

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA,
MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL**

TESIS DE GRADO

***“DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA
PERFORACION HORIZONTAL EN LAS
SECCIONES 8 1/2” Y 6 1/8” CON EL USO DE
BROCAS SMITH INTERNATIONAL”***

AUTORES:

**Rosero Muñoz Fernando René
Toscano Freire Jimy Napoleón**

**QUITO-ECUADOR
SEPTIEMBRE 2012**

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA,
MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL**

TESIS DE GRADO

***“DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA
PERFORACION HORIZONTAL EN LAS
SECCIONES 8 1/2” Y 6 1/8” CON EL USO DE
BROCAS SMITH INTERNATIONAL”***

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el
título de Ingeniero de Petróleos Grado Académico de Tercer Nivel

AUTORES:

**Rosero Muñoz Fernando René
Toscano Freire Jimy Napoleón**

DIRECTOR:

Ing. Patricio Izurieta

ASESORES:

**Ing. Celiano Almeida
Ing. Benigno Trujillo**

**QUITO-ECUADOR
MAYO 2012**

DEDICATORIA

A Dios

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis padres Inés y Hernán por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hermanos, Johnny y Patricio por estar conmigo y apoyarme siempre.

FERNANDO ROSERO

DEDICO

A Dios

Por guiarme, cuidarme y darme la fuerza para seguir adelante y culminar exitosamente mi carrera

Mis Padres Marco y Carmen

Porque creyeron en mi y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mi, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

A mis hermanos, Marco Antonio, Eliana y Zulema

Por su ejemplo de lucha para nunca rendirme y seguir adelante, por su apoyo incondicional y comprensión en los momentos más difíciles.

JIMY TOSCANO FREIRE

AGRADECIMIENTO

A Dios que ha sido nuestro soporte diario y quien a sabido iluminarnos en todo momento. A nuestros padres quienes a lo largo de toda nuestra vida han apoyado y motivado nuestra formación académica.

A nuestros profesores quienes con paciencia impartieron sus conocimientos, base fundamental de nuestra formación profesional. A la prestigiosa UIVERSIDAD CENTRAL la cual abrió sus puertas a jóvenes como nosotros preparándonos para un futuro competitivo y formándonos como personas de bien.

A la empresa SMITH INTERNATIONAL A SCHLUMBERGER COMPANY por habernos brindado la oportunidad de realizar nuestro proyecto de tesis en sus instalaciones. En especial al Ing. Patricio Ulloa, Ecuador District Manager y al Ing. Darwin Chamorro, Technical Sales Representative por brindarnos todo su apoyo necesario a través de sus tutorías.

AUTORIZACION DE LA AUTORIA INTELECTUAL

Nosotros, Fernando René Rosero Muñoz y Jimmy Napoleón Toscano Freire en calidad de autores del trabajo de investigación o tesis realizada sobre **“DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA PERFORACION HORIZONTAL EN LAS SECCIONES 8 ½” Y 6 ⅛” CON EL USO DE BROCAS SMITH INTERNATIONAL”**, por la presente autorizamos a la **UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**, hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o parte de los contenidos que tiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autores nos corresponden con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a nuestro favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8; 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 18 de Septiembre del 2012

Fernando René Rosero Muñoz
Cd. N° 1600500621

Jimmy Napoleón Toscano Freire
Cd. N° 1721347605

INFORME DE APROBACION DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por los señores **FERNANDO RENE ROSERO MUÑOZ** y **JIMY NAPOLEÓN TOSCANO FREIRE** para optar el Título o Grado de **INGENIERO DE PETROLEOS** cuyo título es “***DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA PERFORACION HORIZONTAL EN LAS SECCIONES 8 ½” Y 6 ⅛” CON EL USO DE BROCAS SMITH INTERNATIONAL***”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y meritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador.

En la ciudad de Quito a los 18 días del mes de Septiembre del 2012.

Ing. Patricio Izuieta

Cd. N° _____
TUTOR DE TESIS

INFORME DE APROBACION DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: **Ing. Patricio Izurieta, Ing. Celiano Almeida, Ing. Benigno Trujillo.**

DECLARAN:

Que la presente tesis denominada: **“DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA PERFORACION HORIZONTAL EN LAS SECCIONES 8 ½” Y 6 ⅛” CON EL USO DE BROCAS SMITH INTERNATIONAL”**, ha sido elaborada íntegramente por los señores Fernando René Rosero Muñoz y Jimmy Napoleón Toscano Freire, egresados de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ing. Patricio Izurieta
TUTOR DE TESIS

Ing. Celiano Almeida
ASESOR DE TESIS

Ing. Benigno Trujillo
ASESOR DE TESIS

INDICE GENERAL

RESUMEN DOCUMENTAL.....	xx
CAPITULO I.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1 ENUNCIADO DEL TEMA.....	1
1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA.....	1
1.3 JUSTIFICACION.....	2
1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	3
1.5 FACTIBILIDAD Y ACCSESIBILIDAD.....	4
CAPITULO II.....	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 MARCO INSTITUCIONAL.....	5
2.2 MARCO LEGAL.....	6
2.3 MARCO ÉTICO.....	8
2.4 ASPECTOS GENERALES.....	8
2.4.1 UBICACION GEOGRAFICA.....	8
2.4.2 ESTRATIGRAFIA DEL BOLQUE 16.....	11
2.4.3 PRINCIPALES RESERVORIOS DEL BLOQUE 16.....	11
2.4.3.1 Arenisca Basal Tena.....	11
2.4.3.2 Arenisca “M-1”.....	12
2.4.3.3 Arenisca “U”.....	12

2.4.3.4	Arenisca “T”.....	13
2.4.3.5	Arenisca Hollin.....	14
2.4.4	INTRODUCCION A LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION	
	HORIZONTAL.....	17
	2.4.4.1 HERRAMIENTAS DE LA PERFORACION HORIZONTAL.....	17
2.4.5	BROCAS SMITH.....	21
	2.4.5.1 INTRODUCCION.....	21
	2.4.5.2 DEFINICION.....	22
	2.4.5.3 PRINCIPIOS.....	22
	2.4.5.4 BROCAS DE CORTADORES FIJOS.....	22
	2.4.5.5. CARACTERISTICAS.....	28
	2.4.5.6 BROCAS DE CORTADORES MOVIBLES.....	29
	2.4.5.7 CARACTERISTICAS.....	33
	2.4.5.8 CALIFICACION DE UNA BROCA.....	33
2.4.6	FLUIDOS DE PERFORACION.....	46
	2.4.6.1 FUNCIONES.....	47
2.4.7	TUBERIA DE REVESTIMIENTO.....	52
	2.4.7.1 DEFINICION.....	52
	2.4.7.2 FUNCIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.....	53
2.4.8	DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS DE PERFORACION....	54
	2.4.8.1 RATA DE PENETRACION (ROP).....	54
	2.4.8.2 PESO SOBRE LA BROCA (WOB).....	54
	2.4.8.3 REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM).....	55
	2.4.8.4 GALONAJE POR MINUTO (GPM).....	56

2.4.8.5 TORQUE (TQ).....	56
CAPÍTULO III.....	58
DISEÑO METODOLÓGICO.....	58
3.1 TIPO DE ESTUDIO.....	58
3.2 UNIVERSO Y MUESTRA.....	58
3.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	58
3.4 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	59
CAPITULO IV.....	60
ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	60
4.1 ESTADISTICAS DE LOS PARAMETROS DE PERFORACION DEL CAMPO IRO.....	60
4.1.1 ANALISIS DE LOS PARAMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCION 8 ½”.....	60
4.1.2 ANALISIS DE LOS PARAMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCION 6 ⅛”.....	62
4.2 ESTADÍSTICAS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACION DEL CAMPO AMO.....	63
4.2.1 ANALISIS DE LOS PARAMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCION 8 ½”.....	63
4.2.2 ANALISIS DE LOS PARAMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCION 6 ⅛”.....	64
4.3 DESCRIPCION DE BHA MAS UTILIZADOS EN LOS CAMPOS IRO Y AMO.....	65
4.3.1 BHA DIRECCIONAL PARA SECCION 8 ½”.....	65

4.3.2	BHA DIRECCIONAL PARA LA SECCION 6 1/8"	68
4.4	ANALISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA EN LAS SECCIONES 8 1/2" Y 6 1/8" PARA LOS TIPOS DE POZOS HORIZONTALES	70
4.4.1	NAVEGACION ARENISCA "M1"	70
4.4.2	NAVEGACION ARENISCA "U"	72
4.5	PROBLEMAS DE LOS POZOS QUE SE HAN PRESENTADO AL ATRAVESAR LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS	74
4.6	ANALISIS DEL SISTEMA DE ROTACION EMPLEADO EN LAS SECCIONES 8 1/2" Y 6 1/8"	75
4.6.1	SECCION 8 1/2"	75
4.6.2	SECCION 6 1/8"	77
4.7	COMPARACION TECNICA DE RENDIMIENTO DE LAS BROCAS SMITH CON BROCAS DE OTRAS EMPRESAS EN LAS SECCIONES 8 1/2" Y 6 1/8"	79
4.8	DISEÑO DEL PROGRAMA DE BROCAS PARA LA SECCION 8 1/2" y 6 1/8" DEL POZO AMO 108 H	86
4.8.1	BROCAS PROPUESTAS	86
4.8.1.1	SECCION 8 1/2"	86
4.8.1.2	SECCION 6 1/8"	87
4.8.2	BHA DIRECCIONALES PROPUESTOS	88
4.8.3	HIDRÁULICAS PROPUESTAS PARA EL POZO AMO 108H	91
4.8.3.1	Hidráulica sección 8 1/2" Y 6 1/8"	91
4.8.4	PARÁMETROS PROPUESTOS A UTILIZARSE EN LAS SECCIONES 8 1/2", Y 6 1/8" EN EL POZO AMO 108H	94
4.8.4.1	Parámetros sección 8 1/2"	94

4.8.4.1 Parámetros sección 6 1/8".....	94
4.9 COMPARACIÓN DEL PROGRAMA PROPUESTO CON EL REAL PARA LAS SECCIONES 8 1/2" Y 6 1/8" DEL POZO AMO 108 H.....	95
4.9.1 Sección 8 1/2".....	95
4.9.1.1 Calificación de la broca de 8 1/2".....	96
4.9.2 Sección 6 1/8".....	99
4.9.2.1 Calificación de la broca de 6 1/8".....	99
CAPITULO V.....	102
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	102
5.1 CONCLUSIONES.....	102
5.2 RECOMENDACIONES.....	103
CAPITULO VI.....	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	104
6.1 BIBLIOGRAFÍA CITADA.....	104
6.2 BIBLIOGRAFÍA REVISADA.....	105
6.3 WEBGRÁFICA.....	105
CAPITULO VII.....	107
APENDICES Y ANEXOS.....	107
APENDICE #1 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	108

APENDICE #2 PRESUPUESTO.....109

APENDICE #3 GLOSARIO.....110

ANEXO #1 ESQUEMA DE POZO.....111

INDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 TAMAÑO NOMINAL Y TOLERANCIAS API DE BROCAS DE CORTADORES FIJOS.....	38
TABLA 2.2 DE TAMAÑO NOMINAL Y TOLERANCIAS API DE BROCAS DE CORTADORES MOVIBLES.....	43
TABLA 4.1 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 8 ½”CAMPO IRO.....	61
TABLA 4.2 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 6 ⅛”.CAMPO IRO.....	62
TABLA 4.3 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 8 ½” CAMPO AMO.....	63
TABLA 4.4 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 6 ⅛” CAMPO AMO.....	64
TABLA 4.5 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR.....	70
TABLA 4.6 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON POWER DRIVE.....	70
TABLA 4.7 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 ⅛” CON MOTOR.....	71
TABLA 4.8 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 ⅛” CON POWER DRIVE.....	71
TABLA 4.9 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR.....	72
TABLA 4.10 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” POWER DRIVE.....	72

TABLA 4.11 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR.....	73
TABLA 4.12 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON POWER DRIVE.....	73
TABLA 4.13 PROBLEMAS Y SOLUCIONES.....	74
TABLA 4.14 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8 1/2" CON MOTOR.....	75
TABLA 4.15 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8 1/2" CON POWER DRIVE.....	76
TABLA 4.16 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR.....	77
TABLA 4.17 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6 1/8" CON POWER DRIVE.....	78
TABLA 4.18. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO IRO POR OTRAS EMPRESAS (DBS).....	81
TABLA 4.19. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO IRO POR SMITH....	82
TABLA 4.20. DATOS PARA HIDRÁULICAS.....	91
TABLA 4.21 PARÁMETROS PROPUESTOS PARA LA SECCIÓN 8 1/2".....	94
TABLA 4.22 PARÁMETROS PROPUESTOS PARA LA SECCIÓN 6 1/8".....	94
TABLA 4.23. PARÁMETROS PROPUESTOS CON REALES.....	95
TABLA 4.24 PARÁMETROS PROPUESTOS CON REALES.....	99

INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 16.....	10
GRAFICO 2.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA BOQUE 16.....	15
GRÁFICO 2.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO AMO.....	16
GRAFICO 2.4 PULSOS POSITIVOS.....	19
GRAFICO 2.5 PULSOS NEGATIVOS.....	19
GRAFICO 2.6 PULSOS CONTINUOS.....	20
GRAFICO 2.7 CORTADOR PDC.....	23
GRAFICO 2.8 DESGASTE AUTO-AFILADO.....	23
GRAFICO 2.9 PARTES DE UNA BROCA PDC.....	24
GRAFICO 2.10 PARTES INTERNAS DE UNA BROCA PDC.....	24
GRAFICO 2.11 BROCA BI-CÉNTRICA.....	25
GRAFICO 2.12 MECANISMO DE CORTE DE UNA BROCA IMPREGNADA.....	26
GRAFICO 2.13 ESQUEMA DE INCRUSTACIÓN DE DIAMANTES EN UNA BROCA IMPREGNADA.....	26
GRAFICO 2.14 ESQUEMA DE INCRUSTACIÓN DE DIAMANTES NATURALES EN UNA BROCA IMPREGNADA.....	27
GRAFICO 2.15 ESQUEMA DE INSERTOS GHI EN UNA BROCA IMPREGNADA.....	28

GRAFICO 2.16 ESQUEMA DE LA PASTILLA DE DIAMANTE UNIDO AL SUSTRATO DE CARBURO DE TUNGSTENO.....	29
GRAFICO 2.17 ANATOMÍA DE UNA BROCA DE CONOS.....	30
GRAFICO 2.18 ANATOMÍA DE UNA BROCA DE CONOS.....	30
GRAFICO 2.19. BROCA BICONICA DE INSERTOS.....	31
GRAFICO 2.20 BROCA BICONICA DE DIENTES.....	32
GRÁFICO 2.21 TABLA DE EVALUACIÓN.....	34
GRAFICO 2.22 DESIGNACIÓN HILERAS INTERIORES Y EXTERIORES DE UNA BROCA PDC.....	35
GRÁFICO 2.23 DESIGNACIÓN DE UBICACIÓN DE DESGASTE.....	37
GRÁFICO 2.24 ESCALA DE DESGASTE DE LOS CORTADORES PARA UNA BROCA DE DIENTES DE ACERO Y PARA UNA BROCA DE INSERTOS.....	40
GRÁFICO 2.25 BROCA DE TRES CONOS FUERA DE CALIBRE.....	43
GRÁFICO 2.26 BROCA DE TRES CONOS FUERA DE CALIBRE.....	44
GRÁFICO 4.1 BHA DIRECCIONAL CON MOTOR SECCIÓN 8 ½”.....	66
GRÁFICO 4.2 BHA DIRECCIONAL CON POWER DRIVE SECCIÓN 8 ½”..	67
GRÁFICO 4.3 BHA DIRECCIONAL CON MOTOR SECCIÓN 6 ⅛”.....	68
GRAFICO 4.4 BHA DIRECCIONAL CON POWER DRIVE SECCIÓN 6 ⅛”..	69
GRAFICO 4.5 ROP NETO EN LA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR Y POWER DRIVE.....	76
GRAFICO 4.6 ROP PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8 ½” MOTOR Y POWER DRIVE.....	77

GRAFICO 4.7 ROP NETO EN LA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR Y POWER DRIVE.....	78
GRAFICO 4.8 ROP PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6 1/8" MOTOR Y POWER DRIVE.....	79
GRAFICO 4.9 COMPARACIÓN SECCIÓN 8 1/2", ROP NETO, INTERVALO E INCLINACIÓN.....	83
GRAFICO 4.10. COMPARACIÓN SECCIÓN 8 1/2", ROP PROMEDIO, INTERVALO E INCLINACIÓN.....	83
GRAFICO 4.11. COMPARACIÓN SECCIÓN 6 1/8" ROP NETO, INTERVALO E INCLINACIÓN.....	84
GRAFICA 4.12. COMPARACIÓN SECCIÓN 6 1/8" ROP PROMEDIO, INTERVALO E INCLINACIÓN.....	85
GRAFICO 4.13 BROCA MDI619LBPX PARA LA SECCIÓN 8 1/2".....	87
GRÁFICO 4.14. BROCA XR20DOD1GVPS PARA LA SECCIÓN 6 1/8".....	88
GRAFICO 4.15. BHA DIRECCIONAL PROPUESTO PARA LA SECCIÓN 8 1/2", CON POWER DRIVE.....	89
GRAFICO 4.16. BHA DIRECCIONAL PROPUESTO PARA LA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR.....	90
GRAFICO 4.17 HIDRÁULICA 8 1/2".....	92
GRAFICO 4.18 HIDRÁULICA 6 1/8".....	93
GRAFICO 4.19 VISTA FRONTAL BROCA MDI619LBPX 8 1/2".....	96
GRAFICO 4.20 VISTA SUPERIOR BROCA MDI619LBPX 8 1/2".....	97
GRAFICO 4.21 PARÁMETROS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 8 1/2".....	98

GRAFICO 4.22 VISTA FRONTAL BROCA XR20DOD1GVPS 6 1/8".....	100
GRAFICO 4.23 VISTA SUPERIOR BROCA XR20DOD1GVPS 6 1/8".....	100
GRAFICA 4.24 PARÁMETROS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 6 1/8".....	101

RESUMEN DOCUMENTAL

Tesis sobre el Diseño y Optimización en la Perforación Horizontal en las secciones 8 ½" Y 6 ⅞", con el uso de brocas SMITH BITS INTERNACIONAL .INC, para el boque 16 de la cuenca ecuatoriana. **Objetivo General:** Establecer el diseño tipo para las secciones 8 ½ y 6 ⅞ con brocas de Diamante Policristalino Compacto (PDC) y de Inserto de Carburo de Tungsteno (TCI) para la perforación horizontal de los pozos A, del Bloque 16. **Problema:** En los últimos 15 años la perforación de pozos horizontales ha cobrado creciente interés en el Ecuador, este tipo de perforación rinde sustanciales beneficios económicos por concepto del resultante aumento de producción. En Ecuador este tipo de perforación se ha realizado en varios bloques, uno de ellos el Bloque 16. **Marco Metodológico:** Recopilación y análisis de los BHA utilizados en las secciones 8 ½" Y 6 ⅞", en pozos horizontales del boque 16. **Marco Teórico:** Ubicación geográfica, Herramientas de la perforación horizontal, Brocas Smith, brocas de cortadores fijos, brocas de cortadores móviles, calificación de una broca, Fluidos de perforación, descripción de los parámetros de perforación, Descripción de BHA mas utilizados, problemas de los pozos que se han presentado al atravesar las formaciones geológicas, Diseño del programa de brocas para la sección 8 ½" y 6 ⅞" del pozo amo 108 H, **Conclusión General:** Las Brocas Smith muestran un mayor rendimiento en perforabilidad, estabilidad y durabilidad en las secciones 8 ½" y 6 ⅞", que la de otras empresas, ya que para su elaboración son sometidas a una serie de procesos que aseguran su desempeño optimo. **Recomendación General:** Estar pendiente de los parámetros de perforación, para que si se ve un comportamiento anormal, tomar las medidas que sean necesarias a tiempo y así evitar problemas mayores, que se ven reflejados en tiempo y dinero.

DESCRIPTORES:

<HERRAMIENTAS DE LA PERFORACION HORIZONTAL>< BROCAS SMITH><BROCAS DE CORTADORES FIJOS><BROCAS DE CORTADORES MOVIBLES> <CALIFICACION DE UNA BROCA>< FLUIDOS DE PERFORACION>< DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS DE PERFORACION><DESCRIPCION DE BHA MAS UTILIZADOS> <PROBLEMAS DE LOS POZOS AL ATRAVESAR LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS><DISEÑO DEL PROGRAMA DE BROCAS PARA LA SECCION 8 ½" Y 6 ⅛" >

AUTORIZACION:

En calidad de autor de la tesis presentada, autorizo a la biblioteca de la FIGEMPA, para que esta tesis sea diseminada a través de su Biblioteca Virtual por INTERNET.

Atentamente,

Fernando René Rosero Muñoz

Jimmy Napoleón Toscano Freire

SUMMARY

Thesis on design and optimization in horizontal drilling, in sections 8 ½ "and 6 ⅞", using cones and inserts bits of SMITH INTERNATIONAL BITS. INC., for 16 bock in Ecuadorian basin. **General Objective:** To establish the design for Sections 8 ½ and 6 ⅞ with Polycrystalline Diamond Compact bits (PDC) and tungsten carbide insert (TCI) for drilling horizontal wells A, Block 16. **Problem:** In the past 15 years, horizontal drilling has gained increasing interest in Ecuador, this type of drilling yields substantial economic benefits resulting concept of increased production. In Ecuador this type of drilling has been carried out in multiple blocks, one block 16. **Methodological framework:** Compilation and analysis of BHA used in sections 8 ½ "& 6 ⅞" horizontal wells boque 16. **Theoretical framework:** geography, horizontal drilling tools, drills smith, fixed cutter drill bits, drill bits movable cutters, qualification of a drill, drilling fluids, description of drilling parameters, description of most used bha, Problems wells that have been submitted to cross the geological formations, drill design program for Section 8 ½ ", 6 ⅞" master hole 108 H, **General Conclusion:** the Smith bits show greater benefits ratio in drillability, stability and durability in the sections 8 ½ "& 6 ⅞" than other companies, because for their manufacture are subjected to a series of processes that ensure optimal performance. **General Recommendation:** Watch for drilling parameters, so if you see abnormal behavior, take the necessary measures in time to avoid major problems, which are reflected in time and money.

DESCRIPTORS:

<HORIZONTAL DRILLING TOOLS>< DRILLS SMITH>< FIXED BITS CUTTERS>< CUTTERS DRILLS INSERTS>< QUALIFICATION OF A DRILL>< DRILLING FLUIDS>< DESCRIPTION OF DRILLING PARAMETERS><BHA DESCRIPTION OF MOST USED>< THE PROBLEMS OF WELLS CROSSING GEOLOGICAL FORMATIONS>< DRILL PROGRAM DESIGN FOR SECTION 8 ½ "AND 6 ⅛">

AUTHORIZATION:

As author of the thesis, I authorize the FIGEMPA library, so that this thesis is disseminated through its Virtual Library for INTERNET.

Sincerely,

Fernando René Rosero Muñoz

Jimmy Napoleón Toscano Freire

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ENUNCIADO DEL TEMA.

“Diseño y optimización de la perforación para pozos horizontales de cuatro secciones aplicado para 8 ½” y 6 ⅞” con el uso de brocas Smith International” Octubre 2011.

1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

En los últimos 15 años la perforación de pozos horizontales ha cobrado creciente interés en el Ecuador, este tipo de perforación rinde sustanciales beneficios económicos por concepto del resultante aumento de producción. En Ecuador este tipo de perforación se ha realizado en varios bloques, uno de ellos el Bloque 16.

El Bloque 16, está ubicado en la provincia oriental de Orellana, y con Tivacuno y Bogi-Capiron suma una extensión de 220 mil hectáreas. En su interior se construyeron sofisticadas instalaciones requeridas para el procesamiento del petróleo proveniente del Bloque y de los campos Bogi-Capiron y del área Tivacuno, facilidades que permiten un adecuado y técnico manejo de la actividad petrolera, es así que varias empresas del mercado en lo referente a brocas han estado presentes en la perforación horizontal en este bloque.

Una de las dificultades que se han presentado en la perforación horizontal en el bloque 16 han sido en las secciones 8 ½” y 6 ⅞”, donde las brocas utilizadas en la sección 8 ½” presentan un ROP deslizado muy bajo y dificultad para el control del ToolFace, en la sección 6 ⅞” con broca PDC presenta las mismas dificultades que en la sección 8 ½”, con broca TCI

presentan un ROP deslizado bajo, vibraciones, fallas de conos, erosión y tracking.

Las brocas utilizadas por otras empresas en las mismas secciones han presentado mayor desgaste. Es así que nace la necesidad de desarrollar un diseño óptimo para la perforación de pozos horizontales aplicado para las secciones 8 ½" y 6 ⅞" con el empleo de brocas PDC y TCI de Smith International. Estos diseños proporcionarán un mayor rendimiento con el fin de optimizar tiempos. Cabe resaltar que dichos diseños contemplaran la fusión con varios BHA para tener alternativas de perforar.

1.3 JUSTIFICACION

Desde enero del 2011 el Ecuador cuenta con nuevos contratos petroleros, se pasó de la modalidad de participación al de prestación de servicios, que le confiere al Estado la propiedad del 100% de la producción y obliga a las empresas a invertir y reducir sus beneficios. Las empresas privadas para obtener mayores utilidades deberán reducir tiempos y costos en sus operaciones, una de las más importantes la perforación.

Por lo cual una adecuada selección de los equipos y herramientas de perforación horizontal forman parte importante para la disminución de los tiempos y costos de perforación.

