se han dado controlando la rotaria hasta 80 RPM, para mejorar la ROP se ha intentado aumentar las RPM en superficie pero hay que tener en cuenta que, de no mejorar las ROP se debe dejar de realizar ésta práctica por estar provocando posiblemente aumento de torque y arrastre en la sarta, afectando gravemente la calidad del hoyo perforado.
- Se ha determinado que un hoyo irregular perforado produce viajes de la tubería y corrida de liner problemáticos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se han determinado algunas buenas prácticas de perforación aparte de un buen diseño de fluido y manejo de parámetros del taladro de perforación y que ha dado buenos resultados, se recomienda el uso de estabilizadores en el BHA de 8 ½ pulgadas, evitar a menos que sea necesario el reaming y back reaming (en especial en lutitas de Napo), de necesitarlo hacerlo con tasas de bombeo y rotación de secuencia baja de perforación.
- Si se cumplen 40 horas de perforación y se han atravesado las calizas intercaladas entre las lutitas de Napo se recomienda hacer un viaje de calibración, se ha observado que esto genera una buena limpieza del hoyo evitando posibles problemas futuros relacionados

con camas de ripios difíciles de limpiar, y problemas de daño de la integridad de la broca de perforación.

- Un buen uso de parámetros de perforación no equivale a un hoyo con buena calidad, operaciones posteriores como viajes de limpieza, toma de registros eléctricos, pescados al bajar el liner pueden dañar finalmente el hoyo perforado; se recomienda por lo tanto la revisión exhaustiva de todos los equipos de registros eléctricos, setting tool o BHA's, llevar a cabo la simulación de todas las corridas previo al trabajo en pozo, llevar a cabo pruebas de los pines o conexiones en el taller y descartar los lotes defectuosos, revisar detenidamente manuales de funcionamiento y operación, evitando cualquier tipo de error humano por descuido.
- Se recomienda realizar para un estudio posterior de éstos pozos perforados en el Campo S un análisis de los registros de cementación y de la producción obtenida de cada pozo confirmando las consecuencias de una mala calidad del hoyo perforado versus una calidad óptima del hoyo.

GLOSARIO

Aditivos para lodos: Cualquier material que se añade a un lodo para lograr un propósito determinado

Arcilla: Dícese de aquella materia plástica, blanda, de varios colores, generalmente compuesta por silicato de aluminio, formada por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.

Arena: Material granular suelto, resultante de la desintegración de las rocas. Está formado fundamentalmente por sílice.

Atrapamiento: La incapacidad de remover la sarta de perforación del agujero.

Atrapamiento Mecánico: El límite o prevención de movimiento de la sarta de perforación creado por el atrapamiento de la presión diferencial. Esto puede ser causado por desecho en el agujero, anomalías geométricas del agujero, cemento, ojos de llave o un incremento de recortes en el espacio anular.

Caudal de circulación: Velocidad del flujo del lodo circulante, en volumen, que generalmente se expresa en galones o barriles por minuto. GPM (Galones por minuto)

Circulación: Movimiento de los fluidos de perforación con las bombas a través del sistema de flujo del pozo.

Contaminación de lodo: Presencia en un lodo de cualquier sustancia extraña que puede tender a producir efectos nocivos en sus propiedades.

Corriendo en el Pozo (RIH): Acto de enroscar secciones de tubería y que pueda ser introducida dentro del pozo de forma controlada.

Incremento en la Velocidad de Penetración: Incremento o reducción repentina de la rata de penetración.

Lutitas: Arcilla de origen rocoso, finamente granular, con clivaje tipo pizarra, que es una sustancia orgánica parecida al petróleo.

Núcleo o core: muestra cilíndrica de la formación que está siendo perforada.

N-S: Norte- Sur

NNO-SSE: Nor Nor Este- Sur Sur Este

Pesca: El procedimiento de recobrar equipo perdido, tal como tuberías, en el pozo.

Peso sobre la Barrena (WOB): Cantidad permisible de peso que se puede poner sobre la barrena de perforación.

Píldora: Cualquier cantidad relativamente pequeña (menos de 200 barriles) de una mezcla especial de fluido de perforación, para llevar a cabo alguna tarea que el fluido de perforación regular no puede manejar efectivamente.