Es indispensable dar soluciones a los problemas que han presentado las brocas en la perforación horizontal en las secciones 8 ½" y 6 ⅞" para mejorar los parámetros de perforación y que nos permita tener en la broca una buena perforación, durabilidad y estabilidad.

1.4 OBJETIVOS.

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer el diseño tipo para las secciones 8 ½ y 6 ⅞ con brocas de Diamante Policristalino Compacto (PDC) y de Inserto de Carburo de Tungsteno (TCI) para la perforación horizontal de los pozos A, del Bloque 16.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

1.4.2.1 Establecer el diseño tipo para la sección 8 ½ con broca PDC que permita tener las características de perforabilidad, durabilidad y estabilidad.

1.4.2.2 Establecer el diseño tipo para la sección 6 ⅞ con broca TCI que permita tener las características de perforabilidad, durabilidad y estabilidad.

1.4.2.3 Comparar los parámetros de perforación propuestos con los reales una vez perforado el pozo.

1.4.2.4 Realizar un estudio de las brocas utilizadas en las secciones 8 ½ y 6 ⅞ por otras empresas y comparar su rendimiento con las utilizadas por Smith International en la perforación de pozos anteriores

1.4.2.5 Presentar los resultados obtenidos a los directivos de la empresa Smith International.

1.5 FACTIBILIDAD Y ACCSESIBILIDAD

El presente proyecto es factible por que los tesistas cuentan con el apoyo técnico, talento humano, recursos económicos, bibliografía, web gráfica necesaria y el tiempo suficiente para la elaboración del proyecto, y es accesible por cuanto se tiene la oportunidad de ingresar a las instalaciones de SMITH INTERNATIONAL para la recolección de información.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 MARCO INSTITUCIONAL

SMITH BITS INTERNATIONAL, como principal proveedor a nivel mundial en productos de perforación y servicios para la industria de petróleo y gas, debe su éxito al enfoque implacable en tres elementos fundamentales que son: gente, tecnología y resultados, lo que le ha permitido llegar a ser el líder en el diseño y fabricación de brocas de perforación.

Su gente está comprometida a entregar el más alto nivel de servicios y soporte técnico a sus clientes todos los días, y gracias a la innovación, excelencia y tecnología de sus servicios, los resultados confirman consistentemente su misión:

“Dedicarnos a la tarea de creación y perfeccionamiento de las herramientas y equipos que permitan reducir la carga y aumentar la eficiencia de la perforación para todos nuestros clientes”, visión: “Ser reconocidos a nivel mundial como los líderes en el diseño y fabricación de brocas de perforación”¹

“Reconocidos como líderes mundiales en tecnología y como líderes de records mundiales durante 10 años consecutivos, Smith Bits está comprometido a ofrecer sus mejores productos y precios”.²

¹ Misión, visión de Smith International

² Carta de presentación, Smith International

2.2 MARCO LEGAL

“Su amplio legado de más de 100 años comienza, cuando, en 1902, a la edad de 20 años, Herman C. Smith comenzó la compañía en un taller de herrería en la pequeña ciudad de Whittier, California. Un negocio inesperado localizado en su taller, cuando se descubría petróleo en las ciudades cercanas. Los operadores de perforación locales necesitaban brocas de cola de pescado y Herman C. Smith tenía los conocimientos necesarios. Aplicando sus conocimientos de los metales, Herman C. Smith utilizó su equipo para construir, modificar y mejorar esta herramienta.

Desde ese momento, Smith se convirtió en una compañía global diversificada, de servicios petroleros, con sede central en Houston, Texas. En agosto de 2010, Smith se fusionó con Schlumberger, el proveedor líder de tecnología, gestión de proyectos integrados y soluciones de información para los clientes que trabajan en la industria de petróleo y gas en todo el mundo”.³

“Smith International Inc., se ha establecido en Ecuador desde el año 2001, como entidad autónoma legal. Previo a este desarrollo estuvo trabajando bajo la tutela legal ESCO, desde el año 1978, a partir de 1995., MI nos representa, siendo que SMITH posee un 60% de participación en esta empresa en la actualidad.

Desde el año 1995, ha estado desempeñando un rol principal en diferentes proyectos y con distintos clientes realizando varios estudios y obteniendo buenos resultados en el campo de aplicación de brocas de perforación.

En la actualidad Smith International Inc., es orgulloso de contar con todos sus empleados Ecuatorianos, en el área técnica y administrativa, buscando de esta manera lograr el objetivo de que cada país y región sea dirigida por empleado locales”.⁴

3 Constitución legal de Smith International.

4 Constitución legal de Smith en Ecuador.

2.3 MARCO ÉTICO

La elaboración del presente proyecto de investigación, no atentará contra los principios éticos y profesionales de las personas que laboran en la empresa, menos aún de la institución.

2.4 ASPECTOS GENERALES

La compañía española Repsol opera el Bloque 16 desde 1999, año en el que asumió el 99% de las acciones de YPF. Mediante un acuerdo con la estatal Petroecuador, Repsol opera, además, las áreas Bogi-Capiron y el Campo Tivacuno.

El 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato tendrá vigencia hasta 2018. Así mismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió el contrato de prestación de servicios del bloque Tivacuno.

REPSOL YPF realiza trabajos de exploración, perforación, producción de petróleo y GLP (Gas Licuado) en el campo unificado Bogi-Capiron y el área Tivacuno. En el interior del bloque 16 se encuentran las facilidades de producción norte (NPF) y las facilidades de producción sur (SPF) las cuales son sofisticadas instalaciones requeridas para el procesamiento del petróleo proveniente del bloque y de los campos Bogi-Capiron y del área Tivacuno.

2.4.1 UBICACION GEOGRAFICA

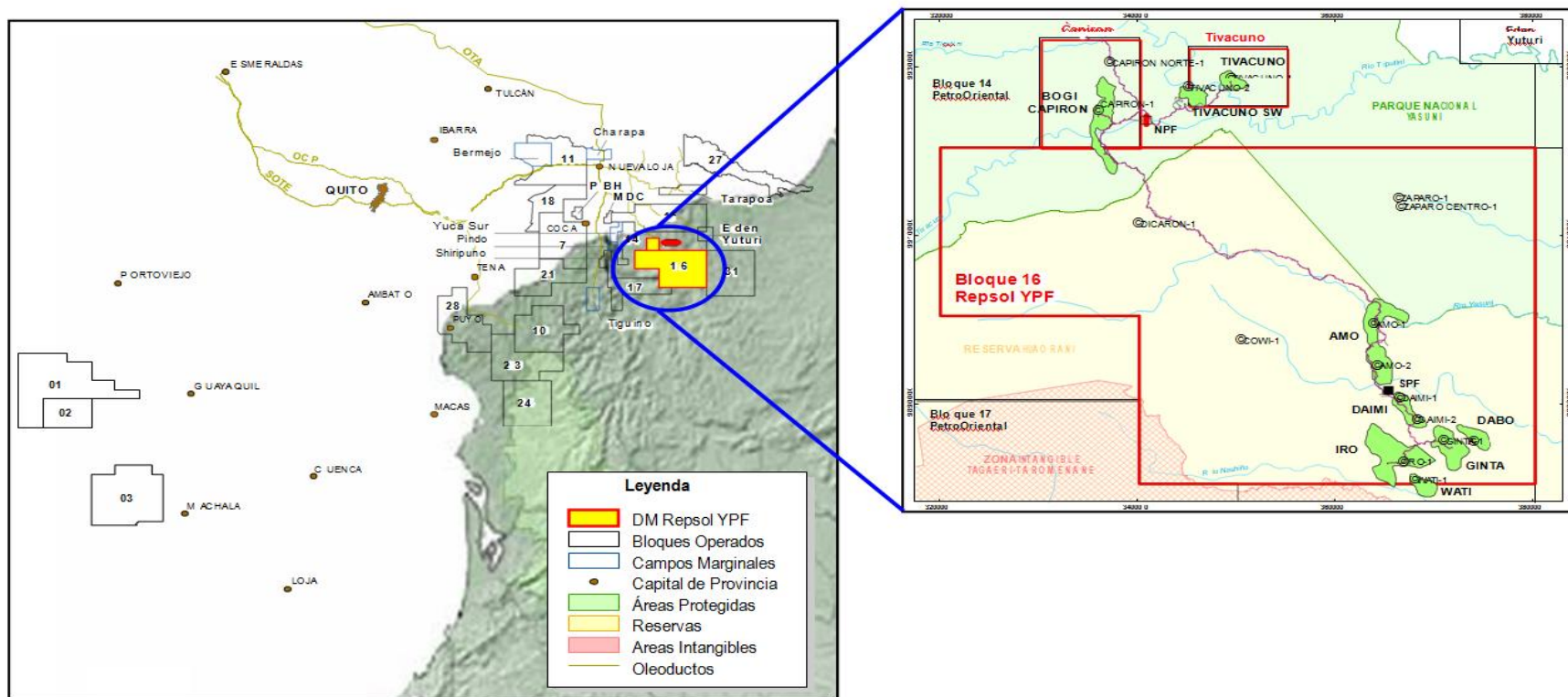
El bloque 16 (Grafico 2.1), operado por Repsol YPF Ecuador, está ubicado en la parte central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, dentro del Parque Nacional "Yasuni" y la reserva étnica "Huaorani".

Geográficamente está localizado en la parte Nor-Oriental del territorio ecuatoriano dentro de la provincia de Orellana.

En las coordenadas UTM:

ESTE	NORTE
320255	9920436
320255	9900436
340225	9900436
340225	9880436
380225	9980436
380225	9920436

GRAFICO 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 16.



Fuente: Esteban Fernando Haro Ruiz. “Análisis Técnico Económico para la Optimización del Diseño de Completaciones Dobles en el Bloque 16” [Tesis]. Diciembre 2010

2.4.2 ESTRATIGRAFIA DEL BOLQUE 16

Los depósitos Terciarios corresponden a las formaciones Mesa, Chambira, Arajuno, Chalcana, Orteguaza y Tiyuyacu. Las rocas predominantes son de origen principalmente continental y litológicamente corresponden a una secuencia de arcillolitas, limolitas, tobas y esporádicos niveles carbonáticos, arenosos y evaporíticos.

Como producto de la oxidación y meteorización ambiental, el color predominante de estas rocas es el café rojizo. El intervalo Terciario no presenta un interés hidrocarburífero importante.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentran las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Napo y las areniscas Formación “Hollín”, las que constituyen los principales yacimientos de la Cuenca Oriente dentro del territorio ecuatoriano. En el caso del Bloque 16, las areniscas “M-1” y “U” son los principales reservorios, Basal Tena, “T” y Hollín son reservorios secundarios.

La parte basal de la columna está conformada por las formaciones: Misahualli, Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza. Este intervalo ha sido poco estudiado.

2.4.3 PRINCIPALES RESERVORIOS DEL BLOQUE 16

2.4.3.1 Arenisca Basal Tena

Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la base de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los

bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran depósitos de carácter fluvial de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal. En el Bloque 16, la Basal Tena produce en los campos Amo y Daimi con una gravedad de 16° API.

2.4.3.2 Arenisca “M-1”

Se ubica en la parte superior de la formación Napo, corresponde a depósitos fluviales en un amplio valle aluvial relacionado a bajos relativos del nivel del mar. Es una arenisca de predominante grano grueso y medio en capas de uno y dos pies de espesor en estratificación cruzada con base masiva, homogénea y arealmente continua con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este y con niveles superiores con geometrías complejas de distribución.

Esta arenisca está conformada por dos unidades de producción: la “M-1” superior formada por trampas combinadas estratigráficas-estructurales, que produce por empuje de un acuífero lateral finito y expansión de roca y fluidos, la “M-1” inferior definida por trampas estructurales, que produce por empuje de un acuífero infinito de fondo.

2.4.3.3 Arenisca “U”

Constituye un depósito clástico transgresivo del ciclo Napo medio-inferior, localizado estratigráficamente entre las calizas “A” y “B”. Las areniscas son generalmente de origen marino transicional hacia el tope y fluvio-estuarino a la base. En la base generalmente la arenisca se presenta masiva, homogénea y realmente continua con direcciones preferenciales de aporte de sureste a noreste y de este a oeste.

Al nivel de la Cuenca, en la parte central la arenisca tiene espesores superiores a 250 pies, y en los flancos orientales los espesores varían entre 25 y 50 pies.

Esta arenisca está dividida en: "U" inferior y "U" superior. La "U" superior está conformada por trampas estratigráficas con un mecanismo de producción por expansión de roca y fluidos combinado con empuje hidráulico lateral y de fondo proporcionado por un acuífero finito. La arenisca "U" inferior está conformada por trampas estructurales, la energía proporcionada es por un acuífero infinito, con un mecanismo de producción por empuje hidráulico lateral y de fondo de acuerdo al espesor ya la posición relativa al contacto agua-petróleo. En el Bloque 16, la arenisca "U" es un excelente reservorio en los campos del Sur, el petróleo atrapado es de un grado API promedio de 16.5°.

2.2.3.4 Arenisca "T"

El intervalo de la arenisca "T" se localiza estratigráficamente entre las calizas "B" y "C" de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. Las areniscas en la base, generalmente, se presentan masivas, homogéneas y continuas; mientras que, los niveles superiores presentan geometrías complejas. En el Bloque 16, el mejor desarrollo se encuentra en los campos del Norte (Capiron y Tivacuno).




















El atrapamiento de hidrocarburos tiene un control estructural en las unidades basales, mientras que en las unidades estratigráficas superiores el petróleo ha sido atrapado estratigráficamente. En el Bloque 16 existe atrapamiento en el campo Tivacuno, con un grado API promedio de 17.5°.

2.4.3.5 Arenisca Hollin

La formación “Hollín” está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal. Los yacimientos muestran una variedad de ambientes de depositación, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar.

El reservorio de Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad presentando una geometría de gran complejidad. La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continua. La energía del yacimiento es dada por un acuífero infinito, el mecanismo de producción es por empuje de fondo. El entrapamiento tiene un control estructural. El petróleo entrapado en este reservorio tiene una gravedad API que varía entre 19° y 23.9° API en el Bloque 16.

GRAFICO 2.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA BOQUE 16.

ERA	PERIOD	AGE	FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	DESCRIPTION	OIL PRODUCTION
MESOZOIC	CRETACEOUS	CENOMANIAN - CAMPANIAN	TENA			RED BEDS. GRAY CLAY. AT BOTTOM	
				"BASAL TENA" SANDSTONE		QZ. SAND. CALC. CEMENT	●
			NAPO	"M - 1" SANDSTONE		QZ. SANDSTONE	●
				UPPER NAPO SHALES		DARK GRAY SHALES AND MICRITIC LIMESTONES	
				"M - 1" LIME L MKARKER "M - 2" LIME			●
						GLAUC. QZ. SANDS.	●
				"A" LIMESTONE		CALIZA BIOMICRITICA	●
				"U" SANDSTONE		ARE. QZ. GLAUC.	
						ARE. QZ. GLAUC.	
						QZ. SANDSTONE	
				"B" LIMESTONE		LIME AND DARK GRAY SHALES.	●
				"T" SANDSTONE		GLAUC. QZ. SANDS.	●
			APT	HOLLIN	UPPER		GLAUC. QZ. SANDS.
MIDDLE					●		
LOWER		GLAUC. QZ. SANDS.					
"C" LIMESTONE		LIME AND DARK GRAY SHALES.					
"BASAL NAPO" SANDSTONES		GLAUC. QZ. SANDS.			●		
			PRE - APTIAN				
				MAIN (FRESH WATER)		QZ. SANDSTONE	●
				LOWER (SALTY WATER)			

Fuente: Antonio Eduardo Hoyos Calle. "Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del Pad Am-A, del Bloque 16 operado por la Compañía Repsol-Ypf" [Tesis]. 2004


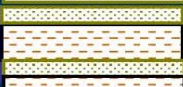
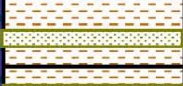
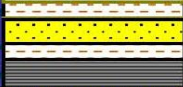
GRÁFICO 2.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO AMO








OPERATOR: REPSOL

WELL: AMO-A -108-H

RIG: PTX-5899

STRATIGRAPHIC COLUMN AMO-A-104-H

FORMATION	LITHOLOGY	UNIT	DEPTH (PIES)	
			MD	TVD
ORTEGUAZA		ORTEGUAZA	5037	4687
		CONGLOMERATE 1		
TIYUYACU		TIYUYACU	6155	5691
		CONGLOMERATE 2		
TENA		TENA	7398	6806
		BASAL TENA	7398	6806
NAPO		NAPO FM.	8745	7582
		M-1 "C" SS	9205	7634
		TOTAL DEPTH	10535	7651

STRATIGRAPHIC LEGEND	
SILTSTONE	
CLAYSTONE	
CONGLOMERATE	
ORTEGUAZA SHALE	
NAPO SHALE	
LIMESTONE	
SANDSTONE	

Fuente: National Oilwell Varco Mudlogging Services
Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

2.4.4 INTRODUCCION A LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION HORIZONTAL.

Un pozo horizontal se define como un pozo perforado desde la superficie, el cual se va desviando desde la vertical hasta alcanzar 90° y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal.

2.4.4.1 HERRAMIENTAS DE LA PERFORACION HORIZONTAL

Existe un número inmenso de herramientas que se utilizan en la perforación horizontal, pero varias de ellas son indispensables cuando se desea perforar un pozo y las más comunes en las operaciones de la perforación horizontal son las que se detallan a continuación.

a) Drill Pipe

La tubería de perforación, hechas de acero, fabricadas bajo las especificaciones del American Petroleum Institute (API), es la tubería menos pesada, con una gran resistencia y capacidad de flexión, que las hace importantes en pozos direccionales u horizontales, a las cuales se conecta la unión giratoria encargada de sostener el peso de la sarta mientras rota y mientras se bombea el fluido de perforación a través de ellas, se encuentran disponibles de diámetros de 2 3/8 “ hasta 6 5/8 “

b) Drill Pipe Heavy Weight

Se trata de una tubería de perforación con tubos de acero reforzado y con mayor espesor para soportar las grandes cargas a la que está sujeta la misma. A través de esta tubería de perforación el lodo o fluido de perforación puede ser bombeado hacia el fondo del pozo. Esta tubería tiene

una longitud de 30 ft de promedio, se encuentran disponibles de diámetros de 2 7/8" hasta 6 5/8"

c) Drill Collar

Los drill collar son usados en la sección inferior del conjunto de perforación. Estos también tienen una longitud de 30 ft y son de acero reforzado. Su función principal es de proveer peso a la broca para la penetración en las formaciones atravesadas. Además mantienen rígida la sección inferior de la tubería, se encuentran disponibles de diámetros de 3 1/8" hasta 11".

d) Estabilizadores

Permiten que el conjunto de fondo perfora en la dirección deseada y no se desvíe de lo programado, también evita los riesgos de pega diferencial.

e) Herramientas de Orientación (MWD)

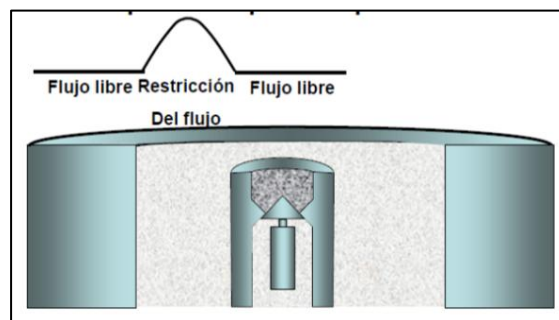
Por sus siglas en inglés (MWD) Measurement While Drilling: significa medición durante la perforación, con esta herramienta se obtienen los valores de la trayectoria del pozo en tres dimensiones, inclinación y dirección a determinada profundidad. Otra aplicación es medir la presión y la temperatura del pozo. Las mediciones se hacen cuando la herramienta está en el fondo, los valores se guardan en memoria y se transmiten en tiempo real a la interface en la superficie para ser decodificados en el computador.

Los métodos de transmisión de datos varían de una compañía a otra, usualmente los valores se codifican y son transmitidos a la superficie en forma de pulsos de presión

transmitidos por medio del lodo de perforación. Estos pulsos de presión pueden ser positivos, negativos o continuos.

Los pulsos positivos restringen el flujo temporalmente (fracción de segundos a dos segundos) creando así un pulso de presión positiva.

GRAFICO 2.4 PULSOS POSITIVOS

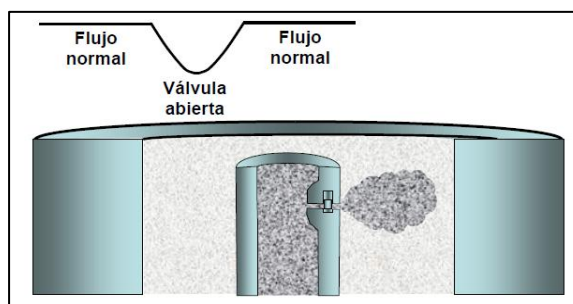


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

Un pulso negativo temporalmente desvía el lodo hacia el anulo, creando así una disminución en la presión lo que se puede ver como un pulso negativo.

GRAFICO 2.5 PULSOS NEGATIVOS

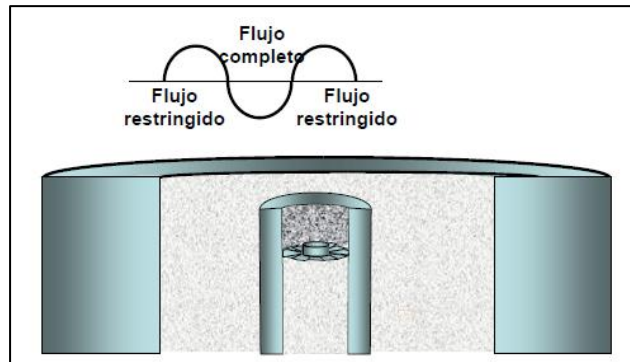


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

Los pulsadores continuos poseen una aleta rotatoria que crea una onda cíclica, los datos se transmiten al cambiar la fase.

GRAFICO 2.6 PULSOS CONTINUOS



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

f) Motores de Fondo (PDM)

El principio de funcionamiento de un motor de desplazamiento positivo (PDM) es la transformación de energía así se logra el cambio de presión y velocidad lineal del fluido de perforación a rotación. Este motor tiene dos componentes: el estator que es la carcasa exterior y posee una cavidad en forma de espiral esférica recubierta de elastómero y la segunda parte es el rotor que consiste en un eje de acero sólido con una sección transversal circular.

Las principales limitaciones de los motores PDM son la circulación de fluidos ácidos, en base petróleo, base aceite o abrasivos ya que atacan al elastómero. Otra limitación es la influencia de la alta temperatura del pozo ya que expande al elastómero y puede atorarse en medio de la operación de perforación.

g) Sistema Rotativo Direccional (RSS)

Estos sistemas son totalmente rotativos y orientan la barrena a través de un mecanismo interno de direccionamiento, extendiendo los beneficios de los sistemas direccionales rotativos a aquellas aplicaciones en las que los mecanismos de direccionamiento externo alcanzan sus límites de rendimiento.

El mecanismo interno de direccionamiento, es totalmente cerrado y resistente, provee ventajas significativas en cuanto a desgaste y confiabilidad para una perforación productiva en ambientes abrasivos. Estos sistemas también reducen la dependencia del direccionamiento con respecto al contacto con la pared del pozo. Reducen los problemas de atascamiento mecánico y por presión diferencial de la columna de perforación porque no existe ningún componente estacionario en contacto con la tubería de revestimiento, o con el pozo.

2. 4.5 BROCAS SMITH

2.4.5.1INTRODUCCION

Su historia comienza en 1902, cuando a la edad de 20 años, Herman C. Smith comenzó la compañía en un taller de herrería en la pequeña ciudad de Whittier, California. Un negocio inesperado localizado en su taller, cuando se descubría petróleo en las ciudades cercanas. Los operadores de perforación locales necesitaban brocas de cola de pescado y Herman C. Smith tenía los conocimientos necesarios para fabricarlas. Aplicando sus conocimientos de los metales, Herman C. Smith utilizo su equipo para construir, modificar y mejorar esta herramienta.

Actualmente la manufacturación de brocas PDC es en Houston y Scurelle, Italia, y la manufactura de brocas de conos en Ponca City, OK y Saline, Italia. Smith Internacional es líder en records con desempeño mundial en brocas de perforación durante 9 años consecutivos.

2.4.5.2 DEFINICION

Es una herramienta de perforación, la cual contiene elementos cortantes (fijos o móviles), utilizada para quebrar o romper las formaciones (rocas) a un diámetro determinado

2.4.5.3 PRINCIPIOS

Al realizar la perforación, la broca trabaja bajo dos principios esenciales: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y compresión.

El principio de ataque de la broca se realiza mediante la incrustación de sus dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al desplazarse dentro de ello por medio de cizallamiento generado por los cortadores de la broca y que vence la resistencia de la roca.

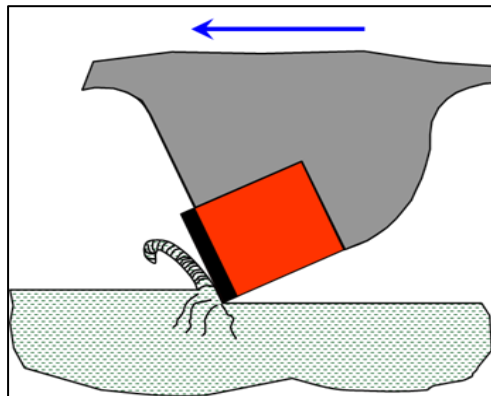
2.4.5.4 BROCAS DE CORTADORES FIJOS

Este tipo de brocas tienen un cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos o naturales los cuales se diseñan y fabrican en forma de pastillas y están montados en el cuerpo de los cortadores de la broca.

a) PDC

Las brocas PDC perforan cizallando, lo que hace que la roca se fracture más fácilmente por la acción de la carga de cizallamiento (menos energía, WOB). El cizallado es el mecanismo de corte más eficiente si se compara con los otros mecanismos a idénticas condiciones operacionales y con la misma formación.

GRAFICO 2.7 CORTADOR PDC.

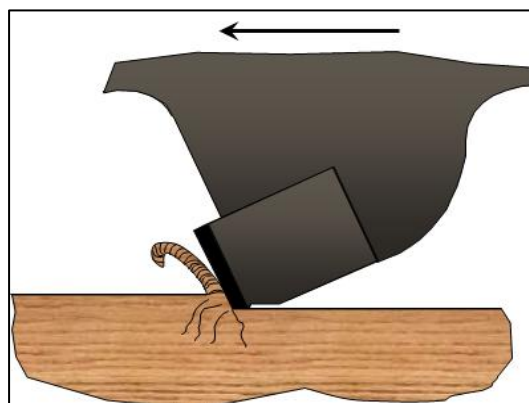


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

El cortador PDC exhibe desgaste Auto-Afilado debido a la diferencia de la tasa de desgaste entre los dos materiales del mismo cortador.

GRAFICO 2.8 DESGASTE AUTO-AFILADO



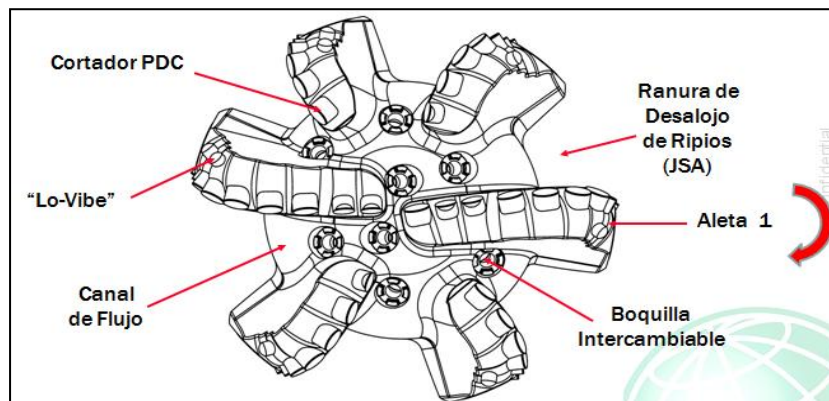
Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

A medida que el cortador se desgasta la energía específica requerida aumenta reduciendo la eficiencia de perforación. El mecanismo de Auto-Afilado del cortador PDC ayuda a mantener el nivel de eficiencia.

En las siguientes gráficas se observa las partes que conforman una broca PDC.

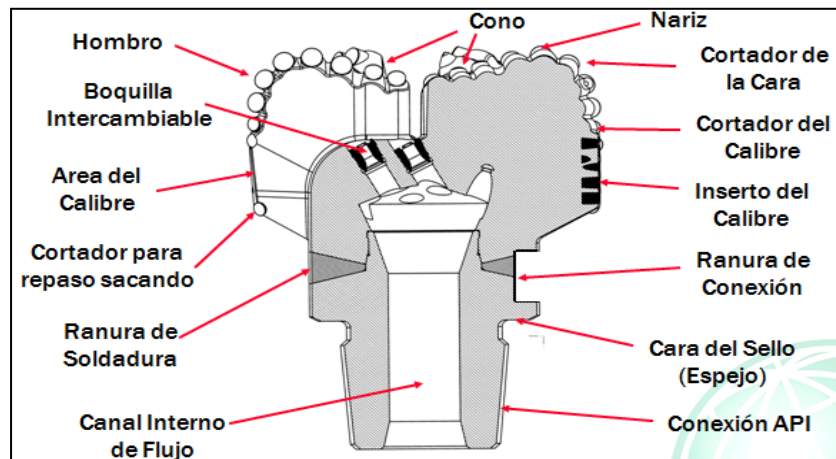
GRAFICO 2.9 PARTES DE UNA BROCA PDC



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICO 2.10 PARTES INTERNAS DE UNA BROCA PDC



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

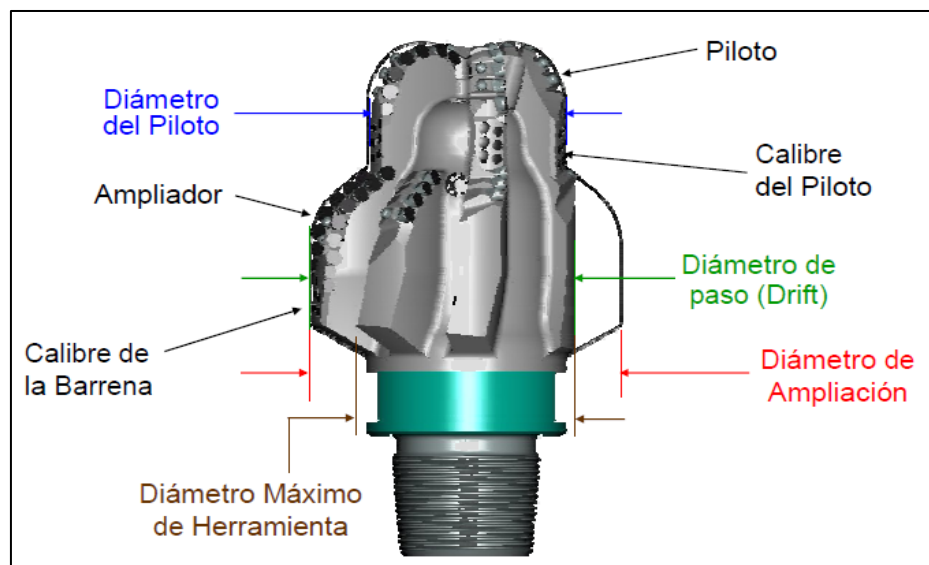
b) BICENTRICAS

Es una broca utilizada para el proceso de ensanchamiento del tamaño del hoyo. Incluye la ampliación debajo de una restricción o cuando no hay restricción.

Son de gran aplicación en:

- Formaciones humectables o hinchables.
- Donde se requiere mayor espacio anular.
- Empaques de grava.
- Secciones curvas
- Cuando se quiere mejorar la corrida del casing.

GRAFICO 2.11 BROCA BI-CÉNTRICA



Fuente: Smith International

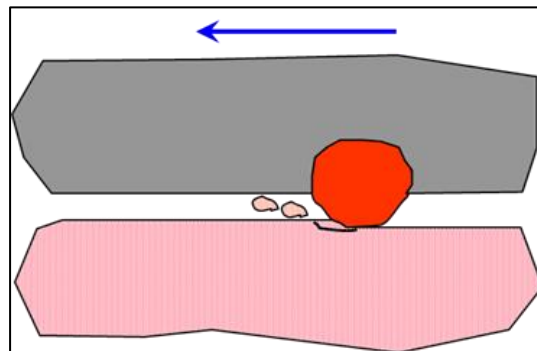
Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

c) IMPREGNADAS

Las brocas impregnadas de diamante, diamante natural y de insertos Grit Hot Pressed Inserts (GHI) perforan arando y

raspando la roca, normalmente requieren de altas RPM (Motor de alta revolución o turbina) para compensar el poco volumen de cortes generados por revolución y mejorar así su rendimiento.

GRAFICO 2.12 MECANISMO DE CORTE DE UNA BROCA IMPREGNADA

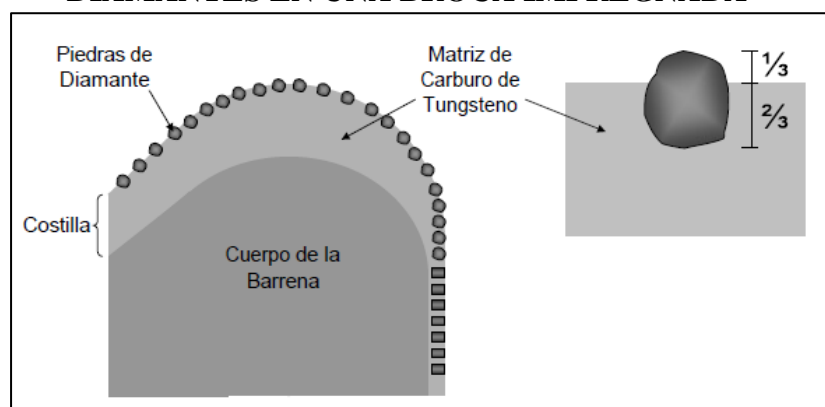


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

En las brocas de diamante, las piedras de diamante están colocadas en la superficie, dos tercios de la piedra están dentro de la matriz para asegurar el agarre.

GRAFICO 2.13 ESQUEMA DE INCRUSTACIÓN DE DIAMANTES EN UNA BROCA IMPREGNADA

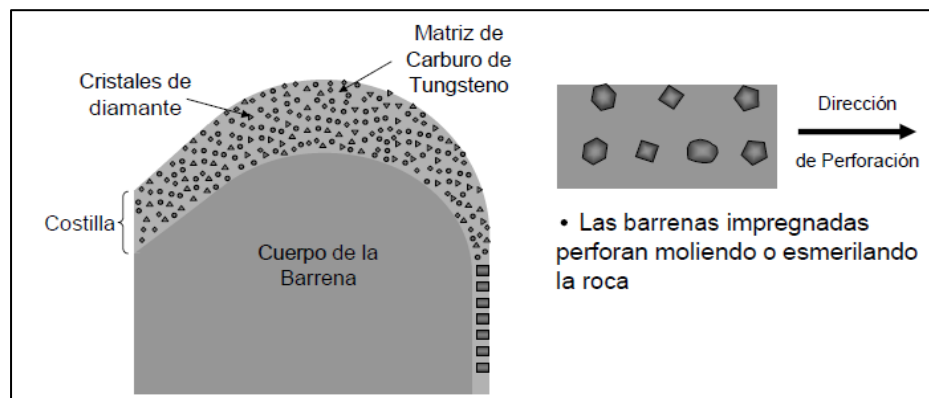


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

En las brocas de diamante natural los cristales están embebidos en la matriz de carburo de tungsteno de la costilla o aletas. La herramienta actúa como una rueda de esmerilado, la matriz tiene que desgastarse ante la abrasividad de la roca para exponer nuevos cristales de diamante.

GRAFICO 2.14 ESQUEMA DE INCRUSTACIÓN DE DIAMANTES NATURALES EN UNA BROCA IMPREGNADA

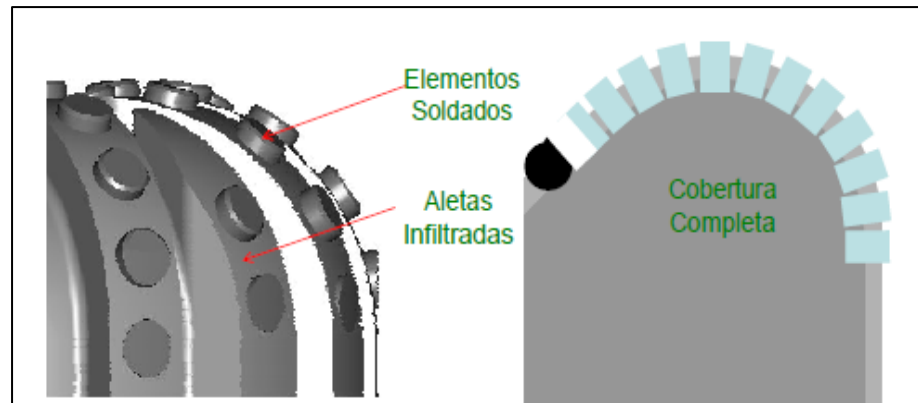


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

Los insertos (GHI) Grit Hot Pressed Inserts de las brocas impregnadas son producidos a alta temperatura y presión en corto tiempo para minimizar la degradación de los cristales de diamante, los GHI son soldados hasta el cuerpo de la broca para asegurar el agarre mecánico de la pieza.

GRAFICO 2.15 ESQUEMA DE INSERTOS GHI EN UNA BROCA IMPREGNADA



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

2.4.5.5 CARACTERISTICAS

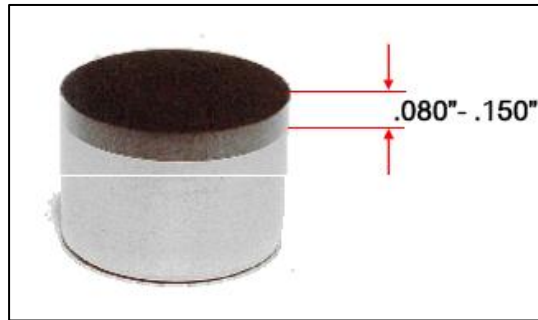
Con los avances de la tecnología de cortadores PDC, éstos son ahora aplicados a un mayor rango de formaciones, desde muy blandas hasta duras y abrasivas.

Tienen el coeficiente de fricción más bajo y la mejor conductividad térmica.

Comparado con el Carburo de Tungsteno, el diamante es 1.5 veces más resistente a la compresibilidad y 100 veces más resistente a la abrasividad su única desventaja es la Resistencia al Impacto.

El PDC está compuesto por una capa de cristales de diamante unidos formando una pastilla “pegada” a un substrato de Carburo de Tungsteno, como se muestra en la siguiente gráfica.

**GRAFICO 2.16 ESQUEMA DE LA PASTILLA DE DIAMANTE
UNIDO AL SUSTRATO DE CARBURO DE TUNGSTENO**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

2.4.5.6 BROCAS DE CORTADORES MOVIBLES

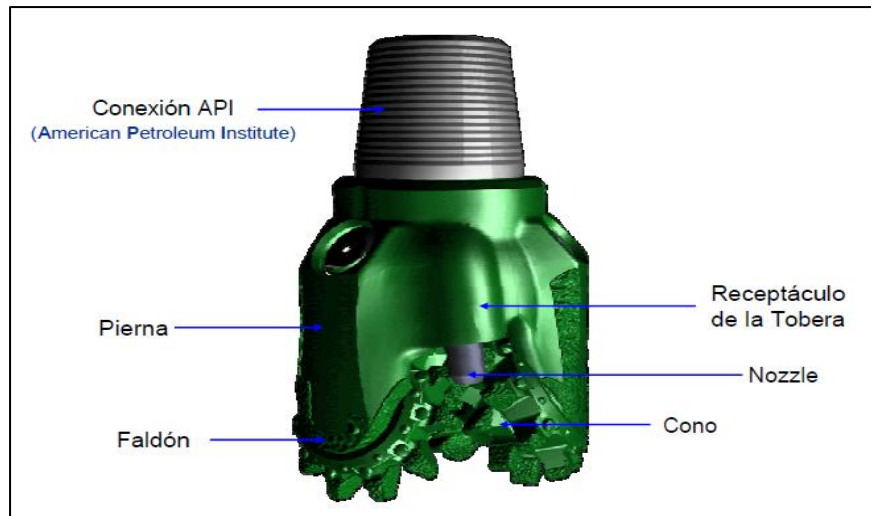
Son las brocas denominadas tricónicas sus dientes pueden ser: (MT) dientes de Acero maquinados en el cono y cubiertos con metal duro y (TCI) Insertos prensados en el cono de Carburo de Tungsteno.

a) DIENTES FRESADOS

Son dientes de Acero maquinados en el cono y cubiertos con metal duro que generalmente es de carburo de tungsteno es usado también en las piernas para protección al desgaste. Esta protección aumenta la resistencia a fracturas, su aplicación es con soldadura con Oxi-Acetileno.

En los gráficos 2.17 y 2.18 se observa la anatomía de la broca de conos.

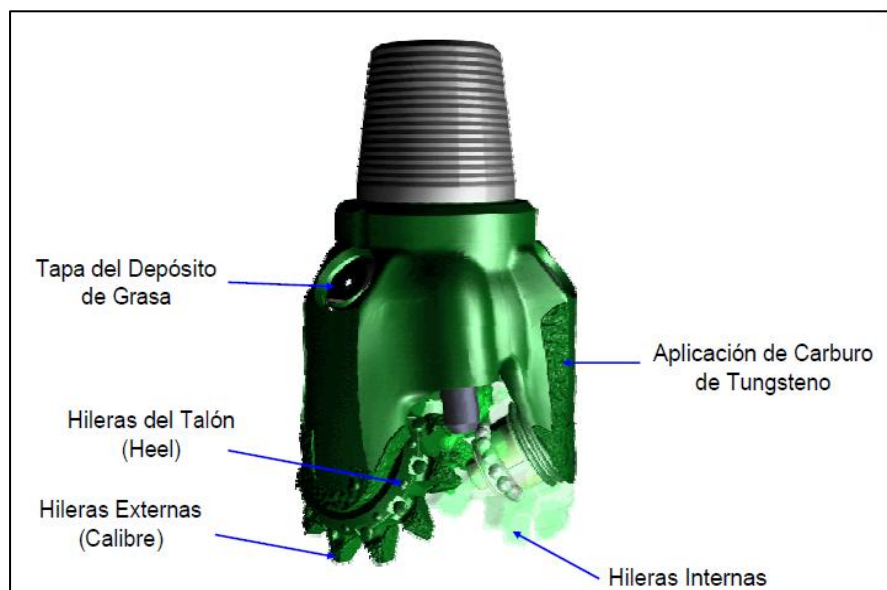
GRAFICO 2.17 ANATOMÍA DE UNA BROCA DE CONOS



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

GRAFICO 2.18 ANATOMÍA DE UNA BROCA DE CONOS



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

INSERTOS DE CARBURO DE TUNGSTENO (TCI)

Son Insertos prensados en cada cono de la broca, los insertos pueden ser igualmente para formaciones blandas a formaciones duras y de varias geometrías.

b) BICONICAS

Históricamente las bi-cónicas fueron creadas antes de las tricónicas, pero les faltaba estabilidad. Sin embargo la ROP era siempre más alta. La cantidad de dientes es menor que su equivalente en tricónico.

GRAFICO 2.19. BROCA BICONICA DE INSERTOS



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

Una carga puntual más alta por diente, mejora la penetración en la roca y por ende la ROP.

- Mayor ROP para igual WOB.
- Menor WOB para igual ROP.

Poseen más facilidad del control direccional por menos puntos de apoyo, sin efectos de vibraciones.

En la gráfica 19 se muestra una broca biconica de insertos utilizada en el pozo SACHA 218D y en la Grafico 2.20 se muestra una broca biconica de dientes fresados.

GRAFICO 2.20 BROCA BICONICA DE DIENTES



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

2.4.5.7 CARACTERISTICAS

Las barrenas de dientes y de insertos de carburo de tungsteno han sido diseñadas para proporcionar máximo rendimiento y seguridad de operación bajo las más exigentes aplicaciones.

Tanto las brocas de dientes fresados como las de tipo TCI ofrecen diferentes configuraciones del calibre que proporcionan significativa durabilidad para los montajes de motores rotativos y dirigibles que se utilizan en las aplicaciones de hoy.

2.4.5.8 CALIFICACIÓN DE UNA BROCA

Los reportes de las características de desgaste de la broca son muy útiles. Ellos proporcionan información sobre la compatibilidad del diseño con las formaciones y dan pistas de lo que pasó durante la perforación.

El sistema de evaluación de desgaste del IADC para brocas de cortadores fijos fue introducido en 1987 para facilitar la visualización de las condiciones físicas del desgaste de la broca a través de una evaluación estándar.

a) Cortadores Fijos

En el gráfico 2.21 se muestra la tabla de evaluación del sistema IADC para brocas de cortadores fijos.

GRÁFICO 2.21 TABLA DE EVALUACIÓN

T				B	G	OBSERVACIONES	
1	2	3	4	5	6	7	8
ESTRUCTURA DE CORTE				B	G	OBSERVACIONES	
Hileras Intern (I)	Hileras Extern (O)	Caract. (D)	Ubicación (L)	Cojinete Sello (B)	Calibre 1/16 (G)	Otra Caract (O)	Razón Salida (R)

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

Los primeros cuatro espacios describen la extensión y ubicación del desgaste de los Cortadores. El quinto espacio está reservado para la evaluación de los cojinetes de las brocas de conos. El sexto espacio indica la medida del calibre. Los dos últimos espacios proporcionan información adicional del desgaste, tales como características secundarias y razón por la cual se sacó la broca del hueco.

1 (I)= (“Inner Rows”) Hileras Internas

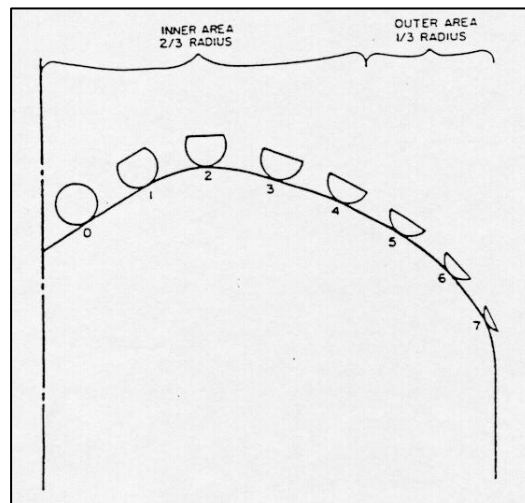
Usada para reportar el promedio de desgaste de los cortadores ubicados en los dos tercios internos del radio de la Broca. El desgaste es reportado usando una escala lineal del 0 al 8, donde 0 representa ningún desgaste y 8 significa que no queda diamante en los cortadores.

El desgaste del cortador PDC se mide a lo largo de la capa de diamante sin importar la forma, tamaño, tipo y exposición.

2 (O) = (“Outer Rows”) Hileras Externas

Usada para reportar el promedio de desgaste de loscortadores ubicados en el tercio exterior del radio de la broca, como se observa en el Grafico 2.22 El desgaste es reportado usando una escala lineal del 0 al 8, donde 0 representa ningún desgaste y 8 significa que no queda diamante en los cortadores.

GRAFICO 2.22 DESIGNACIÓN HILERAS INTERIORES Y EXTERIORES DE UNA BROCA PDC



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

3 (D) = Característica de Desgaste - Estructura de Corte

Usa un código de dos letras para indicar la característica principal de desgaste de la estructura de corte. Esta columna es sólo para los códigos que se aplican a la estructura de corte. Se reporta sólo con un código.

BF - Bond Failure (Falla de Pega/Adherencia)
 BU - Balled Up (Embolamiento)
 BT - Broken Teeth/Cutters (Dientes rotos)
 CR - Cored (Núcleo/Desgaste en el Centro)
 CT - Chipped Teeth/Cutters (Cortadores astillados)
 ER - Erosión
 FC - Flat Crested Wear (Desgaste Plano)
 HC - Heat Checking (Fatiga Térmica)
 JD - Junk Damage (Trabajo sobre chatarra)
 LN - Lost Nozzle (Pérdida de Boquilla)
 NO - No Major Characteristics (Sin Desgaste)

LT - Lost Teeth/Cutters (Cortador Perdido)
 NR - Not Rerunable (No Re-usable)
 OC - Off-center Wear (Desgaste Descentrado)
 PN - Plugged Nozzle/Flow Passage (Boquilla/Canal Tapado)
 RG - Rounded Gauge (Calibre Redondeado)
 RO - Ring Out (Anillada)
 RR - Rerunable (Re-usable)
 TR - Tracking (Desgaste mostrando "encarrilado")
 WO - Washed Out-Bit (Filtración en la Broca)
 WT - Worn Teeth/Cutter (Cortador Desgastado)

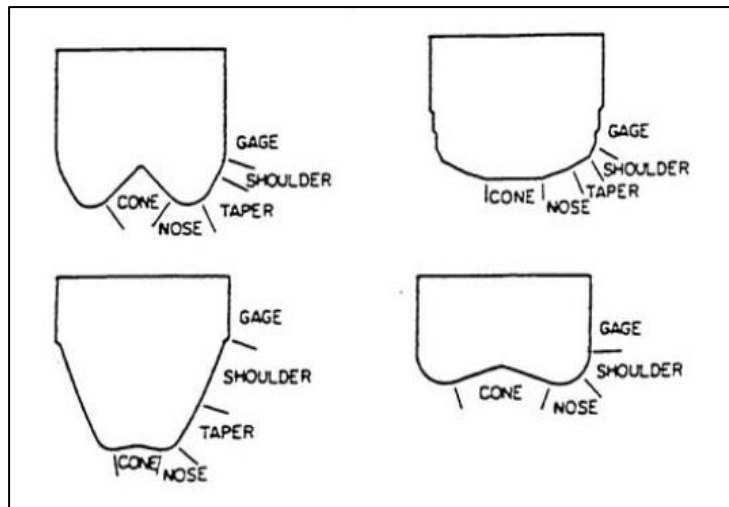
4 (L) = ("Location") Ubicación

Usa un código de una letra para indicar la ubicación en la cara de la broca donde el desgaste principal ocurrió.

C - Cone (Cono)	S - Shoulder (Hombro)
N - Nose (Nariz)	G - Gauge (Calibre)
T - Taper (Flanco)	A - All areas (Todo)

En el gráfico 2.23 se observa la designación de la ubicación del desgaste.

GRÁFICO 2.23 DESIGNACIÓN DE UBICACIÓN DE DESGASTE



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

5 (B) = ("Bearings / Seals") Cojinetes / Sellos

Este espacio es utilizado sólo para las Brocas de conos. Siempre se reportará como "X" para las Brocas de cortadores fijos.

6 (G) = ("Gauge") Calibre

Usada para reportar la condición del calibre de la Broca. Se basa en la medida nominal del anillo de calibración. Se debe asegurar que el anillo de calibración es de PDC y no de brocas de conos, debido a las diferencias de tolerancia.