Porosidad: Espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por el volumen total.

Porosidad efectiva: Cantidad de espacios porales interconectados entre sí.

Pozos de desarrollo: Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.

Presión de Fondo (BHP): La presión en el fondo del hueco.

Presión Diferencial: En general, es la diferencia de una medida de la fuerza por unidad de área (como libras por pulgadas cuadradas) entre dos zonas de diferente presión. Esto puede ser al medir la presión dentro y fuera de la tubería, un tanque presurizado, antes y después de una obstrucción que está restringiendo el flujo o simplemente entre dos puntos a lo largo del recorrido de un fluido (como dos puntos a lo largo de una tubería).

Presión Hidrostática: La fuerza por área de unidad causada por una columna o fluido.

Profundidad Medida (MD): La longitud del agujero, como es determinada por la regla o medidor de acero.

Profundidad Vertical Verdadera (TVD): Distancia vertical desde un punto en el pozo (fondo u otro especificado) hasta superficie, usualmente designado por la elevación de la mesa rotaria.

Prueba de Formación: Procedimiento para probar la capacidad productiva de una formación de hidrocarburos.

Recortes: Pequeñas partículas de formación que se desprende por acción de los insertos de la barrena.

Registros Eléctricos: Medición de las propiedades de la formación con instrumentos que manejan electricidad para inferir las propiedades importantes en las tomas de decisiones en un pozo y para gerenciar eficientemente el reservorio.

Reología: Ciencia que se ocupa de la deformación y el flujo de fluidos.

Reservas petroleras: Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones

Reservas posibles: Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables

Reservas probadas: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

Reservas probables: Reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que el volumen de hidrocarburos localizado en el yacimiento sea recuperable

Revoque: Material sólido depositado sobre la pared del pozo.

Sarta de Perforación: La combinación de la tubería de perforación y el ensamble de fondo, junto con otras herramientas utilizadas para hacer que la barrena de perforación gire en el fondo.

Tubería Atrapada o Pegada: Una porción de la sarta de perforación que no puede ser movida de modo normal, ya sea rotando o verticalmente.

Tubería Corta de Revestimiento o “Liner”: Una sarta de tubería de revestimiento que no se extiende hasta la parte superior del agujero descubierto, sino más bien está anclado o guindado dentro del fondo de la tubería de revestimiento anterior.

Tubería de Perforación: Un conducto tubular de acero con puntas de rosca llamadas juntas. La tubería de perforación sirve para conectar el equipo de superficie del equipo de perforación con el ensamble de fondo y la barrena, ambos para bombear fluido de perforación a la barrena y para poder aumentar, disminuir y rotar el ensamble de fondo y la barrena.

Tubería de Perforación Extrapesada (HWDP): Una tubería de perforación especial fabricada con un tubo de pared gruesa, juntas más largas, y un protector integral en el medio de la tubería. La tubería de mayor peso es usualmente utilizada en zonas de transición o en vez de las lastra barrenas, para aplicar peso en la barrena en agujeros de menor diámetro y horizontales.

Tubería de Revestimiento (CSG): Tubería de mayor diámetro, usualmente de acero, que puede ser introducida dentro del pozo y normalmente cementada en sitio.

Velocidad de Penetración (ROP): Velocidad de perforación. Rate of penetration. La velocidad a la cual la barrena de perforación puede fracturar la roca debajo de la misma y por lo tanto profundizar el agujero del pozo. Esta velocidad es usualmente reportada en unidades de pies por hora o metros por hora.

Zona productora: Parte de la formación penetrada que contiene petróleo o gas en cantidades aprovechables comercialmente.