La cantidad de desgaste del calibre es reportada en 16 avos (1/16") de pulgada. "1" es usado cuando la broca está en calibre.

**TABLA 2.1 TAMAÑO NOMINAL Y TOLERANCIAS
API DE BROCAS DE CORTADORES FIJOS**

TOLERANCIAS API	
TAMAÑO NOMINAL	TOLERANCIA
6 ¾" y menores	-0.015 : +0.00
6 25/32 " – 9"	-0.020 : +0.00
9 1/32 " – 13 ¾"	-0.030 : +0.00
13 25/32 " – 17 ½"	-0.045 : +0.00
17 17/32 " y mayores	-0.063 : +0.00

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

7 (O)=("Other Dull Characteristics") Otras Características de Desgaste.

Usada para reportar otra característica de desgaste como una evidencia secundaria del desgaste de la Broca. Esta evidencia puede servir para identificar la causa de la característica de desgaste principal que se reportó en la tercera columna. Se usan las mismas utilizadas en la columna de características de desgaste.

8 (R) = Razón de Salida del Hoyo

HP - HoleProblems (Problemas del Hoyo) HR - Hours (Tiempo en el Hoyo) PP - PumpPressure (Presión de la Bomba) PR - PenetrationRate (Tasa de penetración) TD - Total Depth/Casing Depth (Prof. Total) TQ - Torque TW - Twist Off (Desconexión) WC - Weather Conditions (Clima) WO - Washout - DrillString (Fuga en la Sarta)

BHA - Cambio de Ensamblaje de Fondo
DMF - Falla del Motor de Fondo
DST - Prueba de Producción
DTF - Falla de Herramienta de Fondo
LOG - Registros
RIG - Reparación del Taladro
CM - ConditionMud (Acondicionar Lodo)
CP - Core Point (Profundidad de Núcleo)
DP - Drill Plug (Tapón de Cemento)
FM - Cambio de Formación

b) Cortadores móviles

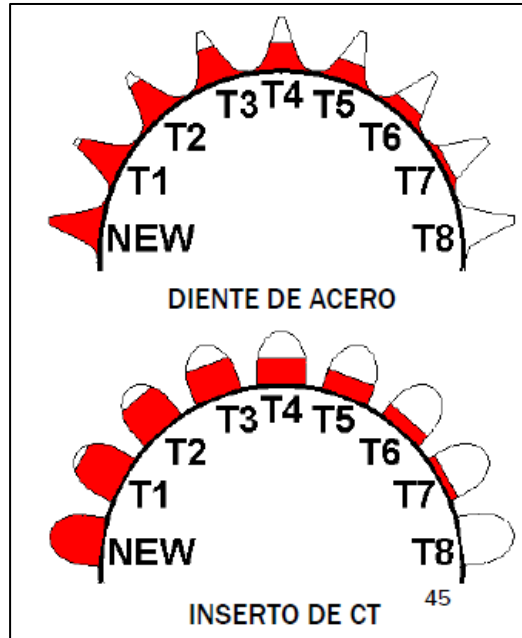
La evaluación para brocas de cortadores móviles usa el mismo sistema de evaluación de desgaste del IADC.

1(l) = Hileras Internas (“Inner Rows”)

Usada para reportar la condición de desgaste de los elementos cortantes que no tocan las paredes del hoyo.

Se usa una escala lineal del 0 al 8 y se mide la reducción de la estructura de corte combinada debido a pérdida, desgaste y/o rotura de los elementos de corte.

GRÁFICO 2.24 ESCALA DE DESGASTE DE LOS CORTADORES PARA UNA BROCA DE DIENTES DE ACERO Y PARA UNA BROCA DE INSERTOS



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

2 (O) = Hileras Externas (“Outer Rows”)

Usada para reportar la condición de los elementos cortantes que tocan las paredes del hoyo.

Igual se usa una escala lineal del 0 al 8 y se mide la reducción de la estructura de corte combinada debido a pérdida, desgaste y/o rotura de los elementos de corte.

3 (D) = Característica del Desgaste

Usa un código de dos letras para indicar la característica principal de desgaste de la estructura de corte.

BC - Broken Cone (Conoroto)
 BF - Bond Failure (Falla de adherencia)
 BT - Broken Teeth/Cutters (Dientesrotos)
 BU - Balled Up (Embolada)
 CC - Cracked Cone (Conoagrietado)
 CD - ConeDragged(Cono trancado)
 CI - ConeInterference (Interferencia entreconos)
 CR - Cored (Desgaste en el centro tipo núcleo)
 CT - Chipped Teeth/Cutters (Cortadoresastillados)
 ER - Erosion (Erosión)
 FC - Flat CrestedWear (Desgaste plano)
 HC - Heat Checking (Fatigatérmica)
 JD - JunkDamage(Daño por chatarra)
 LC - LostCone (Pérdida de cono)

LN - LostNozzle (Boquilla perdida)
 LT - Lost Teeth/Cutters (Cortadorperdido)
 NO - No DullCharacteristic (Sin desgaste)
 OC - Off Center Wear (Desgasteexcéntrico)
 PB - Pinched Bit (brocaforzada)
 PN - PluggedNozzle (Boquilla Tapada)
 RG - Rounded Gage (Calibre con desgaste redondeado)
 RO - Ring Out (Anillada)
 SD - ShirrtailDamage (Daño en el faldón)
 SS - SelfSharpeningWear (Desgaste tipo auto-afilado)
 TR - Tracking (Cortadores siguiendo el miso surco)
 WO - Washed Out Bit (Brocalavada)
 WT - Worn Teeth/Cutters (Desgaste normal)

4 (L) = Ubicación

Usa una letra o número para indicar la ubicación en la cara de labroca donde ocurre la principal característica de desgaste de la estructura de corte.

- G(Gage) Calibre: Aquellos elementos que tocan las paredes del hoyo.
- N(Nose) Nariz: Los cortadores del centro de la broca.
- M (Middle) Hilera Media: Los cortadores entre la nariz y el calibre.
- A (All rows): Todas las hileras.

- Cone numbers: Número(s) del (de los) cono(s)
(Cono # 1, 2, 3)

5 (B) = Cojinete / Sellos

Según Reglas de Smith Tools:

- Esta columna es usada para indicar la condición del ensamblaje cojinete-sello. Si alguno de los componentes del ensamblaje ha fallado, se le asigna el código “F” (Failed: Fallado).
- Si alguna porción del cojinete está expuesta o falta, se le considerará como un ensamblaje inefectivo (F).
- Se usa “E” cuando son los sellos están efectivos y “N” cuando no es posible determinar la condición de ningún componente.
- Smith Tools evalúa cada componente separadamente .Si se evalúan los tres ensamblajes en conjunto, se reporta el peor caso.

6 (G) = Calibre

Usada para reportar la condición de desgaste del calibre de los elementos cortantes que tocan las paredes del hoyo, Se basa en el diámetro nominal de un anillo de medida.

Las brocas con cojinetes/sellos fallados: pueden ser medidas siempre y cuando los conos no tengan ningún movimiento axial o radial. La medida se tomará en el calibre o el talón, cualquiera de los dos que esté más cerca de la pared del hoyo. Toda broca es fabricada bajo las especificaciones API y tienen su

debida tolerancia de desgaste de calibre según su diámetro nominal.

TABLA 2.2 DE TAMAÑO NOMINAL Y TOLERANCIAS API DE BROCAS DE CORTADORES MOVIBLES

TOLERANCIAS API	
TAMAÑO NOMINAL	TOLERANCIA
3 3/8" – 13 3/4"	- 0.0312 : +0
14" – 17 1/2"	- 0.0625 : +0
17 5/8" & mayor	-0.0937 : +0

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

Para brocas de tres conos que estén fuera de calibre la regla dice que la distancia medida se multiplica por 2/3 (Grafico 2.25) y se reporta en 16 avos (1/16") de pulgada, cuando está en calibre se reporta con la letra "I".

GRÁFICO 2.25 BROCA DE TRES CONOS FUERA DE CALIBRE

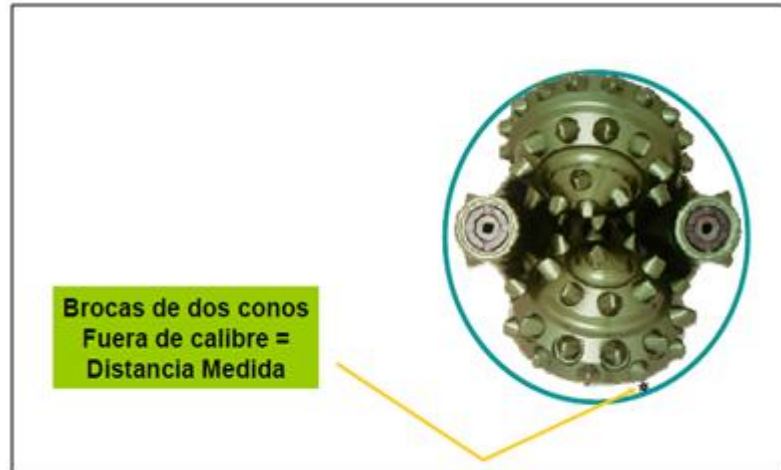


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

Para brocas de dos conos la distancia medida será el desgaste del calibre.

GRÁFICO 2.26 BROCA DE TRES CONOS FUERA DE CALIBRE



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

7 (O) = Otra Característica de Desgaste

<p>BC - Broken Cone (Cono Roto) BF - Bond Failure (Falla de Adherencia) BT - Broken Teeth/Cutters (Cortadores Rotos) BU - Balled Up (Embolada) CC - Cracked Cone (Cono Fisurado) CD - Cone Dragged (Cono Trancado) CI - Cone Interference (Interferencia entre conos) CR - Cored (Desgaste en el centro tipo núcleo) CT - Chipped Teeth/Cutters (Cortadores astillados) ER - Erosion (Erosión) FC - Flat CrestedWear (Desgaste plano)</p>	<p>LN - Lost Nozzle (Boquilla perdida) LT - Lost Teeth/Cutters (Cortador perdido) NO - No Dull Characteristic (Sin Desgaste) OC - Off Center Wear (Desgaste excéntrico) PB - Pinched Bit (Broca forzada) PN - Plugged Nozzle (Boquilla Tapada) RG - Rounded Gage (Calibre con desgaste redondeado) RO - Ring Out (Anillada) SD - Shirttail Damage (Daño en el faldón) SS - Self SharpeningWear (Desgaste tipoauto-afilado) TR - Tracking (Cortadores siguiendo el mismo surco) WO - Washed Out Bit (Brocalavada)</p>
---	---

8 (R) = Razón de salida del hoyo

BHA – Change Bottom Hole Assembly (Cambio de ensamblaje de fondo)
CM – Condition Mud (Acondicionar lodo)
CP - Core Point (Punto de Núcleo)
DMF - Downhole Motor Failure (Falla del Motor)
DP - Drill Plug (Tapón en la sarta)
DSF – Drill String Failure (Falla de la sarta)
DST – Drill Stem Test (Prueba de producción)
DTF – Down hole Tool Failure (Falla de alguna herramienta de fondo)
FM – Formation Change (Cambio de Formación)
HP – Hole Problems (Problemas del Hoyo)
HR - Hourson Bit (Horas de la broca)

LIH - Left in Hole (Perdida en el Hoyo)
LOG – Run Logs (Registros Eléctricos)
PP – Pump Pressure (Presión de Bomba)
PR – Penetration Rate (Rata de Penetración)
RIG – Rig Repair (Reparación del equipo)
TD - Total Depth / Casing Depth (Profundidad Total / Punto de Revestidor)
TQ - Torque
TW - Twist Off (Rotura de tubería)
WC - Weather Conditions (Condiciones del Clima)
WO - Washout in Drill String (Tubería con fugas, lavada")

2.4.6 FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos utilizados durante las labores de perforación de un pozo, son denominados como fluidos de perforación. Este término está restringido a los fluidos que son circulados a través del hoyo y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo.

El término “FLUIDO DE PERFORACION”, incluye gas, aire, petróleo, agua, y suspensión coloidal a base de agua y arcilla.

Los fluidos usados en la perforación rotatoria, que inicialmente fueron tomados como medio para transportar los cortes de rocas a la superficie, son considerados ahora como uno de los factores más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. Además de su cualidad de transportar ripios a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual importancia y directamente relacionada con la eficiencia, economía y total computación de la operación de perforación. Por esta razón la composición de los fluidos de perforación y sus propiedades resultantes están sujetas a muchos estudios y análisis.

Atendiendo a las necesidades, los fluidos de perforación deben poseer la capacidad de tener propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas, por ello se ha requerido que la composición de los fluidos sea más variada y que sus propiedades estén sujetas a mayor control. Esto ha traído como consecuencia el incremento del costo de los fluidos de perforación.

2.4.6.1 Funciones

- a) Remover y transportar ripios de perforación del fondo del hoyo hacia la superficie

La habilidad para sacar partículas de diversos tamaños fuera del hoyo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación. En la perforación de una formación, los cortes hechos por la mecha, o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del hoyo al ocurrir algún derrumbe, deben ser continuamente evacuados desde el hoyo hasta la superficie. El cumplimiento de esta función dependerá de los siguientes factores:

- Densidad de fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Viscosidad del fluido en el anular.
- Velocidad anular.
- Densidad de los cortes.
- Tamaño de los cortes.

En la mayoría de los casos, el mantener una velocidad anular suficiente da como resultado un movimiento neto hacia arriba de los cortes. Cuando la capacidad de la bomba es baja para proveer una velocidad anular suficiente para levantar los cortes, un incremento en la viscosidad del lodo, particularmente por el incremento del punto cedente, debe resultar en una mejor limpieza del hoyo.

b) Enfriar y lubricar la broca y sarta de perforación

La fricción originada por el contacto de la broca y de la sarta de perforación con las formaciones genera una cantidad considerable de calor.

Los lodos deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido del pozo, para transportarlo a la superficie y disiparlo a la atmósfera.

Es mínima la posibilidad de que este calor se elimine por conducción a través del subsuelo, en consecuencia debe eliminarse por el fluido circulante. El calor transmitido desde los puntos de fricción al lodo es difundido a medida que éste alcanza la superficie.

En menor grado el lodo por sí mismo ayuda la lubricación. Esta lubricidad es aumentada mediante el uso de emulsionantes, o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La capacidad lubricante es demostrada por la disminución de la torsión de la sarta, aumento de la vida útil de la mecha, reducción de la presión de la bomba, etc.

Con el uso cada vez más frecuente de brocas con cojinetes auto lubricados, el efecto de la lubricidad de los lodos se manifiesta principalmente en la fricción de la sarta de perforación con las paredes del hoyo.

- c) Controlar presiones y derrumbamiento de las paredes del hoyo.

Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma, al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo abierto.

Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación es suficiente para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales.

La presión de la formación es la presión que tienen los fluidos en el en el espacio poroso y puede estimarse usando los gradientes de la formación. La misma se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PF = \text{Gradiente de formacion} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) \times \text{Profundidad}(\text{ft})$$

Ejemplo 1 Siendo el gradiente normal de 0.465 psi/ft para el agua salada, Cual será la presión de formación a una profundidad de 2500ft.

$$PF = 0.465 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) \times 2500(\text{ft}) = 1163 \text{ Psi}$$

La presión hidrostática es la presión debida a la columna de fluido. La ecuación para el cálculo de presión hidrostática está definida por:

$$PH = 0.052 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft} * \text{lpg}} \right) \times \text{Profundidad}(\text{ft}) \times \text{Densidad de lodo}(\text{lbg})$$

Ejemplo 2. A la profundidad de 5500 ft y con una densidad de lodo de 8.2 lpg Cual será la presión hidrostática.

$$PH = 0.052 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft} * \text{lpg}} \right) \times 5500(\text{ft}) \times 8.2(\text{lbg}) = 2345.2 \text{ psi}$$

Cuando la tubería se baja dentro del hoyo, desplaza el fluido de perforación, haciendo que este suba a través del espacio anular entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo. Esto es análogo a la circulación del fluido y los cálculos de presión pueden ser obtenidos por medio de las fórmulas descritas anteriormente.

El control de las presiones anormales requiere que se agregue al lodo, material de alta gravedad específica, como barita, para aumentar la presión hidrostática.

d) Prevenir daños a la formación.

Además de mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo para prevenir derrumbes; debe elegirse un sistema de lodo que dentro de la economía total del pozo, asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, no sólo para evitar derrumbes u otros problemas durante la perforación, sino también para minimizar el daño de la formación a producir que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción. Es necesario que el lodo tenga valores óptimos en todas sus propiedades para obtener máxima protección de la formación,

aunque a veces, algunas de ellas deban sacrificarse para obtener el máximo conocimiento de los estratos perforados.

Por ejemplo, la sal puede dañar un lodo y aumentar la pérdida de agua, no obstante, en otros casos se puede agregarse ex-profeso para controlar la resistividad y obtener una correcta interpretación de un perfil eléctrico.

e) Facilitar la máxima obtención de información sobre las formaciones perforadas.

La calidad del lodo debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo de las formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.

f) Transmitir potencia hidráulica a la broca

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hoyo. La potencia debe ser considerada dentro del programa del lodo; en general esto significa que la tasa de circulación, debe ser tal que el rendimiento de la potencia óptima sea usada para limpiar la cara del hoyo frente a la mecha.

Las propiedades del flujo del lodo: viscosidad plástica, punto cedente, etc., ejercen una

considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas en los valores apropiados. El contenido de sólidos en el lodo debe ser también controlado en un nivel óptimo para lograr los mejores rendimientos

2.4.7 TUBERIA DE REVESTIMIENTO

2.4.7.1 Definición

Una tubería de Revestimiento es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma, es decir un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud, estas aseguran el éxito en las operaciones, ya que se introducen en el hoyo dependiendo de las características geológicas, de las presiones de fondo y las presiones de fractura de las formaciones penetradas y de otras características y/ o problemas que se encuentren durante la perforación para lograr la consolidación del hoyo. Es así, como en base a la información geofísica, geológica, recomendaciones técnicas, datos de pozos vecinos, etc., se planifica un programa de revestimientos para los pozos que se van a perforar.

Diámetro mínimo interno (Drift Diameter):

El mínimo diámetro interno es controlado por un diámetro específico ("drift diameter"), que no es más que el máximo diámetro de un mandril que debe pasar libremente (sin sufrir obstrucción) con su propio peso, por el interior de la tubería. La longitud de estos mandriles varía con el diámetro de la tubería

2.4.7.2 Funciones de la tubería de revestimiento

Para garantizar la continuidad eficaz de la perforación y el buen estado del hoyo las sartas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- a) Actúa como soporte para la instalación del equipo que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.
- b) Protege las zonas perforadas (derrumbe de estratos) y aísla zonas problemáticas que se presentan durante la perforación.
- c) Confina la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- d) Contrarresta la pérdida de circulación del fluido de perforación.
- e) Controla las presiones durante la vida productiva del pozo.
- f) Aísla los fluidos de las zonas formaciones productoras.

2.4.8 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

2.4.8.1 RATA DE PENETRACION (ROP)

Es la medida de los pies perforados en una hora (ft/hora), este parámetro indica si se debe continuar perforando con la broca o si es necesario cambiarla debido a que su valor no se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando).

a) ROP neto

Es la relación entre el intervalo perforado (ft) y las horas efectivas (hrs) empleadas para perforar dicho intervalo.

b) ROP promedio

Es la relación entre el intervalo perforado (ft) y las horas promedio (hrs) empleadas para perforar dicho intervalo, las horas promedio incluyen el tiempo de conexión y cualquier otra actividad que tenga un tiempo menor de duración 30 min.

2.4.8.2 PESO SOBRE LA BROCA (WOB)

Conforme la estructura de corte de la broca se desgasta, se requerirá más peso para mantener la tasa de penetración.

En general, se debe aplicar peso, antes de que se supere la velocidad rotaria, de manera que la estructura de corte se mantenga en profundidad para estabilizar la broca y evitar remolino.

2.4.8.3 REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM)

La velocidad de rotación total de la broca es igual a la velocidad de rotación en superficie más la velocidad de rotación del motor en profundidad y no es limitada por el uso de brocas PDC.

Se debe evitar una alta velocidad de rotación en formaciones abrasivas para que no exista un rápido desgaste por abrasión; mientras que velocidades de rotación altas en formaciones duras pueden reducir la tasa de penetración, porque los cortadores no penetran en la formación para seguir cortándola.

Cuando la broca empieza a crear remolino no se debe tener una alta velocidad de rotación porque puede iniciar resonancia (altos niveles de vibración) de la sarta, problema que no se desea tener.

a) RPM rotación

Son las revoluciones en superficie aplicadas por la rotaria a la sarta de perforación.

b) RPM motor

Son las revoluciones que se tiene en el fondo por el motor:

$$\text{rev} = \text{rev}/\text{Gal} * \text{Gal}$$

Ejemplo. Si el motor de fondo tiene un factor de 0.11 rev/gal, y se está utilizando 700 galones. Cual serán las revoluciones del motor.

$$\text{rev} = 0.11 \text{ rev}/\text{Gal} * 700 \text{ Gal} = 77 \text{ Rev}$$

2.4.8.4 GALONES POR MINUTO (GPM)

Es el caudal empleado en la perforación en cada una de las secciones generalmente afecta a la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular y aumentan la energía hidráulica en la broca.

2.4.8.5 TORQUE (TQ)

Al aplicar una fuerza en un punto de un cuerpo rígido, este va a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos torque, medido en libras fuerza por pie.

El torque rotativo es un indicador de lo que está pasando al nivel de la broca de perforación. Por ejemplo:

- Alto torque en la PDC implica que la broca probablemente está excavando o si hay baja tasa de penetración el BHA podría estar generando el torque y no la broca; bajo torque indica que la PDC podría estar patinando en una formación dura y la estructura de corte podría estar embolada.
- Alto torque en la broca de conos podría significar que los conos están bloqueados, en cuyo caso el torque se reduce a medida que los insertos o dientes se desgastan; torque medio implicaría que puede estar excavando; mientras que el torque bajo indica que la estructura de corte podría estar sin filo o embolada.

El torque se podría considerar demasiado alto cuando la velocidad de rotación en superficie empieza a bajar, así también cuando el motor, la mesa rotaria o el top-drive empiezan a perder velocidad. Las formaciones homogéneas deben producir una señal de torque constante y parejo.

Las formaciones interestratificadas que tienen diferentes resistencias producirán cambios en el torque a medida que la broca y/o el BHA entran y salen de las mismas

CAPÍTULO III

DISEÑO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE ESTUDIO

El siguiente proyecto se enfoca en el tipo de estudio descriptivo, ya que permite conocer los parámetros que intervienen en un óptimo diseño de brocas para pozos horizontales tales como: peso sobre la broca, rata de penetración, galonaje y revoluciones, además medir una serie de conceptos y variables relacionados con el tema de tesis.

El estudio por el tiempo de ejecución es de tipo transversal porque se desarrolla en un período determinado. Y finalmente es prospectivo porque los resultados de este proyecto pueden ser aplicados en el futuro para beneficio de la empresa.

3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

Universo son los pozos horizontales que se han perforado en el bloque 16 por parte de Smith y otras empresas y la muestra está conformada por diez pozos horizontales, 9 perforados y uno que están planificados perforar hasta diciembre del 2011

3.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Se diseñará una matriz para la recolección de la información necesaria de la perforación de cada pozo con datos de ROP, distancia perforada, sistema de rotación, tipo de broca, número de boquillas, TFA y características de desgaste. Las técnicas serán así descritas en el manual de calificación de brocas de Smith.

3.4 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

El procesamiento y análisis de datos se obtendrá mediante cuadros comparativos, para el mejor entendimiento de la información y para la configuración de diagramas basados en datos estadísticos que permitan dar las conclusiones del estudio de forma clara.

CAPITULO IV
ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

4.1 ESTADÍSTICAS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACION
DEL CAMPO IRO

4.1.1 Análisis de los parámetros rotando y deslizando para
la sección 8 ½”.

TABLA 4.1 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 8 ½” CAMPO IRO

POZO	BROCA	BOQUILLAS	TFA	INTERVALO	LITOLOGIA	FORMACION	PARAMETROS DE PERFORACION CAMPO IRO SECCION 8 1/2"											
							ROTANDO					DESLIZANDO						
							RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO
IRO A-42-H	MDi616LBPX	6x12	0.66	8525 - 9611	"M1" "C" SS, "M1" "M2" LS, "U" SS	NAPO	40	400-550	1870-2950	10-15	27-28	87.68	154-168	550-600	2200-2820	15-27	-	17.50
IRO A 42H-Us-ST1	MDi616LPX	6x12	0.66	8679 - 9224	"M1" "C" SS, "M1" "M2" LS,	NAPO	40	580-500	2150-2850	13-18	24-29	75.72	162-140	580-500	2150-2850	2-13	-	11.3
	MDi616LBPX	6x12	0.66	9224 - 9785	"M2" LS, "U" SS	NAPO	40	500-450	2780-3250	15-30	20-28	95.60	140-126	500-450	2780-3250	8-15	-	24.0
IRO A-38-H:M1	MDi616LBPX	4x12 + 2x11	0.627	7035 - 9426	"M1", "A" SS	TITYUYACU, TENA, BASAL TENA, NAPO	55	550-575	2020-3300	15-20	19-25	91.10	157	550-575	2020-3300	5-15	-	17.8
IRO A-34H-M1	MDSi616LBPX	4x12 + 2x11	0.627	7295 - 9646	CL,SS,LS,SH	TENA, BASAL TENA, NAPO	80-150	550-560	2450-3100	12-28	15-26	41.10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRO 16H-Us	MDi616LBPX	3x11 + 3x12	0.61	8472 - 9777	"M1" "C" "M2" LS, "U" SS	NAPO	40	500-550	2635-3250	5-28	15-20	79.0	151-154	540-550	2475-3150	8-26	-	28.9
IRO A-60H	MDi616LBPX	4x12 + 2x11	0.62	7100 - 7730	CLAY	TENA	120-140	520-570	2000-2400	12-16	15-18	94.03	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	MDi616LBPX	3x12 + 3x11	0.61	7730 - 8868	CLAY	TENA	40	520-550	2550-3550	8-25	18-22	78.89	143-151	510-540	2500-3350	10-28	-	28.50
	MDi616LBPX	3x12 + 3x11	0.61	8868 - 9408	CLAY,SS,LS	TENA, BASAL TENA, NAPO	40	550	3150-3400	20-15	18	91.05	154	550	3050-3400	10-14	-	18.36
IRO A-45-H-Us	MDi616LBPX	6x12	0.663	8741 - 8770	M1C	NAPO	80	530	2410-2560	5-10	24-25	82.9	-	-	-	-	-	-
	MDi616LBPX	6x12	0.663	8770 - 8998	M1C, M1 Ls	NAPO	100-90	450-520	1980-2450	12-10	25	18.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	XR+PS	2x18 + 1x15	0.67	8998 - 9401	M1 Ls, M2 Ls	NAPO	40	530-550	3050-3320	15-30	16-17	21.9	148-154	530-550	2950-3250	14-30	-	18.1
	MDi616LBPX	6x12	0.663	9401 - 10185	U SS	NAPO	40	530	3050-3400	10-30	23-18	56.0	148	530	3000-3200	10-20	-	26.7
IRO 8H-RE1	XR+PS	3x16	0.589	6682 - 6857	SS, CL, CGL, LS	TITYUYACU, TENA	40	580	2050-2600	2-30	5-7	26.6	153-162	545-580	2050-2600	12-16	-	23.4
	MDi616LBPX	3x11 + 3x12	0.61	6857 - 8303	CLAY	TENA	40-45	550-580	2400-3100	8-12	8 - 14	63.6	162	550-580	2750-3050	8-22	-	157.2
	MDi616LBPX	6x12	0.66	8303-9548	CLAY	TENA	100-160	520-580	2300-3000	10-30	18-22	56.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	MDi616LBPX	6x12	0.66	9548-10119	CL,SS	TENA, BASAL TENA	50-60	530-570	2950-3200	8-18	13-18	76	146-157	520-560	2875-3200	10-40	-	20.6
	MDi616LBPX	6x12	0.66	10119-10465	"M1" "A" SS	BASAL TENA, NAPO	90-130	520-570	2600-2950	8-35	18-25	21.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRO 8-H-RE1-ST1	FDS+	3x16	0.589	7168-7350	CLAY	TENA	20	437	1620	3-20	10	10.7	123	440	1500-1550	3-8	-	2.4
	MDi616LBPX	3x11 + 3x12	0.61	7350-8600	CLAY	TENA	40	560	2600	2-20	14	95.2	156	557	1500-1580	4-18	-	16.5
	MDi616LBPX	3x11 + 3x12	0.61	8600-9564	CLAY	TENA	130	550	2570	11-15	20	64.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	MDi616LBPX	3x11 + 3x12	0.61	9564-9988	"M1" "A" SS	TENA, BASAL TENA, NAPO	130	569	2482	13-18	22	38.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.1.2 Análisis de los parámetros rotando y deslizando para la sección 6 1/8”.

TABLA 4.2 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 6 1/8” CAMPO IRO

PARAMETROS DE PERFORACION CAMPO IRO SECCION 6 1/8"																		
ROTANDO													DESLIZANDO					
POZO	BROCA	BOQUILLAS	TFA	INTERVALO	LITOLOGIA	FORMACION	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO
IRO A 42H-Us-ST1	XR15ODPS	3x12	0.331	9785 - 9878	"U" SS	NAPO	40	206	1550	6-13	22	48.46	111	206	1300	13-23	-	25.4
	MDSi516WBPX	5x11	0.464	9878 - 11100	"U" SS	NAPO	110	242	2029	10-12	20-24	78.74	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRO A-38-H:M1	XR30TPS	3x13	0.389	9426 - 10604	"M1" "A" SS	NAPO	40	222	2400	4-10	19-24	77.1	120	222	2400	10-30	-	32.5
IRO A-34H-M1	XR20TODPS	3x13	0.389	9646 - 10734	"M1" SS	NAPO	60-80	205-230	1300-2530	9-17	23-15	54.70	116-124	214-230	1300-1900	13-30	-	34.35
IRO 16H-Us	XR20DOD1GVPS	3x13	0.389	9777 - 10586	"U" SS	NAPO	40-80	220-250	1850-2500	15-27	16-18	67.1	119-135	220-250	1850-2500	15-27	-	27.8
IRO 15H	XR20DOD1GVPS	3x12	0.331	9086 - 10283	"M1" "A" SS	NAPO	40-90	220-250	1380-2000	8-20	12-20	117.8	135	250	1360-1850	12-20	-	32.6
IRO A-60H	MDSi516WBPX	5x11	0.464	9408 - 10476	"M1" "A" SS	NAPO	80-120	180-230	1500-2300	5-16	11-20	108.76	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRO A-45-H-Us	XR15ODPS	3x12	0.331	10185 - 10270	U SS	NAPO	40	230	1830-2030	12-22	20-19	45.3	124	230	1900-1930	20-22	-	12.2
	MDi516WBPX	5x11	0.464	10270 - 11395	U SS	NAPO	70-110	240	1950-2400	5-12	20-24	80	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRO 8-H-RE1-ST1	MDi516WBPX	5x11	0.464	9988-11200	"M1" "A" SS	NAPO	120	230	1992	2-5	16	38.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.2 ESTADÍSTICAS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACION DEL CAMPO AMO

4.2.1 Análisis de los parámetros rotando y deslizando para la sección 8 ½”.

TABLA 4.3 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 8 ½” CAMPO AMO

PARAMETROS DE PERFORACION CAMPO AMO SECCION 8 1/2"																		
							ROTANDO						DESLIZANDO					
POZO	BROCA	BOQUILLAS	TFA	INTERVALO	LITOLOGIA	FORMACION	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO
AMO 104 H	MDi616LPX	3x12 + 3x11	0.61	7550-8625	CLAY	TENA	30-40	398-570	1650-2920	4-14	8-15	94.2	112-164	400-586	1650-2750	4-14	-	26.8
	MDi616LPX	3x12 + 3x11	0.61	8625-9225	M1 "C"	TENA, BASAL TENA, NAPO	120-130	510-555	2020-2460	11-17	16-24	62.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.2.2 Análisis de los parámetros rotando y deslizando para la sección y 6 1/8”.

TABLA 4.4 PARÁMETROS ROTANDO Y DESLIZANDO PARA LA SECCIÓN 6 1/8” CAMPO AMO

							PARAMETROS DE PERFORACION CAMPO AMO SECCION 6 1/8"											
							ROTANDO						DESLIZANDO					
POZO	BROCA	BOQUILLAS	TFA	INTERVALO	LITOLOGIA	FORMACION	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO	RPM	GPM	PSI	WOB	TQ	ROP NETO
AMO 104 H	XR20DOD1GVPS	3x13	0.389	9225-10535	"M1" "C" SS	NAPO	30-85	214-250	2050-2670	10-24	14-18	108.3	117-135	218-250	1760-2500	10-28	-	32.9

Fuente: Smith International

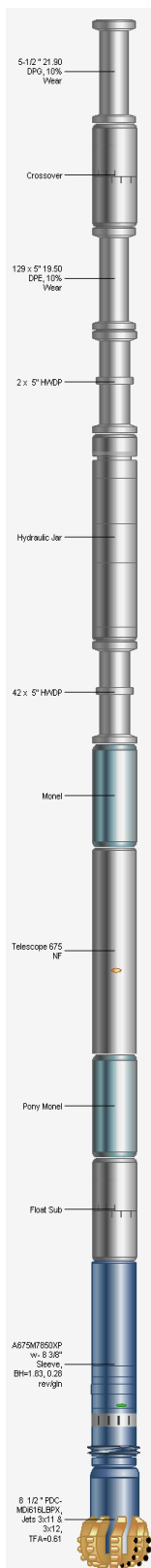
Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.3 DESCRIPCIÓN DE BHA DIRECCIONALES MÁS UTILIZADOS EN LOS CAMPOS IRO Y AMO

4.3.1 BHA DIRECCIONAL PARA LA SECCIÓN 8 ½”

GRÁFICO 4.1 BHA DIRECCIONAL CON MOTOR SECCIÓN 8 ½”

Schlumberger

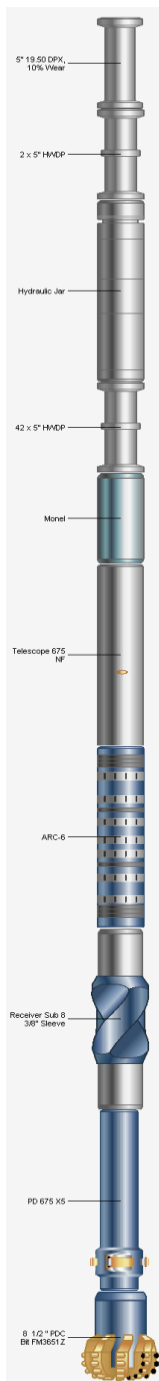


Field Name		REPSOL-YPF_Amo		Hole Size (in)		8.500		Depth In (ft)		0	
Well Name		Amo A-104H		BHA Name		BHA # 5 8.5 in		Depth Out (ft)		10300	
Description	Vendor	Serial #	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connection (Bottom/Top) (in)	Gender (Bot/Top)	FishNeck (OD/Leng (in)/ft)	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (klbm)	
1	8 1/2" PDC-MDI616LPX, Jets 3x11 & 3x12, TFA=0.61	Smith Bits	JY-4481	5.750 2.500	8.500 4 1/2 REG	Pin	0	0.85	0.85	0.1	
2	A675M7850XP w- 8 3/8" Sleeve, BH=1.83, 0.28 rev/gln	Schlumberger	2188	6.750 5.500	8.375 4 1/2 IF	Box	6.75 1.35	25.25	26.10	2.1	
3	Float Sub	Schlumberger	ECC-6545	6.500 2.813	6.500 4 1/2 IF	Pin	0	2.62	28.72	2.4	
4	Pony Monel	Schlumberger	11009-01	6.750 2.875	6.781 4 1/2 IF	Pin	0	9.37	38.09	3.3	
5	Telescope 675 NF	Schlumberger	E5980	6.750 5.109	6.890 4 1/2 IF	Pin	0	30.62	68.71	5.9	
6	Monel	Schlumberger	43467-1	6.500 2.875	6.750 4 1/2 IF	Pin	6.5 3	30.65	99.36	8.7	
7	42 x 5" HWDP (42 joints)	Petrex 5899		5.000 3.000	6.500 4 1/2 IF	Pin	0	1286.94	1,386.30	73.5	
8	Hydraulic Jar	Weatherford	WTF5166	6.313 2.750	6.500 4 1/2 IF	Pin	6.25 1.25	32.55	1,418.85	75.9	
9	2 x 5" HWDP (2 joints)	Petrex		5.000 3.000	6.500 4 1/2 IF	Pin	0	62.03	1,480.88	79.0	
10	129 x 5" 19.50 DPE, 10% Wear (129 joints)	Petrex		4.928 4.276	7.000 4 1/2 IF	Pin	0	4031.04	5,511.92	168.7	
11	Crossover	Petrex		5.500 2.813	7.500 5 1/2 FH	Pin	0	3.1	5,515.02	168.9	
12	5-1/2" 21.90 DPG, 10% Wear	Petrex		5.428 4.778	7.250 5 1/2 FH	Pin	0	0.001	5,515.02	168.9	
									Total Length (ft)	5,515.02	
									Total Weight in Air (klbm)	168.9	
									Total Buoyant Weight (klbm)	149.2	
									Buoyant Weight Below Jar (klbm)	64.3	
									Weight in Air Below Jar (klbm)	73.5	
BHA Comments											
Stabilizer Summary					Sensor Summary						
Blade Length (ft)		Blade Mid-Pt to Bit (ft)		Type	Distance to Bit (ft)						
1.170		2.9		D+I	53.34						
Bend Summary											
Bend Angle (deg)		Bend to Bit (ft)									
1.830		6.88									
Mud Properties											
Mud Weight (lbm/gal)		9.8		YP (lb/100ft2)		15					
Funnel Viscosity (s)		40		PV (cP)		40					
BHA Nozzle Summary											
Bit Nozzle		Reamer Nozzle									
Count	1/32 in	Count	1/32 in								
3	11.000										
3	12.000										
		TFA (in2)									
		PD Flow Restrictor (1/32 in)									
		Rotor By Pass Nozzle									
TFA (in2)		0.610		(1/32 in)		0.000					
Date 11Oct2011											
Designed By LAMPMorales1											
Approved By											

Fuente: Schlumberger / D&M

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRÁFICO 4.2 BHA DIRECCIONAL CON POWER DRIVE SECCIÓN 8 1/2"



Field Name		Repsol-YPF_Amo		Hole Size (in)		8.500		Depth In (ft)		0	
Well Name				BHA Name		BHA # 5_8.5 in		Depth Out (ft)			
Description	Vendor	Serial #	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connection (Bottom/Top) (in)	Gender (Bot/Top)	FishNeck (OD/Leng (in)(ft))	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (klbm)	
1	8 1/2 " PDC Bit MDI616LBPX	Smith Bits	JY-4481	6.000 2.250	8.500	4 1/2 REG	Pin	0	0.7	0.70	0.1
2	PD 675 X5	Schlumberger	47940	6.750 4.200	8.100	4 1/2 REG	Box	0	13.41	14.11	1.5
3	Receiver Sub 8 3/8" Sleeve	Schlumberger	60032	6.750 2.813	8.375	4 1/2 IF	Pin	0	5.5	19.61	2.1
4	ARC-6	Schlumberger	3992	6.750 2.810	7.500	5 1/2 FH	Pin	0	19.37	38.98	4.0
5	Telescope 675 NF	Schlumberger	E5879	6.750 5.109	6.890	5 1/2 FH	Pin	6.75	27.52	66.50	6.3
6	Monel	Schlumberger	43467-2	6.750 2.875	6.750	4 1/2 IF	Box	1.53	30.87	97.37	9.4
7	42 x 5" HWDP (42 joints)	Petrex		5.000 3.000	6.500	4 1/2 IF	Pin	0	1291.37	1,388.74	77.0
8	Hydraulic Jar	WTF	3520	6.500 2.750	6.500	4 1/2 IF	Pin	0	31.33	1,420.07	78.8
9	2 x 5" HWDP (2 joints)	Petrex		5.000 3.000	6.500	4 1/2 IF	Pin	0	60.86	1,480.93	82.0

BHA Comments

Total Length (ft)	1,480.93
Total Weight in Air (klbm)	82.0
Total Buoyant Weight (klbm)	82.0
Buoyant Weight Below Jar (klbm)	77.0
Weight in Air Below Jar (klbm)	77.0

Stabilizer Summary	
Blade Length (ft)	Blade Mid-Pt to Bit (ft)
2.000	15.61
Bend Summary	
Bend Angle (deg)	Bend to Bit (ft)

Sensor Summary	
Type	Distance to Bit (ft)
Gamma Ray	11.250
D+I	12.120
Resistivity	27.730
Gamma Ray	27.900
D+I	52.580

BHA Nozzle Summary			
Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
Count	1/32 in	Count	1/32 in
3	11.000		
3	12.000		
		TFA (in2)	
		PD Flow Restrictor	
		(1/32 in)	0.000
		Rotor By Pass Nozzle	
TFA (in2)	0.610	(1/32 in)	

Mud Properties	
Mud Weight (lbm/gal)	YP (cP)
Funnel Viscosity (s)	PV (lb/100ft2)

Date	
Designed By	
Approved By	

Fuente: Schlumberger / D&M

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.3.2 BHA DIRECCIONAL PARA LA SECCION 6 1/8"

GRÁFICO 4.3 BHA DIRECCIONAL CON MOTOR

SECCIÓN 6 1/8"



Field Name	Repsol-YPF_Amo		Hole Size (in)		6.125		Depth In (ft)				
	Well Name		BHA Name		BHA#6		6.125in Run 1		Depth Out (ft)		
Description	Vendor	Serial #	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connection (Bottom/Top) (in)	Gender (Bot/Top)	FishNeck (OD/Length) (in)/(ft)	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (klbm)	
1 6 1/8" Tricone Bit XR20TODPS	Smith	5112504	3.875 1.250	6.125	3 1/2 Regular	Pin	0	0.62	0.62	0.0	
2 A475M7838XP BH 1.50 deg Stb 5 7/8" rev/gal= 0.54	Schlumberger	6511	4.750 3.750	5.875	3 1/2 Regular	Box	0	22.02	22.64	0.9	
3 Stabilizer String 5 7/8"	Schlumberger	24061-1	4.813 2.250	5.875	3 1/2 IF	Pin	4.813	5.56	28.20	1.1	
4 Float Sub	Schlumberger	722	4.813 2.250	4.813	3 1/2 IF	Pin	0	2.81	31.01	1.3	
5 Periscope 475	Schlumberger	41424	4.750 1.430	5.280	3 1/2 IF	Pin	0	26.75	57.76	2.6	
6 IMPulse	Schlumberger	403	4.750 2.250	5.188	3 1/2 NC3S	Pin	4.813	34.25	92.01	4.3	
7 4 3/4" NMDC	Schlumberger	402	4.750 1.750	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	25.34	117.35	5.7	
8 37 x 3 1/2" HWDP (37 joints)	Petrex		3.500 2.250	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	1156.76	1,274.11	32.5	
9 32 x 3-1/2" 13.30 DPS, 10% Wear (32 joints)	Petrex		3.426 2.764	5.000	3 1/2 IF	Pin	0	1004.49	2,278.60	47.2	
10 4 x 3 1/2" HWDP (4 joints)	Petrex		3.500 2.250	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	125.43	2,404.03	50.2	
11 Hydraulic Jar	Weatherford	WTF3504	4.750 2.250	4.830	3 1/2 IF	Pin	0	30.07	2,434.10	51.3	
12 25 x 3 1/2" HWDP (25 joints)	Petrex		3.500 2.250	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	772.01	3,206.11	69.2	
13 30 x 3-1/2" 13.30 DPS, 10% Wear (30 joints)	Petrex		3.426 2.764	5.000	3 1/2 IF	Pin	0	936.15	4,142.26	83.0	
14 Crossover	Petrex		4.750 2.750	6.688	3 1/2 IF	Pin	6.688	2.6	4,144.86	83.1	
15 65 x 5" HWDP (65 joints)	Petrex		5.000 3.000	6.500	4 1/2 IF	Pin	0	2025.28	6,170.14	185.1	
								Total Length (ft)	6,170.14		
								Total Weight in Air (klbm)		185.1	
								Total Buoyant Weight (klbm)		185.1	
								Buoyant Weight Below Jar (klbm)		50.2	
								Weight in Air Below Jar (klbm)		50.2	
BHA Comments											
Stabilizer Summary								Sensor			
Blade Length (ft)				Blade Mid-Pt to Bit (ft)				Type		Distance to Bit (ft)	
1.000				1.75				resistivity		40.80	
1.870				24.98				gamma ray		50.52	
								ZINC INC		32.93	
								D+I		69.38	
Bend Summary								BHA Nozzle Summary			
Bend Angle (deg)				Bend to Bit (ft)				Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
1.500				4.7				Count		1/32 in	
						3		13.000		Count	
										1/32 in	
										TFA (in2)	
										0.000	
										PD Flow Restrictor	
										(1/32 in)	
										Rotor By Pass Nozzle	
										(1/32 in)	
										TFA (in2)	
										0.389	
Mud Properties								Date			
Mud Weight (lbm/gal)				YP (lb/100ft2)				Designed By			
Funnel Viscosity (s)				PV (cP)				Approved By			

Fuente: Schlumberger / D&M

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICO 4.4 BHA DIRECCIONAL CON POWER DRIVE SECCIÓN 6 1/8"



Field Name	Repsol-YPF_Amo			Hole Size (in)		6.125		Depth In (ft)		0	
Well Name				BHA Name				Depth Out (ft)			
Description	Vendor	Serial #	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connection (Bottom/Top) (in)	Gender (Bot/Top)	FishNeck (OD/Leng (in)(ft))	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (klbm)	
1 6 1/8" PDC Bit MD516WBPX	Smith	JD 8755	3.875	6.125			0	0.66	0.66	0.0	
2 PD 475 w/float valve and 5 7/8" Sleeve	Schlumberger	CC50811	4.860	5.875	3 1/2 REG	Pin	0	14.75	15.41	0.8	
3 Receiver Sub	Schlumberger	53919	4.750	4.750	3 1/2 IF	Box	0	7.41	22.82	1.0	
4 Periscope 475	Schlumberger	VR71	4.750	5.250	3 1/2 NC35	Pin	4.125	25.01	47.83	2.3	
5 ShortPulse HF	Schlumberger	5104	4.750	4.750	3 1/2 NC35	Box	1.5	28.74	76.57	3.8	
6 ADN-4	Schlumberger	127	4.750	4.810	3 1/2 IF	Pin	4.75	25.49	102.06	5.2	
7 21 x 3.5" HWDP (21 joints)	Petrex 5899		3.500	4.750	3 1/2 IF	Box	0	657.49	759.55	25.2	
8 42 x 3.5" DP (42 joints)	Petrex 5899		3.449	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	1324.01	2083.56	39.0	
9 27 x 3.5" HWDP (27 joints)	Petrex 5899		3.500	4.750	3 1/2 IF	Box	0	844.34	2927.90	64.7	
10 Hydraulic Jar	Weatherford	WTF3502	4.750	4.830	3 1/2 IF	Pin	4.75	29.76	2957.66	65.7	
11 2 x 3.5" HWDP (2 joints)	Petrex 5899		3.500	4.750	3 1/2 IF	Box	0	61.02	3018.68	67.6	
12 42 x 3.5" DP (42 joints)	Petrex 5899		3.449	4.750	3 1/2 IF	Pin	0	1309.96	4328.64	81.3	
13 3 x 3.5" HWDP (3 joints)	Petrex 5899		3.500	4.750	3 1/2 IF	Box	0	91.51	4420.15	84.0	
14 Crossover	Petrex 5899		6.563	6.563	3 1/2 IF	Pin	0	3.76	4423.91	84.4	
15 30 x 5" HWDP (30 joints)	Petrex 5899		4.500	6.250	4 1/2 IF	Box	0	931.87	5355.78	130.6	
BHA Comments								Total Length (ft)	5355.78		
								Total Weight in Air (klbm)	130.6		
								Total Buoyant Weight (klbm)	130.6		
								Buoyant Weight Below Jar (klbm)	64.7		
								Weight in Air Below Jar (klbm)	64.7		
Stabilizer Summary								BHA Nozzle Summary			
Blade Length (ft)				Blade Mid-Pt to Bit (ft)				Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
0.492				10.83				Count	1/32 in	Count	1/32 in
								5	11.000		
Sensor Summary											
Type				Distance to Bit (ft)							
GR PD				6.520							
D&I PD				7.390							
Resistivity				30.540							
GR				40.260							
D&I				54.380							
Density				81.560							
Neutron				85.240							
Bend Summary											
Bend Angle (deg)				Bend to Bit (ft)							
Mud Properties											
Mud Weight (lbm/gal)				YP (cP)							
Funnel Viscosity (s)				PV (lb/100ft2)							
Date											
Designed By											
Approved By											

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

Fuente: Schlumberger-D&M

4.4 ANALISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA EN LAS SECCIONES 8 ½” Y 6 ⅛” PARA LOS TIPOS DE POZOS HORIZONTALES.