BIBLIOGRAFÍA

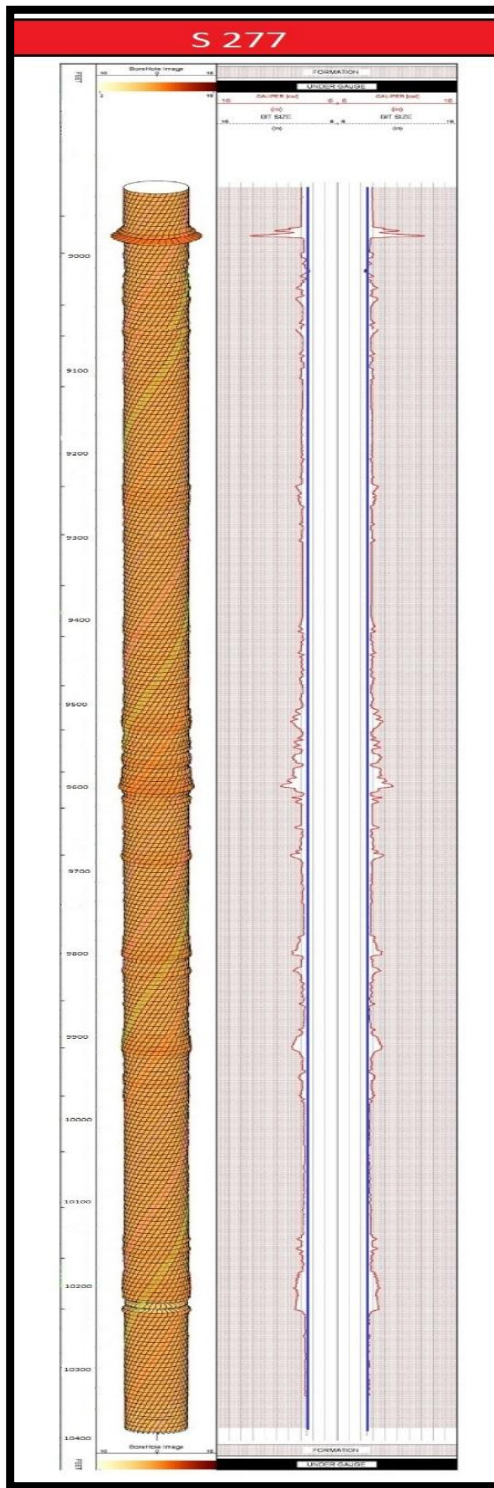
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Institut de recherche pour le développement, Petroecuador, IFEA.
- Baker Hughes Drill Bits. (2004). HUGHES CHRISTENSEN. Houston, TX: BHI Drill Bits.
- Baker Hughes Drill Bits. (2008). HUGHES DIAMOND TECH Pre-Guide. Houston, TX: BHI Drill Bits.
- Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). Drilling Fluids Operations Manual. Houston, TX: BHI Drilling Fluids.
- Baker Hughes D&C Fluids. (2013). Fluidos de Perforación. Quito: Baker Hughes Drilling & Completion Fluids.
- BAKER HUGHES INCORPORATED (2014). Wireline Services Catalog. Houston, TX EEUU.
- BAKER HUGHES INTEQ, 1998. DIRECTIONAL SURVEYING. Houston, TX. BHI.
- BAKER HUGHES INTEQ, 2009. Directional Drilling Academy Overview. Houston: TX. INTEQ DD ACADEMY.
- BAKER OIL TOOLS, 2006. Liner Hanger Systems. Houston, TX. Completion Set Liner Packer.
- C. Capacho, F. Baquero, J. Vela (2007) Cement Design to Optimize Production in a Highly Active Waterdrive Reservoir, Buenos Aires, Argentina.
- DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, (2008). Información del Campo S recabada de los archivos. Quito, Ecuador.
- Dowell Schlumberger. (2005). Fundamentos teóricos y sistemas de DOWELL SCHLUMBERGER DRILLING FLUIDS. Venezuela.
- Jaillard, E. (2003). Rocas Detríticas Cretácicas-Paleógenas de la Cordillera Occidental del Ecuador. Quito: IRD-PETROPRODUCCION.