4.4.1 NAVEGACION ARENISCA “M1”

TABLA 4.5 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA (ft)	PROF SALIDA (ft)	INTERVALO (ft)	TIPO MOTOR	FT ROTADOS	FT DESLIZADOS	DLS (deg/100ft)
AMO A 104H	MDi616LBPX	JY-4481	0,61	7550	8625	1075	A675M7850XP	649	426	4,27
RO A38H	MDi616LBPX	JD 7791	0,63	7035	9426	2391	A675M7850XP	1628	763	2,34
IRO A 60H	MDi616LBPX	JE 1594	0,61	7730	8868	1138	A675M7850XP	773	365	3,39
	MDi616LBPX	JE 1594	0,61	8868	9408	540	A675M7850XP	412	128	1,97
IRO A-8-H-ST1	FDS+	PR 4784	0,59	7168	7350	182	A675M7850XP	114	68	1
	MDi616LBPX	JD7791	0,61	7350	8600	1250	A675M7850XP	771	479	3,4

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

TABLA 4.6 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON POWER DRIVE

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA (ft)	PROF SALIDA (ft)	INTERV PERFORADO(ft)	TIPO PD	DLS (deg/100ft)
AMO A 104H	MDi616LBPX	JY-4481	0,61	8625	9225	600	PD 675 X5	2,36
IRO 34H	MDSi616LBPX	JE-0519	0,63	7295	9646	2351	PD 675 X5	3,31
IRO A 60H	MDi616LBPX	JE 1594	0,63	7100	7730	630	PD 675 X5	1
IRO A-8-H-ST1	MDi616LBPX	JD7791	0,61	8600	9564	964	PD 675 X5	0,3
	MDi616LBPX	JD7791	0,61	9564	9988	424	PD 675 X6	0,1

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

TABLA 4.7 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA	PROF SALIDA	INTERVALO	TIPO MOTOR	FT ROTADOS	FT DESLIZADOS	DLS (deg/100ft)
AMO A 104H	XR20DOD1GVPS	PN4868	0,39	9225	10535	1310	A475M7838XP	1083	227	4,27
IRO 34H	XR20TODPS	PR-4658	0,39	9646	10734	1088	A475M7838XP	895	193	2,67
RO A38H	XR30TPS	PL8368	0,39	9426	10604	1178	A475M7838XP	917	261	0,4
IRO 15H	XR20DOD1GVPS	PN 4864	0,33	9086	10285	1199	A475M7838XP	1027	172	1,8

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

TABLA 4.8 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON POWER DRIVE

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA	PROF SALIDA	INTERV PERFORADO	TIPO PD	DLS (deg/100ft)
IRO A 60H	MDSi516WBPX	JD 8708	0,46	9408	10476	1068	PD 475 X5	1,24
IRO A-8-H-ST1	MDI516WBPX	JD8755	0,46	9988	11200	1212	PD 475 X5	0,4

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.4.2 NAVEGACION ARENISCA “U”

TABLA 4.9 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA (ft)	PROF SALIDA (ft)	INTERVALO (ft)	TIPO MOTOR	FT ROTADOS	FT DESLIZADOS	DLS (deg/100ft)
IRO A-45-H	MDi616LBPX	JE-0520	0,66	8741	8770	29	A675M7850XP	29	0	0,89
	XR+PS	PR-3575	0,67	8998	9401	403	A675M7850XP	176	227	5
	MDi616LBPX	JD-8763	0,66	9401	10185	784	A675M7850XP	610	174	3,18
IRO 16H-Us	MDi616LBPX	JD8469	0,61	8472	9777	1305	A675M7850XP	839	466	3,36
IRO A 42H-Us-ST1	MDI616LPX	JY4481	0,66	8679	9224	545	A675M7850XP	237	308	2,84
	MDI616LBPX	JD 7791	0,66	9224	9785	561	A675M7850XP	261	300	4,4

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

TABLA 4.10 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 8 ½” POWER DRIVE

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA (ft)	PROF SALIDA (ft)	INTERV PERFORADO(ft)	TIPO PD	DLS (deg/100ft)
IRO A-45-H	MDi616LBPX	JE-4166	0,66	8770	8998	228	XCEED 675	2,45

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

TABLA 4.11 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA	PROF SALIDA	INTERVALO	TIPO MOTOR	FT ROTADOS	FT DESLIZADOS	DLS (deg/100ft)
IRO A-45-H	XR15ODPS	PN-2137	0,33	10185	10270	85	A475M7838XP	53	32	2,39
IRO 16H-Us	XR20DOD1GVPS	PN4861	0,39	9777	10586	809	A475M7838XP	654	155	3,34
IRO A 42H-Us-ST1	XR15ODPS	PF9379	0,33	9785	9878	93	A475M7838XP	63	30	2,75

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

TABLA 4.12 ANÁLISIS DE BHA DIRECCIONAL Y BROCA SECCIÓN 6 1/8" CON POWER DRIVE

POZO	TIPO BROCA	SERIE	TFA	PROF ENTRADA	PROF SALIDA	INTERV PERFORADO	TIPO PD	DLS (deg/100ft)
IRO A-45-H	MDi516WBPX	JD-8755	0,46	10270	11395	1125	PD 475 X5	1,28

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.5 PROBLEMAS DE LOS POZOS QUE SE HAN PRESENTADO AL ATRAVESAR LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS.

A continuación se observa una tabla de los diversos problemas que se han presentando al momento de perforar los pozos y se muestra la medida que se ha tomado para solucionar dicho problema de una manera eficaz.

TABLA 4.13 PROBLEMAS Y SOLUCIONES

POZO	SECCIÓN	PROFUNDIDAD	PROBLEMA	SOLUCION
AMO A 104H	6.125"	(9225 - 10535) ft	• Colgamiento de la sarta	• Pildora lubricante • Aumentar lubricidad al sistema • Repasar
IRO A 38H	8.5 "	(7035-9426)ft	• Colgamiento de la sarta	Pildora lubricante Repasar
IRO A 60H	8.5 "	(7100-7730) ft	• Stick & Slip • Falla de Herramienta Direccional (No logro DLS requerido) • Incremento de Presion	• Incrementar RPM y disminuir WOB • Cambio de Herramienta • Repasar hasta disminuir problema
IRO 8H RE1-ST1	8.5 "	(6857-8303) ft	• Stick & Slip	• Incrementar RPM y disminuir WOB (Prueba de Perforabilidad) • Disminuir WOB
	6.125 "	(9548-10119)ft (10119-11200)ft	• Torque Alto • Colgamiento de la sarta • Shocks	• Aumentar lubricidad al sistema • Controlar ROP , levantar la sarta y establecer nueva patron de flujo
IRO A 34 H	12.25"	(6580-7295)ft	• Embolamiento • Torque Alto	• Pildoras desembolantes • Incrementar lubricidad del sistema
IRO A 45H	8.5 "	(8770-8998)ft	• Stick & Slip	• Prueba de Perforabilidad
	12.25 "	(6222-6291)ft	• Torque Alto	• Reductores de Torque
IRO 16H	8.5 "	(8472-9777)ft	• Colgamiento de la sarta	• Aumentar lubricidad al sistema
	6.125 "	(9777-10586)ft	• Shocks en Periscope	• Reducir el WOB
IRO A 42H	12.25 "	(7250-8625)ft	• Colgamiento de la sarta	• Aumentar lubricidad al sistema • Repasar
	6.125"	(9878-11100)ft	• Shocks en Periscope	• Back reaming • Pildora lubricante

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.6 ANALISIS DEL SISTEMA DE ROTACION EMPLEADO EN LAS SECCIONES 8 ½” Y 6 ⅛”

En los pozos en estudio se utilizaron dos sistemas de rotación, que es el motor de desplazamiento positivo (PDM) y el sistema rotativo direccional (RSS).

A continuación se analizará los dos sistemas de rotación sección por sección.

4.6.1 SECCION 8 ½”

En las siguientes tablas se muestra el ROP neto y ROP promedio utilizando PDM y RSS en la sección 8 ½”

TABLA 4.14 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8 ½” CON MOTOR

MOTOR				
POZO	FOOTAGE (ft)	NET ROP (ft/h)	AVG ROP (ft/h)	DLS AVG (deg/100ft)
AMO A 104H	1075	47,2	30,3	3,8
IRO A 38H	2391	39,5	29,7	2,3
IRO 8H RE1-ST1	1250	33,7	25,3	3,4
IRO A 34 H				
IRO A 45H	784	40	29,8	3,3
IRO 16H	1305	48,7	34,3	3,3
IRO A 42H	1106	24,2	19,1	3,4
IRO 60H	1678	48,6	36,4	2,9

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

**TABLA 4.15 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8
½” CON POWER DRIVE**

POWER DRIVE				
POZO	FOOTAGE (ft)	NET ROP (ft/h)	AVG ROP (ft/h)	DLS AVG (deg/100ft)
AMO A 104H	600	62,8	29,3	2,1
IRO A 38H				
IRO 8H RE1-ST1	1388	51,42	33,35	0,2
IRO A 34 H	2351	41,1	35,1	2,4
IRO A 45H				
IRO 16H				
IRO A 42H				
IRO 60H	630	94	63	0,4

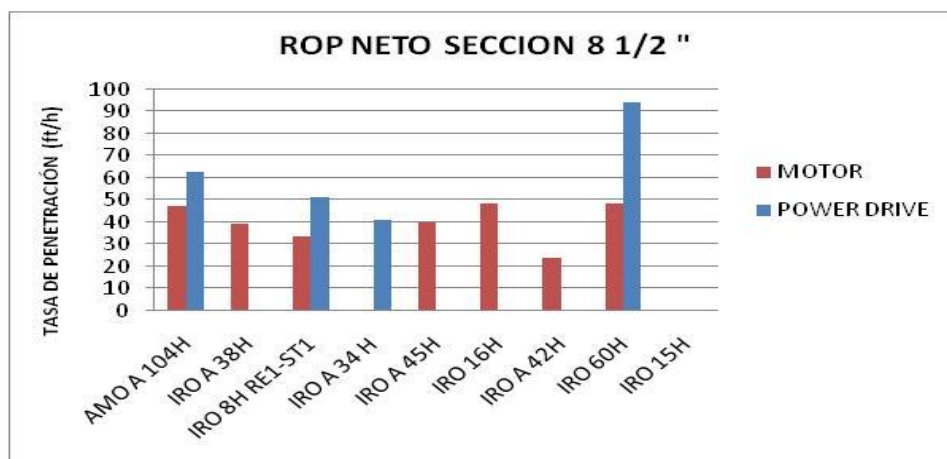
Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

En las tablas anteriores se puede observar que en los pozos que se utilizo Power Drive para perforar la sección, el ROP neto supero al ROP neto utilizando Motor.

Esto se aprecia de una mejor manera con las siguientes graficas, en las cuales se grafica el ROP neto y el ROP promedio por separado.

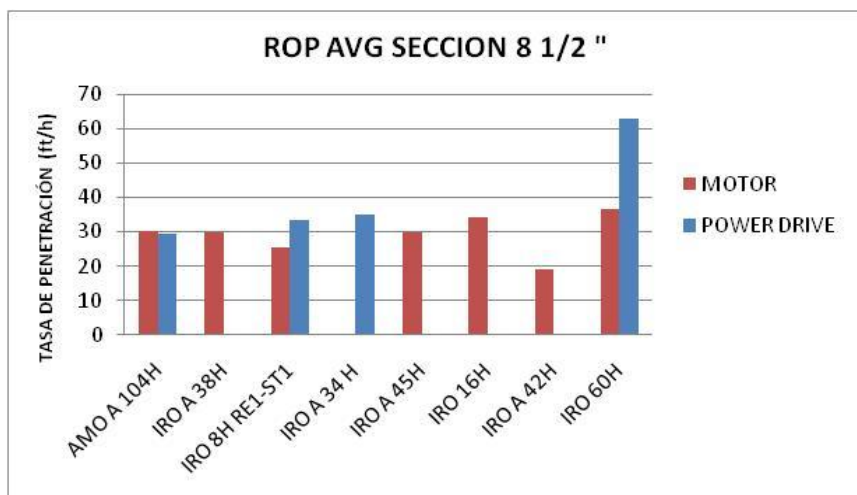
**GRAFICO 4.5 ROP NETO EN LA SECCIÓN 8 ½” CON
MOTOR Y POWER DRIVE**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

**GRAFICO 4.6 ROP PROMEDIO EN LA SECCIÓN 8 ½”
MOTOR Y POWER DRIVE**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.6.2 SECCION 6 ⅛”

En las siguientes tablas se muestra el ROP Neto y ROP promedio utilizando PDM y RSS en la sección 6 ⅛”

**TABLA 4.16 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6 ⅛”
CON MOTOR**

MOTOR				
POZO	FOOTAGE (ft)	NET ROP (ft/h)	AVG ROP (ft/h)	DLS AVG (deg/100ft)
AMO A 104H	1310	78,9	45,2	0,3
IRO A 38H	1178	59,1	37,4	0,4
IRO 8H RE1-ST1				
IRO A 34 H	1088	49,7	34,5	0,7
IRO A 45H	85	22,4	12,2	2,2
IRO 16H	809	52,8	31,1	0,8
IRO A 42H	93	37,5	31	2,8
IRO 60H				
IRO 15H	1197	85,9	49,9	0,4

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

**TABLA 4.17 ROP NETO Y PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6
1/8" CON POWER DRIVE**

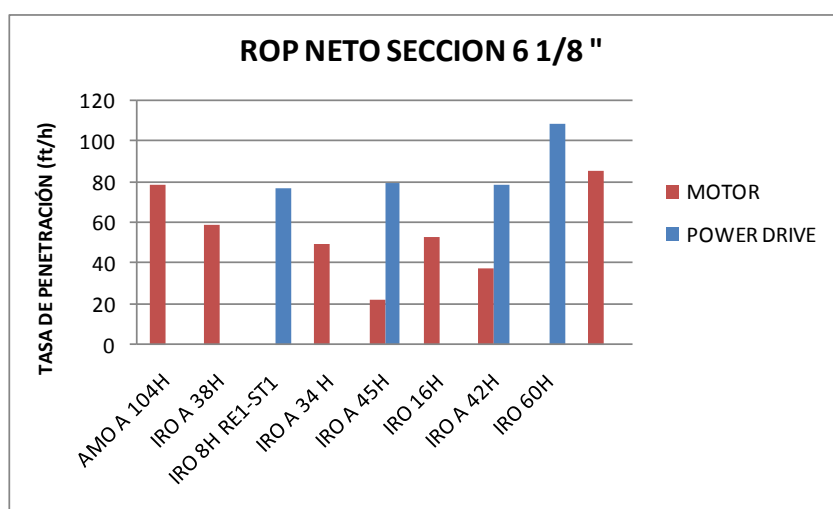
POWER DRIVE				
POZO	FOOTAGE (ft)	NETROP (ft/h)	AVG ROP (ft/h)	DLS AVG (deg/100ft)
AMO A 104H				
IRO A 38H				
IRO 8H RE1-ST1	1212	77,2	46,6	0,4
IRO A 34 H				
IRO A 45H	1125	80	47,9	0,22
IRO 16H				
IRO A 42H	1222	78,7	43,6	0,2
IRO 60H	1068	108,8	64,7	0,5
IRO 15H				

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

Al igual que la sección anterior se observa que en la sección que se utilizo Power Drive el ROP neto supero al ROP neto utilizando motor.

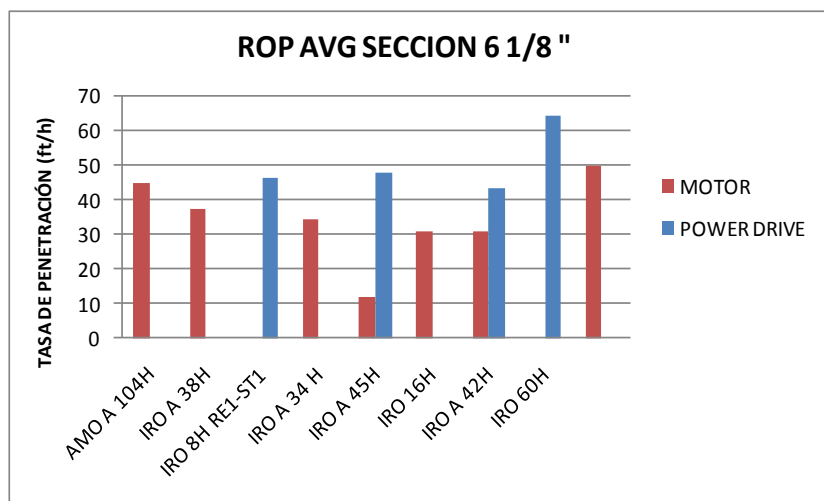
**GRAFICO 4.7 ROP NETO EN LA SECCIÓN 6 1/8" CON
MOTOR Y POWER DRIVE**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

**GRAFICO 4.8 ROP PROMEDIO EN LA SECCIÓN 6 1/8”
MOTOR Y POWER DRIVE**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.7 COMPARACION TECNICA DE RENDIMIENTO DE LAS BROCAS SMITH CON BROCAS DE OTRAS EMPRESAS EN LAS SECCIONES 8 1/2” Y 6 1/8”.

Para la comparación técnica de rendimiento de las brocas Smith con las de la competencia (Halliburton Drill Bits Security), se ha tomado en cuenta los pozos del campo IRO perforados en las últimas campañas.

Para esta comparación se analizarán todos los pozos en los cuales para perforar la secciones de 8 1/2” y 6 1/8” se utilizo el motor como sistema de rotación mas no el sistema rotativo direccional.

Como parámetros esenciales para dicho análisis se establecen los siguientes: el intervalo perforado, ROP neto, ROP promedio, Máxima inclinación en la sección y el numero de brocas utilizadas,

con todo estos parámetros se podrá tener una visión más clara para poder dar un juicio de valores entre las diferentes brocas fabricadas por Smith bits y las otras empresas.

Para un mejor entendimiento se ha elaborado una tabla con todos los parámetros antes mencionados y posteriormente se presenta un conjunto de graficas en las cuales se podrá visualizar dicha comparación de una manera más clara.

TABLA 4.18. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO IRO POR OTRAS EMPRESAS (DBS)

	IRO A10H-M1	IRO A12H-M1	IRO A14H-M1	IRO A31H	IRO A30H	IRO A32H	IRO A 35H	IRO A37H	IRO A 33H
8 1/2"									
FOOTAGE	2535	3316	2387	2365	2205	2181	1822	2209	1987
NET. HOURS	64,7	130,8	114,7	42,2	34,1	75,7	64,2	54,7	47,9
AVG HRS	77,5	151,5	131,5	55,0	47,0	95,0	79,0	73,0	63,0
NET ROP	39,2	25,4	20,8	56,0	64,7	28,8	28,4	40,4	41,5
AVG ROP	32,7	21,9	18,2	43,0	46,9	23,0	23,1	30,3	31,5
Max Inclination	88,8	81,6	80,7	82,1	83,9	85,6	82,8	83,3	80,2
Total bits used	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	3,0	1,0
6 1/8"									
FOOTAGE	1020	977	1026	1030	1030	927	1000	1000	1000
NET. HOURS	38,6	63,6	45,8	27,6	26,5	13,8	29,1	16,7	30,2
AVG HRS	48,5	73,5	54,0	37,5	38,5	21,0	33,0	28,0	37,0
NET ROP	26,4	15,4	22,4	37,3	38,9	67,2	34,4	59,9	33,1
AVG ROP	21,0	13,3	19,0	27,5	26,8	44,1	30,3	35,7	27,0
Max Inclination	88,5	90,1	89,8	90,0	90,9	90,5	91,5	90,7	90,9
Total bits used	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

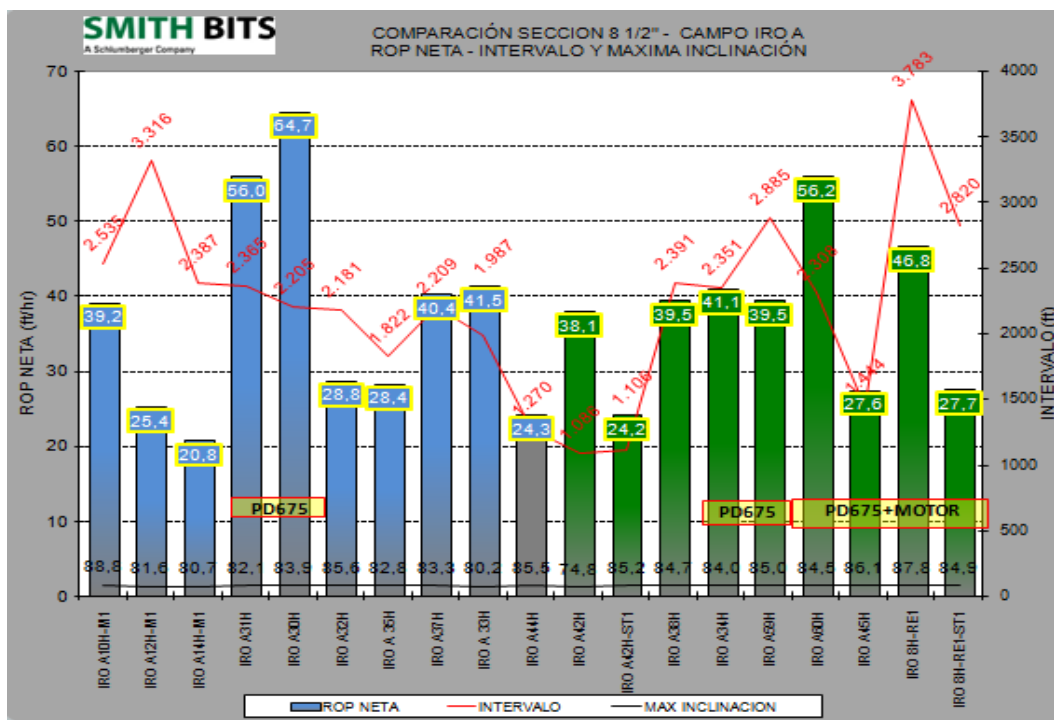
TABLA 4.19. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO IRO POR SMITH.

8 1/2"	IRO A42H	IRO A42H-ST1	IRO A38H	IRO A34H	IRO A59H	IRO A60H	IRO A45H	IRO 8H-RE1	IRO 8H-RE1-ST1
FOOTAGE									
NET. HOURS	1086	1106	2391	2351	2885	2308	1444	3783	2820
AVG HRS	28,5	45,7	60,5	57,2	73,0	41,1	52,4	80,8	101,8
NET ROP	37,5	58,0	80,5	67,0	95,0	56,5	68,0	115,5	129,5
AVG ROP	38,1	24,2	39,5	41,1	39,5	56,2	27,6	46,8	27,7
Max Inclination	29,0	19,1	29,7	35,1	30,4	40,8	21,2	32,8	21,8
Total bits used	74,8	85,2	84,7	84,0	85,0	84,5	86,1	87,8	84,9
6 1/8"	1,0	2,0	1,0	1,0	2,0	1,0	4,0	2,0	2,0
FOOTAGE									
NET. HOURS	1315		1178	1088	1200	1068	1210		1212
AVG HRS	18,0		19,9	21,9	17,5	9,8	17,9		15,7
NET ROP	31,0		31,5	31,5	30,0	16,5	30,5		27,0
AVG ROP	73,1		59,1	49,7	68,5	109,0	67,8		77,2
Max Inclination	42,4		37,4	34,5	40,0	64,7	39,7		44,9
Total bits used	89,8		88,9	93,0	89,8	90,1	90,3		91,6
	2,0		1,0	1,0	1,0	1,0	2,0		1,0

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

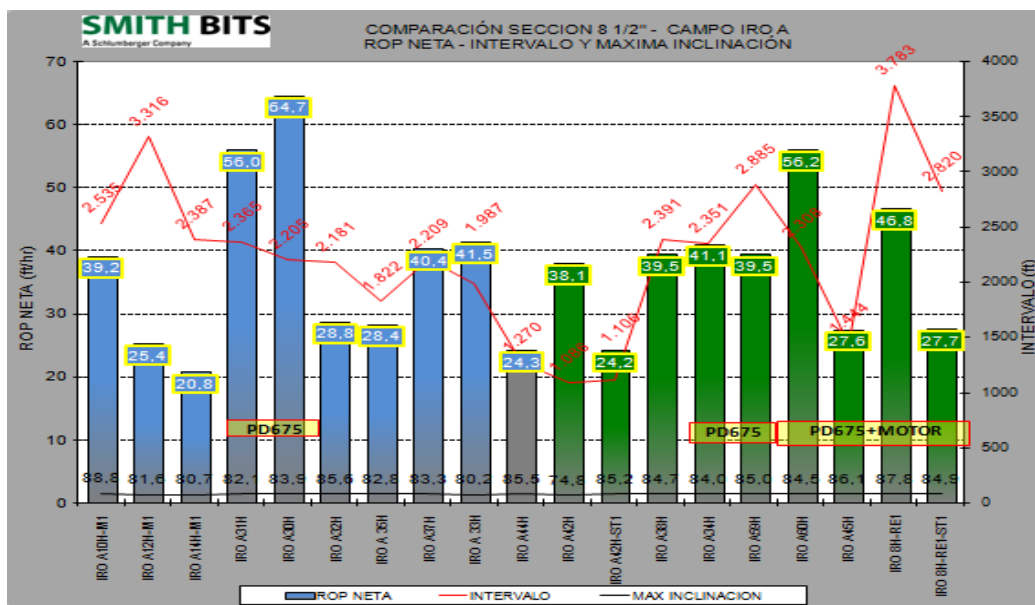
GRAFICO 4.9 COMPARACIÓN SECCIÓN 8 1/2”, ROP NETO, INTERVALO E INCLINACIÓN



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

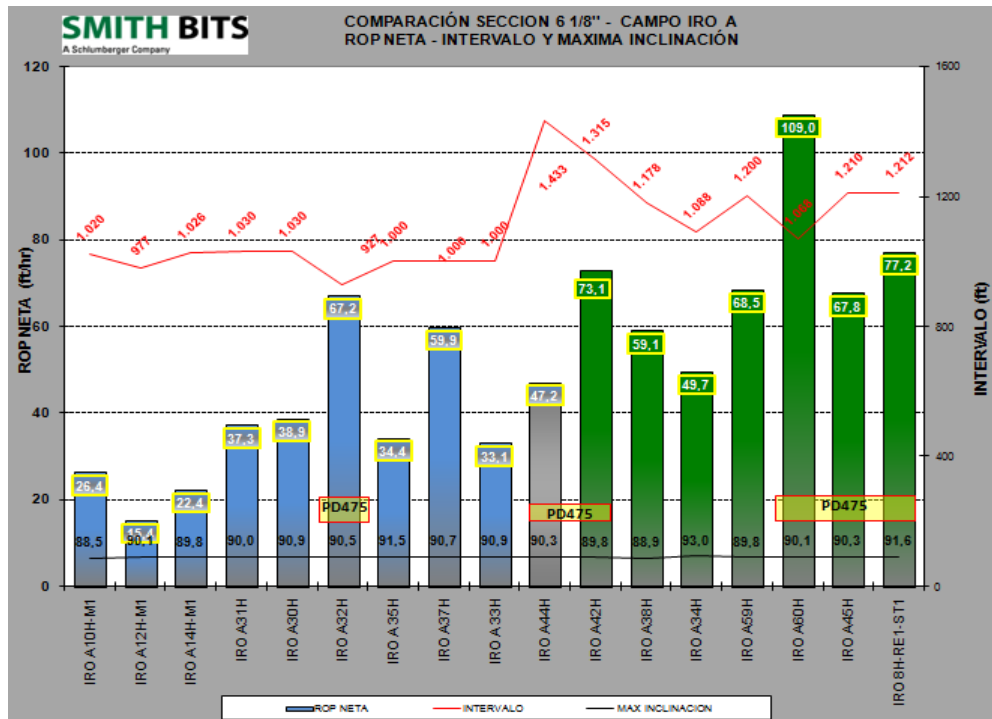
GRAFICO 4.10. COMPARACIÓN SECCIÓN 8 1/2”, ROP PROMEDIO, INTERVALO E INCLINACIÓN



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

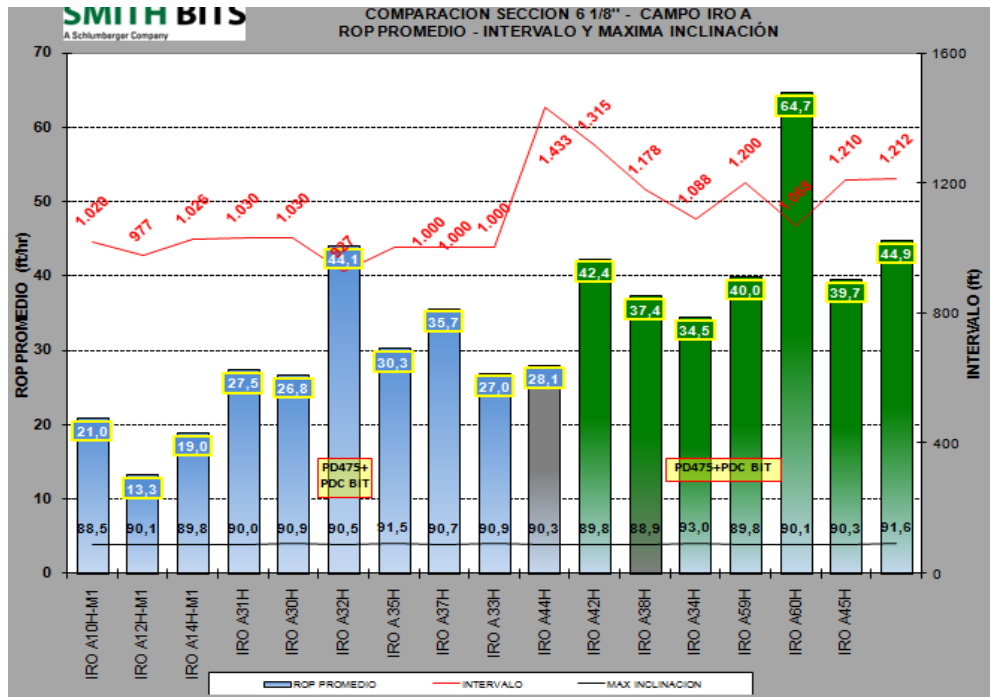
GRAFICO 4.11. COMPARACIÓN SECCIÓN 6 1/8" ROP NETO, INTERVALO E INCLINACIÓN



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICA 4.12. COMPARACIÓN SECCIÓN 6 1/8" ROP PROMEDIO, INTERVALO E INCLINACIÓN



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

Se observa que en la sección 8 1/2", los valores de el ROP neto y el ROP promedio por parte de las brocas Smith es muy parejo con la de la competencia.