- James, J.J. Azar, (1986). DRILLING FLUIDS OPTIMIZATION. Tulsa, Okla: PennWell Books.
- J. Quijada (2010) Evaluación de los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales perforados en el distrito gas Anaco. Trabajo de grado. División de Postgrado. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.
- Hawker, R. (2001). Procedimientos y operaciones en el pozo. Calgary, Alberta Canada.
- Lapeyrouse, N. (1992). Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover. Houston, Texas. Gulf Publishing Company.
- M. Ramirez, R. Martinez, C. Capacho (2007). Performance improvements in challenging wells in the ecuadorian basin resulting from optimizing drilling fluid design and drilling practices. Ravenna, Italy.
- Mejía, D. (2008). Curso de Perforación Direccional. Maracaibo, Venezuela.
- MI SWACO. (2014). Propiedades del fluido de Perforación. Houston, Tx: MI SWACO.
- PETROPRODUCCION (2013). Características de roca y fluido del campo S. Quito, Ecuador.
- PETROECUADOR. (2005). Descripción Litológica del Campo S. Quito: Petroecuador.
- R. Sánchez, (2011). Estudio para la optimización de brocas y parámetros de perforación en la formación Tiyuyacu. Trabajo de Grado. Quito, Ecuador. FCI Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Schlumberger (2000) Seminario de perforación direccional. Quito, Ecuador.
- SCHLUMBERGER (2001). Diseño de perforación de pozos, SLB PD.
- SCHLUMBERGER (2003). Escuela de Perforación, México SLB.
- Schlumberger DCS. (2005). Estudio integrado de estabilidad de pozo Quito: Geomechanics-Schlumberger.

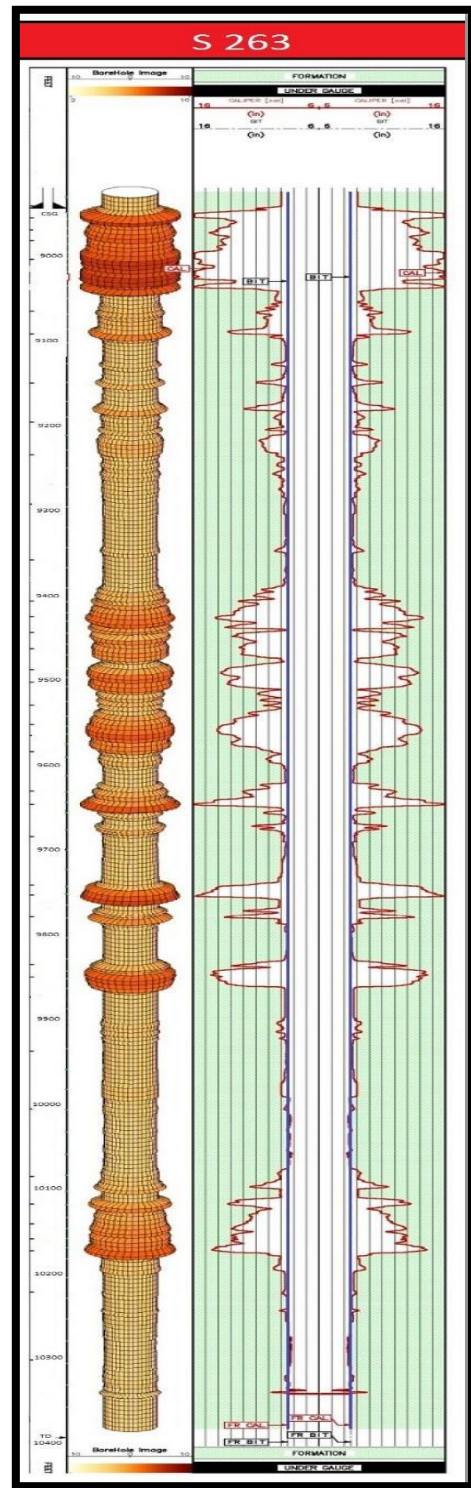
- Schlumberger. (2004). Glosario de Abreviaciones y Términos de Perforación Sección 5. Quito-Ecuador.
- SHC SECRETARIA DE HIDROCARBUROS, 2012. (En Línea) Disponible en: <http://www.shc.gob.ec/portal/de/web>.
- W. Mendoza, (2009). Optimización de lodos de perforación mediante la adquisición, organización y análisis de la información de pozos direccionales para la reducción de costo efectivo del Campo Pikoro. Trabajo de Grado. Quito, Ecuador. FCI Universidad Tecnológica Equinoccial.

ANEXOS

ANEXO I. REGISTROS CÁLIPER DE POZOS CAMPO S



Buena calidad de hoyo, pozo S277D



Mala calidad de hoyo, pozo S263D