En la sección 6 1/8" las brocas Smith superan en rendimiento a las de la competencia (DBS), ya que los valores de ROP neto y ROP promedio es superior en un 40 % en condiciones muy similares, dando una visión que las brocas Smith son muy competitivas.

4.8. DISEÑO DEL PROGRAMA DE BROCAS PARA LA SECCION 8 ½" y 6 ⅛" DEL POZO AMO AMO 108H

El objetivo de perforar este pozo es llegar a la formación Napo a la arenisca M "1", por lo cual se va a perforar un pozo horizontal, utilizando las brocas fabricadas por Smith Bits.

4.8.1 BROCAS PROPUESTAS.

4.8.1.1 Sección 8 ½"

En esta sección es plan es construir la inclinación desde 45.83° a razón de 2.63°/100' hasta 78.5° a los 8,908' y reducir DLS a razón de 1.36°/100' hasta punto de casing y tener 85.38°.

Las formaciones que se van a atravesar son: Tena, Basal Tena y Napo, compuesta principalmente por una litología de limolitas, arcillolitas, areniscas y lutitas.

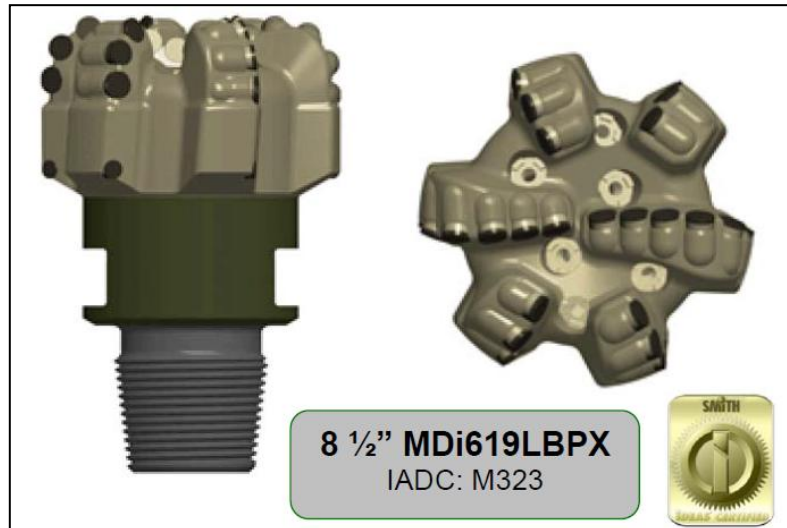
Debido a que Repsol requiere completar la sección en dos corridas, Smith recomienda brocas que obtienen una buena ROP, durabilidad para las formaciones abrasivas y estabilidad.

Según la planificación de Repsol se usaran en la primera corrida un motor y en la segunda un Power Drive, por lo que Smith recomienda una broca PDC nueva 8 ½" MDi619LBPX para ambas corridas según la experiencia en el campo IRO. Se propone una broca agresiva con características de estabilidad, direccionabilidad y durabilidad.

La broca propuesta para esta sección es de matriz, de 6 aletas con 27 cortadores de 19mm y 6 cortadores de 16mm, con dos aletas centrales. La broca provee las características de dureza necesaria para la perforación de las areniscas

abrasivas de las formaciones Napo, posee 6 boquillas intercambiables con hidráulica mejorada.

**GRAFICO 4.13 BROCA MDI619LBPX PARA LA SECCIÓN
8 ½”**



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.8.1.2 Sección 6 ½”

El plan en esta sección es construir la inclinación desde 80.14° hasta 90° navegando con motor hasta TD.

La formación que se va a atravesar es Napo, compuesta principalmente por una litología de Arenisca.

Con el fin de tener un mejor tiempo en la navegación, se propone una broca de conos con insertos para terminar satisfactoriamente la sección.

Se recomienda una broca de 6 1/8” XR20DOD1GVPS, con 90 insertos chiselados, protección en el gauge, talón y faldón.

La broca tiene característica Super D-Gun™ que es un recubrimiento de carburo de tungsteno, que ayuda para que la broca sea resistente a la abrasión y la erosión, ideal para aplicaciones en formaciones altamente abrasivas que genera grandes volúmenes de cortes como es Napo “U”

GRÁFICO 4.14. BROCA XR20DOD1GVPS PARA LA SECCIÓN 6 1/8”



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

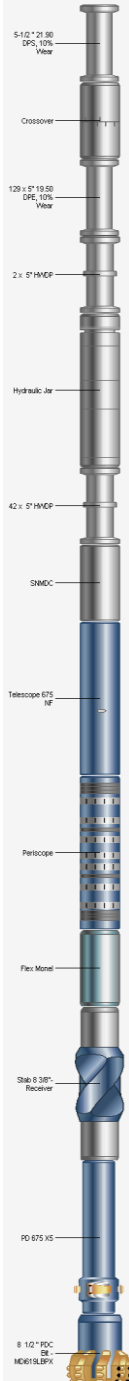
4.8.2 BHA DIRECCIONALES PROPUESTOS.

Para los BHA'S que se utilizarán para la perforación del pozo Amo A 108, tenemos dos, el primero que se utilizarán en la sección de 8 1/2” y el segundo que se utilizara en la sección de 6 1/8”.

Los BHA'S que se proponen son los que mejor han dado resultado en estas secciones en anteriores pozos, ya que han ahorrado tiempo y dinero. A continuación se muestra el BHA direccional propuesto para la sección 8 1/2”, con Power Drive.

GRAFICO 4.15. BHA DIRECCIONAL PROPUESTO PARA LA SECCIÓN 8 1/2", CON POWER DRIVE





Field Name	REPSOL-YPF_Amo	Borehole Name	Amo A-108H	Hole Size (in)							
Structure Name	Amo A	BHA Name	BHA # 5 8_5"	Depth In (ft)							
Well Name	Amo A-108H	POWER DRIVE		Depth Out (ft)							
Desc.	Manu.	Serial Number	OD (in) ID (in)	Max OD (in)	Bot (in) Top (in)	Bot Type Top Type	Bot Gender Top Gender	FN OD (in) FN Length (ft)	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (1000 lbm)
8 1/2" PDC Bit - MDi619LBPX	Smith / IADC: M223	JE 5798	5.750 2.500	8.500	4.500	Regular	Pin		0.73	0.73	0.1
1 POWER DRIVE 675 X6	Schlumberger	CU-02143-X6	6.750 4.200	8.130	4.500	Regular IF	Box	0.000 0.00			
2 Stab 8 3/8"-Receiver	Schlumberger	50965	6.875 3.125	8.375	4.500	IF FH	Pin Box	6.875 2.50	13.44	14.17	1.4
3 Flex Monel	Schlumberger	61478	5.188 4.000	6.750	4.500	IF FH	Pin Box	7.000 2.35	5.71	19.88	2.4
4 Periscope	Schlumberger	3402	6.850 3.400	7.460	5.500	FH FH	Pin Box	6.780 1.57	9.67	29.55	2.7
5 Telescope 675 NF	Schlumberger	E9169	6.875 5.109	6.875	5.500	FH IF	Pin Box	0.000 0.00	21.06	50.61	4.8
6 SNMDC	Schlumberger	608	6.938 2.875	6.938	4.500	IF IF	Pin Box	0.000 0.00	28.40	79.01	7.2
7 42 x 5" HWDP	PETREX		5.000 3.000	6.500	4.500	IF IF	Pin Box	0.000 0.00	12.01	91.02	8.4
8 9 Hydraulic Jar	WTF	3521	6.313 2.750	6.500	4.500	IF IF	Pin Box	6.313 1.85	1288.17	1379.19	73.2
9 2 x 5" HWDP	PETREX		5.000 3.000	6.500	4.500	IF IF	Pin Box	0.000 0.00	31.54	1410.73	75.6
10									59.06	1469.79	78.7

BHA Comments		Total Length (ft)	1469.79
BHA DESIGN TO DRILL 8 1/2" HOLE SECTION. 85.4 DEG/3354 DEG AZIMUTH		Total Weight in Air (1000 lbm)	78.6
		Total Buoyant Weight (1000 lbm)	66.6
		Buoyant Weight Below Jar (1000 lbm)	62.2
		Weight in Air Below Jar (1000 lbm)	73.3

Stabilizer Summary	
Blade Length (ft)	Blade Mid-Pt to Bit (ft)
1.130	16.320

Sensor Summary	
Type	Distance to Bit (ft)
PD675 D+I	10.34
ARC Resistivity	39.95
ARC Gamma Ray	34.29
APWD	36.32
MWD D+I	64.26

Mud Properties			
Mud Weight (lbm/gal)	10.2	YP (lb/100ft2)	22
Funnel Viscosity (s)	70	PV (cP)	23

BHA Nozzle Summary			
Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
Count	1/32 in	Count	1/32 in
3	11.000		
3	12.000		
		TFA (in2)	
		PD Flow Restrictor	
		(1/32 in)	0.000
		Rotor By Pass Nozzle	
TFA (in2)	0.610	(1/32 in)	

Date	
Designed By	Fernando Rosero/Jimy Toscano
Approved By	

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

GRAFICO 4.16. BHA DIRECCIONAL PROPUESTO PARA LA SECCIÓN 6 1/8" CON MOTOR



Field Name	REPSOL-YPF_Amo			Borehole Name	Amo A-108H			Hole Size (in)	6.125		
Structure Name	Amo A			BHA Name	BHA # 7_6_125in			Depth In (ft)			
Well Name	Amo A-108H				Motor+LWD			Depth Out (ft)			
Desc.	Manu.	Serial Number	OD (in)	Max OD (in)	Bot. (in)	Bot Type	Bot Gender	FN OD (in)	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (1000 lbm)
1	6 1/8" Tricone Insert Bit - XR20DOD1GVDP	Smith IADC = 517X	PN4854	3.875	6.125					0.620	0.026
2	Motor A475M7838XP w/ 5 7/8" Stb Sleeve &	Schlumberger	6511	4.750	5.875	3.500	REG	Box	4.688	22.320	0.917
3	5 7/8" Stabilizer	Schlumberger	24061-1	3.750	4.780	3.500	IF	Box	1.210	28.460	1.132
4	Float Sub	Schlumberger	7056	4.780	5.875	3.500	IF	Box	2.120	30.920	1.254
5	LWD Periscope 475	Schlumberger	41424.000	2.250	4.750	3.500	IF	Pin		2.460	2.607
6	MWD ShortPulse	Schlumberger	5184	4.810	5.250	3.500	IF	Pin	4.780	26.510	87.530
7	4.75" Monel	Schlumberger	78462-7	2.500	4.750	3.500	IF	Pin	1.500	30.100	4.112
8	30 x 3 1/2" HWDP	Petrex		4.750	5.220	3.500	IF	Box			119.040
9	48 x 3-1/2" 13.30 DPS, 10% Wear	Petrex		3.250	4.780	3.500	IF	Pin	0.000	31.510	5.603
10	6 x 3 1/2" HWDP	Petrex		2.250	4.750	3.500	IF	Pin	0.000	0.000	1058.370
11	Hydraulic Jar	WTF	WTF 4924	2.250	4.750	3.500	IF	Pin	0.000	939.330	27.396
12	26 x 3 1/2" HWDP	Petrex		3.426	5.000	3.500	IF	Pin	0.000	1509.560	2567.930
13	Crossover	Petrex	131073	2.764	4.750	3.500	IF	Box	0.000	187.810	53.981
14	30 x 5" HWDP	Petrex		3.500	4.750	3.500	IF	Pin	0.000	2785.980	55.115
				2.250	4.750	3.500	IF	Pin	4.750	30.240	2785.980
				3.500	4.750	3.500	IF	Pin	0.000	793.710	3579.690
				7.000	7.000	3.500	IF	Pin	7.000	3583.090	73.529
				2.880	4.500	IF	Box	1.830	3.400	4502.500	73.897
				5.000	6.500	4.500	IF	Pin	0.000	919.410	4502.500
				3.000	4.500	IF	Box	0.000			120.217

BHA Comments		Total Length (ft)		4,502.50	
BHA DESIGNED TO DRILL 6 1/8" SECTION, NAVIGATE THRU M-1 C SANDSTONE.		Total Weight in Air (1000 lbm)		120.2	
		Total Buoyant Weight (1000 lbm)		104.0	
		Buoyant Weight Below Jar (1000 lbm)		46.8	
		Weight in Air Below Jar (1000 lbm)		54.0	
Stabilizer Summary		Sensor Summary		BHA Nozzle Summary	
Blade Length (ft)	Blade Mid-Pt to Bit (ft)	Type	Distance to Bit (ft)	Bit Nozzle	
0.500	1.540	PS Resistivity	40.16	Count	1/32 in
1.420	25.540	PS Gamma Ray	49.88	Count	1/32 in
Bend Summary		PS APWD	49.1	Reamer Nozzle	
Bend Angle (deg)	Bend to Bit (ft)	MWD D+I	64.25	TFA (in2)	
1.500	4.500	MWD GR	66.05	PD Flow Restrictor	
		Zinc	32.92	(1/32 in)	
				Rotor By Pass Nozzle	
Mud Properties				TFA (in2)	0.389 (1/32 in)
Mud Weight (lbm/gal)	8.9	YP (lb/100ft2)	40		
Funnel Viscosity (s)	60	PV (cP)	25		
		Date			
		Designed By	Fernando Rosero/Jimy Toscano		
		Approved By			

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.8.3 HIDRÁULICAS PROPUESTAS PARA EL POZO AMO 108H

Las hidráulicas propuestas se han realizado en un software propiedad de Smith Bits, el cual se llama Yield Point, el mismo que mediante la introducción de varias variables como son: datos del taladro (máxima presión de las bombas), propiedades del lodo (densidad, viscosidad plástica, Yield Point), plan direccional (inclinación y azimut), datos del pozo (tipo de pozo, profundidades por sección), BHA propuestos, datos de la broca (tipo, numero y tamaño de boquillas), nos permite simular y conocer el comportamiento así como ciertos parámetros específicos de la broca (HSI, jet vel, ΔP bit, Presión) los cuales son esenciales para su buen desempeño al momento de la perforación.

4.8.3.1. Hidráulica sección 8 ½" y 6 ⅞"

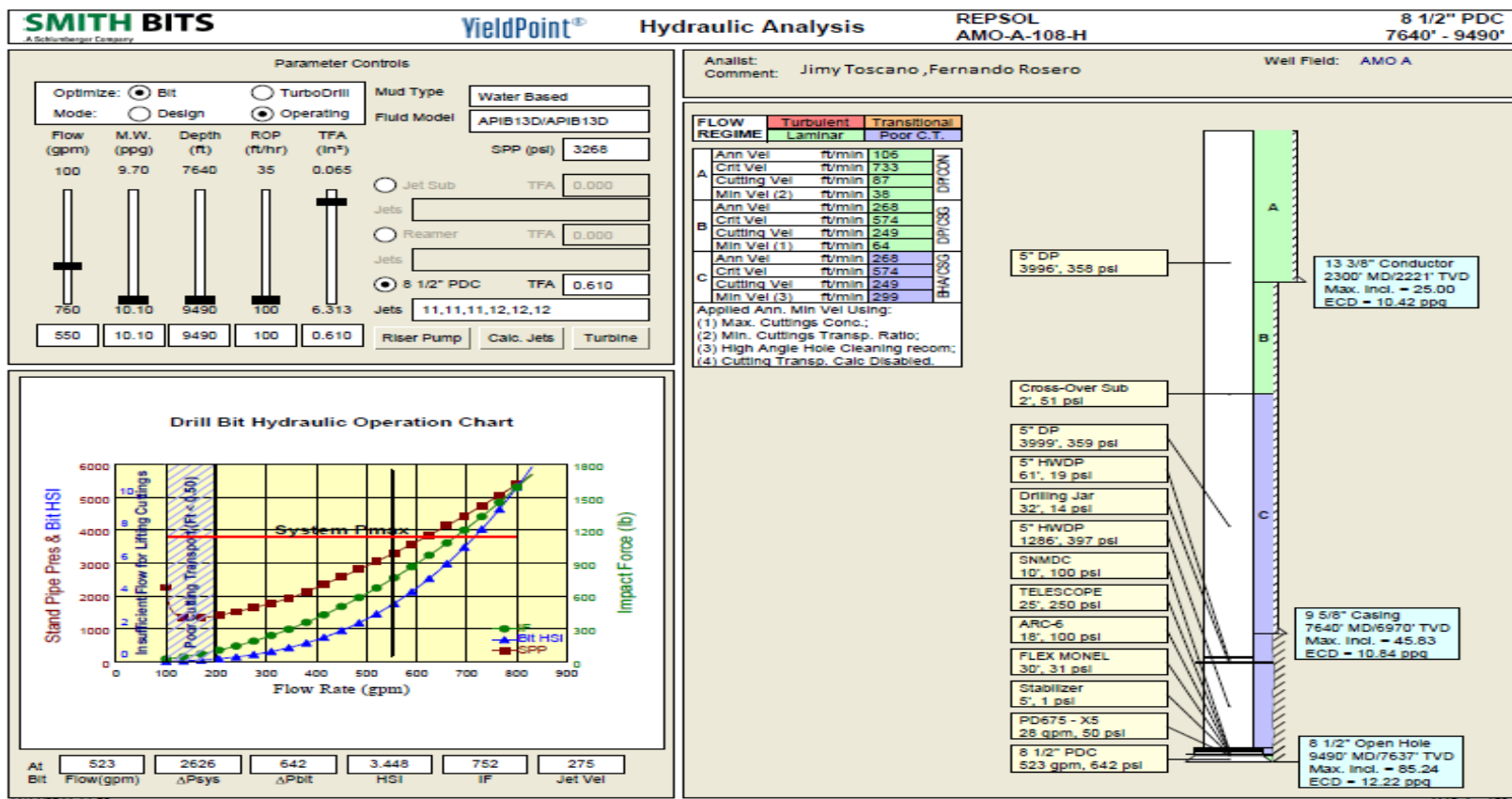
TABLA 4.20. DATOS PARA HIDRÁULICAS

Datos		
Broca	MDi619LBPX	XR20DOD1GVPS
Tamaño	8 ½"	6 ⅞"
Boquillas	3x11 + 3x12	3x13
TFA	0,61	0,389
Intervalo	7640-9490 ft	9490-10490 ft
Mud Weight	9,5-9,8 ppg	9-9,2 ppg
PV	12-20	14-22
YP	22-25	18-28

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

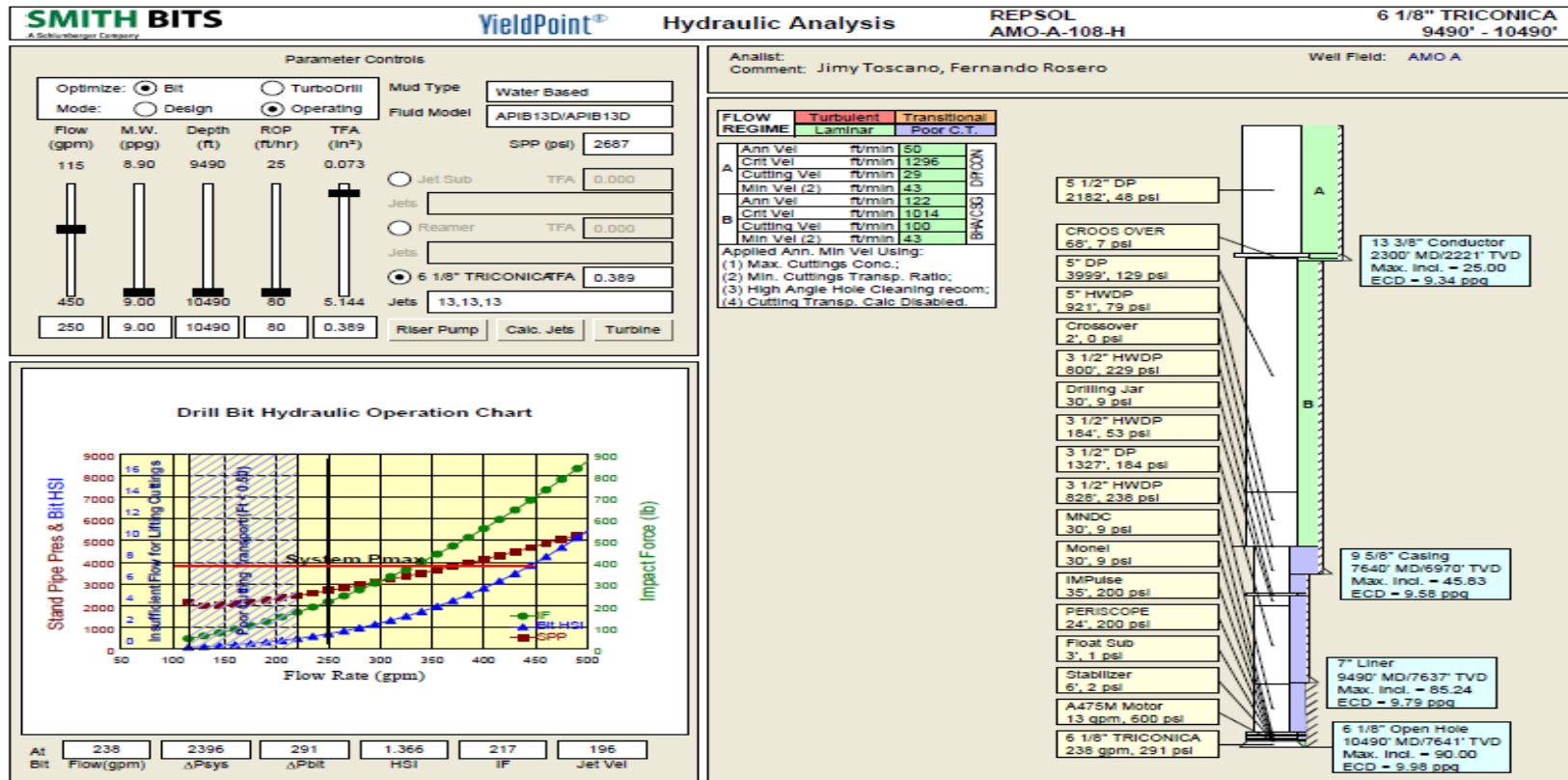
GRAFICO 4.17 HIDRÁULICA 8 1/2”



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICO 4.18 HIDRÁULICA 6 1/8"



Drill Bit Hydraulic Operation Chart

At Bit Flow(gpm): 238 | ΔPsys: 2396 | ΔPbit: 291 | HSI: 1.366 | IF: 217 | Jet Vel: 196

5 1/2" DP	2182', 48 psi	A	13 3/8" Conductor 2300' MD/2221' TVD Max. Incl. = 25.00 ECD = 9.34 ppg
CROSS OVER	68', 7 psi		
5" DP	3959', 129 psi	B	9 5/8" Casing 7640' MD/6970' TVD Max. Incl. = 45.83 ECD = 9.58 ppg
5" HWDP	921', 79 psi		
Crossover	2', 0 psi	7" Liner	9490' MD/7637' TVD Max. Incl. = 85.24 ECD = 9.79 ppg
3 1/2" HWDP	800', 229 psi		
Drilling Jar	30', 9 psi	6 1/8" Open Hole	10490' MD/7641' TVD Max. Incl. = 90.00 ECD = 9.98 ppg
3 1/2" HWDP	184', 53 psi		
3 1/2" DP	1327', 164 psi		
3 1/2" HWDP	828', 238 psi		
MNDC	30', 9 psi		
Monel	30', 9 psi		
IMPulse	35', 200 psi		
PERISCOPE	24', 200 psi		
Float Sub	3', 1 psi		
Stabilizer	6', 2 psi		
A475M Motor	13 gpm, 600 psi		
6 1/8" TRICONICA	238 gpm, 291 psi		

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimy Toscano

4.8.4. PARÁMETROS PROPUESTOS A UTILIZARSE EN LAS SECCIONES 8 1/2" Y 6 1/8" EN EL POZO AMO 108H

Una vez realizadas las hidráulicas, haber revisado las especificaciones de la broca, corridas anteriores en otros pozos, los parámetros que se propone usar y los que esperamos son los siguientes para cada unas de las secciones a ser perforadas.

4.8.4.1. Parámetros sección 8 1/2"

TABLA 4.21 PARÁMETROS PROPUESTOS PARA LA SECCIÓN 8 1/2"

DRILLING PARAMETERS AMO A 108H			
8 1/2" SECTION (Before BT)		8 1/2" SECTION (after BT)	
SINGLE RUN : MDIG19LBPX - PD675 (JE3112)			
INTERVAL (ft)	7647'-8970'	INTERVAL (ft)	8970'-9490'
FLOW (gpm)	550-560	FLOW (gpm)	510-550
RPM	90-120	RPM	90-120
WOB	needed	WOB	needed
TFA	0.61 (3X12+3X11)	TFA	0.61 (3X12+3X11)
		Pressure @ TD	3268 @ 550 GPM
ROP avg estimated (ft/hr)	33-40	ROP avg estimated (ft/hr)	25-35
Sliding ROP estimated (ft/hr)	0	Sliding ROP estimated (ft/hr)	0
Rotating ROP estimated (ft/hr)	60-100	Rotating ROP estimated (ft/hr)	30-45
Net ROP estimated (ft/hr)	60-100	Net ROP estimated (ft/hr)	30-45

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.8.4.2 Parámetros sección 6 1/8"

TABLA 4.22 PARÁMETROS PROPUESTOS PARA LA SECCIÓN 6 1/8"

DRILLING PARAMETERS AMO A 108H	
6 1/8" SECTION	
SINGLE RUN: XR20DOD1GVDP-MUD MOTOR	
INTERVAL (ft)	9490'-10490'
FLOW (gpm)	220-240
RPM	40-80
WOB	needed (max 40)
DIFF OF PRESSURE ROTATE MODE (psi)	200-250
DIFF OF PRESSURE SLIDE MODE (psi)	50-200
LIMITED ROP INST (ft/hr)	120
TFA	0.39 (3X13)
Pressure @TD	2687 @ 250 gpm
ROP avg estimated (ft/hr)	32-50
Sliding ROP estimated (ft/hr)	30-40
% Sliding	18
Rotating ROP estimated (ft/hr)	55-100
Net ROP estimated (ft/hr)	50-89

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.9. COMPARACIÓN DEL PROGRAMA PROPUESTO CON EL REAL PARA LAS SECCIONES 8 1/2", Y 6 1/8" EN EL POZO AMO 108H

4.9.1. Sección 8 1/2".

TABLA 4.23. PARÁMETROS PROPUESTOS CON REALES

	Propuesto	Real
Broca	MDi619LBPX	MDi619LBPX
Tamaño	8 1/2"	8 1/2"
Boquillas	3x11 + 3x12	3x11 + 3x12
TFA	0,61	0,61
Intervalo	7640-9490 ft	7635-9510 ft
GPM	510-560	520-560
WOB	Needed	10-25
RPM	90-120	130
Rop avg	25-40	42,6
Rop net	60-100	64,3

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.9.1.1 Calificación de la broca de 8 ½”.

Luego de la corrida la broca obtiene la siguiente calificación:

1-1-WT-A-X-I-DL/HC-TD

Como característica principal de desgaste, desgaste normal leve en todas las áreas por perforación de arenisca masiva y abrasiva, además observa cortadores delaminados por presencia de vibraciones. Broca sale en calibre.

GRAFICO 4.19 VISTA FRONTAL BROCA MDI619LBPX 8 ½”



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICO 4.20 VISTA SUPERIOR BROCA MDI619LBPX 8 ½”

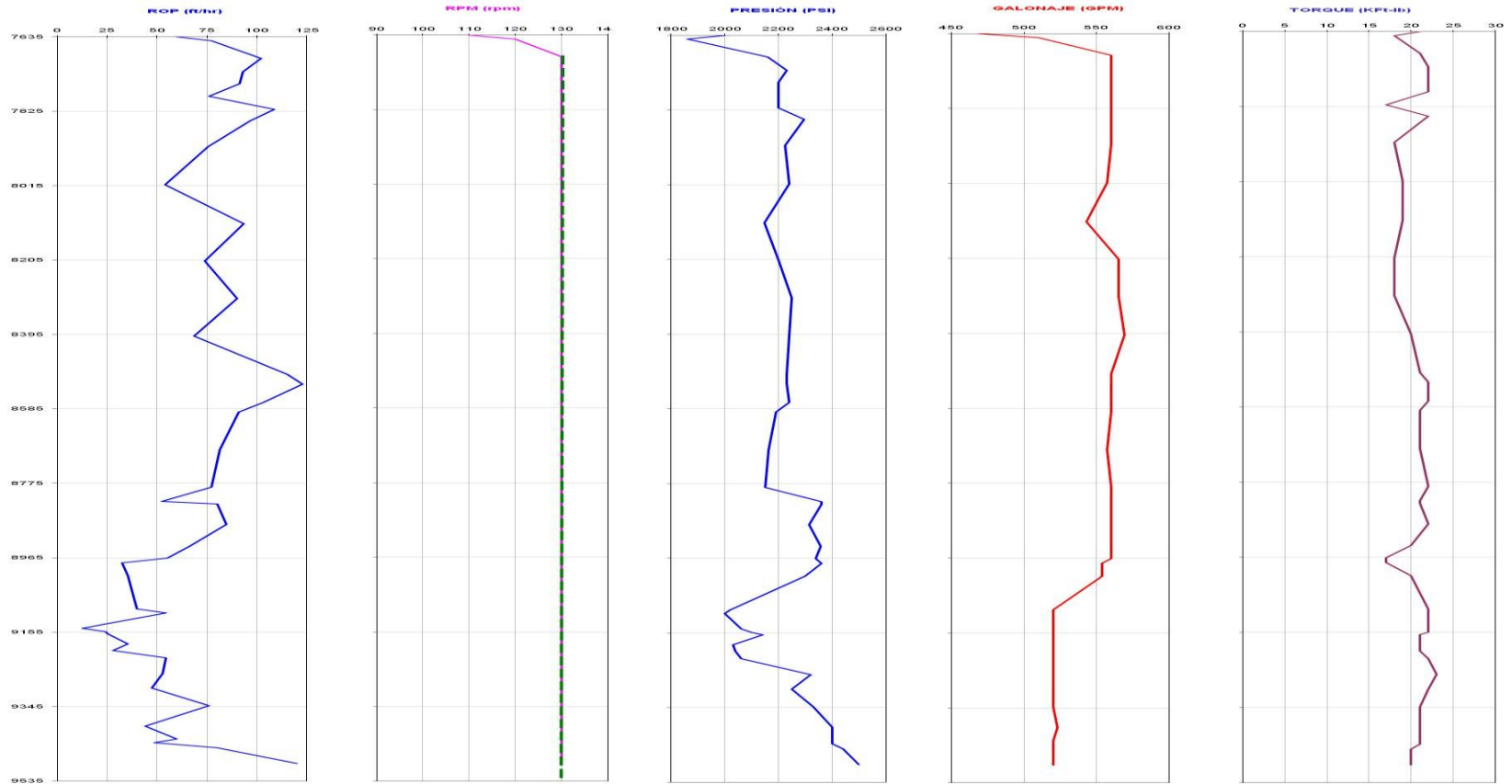


Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

En la grafica se observa que la broca utilizada en la sección 8 ½” luego de la perforación salió en calibre, por lo que sus cortadores del calibre no sufrieron mayor desgaste.

GRAFICO 4.21 PARÁMETROS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 8 ½”



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.9.2 Sección 6 1/8"

TABLA 4.24 PARÁMETROS PROPUESTOS CON REALES

	Propuesto	Real
Broca	XR20DOD1GVPS	XR20DOD1GVPS
Tamaño	6 1/8"	6 1/8"
Boquillas	3x13	3x13
TFA	0,389	0,389
Intervalo	9490-10490 ft	9510-10610 ft
GPM	220-240	240
WOB	Need	10-20
RPM	40-80	40-60
Rop avg	32-50	37,9
Rop net	50-90	63,8

Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

4.9.2.1 Calificación de la broca de 6 1/8"

Luego de la corrida la broca obtiene la siguiente calificación:

0-1-WT-G-E-I-ER/TR-TD

Como característica principal de desgaste, desgaste normal leve en calibre, sistema de sellos y rodamientos se encuentran efectivos. Observa erosión debido a la abrasividad de arena y además tracking. Broca se encuentra en calibre.

GRAFICO 4.22 VISTA FRONTAL BROCA XR20DOD1GVPS 6 1/8"



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICO 4.23 VISTA SUPERIOR BROCA XR20DOD1GVPS

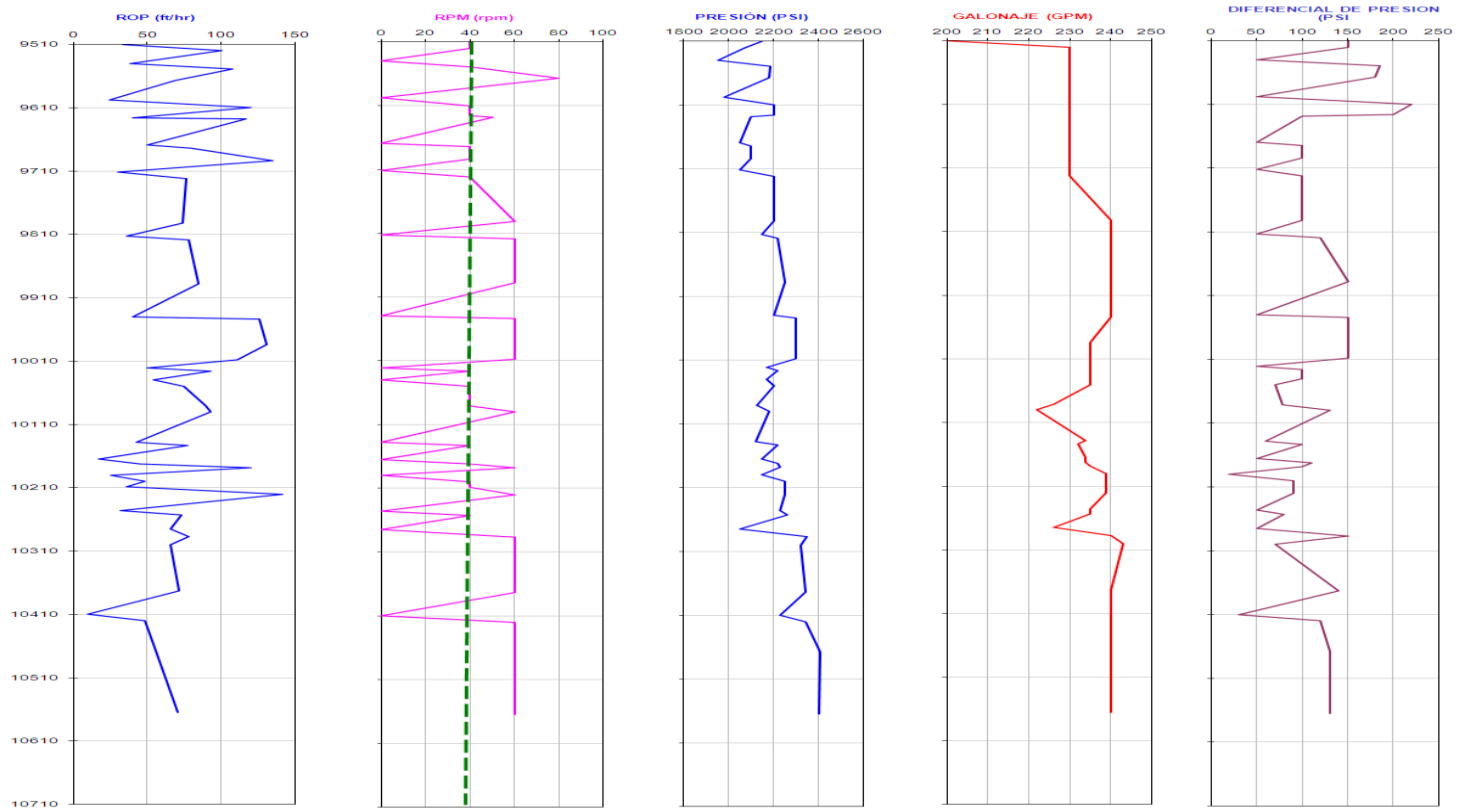
6 1/8"



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

GRAFICA 4.24 PARÁMETROS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 6 1/8''



Fuente: Smith International

Realizado por: Fernando Rosero, Jimmy Toscano

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

5.1.1 Una broca PDC modelo MDi619LBPX de matriz, de 6 aletas con 27 cortadores de 19mm y 6 cortadores de 16mm, con dos aletas centrales es apropiada para perforar la sección de 8 ½”, en pozos horizontales (pozo Amo 108H), ya que se ha podido comprobar mediante su rendimiento que la misma proporciona las cuatro características fundamentales de la perforación: tasa de Penetración (ROP), Estabilidad, Durabilidad y Navegabilidad

5.1.2 Una broca de conos modelo XR20DOD1GVPS, con 90 insertos chiselados, protección en el gauge, talón y faldón es apropiada para perforar la sección de 6 1/8” en pozos horizontales (pozo Amo 108H), ya que se ha podido comprobar mediante su rendimiento que la misma proporciona las cuatro características fundamentales de la perforación: tasa de Penetración (ROP), Estabilidad, Durabilidad y Navegabilidad

5.1.3 Según los parámetros de perforación propuestos y reales una vez que se perforó el pozo, se puede observar que las hidráulicas se las realizó correctamente ya que si comparamos los mismos se ve que todos los valores están dentro del rango que se propuso

5.1.4 Una vez analizadas las graficas se observa que el rendimiento de las brocas Smith son muy competitivas al compararlas con las de las otras empresas, llegando a superarlas en un 40% en la rata de penetración neta en las mismas condiciones.

5.2 RECOMENDACIONES.

5.2.1 Realizar una correcta hidráulica antes de cada sección, para saber que parámetros de perforación manejar durante la corrida y así hacerla en un tiempo más eficaz.

5.2.2 Estar pendiente de los parámetros de perforación, para que si se ve un comportamiento anormal, tomar las medidas que sean necesarias a tiempo y así evitar problemas mayores, que se ven reflejados en tiempo y dinero.

5.2.3 Analizar los pozos ya perforados para ver los problemas, errores y anomalías que se presentaron y así de alguna manera tratar de que no ocurran los mismos en el pozo siguiente a ser perforado.

CAPITULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6.1 BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. Mision, visión de Smith International,
http://www.slb.com/services/smith_bits_smith_services/about_us/history.aspx
2. Carta de presentación, Smith International
http://www.slb.com/services/smith_bits_smith_services/about_us/stats.aspx
3. Constitución legal de Smith International,
http://www.slb.com/services/smith_bits_smith_services/about_us/company_profile.aspx
4. Constitución legal de Smith en Ecuador
[http://www.smithprodserv.com/\\$ca88deed-1360-463d-a271-5b959eb7fb87](http://www.smithprodserv.com/$ca88deed-1360-463d-a271-5b959eb7fb87)
5. Dull Grading Manual; January 2011 ;. Property of Smith Bits . All rights reserved.
6. Product Catalog; January 2011;. Property of Smith Bits . All rights reserved.
7. GRENVILLE DRAPER - GABRIEL YANNI, Diccionario de Términos Geológicos: Inglés/Español – Español/Ingles (Florida International University, DepartmentEarth of Science), 1987.

6.2 BIBLIOGRAFÍA REVISADA

- Haro Ruiz Esteban Fernando. Análisis Técnico Económico para la Optimización del Diseño de Completaciones Dobles en el Bloque 16. [Tesis Pregrado]. Quito: Escuela Politécnica Nacional; 2010.
- Hoyos Calle Antonio Eduardo. Optimización Del Sistema de Reinyección de Agua Del Pad Amo-A, del Bloque 16 Operado por la Compañía Repsol-Ypf. [Tesis Pregrado]. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral; 2004.
- Meza Aldas Hilda Raquel. Evaluación de los diseños de BHA en perforaciones horizontales (aplicado en el pozo AMO B-10 del Bloque 16 del Oriente Ecuatoriano). [Tesis Pregrado]. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral; 2000.

6.3 WEBGRÁFICA

- http://www.slb.com/~-/media/Files/smith/case_studies/xplorer_tci_cs.ashx
[Consultado: 1 octubre 2011]
- <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/59/1/T-UCE-68.pdf>
[Consultado: 1 octubre 2011]
- http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/quienes-somos/presencia-global/ecuador-detalle.aspx
[Consultado: 1 octubre 2011]
- <http://opsur.wordpress.com/2011/02/04/ecuador-cambios-en-contratos-petroleros/>
[Consultado: 4 octubre 2011]

- <http://www.heavyoilinfo.com/articulos/la-fibra-optica-alumbra-las-temperaturas-en-productor-de-crudo-pesado>
[Consultado: 4 octubre 2011]
- <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1756/1/CD-2344.pdf>
[Consultado: 4 octubre 2011]
- http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32737.pdf
[Consultado: 7 octubre 2011]
- http://www.slb.com/services/drilling/drill_bits/insert_milledtooth.aspx#
[Consultado: 7 octubre 2011]

CAPITULO VII

APENDICES Y ANEXOS

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDADES	AÑO 2011				AÑO 2012	
	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO
CAPITULO I Planteamiento del problema						
CAPITULO II Marco Teórico						
CAPITULO III Diseño Metodológico						
CAPITULO IV Recolección de Datos						
CAPITULO V Conclusiones y Recomendaciones						
Entrega del Informe Final						
Presentación Oral						

PRESUPUESTO

MATERIALES	COSTOS
Copias	\$ 10
Internet	\$ 30
Empastado	\$ 45
Extras	\$ 100
TOTAL	\$ 185
ELABORACION Y DEFENSA	COSTOS
Borradores e Informe Final	\$ 100
Empastado de Tesis	\$ 80
Alquiler de Infocus	\$ 20
TOTAL	\$ 200
GASTOS ADMINISTRATIVOS	COSTOS
Derechos Generales	\$ 100
Derechos de Grado	\$ 400
TOTAL	\$ 500

El presupuesto total para realizar este proyecto es de \$ 885

GLOSARIO

Tool Face: término usado en perforación direccional, es a menudo usado como frase corta de “orientación de toolface”. Esto puede expresarse como una dirección referido al Norte o parte alta del pozo.

MWD: (*Measuring While Drilling*) es un sistema de medición de inclinación y dirección, indispensable para alcanzar un objetivo deseado en el proceso de perforación.

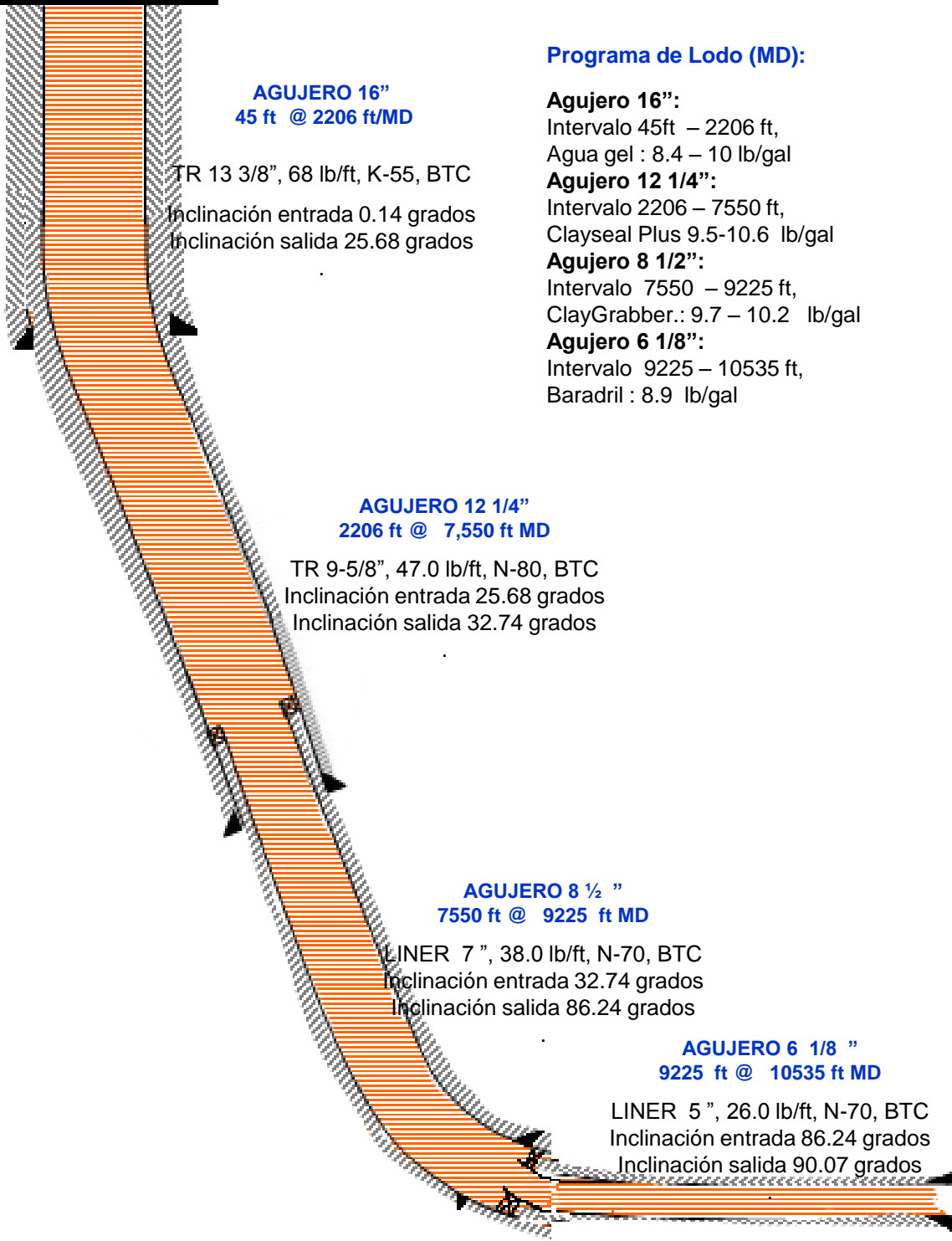
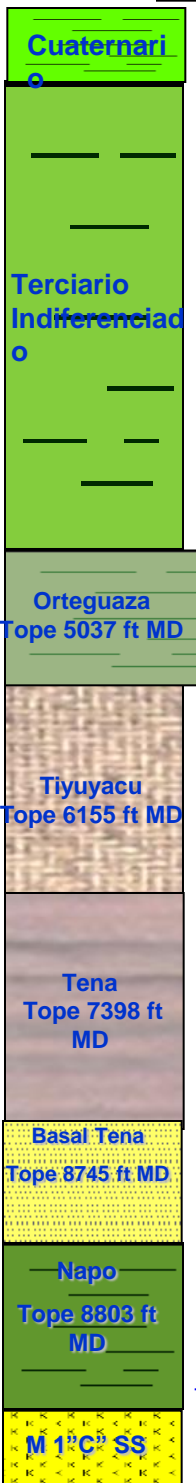
Drill Collar: (*Collar de perforación*) el collar de perforación es un tubo pesado de paredes gruesas usado entre el tubo de perforación y la broca en el vástago de perforación. Le pone peso a la broca para hacer que la tubería de perforación este tensa. El collar puede mantener la broca de perforación centralizada.

Campo: Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

Tungsteno: Elemento químico metálico duro, pesado de color grisáceo con el cual se fabrica acero muy resistente a la fricción.

Pozo: (*Well*). Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

Preparado por: Fernando Rosero	ESTADO MECANICO AMO 108 H	Equipo: PETREX 5899	Pagina 1/1
Jimmy Toscano		SMITH BITS	



Programa de Lodo (MD):

Agujero 16":

Intervalo 45ft – 2206 ft,
Agua gel : 8.4 – 10 lb/gal

Agujero 12 1/4":

Intervalo 2206 – 7550 ft,
Clayseal Plus 9.5-10.6 lb/gal

Agujero 8 1/2":

Intervalo 7550 – 9225 ft,
ClayGrabber.: 9.7 – 10.2 lb/gal

Agujero 6 1/8":

Intervalo 9225 – 10535 ft,
Baradril : 8.9 lb/gal